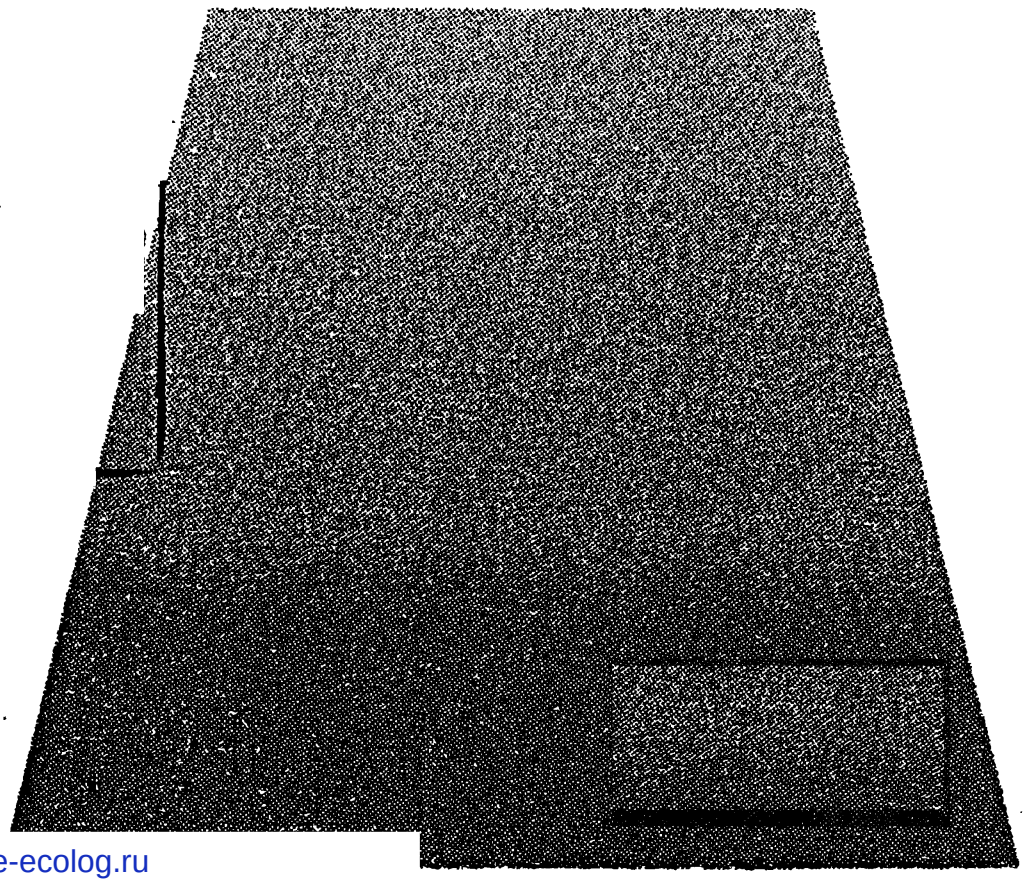
РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов

РД 39-0147103-342-89



gost.e-ecolog.ru

МИНИСТЕРСТВО ТОПЛИВА И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ИНСТИТУТ ПРОБЛЕМ ТРАНСПОРТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

УТВЕРЖДЕНО
Главным инженером
«Главтранснефти»
24 сентября 1987 г.

МЕТОДИКА

ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-342-89

Издание второе

Уфа–1999

СОДЕРЖАНИЕ

1. Общие положения 3
2. Исходные данные 5
3. Средства измерения и аппаратура 7
4. Условия выполнения измерений параметров 8
5. Метод диагностирования технического состояния насосного агрегата 9
6. Этапы проведения диагностирования технического состояния насосного агрегата 15
7. Сбор и статистическая обработка параметров для получения базовых и фактических характеристик насосного агрегата 16
8. Пересчет усредненных параметров насоса при изменении вязкости нефти, частоты вращения ротора и наружного диаметра рабочего колеса 22
9. Получение базовых характеристик 25
10. Проведение диагностирования общего технического состояния насосного агрегата 26
11. Прогнозирование технического состояния насосного агрегата 27
12. Оформление результатов диагностирования 31
Список использованных источников 32
ПРИЛОЖЕНИЕ А. Паспортные характеристики магистральных насосов типа НМ 34
ПРИЛОЖЕНИЕ Б. Нормативно-справочная информация 51
ПРИЛОЖЕНИЕ В. Выбор оптимального числа наблюдений, обеспечивающих измерение параметров с необходимой точностью 53
ПРИЛОЖЕНИЕ Г. Оценка результатов наблюдений параметра x в ряду из m измерений для доверительной вероятности $P_\alpha = 0,95$ 54
ПРИЛОЖЕНИЕ Д. Значение коэффициента Стьюдента для доверительной вероятности 0,95 55
ПРИЛОЖЕНИЕ Е. Определение предельного отклонения мощности, обусловленного производственным допуском 56
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж. Значения коэффициента k* для оценки доверительных интервалов прогноза с вероятностью 0,9 (линейный тренд) 57
ПРИЛОЖЕНИЕ И. Пример диагностирования текущего технического состояния насосного агрегата НПС 58
ПРИЛОЖЕНИЕ К. Пример определения тенденции изменения технологических параметров насосного агрегата 69

РУКОВОДЯЩИЙ ДОКУМЕНТ

Методика оценки эксплуатационных параметров
насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций
магистральных нефтепроводов
РД 39-0147103-342-89

Срок введения с 01.01.89

Настоящая методика предназначена для диагностирования и прогнозирования общего технического состояния насосных агрегатов (НА) нефтеперекачивающих станций (НПС), перехода к техническому обслуживанию и ремонту по фактическому техническому состоянию.

Задачи параметрической диагностики могут решаться в ЕАСУ функциональной подсистемой СКУТОР (системой контроля и управления техническим обслуживанием и ремонтом объектов и сооружений магистральных нефтепроводов).

Диагностирование НА допускается проводить также на основе контрольных измерений фактических эксплуатационных параметров.

Внедрение методики позволит выполнять анализ возможных причин ухудшения напорных и энергетических характеристик НА и будет способствовать более эффективной их эксплуатации, уменьшению расхода электроэнергии на перекачку.

Методика может быть использована для насосов типа НМ с основными и сменными роторами, разной степенью обточки рабочего колеса, различными значениями частоты вращения ротора, различными параметрами перекачиваемой нефти.

1. ОБЩИЕ ПОЛОЖЕНИЯ

1.1 Диагностирование текущих эксплуатационных параметров НА основывается на сравнении базовых и фактических характеристик насоса, полученных за определенный период времени и обработанных при помощи методов статистического анализа.

1.2 Базовые и фактические характеристики определяются на основе данных, полученных по телемеханическим каналам связи (уровень ЕАСУ). Так как в данный момент не передается ин-

формация о плотности, вязкости, температуре перекачиваемой нефти, наружном диаметре рабочего колеса, наработке после капитального ремонта или после установки нового НА, частоте вращения ротора насоса, то предусматривается ввод соответствующих данных вручную.

При диагностировании НА на основе контрольных измерений эксплуатационных параметров ввод всех данных осуществляется вручную.

1.3 Эксплуатационные параметры, используемые для диагностирования и прогнозирования, должны быть приведены к номинальной частоте вращения ротора ($n_н$), номинальной плотности перекачиваемой жидкости ($\rho_н$), номинальному наружному диаметру рабочего колеса насоса данного типоразмера ($D_н$) в случае отличия фактического наружного диаметра. При необходимости должно быть учтено влияние вязкости перекачиваемой нефти на напорную и энергетические характеристики насоса.

1.4 Методика предусматривает сравнение базовых характеристик с паспортными и выдачу на основании этого рекомендаций по доводке НА после монтажа или ремонта.

1.5 Условные обозначения

$D_н$ — номинальный наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

$n_н$ — номинальная частота вращения ротора, об/мин;

$Q_н$ — номинальная подача насоса, $м^3/с$;

D — фактический наружный диаметр рабочего колеса насоса, м;

n_s — коэффициент быстроходности насоса;

n — текущая частота вращения ротора, об/мин;

Q — текущая подача насоса, $м^3/с$;

$P_{вх.}$ — давление во входном патрубке насоса, Па;

$P_{вых.}$ — давление в нагнетательном патрубке насоса, Па;

$N_{нас.}$ — мощность, потребляемая насосом, кВт;

N — мощность, потребляемая насосным агрегатом, кВт;

H — напор, развиваемый насосом, м;

J — сила тока, потребляемого насосным агрегатом, А;

$\eta_{эл.дв.}$ — КПД электродвигателя; %;

η — КПД насоса, %;

x — обобщенное обозначение измеряемых эксплуатационных параметров;

i — номер режима;

m — число наблюдений текущих параметров;

j — номер текущего результата наблюдения в ряду из m значений;

$\rho_н$ — номинальная плотность перекачиваемой жидкости, кг/м^3;

ρ — плотность перекачиваемой нефти, кг/м^3;

ν — вязкость перекачиваемой нефти, м^2/с;

Re — число Рейнольдса, $Re = \frac{nD^2}{60\nu}$;

$Re_{пер.}$, $Re_{тр.}$ — числа Рейнольдса, определяющие границу перехода режима течения жидкости из области автомодельной в область зависящих от вязкости напора и КПД;

НА — насосный агрегат;

РК — рабочее колесо;

БХ — базовые характеристики;

НСИ — нормативно-справочная информация;

СКО — среднее квадратическое отклонение.

2. ИСХОДНЫЕ ДАННЫЕ

Для каждого насосного агрегата, подлежащего диагностированию, необходимы следующие данные

2.1 Технические характеристики НА, а именно:

типоразмер НА; $D_н$, $n_н$, n_s; паспортные характеристики НА — напорная и энергетические; тип двигателя и его КПД для номинальной моцности.

2.2 Эксплуатационные характеристики НА, а именно: технологический номер НА в данной комбинации включения насосов на НПС; фактический наружный диаметр рабочего колеса; мгновенные значения Q; $P_{вх.}$, $P_{вых.}$, N, n.

2.3 Физические свойства нефти: ρ и ν.

2.4 Вспомогательная информация: название НПС; сквозной номер НА во всей совокупности контролируемых насосных агрегатов; наработка НА со времени монтажа или последнего капи-

тального ремонта; год, месяц, число, час проведения диагностирования.

2.5 Характеристики насосов аппроксимируются следующими аналитическими кривыми:

$$H=a_0+a_1Q+a_2Q^2+a_3Q^3; \quad (2.1)$$

$$N_{нас.}=c_0+c_1Q+c_2Q^2+c_3Q^3, \quad (2.2)$$

где Q — подача насоса в м^3/час.

Паспортные характеристики магистральных насосов типа НМ приведены в Приложении А.

Величины коэффициентов a_0, a_1, a_2, a_3, c_0, c_1, c_2, c_3, а также погрешности аппроксимации графических паспортных зависимостей $H=f_1(Q)$, $N=f_2(Q)$ аналитическими кривыми (2.1), (2.2) приведены в Приложении Б.

2.6 Значения КПД насоса определяются по формуле:

$$\eta = \frac{\rho Q H 10^4}{102 N \eta_{эл.дв.}} \quad (2.3)$$

2.7 Значения коэффициентов аппроксимации, входящих в функции (2.1), (2.2), величины $n_н$, $D_н$, $\eta_{эл.дв.}$, $Re_{пер.}$, $Re_{гр.}$, $\rho_н$, сквозной номер каждого насосного агрегата относятся к нормативно-справочной информации (НСИ) и хранятся в базе данных (БД).

2.8 Характеристики НА, полученные после монтажа или капитального ремонта, называются базовыми. Они могут отличаться от паспортных вследствие несоответствия фактической и стендовой гидравлических обвязок НА, условий измерения параметров и свойств перекачиваемой жидкости и, в основном, из-за индивидуальных для каждого насоса отклонений в изготовлении и монтаже, поэтому для эффективной эксплуатации НА необходимо сравнивать паспортные и базовые характеристики и, в случае значительного отличия, производить доводку насосного агрегата с последующей корректировкой коэффициентов аппроксимации, т. е. для базовых характеристик расчет коэффициентов аппроксимации производится заново.

Характеристики НА, получаемые в процессе эксплуатации, называются фактическими (текущими). Диагностирование технического состояния НА производится на основе сравнения фактических характеристик с базовыми.

2.9 При сопоставлении фактических и базовых характеристик необходимо учитывать не только сквозной номер НА, но и его технологический номер в комбинации включений насосов на НПС (номер по потоку), который передается в БД. Базовые характеристики должны быть определены для каждого НА в случае его работы первым по потоку и последующим.

2.10 Согласно проведенным исследованиям [1] для расчетов в данной методике можно принять КПД электродвигателя равным КПД электродвигателя при номинальной мощности $\eta_{ном.эл.дв.}$, значения которого приведены в Приложении Б.

2.11 Выбор оптимального числа наблюдений, обеспечивающих измерение параметров с необходимой точностью, был сделан на основании имеющегося статистического материала согласно методике, изложенной в [2], m=21 (см. Приложение В). Число наблюдений может быть изменено в соответствии с местными условиями (необходимой точностью и разбросом измеренных значений от среднего).

3. СРЕДСТВА ИЗМЕРЕНИЯ И АППАРАТУРА

3.1 При подготовке к реализации «Методики...» на НПС необходимо провести аттестацию измерительных средств.

3.2 Комплекты преобразователей расхода, давлений на входе и выходе НА, мощности, плотности и вязкости являются составной частью средств автоматики НПС и ЕАСУ.

3.3 Подача насоса измеряется при помощи турбинных преобразователей расхода узла учета нефти НПС с точностью 0,25 %.

3.4 Давление на входе и выходе насосного агрегата измеряется штатными первичными преобразователями давления с точностью 0,6 %.

3.5 Допускается измерение подачи и давления другими средствами, обеспечивающими достаточную точность.

3.6 Мощность, потребляемая насосным агрегатом, измеряется при помощи штатных первичных преобразователей мощности с точностью 0,6 %. Допускается определять мощность по счетчику потребляемой электроэнергии или вольтметру и амперметру.

3.7 Частота вращения ротора НА измеряется при помощи тахометров или датчиков оборотов с точностью не более 1 %.

3.8 Наработку насосного агрегата измеряют по счетчику наработки или определяют по журналу учета работы агрегата.

3.9 Плотность перекачиваемой нефти измеряется при помощи поточных плотномеров с точностью 1 %.

3.10 Допускается определение плотности и вязкости нефти в химлаборатории НПС согласно действующим ГОСТам.

3.11 Выполнение задач параметрической диагностики в подсистеме СКУТОР начинается автоматически после накопления информации о текущих (эксплуатационных) параметрах и перекачиваемой нефти, передаваемых с первичных преобразователей по телемеханическим каналам связи в базы данных функциональных подсистем ЕАСУ.

Параметрическая диагностика на основе контрольных измерений осуществляется после введения этой информации вручную.

4. УСЛОВИЯ ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ ПАРАМЕТРОВ

4.1 Из расчетов должны быть исключены значения текущих параметров, измеренные:

в первые 72 часа после монтажа или ремонта насоса, т. к. в это время происходит приработка деталей и интенсивный рост зазоров в щелевых уплотнениях рабочего колеса;

при запуске или остановке контролируемого НА или соседних с ним агрегатов НПС;

при переключениях измерительных линий на узлах учета нефти.

4.2 Замер параметров производится только при стационарном режиме перекачки. Стационарным считается режим, характеризующийся параметрами, неизменными в течение четырех и более часов.

4.3 Контроль стационарности режима осуществляется по подаче или по давлениям на входе или выходе НА. Колебания контролируемого параметра не должны превышать 3 % от среднего значения [3] (см. п. 7.3).

4.4 Параметры измеряются при бескавитационном режиме работы НА (контролируется при измерении вибрации) и отсутствии перетока нефти через обратный клапан.

