

Наука — виробництву

УДК 622.276.53.054.23

DOI: 10.31471/1993-9973-2019-1(70)-60-69

МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ПАРАМЕТРІВ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ СВЕРДЛОВИНИ ПРИ ЇЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ШТАНГОВИМ НАСОСОМ

О. Я. Дубей

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15,
e-mail: adm@iung.edu.ua

З метою розрахунку режиму роботи свердловинного штангового насоса, який приводиться в рух верстатом-гойдалкою, і струминного апарата (насоса, ежектора) при їх одночасній експлуатації, на прикладі реальної нафтової свердловини 753-Д НГВУ «Долинанафтогаз» визначено розподіл тиску і температури вздовж стовбура свердловини – від вибою до її гирла. При цьому застосовано вдосконалену методику розрахунку цих параметрів, яка базується на відомих методах Поеттмана-Карпендера і Баксендела. Завдяки цьому було усунуто недолік вказаних методів, а саме припущення, що характер зміни тиску та температури вздовж стовбура свердловини є лінійним, що дозволило одержати на 23% точніші результати. Крім того, застосовуючи алгоритм визначення густини ідеальної газорідинної суміші, обчислено швидкість руху газоводонафтової і водонафтової сумішей для низки перерізів по висоті насосно-компресорних труб за різних кутів повороту кривошипа верстата-гойдалки. Вказані величини дають можливість визначити глибину розташування нафтогазового ежектора у свердловині, а отже, і параметри на його вході (тиск, температуру, швидкість руху газорідинної суміші, її густину та ін.). Одержано залежності, що характеризують зміну густини газорідинної суміші свердловини вздовж її стовбура, а також густини вільного нафтового газу та об'ємного витратного газомісту потоку в залежності від перерізу, що розглядається. Всі вище зазначені алгоритми були реалізовані за допомогою розроблених комп'ютерних програм. За допомогою отриманих результатів можливо обрати найвигідніше розташування ежектора для забезпечення ним максимального зниження тиску і зменшення навантаження на колону штанг.

Ключові слова: нафтова свердловина; струминний апарат; термобаричні параметри; газорідинна суміш; тандемна установка.

С целью расчета режима работы скважинного штангового насоса, приводящегося в движение станком-качалкой, и струйного аппарата (насоса, эжектора) при их одновременной эксплуатации, на примере реальной нефтяной скважины 753-Д НГДУ «Долинанафтогаз» определено распределение давления и температуры вдоль ствола скважины – от забоя до ее устья. При этом использована усовершенствованная методика расчета этих параметров, которая основывается на известных методах Поеттмана-Карпендера и Баксендела. Благодаря этому устранен недостаток указанных методов – предположение, что характер изменения давления и температуры вдоль ствола скважины является линейным, что позволило получить более точные результаты – до 23%. С применением алгоритма для определения плотности идеальной газожидкостной смеси рассчитана скорость движения газоводонефтяной и водонефтяной смесей для ряда сечений по высоте насосно-компресорных труб и различных углов поворота кривошипа станка-качалки. Указанные величины позволяют определить глубину расположения нефтегазового эжектора в скважине и параметры на его входе (давление, температуру, скорость движения газожидкостной смеси, плотность и др.). Получены зависимости, характеризующие изменение плотности газожидкостной смеси скважины вдоль ее ствола, а также плотности свободного нефтяного газа и объемного расходного газосодержания потока для рассматриваемых сечений. Все вышеуказанные алгоритмы были реализованы с помощью разработанных компьютерных программ. По полученным результатам можно оценить наиболее выгодное расположение эжектора с целью обеспечения им максимального снижения давления и уменьшения нагрузки на колонну штанг.

Ключевые слова: нефтяная скважина; струйный аппарат; термобарические параметры; газожидкостная смесь; тандемная установка.

In order to calculate the working mode of a sucker-rod pump driven by the beam pumping unit and a jet pump during their simultaneous operation, pressure and temperature distribution along the wellbore from the bottom to the wellhead is determined for the real oil well 753-D "Dolynanaftogaz" Field Office. To calculate these parameters an improved methodology based on known Poettmann-Carpenter and Baxendel methods is used. As a result, the imperfection of these methods was eliminated, namely the assumption that pressure and temperature behavior along the wellbore is linear. This led to obtaining results which are up to 23% more accurate. In addition, using the algorithm for determining the density of perfect (ideal) liquid-gas mixture, the author has calculated the velocities of gas-water-oil and water-oil mixtures for a number of sections along the production tubing at different angles of the crank position in the beam pumping unit. The indicated values make it possible to determine the depth of the oil-gas jet pump location in the well, and, consequently, the parameters at its input (pressure, temperature, velocity of the liquid-gas mixture, its density, etc.). Besides, the author studies the dependence which describes the behavior of the liquid-gas mixture density along the wellbore, as well as the relations between the density of the free oil gas, the volumetric consumption gas content of the flow and the placement of the section under consideration. All of the above-mentioned algorithms were implemented using developed computer programs. The obtained results give a possibility to choose the location of the jet pump in the well which is the most advantageous one for ensuring maximum pressure reduction and the decrease in the stem load.

Key words: oil well; jet pump; thermobaric parameters; liquid-gas mixture, tandem installation.

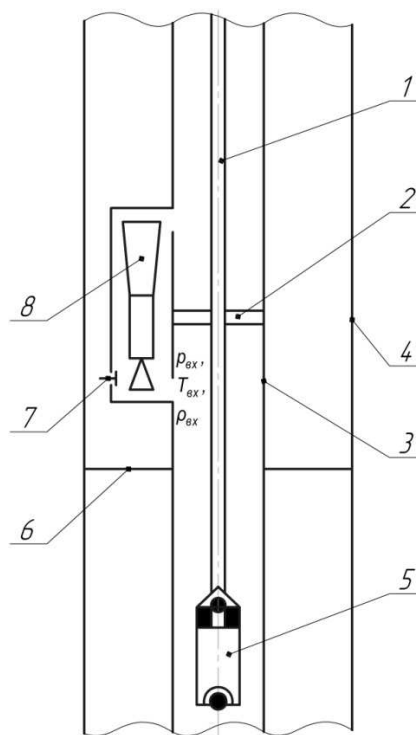
Вступ

Останнім часом з'явилися роботи, в яких вказується на можливість застосування ежекторів у свердловинах, в яких штанговий насос приводиться в рух від верстата-гойдалки [1, 2, 3].

