

1. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. – Москва–Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. – 296 с. 2. Вечерік Р.Л., П'янило Я.Д., Притула М.Г., Хасцький Ю.Б. Математичне моделювання процесу руху газу в системі пласт підземного сховища газу–магістральний газопровід // Нефть и газ. – 2004. – № 6. – С. 83–89. 3. П'янило Я.Д., Притула М.Г. Дослідження впливу параметрів пласту та привибійної області свердловини на розрахунок дебіту свердловини.// Комп'ютерна інженерія та інформаційні технології. Вісник ДУ “Львівська політехніка “ – 2002. – №392. – С. 45–49. 4. Тетерев И.Г., Шешуков Н.Л., Нанивский Е.М. Управление процессами добычи газа. – М.: Недра. – 1981. – 248 с.

УДК 622.691.4:622.692.4

Н. Притула<sup>1,2</sup>, М. Притула<sup>1,2</sup>, В. Ямнич<sup>2</sup>, А. Дацюк<sup>3</sup>, С. Гладун<sup>3</sup>, О. Химко<sup>4</sup>  
<sup>1</sup>Центр математичного моделювання ІППММ ім. Я.С.Підстригача НАН України,  
<sup>2</sup>ТЗОВ “Математичний центр”,  
<sup>3</sup>Об'єднане диспетчерське управління ДК “Укртрансгаз”,  
<sup>4</sup>Національний університет “Львівська політехніка”

## ПРО ОПТИМАЛЬНІ РЕЖИМИ РОБОТИ БАГАТОНИТКОВИХ МАГІСТРАЛЬНИХ ГАЗОПРОВІДІВ

© Притула Н., Притула М., Ямнич В., Дацюк А., Гладун С., Химко О., 2011

**Розглянуто багатониткові магістральні газопроводи. В області існування режимів таких магістральних газопроводів, які залежать від сумарної витрати газу, виділено множини оптимальних режимів за паливним газом. Проаналізовано оптимальні режими і характер зміни приведених енергетичних затрат на їх реалізацію.**

**Ключові слова:** магістральний газопровід, оптимальний режим, компресорна станція, транспортування газу.

**In the article multistrand main gas pipelines are considered. In the field of existence of modes multistrand main gas pipelines which depend on the total gas consumption, the set of optimum modes of fuel gas is allocated. It is carried out the analysis of optimum modes and character of change of the resulted power expenses for their realization.**

**Keywords:** main gas pipeline, optimum regime, compressor station, gas transportation.

### Вступ

Більшість діючих магістральних газопроводів (МГ) є багатонитковими. Їх оптимальна робота пов'язана з багатьма факторами: наявністю достатнього об'єму акумульованого газу, сезонністю роботи газосховищ, нерівномірністю відборів газу із системи газопроводів. Значним фактором є людський. Вчасне прийняття рішення про зміну режиму транспортування газу може дати значний економічний ефект. Для швидкого оцінювання діючого режиму, за наявності певного прогнозу на параметри газу на його входах та виходах потрібно знати результати проведених досліджень на встановлення області оптимальної роботи МГ. Як правило, прогнози доволі часто збуваються не повною мірою, і тому область оптимальності повинна формуватися з використанням мінімальної інформації.

**Існує проблема:** для різних початково-граничних умов сформулювати умови оптимальності роботи багатониткових магістральних газопроводів та знайти області оптимальності як функцій від сумарних витрат газу на їх входах та виходах для заданих об'ємів акумульованого газу в трубопроводах.

## Характеристика багатониткових магістральних газопроводів

Розглянемо технологічну схему багатониткових магістральних газопроводів (рис.1). Існують нитки багатониткових МГ як з однаковим, так і з різним номінальним тиском газу.