4.5 Значения текущих параметров должны быть приведены к номинальной частоте вращения и к номинальной плотности перекачиваемой жидкости (плотность воды при 20 °С).

В настоящее время информация о частоте вращения ротора по каналам ТМ не передается, поэтому рекомендуется проводить измерение текущих параметров в интервале времени с 24 часов до 6 часов, когда колебания частоты промышленного тока наименьшие. Желательно перед внедрением методики изучить изменение уровня напряжения на конкретной НПС и уточнить время измерения параметров.

4.6 Для каждого текущего режима работы НА по измеренным значениям вязкости перекачиваемой нефти, частоты вращения и наружного диаметра рабочего колеса необходимо определить число Рейнольдса и сравнить его с переходным и граничным значениями, величины которых приведены в Приложении Б.

4.7 При отличии фактического наружного диаметра рабочего колеса от паспортного, значения которого даны в Приложении Б, необходимо вести пересчет измеренных параметров.

4.8 Проверка адекватности базовых характеристик паспортным и выдача рекомендаций по доводке НА осуществляется сразу после получения базовых характеристик.

4.9 При проведении параметрической диагностики в подсистеме СКУТОР сбор информации для определения усредненной величины эксплуатационных параметров каждого НА для всех текущих стационарных режимов производится постоянно с периодичностью, устанавливаемой по регламенту функциональных подсистем ЕАСУ. При смене режимов производится новый набор данных. Сравнение текущих характеристик с базовыми и проверка значимости отклонения производится 1 раз в сутки.

4.10 Диагностирование на основе контрольных измерений эксплуатационных параметров производится через 2100 – 3000 часов наработки. Сбор информации производится не менее чем на 3 – 4 режимах.

5. МЕТОД ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

5.1 Метод диагностирования основывается на сравнении фактических характеристик с базовыми. Сравнение производится

по статистически обработанным параметрам для всех режимов, на которых работал насосный агрегат за сутки (для параметрической диагностики на уровне ЕАСУ) и через 2100 – 3000 часов наработки для не менее чем 3 – 4 режимов (диагностирование на основе контрольных измерений эксплуатационных параметров).

5.2 Метод базируется на следующих основных положениях.

В процессе эксплуатации насосного агрегата его техническое состояние меняется вследствие износа деталей и узлов, накопления повреждений. Наиболее ускоренному износу подвергаются элементы щелевых уплотнений рабочего колеса, металл проточной части улиток корпуса насоса, лопатки рабочего колеса у входной и выходной кромок и торцовые уплотнения. Скорость потери работоспособности НА и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием (базовыми характеристиками), режимом его эксплуатации, количеством механических примесей, качеством сборки насоса и т. д., т. е. каждый насос требует индивидуального подхода и своей собственной базы для сравнения текущих характеристик.

В результате износа растут все виды потерь — гидравлические, объемные, механические, что ведет к снижению полного КПД и всех его составляющих, а также к деформации характеристик НА.

Достаточно полную информацию можно получить, сравнивая деформированные текущие характеристики конкретного насоса с базовыми характеристиками этого же насоса, взятыми с учетом технологического номера НА. Учет технологического номера насоса необходим, т. к. многочисленные эксперименты показали, что при работе насоса первым по потоку КПД НА на 1 – 2 % меньше величины КПД этого же насоса, работающего вторым по потоку, при практически одинаковых подаче и времени наработки. Этот факт может быть объяснен режимом частичной кавитации [4] или более значительной деформацией потока после подводящего колена для насоса, работающего первым по потоку [5].

5.3 Определенным деформациям характеристик соответствуют определенные причины. В таблице 5.1 (стр. 11) и на рис. 5.1 (стр. 14) представлены описания деформаций характеристик НА и причины, их вызывающие.

Таблица 5.1 **Причины деформаций характеристик насосов**

Вид деформации характеристик	Описание	Возможные причины
1	2	3
Рис. 5.1.а	Насос развивает меньший напор и потребляет меньшую мощность, КПД — без изменений по сравнению с базовыми (паспортными) значениями	Искажение отливки РК Уменьшенный диаметр РК КПД двигателя ниже паспортного
Рис. 5.1.б	Напор, КПД снижены, мощность без изменений	Увеличение шероховатости проточной части корпуса насоса Грубая, некачественно обработанная поверхность межлопаточных каналов РК и корпуса Колесо установлено несимметрично относительно вертикальной оси улитки насоса
Рис. 5.1.в	Напор — без изменения, мощность — выше, а КПД ниже базовых значений	Дефекты подшипниковых узлов и их сборки Расцентровка частей НА Прогиб вала Работа около критических оборотов Контакт в уплотнении РК Загрязнение внутренней полости электродвигателя Повышенный температурный режим работы двигателя

Продолжение таблицы 5.1

1	2	3
Рис. 5.1.г	Насос развивает больший напор и потребляет большую мощность, КПД — без изменений по сравнению с базовыми значениями	Наружный диаметр РК увеличен
Рис. 5.1.д	КПД насоса резко падает, падение напора имеет срывной характер по сравнению с базовыми характеристиками	Недостаточный подпор на входе в насос, кавитация
Рис. 5.1.е	При заданных значениях напора подача меньше базовой, КПД несколько ниже базовых значений	Увеличены (но не чрезмерно) утечки через уплотнения рабочего колеса и вала
Рис. 5.1.ж	Значения напора и КПД ниже, а мощности — выше базовых значений	Чрезмерные утечки через уплотнение рабочего колеса и торцовые уплотнения Пропускает обратный клапан
Рис. 5.1.и	Напорная характеристика ниже базовой, особенно в области малых и больших подач	Наличие крупнодисперсных включений газа в перекачиваемой жидкости (но не более 2 – 5 % по объему)
Рис. 5.1.к	Для всей области подач требуется больший допускаемый кавитационный запас	Износ входных кромок лопатки РК

Окончание таблицы 5.1

1	2	3
Рис. 5.1.л	Мощностная характеристика — без изменений, напорная характеристика проходит круче, напор при Q=0 выше, максимальный КПД уменьшается по величине и смещается в сторону меньших подач	Площади спирального отвода уменьшены по сравнению с расчетными
Рис. 5.1.м	Напорная характеристика более полога, величина максимального КПД возрастает и смещается в сторону больших подач	Перерасширение площади спирального отвода

5.4 Диагностирование текущего технического состояния НА (определение причин деформации характеристик) производится только при наличии значимого отклонения эксплуатационных характеристик от базовых (см. разделы 9 и 10). Своевременное выявление причин позволит обеспечить эффективную эксплуатацию НА, увеличить его реальный ресурс работы, не допуская отказов, связанных с износом и разрушением деталей и узлов.

5.5 Наличие значимого отклонения является основанием для вывода НА в ремонт.

5.6 Проверка адекватности базовых характеристик паспортным производится аналогично сравнению текущих и базовых характеристик. После определения причин неадекватности и доводке НА согласно выявленным причинам, по методу наименьших квадратов [2; 6; 7] производится обработка базовых характеристик, определяются коэффициенты аппроксимирующих уравнений, которые передаются в базу данных.

Деформации характеристик

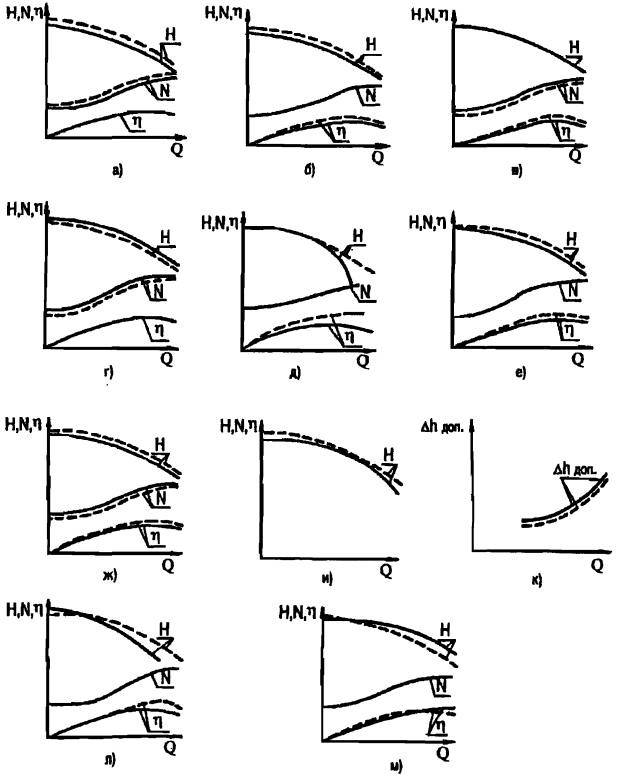


Рис. 5.1

6. ЭТАПЫ ПРОВЕДЕНИЯ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

Содержание работ при диагностировании и периодичность их проведения представлены в таблице 6.1.

Таблица 6.1 **Периодичность проведения диагностирования**

№ п/п	Наименование этапа	Режимы	Периодичность
1	2	3	4
1.	Сбор и подготовка информации для получения первоначальных БХ	Не менее 10 режимов в диапазоне подач от 0 до Q_{max}	После монтажа или капитального ремонта
2.	Сравнение первоначальных БХ с паспортными Выдача рекомендаций по доводке насосного агрегата	–"–	–"–
3.	Получение окончательных БХ для различных технологических номеров насосного агрегата	–"–	После доводки насосного агрегата
4.	Сбор и подготовка (нормализация и статистическая обработка) текущих параметров	Для всех текущих стационарных режимов Для не менее 3 – 4 режимов	В течение суток (уровень АСУТП) Через 2100 – 3000 часов наработки (при контрольных измерениях)

Окончание таблицы 6.1

1	2	3	4
5.	Проведение диагностирования текущего технического состояния насосного агрегата	Для всех текущих стационарных режимов Для не менее 3 – 4 режимов	В течение суток (уровень АСУТП) Через 2100 – 3000 часов наработки (при контрольных измерениях)
6.	Выдача рекомендаций по дальнейшей эксплуатации НА или выводу его в ремонт с приложением перечня возможных неисправностей	–"–	–"–
7.	Прогнозирование технического состояния НА	–"–	–"–

7. СБОР И СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА ПАРАМЕТРОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ БАЗОВЫХ И ФАКТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НАСОСНОГО АГРЕГАТА

7.1 Сбор и обработка параметров для получения базовых и текущих характеристик аналогичны. Единственное отличие состоит в том, что информация для построения базовых характеристик собирается для всех режимов, а данные для текущих характеристик собираются для фактических режимов эксплуатации НА в период времени от одной постановки диагноза до другой.

7.2 При сборе информации должны быть учтены требования п. п. 4.1, 4.2, 4.4.

7.3 Контроль стационарности режима осуществляется по $Q(P_{вх.}$ или $P_{вых.})$ согласно п. 4.3.

Набирается m (не менее 21) значений $Q_j(P_{вх.j}$ или $P_{вых.j})$, по которым подсчитывается среднее значение

$$\overline{Q}_i\,(\overline{P}_{вх.i};\ \overline{P}_{вых.i}) = \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} Q_j\,(P_{вх.j};\ P_{вых.j}) \qquad (7.1)$$

Делается проверка

$$\frac{/\overline{Q}_i\,(\overline{P}_{вх.i};\ \overline{P}_{вых.i}) - Q_j\,(P_{вх.j};\ P_{вых.j})/}{\overline{Q}_i\,(\overline{P}_{вх.i};\ \overline{P}_{вых.i})} 100 \leq 3\ ,\ \% \qquad (7.2)$$

В случае выполнения неравенства (7.2) значения текущих параметров подвергаются дальнейшей обработке, иначе измеренные значения отбрасываются, недостающие значения добираются.

7.4 Предлагаемая в данной методике последовательность статистической обработки эксплуатационных параметров, характеризующих определенный режим, проверенный на стационарность, достаточно традиционна [2; 6; 8 и т. д.].

7.5 Так как формулы для расчета статистических характеристик одинаковы для всех измеряемых параметров, введем величину x — обобщенное обозначение измеряемых эксплуатационных параметров.

7.6 Определение среднего арифметического значения $\overline{x}_i$ по имеющимся измеренным значениям x_j

$$\overline{x}_i = \frac{1}{m}\sum_{j=1}^{m} x_j\ , \qquad (7.3)$$

где m — число наблюдений.

Таким образом получаем величины $\overline{n}_i$, $\overline{Q}_i$, $\overline{P}_{вх.i}$, $\overline{P}_{вых.i}$, $\overline{\rho}_i$, $\overline{\nu}_i$, $\overline{N}_i$ или $\overline{J}_i$ (в случае регистрации на НПС J_j, тогда $\overline{N}_i = U\overline{J}_i\sqrt{3}Cos\varphi$).

В дальнейшем, согласно [8], величины $\overline{Q}_i$, $\overline{P}_{вх.i}$, $\overline{P}_{вых.i}$, $\overline{N}_i$, $\overline{n}_i$, $\overline{\rho}_i$, $\overline{\nu}_i$ называются результатами измерений, а величины Q_j, $P_{вх.j}$, $P_{вых.j}$, N_j, n_j, ρ_j, ν_j — результатами единичных наблюдений.

7.7 Определение оценки среднего квадратического отклонения (СКО) результата наблюдений

$$S(x_j) = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{m}(x_j - \bar{x}_i)^2}{m-1}} \qquad (7.4)$$

По этой формуле получаем значения: $S(Q_j)$, $S(P_{вх.j})$, $S(P_{вых.j})$, $S(N_j)$, $S(n_j)$, $S(\rho_j)$, $S(\nu_j)$.

7.8 Проверка однородности полученных наблюдений параметра x проводится для исключения грубых ошибок. Для этого вычисляется относительное уклонение результата наблюдения x_j от среднего арифметического $\bar{x}_i$, выраженное в долях СКО [2]:

$$\upsilon_{xj} = \frac{/\bar{x}_i - x_j/}{S(x_j)}\sqrt{\frac{m}{m-1}} \qquad (7.5)$$

Полученное значение υ_{xj} сравнивается с табличным, зависящим от числа наблюдений m и доверительной вероятности P_α. Табличные значения $\upsilon_{табл.}$ для $P_\alpha = 0{,}95$ и m=3-25 даны в Приложении Г.

Если $\upsilon_{xj} > \upsilon_{табл.}$, то наблюдение x_j отбрасывается как грубоошибочное с вероятностью 0,95, тогда $\bar{x}_i$ и $S(x_j)$ пересчитываются заново без учета исключенного результата наблюдения. Если $(m-1)<21$, то добирается еще одно значение параметра x.

Аналогично проверяется принадлежность общему ряду следующего результата наблюдения x_{j+1} и т. д.

7.9 Значения $\upsilon_{табл.}$ относятся к нормативно-справочной информации и хранятся в базе данных.

7.10 Определение оценки СКО результата измерения

$$S(\bar{x}_i) = \frac{S(x_j)}{\sqrt{m}} = \sqrt{\frac{\sum_{j=1}^{m}(x_j - \bar{x}_i)^2}{m(m-1)}} \qquad (7.6)$$

7.11 Без проверки принимаем предположение, что результаты наблюдений x_j принадлежат к нормальному распределению. При желании можно произвести проверку нормального распределения результатов наблюдений при помощи составного критерия [8].

7.12 Доверительные границы $\xi\bar{x}_i$ случайной погрешности результата измерения определяются по формуле:

$$\xi\bar{x}_i = tS(\bar{x}_i), \tag{7.7}$$

где t — коэффициент Стьюдента, зависящий от доверительной вероятности P_α и числа результатов наблюдений m.

Табличные значения t для $P_\alpha = 0{,}95$ даны в Приложении Д.

7.13 Значения коэффициента t относятся к нормативно-справочной информации и хранятся в базе данных.

