**перечень
ОБЩИх технических требований к афп И ОБОРУДОВАНИЮ ДЛЯ ЕЕ ВВОДА, поставляемЫХ в ктк**

СОДЕРЖАНИЕ

[Вводная часть 2](#_Toc67748367)

[1. Технические требования к АФП 2](#_Toc67748368)

[1.1. Основные параметры и характеристики 2](#_Toc67748369)

[1.2. Требования к Поставщику 3](#_Toc67748370)

[1.3. Комплектность поставки 3](#_Toc67748371)

[1.4. Требования к документации, хранящейся на НПС 4](#_Toc67748372)

[1.5. Маркировка 4](#_Toc67748373)

[1.6. Упаковка 5](#_Toc67748374)

[2. Технические требования к оборудованию ввода АФП 5](#_Toc67748375)

[2.1. Общие технические требования 5](#_Toc67748376)

[2.2. Технические требования к блок-боксам ввода АФП 6](#_Toc67748377)

[2.3. Требования к оборудованию КИПиА блок-боксов ввода АФП 7](#_Toc67748378)

[2.4. Требования к документации Поставщика на оборудование ввода АФП 8](#_Toc67748379)

[2.5. Требования к документации на оборудование ввода АФП, хранящейся на НПС 9](#_Toc67748380)

[3. Правила приёмки АФП 9](#_Toc67748381)

[3.1. Требования к обеспечению качества АФП Поставщиком 9](#_Toc67748382)

[3.2. Требования к входному контролю качества АФП в КТК 10](#_Toc67748383)

[3.3. Требования к контролю эффективности АФП в КТК 10](#_Toc67748384)

[4. Требования к обслуживанию оборудования ввода АФП 11](#_Toc67748385)

[4.1. Требования к обслуживанию и ремонту оборудования 11](#_Toc67748386)

[4.2. Требования к техническому персоналу Поставщика 11](#_Toc67748387)

# Вводная часть

Настоящие технические требования разработаны для проведения тендера на оказание услуги по поставке антифрикционной (противотурбулентной) присадки (далее АФП), оборудования для её ввода в нефтепроводную систему КТК (далее НС КТК), техническому обслуживанию и ремонту данного оборудования.

# Технические требования к АФП

## Основные параметры и характеристики

* + 1. Поставляемая АФП должна соответствовать требованиям и нормам настоящего документа и изготавливаться в соответствии с рецептурой и технологическим регламентом, утверждёнными Производителем в установленном порядке.
		2. По физико – химическим показателям поставляемая АФП должна соответствовать требованиям и нормам, указанным в Таблице 1.

Таблица 1. Требуемые физико – химические показатели АФП

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Наименование показателя** | **Значение****показателя** | **Рекомендуемый метод анализа** |
| Эффективность снижения гидравлического трения (при 40 ppm), % | не менее 66 | Проведение опытно-промышленных испытаний |
| Плотность при 20 0С, не более (кг/м3) | 1100 | ГОСТ 3900-85 |
| Температура вспышки в закрытом тигле 0С, не менее | 70 0С | ГОСТ 6356-75 |
| Температура застывания 0С, не ниже | -40 0С | ГОСТ 20287-91 |
| Вязкость сП, не более | 500 | ГОСТ 25271-93  |
| Температура начала кипения 0С, не менее | 100 | ГОСТ 2177-99 |
| Содержание твёрдых частиц % по весу, не более | 45 |  |
| Седиментационная устойчивость (время начала расслоения) часы, не менее | 72 | Проведение испытаний при соблюдении условий хранения |
| Рабочий диапазон температуры воздуха окружающей среды | -40 до +50 |  |
| Рабочий диапазон температуры перекачиваемой нефти, 0С | -5 до +65 |  |

* + 1. Поставляемая АФП, при применении в рекомендуемых допустимых концентрациях (до 40 ppm), не должна ухудшать товарные качества транспортируемой нефти.
		2. Поставляемая АФП должна представлять собой водную, спиртовую или иную суспензию активного полимера и должна обладать гарантированной способностью быть закачанной на всех НПС НС КТК с помощью дозировочного оборудования, поставляемого Поставщиком.
		3. Полимер АФП должен иметь молекулярную совместимость с транспортируемыми в трубопроводной системе углеводородами и должен растворяться в транспортируемой нефти, не оседая при этом на стенках. Полимер АФП не должен являться центром кристаллизации асфальто-смолисто-парафиновых отложений транспортируемой среды (результаты испытаний в лаборатории Изготовителя вносятся в Паспорт качества партии АФП).
		4. Поставляемая АФП должна обладать незначительной величиной деградации по мере продвижения по линейной части с потоком нефти (не более 5% эффективности снижения гидравлического трения на 100 км длины трубопровода независимо от производительности перекачки нефти по трубопроводу.
		5. Срок годности с сохранением заявленного качества поставляемой АФП, должен составлять не менее 12 месяцев со дня поставки продукта в КТК (срок исчисляется от даты приёма-передачи контейнера с АФП), при соблюдении условий обращения и хранения.
		6. Вся принимаемая КТК АФП должна соответствовать Паспорту безопасности химической продукции (включая раздел: Меры безопасности при обращении с АФП) и инструкции по безопасному обращению с АФП. Обо всех изменениях в составе АФП КТК должен уведомляться Поставщиком в двухнедельный срок.

## Требования к Поставщику

* + 1. Поставщик должен иметь опыт поставок и применения предлагаемой АФП на магистральных нефтепроводных системах (наличие положительных отзывов и рекомендаций Заказчиков);
		2. Поставщик должен обладать производственными мощностями и логистико – экономической базой, позволяющей обеспечивать поставку АФП в объёме не менее 7600 тонн продукта в год;
		3. Производитель должен иметь официальные представительства компании как на территории Российской Федерации (РФ), так и территории Республики Казахстан (РК);
		4. Поставщик должен обладать логистико-складской инфраструктурой на территории РФ и территории РК, обеспечивающие:
* сохранность и хранение АФП в контейнерах согласно требованиям поставщика\изготовителя;
* возможность доставки АФП со склада на любую НПС КТК в течение не более 3 суток после получения от КТК письменной Заявки на поставку;
* хранение гарантированного неснижаемого запаса АФП в контейнерах, который должен составлять величину, равную 2-х месячному прогнозному объёму потребления каждой НПС КТК.
	+ 1. Поставщик должен обладать необходимым количеством контейнеров (тары), достаточным для обеспечения в требуемый срок поставки АФП на все НПС КТК.

