

МАШИНИ, ОБЛАДНАННЯ ТА МАТЕРІАЛИ

УДК 622.276.53

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТИСКУ, ТЕМПЕРАТУРИ ТА ШВИДКОСТІ РУХУ ГАЗОРІДИННОЇ СУМІШІ ВЗДОВЖ СТОВБУРА НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ У ВИПАДКУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ШТАНГОВИМ СВЕРДЛОВИННИМ НАСОСОМ

О.В. Паневник, О.Я. Дубей*

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727116,
e-mail: gidro@nimg.edu.ua

З метою встановлення можливості одночасного застосування в нафтовій свердловині глибинного штангового насоса, який приводиться в рух верстатом-гойдалкою, і струминного апарата (насоса, ежектора) на прикладі гіпотетичної свердловини визначено розподіл тиску і температури вздовж стовбура свердловини – від вибою до її гирла. При цьому використано відомі методи Поеттмана-Карпендера і Баксендела. Крім того, застосовуючи алгоритм визначення густини ідеальної газорідинної суміші, виконано обчислення швидкості руху газоводонафтової і водонафтової сумішей для низки перерізів по висоті насосно-компресорних труб за різних кутів повороту кривошипа верстата-гойдалки.

Користуючись еталонною кривою розподілу тиску в затрубному просторі свердловин, визначено динамічний рівень рідини в свердловині, глибину опускання насоса під динамічний рівень і середню температуру газу в затрубному просторі.

Ключові слова: нафтова свердловина, водонафтова суміш, газоводонафтова суміш, вибійний тиск, пластова температура.

С целью установления возможности одновременного применения в нефтяной скважине глубинного штангового насоса, приводящегося в движение станком-качалкой, и струйного аппарата (насоса, эжектора) на примере гипотетической скважины найдено распределение давления и температуры по стволу скважины – от забоя к её устью. При этом использованы известные методы Поэттмана-Карпендера и Баксендела. Кроме этого, с применением алгоритма определения плотности идеальной газожидкостной смеси проведен расчет скорости движения газоводонефтяной и водонефтяной смесей для ряда сечений по высоте насосно-компрессорных труб при различных углах поворота кривошипа станка-качалки.

По эталонной кривой распределения давления в затрубном пространстве скважин определен динамический уровень жидкости в скважине, глубина опускания насоса под динамический уровень и средняя температура газа в затрубном пространстве.

Ключевые слова: нефтяная скважина, водонефтяная смесь, газоводонефтяная смесь, забойное давление, пластовая температура.

In order to define if it is possible to ensure the simultaneous use of a well sucker-rod pump, driven by a sucker rod pumping unit and a jet device (pump, ejector), on the basis of the hypothetical oil well the pressure and temperature profiles along the wellbore from the bottom to its head were determined. The well-known Poettman-Carpenter and Baksendel techniques were applied. Besides, calculations on velocity of gas-water-oil and water-oil mixtures applying an algorithm of determining the ideal density of gas-liquid mixture were performed for several cross sections along the height of the tubing string at different rotary angles of the sucker rod pumping unit bell crank. The flowing level in the well, the pump lowering depth below the flowing level and the average gas temperature in the annular space were determined by the standard curve of the pressure profile in the annular space.

Keywords: oil well, water-oil mixture, gas-water-oil mixture, bottomhole pressure, reservoir temperature.

У випадку насосної експлуатації нафтових свердловин з метою полегшення піднімання продукції свердловини на поверхню важливе значення має використання енергії відсепарованого газу, що надходить у затрубний простір.

Саме це є одним із головних принципів при роботі тандемних насосних установок (електровідцентровий насос – струминний насос (ЕВН – СН)), які зараз досить широко використовуються під час експлуатації нафтових свердловин у

Росії [1]. Свердловинна суміш після проходження через ЄВН потрапляє у СН, який забезпечує відпомповування рідинної суміші разом із відсепарованим газом із затрубного простору. При цьому стабілізується робота ЄВН, корисно використовується енергія відсепарованого газу, і, як свідчить практика експлуатації тандемних установок, певною мірою збільшується відбір продукції із нафтових свердловин [1].

