

## **МЕТОД І МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЇ ПРОЦЕСУ ФОНТАНУВАННЯ ДІЮЧИХ СВЕРДЛОВИН НА ОСНОВІ ПОЛОЖЕНЬ ТЕОРІЇ ВИСХІДНИХ ГАЗОВОДОНАФТОВИХ ПОТОКІВ**

<sup>1</sup>В.С. Бойко, <sup>1</sup>Р.В. Грибовський, <sup>2</sup>Т.Р. Бойчук, <sup>1</sup>Б.М. Міщук

<sup>1</sup>ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 4-21-95,  
e-mail: public@nimg.edu.ua

<sup>2</sup>НДПІ ПАТ «Укрнафта»; 76019 м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2,  
тел./факс.: (0342) 776140, 243250, e-mail: postmaster@ndpi.ukrناfta.com

Рівень забезпеченості потреб народного господарства України власною нафтою є досить низьким, і за різними сценаріями статистичного прогнозування немає підстав припускати, що ситуація зміниться в найближчому майбутньому [1]. Значні перспективи пов'язують із нафтогазоносністю глибинних розривів земної кори та кристалічного фундаменту [2].

Природну енергію існуючих нововідкритих родовищ слід реалізувати якомога раціональніше, тобто необхідно оптимізувати роботу нафтових свердловин. Одним із найбільш ефективних способів видобування нафти є фонтанна експлуатація свердловин. Стосовно фонтанної свердловини з метою подовження періоду її природного фонтанування на основі раціонального використання пластової енергії взято як критерій коефіцієнт корисної дії (ККД) процесу фонтанування.

На відміну від розрахунку ККД процесу піднімання однорідної рідини та ККД газорідинного піднімача з використанням наближених залежностей і виконання натурних довготривалих досліджень, розроблено метод і, відповідно, практичну методику оптимізації роботи фонтанних свердловин на основі положень сучасної теорії висхідних потоків газоводонафтових сумішей.

Суть методу полягає у виконанні числового експерименту з використанням фактичних промислових даних про свердловину і режим її роботи та про властивості флюїдів. В основу розрахунку покладено рівняння збереження маси (з узгодженням роботи пласта і свердловини через величину вибіийного тиску) і рівняння руху газоводонафтової суміші за методом Поеттманна-Карпендера. Розрахунки виконуються "вручну" або з використанням ПК за розробленою нами програмою. Методика базується на використанні способу оптимізації функції, відомого як "метод золотого перерізу". Змінюючи параметри впливу, отримуємо залежності ККД, що дає змогу оптимізувати роботу свердловини.

Ключові слова: оптимізації процесу фонтанування, подовження періоду фонтанування, раціональне використання пластової енергії.

Уровень обеспеченности потребностей народного хозяйства Украины собственной нефтью является достаточно низким, и по разным сценариям статистического прогнозирования нет оснований предполагать, что ситуация изменится в ближайшем будущем [1]. Значительные перспективы связывают с нефтегазоносностью глубинных разрывов земной коры и кристаллического фундамента [2].

Естественную энергию существующих новооткрытых месторождений следует реализовать как можно рациональнее, то есть необходимо оптимизировать работу нефтяных скважин. Одним из наиболее эффективных способов добычи нефти является фонтанная эксплуатация скважин. Относительно фонтанной скважины с целью продления периода естественного фонтанирования на основе рационального использования пластовой энергии взято как критерий коэффициент полезного действия (КПД) процесса фонтанирования.

В отличие от расчета КПД процесса подъема однородной жидкости и КПД газожидкостного подъемника с использованием приближенных зависимостей и выполнения натурных длительных исследований, разработан и метод и, соответственно, практическая методика оптимизации работы фонтанных скважин на основе положений современной теории восходящих потоков газоводонефтяных смесей.

Сущность метода состоит в выполнении численного эксперимента с использованием фактических промышленных данных о скважине и режиме ее работы и о свойствах флюидов. В основу расчета положены уравнения сохранения массы (с согласованием работы пласта и скважины через величину забойного давления) и уравнения движения газоводонефтяной смеси по методу Поеттманна-Карпендера. Расчеты выполняются "вручную" или с использованием ПК по разработанной нами программе. Методика базируется на использовании способа оптимизации функции, известного как "метод золотого сечения". Изменяя влияющие параметры, получаем зависимости КПД, что позволяет оптимизировать работу скважины.