## Комплектность поставки

* + 1. Заявленная антифрикционная присадка (АФП);
		2. упаковка (тара) согласно п. 1.6;
		3. маркировка (этикетка) на таре согласно п. 1.5;
		4. сведения об изготовителе\поставщике (полное наименование и адрес) – в составе маркировочных надписей на этикетке;
		5. Паспорт качества партии АФП Производителя;
		6. Калибровочная таблица на тару.

## Требования к документации, хранящейся на НПС

Наличие обеспечивается Поставщиком.

* + 1. Инструкция по безопасному обращению с АФП,
		2. Технические условия на АФП;
		3. Сертификат на применение химпродукта в технологических процессах добычи и транспорта нефти (только для Российской Федерации);
		4. Заключение уполномоченных органов РФ и РК о возможности применения химпродукта в нефтяной отрасли;
		5. Разрешение Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК на применение АФП (только для Республики Казахстан);
		6. Свидетельство Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК «Комитета индустриального развития и промышленной безопасности» о регистрации химической продукции (только для Республики Казахстан);
		7. Паспорт безопасности химической продукции по ГОСТ 30333-2007. В состав указанного документа обязательно должны входить следующие разделы:
* Идентификация химической продукции и сведения о производителе или поставщике;
* Идентификация опасности (опасностей);
* Состав (информация о компонентах);
* Гигиенические нормативы для данной химической продукции в воздухе рабочей зоны;
* Симптомы отравления при вдыхании, попадании на кожу, проглатывании;
* Меры по оказанию первой помощи пострадавшим;
* Меры и средства обеспечения пожаровзрывобезопасности;
* Порядок действий при ликвидации аварийных и чрезвычайных ситуаций;
* Меры безопасности при обращении с АФП;
* Меры по защите окружающей среды;
* Рекомендации по удалению отходов (остатков).
	+ 1. Сертификат соответствия ТЭКсерт (только для Российской Федерации);
		2. Паспорт безопасности химической продукции Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК «Комитета индустриального развития и промышленной безопасности» (только для Республики Казахстан).

## Маркировка

* + 1. Маркировка, характеризующая упакованную АФП, должна содержать:
* наименование продукта;
* наименование предприятия – изготовителя и его товарный знак;
* номер партии;
* номер контейнера;
* масса нетто;
* объём;
* масса брутто;
* дата изготовления;
* обозначение действующих технических условий на поставляемую АФП;
* меры предосторожности при транспортировании и хранении;
* температурный диапазон хранения АФП;
	+ 1. Номер контейнера является сквозной (порядковой) нумерацией заполняемых АФП контейнеров. Ведётся поставщиком/изготовителем.
		2. Маркировка наносится при помощи трафарета, бумажной этикетки или ярлыка, который приклеивают на каждое тарное место (контейнер). Допускается наносить маркировку непосредственно на тару окраской по трафарету, специальной маркировочной машиной, штрих-кодом или QR-кодом.

## Упаковка

* + 1. Стандартной тарой должен являться типовой ISO-контейнер номинальной вместимостью 24 000 литров (масса полного ISO-контейнера должна находиться в пределах 19000 - 23600 кг), имеющий действующее освидетельствование и калибровочную таблицу заверенные сертификационным органом.
		2. Типовой ISO-контейнер должен предназначаться для хранения, автомобильной перевозки АФП и пр., и иметь:
* прямоугольный силовой каркас из профильного металла;
* специальные проушины для грузозахватных приспособлений при погрузо-разгрузочных операциях автокраном;
* сливно-наливной патрубок;
* подъёмную лестницу;
* верхний смотровой люк, снабжённый пешеходными площадками для персонала, занимающегося погрузочно-разгрузочными операциями с контейнером;
* быстросъёмное ограждение леерного типа, обеспечивающее безопасность персонала при работе на контейнере;
* переходной мостик связующий две площадки обслуживания контейнеров (в случае использования для ввода АФП.
	+ 1. Заполненная тара должна иметь степень заполнения не менее 90% и должна быть герметично закрыта.
		2. Целостность и герметичность контейнеров должна быть обеспечена Поставщиком благодаря периодическому осмотру и обслуживанию в соответствии с установленным у Поставщика техническим регламентом.
		3. Осмотр и очистка контейнеров до заливки АФП на предприятии Поставщика должна быть обеспечена Процедурой контроля качества, принятой у Поставщика.

# Технические требования к оборудованию ввода АФП

## Общие технические требования

* + 1. Поставщик должен обеспечить все НПС КТК модульными блок-боксами ввода АФП, которые, при условии обеспечения данного оборудования электроэнергией, обеспечат бесперебойную закачку АФП в течение всего периода применения АФП;
		2. Поставщик также должен обеспечить поставку специального оборудования постоянного или периодического действия, обеспечивающего исключения седиментации АФП;
		3. Оборудование блок-боксов (включая технологические соединительные узлы - узел манифольдов) должно обеспечивать возможность проведения всех необходимых технологических операций с поставляемой в ISO контейнерах АФП, в том числе:
* ввод АФП в магистральный нефтепровод при помощи насосного дозирующего оборудования;
* перекачку АФП из одного (например: транспортируемого на автомобильной платформе) контейнера в другой (например: рабочий расходный хранения АФП, установленный на площадке КТК) контейнер без привлечения крановой техники;
	+ 1. Блок-боксы должны быть укомплектованы необходимыми для присоединения к контейнерам и к существующим узлам ввода АФП шлангами низкого и высокого давления;
		2. Шланги низкого и высокого давления должны соответствовать конструктивным решениям точки ввода АФП (Приложение 2, необходимо уточнять по месту для каждой НПС), площадок размещения контейнеров с АФП и блок-боксов ввода АФП. Длина шлангов выбирается в соответствии с конструкцией блок-бокса и расположения площадки его установки относительно площадки установки контейнеров с АФП и точки ввода АФП в МН, необходимо уточнять по месту для каждой НПС;
		3. Блок-боксы должны иметь возможность управления установленным насосным оборудованием как в местном, так и в дистанционном режимах по системе СКАДА КТК (иметь совместимость с системой автоматики и управления на объектах КТК согласно требованиям п.2.3);
		4. Требуемое к поставке количество блок-боксов – 17 единиц: 15 из которых будут находиться на НПС КТК и по одному резервному блок-боксу на складах Поставщика в РФ и РК.
		5. Расположение кабельных вводов указаны на схеме (Приложение 1, необходимо уточнять по месту для каждой НПС)

