

Техническое задание на оказание услуг по «Химизации технологических процессов».

РАЗДЕЛ 1. Общая информация.

1.1. Плановые сроки выполнения работ.

Начало: 01.01.2016 г.

Окончание: 31.12.2016 г.

1.2. Основные требования к Исполнителю.

- Прохождение предварительного квалификационного отбора в **ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"** (Заказчик).
- Наличие производственного оборудования, спецтехники и МТР используемых для выполнения данного вида работ согласно требований тех. задания.
- Опыт работы в нефтегазодобывающей промышленности по данному типу сделки не менее 5 лет.
- Наличие баз производственного обслуживания для ремонта оборудования и установок и административных зданий в регионе производства работ с развитой инфраструктурой (телефонная связь, интернет).
- Наличие постоянно обученного производственного персонала необходимого для выполнения данного вида работ с опытом работы в данной области более 3 лет
- Наличие квалифицированных, аттестованных специалистов (линейных ИТР) со стажем работы по данному типу сделки более 5 лет.
- Наличие в составе предприятия научно-исследовательской лаборатории в регионе выполнения работ, либо договора на оказание услуг с лабораторией.
- Наличие в научно-исследовательской лаборатории квалифицированного постоянно обученного персонала необходимого для выполнения данного вида работ с опытом работы в данной области более 5 лет.
- Наличие специалистов по ОТиПБ со стажем работы по данному типу сделки не менее 3-х лет.
- Соблюдение требований **ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"** в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.
- Наличие долгосрочных контрактов, а так же устойчивых деловых связей с непосредственными производителями химреагентов.
- Наличие долгосрочных контрактов, а так же устойчивых деловых связей (сотрудничества с целью конструктивного усовершенствования дозировочной техники, увеличения надежности) с непосредственными производителями дозировочного оборудования.
- При отсутствии договоров с производителями базовых химреагентов или химреагентов успешно прошедших ОПИ на объектах **ОАО "СН-МНГ"**, наличие гарантийного письма от производителей химреагентов о согласии в сотрудничестве.

1.3. Основные сферы ответственности Исполнителя

- Использование при оказании услуг исключительно сертифицированных материалов и оборудования, если в отношении предполагаемых к исполнению материально-технических ресурсов предусмотрена обязательная сертификация.
- Ежемесячно, самостоятельно определять объем работ на каждый последующий месяц календарного года, путем передачи заказчику на согласование План – графиков, технологических регламентов ингибиторной защиты. Для оказания исполнителем услуг не указанных в План - графике, включая (но, не ограничиваясь) аварийные, внеплановые, ХОС, ОПЗ, заказчик оформляет разовые заявки и передает их исполнителю.
- Самостоятельно на основании физико-химических лабораторных исследований и других данных:
 - оценивать текущую ситуацию по объекту разработки и технологии эксплуатации скважины;
 - выбирать технологии защиты от осложняющих факторов;

- контролировать эффективность защиты от осложняющих факторов;
- оценивать эффективность защиты от осложняющих факторов;
- выдавать предложения по борьбе с осложненным фондом.

Все изменения в технологии защиты осложненного фонда производить по согласованию с заказчиком.

- Обеспечение применения химических реагентов собственного производства имеющих положительное заключение по результатам ОПИ проведенных на месторождениях Заказчика или марок химических реагентов используемых Заказчиком на момент заключения Договора с предоставлением копии договора на приобретение данных химических реагентов у непосредственного изготовителя. Применение химических реагентов, не получивших положительные результаты по проведению лабораторных работ и ОПИ на обслуживаемых месторождениях, СТРОГО ЗАПРЕЩЕНО!

- Проведение опытно-промышленных испытаний:

- не реже 1 раз в год ингибиторов коррозии и солеотложений;
- не реже 1 раз в год ингибиторов комплексного действия (солеотложений-коррозии);
- не реже 1 раз в год ингибиторов АСПО\гидратообразований.

ОПИ химических реагентов проводятся как с привлечением производителей заказчиком, так и исполнителем с письменного согласования с заказчиком.

- Первые три месяца оказания услуг использовать базовые реагенты, применяемые Заказчиком.

- При производственной необходимости, по письменному уведомлению, использовать химические реагенты Заказчика на давальческой основе в соответствии Регламентом взаимодействия ОАО «СН-МНГ» и Подрядной организации по обеспечению материалами на давальческой основе при оказании услуг по химизации технологических процессов и сервисному обслуживанию установок дозирования хим. реагентов, при этом оплата осуществляется только за оказанные услуги, без оплаты химреагента.

- Работы по проведению обработок скважин кислотными композициями на основе соляной кислоты (ХОС-химическая обработка скважины для удаления органо-минеральных отложений с целью увеличения производительности УЭЦН, а так же для ликвидации прихвата УЭЦН при ТКРС; ОПЗ-обработка призабойной зоны для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин), проводятся на основании разовых заявок и в строгом соответствии с ЛНД заказчика.

- Организация работ по закупке и транспортировке реагентов от производителей до мест применения с обязательным входным контролем каждой партии на соответствие требованиям ТУ и выдачей заключения о соответствии ТУ. Результаты входного контроля партий химреагентов передаются Заказчику.

- Складирование реагентов производится в соответствии с требованиями заказчика в области промышленной безопасности, охраны труда и охраны окружающей среды и Российского законодательства.

- Складирование реагентов производить на участках исполнителя, в том числе на отдаленных месторождениях. В зимний период осуществить завоз и обеспечить запас химических реагентов на период летнего бездорожья, для этого предусмотреть закуп реагентов в таре.

- Применение в работе поверенных технических средств измерений (манометры, счётчики расхода подачи реагента-расходомеры).

- Экстренные выезды на объекты химизации по информации от представителей Заказчика в случае аварийных или иных неотложных ситуаций (порыв, разлив нефти, остановка ДУ и пр.) на объекте.

- Ведение исполнительской документации по заказкам, движению и расходу реагентов, использованию спецтехники и работе бригад, обмен указанной информацией с заказчиком.

- Составление и предоставление до 01 числа ежемесячных отчетов по форме согласованной с Заказчиком.

- При привлечении Субподрядчика, предоставлять Заказчику (по его требованию) копии заключенных с ним договоров, копии лицензий и иной разрешительной документации предусмотренной действующим законодательством РФ, для выполнения Работ, а также копии правоустанавливающих, учредительных документов Субподрядчика, другую истребованную Заказчиком документацию и информацию о Субподрядчике.

Привлечение Субподрядчика осуществляется с обязательным проведением Исполнителем технического аудита, с использованием Анкеты по установленной Заказчиком форме с привлечением представителя

Заказчика. Результаты технического аудита Исполнитель предоставляет Заказчику до заключения договора с Субподрядчиком.

- Оснащение 100 % спец. техники для выполнения работ по закачкам хим. реагентов GPS-навигаторами, а так же счетчиками для контроля изменения объема используемой химии в емкостях установок.

1.4. Виды и объемы работ по сервисному обслуживанию и ремонту установок дозирования (ДУ)

- Доставка, монтаж, перестановка, перемонтаж, демонтаж ДУ осуществляется силами Исполнителя.
- Подготовка ДУ к работе после проведения монтажных и пуско-наладочных работ, включая опрессовку дозирующего оборудования и технологической обвязки ДУ.
- Регулярный, не реже 2-х раз в неделю, текущий контроль и обслуживание ДУ (устранение утечек реагентов, соблюдение установленного режима работы дозирочных насосов), ведение журнала технологического и технического состояния ДУ.
- Подготовка ДУ к текущему и капитальному ремонту (слив реагента, пропарка емкостей, демонтаж обвязки).
- Текущий ремонт ДУ (замена внешней и внутренней обвязки ДУ из материалов исполнителя, вентилей, пропарка емкостей, покраска ДУ).
- Ревизия насосов ДУ (ревизия и промывка клапанов, контроль уровня масла и доливание при необходимости). Запасные части исполнителя.
- Техническое обслуживание, ремонт, калибровка, замена датчиков уровня в ДУ. Запасные части исполнителя.
- Техническое обслуживание, ремонт, поверка ЭКМ, замена электроконтактных манометров ЭКМ на ДУ. Запасные части исполнителя.
- Техническое обслуживание, ремонт блока управления установки ДУ с заменой (при необходимости) электрооборудования. Запасные части исполнителя.
- Техническое обслуживание, демонтаж, монтаж, центровка, капитальный ремонт электродвигателей, насосов ДУ, включая перемотку статора, замену подшипников и т.д. Запасные части исполнителя.
- Осуществление контроля над давлением в трубопроводе (выкидной линии, нефтесборном коллекторе и др.) объекта, а также за расходом реагента.
- Техническое обслуживание ДУ с использованием обменного фонда исполнителя.
- При оборудовании ДУ телемеханикой организация постоянного контроля работы ДУ через систему удаленного доступа. В течение 2 часов с момента выявления отключений от технологического режима работы ДУ исполнитель обязуется предпринять действия для устранения причин отклонения режима работы ДУ, поставив об этом в известность ответственное подразделение заказчика.
- Ведение постоянного мониторинга и оптимизации удельных дозировок по согласованию с курирующей службой заказчика.
- Исполнитель несет ответственность за исправное состояние и работоспособность переданных на техническое обслуживание всех узлов и механизмов ДУ в т.ч.: электродвигатель, редуктор насоса, приборы КИПиА, находящиеся внутри установки и шкафа управления, целостность дозирующих трубок, функционирование запорной арматуры, обеспечение герметичности фланцевых и резьбовых соединений трубопроводов обвязки. Обеспечивает своевременное выполнение измерений сопротивления заземляющего контура с выдачей соответствующего документа.
- Зоной разграничения ответственности при обслуживании электрической части ДУ являются верхние контакты. Ответственность за контактное соединение верхних контактов автоматического выключателя несет Подрядчик обслуживающий электрооборудование.
- Полученные заявки от заказчика на неработоспособность ДУ (не качает насос, не подается реагент и др.) исполнитель должен выполнить в течение 24 часов с момента оповещения.
- Все переданные заявки сторонами регистрируются в журналах заявок.
- Ежемесячно не позднее 01 числа текущего месяца составляется первичный 2-х сторонний акт выполненных работ, подписанный Сторонами.
- Ежемесячно в сроки, предусмотренные договором, предоставлять первичные акты выполненных работ и файл доступность за месяц. Утвержденный акт выполненных работ и файл доступность передаются на окончательную проверку в отдел (службу) куратора договора.

