СПЕЦИАЛЬНОЕ ПРОЕКТНОЕ КОНСТРУКТОРСКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ БЮРО
НЕФТЯНОГО И ГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ
СПКТБ "НЕФТЕГАЗМАШ"

СОГЛАСОВАНО
Начальник Управления
по надзору в нефтяной и
газовой промышленности
Госгортехнадзора РФ

Ю.А.Дадонов

N 10-13/150 от 10.03.2000 г.

УТВЕРЖДАЮ
Директор

Т.Х.Галимов

СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ НА БАЗЕ ТЕХНИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

РД 39-0148139-0001-2000

Заместитель директора

Ф.А.Гирфанов

Инв. № подл. | Подп. и дата | Взам. инв. № | Инв. № дубл. | Подп. и дата

gost.e-ecolog.ru

Содержание

Введение 3
1 Общие положения 4
2 Техническое обслуживание и ремонт оборудования компрессорных станций по наработке 5
3 Техническое обслуживание и ремонт оборудования компрессорных станций по техническому состоянию 21
4 Общая оценка технического состояния центробежных компрессоров 36
Приложение А Формы документов 47
Приложение Б Формы таблиц исходных данных для расчета политропного коэффициента полезного действия и расхода газа 64
Приложение В Исходные данные и результаты примера расчета коэффициента полезного действия и расхода газа 66
Приложение Г Перечень нормативно-технической документации, используемой при разработке настоящих РД 70

ВВЕДЕНИЕ

Настоящий руководящий документ (РД) предназначен для проведения технического обслуживания и ремонта (ТО и Р) оборудования компрессорных станций (КС), установок осушки газа (УОГ), узла учета газа (УУГ), установок дополнительной сепарации (УДС), компрессорных станций низких ступеней (КСНС), цеха первичной подготовки нефти и производства битума (ЦППНиПБ) по наработке и техническому состоянию на базе диагностики. В РД включены основные положения системы ТО и Р, структура межремонтных циклов и продолжительность межремонтных периодов, трудоемкости и объемы работ по ТО и Р, принципы планирования и организации ТО и Р, порядок и методы диагностирования центробежных, поршневых компрессоров.

РД предназначен для инженерно-технических работников, занимающихся вопросами эксплуатации, ТО и Р оборудования КС, УОГ, УУГ, УДС, КСНС, ЦППНиПБ.

РД устанавливает основные принципы организации и планирования ТО и Р оборудования по наработке и фактическому техническому состоянию. Планирование ТО и Р осуществляется на основе оптимальных межремонтных периодов (по наработке). Фактический срок проведения ТО и Р оборудования рекомендуется устанавливать по его техническому состоянию, определенному в результате диагностирования.

Система ТО и Р оборудования на базе технической диагностики является приложением к стандарту ОАО "Сургутнефтегаз" и служит руководящим документом для предприятий ОАО "Сургутнефтегаз", занимающихся техническим обслуживанием и ремонтом оборудования КС, УОГ, УУГ, УДС, КСНС, ЦППНиПБ.

1 ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Система ТО и Р оборудования представляет собой совокупность взаимосвязанных организационно-технических мероприятий, средств, документации и исполнителей, необходимых для обеспечения его эффективной работы при заданном уровне надежности. Рассматривается система ТО и Р оборудования по наработке и по техническому состоянию.

1.2 Настоящая система ТО и Р оборудования распространяется на основное оборудование КС (центробежные, поршневые компрессоры) и следующее вспомогательное оборудование: поршневые, винтовые компрессоры воздуха, винтовые компрессоры газа, насосы для подачи смазки, насосы для подачи уплотняющей смазки, гликолевые насосы, насосы антифриза, вентиляторы, секции аппаратов воздушного охлаждения (АВО), приточно-вытяжные вентиляторы, вентиляторы наддува.

1.3 Система ТО и Р оборудования определяет:
- структуру ремонтных циклов;
- периодичность технического обслуживания (ремонта);
- трудоемкость ремонта по видам оборудования;
- содержание работ при техническом обслуживании и в каждом виде ремонта;
- порядок планирования и организацию работ по ТО и Р;
- режим и порядок диагностирования;
- фактическое техническое состояние и принятие решений по ТО и Р оборудования.

1.4 Система ТО и Р оборудования предусматривает следующие виды плановых работ:
- техническое обслуживание (ТО);
- текущий ремонт (Т);
- капитальный ремонт (К).

1.5 При разработке настоящего РД использовалась нормативно-техническая документация, приведенная в приложении Г.

1.6 Применение системы ТО и Р оборудования позволит:
- снизить эксплуатационные затраты;
- увеличить межремонтный период работы;
- снизить потребность в запасных частях;
- сократить трудозатраты на ТО и Р.

2 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ, КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ НИЗКИХ СТУПЕНЕЙ ПО НАРАБОТКЕ

2.1 Основные положения системы ТО и Р

2.1.1 Важнейшим технико-экономическими показателями системы ТО и Р являются периодичность ТО (ремонта), межремонтный период, продолжительность и структура ремонтного цикла.

2.1.2 Периодичность ТО (ремонта) - интервал времени или наработка между данным видом технического обслуживания (ремонта) и последующим таким же видом или другим большей сложности.

2.1.3 Продолжительность ремонтного цикла - наименьший повторяющийся интервал времени или наработка оборудования, в течение которых выполняются в определенной последовательности, в соответствии с требованиями нормативно-технической документации, все установленные виды ремонта.

2.1.4 Структурой ремонтного цикла называется перечень видов технических воздействий (ТО, Т, К) и последовательность их выполнения в период между капитальными ремонтами или между вводом в эксплуатацию и первым капитальным ремонтом.

2.2 Структура ремонтных циклов и периодичность ТО и Р

2.2.1 В основе структуры ремонтных циклов оборудования КС лежат продолжительность ремонтного цикла и оптимальные периоды проведения ТО и Р.

2.2.2 Для КС фирмы "Крезо-Луар" (Франция) в нормальных рабочих условиях и при соблюдении инструкции по обслуживанию оборудования продолжительность ремонтного цикла центробежных компрессоров (ЦК) составит 50000 ч. Для дублированного вспомогательного оборудования длительность ремонтного цикла составит 25000 ч.

Согласно техническим условиям ТУ 26-12-138-81 на ЦК отечественных КС продолжительность ремонтного цикла для ЦК следует принять 50000 ч, а для дублированного вспомогательного оборудования - 16500 ч.

Согласно техническим условиям на ремонт компрессоров 6ГМ25-210/3-56М2, 6ГМ25-210/4-60 на поршневые компрессоры (ПК) отечественных КС, продолжительность ремонтного цикла для ПК следует принять 31500 ч.

Продолжительность ремонтного цикла для винтовых компрессоров (ВК) отечественных КСНС составит 55000 ч.

2.2.3 Для основного оборудования КС, оснащенных ЦК, осуществляется Т, К; для основного оборудования КС, оснащенных ПК, - ТО, Т, К; для вспомогательного - ТО, Т, К. В соответствии с этим для ЦК определены оптимальные периоды между текущими ремонтами, а для ПК и вспомогательного оборудования - между текущими ремонтами и техническими обслуживаниями.

2.2.4 Оптимальные периоды между ремонтами оборудования КС определены исходя из минимума суммарных удельных эксплуатационных затрат и потерь при значении функции вероятности отказа F(t)=0,50-0,55.

2.2.5 Структура ремонтных циклов, периодичность ТО (ремонтов) оборудования ОАО "Сургутнефтегаз" приведены в таблице 1. Периоды между ТО и Р, приведенные в таблице 1, скорректированы с учетом опыта эксплуатации оборудования КС.

Таблица 1 - Структура ремонтных циклов оборудования ОАО "Сургутнефтегаз"

Наименование оборудования	Период между ремонтами, ч	Период между ТО, ч	Структура ремонтного цикла	Количество видов ТО и Р за цикл
1 КС, оснащенные центробежными компрессорами				
1.1 Центробежные компрессоры				
1.1.1 Импортные:	8000	-	К-6Т-К	Т-6, К-1
1.1.2 Отечественные:	8000	-	К-6Т-К	Т-6, К-1

Продолжение таблицы 1

Наименование оборудования	Период между ремонтами, ч	Период между ТО, ч	Структура ремонтного цикла	Количество видов ТО и Р за цикл
1.2 Импортное вспомогательное оборудование				
1.2.1 Винтовые воздушные компрессоры	4000	1000	К-11(3ТО-Т)-3ТО-К	ТО-36, Т-11, К-1
1.2.2 Насосы для подачи смазки	4800	2100	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.2.3 Насосы для подачи уплотняющей смазки	4200	2100	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.2.4 Насосы гликолевые	4200	2100	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.2.5 Вентиляторы и секции АВО	8000	4000	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.2.6 Приточно-вытяжные вентиляторы	4000	2000	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.2.7 Вентиляторы наддува	8000	-	К-6Т-К	Т-6, К-1
1.3 Отечественное вспомогательное оборудование				
1.3.1 Поршневые компрессоры	5000	1100	К-8(5ТО-Т)-5ТО-К	ТО-45, Т-8, К-1
1.3.2 Винтовые компрессоры	7200	1000	К-5(7ТО-Т)-7ТО-К	
1.3.3 Насосы для подачи смазки	4200	2100	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.3.4 Насосы для подачи уплотняющей смазки	4200	2100	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.3.5 Насосы гликолевые	4000	2000	К-3(ТО-Т)-ТО-К	ТО-4, Т-3, К-1
1.3.6 Насосы центробежные	4000	2000	К-3(ТО-Т)-ТО-К	ТО-4, Т-3, К-1
1.3.7 Вентилятор и секция АВО	8000	4000	К-5(ТО-Т)-ТО-К	ТО-6, Т-5, К-1
1.3.8 Приточно-вытяжные вентиляторы	4000	2000	К-7(ТО-Т)-ТО-К	ТО-8, Т-7, К-1
1.3.9 Вентилятор наддува	8000	-	К-6Т-К	Т-6, К-1
2 КС, оснащенные поршневыми компрессорами				
2.1Поршневой компрессор 6ГМ 25-210/3-56,60	10000	1500	К-2(5ТО-Т)-5ТО-К	ТО-15, Т-2, К-1
3 КС, оснащенные винтовыми компрессорами				
3.1 Винтовой компрессор 7ВКГ	2160	1000	К-17(ТО-Т)-ТО-К	ТО-18, Т-17, К-1
3.2 Винтовой компрессор 6ГВ	6000	1000	К-9(5ТО-Т)-5ТО-К	ТО-50, Т-9, К-1

2.3 Трудоемкость ТО и Р

2.3.1 Трудоемкость ТО и Р определяет трудозатраты на проведение технического обслуживания или ремонта данного вида оборудования.

2.3.2 Нормы трудоемкости установлены в человеко-часах и рассчитаны на полный объем технического обслуживания или ремонта для каждого вида оборудования.

2.3.3 Трудоемкость ТО и Р определена исходя из действующих норм времени на ремонт оборудования, имеющего характеристики, аналогичные характеристикам КС, УГГ, УДС, КСНС, ЦППНиПБ и скорректирована с учетом опыта эксплуатации КС.

2.3.4 Трудоемкость ТО и Р оборудования КС приведена в таблице 2.