7.14 Доверительные границы неисключенной систематической погрешности $\Theta\bar{x}_i$ результата измерения определяются по формуле:

$$\Theta\bar{x}_i = 1{,}1\Delta\bar{x}_i, \tag{7.8}$$

где $\Delta\bar{x}$ — предел систематической погрешности средств измерений величины $\bar{x}_i$.

$$\Delta\bar{x}_i = \frac{h\bar{x}_i}{100}, \tag{7.9}$$

где h — класс точности средства измерения.

7.15 По рекомендациям [2] суммарная погрешность результата прямого измерения определяется по формуле:

$$\Sigma\bar{x}_i = \sqrt{\xi\bar{x}_i^2 + \Theta\bar{x}_i^2} = \sqrt{\left[tS(\bar{x}_i)\right]^2 + \left[1{,}1\Delta\bar{x}_i\right]^2} \tag{7.10}$$

7.16 Согласно формуле (7.10), суммарные погрешности прямых измерений параметров $\bar{Q}_i$, $\bar{P}_{вх.i}$, $\bar{P}_{вых.i}$, $\bar{N}_i$, $\bar{n}_i$, $\bar{\rho}_i$, $\bar{v}_i$, характеризующих текущий i-ый режим работы насосного агрегата, вычисляются по формулам:

$$\Sigma\bar{Q}_i = \sqrt{\left[tS(\bar{Q}_i)\right]^2 + \left[1{,}1\Delta\bar{Q}_i\right]^2},$$

$$\Sigma\bar{P}_{вх.i} = \sqrt{\left[tS(\bar{P}_{вх.i})\right]^2 + \left[1{,}1\Delta\bar{P}_{вх.i}\right]^2},$$

$$\Sigma\bar{P}_{вых.i} = \sqrt{\left[tS(\bar{P}_{вых.i})\right]^2 + \left[1{,}1\Delta\bar{P}_{вых.i}\right]^2},$$

$$\Sigma\overline{N}_i = \sqrt{\left[tS(\overline{N}_i)\right]^2 + \left[1,1\Delta\overline{N}_i\right]^2},$$

$$\Sigma\overline{\rho}_i = \sqrt{\left[tS(\overline{\rho}_i)\right]^2 + \left[1,1\Delta\overline{\rho}_i\right]^2},$$

$$\Sigma\overline{n}_i = \sqrt{\left[tS(\overline{n}_i)\right]^2 + \left[1,1\Delta\overline{n}_i\right]^2},$$

$$\Sigma\overline{v}_i = \sqrt{\left[tS(\overline{v}_i)\right]^2 + \left[1,1\Delta\overline{v}_i\right]^2} \qquad (7.11)$$

7.17 Относительные предельные погрешности измерения этих параметров будут иметь вид:

$$\delta\overline{x}_i = \frac{\Sigma\overline{x}_i}{\overline{x}_i}100,\% \qquad (7.12)$$

7.18 Относительная предельная погрешность определения напора i-ого режима насосного агрегата находится по формуле, рекомендованной [9]:

$$\delta\overline{H}_i = \sqrt{\left(\frac{1}{\overline{\rho}_i g\overline{H}_i}\right)^2\left[\left(\delta\overline{P}_{вх.i}\overline{P}_{вх.i}\right)^2 + \left(\delta\overline{P}_{вых.i}\overline{P}_{вых.i}\right)^2\right] + \left(\delta\overline{\rho}_i\right)^2} \qquad (7.13)$$

где g — ускорение свободного падения, м/с^2;

$\overline{H}_i$ — напор, м.

$$\overline{H}_i = \frac{\overline{P}_{вых.i} - \overline{P}_{вх.i}}{\overline{\rho}_i g} \qquad (7.14)$$

7.19 Среднее значение КПД насоса для i-ого режима подсчитывается по формуле:

$$\overline{\eta}_i = \frac{\overline{\rho}_i\overline{Q}_i\overline{H}_i}{102\overline{N}_{эл.дв.}\eta}10^4,\% \qquad (7.15)$$

7.20 Значение плотности перекачиваемой нефти, при отсутствии результатов непосредственных замеров можно определить по формуле:

$$\rho = \rho_{20} - \zeta\left(t - 20\right), \text{ кг/м}^3 \qquad (7.16)$$

где ρ_{20} — плотность нефти при 20°С;

ζ — температурная поправка,

$$\zeta = 1{,}825 - 0{,}001315\rho_{20},\ кг/м^3 \cdot °C \qquad (7.17)$$

t — температура нефти, при которой определяется плотность.

7.21 Полученные значения параметров насоса (подача, напор, мощность и КПД) должны быть нормализованы (приведены) согласно формулам следующего раздела. После приведения получим величины $Q_{пр.i}$, $H_{пр.i}$, $N_{пр.i}$, $\eta_{пр.i}$.

7.22 Окончательно расчетные формулы для определения относительных предельных погрешностей приведенных значений параметров НА записываются следующим образом:

$$\delta Q_{пр.i} = \sqrt{\left(\delta \overline{Q}_i\right)^2 + \left(\delta \overline{n}_i\right)^2},$$

$$\delta H_{пр.i} = \sqrt{\left(\delta \overline{H}_i\right)^2 + 4\left(\delta \overline{n}_i\right)^2},$$

$$\delta N_{пр.i} = \sqrt{\left(\delta \overline{N}_i\right)^2 + 9\left(\delta \overline{n}_i\right)^2},$$

$$\delta \eta_{пр.i} = \sqrt{\left(\delta \overline{N}_i\right)^2 + \left(\delta \overline{Q}_i\right)^2 + \left(\delta \overline{H}_i\right)^2 - \left(\delta \overline{\rho}_i\right)^2} \qquad (7.18)$$

7.23 Абсолютные предельные погрешности определения параметров насоса, характеризующих текущий i-ый режим работы, находятся по формулам:

$$\varepsilon Q_{пр.i} = \frac{\delta Q_{пр.i} Q_{пр.i}}{100},$$

$$\varepsilon H_{пр.i} = \frac{\delta H_{пр.i} H_{пр.i}}{100},$$

$$\varepsilon N_{пр.i} = \frac{\delta N_{пр.i} N_{пр.i\ нас.}}{100},$$

$$\varepsilon\eta_{пр.i} = \frac{\delta\eta_{пр.i}\eta_{пр.i}}{100} \qquad (7.19)$$

7.24 Мощность на валу насоса $N_{пр.i\,нас.}$ определяется по известной формуле:

$$N_{пр.i\,нас.} = \frac{N_{пр.i}\,\eta_{эл.дв.}}{100} \qquad (7.20)$$

7.25 Окончательно значения параметров насоса записываются в виде:

подача $Q_{пр.i} \pm \varepsilon Q_{пр.i}$,

напор $H_{пр.i} \pm \varepsilon H_{пр.i}$,

мощность насоса $N_{пр.i\,нас.} \pm \varepsilon N_{пр}$,

КПД насоса $\eta_{пр.i} \pm \varepsilon\eta_{пр.i}$.

8. ПЕРЕСЧЕТ УСРЕДНЕННЫХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ, ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ РОТОРА И НАРУЖНОГО ДИАМЕТРА РАБОЧЕГО КОЛЕСА

8.1 Величина влияния вязкости перекачиваемой нефти на напор и КПД насоса учитывается согласно рекомендациям РД 39-30-990-84 [10].

8.2 Для всех текущих i-ых режимов работы НА, проверенных на стационарность, подсчитывается значение числа Рейнольдса:

$$Re_i = \frac{\bar{n}_i D^2}{60\bar{\nu}_i} \qquad (8.1)$$

8.3 Полученное значение Re_i сравнивается с $Re_{пер.}$ и $Re_{гр.}$ — числами Рейнольдса, определяющими условную границу перехода режима течения нефти из автомодельной области в область зависящих от вязкости значений параметров насоса, соответственно для напора и КПД. Значения $Re_{пер.}$ и $Re_{гр.}$ даны в Приложении Б.

8.4 Если $Re_i < Re_{пер.}$, то пересчет значений напора и подачи с одной вязкости на другую, при которой определены базовые характеристики, осуществляется по формулам:

$$H_{(пер.1)i}=\overline{H}_i\cdot\left(1-0,1281g\frac{\nu_{баз.}}{\overline{\nu}_i}\right),$$

$$Q_{(пер.1)i}=\overline{Q}_i\cdot\left(\frac{H_{(пер.1)i}}{\overline{H}_i}\right)^{3/2} \qquad (8.2)$$

В качестве $\nu_{баз.}$ принимаем $\nu_{воды}= 0,01\cdot10^{-4}$ м²/с = 1 сСт, т.к. базовые характеристики при сравнении их с паспортными были пересчитаны на паспортные условия работы.

8.5 Если $Re_i < Re_{гр.}$, то пересчет значений КПД с одной вязкости на другую, при которой определены базовые характеристики, осуществляется по формуле:

$$\eta_{(пер.1)i} = \overline{\eta}_i\cdot\left(1-n_s^{-0,262}\lg\frac{Re_{гр.}}{Re_i}\right)^{-1}, \qquad (8.3)$$

где n_s — коэффициент быстроходности насоса, значения которого относятся к НСИ и даны в Приложении Б.

8.6 Пересчет значения мощности насоса осуществляется по формуле:

$$N_{(пер.1)i} = \frac{\overline{\rho}Q_{(пер.1)i}H_{(пер.1)i}10^2}{102\eta_{(пер.1)i}} \qquad (8.4)$$

8.7 При изменении наружного диаметра РК насоса, при обточке РК в процессе эксплуатации, напорная и энергетические характеристики насоса пересчитывается по формулам, приведенным в [10]

$$H_{(пер.2)i} = H_{(пер.1)i}\left(\frac{D_{обт.}}{D}\right)^r,$$

$$Q_{(пер.2)i}=Q_{(пер.1)i}\left(\frac{D_{обт.}}{D}\right)^L,$$

$$N_{(пер.2)i} = \frac{\bar{\rho} Q_{(пер.2)i} H_{(пер.2)i} 10^2}{102 \eta_{(пер.2)i}}, \qquad (8.5)$$

где D — первоначальный (без обточки) наружный диаметр РК;

$D_{обт.}$ — измененный наружный диаметр РК.

Показатели r и L в зависимости от n_s равны

r= 2; L= 1 — для насосов с n_s=70 – 125;

r= 2,2; L= 1,3 — для насосов с n_s=125 – 175;

r= 2,35; L= 1,85 — для насосов с n_s= 175 – 230.

Показатели r и L относятся к НСИ.

8.8 КПД насоса $\eta_{(пер.2)i}$ при изменении наружного диаметра РК определяется в соответствии с таблицей:

Коэффициент быстроходности, n_s	Допустимая обточка РК в % от номинального диаметра	Снижение КПД насоса на каждые 10 % обточки РК, %
70 — 125	20 — 15	1,0 — 1,5
125 — 175	15 — 11	1,5 — 2,5
175 — 230	11 — 5	2,5 — 3,5

8.9. Приведение (нормализация) значений параметров насоса к номинальной частоте вращения и базовой плотности перекачиваемой жидкости осуществляется по следующим формулам [9]:

$$Q_{пр.i} = Q_{(пер.2)i}\left(\frac{n_н}{\bar{n}_i}\right),$$

$$H_{пр.i} = H_{(пер.2)i}\left(\frac{n_н}{\bar{n}_i}\right)^2,$$

$$N_{пр.i\ нас.} = N_{(пер.2)i}\left(\frac{n_н}{\bar{n}_i}\right)^3 \frac{\rho_{баз.}}{\bar{\rho}_i},$$

$$\eta_{пр.i} = \eta_{(пер.2)i} \qquad (8.6)$$

В качестве $\rho_{баз.}$ принимаем $\rho_{воды}$ = 998,2 кг/м^2.

9. ПОЛУЧЕНИЕ БАЗОВЫХ ХАРАКТЕРИСТИК

9.1 Согласно предыдущим разделам производится сбор и статобработка информации для получения первоначальных БХ для всех режимов. Общее количество режимов при построении БХ должно быть не менее 10 [9].

9.2 Соответствие БХ паспортным устанавливается исходя из условия, что приведенные значения параметров НА находятся в полосе, составленной из допустимых отклонений и абсолютных предельных погрешностей измерений [9].

9.3 За среднее арифметическое паспортных значений берутся значения с паспортных характеристик НА или определяются аналитически по формулам (2.1), (2.2), (2.3) для подачи $Q_{пр.i}$. При аппроксимации графических зависимостей по формулам (2.1) и (2.2) подача $Q_{пр.i}$ принимается в $м^3/ч$.

9.4 Верхние и нижние границы паспортных значений параметров определяются предельными отклонениями при изготовлении [11] и средними относительными погрешностями аппроксимации зависимостей $H_{пасп.} = f_1(Q);\ N_{пасп.} = f_2(Q)$ (см. Приложение Б).

$$H^{верх.}_{пасп.i} = \left(1 + 0{,}05 + \delta H_{пасп.}\right) H_{пасп.i},$$

$$H^{ниж.}_{пасп.i} = \left(1 - 0{,}03 - \delta H_{пасп.}\right) H_{пасп.i},$$

$$\eta^{ниж.}_{пасп.i} = \eta_{пасп.i},$$

$$N^{верх.}_{пасп.i} = \left(1 + \frac{\Delta\alpha}{2} + \delta N_{пасп.}\right) N_{пасп.i},$$

$$N^{ниж.}_{пасп.i} = \left(1 - \frac{\Delta\alpha}{2} - \delta N_{пасп.}\right) N_{пасп.i}, \qquad (9.1)$$

где $\delta H_{пасп.}$, $\delta N_{пасп.}$ — средние относительные погрешности аппроксимации зависимостей, соответственно $H_{пасп.} = f_1(Q);\ N_{пасп.} = f_2(Q);$

$\Delta\alpha$ — производственный допуск на мощность НА (см. Приложение Е).

Для $\eta_{пасп.}$ берется только нижняя граница [11].

9.5 Сравнение напора, мощности и КПД насоса для каждого режима производится следующим образом:

если $H_{пр.i} + \varepsilon H_{пр.i} < H^{ниж.}_{пасп.i}$,

$N_{пр.i\,нас.} + \varepsilon N_{пр.i} < N^{ниж.}_{пасп.i}$,

$\eta_{пр.i} + \varepsilon\eta_{пр.i} < \eta_{пасп.i}$,

то кривые напора, мощности и КПД проходят ниже паспортных характеристик;

если $H_{пр.i} - \varepsilon H_{пр.i} > H^{верх.}_{пасп.i}$,

$N_{пр.i\,нас.} - \varepsilon N_{пр.i} > N^{верх.}_{пасп.i}$,

$\eta_{пр.i} - \varepsilon\eta_{пр.i} > \eta_{пасп.i}$,

то соответствующие кривые проходят выше паспортных.

В остальных случаях считаем, что текущие значения параметров соответствуют паспортным значениям.

9.6 В соответствии с перечнем возможных причин отличия первоначальных БХ от паспортных (см. п.5.3) разрабатывается комплекс мероприятий по доводке НА.

9.7 После доводки НА производится обработка базовых характеристик. Методом наименьших квадратов по формулам (2.1), (2.2) определяются коэффициенты аппроксимации, которые заносятся в базу данных.

9.8 Средние значения абсолютных предельных погрешностей определения базовых параметров насоса заносятся в базу данных.

10. ПРОВЕДЕНИЕ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ОБЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

10.1 Согласно предыдущим разделам производится сбор и статобработка информации для получения характеристик НА для всех текущих стационарных режимов эксплуатации НА.

10.2 Сравнение текущих и базовых характеристик производится с учетом технологического номера НА и основывается на

проверке значимости отклонений приведенных значений параметров НА, характеризующих данный режим, от БХ.

10.3 По формулам (2.1), (2.2), (2.3) с учетом коэффициентов аппроксимации (см. п.9.7) вычисляются $H_{баз.i}$, $N_{баз.i}$ и $\eta_{баз.i}$ для подачи $Q_{пр.i}$. В формулах (2.1), (2.2) $Q_{пр.i}$ принимается в м^3/час.

