

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального  
директора- Главный инженер  
ОАО «СН-МНГ»



А.М. Пятаев

20\_\_ г.

Задание на проектирование № 155-15  
«Реконструкция ДНС Локозовского месторождения нефти»

1.	<b>Наименование объекта</b>
	Реконструкция ДНС Локозовского месторождения нефти.
2.	<b>Географическое положение объекта</b>
	Российская Федерация, Ханты-Мансийский автономный округ – Югра, Сургутский район, Локозовское месторождение нефти.
3.	<b>Основание для проектирования</b>
	План капитального строительства ОАО «СН-МНГ».
4.	<b>Заказчик</b>
	Открытое Акционерное Общество «Славнефть-Мегионнефтегаз» (ОАО «СН-МНГ»).
5.	<b>Разработчик проектной документации</b>
	Определяется в результате тендера.
6.	<b>Требования к проектной организации</b>
	Наличие свидетельств о допуске к производству работ по проведению инженерных изысканий и подготовке проектной документации, выданных саморегулируемыми организациями, наличие сертификата соответствия требованиям ГОСТ ИСО 9001-2011.
7.	<b>Вид строительства</b>
	Реконструкция
8.	<b>Срок начала и окончания строительства объекта, либо ввода объекта в эксплуатацию</b>
	2016 год.
9.	<b>Стадия проектирования</b>
	Проектная документация. Рабочая документация.
10.	<b>Условия ввода в эксплуатацию</b>
	Предусмотреть поэтапный ввод подобъектов в эксплуатацию.
11.	<b>Потребность в инженерных изысканиях</b>
	Выполнить инженерно-геодезические, инженерно-геологические, инженерно-гидрометеорологические, инженерно-экологические изыскания для расширения технологической площадки согласно СП 47.13330.2012, СП 11-104-97, СП 11-105-97, СП 11-102-97.  Отобразить фактически существующие на местности, коммуникации (глубины их залегания и диаметров), объекты и рельеф, отображенные в изысканиях и проекте. Обязательно согласовать: - задание на инженерные изыскания с главным маркшейдером ОАО «СН-МНГ»; - полноту снятых коммуникаций и демонтируемые трубопроводы с эксплуатирующей службой;
12.	<b>Требования по вариантной проработке и формированию ОТР</b>
	Не требуется.

13.	<b>Требования к выделению пусковых комплексов</b>
	Предусмотреть независимые этапы строительства.
14.	<b>Основные технико-экономические показатели и состав объекта проектирования</b>
	<p>1. Площадка НГСВ с АКЗ и протекторной защитой V- 200м<sup>3</sup> - 2ед;</p> <p>1.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 6 компл.</p> <p>1.2. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) - 4 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>1.3. Прибор контроля избыточного давления - 2 шт.</p> <p>1.4. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>2. Буферная емкость - дегазатор нефти НГС V~50м<sup>3</sup> (КСУ) (с пеногасящей насадкой) - 2 ед.;</p> <p>2.1. Прибор контроля избыточного давления - 2 шт.</p> <p>2.2. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт.</p> <p>2.3. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3. Площадка отстойников нефти горизонтальных: ОГ-200м<sup>3</sup> - 2ед.;</p> <p>3.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 4 компл.</p> <p>3.2. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3.3. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3.4. Прибор контроля избыточного давления - 2 шт.</p> <p>4. Газовый сепаратор с увеличенными сепарационными свойствами ГС V-16м<sup>3</sup> - 1ед.</p> <p>4.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 1 компл.</p> <p>4.2. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 1шт.</p> <p>4.3. Прибор контроля избыточного давления - 1 шт.</p> <p>5. Резервуары пластовой воды, с обвязкой под технологический процесс с АКЗ и протекторной защитой: РВС V-3000м<sup>3</sup> - 1ед. присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, применить уровнемер ПЛП-2000.</p> <p>5.1. Сигнализаторы загазованности типа Sensepoint XCD.</p> <p>5.2. Датчики обнаружения пожара, ручные пожарные извещатели.</p> <p>6. Дренажная система;</p> <p>6.1. Дренажная емкость ДЕ V 63м<sup>3</sup> с погружными насосами НВ-Мв-50/50 - 2 шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>6.2. Дренажная емкость ДЕ У40м<sup>3</sup> с погружным насосом НВ- Мв-50/50 -2 шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>7. Система ПЛК;</p> <p>7.1. Пром. ливневая канализация ПЛК - 7 колодцев ф1020мм L-3м, каждый с подземной трубной обвязкой ф325х6 L~500м;</p> <p>7.2. Дренажная емкость ДЕ V 63м<sup>3</sup> с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 - 1шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>8. Периметральное ограждение с противоподкопной сеткой и проволокой «Егоза»;</p> <p>9. Мачты освещения (~4 шт.)</p> <p>10. Молниезащита, молниеотводы (~4 шт.)</p> <p>11. Система сигнализаций и блокировок;</p> <p>12. Технологическая трубная обвязка аппаратов и резервуаров</p> <p>13. Кабельные эстакады;</p> <p>14. Реконструкция насосной подтоварной воды с насосов ЦНС-180-85/АВ-225М2 У2,5-75кВ в количестве 3-х штук, на насосы Д630х90 в количестве 3- штук.</p> <p>В процессе проектирования возможно изменение типа и состав оборудования.</p>
15.	<b>Требования к техническим решениям</b>
	<p>15.1. Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расходования материально-технических ресурсов.</p> <p>15.2. При проектировании размещение ограждения выполнить с учётом существующих коммуникаций.</p> <p>15.3. Расположение объектов на генеральном плане предварительно согласовать с</p>