Ключевые слова: оптимизации процесса фонтанирования, продление периода фонтанирования, рациональное использование пластовой энергии.

The article deals with improvement of the oil wells operation efficiency with the help of the operation mode optimization that ensures profit enhancement of oil production. There is an inventory of flowing wells in Ukraine.

The natural flow production method that is based on usage of solely formation energy is the cheapest among all the other methods and thus it should be implemented as efficiently as possible, i. e. the well operation mode should be optimized. In order to increase the natural flowing period of a flowing well on the basis of an efficient formation energy usage, the efficiency coefficient (EC) of the flowing process was taken.

Unlike calculation of the EC of the homogeneous fluid extraction and EC of the gas-liquid lift and carrying-out of the long-term full-scale studies, a method and practical methodology for optimization of flowing wells operation were developed on the basis of the principles of the modern theory of oil, gas, and water mixture upward flows. The method main idea consists in carrying-out of the numerical experiment with the help of the factual field data about the well, its operation mode, and properties of the fluids. This calculation is based on the mass conservation equation (with coordination of the formation and well operation through the bottom-hole pressure value) and equation of the oil, gas, and water mixture flow in accordance with the Poettmann-Carpenter method. The calculations are conducted "manually" or with the help of a PC in accordance with the developed program. The methodology is based on usage of the function optimization method that is known as "the method of golden section". When changing the influencing parameters, we obtain the EC from them and this allows us to optimize the well operation mode.

Keywords: flowing process optimization, flowing period extending, rational use of reservoir energy.

**Вступ.** На даний час Україна не забезпечена повною мірою власною нафтою, і за різними сценаріями статистичного прогнозування немає підстав припускати протилежне в майбутньому [1]. Багато вітчизняних геологів на основі досліджень останніх років виснують "...про значні перспективи нафтогазоносності глибинних розривів земної кори та кристалічного фундаменту і можливість відкриття у них покладів вуглеводнів..." і "кожна структура, яка є нафтогазоносною в осадовому комплексі, за відповідних умов є перспективною для пошуків нафти і газу у глибокостанурених горизонтах і породах фундаменту" [2]. Фонтанний спосіб базується на використанні пластової енергії, а тому природний дар треба реалізувати якомога раціональніше, тобто оптимізувати роботу фонтанних свердловин, які ще маємо на сьогодні у видобувному фонді і з якими можна пов'язувати освоєння нафтогазоносних горизонтів на великих глибинах.

Відомо, що підвищення ефективності експлуатації діючих нафтових свердловин шляхом оптимізації режиму роботи забезпечує зростання прибутку нафтового виробництва. Фонтанний спосіб є найдешевшим способом видобування нафти.

**Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій.** Відома оптимізація роботи нафтових свердловин за різними критеріями [3]. За критерій оптимізації можна взяти або мінімальну собівартість видобувної нафти, або максимальний міжремонтний період експлуатації свердловин, або максимальний видобуток рідини між підземними ремонтами, або максимальний відбір із об'єкта розробки, а це відповідає критерію максимального дебіту зокрема кожної свердловини (тут припускається відсутність геолого-технічних обмежень на дебіт і не враховується взаємодія свердловин, бо інакше це є оптимізаційною задачею щодо процесу розробки покладу в цілому), або найбільший тиск на буфері (за умови обмеження дебіту та вибірного тиску) тощо.

Відомі розрахунки коефіцієнта корисної дії (ККД) процесу піднімання однорідної рідини [4] і газоводонафтової суміші в елементарному піднімачі за О.П. Криловим [4], а також на основі наближених залежностей О.П. Крилова [4].

Оптимізаційне дослідження можна провести шляхом безпосереднього експериментування з системою. Для цього фіксують значини незалежних внутрішньосистемних змінних і в ході спостереження за функціонуванням системи

оцінюють значини оптимізаційного критерію. Відтак за допомогою оптимізаційних методів коректують значини незалежних змінних, і продовжують серію експериментів. Застосування моделей зумовлене тим, що експерименти з реальними системами зазвичай потребують великих затрат засобів і часу, супроводжуються втратами продукції, а в ряді випадків також пов'язані з ризиком [3]. Стосовно фонтанної свердловини з метою подовження періоду її природного фонтанування, доцільно взяти коефіцієнт корисної дії (ККД) процесу фонтанування, враховуючи, що її робота реалізується за рахунок тільки природної енергії нафтового покладу.

