

## РОЗРОБЛЕННЯ МЕТОДІВ ЗНИЖЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ НА ТРАНСФОРМАТОРНИХ ПІДСТАНЦІЯХ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ ПРОМИСЛІВ

І.Д. Галушак

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 48003,  
e-mail: feivt@nung.edu.ua

Найбільш інформативним показником роботи трансформаторних підстанцій є коефіцієнт корисної дії, який в аналітичному виді відображає залежність втрат електроенергії від зміни приєднаного до трансформатора навантаження. Необхідно перерозподілити навантаження споживачів (електроцентробіжні (ЕЦН) і штангові (ШГН) глибинні насоси) між КТП таким чином, щоб сумарні втрати електроенергії були мінімальними. В цьому випадку для пошуку глобального екстремуму запропоновано метод геометричного програмування. Основна перевага запропонованого методу полягає в аналітичному виді розрахункової моделі розв'язання задачі оптимізації, яка не потребує числових методів та ітераційних процедур. Крім цього, запропонований алгоритм дозволяє оптимізувати навантаження на КТП навіть у випадку, коли приєднане навантаження змінюється в часі (аварійне вимкнення насосів).

Ключові слова: зниження втрат електроенергії, трансформаторна підстанція, оптимізація електричних навантажень.

Наиболее информативным показателем работы трансформаторных подстанций является коэффициент полезного действия, который в аналитическом виде отображает зависимость потерь электроэнергии от изменения присоединенной к трансформатору нагрузки. Необходимо перераспределить нагрузку потребителей (электродвигатели (ЭЦН) и штанговые (ШГН) насосы), между КТП таким образом, чтобы суммарные потери электроэнергии были минимальными. В этом случае для поиска глобального экстремума предложен метод геометрического программирования. Основное преимущество предложенного метода состоит в аналитическом виде расчетной модели решения задачи оптимизации, которая не требует численных методов и итерационных процедур. Кроме этого, предложенный метод позволяет оптимизировать нагрузку на КТП даже в случае, когда присоединенная нагрузка изменяется во времени (аварийное отключение насосов).

Ключевые слова: снижение потерь электроэнергии, трансформаторная подстанция, оптимизация электрических нагрузок

The performance coefficient is the most informative factor of transformer substation operation. It shows the dependence of the energy loss on the change of the transformer installed load. It is necessary to redistribute the consumers' load (e.g. electric centrifugal pumps, sucker-rod pumps) among substations to minimize the total energy loss. In this case, the geometric programming method was proposed to calculate the global extremum. The main advantage of this method is an analytical type of the calculation model for optimization task solution without numerical methods and iterative procedures being applied. The proposed method also allows optimizing the transformer substation load in case of the installed load change in time (pump emergency shutdown).

Key words: energy loss saving, transformer substation, electric load optimization.

### Вступ

Нераціональне завантаження технологічного обладнання веде до скорочення ресурсу його роботи і одночасно збільшує питомі енерговитрати на видобування нафти. Це також стосується кушових трансформаторних підстанцій (КТП), які живлять електровідцентрові (ЕЦН) і штангові (ШГН) глибинні насоси, встановлення яких було здійснено в більшості випадків на початкових стадіях розробки нафтових родовищ.

### Актуальність і невирішені питання

КТП, які раніше працювали в номінальному режимі, внаслідок спаду видобування нафти в більшості випадків стали недовантаженими або перевантаженими. Крім цього, розподіл навантаження між КТП (за наявності більше однієї КТП на куші свердловин) в реальному випадку може бути зовсім випадковим і не залишається постійним в часі. Наприклад, вихід з

ладу одного з насосів веде до зниження навантаження. З врахуванням часу очікування ремонту (10-60 діб) і самого ремонту (2-3 доби) нераціональний розподіл навантаження веде до істотної перевитрати електроенергії.

Для підвищення надійності експлуатації кушових трансформаторних підстанцій і зниження нераціональних втрат електроенергії необхідно розробити алгоритм розподілу навантаження між КТП з врахуванням фактичної продуктивності насосного обладнання і часового характеру зміни приєднаного навантаження через аварійне вимкнення насосів.