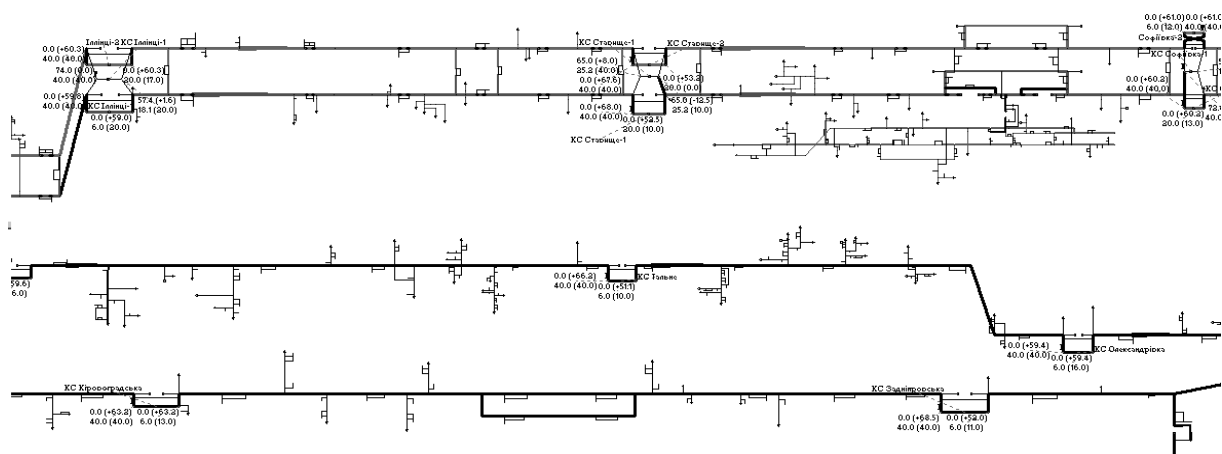


Рис. 1. Фрагмент технологічної схеми багатониткового магістрального газопроводу

Перетоки газу між нитками з різним номінальним тиском регулюються байпасними кранами, редукторами, регуляторами витрати тощо. При відкритті байпасного крану (його внутрішній діаметр значно менший за внутрішні діаметри ділянок газопроводів) проходить редукування газу з пониженням його температури. Редуктори вимагають встановлення тиску газу на його виході. Якщо на виході редуктора тиск газу є меншим за встановлений, то через редуктор проходить газ. Витрата газу на регуляторах витрати газу залежить від перепаду тиску на його вході та виході.

Основні можливі варіанти багатониткових МГ: всі нитки багатониткового МГ мають однаковий номінальний тиск; серед ниток багатониткового МГ є нитки з відмінним номінальним тиском; нитки багатониткового МГ обладнані компресорними станціями з різнотипними приводами (електроприводи, газотурбінні).

Розглянемо перший варіант. Згадаємо деякі загальні твердження, на яких ґрунтуються дослідження щодо ефективності експлуатації багатониткових газопроводів. Більшість тверджень можна обґрунтувати в певній області їх дії числовим способом (див. табл. 1).

1. За наявності достатнього об'єму акумульованого газу є справедливим твердження, що режим роботи МГ завжди потрібно формувати на всіх нитках багатониткового газопроводу. Побудувати оптимальний режим способом від'єднання ниток газопроводу від транспортування газу неможливо.

2. Від'єднання окремих ниток чи ділянок газопроводу здійснюють тільки під час проведення на них тільки штатних та нештатних робіт.

3. Підвищувати енергоефективність одних ниток способом пониження тиску в інших економічно недоцільно за умов наявності газосховищ. Такий режим можна практикувати тільки в особливих випадках (за появи деяких нештатних ситуацій).

4. Перерозподіл об'єму акумульованого газу між нитками газопроводу за фіксованих об'ємів його транспортування вплине на затрати паливного газу.

5. Перерозподіл об'ємів акумульованого газу між нитками газопроводу за фіксованих граничних умов вплине на об'єми транспортування та об'єми паливного газу.