Застосування ежекторів, встановлених у нафтових свердловинах вище їх динамічного рівня, може забезпечити, при правильному виборі його геометричних параметрів і місця розташування у свердловині, низку позитивних результатів:

- стабілізацію положення динамічного рівня свердловини шляхом відбору ежектором всього нафтового газу, який подається у затрубний простір свердловини;
- корисне використання потенціальної енергії затрубного нафтового газу свердловини, яка полегшить піднімання свердловинної продукції на поверхню за рахунок зменшення густини змішаного потоку після ежектора;
- зменшення споживання електроенергії і, відповідно, капіталовкладення на видобування нафти [4].

Щоправда, є і недолік. Глибинне обладнання у свердловині у цьому випадку буде дещо складнішим: свердловина буде експлуатуватися тандемною установкою, що включає в себе свердловинний штанговий насос (СШН) та нафтогазовий ежектор (рис. 1). Свердловинна продукція, що нагнітається штанговим насосом 5 у колону насосно-компресорних труб (НКТ) 3, потрапляє у нафтогазовий ежектор 8, який виносений за межі колони НКТ, де за рахунок її значної швидкості супутній газ із затрубного простору потрапляє в ежектор через зворотний клапан 7. Потім ця газорідина суміш знову повертається до колони НКТ і далі рухається до устя свердловини. У колоні НКТ на рівні ежек-



1 – штанги; 2 – розділювач середовищ;
3 – колона НКТ; 4 – експлуатаційна колона;
5 – свердловинний штанговий насос;
6 – динамічний рівень; 7 – зворотний клапан;
8 – нафтогазовий ежектор
Рисунок 1 – Принципова схема компоновки тандемної установки

тора потрібно додатково встановити розділювач середовищ 2, який забезпечуватиме роз'єднання входу та виходу ежектора.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

На сьогодні прикладів використання ежекторів у нафтових свердловинах є надзвичайно багато. В основному пропонується їх викорис-

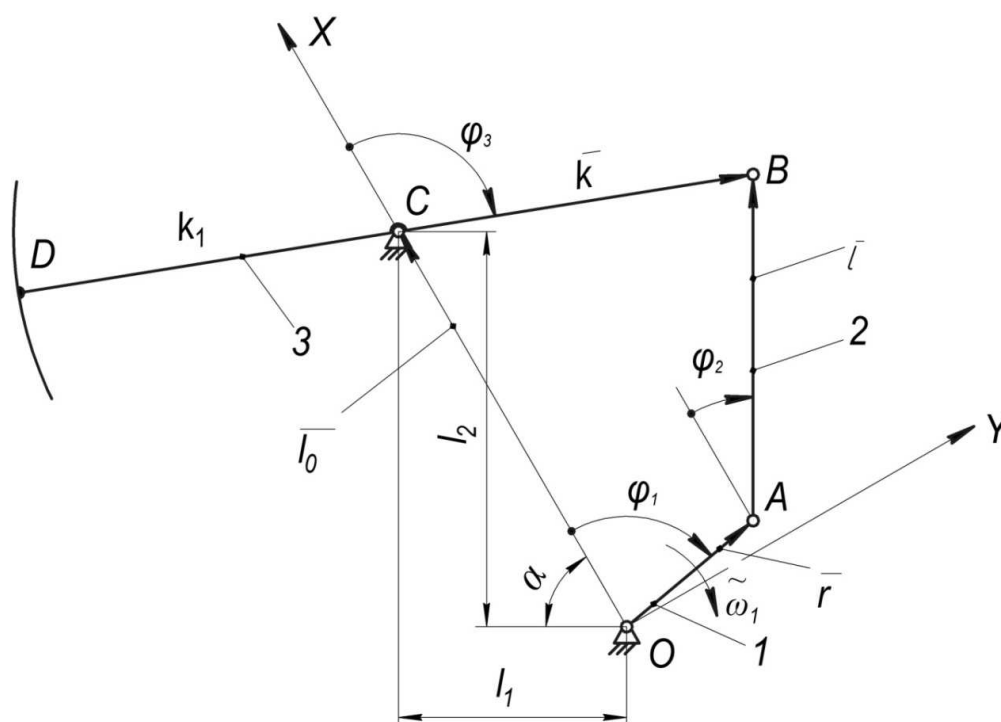


Рисунок 2 – Структурна схема механізму верстата-гойдалки

товувати разом із електровідцентровими насосами [5, 6]. Такі тандеми показали свою високу ефективність в ускладнених умовах видобування (високий гирловий тиск і низький пластовий тиск). Відома навіть ідея тандемної установки на основі СШН та ежектора [7], за якої пропонується здійснювати інжекцію газу із затрубного простору завдяки кільцевому каналу достатньо малої площі, який утворюється між отвором сопла і штангою, щоб забезпечити необхідну кількість продукції для підсмоктування газу.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми. Усі запропоновані варіанти тандемних установок довели свою ефективність шляхом лабораторних досліджень або випробувань у реальних свердловинах. Однак на сьогоднішній день немає достатньо ефективної методики розрахунку запропонованих струминних апаратів, а тим більше алгоритмів для розрахунку сумісного режиму його роботи зі свердловинним насосом.

Щоб дослідити роботу установлених у нафтовій свердловині ежектора, необхідно знати параметри на його вході. До таких параметрів відносяться тиск p у перерізі свердловини, в якому встановлюється ежектор, швидкість газонафтової суміші w_c , її густина ρ_c , густина вільного нафтового газу ρ_g і витратний газоміст потоку β . Названі параметри є параметрами робочого потоку ежектора, тому їх можна

рекомендувати позначати з індексом «р», а саме, $p_p, w_p, \rho_p, \rho_{gp}, \beta_p$ [8].