Із літератури відомий факт, коли зворотний клапан, який забезпечував перепускання газу із затрубного простору в колекторну лінію, в умовах низьких температур замерзав, що призводило до значного пониження динамічного рівня в свердловині і навіть до зриву подачі ЄВН [2]. Завдяки встановленню свердловинного ежектора вище динамічного рівня свердловини, який забезпечив відбір газу із затрубного простору, вдалося стабілізувати роботу ЄВН.

У роботі [3] здійснено теоретичну оцінку та експериментально досліджено можливість застосування аналогічної технології при експлуатації нафтової свердловини штанговим насосом установкою. Автори мають на увазі встановлення над глибинним штанговим насосом струминного апарата.

Очевидно потребують розгляду два варіанти розміщення обладнання: струминний апарат встановлено під динамічним рівнем свердловини і другий варіант – струминний апарат знаходиться вище динамічного рівня.

Для подальшого дослідження цієї проблеми необхідно насамперед знати розподіл тиску, температури і швидкості руху рідинної (газорідинної) суміші свердловини вздовж її стовбура, а також температуру і тиск у затрубному просторі, динамічний рівень свердловини. По-друге, вкрай важливим є знання залежності між параметрами на вході у струминний апарат і параметрами на його виході при врахуванні геометрії апарата і реальних умов його роботи у свердловині.

Метою даної роботи є визначення всіх параметрів нафтової свердловини, необхідних для дослідження одночасної роботи струминного апарата, встановленого над глибинним штанговим насосом.

Для розв'язання поставленої задачі робимо такі припущення:

- внутрішній діаметр насосно-компресорних труб (НКТ) є сталою величиною;
- структура потоку при русі газорідинної суміші у свердловині – бульбашкова;
- густина газорідинної (рідинної) суміші у кожному перерізі НКТ не залежить від часу;
- швидкість руху свердловинної суміші в кожному перерізі НКТ вище свердловинного насоса є періодичною функцією від часу.

Враховуючи згадані припущення, рух газорідинної (рідинної) суміші у нафтовій свердловині є квазістаціонарним незотермічним.

Для нестационарного руху суміші у трубах рівняння нерозривності потоку має вигляд [4]

$$\frac{\partial \rho_c}{\partial \tau} + \frac{\partial}{\partial z}(\rho_c w) = 0, \quad (1)$$

де ρ_c – густина суміші, що рухається трубопроводом;

w – середня по перерізу швидкість руху суміші;

z – координата в напрямі руху;

τ – час.

У нашому випадку, оскільки $\partial \rho_c / \partial \tau = 0$, із рівняння (1) отримуємо

$$\rho_c w = const, \quad (2)$$

тобто для двох довільно взятих перерізів 1 і 2 НКТ матимемо рівняння

$$w_{c1} \rho_{c1} = w_{c2} \rho_{c2}. \quad (3)$$

Уже було сказано, що одним із завдань даної роботи є визначення швидкості руху газодонафтової (водонафтової) суміші вище плунжера глибинного насоса. Над плунжером 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 НКТ більший діаметра плунжера, то при цьому швидкості водонафтової суміші і плунжера насоса при його русі вгору пов'язані між собою такою залежністю:

$$w = w_{nl} \frac{d_n^2 - d_{ul}^2}{d_g^2 - d_u^2}, \quad (4)$$

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

d_n , d_g , d_u – діаметри плунжера, НКТ (внутрішній) і штанг.

Швидкість руху плунжера у першому наближенні приймаємо рівною швидкості руху точки підвісу штанг (вказані швидкості неоднакові через деформацію колони штанг і труб НКТ, динамічні навантаження та інші причини). У свою чергу, швидкість руху точки підвісу штанг визначається, якщо відома геометрія верстата-гойдалки і кутова швидкість обертання його кривошипа. На рис. 1 зображено структурну схему верстата-гойдалки із зазначеними геометричними розмірами. Використовуючи метод замкненого векторного контуру [5] до кривошипно-коромислового механізму верстата-гойдалки, швидкість точки D , а отже, і точки підвісу штанг, отримуємо у вигляді [6]

$$w_{mn} = w_D = \left(\frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}} \right) \omega_1 k_1, \quad (5)$$

де ω_1 – кутова швидкість обертання кривошипа, c^{-1} ;

$$a = \left(k^2 + x^2 + y^2 - l^2 \right), \quad x = r \cos \varphi_1 - l_0, \\ y = r \sin \varphi_1, \quad l_0 = \sqrt{l_1^2 + l_2^2}, \quad u = \sqrt{x^2 + y^2},$$

