

Т.В. Коренькова, канд. техн. наук, М. Кравец

(Украина, Кременчуг, Кременчугский государственный политехнический университет)

ПОВЫШЕНИЕ УПРАВЛЯЕМОСТИ ЭЛЕКТРОМЕХАНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ГИДРОТРАНСПОРТНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Гидротранспортные комплексы (ГТК), широко используемые в различных отраслях народного хозяйства, представляют собой сложные технологические системы взаимосвязанного электромеханического и гидравлического оборудования, в которых насосные установки (НУ) являются наиболее мощными потребителями электрической энергии [1].

В большинстве случаев электропривод (ЭП) насосных станций (НС) не регулируется по скорости, отличается энергозатратными способами регулирования параметров и работает, как правило, в недогруженных режимах [1]. Крупные НУ систем коммунального и промышленного водоснабжения, карьерного водоотлива, систем водоотведения – это потребители, как правило, с групповой схемой работы турбомашин, широкими диапазонами изменения подачи (напора), наличием разветвленной коммуникационной сети, характеризующейся собственными гидродинамическими параметрами и технологическими законами управления.

Современные ГТК представляют собой системы с низкой управляемостью параметров в виду слабой взаимосвязи режимов работы НУ с технологическим процессом, отсутствия устройств воздействия на электроприводы насосов и запорно-регулирующей арматуры как в стационарных, так и в нестационарных (аварийных) режимах, что приводит к преждевременному выходу из строя технологического оборудования, перерасходу перекачиваемого продукта, низким КПД НУ, неэффективному энергопотреблению.

Таким образом, для повышения качества функционирования ГТК необходимо расширение возможностей и функций управляемости НС, предусматривающее прогнозируемое реагирование сложной системы на различного рода задающие, возмущающие и управляющие факторы, изменяющиеся в процессе работы и возникающие как в нормальных, так и в нештатных ситуациях. Характеристикой управляемости НС может служить техническая реализуемость и альтернативность алгоритмов функционирования системы, обеспечивающих рациональные режимы энергопотребления, требуемую степень надежности ГТК, экономичность за счет сокращения денежных средств на обслуживание и ремонт технологического оборудования и т.п.

В работах [3-5] доказано, что альтернативным экономичным вариантом регулирования производительности и напора на выходе групповых НУ при достаточно глубоких пределах регулирования технологических параметров может являться использование активных регулировочных устройств в гидравлической сети и построение систем активного регулирования производительности (САРП), включающих гидротурбину, электрический генератор и средства

регулирования мощности турбины (направляющий аппарат или преобразователь частоты). Экономический эффект в таких схемных решениях достигается за счет меньшей стоимости САРП (в 3-5 раза по сравнению с частотно-регулируемым ЭП НУ) и эффективного использования энергии гидротока (по сравнению с дроссельным регулированием) путем преобразования ее и последующей рекуперации в энергосеть (до 25-30% мощности НА).

Целью исследований является разработка технических решений и энерго-ресурсосберегающих алгоритмов функционирования эксплуатационных групповых НУ с дросселирующим органом и активными регулировочными устройствами в коммуникационной сети, которые позволят прогнозировать режим работы ГТК с минимальным энергопотреблением, повысить КПД НУ, надежность системы, сэкономить дополнительные средства на обслуживание и ремонт технологического оборудования.

Предлагаемый способ регулирования производительности НС (рис. 1) заключается в определении мощности, потребляемой НУ и требуемой для обеспечения необходимого диапазона регулирования подачи, при различных вариантах изменения выходных технологических параметров: дросселировании заслонкой, расположенной в напорном коллекторе НС, активном регулировании производительности с использованием ПЧ, установленного в силовой цепи генератора, или направляющего аппарата, размещенного на входе гидротурбины, и комбинированном регулировании как дроссельным органом, так и активным регулировочным устройством. Кривая водопотребления $Q(t)$ представляется в виде усредненного водопотребления (полинома вида $Q(t) = b_0 + b_1t + b_2t^2 + b_3t^3 + b_4t^4 + b_5t^5$, где $b_0, b_1, b_2, b_3, b_4, b_5$ - коэффициенты аппроксимации), разбитого на характерные участки, соответствующие определенному интервалу времени, заданным верхней и нижней границам изменения расхода на этом участке. Система управления анализирует энергопотребление НУ как в текущий момент времени, так и в последующий, и если наметилась тенденция изменения водопотребления в ту или иную сторону, выбирает режим регулирования с меньшим энергопотреблением.