Мета роботи полягає у розробленні методики визначення вхідних параметрів робочого потоку ежектора, встановленого у нафтовій свердловині вище її динамічного рівня.

Основний зміст роботи. Глибинний насос приводиться в рух від верстата-гойдалки, який забезпечує нерівномірний зворотно-поступальний рух плунжера глибинного насоса. Важливий механізм верстата-гойдалки є кривошипно-коромисловим механізмом. Для визначення швидкості руху плунжера насоса необхідно визначити швидкість точки D коромисла 3 (технічна назва цієї ланки – балансир) (рис. 2) вказаного механізму.

Для знаходження швидкості точки D коромисла використовуємо метод замкненого векторного контуру

$$\vec{r} + \vec{l} = \vec{l}_0 + \vec{k}. \quad (1)$$

При цьому із рівняння (1) для кута повороту коромисла 3 отримаємо

$$\varphi_3 = \arcsin \frac{a}{u} + \arccos \frac{y}{u}, \quad (2)$$

$$\text{де } a = \frac{k^2 + x^2 + y^2 - l^2}{2k}, \quad x = r \cdot \cos \varphi_1 - l_0,$$

$$y = r \cdot \sin \varphi_1, \quad u = \sqrt{x^2 + y^2}.$$

Перша передаточна функція механізму і кутова швидкість балансира будуть

$$\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} = \frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}}, \quad \omega_3 = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1, \quad (3)$$

де $a' = \frac{da}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{k}, \quad x' = \frac{dx}{d\varphi_1} = -r \cdot \sin\varphi_1,$

$$y' = \frac{dy}{d\varphi_1} = r \cdot \cos\varphi_1, \quad u' = \frac{du}{d\varphi_1} = \frac{xx' + yy'}{u}.$$

Швидкість точки D дорівнюватиме

$$w_D = \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \omega_1 k_1. \quad (4)$$

Швидкість плунжера насоса, якщо бути точним, не дорівнює швидкості точки D балансира, оскільки під дією навантаження штанги деформуються. У даному дослідженні нехтуємо деформацією штанг, тобто вважаємо, що швидкість руху плунжера насоса рівна швидкості точки D .

Над плунжером насоса рухається стовп водонафтової суміші певної висоти. Якщо знехтувати стисливістю цієї суміші, то її швидкість руху у всіх перерізах цього стовпа буде однаковою і залежатиме тільки від швидкості руху плунжера насоса. Оскільки внутрішній діаметр колони насосно-компресорних труб (НКТ) більший діаметра плунжера насоса, то при цьому швидкості водонафтової суміші і плунжера насоса під час його руху вгору пов'язані між собою такою залежністю:

$$w = w_{nl} \frac{d_n^2 - d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2}, \quad (5)$$

де w, w_{nl} – швидкості руху водонафтової суміші і плунжера;

d_n, d, d_{ul} – діаметри плунжера, колони НКТ і штанг.

Таким чином, під час руху плунжера насоса вгору швидкість руху у будь-якому перерізі водонафтового стовпа становитиме

$$w = \frac{d_n^2 - d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2} \cdot \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cdot \omega_1 \cdot k_1. \quad (6)$$

Під час руху плунжера насоса вниз разом з плунжером у циліндр переміщається і штанга, яка витісняє із циліндра об'єм рідини, що рівний об'єму зануреної частини штанги у циліндрі. Виходячи з цього, можна стверджувати, що під час руху плунжера насоса вниз будь-який переріз водонафтового стовпа рухатиметься вгору зі швидкістю

$$w_1 = -\frac{d_{ul}^2}{d^2 - d_{ul}^2} \cdot \frac{d\varphi_3}{d\varphi_1} \cdot \omega_1 \cdot k_1. \quad (7)$$

У формулі (7) з'явився знак «мінус» у зв'язку із тим, що під час руху насоса вниз перша передаточна функція $\frac{d\varphi_3}{d\varphi_1}$ набуває від'ємного значення.

Рух точки підвісу штанг вгору відбувається від моменту, коли кривошип 1 і шатун 2 витягнуті в одну лінію і до моменту, коли шатун 2 і кривошип 1 «взаємно накладаються» (рис. 1). Це відповідає зміні кута φ_1 у діапазоні

$$\arccos \frac{(r+l)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(r+l)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} < \varphi_1 \leq \left[\pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right],$$

а при зміні кута φ_1 у діапазоні

$$\pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} < \varphi_1 \leq \left[2\pi + \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right]$$

точка підвісу штанг рухається вниз.

Користуючись (6) і (7), можна визначити середньоінтегральну (середню) швидкість руху водонафтового потоку вище плунжера насоса за один повний оберт кривошипа верстатогойдалки. Для цього повний кут повороту кривошипа 2π розбиваємо на n рівних частин і, користуючись формулами (6) і (7), знаходимо швидкості точки підвісу штанг у кожному із n вказаних положень. В результаті середня швидкість точки підвісу штанг буде

$$w_{cp} = \Delta\varphi_1 \frac{\sum_{i=1}^{n_g} w_i \cdot S(b_1 - a_1) + \sum_{j=1}^{n_n} w_{1j} \cdot S(c_1 - b_1)}{2\pi}. \quad (8)$$

де $\Delta\varphi_1 = \frac{2\pi}{n}$; $n_g + n_n = n$; n_g, n_n – кількість положень кривошипа при діленні на n рівних частин, які припадають на рух точки підвісу штанг вгору і вниз;

$$b_1 = \pi + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$$a_1 = \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$$c_1 = 2\pi + \arccos \frac{(l+r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l+r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}};$$

$S(b_1 - a_1)$, $S(c_1 - b_1)$ – функції Хевісайда

$$S(x) = \begin{cases} 1, & x > 0, \\ 0, & x < 0 \end{cases}; w_i, w_{1j}$$
 – швидкості точки

підвісу штанг відповідно в i -ому положенні механізму під час руху точки підвісу штанг вгору і в j -ому положенні механізму при русі цієї ж точки вниз.

