

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО

**АКЦИОНЕРНАЯ КОМПАНИЯ
ПО ТРАНСПОРТУ НЕФТИ «ТРАНСНЕФТЬ»**

ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ»

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ
РЕГЛАМЕНТЫ**

**(стандарты предприятия)
акционерной компании
по транспорту нефти «Транснефть»**

Том I

Москва 2003

**РЕГЛАМЕНТ
ОРГАНИЗАЦИИ КОНТРОЛЯ ЗА НОРМАТИВНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ МН И НПС В ОПЕРАТОРНЫХ НПС, ДИСПЕЧЕРСКИХ ПУНКТАХ РНУ
(УМН) И ОАО МН**

Утвержден 17 декабря 2002 г.

1. ОБЩАЯ ЧАСТЬ

1.1. Регламент определяет порядок контроля операторами НПС, диспетчерскими службами РНУ (УМН), ОАО МН, фактических параметров магистральных нефтепроводов, НПС и НБ на соответствие нормативно-технологическим параметрам.

Фактический параметр - реальное зафиксированное приборами значение контролируемой величины.

Нормативно-технологические параметры - параметры устанавливаемые ПТЭ МН, РД, Регламентами, ГОСТ, Проектами, Технологическими картами, Инструкциями по эксплуатации, Актами госповерок, и другими нормативными документами определяющие систему управления технологическим процессом перекачки нефти.

Отклонение - выход фактического параметра за границы установленных пределов в табл. 1 «Нормативно-технологические параметры работы магистральных нефтепроводов и НПС выводимые на экран АРМ оператора НПС, диспетчера РНУ (УМН) и ОАО МН» при снижении контролируемого параметра за пределы установленного минимально допустимого значения, а так же при увеличении контролируемого параметра за пределы установленного максимально допустимого значения.

1.2. Регламент предназначен для работников служб эксплуатации, информационных технологий, АСУ ТП, ОГ М, ОГЭ, службы технологических режимов, диспетчерских служб, РНУ (УМН), ОАО МН, операторов НПС, ЛГДС, НБ (далее НПС).

2. ОРГАНИЗАЦИЯ ДИСПЕЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА НОРМАТИВНЫМИ ПАРАМЕТРАМИ МН И НПС

2.1. Контроль на соответствие фактических параметров МН и НПС нормативно-технологическим параметрам осуществляется операторами НПС диспетчерскими службами РНУ и ОАО МН на мониторах персональных компьютеров, установленных в операторных и диспетчерских пунктах в соответствии с табл. 2.

2.2. Соответствие фактических параметров работы оборудования НПС, резервуарных парков и линейной части магистральных нефтепроводов нормативным параметрам контролируется на уровне НПС по системе автоматики и телемеханики операторами НПС, на уровне РНУ (УМН) и ОАО МН по системе телемеханики диспетчерскими службами. Отклонение контролируемых параметров от нормативных величин должно отображаться на мониторах персональных компьютеров и щитах сигнализации и сопровождаться звуковыми сигналами.

Сопровождения отклонений фактических параметров от нормативных световым и звуковым сигналом, режимом просмотра фактических параметров по уровням управления приведены в табл. 2.

В режиме просмотра информация отображается на мониторах, не сопровождается световой и звуковой сигнализацией и при наличии отклонений информация представляется в ежедневной сводке:

- на НПС - начальнику НПС;
- в РНУ - главному инженеру РНУ;
- в ОАО - главному инженеру ОАО.

2.3. Для контроля за работой оборудования магистральных нефтепроводов и НПС в программу СДКУ РНУ (УМН), ОАО МН вводятся нормативные значения и показатели согласно табл. 1 «Нормативно-технологические параметры работы магистральных нефтепроводов и НПС, выводимые на экран АРМ оператора НПС, диспетчера РНУ (УМН) и ОАО МН», далее табл. 1.

2.4. Таблица 1 пересматривается и утверждается главным инженером ОАО МН не реже одного раза в квартал до 25 числа месяца, предшествующего началу квартала.

