

ЕКСПРЕС-МЕТОДИКА ПОТОЧНОЇ ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ФОНТАННОЇ СВЕРДЛОВИНИ ЗА ЕНЕРГЕТИЧНИМ КРИТЕРІЄМ

¹В.С.Бойко, ²Л.М.Кеба, ¹Р.Ф.Лагуш, ¹Я.В.Соломчак, ¹Р.В.Грибовський

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 994196, e-mail: public@nuing.edu.ua

²ТзОВ "КОМПЛЕКТ – ЛІГА", 612937, м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407, тел./факс (0532) 611574, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

На основі розділення загального потоку у свердловині на рідинний і газорідинний потоки розроблено методику поточної оптимізації роботи фонтанної свердловини за критерієм отримання найбільшого значення коефіцієнта корисної дії, що дає змогу повніше використати природну пластову енергію і продовжити термін її фонтанування.

Ключові слова: родовище, пласт, свердловина, фонтанування

По разделению общего потока в скважине на жидкостной и газожидкостной потоки разработано методику текущей оптимизации работы фонтанной скважины по критерию получения наибольшего значения коэффициента полезного действия, что позволяет в большей мере использовать природную пластовую энергию и продлить срок ее фонтанирования.

Ключевые слова: месторождение, пласт, скважина, фонтанирование

Methodology of current optimization of the operation of flowing well at the criteria of achieving the largest efficiency factor coefficient has been developed. It based on dividing gross flux into fluid and gas – liquid flows, that gives possibility for fully using natural reservoir energy and extending a term of well flowing.

Keywords: oilfield, formation, well, flowing

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин є найдешевшим серед інших способів, тому в промисловій практиці виникає потреба продовжити тривалість фонтанування свердловини до якомога пізнішого терміну, а проблема залишається постійно актуальною. Фонтанування свердловин відбувається за рахунок природної пластової енергії, а раціональне чи оптимальне її використання у свердловині дасть змогу цього досягти [1]. Відомо дослідження з оптимізації роботи свердловин за критеріями одержання максимального прибутку підприємства, мінімальної собівартості видобутку [2]. Не вирішеною є проблема оптимізації роботи фонтанної свердловини за енергетичним критерієм, безпосередньо похідним від якого є критерій максимального коефіцієнта корисної дії фонтанного піднімача – фонтанної свердловини. Завданням даного дослідження є розроблення експрес-методики оптимізації роботи фонтанної свердловини за енергетичним критерієм.

Ефективність роботи будь-якої матеріальної системи визначається коефіцієнтом корисної дії (ККД), рівним відношенню корисної (віддаваної) потужності до підведеної (повної) потужності (чи енергії) [3]. При багатократному перетворенні або передаванні енергії віддавана потужність однієї ланки є одночасно підведеною потужністю наступної ланки системи. Тоді загальний коефіцієнт корисної дії всієї системи, як відношення віддаваної системою потужності до підведеної до неї потужності, дорівнює добутку коефіцієнтів корисної дії на всіх ступенях перетворення або передавання енергії.

Оскільки у фонтанній свердловині загалом маємо дві ділянки руху – газорідинної суміші і рідини, то загальний коефіцієнт корисної дії дорівнюватиме

$$\zeta = \zeta_{\text{гс}} \zeta_{\text{р}}, \quad (1)$$

де $\eta_{\text{гс}}$, $\eta_{\text{р}}$ – ККД на ділянках відповідно газорідинного потоку (газліфтне фонтанування) і потоку рідини (артезіанське фонтанування).

Основним завданням експлуатації свердловини є здійснення процесу піднімання продукції свердловини із вибою на поверхню з найбільшою ефективністю. Процес піднімання продукції від вибою до поверхні пов'язаний з відповідними втратами енергії, а сам процес піднімання можливий лише за певного співвідношення енергії E , якою володіє продукція свердловини, і втрат енергії під час її руху. Основними видами втрат під час руху рідини і газорідинної суміші у свердловині є:

а) втрата енергії на протидію вазі гідростатичного стовпа рідини або газорідинної суміші, $E'_{\text{гс}}$;

б) втрати енергії, що пов'язані з рухом її в піднімальних трубах і через гирлове обладнання, $E_{\text{рс}}$;

в) втрата енергії через підтримування деякого протитиску p_2 на викиді (гирлі) свердловини, який є необхідним для переміщення продукції свердловини в наземних комунікаціях до пункту збирання, $E_{\text{в}}$.