В області руху газоводонафтової суміші, тобто у перерізах, в яких тиск суміші менший тиску насичення нафти газом, в суміші, що рухається, наявним є вільний нафтовий газ. Чим більше вільного нафтового газу у суміші, тим більшою буде швидкість її руху. Для визначення швидкості руху потоку суміші у цих перерізах необхідно виходити з того, що маса потоку, який проходить через перерізи свердловини за одиницю часу, починаючи від насоса і закінчуючи устям свердловини, є однаковою, тобто

$$\rho_c \cdot w_{cp} = const. \quad (9)$$

Тому середня швидкість руху за один оберт кривошипа верстата-гойдалка газоводонафтового потоку в будь-якому його перерізі буде

$$w_c = \frac{\rho_{вн} \cdot w_{cp}}{\rho_c}, \quad (10)$$

де $\rho_{вн}$ – густина водонафтового потоку;

ρ_c – густина газоводонафтового потоку в перерізі, для якого визначається швидкість w_c .

У даній роботі приймаємо газоводонафтовий потік у свердловині як гомогенний, тобто нехтуємо відносною швидкістю фаз. У такому випадку густину газорідинної суміші визначають за формулою [9]

$$\rho_c = \frac{M_c}{V_c}, \quad (11)$$

де M_c – питома маса суміші (нафти, газу і води), віднесена до одиниці об'єму дегазованої нафти;

V_c – питомий об'єм газоводонафтової суміші за термобаричних умов p, T перерізу колони НКТ, віднесений до одиниці об'єму дегазованої нафти.

Величини M_c і V_c визначають так:

$$M_c = \rho_{нд} + \rho_{зо} \cdot \Gamma_{11} \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3} + \frac{\rho_{всм} \cdot \beta_{всм}}{1 - \beta_{всм}}, \quad (12)$$

$$V_c = b_n + \frac{V_{ze} \cdot \rho_{нд} \cdot 10^{-3} \cdot z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}{p \cdot T_0} + \frac{\beta_e}{1 - \beta_e}, \quad (13)$$

де $\rho_{нд}$, $\rho_{зо}$, $\rho_{всм}$ – відповідно густина дегазованої нафти, газу однократного розгазування за нормальних умов та води за стандартних умов,

кг/м³; V_{ze} – зведений до нормальних умов питомий об'єм газу, що виділився і припадає на 1 т дегазованої нафти; Γ_{11} – трубний газовий фактор, м³/т; b_n – об'ємний коефіцієнт нафти; $z(p, T)$ – коефіцієнт надстисливості нафтового газу за термобаричних умов p, T у перерізі колони; p_0, T_0 – тиск і температура за нормальних умов, МПа, К; $\beta_{всм}$, β_e – об'ємна витратна частка води у суміші за стандартних і термобаричних умов p, T .

Для визначення величини ρ_c у довільних перерізах нафтової свердловини необхідно встановити розподіл тиску і температури між вибоєм свердловини і перерізом розміщення глибинного насоса, а також між насосом і устям свердловини. Оскільки газорідинну суміш у свердловині розглядаємо як гомогенну, то для визначення розподілу тиску між вибоєм і точкою підвісу насоса використовуємо метод Поеттмана-Карпентера, а між насосом і устям свердловини – метод Баксендела.

Рівняння руху газорідинної суміші за методами Поеттмана-Карпентера і Баксендела можна подати відповідно у вигляді [9]

$$\frac{dp}{dz} = \rho_c \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{f \cdot Q_{pcm}^2 \cdot (1 - \beta_e)^2 \cdot M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_c \cdot D^5}, \quad (14)$$

$$\begin{aligned} \frac{dp}{dz} = \rho_c \cdot g \cdot 10^{-6} + \\ + \frac{f \cdot Q_{pcm}^2 \cdot (1 - \beta_e)^2 \cdot M_c^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \cdot \rho_c \cdot (d^2 - d_{у}^2)^2 \cdot (d - d_{у})} \end{aligned}, \quad (15)$$

де g – прискорення вільного падіння, м/с²;

f – кореляційний коефіцієнт, який визначається через умовне число Рейнольдса;

Q_{pcm} – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/д;

D – діаметр кругового каналу (внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{ек}$), м.

Кореляційний коефіцієнт f у формулі (14) можна встановити за графіком Поеттмана-Карпентера або з використанням апроксимуючої його формули В.І. Щурова [9]

$$f = 10^y, y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pcm} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (1 - \beta_e) \frac{M_c}{D} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (16)$$

У випадку методу Баксендела для кільцевих каналів кореляційний коефіцієнт визначається за формулою, аналогічною (16), а саме,

$$f = 10^y, y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pct} \times \right. \right. \\ \left. \left. \times (1 - \beta_e) \frac{M_c}{d - d_{uu}} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (17)$$

Для інтервалів свердловини, де тиск рідинної суміші більший за тиск насичення газу, градієнт тиску визначається за формулою [9]

$$\frac{dp}{dz} = \rho_p \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{\lambda \cdot w_{p36}^2 \cdot \rho_p \cdot 10^{-6}}{2 \cdot d_1}, \quad (18)$$

де ρ_p – густина водонафтової рідини, кг/м³;
 λ – коефіцієнт гідравлічного тертя потоку;
 w_{p36} – зведена швидкість руху рідини, м/с;
 d_1 – діаметр каналу (для перерізів, розташованих нижче штангового насоса $d_1 = D$, а для перерізів, розташованих вище штангового насоса, $d_1 = d_2$,

d_2 – гідравлічний діаметр ($d_2 = d - d_{uu}$).

Коефіцієнт гідравлічного тертя потоку рідини залежить від числа Рейнольдса Re_p і відносної шорсткості труб. Праві частини рівнянь (14), (15), (18) є складними функціями тиску p і температури T у свердловині і нелінійно залежать від тиску. Про це свідчать формули для визначення величин, які входять у рівняння (14), (15) і (18), наведені у роботах [9]. Це означає, що вказані рівняння є нелінійними диференціальними рівняннями першого порядку такого виду:

$$\frac{dp}{dz} = f(p, T, q_i), \quad i=1, 2, 3, \dots, n, \quad (19)$$

де q_i – низка параметрів свердловини і її продукції, що входять у праві частини рівнянь (14), (15) і (18).