У табл. 1 позначено:  $Q_{тр}$  – об'єми транспортування газу (млн. м<sup>3</sup>/добу);  $Q_{пал}$  – витрати паливного газу КС (млн. м<sup>3</sup>/добу);  $T_{вх.}$ ,  $T_{вих.}$  – температура газу на вході та виході КС відповідно (°C);  $P_{вх.}$ ,  $P_{вих.}$  – тиск газу на вході та виході КС відповідно (атм.);  $K$ -сть агр. – кількість в роботі агрегатів КС у першому і другому ступені; Сумарне  $Q_{пал}$  – сумарні витрати паливного газу усіх компресорних станцій для заданих  $Q_{трансп.}$  на кордоні з Росією (млн. м<sup>3</sup>/добу). У випадку простою компресорної станції відповідні комірки не заповнюються.

Таблиця 1

Росія		КС Ромни					
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтр.
60		15.4		56.5	56.5		
80	0.27123	16.702	39.849	55.7	74	2, 0	79.621
100	0.32127	17.739	40	54.9	74	2, 0	99.621
120	0.42201	18.693	39.954	53.9	72	2, 1	119.996
140	0.47627	19.66	39.758	52.6	71	2, 1	139.974
160	0.57957	20.711	39.881	51.1	69	2, 2	159.435

Росія		КС Гребінка					
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтр.
60		9.6		53.8	53.8		
80		20.4		70.3	70.3		
100		23.7		68.3	68.3		
120		26.8		63.7	63.7		
140	0.38862	29.878	40.09	59.3	74	2, 1	138.736
160	0.56176	33.833	39.865	52.7	70	2, 2	158.688

Росія		КС Софіївка					
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтр.
60	0.28548	7.9	33.749	50.8	67.8	2, 0	58.499
80		12.1		66.2	66.2		
100		15.4		62.2	62.2		
120	0.41306	19.74	40.198	54.4	72	1, 2	118.634
140		28.2		62.8	62.8		
160	0.54725	32.299	39.784	54.1	72	1, 2	157.696

Росія		КС Ставище					
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтр.
60		13.3		65.5	65.5		
80		9		62.8	62.8		
100		11.7		57	57		
120		25.2		65	65		
140	0.48049	22.386	39.818	52.4	73	2, 1	130.951
160	0.43493	30.586	40	59.5	73	2, 2	150.212

Росія		КС Іллінці					
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтр.
60		8		63.8	63.8		
80	0.10242	7.7	25.966	59.7	74		70.33
100	0.14663	10.385	39.819	51.3	73	1, 2	90.314
120	0.1508	18.093	39.984	57.4	74	1, 2	110.283
140		27.9		63.2	63.2		
160	0.23357	30.819	39.833	59.7	72	2, 2	149.572

Росія		КС Бар						КС Гусятин		Сумарне Q пал.
Qтр.	Qпал.	Твх.	Твих.	Рвх.	Рвих.	К-сть агр.	Qтрансп.	Твх.	Рвих.	
60		6.8		61.7	61.7			6.4	60.2	0.28548
80		13.3		70.8	70.8			8.8	68.2	0.37365
100		21.8		67.8	67.8			13.7	63.2	0.4679
120		24.8		66.6	66.6			17.1	59.2	0.98587
140	0.09128	22.525	40.124	51.5	70	1, 2	129.092		59.6	1.43666
160	0.07461	31.056	40	57.8	73	1, 2	149.169		61.3	2.43169

У випадку транспортування об'ємів газу дещо більших за об'єми, які транспортуються самотоком, з'являються питання: яку частину газу компримувати, а яку транспортувати самотоком. У такому випадку одним із можливих варіантів може бути такий: першим по ходу газу в роботу задіюється компресорний цех (КЦ), який повинен бути максимально близьким до входу системи, а перемички закритими між ниткою, на яку іде компримований газ, та іншими нитками на виході КЦ. Може виявитися, що закритими повинні бути і ще інші перемички по ходу руху газу, а це вимагає проведення числових експериментів. Подальше збільшення витрати газу вимагає введення в роботу ще одного цеху тієї самої компресорної станції тощо.