При наличии отклонения производительности на выходе НС $Q_{НС}|_{t=t_{0мек}}$ от текущего значения расхода в сети потребителя $Q_n|_{t=t_{0мек}}$ в момент времени $t_{0мек}$ определяется рабочий участок заданной кривой водопотребления $Q_{зад.} = f(t)$ и анализируется тенденция изменения расхода в сторону увеличения или уменьшения путем вычисления производной расхода в сети потребителя $\left. \frac{dQ_n}{dt} \right|_{t=t_{0мек}}$;

вычисляется время достижения максимально (минимально) допустимого значения расхода $Q_{max доп.}$ ($Q_{min доп.}$) для участка кривой водопотребления

$$\Delta t_{max} = Q_{max доп.} - Q_n|_{t=t_{0мек}} / \left. \frac{dQ_n}{dt} \right|_{t=t_{0мек}} \quad (\Delta t_{min} = Q_{min доп.} - Q_n|_{t=t_{0мек}} / \left. \frac{dQ_n}{dt} \right|_{t=t_{0мек}})$$

и определяется прогнозируемый диапазон регулирования расхода

$\Delta Q_{рег} = Q_{max доп.} - Q_{нс} |_{t=t_{0тек}}$ ($\Delta Q_{рег} = Q_{min доп.} - Q_{нс} |_{t=t_{0тек}}$), при этом необходимое время регулирования параметров принимается $t_{рег} = \Delta t_{max}$ ($t_{рег} = \Delta t_{min}$), а прогнозируемая величина подачи - $Q_{прог.нс} = Q_{max доп.}$ ($Q_{прог.нс} = Q_{min доп.}$) соответственно.