1.5. Составление, согласование и утверждение у заказчика

- Ежемесячные план-графики по комплексной химизации;
- Технологические регламенты на применение химических реагентов;
- Отчетов выполненных работ.

РАЗДЕЛ 2. «Комплексная химизация внутрискважинного оборудования и наземных нефтепромысловых объектов по предотвращению осложнений в добыче, транспортировке нефти и газа» — комплекс услуг по защите внутрискважинного оборудования и наземных нефтепромысловых объектов включающий в себя:

- Обработку скважин и трубопроводов химическими реагентами;
- Сервисное обслуживание и ремонт установок дозирования реагентов;
- Кислотные обработки скважин, обработки кислотными композициями (ХОС, ОПЗ)
- Мониторинг работы скважин и трубопроводов;
- Инженерное сопровождение антикоррозионных мероприятий,

для ингибиторной защиты трубопроводов от внутренней коррозии, АСПО/гидратообразований, защиты внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии (в том числе комплексным ингибитором), АСПО/гидратообразований. Удаление органо-минеральных отложений кислотной композицией на основе соляной кислоты (ХОС), обработка призабойной зоны пласта кислотной композицией на основе соляной кислоты (ОПЗ). А так же проведения ряда исследований, в том числе лабораторных физико-химических анализов (динамическая вязкость, содержание АСПО, определение остаточного содержания ингибитора, шести компонентный анализ водной фазы, определение твердых отложений, монтаж УКК (определение скорости коррозии), определение содержания растворенных газов – H_2S ; CO_2 ; O_2 , определение концентрации СВБ, концентрация водородных ионов pH, определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+} , определение содержания мехпримесей, инженерное сопровождение антикоррозионных мероприятий).

Основные цели и задачи.

- снижение количества отказов внутрискважинного оборудования;
- увеличение средней наработки на отказ;
- увеличение производительности УЭЦН;
- повышение нефтеотдачи пластов добывающих скважин и приемистости нагнетательных;
- повышение надежности и работоспособности внутрискважинного оборудования;
- снижение, сокращение количества отказов трубопроводов;
- повышение надежности, снижение экологических рисков и увеличение срока службы трубопроводов;
- обеспечение бесперебойного транспорта добываемой продукции;
- проведение комплекса антикоррозионных мероприятий, определение природы коррозионных поражений, определение коррозионно-опасных участков трубопроводов, подбор оптимальных дозровок ингибиторов, определение эффективности работы ингибиторов, мониторинг и оценка эффективности ингибиторной защиты.
- определение влияния наружной коррозии на общее количество отказов на трубопроводах.

РАЗДЕЛ 3. «Комплексная химизация внутрискважинного оборудования».

Защита внутрискважинного оборудования от АСПО/гидратообразований.

Скважины, осложненные АСПО/гидратообразованиями.

	Дебит				
--	-------	--	--	--	--

Месторождение	добываемой нефти по защищаемому фонду скважин, т/сут.	Количество обрабатываемых скважин, шт.	В том числе УДР, шт.	Реагент базовый	Средняя дозировка*, г/т
Мегионское АНГДУ	9	4	0	Растворитель АСПО МИА-пром м.А	200-300
Аганское	74	9	4	Удалитель парафиноотложений СНПХ-7850	200-300
Южно-Покамасовское	1	1	0	Удалитель парафиноотложений СНПХ-7850	200-300
Ватинское	15	5	0	Ингибитор АСПО ИТПС-04 м.Д; Удалитель парафиноотложений СНПХ-7850	200-300
Северо-Покурское	3	3	0	Ингибитор АСПО ИТПС-04 м.Д	200-300
ИТОГО:	102	22	4		

* рассчитывается как отношение количества реагента каждого вида, закаченного в течение месяца, к месячному дебиту объектов обработок (расчетные цифры представлены в прилагаемом файле)

Закачка ингибитора и растворителя АСПО и гадратообразования осуществляется методом непрерывного дозирования и разовыми обработками.

Проблемы на настоящий момент решаются химическими (ингибиторы и растворители АСПО), тепловыми (горячая нефть), механическими (очистка лифтов скважин скребками) методами.

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика и режима работы скважин.

Объем работ по мониторингу.

Месторождение	2016г.		
	Динамическая вязкость, шт/год	Содержание АСПО, шт./год	Мониторинг параметров работы скважин.
Мегионское	1	1	На постоянной основе
Аганское	2	2	
Ново-Покурское	1	1	
Западно-Усть-Балыкское	1	1	
Ачимовское	1	1	
Чистинное	1	1	
Западно-Асомкинское	1	1	
Ватинское	2	2	
Северо-Покурское	1	1	
Аригольское	1	1	
Тайлаковское	6	6	
ИТОГО:	18	18	

Требования к отчетности:

Отчет о работе, проделанной за текущий месяц, предоставляется заказчику ежемесячно до 1 числа отчетного месяца, на электронном и бумажном носителе с визами ответственных лиц.

В отчете обязательно указывать:

1. Количество обработанных скважин (планируемое, фактическое).
2. Количество обработок (планируемое, фактическое).
3. Количество использованного ингибитора (растворителя) общее/по месторождениям/по скважинам.
4. Объем обработанной нефти.

5. Сведения об обслуживании УДР с указанием объекта, марки реагента, даты и объема заправок емкостей УДР, периода безостановочной работы единицы оборудования, времени и причин простоя УДР.
6. Сведения о выполненных мероприятиях по мониторингу с выводами об изменении вязкости.
7. Анализ отказов, причины, мероприятия, направленные на снижение количества отказов.
8. Расчет удельных затрат.
9. Результаты работ по проведению входного контроля качества каждой партии хим. реагента, поступающей от поставщика.
10. Информация о достигнутых показателях КПЭ.

Перечень химических реагентов, разрешенных к применению в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз".

№ п/п	Наименование	Тип химреагента	Базовые дозировки, г/тн. добываемой нефти
1.	ИТПС-04 м. Б и Д	Ингибитор АСПО	200-300
2.	МИА-пром м. А	Растворитель АСПО	200-300
3.	СНПХ-7850	Удалитель парафиноотложений и гидратообразований	200-300
4.	Сонпар-5403	Ингибитор АСПО	200-300
5.	Dewaxol 7201	Ингибитор АСПО	150-250

Защита внутрискважинного оборудования от солеотложений и коррозии.

Скважины, осложненные солеотложением и коррозией.

Месторждение	Объём обрабатываемой жидкости по защищаемому фонду скважин, м³/сут	Количество обрабатываемых скважин, шт.	В том числе УДР, шт.	Реагент базовый	Средняя дозировка*, г/м³
Мегионское	12 548	43	31	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Аганское	16 706	50	27	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Южно-Аганское	1 894	6	3	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Ново-Покурское	1 104	31	25	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
Покамасовское	333	5	4	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Южно-Локозовское	31	1	1	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Мыхпайское АНГДУ	1 659	9	7	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Кетовское	36	2	0	Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
Западно-Усть-Балыкское	366	8	8	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Ачимовское	1 653	17	12	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Чистинное	2 594	17	11	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
Западно-Асомкинское	1685	14	11	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Ватинское	9 487	65	14	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30

Северо-Покурское	5 650	36	1	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Северо-Ореховское	612	3	0	Ингибитор солеотложений Новисол м.А	20-30
Аригольское	748	6	1	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
Западно-Аригольское	467	6	1	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
Тайлаковское	4 715	81	81	Ингибитор солеотложений Новисол м.А; Ингибитор комплексного действия ИТПС-508 м.Н.	20-30
ИТОГО:	62 288	400	268		

Закачка ингибитора солеотложений и коррозии (солеотложений-коррозии) осуществляется двумя технологиями: с использованием УДР и передвижной установкой.

