ІЄРАРХІЧНА СИСТЕМА ОПТИМІЗАЦІЇ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРОПРИВОДНИХ НАСОСНИХ СТАНЦІЙ НА ДІЛЯНЦІ МАГІСТРАЛЬНОГО НАФТОПРОВОДУ

І. І. Яремак, В. С. Костишин, Я. В. Бацала

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

вул. Карпатська, 15, м. Івано-Франківськ, 76019, Україна. E-mail: yaremak_iryna@ukr.net

Наведено аналіз існуючої системи магістральних нафтопроводів України та визначено її основні недоліки. Встановлено, що режими роботи насосних агрегатів магістральних нафтопроводів відрізняються від номінальних. За допомогою системного підходу сформовано схему енергетичних потоків на ділянці магістрального нафтопроводу, що дозволило візуалізувати процеси, які відбуваються в електричній та гідравлічній підсистемах нафтоперекачувальних станцій. Проаналізовано сучасні автоматизовані системи регулювання режимів роботи насосних агрегатів нафтоперекачувальних станцій, визначено основні критерії оптимізації їхньої роботи. Встановлено, що для зменшення собівартості проведення планово-попереджувальних ремонтів та підвищення ефективності маловитратних усталених режимів роботи насосних агрегатів необхідне впровадження нових методів, які б забезпечили визначення оптимальних режимів за критеріями ефективності та надійності. Ділянку магістрального нафтопроводу представлено як об'єкт керування та ідентифікації у вигляді складної системи з вхідними і вихідними параметрами та визначено її основні властивості. Для аналізу ефективності роботи електричної та гідравлічної підсистем електроприводних нафтоперекачувальних станцій застосовано комплексну математичну модель насосних агрегатів, що дозволило визначити оптимальне значення витратного навантаження та візуалізувати потоки енергії у підсистемах різної фізичної природи. Оскільки критеріями керування є параметри режиму, тобто витратного навантаження, то за допомогою методу багатоцільової оптимізації розроблено алгоритм визначення оптимального значення витрати нафти. Розроблено структуру ієрархічної автоматизованої системи визначення оптимального режиму роботи ділянки магістрального нафтопроводу для регулювання витратного навантаження нафтоперекачувальних станцій із можливістю її інтегрування в існуючу автоматизовану систему керування технологічним процесом магістрального нафтопроводу, що дало можливість узгодити керуючі програми диспетчерського пункту та забезпечити їхню безперебійну роботу.

Ключові слова: ієрархічна система, магістральний нафтопровід, оптимальний режим, електричний двигун, відцентровий насос, нафтоперекачувальна станція.

ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СИСТЕМА ОПТИМИЗАЦИИ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ НАСОСНЫХ СТАНЦИЙ НА УЧАСТКЕ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

И. И. Яремак, В. С. Костышин, Я. В. Бацала

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

ул. Карпатская, 15, г. Ивано-Франковск, Украина. E-mail: yaremak_iryna@ukr.net

Приведен анализ существующей системы магистральных нефтепроводов Украины и определены ее основные недостатки. Установлено, что режимы работы насосных агрегатов магистральных нефтепроводов отличаются от номинальных. С помощью системного подхода сформирована схема энергетических потоков на участке магистрального нефтепровода, что позволило визуализировать процессы, которые происходят в электрической и гидравлической подсистемах нефтеперекачивающих станций. Проанализированы современные автоматизированные системы регулирования режимов работы насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций, определены основные критерии оптимизации их работы. Установлено, что для уменьшения себестоимости проведения планово-предупредительных ремонтов и повышение эффективности слабозагруженных установившихся режимов работы насосных агрегатов необходимо внедрение новых методов, которые бы обеспечили определения оптимальных режимов по критериям эффективности и надежности. Участок магистрального нефтепровода представлен как объект управления и идентификации в виде сложной системы с входными и выходными параметрами и определены ее основные свойства. Для анализа эффективности работы электрической и гидравлической подсистем электроприводных нефтеперекачивающих станций применена комплексная математическая модель насосных агрегатов что позволило определить оптимальное значение расходной нагрузки и визуализировать потоки энергии в подсистемах различной физической природы. Поскольку критериям управления являются параметры режима, то есть расхода, то с помощью метода многоцелевой оптимизации разработан алгоритм определения оптимального значения расхода нефти. Разработана структура иерархической автоматизированной системы определения оптимального режима работы участка магистрального нефтепровода для регулирования расходной нагрузки нефтеперекачивающих станций с возможностью ее интеграции в существующую автоматизированную систему управления технологическим процессом магистрального нефтепровода, что позволило согласовать управляющие программы диспетчерского пункта и обеспечить их бесперебойную работу.

Ключевые слова: иерархическая система, магистральный нефтепровод, оптимальный режим, электрический двигатель, центробежный насос, нефтеперекачивающая станция.