За значних об'ємів транспортування газу і обмежених ресурсів на зміну об'єму акумульованого газу в системі основним фактором впливу на оптимальність буде перерозподіл об'ємів акумульованого газу вздовж системи.

Важливо знати, що резервні об'єми акумульованого газу для внутрішніх потреб часто вигідніше зберігати в газопроводі (безповоротні втрати в сховищі і в трубі є приблизно однаковими, не вимагає додаткових затрат на підняття газу із пластів – колекторів і важливо, що об'єм акумульованого газу розподілений на всьому шляху його руху. Для оцінювання – об'єм акумульованого газу в одній нитці газопроводу становить близько 100 млн. м<sup>3</sup>, що приблизно відповідає 5 добам роботи ПСГ Дашава в піковому режимі). Слід згадати, що сумарна піковість газосховищ України досягає 300 млн. м<sup>3</sup> газу за добу і існує технічна можливість її значно наростити.

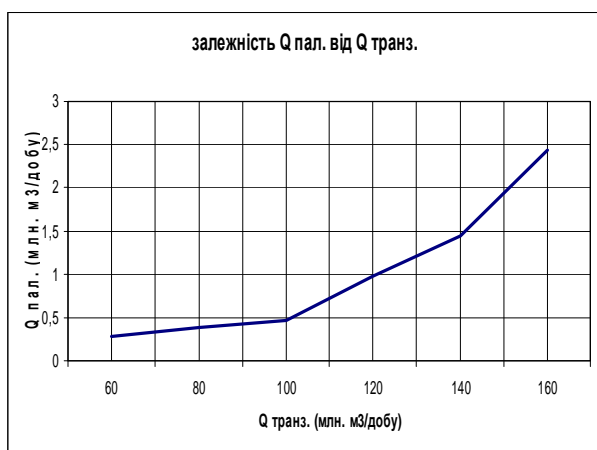


Рис. 1. Вплив об'ємів транспортування газу на об'єми паливного газу в оптимальному режимі роботи двониткового газопроводу

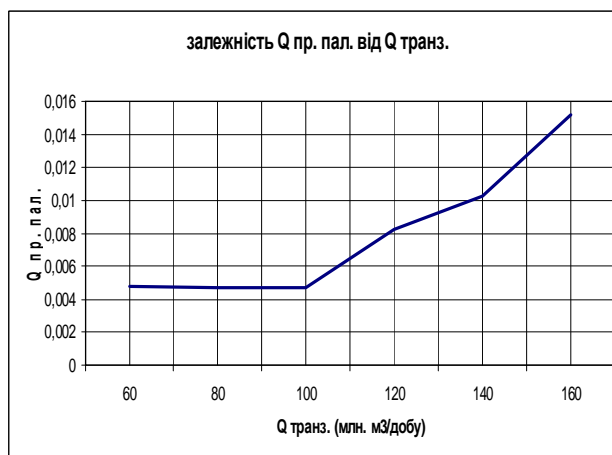


Рис. 2. Приведені затрати від продуктивності двониткового газопроводу в оптимальному режимі