Таблица 2 - Трудоемкость технического обслуживания и ремонта оборудования КС, УДС, УОГ, КСНС

Оборудование	Краткая техническая характеристика	Трудоемкость, чел.- ч		
		технического обслуживания	текущего ремонта	капитального ремонта
Центробежные компрессоры	Производительность - 59130 $м^3$/ч, давление начальное - 0,45 МПа (4,5 $кгс/см^2$), давление конечное - 11,2 МПа (112 $кгс/см^2$), потребляемая мощность-9795 кВт	-	2263	2829
Поршневой компрессор	Производительность - 115 $м^3$/ч, максимальное давление -1,0 МПа (10 $кгс/см^2$), мощность двигателя - 22 кВт	20	87	200
Насос для подачи смазочного масла	Производительность - 203 $м^3$/ч, расчетное давление - 1,05 МПа (10,5 $кгс/см^2$), потребляемая мощность - 70 кВт	8	30	60
Насос для подачи уплотняющей смазки	Производительность - 21,6 $м^3$/ч, расчетное давление - 4,25 МПа (42,5 $кгс/см^2$), потребляемая мощность - 30 кВт	8	30	60
Насос гликолевый	Производительность - 4,1 $м^3$/ч, давление - 11,2 МПа (112 $кгс/см^2$)	8	30	150

Продолжение таблицы 2

Оборудование	Краткая техническая характеристика	Трудоемкость, чел.-ч		
		технического обслуживания	текущего ремонта	капитального ремонта
Вентиляторы и секции АВО	Осевые	6	150	240
Вентиляторы наддува	Центробежные	8	20	30
Винтовой газовый компрессор	Производительность - 3300 $м^3$/ч, давление начальное - 0,078 МПа (0,8 $кгс/см^2$), давление конечное - 0,68 МПа (7,0 $кгс/см^2$), потребляемая мощность-267 кВт	48	180	320
Поршневой компрессор	Производительность - 30000 $м^3$/ч, давление всасывания - 0,45 МПа (4,5 $кгс/см^2$), давление нагнетания - 5,6 МПа (56 $кгс/см^2$)	260	2160	2520

Примечание - Нормы времени даны без учета трудоемкостей на ремонт электродвигателей.

2.4 Объемы работ по ТО и Р

2.4.1 Объем работ по ТО и видам ремонта необходимы для целей планирования, организации подготовительных работ, определения потребностей в материалах, инструментах и запасных частях и организации работы ремонтного персонала.

2.4.2 Объемы работ по ТО и видам ремонта могут уточняться главным механиком производственного подразделения в зависимости от технического состояния оборудования и накопленного на предприятии опыта.

2.4.3 Объемы работ по ТО и видам ремонта для оборудования приведены в таблице 3.

Таблица 3 - Объемы работ по техническому обслуживанию и видам ремонта оборудования КС

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежные компрессоры	Текущий ремонт	Оформление наряда-допуска на газоопасные работы. Разборка электрической схемы электродвигателя. Установка заглушек на вход и выход компрессоров по газу и на вход масла. Продувка компрессора азотом. Проведение анализа газа в компрессорах. Демонтаж контрольно-измерительных приборов (КИП) и проверка их исправности. Демонтаж муфт, проверка радиального биения, осевого сдвига муфт и цветная дефектоскопия зубчатых муфт. Демонтаж, очистка и монтаж сетчатых фильтров на входе в цилиндр низкого давления (ЦНД) и цилиндр высокого давления (ЦВД). Ревизия упорных и опорных подшипников мультипликатора, ЦНД, ЦВД. Разборка корпусов ЦНД, ЦВД, извлечение валов-роторов. Проверка состояния зазоров направляющих аппаратов и рабочих колес, очистка их от нагара. Ревизия лабиринтных уплотнений корпуса и колес. Ревизия подшипниковых узлов. Проверка состояния и контактов зубьев шестерни колеса мультипликатора. Ремонт. Демонтаж и очистка коллекторов на входе и выходе ЦНД и ЦВД. Ревизия и ремонт антипомпажного клапана, приводов шаровых кранов, регулирующей заслонки, дренажных вентилей. Ревизия и ремонт обратных клапанов. Сборка ЦНД и ЦВД в обратной последовательности с заменой тороидальных прокладок. Центровка линии, проверка положения машин по уровню, радиального биения и осевого сдвига муфт. Установка приборов КИП, регулировка Демонтаж заглушек на входе и выходе газа и масла. Сборка электрической схемы и обкатка компрессоров в течение 72 ч.
	Капитальный ремонт	Состав работ текущего ремонта. Демонтаж ЦНД, ЦВД, мультипликатора электродвигателя. Открепление анкерных болтов рамы компрессора и электродвигателя. Удаление подливочного раствора рамы и замасленного бетона (долбежка). Демонтаж рамы. Укладка на раствор закладных деталей и клиньев по высотной отметке и уровню. Укладка рамы по уровню и высотной отметке на клиньях. Доливка рамы раствором.

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Центробежные компрессоры	Капитальный ремонт	Полная обтяжка анкерных болтов рамы через 6 сут. с контролем усадки рамы по индикатору. Разборка, чистка, дефектовка ЦНД, ЦВД, мультипликатора. Восстановление изношенных деталей. Цветная дефектоскопия, ультразвуковой контроль, рентгеноскопия роторов, газодинамики, зубчатых пар, цилиндров ЦНД и ЦВД, корпуса мультипликатора, трубопроводов. Гидроиспытания корпусов ЦНД и ЦВД. Монтаж ЦНД и ЦВД, мультипликатора. Ремонт вспомогательного оборудования и запорно-регулируемой арматуры. Ремонт оборудования КИП. Ремонт электрооборудования. Монтаж электродвигателя. Подгонка, чистка посадочных мест на раму оборудования и регулировка прокладками. Чистка трубопроводов газа, масла. Центровка и сборка компрессорного агрегата. Обкатка в течении 72 ч. со снятием технических характеристик
Поршневые компрессоры	Техническое обслуживание	Удаление нагара и осмотр всасывающих и нагнетающих клапанов. Проверка затяжки шатунных болтов, гаек крепления коренных подшипников, крепления трубопроводов и кабелей внутри картера, крепления штоков к крейцкопфам. Удаление грязи и посторонних предметов из масляной ванны картера. Осмотр фильтров на всасывающей трубе маслонасоса. Проверка состояния и выработки зеркала цилиндров. Осмотр поршней. Проверка состояния направляющих колец поршня. Проверка состояния сальников, замена деталей. Проверка биения штока в пределах хода поршня. Проверка овальности и износа рабочей части штока. Проверка крепления пальцев крейцкопфов и башмаков. Проверка затяжки болтов, соединяющих коленчатый вал с валом электродвигателя. Осмотр деталей привода лубрикатора и маслонасоса. Промывка масляной ванны лубрикатора. Выборочный осмотр вкладышей, шеек коленчатого вала. Проверка состояния предклапанов. Проверка картера и направляющих на наличие трещин. Проверка прилегания и крепления картера к фундаменту

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Поршневые компрессоры	Текущий ремонт	Выполнение работ, производимых при техническом обслуживании. Осмотр верхних и нижних вкладышей и шеек коленчатого вала. Проверка радиальных зазоров во всех подшипниках и осевой зазор в фиксирующем подшипнике. Разборка мотылевых головок шатунов, осмотр вкладышей, шатунных болтов, их гаек, мотылевых и коренных шеек коленчатого вала. Проверка крепления бронзовых полуколец на крышке и стержне шатунов. Проверка радиальных и осевых зазоров в мотылевых подшипниках. Проверка поверхностей шатуна и головки. Осмотр шатунных болтов с использованием цветной дефектоскопии. Проверка величины остаточного удлинения шатунных болтов в свободном (незатянутом) состоянии. Проверка величины расхождения щек коленчатого вала. Проверка состояния и выработки зеркала всех цилиндров. Проверка износа канавок под поршневым кольцом. Проверка положения картера, затяжки фундаментных болтов, шпилек крепления направляющих крейцкопфа, стяжных шпилек картера. Проверка состояния деталей крейцкопфа. Проверка качества прилегания конусов пальца крейцкопфа к соответствующим расточкам крейцкопфа. Проверка качества резьбовых соединений крейцкопфа.Проверка состояния баббитовой заливки башмаков крейцкопфа. Проверка состояния клапанных гнезд цилиндров. Проверка поверхностей цилиндров 3-й ступени, штоков. Цветная дефектоскопия пальцев крейцкопфа, шатунных болтов, болта крейцкопфа, резьбовых соединений штоков, шатунов, деталей крецкопфа (башмаки, корпус крейцкофа, полумуфта). Осмотр межступенчатых коммуникаций и аппаратуры. Промывка холодильников. Проверка состояния системы циркуляционной смазки. Проверка сцепления рамы с фундаментом
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Полная разборка, осмотр деталей и узлов компрессора. Дефектовка всех узлов и деталей. Проверка положения картера по уровню, осмотр картера. При необходимости - произвести переукладку картера на фундаменте. Проверка перпендикулярности осей расточки направляющих к оси вала. Полная ревизия состояния коленчатого вала и его подшипников. При необходимости - шлифовка, проточка шеек вала.

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Поршневые компрессоры	Капитальный ремонт	Проверка качества взаимного прилегания опорных поверхностей шатунных болтов и подшипников. Проверка качества прилегания опорных поверхностей буртов у крейцкопф, муфты, гайки. Проверка качества прилегания между башмаками крейцкопфа и параллелями направляющих. Дефектоскопия пальцев крейцкопфа, деталей крейцкопфа, шатунных болтов, болтов крейцкопфа, коренных и шатунных шеек коленчатого вала, резьбовых соединений штоков, шатунов, зеркал цилиндров. Гидроиспытание цилиндров, поршней, газовых и водяных полостей. Проверка состояния участков газопровода, буферных емкостей, влагомаслоотделителей, холодильников, аппаратов. Проверка состояния фундамента компрессора. Проверка уклона в продольном и поперечном направлениях, отклонения по высотным отметкам фундамента. Проверка состояния фундаментной рамы. Обкатка компрессора
Компрессор поршневой воздуха КИП и автоматики	Техническое обслуживание	Продувка или замена воздушного фильтра и фильтра смазки. Долив или замена масла в картере. Подтяжка крепления, центровка. Чистка от нагара
	Текущий ремонт	Проведение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия клапанов всасывающего и нагнетательного трактов. При необходимости их замена или замена пружин. Замена компрессорных и маслосъемных колец. Ревизия кривошипно-шатунной группы и подшипников. Центровка, промывка и чистка трубок холодильников
	Капитальный ремонт	Проведение работ, предусмотренных текущим ремонтом. Полная разборка компрессора. Дефектовка всех деталей и узлов Проточка или шлифовка шеек коленчатого вала. Гильзовка или расточка цилиндров с заменой поршней и поршневых колец. Перезаливка или замена при необходимости всех подшипников. Ремонт холодильников с заменой вышедших из строя труб. Центровка компрессора с электродвигателем. Окраска. Испытание компрессора в работе

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Насос для подачи смазки	Техническое обслуживание	Осмотр. При необходимости промывка фильтра смазочного масла. Смазка подшипников. Проверка центровки. При необходимости - проведение центровки. Подтяжка крепления
	Текущий ремонт	Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Разборка. Ревизия подшипников. Устранение замеченных дефектов. Ревизия уплотнений, при необходимости - замена. Проверка зазоров, состояния деталей. Проверка биения вала. Ревизия соединительной муфты. Центровка агрегата
	Капитальный ремонт	Выполнение объема работ текущего ремонта. Ревизия (при необходимости - замена) рабочего колеса, вала, уплотнений, втулок. Расточка посадочных мест корпуса
Насос для подачи уплотняющей смазки	Техническое обслуживание	Осмотр. Смазка подшипников. Ревизия торцевого уплотнения. Ревизия соединительной муфты. Проверка центровки. Подтяжка крепления
	Текущий ремонт	Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия или замена подшипников, уплотнений. Замена тороидальных прокладок. Проверка зазоров, биения винтов, состояния шеек вала. При необходимости - их шлифовка, проточка. Ревизия соединительной муфты. Центровка
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Шлифовка винтовых пар для удаления зазоров на винтах. Дефектовка всех узлов и деталей. Проверка состояния посадочных мест корпуса, при необходимости - их расточка. Сборка агрегата. Испытание в работе

