

«УТВЕРЖДАЮ»

ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

Заместитель Генерального директора –
Главный инженер

А. М. Пятаев

2015 г.



**Задание на проектирование № 75-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. ДНС. КНС.
Система видеонаблюдения».**

1.	Наименование объекта
	Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. ДНС. КНС. Система видеонаблюдения.
2.	Географическое положение объекта
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Северо-Островной лицензионный участок.
3.	Основание для проектирования
	Бизнес-план 2016 г. ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».
4.	Заказчик
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	Разработчик проектной документации
	Определяется в результате тендера.
6.	Требования к проектной организации
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ Р ИСО 9001-2011 (ИСО 9001:2011).
7.	Вид строительства
	Капитальное строительство.
8.	Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию
	2017 г.
9.	Стадия проектирования
	Проектная документация, рабочая документация.

10.	Условия ввода в эксплуатацию
	Предусмотреть поэтапный ввод объекта в эксплуатацию.
11.	Потребность в инженерных изысканиях
	<p>Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для строительства ДНС, КНС, системы видеонаблюдения, размещением всего необходимого оборудования, трасс нефтесборных сетей, водоводов, ВЛ-6 кВ, автодорог.</p> <p>Отобразить фактически существующие на местности, пересекаемые осью проектируемых трасс коммуникации (глубины их залегания и диаметры), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте.</p> <p>Обязательно согласовать:</p> <ul style="list-style-type: none"> – задание на инженерные изыскания и местоположение трассы с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; – полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой. <p>Представить в электронном виде и на бумажном носителе градостроительный план и генеральный план в системе координат 1963 года и Балтийской системе высот в формате MapInfo.</p> <p>Выполнить инженерные изыскания согласно СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97, СП 11-103-97, СП 47.13330.2012.</p> <p>При необходимости разработать проект межевания и проект планировки территории согласно п.7 постановления Правительства Российской Федерации от 15.02.2011г. №77 «О порядке подготовки документации по планировке территории, осуществляемой по решению уполномоченного федерального органа исполнительной власти».</p>
12.	Требования к выделению пусковых комплексов
	<p>Предусмотреть независимые этапы строительства на каждый подобъект, входящий в состав данного проекта, позволяющие осуществлять ввод в эксплуатацию каждого этапа по отдельности.</p> <p>Этапы строительства дополнительно согласовать с Заказчиком.</p>
13.	Основные технико-экономические показатели объекта проектирования
	<p>13.1 ДНС</p> <p>13.1.1. Узел дополнительных работ в ограждении, с щелевыми пробозаборными устройствами, площадками обслуживания и датчиками контроля избыточного давления. Запорная арматура с эл. приводом «AUMA» - 2 компл.</p> <p>13.1.2. Установка подачи химических реагентов (УДХ) для подачи деэмульгатора – 1 блок с двумя насосами НД.</p> <p>13.1.3. Емкость для хранения деэмульгатора V- 6м³ (с уровнемером).</p> <p>13.1.4. Установка подачи химических реагентов (УДХ), для подачи ингибитора коррозии – 1 блок с двумя насосами НД.</p> <p>13.1.5. Емкость для хранения ингибитора коррозии V-6м³ (с уровнемером типа ППП-1000), присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска.</p> <p>13.1.6. Площадка НГСВ с АКЗ и протекторной защитой V- 200м³ - 2ед.</p> <p>13.1.6.1. Клапанная сборка с клапаном-регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 6 компл.</p> <p>13.1.6.2. Датчик контроля уровня ППП-1000 (вода, нефть) – 4 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>13.1.6.3. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>13.1.6.4. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее</p>

Ду-150.

13.1.7. Газовые сепараторы с увеличенными сепарационными свойствами ГС V-12,5м³-1ед., V-0,8м³ - 1ед.

13.1.7.1. Клапанная сборка с клапаном-регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 2 компл.

13.1.7.2. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 – 2шт.

13.1.7.3. Датчик контроля избыточного давления – 1 шт.

13.1.8. Буферная емкость – дегазатор нефти НГС V-50м³ (с пеногасящей насадкой) - 2 ед.

13.1.8.1. Датчик контроля уровня ПЛП-1000 (нефть) – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.

13.1.8.2. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.

13.1.8.3. Датчик контроля максимального верхнего уровня - 2 шт.

13.1.9. Площадка отстойников нефти горизонтальных: ОГ-200м³ - 2ед.

13.1.9.1. Клапанная сборка с клапаном-регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 4 компл.

13.1.9.2. Датчик контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.

13.1.9.3. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.

13.1.9.4. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.

13.1.10. Резервуары пластовой воды, с обвязкой под технологический процесс с АКЗ и протекторной защитой: РВС V-3000м³ – 2ед., присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, применить уровнемер ПЛП-2000.

13.1.10.1. Сигнализаторы загазованности типа Sensepoint XCD.

13.1.10.2. Датчики обнаружения пожара, ручные пожарные извещатели.

13.1.11. Насосная пластовой воды с насосами 1Д200х90 – 3 агр. (конструкцию насосного блока, сечение кабельной продукции предусмотреть с возможностью расширения насосного блока на Д630х90 в количестве 3-х агрегатов).

13.1.12. Кустовая насосная станция с насосами ЦНС 180х1900 – 3 агр.

13.1.13. Насосный блок внешнего транспорта нефти с насосами ЦНС 180х425 АД 315 кВт – 3 агрегата (напор насоса обосновать проектом).

13.1.14. Факельный ствол с факельными сепараторами, с факельным оголовком бездымного/бессажевого горения, запальным устройством, средствами дистанционного контроля и розжига.

13.1.14.1. Факельный оголовок по отдельно разработанному техническому заданию – 1 шт.

13.1.14.2. Факельный сепаратор 0,8м³ - 2 шт.

13.1.14.3. Конденсатосборник, с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 – 40м³ - 2 шт (с уровнемером типа ПЛП-1000), присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;

13.1.15. Дренажная система.

13.1.15.1. Дренажная емкость ДЕ V 63м³ с погружными насосами НВ-Мв-50/50 – 2 шт. (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска.

13.1.15.2. Дренажная емкость ДЕ V40м³ с погружным насосом НВ-Мв-50/50 -2 шт. (с уровнемером типа ПЛП-1000), присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска.

13.1.16. Система ПЛК.

13.1.16.1. Промливневая канализация ПЛК – 20 колодцев Ø1020мм L-3м, каждый с подземной трубной обвязкой Ø325х6 L-1000м;

13.1.16.2. Дренажная емкость ДЕ V 63м³ с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 - 1шт. (с

уровнемером типа ПЛП-1000), присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска.

13.1.17. Операторная.

13.1.17.1. Рассчитана для пребывания рабочего персонала и ИТР ориентировочно общей численностью: оператор ООУ – 15 чел.; машинист ВКС – 6 чел.; машинист КНС – 6 чел.; сл. ремонтники – 5 чел.; ИТР – 4 чел.; персонал КИПиА, персонал МЭН.

13.1.18. КТП, РУ (проектом предусмотреть увеличение мощности при замене насосных агрегатов НПВ в количестве 3-х штук с 1Д200х90 на 1Д630х90, насосных агрегатов БКНС с ЦНС180х1900 до ЦНС 240х1900).

13.1.19. Узел связи с мачтой связи не менее 45 м.

13.1.20. Система сигнализаций и блокировок.

13.1.21. Линии связи.

13.1.22. Вакуумная компрессорная станция.

13.1.23. Система отопления.

13.1.24. Периметральное ограждение с противоподкопной сеткой и проволокой «Егоза».

13.1.25. Складские помещения.

13.1.25.1. Склад хранения пожарного инвентаря.

13.1.25.2. Склад хранения химических реагентов.

13.1.26. Слесарная мастерская.

13.1.27. Мачты освещения (~10 шт.).

13.1.28. Молниезащита, молниеотводы (~10 шт.).

13.1.29. Технологическая трубная обвязка.

13.1.30. Кабельные эстакады.

13.1.31. Системы измерения количества и параметров газа (СИКТ) по направлениям ФВД, ФНД, запальной линии, линии продувки на ФВД, ФНД, линия на ГПЗ (согласно ГОСТ Р 8.733-2011).

13.1.32. Система пожарной сигнализации.

13.1.33. Узел учета нефти СИКНС (согласно МИ 2825-2003).

На площадке СИКНС предусматривается размещение следующих сооружений:

- блок фильтров (БФ) наружной установки;
- блок измерения качества (БИК, плотномер, влагомер, пробоотборная система);
- блок измерительных линий (БИЛ – три измерительные линии с массовыми расходомерами Micro Motion CMF);
- блок стационарной ТПУ.

13.1.34. Нагреватели нефти типа ПТБ-10 – 2 шт. (тип, марку, количество обосновать проектом).

13.1.34.1. Система автоматики ПТБ-10 должна быть выполнена на базе контроллера Direct Logic, с загруженным программным обеспечением. Отображение технологических параметров должно быть выполнено на панели визуализации C-more EA7-T6CL-R.

13.1.34.2. В качестве станции управления применить ИЦА ПТБ-10Э, производства ООО «Генерация» с размещением в поставляемый БАО. Ввод и вывод сигналов от системы среднего уровня (контроллеров) осуществлять средствами протокола Modbus RTU.

13.1.34.3. В состав указанного оборудования должно входить прикладное программное обеспечение (ППО), разработанное, загруженное, налаженное под данный объект (согласно ТЕРп-2001, сборник №2).

13.1.34.4. В комплект поставки программного обеспечения должно входить: ППО на контроллер и панель визуализации на CD-Disk – 2 экземпляра; инструкция оператора по пользованию панелью визуализации, инструкция программиста, инструкция системного программиста – на CD-Disk и бумажном носителе – 2 экземпляра, комплект средств для программирования контроллера и панели визуализации.

13.1.34.5. В схеме ПТБ-10 учесть следующее:

- применить заслонку поворотную в комплекте с электроприводом АИМА;
- применить датчик контроля пламени СЛ-90-220В;
- применить схему без применения частотного преобразователя.

	<p><u>13.2. КНС</u></p> <p>13.2.1. Насосный блок КНС. 13.2.2. Система низконапорных водоводов. 13.2.3. Система высоконапорных водоводов с распределительной гребенкой. 13.2.4. Подъездные пути. 13.2.5 Система дренажных стоков и емкостей. 13.2.6. Энергоснабжение, теплоснабжение и вентиляция. 13.2.7. Автоматизация и связь.</p> <p><u>13.3. Система видеонаблюдения.</u></p> <p>13.3.1. Система видеонаблюдения. 13.3.2. Переговорное устройство (видеотелефон).</p> <p>В процессе проектирования возможно изменение типа и состава оборудования.</p>
14.	<p>Требования к техническим решениям</p> <p><u>14.1. ДНС. Предлагаемая технологическая схема. Сепарирование, обезвоживание и транспорт нефти.</u></p> <p>14.1.1. Транспорт нефти. Газоводонефтяная эмульсия в объеме 18000 м³/сут. под давлением 0,8 МПа с кустовых площадок Северо-Островного месторождения нефти через УДР поступает в трехфазные сепараторы первой ступени НГСВ V-200м³ - 2ед., в которых происходит дегазация, предварительное отделение воды от нефти. На УДР во вход жидкости в блок входных сепараторов подается реагент – деэмульгатор при помощи дозирующих насосов НД (производительность обосновать проектом). Отсепарированная жидкость с остаточным содержанием газа и воды поступает на прием нагревателей нефти типа ПТБ-10 (тип, марку и количество нагревателей нефти обосновать проектом), для подогрева эмульсии, далее направляется в отстойники нефти ОГ V-200м³ - 2 ед. Проектом предусмотреть подогреватель нефти с максимальной производительностью, эффективностью, пожарной безопасностью. Нефть из отстойников поступает в буферную емкость – дегазатор нефти НГС V-50м³ (оборудованный внутренней начинкой, пеногасящими насадками) - 2 ед., где происходит окончательная дегазация. Из НГС-1,2 (буферная емкость) дегазированная и обезвоженная нефть направляется в технологический резервуар РВС-3000 м³, для дальнейшей подготовки нефти до требования ГОСТ 51858, далее на прием насосов внешнего транспорта с нефтяными насосами ЦНС 180х425 (производительность насосов уточнить при проектировании), далее через систему измерения количества нефти откачивается в напорный нефтепровод Ду 325мм «ДНС Локосовское м/р - ДНС-1 Северо-Ореховское м/р», для сдачи в АО «Транснефть-Сибирь» через СИКНС 569 ЦППН-1 Ново-Покурского м/р. Проектом предусмотреть подготовку нефти до требований ГОСТ 51858.</p> <p>14.1.2. Подготовка и транспорт пластовой воды. Пластовая вода, отделившаяся в трехфазных нефтегазовых сепараторах входной группы с содержанием нефтепродуктов до 100мг/л и отделившаяся в отстойниках нефти ОГ-1,2 V-200м³ с содержанием нефтепродуктов до 40мг/л, под собственным давлением направляется в парк очистных РВС V-3000м³- 2 ед. Проектом предусмотреть независимые водоводы от НГСВ и ОГ до РВС, с целью формирования стабильного режима в аппаратах. В РВС происходит очистка от нефтепродуктов до остаточного содержания нефтепродуктов не более 40 мг/л и концентрацией взвешенных частиц не более 30 мг/л. Проектом предусмотреть технологическую обвязку РВС, с целью формирования резервуарной подготовки нефти. Далее пластовая вода перекачивается</p>

насосной пластовой воды, с насосными агрегатами 1Д200х90 (3шт., производительность насосов уточнить при проектировании). Насосами подтоварная вода откачивается по двум низконапорным водоводам (основной, резервный) на кустовую насосную станцию с насосными агрегатами ЦНС 180х1900 (3шт., производительность насосов уточнить при проектировании, проектирование вести по отдельным разработанным ТЗ), для дальнейшей закачки в пласт. «Пленка» нефти с очистных РВС улавливается в отдельную емкость V-63м³ (оборудованную уровнемером и погружным насосом НВ-50/50) и откачивается на вход проектируемых отстойников горизонтальных при помощи погружного насоса. Проектом предусмотреть отдельную линию откачки уловленной нефти с емкости уловленной нефти в буферы-дегазаторы.

14.1.3. Подготовка и транспорт попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ высокого давления в объеме 130000м³/сут., отделившийся в сепараторах НГСВ-1,2, проходит очистку в ГС V-12,5м³ (с увеличенными сепарационными свойствами) от капельной жидкости. Далее попутный нефтяной газ давлением первой ступени сепарации – до 8,0 кгс/см² поступает в газопровод на ДНС Кетовского м/р через СИКГ, далее газ компримируется на дожимной компрессорной станции (ДКС – в перспективе) и транспортируется на НВ - ГПК. Газ также используется для технологических нужд как топливо для нагревателей нефти. В связи с этим предусмотрена линия с ГС-1 на блок подготовки топливного газа с ГС V-0,8м³, где происходит дополнительная очистка и учет газа перед поступлением на нагреватели нефти.

Попутный нефтяной газ низкого давления, выделившийся во второй ступени сепарации НГС V-50м³, поступает на прием вакуумной компрессорной станции ВКС, где компримируется до необходимого давления и поступает в газопровод на ДНС Кетовского м/р. Факельные системы оборудовать системой измерения количества и параметров по направлениям ФВД, ФНД, запальной линии, линии продувки (согласно ГОСТ Р 8.733-2011).

Технологической схемой предусмотреть аварийный сброс газа в факельную систему. Газ с первой ступени сепарации сбрасывается на факел высокого давления, газ с КСУ сбрасывается на факел низкого давления, где происходит их сжигание.

14.1.4. Произвести изыскания по проектируемому объекту и выполнить подбор необходимого оборудования для обеспечения подготовки нефти согласно ГОСТ 51858.

14.1.5. Состав оборудования обосновать проектом в соответствии с динамикой поступления жидкости и нефти (данные уточнить в процессе проектирования). Произвести физико-химический анализ нефти, пластовой воды, жидкости. Произвести анализ на компонентный состав нефти.

14.1.6. Перед началом проектирования разработать предварительный **технологический регламент**, где определить основной состав оборудования и организацию технологического процесса подготовки нефти, газа и воды. Данный регламент согласовать с заказчиком.

14.1.7. Готовая продукция (товарная нефть) должна соответствовать первой группе качества по степени подготовки, согласно ГОСТ 51858.

14.1.8. Предусмотреть возможность подачи деэмульгатора на УДР с целью организации путевой деэмульгации непосредственно в трубопроводе, перед точкой подачи деэмульгатора предусмотреть на входных трубопроводах щелевые пробозаборные устройства для отбора проб жидкости. Предусмотреть возможность подачи ингибитора коррозии в напорный трубопровод и на вход ДНС при помощи НД.

14.1.9. Предусмотреть проектом устройство узла коррозионного контроля с использованием образцов-свидетелей на следующих потоках: вход жидкости перед ЦПС, трубопровод откачки пластовой воды на утилизацию (КНС или НПО).

14.1.10. Диаметр технологических внутриплощадочных трубопроводов определить расчетным методом, исходя из пропускной способности и объемов транспортируемых потоков (нефти, газа, воды).

14.1.11. При проектировании предусмотреть индивидуальные регулирующие

клапаны фирмы «SAMSON» с электроприводом «AUMA» по каждому транспортному потоку (нефть, газ, вода) на следующих аппаратах: трехфазные сепараторы, отстойники, аппараты очистки воды и т.д.

14.1.12. Предусмотреть проектирование насосной откачки очищенной пластовой воды. Производительность и тип насосного оборудования определить проектом.

14.1.13. Проектируемое для целей подготовки пластовой воды оборудование и выбор технологического процесса подготовки должен обеспечивать качество пластовой воды с следующими параметрами: содержание нефтепродуктов не более 40 мг/л, концентрация взвешенных частиц не более 30 мг/л.

14.1.14. Предусмотреть резервное оборудование для следующих технологических блоков: трехфазный сепаратор, отстойник горизонтальный, насосное оборудование, аппараты очистки воды.

14.1.15. Предусмотреть возможность отключения технологических аппаратов из технологического процесса подготовки нефти и вывода в ремонт. Предусмотреть байпасирование технологического оборудования.

14.1.16. В технологической обвязке предусмотреть параллельную и последовательную работу ступени отстойников горизонтальных и аппаратов глубокой очистки воды.