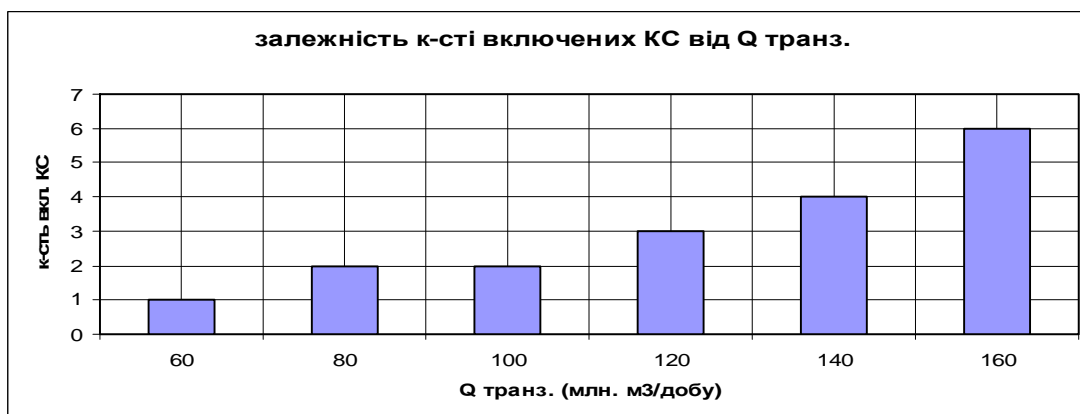


Рис. 3. Залежність кількості задіяних КС від продуктивності двониткового газопроводу в оптимальному режимі роботи

У табл. 2 наведено розрахунки коефіцієнта ефективності роботи ГТС (відношення енергетичних затрат до витрати газу). Як бачимо, він істотно залежить від середнього тиску в системі і об'ємів транспортування газу. Для більшої інформативності цього показника слід ще враховувати величину прибутку від транспортування газу.

Таблиця 2

Витрата газу (млн. м <sup>3</sup> /добу)	Витрата пал. газу (млн. м <sup>3</sup> /добу)	Витрата пал. газу (млн. м <sup>3</sup> /добу)	Витрата пал. газу (млн. м <sup>3</sup> /добу)	Приведений коефіцієнт ефективності роботи	Приведений коефіцієнт ефективності роботи	Приведений коефіцієнт ефективності роботи
	Тиск газу на вих. КС 65 атм.	Тиск газу на вих. КС 70 атм.	Тиск газу на вих. КС 75 атм.			
70	0,93	0,84	0,83	1,3286	1,2000	1,1857
80	1,36	1,16	1,02	1,7000	1,4500	1,2750
90	1,69	1,55	1,42	1,8778	1,7222	1,5778

Результати, наведені в таблиці, показують (для газопроводу із внутрішнім діаметром 1400 мм), що оптимально транспортувати 70 млн. м<sup>3</sup>/добу газу за максимально можливого тиску на виходах КС. Проаналізуємо одноступінчастий газопровод за максимально спрощеною моделлю. Для газопроводу з  $n$  компресорними станціями (КС), які оснащені газоперекачувальними агрегатами з відцентровими нагнітачами, та при заданих тисках газу на вході першої КС  $p_1$  і в кінці газопроводу  $p_k$ , її продуктивність визначається [1]

$$Q = \sqrt{\left(\prod_{i=1}^n p_i^2 - p_k^2\right) / \left(\sum_{i=1}^n \prod_{i=1}^n y_{i-1} + y_n\right)}, \quad (1)$$

де  $y_i = b_i + K_i$ ,  $\prod_i = a_i a_{i+1} \dots a_n$ ,  $K_i$  – параметр лінійної частини газопроводу;  $a_i$  та  $b_i$  – параметри, які описують характеристику  $i$ -ї компресорної станції –  $p_{i+1}^2 = a_i p_i^2 + b_i Q^2$ . Характеристики  $a_i = a_i\left(\frac{n}{n_n}, T, D\right)$  та  $b_i = b_i\left(\frac{n}{n_n}, T, D\right)$  є функціями приведених обертів, температури газу та діаметра робочих коліс відцентрових нагнітачів відповідно.

Відомо, що параметр  $a$  змінюється в значно більшому діапазоні, ніж  $b$ . Враховуючи сказане і те, що характеристики ГПА на магістральному газопроводі є, як правило, приблизно однаковими, вираз (1) приведемо наближено до вигляду

$$Q \approx \sqrt{\frac{(a^{n-1} p_1 - p_k)(a-1)}{(b+K)(a^{n-1} - a)}} \approx C \sqrt{a-1}, \quad (2)$$

де  $C$  – деяка константа.