АКТУАЛЬНІСТЬ РОБОТИ. Електроприводні нафтоперекачувальні станції (НПС), які встановлені на магістральних нафтопроводах (МН) України, вирішують важливе завдання доставки нафти від місць її видобутку до споживачів згідно з планом поставок за обсягами і встановленими термінами. МН обладнані автоматизованими системами диспетчерського контролю і керування. Спектр завдань, які вони вирішують містить такі основні напрями [1–3]: керування перекачуванням нафти, моніторинг стану обладнання МН, виявлення та попередження аварійних ситуацій, комерційний облік кількості нафти, що транспортується, підтримка прийняття рішень диспетчером.

Керування процесом перекачування складається з вибору і виконання автоматизованою системою керування (АСК) визначених режимів роботи нафтопроводів. В даний час вибір режиму перекачування нафти здійснюється наступним чином. Спочатку визначаються обсяги нафти, які слід доставити з пункту прийому в пункт здачі. Потім, виходячи з реальної пропускної здатності МН, розраховують терміни її доставки. За технічними характеристиками обладнання визначають технологічні параметри процесу перекачування нафти МН.

МН функціонує в строгій відповідності з розрахованою картою технологічних режимів, яка визначає документально оформлений порядок взаємодії насосного обладнання, трубопроводних систем, резервуарних парків, систем енергопостачання та автоматики, що забезпечує надійне перекачування нафти з необхідною продуктивністю. Карті технологічних режимів використовуються диспетчерською службою при керуванні МН для забезпечення планової та безпечної роботи технологічних ділянок нафтопроводу. Погодинні режими роботи МН є основою для планування електроспоживання для насосних агрегатів (НА). Проте технологічні карти МН містять сотні режимів. За їхньою інформацією для кожного з режимів складається база даних, в яку заносять такі параметри: продуктивність (витрата) трубопроводу Q , тип і кількість використовуваних НА, тиск на вході $p_{вх}$, виході $p_{вих}$ і колекторі $p_{кол}$ НПС.

Сучасна світова політико-економічна ситуація призвела до того, що насосні агрегати (НА) НПС України працюють в далеко не оптимальних, відмінних від проектних, недовантажених режимах, що спричинило різке зниження показників енергоефективності та надійності їхньої роботи. Також для МН України характерні значні затрати електроенергії на часті перемикання між режимами, розрахунок яких здійснюється на основі паспортних характеристик НА, які, як правило, відрізняються від реальних.

Для визначення оптимальних режимів ділянки МН в [4] розроблено дворівневу систему оптимізації роботи НПС. Проте в даній роботі не враховано:

- оптимальний режим окремого НА як технологічної сукупності електродвигуна (ЕД) та відцентрового насоса (ВН);
- характеристики надійності НА (лише ефективність) та використано апарат оптимізації на основі генетичного алгоритму;

- режим лінійних ділянок, які з'єднують окремі НПС МН.

Крім того сформована в [4] дворівнева система оптимізації роботи НПС на ділянці МН не відображає її енергетичні потоки, що не дає можливості оцінити ефективність роботи МН в цілому та визначити методи її підвищення.

Для аналізу ефективності роботи електричної та гідравлічної підсистем НА в [5] сформовано його математичну модель. Особливістю даної моделі є можливість дослідження підсистем НПС різної фізичної природи:

- гідравлічної (підсистеми трубопроводів, відцентрові насоси і запірні арматури);
- електричної (підсистеми електропостачання та електродвигуни);
- механічної (канал передачі електроенергії через вали, муфти тощо).

В [5] встановлено, що екстремальні значення показників ефективності ЕД та ВН досягаються за різних значень витрати Q . Тому для визначення глобального оптимуму застосовано методи багаточислової оптимізації (БО). Проте в даній роботі при визначенні оптимального режиму не враховано надійність НА.

В [6] сформовано математичну модель НПС, яка дозволяє дослідити як ефективність, так і надійність НА залежно від витратного навантаження Q . Ця модель дає змогу також візуалізувати енергетичні потоки на НПС. Зазвичай всі ВН з'єднані послідовно (схема перекачування “з насоса в насос”) і працюють з однаковою подачею Q . Високовольтні двигуни вмикають до секцій шин розподільного пристрою, тобто ЕД з'єднані паралельно. Двигуни отримують живлення через автоматичні вимикачі. Схема енергетичних потоків на НПС представлена на рис. 1.

Рисунок 1 – Схема енергетичних потоків на НПС

На основі системного підходу потужність i -го НА $P_{НА_i}$ визначається за формулою:

$$P_{НА_i} = P_{НА_{i-1}} + P_{ЕД_i}, \quad (1)$$

де $P_{ЕД_i}$ - електрична активна потужність i -го ЕД (рис.1); i - номер НА. Вхідна потужність першого НА дорівнює вихідній потужності попередньої НПС.

Для такої схеми перекачування режими роботи всіх насосів технологічної ділянки взаємозв'язані. Зміна режиму роботи одного з магістральних НА змінює режим перекачування всієї технологічної ділянки МН, а, відповідно, і режими всіх інших насосів. Тому основним інформативним параметром такої системи є витрата Q .