**Виділення невирішених раніше частин загальної проблеми.** Невирішеним питанням є створення методу і методики оптимізації роботи фонтанної свердловини за критерієм ККД, що базується на положеннях сучасної теорії висхідних газоводонафтових потоків.

**Формулювання цілей статті.** Метою є розроблення методу і методики оптимізації роботи фонтанної свердловини, суть якого полягає у виконанні числового експерименту з використанням фактичних даних про свердловину, властивості флюїдів (нафти, нафтового газу і пластової води), котрі зафіксовано у справі свердловини та документах із результатами лабораторних досліджень.

**Висвітлення основного матеріалу.** Метод базується на положеннях сучасної теорії висхідних потоків газоводонафтової суміші.

Ефективність роботи фонтанної свердловини, як і будь-якої матеріальної системи, характеризується коефіцієнтом корисної дії (ККД), рівним відношенню корисної (віддаваної) потужності (чи енергії, роботи), яка використана у свердловині на піднімання продукції до підведеної (повної) потужності, тобто

$$\eta_{\text{св}} = \frac{A_{\text{кор}}}{A_{\text{рід}} + A_{\text{сум}}}, \quad (1)$$

де  $\eta_{\text{св}}$  – ККД свердловини;  
 $A_{\text{кор}}$  – корисна робота;  
 $A_{\text{рід}}$  – робота з розширення рідини;  
 $A_{\text{сум}}$  – робота з розширення газоводонафтової суміші.

Корисну роботу  $A_{\text{кор}}$ , яка виконана за одиницю часу у свердловині, визначаємо за формулою:

$$A_{\text{кор}} = Q_m g H, \quad (2)$$

де  $Q_m$  – масова витрата рідини, що припадає на одиницю маси нафти;

$g$  – прискорення вільного падіння;

$H$  – глибина свердловини (робота на піднімання газу є незначною і нею можна знехтувати).

Роботу з розширення рідини (води з нафтою) знаходимо так:

$$A_{\text{рід}} = Q(b_n + G_b b_v) \Delta p, \quad (3)$$

де  $Q$  – об'ємна витрата рідини;

$G_b$  – водний фактор;

$b_n, b_v$  – об'ємні коефіцієнти нафти і води;

$\Delta p$  – зміна тиску на інтервалі, для якого розраховується величина роботи розширення.

Для визначення роботи з розширення газова-водо-нафтової суміші  $A_{\text{сум}}$  умовно розбиваємо інтервал руху суміші на малі ділянки, на яких усереднюємо властивості суміші. Вважаємо їх однаковими для всієї ділянки. Загальну роботу розширення газова-водо-нафтової суміші знаходимо як суму робіт суміші на кожній малій ділянці НКТ  $\Delta A_i$ , вздовж котрих тиск змінюється на величину  $\Delta p_i$ :

$$A_i = (b_n + G_b b_v + b_r V_{\text{гв}}) Q, \quad (4)$$

де  $V_{\text{гв}}$  – питома кількість вільного газу;

$b_r$  – об'ємний коефіцієнт газу.

Для визначення цих робіт записуємо два основні рівняння гідрогазодинаміки:

а) рівняння збереження маси суміші  $G_c$  як рівняння нерозривності потоку, коли тривале фонтанування свердловини можливе за умови рівності витрат рідини у пласті  $G_{\text{пл}}$  та у стовбурі свердловини  $Q_{\text{св}}$ ,

$$\frac{G_c}{\rho_c} = w_c f = Q_{\text{пл}} = Q_{\text{св}} = Q = \text{const}, \quad (5)$$

б) рівняння руху газова-водо-нафтової суміші (або, інакше, рівняння балансу тисків  $p$  чи градієнтів тисків) за методом Поеттманна-Карпентера (в разі бажання можна взяти і за іншим відомим методом):

$$\frac{dp}{dl} = \rho_c g \cos \alpha_3 \left( 1 + \lambda_k \frac{w_c^2}{2gd} \right), \quad (6)$$