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

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

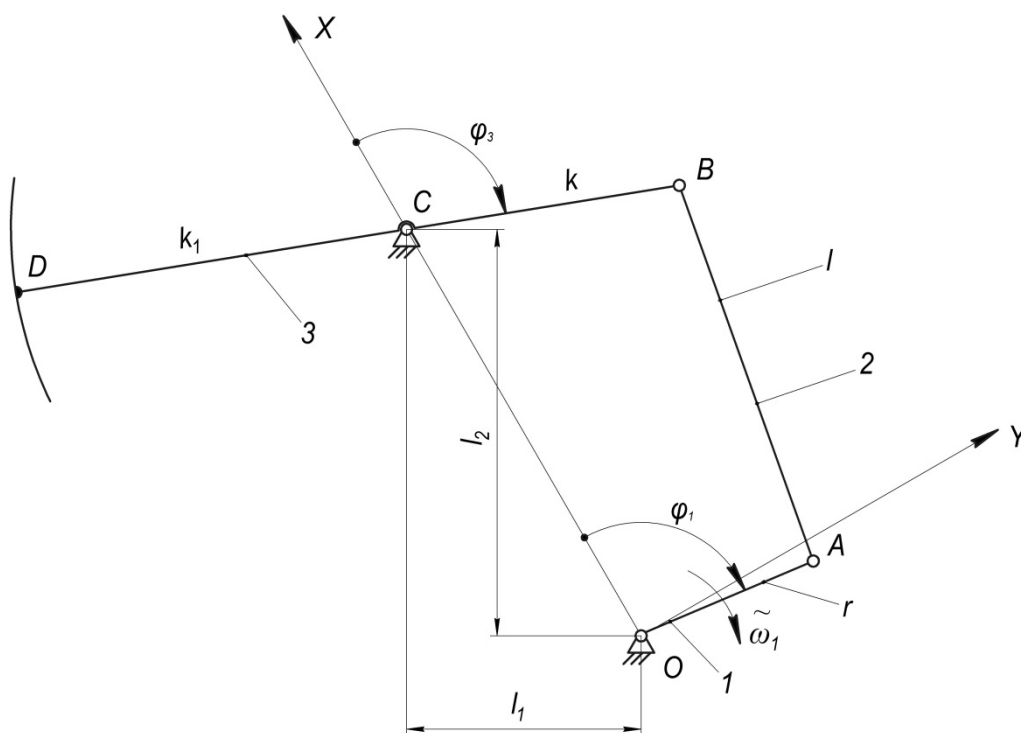


Рисунок 1 – Структурна схема верстата-гойдалки

Проведені динамічні дослідження з визначення нерівномірності обертання кривошипа верстата-гойдалки при роботі глибинної насосної установки свідчать, що остання є досить незначною, так що її впливом на швидкість руху точки підвісу штанг можна знехтувати. Тому у формулі (5) ω_1 можна вважати сталою величиною. Таким чином, при русі плунжера насоса вгору швидкість руху у будь-якому перерізі водонафтового стовпа становитиме

$$w = \frac{d_n^2 - d_{uu}^2}{d_s^2 - d_{uu}^2} \left(\frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}} \right) \omega_1 k_1. \quad (6)$$

Під час руху плунжера насоса вниз разом з плунжером вниз 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 при русі плунжера насоса вниз будь-який переріз водонафтового стовпа рухатиметься угору зі швидкістю

$$w_1 = - \frac{d_{uu}^2}{d_s^2 - d_{uu}^2} \left(\frac{a'u - au'}{u\sqrt{u^2 - a^2}} - \frac{y'u - yu'}{u\sqrt{u^2 - y^2}} \right) \omega_1 k_1. \quad (7)$$

У формулі (7) з'являється знак «мінус» у зв'язку з тим, що під час руху плунжера насоса вниз вираз, що стоїть у круглих дужках, набуває від'ємного значення.

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

$$\arccos \frac{(r+l)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(r+l)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} < \varphi_1 \leq \left[180^\circ + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right].$$

При зміні кута φ_1 у діапазоні

$$\left[180^\circ + \arccos \frac{(l-r)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(l-r)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right] < \varphi_1 \leq \left[360^\circ + \arccos \frac{(r+l)^2 + l_1^2 + l_2^2 - k^2}{2(r+l)\sqrt{l_1^2 + l_2^2}} \right]$$

точка підвісу штанг рухається вниз.