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Гликолевый насос	Техническое обслуживание	Частичная разборка. Промывка картера, замена масла. Чистка (при необходимости) фильтров. Проверка состояния ремней привода и регулировка их натяжения. Проверка центровки. Подтяжка крепления
	Текущий ремонт	Выполнение работ, предусмотренных техническим обслуживанием. Ревизия и ремонт плунжеров и клапанов, втулок. Ревизия и, при необходимости, замена сальников, тороидальных прокладок. Устранение утечек. Ремонт масляного насоса. Разборка и ревизия редуктора
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Ревизия и ремонт кривошипно-шатунной группы (крейцкопфов). Ремонт или замена подшипников, маслопроводов. Проверка, регулировка, замена неисправных КИП. Сборка, регулировка, испытание насоса
Аппараты воздушного охлаждения	Техническое обслуживание	Проверка состояния пучка трубок холодильника. Смазка подшипников привода, натяжка ремней. Регулировка угла наклона лопастей вентилятора. Подтяжка крепления
	Текущий ремонт	Выполнение работ технического обслуживания. Ревизия привода, замена дефектных подшипников. Замена смазки. Демонтаж пробок, чистка пучка трубок. Контроль толщины стенки трубок, чистка коллекторов входа в АВО. Монтаж пробок. Ревизия, ремонт и регулировка угла наклона лопастей вентилятора. Замена ремней. Проверка параллельности и смещения шкивов
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Замена лопастей вентилятора с последующей балансировкой. Ремонт или замена отдельных узлов диффузора. Замена секций. Окраска
Приточно-вытяжные вентиляторы, вентиляторы наддува	Техническое обслуживание	Осмотр креплений вентилятора. Проверка состояния подшипников, заземления. Осмотр лопаток рабочего колеса и шкива на валу, осмотр кожуха вентилятора, воздуховодов и мягких вставок. Проверка работы перекидных клапанов и щиберов. Проверка состояния виброосновання. Проверка состояния соединительных муфт, проверка центровки. Осмотр калориферов

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Приточно-вытяжные вентиляторы, вентиляторы наддува	Текущий ремонт	Выполнение работ технического обслуживания. Проверка балансировки рабочего колеса. Замена негодных подшипников. Замена отдельных лопаток, заварка лопнувших мест, исправление вмятин, восстановление необходимых зазоров между рабочим колесом и кожухом. Чистка и смазка. Замена резины на пальцах муфт. Исправление шпоночных соединений, проточка или шлифовка шеек вала. Окраска. Проверка калориферов. Ревизия запорной арматуры с частичной заменой задвижек, вентилей
	Капитальный ремонт	Выполнение работ текущего ремонта. Полная переборка рабочего колеса или замена новым. Замена или ремонт вала, замена подшипников. Балансировка рабочего колеса. Ремонт или замена электродвигателя. Ремонт виброоснования. Полная окраска вентилятора, воздуховодов и установочной площадки. Ремонт оградительных устройств. Испытание вентилятора
Винтовой компрессор	Техническое обслуживание	Очистка фильтров масла и газа. Осмотр. Анализ масла на содержание механических примесей. Проверка исправности приборов визуального контроля. Проверка работоспособности срабатывания системы защиты и сигнализации. Проверка количества сливаемого с уплотнения масла. Проверка центровки электродвигателя с компрессором. Проверка положения запорных элементов задвижек и вентилей линии газа и масла. Проверка исправности сигнальных ламп на щите управления. Устранение утечек масла
	Текущий ремонт	Все работы, предусмотренные техническим обслуживанием. Установка заглушек. Разборка электрической схемы электродвигателя. Разборка компрессора с дефектовкой узлов и деталей: винтовой пары, подшипников, торцевых уплотнений, разгрузочного устройства. Замена изношенных деталей. Сборка и регулировка зазоров. Ревизия запорно-регулирующей арматуры. Замена изношенных деталей. Регулировка. Ревизия электрооборудования. Разборка и ревизия шестеренчатого насоса. Ревизия перепускного клапана насоса. Сборка, установка, центровка насоса. Монтаж компрессора. Проверка исправности приборов визуального контроля срабатывания системы защиты и сигнализации. Сборка электрической схемы электродвигателя. Обкатка в течение 72 ч

Продолжение таблицы 3

Оборудование	Вид ремонта	Содержание
Винтовой компрессор	Капитальный ремонт	Все работы, предусмотренные текущим ремонтом. Полная разборка компрессора. Дефектовка всех узлов и деталей. Ремонт электрооборудования. Ремонт оборудования контрольно-измерительных приборов и автоматики. Ревизия обратных, отсечных клапанов. Замена подшипников, изношенных деталей уплотнения, разгрузочного устройства, запорных втулок. Сборка, регулировка торцевых зазоров по винтам, регулировка натяга в упорных подшипниках, торцевые зазоры по наружным обоймам упорных подшипников. Монтаж компрессора. Обкатка в течение 72 ч. Диагностика компрессора под нагрузкой

2.5 Планирование ТО и Р

2.5.1 Планирование ТО и Р начинается с составления:
- годового план-графика ТО и Р оборудования;
- месячного план-графика-отчета ТО и Р оборудования;
- годового план-графика остановки на ремонт КС.

2.5.2 Годовой план-график ТО и Р оборудования (см. приложение А, форма 1) составляется начальником и механиком цеха (установки), согласовывается с главным механиком и утверждается главным инженером производственного подразделения - Управления внутрипромыслового сбора и использования нефтяного газа (УВСИНГ) ОАО "Сургутнефтегаз".

На основании утвержденного годового план-графика ТО и Р оборудования, начальником и механиком установки (станции) составляются месячные план-график-отчеты ТО и Р оборудования установки (станции), которые утверждаются главным механиком производственного подразделения - УВСИНГ (см. приложение А, форма 2).

Для планирования сроков ремонта КС по производственному подразделению в целом составляется годовой план-график остановки на ремонт КС управления, который утверждается главным инженером производственного подразделения - ОАО "Сургутнефтегаз" (см. приложение А, форма 3).

2.5.3 Планирование ТО и Р ведется на основе структуры ремонтного цикла с учетом технического состояния оборудования, степени его загрузки и условий эксплуатации.

2.5.4 Так как учет наработки оборудования ведется в машино-часах, наработку при составлении план-графиков пересчитывают в календарное время по формуле:

$$T_к = \frac{T_м + T_п}{720},$$

где $T_к$ - длительность межремонтного периода, мес.;
$T_м$ - длительность межремонтного периода, маш.-ч;
$T_п$ - время нахождения оборудования в техническом обслуживании, ч;
720 - переводное число календарного времени (мес.) в часы при непрерывной работе оборудования (24 ч в сутки).

2.6 Организация ТО и Р

2.6.1 Организация ТО и Р предусматривает выполнение следующих функций:
- учет наличия движения оборудования;
- ведение технической документации;
- учет времени работы оборудования в целях своевременного проведения ТО и Р;
- контроль за техническим состоянием оборудования;
- проведение технического обслуживания;
- проведение ремонта;
- контроль за соблюдением требований техники безопасности;
- своевременное предоставление отчета о выполнении ремонта;
- организация сбора данных о работе оборудования.

2.6.2 ТО и Р оборудования производится в сроки, установленные план-графиками (см. приложение А, формы 1-3). Отклонения от графиков планового ТО и Р допускаются только после проверки технического состояния оборудования согласно

разделам 3, 4, при этом составляется акт на изменение календарного срока ремонта технологического оборудования (см. приложение А, форма 4).

При невыработке оборудованием межремонтного срока, акт на изменение календарного срока ремонта не составляется.

2.6.3 Основным техническим документом для проведения остановочного ремонта КС является дефектная ведомость на ремонт КС (см. приложение А, форма 5). При проведении остановочного ремонта КС оформляется акт сдачи установки (станции) в ремонт (см. приложение А, форма 6) и акт сдачи установки (станции) в эксплуатацию (см. приложение А, форма 7).

2.6.4 Основным техническим документом для проведения планового ТО и текущего ремонта оборудования является дефектная ведомость на ремонт оборудования (см. приложение А, форма 8). Сдача оборудования в ТО и Р и приемка после выполнения работ оформляются актами сдачи агрегата (аппарата, машины) в ремонт (см. приложение А, форма 9) и приемки агрегата (аппарата, машины) из ремонта (см. приложение А, форма 10).

Сдача оборудования в капитальный ремонт и приемка после выполнения работ оформляется актами на сдачу оборудования в капитальный ремонт (см. приложение А, форма 11) и на приемку оборудования из капитального ремонта (см. приложение А, форма 12).

Рекомендуется составлять типовую ведомость дефектов на ТО, Т, К для каждого вида (или группу) одинакового оборудования.

2.6.5 Для выявления эксплуатационных недостатков, в целях повышения надежности и долговечности оборудования ведется журнал учета ТО и Р (см. приложение А, форма 13). В журнале указывается: номер КС, наименование оборудования, технологический номер, дата и вид ремонта или технического обслуживания, перечень выполненных работ. Журнал ведется механиком производственного подразделения.

2.6.6 Для учета времени эксплуатации и оперативного контроля за состоянием оборудования обслуживающим персоналом ведется журнал учета работы оборудования (см. приложение А, форма 14). В журнале указывается число отработанных машино-часов по видам оборудования за каждый день. Суммарное число отработанных за месяц машино-часов заносится в журнал наработки оборудования (см. приложение А, форма 15), который включает наименование оборудования, его технологический номер и число отработанных машино-часов по месяцам.

2.6.7 Приведенные в приложении А, формы технической документации могут быть изменены, дополнены или переработаны для удобства пользования эксплуатационным и ремонтным персоналом производственных подразделений с учетом местных особенностей эксплуатации оборудования.

3 ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ОБОРУДОВАНИЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ

3.1 Основные положения

3.1.1 ТО и Р оборудования по состоянию представляет собой совокупность правил по определению порядка технического диагностирования и принятия решений о необходимости обслуживания и ремонта оборудования на основе информации о фактическом техническом состоянии.

3.1.2 Особенностью ТО и Р по состоянию является отсутствие межремонтных периодов оборудования. Решение о сроке проведения ремонта и его объеме принимается по результатам технического диагностирования.

3.1.3 Для определения технического состояния измеряются диагностические параметры, характеризующие техническое состояние, и результаты сравниваются с заданными границами области работоспособности.

3.1.4 Методами технического диагностирования являются:

- вибрационная диагностика, позволяющая оценивать техническое состояние механической части машин;
- газодинамическая диагностика, позволяющая оценивать состояние проточной части компрессора;
- диагностика состояния подшипников скольжения по анализу масла на линии слива подшипника;
- диагностика состояния подшипников скольжения по изменению температуры вкладышей и масла на линии слива подшипника.

3.1.5 Проведение вибрационной диагностики центробежных компрессорных агрегатов (ЦКА) является обязательной. Диагностирование ЦКА другими методами, а также диагностирование винтовых компрессорных агрегатов и другого оборудования любыми методами, является дополнительным и проводится в объемах и сроки по усмотрению службы главного механика или инженерно-технического работника, проводящего техническое диагностирование.

3.2 Вибродиагностирование оборудования КС

3.2.1 Основными вибродиагностическими методами, применяемыми для контроля общего технического состояния ЦК, являются:

- постоянный контроль общего уровня вибрации узлов с помощью стационарной контрольно-сигнальной виброизмерительной аппаратуры (КСВА), при этом измеряется относительное вибросмещение валов;
- периодический контроль уровня вибрации и его спектральных составляющих переносной КСВА, при этом измеряется абсолютное виброперемещение или виброскорость в каждой контролируемой точке.

3.2.2 Вспомогательное оборудование имеет резервирование (дублировано) и не является энергоемким по сравнению с ЦК, поэтому для него ТО и Р осуществлять по наработке.

При необходимости (определение объема или контроль качества ремонта, продление межремонтного периода) проводится вибрационное диагностирование винтовых компрессорных агрегатов, вспомогательного оборудования переносной КСВА.