### Постановка завдання

Метою цієї роботи є застосування методу геометричного програмування, основна перевага якого полягає в аналітичному відображенні розрахункової моделі розв'язання задачі оптимізації, яка не потребує числових методів та ітераційних процедур. Крім цього, запропова-

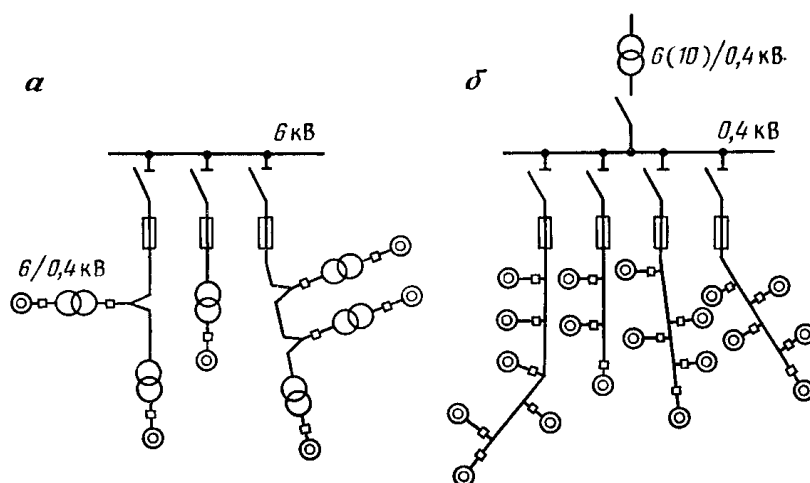


Рисунок 1 – Схеми живлення глибинонасосних установок за напруг розподільної мережі 6(а) і 0,38(б) кВ

ний алгоритм дозволяє оптимізувати навантаження на КТП навіть у випадку, коли приєднане навантаження змінюється в часі (аварійне вимкнення насосів).

### Результати

Зупинка більшої частини глибинонасосних установок у випадку припинення подачі електроенергії пов'язана тільки з втратою нафти, зумовленою припиненням її відкачування зі свердловини, і не викликає серйозних ускладнень при подальшій експлуатації. Такі установки відносяться до II категорії надійності електропостачання. Глибинно-насосні установки в нафтоносних районах зі складними умовами експлуатації, де зупинка насоса призводить до ускладнень при наступному пуску свердловин (наприклад, внаслідок утворення піщаних пробок) відносять до I категорії надійності.

Живлення глибинонасосних установок здійснюється на напрузі 0,38 кВ від встановлених на свердловинах комплектних трансформаторних підстанцій (КТП) 6/0,4 кВ, які отримують живлення, у свою чергу, за допомогою повітряних ліній 6(10) кВ (рис.1,а). На деяких промислах (Бориславське НГВУ) збереглися схеми з підведенням до двигунів верстатів-качалок напруги 380 В безпосередньо від промислових знижувальних підстанцій 6(10)/0,4 кВ також за допомогою повітряних ліній (рис.1,б).

Глибинонасосні установки, як правило, живляться однією повітряною лінією електропередачі 6(10) кВ, на якій часто не передбачено АПВ і немає зв'язку з іншими лініями, що могло б забезпечити необхідне резервування. Однак у даний час досягнення в області дослідження надійності електропостачання дозволяють встановити категорійність об'єктів нафтовидобутку з позиції таких економічних понять, як розрахункові річні витрати на електропостачання, мінімізація яких дозволить вибрати схему електропостачання і вирішити питання про доцільність застосування резервних ліній електропередачі. Аналіз у більшості випадків не дає підстав вважати глибинонасосні устано-

вки такими, що відносяться до I категорії надійності, для яких необхідно передбачити живлення від двох незалежних джерел струму з автоматичним резервуванням.

Для підвищення надійності електропостачання свердловин, обладнаних глибинонасосними установками, необхідно досягти зниження числа випадків перерви електропостачання унаслідок виходу з ладу повітряної лінії і часу перерви електропостачання. Це досягається застосуванням АПВ ліній, їхнім кільцюванням за схемою розімкненого кільця, підвищенням оперативності персоналу, що проводить ремонт в електричних мережах. Наявні лінії доцільно реконструювати таким чином, щоб довжина одного плеча повітряної ЛЕП 6 кВ не перевищувала 6-8 км. Це дозволяє не тільки підвищити якість електроенергії на затисках споживачів, але і зменшити кількість нафти, що втрачається унаслідок вимкнення ЛЕП.

Раніше як комплектні трансформаторні підстанції використовувалися, головним чином, підстанції, основне призначення яких – живлення сільськогосподарських і побутових споживачів. У даний час наявні спеціальні підстанції для живлення верстатів-качалок типу КТПНД потужністю 25-250 кВ·А, розраховані на роботу за температури від -40 до +40°C. Існує три модифікації КТПНД: перша – для поодиноких свердловин, друга і третя – для групи свердловин.

Відповідно до потужності (1,7-55 кВт) і напруги (380 В) асинхронних електродвигунів ШГН для них застосовується відносно нескладна пускова і захисна апаратура.