а приплив рідини описуємо рівнянням індикаторної лінії:

$$Q = K'_0 (p_{\text{пл}} - p_v)^n, \quad (7)$$

де  $K'_0$  – коефіцієнт пропорціональності, який при показнику режиму фільтрації  $n = 1$  називаємо коефіцієнтом продуктивності свердловини;

$p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск;

$dp/dl$  – градієнт тиску газорідинної суміші;

$\rho_c$  – густина газорідинної суміші;

$\alpha_3$  – зенітний кут нахилу свердловини;

$\lambda_k$  – кореляційний коефіцієнт, який враховує сумарні втрати тиску на ковзання фаз і гідравлічне тертя;

$w_c$  – швидкість руху газорідинної суміші;

$d$  – внутрішній діаметр піднімальних труб;

$f$  – площа перерізу піднімальних труб. Тут спільна робота пласта і свердловини узгоджується через величину вибієного тиску  $p_v$ .

Оскільки приплив рідини у свердловину та піднімання її у стовбурі відбуваються за рахунок пластової енергії, то необхідні величини визначаємо таким чином:

$$\rho_c = \frac{M_c}{V_c}; \quad (8)$$

$$M_c = \rho_{\text{нд}} + \rho_{\text{го}} G_o + \rho_{\text{вд}} G_b; \quad (9)$$

$$V_c = b_n + b_r V_{\text{гв}} + b_v G_b; \quad (10)$$

$$\lambda_k = \frac{1 + 0,13 \text{Ku} \rho - \rho_r}{1 + 1,13 \text{Ku} \rho} \frac{2\beta}{\text{Fr}_c} + 0,1 k \left\{ \frac{68}{\text{Re}_c} + 2 \frac{\epsilon_{\text{ш}}}{d} \right\}; \quad (11)$$

$$\text{Ku} = \sqrt{\frac{\rho}{\rho - \rho_r} \frac{\text{Fr}_c}{\text{We}}}; \quad (12)$$

$$\text{Fr}_c = \frac{w_c^2}{gd}; \quad (13)$$

$$\text{We} = \frac{\sigma}{(\rho - \rho_r) w_c^2 d}; \quad (14)$$

$$\text{Re}_c = \frac{w_c^2 dp}{\mu}; \quad (15)$$

$$\beta = \frac{\rho - \rho_c}{\rho - \rho_r}; \quad (16)$$

$$w_c = \frac{4(Q + V)}{\pi d^2}, \quad (17)$$

де  $M_c, V_c$  – питомі маса і середній об'єму суміші, тобто маса суміші (нафти, газу і води) та її об'єм, які віднесені до одиниці об'єму дегазованої нафти;

$\rho_{\text{нд}}, \rho_{\text{го}}, \rho_{\text{вд}}$  – густини нафти, газу і води при стандартних (дегазованих) умовах;

$\mu, \rho$  – динамічний коефіцієнт в'язкості і густина водо-нафтової суміші при поточних умовах;

$\beta$  – об'ємний витратний газоміст потоку;  
 $\text{Fr}_c, \text{Ku}, \text{Re}_c, \text{We}$  – критерії Фруда, Кутателадзе, Рейнольдса, Вебера суміші;

$Q, V$  – об'ємні витрати рідини і газу при поточних умовах.

Об'ємний коефіцієнт газу виражаємо за законом Клапейрона-Менделєєва у вигляді:

$$b_r = \frac{z_r p_0 T}{z_{r0} p T_0}, \quad (18)$$

де  $p_0, T_0$  – тиск і температура при стандартних умовах,

$p, T$  – поточні тиск і температура;

$z_{r0}, z_r$  – коефіцієнти надстилювості газу відповідно при  $p_0, T_0$  та  $p, T, z_{r0} = 1$ .

Водний фактор, об'ємну витрату рідини і об'ємну витрату вільного газу при поточних умовах (на кожній ділянці НКТ) записуємо так:

$$G_b = \frac{n_b}{1 - n_b}; \quad (19)$$

$$Q = b(Q_{нд} + Q_{вд}) = bQ_d, \quad (20)$$

$$V_r = b_r V_{го}, \quad (21)$$

де  $Q_{нд}$ ,  $Q_{вд}$ ,  $Q_d$  – об’ємні дебїти нафти, води і рідини в дегазованих умовах;

$b$  – об’ємний коефіцієнт рідини;