2.5. Таблица 1 оформляется отделом эксплуатации ОАО МН с разбивкой по РНУ с указанием ФИО ответственных за предоставление и изменение данных.

2.6. Порядок сбора данных, оформления и утверждения табл. 1:

2.6.1. До 15 марта, до 15 июля, до 15 сентября, до 15 декабря специалисты РНУ по направлению деятельности заполняют параметры Таблицы 1 с подписью ответственного за каждый параметр. Начальник отдела эксплуатации передает проект таблицы 1 на подпись главного инженера РНУ и после подписания в течение суток направляет в ОАО МН с сопроводительным письмом. Ответственность за своевременное формирование и передачу в ОАО МН Таблицы 1 несет главный инженер РНУ.

2.6.2. ОЭ ОАО до 20 марта, до 20 июля, до 20 сентября, до 20 декабря на основании представленных из РНУ проектов таблиц 1 формирует сводную таблицу 1 и передает на согласование по направлению деятельности главному механику, главному энергетiku, главному метрологу, начальнику отдела АСУ ТП, начальнику товаро-транспортного отдела, начальнику диспетчерской службы.

Согласованная отделами ОАО МН таблица 1 передается ОЭ на утверждение главному инженеру ОАО МН, который до 25 числа утверждает ее и возвращает в ОЭ для направления в отделы ОАО МН по направлениям деятельности и в РНУ, в течение суток с момента утверждения.

2.6.3. В течение суток с момента получения утвержденной таблицы 1 из ОАО МН отдел эксплуатации РНУ передает с сопроводительным письмом утвержденную таблицу 1 согласно границам обслуживания на НПС, ЛПДС.

2.7. Ввод нормативных значений, указанных в таблице 1, утвержденных главным инженером ОАО МН, производится ответственным лицом с записью фамилии исполнителя в оперативном журнале, в течение суток после утверждения:

- на НПС начальником участка АСУ. Ответственность за соответствие введенных данных несет начальник НПС. Таблица нормативно-технологических параметров вводится в АРМ системы автоматизации НПС (по пунктам 1-14 табл. 1) в операторной НПС, там же хранится рабочий журнал с записями о производимых корректировках;

- в СДКУ уровня РНУ работником отдела ИТ или АСУ ТП РНУ назначенным приказом. Таблица нормативно-технологических параметров вводится в СДКУ РНУ (УМН) с АРМ администратора СДКУ РНУ (по пунктам 15-27 табл. 1), в диспетчерской РНУ хранится рабочий журнал с записями о производимых корректировках. Ответственность за соответствие введенных нормативных значений несет начальник отдела ИТ (АСУ ТП) РНУ;

- ответственность за соответствие введенных нормативных значений на всех уровнях несет начальник отдела ИТ (АСУ ТП) ОАО МН.

2.8. Основанием для внесения изменений нормативных значений и показателей в систему СДКУ является отмена действующих и введение новых документов, изменение ФИО ответственных за предоставление и изменение данных, изменения в технологических картах, режимах работы нефтепроводов, резервуаров, оборудования НПС, в ПТЭ МН, Регламентах, РД и т.д.

Изменения производятся ОЭ на основании служебных записок соответствующих отделов и служб по направлениям деятельности на имя главного инженера ОАО. В течение суток ОЭ оформляет в соответствии с пунктом 2.6. данного регламента дополнение к табл. 1. После утверждения дополнения доводятся ОЭ до всех заинтересованных отделов, служб и структурных подразделений в соответствии с п.п. 2.6.2 и 2.6.3 настоящего регламента.

2.9. Не реже одного раза в смену операторы НПС диспетчерские службы РНУ проверяют соответствие фактических параметров работы оборудования выводимым на экран АРМ нормативным значениям таблицы 1.

2.10. При поступлении светового и звукового сигнала о несоответствии фактических параметров работы МН, НПС нормативным, информация автоматически заносится в архив аварийных сообщений «Нормативно-технологических параметров работы МН и НПС».