14.1.17. Тип и характеристики применяемого оборудования согласовать с Заказчиком.

14.1.18. Предусмотреть электрохимическую защиту применяемого оборудования: по резервуарному парку – протекторная защита от внутренней коррозии, по резервуарам нефти - защита днища и первого-третьего пояса, по резервуару подготовки пластовой воды – защита днища и пяти поясов, катодная защита от грунтовой коррозии; по емкостному оборудованию - протекторная защита от внутренней коррозии. По технологическим трубопроводам – дозирование ингибитора коррозии. Рассмотреть возможность использования в качестве протекторов протектора типа ПАКР.

14.1.19. Выполнить технико-экономические обоснования и рассмотреть возможность использования для подготовки газа газовые сепараторы с увеличенными сепарационными свойствами.

14.1.20. Предусмотреть теплоизоляцию всего технологического оборудования и трубопроводов. Тип теплоизоляции определить проектом.

14.1.21. Предусмотреть проектирование складских помещений: склад хранения пожарного инвентаря, склад хранения химических реагентов, слесарная мастерская. Выполнить теплоснабжение и освещение данных помещений.

14.1.22. Объем резервуаров противопожарного запаса воды и состав системы пожаротушения определить проектом, по действующим нормам и требованиям.

14.1.23. Предусмотреть проектирование вакуумной компрессорной станции (ВКС) с отбором попутного нефтяного газа со второй ступени сепарации.

14.1.24. Предусмотреть проектирование промышленной и промливневой канализации с площадок технологического оборудования. Предусмотреть индивидуальные дренажные емкости с погружными насосными агрегатами типа НВ 50х50 на каждый блок оборудования. Откачку с дренажных емкостей определить в резервуар очистки пластовой воды и РВС.

14.1.25. Предусмотреть проектирование отдельной системы сбора (системы канализации и подземных емкостей) для производственных (нефтепродукты, пластовая вода) и канализационных стоков (ливневые и бытовые стоки).

14.1.26. Предусмотреть проектирование узлов учета нефти, воды и газа по потокам с технологического оборудования. Тип и производительность СИ определить проектом и согласовать с соответствующими службами заказчика.

14.1.27. Уровень ответственности проектируемых зданий и сооружений – повышенный.

14.1.28. Цветовые решения оформления блочного оборудования принять согласно корпоративному стандарту ОАО «СН-МНГ» и согласовать с Заказчиком.

14.1.29. Предусмотреть резервное электроснабжение регулирующих клапанов (контрольно-измерительных приборов и автоматики – КИПиА, и автоматизированной системы управления технологическим процессом - АСУ ТП) от независимого источника электроснабжения (дизельной электростанции - ДЭС или другого), с автоматическим включением в работу не более чем через 30 сек после отключения основного источника электроснабжения.

14.1.30. Здания и сооружения при проектировании принять в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности из легких ограждающих конструкций.

14.1.31. Предусмотреть установку полнопоточных влагомеров по ступеням обезвоживания нефти, а именно: после трехфазных сепараторов, после отстойников 1 и 2 ступени.

14.1.32. Предусмотреть систему контроля загазованности с установкой местных постов сигнализации и выводом сигналов на автоматизированное рабочее место - АРМ оператора.

14.1.33. Предусмотреть установку межфазных уровнемеров на следующих технологических аппаратах: трехфазные сепараторы, отстойники, вторая ступень сепарации, РВС, дренажные емкости резервуары нефти, резервуары подготовки пластовой воды.

14.1.34. Выполнить полное интегрирование проектируемых КИПиА и СИ.

14.1.35. Проектом предусмотреть строительство нового ограждения согласно требованиям ОАО «СН-МНГ».

14.1.36. Оборудование АСУ ТП разместить в отдельно стоящих блоках местной автоматики – БМА. Количество БМА определить проектом.

14.1.37. Предусмотреть поэтапный ввод объектов в эксплуатацию, этапы строительства согласовать с заказчиком.

14.2. Системы измерения.

14.2.1. СИКН предназначена для сдачи товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002) на ЦППН-1 Ново-Покурского м/р, для последующей перекачки в магистральные трубопроводы АО «Транснефть-Сибирь».

Технологическое оборудование коммерческого узла – блочного исполнения (согласно МИ 2825-2003).

Применить прямой метод динамических измерений, реализованный на массовых преобразователях расхода.

Технологические блоки поставляются в полной заводской готовности с внутренними системами электроосвещения, отопления, пожарной сигнализации, измерения загазованности и вентиляции.

На площадке СИКН предусматривается размещение следующих сооружений:

- блок фильтров (БФ) наружной установки;
- блок измерения качества (БИК);
- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок стационарной ТПУ;
- узел для подключения образцовой ТПУ (с основанием для ее установки, системой загазованности, подключением всех систем образцовой ТПУ по кабельным линиям к ИВК СИКН в операторной);
- в качестве компаратора для поверки ТПУ по ТПУ использовать расходомер, входящий в состав БИЛ;
- операторная;
- дренажная емкость учтенной нефти;
- дренажная емкость неучтенной нефти;
- блок водоподготовки;
- канализационная емкость;
- блок-бокс для хранения химического и метрологического оборудования;

- информационный контур заземления для ИВК СИКН;

- двухтрансформаторная подстанция.

В состав СИКН должен входить измерительно – вычислительный комплекс (ИВК), Октопус, АРМ-оператора с «горячим» резервированием – 100%. ИВК, АРМ-оператора должны обеспечивать выполнение измерений, обработку информации, контроль и управление согласно МИ 2825-2003 и "Рекомендациям по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти", утверждённых приказом Министерства топлива и энергетики № 69 от 31.03.2005 года.

СИКН должна соответствовать МИ: 2773-2002; 2837-2003; 2825-2003; ГОСТ: Р 51858-2002; 2517-2012; приказу №69 Минпромэнерго России от 31.03.2005г.; ГОСТ Р 8.595-2004; ГОСТ Р 8.596-2002; Р 50.2.040-2004.

Передача данных должна быть организована в соответствии с МИ 2837 – 2003.

14.3.2. СИКГ. Измеряемые и расчетные параметры в СИКГ должны быть представлены в следующих единицах измерения:

- расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч

- давление, мПа

- температура, °С.

СИКГ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение, индикацию и автоматическое обновление данных, измерения расчетов текущего значения расхода за отчетный период через СИКГ;

- измерение в автоматическом режиме, индикацию значений и сигнализацию предельных значений давления и температуры в измерительных линиях;

- вычисление, накопление, хранение и отображение на АРМ оператора ДНС значений (объема) транспортируемого газа за отдельные периоды (двухчасовки, сутки, смену, месяц, год);

- учет и формирование журнала событий СИКГ.

Проектом предусмотреть установку СИКГ в соответствии ГОСТ Р.8.733-2011.

Предусмотреть контроль технологических параметров:

местный - расход, давление, температура газа;

дистанционный - расход, давление, температура газа на измерительной линии газопровода по направлениям ГПЗ, ФВД, котельная с СИ расходомерами газа ультразвукового типа с выводом информации с СИКГ на существующую станцию управления АСУТП и существующий АРМ оператора и ПТК «Зонд». СИ согласовать со службой главного метролога.

Запальную линию оснастить СИ соответствующего расхода и диаметра газопровода. На СИКГ должно быть получено положительное заключение метрологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности.

14.3. КНС.

14.3.1. Подготовка и транспорт подтоварной воды:

14.3.1.1. Подтоварная вода с ДНС поступает в блок насосной подтоварной воды. По проектируемому низконапорному водоводу далее на приём насосных агрегатов ЦНС180-1900/СТД1600кВт проектируемого блока КНС. Предусмотреть установку 3-х агрегатов. По проектируемым выкидным линиям насосных агрегатов КНС-1 рабочий агент поступает на проектируемую водораспределительную гребенку КНС и по системе проектируемых высоконапорных водоводов подтоварная вода подаётся на устье нагнетательных скважин кустовых площадок Северо-Островного месторождения.

14.3.1.2. Проектом предусмотреть установку насосных агрегатов ЦНС180-1900/СТД1600кВт в количестве 3-х шт. Вентиляцию насосных блоков и помещений предусмотреть в соответствии с действующими нормами.

	<p>В процессе проектирования возможно изменение типа и состава оборудования.</p> <p>Проектную и рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормами противопожарной и экологической безопасности, с использованием передовых технологий и применением материалов отечественного производства.</p> <p>Проектирование систем автоматизации и АСУ ТП выполнить в соответствии с техническими условиями в приложениях № 1, № 2.</p> <p>Проектом предусмотреть прокладку кабельной продукции на типовых электротехнических стойках и полках.</p> <p>Название объектов в проекте должно соответствовать названию по акту выбора.</p> <p>При пересечении проектируемыми коммуникациями существующих коммуникаций, принадлежащих сторонним организациям, выполнить запрос на выдачу ТУ, разработать соответствующие проектные решения и согласовать их с владельцами коммуникаций.</p> <p>Места прохода и доступа к техническим устройствам, на которых требуется подъем обслуживающего персонала на высоту до 0,75 м, оборудуются ступенями, а на высоту выше 0,75 м - лестницами с перилами; рабочие площадки и площадки обслуживания, расположенные на высоте, должны иметь настил, выполненный из металлических листов с поверхностью, исключающей возможность скольжения. При высоте более 0,75 м, перила высотой 1,25 м с продольными планками, расположенными на расстоянии не более 0,4 м друг от друга, и борт высотой не менее 0,15 м, образующий с настилом зазор не более 0,01 м для стока жидкости.</p> <p>Диаметры проектируемых трубопроводов определить расчетом и согласовать с заказчиком.</p>
15.	Особые условия строительства
	<p>15.1. Новое строительство.</p> <p>15.2. При проектировании линейных участков трубопроводов применять стали отечественных марок, также применять отводы, тройники и т. д. с теми же марками сталей коррозионной стойкости; трубопроводы пластовой воды выполнить с внутренним покрытием, предусмотрев защиту сварных швов от коррозии.</p> <p>При проектировании низконапорных водоводов применять сталь марки 13ХФА по ТУ 1308-015-48184013-03, для водоводов высокого давления 20ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, а так же применять отводы, тройники той же марки стали.</p> <p>При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p> <p>15.3. Предусмотреть отвод земельного участка под строительство ДНС и КНС Северо-Островного месторождения вблизи от существующего коридора напорных нефтепроводов «ДНС Локосовского м/р – ДНС Кетовского м/р».</p> <p>15.4. Разработать технологические регламенты ДНС, КНС, по эксплуатации трубопроводов.</p> <p>15.5. Разработать декларацию промышленной безопасности по объекту с последующим проведением экспертизы промышленной безопасности.</p> <p>15.6. Диаметр трубопроводов и клапанов регуляторов обосновать проектом.</p> <p>15.7. Проектом предусмотреть дренажные линии в низких точках трубопроводов, водоводов, нефтепроводов с обвязкой в дренажную емкость.</p> <p>15.8. Проектом предусмотреть факельную установку бездымного/бессажевого горения ФНД, ФВД.</p> <p>15.9. Проекты С/ИЖ, СИКТ должны пройти метрологическую экспертизу. Выбор всех</p>

	<p>СИ необходимо согласовать с соответствующими службами Заказчика.</p> <p>15.10. В проектной документации предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - срок полезного использования объекта основных средств; - амортизационную группу в отношении объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); - присвоить объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением правительства Госстандарта РФ от 26 декабря 1994г. №359). <p>Предложения о режиме осуществления авторского надзора согласовываются с Заказчиком.</p> <p>Идентификацию проектируемых сооружений выполнить в соответствии с Законодательством Российской Федерации.</p> <p>Заготовленная древесина, оставляемая на местах рубок (лесосеках) на период пожароопасного сезона, должна быть собрана в штабеля или поленицы и отделена противопожарной минерализованной полосой шириной не менее 1,4 метра. (ППБ в Лесах п.19).</p> <p>При проведении работ по геологическому изучению недр и разработке месторождений полезных ископаемых в период пожароопасного сезона в лесах требуется:</p> <ul style="list-style-type: none"> а) содержать территории, отведенные под буровые скважины и другие сооружения, в состоянии, свободном от древесного мусора и иных горючих материалов; проложить по границам этих территорий противопожарную минерализованную полосу шириной не менее 1,4 метра и содержать ее в очищенном от горючих материалов состоянии; б) полностью очистить от лесных насаждений территорию в радиусе 50 метров от пробуриваемых и эксплуатируемых скважин (при эксплуатации нефтяных и газовых скважин по закрытой системе - в радиусе 25 метров); (ППБ в Лесах п.33).
16.	<p>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</p> <ul style="list-style-type: none"> - При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды. - Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 38 м), н). При разработке учесть нормативные требования СП 12-136-2002, СП 2.2.1.1312-03, СП 2.2.2.1327-03, СанПиН 2.2.3.1384-03, СНиП 12-03-2001, СНиП 12-04-2002 (перед ссылкой на нормативные документы необходимо проверить их актуальность).
17.	<p>Перечень мероприятий по охране окружающей среды</p> <ul style="list-style-type: none"> - Разработать перечень мероприятий по охране окружающей среды» в соответствии с Федеральным законом от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды», Федеральным законом от 04.09.1999г. № 96-ФЗ "Об охране атмосферного воздуха», Приказом Минприроды от 25.07.2011г. №650 «Об утверждении административного регламента ФС по надзору в сфере природопользования по предоставлению государственной услуги по выдаче разрешений на выбросы вредных (загрязняющих) веществ в атмосферный воздух (за исключением радиоактивных веществ).

	<p>Градостроительным кодексом Российской Федерации, Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию», ГОСТ 17.5.3.04 и нормативными документами Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</p> <ul style="list-style-type: none"> – При необходимости разработать рыбохозяйственный раздел и согласовать его с ФГБУ «Нижнеобьрыбвод». – На основании раздела 8 «Перечень мероприятий по охране окружающей среды», оформить отдельной книгой с титульным листом «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей».
18.	Требования по разработке инженерно-технических мероприятий по гражданской обороне и предупреждению чрезвычайных ситуаций
	<ul style="list-style-type: none"> – Мероприятия разработать в соответствии с Градостроительным кодексом РФ (ст. 48 пункт 14), СНиП 2.01.51-90, Приказом МЧС России, исходными данными и требованиями территориальных органов управления МЧС России. – Запрос готовит проектировщик от лица Заказчика.
19.	Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности
	Выполнить в соответствии с требованиями Законодательства РФ, а также с учетом требований Федерального закона № 123-ФЗ от 22.07.2008 г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».
20.	Материалы, представляемые Заказчиком
	<p>Приложение № 1 «Технические условия на выполнение ПСД ДНС, КНС», исх. № МБ-361 от 08.05.15 г.</p> <p>Приложение № 2 «Технические условия на выполнение ПСД системы видеонаблюдения», исх. № МБ-420 от 22.05.15 г.</p> <p>Приложение № 3 «Технические условия на разработку сметной документации для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегоннефтегаз».</p> <p>Приложение № 4 «Перечень МТР по номенклатуре ДКОКС УКСиРО ОАО «СН-МНГ», предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК-ПОДРЯДЧИК», исх. № СК-750 от 04.09.14 г.</p> <p>Приложение № 5 «Требования по оформлению опросных листов», исх. № СК-1032 от 24.12.14 г.</p> <p>Приложение № 6 «Образец расчета договорной цены строительства объекта».</p> <p>Приложение № 7 «№ МО-392 от 06.03.15 г. О включении дополнительных требований в задание на проектирование».</p>
21.	Требования к составу и оформлению ПД/РД
	<ul style="list-style-type: none"> – Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48). Постановлением Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 г. № 87. требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 г. № 384-ФЗ. – Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2013. – Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в котором перечисляются комплекты рабочей документации. – Предоставить опросные листы в формате Заказчика. – Проектные спецификации выдать дополнительно отдельной книгой в электронном виде в формате *.xls.

	<ul style="list-style-type: none"> – При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика. – В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации на оборудование и материалы, а также опросные листы для заказа оборудования (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования). – Заказные спецификации согласовать со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией. – Согласовать проектные решения с Заказчиком. – Опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ». – Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после получения подрядчиком согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.
22.	Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании
	В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.
23.	Перечень согласований с федеральными надзорными органами
	<ul style="list-style-type: none"> – Получение всех согласований и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, в т.ч. энергоснабжающей организации с подписанием акта преднадзора. – Получение положительного экспертного заключения по результатам санитарно-эпидемиологической экспертизы в территориальном Управлении Роспотребнадзора на «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Согласовать в Управлении Роспотребнадзора «Проект предельно допустимых выбросов (ПДВ) ЗВ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей». – Передать в Департамент ЭБ и ООС согласованный «Проект предельно допустимых выбросов ПДВ загрязняющих веществ в атмосферу на период ведения строительных работ и достижения проектных показателей» с приложением всех необходимых согласований непосредственно после завершения согласования и в срок до начала строительства объекта. – Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ. – Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».
24.	Срок выдачи проекта
	Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.
25.	Срок выдачи тендерной документации
	В течение 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.

26.	Количество экземпляров ПД/РД
	Документацию предоставить на бумажном носителе в 4-х экземплярах. В электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - в 1 экземпляре.
27.	Перечень получаемых согласований и заключений
	<p>Подрядчик выполняет работы по запросу и получению всех необходимых согласований, заключений, экспертиз по рабочей документации от служб ОАО «СН-МНГ», эксплуатирующих, энергоснабжающих и надзорных организаций.</p> <p>Подрядчик согласовывает опросные листы и заказные спецификации со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями.</p> <p>На стадии разработки рабочей документации Подрядчик выполняет предварительные согласования проектных решений со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями.</p> <p>Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ».</p>
28.	Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ
	Не требуется.
29.	Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР
	<p>Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации.</p> <p>Расчет стоимости работ согласно приложению № 6 включить в состав пояснительной записки.</p> <p>Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации.</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах Гранд-смета, *.lgr, *.xml, *.xls.</p>

Исполнитель:

Ведущий инженер ООПИР



Р. Х. Хатипов

ВИЗОВЫЙ ЛИСТ
к заданию на проектирование № 75-15
объекта «Обустройство Северо-Островного месторождения нефти. ДНС. КНС.
Система видеонаблюдения».