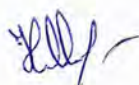


	<p>Заказчиком.</p> <p>15.4. Рабочую документацию выполнить в соответствии с требованиями нормативных документов, нормам противопожарной и экологической безопасности, использованием передовых технологий и применением труб отечественного производства.</p> <p>15.5 При проектировании руководствоваться требованиями технических условий.</p> <p>Приложение №1</p>
16.	<p><b>Особые условия.</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Опросные листы на изготовление оборудования, запорной арматуры с эл. приводами согласовать с заказчиком.</li> <li>– Расположение объекта на генеральном плане предварительно согласовать с заказчиком.</li> <li>– Выполнить топографические и другие необходимые изыскания с привязкой к государственной системе координат в объеме, необходимом для разработки проектной и рабочей документации. Топоъемку под площадки строительства выполнить в масштабе 1:500.</li> <li>– Разработать новый технологический регламент по эксплуатации ДНС Локосовского м/р с учетом нового оборудования.</li> <li>– Разработать декларацию промышленной безопасности по объекту с последующим проведением экспертизы промышленной безопасности и внесением в реестр деклараций промышленной безопасности.</li> <li>– В проектной документации предусмотреть: <ul style="list-style-type: none"> <li>1.Срок полезного использования объекта основных средств,</li> <li>2. Амортизационную группу в отношении объекта ОС в соответствии с классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002гю №1),</li> </ul> </li> <li>– 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).</li> <li>– Максимально использовать материалы и оборудование при проектировании, исходя из наличия их в ОАО «СН-МНГ».</li> </ul>
17.	<p><b>Требования к архитектурным, объемно-планировочным и конструктивным решениям</b></p> <p>Не требуется.</p>
18.	<p><b>Требования к режиму безопасности и гигиене труда</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– Разработать «Перечень мероприятий, обеспечивающих соблюдение требований по охране труда в процессе эксплуатации линейного объекта» в соответствии с требованиями Постановления Правительства Российской Федерации от 16.02.2008 № 87 «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» п. 36 л). При разработке учесть нормативные требования Трудового кодекса РФ; межгосударственных и национальных стандартов РФ, СНиП, СанПиН, нормативных документов Общества по охране труда, промышленной безопасности и охране окружающей среды.</li> <li>– Разработать в составе раздела «Проект организации строительства» «Перечень мероприятий по предотвращению в ходе строительства опасных инженерно-геологических и техногенных явлений, иных опасных природных процессов .</li> <li>– 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).</li> </ul>
19.	<p><b>Мероприятия по обеспечению пожарной безопасности</b></p> <p>Выполнить в полном соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ и с учетом требований Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».</p>
20.	<p><b>Требования по выполнению исследований и актуализации нормативных документов</b></p> <p>Не требуется.</p>
21.	<p><b>Требования к составу и оформлению рабочей документации</b></p> <p>23.1. Комплектность и вид – в соответствии с Градостроительным кодексом (ст. 48),</p>

	<p>требованиями ст. 15 Федерального закона от 30.12.2009 № 384-ФЗ.</p> <p>23.2. Оформление проекта – в соответствии с ГОСТ Р 21.1101-2009.</p> <p>23.3. Комплект рабочей документации должен содержать лист «Перечень основных комплектов чертежей», в перечне перечисляются комплекты рабочей документации.</p>
22.	<p><b>Состав демонстрационных материалов</b></p> <p>Не требуется.</p>
23.	<p><b>Материалы, представляемые Заказчиком</b></p> <p>Приложение №1 – технические условия для разработки рабочей документации по объекту. Приложение №2 – Требования к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ».</p>
24.	<p><b>Срок выдачи проекта</b></p> <p>Согласно календарному плану к договору на проектирование данного объекта.</p>
25.	<p><b>Срок выдачи тендерной документации</b></p> <p>В течении 7 дней после устранения замечаний по результатам внутренней экспертизы Заказчика (если отсутствуют требования к внешним экспертизам) и 7 дней после положительного заключения внешних экспертиз.</p>
26.	<p><b>Количество экземпляров РД/ПД</b></p> <p>Документацию предоставить:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- на бумажном носителе в 4-х экземплярах;</li> <li>- в электронном виде в формате «Adobe Acrobat» - 1 экземпляр, AutoCAD- 1 экземпляр.</li> </ul>
27.	<p><b>Порядок и требования к оформлению перечня оборудования и материалов</b></p> <p>При составлении ведомостей и спецификаций материалов и оборудования применять кодировку по номенклатурным справочникам Заказчика.</p> <p>В составе рабочей документации дополнительно отдельной книгой выпускаются заказные спецификации с полным по объектным перечнем ТМЦ ( в том числе объектная ведомость металлопроката), с разделением оборудования и материалов на поставку заказчика/подрядчика и предоставлением данных спецификаций заказчику в формате Microsoft XL (предоставлять Заказчику на начальном этапе проектирования).</p>
28.	<p><b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b></p> <p>Расчет сметной стоимости строительства объекта необходимо выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации, дополнительно руководствуясь требованиями к сметной документации УКСиРО ОАО «СН-МНГ» (Приложение №2).</p> <p>Сметную документацию выполнить в электронном виде в формате «Гранд-смета» (расширение *.arg, .xml и .xls).</p>
29.	<p><b>Правила представления, рассмотрения и принятия РД/ПД</b></p> <p>Согласовать проектные решения с Заказчиком.</p> <p>Заказные спецификации и опросные листы согласовать со службами ОАО «СН-МНГ».</p> <p>Рабочая документация на бумажном носителе предоставляется только после согласования со службами ОАО «СН-МНГ» и эксплуатирующими организациями и предоставления подписанного акта преднадзора.</p>
30.	<p><b>Перечень технических регламентов, национальных стандартов, норм, стандартов организаций, соответствие которым должно быть обеспечено при проектировании</b></p> <p>В соответствии с действующими Федеральными законами, нормативными правовыми актами, национальными стандартами и иными нормативными документами по вопросам в сфере безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами, промышленной безопасности, безопасности электрических и тепловых установок и сетей, безопасности, безопасности гидротехнических сооружений, безопасности производства, хранения и применения взрывчатых материалов промышленного назначения, а также строительного надзора.</p>
31.	<p><b>Перечень согласований с федеральными надзорными органами</b></p> <p>Получение всех согласований (в т.ч. со службами ОАО «СН-МНГ» и энергоснабжающей организацией) и экспертиз эксплуатирующих и надзорных организаций, с подписанием акта преднадзора.</p>

	Изменение любых параметров должно быть оформлено, как изменение задания на проектирование и утверждено Главным инженером ОАО «СН-МНГ». Получение положительного заключения Государственной экспертизы РФ.
32.	<b>Требования по выполнению опытно-конструкторских и научно-исследовательских работ</b>
	Не требуется.
33.	<b>Требования к проведению, оформлению и представлению расчета стоимости СМР</b>
	Расчет сметной стоимости строительства объекта выполнить в соответствии с действующей нормативно-технической документацией Российской Федерации. Расчет стоимости работ согласно приложению (в формате ОАО «НК «Роснефть»») включить в состав пояснительной записки. Выполнить расчет стоимости ликвидации объекта, сформировать отдельным томом в составе рабочей документации. Сметную документацию выполнить в электронном виде в форматах: Гранд-смета, *.agr, *.xml, *.xls

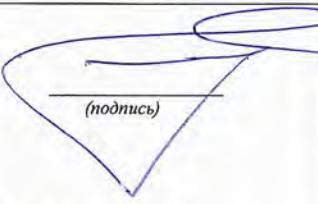
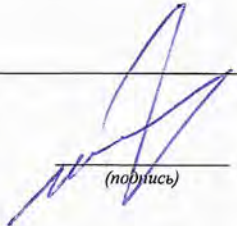
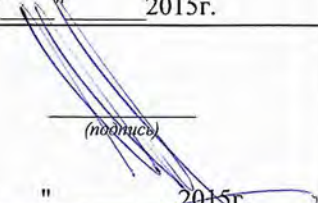
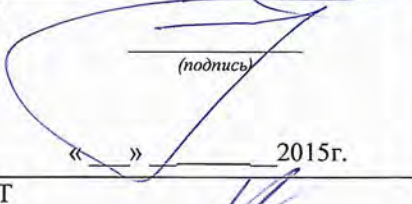
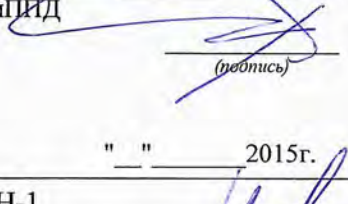
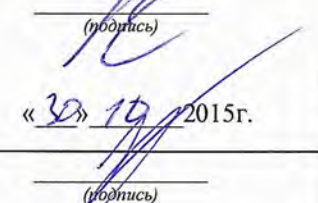
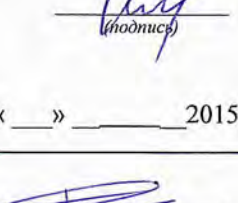
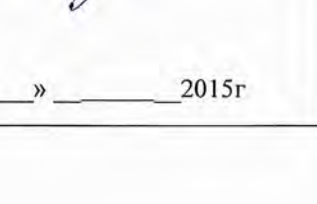
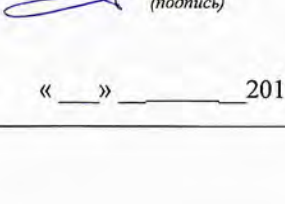
Исполнитель: инженер I кат. ООПИР УКСиРО