В роботі [9] рівняння (14), (15) і (18) розв'язують при використанні лінійної залежності між тиском і температурою, що не цілком відповідає дійсності, оскільки температура по глибині свердловини є практично лінійною функцією, а тиск по глибині свердловини – функція нелінійна. В даній роботі ліквідовано цей недолік у розв'язанні диференціальних рівнянь (14), (15) і (18). Ці рівняння розв'язуються числовим методом Адамса-Крилова, яким можна розв'язати нелінійні рівняння першого та другого порядку. Це дозволило отримати точніші значення тиску і температури по глибині свердловини. Різниця між тисками складає 23,6%, а між температурами – близько 3,9%.

В першу чергу, користуючись відомими параметрами свердловини, розв'язується рівняння (14) методом Поеттмана-Карпендера і

знаходиться розподіл тиску і температури між вибоєм свердловини і глибинним насосом, значення тиску на вході в насос і низка інших параметрів потоку. Тип газового сепаратора, який встановлюється перед входом в насос, дозволяє визначити коефіцієнт сепарації газу σ_c . Після цього розраховується відкоректований тиск насичення нафти газом $p_{нас1}$ і трубний газовий фактор Γ_{11} . Далі розв'язується рівняння (15) за методом Баксендела – починаючи від устя свердловини і до глибинного насоса. В області, в якій тиск більший тиску насичення нафти газом, використовується рівняння (18). Це рівняння має використання і в методі Поеттмана-Карпендера.

Під час розв'язання рівняння (15) знаходиться об'ємний витратний газовміст потоку β_p та густина вільного нафтового газу ρ_{zp}

$$\beta_p = \frac{Q_{z6}}{V_c}, \quad \rho_{zp} = \frac{\rho_{z0} \cdot p \cdot T_0}{z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}, \quad (20)$$

де Q_{z6} – об'єм вільного нафтового газу за термобаричних умов p, T , віднесений до 1 м³ дегазованої нафти, м³/м³;

ρ_{z0} – густина нафтового газу однократно розгазування за нормальних умов, кг/м³.

У свою чергу, Q_{z6} визначається так:

$$Q_{z6} = V_{z6} \cdot 10^{-3} \cdot \rho_{но} \cdot \frac{z(p, T) \cdot p_0 \cdot T}{p \cdot T_0}, \quad (21)$$

де p_0, T_0 – тиск і температура за нормальних умов.

Викладена методика визначення вхідних параметрів робочого потоку для свердловинного ежектора була реалізована на прикладі нафтової свердловини 753-Д НГВУ «Долина нафтогаз». Параметри цієї свердловини такі:

- глибина свердловини $H = 2355$ м;
- внутрішній діаметр експлуатаційної колони $D_{ек} = 122$ мм;
- пластовий тиск $p_{пл} = 21,5$ МПа;
- вибійний тиск $p_e = 8,2$ МПа;
- тиск насичення нафти за пластової температури $p_{нас} = 26$ МПа;
- устьовий тиск $p_z = 0,5$ МПа;
- затрубний тиск $p_3 = 1,83$ МПа;
- пластова температура $T_{пл} = 341$ К;
- температура на усті $T_z = 291,5$ К;
- газонасиченість пластової нафти $\Gamma_0 = 220$ м³/т;

- експлуатаційний газовий фактор $G_0 = 276 \text{ м}^3/\text{т}$;
- внутрішній діаметр колони НКТ $d = 62 \text{ мм}$;
- масова обводненість продукції (масова витратна частка води у суміші) за стандартних умов $n_g = 0,5$;
- середній геотермічний градієнт $\Gamma_m = 0,023 \text{ К/м}$;
- густина дегазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нд} = 847,4 \text{ кг/м}^3$;
- густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов $\rho_{zo} = 0,8395 \text{ кг/м}^3$;
- відносна до повітря густина нафтового газу $\rho_{ezo} = 0,7$;
- молярні частки азоту і метану у нафтовому газі $y_a = 0,004529$, $y_{c1} = 0,843077$;
- концентрація солей, розчинених у воді, $C_1 = 11,211 \text{ г/л}$;
- дебіт свердловини по рідині за стандартних умов $Q = 15 \text{ м}^3/\text{добу}$;
- глибина підвіски насоса $L_n = 1650 \text{ м}$;
- діаметр плунжера насоса $d_n = 0,044 \text{ м}$ (насос НВ-1Б-44);
- загальний коефіцієнт сепарації газу на прийомі насоса $\sigma_3 = 0,965$;
- геометричні розміри верстат-гойдалки UP-12t (Румунія): $k_1 = 3000 \text{ мм}$, $k = 2800 \text{ мм}$, $l = 2800 \text{ мм}$, $l_1 = 1934 \text{ мм}$, $l_2 = 3300 \text{ мм}$, $r = 1934 \text{ мм}$ при довжині ходу точки підвісу штанг 3000 мм (рис. 2).

Розподіл тиску і температури вздовж стовбура свердловини представлено на рис. 3. Для руху свердловинної продукції між вибоєм і точкою підвісу свердловинного насоса застосовано метод Поеттмана-Карпентера, який реалізованого за допомогою комп'ютерної програми РНWN, а для руху суміші між насосом і устям свердловини – метод Баксендела (комп'ютерна програма РНGN). В обох випадках диференціальні рівняння розв'язувалися методом Адамса-Крилова. Крок при інтегруванні диференціальних рівнянь у програмі РНWN було взято $\Delta h=1 \text{ м}$, а в програмі РНGN – $\Delta h=2 \text{ м}$.

Перед застосуванням програми РНGN було знайдено відкоректований тиск насичення нафти газом та трубний газовий фактор за методикою, яка подається в [9]. Ці величини мають такі значення: $p'_{нас} = 6,309 \text{ МПа}$, $\Gamma_{11} = 57,207 \text{ м}^3/\text{т}$.