Заместитель Генерального
директора - Директор по
капитальному строительству
ОАО «СН-МНГ»

Николаев Д. А.

" " 2015 г.

Директор по
перспективному развитию
производства и
обустройству
месторождений
ОАО «СН-МНГ»
Тухфатуллин И. Г.

" " 2015 г.

Главный метролог
ОАО «СН-МНГ»

Д. В. Чернов

" " 2015 г.

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

Бессонов М. Н.

" " 2015 г.

Начальник департамента
подготовки нефти и газа
ОАО «СН-МНГ»

Куршин А. В.

" " 2015 г.

Начальник
отдела автоматизации
ОАО «СН-МНГ»

Наливайко С. В.

" " 2015 г.

Начальник Управления
капитального строительства
и ремонта объектов
ОАО «СН-МНГ»
Лещенко Е. В.

" " 2015 г.

Начальник отдела
организации проектно-
изыскательских работ
ДПНРиВОЗ УКСиРО
ОАО «СН-МНГ»
Бабкин С. Н.

" " 2015 г.

Заместитель
Главного инженера
по производству
ОАО «СН-МНГ»

Седякин А. С.

" " 2015 г.

Главный механик
ОАО «СН-МНГ»

С. Н. Синев

" " 2015 г.

Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»
С.Ю. Мухом.

" " 2015 г.

Начальник департамента
производственного
контроля, охраны труда,
пожарной безопасности,
гражданской обороны и
предупреждения
чрезвычайных ситуаций
ОАО «СН-МНГ»
Финк А. В.

" " 2015 г.

Начальник отдела
поддержания пластового
давления
ОАО «СН-МНГ»
Доронин Е. В.

" " 2015 г.

Начальник
Вычислительного центра
ОАО «СН-МНГ»

Кошеев С. И.

" " 2015 г.

Главный инженер
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»

Евдокимов В. В.

" " 2015 г.

Начальник НГП-3
Аганского НГДУ
ОАО «СН-МНГ»

Трубин В. М.

" " 2015 г.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

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

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

08 05 2015 г.

На № _____

№ 45-361

от _____ 2015 г.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

*О направлении
технических условий.*

Уважаемый Евгений Владимирович!

Для выполнения пунктов протокола №33/1 от 10.04.2015г совещания по рассмотрению вопросов перспективы развития Северо-Островного месторождения направляю Вам технические условия на выполнение проектно-сметной документации по площадным объектам Локосовского и Северо-Островного месторождений:

- ✓ 1. «Строительство ДНС Северо-Островного месторождения нефти»
УПКС № 14-22242015;
2. «Реконструкция БКНС Локосовского месторождения нефти»
УПКС № 14-22252015;
3. «Расширение БКНС Локосовского месторождения нефти»
УПКС № 14-22262015;
4. «Строительство КНС Северо-Островного месторождения нефти»
УПКС № 14-22272015.

С уважением,
Начальник

М.Н. Бессонов



Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"

ДЕПАРТАМЕНТ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ И ГАЗА

ул. Кузмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-67-04, факс (34643) 4-61-97

27 *открыто* 2015 г.
На № _____

№ *21-15-470*
от _____ 2015 г.

Начальнику ДППиОМ
М. Н. Бессонову

О направлении ТУ

Уважаемый Михаил Николаевич!

Направляю Вам утвержденные технические условия для разработки проектно-сметной документации по объекту «Строительство ДНС Северо-Островного месторождения нефти» на 16 л. в 1 экз.

Начальник

А. В. Куршин

УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер

ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Строительство ДНС Северо-Островного месторождения нефти».

1. Месторождение, район строительства.	Сургутский район, Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, Северо-Островное месторождение нефти.
2. Вид строительства.	Строительство.
3. Состав проектируемого объекта.	<p>1. Узел дополнительных работ в ограждении со щелевыми пробозаборными устройствами с площадками обслуживания и датчиками контроля избыточного давления. Запорная арматура с эл. приводом «AUMA» - 2 компл.</p> <p>2. Установка подачи химических реагентов (УДХ), для подачи деэмульгатора – 1 блок с двумя насосами НД;</p> <p>3. Емкость для хранения деэмульгатора V- 6м³ (с уровнемером);</p> <p>4. Установка подачи химических реагентов (УДХ), для подачи ингибитора коррозии – 1 блок с двумя насосами НД;</p> <p>5. Емкость для хранения ингибитора коррозии V-6м³ (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>6. Площадка НГСВ с АКЗ и протекторной защитой V- 200м³ - 2ед;</p> <p>6.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 6 компл.</p> <p>6.2. Датчик контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) – 4 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>6.3. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>6.4. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>7. Газовые сепараторы, увеличенными сепарационными свойствами ГС V-12,5м³- 1ед., V-0,8м³ - 1ед.;</p> <p>7.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 2 компл.</p> <p>7.2. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 – 2шт.</p> <p>7.3. Датчик контроля избыточного давления – 1 шт.</p> <p>8. Буферная емкость – дегазатор нефти НГС V-50м³ (с пенагосящей насадкой) - 2 ед;</p> <p>8.1. Датчик контроля уровня ПЛП-1000 (нефть) – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>8.2. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>8.3. Датчик контроля максимального верхнего уровня - 2 шт.</p> <p>9. Площадка отстойников нефти горизонтальных: ОГ-200м³ - 2ед.;</p> <p>9.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 4 компл.</p> <p>9.2. Датчик контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск</p>

выполнить не менее Ду-150.

9.3. Датчик контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.

9.4. Датчик контроля избыточного давления – 2 шт.

10. Резервуары пластовой воды, с обвязкой под технологический процесс с АКЗ и протекторной защитой: РВС V-3000м³ – 2ед. присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, применить уровнемер ПЛП-2000.

10.1. Сигнализаторы загазованности типа Sensepoint XCD.

10.2. Датчики обнаружения пожара, ручные пожарные извещатели.

11. Насосная пластовой воды с насосами 1Д200х90 – 3 агр. (конструкцию насосного блока, сечение кабельной продукции предусмотреть с возможностью расширения насосного блока на Д630х90 в количестве 3-х агрегат.)

12. Кустовая насосная станция с насосами ЦНС 180х1900 – 3 агр.

13. Насосный блок внешнего транспорта нефти с насосами ЦНС 180х425 АД 315 кВт – 3 агрегата. (напор насоса обосновать проектом.)

14. Факельный ствол с факельными сепараторами, с факельным оголовком бездымного/бессажевого горения, запальным устройством, средствами дистанционного контроля и розжига.

14.1. Факельный оголовок по отдельно разработанному техническому заданию – 1 шт;

14.2. Факельный сепаратор 0,8м³ - 2 шт.;

14.3. Конденсатосборник, с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 – 40м³ - 2 шт; (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;

15. Дренажная система;

15.1. Дренажная емкость ДЕ V 63м³ с погружными насосами НВ-Мв-50/50 – 2 шт. (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;

15.2. Дренажная емкость ДЕ V40м³ с погружным насосом НВ-Мв-50/50 -2 шт. (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;

16. Система ПЛК;

16.1. Пром. ливневая канализация ПЛК – 20 колодцев Ø1020мм L-3м, каждый с подземной трубной обвязкой Ø325х6 L~1000м;

16.2. Дренажная емкость ДЕ V 63м³ с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 - 1шт.; (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;

17. Операторная;

17.1. Рассчитана для пребывания рабочего персонала и ИТР ориентировочно общей численностью: (оператор ООУ – 15 чел., машинист ВКС – 6 человек, машинист КНС – 6 чел, сл. ремонтники – 5 чел., ИТР – 4 человека, персонал КИПиА, персонал МЭН)

18. КТП, РУ; (проектом предусмотреть увеличение мощности, при замене насосных агрегатов НПВ в количестве 3-х штук с 1Д200х90 на 1Д630х90, насосных агрегатов БКНС с ЦНС180х1900 до ЦНС 240х1900);

19. Узел связи с мачтой связи не менее 45 м;

20. Система сигнализаций и блокировок;

21. Линии связи;

22. Вакуумная компрессорная станция;
23. Система отопления;
24. Периметральное ограждение с противоподкопной сеткой и проволокой «Егоза»;
25. Складские помещения:
 - 25.1. Склад хранения пожарного инвентаря;
 - 25.2. Склад хранения химических реагентов;
26. Слесарная мастерская.
27. Мачты освещения (~10 шт.)
28. Молниезащита, молниеотводы (~10 шт.)
29. Технологическая трубная обвязка;
30. Кабельные эстакады;
31. Системы измерения количества и параметров газа (СИКГ) по направлениям ФВД, ФНД, запальной линии, линии продувки на ГПЗ (согласно ГОСТ Р 8.733-2011);
32. Система пожарной сигнализации;
33. Узел учета нефти СИКНС (согласно МИ 2825-2003)
На площадке СИКНС предусматривается размещение следующих сооружений:
 - блок фильтров (БФ) наружной установки;
 - блок измерения качества (БИК, плотномер, влагомер, пробоотборная система);
 - блок измерительных линий (БИЛ – три измерительные линии с массовыми расходомерами Micro Motion CMF);
 - блок стационарной ТПУ;
34. Нагреватели нефти типа ПТБ-10 – 2 шт. (тип, марку, количество обосновать проектом).
 - 34.1 Система автоматики ПТБ-10 должна быть выполнена на базе контроллера Direct Logic , с загруженным программным обеспечением. Отображение технологических параметров должно быть выполнено на панели визуализации C-more EA7-T6CL-R.
 - 34.2 В качестве станции управления применить ИЦА ПТБ-10Э, производства ООО «Генерация» с размещением в поставляемый БАО. Ввод и вывод сигналов от системы среднего уровня (контроллеров) осуществлять средствами протокола Modbus RTU.
 - 34.3 В состав указанного оборудования должно входить прикладное программное обеспечение (ППО), разработанное, загруженное, налаженное под данный объект (согласно ТЕРп-2001, сборник №2).
 - 34.4 В комплект поставки программного обеспечения должно входить: ППО на контроллер и панель визуализации на CD-Disk – 2 экземпляра; инструкция оператора по пользованию панелью визуализации, инструкция программиста, инструкция системного программиста – на CD-Disk и бумажном носителе – 2 экземпляра, комплект средств для программирования контроллера и панели визуализации.
 - 34.5 В схеме ПТБ-10 учесть следующее:
 - применить на заслонку поворотную в комплекте с электроприводом AUMA.
 - применить на датчик контроля пламени СЛ-90-220В.
 - применить схему без применения частотного преобразователя.

В процессе проектирования возможно изменение типа и состав оборудования.

<p>4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.</p>	<p>4.1. Предлагаемая технологическая схема. Сепарирование, обезвоживание и транспорт нефти.</p> <p>4.1.1 Транспорт нефти.</p> <p>Газоводонефтяная эмульсия в объеме 18000м³/сут. под давлением 0,8МПа с кустовых площадок Северо-Островного месторождения нефти, через УДР поступает в трехфазные сепараторы первой ступени НГСВ V-200м³ - 2ед., в которых происходит дегазация, предварительное отделение воды от нефти. На УДР во вход жидкости в блок входных сепараторов подается реагент – деэмульгатор при помощи дозирующих насосов НД (производительность обосновать проектом). Отсепарированная жидкость с остаточным содержанием газа и воды поступает на прием нагревателей нефти типа ПТБ-10 (тип, марку и количество нагревателей нефти обосновать проектом), для подогрева эмульсии, далее направляется в отстойники нефти ОГ V-200м³ - 2 ед. Проектом предусмотреть подогреватель нефти максимальной производительностью, эффективностью, пожарной безопасностью. Нефть из отстойников поступает в Буферную емкость – дегазатор нефти НГС V-50м³ (оборудованных внутренней начинкой, пенагосыщими насадками) - 2 ед., где происходит окончательная дегазация. Из НГС -1,2 (буферная емкость) дегазированная и обезвоженная нефть направляется технологический резервуар РВС-3000 м³, для дальнейшей подготовки нефти до требования ГОСТ 51858 , далее на прием насосов внешнего транспорта с нефтяными насосами ЦНС 180х425 (производительность насосов уточнить при проектировании), далее через систему измерения количества нефти откачивается в напорный нефтепровод Ду 325мм «ДНС Локосовское м/р - ДНС-1 Северо-Ореховское м/р», для сдачи в АО «Транснефть-Сибирь» через СИКНС 569 ЦППН-1 Ново-Покурского м/р. Проектом предусмотреть подготовку нефти до требований ГОСТ 51858.</p> <p>4.1.2. Подготовка и транспорт пластовой воды.</p> <p>Пластовая вода, отделившаяся в трехфазных нефтегазовых сепараторах входной группы с содержанием нефтепродуктов до 100мг/л и отделившаяся в отстойниках нефти ОГ-1,2 V-200м³ с содержанием нефтепродуктов до 40мг/л, под собственным давлением направляется в парк очистных РВС V-3000м³- 2 ед. Проектом предусмотреть независимые водоводы от НГСВ и ОГ до РВС, с целью формирования стабильного режима в аппаратах. В РВС происходит очистка от нефтепродуктов до остаточного содержания нефтепродуктов не более 40 мг/л и концентрацией взвешенных частиц не более 30 мг/л. Проектом предусмотреть технологическую обвязку РВС, с целью формирования резервуарной подготовки нефти. Далее пластовая вода перекачивается насосной пластовой воды, с насосными агрегатами 1Д200х90 (3шт.) (производительность насосов уточнить при проектировании). Насосами, подтоварная вода откачивается по двум низконапорным водоводам (основной, резервный) на кустовую насосную станцию с насосными агрегатами ЦНС 180х1900 (3шт.) (производительность насосов уточнить при проектировании, проектирование вести по отдельным разработанным ТЗ), для дальнейшей закачки в пласт. «Пленка» нефти с очистных РВС улавливается в отдельную емкость V-63м³, (оборудованную уровнем и погружным насосом НВ-50/50) и откачивается на вход проектируемых отстойников горизонтальных при помощи погружного насоса. Проектом предусмотреть отдельную линию откачки уловленной нефти с</p>
---	---

емкости уловленной нефти в буферы дегазаторы.

4.1.3. Подготовка и транспорт попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ высокого давления в объеме 130000 м³/сут., отделившейся в сепараторах НГСВ-1,2 проходит очистку в ГС V-12,5 м³, (увеличенными сепарационными свойствами) от капельной жидкости. Далее попутный нефтяной газ, давлением первой ступени сепарации – до 8,0 кгс/см² поступает в газопровод на ДНС Кетовского м/р через СИКГ, далее газ компримируется на дожимной компрессорной станции (ДКС – в перспективе) и транспортируется на НВ - ГПК. Газ также используется для технологических нужд как топливо для нагревателей нефти. В связи с этим предусмотрена линия с ГС-1 на блок подготовки топливного газа с ГС V-0,8 м³, где происходит дополнительная очистка и учет газа перед поступлением на нагреватели нефти.

Попутный нефтяной газ низкого давления, выделившийся во второй ступени сепарации НГС V-50 м³ поступает на прием вакуумной компрессорной станции ВКС, где компримируется до необходимого давления и поступает в газопровод на ДНС Кетовского м/р. Факельные системы оборудовать системой измерения количества и параметров по направлениям ФВД, ФНД, запальной линии, линии продувки (согласно ГОСТ Р 8.733-2011). Технологической схемой предусмотреть аварийный сброс газа в факельную систему. Газ с первой ступени сепарации сбрасывается на факел высокого давления, газ с КСУ сбрасывается на факел низкого давления, где происходит их сжигание.

4.2. Произвести изыскания по проектируемому объекту и выполнить подбор необходимого оборудования для обеспечения подготовки нефти согласно ГОСТ 51858.

4.2.1. Состав оборудования обосновать проектом в соответствии с динамикой поступления жидкости и нефти (данные уточнить в процессе проектирования). Произвести физико- химический анализ нефти, пластовой воды, жидкости. Произвести анализ на компонентный состав нефти;

4.2.2. Перед началом проектирования разработать предварительный технологический регламент, где определить основной состав оборудования и организацию технологического процесса подготовки нефти, газа и воды. Данный регламент согласовать с заказчиком;

4.2.3. Готовая продукция (товарная нефть) должна соответствовать первой группе качества по степени подготовки, согласно ГОСТ 51858;

4.2.4. Предусмотреть возможность подачи деэмульгатора на УДР, для целей организации путевой деэмульсации непосредственно в трубопроводе, перед точкой подачи деэмульгатора предусмотреть на входных трубопроводах щелевые пробозаборные устройства для отбора проб жидкости. Предусмотреть возможность подачи ингибитора коррозии в напорный трубопровод и на вход ДНС при помощи НД;

4.2.5. Предусмотреть проектом устройство узла коррозионного контроля с использованием образцов-свидетелей на следующих потоках: вход жидкости перед ЦПС, трубопровод откачки пластовой воды на утилизацию (КНС или НПО);

4.2.6. Диаметр технологических внутриплощадочных трубопроводов, определить расчетным методом исходя из пропускной способности и объемов транспортируемых потоков (нефти, газа, воды).

4.2.7. При проектировании предусмотреть индивидуальные

регулирующие клапана фирмы «SAMSON» с электроприводом «AUMA» по каждому транспортному потоку (нефть, газ, вода) на следующих аппаратах: трехфазные сепараторы, отстойники, аппараты очистки воды и т.д.

4.2.8. Предусмотреть проектирование насосной откачки очищенной пластовой воды. Производительность и тип насосного оборудования определить проектом.

4.2.9. Проектируемое для целей подготовки пластовой воды оборудование и выбор технологического процесса подготовки должен обеспечивать качество пластовой воды с следующими параметрами: содержание нефтепродуктов не более 40 мг/л, концентрация взвешенных частиц не более 30 мг/л.

4.2.10. Предусмотреть резервное оборудование для следующих технологических блоков: трехфазный сепаратор, отстойник горизонтальный, насосное оборудование, аппараты очистки воды.

4.2.11. Предусмотреть возможность отключения технологических аппаратов из технологического процесса подготовки нефти и вывода в ремонт. Предусмотреть байпасирование технологического оборудования.

4.2.12. В технологической обвязке предусмотреть параллельную и последовательную работу ступени отстойников горизонтальных и аппаратов глубокой очистки воды.

4.2.13. Тип и характеристики применяемого оборудования согласовать с Заказчиком.