Вираз (2) дає можливість оцінити вплив параметрів роботи параметрів КС на об'єми транспортування газу. Для  $0.8 \leq n/n_n \leq 1.05$  ( $n$  – робочі, а  $n_n$  – номінальні оберти ВН) у випадку одноступінчастих КС параметр  $a$  змінюється в межах 1.38–1.84 і в межах 2.06–3.83 для двоступінчастих КС. Для заданих меж зміни  $a$  продуктивність у випадку одноступінчастого стискування газу змінюється в межах 48 %, а двоступінчастого – 65 %. Ці оцінкові розрахунки є близькими до реально замірених. Відомо, що внутрішня потужність нагнітача знаходять за формулою

$$N_i = \left(\frac{N_i}{g}\right)_{zw} g \left(\frac{n}{n_n}\right)_{zw}^3, \quad (3)$$

де в дужках зведені величини,  $g$  – питома вага газу за умов на вході ВН. Як бачимо, до формули розрахунку внутрішньої потужності нагнітача від зведених обертів ВН входить у третьому степені. До розрахункової формули паливного газу внутрішня потужність нагнітача  $N_i$  входить лінійно.

Попередні оцінкові розрахунки дають можливість оцінити і збільшення паливного газу за збільшення продуктивності. Так, у випадку двоступеневого стискування газу, що відповідає стискуванню сучасними повнонапірним ВН в один ступінь, із збільшенням продуктивності на 65 % вимагається збільшення витрати паливного газу в 4,5 раза ( не враховано можливу зміну ККД ВН).

З формули (2) видно, що на продуктивність істотно впливає тиск на виході першої КС:

$$Q \approx C_1 \sqrt{p_1} \sqrt{a-1}.$$

Так, збільшення тиску  $p_1$  на 25% приводить до збільшення продуктивності газопроводу майже на 12 %. Робота, виконана компресором  $W$ , змінює кінетичну та потенціальну енергію газу, яку надалі витрачають на теплообмін і подолання сил тертя. Наближено прийmemo

$$W = \int_{p_1}^{p_2} u dp, \quad (4)$$

де  $u$  – питомий об'єм газу.

Потужність цієї роботи у випадку політропних процесів можна записати у вигляді [3]

$$N_e = a \frac{k}{k-1} P_i Q_i \left( \left( \frac{P_j}{P_i} \right)^{(m-1)/m} - 1 \right), \quad (5)$$

де  $a$  – емпіричний коефіцієнт,  $m$  – показник політропи,  $Q_i$  – об'ємна витрата газу на вході,  $P_i$  – тиск газу на вході в КС, а  $P_j$  – тиск газу на виході КС.

Показник політропи можна обчислити за формулою

$$m = \left( 1 - \lg \frac{T_j}{T_i} / \lg \frac{P_j}{P_i} \right)^{-1},$$

де  $T_i$  – температура газу на вході в КС,  $T_j$  – температура газу на виході з КС.

Основний внесок до потужності робить множник  $Q_i (e^{(m-1)/m} - 1)$ . При ККД політропічному 0.8 вираз  $m/(m-1) = 0.288$ . Щоби оцінити збільшення продуктивності за рахунок збільшення  $e$ , потрібно враховувати характеристику ділянки газопроводу. В цьому випадку на потужність роботи впливають  $Q_i$  та  $e$ . Збільшення потужності удвічі зумовлює збільшення в стільки разів продуктивності, або на квадрат  $e$ . Аналізуючи параметри режиму нагнітача від числа оборотів, отримуємо: продуктивність нагнітача є пропорційною першому степеню,  $e-1$  – другому степеню, а потужність нагнітача третього степеня відношення  $n/n_n$ .

### Висновки

Багатониткові газопроводи мають значні резерви економії паливних та енергоресурсів на транспортування газу. Їх вчасне виявлення дає можливість сформувати економний режим. На область оптимальності режимів багатониткових МГ найістотніше впливають об'єми транспортування газу та сумарний об'єм їх акумулювання. Оптимальності режимів таких систем досягають у процесі зменшення кількості компресорних станцій задіяних в режимі, розподілом потоків газу між цехами компресорної станції та розподілом об'ємів акумульованого газу вздовж ниток багатониткового магістрального газопроводу.