Умови її дії залежать від способу автоматичного повторного вмикання (АПВ) двигунів – індивідуального чи групового (магістрального). При індивідуальному АПВ після зникнення або глибокого зниження напруги двигун автоматично відключається від мережі живлення і після відновлення нормальної напруги знову автоматично підключається до неї з заданою витримкою часу. При цьому для вмикання різних груп двигунів, що живляться від одного

джерела, задаються різні витримки часу. Цим запобігається накладання пускових струмів великої кількості двигунів, що одночасно запускаються, що призвело б до зниження напруги і зменшення пускових моментів двигунів.

Для навантаження двигуна ШГН характерне періодичне чергування перевантажень і недовантажень, що повторюються 12-30 разів у хвилину. Це відповідає 6-15 ходам плунжера глибинного насоса, тобто крива зміни навантаження електродвигуна протягом одного циклу роботи установки (одного хитання) має два максимуми і два мінімуми. Максимуми можуть досягати величин, близьких до перекидаючого моменту двигуна, мінімуми близькі до моменту холостого ходу останнього. Крім основних пульсацій, крива зміни навантаження двигуна має також проміжні, обумовлені поздовжніми коливаннями штанг. Ці коливання мають загасаючий характер, однак у момент виникнення їхня амплітуда, досягаючи 30% і більше від основного максимуму навантаження, помітно загострює форму основної кривої і зміщує її максимум вліво від теоретичного положення.

На характер кривої зміни навантаження електродвигуна впливають і такі фактори, як незаповнення насоса, опір руху штанг у трубах та ін.

Коефіцієнт форми кривої навантаження двигуна ШГН залежить від параметрів глибинонасосної установки і зростає зі збільшенням довжини ходу і числа коливань за 1 хв. і зі зменшенням діаметра глибинного насоса.

Дослідження і розрахунки показують, що для застосовуваних у даний час редукторних верстатів-качалок нормального ряду у різних режимах їхньої роботи коефіцієнт форми кривої в більшості випадків знаходиться в межах від 1,2 до 3.

Специфічний характер навантаження електродвигунів глибинонасосних установок впливає на енергетичні показники приводних електродвигунів, обумовлюючи особливу важливість правильного вибору типу їх, потужності і встановлення фактичних значень ККД і  $\cos \varphi$ , знання яких необхідне для визначення встановленої потужності трансформаторів живлення, розрахунку електричних мереж, визначення потужності компенсуючих пристроїв, оцінки економічності різних типів двигунів, а також для підрахунку енергетичних витрат.

Аналіз впливу характеру навантаження електродвигуна привода ШГН на енергетичні показники глибинонасосних установок вперше був проведений Л.И.Штурманом, що встановив залежності експлуатаційного ККД і  $\cos \varphi$  двигуна від відповідних параметрів при постійному навантаженні і від коефіцієнта форми навантажувальної кривої.

Навіть при ідеальному зрівноваженні верстата-качалки графік навантаження двигуна залишається нерівномірним через пульсації, обумовлені зміною швидкості точки підвісу штанг. Внаслідок цього ККД і  $\cos \varphi$  асинхронного двигуна знижуються проти номінальних, відповідно постійному навантаженню, навіть за

умови рівності номінальної потужності  $P_n$  середньоквадратичної потужності навантаження  $P_e$ .

При погіршенні зрівноваження збільшується коефіцієнт форми навантажувальної кривої  $K_\phi$ . Недовантаження двигуна за нагрівом, тобто робота при  $P_e < P_n$ , у свою чергу, знижує його ККД і  $\cos \varphi$ .

Якщо двигун працює з періодично змінним навантаженням, його ККД і  $\cos \varphi$  залежать від коефіцієнта форми навантажувальної кривої  $K_\phi$  і відповідно від ККД і  $\cos \varphi$  при постійному у часі навантаженні.

При змінному циклічному навантаженні ККД і  $\cos \varphi$  двигуна привода верстата-качалки за цикл навантаження відповідає формулам

$$\eta_n = \frac{\eta_n}{\eta_n + K_\phi(1 - \eta_n)}; \quad (1)$$

$$\cos \varphi_n = \cos \varphi_n \frac{\eta_n + K_\phi(1 - \eta_n)}{K_\phi}. \quad (2)$$

На рисунку 3 показані графіки залежностей ККД і  $\cos \varphi$  двигуна при циклічному навантаженні до ККД і  $\cos \varphi$  при відповідному постійному у часі навантаженні для різних значень номінальних ККД і  $\cos \varphi$  залежно від коефіцієнта форми навантажувальної кривої. При цьому мається на увазі, що середньоквадратична потужність на валу двигуна за цикл навантаження дорівнює номінальній потужності двигуна.

Приведені формули і криві дають можливість проаналізувати характер впливу коефіцієнта форми навантажувальної кривої на енергетичні показники електродвигуна привода верстата-качалки.