4.2.14. Предусмотреть электро-химическую защиту применяемого оборудования: по резервуарному парку – протекторная защита от внутренней коррозии по резервуарам нефти защита днища и первого-третьего пояса, по резервуару подготовки пластовой воды – защита днища и пяти поясов, катодная защита от грунтовой коррозии; по емкостному оборудованию – протекторная защита от внутренней коррозии. По технологическим трубопроводам – дозирование ингибитора коррозии. Рассмотреть возможность использования в качестве протекторов, протектора типа ПАКР.

4.2.15. Выполнить технико-экономические обоснования и рассмотреть возможность использования для подготовки газа газовые сепараторы увеличенными сепарационными свойствами.

4.2.16. Предусмотреть теплоизоляцию всего технологического оборудования и трубопроводов. Тип теплоизоляции определить проектом;

4.2.17. Предусмотреть проектирование складских помещений: склад хранения пожарного инвентаря, склад хранения химических реагентов, слесарная мастерская. Выполнить теплоснабжение и освещение данных помещений.

4.2.18. Объем резервуаров противопожарного запаса воды и состав системы пожаротушения определить проектом, по действующим нормам и требованиям;

4.2.19. Предусмотреть проектирование вакуумной компрессорной станции (ВКС) с отбором попутного нефтяного газа со второй ступени сепарации;

4.2.20. Предусмотреть проектирование промышленной и промливневой канализации с площадок технологического оборудования. Предусмотреть индивидуальные дренажные емкости с погружными насосными агрегатами типа НВ 50х50 на каждый блок оборудования. Откачку с дренажных емкостей определить в резервуар очистки пластовой воды и РВС.

4.2.21. Предусмотреть проектирование раздельной системы сбора (системы канализации и подземных емкостей) для

производственных (нефтепродукты, пластовая вода) и канализационных стоков (ливневые и бытовые стоки).

4.2.22. Предусмотреть проектирование узлов учета нефти, воды и газа по потокам с технологического оборудования. Тип и производительность СИ определить проектом и согласовать с соответствующими службами заказчика.

4.2.23. Уровень ответственности проектируемых зданий и сооружений – повышенный.

4.2.24. Цветовые решения оформления блочного оборудования принять согласно корпоративного стандарта ОАО «СН-МНГ» и согласовать с Заказчиком.

4.2.25. Предусмотреть резервное электроснабжение регулирующих клапанов, (контрольно-измерительных приборов и автоматики – КИПиА) и (автоматизированной системы управления технологическим процессом - АСУ ТП) от независимого источника электроснабжения (дизельной электростанции – ДЭС или другого), с автоматическим включением в работу не менее чем через 30 сек после отключения основного источника электроснабжения.

4.2.26. Здания и сооружения при проектировании принять в блочно-модульном исполнении, полной заводской готовности из легких ограждающих конструкций.

4.2.27. Предусмотреть установку полнопоточных влагомеров по ступеням обезвоживания нефти, а именно: после трехфазных сепараторов, после отстойников 1 и 2 ступени.

4.2.28. Предусмотреть систему контроля загазованности с установкой местных постов сигнализации и выводом сигналов на (автоматизированное рабочее место - АРМ оператора).

4.2.29. Предусмотреть установку межфазных уровнемеров на следующих технологических аппаратах: трехфазные сепараторы, отстойники, вторая ступень сепарации, РВС, дренажные емкости резервуары нефти, резервуары подготовки пластовой воды.

4.2.30. Выполнить полное интегрирование проектируемых КИПиА и СИ.

4.2.31. Проектом предусмотреть строительство нового ограждения, согласно требований ОАО «СН-МНГ».

4.2.32. Оборудование АСУ ТП разместить в отдельно стоящих (блоках местной автоматики – БМА). Количество БМА определить проектом.

4.2.33. Предусмотреть поэтапный ввод объектов в эксплуатацию, этапы строительства согласовать с заказчиком.

4.3 Системы измерения

4.3.1. СИКН предназначена для сдачи товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002) на ЦППН-1 Ново-Покурского м/р, для последующей перекачки в магистральные трубопроводы АО «Транснефть-Сибирь».

Технологическое оборудование коммерческого узла – блочного исполнения (согласно МИ 2825-2003).

Применить прямой метод динамических измерений, реализованный на массовых преобразователях расхода.

Технологические блоки поставляются в полной заводской готовности с внутренними системами электроосвещения, отопления, пожарной сигнализации, измерения загазованности и вентиляции.

На площадке СИКН предусматривается размещение следующих сооружений:

- блок фильтров (БФ) наружной установки;
- блок измерения качества (БИК);

- блок измерительных линий (БИЛ);
- блок стационарной ТПУ;
- узел для подключения образцовой ТПУ (с основанием для ее установки, системой загазованности, подключением всех систем образцовой ТПУ по кабельным линиям к ИВК СИКН в операторной);
- в качестве компаратора для поверки ТПУ по ТПУ использовать расходомер входящий в состав БИЛ;
- операторная;
- дренажная емкость учтенной нефти;
- дренажная емкость неучтенной нефти;
- блок водоподготовки;
- канализационная емкость;
- блок-бокс для хранения химического и метрологического оборудования;
- информационный контур заземления для ИВК СИКН.
- двухтрансформаторная подстанция.

В состав СИКН должен входить измерительно – вычислительный комплекс (ИВК), Октопус, АРМ-оператора с «горячим» резервированием -100%. ИВК, АРМ-оператора должен обеспечивать выполнение измерений, обработку информации, контроль и управление согласно МИ 2825-2003 и "Рекомендаций по определению массы нефти при учётных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти", утверждённых приказом Министерства топлива и энергетики № 69 от 31.03.2005 года.

СИКН должна соответствовать МИ:

2773-2002; 2837-2003; 2825-2003; ГОСТ Р 51858-2002; 2517-2012; Приказ №69 Минпромэнерго России от 31.03.2005г.; ГОСТ Р 8.595-2004; ГОСТ Р 8.596-2002; Р 50.2.040-2004;

Передача данных должна быть организована в соответствии с МИ 2837 – 2003.

4.3.2. СИКГ. Измеряемые и расчетные параметры в СИКГ должны быть представлены в следующих единицах измерения:

- расход, приведенный к стандартным условиям, м³/ч
- давление, мПа
- температура, °С

СИКГ должна обеспечивать выполнение следующих функций:

- измерение, индикацию и автоматическое обновление данных, измерения расчетов текущего значения расхода за отчетный период через СИКГ;
- измерение в автоматическом режиме, индикацию значений и Сигнализацию предельных значений давления и температуры в измерительных линиях;
- вычисление, накопление, хранение и отображение на АРМ оператора ДНС, значений (объема) транспортируемого газа за отдельные периоды (двухчасовки, сутки, смену, месяц, год);
- учет и формирование журнала событий СИКГ.

Проектом предусмотреть установку СИКГ (в соответствии ГОСТ Р.8.733-2011)

Предусмотреть контроль технологических параметров:

местный:

- расход , давление, температура газа;

дистанционный:

- расход, давление, температура газа на измерительной линии газопровода по направлениям ГПЗ, ФВД, котельная с СИ расходомерами газа ультразвукового типа с выводом информации с СИКГ на существующую станцию управления АСУТП и

существующий АРМ оператора и ПТК «Зонд». СИ согласовать со службой главного метролога.

Запальную линию оснастить СИ соответствующего расхода и диаметра газопровода. На СИКГ должно быть получено положительное заключение метрологической экспертизы и экспертизы промышленной безопасности.

4.4 Автоматизация.

4.4.1. Требования к структуре комплекса технических средств.

Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по четырехуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:

- 1) на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики:
 - датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами, исполнительные механизмы;
 - приборы для местного показания значений параметров;
 - 2) на втором уровне станция управления – новая.
 - программируемый логический контроллер (ПЛК);
 - панель визуализации
 - 3) на третьем уровне промышленные линии связи и передачи данных.
 - линии связи обеспечивают обмен данными между станцией управления второго уровня и АРМом оператора.
 - 4) на четвертом уровне автоматизированное рабочее место оператора (Шкаф АРМ).
 - две рабочие станции управления на базе персонального компьютера (ПК) основной и резервной с загруженным прикладным программным обеспечением;
 - принтер для печати отчетов;
 - источник бесперебойного питания;
- сетевое оборудование.

4.4.2. Технические средства

1) В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры CompactLogix фирмы AllenBradley на базе процессора 1769-L35E с дополнительным модулем памяти 1784-CF64 CompactFlash. В составе контроллера предусмотреть модуль MVI69-MCM, для связи со вторичными приборами по протоколу "Modbus".

В составе станции управления предусмотреть местную панель управления на базе жидкокристаллической сенсорной панели серии C-More EA7-T15C фирмы Automationdirect.com™. Связь панели с контроллерами осуществить по TCP/IP.

Необходимо обеспечить защиту входных модулей контроллеров искрозащитными цепями.

В составе станции управления предусмотреть источники бесперебойного питания фирмы APC серии SmartUPS, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

2) Обеспечить линию связи TCP/IP контроллера с АРМом оператора с применением сетевых концентраторов фирмы Cisco Systems креплением в станции управления насосной откачки подтоварной воды на DIN рейку.

Питание сетевых концентраторов осуществить через источники бесперебойного питания фирмы APC серии SmartUPS, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

3) В качестве АРМа оператора применить рабочие станции фирмы HP-Compaq серии не ниже Z400, предусмотреть основной и резервный компьютеры, устанавливаемые в шкаф АРМ размером (600x800x1200). В шкафу АРМ размещается источник бесперебойного питания, сетевое оборудование. Для АРМа применить мониторы фирмы HP Compaq размером не менее 21". Для установки мониторов на столе оператора применить KVM, HDMI, USB удлинители.

Питание компьютеров осуществить от отдельного автомата через источники бесперебойного питания фирмы APC серии SmartUPS, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

Компьютеры АРМов операторов должно работать в режиме "горячего" резерва. Связь компьютеров АРМов с контроллером CompactLogix осуществить по сети Ethernet TCP/IP.

Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.

Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. В комплект ЗИП должны входить:

- один процессорный модуль 1769-L35E CompactLogix фирмы AllenBradley;
- один модуль MVI69-MCM;
- одна сенсорная панель визуализации серии C-More EA7-T15C фирмы Automationdirect;
- модули ввода/вывода контроллера CompactLogix фирмы AllenBradley – по одному каждого типа.

Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета времени доставки).

Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:

- температура окружающей среды:
минимальная – +5°C
максимальная – +40°C
- максимальная относительная влажность - 95% при 30°C;
- напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).

4.4.3. Программное обеспечение

Программное обеспечение станции управления должно включать в себя:

- лицензионное программное обеспечения контроллеров Allen-Bradley Rockwell Software;
- лицензионное программное обеспечение панели визуализации C-More;
- прикладное программное обеспечение контроллеров Allen-Bradley;
- прикладное программное обеспечение панели визуализации C-More.

Программное обеспечение АРМа оператора системы должно включать в себя:

- операционную систему;
- базовое программное обеспечение;
- прикладное программное обеспечение рабочих станций АРМов

оператора;

Все программное обеспечение должно быть лицензировано в соответствии с российским законодательством.

В качестве операционной системы (ОС) рабочих станций пульта оператора должна использоваться ОС Windows 7.

В качестве базового программного обеспечения (ПО) рабочих станций пульта оператора должно быть использовано приложение InTouch 64K (среда исполнения на 64 000 переменных) версии 10.0 и выше, фирмы Wonderware.

Прикладное программное обеспечение рабочей станции должно включать в себя:

- пользовательский интерфейс, созданный в среде разработки приложения In Touch;
- систему сводок и отчетов, разработанную в MS SQL Server 2005 и выше.

Проектом предусмотреть возможность печати любых отчетных форм с АРМов оператора на лазерный принтер фирмы HP. Для независимой печати с двух АРМов предусмотреть только один принтер с сетевым интерфейсом TCP/IP. Питание принтера осуществить без использования бесперебойного источника питания.

Пользовательский интерфейс рабочих станций пульта оператора должен быть разработан с использованием мнемосхем и графических элементов, удобных для восприятия и предусматривать звуковое сопровождение аварийных сигналов.

Протокол обмена операторских станций с контроллерами должен быть реализован на базе приложения IO Server, входящего в состав пакета Device Integration Wonderware. Система сводок и отчетов должна обеспечивать генерацию и вывод на печать или экран монитора графиков (исторических трендов) и текстовых документов за произвольный промежуток времени. Срок хранения исторических графиков должен составлять один год, после окончание года должно производиться архивирование данных. Срок хранения годовых архивов должен составлять 5 лет.

4.4.4. Связь и локальная вычислительная сеть.

Проектом предусмотреть разработку раздела "Связь и локальная вычислительная сеть".

В данном разделе разработать локальную вычислительную сеть (ЛВС), связь с региональной вычислительной сетью (РВС) ОАО "СН-МНГ" при помощи широкополосного канала связи по протоколу TCP/IP. Технические средства ЛВС и РВС.

Коммуникационное оборудование ЛВС и РВС применить фирмы Cisco Systems. Для структурированной кабельной системы ЛВС внутри помещения операторной применить кабель UTP категории не ниже 5е, вне здания операторной применить оптоволоконные линии связи.

На всё коммутационное оборудование предусмотреть источники бесперебойного питания фирмы APC серии SmartUPS, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

4.4.5. Вывод информации на управленческий уровень предприятия.

Проектом предусмотреть вывод информации с проектируемого объекта на управленческий уровень предприятия: ПТК «Зонд». Для этого проектом должно быть предусмотрено:

- программная совместимость АСУТП объекта и технических средств ПТК «Зонд», обеспечивающая передачу данных в режиме

реального времени;

- в случае потери связи объекта с сервером ПТК «Зонд», установленном в г. Мегионе должна быть реализована функции накопления данных на источнике данных с неограниченной глубиной хранения. После восстановления канала передачи данных должна быть реализована функция передачи всех накопленных данных на сервер ПТК «Зонд».

- корректировка программного обеспечения ПТК «Зонд» в плане расширения функциональных возможностей по приему новых параметров проектируемого технологического объекта;

- корректировка программного обеспечения сервера WEB порта ПТК «Зонд» в плане расширение функциональных возможностей по приему новых параметров проектируемого технологического объекта;

- корректировка программного обеспечения сервера отчетов ПТК «Зонд» в плане расширение функциональных возможностей по приему новых параметров проектируемого технологического объекта;

- корректировка программного обеспечения клиентского приложения ПТК «Зонд» на базе Intouch в плане расширение функциональных возможностей по приему новых параметров проектируемого технологического объекта.

4.4.6. Полевое оборудование

На приеме и выкиде насосных агрегатов предусмотреть следующие приборы:

- для дистанционного измерения давления – преобразователи давления JUMO P02 (4-20мА);

- для местного измерения давления – манометры ОАО «Манотомь» или ЗАО «СекторМ»;

- Для дистанционного измерения температуры подшипников насосного агрегата применить датчики температуры ТСМ-50м;

- Для контроля вибрации - ВК-310 С (4-20мА);

- Для контроля осевого сдвига – ВК-316 С (4-20мА);

- Электроприводы управления ЗКЛ с дискретным входным сигналом 24 В тип – АУМАТИК;

Электроприводы управления регулирующих клапанов с аналоговым входным сигналом 4-20мА, тип – АУМАТИК;

- Для контроля уровня и раздела фаз:

- в РГС - уровнемеры магнитострикционные ПЛП-1000 U Ex в комплекте с БИВ-2 UAET/ISM868;

- в РВС - уровнемеры магнитострикционные ПЛП-2000 U Ex в комплекте с БИВ-2 UAET/ISM868;

- Для контроля предельных уровней – СУР-7;

- Для дистанционного контроля температуры:

- в РВС – ДТМ-2;

- в РГС и на трубопроводах – ТСМУ (4-20мА);

- Для дистанционного измерения давления в РГС и на трубопроводах – преобразователи давления JUMO P02 (4-20мА);

- Для контроля заказованности – СГМ ЭРИС с датчиком SENSEPOINT XSD;

- Коробки клеммные серий КЗРВ2, КЗРВ3, КЗВА-ВЭЛ;

- Посты сигнализации:

Звуковой ПСВ1-П, ПСВ-С;

Светозвуковой: ПАСВ3, или ВСУ-3, или ПАСВ1-П.

4.4.7. Требования к составу документации АСУТП.

Техническое обеспечение (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):

- общие данные;

- схема структурная комплекса технических средств;
- схемы принципиальные электрические;
- планы расположения оборудования и внешних проводок;
- схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;
- спецификация оборудования, изделий и материалов;
- спецификация щитов;
- задание заводу-изготовителю щитов и пультов

Информационное обеспечение:

- перечни входных и выходных сигналов;
- чертежи форм видеокадров и выходных документов.

Математическое обеспечение:

- описание алгоритмов;
- логические схемы.

Техническое задание на разработку (корректировку) ПО АСУТП:

Документация должна предоставляться на бумажных и магнитных (электронных) носителях.

4.5. Энергоснабжение.

Электроснабжение обосновать проектом.

Согласно ТУ эксплуатирующей организации.

4.6. Охрана и безопасность труда:

4.6.1. Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда.

4.6.2. Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.

4.6.3. Проект должен соответствовать требованиям норм, определяемым действующим законодательством РФ и его нормативно правовой базой в части техники безопасности, охраны труда, взрывобезопасности, пожарной безопасности и санитарно-гигиенических правил.

4.7. Пожбезопасность.

1. Предусмотреть автоматическую систему пожарной сигнализации с выводом сигналов в приемный пульт.

2. Предусмотреть оповещение III-го типа.

3. Тушение пожаров РВС предусмотреть передвижной пожарной техникой. Устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

4. Тушение пожаров на ПТБ-10 предусмотреть передвижной пожарной техникой. Устанавливать пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), выведенными за обвалование.

5. Тушение пожаров ПТБ-10 предусмотреть инертными газами.

6. Хранение запаса воды для пожаротушения технологических установок предусмотреть не менее чем в двух резервуарах.

7. Предусмотреть восстановление противопожарного запаса воды в пожарных резервуарах не более чем за 24 часа (артскважины).

8. На территории ДНС внутриплощадочные дороги выполнить с обочинами, приподнятыми над планировочной поверхностью прилегающей территории, на высоту не менее 0,3 м.