Загалом баланс енергій працюючої фонтанної свердловини можна записати так [1]:

$$E = E'_{\text{гс}} + E_{\text{рс}} + E_{\text{в}}. \quad (2)$$

Втрати енергії, що пов'язані з рухом суміші в піднімальних трубах і через гирлове обладнання, E_{pc} складаються із таких втрат:

а) втрати на гідравлічне тертя E_T , що пов'язана із рухом суміші в трубах, і втрати на тертя $E_{ковз}$, яка пов'язана із відносним "ковзанням" газу в рідині;

б) втрати на місцевих опорах (рух суміші через муфтові з'єднання, гирлову арматуру, вхід у НКТ), $E_{мо}$;

в) інерційних втрат, що зумовлені прискореним рухом суміші, $E_{ін}$.

Тоді рівняння балансу енергій (2) запишемо так:

$$E = E'_{гс} + E_T + E_{ковз} + E_{мо} + E_{ін} + E_B. \quad (3)$$

Аналіз результатів досліджень у свердловинах свідчить, що складовими $E_{мо}$ і $E_{ін}$ можна знехтувати через малість їх величин.

Втрату енергії на протидію вазі гідростатичного стовпа суміші зручно подати у вигляді, коли „ковзання” газу враховується густиною суміші, тобто записати:

$$E_{гс} = E'_{гс} + E_{ковз}. \quad (4)$$

Тоді рівняння балансу енергій запишемо так:

$$E = E_{гс} + E_T + E_B, \quad (5)$$

а звідси отримуємо загальну втрату енергії у свердловині

$$E_c = E - E_B = E_{гс} + E_T. \quad (6)$$

Отже, для мінімізації втрат енергії E_c у свердловині необхідно забезпечити зменшення втрат енергії на перемагання гідростатичного стовпа $E_{гс}$ і енергії на гідравлічне тертя E_T .

Піднімання рідини за рахунок гідростатичного напору пласта (артезіанське фонтанування, свердловина першого типу). В установленому режимі роботи пласта і свердловини вибірний тиск p_B повинен врівноважувати тиск p_T від ваги гідростатичного стовпа рідини, втрати тиску на тертя Δp_T і протитиск на гирлі p_2 , тобто

$$p_B = p_T + \Delta p_T + p_2. \quad (7)$$

При цьому повинна виконуватися умова:

$$p_2 \geq p_H, \quad (8)$$

де p_H – тиск насичення нафти газом.

Гідростатичний тиск стовпа рідини високою H , якщо густина рідини рівна ρ_p , визначається так:

$$p_T = \rho_p g H, \quad (9)$$

де g – прискорення вільного падіння.

Густина рідини ρ_p береться постійною і не залежно від тиску p і температури T .

Втрати тиску на гідравлічне тертя можна визначити за формулою Дарсі-Вейсбаха [3]:

$$\Delta p_T = \lambda c_p \frac{H}{d} \frac{v^2}{2}, \quad (10)$$

де: λ – коефіцієнт гідравлічного опору; d – внутрішній діаметр піднімальних труб (ліфтових труб або труб експлуатаційної колони); v –

середня швидкість руху рідини, $v = \frac{Q}{F} = \frac{4Q}{\pi d^2}$;

Q – об'ємний дебіт рідини; $F = \pi d^2 / 4$ – площа поперечного прохідного перерізу піднімальних труб.

Тоді рівняння балансу тисків (7) набуває вигляду:

$$p_B = c_p g H + \lambda c_p \frac{8Q^2 H}{\pi^2 d^5} + p_2, \quad (11)$$

або, враховуючи рівняння припливу рідини у свердловину, наприклад, степеневого вигляду, виражене через вибірний тиск p_B ,

$$p_{пл} - n \sqrt{\frac{Q}{K_0}} = c_p g H + \lambda c_p \frac{8Q^2 H}{\pi^2 d^5} + p_2, \quad (12)$$

де: n – показник режиму фільтрації; K_0 – коефіцієнт пропорціональності; $p_{пл}$ – пластовий тиск.