В області руху газоводонафтової суміші на її швидкість крім швидкості руху плунжера насоса впливає і кількість вільного газу, який виділяється з нафти при зменшенні тиску. В такому разі для двох суміжних перерізів, відстань між якими Δl (переріз 2 розміщений вище перерізу 1), їхні швидкості при русі плунжера насоса угору і вниз будуть пов'язані між собою такою залежністю:

$$w_{c2} = w_{c1} \frac{\rho_{c1}}{\rho_{c2}}. \quad (8)$$

При цьому швидкість w_{c1} на межі між водонафтовим і газоводонафтовим стовпами під час руху плунжера насоса угору потрібно визначити за формулою (6), а у зворотному напрямку – за формулою (7). Для кожного перерізу 2, який розміщений зверху граничного перерізу, необхідно користуватися формулою (8).

Для реалізації такої методики визначення швидкості руху газоводорідинної суміші необхідно знати густину суміші у довільному перерізі вздовж колони НКТ.

Густину ідеальної газорідинної суміші (в якій нехтують відносною швидкістю фаз) визначають за формулою [7, 8]

$$\rho_c = \frac{m_c}{V_c}, \quad (9)$$

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 НКТ, віднесений до одиниці об'єму дегазованої нафти.

Величини m_c і V_c визначаються так:

$$m_c = \rho_{нд} + \rho_{зо} \Gamma_{11} \rho_{нд} 10^{-3} + \frac{\rho_{вст} \beta_{вст}}{1 - \beta_{вст}}, \quad (10)$$

$$V_c = b_n + \frac{V_{2в} \rho_{нд} 10^{-3} z(p, T) p_0 T}{p T_0} + \frac{\beta_g}{1 - \beta_g}, \quad (11)$$

де $\rho_{нд}$, $\rho_{зо}$, $\rho_{вст}$ – відповідно густина дегазованої нафти, газу однократного розгазування за нормальних умов та води за стандартних умов, кг/м³;

$V_{2в}$ – зведений до нормальних умов питомий об'єм газу, що виділився і припадає на 1 т дегазованої нафти, м³/т;

Γ_{11} – трубний газовий фактор, м³/т;

b_n – об'ємний коефіцієнт нафти;

$z(p, T)$ – коефіцієнт надстисливості нафтового газу за термобаричних умов p і T у перерізі колони;

p_0 , T_0 – тиск і температура за нормальних умов, МПа, К;

$\beta_{вст}$, β_g – об'ємна витратна частка води у суміші за стандартних умов і за термобаричних умов p і T .

Для визначення величини ρ_c у довільних перерізах нафтової свердловини необхідно за однією із відомих методик встановити розподіл тиску і температури між вибоєм свердловини і місцем установлення глибинного штангового насоса. Після цього знайти відкоректований тиск насичення нафти газом $p'_{нас}$ в колоні НКТ і трубний газовий фактор Γ_{11} . Далі потрібно розв'язати задачу розподілу тиску і температури від гирла свердловини до перерізу, в якому тиск рівний відкоректованому тиску насичення $p'_{нас}$ і нижчий, у водонафтовій зоні, аж до місця підвищення глибинного насоса. У ході розв'язання цієї задачі визначаються у різних перерізах НКТ величини m_c і V_c , а отже, і густина ідеальної газорідинної суміші ρ_c .