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика и режима работы скважин.

Проблемы на настоящий момент решаются химическими (ингибитор, растворитель) методами.

Объем работ по мониторингу.

Месторождение	2016 г., шт/год								
	Определе ние остаточн ого содержан ия ингибитор а	Шести компонент ный анализ водной фазы	Определени е твердых отложений	Монтаж УКК	Установка - снятие ОС	Определение растворенного H ₂ S и CO ₂	Определени е растворенно го O ₂	Определени е концентрац ии СВБ	Концентрац ия водородных ионов pH
Мегионское АНГДУ	30	60	48	2	2	30	30	5	30
Аганское	46	88	70	2	4	44	44	8	44
Южно-Аганское	5	10	8	-	-	5	5	1	5
Ново-Покурское	25	49	39	1	2	25	25	4	25
Южно- Покамасовское	3	6	4	-	-	3	3	1	3
Покамасовское	4	7	6	-	-	4	4	1	4
Северо- Островное	2	5	4	-	-	3	3	-	3
Южно- Локозовское	2	4	4	-	-	2	2	-	2
Мыхпайское АНГДУ	8	15	12	-	1	7	7	1	7
Кетовское	4	8	7	-	-	4	4	1	4
Южно- Островное	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Западно-Усть- Балыкское	15	29	23	1	3	14	14	3	14
Ачимовское	18	36	29	1	1	18	18	3	18
Чистинное	16	33	26	1	1	17	17	3	16
Западно- Асомкинское	16	31	25	1	1	16	16	3	17
Мегионское ВНГДУ	2	5	4	-	-	2	2	1	2
Ватинское	34	67	53	1	3	33	33	6	33
Северо- Покурское	22	44	35	1	2	22	22	4	22
Луговое	1	2	1	-	-	1	1	-	1
Мыхпайское ВНГДУ	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Северо- Ореховское	4	7	6	-	-	4	4	1	4
Аригольское	10	20	16	-	1	10	10	2	10

Узунское	3	5	4	-	-	3	3	1	3
Максимкинское	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Ининское	-	1	1	-	-	-	-	-	-
Кысомское	-	1	-	-	-	-	-	-	-
Западно-Аригольское	3	6	5	-	-	3	3	-	3
Тайлаковское	129	258	205	5	11	130	130	23	130
ИТОГО:	402	798	636	16	32	400	400	72	400

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика.

Требования к отчетности.

Отчет о работе, проделанной за текущий месяц, предоставляется заказчику ежемесячно до 1 числа отчетного месяца, на электронном и бумажном носителе с визами ответственных лиц.

В отчете обязательно указывать:

1. Кол-во обработанных скважин (планируемое, фактическое).
2. Кол-во обработок (планируемое, фактическое)
3. Кол-во использованного ингибитора, растворителя (общее/по месторождениям/по скважинам).
4. Объем обработанной жидкости (воды).
5. Сведения об обслуживании УДР.
6. Сведения о выполненных мероприятиях по мониторингу с выводами об эффективности проводимых работ.
7. Анализ отказов, причины, мероприятия, направленные на снижение количества отказов.
8. Расчет удельных затрат.
9. Результаты работ по проведению входного контроля качества каждой партии хим. реагента, поступающей от поставщика.
10. Информация о достигнутых показателях КПЭ.

Перечень химических реагентов, разрешенных к применению в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз".

№ пп	Наименование	Тип химреагента	Базовые дозировки, г/м ³ добываемой воды
1.	Новисол м. А	Ингибитор солеотложений	20
2.	KaltSol м. А	Ингибитор солеотложений	20
3.	Gypton R4601 C	Ингибитор солеотложений	20
4.	ИТПС-508 м.Н	Ингибитор комплексного действия солеотложения-коррозия	30
5.	Акватек-515 м.М	Ингибитор комплексного действия солеотложения-коррозия	30
6.	Азол-3020	Ингибитор комплексного действия солеотложения-коррозия	20

Химические обработки скважин кислотными композициями на основе соляной кислоты, для удаления органоминеральных отложений, с целью увеличения производительности УЭЦН и ликвидации прихвата УЭЦН при ТКРС.

Месторождение	Кол-во скв./опер	Кол-во хим. реагента
Мегионское АНГДУ	68	92,00
Аганское	120	180,00
Южно-Аганское	8	9,60
Ново-Покурское	40	46,00
Южно-Покамасовское	5	7,50
Покамасовское	-	-
Северо-Островное	18	20,40
Южно-Локовское	12	18,00

Мыхпайское АНГДУ	8	12,00
Кетовское	6	9,00
Южно-Островное	-	-
Западно-Усть-Балыкское	36	72,00
Ачимовское	78	126,00
Чистинное	36	60,00
Западно-Асомкинское	36	84,00
Итого АНГДУ:	471	736,50
Мегионское ВНГДУ	12	18,00
Ватинское	144	192,00
Северо-Покурское	84	162,00
Луговое	5	7,50
Мыхпайское ВНГДУ	-	-
Северо-Ореховское	12	18,00
Аригольское	27	57,00
Узунское	24	53,00
Максимкинское	4	6,00
Ининское	4	6,00
Кысомское	4	6,00
Западно-Аригольское	-	-
Тайлаковское	348	720,00
Итого ВНГДУ:	668	1 245,50
ВСЕГО:	1 139	1 982,00

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика.

Обработки призабойной зоны для восстановления и повышения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта с целью увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин (кислотные композиции на основе соляной кислоты)

ОПЗ (с объемом до 10м3)

Месторождение	Кол-во скв./опер	Кол-во хим. реагента
Мегионское АНГДУ	21	77,41
Аганское	21	84,00
Южно-Аганское	2	6,00
Ново-Покурское	19	74,38
Южно-Покамасовское	1	4,00
Покамасовское	2	8,00
Северо-Островное	3	12,00
Южно-Локозовское	6	24,00
Мыхпайское АНГДУ	7	28,00
Кетовское	3	12,00
Южно-Островное	-	-
Западно-Усть-Балыкское	36	144,00
Ачимовское	12	45,17
Чистинное	9	33,55
Западно-Асомкинское	9	36,00
Итого АНГДУ:	151	588,51
Мегионское ВНГДУ	3	12,00
Ватинское	38	148,61
Северо-Покурское	22	86,00
Луговое	-	-
Мыхпайское ВНГДУ	-	-
Северо-Ореховское	3	12,00
Аригольское	6	24,00
Узунское	4	16,00
Максимкинское	-	-
Ининское	-	-
Кысомское	-	-
Западно-Аригольское	2	8,00
Тайлаковское	101	399,69
Итого ВНГДУ:	179	706,30
ВСЕГО:	330	1 294,81

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика.

ОПЗ большеобъемные (с объемом свыше 10м3)

Месторождение	Кол-во скв./опер	Кол-во хим. реагента
Мегионское АНГДУ	-	-
Аганское	8	48,00
Южно-Аганское	-	-
Ново-Покурское	2	12,00
Южно-Покамасовское	-	-
Покамасовское	-	-
Северо-Островное	-	-
Южно-Локозовское	-	-
Мыхпайское АНГДУ	-	-
Кетовское	-	-
Южно-Островное	-	-
Западно-Усть-Балыкское	4	24,00
Ачимовское	-	-
Чистинное	5	31,00
Западно-Асомкинское	-	-
Итого АНГДУ:	19	115,00
Мегионское ВНГДУ	-	-
Ватинское	7	42,00
Северо-Покурское	4	24,00
Луговое	-	-
Мыхпайское ВНГДУ	-	-
Северо-Ореховское	-	-
Аригольское	4	25,00
Узунское	-	-
Максимкинское	-	-
Ининское	-	-
Кысомское	-	-
Западно-Аригольское	-	-
Тайлаковское	4	24,00
Итого ВНГДУ:	19	115,00
ВСЕГО:	38	230,00

Объем работ и месторождение в течение года может изменяться в зависимости от производственной деятельности заказчика.

Требования к отчетности.

Отчет о работе, проделанной за текущий месяц, предоставляется заказчику ежемесячно до 1 числа отчетного месяца, на электронном и бумажном носителе с визами ответственных лиц.

В отчете обязательно указывать:

1. Кол-во обработанных скважин (планируемое, фактическое).
2. Кол-во обработок (планируемое, фактическое)
3. Кол-во использованного химического реагента (общее/по месторождениям/по скважинам).
4. Сведения о выполненных мероприятиях с выводами об эффективности проводимых работ (режимы работы скважин до и после проведения мероприятий, и т.д.).
5. Расчет удельных затрат.
6. Результаты работ по проведению входного контроля качества каждой партии хим. реагента, поступающей от поставщика.

Услуги по выполнению ХОС, ОПЗ скважин выполняются на основании разовых писем или заявок, согласованных с курирующей исполнителя службой заказчика.