## Технические требования к блок-боксам ввода АФП

* + 1. Блок-бокс ввода АФП рекомендуется изготавливать на базе теплоизолированного морского 20-ти футового контейнера или выполнить аналогичного типоразмера;
		2. Блок-бокс ввода АФП должны быть укомплектован необходимыми системами обогрева, вентиляции и кондиционирования, обеспечивающими как работоспособность установленного оборудования, так и нормальные условия труда для обслуживающего персонала;
		3. Блок-бокс ввода АФП должен предусматривать полное резервирование:

- основных насосных агрегатов - подпорных и дозирующих насосов;

- фильтров на линиях подачи АФП от контейнеров.

* + 1. Максимальная производительность каждого из дозирующих насосов должна быть не ниже 300 л/ч, максимально производительность блок-бокса должна обеспечивать производительность 600 л/ч;
		2. Фильтры должны быть оборудованы быстросъёмным устройством для оперативной очистки фильтрующего элемента;
		3. Блок – бокс ввода АФП должен быть оборудован насосом для выполнения операций по перекачке АФП из контейнера в контейнер;
		4. Электроустановки Блок-бокса ввода АФП должно быть взрывозащищенного исполнения 2 Exd IIA T3 с подтверждением действующими Сертификатами ATEX. Блок бокс должен быть подключен к стационарному контуру заземления оцинкованной сталью. Электротехническое оборудование блок-бокса должно включать в себя всю необходимую пускозащитную аппаратуру, обеспечивающую безопасную и надёжную работу электрооборудования блок-бокса. Точкой подключения к электроснабжению является клеммный ящик, установленный на площадке размещения контейнера.

## Требования к оборудованию КИПиА блок-боксов ввода АФП

Блок-бокс ввода АФП должен иметь возможность подключения к существующей системе управления нефтепроводом (СКАДА) и управляться этой системой, согласно существующему в настоящий момент алгоритму управления процессом ввода АФП.

Для подключения сигналов управления, на внешних стенках Блок-бокса ввода АФП должны быть установлены соответствующие клеммные коробки согласно схемы (Приложение 1) со следующим основным перечнем передаваемых сигналов:

* + 1. Блок-бокс ввода АФП должен быть укомплектован многофункциональным расходомером, позволяющим передавать в систему управления заказчика и контролировать «по месту» оперативным персоналом мгновенный объёмный расход АФП, мгновенный массовый расход АФП, плотность закачиваемой АФП. Для передачи данных применяется аналоговый сигнал 4-20 мА:

- для передачи объёмного расхода соответствующий шкале расхода 0 – 600 л/ч;

- для передачи массового расхода соответствующий шкале расхода 0 – 1200 кг/ч;

- для передачи плотности АФП соответствующий шкале расхода 0 – 2000 кг/м3.

* + 1. Для контроля текущего значения давления в трубопроводах Узла ввода АФП, блок-бокс должен быть оборудован датчиком избыточного давления, позволяющим передавать в систему управления заказчика и контролировать «по месту» оперативным персоналом текущее значение давления в напорной линии блок-бокса. Для передачи данных применяется аналоговый сигнал 4-20 мА, который должен соответствующий шкале расхода 0 – 10 МПа.
		2. Для контроля протечек на оборудовании Узла ввода АФП блок-бокс должен быть оборудован сигнализатором контроля протечек (сигнализатор уровня в нижней точке уклона пола блок-бокса). Для передачи данных в систему управления заказчика применяется дискретный сигнал типа «сухой контакт».
		3. Блок-бокс ввода АФП должен быть укомплектован локальной системой газо- пожарообнаружения, позволяющей в автоматическом режиме контролировать концентрацию углеводородов и наличия возгорания, а также осуществлять аварийное отключение эл. установок в случае пожара и аварийной загазованности. Система должна быть оборудована локальными средствами оповещения о пожаре и газе внутри и снаружи блок-бокса. Для передачи данных в систему управления заказчика применяется дискретный сигнал типа «сухой контакт»: «ВНИМАНИЕ»; «ПОЖАР»; «НЕИСПРАВНОСТЬ СОПГ»; «Загазованность 10%»; «Загазованность 30%».
		4. Подпорные и дозирующие насосы должны быть укомплектованы локальной панелью управления (возможно применение одной панели для всех насосов). Локальная панель управления должна осуществлять аварийную остановку насоса по превышению рабочего давления в напорной линии насоса и по «сухому ходу» (приборы контроля определяет поставщик оборудования) с сигнализацией по месту «аварийная остановка насосов».
		5. Запуск и остановка подпорных и дозирующих насосов должны осуществляться локально с местной панели управления и дистанционно с системы управления заказчика. Выбор режима управления насосами осуществляется с местной панели управления ключом выбора режима. Для выдачи команд в дистанционном режиме от системы управления заказчика применяется дискретные сигналы типа «сухой контакт»: «СТАРТ»; «СТОП».
		6. Для дистанционного контроля работы насосов в систему управления заказчика передаются дискретные сигналы типа «сухой контакт»: «Местный/Дистанционный режим»; «В работе/Остановлен»; «Неисправность насоса» (включая остановку насосов локальной панелью).
		7. Локальная панель управления дозирующих насосов должна позволять задания количества вводимой присадки в местном режиме (с панели) и в дистанционном режиме от системы управления заказчика. Выбор режима задания количества присадки осуществляется с местной панели управления ключом выбора режима. Для передачи вводимого количества присадки от системы управления заказчика применяется аналоговый сигнал 4-20 мА соответствующий шкале массового расхода 0 – 1200 кг/ч;
		8. Оборудование КИП в комплекте блок-бокса АФП должны соответствовать общим техническим требованиям ОТТ КТК 09.02.2019 и быть сертифицированным для применения на территории РФ или РК.
		9. Оборудование локальной системой газо- пожарообнаружения в комплекте блок-бокса АФП должны соответствовать общим техническим требованиям ОТТ КТК 13.09.2019.
		10. Перед вводом в эксплуатацию Поставщик разрабатывает и согласовывает программу индивидуальных испытаний системы СОПГ, проводит индивидуальные испытания системы СОПГ в присутствии представителей Заказчика.