Электронный архив должен удовлетворять следующим требованиям:

- срок хранения данных СДКУ для РНУ - 3 месяца, для ОАО - 1 месяц;
- для предотвращения несанкционированного доступа посторонних лиц к архиву аварийных сообщений должно быть реализовано разграничение прав и контроль доступа к архиву аварийных сообщений средствами СДКУ;
- в архиве аварийных сообщений должна быть возможность выбора сообщений по типу, времени возникновения, содержанию;
- средствами СДКУ обеспечить вывод архивных сообщений на печать.

Особые требования - электронный архив должен содержать служебную информацию о состоянии программно-аппаратных средств, выявленную по результатам самодиагностики системы.

2.11. Действия дежурного оперативного персонала НПС, РНУ (У МН), ОАО при поступлении светового или звукового сигнала об отклонениях фактических параметров работы оборудования от нормативных.

2.11.1. При поступлении светового или звукового сигнала об отклонениях фактических параметров работы оборудования от нормативных оператор НПС, обязан:

- принять меры к обеспечению нормальной работы НПС;
- доложить о происшедшем главным специалистам НПС (службы главного механика - по пунктам 1 -3, 6-11, службы главного энергетика - по п.п. 4, 5, 12-14, 17, 19, ЛЭС - 15, 16, 18, 20, 21, участка АСУ - по п.п. 20, 21, 22 -27, службу безопасности - по п.п. 15, 6, 19 - 21), начальнику НПС и диспетчеру РНУ (УМН) - по всем пунктам таблицы 1;
- выполнить запись о произошедшем в рабочем журнале и журнале «Контроля событий и принимаемых мер...» (форма - Таблица 3);
- доложить диспетчеру РНУ о причинах отклонения и принятых мерах на основании сообщения главных специалистов НПС .

2.11.2. При поступлении сообщения оператора НПС о отклонении фактических параметров работы оборудования от нормативных, светового или звукового сигнала на АРМ СДКУ, диспетчер РНУ, обязан:

- принять меры к обеспечению нормальной работы нефтепровода;
- доложить главным специалистам РНУ для выяснения причин (ОГМ - по пунктам 1 -3, 6-11, ОГЭ - по п.п. 4, 5, 12-14, 17, 19, ОЭ - 16, 18, 20, 21, 22, ОАСУ - по п.п. 20, 21, Метрологии - по п. 22, ТТО - по п.п. 15, 24-27, службу безопасности - по п.п. 15, 16, 19 -21), главному инженеру РНУ и диспетчеру ОАО - по всем пунктам Таблицы 1;

- выполнить запись о произошедшем в рабочем журнале, в суточном диспетчерском листе и журнале «Контроля событий и принимаемых мер...» (форма - Таблица 3);

- доложить диспетчеру ОАО о причинах отклонения и принятых мерах на основании сообщения главных специалистов РНУ.

2.11.3. При поступлении сообщения диспетчера РНУ, светового или звукового сигнала на АРМ СДКУ об отклонениях фактических параметров работы оборудования от нормативных диспетчер ОАО обязан:

- принять меры к обеспечению нормальной работы нефтепровода;

- доложить главным специалистам ОАО для выяснения причин (ОГМ - по пунктам 1 -3, 6-11, ОГЭ - по п.п. 4, 5, 12 -14, 17, 19, ОЭ - 16, 18, 20, 21, ОАСУ - по п.п. 20, 21, Метрологии - по п. 22, ТТО - по п.п. 26 -27, СТР - по п. 15), главному инженеру ОАО - по всем пунктам таблицы 1;

- выполнить запись о произошедшем в рабочем журнале, в суточном диспетчерском листе и журнале «Контроля событий и принимаемых мер...» (форма - Таблица 3).

2.12. Действия главных специалистов НПС, РНУ (УМН) и ОАО МН при поступлении сообщения о отклонении фактических рабочих параметров работы оборудования, МН от нормативных параметров:

- главные специалисты НПС обязаны принять меры по выяснению обстоятельств, приведших к отклонению параметров от нормативных, устранить причины отклонения и доложить начальнику НПС, оператору;

- главные специалисты РНУ обязаны - выяснить обстоятельства, приведшие к отклонению параметров от нормативных, принять меры для устранения причин отклонения и доложить главному инженеру РНУ, диспетчеру РНУ;

- главные специалисты ОАО обязаны - выяснить обстоятельства, приведшие к отклонению параметров от нормативных, принять меры для устранения причин отклонения и доложить главному инженеру ОАО, диспетчеру ОАО.