Особливістю математичної моделі ВН НПС [6] є використання методу електрогидравлічної аналогії. Для ідентифікації параметрів моделі за паспортними або визначеними на основі випробувань даними ВН достатньо дослідження лише двох режимів: неробочого ходу та номінального.

Вихідні параметри математичної моделі НА НПС [6] є одночасно і цільовими функціями для задачі оптимізації усталених режимів роботи НА НПС на ділянці МН. Встановлено взаємозв'язок між цільовими функціями та параметром оптимізації Q .

На основі аналізу літературних джерел [7, 8] виділено два основні критерії оптимальної роботи НПС – це ефективність та надійність НА. Дані критерії мають суперечливий характер [9, 10, 11]. Складність задачі також полягає в тому, що НА – містить електричну та гідравлічну підсистеми. Значення оптимального для ЕД навантаження не є найбільш ефективним та надійним для ВН.

Згідно [6] цільові функції відповідно для ВН та ЕД формалізовані у вигляді поліномів третього степеня за критеріями ефективності (φ_1, φ_2) та надійності (φ_3, φ_4) залежно від витратного навантаження агрегату Q

$$\left. \begin{aligned} \varphi_1 &= \eta_{\text{ВН}} = f_1(Q) \Rightarrow \max; \\ \varphi_2 &= \eta_{\text{ЕД}} = f_2(Q) \Rightarrow \max; \\ \varphi_3 &= \gamma_{\text{ВН}} = f_3(Q) \Rightarrow \max; \\ \varphi_4 &= \gamma_{\text{ЕД}} = f_4(Q) \Rightarrow \max; \\ Q &\in \Omega \end{aligned} \right\}, \quad (2)$$

де $\varphi_1, \varphi_2, \varphi_3, \varphi_4$ – цільові функції критеріїв оптимізації; $\eta_{\text{ВН}}$ – показник ефективності (к.к.д.) ВН; $\eta_{\text{ЕД}}$ – показник ефективності (к.к.д.) ЕД; $\gamma_{\text{ВН}}$ – показник надійності ВН; $\gamma_{\text{ЕД}}$ – показник надійності ЕД; $\Omega = \{Q \in R | Q_{\min} \leq Q \leq Q_{\max}\}$ – область допустимих значень витратного навантаження НА, яка визначається технологічними обмеженнями за витратою; $Q_{\min}, Q_{\max}$ – відповідно мінімальне та максимальне значення витрати.

Цільові функції, побудовані за допомогою моделі (2) [6] для МН типу НМ-7000-210 з електроприводом СТД-5000-2 наведено на рис. 2.

Очевидно, що в процесі перекачування рідини необхідно досягати максимальних значень показників ефективності та надійності. Однак, цього неможливо досягти одночасно (рис. 2), оскільки екстремуми цільових функцій досягаються при різних значеннях витратного навантаження Q .

Рисунок 2 – Суміщені цільові функції за критеріями ефективності та надійності ЕД (φ_1, φ_2) та ВН (φ_3, φ_4) у залежності від витратного навантаження Q для НА «СТД-5000-2 та НМ-7000-210»

Для визначення оптимального значення витрати в [12] застосовано адитивний метод розв'язку задачі БО. Також в даній роботі проведено візуалізацію процесу скаляризації задачі векторної оптимізації режимів роботи НА за допомогою розгляду кутів «неузгодженості» просторових векторів цільових функцій та згортання глобальної цільової функції адитивним методом. Це дало змогу виявити, що поліоптимальні значення витрати рідини є меншими ніж номінальне значення.

Таким чином розв'язання оптимізаційних задач, наведених в роботах [6, 9] дали змогу:

- поєднати моделі перетворювачів енергії різної фізичної природи на основі методу електрогидравлічної аналогії;
- оперативно перераховувати характеристики ефективності та надійності ВН з урахуванням його технічного стану, що дає можливість відображати процеси фізичного зношення насоса;
- візуалізувати потоки енергії у електричній та гідравлічній підсистемах;
- визначити оптимальні режими роботи НА за критеріями ефективності та надійності ЕД та ВН;
- за допомогою апарату БО визначити поліоптимальне значення витратного навантаження НА та НПС, за якого НА працюватимуть найбільш ефективно та надійно.

Проте в наведених вище роботах оптимізація режимів роботи розглядається лише для НА (нижній рівень структури МН), а МН – це складний об'єкт, що містить велику кількість НПС та ділянок МН різного діаметру. Тому виникає необхідність виокремити ієрархічні рівні оптимізації усталених режимів роботи МН та сформувати ієрархічну автоматизовану систему визначення оптимального режиму роботи МН.

Метою статті є розроблення структури ієрархічної автоматизованої системи визначення оптимального режиму роботи МН із можливістю її інтегрування в існуючу АСК технологічним процесом МН, що дасть можливість диспетчеру вибрати з карти режимів такий режим, який найближчий до оптимального (узгодити керуючі програми диспетчерського пункту) та забезпечити їхню ефективну та безперебійну роботу.

