

К вопросу стоимости срока службы насосного оборудования на НПЗ

Швиндин А.И., заместитель директора ООО «СМЗ» по научной работе, ктн;

Берестовский В.А., ведущий конструктор ОГК ООО «СМЗ»;

Микерин Б.И., председатель подкомитета Ассоциации нефтепереработчиков и нефтехимиков

За последние 5 лет многие американские и европейские насосные компании пытаются осветить решение проблем в определении стоимости срока службы (ССС) насосного оборудования различных насосных систем. Такие действия вызваны многими причинами. Во-первых, по статистическим данным насосные системы потребляют почти 20 % всей производимой в мире электроэнергии. Причем, эта цифра возрастает до 50 % от общего потребления в отдельных промышленных отраслях. Во-вторых, маркетинговые исследования многих компаний указывают, что спрос на насосы будет возрастать примерно на 5 % ежегодно в течении ближайших нескольких лет. Как результат — огромное количество насосов потребуется для установки в новых системах и еще большее количество потребуется для замены существующих морально и физически устаревших, или не соответствующим требуемым параметрам при реконструкции установок. В-третьих, насос, как самостоятельный объект в системе, отличается низкими инвестиционными затратами. Однако он решительным образом влияет на работоспособность и экономическую эффективность **системы**. Особенно это наглядно видно в технологических установках нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ), где стоимость насосного оборудования не сравнима со стоимостью колонного и печного оборудования, а также средств автоматизации технологических процессов нефтепереработки. Но суточный простой одной технологической установки из-за ненадежной работы основных насосов влечет за собой

миллионные убытки. Достаточно отметить, что на каждом НПЗ стран СНГ находятся в эксплуатации до 3000 насосов различного конструктивного исполнения мощностью до 1200 кВт. Следует отметить, что эти НПЗ были введены в эксплуатацию в 60–х — 70–х годах XX века и насосное оборудование в них со сроком службы 30 и более лет составляет от 20 до 50 %.

Оптимизация насосной установки с точки зрения ССС означает не только минимизацию потерь в её составных частях, но и выбор оптимальной конструкции насоса с точки зрения обеспечения параметров работы, надежности и долговечности, минимального количества запасных частей и длительности ремонта. Уже сформировалось мнение, что стоимость первоначальных капиталовложений при приобретении оптимальной насосной системы не будет иметь решающее значение. Решающим фактором станет стоимость срока службы системы — ССС.

На основании исследований американского Института гидравлики (Hydraulik Institute — HI) и Europump основные компоненты, определяющие ССС и их среднестатистический вес в %, следующий:

$ССС = C_{ic} + C_{in} + C_e + C_o + C_m + C_s + C_{env} + C_d$,
где: — $C_{ic} < 15\%$ — стоимость первоначальных капиталовложений в насосную установку, насоса, вспомогательных систем и услуг;

— $C_{in} < 10\%$ — стоимость установки, включая стоимость площадей, необходимых для размещения;

— $C_e < 30-35$ — затраты на потребляемую энергию при эксплуатации установки;

— $C_o < 7\%$ — стоимость оплаты труда;

— $C_m < 15\%$ — стоимость планового и предупредительного обслуживания, включая ремонты;

— $C_s < 15\%$ — стоимость простоя с учетом производственных потерь;

— $C_{env} < 5\%$ — затраты на сохранение окружающей среды;

— $C_d < 7\%$ — стоимость полной ликвидации.

Как видно из приведенных среднестатистических соотношений в ССС преобладают затраты на потребляемую электроэнергию. Проблема энергосбережения является сложнейшей задачей во всех отраслях. И в этом плане Europump и департамент энергетики США не пришли к общему мнению об **узаконивании** единого комплексного показателя энергоэффективности — для системы, или для отдельного насоса (как в Европе), т.к. два показателя могут противоречить друг другу.