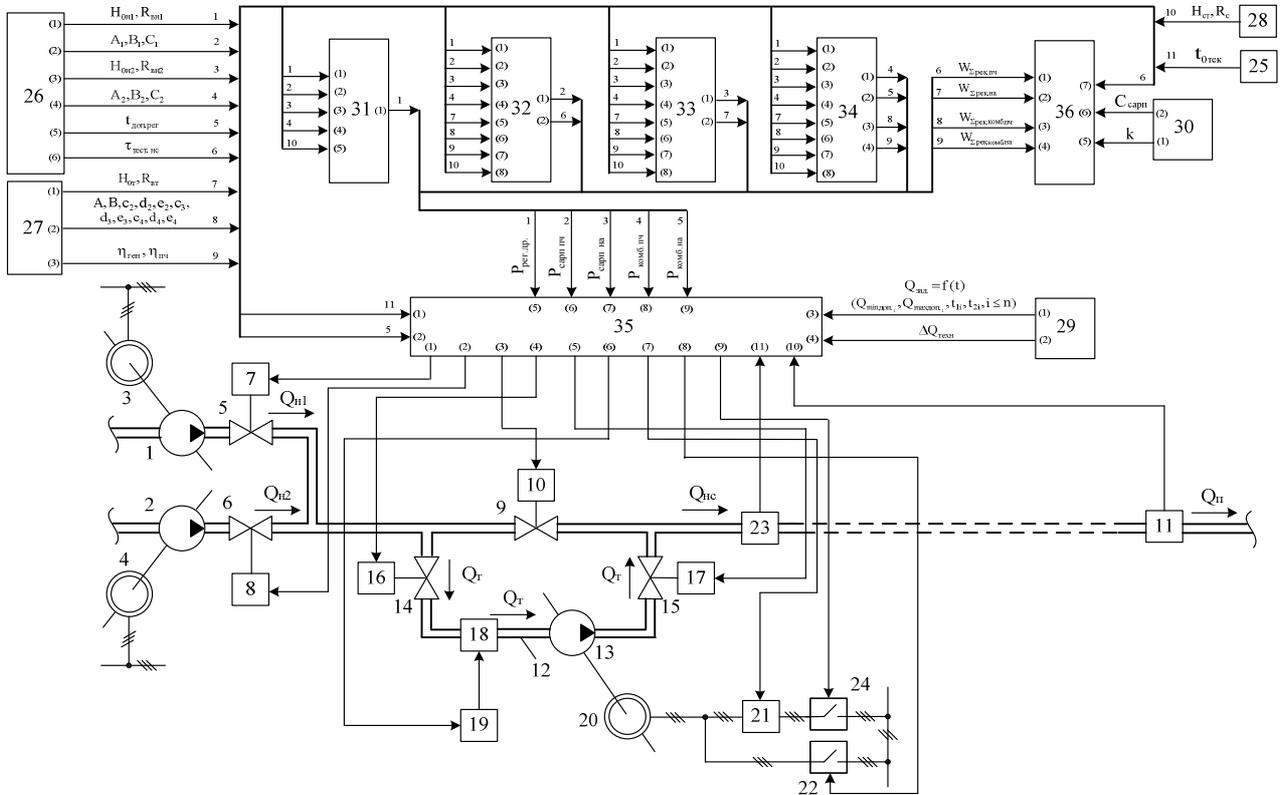


Рис. 1 Функциональная схема устройства для реализации способа минимального по энергопотреблению управления насосным комплексом:

1, 2 – центробежные насосы; 3, 4 – асинхронные электродвигатели; 5, 6, 9, 14, 15 – электрифицированные задвижки; 7, 8, 10, 16, 17 – исполнительные механизмы задвижек; 11, 23 – датчики расхода; 12 – обводной трубопровод; 13 – гидравлическая турбина; 18 – направляющий аппарат; 19 – устройство установки лопастей турбины; 20 – электрический генератор; 21 – ПЧ; 22, 24 – выключатели; 25 – таймер; 26-30 – блоки задания параметров НС, САРП, гидросети, кривой водопотребления и экономических параметров соответственно; 31-34 – блоки энергетической модели НС при регулировании параметров дросселированием, САРП ПЧ, САРП НА и комбинированном управлении параметров соответственно; 35 – блок управления и принятия решения; 36 – блок экономической модели НС

Используя математический аппарат, описывающий характеристики групповой насосной установки, турбины с различными вариантами регулирования ее мощности, приведенный в работах [2, 5], вычисляются значения потребляемой насосами мощности $P'_{н1}, P'_{н2}$ ($P''_{н1}, P''_{н2}$) и мощности рекуперации P'_6, P'_7, P'_8, P'_9 ($P''_6, P''_7, P''_8, P''_9$) для производительностей $Q_{нс} |_{t=t_{0тек}}$ ($Q_{прог.нс}$) при активном регулировании частотой вращения вала турбины (САРП ПЧ), активном регулировании степенью открытия направляющего аппарата (САРП НА), комбинированном регулировании средствами САРП ПЧ и дросселированием напора регулировочной задвижкой, и САРП НА с дросселированием напора на выходе тур-

бины соответственно:

$$P_{н1} = A_1 + B_1 Q(t) + C_1 Q(t)^2; P_{н2} = A_2 + B_2 Q(t) + C_2 Q(t)^2; \quad (1)$$

$$P_6 = P_{m_v} \eta_{ген} \eta_{нч} 10^{-3}; \quad (2)$$

$$P_7 = P_{m_\alpha} \eta_{ген} 10^{-3}; \quad (3)$$

$$P_8 = P_{m_{\alpha v}} \eta_{ген} \eta_{нч} 10^{-3}; P_9 = P_{m_{\alpha v}} \eta_{ген} 10^{-3}, \quad (4)$$