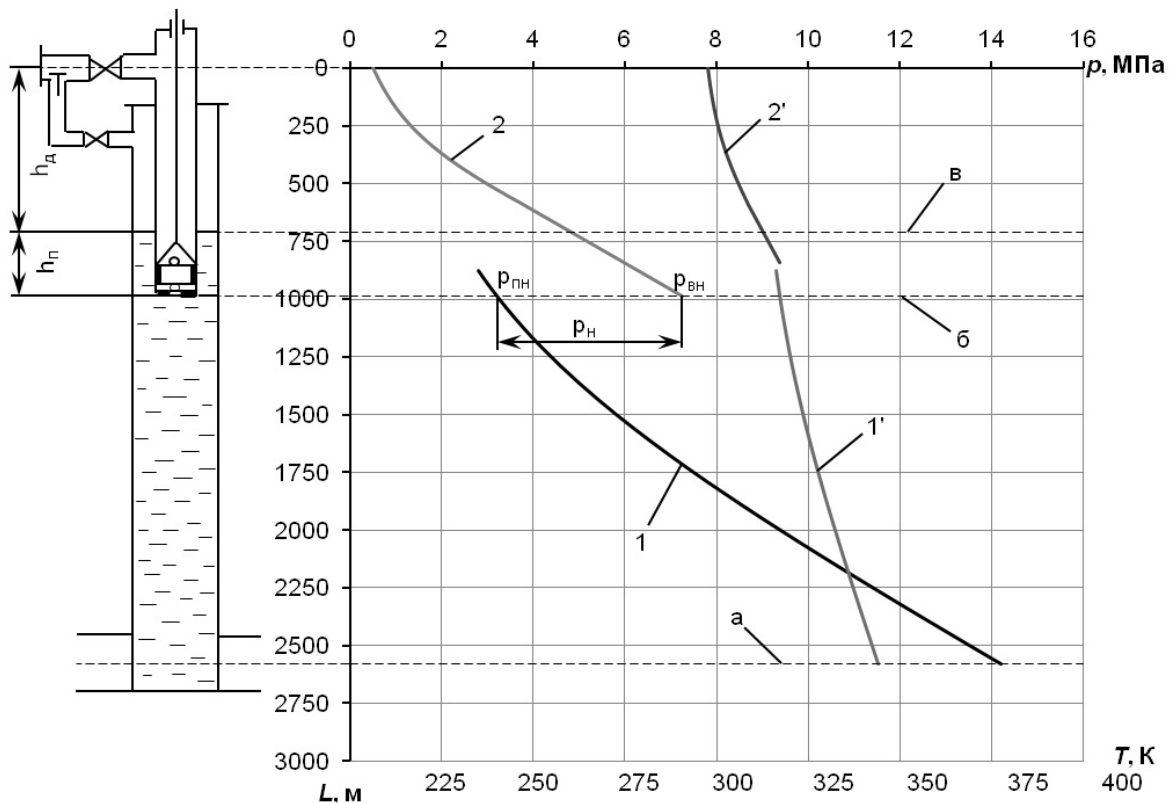
Різним положенням механізму верстата-гойдалки під час його руху відповідають певні швидкості руху водонафтової суміші, які визначаються за формулою (6) під час руху плунжера насоса угору, або за формулою (7) під

час руху плунжера насоса вниз. Використовуючи залежність (8) між швидкостями потоку у двох сусідніх перерізах колони НКТ послідовно, від початкового перерізу, з якого починається газоводонафтовий потік, обчислюється швидкість руху в кожному наступному перерізі через уже відому швидкість у попередньому перерізі. В результаті отримуємо для кожного із n_1 перерізів, на які розбита висота колони НКТ, починаючи від перерізу, в якому тиск дорівнює тиску насичення нафти газом, аж до гирла свердловини, числові значення швидкості руху газоводорідинної суміші для всіх n_2 положень механізму верстата-гойдалки, що розглядаються.

Все вказане реалізовано на гіпотетичній нафтовій свердловині, параметри якої мають такі числові значення:

- глибина свердловини $H = 2580$ м;
- дебіт свердловини по рідині за стандартних умов $Q = 39$ м³/добу;
- вибійний тиск $p_e = 14,2$ МПа;
- тиск насичення нафти за пластової температури $p_{нас} = 14,2$ МПа;
- гирловий тиск $p_2 = 0,5$ МПа;
- затрубний тиск $p_3 = 1$ МПа;
- пластова температура $T_{пл} = 344$ К;
- газонасиченість пластової нафти і газовий фактор $\Gamma_0 = 130$ м³/т, $G_0 = 130$ м³/т;
- внутрішній діаметр НКТ $d = 0,062$ м;
- діаметр експлуатаційної колони $D_{ек} = 0,147$ м;
- масова обводненість продукції (масова витратна частка води у суміші) за стандартних умов $n_g = 0,41$;
- середній геотермічний градієнт $\Gamma_m = 0,0234$ К/м;
- густина дегазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нд} = 848$ кг/м³;
- густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов $\rho_{зо} = 0,91558$ кг/м³;
- відносна до повітря густина нафтового газу $\rho_{зо} = 0,70812$;
- молярні частки азоту і метану у нафтовому газі $y_a = 0,003984$, $y_{с1} = 0,836868$;
- концентрація розчинених у воді солей $C_1 = 30$ г/л;
- глибина підвіски насоса $L_n = 987,9$ м;
- діаметр плунжера насоса $d_n = 0,044$ м;
- загальний коефіцієнт сепарації газу на вході насоса $\sigma_3 = 0,934$.