$V_{го}$  – дебїт вільного газу при поверхневих умовах.

$$b = b_n(1 - n_b) + b_v n_b. \quad (22)$$

Піднімання рідини у свердловині на ділянці руху водонафтової суміші описуємо рівнянням типу (6), тобто

$$\frac{dp}{dl} = \rho g \cos \alpha_c \left( 1 + \lambda \frac{w^2}{2gd} \right), \quad (23)$$

де  $\rho$  – густина рідини,

$\rho_n$ ,  $\rho_v$  – густини відповідно нафти і води;

$$\rho = \rho_n(1 - n_b) + \rho_v n_b, \quad (24)$$

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору,

$$\lambda = 0,067 \left\{ \frac{158}{Re_p} + \frac{2\Delta_{ш}}{d} \right\}; \quad (25)$$

$$Re_p = \frac{w^2 d \rho}{\mu_p}; \quad (26)$$

$$w = \frac{4Q}{\pi d^2}. \quad (27)$$

Динамічний коефіцієнт в’язкості водонафтової суміші виражаємо формулою Гатчика і Сабрі:

$$\mu = \frac{\mu_{зс}}{1 - \sqrt[3]{\varphi}}. \quad (28)$$

де  $\mu_{зс}$  – динамічний коефіцієнт зовнішньої фази (нафти або води);

$\varphi$  – відношення об’єму внутрішньої фази до об’єму зовнішньої.

Температуру вздовж стовбура свердловини розраховуємо за формулою [5]:

$$T = T_{пл} \left( 1 - St \frac{l}{d} \cos \alpha_3 \right), \quad (29)$$

де  $T$  – температура у стовбурі свердловини на відстані  $l$  від покрівлі продуктивного пласта;

$T_{пл}$  – пластова температура на рівні покрівлі пласта;

$St$  – безрозмірний критерій Стантона,

$$St = \frac{1,763 \cdot 10^{-4}}{\ln(Q_1 + 40)} - 0,202 \cdot 10^{-4}; \quad (30)$$

$Q_m$  – масовий середньодобовий дебїт свердловини, т/добу.

За цим методом розроблено практичну методику.

Методика розрахунку максимальної величини коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини базується на використанні способу оптимізації функції, відомого в математиці як "метод золотого перерізу".

Необхідними величинами для використання методики є інтервал можливих значин вибійного тиску і величина коефіцієнта корисної дії при заданій значин вибійного тиску. Інтервал можливих значин вибійного тиску можна взяти ( $p_{\min} - p_{\max}$ ), де  $p_{\min} = 0,1$  МПа;  $p_{\max} = p_{пл}$ .

У результаті розрахунку отримуються значини максимального ККД і вибійного тиску, при якому цей ККД досягається (таблиця 1).

Розрахунок виконується в наступному порядку.

1. Задаються інтервалом можливих значин вибійного тиску  $p_{\min}$  і  $p_{\max}$ .

2. Ділять інтервал тиску ( $p_{\min} - p_{\max}$ ) на три рівні проміжки, отримуючи дві проміжні значини тисків:  $p_{лів} = 1/3 (p_{\min} + p_{\max})$ ,

$p_{прав} = 2/3 (p_{\min} + p_{\max})$ .

3. Знаходять величини коефіцієнтів корисної дії  $\eta_{лів}$  та  $\eta_{прав}$  при  $p_b = p_{лів}$  і при  $p_b = p_{прав}$ . Якщо при якомусь із тисків ККД знайти неможливо, то приймають  $p_{\min} = p_{лів}$  чи  $p_{прав}$  і повторюють розрахунки за п. 3.

4. Якщо коефіцієнт  $\eta_{лів} > \eta_{прав}$ , то приймають тиск  $p_{\min} = p_{прав}$ , інакше приймають тиск  $p_{\min} = p_{лів}$ . Повторюють розрахунки, починаючи з п. 3, поки  $(p_{\max} - p_{\min}) > 2\varepsilon_r$ , де  $\varepsilon_r$  – точність розрахунку вибійного тиску.

5. Встановлюють середню величину вибійного тиску  $p_b = (p_{\min} + p_{\max})/2$  і відповідний йому коефіцієнт корисної дії  $\eta_{max}$ .

Методика розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини базується на теорії роботи газорідинного піднімача з побудовою кривої розподілу тиску вздовж піднімальних труб.