За результатами роботи комп'ютерних програм встановлено, що тиск на вході в насос $p_{ex} = 5,41 \text{ МПа}$, а на виході з нього $p_{вих} = 12,73 \text{ МПа}$. Таким чином, тиск, який створюється насосом, становить $p_n = p_{вих} - p_{ex} = 7,32 \text{ МПа}$. Температура на вході в насос $T_{ex} = 325,9 \text{ К}$, а на усті свердловини $T_z = 291,5 \text{ К}$.

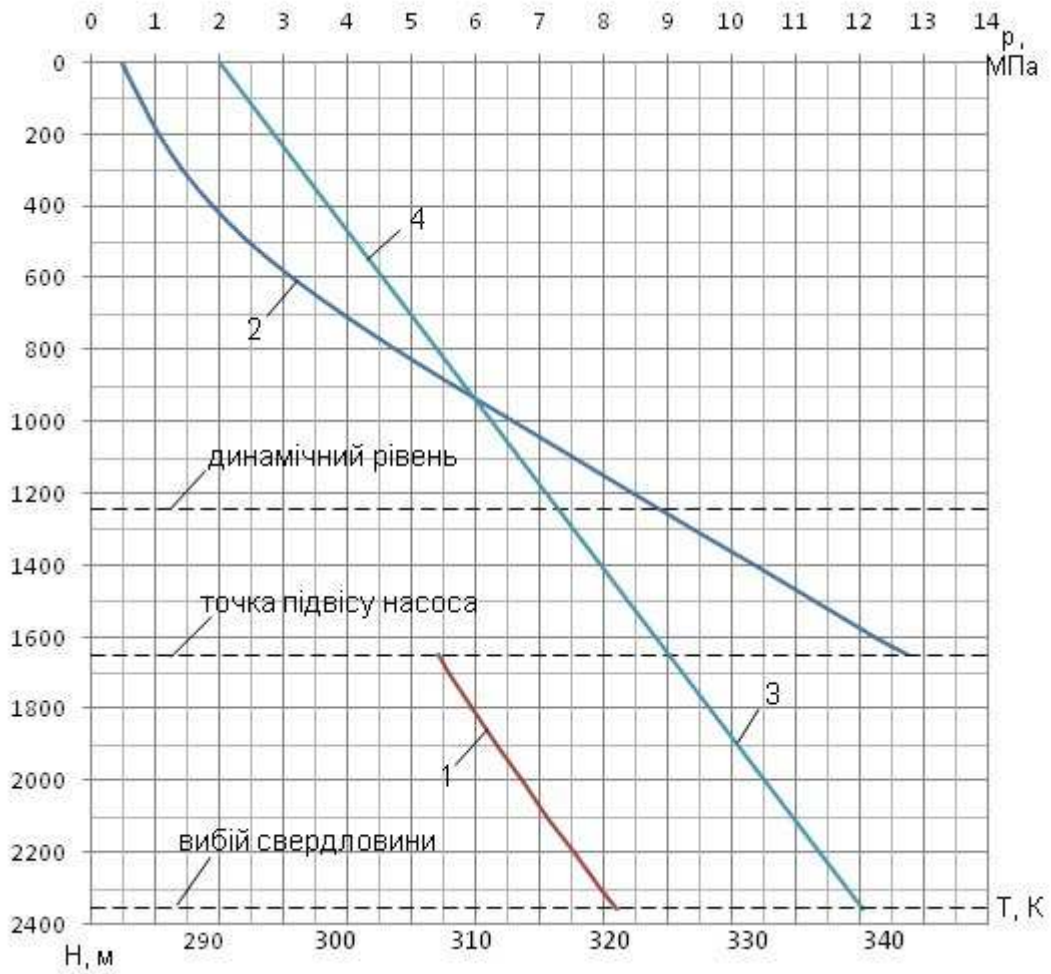
Крім того, на рис. 3 показано динамічний рівень свердловини. Для його знаходження використана розрахункова еталонна крива розподілу тиску в затрубному просторі свердловини [10]. Глибина динамічного рівня при затрубному тиску $p_{зам} = 1,83 \text{ МПа}$ складає $h_o = 1243,3 \text{ м}$.

На рис. 4 зображена середня за один оберт кривошипа верстата-гойдалка швидкість руху газорідинної суміші залежно від глибини розміщення перерізу в колоні НКТ. Ця швидкість отримана за допомогою комп'ютерної програми PTS при використанні вищевикладеної методики. В програмі використано метод Баксендела з додатковою підпрограмою визначення середньої швидкості руху газоводонафтової суміші у перерізах свердловини. Крім того, у цій же програмі визначається об'ємний витратний газоміст потоку, густина вільного нафтового газу і газоводонафтового потоку вздовж колони НКТ від насоса до устя свердловини.

Залежності густини газорідинної суміші свердловини, густини вільного нафтового газу і витратного газомісту потоку від насоса і до устя свердловини зображені відповідно на рис. 5 і рис. 6.

Висновки

1. Розроблена методика визначення вхідних параметрів робочого потоку p_p , ρ_p , ρ_{ep} , β_p і w_p ежектора при його установленні у нафтовій свердловині вище динамічного рівня (свердловина експлуатується глибинною штанговою насосною установкою), що дозволяє з достатньою точністю визначити необхідні вхідні параметри для нафтогазових ежекторів, які забезпечуватимуть найбільшу ефективність їх роботи.
2. Для свердловини 753-Д за розробленою методикою знайдено вхідні параметри робочого потоку ежектора (p_p , ρ_p , ρ_{ep} , β_p і w_p).
3. Знайдені вхідні параметри робочого потоку ежектора для свердловини 753-Д можна використати при дослідженні його роботи у цій свердловині.