где $Q(t)$ - текущая производительность НУ; $A_1, B_1, C_1, A_2, B_2, C_2$ - коэффициенты аппроксимации первого и второго насосов соответственно; $P_{m_v} = \rho g H_m Q(t) \eta_{m_v}$, $P_{m_\alpha} = \rho g H_m Q(t) \eta_{m_\alpha}$ - мощность рекуперации при активном регулировании частотой вращения и направляющим аппаратом турбины соответственно; $P_{m_{\alpha v}} = \rho g H_m Q \eta_{m_{\alpha v}}$ - мощность рекуперации при комбинированном регулировании средствами активного регулирования и дросселирования; $H_m, \eta_{m_v}, \eta_{m_\alpha}, \eta_{m_{\alpha v}}$ - напор и КПД турбины соответственно; $\eta_{ген}$ - КПД генератора; $\eta_{нч}$ - КПД ПЧ; ρ - плотность среды; g - ускорение свободного падения.

Рассчитываются значения потребляемой НС мощности $P'_1 = P'_{н1} + P'_{н2}$, $P'_2 = P'_1 - P'_6$, $P'_3 = P'_1 - P'_7$, $P'_4 = P'_1 - P'_8$, $P'_5 = P'_1 - P'_9$ для текущей производительности $Q_{нс}|_{t=t_{0мек}}$ и прогнозируемые значения потребляемой мощности $P''_1 = P''_{н1} + P''_{н2}$, $P''_2 = P''_1 - P''_6$, $P''_3 = P''_1 - P''_7$, $P''_4 = P''_1 - P''_8$, $P''_5 = P''_1 - P''_9$ для расхода $Q_{прог.нс}$ при регулировании производительности дросселированием, активном регулировании с изменением частоты вращения вала электрического генератора или изменением степени открытия направляющего аппарата турбины, и комбинированном регулировании с использованием как средств активного регулирования, так и дросселирования напора на выходе турбины соответственно. Вычисляются значения мощностей, потребляемых НС для каждой из схем регулирования параметров $P_{рег.др.}$, $P_{сарп.пч}$, $P_{сарп.на}$, $P_{комб.пч}$, $P_{комб.на}$, значения мощностей рекуперации $P_{рек.пч}$, $P_{рек.на}$, $P_{рек.комб.пч}$, $P_{рек.комб.на}$ для обеспечения требуемого диапазона регулирования $\Delta Q_{рег}$, и определяются значения энергии рекуперации $W_{рек.пч}$, $W_{рек.на}$, $W_{рек.комб.пч}$, $W_{рек.комб.на}$ за время $t_{рег}$. Полученные величины мощностей $P_{рег.др.}$, $P_{сарп.пч}$, $P_{сарп.на}$, $P_{комб.пч}$, $P_{комб.на}$ сравниваются и, если необходимое время регулирования $t_{рег}$, равное Δt_{max} или Δt_{min} , превышает минимально допустимое время переключения между схемами регулирования $t_{дон.рег}$, выбирается режим регулирования с меньшей мощностью энергопотребления. При этом вычисляются и устанавливаются необходимые значения управляемого параметра, при котором производительность на выходе НС соответствует требуемой величине расхода в

сети потребителя: $Q_n|_{t=t_{0\text{мех}}} = Q_{\text{НС}}|_{t=t_{0\text{мех}}}$.