При гирловому тиску $p_2 = p_H$ мінімальний вибірний тиск фонтанування p_{Bmin} або максимальний дебіт рідини Q_{max} визначаються із останніх двох формул.

Оцінка ефективності піднімання рідини за рахунок гідростатичного напору пласта може бути здійснена за значиною ККД процесу піднімання.

Коефіцієнт корисної дії піднімання рідини η_p є відношенням енергії, яка витрачена на корисну роботу E_K , до загальної поданої енергії E_c :

$$\eta_p = \frac{E_K}{E_c} = \frac{E_{гс}}{E_{гс} + E_T} = \frac{1}{1 + E_T / E_{гс}} = \frac{E_{гс}}{E - E_B}, \quad (13)$$

де $E_K = E_{гс}$; $E_c = E - E_B = E_{гс} + E_T$.

Відтак знаходимо ККД у вигляді:

$$\eta_p = \frac{1}{1 + \lambda \frac{8Q^2}{\pi^2 d^5 g}}. \quad (14)$$

Коефіцієнт гідравлічного опору λ в загальному вигляді в області, де $\lambda = \lambda(Re)$, Re – число Рейнольдса (тобто за винятком квадратичної області), може бути записаним у формі:

$$\lambda = A \frac{H^{n_1} d^{n_1}}{Q^{n_1}}, \quad (15)$$

де: A – числовий коефіцієнт, що залежить від режиму руху і рівний 50,265 у ламінарному режимі (закон Стокса) і 0,248 у турбулентному режимі (закон Блазіуса); n_1 – показник степеня, чисельна значина якого для ламінарного режиму рівна 1, а для турбулентного – 0,25. Тоді знаходимо:

$$\eta_p = \frac{1}{1 + A' \frac{H^{n_1} Q^{2-n_1}}{d^{5-n_1}}}, \quad (16)$$

де $A' = 8A / \pi_2 g = 0,826A$; відповідно для різних режимів $A' = 4,153$ і $A' = 0,0205$.

Звідси випливає, що при $Q \rightarrow 0$ (відсутній рух і втрати енергії) коефіцієнт $\eta_p \rightarrow 1$.

Коефіцієнт корисної дії не залежить від висоти підняття та густини рідини.

Для підвищення ККД артезіанського фонтанування (свердловина першого типу) необхідно, щоб піднімальні труби мали найбільший можливий діаметр, тобто піднімання необхідно здійснювати по експлуатаційній колоні.

Із різних причин (через відкладання парафіну у стовбурі свердловини, винесення піску із пласта тощо) може виникнути потреба в опусканні піднімальної труби меншого діаметра в експлуатаційну колонію.

Оскільки корисна енергія на одній ділянці труб є одночасно загальною енергією на наступній ділянці труб іншого діаметра, то ККД піднімання рідини у свердловині

$$\eta_p = \eta_1 \eta_2, \quad (17)$$

де η_1, η_2 – ККД відповідно на ділянках труб із діаметрами d_1 і d_2 .

Якщо висота підняття рідини рівна H , а масова витрата її – $Q\rho_p$, то корисна енергія E_k , як потенціальна енергія положення, буде такою:

$$E_k = Q\rho_p g H = Q p_r. \quad (18)$$

Енергію, котра витрачається на перемагання сил гідравлічного тертя, можна записати так:

$$E_r = Q p_r, \quad (19)$$

а тоді загальна втрата енергії у свердловині за (6) з урахуванням, що $E_{гс} = E_k$,

$$E_c = E_k + E_r = Q(p_r + p_r) = Q p_r \left(1 + \frac{p_r}{p_r}\right) = Q p_r \left(1 + \frac{8Q^2}{p^2 d^5 g}\right). \quad (20)$$

З іншого боку, загальну втрату енергії у свердловині можна також визначити за (6):

$$E_c = E - E_b = Q p_b - Q p_2 = Q(p_b - p_2) = Q \left(c_p g H + \frac{8H}{p^2 d^5} \right) = Q c_p g H \left(1 + \frac{8Q^2}{p^2 d^5 g} \right),$$

що збігається з попереднім виразом для енергії E_c .