Залежність енергетичних показників електродвигунів при глибинонасосній експлуатації нафтових свердловин від коефіцієнта форми навантажувальної кривої в ще більш значній мірі виявляється при зменшенні навантаження електродвигунів (рис.3). З рисунку 3 випливає, що середні значення ККД і  $\cos \varphi$  електродвигуна за цикл навантаження при зменшенні ступеня його навантаження до 50% змінюються незначно, подальше зниження ступеня навантаження електродвигуна викликає істотне зменшення ККД і  $\cos \varphi$ . З рисунків 2 і 3 випливає, що енергетичні показники приводних двигунів верстатів-качалок виявляються значною мірою заниженими, навіть при повному використанні двигунів за нагріванням. Водночас пульсуючий характер навантаження впливає і на інші показники режиму роботи й економічності електродвигуна і електромереж, у тому числі і на втрати потужності в електричній мережі живлення.

Залежність характеру зміни відносних втрат потужності в мережі від коефіцієнта форми навантажувальної кривої  $K_\phi$  і номінального ККД двигуна вказує (рис. 4,а), що циклічний характер навантаження обумовлює зростання відносних втрат потужності в електричній мережі, причому зі збільшенням номінального

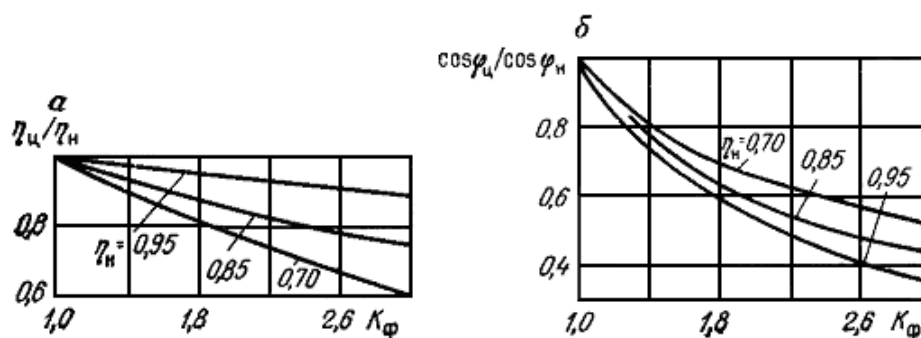


Рисунок 2 – Залежність співвідношень  $\eta_u/\eta_n$  (а) і  $\cos \varphi_u/\cos \varphi_n$  (б) електродвигуна від коефіцієнта форми навантажувальної кривої

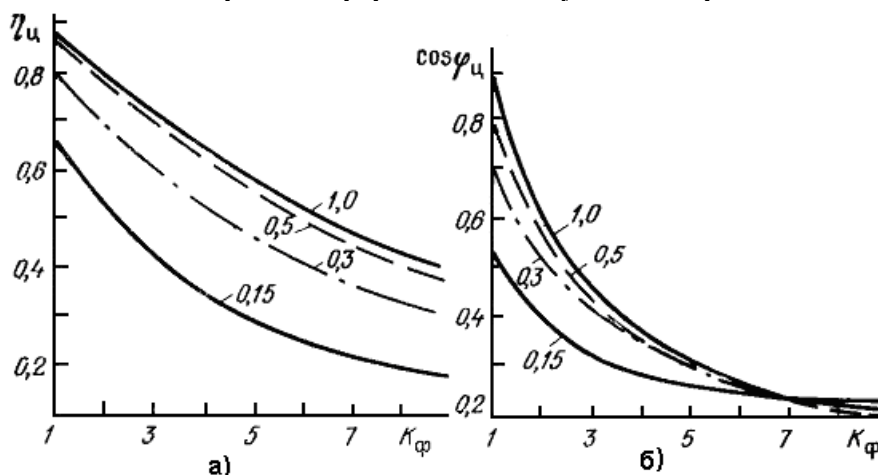


Рисунок 3 – Залежності енергетичних показників  $\eta_u$  (а) і  $\cos \varphi_u$  (б) двигунів серії АОП від коефіцієнта форми навантажувальної кривої за різного ступеня завантаження

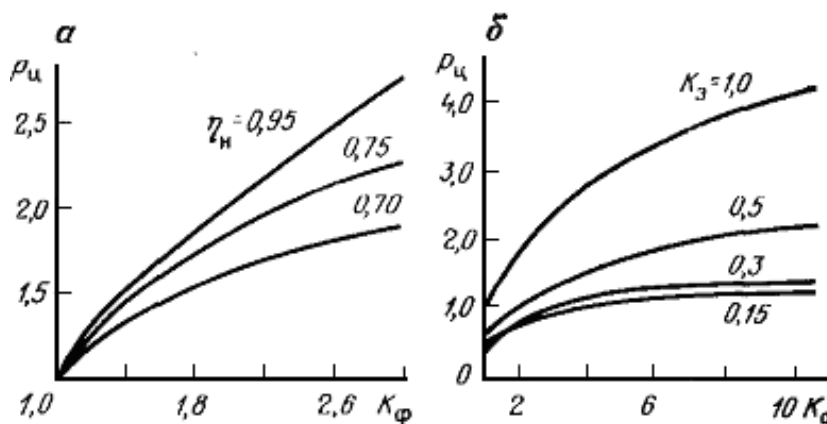


Рисунок 4 – Залежність відносних втрат потужності в електричній мережі  $K_\phi$  при циклічному навантаженні (а) і при різному ступені завантаження (б) двигуна ШГН