Для виконання розрахунків необхідно мати такі дані:

– конструкцію свердловини: глибину свердловини, глибину опускання НКТ, діаметри обсадної колони і ліфтових труб, коефіцієнт відносної шорсткості труб, зенітний кут;

– густини нафти, газу і води при нормальних умовах, коефіцієнт в’язкості нафти при нормальних умовах, об’ємні коефіцієнти нафти і води, обводненість продукції, коефіцієнт розчинності газу в нафті, тиск насичення нафти газом, пластовий газовий фактор;

– рівняння припливу нафти до свердловини, а саме коефіцієнти  $K_0$  і  $n$ , пластовий тиск  $p_{пл}$ ;

– пластову температуру;

– вибійний тиск.

У результаті розрахунку отриманими величинами є ККД, дебїт свердловини, тиск на гирлі свердловини.

Розрахунок виконується "вручну" або з використанням ПК за розробленою нами "Програмою ККД".

Розрахунок "вручну" виконують у такому порядку:

1. За рівнянням (12) знаходять дебїт свердловини  $Q$ .

2. Задаються кроком зміни тиску  $\Delta p$ , наприклад,  $\Delta p = 0,1$  МПа або  $\Delta p = 1$  МПа.

Таблиця 1 – Приклад вхідних даних для контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини

Контрольний розрахунок		
	Свердловина	контрольна
<b>Вихідні дані:</b>		
1	Глибина свердловини (в метрах)	5500
2	Внутрішній діаметр обсадної колони (в міліметрах)	118,7
3	Внутрішній діаметр НКТ (в міліметрах)	50,3
4	Відносна шорсткість труб (в мм/мм)	0,0001
5	Зенітний кут нахилу стовбура (в градусах)	0
6	Пластовий тиск (в МПа)	60
7	Пластова температура (в Кельвінах)	420
8	Коефіцієнт продуктивності свердловини (в м <sup>3</sup> /(доба·Па))	6,25
9	Показник режиму фільтрації (безрозмірний)	1,20
10	Густина дегазованої нафти (в кг/м <sup>3</sup> )	560
11	Густина пластової води (в кг/м <sup>3</sup> )	1010
12	Відносна густина газу (безрозмірн.)	1,014
13	Тиск насичення нафти газом (в МПа)	60
14	Пластовий газовий фактор (в м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> )	600
15	Обводненість продукції (частки одиниці)	0
16	Об'ємний коефіцієнт нафти (безрозмірний)	1,15
17	Об'ємний коефіцієнт води (безрозмірний)	1
18	Коефіцієнт розчинності газу в нафті (в м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup> ·МПа)	9,8
19	Коефіцієнт в'язкості дегазованої нафти (в Па·с)	0,0019
20	Поверхневий натяг на межі нафта-газ (в Н/м)	0,022

3. Розглядають рух рідини (газорідинної суміші) на ділянках свердловини, де величина тиску змінюється на  $\Delta p$ . Починаючи з вибою свердловини для тисків  $p_1 = p_v$  і  $p_2 = p_v - \Delta p$ , знаходять середню значину тиску  $p_c = (p_1 + p_2)/2$ , а також температури за формулою (33).

4. Якщо  $p_2 > p_n$ , то розглядають потік рідини, а якщо  $p_2 \leq p_n$ , то потік газорідинної суміші. За формулами (11) чи (15) знаходять  $\lambda_k$  або  $\lambda$  і далі за формулою (16) чи (23) знаходять довжину проміжку  $dl$ , на якому тиск змінюється на  $\Delta p$ .

5. Довжини проміжків  $dl$  додають, тобто  $l = l + dl$  і повторюють обчислення з п.3, де  $p_1 = p_2$ ,  $p_2 = p_2 - \Delta p$ . Розрахунок припиняють при досягненні  $l \geq H$ . Тоді приймають  $p_v = p_c$ .

6. За формулою (1) знаходять загальний ККД фонтанного піднімача.

Змінюючи діаметр НКТ (труби опускаємо до рівня тиску насичення), встановлюємо залежність ККД від діаметра НКТ, тобто оптимізуємо роботу за максимального значення ККД.