3.2.3 В качестве переносной КСВА могут использоваться виброизмерительные или виброанализирующие приборы отечественного и зарубежного производства, соответствующие ГОСТ 25275-92, и имеющие возможность сохранения результатов замеров в памяти.

3.2.4 Вибродиагностирование ЦКА, находящихся в эксплуатации, производится периодически согласно годового графика один раз в месяц. Кроме того, проводится внеплановое вибродиагностирование ЦКА при пуске в эксплуатацию после произведенного ремонта, с целью определения технического состояния.

3.2.5 Периодический контроль вибрации производится в одних и тех же точках, расположенных в максимально возможной близости к подшипниковым узлам.

3.2.6 Обработка измеренных параметров производится с использованием программного обеспечения виброанализирующей аппаратуры, персонального компьютера.

3.2.7 По результатам анализа вибрационных параметров лицо, производившее диагностирование, составляет карту вибрации агрегата, в

которой указывается местонахождение обследуемого оборудования, его заводской номер, схема расположения точек замера, тип и заводской номер виброизмерительного прибора, значения измеренного общего уровня вибрации в каждой точке; дается оценка вибрационного состояния агрегата, указываются причины повышенной вибрации, рекомендации по их устранению. В карту вибрации может заноситься также дополнительная информация (замечания, выявленные при визуальном осмотре, показания штатной КСВА и др.).

3.2.8 Копия карты вибрации выдается механику установки. Механик установки принимает меры по устранению указанных в карте причин повышенной вибрации (планирует сроки и объем ремонта или технического обслуживания, согласовывает их со службой главного механика).

3.3 Оценка вибрационного состояния

3.3.1 Оценка вибрационного состояния машины определяется наихудшей качественной оценкой одного из ее узлов.

3.3.2 Принятые допустимые уровни вибрации находятся в соответствии с рекомендациями международной организации по стандартизации ISO2372, ISO3945.

Применяются следующие уровни и качественные оценки вибрационного состояния машин:

A_1 – ХОРОШЕЕ – характеризует работу машины в полном соответствии с ТУ;

А – УДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНОЕ – эксплуатация машины характеризуется минимальной вероятностью появления дефектов.

Машины, принимающиеся из монтажа или ремонта, должны иметь уровень вибрации, не превышающий границы области «удовлетворительно».

B_1 - ТРЕБУЕТ ВНИМАНИЯ – при эксплуатации машины возможно появление или развитие дефекта;

В – ТРЕБУЕТ УЛУЧШЕНИЯ – эксплуатация машины допускается, но характеризуется повышенной вероятностью появления дефектов.

Для машин, эксплуатирующихся с такой интенсивностью вибрации, должны предусматриваться меры по устранению причин повышенной вибрации;

С – НЕДОПУСТИМОЕ – характеризует предаварийное состояние машины, необходимо проведение ремонтных работ.

Уровни А, В, и С регламентируются; уровни A_1 и B_1 принимаются на основе анализа совокупных данных измеренных параметров на машине в целом.

3.3.3 Уровни вибрации и единицы измерения стационарной КСВА устанавливаются в соответствии с рекомендациями изготовителя. В случае ложного срабатывания стационарной КСВА (дефект датчика или вторичного прибора) допускается эксплуатация машины на основании результатов контроля переносной КСВА, при этом производится более частый периодический контроль машины переносной КСВА и принимаются меры по устранению дефекта стационарной КСВА.

3.3.4 В таблице 4 приведены уровни вибрации центробежных и винтовых компрессоров при контроле переносной КСВА.

Таблица 4 - Уровни вибрации компрессорных агрегатов

1. Компрессорные агрегаты «Creusot-Louire» (Франция)

1.1. Электродвигатель SAT 91,2-153.5-u

№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц	Уровень вибрации, пик-пик, мкм		
			A	B	C
1	Общий уровень	5...1000	51	73	125
2	Субгармоники	5...20	13	21	36,4
3	1х об/мин	20...30	32	50	70
4	2х об/мин	30...60	5,2	8,1	16,2
5	3х об/мин	60...90	1,9	3,7	7,6
6	4-6х об/мин	90...170	0,7	2,5	4,3
7	высшие и умноженные частоты	170...1000	0,3	0,5	0,8

1.2. Мультипликатор MTRE 82 S (тихоходный вал)

№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц	Среднеквадратичный уровень вибрации, мм/с		
			A	B	C
1	Общий уровень	5...1000	3,1	4,8	7,8
2	Субгармоники	5...20	0,9	2,5	4,4
3	1х об/мин	20...30	2,7	4,0	7,1
4	2х об/мин	30...60	1,5	2,5	4,5
5	3х об/мин	60...90	0,7	1,5	2,1
6	4-6х об/мин	90...170	0,7	1,5	2,1
7	высшие и умноженные частоты	170...1000	1,0	2,0	2,9

Продолжение таблицы 4

2.3. Мультипликатор (быстроходный вал), КНД, КВД					
№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц	Среднеквадратичный уровень вибрации, мм/с		
			A	B	C
1	Общий уровень	5...5000	1,8	3,6	6,0
2	Субгармоники	5...130	1,6	3,0	5,0
3	1х об/мин	130...250	1,7	3,3	5,5
4	2х об/мин	250...400	1,3	2,4	3,9
5	3х об/мин	400...600	0,8	1,4	2,9
6	4-6х об/мин	600...1200	0,6	1,0	2,6
7	высшие и умноженные частоты	1200...5000	0,6	1,1	2,6

3. Компрессорные агрегаты ТКА-Ц 16/120.

3.1. Мультипликатор (тихоходный вал)					
№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц	Среднеквадратичный уровень вибрации, мм/с		
			A	B	C
1	Общий уровень	5...5000	3,8	5,5	9,8
2	Субгармоники	5...30	0,9	2,5	4,4
3	1х об/мин	30...67	3,3	4,5	8,5
4	2х об/мин	250...400	1,9	3,2	4,9
5	3х об/мин	400...600	0,9	1,7	2,3
6	4-6х об/мин	600...1200	0,9	1,7	2,3
7	высшие и умноженные частоты	1200...5000	1,0	2,0	2,9

3.2. Мультипликатор (быстроходный вал), КНД, КВД					
№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц	Среднеквадратичный уровень вибрации, мм/с		
			A	B	C
1	Общий уровень	5...5000	4,0	5,2	10,2
2	Субгармоники	5...130	2,5	4,3	6,3
3	1х об/мин	130...250	3,0	4,5	8,5
4	2х об/мин	250...400	1,2	2,2	3,6
5	3х об/мин	400...600	1,3	2,7	4,5
6	4-6х об/мин	600...1200	1,3	2,7	4,5
7	высшие и умноженные частоты	1200...5000	0,9	1,8	3,6

Продолжение таблицы 4

4. Винтовые компрессоры Электродвигатель, компрессор					
№ п/п	Наименование параметра	Полоса частот, Гц (порядки)	Среднеквадратичный уровень вибрации, мм/с		
			A	B	C
1	Общий уровень	10Гц-40хоб/мин	7,5	10,5	13,9
2	Субгармоники и 1х об/мин	0-1,5 хоб/мин	7,2	9,0	12,7
3	2х об/мин	1,5-2,5 хоб/мин	5,1	7,3	8,9
4	3-4х об/мин	2,5-4,5 хоб/мин	5,1	7,3	8,9
5	5-10х об/мин	4,5-10,5 хоб/мин	5,1	7,3	8,9
6	высшие и умноженные частоты	10,5-40 хоб/мин 1 кГц-20кГц	1,5	2,2	4,1

3.3.5 Уровни вибрации для вспомогательного оборудования:

а) центробежные насосы - значения среднеквадратичных скоростей следующие:

V_e= 4,6 мм/с - уровень А;

V_e = 7,1 мм/с - уровень В (предотказовое значение V_e);

V_e= 11,2 мм/с - уровень С (предельное значение V_e).

Значения размаха абсолютного вибросмещения $S_к$, соответствующие уровням виброскорости А, В, С, в зависимости от частоты вращения n даны на рисунке 1;

б) вентиляторы АВО, приточно-вытяжные, вентиляторы наддува электродвигателя - уровни вибрации для вентиляторов, работающих с разными частотами вращения, приведены в таблице 5;

Таблица 5 - Уровни вибрации для вентиляторов

Уровень	Частота вращения, об/мин							
	3000		1500		750		600 и меньше	
	V_e, мм/с	$S_к$, мкм	V_e, мм/с	$S_к$, мкм	V_e, мм/с	$S_к$, мкм	V_e, мм/с	$S_к$, мкм
А	4,6	18,0	4,6	35,0	4,6	80,0	2,8	100,0
В	7,1	30,0	7,1	60,0	7,1	120,0	4,6	150,0
С	11,2	50,0	11,2	100,0	11,2	180,0	7,1	250,0

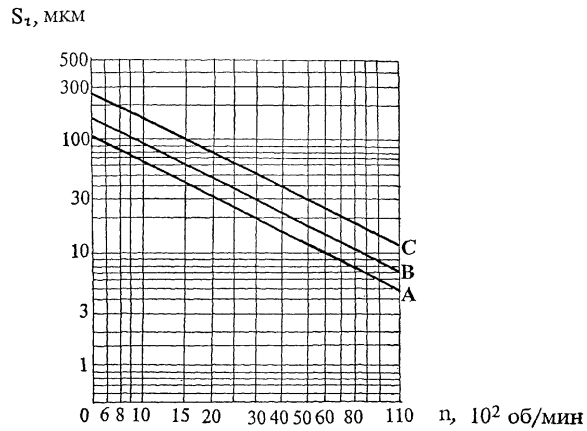


Рисунок 1 - Рекомендуемые уровни значений абсолютного виброперемещения для центробежных насосов

в) поршневые компрессоры и плунжерные насосы - контроль осуществляется по среднеквадратичной виброскорости V_e и размаху виброперемещения $S_ч$, приведенных в таблице 6.

Таблица 6 - Уровни вибрации для поршневых компрессоров и плунжерных насосов

Уровень	Число рабочих ходов поршня, мин$^{-1}$							
	более 2000		1000-2000		500-1000		менее 500	
	V_e, мм/с	$S_ч$, мкм	V_e, мм/с	$S_ч$, мкм	V_e, мм/с	$S_ч$, мкм	V_e, мм/с	$S_ч$, мкм
A	4,6	20	4,6	25	4,6	35	4,6	80
B	7,1	35	7,1	45	7,1	60	7,1	120
C	11,2	60	11,2	80	11,2	100	11,2	180

3.4 Расчет политропного КПД и расхода газа для ЦК

3.4.1 Снижение политропного КПД в процессе эксплуатации происходит вследствие нагарообразования в проточной части ЦК, износа лабиринтных уплотнений и увеличения в них зазоров, потери свойств резиновых кольцевых уплотнений.

3.4.2 Политропные КПД для ЦК низкого ($\eta_{п.1}$) и высокого ($\eta_{п.2}$) давлений определяются раздельно по формуле (здесь и далее формулу с индексом 1, 2 следует рассматривать как две одинаковые формулы с индексами 1 и 2)

$$\eta_{п.1.2} = \frac{k-1}{k} \cdot \frac{\ln[(P_{к.1.2} + 0{,}1)/(P_{н.1.2} + 0{,}1)]}{\ln[(T_{к.1.2} + 273)/(T_{н.1.2} + 273)]}, \qquad (2)$$

где k - показатель адиабаты;

$P_{н.1,2}$, $P_{к.1,2}$ - начальные и конечные давления газа, МПа;

$T_{н.1,2}$, $T_{к.1,2}$ - начальные и конечные температуры газа, ^{0}C.