Специалисты Управляющей компании «Группа ГМС» (г. Москва) на примере магистрального нефтепровода «Восточная Сибирь — Тихий Океан» (ВСТО 1 и ВСТО 2) ОАО «АК «ТРАНСНЕФТЬ», где единичная мощность некоторых магистральных насосов достигает 12500 кВт, выполнила ряд расчетов стоимости жизненного цикла насосной установки нефтепровода. Показано, что для среднего по мощности применяемого магистрального насоса затраты на потребление электроэнергии достигают 45% от общей суммы затрат. Также приведены рекомендации по снижению энергопотребления насосами за счет оптимизации компоновки насосов в установке, повышению их КПД, улучшению кавитационных характеристик и применению сменных проточных частей для работы на недогрузочных режимах.

Предприятия нефтепереработки и нефтехимии являются энергоемкими производствами. Соответст-

венно себестоимость продукции в этой отрасли в значительной степени определяется уровнем затрат. Потребляемая в нефтепереработке энергия — самая высокая статья расходов после стоимости сырья. По официальным данным, из общего количества затрат на тепловую и электрическую энергию приходится до 45%. Учитывая то, что правительство РФ приняло ряд постановлений и мероприятий, в результате которых до 2020 года должно быть введено в эксплуатацию более 120 новых установок вторичной переработки нефти, вопрос энергосбережения в нефтепереработке становится весьма злободневным. По некоторым официальным данным только оптимизация энергопотребления на НПЗ может снизить расходы на 25–40%. Перечень технических решений, используемых для снижения энергетических затрат, обобщенно можно представить так:

- оптимизация процесса в установках, производящих тепловую и электрическую энергию для собственных нужд производства;
- упорядочивание энергетического баланса всех технологических потоков и энергоресурсов с целью их наиболее результативного использования;
- решение задач по увеличению КПД любой установки путем замены устаревшего оборудования на современное более экономичное;
- улучшение технологии производства за счет применения передовых технологических процессов нефтепереработки.

Вопросы повышения эффективности нефтепереработки и снижения затрат при производстве нефтепродуктов должен решаться еще на стадии проектирования новых установок. Но это при новом строительстве. А в странах СНГ практически все НПЗ (кроме ООО «Нижнекамский НПЗ») построены до 80-х годов. Износ основных фондов многих этих производств достиг 40%. Самыми эффективными способами снижения энергопотребления в этих производствах может быть, как их модернизация с целью внедрения прогрессивных ресурсосберегающих технологий, так и замена морально и физически устаревшего оборудования на новую технику, созданную для задач энергосбережения.

В большой группе основного оборудования нефтеперерабатывающих производств, определяющего их энергоэффективность, отдельное место занимают насосы различного назначения. Известно, что на долю насосно-компрессорного оборудования НПЗ приходится около 80% всей потребляемой на НПЗ электроэнергии. Поэтому вопрос правильного выбора насосного оборудования для обеспечения снижения энергопотребления как при новом строительстве, так и при модернизации действующих установок весьма актуален. И в дальнейшем, как следствие этого выбора, встает вопрос снижения затрат на эксплуатацию и ликвидацию последствий аварий. На многих НПЗ для мониторинга и диагностики фактического состояния насосного оборудования в последнее время получила широкое применение и признание система «КОМПАКСР», созданная в НПЦ «Динамика» (г. Омск). Статистика показывает, что более 70 % отказов торцовых уплотнений вызвано повышенным уровнем вибрации насосов. Анализ статистики показывает, что благодаря постоянно действующему мониторингу более чем в 12 раз снизилось число внезапных отказов, более чем в 4 раза сократилось количество ремонтных работ. Таким образом снижение энергопотребления технологической установки сводится, в основном, к выбору современного энергосберегающего насосного оборудования. И не только. При выборе насоса расчетным режимом для него считается режим максимальной его подачи, соответствующий максимальной проектной мощности установки, который в условиях реального производства случается очень редко. Технологические режимы работы установок НПЗ не исключают работу основных насосов на частичных подачах, а при технологических пусках — и их кратковременную работу на нулевых подачах. В результате большинство основных насосов годами работают на 40 — 70-процентной подаче. Например, первый сумской двухпорный насосный агрегат АНГ 200–510 с мощностью приводного электродвигателя 400 кВт в УЗК цеха №73 Новокуйбышевского НПЗ в 2003 г. длительное время работал с подачей 120 м³/ч (расчетная 200