МАТЕРІАЛІ І РЕЗУЛЬТАТИ ДОСЛІДЖЕНЬ. МН – це мережа НПС та резервуарних парків, які з'єднані між собою трубопроводами. Задачі, які виникають під час експлуатації МН, розподілені вздовж його траси і розглядаються в різних його частинах. Зокрема, на НПС окрім насосного обладнання розташовані вузли обліку кількості та якості нафти, регулятори тиску, а також інші допоміжні системи. Вздовж лінійної частини МН розташовані контрольні пункти давачів тиску, а також керовані засувки аварійного перекриття потоку нафти. Локальні задачі контролю та керування на рівні окремої НПС чи контрольної точки ЛЧ є підзадачами загальної задачі керування роботою МН.

Система керування організована за ієрархічним принципом [4, 13, 14], а кількість рівнів визначається індивідуально залежно від протяжності та складності ділянки траси МН.

Для визначення оптимальних режимів МН запропоновано структуру ієрархічної оптимізації процесу транспортування нафти (рис. 3) Завдяки формуванню такої системи з'являється можливість виконати декомпозицію задач аналізу і синтезу багатокомпонентної системи як ієрархічної за умови реалізації основних оптимізаційних задач зазначених ієрархічних рівнів.

Рисунок 3 – Ієрархія рівнів системи оптимізації параметрів технологічного перекачування нафти

Перший рівень знаходиться безпосередньо на НА НПС. За допомогою апарату БО на першому рівні здійснюють ідентифікацію параметрів моделі та визначають поліоптимальне значення витрати $Q_{НАi}^{OPT}$ за критеріями надійності та ефективності ЕД та ВН [6]. Розв'язок оптимізаційних задач першого рівня наведено в роботах [6, 12]. Отриманий вектор значень $Q_{НАi}^{OPT}$ система керування МН передає на другий рівень, на якому також здійснюють оптимізацію та визначають $Q_{НПСi}^{OPT}$ кожної НПС. Третій рівень оптимізації зосереджений в диспетчерському пункті МН, де формують параметри оптимізації (необхідні значення витрати). Саме на третьому рівні визначають керуючий сигнал для виходу на робочий режим, на основі даних отриманих на нижчих рівнях.

Схему МН доцільно представити у вигляді структурної діаграми взаємозв'язаних елементів (рис. 4), вихідні параметри режиму яких одночасно є входними параметрами технологічного режиму перекачування. Цей факт вказує на багатозв'язний характер даного об'єкту керування (рис. 4).

На рис. 4 P_1, P_2, P_3 – значення тисків в заданих точках МН; U – команди на вмикання / вимикання НА; ω – завдання значення частоти обертання насосів на НПС; H – напори, створені НПС; Q – продуктивність (витрата) перекачування нафти; h – втрати напору на лінійних ділянках; V – команди на відкриття / закриття засувки, встановлених на лінійних ділянках МН. Z – додаткові фактори, що впливають на технологічний процес (типи робочих насосів і варіанти їх вмикання, тощо); W – електроенергія, що споживається НА.

Рисунок 4 – Структурна схема ділянки МН

Таким чином, МН, як об'єкт керування, ідентифікації та оптимізації характеризується наступними властивостями:

- дискретно-неперервний характер (параметри вимірюються дискретно, застосовують цифрові системи керування);
- взаємозв'язок підсистем (обумовлений структурою і топологією трубопровідної мережі, а також неявним характером залежності багатьох технологічних параметрів);
- динамічний об'єкт з розподіленими параметрами;
- стохастичний об'єкт (похибки вимірювань, випадкові збурення);
- комбінована апріорна невизначеність.

Граничними умовами оптимізації режимів роботи МН є технологічні обмеження за напором, подачею, повним ККД НА [15]

$$\begin{aligned} H_i &\leq H_{\max}; \\ H_i &\geq H_{\text{пт}}; \\ H_i - H_{\text{втр}} &\leq H_{\text{ст min}}; \\ Q_i &\geq Q_{\min}; \\ \eta_i &\geq \eta_{\text{зад}}; \\ K_{\text{зг}} &\geq K_{\text{зг min}}, \end{aligned} \quad (3)$$

де H_i , Q_i , η_i – відповідно напір, витрата та ККД i -го НА; $H_{\max}$ – максимально допустиме значення тиску в нафтопроводі; $H_{\text{пт}}$ – напір на виході НПС, при якому можливе утворення “перевальної” точки; $H_{\text{втр}}$ – втрати напору в нафтопроводі; $H_{\text{СТ min}}$ – мінімально можливий напір на вході НПС; $Q_{\min}$ – найменше значення витрати нафтопроводу, при якій можливе виконання планів транспортування нафти; $\eta_{\text{зад}}$ – заданий рівень ККД НА; $K_{\text{зі min}}$ – мінімально можливе значення коефіцієнту запасу статичної стійкості ЕД.

