Техніка і технології

УДК 622.243.133

ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ВИКОРИСТАННЯ СВЕРДЛОВИННИХ ЕЖЕКЦІЙНИХ СИСТЕМ

О.В.Паневник, Р.Г.Онацко

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42430, e-mail: public@nung.edu.ua

Рассмотрена возможность совершенствования периодического контроля и оперативного регулирования характеристик скважинных эжекционных систем, которые позволяют осуществлять эксплуатацию эжекционных насосов с максимальным КПД. В данной работе расширено перечень известных методов регулирования скважинных эжекционных систем путем введения дополнительных методов контроля и регулирования режима работы скважинного насоса с разомкнутым контуром циркуляции рабочего, инжектированного и смешанного потоков путем периодического определения плотности смешанного потока и регулирования величины его гидродинамического давления.

The opportunity of perfecting of the periodic check and operative regulating of performances downhole jet systems which surveyed allow to realize maintenance jet pumps with the maximum efficiency. In the given operation it is extended the list of known methods of regulating downhole jet systems by introduction of additional techniques and regulating of an operating mode downhole the pump with the open contour of circulation of the working, injected and mixed stream by periodic definition of density of the mixed stream and regulating of magnitude of its seepage force.

Відомі методи контролю режиму роботи свердловинної ежекційної системи, яка використовується при експлуатації нафтових свердловин, передбачає визначення витрати змішаного потоку рідини, що надходить з свердловини [1]. Витрата змішаного потоку визначається об'ємним способом за зміною рівня рідини в замірному резервуарі. Цей спосіб контролю режиму роботи свердловинної ежекційної системи передбачає обладнання свердловин індивідуальними замірними установками, що вимагає додаткових матеріальних витрат. Крім того, процес визначення витрати для малодебітних свердловин з використанням стандартних, спеціально призначених для цього резервуарів, займає тривалий час (година і більше), внаслідок чого знижується оперативність реагування на порушення нормальної роботи струминного насоса.

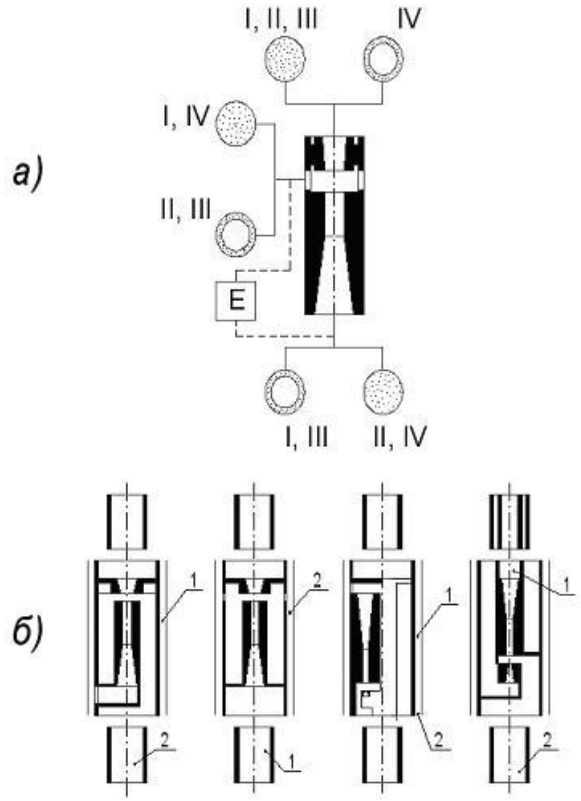
Найбільш поширений метод регулювання характеристик свердловинних ежекційних систем полягає у зміні величини витрати робочого потоку, що надходить на робочу насадку струминного насоса [2, 3]. Недоліком застосування відомого способу регулювання є ступінчастий характер зміни величини робочого потоку, що пов'язано з використанням як силового привода насосних агрегатів об'ємного типу. Ступінчастий характер зміни характеристик свердловинних ежекційних систем ускладнює встановлення максимального значення ККД струминного насоса, яке відповідає фіксованій, наперед визначеній величині продуктивності силового привода (наземного насосного агрегату).