ХОС, ОПЗ выполняются кислотными композициями на основе соляной кислоты, массовая доля хлористого водорода в пределах 6-12 % . Необходимые добавки хим. реагентов в соляно-кислотные составы в зависимости от технологических и геологических данных скважин:

- Ингибитор коррозии
- Неонол СНО-ЗБ
- Кислота уксусная
- Кислота фтористоводородная А (плавиковая)

Перечень химических реагентов, разрешенных к применению в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз".

№ пп	Наименование	Тип химреагента
1.	Кислота соляная ингибированная м. А	Растворитель солеотложений
2.	Неонол СНО-ЗБ	ПАВ
3.	Кислота уксусная	Замедлитель реакции
4.	Кислота фтористоводородная м.А (плавиновая)	Добавка к кислотным композициям при проведении глино-кислотных ОПЗ
5.	Реагент СНО-ИТПС-707	Кислота фтористоводородная м.А (плавиновая) в сухом виде

РАЗДЕЛ 4. «Комплексная химизация при транспортировке нефти и газа».

Технология проведения обработок трубопроводов от АСПО/гидратообразований и перечень работ:

Обработка трубопроводов от АСПО/гидратообразований проводится методом постоянной дозировкой через БДР или с помощью передвижной техники методом разовой обработки через вантуз или скважину.

Виды работ:

- Осмотр дозирующего оборудования и приборов контроля (манометры) давление в трубопроводах постоянно.
- Текущий ремонт дозирующих установок
- Подбор расхода реагента и поддержание линейного давления в защищаемых объектах в пределах, не превышающих максимально-допустимого значения (согласовывается дополнительно).
- Оперативная корректировка расхода реагента.
- Проведение комплексных обработок методом разовых закачек ударных объемов реагентов через вантуз (или скважины) при превышении допустимого давления.
- Увеличение расхода реагента, а также проведение разовых обработок необходимо согласовывать с представителем служб Заказчика, ответственных за эксплуатацию защищаемых объектов. Согласование допускается в оперативном режиме по телефонной связи.

Трубопроводы, осложненные АСПО/гидратообразованием.

Объём разовых обработок от АСПО/гидратообразований.

Месторождение	Кол-во разовых обработок в год*	Расход хим. реагента, тн/год	Базовые реагенты**
Аганское	12	24,00	Миалпром А, СНПХ-7850
Ново-Покурское	84	43,20	Миалпром А, СНПХ-7850
Северо-Островное	8	7,20	Миалпром А, СНПХ-7850
Итого АНГДУ:	104	74,40	
Мегионское ВНГДУ	-	-	
Ватинское	72	60,00	Миалпром А, СНПХ-7850
Северо-Покурское	48	84,00	Миалпром А, СНПХ-7850
Узунское	2	1,80	Миалпром А, СНПХ-7850
Кысомское	23	25,92	Миалпром А, СНПХ-7850
Итого ВНГДУ:	145	171,72	
ВСЕГО:	249	246,12	

Участки оснащённые УД.

Месторождение	Кол-во объектов (обслуживание УД, шт/год.)*	Периодичность обработок	Расход хим. реагента, тн/год	Базовые реагенты**
Ново-Покурское	156	постоянно	108,48	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Южно-Покамасовское	24	постоянно	14,88	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Покамасовское	12	постоянно	11,76	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Северо-Островное	48	постоянно	86,64	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Кеговское	48	постоянно	59,16	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Западно-Усть-Балыкское	12	постоянно	21,84	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403 ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Чистинное	12	постоянно	25,20	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Западно-Асомкинское	24	постоянно	27,72	ИТПС-04Б(Д), Сонпар-5403
Итого АНГДУ:	336	постоянно	355,68	
Ватинское	300	постоянно	801,36	Сонпар-5403
Северо-Покурское	96	постоянно	114,72	Сонпар-5403
Северо-Ореховское	36	постоянно	12,00	Сонпар-5403
Узунское	48	постоянно	59,40	Сонпар-5403
Тайлаковское	144	постоянно	384,48	Сонпар-5403
Итого ВНГДУ:	624	постоянно	1 371,96	
ВСЕГО:	960	постоянно	1 727,64	

*количество и место проведения разовых обработок меняется в зависимости от возникновения проблемных ситуаций.

** Смена базового реагента на альтернативный (согласно перечня химических реагентов, разрешенных к применению на месторождениях ОАО «СН-МНГ») производится только по согласованию с заказчиком.

Требования к отчетности.

Отчет о работе, проделанной за текущий месяц, предоставляется Заказчику на электронном и бумажном носителе с визами ответственных лиц.

В отчете обязательно указывать:

1. Кол-во обработанных объектов.
2. Кол-во обработок.
3. Кол-во использованного ингибитора/растворителя общее/по объектам.
4. Количество фактов превышения давления при проведении разовых ударных обработок на фоне непрерывной подачи химреагента
5. Сведения об обслуживании БРХ с указанием объекта, марки реагента, даты и объема заправок емкостей БРХ, периода безостановочной работы единицы оборудования, времени и причин простоя БРХ;
6. Расчет удельных затрат.
7. Результаты работ по проведению входного контроля качества каждой партии хим. реагента, поступающей от поставщика.

Перечень химических реагентов, разрешенных к применению в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз".

№ пп	Наименование	Тип химреагента	Базовые дозировки, г/м ³
1.	Сонпар-5403	Ингибитор АСПО	400-600
2.	ИТПС-04 м. Б и Д	Ингибитор АСПО	400-600
3.	СНПХ-7850	Удалитель парафиноотложений и гидратообразований	400-600
4.	Азол 4010 м. А и В	Ингибитор АСПО	400-600
5.	Сонпар-5403 м.Б	Ингибитор АСПО	400-600

6.	Сонпар-5402	Растворитель АСПО	
7.	МИА-пром м.А	Растворитель АСПО	400-600
8.	Азол 4020 м. А	Растворитель АСПО	400-600
9.	DEWAXOL-7201	Ингибитор АСПО	400-600
10.	DEWAXOL-7604	Растворитель АСПО	400-600

Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии

Выбор параметров защиты осуществляется с учетом приоритезации трубопроводов по риску разгерметизации по причине внутренней коррозии, по фактической аварийности, а также по результатам мониторинга скорости коррозии. В случае возникновения разгерметизации по причине внутренней коррозии на трубопроводах системы нефтесбора, системы ППД, и напорных трубопроводах на обслуживаемых месторождениях Исполнителю будет снижена оплата работ в соответствии с КПЭ. Исключением являются неметаллические трубопроводы.

Ингибирование осуществляется постоянной (где имеются стационарные дозирующие установки (ДУ) или периодической подачей реагента в трубопроводы или затрубное пространство добывающих скважин, на основании план-графика обработок объектов **ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"**, составленного Исполнителем и согласованного с Заказчиком. Новые ДУ Заказчика, в случае подтверждения необходимости расширения ингибиторной защиты, передаются Исполнителю для монтажа (доставка и монтаж осуществляется за счёт Исполнителя), подключение происходит силами Заказчика.

При выполнении работ по ингибиторной защите и коррозионному мониторингу трубопроводов руководствоваться «Технологическим регламентом ингибиторной защиты промышленных трубопроводов на месторождениях **ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз"**».

Периодическая закачка ингибитора коррозии (рассредоточенное ингибирование) осуществляется через добывающие скважины (подача ингибитора коррозии в затрубное пространство).

Периодическая закачка ингибитора коррозии в затрубное пространство скважин осуществляется передвижной установкой Исполнителя. Оптимальная периодичность закачек устанавливается опытным путём на основании остаточного содержания ингибиторов коррозии (не менее 5 мг/л) и скоростей коррозии.

Исполнитель ежемесячно составляет и предоставляет на согласование Заказчику план-графики обработок. Закачку планируется проводить на действующем фонде добывающих скважин (количество обрабатываемых скважин будет меняться в зависимости от производственной деятельности Заказчика) на основании технологического режима работы фонда скважин. Рабочая дозировка ингибитора коррозии определяется Исполнителем в ежемесячных план-графиках обработок, исходя из среднего значения по результатам ОПИ с учетом текущих результатов по аварийности и данных коррозионного мониторинга. Ударные дозировки планируются и проводятся в начальный период (2 недели) с удельной дозировкой на 20 % превышающей среднее значение результатов ОПИ, согласно утвержденных ежемесячных план-графиков.

Постоянная подача ингибитора коррозии осуществляется с существующих дозирующих установок, расположенных на добывающих скважинах, ГЗУ, ДНС и КНС. При необходимости Исполнитель выдает рекомендации по ремонту, перемещению дозирующих устройств.

Дозировки для постоянного дозирования определяются в ежемесячных план-графиках, контролируются и корректируются Исполнителем в зависимости от объема обрабатываемой жидкости по объектам с учетом текущих результатов по аварийности и данных коррозионного мониторинга. Значения компенсационных дозировок по нефтесборным коллекторам и напорным нефтепроводам, а также дозировок в системы ППД определяются по результатам ОПИ и корректируются в ходе практической работы на основании текущих результатов по аварийности и данных коррозионного мониторинга.