## Требования к документации Поставщика на оборудование ввода АФП

* + 1. Поставщик АФП должен представить следующие разрешительные документы, позволяющие применение его оборудования на объектах нефтяной и газовой промышленности:
* Декларации о соответствия требованиям технических регламентов ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», ТР ТС 020/2011 «Электромагнитная совместимость технических средств» на каждую единицу оборудования;
* Сертификат соответствия требованиям Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 012/2011 «О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах»;
* Разрешение Министерства индустрии и инфраструктурного развития РК «Комитета индустриального развития и промышленной безопасности» РК на применение оборудования блок-боксов ввода АФП (для территории РК);
* Инструкцию по эксплуатации оборудования на русском и английском языках (для территории РФ, для территории РК дополнительно на казахском языке).

## Требования к документации на оборудование ввода АФП, хранящейся на НПС

* + 1. Для безопасной и надёжной работы оборудования ввода АФП на каждой НПС должно находиться Общее руководство и Инструкция по эксплуатации оборудования ввода АФП. В состав указанных документов должны входить следующие разделы:
* Общее описание блок-бокса ввода АФП;
* Технологическая схема блок-бокса ввода АФП;
* Однолинейная схема электрооборудования блок-бокса ввода АФП;
* Схема КИПиА блок-бокса ввода АФП;
* Описание философии управления и автоматизации;
* Схемы соединений внешних проводок КИПиА и электроснабжения;
* Планы расположения оборудования и проводок оборудования СОПГ;
* Общие указания по устранению неисправностей;
* Подпорный насос;
* Рециркуляционный насос (или другое перемешивающее оборудование);
* Дозирующий насос;
* Расходомер;
* Нагреватель;
* Вытяжной вентилятор;
* Кондиционер;
* Консервация оборудования при останове на длительное время;
* График техобслуживания оборудования;
* Меры ТБ при работе с оборудованием и АФП.
	+ 1. На НПС поставщиком должно быть обеспечено наличие:
* Заводских паспортов и документации на механо-технологическое оборудование и на систему СОПГ, с листами учёта ТО и формулярами;
* Сертификатов в соответствии с Законами РФ и РК «Об обеспечении единства измерений»: датчики давления с жидкокристаллическим индикатором (здесь и далее: ЖКИ) и температуры (с ЖКИ), манометры, газоанализаторы, а также действующих сертификатов поверки указанных приборов.
* Действующих сертификатов калибровки расходомеров.
* Документов о соответствии требованиям ТР ТС 012/2010 на применяемое оборудование.

# Контроль качества АФП

## Требования к обеспечению качества АФП Поставщиком

* + 1. Поставщик должен в обязательном порядке осуществлять контроль качества произведённой АФП после её изготовления в соответствии с показателями Таблицы 1 и пунктов 1.1.5 и 1.1.6;
		2. Система контроля качества Поставщика АФП должна соответствовать стандарту ISO 9001:2015, а также:
* охватывать весь комплекс деятельности компании Поставщика;
* обеспечивать надёжную гарантию качества производимой продукции;
* обеспечивать контроль производственного процесса для всех партий продукции на протяжении всего срока исполнения договора.
	+ 1. После хранения АФП на складе более 6 месяцев, а также выборочно, по требованию Заказчика, Поставщик должен выполнять замеры эффективности готовой к использованию АФП при помощи собственной стендовой функциональной модели трубопровода в присутствии представителя заказчика. Указанная модель должна иметь КИП, позволяющий производить измерения:
* давления жидкости (не менее чем в 3-х точках стендовой модели);
* скорости потока / расхода жидкости;
* рабочей температуры жидкости (не менее чем в 3-х точках стендовой модели);
* количества вводимого АФП.
	+ 1. Поставщик должен обеспечить калибровку стендовой функциональной модели с учётом результатов натурных измерений КТК.
		2. Поставщик должен обеспечить сохранность арбитражных образцов партий АФП, переданных КТК, для последующих проверок качества в течение одного года от даты поставки.
		3. Поставщик должен разработать и внедрить систему предупредительных мероприятий для обеспечения гарантированного исполнения планов по производству продукции и поддержания требуемого для КТК качества продукции.

## Требования к входному контролю качества АФП в КТК

* + 1. Входному контролю качества может быть подвергнута проба из любого контейнера любой приходящей партии АФП по решению КТК.
		2. Входной контроль производится визуальным методом (определяется наличие расслоения АФП на полимер и растворитель), плотность и вязкость (измеряются переносными приборами, в лаборатории КТК или независимой лаборатории), показания которых сверяются с данными из сопровождающих документов на партию АФП.
		3. При наличии расслоения АФП выполняются мероприятия по её доведению до однородности согласно инструкции изготовителя\поставщика.

## Требования к контролю эффективности АФП в КТК

* + 1. Основной эксплуатационной характеристикой производимой Поставщиком АФП должна быть способность снижения гидродинамического сопротивления сегмента нефтепроводной системы при турбулентном режиме течения нефти по нему.
		2. АФП, при соблюдении персоналом КТК правил обращения, стабильными параметрами перекачиваемой нефти и общими условиями ввода АФП, должна обладать постоянной во времени эффективностью.
		3. Стабильность эффективности АФП должна выражаться постоянным по времени соотношением дозировки к сокращению гидродинамического сопротивления сегмента НС КТК, независимо от времени изготовления и партии поставки.
		4. КТК выполняет постоянный мониторинг фактической эффективности применяемой в КТК АФП.