Метою досліджень, результати яких наведено в даній статті, є вдосконалення методів періодичного контролю та оперативного регулювання характеристик свердловинних ежекційних систем, які дають змогу здійснювати експлуатацію струминних насосів з максимальними значеннями ККД. Актуальність проведених досліджень визначається можливістю суттєвого підвищення ефективності застосування свердловинних ежекційних систем внаслідок зниження витрат на експлуатацію свердловин і зниження собівартості нафти.

Вихід змішаного потоку зі свердловини при використанні ежекційних систем з розімкнутими всмоктувальною та напірною лініями дає змогу, враховуючи витратні характеристики, легко здійснювати контроль за режимом

роботи струминного насоса. Вплив витрати робочого потоку на коефіцієнт інжекції струминного насоса дає можливість здійснювати регулювання режиму роботи струминного насоса шляхом зміни продуктивності поверхневого силового насосного агрегату. Згадані вище методи контролю та регулювання є загальновідомими та широко використовуються при застосуванні свердловинних ежекційних систем. В даній роботі розширено перелік відомих методів управління свердловинних ежекційних систем шляхом введення додаткових методів контролю та регулювання режиму роботи струминного насоса з розімкненим контуром циркуляції робочого інжектованого та змішаного потоків шляхом періодичного визначення густини змішаного потоку та регулювання величини його гідродинамічного тиску.

Схеми конструкцій свердловинних ежекційних систем, що використовуються при видобуванні пластового флюїду, зображені на рис. 1.



а) схема з пакером;
б) схема з подвійною колоною труб
1 – напірна; 2 – всмоктувальна лінія струминного насоса; I – зворотне, II – пряме, III – комбіноване промивання вибою, IV – система з подвійною колоною труб

Рисунок 1 – Конструкція свердловинної ежекційної системи для видобування пластового флюїду

Оскільки величина густини змішаного потоку безпосередньо пов'язана з продуктивністю свердловини або з витратою інжектованого потоку, значення цього параметра може бути показником-індикатором, що характеризує режим роботи ежекційної системи. Пропонується здійснювати взаємозв'язок між густиною змішаного потоку та коефіцієнтом інжекції струминного насоса, використовуючи відомі методи [4] контролю густини гірських порід в процесі буріння свердловини.

З метою визначення вигляду рівняння, що лежить в основі контролю роботи свердловинної ежекційної системи, запишемо умову збереження масових витрат потоків в гідравлічній системі свердловини

$$\rho_{вих} \cdot Q_{вих} = \rho_{вх} \cdot Q_{вх} + \rho_{н} \cdot Q_{н}, \qquad (1)$$

де: $\rho_{вих}$, $\rho_{вх}$, $\rho_{н}$ – густина потоків відповідно на вході і виході свердловини та густина нафти;

$Q_{вих}$, $Q_{вх}$, $Q_{н}$ – витрати потоків відповідно на вході та виході свердловини та дебіт свердловини.

Враховуючи співвідношення між витратами змішаного, робочого та інжектованого потоків

$$\begin{gathered} Q_{н} = Q_{вх} \cdot i; \\ Q_{вих} = Q_{вх} + Q_{н} = Q_{вх} \cdot (1+i), \end{gathered} \qquad (2)$$

отримаємо вираз для визначення густини змішаного потоку

$$\begin{gathered} \rho_{вих} = \frac{\rho_{вх} \cdot Q_{вх} + \rho_{н} \cdot Q_{н}}{Q_{вих}} = \\ = \frac{\rho_{вх} \cdot Q_{вх} + \rho_{н} \cdot Q_{вх} \cdot i}{Q_{вх} \cdot (1+i)} = \frac{\rho_{вх} + \rho_{н} \cdot i}{1+i}. \end{gathered} \qquad (3)$$

