

В.Е. Погорелкин, А.Н. Горшков, ОАО «Удмуртнефть»,
А.О. Рязанцев, ЗАО «Плада»

МОНИТОРИНГ НАСОСОВ СИСТЕМЫ ППД В ОАО «УДМУРТНЕФТЬ» НК «РОСНЕФТЬ»

На сегодняшний день в ОАО «Удмуртнефть» затраты на электро-снабжение насосного оборудования системы ППД составляют 34% от общих расходов на энергообеспечение добычи. Изменяющиеся условия эксплуатации центробежных насосов, рост тарифов на электроэнергию заставляют совершенствовать систему контроля их состояния, а вопросы, связанные с эффективностью их работы, в последнее время становятся особо актуальными.

В приведенной статье рассмотрен опыт внедрения в производственный процесс программы автоматизации мониторинга насосного оборудования специалистами ОАО «Удмуртнефть».

Современные экономические условия ставят задачу изменения стратегии работы инженерных служб нефтегазодобывающих предприятий.

В течение последних 10-15 лет в производство активно внедряются системы мониторинга состояния оборудования, призванные свести к минимуму аварийность и сократить затраты на ремонт и эксплуатацию оборудования, продлить срок его работы.

Однако ситуация с высокими отпускными ценами на электроэнергию заставляет пересмотреть такие устоявшиеся понятия, как «наработка в часах» и «межремонтный период». Это связано с закономерным падением эффективности работы оборудования (коэффициента полезного действия, или КПД) по причине износа рабочих органов [1]. Анализ измерения гидравлического КПД (ГКПД) показывает, что нередко до 20 и более процентов электроэнергии, расходуемой на КНС, идет на дополнительный нагрев воды, а не на закачку ее в пласт. Основными причинами этого являются несоответствие характеристик насосов характеристикам коллекторов и износ элементов проточной части – рабочих колес и направляющих аппаратов насосов.

Снижение КПД на 10% для насосного агрегата на базе ЦНС-180х1422 ведет к перерасходу затрат на электроэнергию в год, равному половине стоимости нового насоса (около 1 млн руб/год). В

связи с этим необходимо периодически проводить контроль ГКПД насосов, и при снижении КПД на 5–7% является целесообразным отправлять насосы в капитальный ремонт.

Таким образом, план обслуживания насосного оборудования, имеющий целью поддержание рабочего состояния агрегатов, должен быть реализован с учетом оценки КПД работающих агрегатов и принятия решения о дальнейшей эксплуатации только в случае достаточного его значения.

В ОАО «Удмуртнефть» НК «Роснефть» совместно с подрядной организацией ЗАО «Плада» на протяжении последних 5 лет ведется мониторинг состояния насосного оборудования систем ППД и ППН.

В частности, обследование парка центробежных насосов системы ППД предполагает:

- 1) выявление агрегатов с недопустимым уровнем вибрации,
- 2) разработку рекомендаций по ее устранению,
- 3) контроль центровки валов;
- 4) выполнение работ по балансировке роторов в собственных опорах,
- 5) выявление насосных агрегатов с низким ГКПД,
- 6) разработку рекомендаций по повышению ГКПД,
- 7) контроль ГКПД новых насосов и вводимых в эксплуатацию после капитального ремонта,

8) определение оптимального межремонтного периода насосов для конкретных условий эксплуатации.

Работы проводятся по утверждаемому ежегодно графику, периодичность обследования одного агрегата составляет в среднем 2 месяца.

Мониторинг состояния оборудования независимой стороной также позволяет производить объективную оценку результатов действий подрядчиков, занимающихся ремонтом и техническим обслуживанием агрегатов.

Для оценки эффективности работы центробежных насосов системы ППД в ОАО «Удмуртнефть» используется термодинамический метод, основанный на измерении разности температур перекачиваемой жидкости на входе и выходе из насоса. Потери мощности в гидравлической части насоса практически полностью уходят на нагревание жидкости, и поэтому, зная эту величину, путем несложных расчетов можно легко определить ГКПД насоса. Относительная погрешность термодинамического метода для высоконапорных насосов системы ППД составляет 3-5%, причем она уменьшается с увеличением напора насоса. Метод удобен для оперативной оценки и имеет ряд преимуществ перед традиционным способом определения ГКПД, так как нет необходимости в довольно трудоемком измерении рабочих параметров привода [2].

Результатом многолетнего мониторинга стала обширная база данных о состоянии подконтрольного оборудования с учетом технологических особенностей его установки, свойств перекачиваемой жидкости, периодичности ремонтов и т.д.

Возникла необходимость в систематизации данных измерений и в оперативном доступе к этой информации ИТР службы главного механика, ответственных за эксплуатацию оборудования непосредственно со своих рабочих мест для производства ее многопланового анализа, упрощения процессов оценки состояния оборудования и принятия решения о перспективах его дальнейшей эксплуатации.