1, 2 – тиск у свердловині; 3, 4 – температура у свердловині

Рисунок 3 – Розподіл тиску і температури у свердловині 753-Д

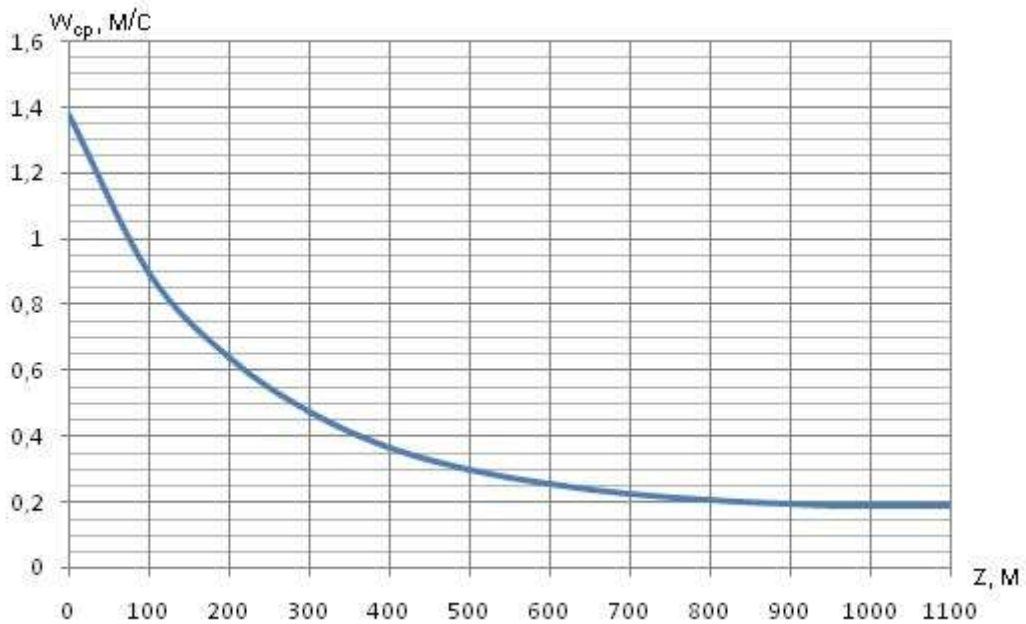


Рисунок 4 – Залежність середньої швидкості руху свердловинної суміші від глибини розміщення перерізу в колоні НКТ

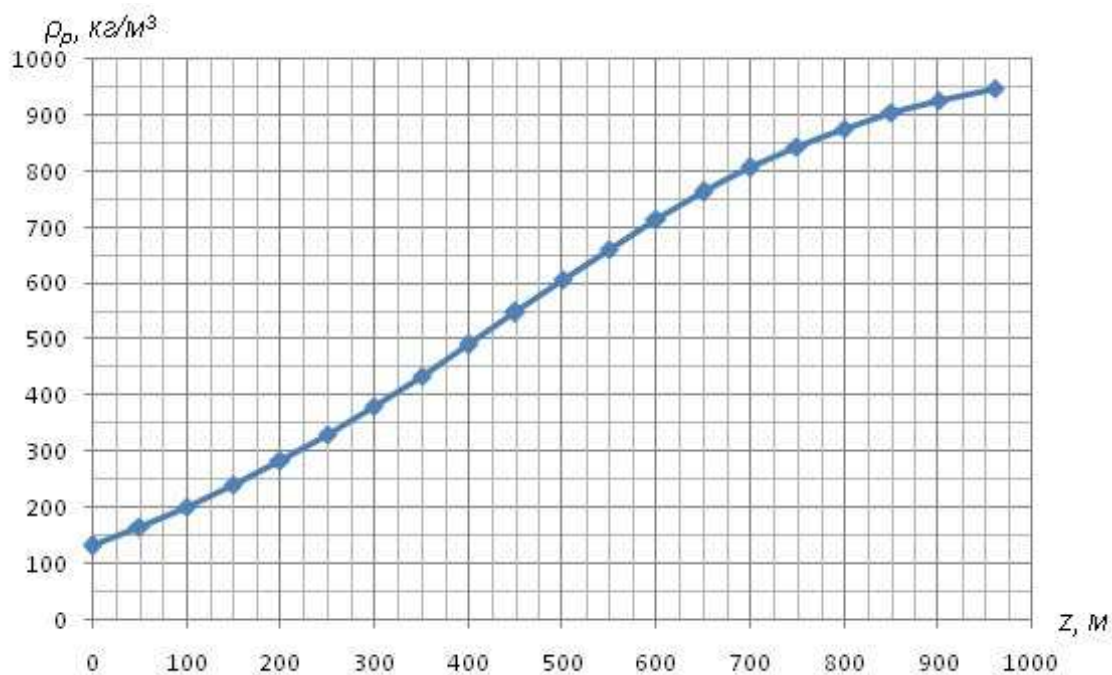
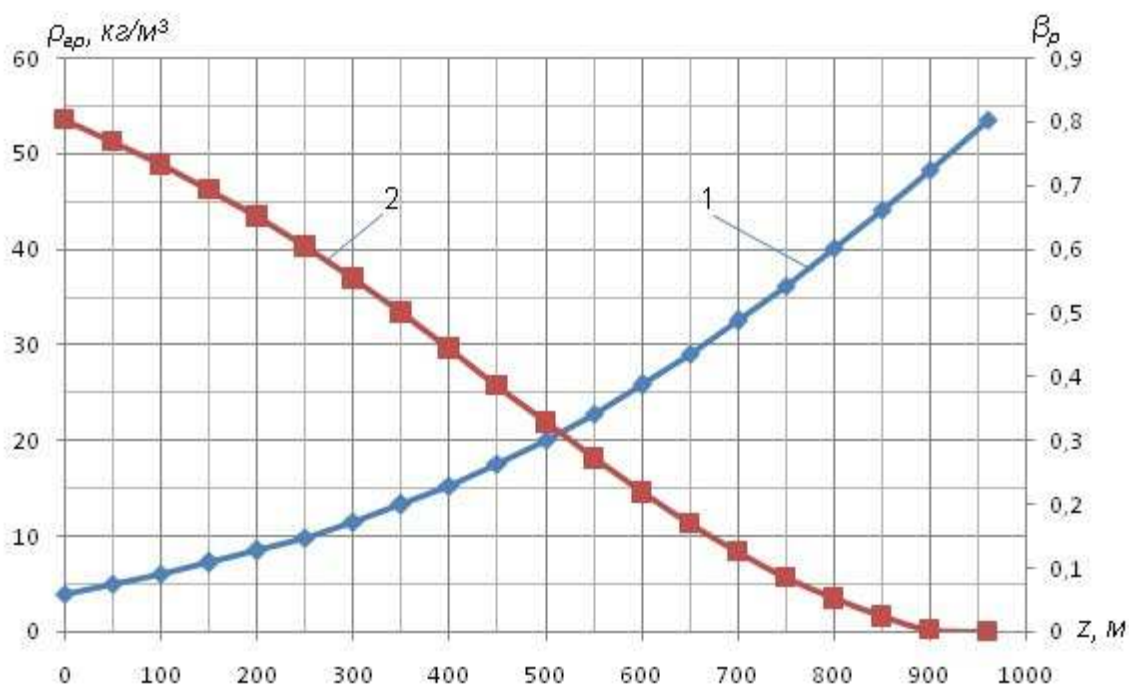