# Требования к обслуживанию оборудования ввода АФП

## Требования к обслуживанию и ремонту оборудования

* + 1. Поставщик ответственен за исправное техническое состояние оборудования блок-боксов при условии соблюдения персоналом КТК правил технической эксплуатации переданного в обращение оборудования.
		2. Периодическое техническое обслуживание оборудования должно осуществляться специально обученными работниками компании Поставщика в соответствующие сроки, определённые документацией на оборудование согласно Графику ТО, согласованному с Заказчиком.
		3. Поставщик ответственен за ведение паспортов-формуляров на оборудования ввода АФП (механо-технологичесое, электрика, КИПиА).
		4. При возникновении неисправностей оборудования после оперативного сообщения от эксплуатации КТК персонал Поставщика должен предложить оперативные мероприятия по устранению неисправности и в течение 8 часов прибыть на НПС для устранения неисправности.
		5. Техническое обслуживание и ремонт КИПиА, СОПГ, оповещения о пожаре должны осуществляться в соответствии с требованиями, предусмотренными нормами и правилами РФ, РК (но не ограничиваясь);
		6. Объем и периодичность работ по техническому обслуживанию и ремонту оборудования КИП, выполняемый в рамках текущей эксплуатации, должен удовлетворять требованиям заводов-изготовителей, указанным в эксплуатационной документации.
		7. Для подтверждения соответствия средств измерений метрологическим требованиям должна быть предусмотрена обязательная периодическая поверка. Поверка должна также выполняться при вводе в эксплуатацию СИ, после проведения ремонта. Интервал между поверками СИ установлен в Сертификате об утверждении типа средств измерений.

## Требования к техническому персоналу Поставщика

* + 1. При возникновении технической неисправности, требующей квалифицированного вмешательства специалиста-ремонтника - представитель Поставщика обязан прибыть на НПС КТК в течение 8 часов с момента возникновения неисправности с необходимыми для ремонта запасными частями и оборудованием.
		2. Весь технический персонал Поставщика в обязательном порядке должен проходить регулярные обучение и аттестацию в уполномоченных организациях РК и РФ в следующих областях:
* Требования охраны труда;
* Общие требования промышленной безопасности;
* Требования безопасности в нефтяной и газовой промышленности;
* Требования по электробезопасности не ниже II –ой квалификационной группы;
* Пожарно-технического минимума;
* Специалисты компании Поставщика в РК должны иметь удостоверения, подтверждающие обучение технического персонала Компании Поставщика АФП Правилам Промышленной Безопасности в нефтегазовой отрасли в МЧС РК.
* Поверка СИ осуществляется юридическими лицами и/или индивидуальными предпринимателями, аккредитованными в соответствии с законодательством РФ и РК в области обеспечения единства измерений.

|  |  |
| --- | --- |
| Генеральный менеджер по эксплуатации / General Manager, Operations |  В.А. Шмаков /  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_V. Shmakov |
| Генеральный менеджер по транспорту нефти и коммерческим вопросам / General Manager, Oil Transportation and Commerce |   С.К. Муринов /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_S. Murinov |
| Начальник службы технологических расчетов /Service Head, Process Calculations |  А.В. Андрущенко /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ A. Andruschenko |

**Приложение №1**

**Схема расположения точек подключения КИПиА и эл.снабжения**

**на блок-боксе ввода АФП (уточнить по месту)**



**Приложение №2**

**Подключение блок-бокса установки ввода АФП**



**Длину рукава уточнить по месту**

¾'' или 1'', уточнить по месту

LIST

OF GENERAL TECHNICAL REQUIREMENTS TO DRA AND DRA INJECTION EQUIPMENT SUPPLIED TO CPC

CONTENTS

[Introduction 2](#_Toc68780012)

[1. Technical requirements for DRA 2](#_Toc68780013)

[1.1. Key parameters and characteristics 2](#_Toc68780014)

[1.2. Requirements for Supplier 3](#_Toc68780015)

[1.3. Supplied package contents 3](#_Toc68780016)

[1.4. Requirements for documents stored at PS 3](#_Toc68780017)

[1.5. Marking 4](#_Toc68780018)

[1.6. Packaging 5](#_Toc68780019)

[2. DRA injection equipment technical requirements 5](#_Toc68780020)

[2.1. General technical requirements 5](#_Toc68780021)

[2.2. DRA injection skid technical requirements 6](#_Toc68780022)

[2.3. DRA injection skid instrumentation and automation requirements 6](#_Toc68780023)

[2.4. Supplier DRA injection equipment document requirements 8](#_Toc68780024)

[2.5. Requirements for DRA injection equipment documents stored at PS 8](#_Toc68780025)

[3. DRA acceptance rules 9](#_Toc68780026)

[3.1. Requirements for DRA quality assurance by Supplier 9](#_Toc68780027)

[3.2. CPC DRA receiving quality inspection requirements 9](#_Toc68780028)

[3.3. CPC DRA performance control requirements 10](#_Toc68780029)

[4. DRA injection equipment maintenance requirements 10](#_Toc68780030)

[4.1. Equipment maintenance and repair requirements 10](#_Toc68780031)

[4.2. Requirements for Supplier's technical personnel 10](#_Toc68780032)

 [13](#_Toc68780033)

# Introduction

These technical requirements have been developed to support a tender for delivery of services in supply of drag-reducing (anti-turbulence) agent (“DRA”), equipment for its injection into CPC crude oil pipeline transportation system (“CPC System”), maintenance and repair of this equipment.

# Technical requirements for DRA

## Key parameters and characteristics

* + 1. Supplied DRA must meet the requirements and standards of this document and be manufactured to the formula and process procedure duly approved by Manufacturer.
		2. Supplied DRA physical and chemical properties must meet requirements and standards shown in Table 1.

Table 1. Required DRA physical and chemical properties

|  |  |  |
| --- | --- | --- |
| **Property** | **Value****of property** | **Recommended method of analysis** |
| Hydraulic friction reduction effectiveness (at 40 ppm), % | ≥ 66 | Field pilot test |
| Density at 20 0С, ≤ (kg/m3) | 1100 | GOST 3900-85 |
| Closed-cup flash point 0С, ≥ | 70 °C | GOST 6356-75 |
| Pour point 0С, ≥ | -40 °C | GOST 20287-91 |
| Viscosity cP, ≤ | 500 | GOST 25271-93  |
| Boiling point 0С, ≥ | 100 | GOST 2177-99 |
| Solids content % by weight, ≤ | 45 |  |
| Sedimentation stability (stratification point) hours, ≥ | 72 | Testing at specified storage conditions |
| Operating temperature of ambient air | -40 to +50 |  |
| Operating temperature of crude oil pumped, 0С | -5 to +65 |  |