2.13. Кроме указанных в таб. лице 1 нормативно-технологических параметров, оператор НПС, диспетчерская служба РНУ, ОАО МН контролирует работу оборудования НПС, резервуарных парков, нефтепроводов и все параметры работы МН и НПС указанные в технологических картах, регламентах, таблицах уставок и инструкциях.

Принятые сокращения

АЧР	- автоматическая частотная разгрузка
ИЛ	- измерительная линия
КП	- контрольный пункт
КППСОД	- камера приема пуска средств очистки и диагностики
ЛЭП	- линия электропередачи
МА	- магистральный агрегат
МН	- магистральный нефтепровод
НБ	- нефтебаза
ЛПДС	- линейная производственно-диспетчерская станция
НПС	- нефтеперекачивающая станция
ПА	- подпорный агрегат
ПКУ	- пункт контроля и управления
РД	- регулятор давления
РНУ	- районное нефтепроводное управление
САР	- система автоматического регулирования
СОУ	- система обнаружения утечек
ТМ	- телемеханика
ФГУ	- фильтр-грязеуловитель

ПОЯСНЕНИЯ К ЗАПОЛНЕНИЮ ТАБЛИЦЫ 1

В таблице 1 обязательно заполняется ФИО ответственного за предоставление и изменение данных и ФИО ответственного за ввод данных в систему СДКУ.

Ввод всех нормативных параметров осуществляется в ручном режиме.

Раздел НПС

В п. 1 «Величина максимально допустимого проходящего давления через НПС» в графе «макс» указывается величина максимально-допустимого проходящего давления через остановленную НПС, через камеру пропуска или пуска-приема очистных устройств исходя из несущей способности трубопровода на приемной части НПС.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ (независимо отключена или подключена НПС к нефтепроводу).

В п. 2 устанавливается величина отклонений давления на приеме и на выходе НПС определяющая границы (диапазон) давлений

характеризующих нормальную работу нефтепровода в установившемся режиме. Вводится на НПС оператором после 10 минут работы нефтепровода установившимся режимом.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически средствами автоматики и телемеханики НПС.

Контроль параметра осуществляется автоматически системой автоматики НПС, через Т М средствами СДКУ.

Установившийся режим работы нефтепровода - это режим работы нефтепровода, при котором обеспечена заданная производительность, завершены все необходимые пуски и остановки НПС и отсутствуют изменения (колебания) давления в течении 10 минут.

В п. 2.1 и 2.2 указывается величина отклонения давления от установившегося давления на выходе и приеме НПС. Верхняя граница давления на выходе НПС устанавливается на 2 кг/см^2 больше установившегося рабочего давления, но не более максимально допустимого указанного в технологической карте. Нижняя граница давления на приеме НПС устанавливается на $0,5 \text{ кг/см}^2$ меньше установившегося рабочего давления, но не меньше минимально допустимого давления указанного в технологической карте. Аналогично устанавливается граница максимального давления на приеме НПС и минимального давления на выходе НПС.

В п. 3 указывается максимально и минимально допустимый перепад давления на фильтрах грязеуловителях, согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

Ввод осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СД КУ.

В п. 4 указывается номинальная нагрузка электродвигателя МА согласно паспорта.

Ввод осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

В п. 5 указывается номинальная нагрузка электродвигателя ПА согласно паспорта.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

В п. 6 указывается максимально допустимая вибрация магистрального насоса, порог срабатывания (уставка) агрегатной защиты согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

Через ТМ передается одно максимальное значение вибрации подпорного насоса для контроля средствами СДКУ.

В п. 7 указывается максимально допустимая вибрация подпорного насоса, порог срабатывания (уставка) агрегатной защиты согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

Через ТМ передается одно максимальное значение вибрации подпорного насоса для контроля средствами СДКУ.