Рисунок 5 – Залежність густини газоводонафтового потоку свердловини від глибини розміщення перерізу над насосом



1 – густина вільного нафтового газу; 2 – об’ємний витратний газовміст потоку

Рисунок 6 – Зміна густини вільного нафтового газу та об’ємного витратного газовмісту потоку від глибини перерізу в свердловині

Література

1. Молчанова В.А. Исследование эффективности устройства для откачки газа из затрубного пространства / В.А. Молчанова, А.С. Топольников // Нефтепромысловое дело. – 2007. – № 10. – С. 34-40.

2. Пат. 105135 Україна, МПК F04В 47/02. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2013 07030; заявл. 04.06.13; опубл. 10.04.14 Бюл. № 7.

3. Пат. 109987 Україна, МПК E21B 43/12. Свердловинний ежектор / О.В. Паневник, О.Я. Дубей, І.Я. Яремко, М.М. Лях – № а 2014 07902; заявл. 14.07.14; опубл. 26.10.15 Бюл. № 20.
4. Дубей О.Я. Підвищення ефективності установок свердловинних штангових насосів шляхом застосування нафтогазових ежекторів. : дис. канд. техн. наук: 05.05.12. – Івано-Франківськ, 2017. – 218 с.
5. Красильников И.А. Разработка методики расчета характеристик жидкостно-газовых эжекторов для эксплуатации скважин и водогазового воздействия на пласт с использованием насосно-эжекторных систем. : дисс. канд. техн. наук: 25.00.17. – М., 2010. – 146 с.
6. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – p. 4-9.
7. Shen J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China / J. Shen, X. Wu, J. Wang // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 2010. – 8 p.
8. Dubei O.Ya. Basic equation of the low-pressure oil-gas jet / O.Ya. Dubei, O.V. Panevnyk // Modern engineering and innovative technologies. – Nov. 2017. Issue 2. Vol. 1. – p. 7-15.
9. Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти: навчальний посібник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – Частина III. – 407 с.
10. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов [Текст] / И.Т. Мищенко. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
4. Dubei O.Ya. Pidvyshchennia efektyvnosti ustanovok sverdlovyynykh shtanhovykh nasosiv shliakhom zastosuvannia naftogazovykh ezhektoriv : dys. kand. tekhn. nauk: 05.05.12. – Ivano-Frankivsk, 2017. – 218 p.
5. Krasilnikov I.A. Razrabotka metodiki rascheta harakteristik zhidkostno-gazovykh ehzhektorov dlya ehkspluatatsii skvazhin i vodogazovogo vozdeystviya na plast s ispol'zovaniem nasosno-ehzhektornykh sistem. : diss. kand. tekhn. nauk: 25.00.17. – M., 2010. – 146 p.
6. Telkov V.P. Improvement of oil recovery by jet and electrical centrifugal pumping technology of water/gas influence / V.P. Telkov // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Nov. 2007. – pp. 4-9.
7. Shen J. Application of composite jet-rod pumping system in a system in a deep heavy-oil field in Tarim China / J. Shen, X. Wu, J. Wang // Works of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Sept. 2010. – 8 p.
8. Dubei O.Ya. Basic equation of the low-pressure oil-gas jet / O.Ya. Dubei, O.V. Panevnyk // Modern engineering and innovative technologies. – Nov. 2017. Issue 2. Vol. 1. – pp. 7-15.
9. Boiko V.S. Zbirnyk zadach z tekhnolohii vydobuvannia nafty: Navchalnyi posibnyk / V.S. Boiko. – Ivano-Frankivsk: Nova zoria, 2011. – Chastyna III. – 407 p.
10. Mishchenko I.T. Skvazhinnaya dobycha nefti: Uchebnoe posobie dlya vuzov [Tekst] / I.T. Mishchenko. – M.: Izd-vo «Neft i gaz» RGU nefti i gaza im. I.M. Gubkina, 2007. – 826 p.

REFERENCES

1. Molchanova V.A. Issledovanie ehffektivnosti ustrojstva dlya otkachki gaza iz zatrubnogo prostranstva / V.A. Molchanova, A.S. Topolnikov // Neftepromyslovoe delo. – 2007. – No 10. – pp. 34-40.
2. Pat. 105135 Ukraina, МПК F04B 47/02. Sverdlovyynnyi ezhektor / O.V. Panevnyk, O.Ya. Dubei, I.Ya. Yaremko, M.M. Liakh – No a 2013 07030; zaiavl. 04.06.13; opubl. 10.04.14. Biul. No 7.
3. Pat. 109987 Ukraina, МПК E21V 43/12. Sverdlovyynnyi ezhektor / O.V. Panevnyk, O.Ya. Dubei, I.Ya. Yaremko, M.M. Liakh – No a 2014 07902; zaiavl. 14.07.14; opubl. 26.10.15. Biul. No 20.