м³/ч), а напорной задвижкой давление в трубопроводе дросселировалось до 24 кгс/см² (проектное 40 кгс/см²). Таким образом насос работал на 60-ти процентной подаче, а при дросселировании напорной задвижкой терялось более 50% потребляемой насосом мощности. Причем, из трех насосных агрегатов один был в работе, а два в горячем резерве. В ООО «Пермьнефтеоргсинтез» в 2005 г. пуск нового комплекса глубокой переработки нефти по различным причинам занял длительное время. В результате насосы НКВ 600/320 мощностью 800 кВт несколько недель работали на подачах 40–80 м³/ч. От повышенной низкочастотной вибрации на этих подачах происходило самоотвинчивание крепежа рабочего колеса, что неоднократно приводило к аварийной остановке насоса.

Известно, что работа центробежных насосов на недогрузочных режимах — частичных подачах — сопровождается повышенной виброактивностью, являющейся причиной преждевременного выхода из строя торцовых уплотнений и подшипников. Кроме того, КПД насоса на таких режимах значительно ниже оптимальных значений. Учитывая то, что основным потребителем электроэнергии на НПЗ являются насосы, то это прямые потери. Международным стандартом ISO 13709/API 610 четко оговорена предпочтительная (рекомендуемая) зона работы насоса по подаче — $(0,7-1,1)Q_{\text{опт}}$, где $Q_{\text{опт}}$ — режим максимального КПД (Рис.1). Кратковременно допустимая минимальная подача установлена в пределах $0,5Q_{\text{опт}}$.

На этом рисунке также показана физическая картина течения на малых подачах, когда образуются «обратные токи» на входе и иногда на выходе рабочего колеса. Эти локализованные вихри вызывают мощные пульсации в проточной части, которые являются причиной повышенной низкочастотной вибрации. Некоторые зарубежные компании, например, «SULZER» в руководствах по эксплуатации указывают ограничение во времени при работе на минимально допустимой подаче, а при необходимости длительной работы на этой подаче требуют перейти на байпас или на насос меньшей подачи.

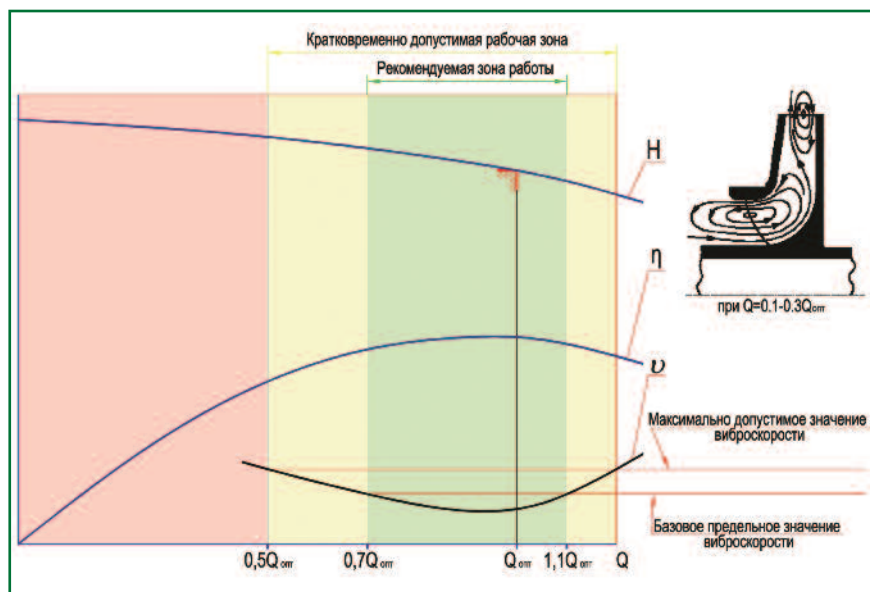


Рис.1. Связь вибродинамических характеристик центробежных насосов с режимами работы (по API 610), где: Q – подача; H – напор; η – КПД; v – виброскорость.