Н.Н. Мошин



**ВИЗОВЫЙ ЛИСТ**  
**к заданию на проектирование**  
**«Реконструкция ДНС Локосовского месторождения нефти».**

Заместитель Генерального директора- Директор по капитальному строительству   (подпись)  Д.А. Николаев      "    "      2015г.	Директор по перспективному развитию производства и обустройству месторождений   (подпись)  И.Г. Тухфатуллин      «    »      2015г.
Главный инженер АНГДУ   (подпись)  В.В. Евдокимов      "    "      2015г.	Главный энергетик   (подпись)  С.Ю. Мухин      " 27 " 10      2015г.
Начальник УКСиРО   (подпись)  Е.В. Лещенко      «    »      2015г.	Начальник ДПНиГиПИД   (подпись)  А.В. Куршин      "    "      2015г.
Начальник ДА, МиИТ   (подпись)  С.В. Наливайко      « 30 » 10      2015г.	Начальник ЦППН-1 АНГДУ   (подпись)  Л.Л. Нечипорук      «    »      2015г.
Начальник ДПК, ОТ, ПБ, ГОиПЧС   (подпись)  А.В. Финк      «    »      2015г.	Начальник ООПИР УКСиРО   (подпись)  С.Н. Бабкин      «    »      2015г.

УТВЕРЖДАЮ:

Заместитель Генерального  
директора - Главный инженер  
ОАО «СН-МНГ»

Нятаев А.М.

«07» 05 2015 г.

## ТЕХНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ

для разработки проектно-сметной документации по объекту  
«Реконструкция ДНС Локосовского месторождения нефти. Расширение»

1. Месторождение, район строительства.	Локосовское месторождение, Сургутский район, Ханты-Мансийского автономного округа - Югры Тюменской области.
2. Вид строительства.	Реконструкция.
3. Состав проектируемого объекта.	<p>1. Площадка НГСВ с АКЗ и протекторной защитой V- 200м<sup>3</sup> - 2ед;</p> <p>1.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 6 компл.</p> <p>1.2. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) – 4 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>1.3. Прибор контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>1.4. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>2. Буферная емкость – дегазатор нефти НГС V-50м<sup>3</sup> (КСУ) (с пенагосящей насадкой) - 2 ед.;</p> <p>2.1. Прибор контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>2.2. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт.</p> <p>2.3. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3. Площадка отстойников нефти горизонтальных: ОГ-200м<sup>3</sup> - 2ед.;</p> <p>3.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 4 компл.</p> <p>3.2. Прибор контроля уровня ПЛП-1000 (вода, нефть) – 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3.3. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 2 шт., присоединительный фланец и защитный перфорированный опуск выполнить не менее Ду-150.</p> <p>3.4. Прибор контроля избыточного давления – 2 шт.</p> <p>4. Газовый сепаратор с увеличенными сепарационными свойствами ГС V-16м<sup>3</sup>- 1ед.</p> <p>4.1. Клапанная сборка с клапаном регулятором «SAMSON», эл. приводом «AUMA» - 1 компл.</p> <p>4.2. Прибор контроля максимального верхнего уровня СУР-7 - 1шт.</p> <p>4.3. Прибор контроля избыточного давления – 1 шт.</p> <p>5. Резервуары пластовой воды, с обвязкой под технологический процесс с АКЗ и протекторной защитой: РВС</p>

	<p>V-3000м<sup>3</sup> – 1ед. присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, применить уровнемер ПЛП-2000.</p> <p>5.1. Сигнализаторы загазованности типа Sensepoint XCD.</p> <p>5.2. Датчики обнаружения пожара, ручные пожарные извещатели.</p> <p>6. Дренажная система;</p> <p>6.1. Дренажная емкость ДЕ V 63м<sup>3</sup> с погружными насосами НВ-Мв-50/50 – 2 шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>6.2. Дренажная емкость ДЕ V40м<sup>3</sup> с погружным насосом НВ-Мв-50/50 -2 шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>7. Система ПЛК;</p> <p>7.1. Пром. ливневая канализация ПЛК – 7 колодцев Ø1020мм L-3м, каждый с подземной трубной обвязкой Ø325х6 L~500м;</p> <p>7.2. Дренажная емкость ДЕ V 63м<sup>3</sup> с погружным насосом НВ-Мв-Е-50/50 - 1шт., (с уровнемером типа ПЛП-1000) присоединительный фланец выполнить не менее Ду-150, без защитного опуска;</p> <p>8. Периметральное ограждение с противоподкопной сеткой и проволокой «Егоза»;</p> <p>9. Мачты освещения (~4 шт.)</p> <p>10. Молниезащита, молниеотводы (~4 шт.)</p> <p>11. Система сигнализаций и блокировок;</p> <p>12. Технологическая трубная обвязка аппаратов и резервуаров</p> <p>13. Кабельные эстакады;</p> <p>14. Реконструкция насосной подтоварной воды с насосов ЦНС-180-85/АВ-225М2 У2,5-75кВ в количестве 3-х штук, на насосы Д630х90 в количестве 3- штук.</p> <p>В процессе проектирования возможно изменение типа и состав оборудования.</p>
<p>4. Основные требования по технологической схеме с учетом основных направлений в проектировании объектов.</p>	<p><b>4. Существующая технологическая схема.</b></p> <p>Газоводонефтяная эмульсия с Локосовского и Северо-Островного месторождений в объеме ~8000 м<sup>3</sup>/сут поступает в существующие в НГСВ-1,2,3 V-50м<sup>3</sup> в которых происходит дегазация, предварительное отделение воды от нефти. Для интенсификации процесса деэмульсации на вход установки от блока реагентного хозяйства (БРХ) в коллекторы нефти с увеличением объема жидкости планируется подавать деэмульгатор СНПХ-4880. Отделившийся в НГСВ-1,2,3 V-50м<sup>3</sup> газ, пройдя осушку от капельной жидкости в газовом сепараторе ГС-1 объемом 12,5 м<sup>3</sup> направляется на узел учета газа и далее по газопроводу газа транспортируется на ГТЭС Покамасовского месторождения. Предусмотрен аварийный сброс газа на факел. Выделившийся в буферных емкостях БЕ-1,2 V-50м<sup>3</sup> попутный нефтяной газ утилизируется путем сжигания на факельной установке. Проектная мощность по жидкости существующей ДНС составляет ~ 8000 м<sup>3</sup>/сут.</p> <p>Отсепарированная жидкость с остаточным содержанием газа и пластовой воды поступает на прием отстойников ОГ-1,2 объемом по 50м<sup>3</sup>, где происходит отделение пластовой воды от нефти.</p> <p>С отстойников нефть с остаточным содержанием пластовой воды направляется в буферные емкости БЕ-1,2 V-50м<sup>3</sup> для</p>