Для керування технологічним процесом (ТП) МН відповідно до карти режимів, на НПС та в центральному диспетчерському пункті встановлено АСК.

АСК ТП на НПС відображається на моніторі оператора НПС. Основні функції АСК наведено в [16–18]. АСК забезпечує надійну та безперебійну роботу НА НПС, проте їх режими не є оптимальними.

Алгоритми оптимального керування є показниками якості функціонування нафтоперекачувального комплексу і синтез вектора керуючих впливів спрямований на реалізацію багатопараметричної задачі векторної оптимізації режимів НПС за критеріями ефективності та надійності [6].

З метою реалізації вищенаведеного алгоритму керування розроблено структуру системи ієрархічної оптимізації режимів МН (рис. 5).

Рисунок 5– Структурна схема ієрархічної оптимізації режимів магістральних нафтопроводів

Запропонований підхід спрощує процедуру синтезу та налагодження автоматизованої системи визначення оптимального режиму (АСВОР) роботи комплексу НПС – трубопровод, а також реалізації оптимального керування за критеріями ефективності та надійності, що підпорядковані процедурі вирішування загальносистемної узагальненої мети керування режимами роботи НПС.

Таким чином АСВОР процесу перекачування нафти за допомогою технічних засобів і методів збору, обробки, аналізу та апарату оптимізації дає можливість диспетчеру МН здійснити оптимальний керувальний вплив на хід технологічного процесу, який разом з диспетчером НПС забезпечує заплановане перекачування нафти МН.

Основними вимогами до системи є:

- розроблена система повинна бути частиною існуючих систем, але не замінити їх;
- безпосередньо керування система не здійснює, а визначає значення технологічних параметрів, при яких досягається найбільш ефективний та надійний режим роботи (на основі технологічних обмежень);
- час розрахунків не повинен бути більшим декількох хвилин чи десятків хвилин;
- розроблена система починає працювати лише при встановленні усталеного режиму роботи ділянки МН;
- пошук значень технологічних параметрів визначається в обмеженому діапазоні у зв'язку з технологічними обмеженнями.

Автоматизована система першого рівня на основі методів БО визначає оптимальне значення витрати для кожного із трьох послідовно увімкнених НА $Q_{\text{НА1}}^{\text{ОПТ}}$, $Q_{\text{НА2}}^{\text{ОПТ}}$ та $Q_{\text{НА3}}^{\text{ОПТ}}$ (рис. 6). Вона працює згідно наступного алгоритму:

- в блок ідентифікації параметрів оператор задає вихідні дані: характеристики трубопроводу (висотні відмітки НПС, довжини лінійних ділянок і діаметр трубопроводу, різниці геодезичних позначок, шорсткість труб); характеристики робочої рідини (в'язкість, густина); характеристики насосів (залежності напорів, потужностей і к.к.д. від подачі та швидкості обертання насоса); характеристики ЕД (залежність к.к.д. від навантаження); значення мінімально допустимого напору на вході НПС і максимального напору на виході НПС.
- в блоці ідентифікації параметрів відбувається розрахунок коефіцієнтів апроксимації поліномів цільових функцій за критеріями ефективності та надійності для кожного НА;
- в блоці БО здійснюється формалізація глобальної цільової функції $M_{\text{НА}i}$ для i -го НА та знаходження оптимального значення витратного навантаження за якого вона набуває екстремуму.

Рисунок 6 – Глобальні цільові функції задачі БО для трьох послідовно увімкнених НА НПС

Другий (система керування НПС) та третій рівень (система керування ділянкою МН) АСВОР представлені, як множини однотипних об'єктів керування, якими є ділянки МН (рис.4).

Автоматизована система *другого рівня* виконує такі функції:

- передає визначені поліоптимальні значення витратного навантаження для трьох послідовно увімкнених НА НПС першого рівня Q_{HA1}^{OPT} , Q_{HA2}^{OPT} та Q_{HA3}^{OPT} в блок оптимізації НПС;
- формалізує одноцільову оптимізаційну функцію другого рівня для кожної НПС $M_{НПСi} = f(Q_{HAi}^{OPT})$

$$M_{НПСi}(Q) = \sum_{i=1}^N M_{HAi}(Q) \Rightarrow \max, \quad (4)$$

де $M_{HAi}(Q)$ - глобальна цільової функції i -го НА; N - кількість НА; i - номер НА;

- визначає оптимальне значення витрати на НПС $Q_{НПСi}^{OPT}$ методом однопараметричної оптимізації, за якого функція $M_{НПСi}(Q)$ набуває максимального значення (рис. 7)

Рисунок 7 – Одноцільові оптимізаційні функції i -ї НПС

Оскільки ділянка МН містить декілька НПС, то є потреба визначити оптимальне значення витрати для трубопроводу в цілому. Для цього автоматизована система передає інформацію (значення $Q_{НПСi}^{OPT}$) на третій рівень.