ККД двигуна цей ріст значніший. Ця обставина обумовлена тим, що внаслідок циклічного характеру навантаження зменшення середньої споживаної потужності при збільшенні  $\eta_n$  позначається більшою мірою, ніж зниження втрат енергії при її передачі.

У тих випадках, коли середньоквадратична потужність на валу двигуна менша його номінальної потужності, тобто  $P_{2cp.kv} < P_n$ , відносні втрати потужності в мережі будуть

$$P_u = \frac{P_{2cp.kv} R}{U_n^2 \cos^2 \varphi_a \eta_a} \frac{K_\phi}{\eta_a + K_\phi (1 - \eta_a)}, \quad (3)$$

де  $\eta_a$  і  $\cos \varphi_a$  – ККД і коефіцієнт потужності двигуна при роботі його з постійним моментом опору, чисельно рівним середньоквадратичному моменту при циклічному навантаженні.

Втрати в мережі при постійному у часі навантаженні ( $K_\phi=1$ ) цілком завантаженого двигуна ( $K_3=1$ ) прийняті за одиницю. При зменшенні завантаження двигуна (рис. 4,б) відносні втрати потужності в мережі також зменшуються. Це обумовлено тим, що абсолютна величина втрат, пропорційна квадрату коефіцієнта завантаження, знижується більш різко, ніж середня споживана потужність, пропорційна коефіцієн-

ту завантаження приводного двигуна в першому ступені. Однак при зниженні ступеня завантаження двигуна нижче 0,5 це зменшення втрат в області  $K_{\phi}=1,2-3$  стає менш відчутним, а при  $K_3 < 0,3$  втрати в мережі залишаються приблизно постійними. Ця обставина вказує на неприпустимість зниження ступеня завантаження двигунів верстатів-качалок нижче 0,5 не тільки через зменшення енергетичних показників привода, але і з погляду економічності роботи електричної мережі.

Перетинання кривих, побудованих для  $K_3=0,3$  і  $K_a=0,15$  при малих значеннях  $K_{\phi}$ , пояснюється тим, що при сильному зниженні завантаження двигуна відносні втрати потужності трохи зростають у зв'язку з більш різким зниженням ККД двигуна в порівнянні зі зменшенням ступеня його завантаження.

Таким чином, циклічний характер навантаження електродвигунів привода верстатів-качалок не тільки викликає погіршення енергетичних показників роботи привода, але і призводить до зниження ступеня використання електродвигунів, до росту відносних втрат потужності в електричній мережі при повному завантаженні двигуна по нагріванню.

Найбільш різко зростають відносні втрати потужності в мережі і знижується ступінь використання двигунів при циклічному характері навантаження ( $K_{\phi}=1,2-3$ ), що обумовлює особливу важливість заходів щодо згладжування коливань струму для забезпечення раціонального використання електроустановки і зниження енергетичних витрат при видобутку нафти глибинними штанговими насосами.

Важливим показником електроспоживання ШПН є добові витрати електроенергії по окремо взятій установці:

$$W = 2.73 \cdot Q \cdot H + \Delta W, \quad (4)$$

де  $Q$  – добовий видобуток рідини, т;  
 $H$  – висота підняття рідини, м;  
 $\Delta W$  – втрати електроенергії в установці за добу, кВт·год.

На основі експериментальних даних маємо

$$\Delta W = 11 \cdot (H + 0.2) \cdot \sqrt{\frac{Q}{\alpha}}, \quad (5)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт подачі насоса.

З урахуванням зазначеного, питомі витрати електроенергії (кВт·год/т) на підняття 1 т рідини визначаються за виразом:

$$\omega = 2.73 \cdot \left( 1 + 0.805 \cdot \frac{5 + H^{-1}}{\sqrt{Q \cdot \alpha}} \right) \cdot H. \quad (6)$$

Дослідження значної групи установок ШПН дозволило встановити середні значення коефіцієнтів завантаження  $K_3=0,51$ ; вмикання  $K_{вкл}=0,798$ ; використання  $K_{вик}=0,407$ .