окончательной дегазации. Дегазированная нефть с БЕ-1,2 V-50м<sup>3</sup> в количестве Q<sub>н</sub>~1900т. поступает на прием насосов внешнего транспорта ЦНС 105х441 (ВАО-2-450 250кВт) транспортируется через оперативный узел по напорному нефтепроводу на ВЦТП ЦППН-1, для сдачи через СИКНС 512 в АО «Транснефть-Сибирь»

Пластовая вода, отделившаяся в трехфазных нефтегазовых сепараторах входной группы и отстойниках ОГ-1,2 V-50м<sup>3</sup> поступает на установку УППВ (ОВ-1,2 и СД-1,2), где происходит окончательная подготовка пластовой воды для закачки в систему ППД. При помощи насосов пластовой воды ЦНС-180-85/АВ-225М2 У2,5-75кВ подтоварная вода поступает на КНС, где происходит закачка рабочего агента в пласт.

Проектом предусмотреть подготовку нефти до требований ГОСТ 51858.

#### **4.1. Предлагаемая технологическая схема. Сепарирование, обезвоживание и транспорт нефти. Этапы реконструкции.**

##### **Первый этап реконструкции:**

Реконструкция существующей насосной пластовой воды путем замены насосных агрегатов с насосов ЦНС-180-85/АВ-225М2 У2,5-75кВ в количестве 3-х штук, на насосы Д630х90 в количестве 3- штук.

Реконструкция существующей БКНС Локозовского м/р, путем замены агрегатов №3, №4 ЦНС-240х1422 с СД-1250 на ЦНС-300х1510 с СД-1600. (по отдельно разработанным техническим условиям)

##### **Второй этап реконструкции:**

Строительство дополнительного насосного агрегата на БКНС с насосом 240х1422 с эл. двигателем СД 1250. (по отдельно разработанным техническим условиям).

#### **Расширение ДНС Локозовского месторождения нефти.**

##### **4.1.1 Транспорт нефти.**

Газоводонефтяная эмульсия с кустовых площадок Локозовского, Северо-Островного месторождения нефти, через УДР поступает в трехфазные сепараторы первой ступени. НГСВ V-200м<sup>3</sup> - 2ед., в которых происходит дегазация, предварительное отделение воды от нефти. Проектом обеспечить производительность ДНС Локозовского месторождения не менее Q<sub>ж</sub> ~ 20000 м<sup>3</sup> /сут., Q<sub>н</sub>~4700т/сут. под давлением до 0,8 МПа поступает в существующие НГСВ-1,2,3 V-50м<sup>3</sup> и проектируемые НГСВ-1,2 V-200м<sup>3</sup> в которых происходит дегазация, предварительное отделение воды от нефти.

Для интенсификации процесса деэмульсации на вход установки от блока реагентного хозяйства (БРХ) в коллекторы нефти с увеличением объема жидкости планируется подавать деэмульгатор СНПХ-4880. Отсепарированная жидкость с остаточным содержанием газа и воды поступает на прием проектируемых отстойников нефти ОГ-1,2 V-200м<sup>3</sup> - 2 ед. Нефть из отстойников поступает в проектируемые Буферные емкости – дегазаторы нефти НГС V-50м<sup>3</sup> (оборудованных внутренней начинкой, пенагосящими насадками) - 2 ед., где происходит окончательная дегазация. Дегазированная нефть с БЕ-1,2 V-50 м<sup>3</sup> в количестве Q<sub>н</sub>~4700 т/сут. поступает на прием насосов внешнего транспорта ЦНС 104х441 (ВАО-2-450 250кВт) транспортируется через оперативный узел по напорному нефтепроводу на ВЦТП ЦППН-1, для сдачи через СИКНС 512 в АО «Транснефть-Сибирь». В случае ухудшения технологического режима, проектом предусмотреть схему «резервуарной» подготовки в РВС-3000 м<sup>3</sup>, для дальнейшей

подготовки нефти до требования ГОСТ 51858.

#### **4.1.2. 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-200м<sup>3</sup> с содержанием нефтепродуктов до 40мг/л, под собственным давлением направляется в парк очистных РВС V-3000м<sup>3</sup> - 2 ед. Для подготовки подтоварной воды предусмотреть дополнительный резервуар РВС-3000м<sup>3</sup>. Проектом предусмотреть независимые водоводы от НГСВ и ОГ-1,2 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 40 мг/л. Далее пластовая вода перекачивается насосной пластовой воды, с насосными агрегатами Д630х90 (3шт.) (производительность насосов уточнить при проектировании). Насосными агрегатами, подтоварная вода откачивается по двум низконапорным водоводам (основной, резервный) на кустовую насосную станцию, для дальнейшей закачки в пласт. «Пленка» нефти с очистных РВС улавливается в отдельную емкость V-63м<sup>3</sup>, (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. Проектом предусмотреть технологическую обвязку РВС, с целью формирования резервуарной подготовки нефти.

#### **4.1.3. Подготовка и транспорт попутного нефтяного газа.**

Попутный нефтяной газ высокого давления в объеме 140000м<sup>3</sup>/сут., отделившейся в проектируемых сепараторах НГСВ-1,2 проходит очистку от капельной жидкости в ГС V-16м<sup>3</sup>, (увеличенными сепарационными свойствами), направляется через узел учета газа, поступает по газопроводу на ГТЭС Покамасовского м/р, в перспективе избыток газа по системе газопроводов поступает на ДКС Кетовского м/р., далее газ компримируется на дожимной компрессорной станции и транспортируется на НВ-ГПК. Предусмотрен аварийный сброс газа на факел. Выделившийся в буферных емкостях БЕ-1,2 V-50м<sup>3</sup> попутный нефтяной газ утилизируется путем сжигания на факельных установках. Проектом предусмотреть факельный ствол с факельными сепараторами, с факельным оголовком бездымного/бессажевого горения, с запальным устройством, средствами дистанционного контроля и розжига. Проектом предусмотреть отведение территории для проектирования ВКС, схемой предусмотреть запорную арматуру на развитие с целью подключения ВКС ( в перспективе по отдельно разработанным ТУ). Для возможного вывода из работы существующего газового сепаратора ГС-12,5м<sup>3</sup> и проектируемого ГС-16м<sup>3</sup> предусмотреть обводную линию с НГСВ в газопровод сброса газа на факел, в газопровод на ГТЭС Покамасовского м/р. Факельные системы оборудовать системой измерения количества и параметров по направлениям ФВД, ФНД, запальной линии, линии продувки

(согласно ГОСТ Р 8.733-2011)

4.2. Произвести изыскания по проектируемому объекту. Произвести гидравлические расчеты пропускной способности по нефти, газу и подтоварной воде по каждой из ступеней ДНС: 1 ступень сепарации, площадка отстойников нефти, площадка буферных емкостей, насосной подтоварной воды, насосной внешней откачки.