10.4 Определяются и сравниваются верхние и нижние границы базовых и текущих значений параметров:

если $H_{пр.i} + \varepsilon H_{пр.i} < H_{баз.i} - \varepsilon H_{баз.i}$,

$N_{пр.i\ нас.} + \varepsilon N_{пр.i} < N_{баз.i} - \varepsilon N_{баз.i}$,

$\eta_{пр.i} + \varepsilon\eta_{пр.i} < \eta_{баз.i} - \varepsilon\eta_{баз.i}$,

то соответствующие кривые проходят ниже базовых;

если $H_{пр.i} - \varepsilon H_{пр.i} > H_{баз.i} + \varepsilon H_{баз.i}$,

$N_{пр.i\ нас.} - \varepsilon N_{пр.i} > N_{баз.i} + \varepsilon N_{баз.i}$,

$\eta_{пр.i} - \varepsilon\eta_{пр.i} > \eta_{баз.i} + \varepsilon\eta_{баз.i}$,

то соответствующие кривые проходят выше базовых значений.

В остальных случаях считаем, что текущие значения параметров соответствуют базовым значениям.

10.5 В соответствии с таблицей 5.1 (п. 5.3) производится определение возможных причин несоответствия текущих характеристик базовым и выдается диагностическое сообщение, при этом учитываются результаты вибродиагностики.

11. ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

11.1 При эксплуатации насосного агрегата его техническое состояние меняется вследствие износа деталей и узлов. Скорость потери работоспособности НА и его элементов определяется индивидуальными особенностями насоса, начальным состоянием и режимом его эксплуатации. В результате износа растут все виды потерь, что ведет к снижению КПД. Снижение КПД является основным показателем, определяющим вывод НА в ремонт. Согласно [12] снижение КПД относительно базовых значений на следующие величины:

НМ 1250 – 260 на 3,5 %;
НМ 2500 – 230 на 3 %;
НМ 3600 – 230, НМ 5000 – 210, НМ 7000 – 210, НМ 10000 – 210 — на 2 %

говорит о необходимости ремонта НА.

11.2 Снижение КПД в основном происходит из-за износа уплотнений рабочего колеса. Отбросив первые после ремонта или монтажа 300 часов работы, снижение относительного КПД $\left(\frac{\eta_{пр.}}{\eta_{баз.}}\right)$ можно считать изменяющимся по зависимости:

$$\hat{\eta}_{ip} = a_1 + b_1\tau_i, \qquad (11.1)$$

где $\hat{\eta}_{ip}$ — расчетные значения относительных значений КПД;

a_1, b_1 — коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов;

τ_i — величина наработки, час.

11.3 Изменение относительного напора $\left(\frac{H_{пр.}}{H_{баз.}}\right)$ в процессе работы можно описать уравнением:

$$\hat{H}_{ip} = a_2 + b_2\tau_i, \qquad (11.2)$$

где $\hat{H}_{ip}$ — расчетные значения относительных значений напора;

a_2, b_2 — коэффициенты, определяемые методом наименьших квадратов;

τ_i — величина наработки, час.

Для построения зависимостей (11.1) и (11.2) необходимо не менее 7 точек. Точность прогноза увеличивается с ростом количества точек построения трендов.

11.4 Среднее квадратическое отклонение относительных значений КПД и напора от линии тенденции изменения (тренда) определяется по формулам:

$$S(\eta) = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\hat{\eta}_i - \hat{\eta}_{ip}\right)^2}{n-2}},$$

$$S(H)=\sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{n}\left(\hat{H}_i-\hat{H}_{ip}\right)^2}{n-2}}, \qquad (11.3)$$

где $\hat{\eta}_i$, $\hat{H}_i$ — фактические значения относительных значений КПД и напора;

$\hat{\eta}_{ip}$, $\hat{H}_{ip}$ — их расчетные значения.

11.5 Средняя квадратическая ошибка тренда

$$S(\hat{\eta})=\frac{S(\eta)}{\sqrt{n}},$$

$$S(\hat{H})=\frac{S(H)}{\sqrt{n}} \qquad (11.4)$$

11.6 Доверительный интервал для трендов

$$\hat{\eta}\pm tS(\hat{\eta}),$$

$$\hat{H}\pm tS(\hat{H}), \qquad (11.5)$$

где t — коэффициент Стьюдента (см. Приложение Г).

11.7 Определение прогнозируемых значений.

Прогнозируемые относительные значения КПД и напора определяются для периодов упреждения L = 1 и 2, т. е. на 24 и 48 часов (уровень ЕАСУ) и на 2100 – 3000 и 4200 – 6000 часов (при контрольных измерениях параметров)

$$\hat{\eta}_{\text{прогн.1}}=a_1+b_1(\tau+\tau_1),$$

$$\hat{\eta}_{\text{прогн.2}}=a_1+b_1(\tau+\tau_2),$$

$$\hat{H}_{\text{прогн.1}}=a_2+b_2(\tau+\tau_1),$$

$$\hat{H}_{\text{прогн.2}}=a_2+b_2(\tau+\tau_2), \qquad (11.6)$$

где a_1, a_2, b_1, b_2 — коэффициенты, определенные ранее;

τ — наработка НА на момент определения прогнозируемых значений, час;

τ_1 — период упреждения L= 1, τ_1 = 24 часа (уровень ЕАСУ) или 2100-3000 часов (при контрольных измерениях параметров);

τ_2 — период упреждения L= 2, τ_2 = 48 часов (уровень ЕАСУ) или 4200-6000 часов (при контрольных измерениях параметров).

11.8 Доверительный интервал для прогнозируемых относительных значений КПД и напора

$$\hat{\eta}_{прогн.} \pm S\left(\hat{\eta}\right)k^*,$$

$$\hat{H}_{прогн.} \pm S\left(\hat{H}\right)k^*, \qquad (11.7)$$

где k* — табличная величина, зависящая от n и L при $P_\alpha = 0{,}9$ (см. Приложение Ж).

11.9 Время до выхода НА в ремонт (остаточное время) определяется по формуле:

$$\tau_{остат.} = \frac{\hat{\eta}_{пред.} - a_1}{b_1} - \tau, \qquad (11.8)$$

где a_1, b_1,— коэффициенты, определенные ранее;

$\hat{\eta}_{пред.}$ — минимально допустимое значение относительного КПД, определяется из условия приведенного вначале;

τ — величина наработки на момент определения, час.

11.10 В выходном документе приводятся прогнозируемые значения КПД и напора через 24 (2100 – 3000) часов и 48 (4200 – 6000) часов и предполагаемое время до вывода НА в ремонт.

11.11 Тенденция и прогноз уточняются через каждые сутки (для уровня ЕАСУ) и через 2100 – 3000 часов (при контрольных измерениях).

12. ОФОРМЛЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИАГНОСТИРОВАНИЯ

Выходной документ должен содержать следующую информацию

Таблица 12.1 **Справка о функциональной работоспособности насосных агрегатов**

за _____, _____, _____
число, *месяц*, *год*

Наименование НПС, нефтепровода	№ НА сквозной станционный	№ НА технологический (по потоку)	Подача насоса, $м^3/ч$	Давление на входе в насос, $кгс/см^2$	Давление на выходе из насоса, $кгс/см^2$	Мощность насоса, кВт	Напор насоса, м	КПД насоса, %	Вид деформаций характеристик относительно базовых			Прогнозируемые значения				Прогнозируемое время до вывода НА в ремонт, час
									напорной	мощностной	КПД	КПД насоса, %		напор, м		
												через ...(1)	через ...(2)	через ...(1)	через ...(2)	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17

...(1) 1 сутки — для параметрической диагностики на уровне ЕАСУ,
2100 – 3000 часов (3 – 4,5 месяцев) — при диагностировании на основе контрольных измерений эксплуатационных параметров;

...(2) 2 суток — для параметрической диагностики на уровне ЕАСУ,
4200 – 6000 часов (6 – 8,5 месяцев) — при диагностировании на основе контрольных измерений эксплуатационных параметров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Создание блочно-комплектных автоматизированных дистанционно-управляемых НПС без постоянного присутствия эксплуатационного персонала. Отчет ВНИИСПТнефть по теме 2-2-86/2 (0.86.309.90), -Уфа, 1986.

2. Зайдель А.Н. Погрешности измерений физических величин. -Л.: Наука, 1985.

3. Яременко О.В. Испытания насосов. Справочное пособие. -М.: Машиностроение, 1976.

4. Problemes du fuctionnement des turbopompes en reqime de cavitation. Alexandescu Ovidiu. Bul. Inst Politehn. Iasi. 1981, Sec. 4, 27 № 1-2, 61-68.

5. Разработка системы технического обслуживания и ремонта магистральных нефтепроводов на базе технической диагностики, обеспечивающей работу НПС на оптимальном режиме. Отчет ВНИИСПТнефть по теме 2-2-86/1 (86.0318.91), -Уфа, 1987.

6. Пустыльник Е.И. Статистические методы анализа и обработки наблюдений. -М.: Наука, 1968.

7. Новицкий П.В., Зограф И.А. Оценка погрешностей результатов измерений. -Л.: Энергоатомиздат, 1985.

8. ГОСТ 8.207-76. Прямые измерения с многократными наблюдениями. Методы обработки результатов наблюдений. Основные положения.

9. ГОСТ 6134-87. Насосы динамические. Методы испытаний.

10. РД 39-30-990-84. Методика расчета напорных характеристик и пересчета параметров центробежных насосов магистральных нефтепроводов при изменении частоты вращения и вязкости перекачиваемой жидкости. -Уфа, ВНИИСПТнефть, 1984.

11. ГОСТ 12124-87. Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. Типы и основные параметры.

12. РД 153-39ТН-008-96. Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.-Уфа, ИПТЭР, 1997.

ПРИЛОЖЕНИЯ

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(справочное)

ПАСПОРТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСОВ ТИПА НМ

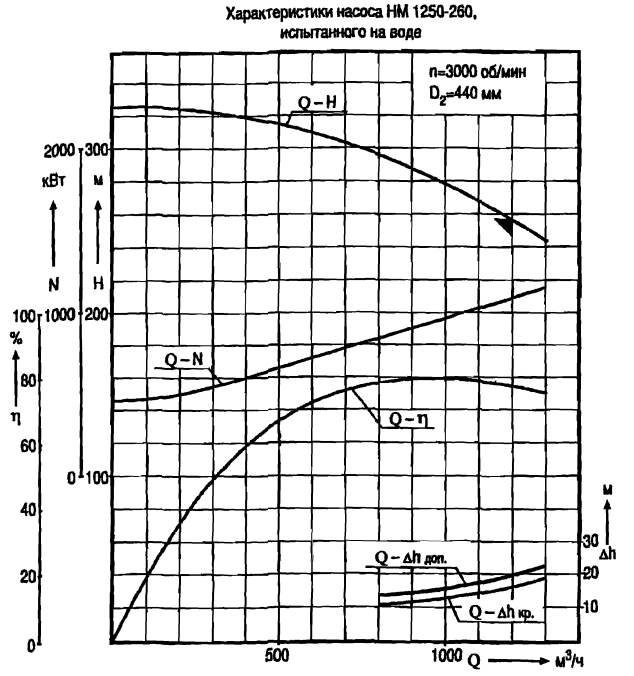


Рис. А.1

Характеристики насоса НМ 1250-260 со сменным ротором
на подачу 900 м³/ч, испытанного на воде

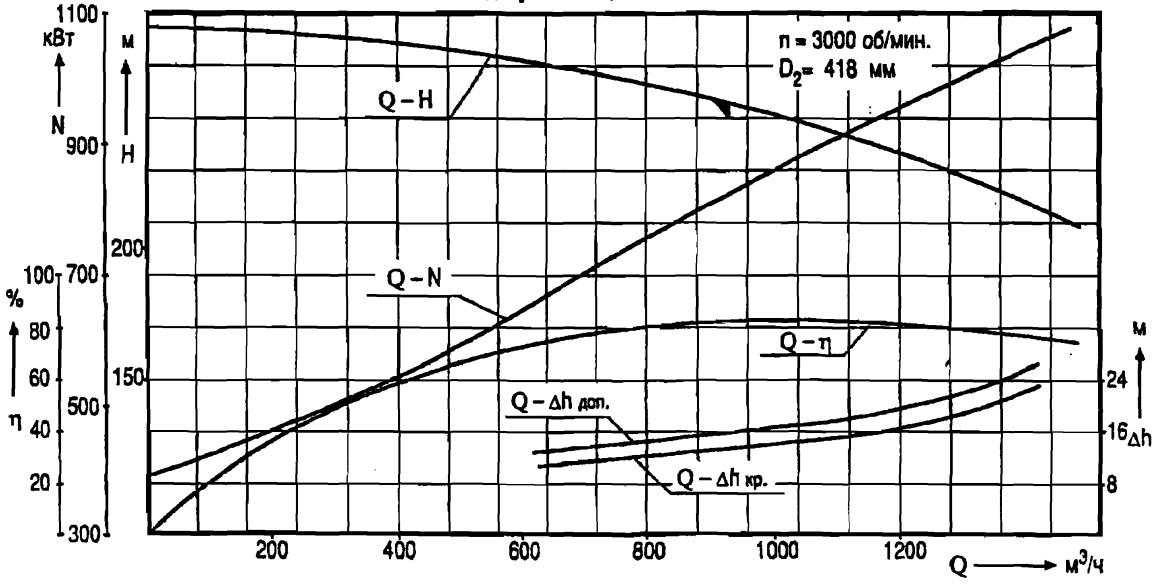


Рис. А.2

Характеристики насоса НМ 2500-230,
испытанного на воде

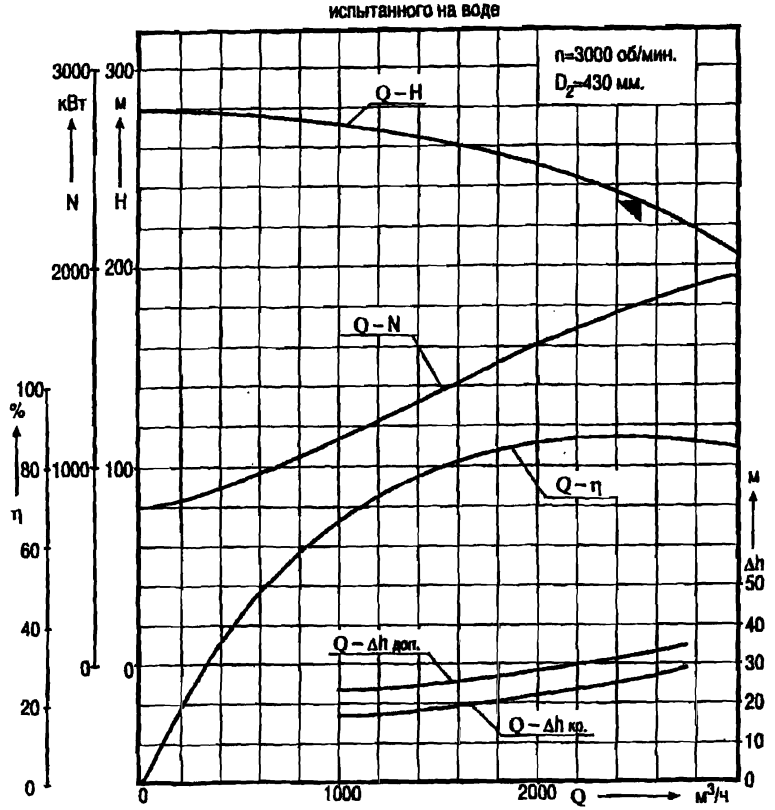


Рис. А.3

Характеристики насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу 1800 м^3/ч, испытанного на воде