Для номографування рівняння (3) представимо його у вигляді суми двох функцій

$$\rho_{вих} = A + B;\ A = \frac{\rho_{вх}}{1+i};\ B = \frac{\rho_{н} \cdot i}{1+i}. \qquad (4)$$

Згідно з прийнятою термінологією [5] номографічне зображення рівняння (3) складається з двох прямокутних сіток та серії криволінійних променів, нанесених на сітки. Основні елементи номограми являють собою комбінацію змінних величин, до складу яких входять густина робочого, інжектованого і змішаного потоків та коефіцієнт інжекції струминного насоса, який може бути визначений відомими методами. Номографічне зображення рівняння (3) наведене на рис. 2. Ліва частина номограми (поле А) визначає величину функції А, а права частина (поле В) – відповідно функцію В. Вертикальна шкала, що розмежовує ліву та праву частини номограми, містить значення коефіцієнта інжекції ежекційної системи (шкала значень „*i*" від 0 до 2,0 є достатньою для високонапірних струминних насосів). Нижня частина номограми містить горизонтально розміщену шкалу, яка дає змогу визначити розрахункову густину потоку на виході з свердловини. Для визначення кінцевого результату використовуємо „правило паралелограма".

Запропонована номограма передбачає такий порядок використання.

1. Згідно з відомими значеннями коефіцієнта інжекції струминного насоса та густини

робочого і змішаного потоків визначаємо положення точок A_1, B_1 відповідно на лівому та

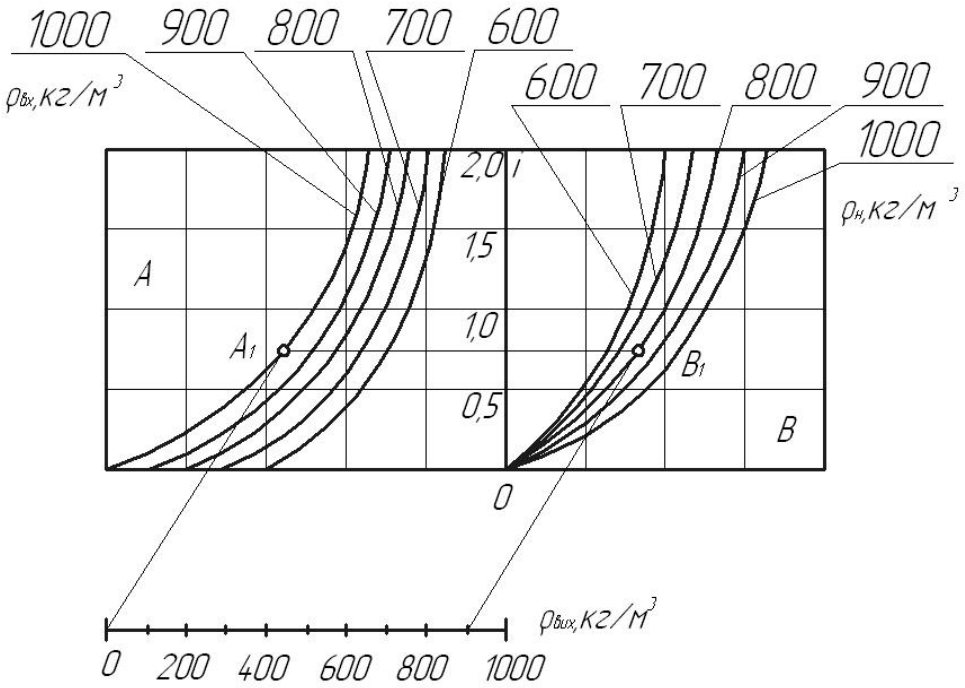


Рисунок 2 — Визначення густини змішаного потоку

правому полях номограми.

2. З'єднуємо точку A_1 з початком горизонтальної шкали (т. О).

3. З точки B_1 проводимо пряму, паралельну прямій A_1O, до точки перетину з горизонтальною шкалою, яка і буде визначати густину потоку на виході з свердловини.