Расчетом определить количество аппаратов находящихся в работе для обеспечения оптимального режима работы ДНС.

Технологическая обвязка трубопроводов должна обеспечивать 1 трубопровод в работе + 1 в резерве по всем потокам между аппаратами.

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

4.2.1. 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;

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

4.2.3. Предусмотреть возможность подачи ингибитора коррозии в напорный трубопровод и на вход ДНС при помощи НД;

4.2.4. Предусмотреть при проектировании узла ввода подачи нейтрализатора сероводорода и меркаптанов. В случае необходимости определить место расположения, для подачи нейтрализатора сероводорода предусмотреть блок дозирования хим. реагентов с емкостью  $V=6\text{м}^3$ . Подключение предусмотреть от существующих электрических сетей.

4.2.5. Предусмотреть проектом устройство узла коррозионного контроля с использованием образцов-свидетелей на следующих потоках: вход жидкости перед ДНС, 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. 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.

- 4.2.9. Предусмотреть возможность отключения технологических аппаратов из технологического процесса подготовки нефти и вывода в ремонт. Предусмотреть байпасирование технологического оборудования.
- 4.2.10. 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.
- 4.2.11. Выполнить технико-экономические обоснования и рассмотреть возможность использования для подготовки газа газовые сепараторы увеличенными сепарационными свойствами.
- 4.2.12. Предусмотреть теплоизоляцию всего технологического оборудования и трубопроводов. Тип теплоизоляции определить проектом;
- 4.2.13. Объем резервуаров противопожарного запаса воды и состав системы пожаротушения определить проектом, по действующим нормам и требованиям;
- 4.2.14. 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.
- 4.2.15. Предусмотреть проектирование отдельной системы сбора (системы канализации и подземных емкостей) для производственных (нефтепродукты, пластовая вода) и канализационных стоков (ливневые и бытовые стоки).
- 4.2.16. 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.
- 4.2.17. Предусмотреть установку полнопоточных влагомеров по ступеням обезвоживания нефти, а именно: после трехфазных сепараторов, после отстойников 1 и 2 ступени.
- 4.2.18. Предусмотреть систему контроля загазованности с установкой местных постов сигнализации и выводом сигналов на (автоматизированное рабочее место - АРМ оператора).
- 4.2.19. Проектом предусмотреть строительство нового

ограждения и КПП, согласно требований ОАО «СН-МНГ».

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

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

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

#### **4.3 СИКН, СИКГ.**

##### **4.3.1. СИКН**

Проектом предусмотреть реконструкцию оперативного узла учета нефти в связи увеличением объема перекачиваемой жидкости. СИКНС предназначена для сдачи товарной нефти (ГОСТ Р 51858-2002) на ЦППН-1 ВНГДУ через СИКН №512, в перспективе на ЦППН-1 Ново-Покурского м/р, для последующей перекачки в магистральные трубопроводы АО «Транснефть-Сибирь».

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

В состав СИКНС должны быть включены: установка индикаторов фазового состояния 2шт.; измерительно – вычислительный комплекс (ИВК) Октопус с «горячим» резервированием -100%; 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.

Проект должен пройти метрологическую экспертизу в Тюменском ЦСМ (выполняет проектный институт).

##### **4.3.2. СИКГ**

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

- расход, приведенный к стандартным условия, м<sup>3</sup>/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. Требования к резервуарному парку РВС-3000м<sup>3</sup>.**

Каре резервуаров существующего и проектируемого выполнить из бетонных блоков с перегородкой между ними из того же материала. Покрытие внутри карэ из бетонной плитки. Предусмотреть систему промливневой канализации и дренажную систему с учетом существующих.

Проектом учесть переходы через карэ и трубопроводы, площадки обслуживания, обеспечивающие свободное и удобное обслуживание запорной арматуры.

Дорожное покрытие выполнить из дорожных плит вокруг карэ резервуаров.

Выполнить подключение проектируемого резервуара к подводящим трубопроводам существующего РВС-3000 м<sup>3</sup>.

Во внутренней обвязке РВС-3000 м<sup>3</sup> стояки слива уловленной нефти предусмотреть с высоты 6,5 и 7,5 метров.

Комплектацией предусмотреть на кровле РВС-3000 м<sup>3</sup> патрубки для раздельной установки двух уровнемеров, люка замерного, дыхательных и предохранительных клапанов. Диаметры патрубков для уровнемеров и люка замерного применить 150мм.

Подключение ГПСС -2000 предусмотреть с выводом сухотрубов за пределы карэ для подключения к пожарным автомобилям.

#### **4.5. Благоустройство**

Проектом предусмотреть строительство нового ограждения согласно требований ОАО «СН-МНГ» с противоподкопной сеткой и проволокой «Егоза» с учетом уже существующего. Въездные ворота и калитки должна быть также обеспечены проволокой «Егоза».

На входной калитке предусмотреть домофон с выводом сигнала в операторную.

#### **4.6. Электроснабжение, теплоснабжение.**

Электроснабжение обосновать проектом.

Согласно ТУ эксплуатирующей организации.



#### **4.7. Автоматизация и связь.**

##### **4.7.1. Полевое оборудование**

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

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

- 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.

4.7.2. Сигналы контроля технологических параметров вывести в операторную на новую станцию управления на программируемого логического контроллера (ПЛК). 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”. 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.

Проектом предусмотреть реконструкцию существующей промышленной линии связи с ПЛК: вместо линии DH+ предусмотреть Ethernet; предусмотреть замену существующего процессорного модуля на Allen-Bradley SLC5/05 1747-L553, поставку программы сервера ввода/вывода Kerware Allen-Bradley ControlNet IP.

Предусмотреть модернизацию АРМа оператора ДНС: применить рабочие станции фирмы HP-Compaq серии не ниже Z400, предусмотреть основной и резервный компьютеры, устанавливаемые в шкаф АРМ размером (600х800х1200). 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 контроллерами Allen-Bradley осуществить по сети Ethernet TCP/IP.

Проектом предусмотреть модернизацию программного обеспечения АРМа оператора ДНС:

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.

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

- 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.