Функції автоматизованої системи *третього рівня*:

- формалізація одноцільової оптимізаційної функції для МН $M_{МН}(Q)$;

$$M_{МН}(Q) = \sum_{j=1}^K (M_{НПСj}(Q) + M_{ДМНj}(Q)) \Rightarrow \max, \quad (5)$$

де $M_{МН}(Q)$ - одноцільова оптимізаційна функція МН; K - кількість ділянок на МН; j - номер ділянки; $M_{ДМНj}(Q)$ - одноцільова оптимізаційна функція ділянки МН, формалізація якої здійснюється за [19].

Автоматизована система визначення оптимального рішення (витратного навантаження трубопроводу) передає інформацію в диспетчерський пункт. Таким чином диспетчер визначає параметри режиму функціонування, які є найближчими до розрахованого ієрархічною системою значення в заданих межах допустимих технологічних значень (рис. 8). Розроблена система дозволяє визначати оптимальні режими роботи МН шляхом подачі керуючого впливу на електроприводи засувки або на перетворювачі частоти ПЧ (за умови наявності на НПС регульованого електроприводу).

Така організація визначення оптимального режиму роботи МН забезпечує пошук режиму НА НПС за критеріями ефективності та надійності, дозволяючи диспетчеру вибрати найближчий до оптимального режим з карти технологічних режимів.

Розроблена автоматизована ієрархічна система визначення оптимального режиму роботи МН забезпечує поетапний розв'язок багатоцільових задач на першому рівні та одноцільових на другому та третьому рівнях відповідно. Вона може бути інтегрована в існуючу систему керування процесом перекачування.

ВИСНОВКИ. 1. В роботі за допомогою системного підходу встановлено схему енергетичних потоків на МН, що дозволило створити математичні моделі НА НПС для формалізації оптимізаційної задачі керування усталеними режимами МН.

2. Розроблено структуру ієрархічної автоматизованої системи визначення поліоптимального режиму роботи ділянки МН за критеріями ефективності та надійності для регулювання витратного навантаження НА НПС із можливістю її інтегрування в існуючу автоматизовану систему керування технологічним процесом МН, що дало можливість узгодити керуючі програми диспетчерського пункту та забезпечити їхню безперебійну роботу.

Рисунок 8 – Структура ієрархічної автоматизованої системи визначення оптимального режиму магістрального нафтопроводу

ЛІТЕРАТУРА

1. Бернер Л. И., Ковалев А. А., Рошин А. В. Методы и средства диспетчерского управления непрерывными технологическими процессами. Москва : МАДИ, 2009. 313 с.
2. Кучмистенко О. В. Дослідження перспектив застосування дистанційного контролю і керування для об'єктів нафтогазового комплексу. *Нафтогазова енергетика*. 2014. № 1(21). С. 85–93.
3. Vasel J. "Integrated Power & Automation Systems: Future trends for pipeline system efficiency", *Pipeline and Gas Journal*, 2009. Vol. 236, no. 10, pp. 6.
4. Гафаров Р. Р., Данилин О. Е. Двухуровневая система оптимизации работы нефтеперекачивающих станций на участке магистрального нефтепровода. *Нефтегазовое дело: науч.-техн. журн.* 2008. Т. 6. № 2. С. 105–112.
URL: <http://www.ngdelo.ru/2008/2/105-112.pdf>.
5. Яремак І. І., Костишин В. С., Костишин А. В. Розрахунок показників енергоефективності режимів роботи нафтоперекачувальної станції, обладнаної

відцентровими насосами зі синхронним електроприводом. *Науковий вісник НЛТУ України*. 2017. № 27(3). С. 166–170.

6. Kostyshyn V. S., Yaremak I. I. "Mathematical model of reliability and efficiency of pumping unit of an oil pumping station", *Scientific bulletin of National Mining University*, 2017, no. 5 (161), pp. 62–68.

7. Hodgson J., Walters T. "Optimizing Pumping Systems to Reduce First or Life-Cycle Cost", *Proceedings of the 19th International Pump Users Symposium*, Houston, Texas, USA, February 25th-28th, 2002, pp. 1–8.

8. Stavale A. E. "Reducing reliability incidents and improving meantime between repair", *Proceedings of the 24th International Pump Users Symposium*, Houston, Texas, USA, 2008. pp. 1–10.

9. Luo Y., Yuan S., Sun H., Guo Y. "Energy-saving control model of inverter for centrifugal pump systems". *Advances in Mechanical Engineering*. 2015. Vol. 7(7), pp. 1–12.

URL: <http://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/1687814015589491>.

10. Шабанов В. А., Бондаренко О. В. Целевые функции и критерии оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе магистральных насосов. *Нефтегазовое дело : электрон. науч. журн.* 2012. № 4. С. 10–17. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf.

11. Шабанов В. А., Шарипова С. Ф., Рябишина Л. А. Постановка задачи структурно-параметрической оптимизации перекачки нефти по нефтепроводам при частотно-регулируемом электроприводе. *Нефтегазовое дело: электрон. науч. журн.* 2013. № 6. С. 1–24.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_19.pdf.