На рис. 2 зображено розв'язок числового прикладу: $i = 0{,}75$; $\rho_{вх} = 1000$ кг/м^3; $\rho_н = 800$ кг/м^3. Відповідь: $\rho_{вих} = 900$ кг/м^3.

Відхилення фактичних значень густини потоку на виході свердловини від розрахункових свідчить про порушення нормальної роботи ежекційної системи.

Регулювання величини тиску змішаного потоку дає змогу змінювати величину ККД струминного насоса. Можливість цього способу регулювання ефективності використання ежекційної системи пов'язана з наявністю впливу тиску змішаного потоку на відносний напір та коефіцієнт інжекції струминного насоса з розімкненими всмоктувальною та напірною лініями.

Розробка методики регулювання режиму роботи струминного насоса з зосередженим змінним місцевим гідравлічним опором передбачає визначення характеристики його гідравлічної системи. Формули для визначення тисків в характерних перерізах гідравлічної системи мають вигляд

$$P_3 = \rho \cdot g \cdot H_C + K_3 \cdot Q_H^2 \cdot (1+i)^2 + P_{рег}, \quad (5)$$

$$P_P = \rho \cdot g \cdot H_C + K_3 \cdot Q_H^2 \cdot (1+i)^2 + K_P \cdot Q_H^2 + P_{рег}; \quad (6)$$

$$P_i = P_{пл} - \frac{Q_C}{K_C} = P_{пл} - \frac{Q_H \cdot i}{K_C}; \quad (7)$$

де: K_3, K_P – опори відповідно каналу напірної лінії струминного насоса та його робочої насадки;

$P_{рег}$ – тиск змішаного потоку на виході з свердловини;

$P_{пл}$ – пластовий тиск;

K_C – коефіцієнт продуктивності свердловини;

H_C – глибина свердловини;

P_3, P_P, P_i – гідродинамічні тиски відповідно змішаного, робочого та інжектованого потоків.

Напірна лінія струминного насоса з'єднує його дифузор з гирлом свердловини і залежно від конструкції ежекційної системи утворена каналами затрубного простору або НКТ. Коефіцієнт продуктивності свердловини визначається за формулою [6]

$$K_C = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \frac{R_K}{r_C}}, \quad (8)$$

де: k – коефіцієнт проникності пласта;

h – товщина продуктивного пласта;

r_C – радіус свердловини;

R_K – радіус контура живлення;

μ – динамічна в'язкість пластової рідини.

Враховуючи формули для розрахунку тисків, запишемо вираз для визначення характеристики гідравлічної системи

$$h=\left\{1+\left(K_P\cdot Q_H^2\right)\cdot\left[\rho\cdot g\cdot H_C+\right.\right.$$

$$\left.\left.+K_3\cdot Q_H^2\cdot(1+i)^2+P_{рег}-P_{пл}+Q_H\cdot\frac{i}{K_C}\right]^{-1}\right\}^{-1}. \quad (9)$$

Спільний розв'язок отриманого виразу та рівняння характеристики струминного насоса дає можливість визначити режимні параметри ежекційної системи: напір h, коефіцієнт інжекції i та ККД η.

Можливість використання запропонованого методу регулювання режиму роботи струминного насоса розглянемо на реальному прикладі (рис. 3).

Залежність $\eta=f\left(P_{рег}\right)$ побудуємо в напівлогарифмічних координатах, причому для узагальнення отриманих результатів тиск регулювання $P_{рег}$ замінимо безрозмірним параметром – коефіцієнтом гідравлічного опору регулюючої засувки, який визначається співвідношенням гідродинамічного тиску до швидкісного напору $\zeta=P_{рег}\big/\rho\cdot V^2$. Розглянемо характерні точки на отриманому графіку (рис. 3). Нульовий опір регулюючої засувки $(\zeta=0)$ відповідає нульовому значенню тиску регулювання $P_{рег}=0$ та початковій величині ККД η_0. Цій точці відповідає граничне значення коефіцієнта гідравлічного опору $\zeta_{\max}$, яке визначає максимальний напір, що може створити струминний насос даної конструкції. Згідно із загальноприйнятою для гідромашин методикою можна виділити зону роботи струминного насоса з максимальними значеннями ККД (на рис. 3 заштриховано). Дана область обмежена значеннями ККД в діапазоні $\eta=(0{,}9-1{,}1)\cdot\eta_{\max}$, які мають місце відповідно для коефіцієнтів гідравлічного опору, що змінюються в діапазоні від $\zeta^{0,9}$ до $\zeta^{1,1}$. Як видно з графіка, розроблений метод регулювання дає змогу змінювати ККД струминного насоса в широкому діапазоні.