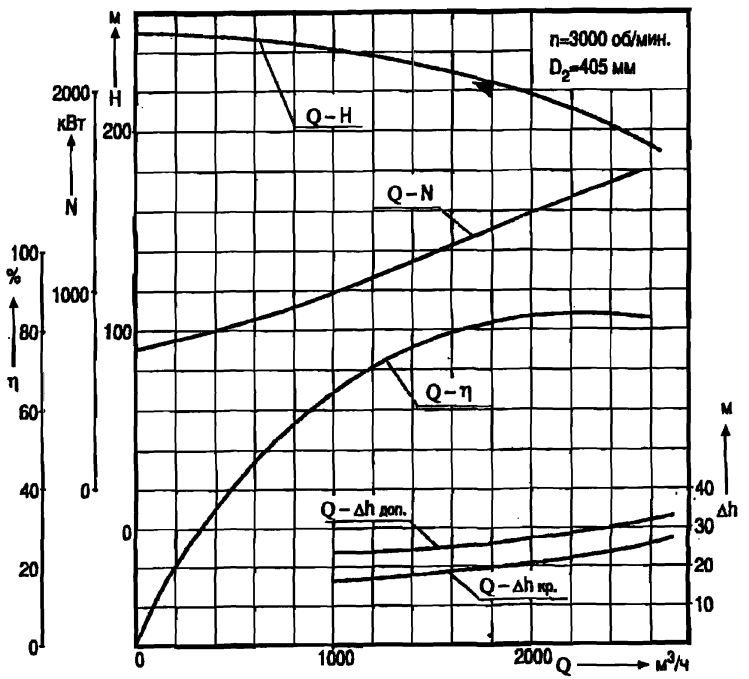


Рис. А.4

Характеристики насоса НМ 2500-230 со сменным ротором на подачу 1250 м^3/ч,испытанного на воде

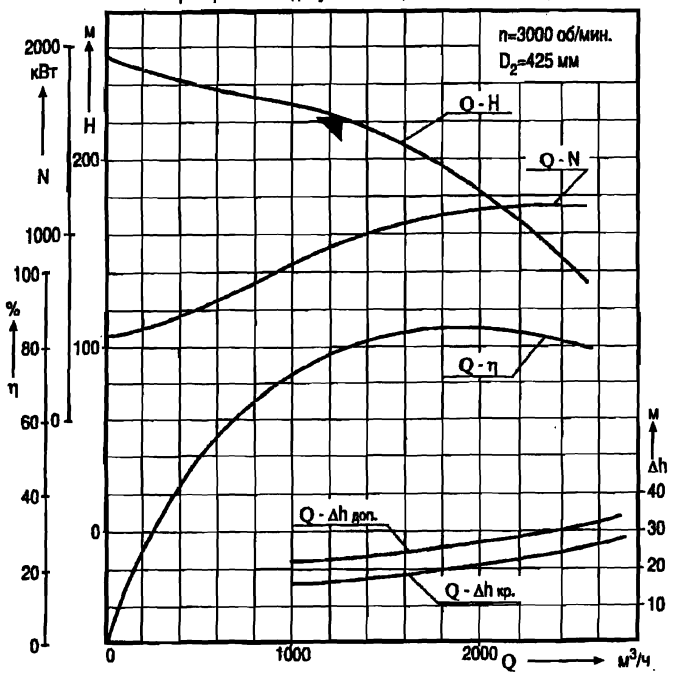


Рис. А.5

Характеристики насоса НМ 3600-230, испытанного на воде

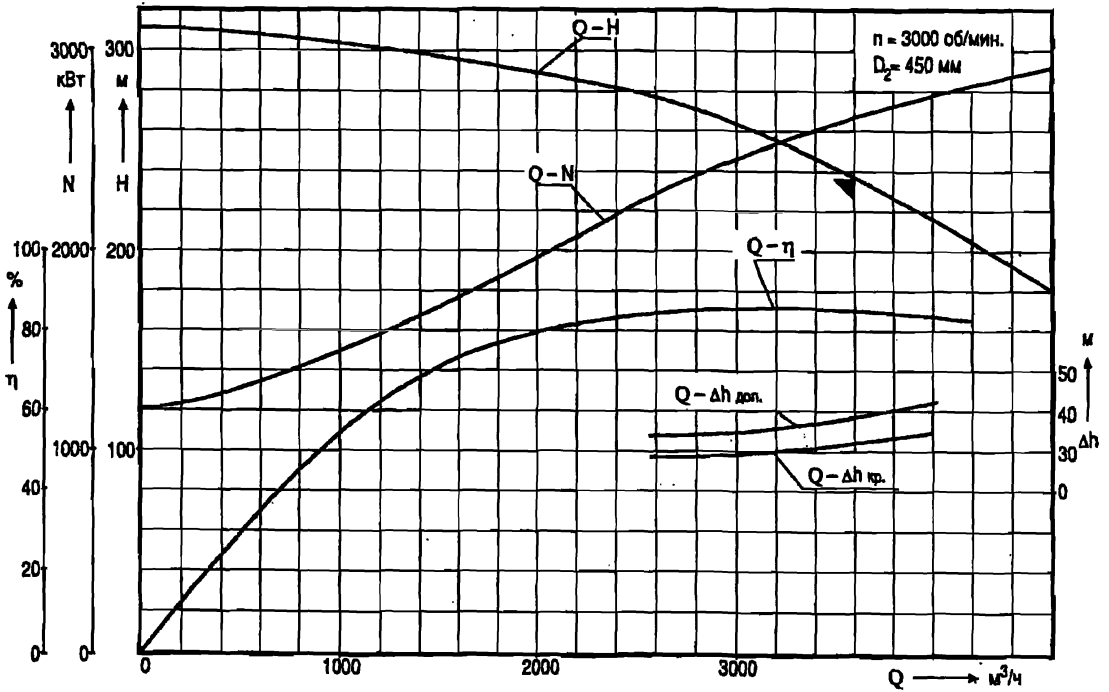


Рис. А.6

Характеристики насоса НМ 3600-230 со сменным ротором
на подачу 2500 м³ / ч, испытанного на воде

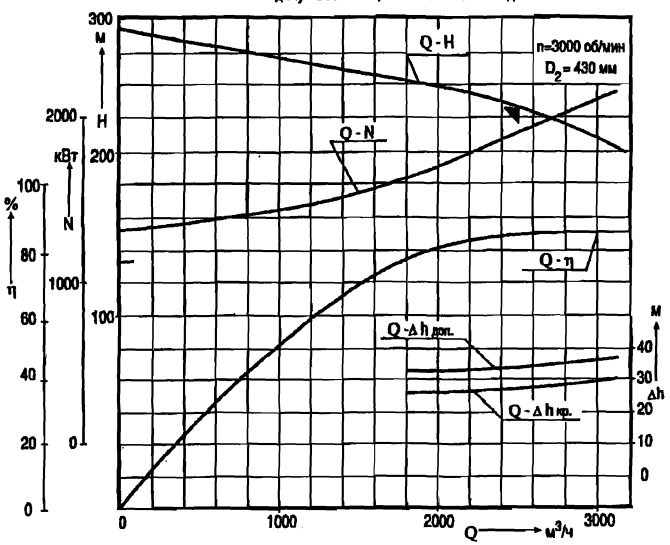


Рис. А.7

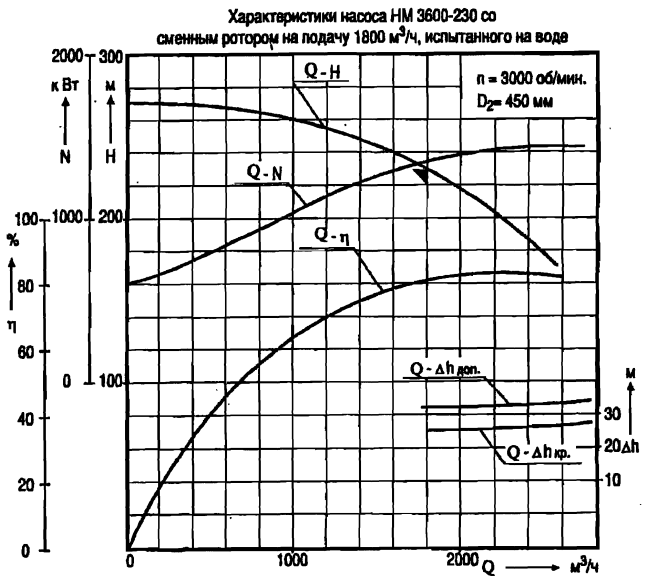

Характеристики насоса НМ 3600-230 со
сменным ротором на подачу 1800 м³/ч, испытанного на воде
n = 3000 об/мин.
D2= 450 мм
Q - H
Q - N
Q - η
Q - Δh доп.
Q - Δh кр.
2000
к Вт
N
300
м
H
100
1000
200
%
η
80
60
0
100
40
20
0
1000
2000
Q
м³/ч
м
30
20Δh
10

Рис. А.8

Характеристики насоса НМ 5000-210, испытанного на воде

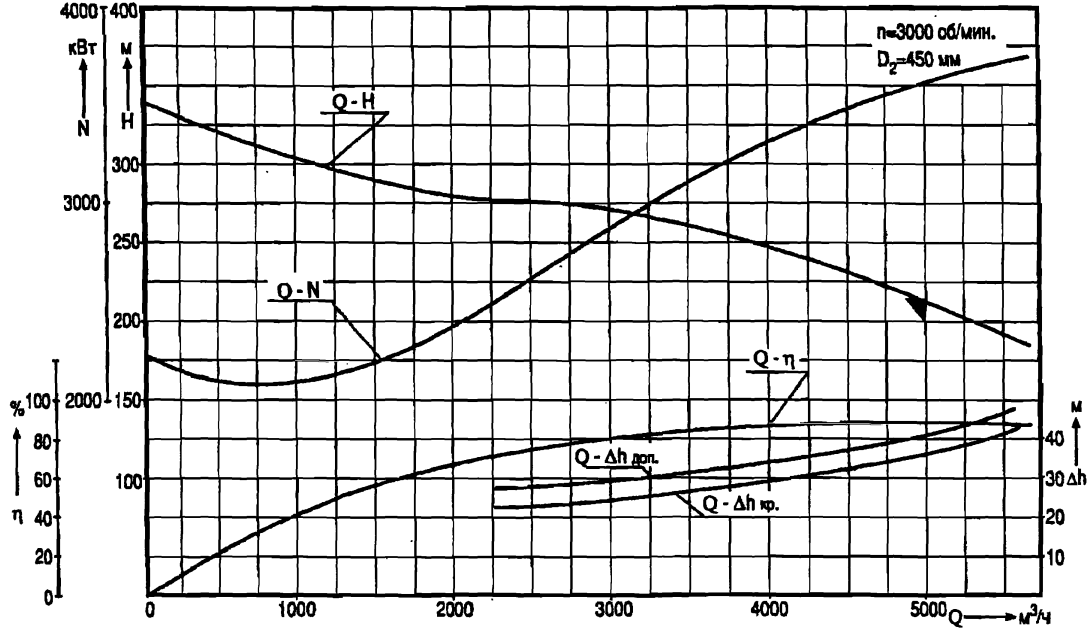


Рис. А.9

Характеристики насоса НМ 5000-210 со сменным ротором
на подачу 3500 м³/ч, испытанного на воде

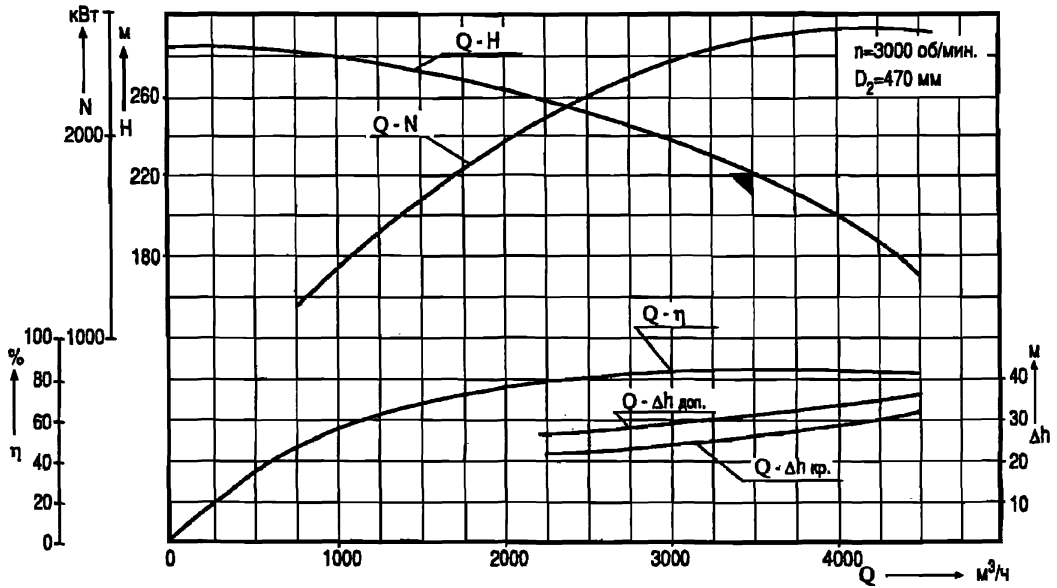


Рис. А.10

Характеристики насоса НМ 5000-210 со сменным ротором на подачу 2500 м^3/ч, испытанного на воде

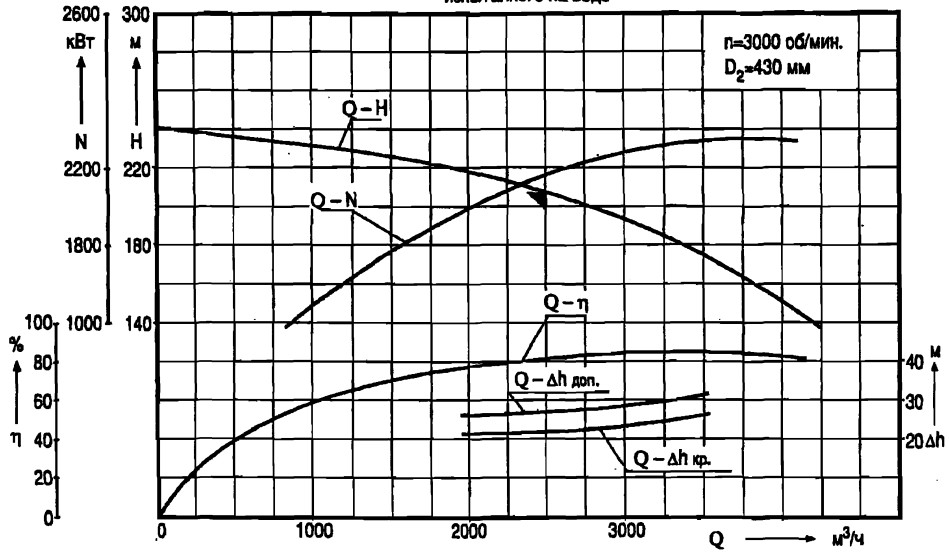


Рис. А.11.