В п. 8 указывается наработка магистрального агрегата согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически по оперативным данным СДКУ.

Контроль за данным нормативным параметром осуществляется средствами СДКУ. Фактическая наработка не должна превышать нормативный показатель.

В п. 8.1 указывается максимальная допустимая непрерывная наработка М А до перехода на резервный 600 часов согласно Регламента «Обеспечения сменности работающих и находящихся в резерве магистральных агрегатов НПС».

В п. 8.2 указывается наработка МА до капитального ремонта согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

В п. 9 указываются аналогичные п. 10 параметры для ПА согласно РД 153-39 ТМ 008-96.

В п.п. 10 и 11 указывается нормативное количество соответственно магистральных и подпорных агрегатов НПС находящихся в состоянии АВР, но не менее чем по 1 агрегату МА и ПА.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системой автоматики НПС и СД КУ.

В п. 12 указывается положение вводных и секционных выключателей.

В п. 12.1 указывается нормативный показатель положения вводных выключателей ВКЛЮЧЕНО.

В п. 12.2 указывается нормативный показатель положения секционных выключателей ОТКЛЮЧЕНО.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

В п. 13 указывается исчезновение напряжения на шинах 6 -10 кВ.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

В п. 14 указывается количество отключений МА и ПА по срабатыванию защиты А ЧР.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически системой автоматики НПС.

Контроль осуществляется средствами системы автоматики НПС и СДКУ.

Раздел Линейная часть

В п. 15 указывается величина максимально допустимого давления на каждом КП при максимальном режиме работы нефтепровода. Рассчитывается для каждого КП на основании утвержденных ОАО МН режимов работы нефтепровода.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется средствами ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 16 указывается нормативная величина давления на К П подводного перехода. Определяется по Регламенту технической эксплуатации переходов МН через водные преграды.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 17 указывается величина максимального и минимального защитного потенциала на КП, норматив определяется по ГОСТ Р 51164-98.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 18 указывается максимальный допустимый уровень в емкости сбора утечек на КППСОД составляющий не более 30 % от максимального объема емкости.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 19 указывается наличие или отсутствие напряжения на вдольтрассовой ЛЭ П, электропитание КП. Нормативный показатель «наличие» напряжения питания ПКУ.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 20 указывается несанкционированный доступ (открытие дверей б/б ПКУ без заявки и сообщения диспетчеру РНУ). Нормативный показатель 0.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 21 указывается нормативный показатель «закрыто» 3 или «открыто» 0, при самопроизвольном изменении положения задвижек на линейной части возникает сигнал отклонения от нормативного параметра. Нормативный показатель 0.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически через ТМ.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

Раздел УУН

В п. 22 отображается фактический мгновенный расход по ИП в реальном времени в режиме просмотра.

Ввод текущих фактических параметров осуществляется автоматически средствами Т М с УУН в реальном времени.

Контроль осуществляется через ТМ средствами СДКУ.

В п. 23 указывается содержание воды в нефти.

Ввод текущих фактических параметров при наличии возможности осуществляется автоматически по данным Б КК средствами ТМ или в ручном режиме каждые 12 часов.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 24 указывается максимально допустимая плотность нефти.

Ввод текущих фактических параметров при наличии возможности осуществляется автоматически по данным Б КК средствами ТМ или в ручном режиме каждые 12 часов.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 25 указывается максимально допустимая вязкость нефти.

Ввод текущих фактических параметров при наличии возможности осуществляется автоматически по данным БКК средствами ТМ или в ручном режиме каждые 12 часов.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 26 указывается максимально допустимое содержание серы в нефти.

Ввод текущих фактических параметров при наличии возможности осуществляется автоматически по данным Б КК средствами ТМ или в ручном режиме каждые 12 часов.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

В п. 27 указывается максимально допустимое содержание хлористых солей по данным хим. анализа.

Ввод контролируемого параметра осуществляется в ручном режиме каждые 12 часов.

Контроль осуществляется средствами СДКУ.