5. Требования к технико-экономическим показателям.

5.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных

	<p>вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования.</p> <p>5.2. Диаметры проектируемых трубопроводов определить расчетом и согласовать с заказчиком.</p>
6. Особые условия.	<p>6.1. Произвести изыскания под проектируемый объект.</p> <p>6.2. При проектировании линейных участков трубопроводов применять стали отечественных марок, так же применять отводы, тройники и т. д. с теми же марками сталей коррозионной стойкости, трубопроводы пластовой воды выполнить с внутренним покрытием, предусмотрев защиту сварных швов от коррозии.</p> <p>6.3. Предусмотреть отвод земельного участка под строительство ДНС Северо-Островного месторождения в близи существующего коридора напорных нефтепроводов «ДНС Локосовского м/р – ДНС Кетовского м/р»</p> <p>6.4. Разработать технологический регламент.</p> <p>6.5. Разработать декларацию промышленной безопасности по объекту с последующим проведением экспертизы промышленной безопасности.</p> <p>6.6. Диаметр трубопроводов и клапанов регуляторов обосновать проектом.</p> <p>6.7. Проектом предусмотреть дренажные линии в низких точках трубопроводов, водоводов, нефтепроводов с обвязкой в дренажную емкость.</p> <p>6.8. Проектом предусмотреть факельную ФНД, ФВД установку бездымного бездымного/бессажевого горения.</p> <p>6.9. Проекты СИКН, СИКГ должны пройти метрологическую экспертизу. Выбор всех СИ необходимо согласовать с соответствующими службами Заказчика.</p> <p>6.10. В проектной документации предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> - срок полезного использования объекта основных средств; - амортизационную группу в отношении объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. №1); - присвоить объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. Постановлением правительства Госстандарта РФ от 26 декабря 1994г. №359).
7. Порядок сдачи работы.	7.1. После окончания работы Исполнитель представляет Заказчику отчетный материал в 5-ти экземплярах и на оптическом носителе, согласованный со всеми инспектирующими органами.
8. Срок действия	Срок действия технических условий на разработку проектно-сметной документации по объекту «Строительство ДНС СевероОстровного месторождения нефти» до 31.01.2017 г.

ЗАКАЗЧИК:

Главный инженер АНГДУ

Зам. начальника АНГДУ по ПНиГ

Главный метролог АНГДУ

Зам. главного инженера АНГДУ по автоматизации

Главный энергетик АНГДУ

Начальник ОПК, ОТ, ПБ, ГО и ПЧС АНГДУ

В.В. Евдокимов

Р.А. Чалин

А.В. Сорокалетов

А.Е. Дмитриев

В.А. Луценко

И.П. Нестерова

Лист
согласования технических условий
на разработку проектно-сметной документации по объекту
«Строительство ДНС Северо-Островного месторождения нефти».

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера
по производству ОАО «СН-МНГ»



А.С. Седякин

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



И.Г. Тухфатуллин

Начальник ДПНИГ и ППД
ОАО «СН-МНГ»



А.В. Куршин

Начальник ОА
ОАО «СН-МНГ»



С.В. Наливайко

Главный метролог
ОАО «СН-МНГ»



Д.В. Чернов

Главный энергетик
ОАО «СН-МНГ»

В.Е. Сыровежкин

Начальник ВЦ
ОАО «СН-МНГ»

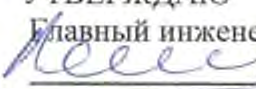


С.И. Кошчев

Начальник ДПК, ОТ, ПБ, ГО и ПЧС
ОАО «СН-МНГ»



А.В. Финк

УТВЕРЖДАЮ
 Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

 А.М. Нятаев
 « » 2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
 для разработки проектно-сметной документации по объекту
 «Обустройство Северо-Островное месторождения нефти КНС».

1. Месторождение, район строительства	Северо-Островное месторождение, Сургутский район, Ханты-Мансийского АО, Тюменской области.
2. Вид строительства	Капитальное строительство
3. Состав проектируемого объекта	3.1. Насосный блок КНС; 3.2. Система низконапорных водоводов; 3.3. Система высоконапорных водоводов с распределительной гребенкой; 3.4. Подъездные пути; 3.5 Система дренажных стоков и емкостей; 3.6. Энергоснабжение, теплоснабжение и вентиляция; 3.7. Автоматизация и связь; 3.8. Операторная БКНС.
4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов	<p>4.1. Подготовка и транспорт подтоварной воды:</p> <p>4.1.1. Подтоварная вода с ДНС поступает в блок насосной подтоварной воды. По проектируемому низконапорному водоводу далее на приём насосных агрегатов ЦНС180-1900/СТД1600кВт проектируемого блока КНС. Предусмотреть установку 3-х агрегатов. По проектируемым выкидным линиям насосных агрегатов КНС-1 рабочий агент поступает на проектируемую водораспределительную гребенку КНС и по системе проектируемых высоконапорных водоводов подтоварная вода подаётся на устье нагнетательных скважин кустовых площадок Северо-Островного месторождения.</p> <p>4.1.2. Проектом предусмотреть установку насосных агрегатов ЦНС180-1900/СТД1600кВт в количестве 3-х шт. Вентиляцию насосных блоков и помещений, предусмотреть в соответствии с действующими нормами.</p> <p>4.2. Электроснабжение, теплоснабжение и вентиляция:</p> <p>4.2.1. Электроснабжение выполнить согласно ТУ энергоснабжающей организации.</p> <p>4.2.1.1. Применить частотный преобразователь, для изменения параметров работы агрегатов.</p> <p>4.2.2 Электроснабжение обосновать проектом.</p> <p>4.2.3. Вентиляцию насосных блоков и помещений предусмотреть в соответствии с действующими нормами.</p> <p>4.2.4. Теплоснабжение насосной станции: электрообогрев с местным (установленным в машзале) автоматическим контролем температуры в помещениях.</p> <p>4.3. Освещение, коммутационная аппаратура:</p> <p>- Применить светодиодные светильники ВЭЛАН33-СД.Л20-С-УХЛ1 как более направленное освещение, или ВЭЛАН180-СД-Л.40 как более рассеянное освещение. Количество и мощность рассчитать проектом.</p> <p>- Применить посты управления кнопочные серии ПВК-А-ВЭЛ. Также переключатели кулачковые серии 1ExGN. Токи, схемы и</p>

	<p>количество каналов управления определить проектом.</p> <p>4.4. Пожарная безопасность:</p> <p>4.4.1. Мероприятия по пожарной безопасности, автоматической пожарно-охранной сигнализации, пожаротушению, противопожарному водоснабжению предусмотреть в соответствии с требованиями действующих нормативных документов по пожарной безопасности, в том числе учитывая требования ВНТП 3-85, ВНТП 03/170/567-87, НПБ 88-2001.</p> <p>4.4.2. Для автоматической пожарной сигнализации применить приемно-контрольные приборы пожарной сигнализации типа С-2000 с установкой пожарных извещателей (тепловых, дымовых).</p> <p>4.4.3. Предусмотреть пожарные и технологические проезды к проектируемым объектам.</p>
5. Требования к структуре комплекса технических средств	<p>5. Автоматизация и связь.</p> <p>5.1. Комплекс технических средств (КТС) АСУ ТП должен строиться по четырехуровневому иерархическому принципу с централизованной обработкой информации и включать в себя:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) на первом уровне (уровне технологического объекта) следующие средства и системы локальной автоматики: <ul style="list-style-type: none"> - датчики, первичные преобразователи с унифицированными выходными сигналами, исполнительные механизмы; - приборы для местного показания значений параметров; 2) на втором уровне - станция управления: <ul style="list-style-type: none"> - программируемый логический контроллер (ПЛК); - панель визуализации 3) на третьем уровне - линия связи и передачи данных: <ul style="list-style-type: none"> - линии связи обеспечивают обмен данными между станцией управления второго уровня и шкафом АРМа оператора. 4) на четвертом уровне - автоматизированное рабочее место оператора: <ul style="list-style-type: none"> - две рабочие станции управления на базе персонального компьютера (ПК), - основной и резервный, с загруженным прикладным программным обеспечением; - принтер для печати отчетов; - источник бесперебойного питания; - сетевое оборудование.
6. Основные технические решения	<p>6.1. Технические средства</p> <p>1) В качестве ПЛК должны использоваться программируемые логические контроллеры CompactLogix фирмы AllenBradley на базе процессора 1769-L35E с дополнительным модулем памяти 1784-CF64 CompactFlash.</p> <p>Количество ПЛК должно соответствовать количеству насосных агрегатов. Каждый насосный агрегат управляется отдельным ПЛК. Функционирование ПЛК должно быть независимо друг от друга..</p> <p>Для общестанционного управления применить отдельный контроллер. В составе общестанционного контроллера предусмотреть модуль MVI69-MCM для связи со вторичными приборами расходомеров по протоколу "Modbus".</p> <p>Предусмотреть защиту входных модулей контроллеров искробезопасными цепями.</p> <p>В составе станции управления предусмотреть местную</p>

общестанционную панель управления на базе жидкокристаллической сенсорной панели серии C-More EA7-T15C фирмы Automationdirect.com™. Связь панели с контроллерами осуществить по протоколу TCP/IP. Количество панелей визуализации – одна.

В составе станции управления насосной откачки подтоварной воды предусмотреть источники бесперебойного питания СБП-3,0-230-50-УХЛ4 ОАО «Завод «Инвертор» серии Officerpower, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

2) Обеспечить линию связи TCP/IP контроллера с АРМом оператора с применением сетевых концентраторов фирмы Cisco Systems и креплением в шкафу станции управления насосной откачки подтоварной воды на DIN рейку.

Питание сетевых концентраторов осуществить через источники бесперебойного питания СБП-3,0-230-50-УХЛ4 ОАО «Завод «Инвертор» серии Officerpower, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

3) В качестве АРМа оператора применить рабочие станции фирмы HP-Compaq серии не ниже Z400, предусмотреть основной и резервный компьютеры, устанавливаемые в шкаф АРМ размером (600x800x1200). В шкафу АРМ размещается источник бесперебойного питания, сетевое оборудование. Для АРМа применить мониторы фирмы HP Compaq размером не менее 21". Для установки мониторов на столе оператора применить KVM, HDMI, USB удлинители.

Питание шкафа АРМа оператора и мониторов осуществить от отдельного автомата через источники бесперебойного питания СБП-3,0-230-50-УХЛ4 ОАО «Завод «Инвертор» серии Officerpower, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.

Компьютеры АРМов операторов должно работать в режиме "горячего" резерва. Связь компьютеров АРМов с контроллером CompactLogix осуществить по сети Ethernet TCP/IP.

Полный срок службы Системы – 10 лет. В течение указанного полного срока службы допускается проведение средних ремонтов путем замены отдельных блоков, узлов и деталей.

Восстановление средств Системы в случае отказа должно производиться путем замены отказавших аппаратных и программных модулей на исправные из комплекта ЗИП. В комплект ЗИП должны входить:

- один процессорный модуль 1769-L35E CompactLogix фирмы AllenBradley;
- один модуль MVI69-MCM;
- одна сенсорная панель визуализации серии C-More EA7-T15C фирмы Automationdirect;
- модули ввода/вывода контроллера CompactLogix фирмы AllenBradley – по одному каждого типа.

Среднее время восстановления Системы должно быть не более 1 часа (без учета времени доставки).

Система управления должна быть рассчитана на следующие условия эксплуатации:

- температура окружающей среды:
 - минимальная – +5°C
 - максимальная – +40°C

	<ul style="list-style-type: none"> • максимальная относительная влажность - 95% при 30°C; • напряжение питания переменное 220 В +10% -15%, подаваемое только через источник бесперебойного питания (UPS).
	<p>6.2. Программное обеспечение</p> <p>Программное обеспечение станции управления должно включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> – лицензионное программное обеспечения контроллеров Allen-Bradley Rockwell Software; – лицензионное программное обеспечение панели визуализации C-More; – прикладное программное обеспечение контроллеров Allen-Bradley; – прикладное программное обеспечение панели визуализации C-More; <p>Программное обеспечение АРМа оператора системы должно включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> – операционную систему; – базовое программное обеспечение; – прикладное программное обеспечение рабочих станций АРМов оператора; <p>Все программное обеспечение должно быть лицензировано в соответствии с российским законодательством.</p> <p>В качестве операционной системы (ОС) рабочих станций пульта оператора должна использоваться ОС Windows 7.</p> <p>В качестве базового программного обеспечения (ПО) рабочих станций АРМа оператора должно быть использовано приложение InTouch 3К (среда исполнения на 3 000 переменных) версии 10.0 и выше, фирмы Wonderware.</p> <p>Прикладное программное обеспечение рабочей станции должно включать в себя:</p> <ul style="list-style-type: none"> – пользовательский интерфейс, созданный в среде разработки приложения In Touch; – систему сводок и отчетов, разработанную в MS SQL Server 2005 и выше. <p>Проектом предусмотреть возможность печати любых отчетных форм с АРМов оператора на лазерный принтер фирмы HP. Для независимой печати с двух АРМов предусмотреть только один принтер с сетевым интерфейсом TCP/IP. Питание принтера осуществить без использования бесперебойного источника питания.</p> <p>Пользовательский интерфейс рабочих станций пульта оператора должен быть разработан с использованием мнемосхем и графических элементов, удобных для восприятия и предусматривать звуковое сопровождение аварийных сигналов.</p> <p>Протокол обмена операторских станций с контроллерами должен быть реализован на базе приложения IO Server, входящего в состав пакета Device Integration Wonderware. Система сводок и отчетов должна обеспечивать генерацию и вывод на печать или экран монитора графиков (исторических трендов) и текстовых документов за произвольный промежуток времени. Срок хранения исторических графиков должен составлять один год, после окончания года должно производиться архивирование данных. Срок хранения годовых архивов должен составлять 5 лет.</p>

<p>7. Локальная вычислительная сеть.</p>	<p>7.1. Проектом предусмотреть разработку локальной вычислительной сети в операторной насосной откачки подтоварной воды. Связь с региональной вычислительной сетью (РВС) ОАО "СН-МНГ" осуществить по протоколу TCP/IP.</p> <p>7.2. Технические средства ЛВС и РВС.</p> <p>Коммуникационное оборудование ЛВС и РВС применить фирмы Cisco Systems. Для структурированной кабельной системы ЛВС внутри помещения операторной применить кабель УТР категории не ниже 5е, вне здания операторной применить оптоволоконные линии связи.</p> <p>На всё коммутационное оборудование предусмотреть источники бесперебойного питания СБП-3,0-230-50-УХЛ4 ОАО «Завод «Инвертор» серии Officepower, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.</p>
<p>8. Приборы и средства измерений</p>	<p>8.1. Полевое оборудование</p> <p>На приеме и выкиде насосных агрегатов предусмотреть следующие приборы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - для измерения расхода – расходомеры «Взлет» ЗАО Взлет; - для дистанционного измерения давления – преобразователи давления JUMO P02 (4-20мА); - для местного измерения давления – манометры ОАО «Манотомь» или ЗАО «СекторМ»; - Для дистанционного измерения температуры подшипников насосного агрегата применить датчики температуры ТСМ-50м; - Для контроля вибрации - ВК-310 С (4-20мА); - Для контроля осевого сдвига –УКН-1/УКН-1М или УКС-1 - Электроприводы управления ЗКЛ с дискретным входным сигналом 24 В тип – АУМАТИК; -Коробки клеммные серий КЗРВ2, КЗРВ3, КЗВА-ВЭЛ; -Посты сигнализации: Звуковой ПСВ1-П, ПСВ-С; Светозвуковой: ПАСВ3, или ВСУ-3, или ПАСВ1-П.
<p>9. Требования к составу документации (АСУТП)</p>	<p><u>9.1 Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> – общие данные; – схема структурная комплекса технических средств; – схемы принципиальные электрические; – планы расположения оборудования и внешних проводок; – схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок; – спецификация оборудования, изделий и материалов; – спецификация щитов; – задание заводу-изготовителю щитов и пультов <p><u>9.2 Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – перечни входных и выходных сигналов; – чертежи форм видеокладов и выходных документов. <p><u>9.3 Математическое обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> – описание алгоритмов; – логические схемы. <p><u>9.4 Техническое задание на разработку (корректировку) ПО АСУТП:</u></p> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и электронных носителях.</p>
<p>10. Особые условия</p>	<p>10.1. Провести изыскания под проектируемый объект</p>

	<p>10.10.2 При проектировании низконапорных водоводов применять сталь марки 13ХФА по ТУ 1308-015-48184013-03, для водоводов высокого давления 20ХФА по ТУ 1317-006.1-593377520-2003, а так же применять отводы, тройники той же марки стали;</p> <p>10.10.3. При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих;</p> <p>10.10.4.Разработать технологический регламент КНС и согласовать в установленном порядке.</p> <p>10.10.5. Разработать технологический регламент по эксплуатации трубопроводов.</p>
11.Срок действия	Срок действия технических условий для разработки проектно-сметной документации по объекту «Обустройство Северо-Островное месторождения нефти КНС. 01.05.2016 г.

Главный инженер АНГДУ

В.В. Евдокимов

Начальника ПТО АНГДУ

Н.А. Щегловский

Главный геолог АНГДУ

О.А. Федоров

Начальник ОПК, ОТ, ПБ,
ГО и ПЧС АНГДУ

И.П. Нестерова

Зам. главного инженера АНГДУ
по автоматизации

А.Е. Дмитриев

Главный механик АНГДУ

Д.В. Бережной

Главный энергетик АНГДУ

В.А. Луценко

СОГЛАСОВАНО:

Заместитель главного инженера
по производству ОАО «СН-МНГ»

А.С. Седякин

Начальник отдела ППД ОАО «СН-МНГ»

Е.В. Доронин

Начальник отдела автоматизации
ОАО «СН-МНГ»

С.В. Наливайко

Главный механик ОАО «СН-МНГ»

С.Н. Синев

Главный энергетик ОАО «СН-МНГ»

В.Е. Сыровежкин

Начальник ВЦ ОАО «СН-МНГ»

Г.М. Кошеев

Начальник НГД-3 АНГДУ

Трубилов В.К.

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
**ДЕПАРТАМЕНТ ПЕРСПЕКТИВНОГО РАЗВИТИЯ
ПРОИЗВОДСТВА И ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

ул. Кузьмина, дом 51, город Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-66-88, факс (34643) 4-67-99

№ 02 / 05 2015 г.
На № _____

№ МБ-420
от _____ 2015 г.