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

В данном разделе разработать промышленную вычислительную сеть при помощи широкополосного канала связи по протоколу TCP/IP. Коммуникационное оборудование ЛВС и РВС применить фирмы Cisco Systems. Для структурированной кабельной системы ЛВС внутри помещения операторной применить кабель UTP категории не

	<p>ниже 5е, вне здания операторной применить оптоволоконные линии связи. На всё оборудование предусмотреть источники бесперебойного питания фирмы APC серии SmartUPS, обеспечивающий бесперебойную работу всего оборудования не менее 1 часа.</p> <p><b>4.7.5. Требования к составу документации (АСУТП):</b></p> <p><u>Техническое обеспечение</u> (в части сетевого контроллера и среднего уровня управления):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– схема структурная комплекса технических средств;</li> <li>– планы расположения оборудования и внешних проводок;</li> <li>– схемы (таблицы) соединения и подключения внешних проводок;</li> <li>– спецификация оборудования, изделий и материалов;</li> <li>– спецификация щитов;</li> <li>– задание заводу-изготовителю щитов и пультов</li> </ul> <p><u>Информационное обеспечение:</u></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечни входных и выходных сигналов;</li> <li>– чертежи форм видеокадров и выходных документов.</li> <li>– Техническое задание на разработку (корректировку) ПО АСУТП:</li> </ul> <p>Документация должна предоставляться на бумажных и магнитных (электронных) носителях.</p> <p><b>4.8. Охрана и безопасность труда.</b></p> <p>4.8.1. Проектом предусмотреть мероприятия по взрыво-, пожаробезопасности, по охране труда.</p> <p>4.8.2. Выполнить расчет степени риска по проектируемому объекту по вариантам развития аварий с выбросом вредных продуктов.</p> <p>4.8.3. 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.</p> <p><b>4.9. По защите окружающей среды.</b></p> <p>4.9.1. Разработать природоохранные меры по предотвращению отрицательного воздействия на природную среду.</p>
5. Требования к технико-экономическим показателям.	<p>Проект должен соответствовать достижениям науки, новой технике и технологии и обеспечивать эффективность капитальных вложений, экономного расхода материально-технических ресурсов, высокой степени заводской готовности оборудования.</p>
6. Особые условия	<p>6.1. При проектировании размещение коридоров коммуникаций выполнить с учетом существующих.</p> <p>6.2. Опросный лист на изготовление РВС-3000 согласовать с заказчиком.</p> <p>6.3. Расположение объекта на генеральном плане предварительно согласовать с заказчиком.</p> <p>6.4. Выполнить топографические и другие необходимые изыскания с привязкой к государственной системе координат в объеме, необходимом для разработки проектной и рабочей документации. Топо съемку под площадки строительства выполнить в масштабе 1:500.</p> <p>6.5. Разработать новый технологический регламент по эксплуатации ДНС Локосовского м/р с учетом нового оборудования.</p>



	<p>6.7. Разработать декларацию промышленной безопасности по объекту с последующим проведением экспертизы промышленной безопасности.</p> <p>6.6. В проектной документации предусмотреть:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- срок полезного использования объекта основных средств,</li> <li>- амортизационную группу в отношении объекта ОС в соответствии с Классификацией основных средств, включаемых в амортизационные группы (утв. постановлением Правительства РФ от 1 января 2002г. №1),</li> <li>- 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).</li> </ul>
7. Пожарная безопасность	<p>Установить пеногенераторы с сухими трубопроводами (с соединительными головками и заглушками), и вывести за обвалование для подключения передвижной пожарной техники.</p> <p>Подключение ГПСС-2000 предусмотреть с выводом сухотрубов за пределы карэ для подключения к пожарным автомобилям.</p> <p>Предусмотреть строительство пожарных резервуаров для нужд пожаротушения количеством не менее 2-х штук.</p> <p>Запас воды для целей пожаротушения должен определяться исходя из расчетных расходов воды на наружное пожаротушение и продолжительности тушения пожаров, и храниться не менее чем в двух резервуарах.</p>
8. Порядок сдачи работы.	После окончания работы Исполнитель представляет Заказчику отчетный материал в 5-ти экземплярах и на электронном носителе, согласованный со всеми инспектирующими органами.
9. Срок действия	До 01.04.2017г.

Главный инженер АНГДУ

Зам. начальника АНГДУ по ПНиГ

Главный энергетик АНГДУ

Зам. главного инженера АНГДУ по автоматизации

И.о. главного метролога АНГДУ

Начальник ОПК, ОТ, ПБ, ГО и ПЧС

Магальский УННЧ-1

В.В. Евдокимов

Р.А. Чалин

В.А. Луценко

А.Е. Дмитриев

А.З. Хабибуллин

И.П. Нестерова

А.А. Иешпорук

**ЛИСТ СОГЛАСОВАНИЯ**  
**технических условий**  
**для разработки проектно-сметной документации по объекту**  
**«Реконструкция ДНС Локосовского месторождения нефти. Расширение»**

**СОГЛАСОВАНО:**

Заместитель главного инженера  
по производству ОАО «СН-МНГ»

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

Начальник ДПНиГ и ППД  
ОАО «СН-МНГ»

Начальник ОА  
ОАО «СН-МНГ»

Главный метролог  
ОАО «СН-МНГ»

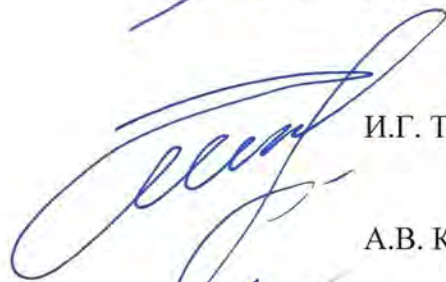
Главный энергетик  
ОАО «СН-МНГ»

Начальник ВЦ ОАО «СН-МНГ»