Показатель адиабаты рассчитывается по формуле

$$k = \frac{1}{1 - 1/\sum_i (C_{pi}\, \tau_i / R_i)}, \qquad (3)$$

где C_{pi} - удельная теплоемкость i-ых составляющих компонент перекачиваемого газа, Дж/(кг·К);

τ_i - объемная доля i-ого компонента смеси газа;

R_i - газовая постоянная i-ого компонента смеси газа, Дж/(кг·К).

3.4.3 Массовый расход газа G в килограммах в час при отсутствии расходомера на компрессорной линии определяется по методу энергобаланса по формуле

$$G = \frac{3600N}{(1 + \beta)\, C_p\, [(T_{к.1} - T_{н.1}) + (T_{к.2} - T_{н.2})]}, \qquad (4)$$

где N - мощность электродвигателя, идущая на сжатие газа, Вт;

β - коэффициент, учитывающий отдачу тепла газом через стенки ЦК, принимается равным 0,02;

C_p - удельная теплоемкость газовой смеси, Дж/(кг·К).

3.4.4 Выражение для удельной теплоемкости смеси газов имеет вид

$$C_p = \sum_i C_{pi}\, \tau_i \qquad (5)$$

3.4.5 Объемный расход газа (Q) в кубических метрах в час, приведенный к нормальным условиям, рассчитывается по формуле

$$Q = G / \rho^0, \qquad (6)$$

где ρ^0 - плотность газовой смеси при нормальных условиях (при 0 ^{0}С и давлении 0,1 МПа), кг/м^3, определяется по формуле

$$\rho^0 = \sum_i \rho^0_i\, \tau_i, \qquad (7)$$

где ρ^0_i - плотность компонентов газовой смеси при нормальных условиях, кг/м^3.

3.4.6 Суммарная мощность электродвигателя ($N_э$) в ваттах рассчитывается по формуле

$$N_э = \sqrt{3}UI\cos\varphi \qquad (8)$$

где U - напряжение на вводе электродвигателя, *В*;
I - сила тока, потребляемая элетродвигателем, А;
$\cos\varphi$ - отношение активной мощности к полной.

Суммарная мощность на валах роторов компрессоров низкого и высокого давлений ($N_в$)

$$N_в = N_э \cdot \eta_э , \qquad (9)$$

где $\eta_э$ - КПД электродвигателя, $\eta_э = 0{,}975$.

Мощность, идущая на сжатие газа в компрессорах низкого и высокого давлений

$$N = N_в \cdot \eta_м , \qquad (10)$$

где $\eta_м$ - механический КПД, $\eta_м = 0{,}95$.

Значение мощности N подставляется в формулу (4).

3.4.7 Суммарная мощность электродвигателя $N_э$ может определяться по ваттметру.

3.4.8 Исходные данные, необходимые для расчетов по формулам (2-10), оформляются в виде таблиц Б1, Б2, Б3, приведенных в приложении Б.

3.4.9 Измерения технологических и энергетических параметров проводятся с помощью штатных контрольно-измерительных приборов (КИП). Приборы должны быть поверены.

3.4.10 Анализ состава компримируемого газа производится химической лабораторией по стандартной методике.

3.5 Диагностирование состояния ЦК по значениям политропного КПД и расхода газа

3.5.1 Технологические режимы перекачки на газлифтных КС изменяются во времени t случайно и по значениям КПД $\eta_{п.1,2}(t)$ техническое состояние ЦК определить невозможно.

Для целей диагностирования в данном случае следует использовать газодинамические характеристики ЦК. Однако паспортные газодинамические характеристики ЦК газлифтных КС отсутствуют.

3.5.2 Состояние проточной части ЦК будет контролироваться путем расчета и графического построения отрезка газодинамической характеристики $\eta_{п.1,2}(Q)$ для ЦК, вышедшего из ремонта, и последующего периодического определения текущих значений $\eta_{п.1,2}(Q)$.

3.5.3 Порядок диагностирования ЦК по значениям $\eta_{п.1,2}(Q)$ следующий:

а) после ремонта ЦК, не позднее первого месяца эксплуатации, определяются исходные данные для расчета газодинамической характеристики $\eta_{п.1,2}(Q)$ ЦК низкого и высокого давлений. Для этого производятся экспериментальные измерения расхода газа Q на компрессорной линии при изменении давления газа на входе в КС с помощью шарового крана. Всего необходимо иметь как минимум три значения расхода Q на интервале ΔQ = 10-15 тыс. м^3/ч для одной компрессорной линии. Границы интервала располагаются с одной стороны на достаточном удалении от режима помпажа, с другой стороны - должна, по возможности, приближаться к максимальной производительности компрессорной линии.

За первое значение Q принимается текущий расход газа, последующие значения Q должны отличаться от предыдущих на 5-7 тыс. м^3/ч.

При каждом значении Q, после стабилизации работы компрессорных линий в течение 15-30 мин, производятся измерения технологических режимов по штатным КИП, находящимся в зале управления и помещении компрессоров.

Результаты измерений заносятся в таблицы Б.1, Б.2, Б.3 (см. приложение Б).

Обычно продолжительность всех измерений для трех точек расхода газа Q не превышает 1-2 ч. После окончания измерений следует возвратить расход газа на КС на первоначальное значение.

Для получения более точных результатов последующего расчета разница во времени между измерениями технологических, энергетических режимов и отбором проб для анализа газа не должна превышать одних суток;

б) производятся расчеты $\eta_{п.1,2}$ и Q по формулам (2-10);

в) полученные экспериментальные точки характеристики $\eta_{п.1,2}(Q)$ изображаются в виде графика;

г) через 1500-2000 ч (2-3 месяца) работы ЦК проводятся работы, указанные в перечислениях а) и б). Новые экспериментальные точки изображаются на том же графике, что и предыдущие;

д) по графикам контролируется уменьшение величины КПД $\Delta\eta_{п.1,2} = \eta^{н}_{п.1,2} - \eta^{т}_{п.1,2}$, которое со временем будет происходить в связи с ухудшением состояния проточной части ЦК; здесь $\eta^{н}_{п.1,2}$, $\eta^{т}_{п.1,2}$ - начальное (после ремонта) и текущее значение КПД;

е) величина уменьшения КПД $\Delta\eta_{п.1,2}$ сравнивается с допускаемой $\Delta\eta_{п.д}$ и делается вывод о продолжении эксплуатации, если $\Delta\eta_{п.1,2} \leqslant \Delta\eta_{п.д}$. Значение $\Delta\eta_{п.д} = 0{,}08\text{-}0{,}10$;

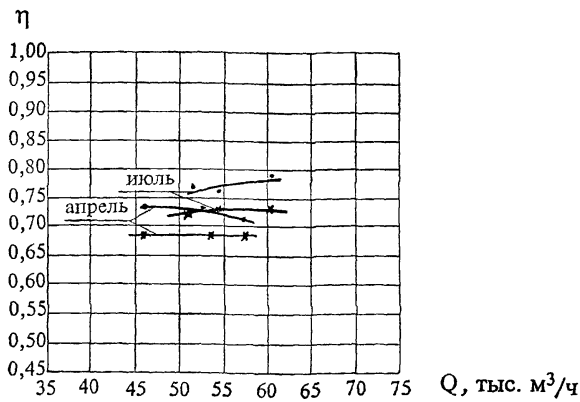
ж) в конце межремонтного периода работы ЦК периодичность диагностирования следует уменьшить до 720 ч (1 месяца).

3.6 Пример диагностирования состояния ЦК по политропному КПД

3.6.1 Диагностирование по политропному КПД производится для ЦК на линии К-100 КС-41 ОАО "Сургутнефтегаз". Первая серия замеров технологических режимов была осуществлена в апреле, вторая - в июле (см. приложение В, таблицы В.1, В.2, В.3).

3.6.2 Результаты расчета даны в таблице В.4 приложения В.

3.6.3 На рисунке 2 показано сравнение полученных экспериментальных газодинамических характеристик $\eta_{п.1,2}(Q)$. По истечении периода диагностирования, равного в данном случае 2-3 месяца, произошло увеличение политропного КПД в среднем на 5%. Рассматриваемые компрессоры стали работать более эффективно и в ремонте не нуждаются.



- для центробежных компрессоров низкого давления;
- для центробежных компрессоров высокого давления

Рисунок 2 - Изменения политропного коэффициента полезного действия центробежных компрессоров на КС-41 К-100 ОАО "Сургутнефтегаз"

Увеличение КПД произошло за счет увеличения температуры газа на входе в КС в летний период. Температура газа, равная в апреле 10 ^{0}С, повысилась до 32 ^{0}С и приблизилась к температуре в гарантированной точке, равной, по данным завода-изготовителя, 35 ^{0}С. Некоторое небольшое ухудшение состояния проточной части компрессоров за диагностический период перекрылось увеличением эффективности работы за счет приближения параметров перекачки газа к оптимальным.

3.7 Трибодиагностика узлов центробежных компрессорных агрегатов.

3.7.1 Трибодиагностика – одно из направлений технической диагностики, в основу которого положен анализ частиц износа и внешних загрязнений в периодически отбираемых из системы смазки центробежных компрессорных агрегатов проб масла, а также оценка технического состояния самого масла в процессе эксплуатации.

3.7.2 Во время работы компрессора отдельные его узлы могут испытывать экстремальные нагрузки и воздействия, что является главной предпосылкой выхода из строя агрегата. Из всего многообразия таких воздействий можно выделить следующие наиболее существенные:

- загрязнение масла абразивными частицами и водой;
- смена режимов смазки при пусках и остановках;
- недостаточная подача масла;
- усталостное разрушение узлов трения;
- коррозионный износ узлов трения вследствие окисления, термодеструкции или аэрации масла;
- повышенная вибрация;
- осевой сдвиг ротора.

Большая часть приведенных выше воздействий приводит к преждевременному износу узлов трения – подшипников и редукторов, что предопределяет необходимость внедрения системы трибодиагностики, направленную на повышение долговечности, прежде всего, подшипников и редукторов компрессоров.

3.7.3 Изнашивание – это процесс разрушение сопряженных поверхностей, поэтому он сопровождается отделением частиц материала деталей, которые попадают в систему смазки компрессора

и циркулируют вместе с маслом, частично осаждаясь на маслофильтрах. Следовательно, по частицам износа можно характеризировать работу узлов трения.

В зависимости от концентрации, размеров и материала частиц износа определяется, какие пары трения и в какой степени подвержены износу.

3.7.4 Отбор проб производится из системы смазки работающего агрегата одним и тем же способом из одного и того же места. В качестве мест отбора проб выбираются линии слива каждого отдельного узла трения и общий маслобак, при этом проба из маслобака является контрольным образцом для проб каждых узлов.

Анализ масла производится с помощью анализатора масел и смазок CSI-5100 фирмы «CSI» (США) или другого прибора для экспресс-анализа масел. Время проведения одного анализа составляет 8 мин., при этом определяются степень химической и термической деградации масла, степень загрязнения продуктами износа, приблизительный размер частиц износа, наличие в масле посторонних примесей (вода, хладагенты, сажа). С помощью программного обеспечения производится обработка полученных результатов, их сравнение с контрольными и выдается заключение о техническом состоянии узла трения.

4 ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ

4.1 Основные положения

4.1.1 Для оценки общего технического состояния компрессоров рассчитываются производительность, потребляемая мощность, коэффициенты полезного действия - политропный, изотермический или механоизотермический (произведение механического и изотермического КПД). Текущее состояние ЦК сравнивается с техническим состоянием, гарантированным заводом-изготовителем, после приведения результатов измерений и расчета к условиям гарантий (нормативным параметрам газа на всасывание).

4.1.2 Для ЦК газлифтных КС заводские газодинамические характеристики отсутствуют. Поэтому текущие рабочие значения характеристик после приведения следует сравнивать с исходными, определяемыми после ремонта ЦК. Приведение осуществляется к исходным параметрам газа на всасывании.

4.1.3 Кривые исходных газодинамических характеристик строятся по трем точками на интервале расхода ΔQ = 10-15 тыс. $м^3$/ч. Текущие рабочие и приведенные значения характеристик в виде точек наносятся на этот же график.