Реализацией этих целей явилась разработка программного обеспечения с применением клиент-серверной архитектуры «ДиНА» (программа Диагностики Насосных Агрегатов, далее – Программа), созданная совместными усилиями сотрудников ОАО «Удмуртнефть» и ЗАО «Плада».

ЦЕЛЬ СОЗДАНИЯ:

- оперативный доступ и управление информацией о техническом состоянии насосного парка;
- паспортизация насосного парка;
- ретроспективный анализ технического состояния насосных агрегатов;
- снижение аварийных отказов;
- повышение надежности эксплуатации насосного оборудования;
- снижение эксплуатационных затрат.

ФОРМИРУЕМАЯ В ПРОЦЕССЕ РАБОТЫ С ПРОГРАММОЙ БАЗА ДАННЫХ ПОЗВОЛЯЕТ:

- получать информацию о текущем состоянии насосного оборудования;
 - вести мониторинг технических характеристик насосного оборудования;
 - планировать предупреждающие и корректирующие мероприятия;
 - создавать отчеты различного вида.
- Многопользовательский доступ к базе данных Программы позволяет получить сведения о состоянии насосного оборудования одновременно с нескольких рабочих мест.

Инструментарий Программы позволяет производить отбор и анализ интересующей информации, используя встроенные фильтры:

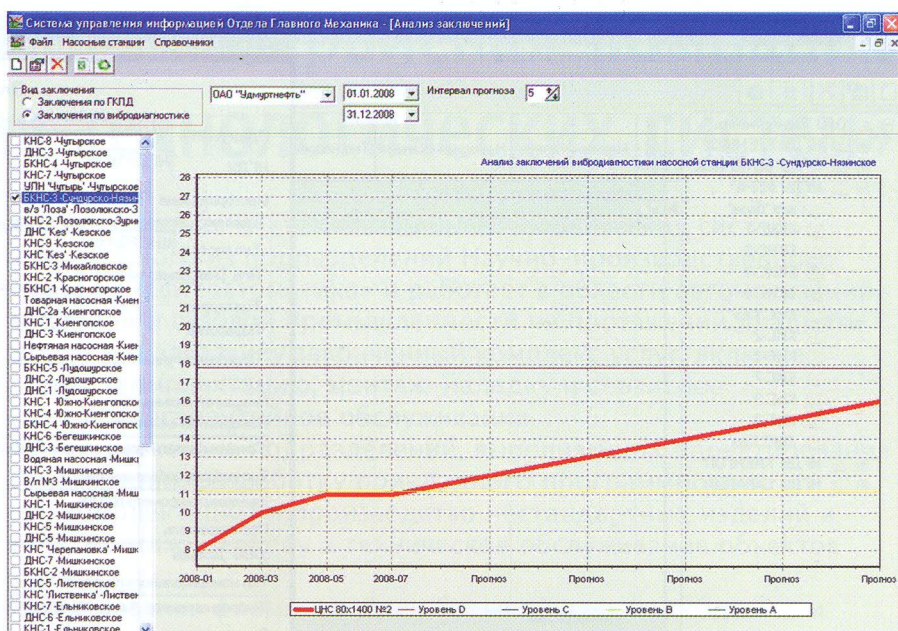


Рис.1. Тренд вибрации

- 1) выводить список агрегатов, работающих с превышением допустимых значений контролируемых параметров (уровень вибрации, КПД) за определенный период времени для отдельного структурного подразделения предприятия (НГДУ, цех);
- 2) определять прогнозируемый период безаварийной работы (тренд уровня вибрации, рис. 1;
- 3) определять время, в течение которого эксплуатацию насоса можно считать экономически целесообразной, т.е. прогнозировать момент достижения насосом критического уровня ГКПД для конкретных условий эксплуатации. (рис. 2);

- 4) контролировать состояние каждого насоса с момента ввода в эксплуатацию до списания (наработка от КР до КР, количество и вид производимых ремонтов, места установки и т.д.);

- 5) создавать и выводить на печать отчеты и формализованные заключения на основе данных обследований (рис. 3);

- 6) наглядность и удобство работы обеспечивается цветовой дифференциацией уровней оценки состояния оборудования, графиков трендов и типов анализируемых данных.

В перспективе возможно расширение базы данных вводом дополнительных контролируемых параметров:



Рис.2. Тренд падения ГКПД

Система управления информацией Отдела Главного Механика - [С...]