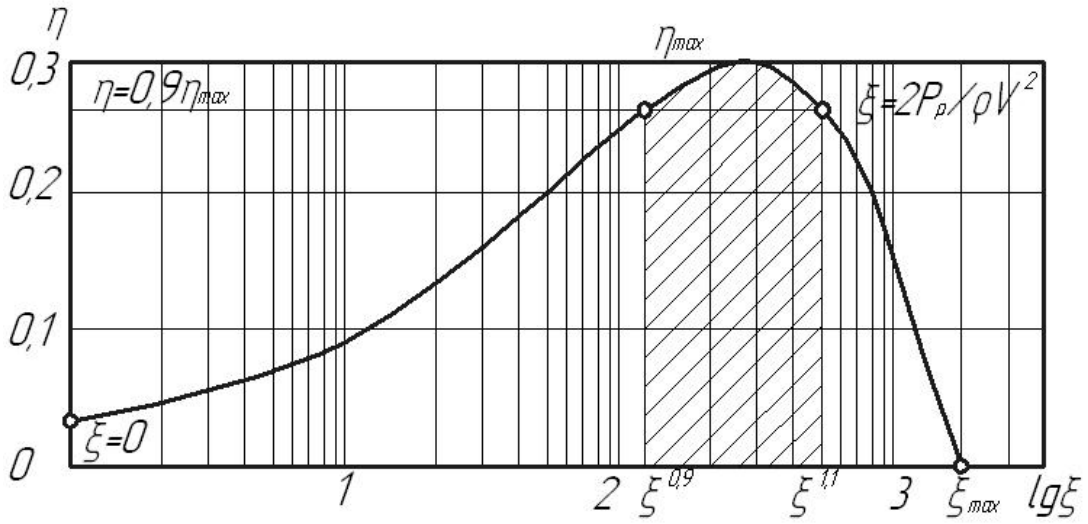


Рисунок 3 — Регулювання ККД свердловинного струминного насоса

Ефективність використання запропонованих методів визначено на основі аналізу результатів промислового використання струминних насосів на 23 свердловинах, ККД ежекційної системи може зростати на 17,1–63,2%.

Література

1. Петри Х.Л., Вильсон П.М., Смарт Э.Э. Струйный насос для нефтяных скважин // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1983. – № 12. – С. 23–25.

2. Яремійчук Р.С., Кочмар Ю.Д. Освоєння свердловин. – Львів: Світ, 1997. – 256 с.

3. Султанов Б.З. Управление устойчивостью и динамикой бурильной колонны. – М.: Недра, 1991. – 208 с.

4. Семенцов Г.Н., Горбійчук М.І., Чигур І.І., Косило Л.Я. Інформаційна модель автоматизованого контролю густини гірських порід в процесі буріння свердловин // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2003. – № 2(7). – С. 106-109.

5. Патлах Д.И. Универсальная вычислительная номограмма. – М.: Машиностроение, 1981. – 32 с.

6. Абдулин Ф.С. Добыча нефти и газа. – М.: Недра, 1983. – 256 с.

7. Териков В.А., Дроздов А.Н. Промысловые исследования скважин Самотлорского месторождения, оборудованных установками пакерных гидроструйных насосов, и перспективы

развития гидроструйного способа эксплуатации // Нефтепромысловое дело. – 2003. – № 4. – С. 20–24.