Для виконання розрахунку з допомогою ПК можна скористатися "Програмою ККД", яка написана на алгоритмічній мові PASCAL і може бути використана на будь-якому ПК, на якому вона встановлена. Для роботи необхідно ввести в ПК текст програми; запустити програму на виконання і відповідно до запиту вибрати і ввести дані про властивості нафти, газу і води, а також параметри свердловини і властивості пласта.

Програма знаходиться у авторів і може бути передана користувачеві.

Приклад вхідних даних для контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії взято стосовно фонтанної свердловини одного із нафтових родовищ показано в таблиці 1, відповідні залежності подано на рисунку 1 і 2, а приклад вихідних даних – в таблиці 2.

Отже, ця свердловина може працювати з максимальним коефіцієнтом корисної дії 22,2% забезпечуючи дебіт 388,9 м<sup>3</sup>/добу при вибійному і буферному тисках відповідно 20,37 і 4,25 МПа.

### Висновки

Таким чином, на відміну від відомих методів і методик розрахунку коефіцієнта корисної дії процесу піднімання однорідної рідини з використанням рівнянь технічної гідравліки і розрахунку коефіцієнта корисної дії газорідинного піднімача, за наближеними залежностями О. П. Крилова розроблено метод і відповідну методику оптимізації роботи фонтанної свердловини за критерієм коефіцієнта корисної дії на основі положень сучасної теорії потоків висхідних газоводонафтових сумішей. Для визначення записано рівняння збереження маси суміші і рівняння руху за методом Поеттманна – Карпентера. Враховано зміну властивостей нафти, нафтового газу і пластової води залежно від зміни тиску і температури з побудовою залежності зміни останніх вздовж стовбура свердловини, динамічний коефіцієнт в'язкості во-

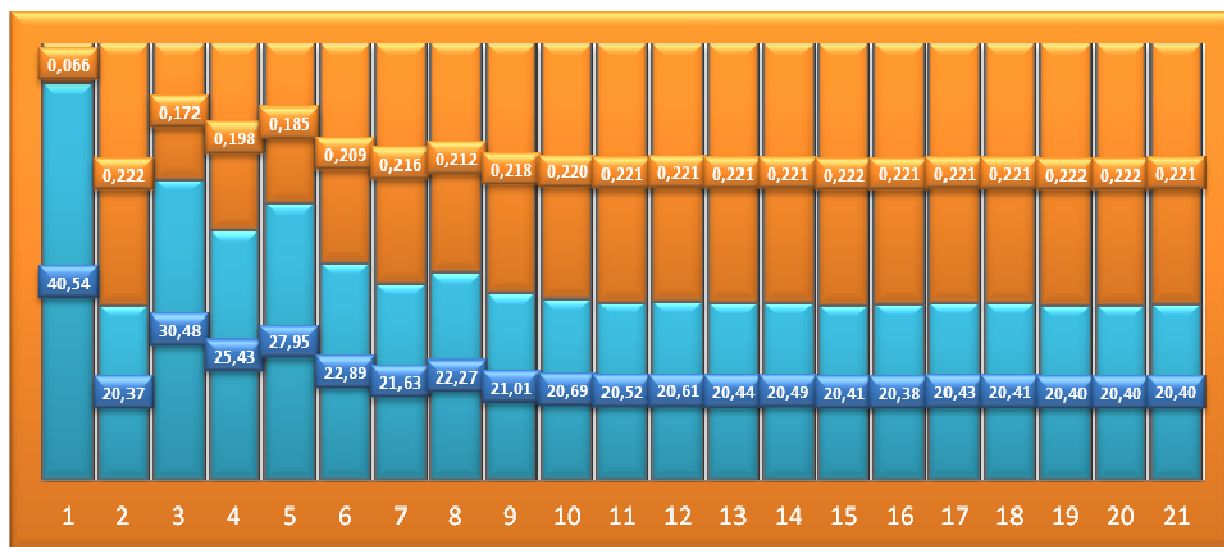


Рисунок 1 – Розрахунковий взаємозв’язок (діаграма) значин коефіцієнта корисної дії  $\eta$  та вибійного тиску  $p_{\text{в}}$ , при якому він досягнутий (за кроками розрахунку)