Характеристики насоса НМ 7000-210, испытанного на воде

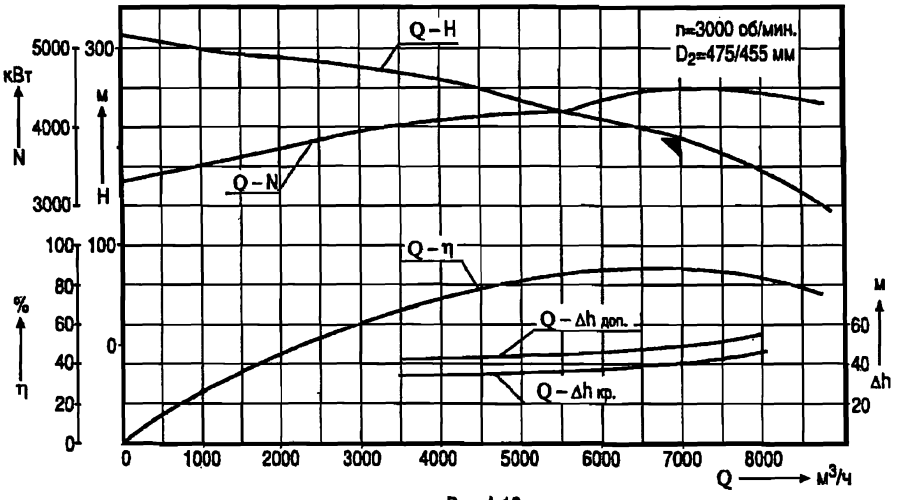


Рис. А.12

Характеристики насоса НМ 7000-210 со сменным ротором
на подачу 5000 м^3/ч, испытанного на воде

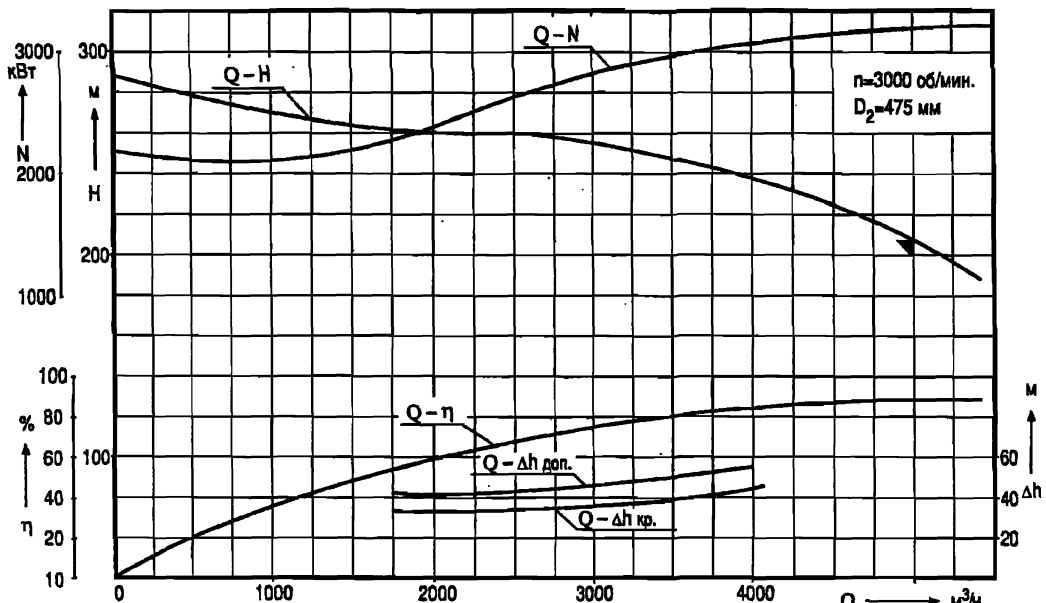


Рис. А.13

Характеристики насоса НМ 7000-210 со сменным ротором
на подачу 3500 м³/ч, испытанного на воде

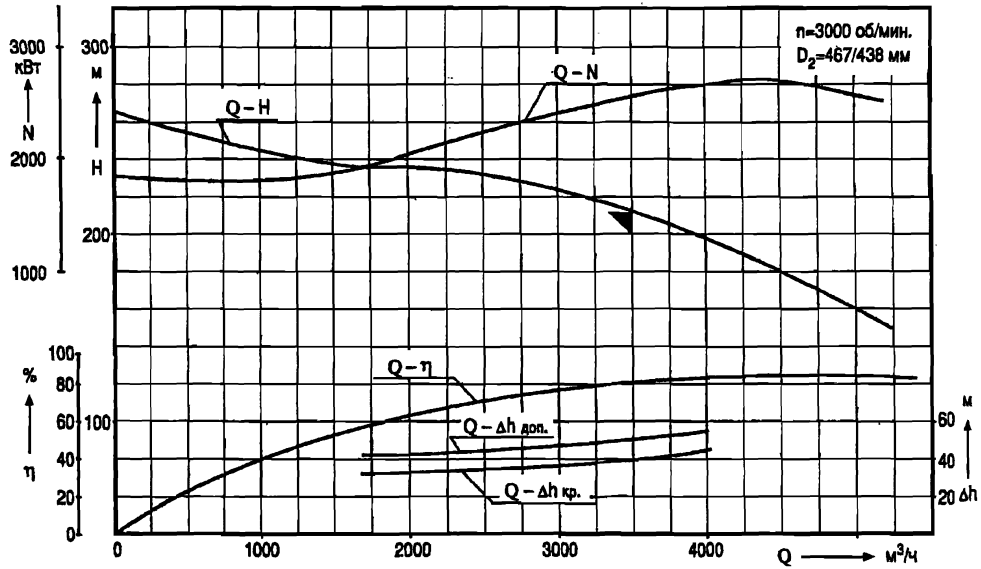


Рис. А.14

Характеристики насоса НМ 10000-210,
испытанного на воде

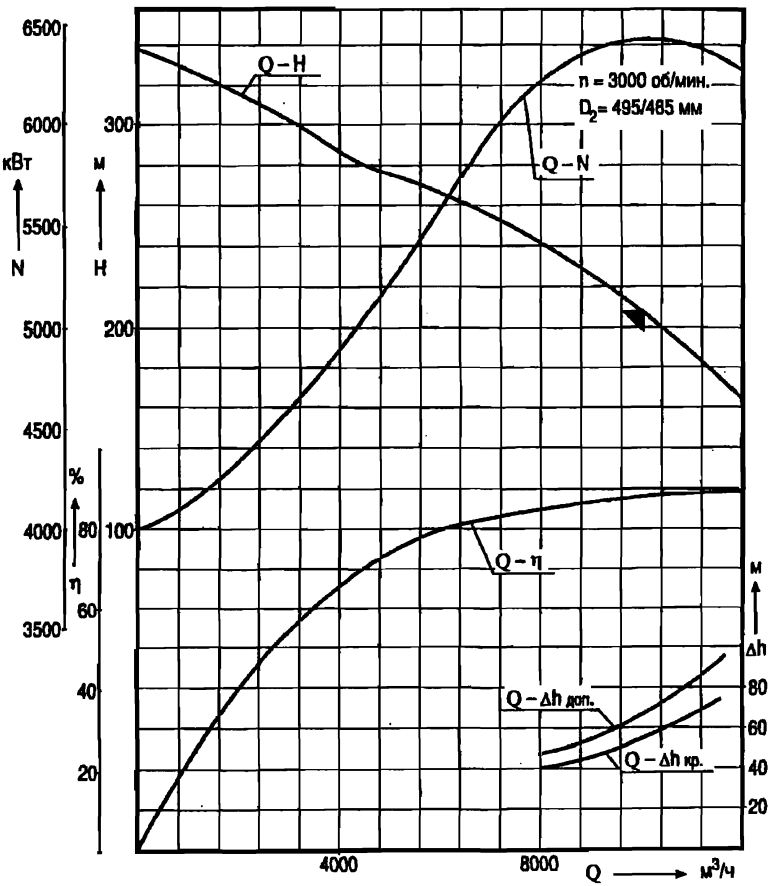


Рис. А.15

Характеристики насоса НМ 10000-210 со сменным ротором
на подачу 7000 м³/ч, испытанного на воде

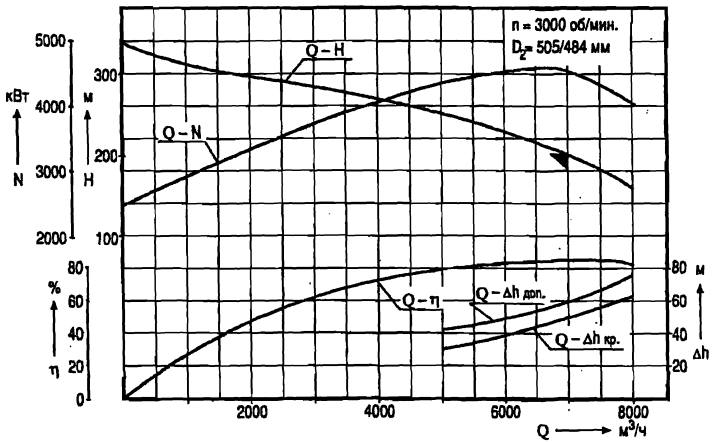


Рис. А.16

Характеристики насоса НМ 10000 - 210 со сменным ротором на подачу 5000 м3/ч, испытанного на воде

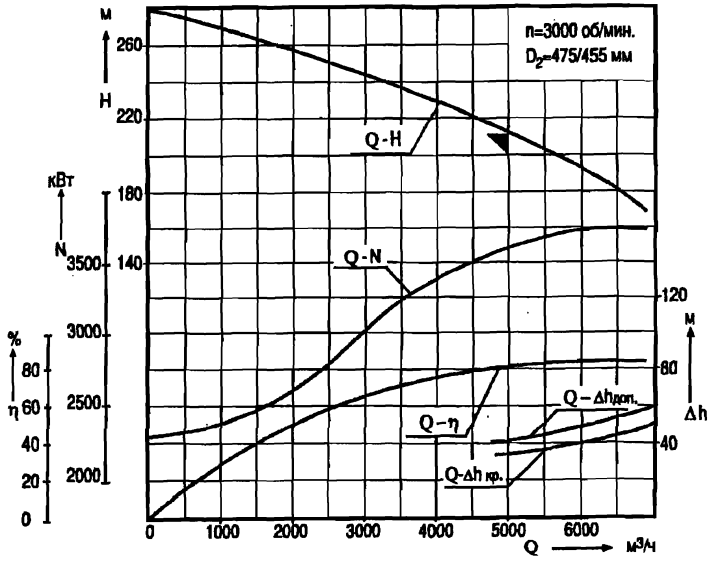


Рис. А.17

ПРИЛОЖЕНИЕ Ь
(справочное)

Таблица Б.1 **Нормативно-справочная информация**

Марка насоса	Подача смешного ротора, $м^3$/час	$D_н$, мм	Тип электро-двигателя	$\eta_{ном.эл.дв.}$, %	n_s	$Re_{пер.}\times10^{-4}$	$Re_{гр.}\times10^{-4}$	Коэффициенты зависимости $H=f_1(Q)$				δH, %	Коэффициенты зависимости $N=f_2(Q)$				δN, %
								a_0	a_1	a_2	a_3		c_0	c_1	c_2	c_3	
НМ 1250-260	1250	440	СТД 1250-2	96,8	72,6	8,95	11,80	323,328671	0,008578	-0,000055	$2{,}331002\cdot10^{-9}$	0,4	430,335664	0,325959	0,000341	$-1{,}206294\cdot10^{-7}$	0,9
	900	418	СТД 1250-2	96,8	58,9	8,85	11,86	296,136364	-0,008658	-0,000014	$-1{,}418026\cdot10^{-8}$	0,4	384,606061	0,208796	0,000569	$-2{,}804973\cdot10^{-7}$	0,9
НМ 2500-230	2500	430	СТД 2000-2	96,9	109,3	7,63	13,13	279,446886	-0,008687	$1{,}173418\cdot10^{-6}$	$-2{,}225783\cdot10^{-9}$	0,5	802,703297	0,185075	0,000183	$-3{,}935709\cdot10^{-8}$	0,7
	1800	405	СТД 2000-2	96,9	94,2	7,46	13,69	250,713287	-0,008703	$2{,}029221\cdot10^{-7}$	$-2{,}076049\cdot10^{-9}$	0,4	725,104895	0,152439	0,000158	$-3{,}350816\cdot10^{-8}$	0,5
	1250	425	СТД 2000-2	96,9	78,5	7,66	13,03	256,714286	-0,056304	0,000046	$-1{,}893939\cdot10^{-8}$	1,0	458,571429	0,300108	0,000164	$-7{,}575758\cdot10^{-8}$	1,5
НМ 3600-230	3600	450	СТД 2500-2	97,2	127,0	7,47	13,66	312,281537	-0,009873	$2{,}079268\cdot10^{-6}$	$-1{,}380125\cdot10^{-9}$	0,5	1194,110276	0,147738	0,000181	$-2{,}954314\cdot10^{-8}$	1,0
	2500	430	СТД 2500-2	97,2	104,2	7,45	13,76	299,933333	-0,019506	$4{,}069256\cdot10^{-7}$	$-7{,}12251\cdot10^{-10}$	0,8	1368,0	-0,08262	0,000160	$-1{,}712544\cdot10^{-8}$	0,8
	1800	450	СТД 2500-2	97,2	97,2	7,47	13,66	270,575758	-0,001179	$-6{,}197969\cdot10^{-6}$	$-3{,}253691\cdot10^{-9}$	0,5	611,919192	0,313388	0,000192	$-7{,}543383\cdot10^{-8}$	1,0
НМ 5000-210	5000	450	СТД 3200-2	97,3	165,4	6,65	16,97	334,360645	-0,039329	$9{,}661704\cdot10^{-6}$	$-1{,}318138\cdot10^{-9}$	1,6	1996,946263	-0,096816	0,000191	$-2{,}133552\cdot10^{-8}$	1,6
	3500	470	СТД 3200-2	97,3	133,6	6,81	16,28	297,221719	-0,020267	$3{,}87807\cdot10^{-6}$	$-1{,}25302\cdot10^{-9}$	0,4	535,344264	0,905293	-0,000086	$-3{,}902523\cdot10^{-9}$	0,9
	2500	430	СТД 3200-2	97,3	117,0	6,72	16,67	238,979969	-0,008581	$6{,}385975\cdot10^{-7}$	$-9{,}65917\cdot10^{-10}$	1,2	608,824954	0,474537	0,000051	$-2{,}216546\cdot10^{-8}$	0,5
НМ 7000-210	7000	475/455	СТД 5000-2	97,6	195,7	6,32	18,71	310,155388	-0,008886	$-4{,}477719\cdot10^{-8}$	$-1{,}26612\cdot10^{-10}$	3,0	3172,644222	0,231524	$5{,}325688\cdot10^{-6}$	$-1{,}816669\cdot10^{-9}$	2,7
	5000	475	СТД 5000-2	97,6	168,4	6,50	17,75	274,580786	-0,010226	$4{,}20018\cdot10^{-6}$	$-9{,}71135\cdot10^{-10}$	0,3	1263,235995	0,712735	-0,000061	$-9{,}77313\cdot10^{-10}$	0,8
	3500	467/438	СТД 5000-2	97,6	138,4	6,25	19,10	261,363407	-0,020293	$6{,}203967\cdot10^{-6}$	$-1{,}245591\cdot10^{-9}$	1,3	1915,176247	-0,325095	0,000276	$-3{,}691825\cdot10^{-8}$	0,8
НМ 10000-210	10000	495/485	СТД 6300-2	97,6	233,9	6,00	20,68	344,866484	-0,018632	$1{,}536841\cdot10^{-6}$	$-1{,}02566\cdot10^{-10}$	1,0	4034,384966	0,041743	0,000061	$-4{,}109447\cdot10^{-9}$	1,4
	7000	505/484	СТД 6300-2	97,6	203,0	6,00	20,63	340,798666	-0,027431	$4{,}30219\cdot10^{-6}$	$-4{,}70565\cdot10^{-10}$	0,7	2567,078707	0,264942	0,000068	$-9{,}563964\cdot10^{-9}$	2,0
	5000	475/455	СТД 6300-2	97,6	165,4	6,08	20,15	280,261486	-0,010866	$1{,}248807\cdot10^{-7}$	$-1{,}37064\cdot10^{-10}$	0,6	2300,902493	0,004152	0,00012	$-1{,}35608\cdot10^{-8}$	0,9

ПРИЛОЖЕНИЕ В
(справочное)

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО ЧИСЛА НАБЛЮДЕНИЙ, ОБЕСПЕЧИВАЮЩИХ ИЗМЕРЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ С НЕОБХОДИМОЙ ТОЧНОСТЬЮ

Обозначим δ — точность измерения параметра в %.

За необходимую точность измерения эксплуатационных параметров примем погрешность средств измерения в соответствии с таблицей В.1.