Свердловина експлуатується за допомогою верстата-гойдалки 6ВГ-6-2,1-2500, геометричні розміри якого: $k_1 = 2100$ мм, $k = 2100$ мм, $r_{max} = 1000$ мм (максимальна довжина кривошипа), $l_1 = 1845$ мм, $l_2 = 2500$ мм, $l = 2500$ мм. При цьому довжина ходу точки підвісу штанг $s = 2084,5$ мм. Верстат-гойдалка приводить в



a – вибій свердловини, *б* – глибина опускання насоса, *в* – динамічний рівень свердловини
 1 – розподіл тиску між вибоєм свердловини і прийомом насоса;
 2 – розподіл тиску між прийомом насоса і гирлом свердловини;
 1', 2' – зміна температури потоку в свердловині від вибою до глибинного насоса і від насоса до гирла;
 $p_{пн}$, $p_{вн}$, p_n – відповідно тиск на прийомі насоса, тиск на виході з насоса і тиск, створюваний насосом ($p_{пн} = 3,2$ МПа, $p_{вн} = 7,26$ МПа, $p_n = 4,06$ МПа)

Рисунок 2 – Зміна тиску і температури потоку в свердловині від її вибою до гирла

рух глибинний насос, число подвійних ходів плунжера якого $n_{пл} = 11,375$ хв⁻¹.

За відомим методом Поеттмана-Карпентера [7, 8] виконано розрахунок при використанні комп'ютерної програми HPWN розподілу тиску і температури між вибоєм свердловини і глибинним насосом. Згідно з отриманими результатами тиск і температура на вході у насос мають такі значення: $p_{ex} = 3,2$ МПа, $T_{ex} = 317,3$ К.

Відкоректований тиск насичення нафти газом в НКТ визначається так [8]:

$$p'_{нас} = p_{насT} \left\{ 1 - \sigma_3 \left[1 - \left(\frac{p_{ex}}{p_{насT}} \right)^{\frac{1,5+0,32y_a^2}{1,567+y_a^2}} \right]^{\frac{1,567+y_a^2}{1,5+0,32y_a^2}} \right\} \quad (12)$$

де $p_{насT}$ – змінний рівноважний тиск насичення за температури входу в насос $T_{ex} = 317,3$ К.

Величина $p_{насT}$, у свою чергу, обчислюється за формулою [7, 8]

$$p_{насT} = p_{нас} - \frac{T_{пл} - T_{ex}}{9,157 + \frac{701,8}{\Gamma_0(y_M - 0,8y_a)}} \quad (13)$$

Використовуючи формули (13) і (12), отримуємо $p'_{нас} = 3,7942$ МПа.

За результатами виконання тієї ж комп'ютерної програми HPWN знаходимо об'ємну витрату вільного газу, що потрапляє в насос, $V_{гex}$, зведену до нормальних умов, і залишкову газонасиченість нафти перед входом у насос. Користуючись цими величинами, отримуємо трубний газовий фактор $\Gamma_{11} = 37,43$ м³/т.

За методом Баксендела [7, 8], приймаючи до уваги трубний газовий фактор Γ_{11} і тиск насичення $p'_{нас}$, визначено розподіл тиску і температури від гирла свердловини і до перерізу в НКТ, в якому тиск рівний тиску $p'_{нас}$ (газоводонафтовий потік), а також і у водонафтовому потоці аж до місця розташування глибинного насоса (використано розроблену комп'ютерну програму HPGN). Отримані результати у вигляді графіків подано на рис. 2. Виявилось, що тиск на вході у насос $p_{пн} = 3,2$ МПа, а на виході з нього $p_{вн} = 7,26$ МПа. Таким чином, тиск, що створює насос, рівний $p_n = 4,06$ МПа.