Піднімання рідини за рахунок вільного газу, що виділяється із нафти у пласті і свердловині (газліфтне фонтанування, свердловина третього типу). Ефективність піднімання рідини за рахунок вільного газу також оцінимо за величиною ККД, тобто

$$\eta_{гс} = \frac{E_k}{E_c}. \quad (22)$$

Оскільки процес ліфтування полягає в підніманні рідини на висоту $(L - h_1)$ і створенні надлишкового протитиску p_2 на викиді свердловини, то корисна енергія

$$E_k = Q\rho_p g (L - h_1) + Q p_2 = Q [\rho_p g L - (p_1 - p_2)], \quad (23)$$

де: $p_1 = \rho_p g h_1$ – тиск біля башмака піднімальних труб; h_1 – висота підняття рідини відносно башмака піднімальних труб за рахунок енергії

гідростатичного напору; L – довжина піднімальних труб.

Енергія, якою володіє вільний газ, є загальною підведеною енергією, і може бути записана так:

$$E_c = V_0 p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}, \quad (24)$$

де V_0 – витрата вільного газу, що зведена до атмосферного тиску p_0 .

Тоді коефіцієнт корисної дії за (22) одержуємо у вигляді:

$$\eta_{гс} = \frac{Q[c_p g L - (p_1 - p_2)]}{V_0 p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}} = \frac{c_p g L - (p_1 - p_2)}{G_{еф} p_0 \ln \frac{p_1}{p_2}}, \quad (25)$$

де $G_{еф} = V_0/Q$ – ефективний газовий фактор,

$$G_{еф} = \left[G_0 - \alpha_p \left(\frac{p_1 + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b); \quad (26)$$

G_0 – експлуатаційний газовий фактор; α_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті; n_b – частка води в продукції свердловини.

Оскільки газ виділяється із нафти при зменшенні тиску нижче тиску насичення p_n нафти газом, то треба взяти тиск $p_1 = p_n$, а точніше, стосовно до свердловин третього типу, тиск $p_1 = p_b$, де p_b – вибійний тиск.

Піднімальні труби повинні бути опущені до глибини, де тиск дорівнює тиску насичення p_n (в даному випадку – до вибою свердловини).

Таким чином, для підвищення ККД газліфтного фонтанування (свердловина третього типу) необхідно: а) збільшити глибину L опускання ліфтових труб (глибина відповідає рівню знаходження тиску p_n або тиску p_b); б) зменшити гирловий тиск p_2 ; в) не допускати великої обводненості продукції (наприклад, виконувати ремонтні роботи з ізоляції припливу пластової води).

Піднімання рідини за рахунок гідростатичного напору і вільного газу. Нехай у фонтанній нафтовій свердловині маємо співвідношення тисків: $p_b > p_n$, $p_2 < p_n$ (свердловина другого типу). Тоді у свердловині виділяються дві ділянки:

а) ділянка руху негазованої рідини в експлуатаційній колоні з внутрішнім діаметром D від вибою з вибійним тиском p_b до висоти, де тиск дорівнює тиску насичення нафти газом p_n ;

б) ділянку руху газорідинної суміші в ліфтових трубах діаметром d від тиску насичення p_n до гирлового тиску p_2 .

На першій ділянці ККД становить (див. вище)

$$\eta_p = \frac{1}{1 + \frac{8Q^2}{p^2 D^5 g}} \quad (27)$$

і на другій –

$$z_{гс} = \left\{ c_p g L - (p_H - p_2) \right\} \times \left[G_0 - \delta_p \left(\frac{p_H + p_2}{2} - p_0 \right) \right] \times \left\{ (1 - n_B) p_0 \ln \frac{p_H}{p_2} \right\}^{-1}, \quad (28)$$

а загальний ККД у фонтанній свердловині другого типу

$$\eta = \eta_p \eta_r, \quad (29)$$

де D – внутрішній діаметр експлуатаційної колони (ліфтові труби опущено до глибини з тиском p_H).

Висоту першої ділянки руху негазованої рідини визначаємо із рівняння балансу тисків (7) з урахуванням (9) і (10) або із (11) при $p_2 = p_H$, коли $H = h_0$, тобто

$$h_0 = \frac{p_H - p_H}{c_p g + \lambda c_p \frac{8Q^2}{p^2 D^5}}, \quad (30)$$

де $p_B = p_{пл} - \sqrt[3]{Q/K_0}$.