Відцентровий насос приводиться в рух електродвигуном, безпосередньо з'єднаним з насосом. Це дозволяє уникнути довгого рухомого зв'язку (штанги) між насосом і електродвигуном. Завдяки цьому збільшується потужність занурюваного насоса, його напір і подача.

Корисна потужність ЕЦН у 1,5-3 рази вища за ШПН.

Однак в ЕЦН складніше занурюване обладнання. Установа складається із занурюваного відцентрового насоса з гратчастим фільтром, електродвигуна з протектором, спеціального кабелю живлення, зворотного і спускного клапанів, автотрансформатора та станції керування.

Занурюваний насос має багато ступенів (80-460), число яких залежить від необхідного напору. Один ступінь насоса складається з робочого відцентрового колеса і напрямного апарату, зібраних на валу і встановлених в сталеву трубу-корпус насоса.

Серійно випускається біля 30 типів відцентрових насосів, які відрізняються за подачею (від 40 до 500 м<sup>3</sup>/добу), а кожний тип, в свою чергу, поділяється за напором (від 445 до 1480 м).

Занурюваний електродвигун (ЗЕД) є асинхронним двигуном трифазного струму з короткозамкненим ротором у оливозаповненому виконанні, розрахований для роботи за температури пластової рідини.

Корпус ЗЕД має циліндричну форму з малим радіусом, обумовленим діаметром колони труб, та великою довжиною (6 м і більше).

Номинальна напруга ЗЕД із енергетичних міркувань вибирається вище номінальної і складає 400-2000 В. Оскільки ЗЕД опускається на значну глибину, у кабелі виникають великі втрати напруги. Для їх компенсації, а також для підтримання номінальної напруги двигуна, живлення здійснюється від трифазного підвищувального автотрансформатора з повітряним охолодженням. Для регулювання напруги, на автотрансформаторі передбачено 6 відпайок по 30 В кожна. Промисловістю також випускаються силові оливні трансформатори типу ТМП і ТМПН потужністю 40-400 кВА, виконання У і ХЛ з відпайками на стороні НН.

Установки ЕЦН можуть жититися:

1) на напрузі 0,4 кВ магістралями від ТП 6/0,4 кВ, з подальшим підняттям напруги до номінальної ЗЕД. Такі схеми зустрічаються при малій відстані від ЕЦН до промислових ТП і невеликій потужності ЕЦН;

2) на напрузі 6 кВ і двома трансформаторами: один для живлення ЗЕД, другий 6/0,4 кВ для живлення освітлення, кіл управління, сигналізації і т.д.;

3) на напрузі 6 кВ і одним триобмотковим трансформатором;

4) від мережі 6 кВ з проміжною трансформацією напруги на свердловині до 0,4 кВ, яка підводиться до трансформаторів ЕЦН.

Найбільш інформативним показником роботи КТП є її коефіцієнт корисної дії, який в аналітичному виді показує залежність втрат електроенергії від зміни приєднаного до трансформатора навантаження.

На експлуатаційні і конструктивні особливості ТП найбільше впливає величина втрат в міді  $P_K$  і сталі  $P_O$ . Найбільший ККД  $\eta_{MAX}$  отримують при рівності втрат в міді і сталі, а також при рівності втрат в обмотках високої і

низької напруг, що відповідає навантаженню, рівному  $\sqrt{P_O / P_K}$  від номінального.

Для КТП за умовами надійності електропостачання і перевантажувальної здатності навантаження в робочому режимі не повинне перевищувати 0,8 від номінального  $N_H$  і, як правило, становить  $(0,5-0,7) \cdot N_H$ . В нашому випадку, коли завантаження ТП становить 40-60%, ця вимога виконується.

Маємо КТП, які обслуговують  $m$  свердловин. Всі КТП працюють з недовантаженням (на лівій вітці кривої ККД). Необхідно перерозподілити навантаження споживачів (електроцентробіжні (ЕЦН) і штангові (ШГН) глибинні насоси) між КТП таким чином, щоб сумарні втрати електроенергії були мінімальними.

Той факт, що всі КТП працюють з недовантаженням, запишемо у вигляді обмеження

$$0 \leq \eta \leq \eta_{MAX}, \quad (7)$$

де  $\eta$  – поточне значення ККД КТП при одному з можливих варіантів приєднання навантаження споживачів;

$\eta_{MAX}$  – максимальне значення ККД для кожної КТП.

Проведений порівняльний аналіз характеристик ККД трансформаторів показав, що найбільш достовірно (за дисперсією адекватності розрахункових і експериментальних даних) в класі елементарних функцій ліву вітку кривої ККД вдається описати функцією виду

$$\eta = a \cdot (1 - \exp(-\alpha \cdot N)), \quad (8)$$

де  $\eta$  – ККД трансформатора;

$a, \alpha$  – емпіричні коефіцієнти;

$N$  – споживана потужність.