За весь период работы соответствующей схемы регулирования определяется суммарная энергия рекуперации $W_{\Sigma\text{рек.пч}}$, $W_{\Sigma\text{рек.на}}$, $W_{\Sigma\text{рек.комб.пч}}$, $W_{\Sigma\text{рек.комб.на}}$. В случае кратковременного изменения расхода у потребителя, когда $t_{\text{рег}} < t_{\text{доп.рег}}$, и неглубоком регулировании производительности, когда $\Delta Q_{\text{рег}} < 0.05\Delta Q_{\text{техн}}$, остается текущий схемный вариант регулирования параметров НС. При равенстве суммарного времени работы насосной станции $\tau_{\text{НС}}$ тестовому времени работы насосного комплекса $\tau_{\text{тест.НС}}$ определяются: экономия потребляемой НС энергии

$$\Delta W|_{t=\tau_{\text{НС}}} = W_{\Sigma\text{рек.пч}}|_{t=\tau_{\text{НС}}} + W_{\Sigma\text{рек.на}}|_{t=\tau_{\text{НС}}} + W_{\Sigma\text{рек.комб.пч}}|_{t=\tau_{\text{НС}}} + W_{\Sigma\text{рек.комб.на}}|_{t=\tau_{\text{НС}}}$$

при использовании активного регулирования, экономический эффект $\mathcal{E}_{\tau_{\text{НС}}} = k\Delta W|_{t=\tau_{\text{НС}}}$ за время $\tau_{\text{НС}}$, годовой экономический эффект $\mathcal{E}_2 = \mathcal{E}_{\tau_{\text{НС}}} \frac{8760}{\tau_{\text{НС}}}$ и

срок окупаемости $T_{\text{окуп.}} = \frac{C_{\text{сарп}}}{\mathcal{E}_2}$ системы активного регулирования.