* + 1. DRA supplied when used in recommended permissible concentrations (up to 40 ppm) must not degrade commercial properties of crude oil transported.
		2. Supplied DRA must be a water, alcohol or other suspension of an active polymer and have guaranteed injectability at all CPC System PS using dosing equipment provided by Supplier.
		3. DRA polymer must be molecularly compatible with the hydrocarbons moved through the pipeline system and dissolve in the crude oil flown without wall residue. DRA polymer must not be the crystallization grain for wax sediment of the moved fluid (testing results from Manufacturer’s laboratory are entered in the DRA batch quality passport).
		4. Supplied DRA must have an insignificant degradation value as it progresses through the mainline with the oil stream (not to exceed 5% of hydraulic friction reduction effect per 100 km of pipeline length regardless of system flow rate.
		5. The shelf life with retention of claimed quality of supplied DRA must be at least 12 months from the day of product delivery to CPC (period counted from the date delivery taken of DRA holding container) given followed handling and storage conditions.
		6. All DRA accepted by CPC must meet Chemical Product Safety Data Sheet (including section ‘DRA safe handling measures’) and DRA safe handling guidelines. Supplier must report all DRA composition changes to CPC within a two-week period.

## Requirements for Supplier

* + 1. Must have shipment and application experience of proposed DRA at crude oil mainline transportation systems (supported by positive Customer feedback and references);
		2. Must have production and logistics capabilities to maintain DRA deliveries of at least 7600 t of product per year;
		3. Must have official company representative offices in both Russian Federation (RF) and Republic of Kazakhstan (RK);
		4. Must have in-country RF and RK logistics/warehouse infrastructure to provide:
* DRA integrity and storage in containers per supplier/manufacturer's requirements;
* DRA delivery from warehouse to any CPC PS within a period not to exceed 3 days following receipt from CPC of a written Delivery Request;
* storage of a guaranteed irreducible stock of containerized DRA to match 2-month usage forecast levels for each CPC PS.
	+ 1. Must carry a quantity of containers (receptacle) sufficient to secure on-time DRA deliveries to all CPC PS.

## Supplied package contents

* + 1. Specified drag-reducing agent (DRA);
		2. Packaging (tankage) per Item 1.6;
		3. Marking (labeling) the tare per Item 1.5;
		4. Manufacturer/supplier detail (full entity name and address) – as part of marking text on label;
		5. DRA manufacturer batch quality passport;
		6. Calibration tables for the tare.

## Requirements for documents stored at PS

Supplier to ensure availability of the documents.

* + 1. Safe DRA handling procedure,
		2. DRA product manufacturing specification;
		3. Certificate for use of chemical in production processes of crude oil extraction and transportation (RF only);
		4. Statement of the Russian and Kazakh authorities on fitness for oil industry applications;
		5. Permit for use of DRA by RK Ministry of Industry and Infrastructural Development (RK only);
		6. Certificate of chemical registration by RK Ministry of Industry and Infrastructural Development's Committee for Industrial Development and Technical Safety (RK only);
		7. Chemical product safety data sheet per GOST 30333-2007. This document must contain the following sections:
* Chemical identification and information on the manufacturer and supplier;
* Hazard (hazards) identification;
* Composition (components data);
* Hygienic limits for chemical presence in work area air;
* Poisoning symptoms from inhaling, skin contact, swallowing;
* First aid;
* Fire/explosion safety;
* Catastrophic failure and emergency response;
* DRA handling safety;
* Environment protection;
* Waste (residuals) removal recommendations.
	+ 1. TEKsert compliance certificate (RF only);
		2. Chemical product safety data sheet by RK Ministry of Industry and Infrastructural Development's Committee for Industrial Development and Technical Safety (RK only).

## Marking

* + 1. Marking that characterizes packed DRA must contain:
* product name;
* manufacturer's name and trademark;
* batch number;
* container number;
* net mass;
* volume;
* gross mass;
* date of manufacture;
* reference to current product manufacturing specification for supplied DRA;
* transportation and storage precautions;
* DRA storage temperature.
	+ 1. The container number is produced by continuous (ordinal) numbering of DRA containers being filled. Maintained by supplier/manufacturer.
		2. Marking is applied using a stencil, paper label or tag affixed to each unit of tankage (container). Marking may be applied directly onto tankage by painting over a stencil or special marking machine as bar codes or QR codes.

## Packaging

* + 1. Standard tankage must be typical ISO container nominal capacity 24 000 l (mass of full ISO container must fall within 19000 - 23600 kg) with a valid inspection and calibration table endorsed by a certification authority.
		2. Typical ISO container must be designed for storage and road transportation of DRA, etc. and include:
* rectangular bearing frame made of profiled metal;
* special lugs for hauling devices to enable handling by crane truck;
* drain/fill valve;
* access ladder;
* top manhole with foot decks for loading/unloading personnel;
* portable personnel safety rail system;
* crossover stairs connecting two tank maintenance platforms (if used for DRA injection).
	+ 1. Filled tankage must be at least 90% full and hermetically sealed.
		2. Supplier ensures container integrity and containment using periodic inspection and maintenance subject to Supplier's formal operating procedure.
		3. DRA container pre-fill inspection and cleaning at Supplier's facility must be supported by a Quality Control Procedure in place with Supplier.

# DRA injection equipment technical requirements

## General technical requirements

* + 1. Supplier will provide all CPC PS with modular DRA injection system enclosures (“skids”) that subject to electrical energy supply to this equipment will ensure uninterruptible DRA injection throughout the entire period of DRA use;
		2. Supplier must also ensure supply of special DRA anti-sedimentation equipment operating continuously or periodically;
		3. Skid equipment (including process connections - manifold assembly) must enable execution of all necessary workflow steps with DRA supplied in ISO containers including the following:
* DRA injection into crude oil mainline using dosing pump equipment;
* DRA transfer by pumping from one (e.g., transported on a motor vehicle platform) vessel into another (e.g., a service DRA storage vessel installed at CPC site) without using cranes;
	+ 1. Skids must be complete with low and high pressure hoses to connect to containers and existing DRA injection assemblies;
		2. High and low pressure hoses shall match the design of DRA injection point (Exhibit 2, to be checked locally at each pump station), DRA container sites and DRA injection skids. Hose length shall be selected according to the skid design and its site layout respective to the DRA container site and the point of DRA injection in the pipeline, need to check locally at each pump station for each PS;
		3. Skids must have both local and remote control functionality for installed pumps through CPC SCADA system (be compatible with CPC automation and control system per Item 2.3);
		4. Quantity of skids required for supply – 17 units: 15 of which will be located at CPC PS and one each backup skid held at Supplier's warehouses in RF and RK.
		5. Cable gland layout is shown on the diagram (Exhibit 1, to be confirmed for each PS)

## DRA injection skid technical requirements

* + 1. DRA injection skid to be manufactured on the basis of insulated marine 20-foot container or similar;
		2. DRA skid to be packaged with appropriate heating, ventilation and air-conditioning systems that ensure both functionality of installed equipment and adequate working environment for maintenance personnel;
		3. DRA injection skid must provide 100 per cent redundancy:

- mainline pump units - booster and dosing pumps;

- filters on DRA injection from containers.