Таблица 1

УТВЕРЖДАЮ

Главный инженер ОАО

«__» _____ 200__ г.

Нормативно-технологические параметры работы магистральных нефтепроводов и НПС, выводимые на экран АРМ оператора НПС, диспетчера РНУК (УМН) и ОАО МН

№ п/п	Контролируемые параметры	Единица измерения	Нормативное значение		Нормативный показатель	ФИО ответственного за представление и изменение данных	ФИО ответственного за ввод данных в систему СДКУ
			min	max			
1	2	3	4	5	6	7	8
РНУ (наименование)							
НПС (наименование)							
1	Величина максимально допустимого проходящего давления через НПС	кгс/см ²		×		ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
2	Величина отклонения давления на приеме и на выходе НПС от величины установившегося рабочего давления	кгс/см ²					
2.1	Увеличение, не более	кгс/см ²			2	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
2.2	Снижение, не более	кгс/см ²			0,5	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
3	Перепад давления на ФГУ	кгс/см ²	×	×		ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
4	Величина нагрузка электродвигателя магистрального агрегата	А			×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
5	Величина нагрузка электродвигателя подпорного агрегата	А			×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
6	Величина вибрации магистрального насоса	мм/с		×		ОГМ, ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
7	Величина вибрации подпорного насоса	мм/с		×		ОГМ, ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
8	Наработка магистрального агрегата МА	час					
8.1	Наработка МА до перехода на резервный агрегат	час			×	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
8.2	Наработка МА до планового капитального ремонта	час			×	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
9	Наработка подпорного агрегата ПА	час					
9.1	Наработка ПА до перехода на резервный агрегат	час			×	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
9.2	Наработка ПА до планового капитального ремонта	час			×	ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
10	Наличие магистральных насосных агрегатов в автоматическом резерве (АВР)	шт.	×			ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
11	Наличие подпорных насосных агрегатов в автоматическом резерве (АВР)	шт.	×			ОГМ	ОИТ, АСУ ТП
12	Положение вводных и секционных выключателей 6-10 кВ				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
12.1	Положение вводных выключателей 6-10 кВ				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
12.2	Положение секционных выключателей 6-10 кВ				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
13	Исчезновение напряжения на шинах 6-10 кВ				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
14	Работа АЧР				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
Линейная часть (наименование магистрального нефтепровода)							
15	Величина максимально допустимого давления на линейной части на КП	кгс/см ²		×		СТР	ОИТ, АСУ ТП
16	Величина максимально допустимого давления на резервных нитках подводных переходов на КП	кгс/см ²		×		ОЭ	ОИТ, АСУ ТП
17	Величина защитного потенциала катодной защиты на КП	В	×	×		ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
18	Максимальный уровень в емкости сбора утечек на КППСОД	мм		×		ОЭ	ОИТ, АСУ ТП
19	Наличие напряжения вдольтрассовой ЛЭП				×	ОГЭ	ОИТ, АСУ ТП
20	Несанкционированный доступ в б/б ПКУ				×	ОАСУ	ОИТ, АСУ ТП
21	Несанкционированное изменение положения задвижек				×	ОАСУ	ОИТ, АСУ ТП

УУН							
22	Мгновенный расход по ИЛ	м ³ /час	Выводится фактическое значение			Служба метрологии и	ОИТ, АСУ ТП
23	Содержание воды в нефти	%			×	ТТО	ОИТ, АСУ ТП
24	Плотность	кг/м ³			×	ТТО	ОИТ, АСУ ТП
25	Вязкость	ССТ (мм ² /с)			×	ТТО	ОИТ, АСУ ТП
26	Содержание серы	%			×	ТТО	ОИТ, АСУ ТП
27	Содержание хлористых солей	мг/дм ³			×	ТТО	ОИТ, АСУ ТП

Подписи:

СТР _____

ОГМ _____

ОАСУ _____

ОЭ _____

ТТО _____

ОИТ _____

ОГЭ _____

СМ _____

Таблица 2

Оперативный персонал, осуществляющий контроль за нормативно-технологическими параметрами работы магистральных нефтепроводов и НПС