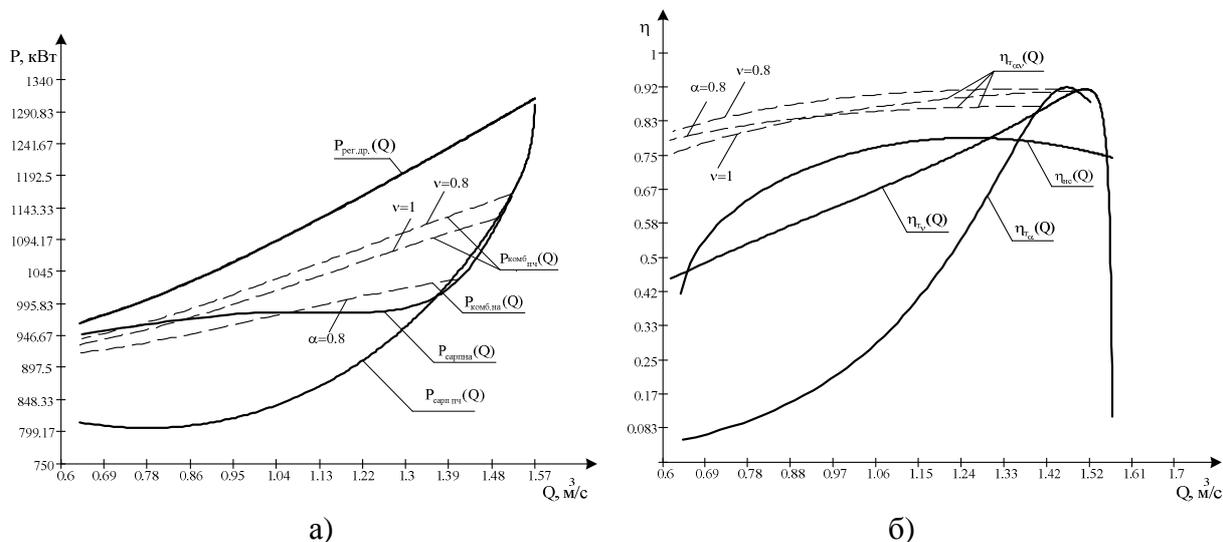


Рис. 2 Энергетические характеристики режимов работы НС

На рис. 2 приведены энергетические характеристики водопроводной НС II-го подъема с двумя параллельно включенными НА мощностью 800 кВт и 500 кВт соответственно и регулированием подачи на базе описанных выше методов: а) – зависимости потребляемой НС мощности от изменения производительности $P_{\text{рег.др.}}(Q)$, $P_{\text{сарп пч}}(Q)$, $P_{\text{сарп на}}(Q)$, $P_{\text{комб.пч}}(Q)$, $P_{\text{комб.на}}(Q)$ при различных вариантах регулирования параметров НУ; б) – зависимости КПД НС от изменения подачи $\eta_{\text{НС}}(Q)$ и КПД турбины $\eta_{\text{тв}}(Q)$, $\eta_{\text{тв}\alpha}(Q)$, $\eta_{\text{тв}\alpha\alpha}(Q)$ при различных способах регулирования ее мощности. В качестве альтернативного варианта предложен способ активного регулирования производительности НС на базе

поворотно-лопастной гидротурбины мощностью 180 кВт, напором 13.3 м, расходом 1.48 м³/с, диаметром рабочего колеса 0.65 м и скоростью вращения 768 об/мин.

Анализ энергетических характеристик (рис. 2) позволил определить зоны рационального использования различных режимов регулирования производительности НС: к наименее целесообразному варианту регулирования относится дросселирование напора на выходе НУ заслонкой; энергетически более выгодным является использование комбинированного регулирования (пунктирные линии, рис. 2), при котором КПД турбины описывается наиболее пологой кривой и изменяется в пределах 8% от максимального значения; при регулировании производительности в пределах 10% вниз от номинальной эффективно применение активного регулирования с направляющим аппаратом; при более глубоком регулировании в пределах 60-70% от номинальной подачи наименьшую мощность энергопотребления имеет режим активного регулирования с ПЧ. Расчет технико-экономических показателей работы применительно к рассматриваемой НС показал, что на реализацию САРП необходимо затратить около 100 000 у.е., при этом экономический эффект составляет приблизительно 40 000 у.е. при сроке окупаемости системы 1,6-1,8 года [5].

Разработанные алгоритмы управления режимами работы технологических установок с различными способами регулирования параметров могут использоваться для НС различного предназначения (систем водоотведения, шахтного и карьерного водоотлива, оборотного водоснабжения), где известен характер изменения кривой потребителя, число работающих турбомашин, параметры коммуникационной сети. Предложенный подход прогнозируемого реагирования ГТК при переменных режимах работы потребителя может быть развит также и на различные схемные варианты регулирования параметров и технологические законы функционирования системы (например, использование частотно-регулируемого ЭП насоса и дросселирование заслонкой с целью стабилизации давления в диктующей точке сети городского водоснабжения или напорном коллекторе НС; ступенчатое регулирование и дросселирование при поддержании требуемого уровня в резервуаре и т.п.).

Список литературы

1. Онищенко Г.Б., Юньков М.Г. Электропривод турбомеханизмов. М., Энергия, 1972, 240с.
2. Коренькова Т.В., Качала И.Ю. Определение диапазона регулирования скорости в групповых насосных установках водоснабжения // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб.наук. праць КДПУ. 2002 – Вип.1(12).
3. Коренькова Т.В., Перекрест А.Л. О коррекции энергетики группового электропривода насосов активными регулировочными устройствами / Вісн. Нац. техн. ун-ту "ХПІ": – 2002. Вип.12, т.2. С.514-516.
4. Характеристики гидротурбины в системе активного регулирования производительности насосных станций / Коренькова Т.В., Перекрест А.Л., Михайличенко Д.А., Кравец А.М. // Вісник Кременчуцького державного політехнічного університету: Зб.наук. праць КДПУ. 2002 – Вип.2(25). – Кременчук: КДПУ, 2004, – С.21-27.

5. Обоснование целесообразности использования альтернативных способов регулирования параметров насосных станций /Коренькова Т.В., Перекрест А.Л., Кравец А.М.//Праці Луганського відділення Міжнародної академії інформатизації: Науковий журнал МАІ. – 2005. – Вип. 1(10). – С.136-144.