Файл Насосные станции Справочники

ОАО "Удмуртнефть"

НГДУ "ТРЕМИХА"

НГДУ "ВОТКИНСК"

НГДУ "ИГРА"

в/з "Лоза"

БКНС-1

БКНС-3

БКНС-3

БКНС-4

КНС "Кез"

КНС-2

КНС-2

КНС-7

КНС-8

КНС-9

ДНС "Кез"

НГДУ "КИЕНГОП"

НГДУ "САРАПУЛ"

В работе

Месторождение

Насосная станция

Тип насоса

наурско-Нязинск

БКНС-3

ЦНС 80х1400

Количество

1

Информация о насосной станции БКНС-3

Вид насоса

Состояние

Количество

ЦНС 80х1400

в работе

1

Средний КПД 47.53 %

Изменить

Заключение о состоянии насосного агрегата по замеру вибрации №223-08

Заключение №223-08

Предприятие

ОАО "Удмуртнефть"

Объект

БКНС-3

НГДУ

НГДУ "ИГРА"

Стационарный номер агрегата

2

Месторождение

Сундурско-Нязинское

Дата

12.07.2008

Техническая характеристика агрегата

Тип насоса

ЦНС 80х1400

Тип электродвигателя

СТ ДМ-800

Инв. (зав) номер насоса

(23)

Инвю (зав) номер двигателя

281/0230

Тип муфты

УКМ

Мощность, кВт

0.89

Наработка

2340

Номинальное напряжение

6000

Состояние фундамента

Удовлетворительное

Частота вращения

3000

Результаты измерения

Измеряемая величина

Среднеквадратическое значение вибро

Тип вибропреобразователя

пьезоакселерометр №0386

Производитель

ООО "Диамек"

Тип измерительного прибора

Виброанализатор Кварц-КУ 060 №106

Производитель

ООО "Диамек"

Направление	ЗПД	ППД	ЗПН	ППН
г	8,4	6,3	5,7	1,2
в	5,2	6,1	2,7	1,5
о	5,1	6,2	3,6	2,0

Заклучение состояние агрегата

Удовлетворительное

Уровень вмешательства В

Проверить состояние заднего подшипника эл. двигателя

Трубопровод: в норме

Сохранить

Отмена

Рис.3. Форма заключения о состоянии агрегата

1) результаты измерения вибрации трубопроводов как внутри насосных станций, так и элементов обвязки прочего оборудования: БГ, технологические емкости и т.д;

2) контроль перепада температур на элементах трубопроводов с помощью уже апробированных технических средств позволит оценить эффективность работы и других узлов системы нагнетания – входных фильтров, клапанов, задвижек [3].

Блок анализа и учета дополнительных данных можно интегрировать в Программу мониторинга насосов или реализовать в виде отдельного модуля. Кроме того, границы использования Программы можно расширить внедрением в ее среду дополнительных справочных приложений – ГОСТов и Норм, относящихся к эксплуатации насосного оборудования, паспортов и другой технической документации.

На основании информации, полученной при работе с Программой, ИТР службы главного механика могут сделать вывод о состоянии подконтроль-

ного оборудования, спланировать ремонтные работы, скорректировать график вывода насосов в капитальный ремонт, основываясь на результатах оценки их текущего технического состояния. Нельзя забывать и о том, что зачастую интересы различных технических служб НГДУ в вопросе эксплуатации насосного оборудования могут отличаться, так как служба главного механика заинтересована в снижении затрат на ремонт оборудования, а главного энергетика – в сокращении расходов на электроэнергию. Поэтому предприятию в целом невыгодна ситуация с эксплуатацией насоса, работающего с низким КПД, но имеющего удовлетворительное вибросостояние.

Постоянный мониторинг и доступ к обновляемой базе данных параметров работы оборудования позволят оперативно решать проблемы, связанные с изменяющимися в последнее время условиями эксплуатации насосов системы ППД. Возрастающие объемы за- качки и, как следствие, работа насосов

за пределами зоны оптимальной подачи с заниженным КПД делают актуальным переход на новые типоразмеры насосов путем их замены или модернизации установленных.

Внедрение Программы способствует организации современного эффективного использования имеющегося на предприятии насосного оборудования; позволит снизить риск возникновения внештатных ситуаций, повысит уровень безопасности труда.

Список литературы:

1. Р.Н. Сулейманов, О.В. Филимонов, Ф.Ф. Галеева, А.О. Рязанцев. Виброакустическая диагностика насосных агрегатов. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2002, 162 с.
2. А.С. Галеев, Р.Н. Сулейманов, Г.И. Бикбулатова. К проблеме повышения эффективности работы насосных агрегатов// «Технологии ТЭК». – М.: «Нефть и Капитал», 2005, №2, с 92–97; там же: 2005, №3, с. 60–64.
3. Б.В. Колосов, Р.Н. Сулейманов. Методика снижения энергоемкости процесса нагнетания в системе ППД и необходимое оборудование// «Технологии ТЭК». – М.: «Нефть и Капитал», 2006, №3, с 2–4.