Порядок получения данных для построения исходных газодинамических характеристик показан в п.3.4.3. С интервалом 2-3 месяца строятся точки текущих рабочих и приведенных к исходным значениям характеристик. Причем, достаточно получить эти точки для одного текущего значения расхода.

4.1.4 При оценке общего технического состояния ЦК измерения режимов компримирования газа производят с помощью эксплуатационных КИП.

Формы таблиц исходных данных показаны в приложении Б.

4.2 Построение исходных газодинамических характеристик

4.2.1 После ремонта ЦК, не позднее первого месяца эксплуатации, должны быть построены исходные газодинамические характеристики: степень сжатия $\varepsilon(Q)$, мощность на валу $N_в(Q)$, механоизотермический КПД $\eta_м\eta_{из}(Q)$ по трем точкам. Расчеты производятся отдельно для каждого из трех значений Q.

Порядок расчета показан ниже.

4.2.2 По измеренным данным, согласно раздела 3, определяются расход газа Q и политропные КПД $\eta_{п.1,2}$.

4.2.3 По показаниям манометров, измеряющих давление газа на входе и выходе ЦК низкого и высокого давлений, с учетом атмосферного давления рассчитывается степень сжатия (ε_1, ε_2)

$$\varepsilon_{1,2} = \frac{P_{к\,1,2} + 0,1}{P_{н.1,2} + 0,1}. \qquad (11)$$

4.2.4 По измеренной мощности электродвигателя $N_э$ и формуле (9) определяется суммарная мощность на валу компрессоров $N_в$.

4.2.5 Рассчитывается изотермическая мощность ($N_{из.1}$) для ЦК низкого давления и ($N_{из.2}$) для ЦК высокого давления в киловаттах по формуле

$$N_{из.1,2} = \bar{Q}_{1,2} \cdot (P_{н.1,2} + 0,1) \cdot 981000 \cdot \ln \varepsilon_{1,2}, \qquad (12)$$

где $\bar{Q}_{1,2}$ - расход газа при рассчитываемых условиях, м^3/ч.

В формулу (12) нужно подставить расход $\bar{Q}_{1,2}$, соответствующий давлению на входе $P_н$ и температуре $T_н$. Для этого используется уравнение состояния идеального газа

$$\frac{P_{норм} \cdot Q}{T_{норм}} = \frac{(P_{н.1,2} + 0,1)\,\bar{Q}_{1,2}}{T_{н.1,2}}, \qquad (13)$$

где $P_{норм}$, $P_{н.1,2}$ - давление на входе при нормальных ($P_{норм}$=0,1 МПа) и рассчитываемых условиях, МПа

$T_{норм}$, $T_{н.1,2}$ - температура на входе при нормальных ($T_{норм}$ = 273 К) и рассчитываемых условиях, К;

Q - расход при нормальных условиях, м^3/ч.

4.2.6 Определяется общий механоизотермический КПД ($\eta_м \eta_{из}$)

$$\eta_м \eta_{из} = \frac{N_{из.1} + N_{из.2}}{N_в}. \qquad (14)$$

4.2.7 Определяется общее для ЦК отношение давлений (ε)

$$\varepsilon = \varepsilon_1 + \varepsilon_2 \quad . \qquad (15)$$

4.2.8 Строятся линии исходных газодинамических характеристик $\varepsilon(Q)$, $N_в(Q)$, $\eta_м\eta_{из}(Q)$ на совмещенном графике (дается на рисунке 3 в примере расчета).

4.3 Построение рабочих и приведенных значений характеристик

4.3.1 По истечении периода диагностирования производятся измерения исходных данных для построения рабочих и приведенных точек характеристик. Причем, для экономии времени диагностирования, достаточно получить только одну серию измерений при текущем рабочем расходе: $Q_р$ и эксплуатационном режиме. Определяются расход $Q_р$ и политропные КПД $\eta_{п.1,2}$ согласно раздела 3.

4.3.2 Рабочие точки определяются по такому же порядку и формулам, что даны в пунктах 4.2.3 - 4.2.7, и наносятся на тот же график, который был построен по пункту 4.2.8. Рабочие точки должны попасть на интервал ΔQ изменения исходных газодинамических характеристик.

4.3.3 Приведение рабочих точек к исходным условиям осуществляется по формулам, полученным из условия газодинамического подобия. Пересчет рабочей точки компрессоров низкого и высокого давлений сводится к двум формулам

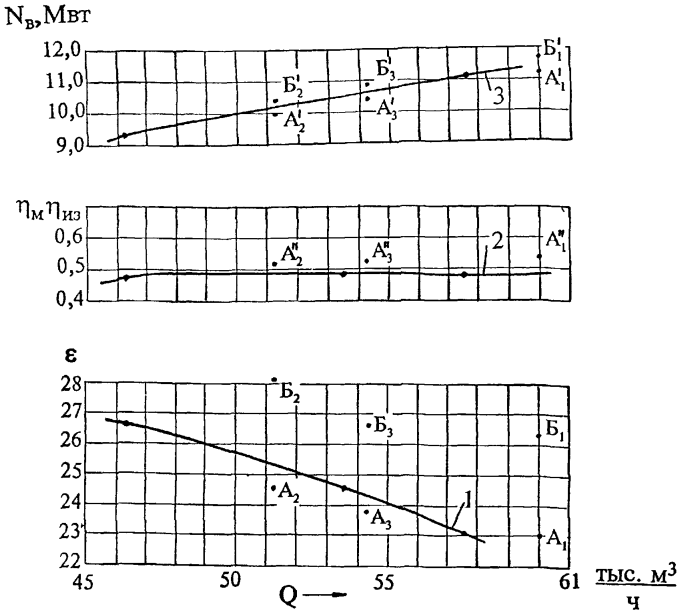
$$\left.\begin{aligned} Q_{пр} &= Q_р, \\ \varepsilon_{пр.1,2} &= \left[1 + \frac{\mu_{исх}}{\mu_р} \cdot \frac{T_{н.р.1,2}}{T_{н.исх.1,2}} \cdot \frac{\delta_{р.1,2}}{\delta_{исх.1,2}} \left(\varepsilon_{р.1,2}^{\frac{1}{\delta_{р.1,2}}} - 1 \right)\right]^{\delta_{исх.1,2}} \end{aligned}\right\} \qquad (16)$$

где $Q_{пр}$, $Q_р$ - приведенный и рабочий расходы, м^3/ч;

$\varepsilon_{пр.1}$, $\varepsilon_{пр.2}$ - приведенное отношение давлений для ЦК низкого и высокого давлений;

$\mu_{исх}$, $\mu_р$ - исходный и рабочий молекулярный вес газа;

$T_{н.исх.1,2}$, $T_{н.р.1,2}$ - начальные исходные и рабочие температуры газа, К;



1, 2, 3 - исходные общие значения отношения давлений, механоизотермического КПД, мощности на валу компрессоров, полученные в апреле;

$А_i$ - рабочие точки, полученные в июле;

$Б_i$ - рабочие точки, приведенные к исходным условиям

Рисунок 3 - Результаты графического пересчета характеристик компрессоров на КС-41 К-100 ОАО "Сургутнефтегаз"

$\delta_{исх.1,2}$, $\delta_{р.1,2}$ - исходное и рабочее число политропы;
$\varepsilon_{р.1,2}$ - рабочее отношение давлений.

4.3.4 Числа политропы $\delta_{исх.1,2}$ и $\delta_{р.1,2}$ определяются по формуле

$$\delta_{исх.(р.)1,2} = \frac{k_{исх.(р.)}}{k_{исх.(р.)} - 1} \cdot \eta_{п.исх.(р.)1,2}, \qquad (17)$$

где $k_{исх.(р.)}$ - показатель адиабаты для исходных (рабочих) условий, находится при расчете политропного КПД согласно раздела 3.

4.3.5 При расчете по формулам (16, 17) необходимо следить за правильной подстановкой данных, соответствующих рабочим и исходным условиям для ЦК низкого и высокого давлений.

4.3.6 Определяется общее для ЦК приведенное отношение давлений ($\varepsilon_{пр.}$)

$$\varepsilon_{пр.} = \varepsilon_{пр.1} \cdot \varepsilon_{пр.2} \qquad (18)$$

4.3.7 Полученные значения $\varepsilon_{пр.}$ наносятся на совмещенный график.

4.3.8 Приведенная изотермическая мощность для ЦК низкого и высокого давлений рассчитывается

$$N_{из.пр.1,2} = \bar{Q}_{р.1,2} \cdot (P_{н.р.1,2} + 0{,}1) \cdot 981000 \cdot \ln \varepsilon_{пр.1,2}, \qquad (19)$$

где $\bar{Q}_{р\ 1,2}$ - рабочий расход при рассчитываемых условиях, м^3/с;
$P_{н.р.1.2}$ - рабочее давление на входе, МПа.

Расход $\bar{Q}_{р.1.2}$ определяется ранее по формуле (13) при расчете изотермической мощности в рабочих точках.

4.3.9 Рабочий механоизотермический КПД $(\eta_м \eta_{из})_р$ на исходные условия не пересчитывается и остается неизменным. Тогда рабочая суммарная мощность на валу компрессоров при пересчете на исходные условия (приведенная $N_{в.пр.}$) определится

$$N_{в.пр.} = \frac{N_{из.пр.1} + N_{из.пр.2}}{(\eta_м \eta_{из})_р}, \qquad (20)$$

где $(\eta_м \eta_{из})_р$ - определяется ранее по формуле (14) для рабочих условий.

4.3.10 Полученные значения $N_{в.пр}$ наносятся на совмещенной график при соответствующем расходе.

4.4 Технико-экономический анализ состояния компрессоров по результатам расчета

4.4.1 По полученным результатам можно оценить текущее рабочее состояние компрессоров путем сравнения приведенных значений с исходными в относительных и абсолютных единицах.

Потерянное отношение давлений при одинаковой производительности (Q = idem)

$$-\left(\frac{\Delta\varepsilon}{\varepsilon}\right)_Q = \frac{\varepsilon_{исх} - \varepsilon_{пр}}{\varepsilon_{исх}} \qquad (21)$$

4.4.2 Потерянная производительность при одинаковом отношении давления (ε = idem)

$$-\left(\frac{\Delta Q}{Q}\right)_{\varepsilon_{пр}} = \frac{Q_{исх} - Q_р}{Q_{исх}} \qquad (22)$$

4.4.3 Потерянная экономичность при одинаковой производительности

$$\left(\frac{\Delta\eta_м\eta_{из}}{\eta_м\eta_{из}}\right)_Q = \frac{(\eta_м\eta_{из})_{исх} - (\eta_м\eta_{из})_р}{(\eta_м\eta_{из})_{исх}}. \qquad (23)$$

4.4.4 Перерасход электрической мощности (абсолютный) при одинаковой производительности

$$-\Delta N_{эл.пр.} = \frac{N_{в.пр}}{\eta_э} \cdot [1 - \frac{(\eta_м \eta_{из})_р}{(\eta_м \eta_{из})_{исх}}] . \qquad (24)$$

Стоимость перерасхода электроэнергии (руб/ч) при цене 0,37 руб/(кВт·ч) будет равна Ц = $N_{эл.пр} \cdot 0,37$.

Если при значениях показателей, полученных по формулам (21-24), сохранится знак «минус», то это означает ухудшение показателей, если знак «плюс» - улучшение, т.е. увеличение отношений давлений, производительности, экономичности, экономию электроэнергии.

4.4.5 Значения и степень изменения полученных показателей дают общую диагностическую оценку состояния компрессоров.

Можно порекомендовать назначение ремонта ЦК, если значение хотя бы одного показателя по формулам (21-23) ухудшилось на величину, превышающую 10 %, а потери от перерасхода электроэнергии становятся сопоставимыми со стоимостью ремонта ЦК.