Розглянемо функцію  $Y$ , яка характеризує роботу групи КТП

$$Y = \sum_{i=1}^n \eta_i = \sum_{i=1}^n a_i \cdot (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i)). \quad (9)$$

За фізичним змістом максимізація функціоналу  $Y$  відповідає мінімуму теплових втрат в магнітопроводі і обмотках групи трансформаторів.

Очевидно, що ліва частина рівняння (3) буде досягати максимального значення, коли величина

$$\sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i)$$

буде мінімальною. В такому випадку поставлена вище задача оптимізації розподілу навантаження зводиться до вирішення зворотної задачі знаходження мінімуму цільової функції

$$\varphi(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{i=1}^n \exp(-\alpha_i \cdot N_i) \quad \square, \quad (10)$$

де  $N_1, N_2, \dots, N_n$  – потужності кожної з КТП в групі.

Проведемо заміну змінних, позначивши  $\exp(-\alpha_i \cdot N_i) = z_i$ , тоді вираз (4) набуде вигляду

$$\varphi(N_1, N_2, \dots, N_n) = \sum_{i=1}^n z_i. \quad (11)$$

Крім цього, у відповідності з поставленими умовами, відома загальна потужність кушових трансформаторів

$$\sum_{i=1}^n N_i = N. \quad (12)$$

Використовуючи приведену заміну змінних, можна записати  $\ln z_i = -\alpha_i \cdot N_i$ . Тому

$$-N_i = (1/\alpha_i) \cdot \ln z_i \quad \text{і} \quad -N = \sum_{i=1}^n (1/\alpha_i) \cdot z_i.$$

Це рівносильне виразу

$$-N = \ln \prod_{i=1}^n z_i^{1/\alpha_i}. \quad (13)$$

Права частина рівняння (13) являє собою добуток поліномів (додатньо визначені функції в додатніх степенях).

В цьому випадку для пошуку глобального екстремуму можливе застосування основних положень теорії геометричного (опуклого) програмування. Перевагою такого підходу є те, що при його використанні вираз для глобального екстремуму шукають у вигляді параметризованої функції. Тому при зміні числового значення параметрів немає потреби повторювати розв'язок задачі оптимізації.

В позначеннях цільової функції вираз (13) набуде вигляду

$$\prod_{i=1}^n z_i^{1/\alpha_i} = \exp(-N) = \text{const} = A. \quad (14)$$

Тому оптимально приєднана потужність до кожного трансформатора в групі, враховуючи здійснену вище заміну змінних, визначається

$$N = \frac{\ln(\alpha_i)}{\alpha_i} + \frac{1}{\alpha_i \cdot \sum_{i=1}^n 1/\alpha_i} \cdot (N - \sum_{i=1}^n (1/\alpha_i) \cdot \ln \alpha_i). \quad (15)$$

Дана залежність дозволяє визначити оптимальне навантаження кожного трансформатора в групі, якщо відома загальна споживана потужність кушового обладнання.

Як приклад використання представленого алгоритму для оптимізації навантаження КТП розглянемо реальний куш свердловин № 105 Надвірнянського НГВУ, обладнаний двома трансформаторними підстанціями з номінальними потужностями 500 і 300 кВА. Число видобуваючи свердловин становить 15, з них 12 обладнані електровідцентровими насосами і 3 – штанговими. Загальна споживана насосним обладнанням потужність становить 649 кВА.

Емпіричні коефіцієнти моделі (8), визначені методом найменших квадратів за даними трансформаторів, мають такі значення:

$$a1 = 102,32 \%, \quad a1 = 0,00553 \text{ кВА}^{-1};$$

$$a2 = 108,35 \%, \quad a2 = 0,00815 \text{ кВА}^{-1}.$$

Дисперсія адекватності розрахункових і емпіричних даних становить  $D1 = 0,15 \%$ ,  $D2 = 0,08 \%$ .

Підставимо отримані значення в залежність (15), отримаємо оптимальний розподіл навантажень на кожному трансформаторі:  $N1 = 358,89 \text{ кВА}$ ,  $N2 = 291,11 \text{ кВА}$ .

Для перевірки справедливості запропонованого методу для розв'язання оптимізаційної задачі здійснимо оптимізацію навантажень КТП і числовим методом.