* + 1. Maximum capacity of each of the dosing pumps must be at least 300 l/h, maximum skid capacity must deliver performance of 600 l/h;
		2. Filters must have a quick release fitting for prompt cleaning of filtration element;
		3. DRA injection skid shall be equipped with a pump to ensure DRA transfer from one container to another;
		4. Electrical units of DRA injection skid must be type 2 Exd IIA T3 supported by valid ATEX Certificates. The skid shall be connected to a stationary earthing loop with galvanized steel. Skid electrical equipment must include all required start protection systems that allow safe and reliable function of skid electrical equipment. Power supply connection is represented by a terminal box installed on the container site.

## DRA injection skid instrumentation and automation requirements

DRA injection skid must include connectivity to existing crude oil pipeline control system (SCADA) and be controlled by this system in line with currently effective DRA injection process control algorithm;

For connection of control signals external skid walls must include appropriate junction boxes according to the diagram (Exhibit 1) with the following key list of signals transmitted:

* + 1. DRA injection skid must be configured with a multifunctional flow meter to allow instant DRA volumetric consumption, instant DRA mass consumption, injected DRA density to be transmitted to the customer's control system and to be supervised locally by operations personnel. Analogue (4-20 mA) signal will be used for data transmission:

- to transmit volumetric flow rate corresponding to a flow scale of 0 - 600 l/h;

- to transmit mass flow rate corresponding to a flow scale of 0 - 1200 kg/h;

- to transmit DRA density corresponding to a flow scale of 0 - 2000 kg/m3;

* + 1. To control current pressure value in the pipelines of the DRA injection unit, she skid shall be equipped with overpressure sensor allowing for the current value of skid discharge line pressure to be transmitted to the customer’s system and to be supervised locally by operations personnel. Analogue (4-20 mA) signal will be used for data transmission, corresponding to a flow scale of 0 - 10 MPa.
		2. To ensure leak control on the equipment of the DRA injection unit, the skid shall be equipped with leak control signaler (level signaler in the lowest point of the skid floor slope). “Dry contact” digital signal will be used for data transmission to the customer’s control system.
		3. DRA injection skid will be equipped with a local fire and gas detection system allowing for automatic control of hydrocarbon concentration and fire, as well as emergency shutdown of electrical equipment in the event of fire and emergency gas content. The system must be equipped with local fire and gas alarms inside and outside of the skid. “Dry contact” digital signal will be used for data transmission to the customer’s control system: “ATTENTION”; “FIRE”, F&G FAULT”; “10% Gas Content”; “30% Gas Content”.
		4. Booster and dosing pumps must be equipped with a local control panel (it is possible to use one panel for all pumps). Local control panel must implement emergency pump shutdown upon overpressure in the pump discharge line and upon “dry running” (control instruments to be defined by equipment supplier) with a local alarm “emergency pumps shutdown”.
		5. Booster and dosing pumps shall be started and stopped locally from the local control panel and remotely from the customer’s control system. Pump control mode to be selected from the local control panel with a mode selection key. “Dry contact” digital signals will be used for data transmission from the customer’s control system: “START”; “STOP”.
		6. “Dry contact” digital signals will be transmitted to the customer’s control system to ensure pumps remote control as follows: “Local/Remote”; “In operation/Stopped”; “Pump fault” (including pumps shutdown with a local panel).
		7. Local control panel of the dosing pumps must allow for the required quantity of the injected DRA to be specified locally (from the panel) and remotely from the customer’s control system. DRA quantity setup mode to be selected from the local control panel with a mode selection key. Analogue (4-20 mA) signal corresponding to a flow scale of 0 - 1200 kg/h will be used to transmit the injected DRA quantity from the customer’s control system;
		8. Instruments included in the package with DRA skid shall comply with General Technical Requirements CPC OTT 09.02.2019 and be certified for application in RF or RK.
		9. Local fire and gas detection system equipment within the DRA skid package shall comply with General Technical Requirements CPC OTT 13.09.2019.
		10. Prior to commissioning, Supplier shall develop and get approved an individual testing program for the F&G system and conduct F&G individual testing witnessed by Customer representatives.

## Supplier DRA injection equipment document requirements

* + 1. DRA Supplier is expected to submit the following permissive documents that enable use of their equipment at oil and gas industry facilities:
* Declaration of conformity to requirements of technical regulations CU TR 010/2011 “On safety of machines and equipment”, CU TR 020/2011 “Electromagnetic compatibility of technical systems” for each unit of equipment;
* Certificate of compliance with CU TR 012/2011 “On safety of equipment operating in explosion risk environments”;
* Permit by RK Ministry of Industry and Infrastructural Development's Committee for Industrial Development and Technical Safety for use of DRA injection skid equipment (RK only);
* Equipment Operator's Manual in Russian and English languages (for RF locations; for RK locations, a further copy in Kazakh language).