Таблица 1

Химические реагенты

Исполнитель использует химические реагенты, имеющие положительное заключение по результатам ОПИ проведенных на месторождениях Заказчика или марки химических реагентов, используемых Заказчиком на момент заключения Договора с предоставлением копии договора на приобретение данных химических реагентов у непосредственного изготовителя.

Перечень химических реагентов, разрешенных к применению в ОАО "Славнефть-Мегионнефтегаз".

№п/п	Месторождение	Базовый (применяемый) ингибитор коррозии	Альтернативные ингибиторы коррозии*	Базовые дозировки, г/м3
1.	Аганское	Азол-5043	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
2.	Ю.Аганское	Азол-5043	Л-4000В	20 - 25г/м3
3.	Ачимовское	Азол-5043	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
4.	Чистинное	Азол-5043	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
5.	Максимкинское	Азол-5043	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
6.	Ининское	Азол-5043	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
7.	Мыхпайское	Л-4000В	CORTRON KRN264W	20 - 25г/м3
8.	Ватинское	Л-4000В	Азол-5043	20 - 25г/м3
9.	С-Покурское	ИТПС-508а	Азол-5043	20 - 25г/м3
10.	Мегионское	ИТПС-508а	CORTRON KRN264W	20 - 25г/м3
11.	Ю.Покамасовское	CORTRON KRN264W	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
12.	Покамасовское	CORTRON KRN264W	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
13.	Н.Покурское	CORTRON KRN264W	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
14.	Ю.Локосовское	CORTRON KRN264W	ИТПС-508а	20 - 25г/м3
15.	Аригольское	CORTRON KRN264W	Scimol WS-2111	20 - 25г/м3
16.	Тайлаковское	CORTRON KRN264W	Scimol WS-2111	20 - 25г/м3

№п/п	Месторождение	Ингибиторы коррозии прошедшие ОПИ*
1.	Аганское	Scimol WS-2772, Сонкор-9020
2.	Ватинское	ИТПС-508а, Scimol WS-2311, Сонкор-9021, CORTRON KRN264W
3.	С-Покурское	Scimol WS-2111, Scimol WS-2311

*Применение альтернативных и прошедших ОПИ ингибиторов коррозии возможно по согласованию с Заказчиком при условии соблюдения следующих этапов:

Описание этапа	Период времени	Результат***
1 этап. Закачка ингибитора коррозии осуществляется с нескольких кустовых площадок (точки подачи согласовываются с Заказчиком) с удельной дозировкой 30 г/м3	В течении 1-х месяца (не считая переходный период смены реагента)	При положительной динамике снижения отказов переход ко второму этапу; При отрицательной динамике снижения отказов переход на базовый реагент. (данный реагент не допускается к применению до момента повторного прохождения ОПИ)
2 этап. Закачка ингибитора коррозии осуществляется с удельной дозировкой 25 г/м3	В течении 1 месяца	При положительной динамике снижения отказов переход к третьему этапу; При отрицательной динамике снижения отказов переход на базовый реагент. (данный реагент не допускается к применению до момента повторного прохождения ОПИ)
3 этап. Закачка ингибитора коррозии осуществляется с удельной дозировкой 20 г/м3	В течении 1 месяца	При положительной динамике снижения отказов либо удержании аварийности на стартовом уровне, переход к четвёртому

		этапу (реагент считается рекомендованным к применению на данном месторождении); При отрицательной динамике снижения отказов переход на базовый реагент. (данный реагент не допускается к применению до момента повторного прохождения ОПИ)
4 этап. Закачка ингибитора коррозии осуществляется с удельной дозировкой 15 г/м ³ **	В течении 1 месяца	При положительной динамике снижения отказов реагент рекомендуется к применению; При отрицательной динамике снижения отказов переход на базовый реагент либо на дозировку 20г/м ³ .

**При отрицательном результате оплата услуг и химических реагентов по четвертому этапу не производится.

*** При рассмотрении результатов на месторождениях с низким количеством отказов будут учитываться показатели скоростей коррозии.

Мониторинг ингибиторной защиты

Мониторинг представляет собой систематический сбор и учёт данных для оперативного анализа рисков и эффективного управления антикоррозионными мероприятиями направленными на повышение надёжности и увеличение ресурса безопасной эксплуатации объектов.

Мониторинг является важным аспектом антикоррозионной ингибиторной защиты трубопроводов и включает в себя как промысловые, так и лабораторные работы.

Мониторинг эффективности используемых реагентов предусматривает проведение работ по подбору и/или замене реагента в случае необходимости или по запросу Заказчика.

В ходе работ по коррозионному мониторингу определяются фазовый состав, свойства, содержание агрессивных компонентов в перекачиваемой среде и т.д., кроме того, остаточное содержание ингибитора в жидкости на различных участках трубопровода.

Заказчик при необходимости предоставляет Исполнителю информацию по коррозионному мониторингу, имеющуюся на момент заключения договора.

Требования к отчетности

Отчет о работе, проделанной за текущий месяц, предоставляется Заказчику на электронном и бумажном носителе с визами ответственных лиц.

В отчете обязательно указывать:

- Количество плановых и фактических обработок;
- Количество обработанных скважин (план/факт)
- Объем закачанного ингибитора: /по скважинам/ по ДУ/ общий по месторождению.
- Сведения об обслуживании ДУ с указанием куста, марки реагента, даты и объема заправок емкостей ДУ, периода безостановочной работы единицы оборудования, времени и причин простоя ДУ;
- Сведения о выполненных мероприятиях по мониторингу скорости коррозии и ингибиторной защиты.
- Выводы об эффективности ингибиторной защиты:
 - динамика коррозионной активности перекачиваемых сред;
 - определение природы коррозионных поражений стальных трубопроводов;
 - оценка эффективности работы ингибиторов;
 - концентрация реагентов в обрабатываемой жидкости в контрольных точках;
 - определение критических участков защищаемых трубопроводов,
- Ведение накопительной базы данных по коррозионному мониторингу
- Фактический и планируемый монтаж УКК
- Анализ аварийности, причины.
- Результаты работ по проведению контроля качества каждой партии реагента.

Аганское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Аганское месторождение находится на расстоянии 58 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	269	269	55	55	0,41	0,41
2	Водоводы высокого давления	287	287	58	58	0,40	0,40
	ИТОГО	556	556	113	113	0,41	0,41

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Аганского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	151
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	122329
3	Обводнённость	%	94
4	Объем закачиваемой жидкости (ППД)	м3/сут	116346

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Аганское месторождение	Скважины	241	Рассредото- ченное ингибирование, 964 обр/мес	110808	94	67,4
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	10				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	11	непрерывно	11521	94	7,01
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	2	непрерывно	116346	100	70,8
1.5.		ИТОГО			238675		145,21

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 105	УДР
2.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 130	БРХ
3.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 153	БРХ
4.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 139	БДР
5.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 200	БДР
6.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 91	БРХ
7.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 114	БРХ
8.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к. 316	УДР
9.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к.137	БРХ
10.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к.110	БРХ
11.	Аганское	нефтесбор	ГЗУ к.113 скв.4п	УБПР
12.	Аганское	ППД	ДНС-2 / КНС-2	БРХ
13.	Аганское	ППД	ДНС-1 / КНС-1	БРХ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Аганское	42	2	0

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	252	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	588	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	32	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	25	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	21	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	21	
7.	Определение содержания мехпримесей	21	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	21	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель	Значение КПЭ, %
--	---------------------	-----------------

	эффективности (КПЭ)	Порог 90%	Цель 100%	Максимум 110%***
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,34$	0,33-0,30	$\leq 0,29$

Мегионское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Мегионское месторождение находится на расстоянии 40 км от города Мегиона. Площадь месторождения составляет 236 км².