№ п/п	Контролируемый параметр	Единица измерения	Нормативное значение		Нормативный показатель	Оператор НПС	Диспетчер РНУ	Диспетчер ОАО
			min	max				
1	2	3	4	5	6	7	8	9
НПС								
1	Величина максимально допустимого проходящего давления через НПС	кгс/см ²		×		С	С	С
2	Величина перепада давления от величины установившегося рабочего давления	кгс/см ²				С	С	С
2.1	Увеличение, не более	кгс/см ²			2	С	С	С
2.2	Снижение, не более	кгс/см ²			0,5	С	С	С
3	Перепад давления на ФГУ	кгс/см ²		×		С	П	П
4	Величина нагрузки электродвигателя магистрального агрегата МА	А			×	С	П	П
5	Величина нагрузки электродвигателя подпорного агрегата ПА	А			×	С	П	П
6	Величина вибрации магистрального насоса	мм/с		×		С	С	С
7	Величина вибрации подпорного насоса	мм/с		×		С	С	П
8	Наработка магистрального агрегата МА	час				С	П	П
8.1	Наработка МА до перехода на резервный агрегат	час			×	С	П	П
8.2	Наработка МА до планового капитального ремонта	час			×	С	П	П
9	Наработка подпорного агрегата ПА	час						
9.1	Наработка ПА до перехода на резервный агрегат	час			×	С	П	П
9.2	Наработка ПА до планового капитального ремонта	час			×	С	П	П
10	Наличие магистральных насосных агрегатов в автоматическом резерве (АВР)	шт.	×			С	С	П
11	Наличие подпорных насосных агрегатов в автоматическом резерве (АВР)	шт.	×			С	С	П
12	Положение вводных и секционных выключателей 6-10 кВ				×	С	П	П
12.1	Положение вводных выключателей 6-10 кВ				×	С	П	П
12.2	Положение секционных выключателей 6-10 кВ				×	С	П	П
13	Исчезновение напряжения на шинах 6-10 кВ				×	С	П	П
14	Работа АЧР				×	С	П	П
Линейная часть (наименование магистрального нефтепровода)								
15	Величина максимально допустимого давления на линейной части на КП	кгс/см ²		×		С	С	П
16	Величина максимально допустимого давления на резервных нитках подводных переходов на КП	кгс/см ²			×	С	С	П
17	Величина защитного потенциала катодной защиты на КП	В	×	×		П	П	П
18	Максимальный уровень в емкости сбора утечек на КПСОД	мм		×		С	С	С
19	Наличие напряжения вдольтрассовой ЛЭП				×	С	П	П
20	Несанкционированный доступ в б/б ПКУ				×	С	П	П
21	Несанкционированное изменение положения задвижек				×	С	С	П
УУН								
22	Мгновенный расход по ИЛ	м ³ /час	×	×		П	П	П
23	Содержание воды в нефти	%		×		С	С	С
24	Плотность	кг/м ³		×		П	П	П
25	Вязкость	ССТ (м ² /с)		×		П	П	П

26	Содержание серы	%		x		С	С	С
27	Содержание хлористых солей	мг/дм ³		x		С	С	С

С - в режиме световой и звуковой сигнализации.

П - в режиме просмотра информация отображается на мониторах, не сопровождается световой и звуковой сигнализацией и при наличии отклонений информация представляется в ежедневной сводке:

- на НПС - начальнику НПС;
- в РНУ - главному инженеру РНУ;
- в ОАО - главному инженеру ОАО.

Таблица 3

Журнал контроля событий и принимаемых мер при отклонении фактических параметров работы оборудования и М Н от нормативных

События		Отклонение от норматива контролируемого параметра	Кому сообщено	Время передачи	ФИО подпись передавшего информацию	Принятые меры по восстановлению контролируемого параметра до норматива	Время поступления информации	ФИО сообщившего информацию	ФИО подпись принявшего информацию
дата	время								
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общая часть. 1
2. Организация диспетчерского контроля за нормативными параметрами МН и НПС.. 1