Таблица В.1 **Диапазоны и точность измерения эксплуатационных параметров**

Измеряемый параметр	Q, м³/ч	$P_{вх.}$, МПа	$P_{вых.}$, МПа	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³	ν, Сст	t, °С
Диапазон	0–14000	0–10	0–10	0–8000	10–3000	0–1000	0–100	0–100
δ, %	0,25	0,6	0,6	0,5	1,0	1,0	4,0	4,0
δ, ед. изм. параметра	35	0,06	0,06	40	30	10	4,0	4,0

Необходимое число измерений каждого параметра определим по методу, рекомендованному в [2]. Для расчета воспользуемся экспериментальными данными, полученными на НПС «Улу-Теляк» 8.07.86.

Вычисления сведем в таблицу В.2.

Таблица В.2 **Результаты расчета необходимого числа измерений эксплуатационных параметров**

Параметр	Q, м³/ч	$P_{вх.}$, МПа	$P_{вых.}$, МПа	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³	t, °С	ν, Сст
$\bar{x}$	12322	1,38	3,29	7868,8	2965,4	838,3	39,52	нет данных
S(x)	37,2	0,011	0,022	31,31	5,92	0,66	0,06	
$\delta/2$	17,5	0,03	0,03	20	15	5	0,5	
$\frac{\delta}{2S(x)}$	0,47	2,73	1,36	0,64	2,53	7,58	8,33	
m	20,7	3,5	6,3	14,92	4	1	1	

Расчеты произведены для доверительной вероятности 0,95.

Из таблицы В.2 следует, что количество замеров определяется требуемой точностью измерения подачи и должно быть не менее 21.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)

Таблица Г.1 **Оценка результатов наблюдений параметра x в ряду из m измерений для доверительной вероятности P_α=0,95**

m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25
$\upsilon_{табл.}$	1,41	1,69	1,87	2,00	2,09	2,17	2,24	2,29	2,34	2,39	2,43	2,46	2,49	2,52	2,55	2,58	2,60	2,62	2,64	2,66	2,68	2,70	2,72

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(справочное)

Таблица Д.1 **Значения коэффициента Стьюдента для доверительной вероятности 0,95**

m	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
t	4,303	3,182	2,776	2,571	2,447	2,365	2,306	2,262	2,228	2,201	2,179	2,160

15	16	17	18	19	20	21	26	31	36	41	46	51	∞
2,145	2,131	2,120	2,110	2,101	2,093	2,086	2,060	2,042	2,030	2,021	2,014	2,009	2,000

ПРИЛОЖЕНИЕ Е
(справочное)

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРЕДЕЛЬНОГО ОТКЛОНЕНИЯ МОЩНОСТИ, ОБУСЛОВЛЕННОГО ПРОИЗВОДСТВЕННЫМ ДОПУСКОМ

Предельные отклонения по напору и КПД выбираются согласно [11].

Среднее значение мощности насоса подсчитывается по формуле:

$$N = \frac{\rho H Q 10^4}{102 \eta \eta_{эл.дв.}}$$

Зная предельные значения напора и КПД, можно рассчитать отклонения мощности. Результаты расчетов сведены в таблицу:

Параметры / Марка насоса	Предельные отклонения, %		
	Напор	КПД	Мощность
НМ 1250-260	+5 -3	+2 0	+5 -5
НМ 2500-230	–"–	–"–	+9 -1
НМ 3600-230	–"–	–"–	+4 -5
НМ 7000-210	–"–	–"–	+7 -3
НМ 10000-210	–"–	–"–	+7 -3

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж
(справочное)

Таблица Ж.1. **Значения коэффициента k* для оценки доверительных интервалов прогноза с вероятностью 0,9 (линейный тренд)**

Число членов в ряду	Период упреждения L	
	1	2
7	2,6380	2,8748
8	2,4631	2,6391
9	2,3422	2,4786
10	2,2524	2,3614
11	2,1827	2,2718
12	2,1274	2,2017
13	2,0837	2,1463
14	2,0462	2,1000
15	2,0153	2,0621
16	1,9883	2,0292
17	1,9654	2,0015
18	1,9455	1,9776
19	1,9280	1,9568
20	1,9117	1,9375
21	1,8975	1,9210
22	1,8854	1,9066
23	1,8738	1,8932
24	1,8631	1,8808
25	1,8538	1,8701

ПРИЛОЖЕНИЕ И
(справочное)

ПРИМЕР ДИАГНОСТИРОВАНИЯ ТЕКУЩЕГО ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО АГРЕГАТА НПС

И.1 Исходные данные для расчетов

И.1.1 Технические характеристики:

Насос НМ 10000-210 с ротором 1,0 $Q_{ном.}$; $D_и$=495/485 мм; $n_и$=3000об/мин; n_s=233,9. Двигатель СТД 6300-2, $\eta_{ном.эл.дв.}$ = 97,6 %; $\rho_{ном.}$ = 998,2 кг/м³.

Паспортные характеристики насоса даны в Приложении А.

И.1.2 С учетом значений коэффициентов аппроксимации (см. Приложение Б) паспортные характеристики аппроксимируются следующими кривыми:

$$H=344{,}866484-0{,}018632Q+1{,}536841\cdot10^{-6}Q^2-1{,}02566\cdot10^{-10}Q^3;$$

$$N=4034{,}384966+0{,}041743Q+0{,}000061Q^2-4{,}109447\cdot10^{-9}Q^3;$$

где Q — подача насоса в м³/час.

$$\eta=\frac{\rho QH\cdot10^4}{102N\eta_{ном.эл.дв.}}$$

И.1.3 Эксплуатационные характеристики:

Технологический номер НА-№ 2; D= 490/480 мм. Мгновенные значения подачи, давлений, мощности и скорости вращения для двух режимов работы насоса представлены в таблице И.1.

И.1.4 Физические свойства нефти:

Фактическая плотность нефти дана в таблице И.1 на стр. 58.

И.2 Статистическая обработка параметров

И.2.1 По формулам (7.3) и (7.4) определяются среднеарифметические значения и СКО результатов наблюдений.

Результаты вычислений представим в виде таблицы:

Параметры	Q, м³/с	$P_{вх.}$, Па	$P_{вых.}$, Па	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³
	I режим					
$\bar{x}$	2,11	$13{,}83\cdot10^5$	$32{,}93\cdot10^5$	5715	2965,4	838,3
$S(x_j)$	0,01	$0{,}11\cdot10^5$	$0{,}20\cdot10^5$	26,55	6,19	0,66

Окончание таблицы

Параметры	Q, м³/с	$P_{вх.}$, Па	$P_{вых.}$, Па	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³
	II режим					
$\bar{x}$	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8
$S(x_j)$	0,01	$0{,}29 \cdot 10^5$	$0{,}27 \cdot 10^5$	32,71	5,62	0,91

Таблица И.1 Фактические параметры насосного агрегата

Номер результата наблюдения, j=1…m	Q, м³/с	$P_{вх.}$, Па	$P_{вых.}$, Па	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³
1	2	3	4	5	6	7
	I режим					
1	2,11	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}57 \cdot 10^5$	5732	2958,0	838,0
2	2,10	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}57 \cdot 10^5$	5732	2964,0	838,3
3	2,10	$13{,}93 \cdot 10^5$	$33{,}06 \cdot 10^5$	5688	2958,0	839,7
4	2,10	$14{,}03 \cdot 10^5$	$33{,}26 \cdot 10^5$	5695	2961,0	839,4
5	2,11	$14{,}03 \cdot 10^5$	$33{,}35 \cdot 10^5$	5747	2967,0	839,0
6	2,11	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}86 \cdot 10^5$	5700	2958,0	838,8
7	2,11	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}86 \cdot 10^5$	5700	2958,0	838,6
8	2,11	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}86 \cdot 10^5$	5664	2970,0	838,3
9	2,11	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5730	2959,8	837,9
10	2,10	$13{,}93 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5688	2968,8	837,7
11	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5710	2973,0	837,4
12	2,11	$13{,}93 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5763	2973,6	837,7
13	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5730	2974,8	838,0
14	2,12	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}96 \cdot 10^5$	5739	2968,8	838,0
15	2,12	$13{,}73 \cdot 10^5$	$32{,}86 \cdot 10^5$	5713	2967,0	838,0
16	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3
17	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3
18	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3
19	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3
20	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3
21	2,11	$13{,}83 \cdot 10^5$	$32{,}93 \cdot 10^5$	5715	2965,4	838,3

Окончание таблицы И.1

1	2	3	4	5	6	7
	II режим					
1	2,65	$15{,}11 \cdot 10^5$	$31{,}49 \cdot 10^5$	5809	2958,0	837,0
2	2,65	$15{,}21 \cdot 10^5$	$31{,}78 \cdot 10^5$	5829	2958,0	837,0
3	2,66	$15{,}11 \cdot 10^5$	$31{,}59 \cdot 10^5$	5823	2958,0	837,0
4	2,67	$15{,}21 \cdot 10^5$	$31{,}69 \cdot 10^5$	5832	2955,0	837,8
5	2,67	$15{,}11 \cdot 10^5$	$31{,}59 \cdot 10^5$	5827	2952,0	838,5
6	2,67	$14{,}91 \cdot 10^5$	$31{,}39 \cdot 10^5$	5851	2950,5	838,0
7	2,66	$14{,}62 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5799	2949,0	837,5
8	2,64	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}00 \cdot 10^5$	5761	2946,0	837,5
9	2,64	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}00 \cdot 10^5$	5789	2953,2	837,5
10	2,64	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5755	2949,0	836,6
11	2,65	$14{,}62 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5757	2952,0	835,6
12	2,66	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}00 \cdot 10^5$	5756	2952,0	835,7
13	2,66	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5800	2954,4	835,7
14	2,66	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5822	2964,0	835,8
15	2,67	$14{,}52 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5822	2967,0	835,7
16	2,67	$14{,}62 \cdot 10^5$	$31{,}10 \cdot 10^5$	5847	2959,2	835,6
17	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8
18	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8
19	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8
20	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8
21	2,66	$14{,}76 \cdot 10^5$	$31{,}27 \cdot 10^5$	5805	2954,8	836,8

И.2.2 Проверку однородности полученных наблюдений параметра x для простоты проводим для наибольшего и наименьшего значений. Относительное уклонение x_j от $\bar{x}_i$ подсчитывается по ф. (7.5). Знак неравенства также приведен в таблице на стр. 60. Т. к. условия неравенства выполняются для всех x_j, то с вероятностью 0,95 грубых ошибок в наблюдениях нет.

И.2.3 По формулам (7.6) и (7.7) определим оценку СКО результата измерения и доверительные границы случайной погрешности для m=21, t=2,086. Результаты вычислений представим в виде таблицы.

Параметры	Q, м³/с	$P_{вх.}$, Па	$P_{вых.}$, Па	N, кВт	n, об/мин	ρ, кг/м³
	I режим					
x_{jmax}	2,10	$14,03 \cdot 10^5$	$33,35 \cdot 10^5$	5763	2974,8	839,7
x_{jmin}	2,12	$13,73 \cdot 10^5$	$32,57 \cdot 10^5$	5664	2958,0	837,4
υ_{xjmax}	1,04	1,88	2,17	1,87	1,57	2,20
$\upsilon_{табл.}$	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49	2,49
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<
υ_{xjmin}	1,04	0,94	1,86	1,99	1,23	1,41
$\upsilon_{табл.}$	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<
	II режим					
x_{jmax}	2,67	$15,21 \cdot 10^5$	$31,78 \cdot 10^5$	5851	2967,0	838,5
x_{jmin}	2,64	$14,52 \cdot 10^5$	$31,00 \cdot 10^5$	5755	2946,0	835,6
υ_{xjmax}	1,03	1,60	1,95	1,45	2,24	1,93
$\upsilon_{табл.}$	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52	2,52
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<
υ_{xjmin}	2,07	0,85	1,03	1,58	1,62	1,36
$\upsilon_{табл.}$	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64	2,64
Знак неравенства	<	<	<	<	<	<

Параметры	$\bar{Q}$, м³/с	$\bar{P}_{вх.}$, Па	$\bar{P}_{вых.}$, Па	$\bar{N}$, кВт	$\bar{n}$, об/мин	$\bar{\rho}$, кг/м³
	I режим					
$S(\bar{x})$	0,0026	$0,028 \cdot 10^5$	$0,0516 \cdot 10^5$	6,86	1,598	0,170
$\xi_{\bar{x}}$	0,0056	$0,060 \cdot 10^5$	$0,1110 \cdot 10^5$	14,71	3,428	0,365
	II режим					
$S(\bar{x})$	0,0025	$0,073 \cdot 10^5$	$0,0675 \cdot 10^5$	8,18	1,405	0,2275
$\xi_{\bar{x}}$	0,0053	$0,156 \cdot 10^5$	$0,1440 \cdot 10^5$	17,44	3,000	0,485

И.2.4 По формуле (7.9) определяем $\Delta\bar{x}$ — предел систематической погрешности средства измерения величины $\bar{x}$, затем по формуле (7.8) находим доверительные границы неисключенной систематической погрешности $\Theta\bar{x}$. Суммарная погрешность $\Sigma\bar{x}$ подсчитывается по формулам (7.11), а относительная погрешность $\delta\bar{x}$ — по формуле (7.12).

Параметры	$\bar{Q}$	$\bar{P}_{вх.}$	$\bar{P}_{вых.}$	$\bar{N}$	$\bar{n}$	$\bar{\rho}$
	I режим					
$\Delta\bar{x}$, ед. изм.	0,0074	$0{,}0830\cdot10^5$	$0{,}1980\cdot10^5$	34,290	29,654	8,380
$\Theta\bar{x}$, ед. изм.	0,0081	$0{,}0913\cdot10^5$	$0{,}2180\cdot10^5$	37,719	32,620	9,220
$\Sigma\bar{x}$, ед. изм.	0,0098	$0{,}1092\cdot10^5$	$0{,}2446\cdot10^5$	40,490	32,800	9,230
$\delta\bar{x}$, %	0,4700	0,7900	0,7400	0,700	1,110	1,100
	II режим					
$\Delta\bar{x}$, ед. изм.	0,0093	$0{,}0890\cdot10^5$	$0{,}1860\cdot10^5$	34,830	29,548	8,368
$\Theta\bar{x}$, ед. изм.	0,0102	$0{,}0974\cdot10^5$	$0{,}2064\cdot10^5$	38,313	32,503	9,210
$\Sigma\bar{x}$, ед. изм.	0,0115	$0{,}1140\cdot10^5$	$0{,}2340\cdot10^5$	42,100	32,680	9,220
$\delta\bar{x}$, %	0,4300	0,7800	0,7500	0,730	1,110	1,100

И.2.5 Определим по формуле (7.14) среднее значение развиваемого насосом напора для двух режимов
режим I:

$$\bar{H} = \frac{\left(32{,}93 - 13{,}83\right)\cdot10^5}{9{,}81\cdot838{,}3} = 232{,}25 \text{ м}$$

режим II:

$$\bar{H} = \frac{\left(31{,}27 - 14{,}76\right)\cdot10^5}{9{,}81\cdot836{,}8} = 201{,}12 \text{ м}$$

И.2.6 Относительная предельная погрешность определения напора находится по формуле (7.13)

режим I:

$$\delta\overline{H} = \sqrt{\left(\frac{1}{838,3 \cdot 9,81 \cdot 232,25}\right)^2 \left[\left(0,79 \cdot 13,83 \cdot 10^5\right)^2 + \left(0,74 \cdot 32,93 \cdot 10^5\right)^2\right] + 1,1^2} = 1,78\%$$

режим II:

$$\delta\overline{H} = \sqrt{\left(\frac{1}{836,8 \cdot 9,81 \cdot 201,12}\right)^2 \left[\left(0,78 \cdot 14,76 \cdot 10^5\right)^2 + \left(0,75 \cdot 31,27 \cdot 10^5\right)^2\right] + 1,1^2} = 1,93\%$$

И.2.7 По формуле (7.15) определим среднее значение КПД для двух режимов
режим I :

$$\eta = \frac{838,3 \cdot 2,11 \cdot 232,25}{102 \cdot 5715 \cdot 97,6} 10^4 = 72,2\%$$

режим II:

$$\eta = \frac{836,8 \cdot 2,66 \cdot 201,12}{102 \cdot 5805 \cdot 97,6} 10^4 = 77,5\%$$

И.3 Приведение (нормализация) усредненных параметров насоса

И.3.1 Так как фактические данные о вязкости перекачиваемой нефти отсутствуют, то будем считать, что насос работает в автомодельной зоне, т. е. его напор и КПД не зависят от вязкости.