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



А.С. Седякин



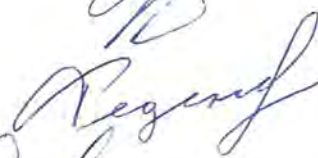
И.Г. Тухфатуллин




А.В. Куршин




С.В. Наливайко




Д.В. Чернов /



В.Е. Сыровежкин

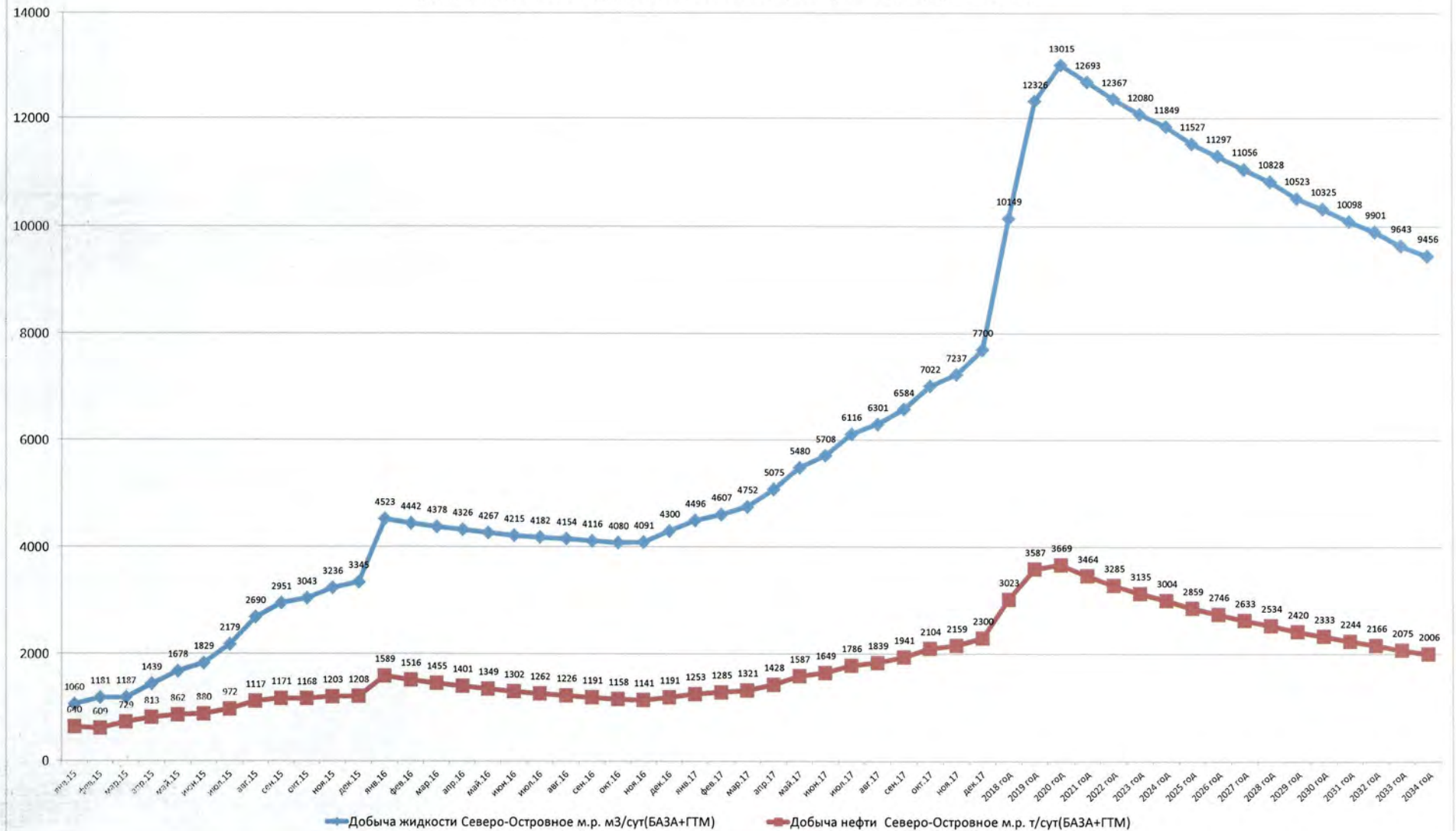


С.И. Кощев



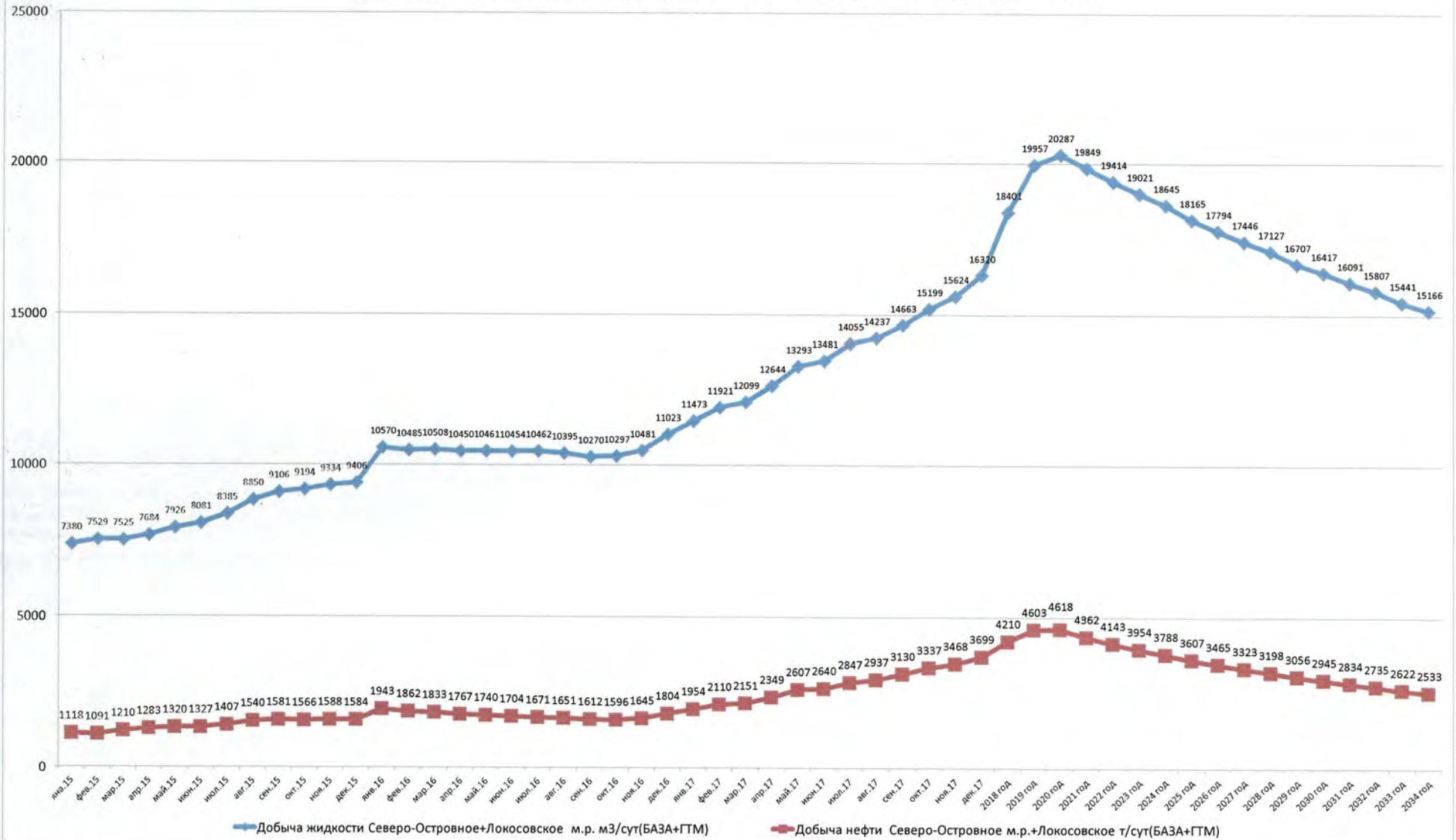
А.В. Финк

Динамика добычи жидкости и нефти по Северо-островному м.р.(БАЗА+ГТМ)