Начальнику УКСиРО
Е.В. Лещенко

*О направлении
технических условий.*

Уважаемый Евгений Владимирович!

Направляю Вам технические условия для разработки проектно-сметной документации по объекту: «Система видеонаблюдения (на X камер) и видеодомофона на ДНС Северо-Островного месторождения ОАО «СН-МНГ». Данные технические условия направляются в дополнение к основным техническим условиям «Строительство ДНС Северо-Островного месторождения нефти». УПКС № 14-22242015.

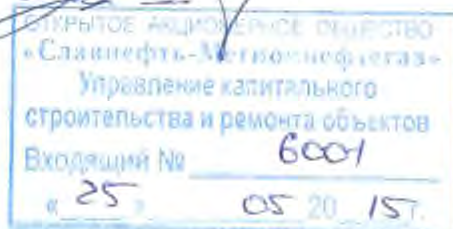
Приложение:

1. Технические условия для разработки проектно-сметной документации «Система видеонаблюдения (на X камер) и видеодомофона на ДНС Северо-Островного месторождения ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз». – 4л., 1 экз.

С уважением,
И.о. Начальника

Д.В. Волков

Журавель О.В.
тел.46-133



УТВЕРЖДАЮ:

Главный инженер ОАО «СН-МНГ»

А.М. Пятаев

« » »

2015 г.

ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации
«Система видеонаблюдения (на X камер) и видеодомофона на ДНС
Северо-Островного месторождения
ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз».

1. Назначение системы	1.1. Функции системы Система видеонаблюдения и переговорное устройство (видеодомофон) предназначены для обеспечения контроля периметра объекта, предотвращения несанкционированного проникновения на территорию, сбора, хранения и просмотра видеoinформации. Хранение записи до 30 суток. Возможность в ночное время и при условии плохой видимости (снегопад, дождь) идентифицировать личность совершившего правонарушение. 1.2. Климатические условия применения системы видеонаблюдения: <ul style="list-style-type: none">• Температура воздуха: -55...+40С;• Влажность воздуха: 0...80%
2. Основные требования	2.1. Основные требования к системе видеонаблюдения и переговорному устройству: <ul style="list-style-type: none">- У входной калитки предусмотреть кнопку вызова дежурного оператора с переговорным устройством (домофоном) и видеокамерой, изображение с камеры видеодомофона должно сохраняться на видеорегистраторе.- Цифровое оборудование обработки, накопления видеоматериалов и монитор системы установить в помещении с постоянным присутствием дежурного персонала. Оборудование смонтировать в напольном шкафу 19".- Система должна предусматривать возможность входа по паролю для предотвращения несанкционированного доступа к ее ресурсам и настройкам.- Габаритные размеры системы должны обеспечивать возможность транспортировки через типовые проемы зданий, а также сборку, установку и монтаж на месте эксплуатации.- Конструкция системы должна обеспечивать:<ul style="list-style-type: none">• взаимозаменяемость сменных однотипных составных частей;• удобство технического обслуживания и эксплуатации;• ремонтпригодность;• защиту от несанкционированного доступа к элементам управления параметрами;• беспрепятственный доступ ко всем элементам, узлам и блокам, требующим регулирования или замены в процессе эксплуатации. 2.1.1. Запись. Система должна осуществлять круглосуточную запись видеoinформации с указанием номера видеокамеры, даты и времени. 2.1.2. Просмотр. Система должна предусматривать возможность просмотра по сети текущего изображения с видеокамер в любое время суток, без прерывания записи. 2.1.3. Работа с видеархивом. Система должна предусматривать возможность выполнения следующих действий параллельно процессу записи: <ul style="list-style-type: none">- оперативный поиск и просмотр видеозаписи с заданной камеры за указанный временной интервал в пределах последних 30 суток;

- сохранение интересующего фрагмента видеозаписи на USB-карте памяти или по сети на жестком диске ПК оператора, а так же удаленный доступ к видеоархиву по сети РВС ОАО «СН-МНГ».

2.1.4. Зоны видеонаблюдения.

Зоны видеонаблюдения системы должны максимально перекрывать периметр ДНС, а также отдельно выделить зоны ворот и калиток.

2.1.5 Видеодомофон устанавливается у входной калитки и должен выполнять следующие функции:

- вызов дежурного оператора;
- дистанционное отпирание калитки;
- визуальное наблюдение вызываемого

2.2. Оборудование.

2.2.1. Регистраторы.

Параметры видеорегистратора:

- тип – комбинированный (аналоговые входы для подключения камер домофона, IP входы для подключения периметральных камер);
- меню – русифицированное;
- количество каналов – не менее количества камер;
- алгоритм сжатия – H.264;
- разрешение (не менее) – 1920x1080 пикс.;
- скорость записи (не менее) – 25 кадр/с на канал;
- активация записи – постоянная, по детектору, по расписанию;
- поиск в архиве – по времени, по событию, по типу записей;
- многозадачность – пентаплекс;
- работа по сети TCP/IP – мониторинг, просмотр архива, настройка, архивация;
- HDD-3,5" SATA-II (общий объем должен обеспечивать хранение записи в максимальном разрешении в течение месяца);
- резервное копирование – через USB-порт на Flash-карту памяти, по сети TCP/IP;
- защита паролем – есть;
- программное обеспечение TRASSIR с возможностью обновления;
- включение после сбоя питания – автоматическое.

2.2.2. Камеры.

В системе должны быть применены камеры видеонаблюдения AXIS:

- камеры должны располагаться по периметру вдоль ограждения на столбах на высоте 4 м с интервалом не более 30 м, а так же отдельные камеры просматривающие ворота и калитки, с автоматическим распознаванием гос. номеров автотранспорта, по углам периметра установить купольные поворотные камеры с вариофокальным объективом;
- освещение в секторах обзора камер должно обеспечивать достаточную видимость в дневное и ночное время, режимом день/ночь.

Параметры видеокамер для наблюдения:

- изображение – КМОП, 1/2.8", прогрессивная развертка;
- сжатие видео – H.264 Main и Baseline (MPEG-4 часть 10/AVC), Motion JPEG;
- освещенность – цвет: 0,25 лк при F1.6, ч/б: 0,05 лк при F1.6, 0 лк с включенной ИК-подсветкой не менее 15м;
- разрешение – от 1920x1080 (HDTV 1080p) до 320x240;
- объектив – f=3-10,5 мм; угол обзора 33–92°, F1.4, автофокус;

2.2.3. Видеодомофон.

- внешний блок видеодомофона должен быть антивандального исполнения и размещен на входной калитке;

- внешний блок домофона должен быть защищен от пыли, влаги, попадания осадков и прямых солнечных лучей и предназначен для работы на открытом воздухе с рабочим диапазоном температур от -55С до +40С;

- высота расположения внешнего блока видеодомофона располагается на высоте удобной для посетителей при ведении переговоров, при этом лицо должно находиться напротив камеры;

- во внешнем блоке видеодомофона не должны применяться динамические микрофоны и громкоговорители с бумажным диффузором;

	<ul style="list-style-type: none"> - кнопки домофона должны быть достаточного размера для возможности использования ими в варежках или перчатках, конструкция кнопок не должна допускать возможности непосредственного приложения большой силы на исполнительный переключатель, важным показателем работы кнопок является наработка на отказ не менее 1000000 циклов. - домофон должен обеспечивать стабильную работу разговорного тракта на длинных линиях сопротивлением не менее 20 Ом с громкостью не менее 70Дб; - установленное оборудование и сети должны быть безопасными, подведенное к внешнему блоку и электрозамку напряжение не должно превышать 24В. - абонентский блок видеодомофона должен быть установлен в удобном для использования месте. <p><u>2.2.4. Источник бесперебойного питания регистратора.</u> Источник бесперебойного питания регистратора должен отвечать следующим условиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> • иметь защиту от перепадов сетевого напряжения; • обеспечивать работу регистратора в течение не менее 30 минут с момента отключения основного электроснабжения. • применить ИБП СПБ-3,0-230-50-УХЛ4серии Officepower ОАО «Завод «Инвертор» <p><u>2.2.5. Блок питания видеокамер.</u> Блок питания видеокамер должен отвечать следующим условиям:</p> <ul style="list-style-type: none"> • иметь стабилизированное выходное напряжение; • иметь запас по мощности не менее 30% от максимально возможной загрузки, исчисляемой совокупным потреблением камерами электрической энергии; <p><u>2.3. Электроснабжение.</u></p> <ul style="list-style-type: none"> • Переход на резервное питание должен происходить автоматически без нарушения установленных режимов работы и функционального состояния системы. • При переходе на резервное электропитание должен выдаваться световой и /или звуковой сигнал. • Резервный источник питания при пропадании напряжения в сети должен обеспечивать надежное выполнение основных функций системы в течение не менее 30 минут. • При использовании в качестве источника резервного питания аккумуляторных батарей должна выполняться их автоматическая подзарядка. • При использовании в качестве источника резервного питания аккумуляторных или сухих батарей световая или звуковая индикация должна предупреждать о разряде батареи ниже допустимого предела. • После длительного (вызвавшего отключение системы) отсутствия и последующего восстановления электроснабжения система должна включиться и автоматически перейти в режим записи видеoinформации с настройками, заданными до отключения электропитания. • Питание предусмотреть от КТПН 6/0,4 по отдельной линии питания имеющей собственный автоматический выключатель 220В, АВР и источник бесперебойного питания. Данная линия питания предназначена только для системы видеонаблюдения, использование ее для бытовых приборов не допускается. Электрические розетки питания должны быть заземлены. <p>Помещение, в котором устанавливается пульт видеонаблюдения должно иметь заземляющий контур.</p>
<p>3.Требования к технико-экономическим показателям:</p>	<p>Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования, использование экономических схем материально-технического обеспечения.</p>

4. Требования к составу документации

В соответствии с ГОСТ 34.201- 89 "Виды, комплектность и обозначение документов при создании автоматизированных систем " разработке подлежат:

1. Техническое задание на создание системы видеонаблюдения и домофона.

2. Рабочая документация, в том числе:

Общесистемные решения:

- состав проекта;
- пояснительная записка;

Техническое обеспечение (в части полевого оборудования, электрооборудования):

- общие данные;
- схемы видеонаблюдения и домофона;
- схемы принципиальные электрические;
- планы расположения оборудования и внешних проводок;
- схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;
- спецификация оборудования, изделий и материалов;
- спецификация пультов и оборудования;
- локальные сметы.

3. Программное обеспечение:

- тексты программ;
- руководства оператора и программиста.

Состав документации уточняется на стадии разработки и утверждения ТЗ. Документация должна предоставляться на бумажных и оптических (электронных) носителях.

*Срок действия технических условий 1 год с момента подписания.

Главный инженер АНГДУ
В.В. Евдокимов
_____ 2015 г.

Начальник ДИРП
М.Н. Бессонов
_____ 2015 г.

Начальник ДНиГ
А.В. Куршин
_____ 2015 г.

Начальник отдела автоматизации
С.В. Наливайко
_____ 2015 г.

Директор по безопасности
В.М. Сницаренко
_____ 2015 г.

Требования к разработке сметной документации

для проектирования объектов ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз»

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

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

автомобильной дороги отдельно.

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

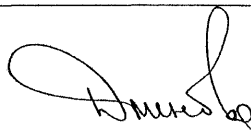
При составлении сметной документации, необходимо руководствоваться следующими требованиями:

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

	<ul style="list-style-type: none"> – При покрытии тепловой изоляции не применять расценки с листовым алюминием, так как используется листовая оцинкованная сталь. – Не включать в сметы визуальный контроль стыков, так как эти затраты учтены накладными расходами. – Из расценки на установку манжет по ТЕР25-07-22 необходимо исключать стоимость праймера эпоксидного и манжет, а стоимость манжет учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы. – На установку втулок применять расценки как на манжеты по ТЕР25-07-22 с исключением стоимости праймера эпоксидного, песка для пескоструйной обработки стыка и манжет, а стоимость втулок учитывать отдельной строкой методом пересчета от текущей стоимости к базисной путем применения регионального индекса на материалы.
12.	Затраты связанные с уплатой налога на добавленную стоимость
	ФЗ №117 от 07.07.03 г. в размере - 18%

Составил:

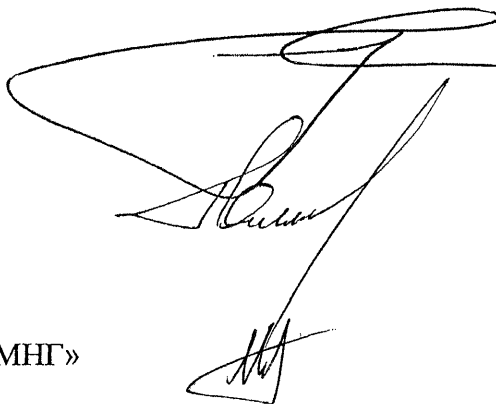
Главный специалист ОЦиПТД по КСиРО/



Е.А. Баландина

СОГЛАСОВАНО:

Начальник УКСиРО ОАО «СН-МНГ»



Е.В. Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю. Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.В. Игнатов

Начальник ОЦиПТДпоКСиРО



В.А. Дменова



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

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 117997
Юридический адрес: Софийская наб., д. 26/1 г. Москва, 115035
Тел: (499) 517-88-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postmaster@rosneft.ru, http://www.rosneft.ru
ОГРН 1044447, ОГРН 1027700043502, ИНН/КПП 7705010751/099715005

от 16.06.2015 № ПА-39615

Генеральным
директорам дочерних обществ
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Уважаемые коллеги!

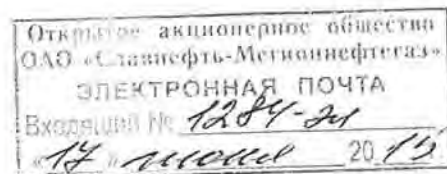
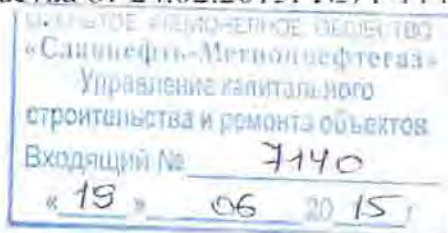
В дополнение к письму ОАО «НК «Роснефть» о ценообразовании объектов строительства от 24.02.2015г №71-11446 (пункт 1) и в целях установления единого подхода применения расценок Сборника №5 ТЭР-2001 «Свайные работы. Опускные колодцы. Закрепление грунтов» необходимо в обязательном порядке применять понижающий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





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

Почтовый адрес: Софийская наб., д. 25/1 г. Москва, 117997
Информационный адрес: Софийская наб., д. 25/1 г. Москва, 115035
Тел: (499) 517-89-99, факс: (499) 517-72-35
e-mail: postman@rosneft.ru, <http://www.rosneft.ru>
ОГРН 1027700343502, ИНН 7706107510/507150001

от _____ № _____

на № _____ от _____

О ценообразовании объектов строительства

Генеральным директорам
ОАО «НК «Роснефть»

(по списку)

Уважаемые коллеги!

В целях повышения достоверности формирования стоимости объектов строительства сообщая следующее:

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

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

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

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

С уважением,

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

Д.И. Натхо

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 энергоснабжения). 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.

СОГЛАСОВАНО

Директор по капитальному строительству
ОАО «Специальное Механическое
Исполнение Д.А.

« » « » 2014 г.

СОГЛАСОВАНО

Заместитель генерального директора по управлению системой снабжения
ОАО «Специальное Механическое
Исполнение С.А.

« » « » 2014 г.