4.5 Пример диагностирования общего состояния ЦК

4.5.1 Пример диагностирования общего состояния приводится для ЦК низкого и высокого давлений, расположенных на линии К-100 КС-41 ОАО "Сургутнефтегаз".

В качестве исходных используются те же данные, что указаны для примера в пунктах 3.5.1-3.5.3 (см. приложение В, таблицы В.1, В.2, В.3). Эти данные получены в апреле и соответствуют в настоящем примере исходному режиму. Они были измерены через 1345 ч. работы ЦК после последнего текущего ремонта. Ремонт производился в январе.

4.5.2 Следующая серия измерений на КС-41 была проведена в июне (данные в настоящем РД не приводятся). Результаты расчетов по этим измерениям являются текущими рабочими и после приведения

сравниваются с исходными, полученными в апреле. Наработка ЦК на линии К-100 на июль составила 3424 ч после последнего ремонта.

4.5.3 На рисунке 3 представлены результаты расчета характеристик компрессора. Ниже расматривается расчет характеристик непосредственно по формулам (11-24).

По формулам (11, 15) получены точки для линии 1. По формуле (9) - для линии 3. Для построения точек на линии 2 по формуле (12) находятся изотермические мощности $N_{из.1,2}$. Например, в точке при $Q = 57454$ м^3/ч, получается $N_{из.1}$=2886 кВт. При этом по формуле (13) определяется расход, соответствующий $P_{н.1}$= 0,375 МПа и $T_{н1}$= 10,5 ^{0}С,

$$\frac{0{,}1 \cdot 57454}{273} = \frac{(0{,}375 + 0{,}1)\,\bar{Q}_1}{283{,}5}, \text{ отсюда } \bar{Q}_1 = 12560 \text{ м}^3/\text{ч}.$$

Тогда

$$N_{из.1} = \frac{12560}{3600} \cdot (0{,}375 + 0{,}1) \cdot 981000 \cdot \ln 5{,}9 = 2886 \text{ кВт},$$

где 981000 - переводит размерность МПа в Па, а 3600- размерность м^3/ч в м^3/с.

Для ЦК высокого давления $N_{из.2}$ = 2420 кВт.

Механоизотермический КПД по формуле (14)

$$\eta_м \eta_{из}' = \frac{2886 + 2420}{11200} = 0{,}474.$$

Для рабочего режима значения расхода $Q_р$ и политропного КПД определены в пункте 3.5.1.

Точки A_1, A_2, A_3 соответствуют рабочему режиму. Точки A_1', A_2', A_3' получаются по формуле (9).

Для определения рабочих точек A_1'', A_2'', A_3'' сначала находятся значения $N_{из.р.1,2}$ по формуле (12) и (13), а потом по формуле (14) рассчитывается механоизотермический КПД. Эти точки располагаются выше исходной линии 2.

Теперь рабочие точки A_i, A_i' должны быть приведены к исходным условиям. При этом механоизотермические КПД (точки A_i'') сохраняются неизменными (не приводятся).

Для приведения точки A_1 по формулам (16) и (17) получим

$$\delta_{исх.1} = \frac{1,252}{1,252 - 1} \cdot 0,71 = 3,53; \qquad \delta_{р.1} = 3,90;$$

$$\varepsilon_{пр.1} = [1 + \frac{18,58}{18,13} \cdot \frac{304}{283,5} \cdot \frac{3,90}{3,53} (6,2^{\frac{1}{3,90}} - 1)]^{3,53} = 6,78;$$

$$\delta_{исх.2} = 3,43; \quad \delta_{р2} = 3,64; \quad \varepsilon_{пр.2} = 4,09.$$

Общее приведенное отношение давлений (точка $Б_1$) определится по формуле (18)

$$\varepsilon_{пр} = 6,78 \cdot 4,09 = 27,7.$$

Для приведения точек $A_1^{'}$ по формуле (19) определяется $N_{из.пр.1,2}$ Для приведения точки $A_1^{'}$ получим

$$N_{из.пр.1} = \frac{13440}{3600} \cdot (0,4 + 0,1) \cdot 981000 \cdot \ln 6,6 = 3455 \text{ кВт},$$

где расход $\bar{Q}_{р.1} = 13440$ м^3/ч при давлении $P_{н.р.1} = 0,4$ МПа находился по формуле (13) ранее при расчете $N_{из.р.1}$.

Для ЦК высокого давления $N_{из.пр.2} = 2800$ кВт.

Так как механоизотермический КПД при пересчете на исходные условия остается неизменным, то по формуле (20) найдем суммарную приведенную мощность на валу компрессоров (точка $Б_1$).

$$N_{в.пр} = \frac{3455 + 2800}{0,535} = 11700 \text{ кВт}.$$

Таким образом, получены линии 1, 2, 3 и точки A_i, $A_i^{'}$, $A_i^{''}$, $Б_i$, $Б_i^{'}$, представленные на рисунке 3.

При практических расчетах в производственных условиях для уменьшения затрат времени следует строить рабочие и приведенные точки лишь для одного значения расхода газа Q.

Далее проводится технико-экономическое сравнение рабочего состояния компрессоров с исходным. Например, в точке под номером 3 при Q = 54342 м^3/ч по формуле (21) имеем

$$-\left(\frac{\Delta\varepsilon}{\varepsilon}\right)_Q = \frac{24,4 - 26,8}{24,4} = -0,098 \quad \text{или} \quad \left(\frac{\Delta\varepsilon}{\varepsilon}\right)_Q = 0,098.$$

По формуле (22)

$$-\left(\frac{\Delta Q}{Q}\right)_{\varepsilon_{пр}} = \frac{46,3 - 54,3}{46,3} = -0,172 \quad \text{или} \quad \left(\frac{\Delta Q}{Q}\right)_{\varepsilon_{пр}} = 0,172.$$

По формуле (23)

$$-\left(\frac{\Delta\eta_м\eta_{из}}{\eta_м\eta_{из}}\right)_Q = \frac{0,474 - 0,517}{0,474} = -0,082 \quad \text{или} \left(\frac{\Delta\eta_м\eta_{из}}{\eta_м\eta_{из}}\right)_Q = 0,082.$$

По формуле (24)

$$-\Delta N_{эл.пр} = \frac{10930}{0,975}\cdot\left(1 - \frac{0,517}{0,474}\right) = -1020 \text{ кВт или } \Delta N_{эл.пр} = 1020 \text{ кВт}$$

Знак «плюс» во всех результатах указывает на улучшение характеристик работы компрессоров, что объясняется приближением, в связи с летним периодом, входной температуры газа ($T_{н.1}$ = 32 ^{0}C) к оптимальной, которая по техническому проекту равна 35 ^{0}C. В апреле температура газа ($T_{н.1}$ = 11 ^{0}C) была более удалена от оптимальной. Таким образом, ухудшение технического состояния компрессора за период диагностирования, равный двум месяцам, в меньшей степени повлияло на уменьшение эффективности работы рассматриваемых компрессоров, чем изменение входной температуры газа в сторону оптимальной на увеличение эффективности.

Так, экономия электроэнергии, по сравнению с исходными условиями, составляет Ц = 1020 · 0,37 = 377,4 руб/ч.

Рассматриваемые компрессоры в данный момент в текущем ремонте не нуждаются.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)

Формы документов

Форма 1	План-график планового технического обслуживания и ремонта оборудования
Форма 2	План-график-отчет технического обслуживания и ремонта оборудования установки (станции)
Форма 3	План-график остановки на ремонт компрессорных станций станций управления
Форма 4	Акт на изменение календарного срока ремонта технологического оборудования
Форма 5	Дефектная ведомость на ремонт установки (станции)
Форма 6	Акт сдачи установки (станции) в ремонт
Форма 7	Акт сдачи установки (станции) в эксплуатацию
Форма 8	Дефектная ведомость на ремонт оборудования
Форма 9	Акт сдачи агрегата (аппарата, машины) в ремонт
Форма 10	Акт приемки агрегата (аппарата, машины) из ремонта
Форма 11	Акт на сдачу оборудования в капитальный ремонт
Форма 12	Акт на приемку оборудования из капитального ремонта
Форма 13	Журнал учета технического обслуживания и ремонта оборудования
Форма 14	Журнал учета работы оборудования
Форма 15	Журнал наработки оборудования

СОГЛАСОВАНО
Главный механик УВСИНГ

_____
"____"_____г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УВСИНГ

_____
"____"_____г.

ПЛАН - ГРАФИК
планового технического обслуживания и ремонта оборудования

на _____г. по _____
наименование цеха, установки

Наименование оборудования	Год		Номер		Отработано, ч		Дата последнего ремонта	Месяцы											
	выпуска	ввод в эксплуатацию	заводской	инвентарный	с начала эксплуатации	после ремонта		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12

Начальник цеха (установки)_____
Механик _____

РД 39-0148139-0001-2000
Форма 2
(обязательная)

УТВЕРЖДАЮ
Главный механик УВСИНГ

_____
"___" _____г.

ПЛАН-ГРАФИК-ОТЧЕТ
технического обслуживания и ремонта оборудования установки (станции)

на_____месяц _____г.

Наименование оборудования	Технологический номер	Последний ремонт (ТО)		Наработка с начала эксплуатации на начало месяца, ч	Наработка после предыдущего ремонта (ТО), ч	Календарные сроки ремонта (ТО), ч											Продолжительность простоя в ремонте, ч		Наработка за месяц, ч		Причина отклонения от графика
		Вид	Дата			1	2	3	4	5	6	7	...	18	19	20	21	план	факт	план	факт	

Начальник установки (станции)_____
Механик _____

Форма 3
(обязательная)

СОГЛАСОВАНО
Зам. гл. инженера
по газлифту ОАО
"Сургутнефтегаз"

_____
"_____"_____г.

Главный механик
ОАО "Сургутнефтегаз"

_____
"_____"_____г.

Начальник отдела
автоматизации
ОАО "Сургутнефтегаз"

_____
"_____"_____г.

Главный энергетик
ОАО "Сургутнефтегаз"

_____
"_____"_____г.

Начальник НГДУ

_____
"_____"_____г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер
ОАО "Сургутнефтегаз"

_____
"_____"_____г.

ПЛАН-ГРАФИК
остановки на ремонт компрессорных станций управления на _____г.

№ КС	Последний ремонт		Планируемый ремонт		Фактически проведенный ремонт		Примечание
	вид	дата	вид	дата	вид	дата	

Главный инженер УВСИНГ _____
Зам.начальника УВСИНГ по компримированию _____
Зам. начальника УВСИНГ по производству_____
Главный механик УВСИНГ _____
Главный энергетик УВСИНГ _____
Зам. гл. инженера УВСИНГ _____
Главный технолог УВСИНГ _____

Форма 4
(обязательная)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УВСИНГ
_____
"____" _____г.

А К Т
на изменение календарного срока ремонта технологического оборудования
от_____г.

Установка_____
наименование

Оборудование _____
наименование, заводской №

Вид переносимого ремонта _____
Срок ремонта, намеченный планом _____
Техническое состояние оборудования _____
_____
_____
_____
_____
_____
Заключение комиссии и срок ремонта _____
_____
_____
_____

Главный механик _____
Технадзор _____
Начальник установки _____
Механик _____

СОГЛАСОВАНО
Главный механик УВСИНГ

_____
"____" _____г.

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УВСИНГ

_____
"____" _____г.

ДЕФЕКТНАЯ ВЕДОМОСТЬ

на _____ремонт _____
вид ремонта номер КС, компрессорной линии

срок ремонта ____ дней с _____ по _____ г.

Наименование работ	Трудозатраты		Материалы и зап. части			Механизмы и приспособления	Исполнитель	Примечание
	ед. измерения	количество	наименование, марка	ед. измерения	количество			

Начальник цеха _____

Инженер по ОТиТБ _____

Главный энергетик _____

Зам. гл. инженера
по автоматизации _____

Форма 6
(обязательная)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УВСИНГ
_____
"____" _____г.