12. Яремак І. І., Костишин В. С. Багатоцільова оптимізація усталених режимів роботи електроприводної нафтоперекачувальної станції. *Вісник Кременчуцького національного університету імені Михайла Остроградського*. 2018. № 1(108). С. 15–21.

13. Бернер Л. И. Проблемы проектирования и эксплуатации интегрированных систем поддержки принятия решений в многоуровневых АСУ непрерывными технологическими процессами. Москва : Изд-во Техполиграфцентр, 2010. 210 с.

14. Бернер Л. И., Ланчаков Г. А., Никаноров В. В. и др. Система поддержки принятия диспетчерских решений в АСУТП реального времени. *Промышлен-*

ные АСУ и контроллеры. 2007. № 2. С. 13–15.

15. Нурисламова Л. Ф., Юнусов А. А., Мухаметзянов И. З., Губайдуллин И. М. Параллельные вычисления в задаче оптимизации режимов работы участка магистрального нефтепровода. *Научный сервис в сети Интернет: экзафлопное будущее: материалы междунар. суперкомпьютерн. конф., г. Новороссийск, пгт Абрау-Дюрсо, Краснодарский край, Россия, 19-24 сентября 2011 р. пгт Абрау-Дюрсо, 2011. С. 210–213.*

16. Семенцов Г. Н., Кучмистенко О. В. Физическая логика в системе управления давлением на нагнетании и всасывании насосных станции по перекачке нефти. *Вимірювання та обчислювальна техніка в технологічних процесах*. Хмельницький, 2000. С. 42–44.

17. Mandryk O. M., Olijnyk A. P., Moroz A. A. Application Of Mathematical Methods For Condition Monitoring Of Oil And Gas Facilities. *Journal of Applied Computer Science & Mathematics*. Suceava. Issue 1/2016, vol. 10, No. 21.

18. Кучмистенко О. В., Шавранський М. В. Перспективи застосування дистанційного контролю і керування технологічними об'єктами транспорту нафти. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 1(23). С. 32–38.

19. Середюк М. Д., Якимів Й. В., Лісафін В. П. Трубопровідний транспорт нафти і нафтопродуктів. Івано - Франківськ: Факел, 2001. 517 с.

HIERARCHICAL SYSTEM OF OPTIMIZATION OF STEADY OPERATION MODES AT ELECTRICAL PUMPING STATIONS ON THE LINE OF THE MAIN OIL PIPELINE

I. Yaremak, V. Kostyshyn, Y. Batsala

Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas

vul. Karpatskaya, 15, Ivano-Frankivsk, 76019, Ukraine. Email: yaremak_iryna@ukr.net

Purpose of the study is to develop the structure of the hierarchical automated system for determining the optimal operation mode of the section of the main oil pipeline to regulate the flow rate of the oil pumping stations. **Methodology.** The main oil pipeline section is presented as an object of control and identification in the form of a complex system with input and output parameters and its main properties are defined. To analyze the efficiency of electrical and hydraulic subsystems of electric drive oil pumping stations, a complex mathematical model of pumping units was applied, which allowed to determine the optimum value of flow rate and to visualize energy flows in subsystems of different physical nature. **Results.** The structure of the hierarchical automated system for determining the optimal mode of operation of the section of the main oil pipeline was developed to regulate the flow rate of the oil pumping stations with the possibility of integrating it into the existing automated control system of technological process of the oil pipeline, which made it possible to coordinate the control programs of the dispatcher and to ensure its uninterrupted operation. **Originality.** With the help of a systematic approach, a scheme of energy flows was formed at the section of the main oil pipeline, which allowed visualizing the processes occurring in the electrical and hydraulic subsystems of the oil pumping stations. Since the control criteria are the parameters of operating mode, that is, the flow rate, then using the multi-purpose optimization method, an algorithm for determining the optimal value of oil flow rate was developed. **Practical value.** Optimal operation mode was determined based on the structure of the hierarchical automated system of the section of the main oil pipeline while the criteria of efficiency and reliability allowed to reduce the cost of carrying out planned-preventive repairs and to increase the efficiency of low flow rate of steady operation modes of pumping units.

Key words: hierarchical system, main oil pipeline, optimal operating mode, electric motor, centrifugal pump, oil pumping station.

REFERENCES

1. Berner, L. I., Kovalev, A. A., Roshchin, A. V. (2009), *Metody i sredstva dispetcherskogo upravleniya nepreryvnymi tekhnologicheskimi procesami* [Methods and means of supervisory control of continuous technological processes], MADI, Moscow, Russia, 313 p.

2. Kuchmystenko, O. V. (2014), "Investigation of prospects of application of remote control and control

for oil and gas complex objects", *Naftohazova enerhetyka* [Oil and gas energy], no. 1(21), pp. 85–93.

3. Vasel, J. (2009), "Integrated Power & Automation Systems: Future trends for pipeline system efficiency", *Pipeline and Gas Journal*, Vol. 236, no. 10, pp. 6.