июль 2014г

Перечень МТР по номенклатуре ДК ОКС УКСиРО ОАО "СН-МНГ", предлагаемый к поставке ЗАКАЗЧИК/ПОДРЯДЧИК

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
1	Трубы и детали трубопроводов	1	141ОТЧ	Муфты обсадные	Подрядчик		
		2	606ИМП	Механизированные устройства ТОТрубопровод	Подрядчик		
		3	705ИМП	ТрубыСтеклопластик	Подрядчик		
		4	149ОТЧ	Трубы водопровод	Подрядчик (от Ду15 до Ду45)	Заказчик	
		5	136ОТЧ	Отводы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		6	137ОТЧ	Переходы	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		7	138ОТЧ	Тройники	Подрядчик до Ду57	Заказчик от Ду57	
		8	146ОТЧ	Трубы электросварные		Заказчик	
		9	147ОТЧ	Трубы больш. диаметра		Заказчик	
		10	148ОТЧ	Трубы бесшовные		Заказчик	
		11	602ИМП	Трубы нефтепроводные		Заказчик	
		12		Трубы керамические, дымовые, пластмассовые, Блоки, пружины, Заглушки, бобышки, штуцера, Опоры трубопроводов, Трубы чулуновые	Подрядчик		
2	Насосно-компрессорное оборудование	13	094ОТЧ	Насосы промышленные	Подрядчик (насосы ручные, электрические бытовые)	Заказчик	
		14	095ОТЧ	Компрессора промышленные	Подрядчик (бытовые)	Заказчик	
		15	76ИМП	Мультифазные насосы		Заказчик	
3	Нефтехимическое оборудование	16	116ОТЧ	Резерв. и резерв. обор.		Заказчик	
		17	117ОТЧ	Нефтеаппаратура		Заказчик	
		18		Емкостное оборудование		Заказчик	
		19		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		20		Понтонны и комплектующие	Подрядчик		
		21		Теплообменное оборудование	Подрядчик		
		22		Запасные части к теплообменному оборудованию	Подрядчик		
		23		Запасные части к емкостному оборудованию	Подрядчик		
		24		Внутренние устройства емкостного оборудования	Подрядчик		
		25		Нестандартное оборудование (в т.ч. Котельное оборудование)	Подрядчик		
		26		Оборудование для очистных сооружений		Заказчик	
		27		Фильтры	Подрядчик до Ду100	Заказчик от Ду100	
		28		Запчасти к фильтрам	Подрядчик		
		29		Резервуары и комплектующие		Заказчик	
		30		Печи и змеевики печей	Подрядчик (змеевики печей)	Заказчик	
		31		Комплектующие печей и змеевиков	Подрядчик		
		32		Каркасы печей	Подрядчик		
		33		Метал. констр. газоходов	Подрядчик		
		34	312ОТЧ	Дизтопливо	Подрядчик		
		35	313ОТЧ	Бензин	Подрядчик		
		36	314ОТЧ	Керосин	Подрядчик		
		37	315ОТЧ	Жидкости ГСМ	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ шп	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
4	Нефть, нефтепродукты и ГСМ	38	3160ТЧ	Масла отечественные	Подрядчик		
		39	3170ТЧ	Смазки	Подрядчик		
		40	3180ТЧ	Нефтебитумы дорожные	Подрядчик		
		41	4580ТЧ	Нефтебитумы строительные	Подрядчик		
		42	4590ТЧ	Сжиженные газы (газовые смеси)	Подрядчик		
		43	4840ТЧ	Мазут	Подрядчик		
		44	663ИМП	МаслаИМП	Подрядчик		
		45	679ИМП	Жидкости ГСМ	Подрядчик		
		46	697ИМП	Смазки	Подрядчик		
		47		Охлаждающие жидкости	Подрядчик		
		48		Гидравлические жидкости	Подрядчик		
		49		Бензол, толуол	Подрядчик		
		50		Прочие нефтепродукты	Подрядчик		
		51	1180ТЧ	Котел и энерг.обор.		Заказчик	
		52	1220ТЧ	З/ч кот.-энерг.обор.		Заказчик	
		53	2230ТЧ	Электронагрев. элем.	Подрядчик		
		54	2240ТЧ	Калориферы	Подрядчик		
		55	2250ТЧ	Эл.печи промышленные	Подрядчик		
		56	2260ТЧ	Обогреват. промышлен.	Подрядчик		
		57	2270ТЧ	Обогреватели бытовые	Подрядчик		
		58	2280ТЧ	ПРА для эл.ламп	Подрядчик		
		59	2290ТЧ	Лампы накаливания	Подрядчик		
		60	2300ТЧ	Лампы мест.освещен.	Подрядчик		
		61	2310ТЧ	Лампы кварц. галоген	Подрядчик		
		62	2320ТЧ	Лампы ртутно-дуговые	Подрядчик		
		63	2330ТЧ	Лампы люминисцентные	Подрядчик		
		64	2340ТЧ	Лампы прочие	Подрядчик		
		65	2350ТЧ	Светильник взрывозащ.		Заказчик	
		66	2360ТЧ	Светильник промышлен.		Заказчик	
		67	2370ТЧ	Светильн. общ. назнач.	Подрядчик		
		68	2380ТЧ	Светильники уличные	Подрядчик		
		69	2390ТЧ	Светильники бытовые	Подрядчик		
		70	2400ТЧ	Пржекторы		Заказчик	
		71	2410ТЧ	Коробки эл.установоч.		Заказчик	
		72	2420ТЧ	Выключатели, патроны	Подрядчик		
		73	2430ТЧ	Эл.разъемы, роз.вил.	Подрядчик		
		74	2440ТЧ	Наконечники кабели	Подрядчик		
		75	2450ТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		76	2490ТЧ	Подвесная арматура (Зажимы, серыги, скобы)	Подрядчик (заземлители, грозоразрядники)	Заказчик	
		77	2640ТЧ	Ящики силовые		Заказчик	
		78	2720ТЧ	Трансформ.разделит.	Подрядчик (ТСЗИ-2,5, ТФЗМ, ТОЛ, ТЛК, ТПН, тока Т-0,66, 50/5-600/5, лабораторные)	Заказчик	
		79	2730ТЧ	Трансформаторы тока			
		80	2740ТЧ	Трансформ.напряжения			
		81	2750ТЧ	Трансформ.лаборатор.			
		82	2760ТЧ	Электродв. общепром.		Заказчик	
		83	2770ТЧ	Электродв. взрывозащ.		Заказчик	
		84	2780ТЧ	Электродв. синхронные		Заказчик	
		85	2810ТЧ	Включатели высоковольт.		Заказчик	
		86	2820ТЧ	Разъединители		Заказчик	
		87	2830ТЧ	Разрядники		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
5	Электротехническое оборудование	88	2840ТЧ	Выключатели автоматические	Подрядчик (АП-50, АД-12, АД-14, АЕ, ВА (от 0,11А до50А))	Заказчик	
		89	2850ТЧ	Пускатели магнитные	Подрядчик (ПВ2х16, 2х10, 3х10, 3х16, 325, 3х40, ГПВМ2-10)	Заказчик	
		90	2860ТЧ	Контакты		Заказчик	
		91	2870ТЧ	Посты knife-типа		Заказчик	
		92	2880ТЧ	Переключатели	Подрядчик		
		93	2890ТЧ	Рубильники		Заказчик	
		94	2900ТЧ	Предохран. низковольт.	Подрядчик		
		95	2910ТЧ	Предохран. высоковольт.	Подрядчик		
		96	2920ТЧ	Реле, фотореле	Подрядчик (Реле РЗУ-II, РВ ВЛ, РЭС, РЭП, РЭВ, РТ, РСВ, фотореле ФР-7, РФС-II/220, радиодетали)	Заказчик	
		97	2930ТЧ	Выключатели пакетные	Подрядчик		
		98	2940ТЧ	Выключатели конечные	Подрядчик		
		99	2950ТЧ	Указатели напряжения	Подрядчик		
		100	2960ТЧ	Индикаторы напряжен.	Подрядчик		
		101	2970ТЧ	Штанги изолирующие	Подрядчик		
		102	2980ТЧ	Переносные заземлен.	Подрядчик		
		103	2990ТЧ	Тех. диагн. и исп. приоб.	Подрядчик (Астро-УЗО, указатели положения)		
		104	3000ТЧ	Шкафы распределители		Заказчик	
		105	3010ТЧ	Щиты осветительные		Заказчик	
		106	3040ТЧ	Станции управления		Заказчик	
		107	3050ТЧ	Вольтметры	Подрядчик		
		108	3060ТЧ	Амперметры	Подрядчик		
		109	3070ТЧ	Омметры	Подрядчик		
		110	3080ТЧ	Комбинирован. приборы	Подрядчик		
		111	3090ТЧ	Счетчики эл. энергии	Подрядчик		
		112	3100ТЧ	Электрон. приоб. проч.	Подрядчик	Заказчик	
		113	3740ТЧ	Низковольт. Обороудов.	Подрядчик		
		114	3850ТЧ	Комплекующие к ЛЭП	Подрядчик		
		115	3860ТЧ	Материалы б/у	Подрядчик	Заказчик (кроме Ду 1020 - 1420)	
		116	3900ТЧ	Лампы коммут. свтл.	Подрядчик		
		117	3930ТЧ	Шкафы распр. автомат.		Заказчик	
		118	5300ТЧ	З/Ч Газ. порш. эл. стан.		Заказчик	
		119	5330ТЧ	З/Ч компр. ДЭН-160ШМ		Заказчик	
		120	612НМП	З/ч к эл. оборудован.		Заказчик	
		121	628НМП	Электрооборудование		Заказчик	
		122	674НМП	Осветител. устройства		Заказчик	
		123	675НМП	Наз. эл.-прот. система		Заказчик	
		124	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		125	2700ТЧ	Трансформ. подстанции		Заказчик	
		126	2710ТЧ	Трансформат. силовые		Заказчик	
		127	3030ТЧ	Дизель. электростанции		Заказчик	
		128	3910ТЧ	Трансформаторы ТМПН		Заказчик	
		129	722НМП	Подстанции импортные		Заказчик	
		130	750НМП	ГТЭ "SOLAR"		Заказчик	
		131	768НМП	Электростанции имп.		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
6	Блочное-комплексное оборудование различного назначения	132	1190ТЧ	Блочное оборудование		Заказчик	
7	КНН и средства связи	133	1270ТЧ	Регуляторы давления		Заказчик	
		134	2550ТЧ	Манометры		Заказчик	
		135	2570ТЧ	Термометры	Подрядчик		
		136	2580ТЧ	Радиоап. телеф. аплар. (Средства радио связи, средства проводной связи)	Подрядчик (Кроссы оптические, радиокабель, разъемы, трансляционные узлы, громкоговорители, усилители, пульта микшерные, микрофоны, розетки, аккумуляторы для средств связи, фильтры)	Заказчик	
		137	2600ТЧ	Радиодетали	Подрядчик		
		138	2610ТЧ	КИПиА прочие	Подрядчик (счетчики воды)	Заказчик	
		139	2620ТЧ	З/ч к прочим КИПиА	Подрядчик (Оправы, гильзы, фильтры, разделители сред, бобышки, пробоотборники)	Заказчик	
		140	3820ТЧ	Приборы контроля		Заказчик	
		141	629ИМП	КИП и А		Заказчик	
		142		Приборы электронизмерительные		Заказчик	
		143		Диафрагмы		Заказчик	
		144		Контр.-измер. приб (маном, терм, датч. давд, фильтры, редукт)	Подрядчик (термометры ртутные, лабораторные, фильтры)	Заказчик	
		145		Термопреобразователи и гильзы к ним		Заказчик	
		146		Газоанализаторы		Заказчик	
		147		Пневмоприводы		Заказчик	
		148		Щиты, шкафы КИП, электрические, компьютерные, сетевое оборуд.		Заказчик	
		149		Приборы и аппаратура для систем охранной сигнализации	Подрядчик		
		150		Приб и аппаратура для систем автоматич. пожаротуш и пож. сигнал	Подрядчик		
		151		Исполнительные механизмы (клапана регулирующие)		Заказчик	
		152		Поточные анализаторы и хроматографы		Заказчик	
		153		Узлы и элементы проводной связи		Заказчик	
8	Арматура запорная, в т.ч.	154	1290ТЧ	Задвижки трубопров.	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду30	
		155	605ИМП	Пром. Трубопров. Арматур	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		156	696ИМП	Запорная арматура	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		157	702ИМП	Вентили трубопр.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		158	5200ТЧ	Система охранного видеонаблюдения, домофоны	Подрядчик		
		159	703ИМП	Клапаны обр. понор.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		160	704ИМП	Задвижки клиновые	Подрядчик (от Ду15 до Ду40)	Заказчик от Ду50	
		161	1210ТЧ	Краны трубопроводные	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
	прокладки металлические	162	123ОТЧ	Вентили трубопровод.	Подрядчик (кроме высокого давления Ру160, 200, 250)	Заказчик	
		163	124ОТЧ	Клап.обратн.трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		164	125ОТЧ	Клап.предох. трубопр.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		165	126ОТЧ	Клап.обр.повор.труб.	Подрядчик (от Ду10 до Ду50)	Заказчик	
		166	128ОТЧ	Клап.регул.трубопр.		Заказчик	
		167	133ОТЧ	Электроп.трубоп.арм.		Заказчик	
		168	134ОТЧ	Фланцы	Подрядчик (от Ду15 до Ду50)		
		169	135ОТЧ	Крепеж к фланцам	Подрядчик		
		170	139ОТЧ	Заглушки	Подрядчик		
9	Вспомогательные материалы	171		Скобяные изделия, моющие средства, спирт, ткани, вода, бумага и бумажные изделия, Клеящие вещества и герметики, Спец. оплывочные материалы, Знаки техники безопасности, Дорожные знаки, этикетки, бирки, Припой, баббит и пр., Канаты и пневмокабели	Подрядчик		
		172	131ОТЧ	Плакаты и знаки ТБ	Подрядчик		
		173	132ОТЧ	Средства зап.ГО и ЧС	Подрядчик		
		174	174ОТЧ	Олово	Подрядчик		
		175	180ОТЧ	Сплав	Подрядчик		
		176	182ОТЧ	Припой	Подрядчик		
		177	183ОТЧ	Баббит	Подрядчик		
		178	186ОТЧ	Канаты стальные		Заказчик	
		179	187ОТЧ	Стромы.комплекс.лим.	Подрядчик		
		180	322ОТЧ	Дорнит,бурукрытия	Подрядчик		
		181	338ОТЧ	Спирт этиловый	Подрядчик		
		182	342ОТЧ	Материалы из дерева (фанера, ДВП, ДСП, доски, доска половая, лес круглый, бруска,)	Подрядчик		
		183	343ОТЧ	Изделия из дерева и пластика (окна, двери, перегородки, витражи, плинтуса и комплектующие, уголки)	Подрядчик		
		184	347ОТЧ	Мебель офисная		Заказчик	
		185	348ОТЧ	Мебель бытовая		Заказчик	
		186	354ОТЧ	Сантехнические изделия (трубы чугунные, полипропиленовые, металлопластиковые, дюки-чугунные канализационные; санфаянс и комплектующие)	Подрядчик		
		187	355ОТЧ	Скобяные изделия	Подрядчик		
		188	356ОТЧ	Щетно-щеточн.матер.	Подрядчик		
		189	357ОТЧ	Вспомогат.инструмент	Подрядчик		
		190	358ОТЧ	Вспомогат.материалы	Подрядчик		
		191	359ОТЧ	Махер.для дефектоск.	Подрядчик		
		192	384ОТЧ	Удобрения	Подрядчик		
		193	400ОТЧ	Химреаг.холод.обор.	Подрядчик		
		194	401ОТЧ	Химреаг.свар.и охладж.	Подрядчик		
		195	402ОТЧ	Химреаг. котел.обор.	Подрядчик		
		196	403ОТЧ	Химреаг.дезифицир.	Подрядчик		
		197	461ОТЧ	Технический материал	Подрядчик		
		198	519ОТЧ	Оборудование для столовой		Заказчик	
		199	527ОТЧ	Средства очистки трубоп.	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		200	538ОТЧ	Песок природный	Подрядчик	Заказчик	Карьеры по м/р
		201	649ИМП	Мебель	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с обоплупанием)	
		202	700ИМП	Бытовая техника имп.	Подрядчик	Заказчик (в комплекте с обоплупанием)	
10	Кабельная продукция	203	212ОТЧ	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		204	213ОТЧ	Кабель телефонный	Подрядчик		
		205	214ОТЧ	Кабель радиочастотн.	Подрядчик		
		206	215ОТЧ	Кабель контрольный		Заказчик	
		207	216ОТЧ	Кабель силовой		Заказчик	
		208	217ОТЧ	Кабель бронированный		Заказчик	
		209	218ОТЧ	Кабель греющий	Подрядчик		
		210	219ОТЧ	Провод осветительный	Подрядчик		
		211	220ОТЧ	Пров.и шнур установ.	Подрядчик		
		212	221ОТЧ	Провод неизолирован		Заказчик	
		213	222ОТЧ	Провод обмоточный	Подрядчик		
		214	245ОТЧ	Муфты кабельные	Подрядчик		
		215	246ОТЧ	Гильзы кабельные	Подрядчик		
		216	247ОТЧ	Изд. для каб. лин. пр.	Подрядчик (кабельные монтажные, лотки кабельные)	Заказчик	
		217	688ИМП	Кабель гибк.(шланг.)		Заказчик	
		218	689ИМП	Кабель контрольный		Заказчик	
		219	690ИМП	Кабель силовой		Заказчик	
		220	693ИМП	Кабель телефонный	Подрядчик		
		221	694ИМП	Провод осветительный	Подрядчик		
11	Средства защиты и спец. Жиры	222	344ОТЧ	Спецодежда	Подрядчик		
		223	345ОТЧ	Спецобувь	Подрядчик		
		224	346ОТЧ	Средства индив. заш.	Подрядчик		
		225	648ИМП	Спецодежда	Подрядчик		
12	Металлопрокат	226	168ОТЧ	Прокат бронзовый	Подрядчик		
		227	169ОТЧ	Прокат алюминисвый	Подрядчик		
		228	170ОТЧ	Прокат мелный	Подрядчик (нетрагитные нормы)	Заказчик	
		229	171ОТЧ	Прокат латунный	Подрядчик		
		230	172ОТЧ	Свинец	Подрядчик		
		231	173ОТЧ	Цинк	Подрядчик		
		232	175ОТЧ	Титано-маг. протект.	Подрядчик		
		233	184ОТЧ	Сетка стальная		Заказчик	
		234	1201	Черный металлопрокат	Подрядчик (нетрагитные нормы)	Заказчик	
		235	1202	Нержавеющий металлопрокат	Подрядчик (нетрагитные нормы)	Заказчик	
		236	1204	Металлопрокат легированный	Подрядчик (нетрагитные нормы)	Заказчик	
		237	150ОТЧ	Балки	Подрядчик (Балки стальные колонные, широкополочные, балки стальные для крановых путей, рельсы, подкладки, накладки, костыли)	Заказчик	
		238	151ОТЧ	Швеллеры		Заказчик	
		239	152ОТЧ	Сталь угловая		Заказчик	
		240	153ОТЧ	Сталь шестигранная	Подрядчик		
		241	154ОТЧ	Сталь квадратная	Подрядчик		
		242	155ОТЧ	Сталь полосовая		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		243	156ОТЧ	Сталь круглая	Подрядчик (за исключением ф16, 18, 20, 22)	Заказчик	
		244	157ОТЧ	Проволока	Подрядчик (Проволока колючая, катанка, сетки кладочные, сетка «Рабица», сетка плетёная, сетка тканая, проволока вязальная, сварочная проволока)	Заказчик	
		245	158ОТЧ	Сталь листовая		Заказчик	
		246	159ОТЧ	Ст. лист. прос.-вытяж.		Заказчик	
		247	160ОТЧ	Прокат кровельный	Подрядчик		
		248	161ОТЧ	Настил ст. профил.	Подрядчик		
		249	162ОТЧ	Прокат лист. рефлен.	Подрядчик		
		250	163ОТЧ	Прокат лист. оцинк.	Подрядчик		
		251	164ОТЧ	Жесть черная	Подрядчик		
		252	165ОТЧ	Прокат арматурный	Подрядчик (Прокат арматурный А-I и А-III d8-22)	Заказчик	
13	Материалы и оборудования общестроительного назначения	253	096ОТЧ	Вентил. центробежные		Заказчик	
		254	097ОТЧ	Вентиляторы осевые		Заказчик	
		255	098ОТЧ	Вентиляторы крышные		Заказчик	
		256	099ОТЧ	Вентил. промыш. прочие	Подрядчик (канальные, оконные, Вентиляционные короба, вентуловоды, узлы прохода, решетки вентиляционные, дефлекторы, кондиционеры бытовые, системы.)	Заказчик	
		257	248ОТЧ	Металлорукав	Подрядчик		
		258	323ОТЧ	ЛакокрасМатрлСтроител	Подрядчик		
		259	337ОТЧ	Тампонажн. материалы	Подрядчик		
		260	340ОТЧ	ЖБИ (Блоки фундаментные, балки фундаментные, плиты пустотные, стеновые панели, перегородки, пригрузы, плиты резервуарные, плиты тротуарные, бордюры, колодцы, лотки, плиты лотков, кольца, перемычки, колонны)	Подрядчик (кроме дорожных плит и свай ж/б.)	Заказчик	
		261	341ОТЧ	Строительн. материалы (гипсокартон и комплектующие, рулонные кровельные материалы, обои, стекло, линолеум, плитка для пола и стен кирпич, плиты минераловатные, скорлупа для изоляции труб, поршни поролоновые, панели МДФ, пеня монтажная, герметики, полустенные потолки, пленка полистироловая, пенопласт, трубы асбоцементные, ровинг, жгут, клей для обоев, сухие смеси, Гравий, щебень, ПГС, цемент, бетон, раствор, керамзит)	Подрядчик		
		262	396ОТЧ	Сып. мат. (пес. кварц.)	Подрядчик		
		263	405ОТЧ	Алюминиевая пудра	Подрядчик		
		264	456ОТЧ	Композитные матер-лы	Подрядчик		
		265	457ОТЧ	ЛакокрасМатрлАвтомоб	Подрядчик		
		266	489ОТЧ	Металлосайдинг компл	Подрядчик		
		267	630ИМП	З/ч д/холод оборудов	Подрядчик		
		268	631ИМП	З/ч анализ. МашинОбор	Подрядчик		
		269	632ИМП	З/чКотАгрУстПоВподг	Подрядчик		
		270	698ИМП	Лакокрасочн. матер.	Подрядчик		
		271	714ИМП	ТоргПромышОборудИМП	Подрядчик		
		272	731ИМП	Строительн.Материалы	Подрядчик		
		273		Изоляционные изделия	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
		274		Керамические и фарфоровые изделия	Подрядчик		
		275		Лакокрасочные материалы	Подрядчик		
		276		Радиаторы	Подрядчик		
		277		Огнеупорные материалы	Подрядчик		
		278		Пиломатериалы	Подрядчик		
		279		Клапаны вентиляционные	Подрядчик		
		280		Калориферы	Подрядчик		
		281		Кислотоупорные материалы	Подрядчик		
		282		Цементы	Подрядчик		
		283		Абразивные материалы	Подрядчик		
		284		Столярные изделия	Подрядчик		
		285		Стекло	Подрядчик		
		286		Кровельные материалы	Подрядчик		
		287		Песок, щебень, гравий	Подрядчик		
		288		Различные строительные материалы	Подрядчик		
14	Инструменты, ГПМ, приспособления	289	0810ТЧ	Присп. по тех.безд.	Подрядчик		
		290	1050ТЧ	Под.-тран.обор.тали	Подрядчик		
		291	1060ТЧ	Под.-тран.обор.лебед.	Подрядчик		
		292	1070ТЧ	Под.-тран.обор.лифты	Подрядчик		
		293	1810ТЧ	Баллоны газовые	Подрядчик		
		294	1920ТЧ	Строительн.инструм.	Подрядчик		
		295	1930ТЧ	Измерительн.инструм.	Подрядчик		
		296	1950ТЧ	Абразивн.инструмент	Подрядчик		
		297	1960ТЧ	Электротех.инструмент	Подрядчик		
		298	1970ТЧ	Слес.-монтаж.инструм	Подрядчик		
		299	1980ТЧ	Ключи слес.-монтаж.	Подрядчик		
		300	1990ТЧ	Напильники	Подрядчик		
		301	2000ТЧ	Сверла	Подрядчик		
		302	2010ТЧ	Резьбы	Подрядчик		
		303	2020ТЧ	Плоски	Подрядчик		
		304	2030ТЧ	Метчики	Подрядчик		
		305	2040ТЧ	Развертки	Подрядчик		
		306	2050ТЧ	Гребенки металлореж.	Подрядчик		
		307	2090ТЧ	Станоч. принадлежност	Подрядчик		
		308	2100ТЧ	Ползунчики	Подрядчик		
		309	2500ТЧ	Электрошпательники	Подрядчик		
		310	2510ТЧ	Свароч.обор.и компл.	Подрядчик		
		311	2520ТЧ	Газопл.обор.и компл.	Подрядчик		
		312	2530ТЧ	Приборы теплоконтрол		Заказчик	
		313	752ИМП	Сборные жилые домики		Заказчик	