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
Мегионское месторождение							
1	Нефтесборы	117	117	9	9	0,15	0,15
2	Водоводы высокого давления	97	97	6	6	0,12	0,12
3	Водоводы низкого давления	19	16	15	15	1,88	1,88
	Итого	233	233	30	30	0,26	0,26

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Мегионского месторождения

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	43
3	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м ³ /сут	39924
4	Обводненность	%	88

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Мегионское месторождение	Скважины	272	Рассредоточенное ингибирование, 246 обр/мес	39924	88	27,38
1.2		АГЗУ,	4	непрерывно			1,41

		оснащенные УД					
1.3		Напорные нефтепроводы	1	непрерывно	3536	0,1	1,27
1.4		Системы ППД	2	непрерывно	36389	100	20,28
1.5.		ИТОГО			79849		50,34

Обслуживание ДУ

Таблица №6

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1	Мегионское месторождение НГП-2	Н.сбор	К.27	БДР
2	Мегионское месторождение НГП-2	Н.сбор	К.51	УДХ
3	Мегионское месторождение НГП-2	Н.сбор	К.52	БНДР
4	Мегионское месторождение НГП-2	Н.сбор	К.36	БДР
5	Мегионское месторождение НГП-2	в/в	ДНС	УДХ
6	Мегионское месторождение НГП-2	в/в	ДНС	БДР-1
7	Мегионское месторождение НГП-2	ННП	ДНС	БДР-2

Таблица №7

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	водоводы	напорные нефтепроводы
1.	Мегионское месторождение НГП-2	32	3	2

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

Ключевые показатели эффективности (ингибиторная защита от коррозии)

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Значение КПЭ, %		
		Порог 90%	Цель 100%	Максимум 110%***
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,24$	0,23-0,22	$\leq 0,21$

Южно-Аганское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Южно-Аганское месторождение находится на расстоянии 33 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	48	48	6	6	0,25	0,25
2	Водоводы высокого давления	27	-	3	-	0,22	-
3	Водоводы низкого давления	7	-	1	-	0,29	-
	ИТОГО	82	48	10	6	0,24	0,25

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Южно-Аганского месторождения

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	9
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	9535
3	Обводнённость	%	83

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Южно-Аганское месторождение	Скважины	9	Рассредото- ченное ингибирование, 22 обр/мес	8981	83	5,39
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	1				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	2	непрерывно	554	83	0,364
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			9535		5,754

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Южно-Аганское	нефтесбор	к.21	БРХ
2.	Южно-Аганское	нефтесбор	к.21, скв.49р	УБПР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Южно-Аганское	3	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	18	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	42	
3.	Определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+}	3	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	3	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	3	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)	2	
7.	Определение содержания мехпримесей	3	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	3	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Значение КПЭ, %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,26$	$\leq 0,25$

Мыхпайское месторождение

1. Общая информация об объекте производства работ.

Мыхпайское месторождение находится на расстоянии 19 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	17	17	1	1	0,12	0,12
2	Напорный нефтепровод	14	14	0	0	0,00	0,00
3	Водоводы высокого давления	15	-	6	-	0,8	-
	ИТОГО	45,51	30,51	7	1	0,31	0,39

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Мыхпайского месторождения

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	5
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	5422
3	Обводненность	%	75

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		т/мес
1.1	Мыхпайское месторождение	Скважины	5	Рассредото- ченное ингибирование, 14 обр/мес	4868	75	2,92
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	0				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	0	-	-	-	-
1.3		Напорные нефтепроводы	1	непрерывно	554	-	0,42
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			5422		3,34

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Мыхпайское	НП	ДНС-2	УДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№	Месторождение	Кол-во УКК
---	---------------	------------

пп		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Мыхпайское	1	-	1

•Оборудование для монтажа и ремонта поставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

•Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
9.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	12	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
10.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	36	
11.	Определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+}	2	
12.	Определение содержания растворенных газов CO_2	2	
13.	Определение содержания растворенных газов H_2S	2	
14.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	1	
15.	Определение содержания мехпримесей	2	
16.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	2	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,40$	$\leq 0,39$

Ново-Покурское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Ново-Покурское месторождение находится на расстоянии 166 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	92	92	14	14	0,3	0,3
2	Водоводы высокого давления	79	-	1	-	0,03	-
	ИТОГО	171	92	15	14	0,18	0,30

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Ново-Покурского месторождения

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	7
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	5012
3	Обводненность	%	60

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м³/сут		
1.1	Ново-Покурское месторождение	Скважины	19	Рассредото- ченное ингибирование, 19 обр/мес	1005	60	0,76
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	18				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	6	непрерывно	4007	60	2,4
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			5012		3,16

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.18	УДР
2.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.21	БДР
3.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.25	УДР
4.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.70	УДР
5.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.78	УДР
6.	Ново-Покурское	нефтесбор	к.69	УДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Ново-Покурское	18	-	1

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	108	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	156	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	14	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	10	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	9	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)	9	
7.	Определение содержания мехпримесей	9	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	9	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,31$	$\leq 0,3$

Южно-Покамасовское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Южно-Покамасовское месторождение находится на расстоянии 105 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтеесборы	39	39	2	2	0,1	0,1
	ИТОГО	39	39	2	2	0,1	0,1

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Южно-Покамасовского месторождения

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	1
2	Объем добываемой жидкости (нефтеесборы)	м3/сут	321
3	Обводнённость	%	81

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м³/сут		
1.1	Южно-Покамасовское месторождение	Скважины	6	Рассредоточенное ингибирование, 7 обр/мес	321	81	0,24
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	5				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	0	-	-	-	-
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			321		0,24

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Южно-Покамасовское	-	ДУ не предусмотрены	-

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтебзоры	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Южно-Покамасовское	2	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	12,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	36,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+}	2,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	2,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	2,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	1,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	2,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	2,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,11$	$\leq 0,10$

Покамасовское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Покамасовское месторождение находится на расстоянии 105 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	57	57	0		0,0	0,0
2	Напорный нефтепровод	82,909	0	1		0,024	-
	ИТОГО	139,909	57	1	0	0,0	0,0

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

**Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов
Покамасовского месторождения**

п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	2
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	2713
3	Обводненность	%	74

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		т/мес
1.1	Покамасовское месторождение	Скважины	10	Рассредото- ченное ингибирование, 12 обр/мес	2713	74	1,63
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	6				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	0	-	-	-	-
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			2713		1,63

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Покамасовское	-	ДУ не предусмотрены	-

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтебзоры	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Покамасовское	6	-	2

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

•

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	42,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	60,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	6,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	7,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	4,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	4,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	7,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	7,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,01$	≤ 0

Южно-Локосовское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Южно-Локосовское месторождение находится на расстоянии 207 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	14	14	9	9	1,29	1,29
	ИТОГО	14	14	9	9	1,29	1,29

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Южно-Локосовского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	6
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	5574
3	Обводнённость	%	60

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесечное потребление химреагентов
					м ³ /сут		т/мес
1.1	Южно-Локосовское месторождение	Скважины	6	Рассредоточенное ингибирование, 14 обр/мес	1833	60	1,05
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	2				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	3	непрерывно	3741	60	2,24
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			5574		3,29

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Южно-Локосовское	нефтесбор	к.115	УДР
2.	Южно-Локосовское	нефтесбор	к.111	УДР
3.	Южно-Локосовское	нефтесбор	к.110	БДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы

1.	Южно-Локосовское	3	-	1
----	------------------	---	---	---

•Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

•Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	18	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	54	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	8	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	3	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	4	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	4	
7.	Определение содержания мехпримесей	7	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	7	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 1,30$	$\leq 1,29$

Западно-Асомкинское месторождение

1. Общая информация об объекте производства работ.

Западно-Асомкинское месторождение находится на расстоянии 335 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км	Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.	Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)
---------	------------	-------------------	--	--

		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	52	52	0	0	0,0	0,0
	ИТОГО	52	52	0	0	0,0	0,0

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Западно-Асомкинского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	4
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	11038
3	Обводнённость	%	85

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м³/сут		
1.1	Западно-Асомкинское месторождение	Скважины	4	Рассредоточенное ингибирование, 12 обр/мес	4924	85	2,954
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	3				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	3	непрерывно	6114	85	3,67
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5		ИТОГО			11038		6,624

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Западно-Асомкинское	нефтесбор	к.3с	НДвГЗУ
2.	Западно-Асомкинское	нефтесбор	к.6с	УДР
3.	Западно-Асомкинское	нефтесбор	к. 15с	НД в ГЗУ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Западно-Асомкинское	-	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных

(выполняются Заказчиком)

•Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	-	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	-	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	-	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	-	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	-	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	-	
7.	Определение содержания мехпримесей	-	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	-	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,01$	≤ 0

Ачимовское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Ачимовское месторождение находится на расстоянии 278 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – ограниченная, месторождение является автономным, в летнее время – вертолетное сообщение, в зимнее время – зимняя дорога.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ

1	Нефтесборы	36	36	0	0	0,0	0,0
	ИТОГО	36	36	0	0	0,0	0,0

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Ачимовского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	8
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	6824
3	Обводненность	%	73

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м³/сут		т/мес
1.1	Ачимовское месторождение	Скважины	9	Рассредоточенное ингибирование, 18 обр/мес	2605	73	1,56
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	7				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	6	непрерывно	4219	73	2,53
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			6824		4,09

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Ачимовское	нефтесбор	к.26	УДР
2.	Ачимовское	нефтесбор	к.4	УДР
3.	Ачимовское	нефтесбор	к.6	УДР
4.	Ачимовское	нефтесбор	к.5	УДР
5.	Ачимовское	нефтесбор	к.8	УДР
6.	Ачимовское	нефтесбор	к.9	УДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Ачимовское	1	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных

(выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	6,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	18,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	2,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	1,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	1,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	1,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	1,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	1,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,01$	$\leq 0,0$

Чистинное месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Чистинное месторождение находится на расстоянии 318 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – ограниченная, месторождение является автономным, в летнее время – вертолетное сообщение, в зимнее время – зимняя дорога.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ

1	Нефтесборы	30	30	0	0	0,0	0,0
	ИТОГО	30	30	0	0	0,0	0,0

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Чистинного месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	4
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	4214
3	Обводнённость	%	73

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Чистинное месторождение	Скважины	9	Рассредоточенное ингибирование, 21 обр/мес	3019	73	1,81
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	6				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	2	непрерывно	1195	73	0,72
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			4214		2,53

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Чистинное	нефтесбор	к. 5	УБПР
2.	Чистинное	нефтесбор	к. 7	УДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Чистинное	1	-	1

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	6,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	18,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+}	2,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	1,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	1,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	1,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	1,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	1,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,01$	$\leq 0,0$

Ватинское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Ватинское месторождение находится на расстоянии 16 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтеборьбы	277	277	56	56	0,4	0,4
2	Водоводы высокого давления	315	315	103	103	0,65	0,65

3	Водоводы низкого давления	13	13	8	8	1,23	1,23
	ИТОГО	605	605	167	167	0,55	0,55

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Ватинского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	199
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	112558
3	Обводненность	%	91
4	Объем закачиваемой жидкости (ППД)	м3/сут	109823

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Ватинское месторождение	Скважины	281	Рассредоточенное ингибирование, 1150 обр/мес	108987	91	80,95
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	10				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	8	непрерывно	3571	91	2,68
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	5	непрерывно	109823	100	83,51
1.5.		ИТОГО			222381		167,14

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Ватинское	нефтесбор	к.161	КБПХ
2.	Ватинское	нефтесбор	к.215	БРХ
3.	Ватинское	нефтесбор	к.180	УДР
4.	Ватинское	нефтесбор	к.62	УДХ
5.	Ватинское	нефтесбор	к.107	УДХ
6.	Ватинское	нефтесбор	к.119	УДХ
7.	Ватинское	нефтесбор	к.222	УДХ
8.	Ватинское	нефтесбор		УДХ
9.	Ватинское	ППД	КНС-5,8	БДР
10.	Ватинское	ППД	КНС-6,6а,6б	УДХ
11.	Ватинское	ППД	КНС-1,3,7,10	БДР
12.	Ватинское	ППД	КНС-4	БДР
13.	Ватинское	ППД	КНС-9	БДР

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Ватинское	41	2	4

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	270	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	360	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	25	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	25	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	22	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)	23	
7.	Определение содержания мехпримесей	22	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	22	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %		
		Порог 90%	Цель 100%	Максимум 110%***
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,45$	0,44-0,40	$\leq 0,39$

Северо-Покурское месторождение

1. Общая информация об объекте производства работ.

Северо-Покурское месторождение находится на расстоянии 40 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	203	203	51	51	0,5	0,5
2	Водоводы высокого давления	203	203	38	38	0,37	0,37
	ИТОГО	406	406	89	89	0,44	0,44

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Северо-Покурского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	74
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	85644
3	Обводненность	%	83
4	Объем закачиваемой жидкости (ППД)	м3/сут	87503

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Северо-Покурское месторождение	Скважины	110	Рассредото- ченное ингибирование, 500 обр/мес	67169	83	40,304
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	2				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	17	непрерывно	18475	83	11,086
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	2	непрерывно	87503	100	65,22
1.5.		ИТОГО			173147		116,61

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.16	БДР
2.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.31	позитрон
3.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.62	позитрон
4.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.65	БДР
5.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.70	БДР

6.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.78	позитрон
7.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.79	УДХ
8.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.85	БДР
9.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.87	УДР
10.	Северо-Покурское	ППД	КНС-1	БРХ
11.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.24	УБПР
12.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.276	УБПР
13.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.28	УБПР
14.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.32	УБПР
15.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.48	УДЭ
16.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.486	БДР
17.	Северо-Покурское	нефтесбор	К.666	УБПР
18.	Северо-Покурское	нефтесбор	к.67	УДХ
19.	Северо-Покурское	ППД	КНС-2	БРХ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Северо-Покурское	29	-	2

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	180	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	252	
3.	Определение содержания Fe^{2+} , Fe^{3+}	15	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	15	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	15	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)	15	
7.	Определение содержания мехпримесей	15	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	15	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %		
		Порог	Цель	Максимум
		90%	100%	110%***

Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,34$	0,33-0,30	$\leq 0,29$
--	---	-------------	-----------	-------------

Аригольское, Западно-Аригольское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Аригольское, Западно-Аригольское месторождения находятся на расстоянии 210 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	33	33	7	7	0,42	0,42
2	Водоводы высокого давления	33	-	3	-	0,18	0,18
	ИТОГО	66	33	10	7	0,30	0,42

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Аригольского, Западно-Аригольского месторождений

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	14
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	9568
3	Обводненность	%	85

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	Скважины	31	Рассредоточенное ингибирование, 92 обр/мес	4921	85	3,70
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	25				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	5	непрерывно	4647	85	3,49

1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			9568		7,19

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	нефтесбор	к.3	НДВГЗУ
2.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	нефтесбор	к.5	НДВГЗУ
3.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	нефтесбор	к.10	НДВГЗУ
4.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	нефтесбор	к.2	НДВГЗУ
5.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	нефтесбор	к.20	УДХ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Аригольское, Западно-Аригольское месторождения	8	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	42	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	126	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	7	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	7	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	7	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	4	
7.	Определение содержания мехпримесей	7	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	7	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель 100%
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	≥0,43	≤0,42

Максимкинское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Максимкинское месторождение находится на расстоянии 196 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	0,28	0,28	0	0	0,0	0,0
	ИТОГО	0,28	0,28	0	0	0,0	0,0

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Максимкинского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	1
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	596
3	Обводненность	%	94

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Максимкинское месторождение	Скважины	1	Распределенное ингибирование, 3 обр/мес	596	94	0,45
		в т.ч. осложненные	0				

		коррозией ВСО					
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	0	-	-	-	-
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			596		0,45

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Максимкинское	-	ДУ не предусмотрены	-

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Максимкинское	1	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	6,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	18,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	1,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	1,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	1,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатвосстанавливающими бактериями (СВБ)	1,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	1,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	1,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл.	Цель
		90%	100%

Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,01$	$\leq 0,0$
--	---	-------------	------------

Ининское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Ининское месторождение находится на расстоянии 201 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, паромных переправ нет.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	10	10	2	2	0,4	0,4
	ИТОГО	10	10	2	2	0,4	0,4

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Ининского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	1
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	906
3	Обводненность	%	18

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол-во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м³/сут		
1.1	Ининское месторождение	Скважины	0				
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	0				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	1				
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-

1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			906		0,68

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Ининское	нефтебор	к.2	НДвГЗУ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтебор	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Ининское	1	-	-

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	6,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	18,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	1,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	1,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	1,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	1,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	1,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	1,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель, 100%
Ингибиторная защита трубопровода от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,41$	$\leq 0,40$

Тайлаковское месторождение

I. Общая информация об объекте производства работ.

Ининское месторождение находится на расстоянии 493 км от города Мегион. Возможность проезда на месторождение – без ограничений, месторождение не является автономным, в летнее время - паромная переправа, в зимнее время – понтонная переправа.

Протяженность и аварийность трубопроводов

№ пп	Назначение	Протяженность, км		Кол-во инцидентов за январь-июнь 2015.		Удельная аварийность на 1 км в год (стартовая)	
		общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ	общая	учет в КПЭ
1	Нефтесборы	187	187	4	4	0,04	0,04
	ИТОГО	187	187	4	4	0,04	0,04

II. Предлагаемая схема ингибиторной защиты (задание)

Объем обрабатываемой жидкости и количество обрабатываемых объектов Тайлаковского месторождения

№ п.п	Наименование	Ед. изм	Количество
1	Количество кустовых площадок	шт	13
2	Объем добываемой жидкости (нефтесборы)	м3/сут	10939
3	Обводнённость	%	51

Предлагаемая система ингибиторной защиты (задание)

№ пп	Месторождение	Объекты	Кол- во	Обработка	Qж	% воды	Среднемесячное потребление химреагентов
					м ³ /сут		
1.1	Тайлаковское месторождение	Скважины	11	Рассредото- ченное ингибирование, 31 обр/мес	3551	51	2,13
		в т.ч. осложненные коррозией ВСО	3				
1.2		АГЗУ, оснащенные УД	10	непрерывно	7388	51	4,43
1.3		Напорные нефтепроводы	0	-	-	-	-
1.4		Системы ППД	0	-	-	-	-
1.5.		ИТОГО			10939		6,56

Обслуживание ДУ

№ пп	Месторождение	Назначение трубопровода	Расположение ДУ	Тип ДУ
1.	Тайлаковское	нефтесбор	к.12	НДвГЗУ