1. Вольский Э.Л., Константинова И.М. Режим работы газопровода. – Л.: Недра, 1970. – 168 с. 2. Сарданашвили С.А. Расчетные методы и алгоритмы. – М.: Нефть и газ, 2005. – 577 с. 3. Селезнев В.Е., Алешин В.В., Клишин Г.С. Методы и технологии численного моделирования газопроводных систем. – М.: Едиториал УРСС, 2002. – 448 с. 4. Бобровский С.А., Щербаков С.Г., Яковлев Е.И. Трубопроводный транспорт газа. – М.: Наука, 1976. – 475 с. 5. Притула Н.М. Розрахунок параметрів потокорозподілу в газотранспортній системі (стаціонарний випадок) //

*Фізико-математичне моделювання та інформаційні технології. – 2007. – Вип. 5. – С. 146–157.*  
*б. Гладун С., Притула Н., Землянський Б., Химко О. Розрахунок гідродинамічних параметрів стану об'єктів транспорту газу // Вісник Нац. ун-ту "Львівська політехніка": Комп'ютерні науки та інформаційні технології. – 2008. – С. 174–201.*

УДК 004.93'14

**Р. Мельник, Ю. Каличак**

Національний університет "Львівська політехніка",  
кафедра програмного забезпечення

## **ПОШУК ОБРАЗІВ ЗА ІНДЕКСАМИ КЛАСТЕРІВ ФРАГМЕНТІВ ЗОБРАЖЕНЬ**

© Мельник Р., Каличак Ю., 2011

**Наведено методику отримання розподілених структурних властивостей образів на основі алгоритму кластеризації об'єму інтенсивності під час фрагментації зображення. Показано застосування отриманих результатів для пошуку зображень за вмістом.**

**Ключові слова:** зображення, образ, простір інтенсивності, об'єм інтенсивності, фрагментація, кластеризація, розподілені ознаки.

**An extraction method of distributed structural features of patterns based on the clustering algorithm of intensity volume in the fragmentation of an image is presented.**

**Keywords:** image, pattern, intensity space, intensity volume, fragmentation, clustering, distributed features.

### **Вступ**

Системи знаходження зображень за їх вмістом (Content-based image retrieval – CBIR) [1] працюють у два етапи: індексування та пошук. На етапі індексування кожний образ у базі даних представляється вектором властивостей. Існуючі універсальні системи CBIR належать до однієї із трьох категорій залежно від підходу отримання властивостей образу: гістограма, кольорове розташування і пошук за регіонами. Такими властивостями зокрема є: колір [2 – 3], форма [4 – 5], структура [6] і розташування [7]. Отримані властивості зберігаються в окремій базі даних візуальних властивостей. На етапі пошуку обчислюються властивості із образу-запиту користувача. Використовуючи критерії подібності, отриманий вектор властивостей порівнюється з векторами у базі даних візуальних властивостей. Користувач у відповідь отримує образи, які максимально відповідають запиту.

Системи пошуку за регіонами використовують локальні властивості регіонів (ідеальних об'єктів) на протигагу глобальним властивостям повного зображення. Прикладом такої системи є SIMPLIcity [8]. Якщо об'єкти в межах зображення сегментовані і кожному властивість об'єкта отримано автоматично, то такі особливості роблять можливою систему пошуку зображень за регіонами [9]. Представлення візуального образу адекватним числом кластерів (об'єкти у зображенні) може краще відобразити його вміст, однак цей підхід є часозалежним.

Процес кластеризації використовують для розпізнавання образів під час згортання характеристик зображень у процесі пошуку [14], знаходження оптимального рівня сегментації [15].

Запропоновано методику отримання структурних властивостей образу на основі кластеризації об'ємів інтенсивності зображення під час його фрагментації.