Одним из известных способов экономичного изменения параметров насосов является изменение частоты вращения его привода. Из известных устройств для такого регулирования наиболее экономичными и надежными зарекомендовали себя преобразователи частоты (ПЧ) различных исполнений с современной электроникой и гидродинамические муфты. Применение таких устройств с асинхронными электродвигателями позволяет добиться:

- экономии потребляемой электроэнергии до 40 %;
- обеспечения плавного пуска электродвигателя;
- увеличения срока службы силовых электродвигателей;
- сокращения расходов на обслуживание;
- удобства управления, диагностики и контроля за работой оборудования.

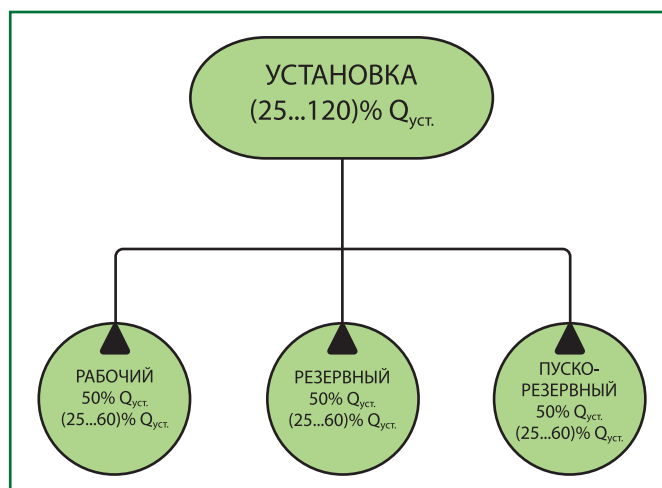
Установка дополнительных датчиков в определенных местах оборудования и системы позволяет автоматизировать управление работой насосов. Несмотря на то, что цена только регулятора частоты не малая, экономическая выгода от его применения несомненна. Имеются сведения, что средства, вложенные в приобретения ПЧ, окупаются в течении 1,5–2 года, а в дальнейшем он приносит чистую прибыль. Но не все так просто, потребуются решать много проблемных технических и

экономических вопросов и принятие решения о приобретении регулятора частоты для каждого насоса или группы насосов требует обстоятельного экономического обоснования.

Для обеспечения нормальной работы насосного оборудования при пусковых и нерасчетных режимах по подаче можно предложить другой менее затратный способ, особенно при модернизации старых установок. Традиционная компоновка — один рабочий насос на 100-процентную расчетную подачу + один резервный насос на 100-процентную расчетную подачу (суммарная установленная мощность 200%) тре-



Рис.2. Предлагаемая компоновка насосных агрегатов в установке



бует пересмотра. Учитывая то, что все насосы допускают длительную работу в допустимом интервале подачи (от 50 до 120% оптимальной подачи насоса $Q_{\text{опт}}$), а также полагая, что установки длительное время работают на частичной нагрузке (подаче), можно предложить следующую компоновку (см. Рис. 2): три насоса (рабочий, резервный и пуско-резервный) на 50-процентную от расчетной подачу (+ 20 %).

Предлагаемая компоновка в различных комбинациях параллельной работы может устойчиво обеспечивать любые режимы по технологическому регламенту работы установки (от 25 до 120 %), в том числе сохраняя 100-процентный резерв. При этом насосы будут работать в режимах, близких к оптимальным, что обеспечивает снижение энергопотребления по сравнению с традиционной компоновкой. Установленная мощность при такой компоновке не превысит 150 %. Естественно, что это должны быть насосы нового поколения, разработанные в соответствии с требованиями международных стандартов ISO 13709/ API 610 и ISO 21049/ API 682 и с максимально высоким КПД.

Выбор любого технического решения требует тщательных экономических расчетов всех возможных вариантов, что позволит гарантированно обеспечить и бесперебойную работу установки, и снижение её энергопотребления, и, в конечном итоге — снижение стоимости срока службы. А это, в свою очередь, приведет к снижению себестоимости продукции.