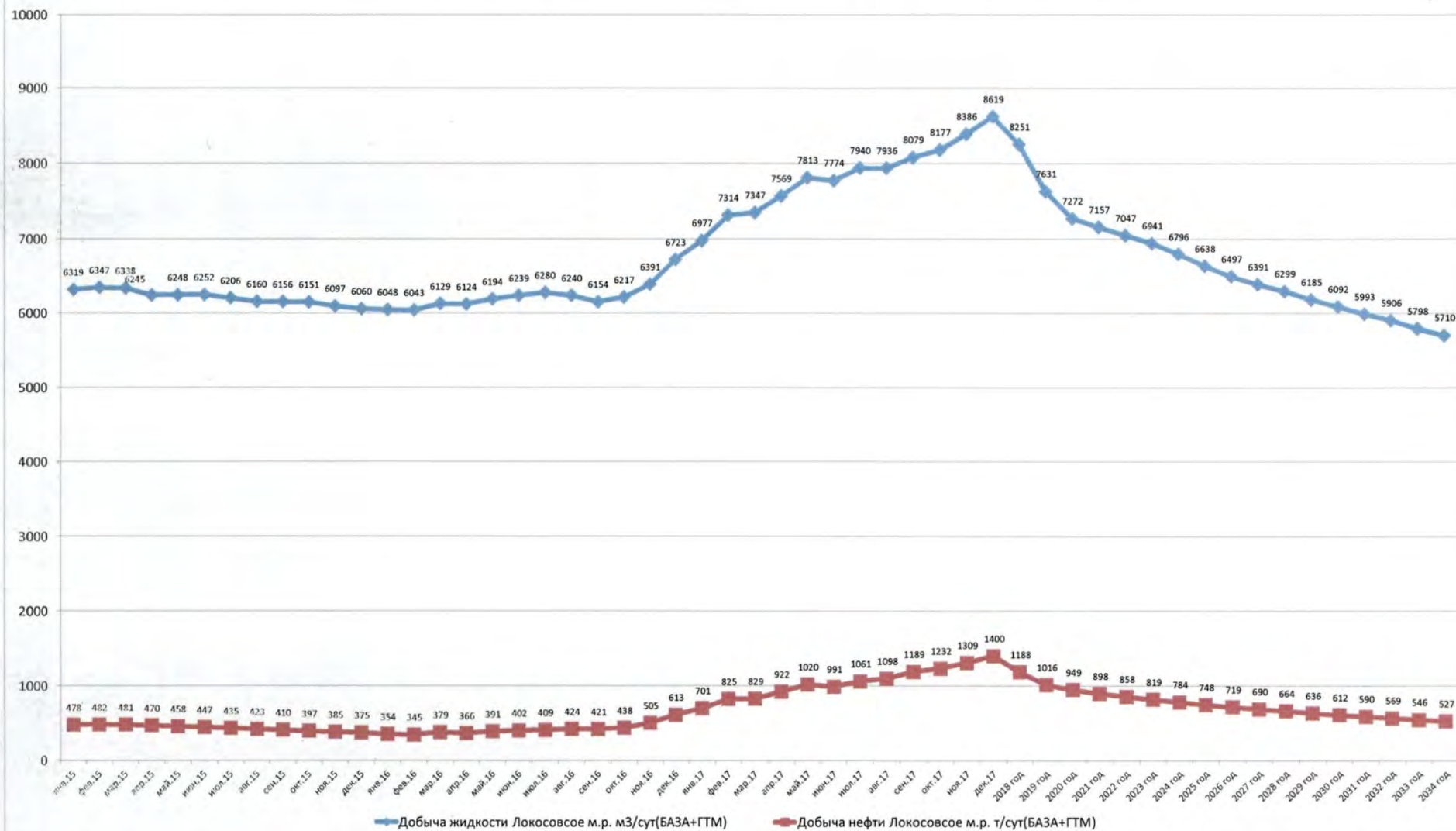




Динамика добычи жидкости и нефти по Северо-островному и Локосовскому м.р.(БАЗА+ГТМ)



Динамика добычи жидкости и нефти по Локосовскому м.р.(БАЗА+ГТМ)+КП-114,119,19 Северо-Островные





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

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



	Сметную документацию предоставить на электронном носителе в программе «Гранд-смета» (расширение *.agr, xml и excel).
<b>3.</b>	<b>Фактические затраты по 9 главе (в ценах 2001г.)</b>
	- Перевозка рабочих свыше 3км-1,5%;
<b>4.</b>	<b>Затраты на строительство временных зданий и сооружений при производстве строительно-монтажных работ для ССР</b>
	Согласно ГСН 81-05-01-2001
<b>5.</b>	<b>Дополнительные затраты при производстве строительно-монтажных работ</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– средства на производство работ в зимнее время согласно ГСН 81-05-2007, п.9 таб.4 п. (для стадии ПД и РД);</li> <li>– борьба с гнусом: МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.913 в размере 0,1% (для стадии ПД).</li> </ul>
<b>6.</b>	<b>Затраты на осуществление авторского надзора</b>
	МДС-81-35.2004 Приложение 8, п.12.3 в размере -0,2% от итога по главам 1-9 сводного сметного расчета стоимости строительства.
<b>7.</b>	<b>Резерв средств на непредвиденные работы и затраты для ССР</b>
	<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"> <li>• до 2 % для объектов социальной сферы;</li> <li>• до 3% для объектов производственного назначения;</li> <li>• до 10% для уникальных и особо сложных объектов строительства.</li> </ul>
<b>8.</b>	<b>Карьеры грунта. Стоимость грунта, торфа</b>
	<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>
<b>9.</b>	<b>Доставка на строительную площадку материалов, конструкций, оборудования</b>
	от базы УМТС ОАО «СН-МНГ», пос. Высокий
<b>10.</b>	<b>Место вывоза строительного мусора и непригодных материалов полученных от разборки конструкций.</b>
	- полигон ТБО г. Мегион
<b>11.</b>	<b>Особые условия выполнения сметной документации</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>– Предусмотреть выделение объемов работы в соответствии с согласованными Заказчиком этапами строительства.</li> <li>– Предусмотреть в отдельном локальном сметном расчете работы по вырубке леса, захоронке лесопорубочных остатков с выделением подразделов по объектам (нефтесборные сети, высоконапорные водоводы, высоковольтные линии, автомобильная дорога, устройство площадки)</li> <li>– Разработать локальные сметные расчеты на пусконаладочные работы КИП и А, сетей электрических.</li> <li>– Разработать локальные сметные расчеты на устройство площадки и строительство автомобильной дороги отдельно.</li> <li>– По каждому разделу ЛСР и в каждой строке(расценке) должны быть выделены размеры и суммы накладных расходов и сметной прибыли и итоги с учетом этих затрат;</li> <li>– При ссылках на техническую часть или вводные указания сборников расценок или другие нормативные документы (коэффициенты учитывающие условия применения ТЕР) в графе «шифр» после номера сборника и расценки указаны ТЧ ВУ и номер соответствующего пункта или таблицы, а при применении коэффициентов, учитывающие условия производства работ (должны быть обоснованы ПОС и указаны в пояснительной записке к сметной документации) в графе «наименование работ и затрат»</li> </ul>



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

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

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

Составил:

Главный специалист ОЦиПТДпоКСиРО



Е.А.Баландина

**СОГЛАСОВАНО:**

Начальник УКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Е.В.Лещенко

Начальник ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



Р.Ю.Галлямов

Начальник ООПИР ДКС и РО ОАО «СН-МНГ»



С.Н.Бабкин

Начальник ОЦ и ПТД по КС и РО



В.А.Дменова





Заказчик:  
 Подрядчик:  
 Стройка:  
 Объект:

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

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



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

При разработке проектно-сметной документации:

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

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

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

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