А К Т
сдачи установки (станции) в ремонт
_____г.

Настоящий акт составлен в том, что закончены работы по подготовке установки к капитальному ремонту_____
_____
по графику к_____ч _____
фактически к _____ч _____
Перечень проведенных работ _____
_____
Установлены заглушки на линиях _____
_____

Главный механик _____ Руководитель работ _____

Главный энергетик _____ Начальник ВПЧ _____

Зам. гл. инженера
по автоматизации _____ Начальник установки_____

Механик _____

Зам. гл. инженера
по ОТиТБ _____ Председатель подрядной
организации _____

Форма 7
(обязательная)

УТВЕРЖДАЮ
Главный инженер УВСИНГ
_____
"_____" _____г.

А К Т
сдачи_____ установки (станции) в эксплутацию

_____г.

Настоящий акт составлен в том, что закончены ремонтные работы по прилагаемой дефектной ведомости от _____г.
Установка_____опрессована и подготовлена к эксплуатации.
ПО графику: начало ремонта _____ч_____г.
окончание ремонта _____ч_____г.
Фактически: начало ремонта _____ч_____г.
окончание ремонта _____ч_____г.
Причины и перечень работ, не выполненных по дефектной ведомости _____
_____
_____
_____

Главный механик _____ Руководитель работ _____

Главный энергетик_____ Начальник ВПЧ_____

Зам. гл. инженера по автоматизации _____ Начальник установки _____

Механик _____

Зам. гл. инженера по ОТиТБ _____ Представитель подрядной организации _____

Форма 8
(обязательная)

УТВЕРЖДАЮ
Главный механик УВСИНГ

_____
"____" _____г.

ДЕФЕКТНАЯ ВЕДОМОСТЬ

на_____ремонт _____
вид ремонта наименование оборудования

Инв.№_____

Узел, деталь	Номер чертежа	Характеристика дефектов	Описание работ по устранению дефекта	Необходимые материалы			Исполнитель
				наименование, марка	ед. измер.	количество	

Начальник установки_____
Механик _____
Исполнитель работ_____

Форма 9
(обязательная)

А К Т

**сдачи агрегата (аппарата, машины)
в ремонт**

от "____" _____ г.

В соответствии с графиком ППР _____

_____ № _____ составлен

на ремонт и подготовлен к ремонту путем _____

_____

_____

_____

_____

_____

Приложение: Дефектная ведомость №_____ от _____г.

Для производства ремонта
сдал:

Начальник установки

Для проведения ремонта
принял:

Начальник ремонтного цеха

Форма 10
(обязательная)

А К Т

**приемки агрегата (аппарата, машины)
из ремонта**

от "____" _____ г.

_____ сданный в ремонт
наименование оборудования

по акту _____ от "___" _____ г. прошел _____

_____ремонт

вид ремонта _____

В полном соответствии с дефектной ведомостью
№_____ от "___" _____ г.

После ремонта _____ прошел следующие испытания

_____ _____

В период испытания _____

были обнаружены следующие неисправности _____

_____

Указанные неисправности устранены _____

_____

Оценка качества ремонта _____

В эксплуатацию сдал:
Начальник ремонтного цеха

В эксплуатацию принял:
Механик установки (цеха)

Форма 11
(обязательная)

А К Т
на сдачу оборудования в капитальный ремонт
от _____г.

_____
наименование оборудования

Настоящий акт составлен представителем _____

_____
наименование ремонтного предприятия, должность исполнителя, фамилия

_____, с одной стороны, и представителем _____

_____
наименование предприятия (заказчик), должность, фамилия

_____, с другой, о том, что произведена сдача в капитальный ремонт _____
наименование и № оборудования

паспорт №_____формуляр №_____ наработка с начала эксплуатации или от последнего кап. ремонта _____ тех. состояние, комплектность и меры по т/б _____
наименование

_____соответствуют _____
оборудования наименование документации

Заключение_____
оборудование

в кап. ремонт принят_____
дата

не принят_____
указать причины отказа от приемки в ремонт

_____

Представитель рем.предприятия _____
подпись

Представитель заказчика _____
подпись

Форма 12
(обязательная)

А К Т
на приемку оборудования из капитального ремонта

_____г.

Подразделение	Группа	Код аналитического учета (шифр нормы амортизационных отчислений)	Инвентарный номер	Сметная стоимость капитального ремонта, тыс. руб.	Сметная стоимость реконструкции, тыс. руб	Синтетический счет	
						дебет	кредит
1	2	3	4	5	6	7	8

По заказу №_____

_____

название объема

_____

находился в плановом капитальном ремонте (реконструкция, модерни-
неплановом
зация) с_____г. по_____г., т.е._____дней.

Предусмотренные дефектной ведомостью, работы по кап. ремонту выполнены полностью _____
неполностью

_____

указать, что не выполнено

_____

По окончании кап. ремонта объект прошел испытание и сдан в эксплуатацию.

Изменения в характеристике объекта, вызванные реконструкцией, модернизацией _____

_____

_____

_____

_____

К акту прилагаются следующие документы:

1._____

2._____

_____

_____

Сдал _____
должность, ф и о. подпись

Принял _____
должность, ф и о. подпись

Форма 13
(обязательная)

ЖУРНАЛ
учета технического обслуживания и ремонта оборудования
УВСИНГ ОАО "Сургутнефтегаз"

Компрессорная станция_____
Компрессорная линия _____
Наименование оборудования _____
Год выпуска _____Заводской №_____
Инвентарный №_____
Дата ввода в эксплуатацию_____

Дата и время технического обслуживания или ремонта		Вид работ	Перечень, проводимых при ремонте, работ с указанием замененных деталей	Подпись лица, проводившего ремонт
начало	конец			

ЖУРНАЛ
учета работы оборудования
УВСИНГ ОАО "Сургутнефтегаз"

Наименование оборудования	Число машино-часов по календарным дням, _____ месяц _____ г.																															Итого за месяц
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12		14		16			19		21		23		25		27		29			

ЖУРНАЛ
наработки оборудования
УВСИНГ ОАО "Сургутнефтегаз"

Техн. №	Наименование оборудования	Наработка, ч	Январь	Февраль	Март	Апрель	Май	Июнь	Июль	Август	Сентябрь	Октябрь	Ноябрь	Декабрь
		За месяц С пуска После ТР После КР												
		За месяц С пуска После ТР После КР												
		За месяц С пуска После ТР После КР												
		За месяц С пуска После ТР После КР												

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Формы таблиц исходных данных для расчета политропного коэффициента полезного действия и расхода газа

Таблица Б.1 - Технологические параметры компрессорных станций

Наименование КС	Наименование линии	Дата и время замеров	P, МПа (кгс/см^2)				T, ^{0}C			
			ЦНД		ЦВД		ЦНД		ЦВД	
			вход	выход	вход	выход	вход	выход	вход	выход

Таблица Б.2 - Энергетические параметры компрессорных станций

Наименование КС	Наименование линии	Дата и время замеров	Замеренный расход газа Q, тыс. м^3/ч	Сила тока I, А	Напряжение U, кВт	Cos φ	Мощность электродвигателя $N_э$, МВт	Мощность валу $N_в$, МВт	Мощность сжатия газа N, МВт
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10

Примечания

1 Графа 4 заполняется при наличии на компрессорной линии расходомера.

2 Графы 8, 9, 10 заполняются после расчетов по формулам 8-10.

Продолжение приложения Б

Таблица Б.3 - Состав газа на входе в компрессорные станции

Наименование КС	Дата	Условия отбора газа		Состав газа										Плотность газа, г/л		Молекулярный вес
		P, МПа $\frac{кгс}{см^2}$	T, ^0C	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	C_4H_{10}	C_4H_{10}	C_5H_{12}	C_5H_{12}		ρ^0	ρ^{20}	μ

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

Исходные данные и результаты расчета коэффициента полезного действия и расхода газа

Таблица В.1 - Технологические параметры компрессорной станции

Наименование КС	Наименование линии	Дата обследования	Время обследования	Р, кгс/см²				Т, °С			
				ЦНД		ЦВД		ЦНД		ЦВД	
				вход	выход	вход	выход	вход	выход	вход	выход
КС-41	К-100	24.04	12.00	3,7	27,2	27,5	110,0	10,5	197,0	37,0	188,0
			12.40	3,4	26,0	26,5	109,0	11,8	195,0	36,0	190,0
			13.10	3,0	24,7	25,2	107,8	12,6	204,0	37,0	197,0
		03.07	10.40	4,0	30,0	29,0	109,5	31,0	212,0	63,0	208,0
			11.40	3,5	27,3	26,5	107,5	32,0	212,0	56,0	210,0
			12.10	3,7	28,3	27,5	107,5	32,0	222,0	60,0	210,0

Таблица В.2 - Энергетические параметры компрессорной станции

Наименование КС	Наименование линии	Дата замеров	Время обследования	Сила тока I, А	Напряжение U, кВт	Cos φ	Мощность электро-двигателя $N_э$, МВт	Мощность $N_в$, МВт	Мощность N, МВт
КС-41	К-100	24.04	12.00	-	-	-	11,50	11,20	10,63
			12.40	-	-	-	10,70	10,40	9,90
			13.10	-	-	-	9,60	9,40	8,88
		3.07	10.40	-	-	-	11,50	11,21	10,65
			11.40	-	-	-	10,30	10,04	9,54
			12.10	-	-	-	10,80	10,53	10,00

Таблица В.3 - Состав газа на входе в компрессорную станцию

Наименование КС	Дата обследования	Условия отбора газа		Компонентный состав газа, %									Плотность газа, г/л		Молекулярный вес μ
		P, кгс/см^2	T, ^{0}C	N_2	CO_2	CH_4	C_2H_6	C_3H_8	iC_4H	C_4H_{10}	iC_5H_{12}	nC_5H_{12}	20^0 ρ	0^0 ρ	
КС-41	19.04	4,5	4,1	0,92	0,14	92,46	2,16	2,35	0,57	0,94	0,27	0,18	0,77	0,83	18,58
	21.06	5,7	16,9	1,05	0,18	93,72	1,26	1,72	0,58	0,94	0,26	0,21	0,71	0,80	18,13

Продолжение приложения В

Таблица В.4 - Результаты расчета расхода газа и политропного КПД для ЦК низкого и высокого давлений

Наименование КС	Наименование линии	Дата и время	Q, м³/ч	$\eta_{п.1}$	$\eta_{п.2}$	k
КС-41	К-100	24.04 12.00	57454,57	0,7100	0,6904	1,252
		24.04 12.40	53556,57	0,7360	0,6908	1,252
		24.04 13.10	46097,39	0,7308	0,6894	1,252
		03.07 10.40	60352,43	0,7913	0,7363	1,254
		03.07 11.40	51224,33	0,7693	0,7242	1,254
		03.07 12.10	54342,25	0,7639	0,7283	1,254

ПРИЛОЖЕНИЕ Г
(справочное)

Перечень нормативно-технической документации, используемой в настоящих РД

1 РД 39-0148222-256-88Р Методика диагностирования центробежных компрессорных машин газлифтных станций

2 РД 39-0148311-601-88 Положение о системе технического обслуживания и ремонта электроустановок в добыче нефти и бурении

3 РД 39Р-0148463-0030-90 Система технического обслуживания и ремонта оборудования компрессорных станций на базе технической диагностики

4 Система технического обслуживания и планового ремонта бурового и нефтепромыслового оборудования, М., ВНИИОЭНГ, 1982

ЛИСТ РЕГИСТРАЦИИ ИЗМЕНЕНИЙ

Изм.	Номера листов (страниц)				Всего листов (страниц) в документе	№ докум.	Входящий № сопроводительного документа и дата	Подпись	дата
	Измененных	Замененных	Новых	Аннулированных					