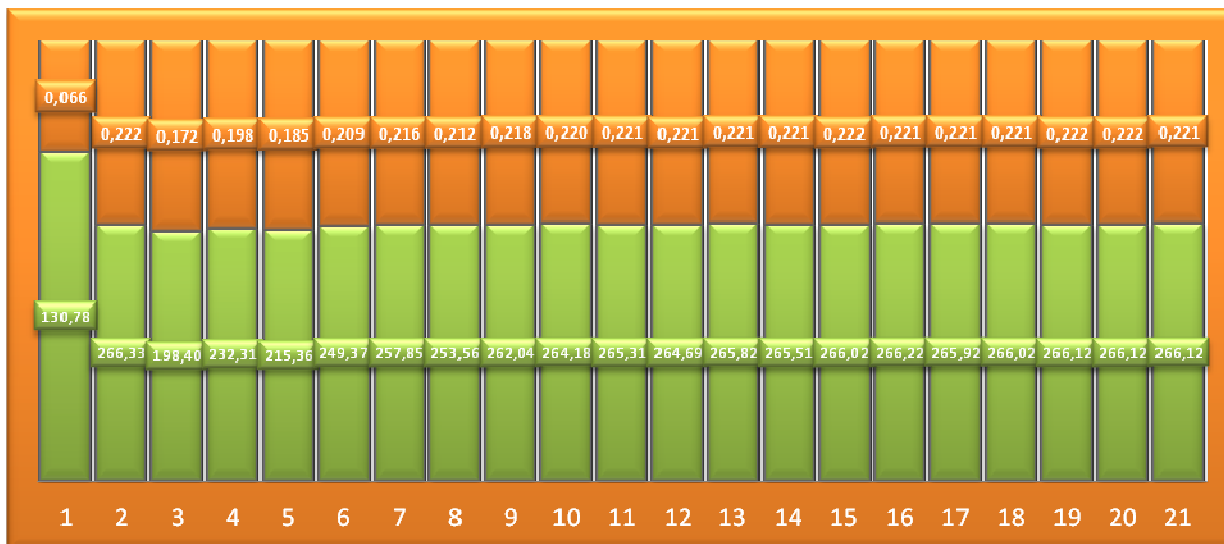


Рисунок 2 – Розрахунковий взаємозв’язок (діаграма) значин коефіцієнта корисної дії  $\eta$  та дебіту  $Q$ , при якому він отриманий (за кроками розрахунку)

Таблиця 2 – Приклад отриманих даних після проведення контрольного розрахунку коефіцієнта корисної дії фонтанної свердловини

	Показники	Значення	Розмірність
1	Максимальний коефіцієнт корисної дії фонтанного піднімача складає, $\eta$	22,2	%
2	Дебіт свердловини, $Q$	388,9	м <sup>3</sup> /добу
3	Вибійний тиск, $p_{\text{виб}}$	20,37	МПа
4	Тиск на буфері свердловини, $p_{\text{буф}}$	4,25	МПа

донафтової суміші виражено формулою Гатчика і Сабрі з урахуванням типу емульсії. Змінюючи діаметр ліфтових труб (чи тиск на гирлі перед штуцером), оптимізуємо роботу свердловини за максимальною значиною ККД. Подальші дослідження можна пов’язувати із впливом і забезпеченням точності вхідних розрахункових даних.

### Література

1. Гришаненко В.П. Наукові основи вдосконалення розробки родовищ нафти і газу: Монографія / В.В. Гришаненко, Ю.О. Зарубін, В.М. Дорошенко та ін. – Київ: ДП “Наука-нафтогаз”, НАК “Нафтогаз України”, 2014. – 456 с.

2 Маєвський Б.Й. Актуальні проблеми нафтогазової геології / Б.Й. Маєвський, С.С. Куровець, О.Є. Лозинський та ін.; за заг. ред. Б.Й. Маєвського. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2014. – 240 с.

3 Бойко В.С. Обводнення газових і нафтових свердловин. У 3-х томах. Том 3-й. Книга перша. Особливості експлуатації свердловин: монографія / В.С. Бойко, Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський; за заг. ред. В.С. Бойка. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 713 с.

4 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: підручник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с.

5 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учебное пособие для вузов. – Москва: ФГУП Изд-во “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
23.11.15*

*Рекомендована до друку  
професором **Кондратом О.Р.**  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором **Зезекалом І.Г.**  
(ТОВ «НАДРАСПЕЦТЕХНОЛОГІЯ»,  
м. Полтава)*