И.3.2 Приведение параметров насоса к номинальному диаметру РК $D_н$= 495/485 мм при фактическом D= 490/480 мм осуществляется в соответствии с п. п. 8.7, 8.8

Т. к. n_s= 233,9, то r= 2,35; L= 1,85

режим I:

$$H_{пер.2} = 232,25\left(\frac{0,485}{0,490}\right)^{2,35} = 226,8 \text{ м}$$

$$Q_{пер.2} = 2,11\left(\frac{0,485}{0,490}\right)^{1,85} = 2,07 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$N_{пер.2} = \frac{838,3 \cdot 2,07 \cdot 226,8 \cdot 10^4}{102 \cdot 71,9 \cdot 97,6} = 5498 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пер.2} = 71,9\%$$

режим II:

$$H_{пер.2} = 201,12\left(\frac{0,485}{0,490}\right)^{2,35} = 196,4 \text{ м}$$

$$Q_{пер.2} = 2,66\left(\frac{0,485}{0,490}\right)^{1,85} = 2,61 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$N_{пер.2} = \frac{836,8 \cdot 2,61 \cdot 196,4 \cdot 10^4}{102 \cdot 77,2 \cdot 97,6} = 5581 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пер.2} = 77,2\%$$

И.3.3 Приведение параметров насоса к номинальной частоте вращения и номинальной плотности перекачиваемой жидкости производится по формулам (8.6)

режим I:

$$Q_{пр.} = 2,07\left(\frac{3000}{2965,4}\right) = 2,09 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H_{пр.} = 226,8\left(\frac{3000}{2965,4}\right)^2 = 232 \text{ м}$$

$$N_{пр.} = 5498\left(\frac{3000}{2965,4}\right)^3 \cdot \frac{998,2}{838,3} = 6779 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пр.} = \eta_{пер.2} = 71,9\%$$

режим II:

$$Q_{пр.} = 2,61\left(\frac{3000}{2954,8}\right) = 2,65 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H_{пр.} = 196,4\left(\frac{3000}{2954,8}\right)^2 = 202 \text{ м}$$

$$N_{пр.} = 5581\left(\frac{3000}{2954,8}\right)^3 \cdot \frac{998,2}{836,8} = 6968 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пр.} = \eta_{пер.2} = 77,2\%$$

И.3.4 По формуле (7.20) определим мощность на валу насоса

режим I:

$$N_{пр.нас.} = \frac{6779 \cdot 97,6}{100} = 6616 \text{ кВт}$$

режим II:

$$N_{пр.нас.} = \frac{6968 \cdot 97,6}{100} = 6801 \text{ кВт}$$

И.3.5 По формулам (7.18) определяем относительные предельные погрешности приведенных значений параметров НА

режим I:

$$\delta Q_{пр.} = \sqrt{0,47^2 + 1,11^2} = 1,20\%$$

$$\delta H_{пр.} = \sqrt{1,78^2 + 4 \cdot 1,11^2} = 2,85\%$$

$$\delta N_{пр.} = \sqrt{0,7^2 + 9 \cdot 1,11^2} = 3,4\%$$

$$\delta \eta_{пр.} = \sqrt{0,7^2 + 0,47^2 + 1,78^2 - 1,1^2} = 1,63\%$$

Режим II:

$$\delta Q_{пр.} = \sqrt{0,43 + 1,11^2} = 1,19\%$$

$$\delta H_{пр.} = \sqrt{1,93^2 + 4 \cdot 1,11^2} = 2,94\%$$

$$\delta N_{пр.} = \sqrt{0,7^2 + 9 \cdot 1,11^2} = 3,4\%$$

$$\delta \eta_{пр.} = \sqrt{0,7^2 + 0,43^2 + 1,93^2 - 1,1^2} = 1,78\%$$

И.3.6 Абсолютные предельные погрешности определения параметров насоса находятся по формулам (7.19)

режим I:

$$\varepsilon Q_{пр.} = \frac{1,20 \cdot 2,09}{100} = 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\varepsilon H_{пр.} = \frac{2,85 \cdot 232}{100} = 6,6 \text{ м}$$

$$\varepsilon N_{пр.} = \frac{3,4 \cdot 6616}{100} = 225 \text{ кВт}$$

$$\varepsilon \eta_{пр.} = \frac{1,63 \cdot 71,9}{100} = 1,2\%$$

режим II:

$$\varepsilon Q_{пр.} = \frac{1,19 \cdot 2,61}{100} = 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$\varepsilon H_{пр.} = \frac{2,94 \cdot 202}{100} = 5,9 \text{ м}$$

$$\varepsilon N_{пр.} = \frac{3,4 \cdot 6801}{100} = 231 \text{ кВт}$$

$$\varepsilon \eta_{пр.} = \frac{1,78 \cdot 77,2}{100} = 1,4\%$$

И.3.7 Окончательно значения параметров, характеризующих режимы I и II, записываются в виде

режим I:

$$Q = 2,09 \pm 0,025 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H = 232 \pm 6,6 \text{ м}$$

$$N = 6616 \pm 225 \text{ кВт}$$

$$\eta = 71,9 \pm 1,2\%$$

режим II:

$$Q = 2,65 \pm 0,031 \text{ м}^3/\text{с}$$

$$H = 202 \pm 5,9 \text{ м}$$

$$N = 6801 \pm 231 \text{ кВт}$$

$$\eta = 77,2 \pm 1,4\%$$

И.4 Расчет паспортных характеристик

И.4.1 Так как базовые характеристики НА отсутствуют, параметры, характеризующие данный режим, будем сравнивать с паспортными.

И.4.2 Для подачи $Q_{пр.}$ для обоих режимов по формулам (2.1), (2.2), (2.3) определим паспортные значения напора, мощности и КПД

режим I:

$$H_{пасп.} = 344,866480 - 0,018632 \cdot 7524 + 1,536841 \cdot 10^{-6} \cdot 7524^2 - -1,02566 \cdot 10^{-10} \cdot 7524^3 = 250 \text{ м}$$

$$N_{пасп.} = 4034,384966 + 0,041743 \cdot 7524 + 0,000061 \cdot 7524^2 - -4,109447 \cdot 10^{-9} \cdot 7524^3 = 6051 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пасп.} = \frac{998,2 \cdot 7524 \cdot 250 \cdot 10^4}{3600 \cdot 102 \cdot 6051 \cdot 97,6} = 85,9\%$$

режим II:

$$H_{пасп.} = 344,866480 - 0,018632 \cdot 9540 + 1,536841 \cdot 10^{-6} \cdot 9540^2 - -1,02566 \cdot 10^{-10} \cdot 9540^3 = 218 \text{ м}$$

$$N_{пасп.} = 4034,384966 + 0,041743 \cdot 9540 + 0,000061 \cdot 9540^2 - -4,109447 \cdot 10^{-9} \cdot 9540^3 = 6416 \text{ кВт}$$

$$\eta_{пасп.} = \frac{998,2 \cdot 9540 \cdot 218 \cdot 10^4}{3600 \cdot 102 \cdot 6416 \cdot 97,6} = 90,3\%$$

И.5 Диагностирование технического состояния НА по двум режимам

Согласно пункту 9.4 определим верхние и нижние границы паспортных значений и сравним их соответственно с нижними и верхними границами приведенных значений параметров. Расчеты представим в табличном виде на стр. 67.

И.5.3 Сравнение напора, мощности и КПД для каждого режима производим согласно п. 10.4.

Параметры	H, м	$N_{нас.}$, кВт	η, %	H, м	$N_{нас.}$, кВт	η, %
	I режим			*II режим*		
$X_{пр.}+\varepsilon X_{пр.}$	238,6	6841	73,1	207,9	7032	78,6
$X_{пр.}-\varepsilon X_{пр.}$	225,4	6391	70,7	196,1	6570	75.8
верхняя граница $X_{пасп.}$	265	6347	85,9	231,1	6730	
нижняя граница $X_{пасп.}$	240	5876	84,5	209,3	6230	

режим I :

$Q=7524$ м³/ч (2,09 м³/с)

$H<H_{пасп.}$

$N>N_{пасп.}$

$\eta<\eta_{пасп.}$

режим II:

$Q=9540$ м³/ч (2,65 м³/с)

$H<H_{пасп.}$

$N>N_{пасп.}$

$\eta<\eta_{пасп.}$

И.5.4 В соответствии с перечнем возможных причин чия фактических характеристик от паспортных (см.п.5.3) д вывод о чрезмерных утечках через уплотнения РК или тор уплотнений или пропускает обратный клапан. Так как КПД са много меньше паспортного, насос и обратный клапан под ются ревизии и по ее результатам выводятся в ремонт.

ПРИЛОЖЕНИЕ К
(справочное)

ПРИМЕР ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕНДЕНЦИИ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНОГО АГРЕГАТА

К.1 Исходные данные: насосный агрегат НМ 10000-210

n	1	2	3	4	5	6	7
$\hat{H}$	0,73	0,78	0,74	0,64	0,66	0,71	0,62
$\hat{\eta}$	1,003	1,001	1,000	1,000	0,998	0,999	0,999

Замеры производились через сутки (24 часа).

К.1.1 Построение линий тенденции.

Построение линии тенденции производится в данном примере методом полусредних значений. Данные делятся пополам (при нечетном числе данных — среднее значение выбрасывается). Для каждой полученной группы определяются средние значения и наносятся на график. Соединив эти 2 точки, получаем прямые линии тенденций изменения относительных значений напора и КПД (рис. К.1).

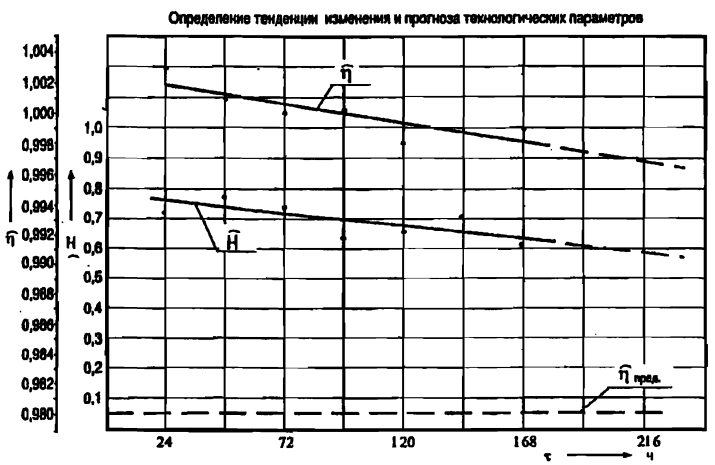


Рис. К.1

К.1.2 Определение среднего квадратического отклонения от трендов производится по формулам (11.3)

$$S(\eta) = 0,863 \cdot 10^{-3}$$

$$S(H) = 0,044$$

К.1.3 Средняя квадратическая ошибка трендов

$$S(\hat{\eta}) = 0,326 \cdot 10^{-3}$$

$$S(\hat{H}) = 0,017$$

К.1.4 Доверительный интервал для трендов

$$\hat{\eta} \pm 2,447 \cdot 0,326 \cdot 10^{-3} = \hat{\eta} \pm 0,798 \cdot 10^{-3}$$

$$\hat{H} \pm 2,447 \cdot 0,017 = \hat{H} \pm 0,042$$

К. 2 Определение прогнозируемых значений

К.2.1 Прогнозируемые значения относительных значений напора и КПД определяются по линиям тренда (рис. К.1) для периодов упреждения L=1 (1 сутки), L=2 (2 суток).

К.2.2 Определяем доверительный интервал для прогнозируемых на сутки вперед относительных значений КПД и напора

$$\hat{\eta}_{\text{прогн.}} \pm S(\hat{\eta}) \cdot k^* = 0,998 \pm 0,326 \cdot 10^{-3} \cdot 2,638 = 0,998 \pm 0,86 \cdot 10^{-3}$$

$$\hat{H}_{\text{прогн.}} \pm S(\hat{H}) \cdot k^* = 0,61 \pm 0,017 \cdot 2,638 = 0,61 \pm 0,045$$

К.2.3 Определяем прогнозируемые значения КПД и напора через сутки

$$\eta_{\text{прогн.}} = (0,998 \pm 0,00086)\eta_{\text{баз.}}$$

$$H_{\text{прогн.}} = (0,61 \pm 0,045)H_{\text{баз.}}$$

К.2.4 Определяем доверительный интервал для прогнозируемых на 2 суток вперед относительных значений КПД и напора

$$\hat{\eta}_{\text{прогн.}} \pm S(\hat{\eta}) \cdot k^* = 0,9971 \pm 0,326 \cdot 10^{-3} \cdot 2,8748 = 0,9971 \pm 0,00094$$

$$\hat{H}_{\text{прогн.}} \pm S(\hat{H}) \cdot k^* = 0,59 \pm 0,017 \cdot 2,8748 = 0,59 \pm 0,049$$

К.2.5 Определяем прогнозируемые значения КПД и напора через 2 суток

$$\eta_{\text{прогн.}} = \left(0,997 \pm 0,00094\right)\eta_{\text{баз.}}$$

$$H_{\text{прогн.}} = \left(0,59 \pm 0,049\right)H_{\text{баз.}}$$

К.3 Определение времени до вывода НА в ремонт

К.3.1 Определяем коэффициенты тренда для КПД по формуле (11.1)

$a_1 = 1,002571$; $b_1 = -0,000027$

К.3.2 Определяем остаточное время по формуле (11.8)

$$\tau_{\text{остат.}} = \frac{0,98 - 1,002571}{-0,000027} - 168 = 668 \text{ час (1 месяц)}$$

УДК 622.692.4

Методика оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. — Уфа, ИПТЭР, 1999.

Методика предназначена для диагностирования и прогнозирования общего технического состояния насосных агрегатов НПС, перехода к техническому обслуживанию и ремонту по фактическому техническому состоянию.

Методика может быть использована для насосов типа НМ с основными и сменными роторами, разной степенью обточки рабочего колеса, различными значениями частоты вращения ротора, различными параметрами перекачиваемой нефти.

Методика разработана Всесоюзным научно-исследовательским институтом по сбору, подготовке и транспорту нефти и нефтепродуктов (ВНИИСПТнефть) и предназначена для инженерно-технических и руководящих работников предприятий АО магистральных нефтепроводов, а также служб, занимающихся эксплуатацией и ремонтом агрегатов на НПС.

Разработчики:

Акбердин А. М., Бондаренко Н. М., Бурдыгина О. Г., Вишневская Т. Н., Еронен В. И.

В оформлении документации принимали участие Дмитриева Н. К., Иванова Н. А.

© Институт проблем транспорта энергоресурсов (ИПТЭР), 1999.

Перепечатка, копирование и все другие виды размножения запрещены и преследуются законом Российской Федерации

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ПАРАМЕТРОВ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

РД 39-0147103-342-89

Налоговая льгота — Общероссийский классификатор продукции ОК-005-93, том 2: 953004 — Литература научная и производственная

Подписано к печати 20.07.99.
Формат 84x108 1/32. Бумага офсетная №1
Гарнитура Латинская.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 3 Уч.-изд.л. 6,6
Тираж 110 Заказ 777 Цена свободная
Издание ИПТЕР
Издат. Лицензия № 2016 от 14.05.97 г.
450055, Республика Башкортостан г. Уфа, пр. Октября, 144/3

Набор и верстка: Бюро «ХРОМИС»
пр. Октября, 132/3, офис 701, тел. 31-85-22

gost.e-ecolog.ru