2.	Тайлаковское	нефтесбор	к.18	удх
3.	Тайлаковское	нефтесбор	к.29	НД в ГЗУ
4.	Тайлаковское	нефтесбор	к.30	БРХ
5.	Тайлаковское	нефтесбор	к.5	БРХ
6.	Тайлаковское	нефтесбор	к.7	НД в ГЗУ
7.	Тайлаковское	нефтесбор	к.16	УДХ
8.	Тайлаковское	нефтесбор	к.23	УДХ
9.	Тайлаковское	нефтесбор	к.31	БРХ
10.	Тайлаковское	нефтесбор	к.34	БРХ

Количество и размещение узлов контроля коррозии

№ пп	Месторождение	Кол-во УКК		
		нефтесборы	Водоводы (низконапорные)	напорные нефтепроводы
1.	Тайлаковское	14	-	2

• Оборудование для монтажа и ремонта предоставляет Исполнитель с последующей передачей Заказчику, работы по врезке УКК проводятся Исполнителем, кроме огневых работ и земельных (выполняются Заказчиком)

• Отбор, доставка проб в лабораторию и проведение хим.анализов выполняется Исполнителем

№	Виды работ	Количество в год	Примечания
1.	Определение скорости коррозии гравиметрическим методом (установка, снятие ОСК)	84,00	Время экспозиции 27-31 суток лабораторные исследования проводятся Исполнителем
2.	Определение остаточного содержания ингибитора коррозии	126,00	
3.	Определение содержания Fe^{2+} . Fe^{3+}	7,00	
4.	Определение содержания растворенных газов CO_2	7,00	
5.	Определение содержания растворенных газов H_2S	7,00	
6.	Контроль уровня зараженности сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ)	7,00	
7.	Определение содержания мехпримесей	7,00	
8.	Шестикомпонентный анализ водной фазы	7,00	

Ключевой показатель эффективности.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %	
		Неудовл. 90%	Цель, 100%
Ингибиторная защита трубопровода в от коррозии **	Снижение удельной аварийности трубопроводов	$\geq 0,05$	$\leq 0,04$

РАЗДЕЛ 5. «Ключевые показатели эффективности».

Защита внутрискважинного оборудования.

Раздел	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Достигнуто на момент составления ТЗ – 6 мес. 2015 г.	Порог	Цель
1. Солеотложения внутрискважинного оборудования				
Солеотложения*	Количество отказов, шт./мес.	10	5	0
2. Коррозия внутрискважинного оборудования				
Солеотложения-коррозия*	Количество отказов, шт./мес	14	7	0
3. АСПО/гидратообразования внутрискважинного оборудования				
АСПО/гидратообразования*	Количество отказов, шт./мес.	0	0	0
<p>*Примечание:</p> <p>- В расчете КПЭ в разделе «Солеотложения», «Солеотложения-коррозия», «АСПО/гидратообразования» учитываются отказы по обрабатываемому и не обрабатываемому мех. фонду скважин.</p> <p>- Решение о применении КПЭ принимается на совместном техническом совещании 1 раз в полгода.</p> <p>- Решение о причине и виновнике отказа принимает ПДК по расследованию причин преждевременных отказов ОАО «СН-МНГ».</p> <p>- Обрабатываемый фонд: Скважина, отработавшая более 365 суток, под штраф не попадает. В случае принятия решения, что преждевременный отказ произошел по вине Подрядной организации оказывающей услуги по комплексной химизации (на обрабатываемом фонде), Заказчик применяет понижающую ставку (штраф) за каждый отказ, произошедший сверх порогового уровня по формуле:</p> <p style="text-align: center;">Понижающая ставка (штраф) = фактически понесенным затратам Заказчика на ТКРС</p> <p>- В случае превышения порогового количества отказов не зависимо от нахождения скважины в обрабатываемом фонде и принятия решения, что отказ произошел по осложняющему фактору, Заказчик применяет понижающую ставку (штраф) в размере 0,2% к стоимости оказанных услуг за месяц, по направлению защита внутрискважинного оборудования (в сумме по каждому разделу).</p> <p>- В случае достижения целевого уровня (отсутствие отказов по осложняющим факторам не зависимо от нахождения скважины в обрабатываемом фонде), к Исполнителю применяется повышающая ставка в размере 0,2% к сумме оказанных услуг за месяц по направлению защита внутрискважинного оборудования (в сумме по каждому разделу).</p> <p>- В разделе коррозия внутрискважинного оборудования, при отказе, не учитывается коррозия гидрозащиты и ПЭД.</p> <p>- Комплексная химизация должна, в случае обработки трубопроводов через затрубное пространство скважин, обеспечивать защиту ГНО в соответствии с целью обработок (АСПО/гидратообразования, коррозия, соли), КПЭ при отказе внутрискважинного оборудования в данном случае применяются согласно разделов указанных выше.</p> <p>- Устанавливается реабилитационный период 3 (три) месяца на ингибиторную защиту, начиная с четвертого месяца ингибирования, оценка показателей эффективности производится согласно указанных в таблице показателей эффективности.</p>				

Защита трубопроводов.

	Ключевой показатель эффективности (КПЭ)	Пороговое значение / %			
		Неудовл. 80%	Порог 90%	Цель 100%	Максимум* ** 110%
Предотвращение и удаление АСПО/гидратообразований*	Количество фактов превышения давления из-за гидратообразований /АСПО, шт.	≥ 1 случая в месяц 80%	- -	0 случаев в месяц 100%	-
Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии**	Снижение удельной аварийности трубопроводов				
ИТОГО:					

* Предотвращение и удаление АСПО/гидратообразований

Превышение давления – внезапный рост давления в трубопроводе на фоне подачи хим.реагента с неизменным расходом дозирующими насосами и отсутствие эффекта снижения давления от последующей разовой обработки (одновременно – постоянное дозирование плюс разовая обработка).

Рост давления в целом по направлению системы трубопроводов обусловленный увеличением количества добываемой жидкости (ввод скважин из бурения, запуск скважин после текущего и капитального ремонта) не влияет на показатель КПЭ по данному направлению.

Превышением давления считается:

- повышение давления более чем на 20% от режимного - при режимном $P_{лин}$ до 20 атм;
- повышение давления более чем на 15% от режимного - при режимном $P_{лин}$ от 20 атм до 30 атм;
- повышение давления более чем на 10% от режимного - при режимном $P_{лин}$ свыше 30 атм.

-
- Оценка показателей эффективности производится ежемесячно на совместном техническом совещании.
 - Значения показателей эффективности приведены в общей сводной таблице
 - Величины коэффициентов КПЭ учитываются в Акте оказанных услуг.

** Ингибиторная защита трубопроводов от коррозии

- Оценка показателей эффективности производится ежемесячно на совместном техническом совещании.
- Значения показателей эффективности приведены в общей сводной таблице

- Устанавливается реабилитационный период 3 (три) месяца на ингибиторную защиту трубопроводов от внутренней коррозии и начиная с четвертого месяца ингибирования, оценка показателей эффективности производится согласно указанных в таблице критериев эффективности.
- Величины коэффициентов КПЭ учитываются в Акте оказанных услуг.
- Стартовое значение удельной аварийности будет уточнено на момент начала оказания услуг.

Определение значения КПЭ по снижению аварийности по причине внутренней коррозии:

1) Удельная аварийность определяется по формуле:

$$UA = \frac{N}{L} * 12 \quad (1)$$

где:

UA – удельная аварийность, отказ / на 1 км в год

N – количество отказов по внутренней коррозии за отчетный месяц, шт.

L – протяженность трубопроводов, км

12 – переводной коэффициент в пересчете на год

2) Стартовое значение удельной аварийности может быть уточнено на момент начала оказания услуг.

3) При проведении работ по замене участков трубопроводов производится пересчет величины $UA_{старт}$ с вычетом из защищаемой протяженности трубопроводов протяженности замененного участка и вычетом из стартового количества отказов, того количества отказов, что произошли на замененном участке трубопроводов за период $T_{старт}$.

4) Значение удельной аварийности за отчетный месяц ($UA_{отчет}$) производится по формуле (1) с применением значений:

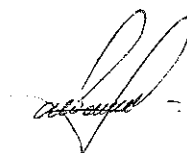
$N_{отчет}$ – количество отказов по внутренней коррозии за отчетный месяц.

$L_{отчет}$ – протяженность трубопроводов.

*** **Максимум** подразумевает возврат ранее удержанных штрафов по КПЭ раздела Коррозия (не более 10% от суммы закрытия текущего месяца).

Начальник Департамента по добыче нефти и газа

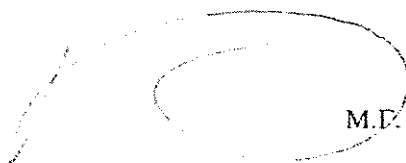
ОАО «СН-МНГ»



А.А. Баринов

Начальник Департамента трубопроводного

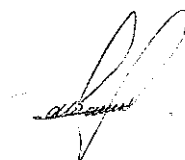
транспорта ОАО «СН-МНГ»



М.Г. Разин

Начальник службы химизации

технологических процессов ОАО «СН-МНГ»



О.Н. Ивашкин

Начальник службы химизации и коррозионной

защиты трубопроводов ОАО «СН-МНГ»



Д.В. Иванов