## Requirements for DRA injection equipment documents stored at PS

* + 1. To achieve safe and reliable service of DRA injection equipment each PS must hold a copy of DRA injection equipment General Guideline and Operator’s Manual. These documents must include the following sections:
* General description of DRA skid;
* DRA skid process diagram;
* DRA skid electrical equipment single-line diagram;
* DRA skid instrumentation and automation diagram;
* Control and automation philosophy description;
* External instrumentation and power supply wiring diagrams;
* F&G equipment and wiring layout;
* General troubleshooting instructions;
* Booster pump;
* Recirculation pump (or other mixing equipment);
* Dosing pump;
* Flow meter;
* Heater;
* Exhaust fan;
* Air conditioner;
* Equipment preservation for long-term outage;
* Equipment maintenance schedule;
* Safe equipment use and DRA handling precautions.
	+ 1. Supplier shall ensure availability of the following at the PS:
* Manufacturer’s passports and documentation for mechanical equipment and F&G system, with maintenance sheets and logbooks;
* Certificates in accordance with Russian and Kazakh laws “On ensuring uniformity of measurements”: pressure (LCD) and temperature (LCD) sensors, pressure gauges, gas analyzers as well as valid verification certificates of these instruments..
* Valid certificates for calibration of flow meters
* Documents on compliance with the requirements of ТР ТС 012/2010 with regards to the equipment to be used.

# DRA quality control

## Requirements for DRA quality assurance by Supplier

* + 1. Supplier is required to provide quality control of ready DRA following its manufacture to meet values shown in Table 1 and Items 1.1.5 and 1.1.6;
		2. Supplier's DRA quality control system must be ISO 9001:2015 compliant and address the following:
* cover all aspects of the Supplier's company business;
* provide a reliable guarantee of quality of products manufactured;
* provide in-process control of manufacturing for all product batches throughout the term of the contract.
	+ 1. Following expiry of 6 month DRA warehouse storage and selectively, upon Customer request, Supplier shall measure effectiveness of ready-to-use DRA with own shop test pipeline functional mockup to be witnessed by customer representative. This model must have instrumentation to measure:
* liquid pressure (in at least 3 points of model);
* stream velocity /flow rate;
* fluid operating pressure (in at least at 3 points of model);
* Injected DRA quantity.
	+ 1. Supplier must calibrate the shop model to reflect results of CPC field measurements.
		2. Supplier must ensure security of retention samples from DRA batches provided by CPC for subsequent quality checks over the period of one year from delivery date.
		3. Supplier must develop and implement a system of preventive actions to ensure guaranteed fulfillment of product manufacturing plans and maintain product quality required for CPC.

## CPC DRA receiving quality inspection requirements

* + 1. A sample may be subjected to a receiving quality inspection from any container of any inbound DRA batch at CPC discretion.
		2. Method of receiving inspection will be visual (determines presence of DRA stratification into polymer and solvent), density and viscosity (measured by portable tools, at CPC laboratory or independent laboratory) whose readings will be matched to DRA batch supporting document data.
		3. If DRA is stratified, the actions advised by manufacturer/supplier's manual will be taken to homogenize it.

## CPC DRA performance control requirements

* + 1. The key performance metric of DRA produced by Supplier must be the ability to reduce hydrodynamic resistance in a segment of the pipeline system where turbulent crude oil flows occur.
		2. DRA is expected to deliver effectiveness that is constant over time provided CPC personnel's handling practices, stable parameters of crude oil being moved and general DRA injection conditions have been observed.
		3. DRA performance consistency must express as a correlation that is constant over time of dosage to reduction of hydrodynamic resistance in a CPC System segment , regardless of time of manufacture and batch of delivery.
		4. CPC performs ongoing monitoring of the actual efficiency of DRA applied by CPC.

# DRA injection equipment maintenance requirements

## Equipment maintenance and repair requirements

* + 1. Supplier is responsible for good working condition of skid equipment provided CPC personnel meets operating instructions for equipment transferred for use.
		2. Periodic equipment maintenance will be provided by specially trained Supplier company resources to a timeline defined by equipment documentation in compliance with the Maintenance Schedule agreed with Customer.
		3. Supplier shall be responsible for keeping logbooks for DRA injection equipment (mechanical, electrical, instrumentation).
		4. When equipment faults occur and following situational communication from CPC Operations Supplier personnel will propose immediate actions to correct a fault and report to PS location within 8 hours to provide response.
		5. Instrumentation, F&G and fire alarm maintenance and repair shall comply with the provisions of RF, RK norms and rules (without limitation);
		6. The scope and frequency of instrumentation maintenance and repair performed in the framework of current operations shall comply with the manufacturer requirements stated in the operational documentation.
		7. Mandatory regular checks must be provided in order to confirm measuring instrument compliance with metrological requirements. Calibration must also be performed at measuring instruments commissioning, after repair. Interval between measuring instruments calibration is established in the Certificate of instrument type approval.

## Requirements for Supplier's technical personnel

* + 1. If a fault occurs that requires qualified intervention by a repair specialist - a Supplier representative will report to CPC PS within 8 hours from the fault event with spare parts and equipment necessary for the repair.
		2. All Supplier's technical personnel is required to pass regular training and attestation with RK and RF authorized organizations in the following areas:
* Occupational safety;
* General requirements for industrial safety;
* Safety requirements in oil and gas industry;
* Electric safety requirements to as a minimum Qualification Group II;
* Fire Safety Basics;
* Supplier company specialists in RK must have identifications proving DRA Supplier technical personnel completed training in Oil and Gas Industry Technical Safety Regulations at RK Ministry for Emergency Situations.
* Measuring instruments calibration will be performed by legal entities and/or individual entrepreneurs accredited in line with RF and RK laws on unification of measurements.

|  |  |
| --- | --- |
| Генеральный менеджер по эксплуатации объектов /General Manager, Operations |  В.А. Шмаков /  \_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_V. Shmakov |
| Генеральный менеджер по транспорту нефти и коммерческим вопросам / General Manager, Oil Transportation and Commerce |   С.К. Муринов /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_S. Murinov |
| Начальник службы технологических расчетов /Service Head, Process Calculations |  А.В. Андрущенко /\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_\_ A. Andruschenko |

**Exhibit No. 1**

**Instrumentation/Automation and Power Supply Connection Points**

**on DRA skid (to be confirmed at site)**



Analog box

Digital box

Power cable entry

**Exhibit No. 2**

**DRA injection skid hook-up**



Flexible HP hose (rated for at least 10 MPa) to be provided by the container supplier

The length of the sleeve to be specified on site

The flex hose shall be equipped with a check valve and the required adaptors

# Check valve connection type: 1” FNTP

# Supplier scope

# CPC scope

# ¾'' or 1'' – to be specified on site

# HP hose