Довжина другої ділянки руху газорідинної суміші

$$L = H - h_0, \quad (31)$$

де H – глибина свердловини.

У випадку наявності води в продукції свердловини густина рідини

$$\rho_p = \rho_H (1 - n_B) + \rho_B n_B, \quad (32)$$

де: ρ_H, ρ_B – густини відповідно нафти і води при термобаричних умовах свердловини; n_B – обводненість продукції.

Якщо обводненість продукції $n_B > 0$, то за формулою Гатчика і Сабрі динамічний коефіцієнт в'язкості рідини [4].

$$M_p = \frac{M_{3c}}{1 - \sqrt[3]{\varphi}} \quad (33)$$

і кінематичний коефіцієнт в'язкості

$$v_p = \frac{M_p}{c_p}, \quad (34)$$

де μ_{3c} – динамічний коефіцієнт в'язкості зовнішнього середовища суміші, причому для емульсії типу вода в нафті (В/Н) μ_{3c} – динамічний коефіцієнт в'язкості нафти, для емульсії типу нафта у воді (Н/В) μ_{3c} – динамічний коефіцієнт в'язкості води; φ – відношення об'єму внутрішньої дисперсної фази до об'єму зовнішньої.

Для емульсії типу В/Н

$$\varphi = \frac{Q_B}{Q_H} = \frac{Q_B}{Q - Q_B} = \frac{n_B}{1 - n_B} \quad (35)$$

і для емульсії типу Н/В

$$\varphi = \frac{Q_H}{Q_B} = \frac{Q - Q_B}{Q_B} = \frac{1 - n_B}{n_B}. \quad (36)$$

Емульсія типу В/Н крапельної структури має місце за умови:

$$0,487 > Fr'_c > 0,064 \cdot 56^{n_B}, \quad n_B \leq 0,5 \quad (37)$$

та емульсійної структури

$$Fr'_c \geq 0,487, \quad n_B \leq 0,5, \quad (38)$$

а емульсія типу Н/В крапельної структури – за умови:

$$Fr'_c \leq 0,064 \cdot 56^{n_B}, \quad n_B \leq 0,5, \quad (39)$$

і

$$Fr'_c < 0,487, \quad n_B > 0,5$$

та емульсійної структури

$$Fr'_c > 0,487, \quad n_B > 0,5, \quad (40)$$

де: $Fr'_c = w_c / \sqrt{gD}$ – корінь квадратний із параметра Фруда; $w_c = 4Q/(\pi D_2)$ – швидкість водонафтової суміші в експлуатаційній колоні.

Оскільки для рідинного потоку ККД зростає із збільшенням діаметра піднімальних труб (d або D), то рідинний потік повинен мати місце тільки в експлуатаційній колоні.

Для газорідинного потоку гирловий тиск p_2 повинен бути найменшим, а діаметр ліфтових труб d повинен відповідати заданому дебіту свердловини на оптимальному режимі, тобто

$$d = 0,263 \sqrt{\frac{Lcg}{p_1 - p_2}} \sqrt[3]{\frac{QLcg}{Lcg - (p_1 - p_2)}}. \quad (41)$$

Виконання цих умов забезпечить отримання найбільшої величини ККД.

Таким чином, на підставі розмежування потоку у свердловині на рідинний і газорідинний потоки у залежності від співвідношення тиску насичення нафти газом, вибієного і гирлового тисків за розробленою методикою маємо змогу оптимізувати роботу фонтанної свердловини за енергетичним критерієм, що забезпечує продовження строку її фонтанування.

Література

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник / В.С. Бойко. – 4-те доповнене видання. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 448 с. ISBN 978-966-96506-6-5.

2 Адонин А.Н. Процессы глубиннонасосной нефтедобычи. / А.Н. Адонин. – М.: Недра, 1964. – 264 с.

3 Бойко В.С. Проектирование эксплуатации нафтових свердловин: підручник / В.С. Бойко; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – Частина 1. – 231с. ISBN 966-7327-40-X.

4 Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти / В.И. Щуров. – Москва: Недра, 1983. – 510 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 08.02.10

Рекомендована до друку професором **Тарком Я.Б.**