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
15	Вычислительная, офисная, бытовая техника, в т.ч. з/ч и комплектующие	34		Вычислительная техника и периферия к ней, Офисная и копировальная техника, Бытовая техника и оборудование, Программное обеспечение, Сетевое оборудование, шкафы компьютерные и запчасти к ним, Источники бесперебойного питания		Заказчик	
		315	2690ТЧ	Бытовое эл/оборудов		Заказчик	
		316	4100ТЧ	Програм.обеспеч.(ПО)		Заказчик	
		317	4720ТЧ	Телевидение		Заказчик	
		318	660ИМП	Програм.обеспеч. ПО		Заказчик	
		319	4070ТЧ	Компьютер, вычисл.тех.		Заказчик	
		320	4080ТЧ	Сетев.и комму.обор.		Заказчик	
		321	4090ТЧ	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		322	657ИМП	КомпьютерВычисл.Тех-ка		Заказчик	
		323	658ИМП	Сетев.и КоммутикОбор		Заказчик	
		324	659ИМП	Ксерокопиров.техника		Заказчик	
		325	767ИМП	ДопОборудКВычисл.Техн		Заказчик	
16	Лабораторная техника	326	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		327	5260ТЧ	Мебель промыш.эл.лаб.		Заказчик	
		328	641ИМП	З/ч к ЛабОборНоуско		Заказчик	
		329	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
		330	1001	Лабораторное оборудование		Заказчик	
		331	3110ТЧ	Лабораторное оборуд		Заказчик	
		332	719ИМП	ЛабораторОборудИМП		Заказчик	
17	Общепромышленное оборудование и комплектующие	334	2650ТЧ	Холод.обор.промышлен		Заказчик	
		335	2660ТЧ	Торговопромыш.оборуд		Заказчик	
18	Электронизационные материалы	336	4040ТЧ	Изоляционные материалы	Подрядчик (Изолирующие ткани, Изолента, Оргстекло, Текстолит)	Заказчик	
19	Материалы из резины, асбеста и пр.	337	3240ТЧ	Рукава гибк.полимер.	Подрядчик		
		338	3250ТЧ	Рукава буровые	Подрядчик		
		339	3260ТЧ	Рукава для газосвар.	Подрядчик		
		340	3270ТЧ	Рукава резинотехнич.	Подрядчик		
		341	3280ТЧ	Ремень клиновые	Подрядчик		
		342	3290ТЧ	Ремень вент.для автр.	Подрядчик		
		343	3300ТЧ	Неформовые РТИ	Подрядчик		
		344	3310ТЧ	Парониты	Подрядчик		
		345	3320ТЧ	Набивки салыниковые	Подрядчик		
		346	3330ТЧ	Асбондзеля	Подрядчик		
		347	3340ТЧ	Электрониз.полиам.мат.	Подрядчик		
		348	4490ТЧ	ФторопластовИзделия	Подрядчик		
		349	4810ТЧ	Стандарт РТИ	Подрядчик		
		350	708ИМП	Набивки салыниковые	Подрядчик		
		351		Резинотехнические изделия	Подрядчик		
		352		Асбестотехнические изделия	Подрядчик		
		353		Фторопластовые изделия	Подрядчик		
		354		Графитовые изделия	Подрядчик		
		355		Пластмассовые изделия	Подрядчик		
		356		Прокладки	Подрядчик		
		357		Набивки	Подрядчик		
		358					
		359		Крепежные изделия черные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		360		Сварочные материалы	Подрядчик		

№ п/п	Наименование группы	№ п/п	№ подгруппы	Наименование подгруппы	Поставка Подрядчик	Поставка Заказчик	Комментарии
20	Метизы	361		Проволока	Подрядчик		
		362		Сетка	Подрядчик		
		363		Крепежные изделия оцинкованные (гайки, шпильки, болты)	Подрядчик		
		364		Крепежные изделия строительные (саморезы, гвозди, дюбели)	Подрядчик		
		365	1770ТЧ	Электроды	Подрядчик		
		366	1780ТЧ	Сварочная проволока	Подрядчик		
		367	1790ТЧ	Сварочные флюсы	Подрядчик		
		368	1850ТЧ	Гвозди	Подрядчик		
		369	1880ТЧ	Метизы	Подрядчик		
21	Пожарное оборудование и материалы	370	1110ТЧ	Огнетушители	Подрядчик		
		371	1120ТЧ	Стволы и пистолет	Подрядчик		
		372	1130ТЧ	Рукава пожарные	Подрядчик		
		373	1140ТЧ	Арматура пожарная	Подрядчик		
		374	1150ТЧ	Пожар. оборуд. прочее	Подрядчик		
		375	2590ТЧ	Охран.-пожар. сигнал	Подрядчик		
		376	3950ТЧ	Огнестойкие материалы	Подрядчик		
		377	642ИМП	ЗвнПожарСигн/Конднт	Подрядчик		
		378	695ИМП	ПротивопожарнОборуд	Подрядчик		
		379		ПротивопожарнОборуд (стволы, рукава пожарные, головки, головки-заглушки, гидранты, шкафы пожарные, шкафы, муфты сливные, предохранители огневые, клапаны пожарные, насосы, патрубки, ГПС, Пенообразователь)	Подрядчик		
22	Тара и тарные материалы	380		Бочки	Подрядчик		
		381		Баллоны	Подрядчик		
		382		Барабаны карт. наливные	Подрядчик		
		383		Канстры	Подрядчик		
		384		Пленка	Подрядчик		
		385		Материалы упаковочные	Подрядчик		

Начальник УКС и РО

Е.В. Лешенко

Начальник ДК ОКС

С.И. Коваленко



Исп. Лутченко В.Ю.
тел. 41-969

Исп. Чернышев А.Н.
тел. 41-862

Открытое акционерное общество
"Славнефть-Мегионнефтегаз"
ДЕПАРТАМЕНТ
ОАО КОМПЛЕКТАЦИИ ОБЪЕКТОВ КАПИТАЛЬНОГО
СТРОИТЕЛЬСТВА

ул. Кузьмина, д. 51, г. Мегион, ХМАО-Югра, 628684
тел. (34643) 4-18-56, 4-19-69, 4-18-09 факс (34643) 4-18-93, 4-18-53

На № 24 декабря 2014г.

№ 18-1032
от _____ 2014г.

Начальнику отдела
организации ПИР
С.Н. Бабкину

Касательно оформления опросных листов

Уважаемый Сергей Николаевич!

Направляю в Ваш адрес письмо ОАО НГК «СЛАВНЕФТЬ» с требованиями по оформлению опросных листов.

Прошу довести данную информацию для исполнения.

Приложение: Письмо исх.№18-05/172 от 23.10.2014г. — 1 лист
Образец визового листа — 1 лист

С уважением,

Начальник Департамента



С.И. Коваленко



Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "СЛАВНЕФТЬ"
Россия, 125047, Москва, 4-й Лесной пер., 4. Тел.: (495) 787 8206. Факс: (495) 777 7317

«23» октября 2014 г.

№ 18-05/172

на № _____ от _____

Заместителям
генеральных директоров по УСС
Дочерних Обществ
ОАО «НГК «Славнефть»

Касательно оформления

Планов закупки МТР/Запросов на корректировку Планов закупки МТР

Уважаемые коллеги!

С целью сокращения количества корректировок и повышения оперативности согласования Планов закупки МТР/ Запросов на корректировку Планов закупки МТР прошу Вас дать указание ответственным лицам Подразделений Общества, отвечающих за консолидацию Планов закупки МТР/Запросов на корректировку Планов закупки МТР и пакетов технической документации, строго соблюдать требования «Процедуры управления потребностью в МТР»:

1. В соответствии с разделом 6 Дочерние общества предоставляют в Отдел управления потребностью и запасами МТР Компании План закупки МТР/ Запрос на корректировку Плана закупки МТР, оформленные надлежащим образом в строгом соответствии с шаблонами, являющимися неотъемлемой частью «Регламента формирования, утверждения и корректировки Планов закупки МТР» (Приложения №5.1, №5.2 и № 6), с обязательным заполнением ВСЕХ столбцов (в т.ч. нормативных сроков поставки, ГОСТ/ТУ/ТТ, № ТЗ, ОЛ, кодов ОКЕИ, ОКВЭД, ОКДП, ОКП, ОКАТО и т.д.).
2. Потребность в технически сложном оборудовании с длительным сроком изготовления и поставки необходимо предоставить на утверждение в Компанию строго в соответствии с нормативными сроками поставки в целях проведения отборочных и закупочных процедур на более эффективном уровне в виде Запроса на корректировку Плана закупки МТР.
3. План закупки МТР/ Запрос на корректировку Плана закупки МТР должен содержать исчерпывающую техническую информацию о предмете закупки: полное наименование, технические характеристики, марку, модель, ГОСТ/ТУ/ТТ, вариантность упаковки, комплектацию, сортность, а также другие сведения, характеризующие востребованные МТР. При необходимости должны быть указаны

дополнительные атрибуты, необходимые для идентификации потребности и осуществления закупок.

4. Техническая документация должна быть согласована руководителями соответствующих профильных подразделений Общества (главный инженер, главный механик, главный метролог, главный технолог, главный энергетик и др.), и направлена в Компанию одновременно с Планом закупки МТР.

Техническим заданиям, как и Опросным листам, присваиваются порядковые номера. При формировании электронных архивов для отправки в Компанию каждый файл отдельно (ОЛ/ТЗ) именуется в виде присвоенного ему номера (ОЛ №1, ОЛ №2, ТЗ №1, ТЗ №2 и т.д.) Архив формируется строго из одиночных файлов, т.е. каждый ОЛ или ТЗ – отдельный файл. Указание данных номеров в столбце плана «Техническая документация» (Столбец №7) является обязательным. Потребность, имеющая в Плане закупки МТР/ Запросе на корректировку Плана закупки МТР ссылку на ТЗ или ОЛ, но не подкрепленная данными файлами в архиве технического пакета, к рассмотрению в Компании не принимается.

5. Потребность, имеющая срок поставки менее нормативного, и не обоснованная как неотложная, согласно критериям пункта 8.5.2 «Процедуры закупочной деятельности», рассматривается Ответственным подразделением Компании на возможность ее удовлетворения. В случае отсутствия возможности закупки МТР в срок, требуемый Инициатором закупки, Ответственное подразделение Компании указывает нормативный срок поставки, который должен быть рассмотрен и согласован Инициатором закупки в трехдневный срок. В противном случае потребность к закупке не принимается.

Начальник Департамента
эффективности и методологии УСС



С.В. Солафильева

УТВЕРЖДАЮ:
Главный инженер
ОАО «Славнефть-Мегнонефтегаз»

_____ А.М. Пятаев
«__» _____ 2014 г.

Визовый лист согласования опросного листа
на
по проекту ш. «.....»

Должность	Подпись	Фамилия И.О.	Дата	Замечания

* Замечания оформлять приложением к визовому листу.

Приложение: Опросный лист на листах.

Отв.исп.

Примечание: В зависимости от вида оборудования в перечень согласующих лиц включать главных специалистов по направлению деятельности.

Расчет стоимости строительства объекта (базисно-индексный метод)

№	Виды работ и затрат	Единица измерения (м, кв, куб, т, шт)	Количество	Цены на 10-е годы (руб./шт.)							Факторы стоимости цен																																																																																																																																																													
				в ценах 10-го года							в % к базису						Стоимость затрат на материалы, тыс. руб.	Стоимость затрат на оплату труда, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на содержание объектов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию машин и механизмов, тыс. руб.	Стоимость затрат на эксплуатацию

Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставщик Заказчика без НДС (тыс. руб.)		
НДС		
Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставщик Заказчика с НДС (тыс. руб.)		

Примечание: в строке "Стоимость работ без учета материалов и оборудования поставщик Заказчика" указывается максимально возможная стоимость ЛОУ на весь период строительства, с учетом индексации, всех прочих и непереданных затрат

Ценовые нормативы, используемые в расчете на момент проведения тендера (базисно-индексный метод)		
Указаны в Уведомлении о проведении тендера "Расчет" (включены в пункт 4 приложения 2014 года):		
1 Заработная плата в руб./час	руб./час	
2 Индекс оплаты труда		
3 Индекс эксплуатационных машин и механизмов		
4 Индекс МТР		
5 Уровень накладных расходов	%	
6 Уровень сметной прибыли	%	
7 Уменьшающий процент индексации СМР (годовой)	%	

Расчет должен быть выполнен на основании уведомления ГИЗ



Открытое акционерное общество "Нефтегазовая компания "СЛАВНЕФТЬ"
Россия, 125047, Москва, 4-й Лесной пер., 4. Тел.: (495) 787 8206. Факс: (495) 777 7317

" 6 " 03 2015 г.

№ МО-392

на № _____ от _____

Генеральному директору
ООО «СН-Красноярскнефтегаз»
В.В. Дронову

Исполнительному директору
ОАО «СН-МНГ»
А.Г. Кану

*О включении дополнительных требований
в Задание на проектирование*

Уважаемые господа!

В целях обеспечения единого подхода при отнесении основных средств предприятия при вводе их в эксплуатацию к той или иной амортизационной группе, а также исключения соответствующих налоговых рисков Вам необходимо обеспечить включение следующих требований в Задания на проектирование объектов капитального строительства Обществ:

1) указывать в проектной документации срок полезного использования объектов ОС,

2) указывать в проектной документации амортизационную группу в отношении каждого объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002 г. N 1),

3) присваивать объекту ОС код ОКОФ в соответствии с Общероссийским классификатором основных фондов ОК 013-94 (утв. постановлением Госстандарта РФ от 26 декабря 1994 г. N 359).

С уважением,

Вице-президент
по добыче нефти и геологии

М.Л. Осипов

Руководитель блока учета
и налогового контроля

А.В. Буреев

Исп: Моклоков О.М.
(495) 7777-256

47329