**Таблиця 1 – Існуюче навантаження насосно-силового обладнання КТП**

Номер свердловини	Тип насоса	Потужність привода, кВт	Приєднання
1	ЕЦН	32	ТП1
2	ЕЦН	32	ТП1
3	ЕЦН	63	ТП1
4	ЕЦН	63	ТП1
5	ЕЦН	63	ТП1
6	ЕЦН	63	ТП1
7	ЕЦН	63	ТП1
8	ЕЦН	45	ТП1
9	ЕЦН	45	ТП1
Сума по ТП1		469	
10	ЕЦН	45	ТП2
11	ЕЦН	45	ТП2
12	ЕЦН	45	ТП2
13	ШГНУ	15	ТП2
14	ШГНУ	15	ТП2
15	ШГНУ	15	ТП2
Сума по ТП2		180	

ККД трансформатора визначається з виразу  $\eta_i = N_{i1} / N_{BXi}$ , (16)

де  $N_{BXi}$  – потужність на вході трансформатора;  $N_i$  – потужність споживачів  $i$ -го трансформатора.

Загальні втрати енергії групи трансформаторів

$$\Delta N = \sum_{i=1}^n N_{BXi} (1 - \eta_i) = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} \cdot (1 - \eta_i) = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - \sum_{i=1}^n N_i = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - N. \quad (17)$$

Умова мінімальних втрат енергії

$$\Delta n = \sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\eta_i} - N \rightarrow \min. \quad (18)$$

Враховуючи, що

$$\eta_i = a_i \cdot (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i)),$$

отримаємо функціонал виду

$$\sum_{i=1}^n \frac{N_i}{\alpha_i \cdot (1 - \exp(-\alpha_i \cdot N_i))} - N \rightarrow \min, \quad (19)$$

за умов

$$0 < N_i < N_{НОМ} \quad \text{і} \quad \sum_{i=1}^n N_i = N.$$

Для визначених вище емпіричних коефіцієнтів

$$a1 = 102,32 \%, \quad a1 = 0,00553 \text{ кВА}^{-1};$$

$$a2 = 108,35 \%, \quad a2 = 0,00815 \text{ кВА}^{-1};$$

розв'язком (13) є величини  $N1 = 354,93$  кВА,  $N2 = 295,07$  кВА (розв'язок отримано за допомогою стандартного засобу Excel). Таким чином, різниця в розв'язках за допомогою запропонованої моделі (17) і стандартними методами

оптимізації становить  $(1 - 354,93/358,89) \cdot 100\% = 1,1 \%$ . Така висока точність вказує на справедливості запропонованої методики.

Основна перевага запропонованого методу полягає в аналітичному поданні розрахункової моделі (17) розв'язання задачі оптимізації, яка не потребує числових методів та ітераційних процедур. Крім цього, запропонований алгоритм дозволяє оптимізувати навантаження на КТП навіть у випадку, коли приєднане навантаження змінюється в часі (аварійне вимкнення насосів).

Для розглянутого прикладу перерозподілу навантажень необхідно здійснити перемикання частини приводних електродвигунів насосів (загальною потужністю приводі 110 кВт) з ТП1 на ТП2. Варіанти перемикань можуть бути різними, наприклад, ЕЦН № 7 і № 8, № 3 і № 9 і т. д. (табл. 4.4).

Порівняння числового значення сумарного коефіцієнта корисної дії групи трансформаторів, отриманого в результаті оптимізації розподілу навантаження, порівняно з існуючим розподілом навантаження показало, що втрати електроенергії на КТП, яка обслуговує куш свердловин, зменшуються не менше, ніж на 5%. З врахуванням того, що число трансформаторів в НГВУ може досягати декілька десятків, економія електроенергії буде досить суттєвою.

Запропонований алгоритм дозволяє здійснювати оптимальний перерозподіл навантаження з врахуванням часової динаміки його зміни (при технологічних і аварійних зупинках насосного обладнання).

### Література

1 Галушак І.Д. Модернізація системи електропостачання електробура на основі її математичної моделі / І.Д. Галушак, М.Й. Федорів, І.В. Гладь // Тези III Міжнародної науково-практичної конференції "Проблеми економії енергії". – Львів, 2001. – С. 164-165.

2 Галушак І.Д. Дослідження енергоефективності систем електрообладнання об'єктів нафтогазового комплексу / І.Д. Галушак, В.О. Маленкович // Матеріали міжнародної проблемно-наукової міжгалузевої конференції «Інформаційні проблеми комп'ютерних систем, юриспруденції, енергетики, економіки, моделювання та управління (ПНМК-2012)», 7-10 червня 2012 р. – Бучач, 2012. – Вип. № 8.

3 Соломчак О.В. Електропостачання підприємств нафтової і газової промисловості: підручник / О.В. Соломчак. – Івано-Франківськ: Факел, 2008. – 433 с.

Стаття надійшла до редколегії 28.10.13

Рекомендована до друку Оргкомітетом Міжнародної науково-технічної конференції «Нафтогазова енергетика 2013», (7-11 жовтня 2013 року, ІФНТУНГ), а також

професором **Костишиним В.С.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Николайчуком Я.М.** (Тернопільський національний економічний університет, м. Тернопіль)