4. Gafarov, R. R., Danilin, O. E. (2008), "Two-level system for optimizing the operation of oil pumping stations in the section of the main oil pipeline", *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business], Issue 6,

no. 2, pp. 105–112.

URL: <http://www.ngdelo.ru/2008/2/105-112.pdf>.

5. Yaremak, I. I., Kostyshyn, V. S., Kostyshyn, A. V. (2017), "The calculation of energy efficiency parameters of modes of oil pumping station which is equipped with centrifugal pumps driven by the synchronous electric motors", *Naukovyi visnyk NLTU Ukrainy* [Scientific Bulletin of the National Forestry University of Ukraine], no. 27(3), pp. 166–170.

6. Kostyshyn, V. S., Yaremak, I. I. (2017), "Mathematical model of reliability and efficiency of pumping unit of an oil pumping station", *Scientific bulletin of National Mining University*, no. 5 (161), pp. 62–68.

7. Hodgson, J., Walters, T. (2002), "Optimizing Pumping Systems to Reduce First or Life-Cycle Cost", *Proceedings of the 19th International Pump Users Symposium*, Houston, Texas, USA, February 25th–28th, 2002, pp. 1–8.

8. Stavale, A. E. (2008), "Reducing reliability incidents and improving meantime between repair", *Proceedings of the 24th International Pump Users Symposium*, Houston, Texas, USA, 2008, pp. 1–10.

9. Luo, Y., Yuan, S., Sun, H., Guo, Y. (2015), "Energy-saving control model of inverter for centrifugal pump systems", *Advances in Mechanical Engineering*, Vol. 7(7), pp. 1–12.

URL: <http://journals.sagepub.com/doi/pdf/10.1177/1687814015589491>.

10. Shabanov, V. A., Bondarenko, O. V. (2012), "Target functions and optimization criteria for pumping oil through oil pipelines with a frequency-controlled electric drive of main pumps", *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business], no. №4, pp. 10–17. URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_12.pdf

11. Shabanov, V. A., Sharipova, S. F., Ryabishina, L. A. (2013), "Statement of the problem of structural and parametric optimization of oil pumping through oil pipelines with a frequency-controlled electric drive", *Neftegazovoe delo* [Oil and gas business], no. 6, pp. 1–24.

URL: http://www.ogbus.ru/authors/Shabanov/Shabanov_19.pdf.

12. Yaremak, I. I., Kostyshyn, V. S. (2018), "Multi-objective optimization of steady operation modes of electric oil pumping station", *Visnyk Kremenchutskoho natsionalnoho universytetu imeni Mykhaila*

Ostrohradskoho [Transactions of Kremenchuk Mykhailo Ostrohradskyi National University], no. 1(108), pp. 15–21.

13. Berner, L. I. (2010), *Problemy proektirovaniya i ekspluatatsii integrirovannykh sistem podderzhki prinyatiya reshenij v mnogourovnevnykh ASU nepreryvnymi tekhnologicheskimi processami* [Problems of design and operation of integrated decision support systems in multilevel automated control systems by continuous technological processes], Tekhpolografcentr, Moscow, Russia, 210 p.

14. Berner, L. I., Lanchakov, G. A., Nikanorov, V. V. (2007), "The system for supporting the adoption of dispatch decisions in real-time control systems", *Promyshlennyye ASU i kontrolyery* [Industrial Automated Control Systems and Controllers], no. 2, pp. 13–15.

15. Nurislamova, L. F., Yunusov, A. A., Muhametzyanov, I. Z., Gubajdullin, I. M. (2011), "Parallel computing in the task of optimizing the operating modes of a section of a main oil pipeline", *Nauchnyj servis v seti Internet: ekzaflopsnoe budushchee: materialy mezhdunar. superkomp'yutern. Konf.* [Scientific service on the Internet: exaflops future: materials of the international supercomputer conference], Novorossiysk, pp. 210–213.

16. Sementsov, H. N., Kuchmystenko, O. V. (2000), "Phase logic in the pressure control system at the discharge and suction of oil pumping stations", *Vymiriuvannia ta obchysliuvanna tekhnika v tekhnologichnykh protsesakh* [Measuring computing technology in technological processes], pp. 42–44.

17. Mandryk, O. M., Olijnyk, A. P., Moroz, A. A. (2016), "Application Of Mathematical Methods For Condition Monitoring Of Oil And Gas Facilities", *Journal of Applied Computer Science & Mathematics*, Suceava. Issue 1/2016, vol.10, no. 21.

18. Kuchmystenko, O. V., Shavranskyi, M. V. (2015), "Prospects for remote control and management of technological facilities for oil transportation", *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshech* [Exploration and development of oil and gas fields], no. 1(23), pp. 32–38.

19. Serediuk, M. D., Yakymiv, Y. V., Lisafin, V. P. (2001), *Truboprovodnyi transport nafty i naftoproduktiv* [Pipeline transportation of oil and petroleum products], Fakel, Ivano-Frankivsk, Ukraine, 517 p.

Стаття надійшла 23.12.2019.