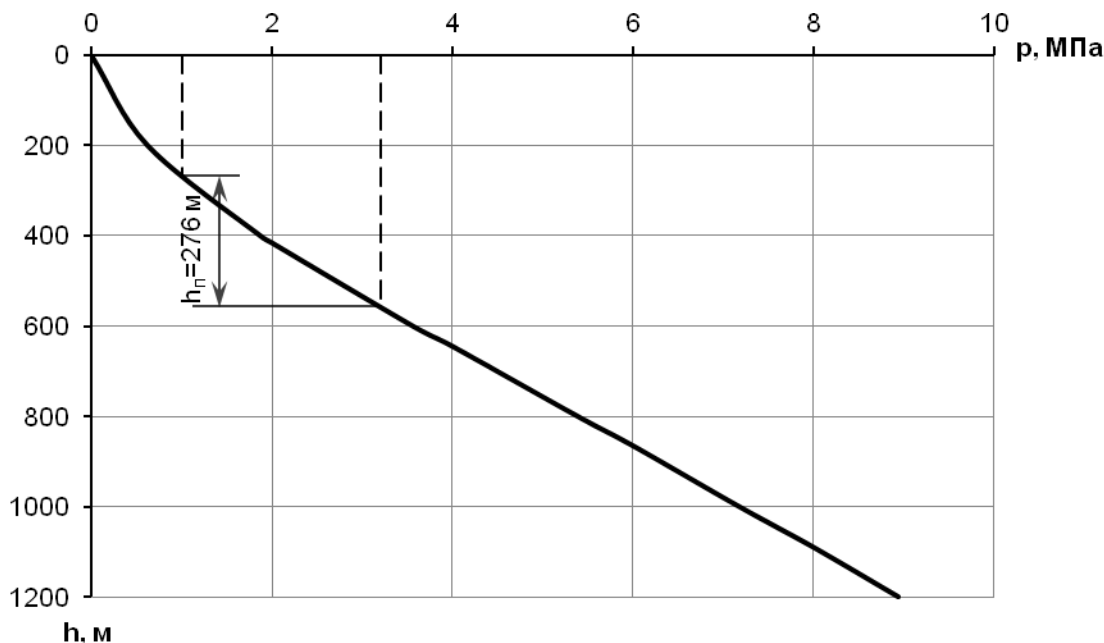


Рисунок 3 – Визначення величини занурення насоса під динамічний рівень за розрахунковою еталонною кривою розподілу тиску в затрубному просторі свердловини

Графіки температури потоку суміші (криві 1', 2') повинні би бути лінійними функціями від глибини L , але, як видно із рис. 2, вони мають невеликі відхилення від прямих ліній. Це пояснюється тим, що при дослідженні прийнята лінійна залежність між тиском і температурою, хоча в дійсності вона не є цілком лінійною.

Крім того, на рис. 2 показано динамічний рівень свердловини h_0 і величину занурення насоса під динамічний рівень h_n . Для знаходження цих величин використана розрахункова еталонна крива розподілу тиску в затрубному просторі свердловин (залежність тиску p у затрубному просторі від глибини h) [9]. Щоб знайти величину занурення насоса під динамічний рівень, необхідно на побудованій еталонній кривій (рис. 3) вздовж осі тиску p відкласти величину тиску на вході насоса p_{nn} і величину тиску в затрубному просторі p_3 . Через отримані точки провести вертикальні лінії до перетину з еталонною кривою. Різниця ординат між точками перетину є величиною занурення насоса під динамічний рівень. Для досліджуваної свердловини величина занурення під динамічний рівень $h_n = 276$ м. А динамічний рівень $h_0 = L_h - h_n = 987,9 - 276 = 711,9$ м.

Знайдемо ще середню температуру газу в затрубному просторі. Зміна температури газу в затрубному просторі складатиме

$$T = T_0 + \Gamma_m (h - h_0), \quad (14)$$

де T_0 – температура нейтрального шару (приймемо $t_0 \approx 7,54$ °С, $T_0 = t_0 + 273 = 7,54 + 273 = 280,54$ К);

Γ_m – геотермічний градієнт (у нашому випадку $\Gamma_m = 0,0234$);

h, h_0 – глибина точки затрубного простору від гирла і глибина нейтрального шару ($h_0 \approx 20$ м).

Тоді температура газу на межі з рідинною сумішшю буде

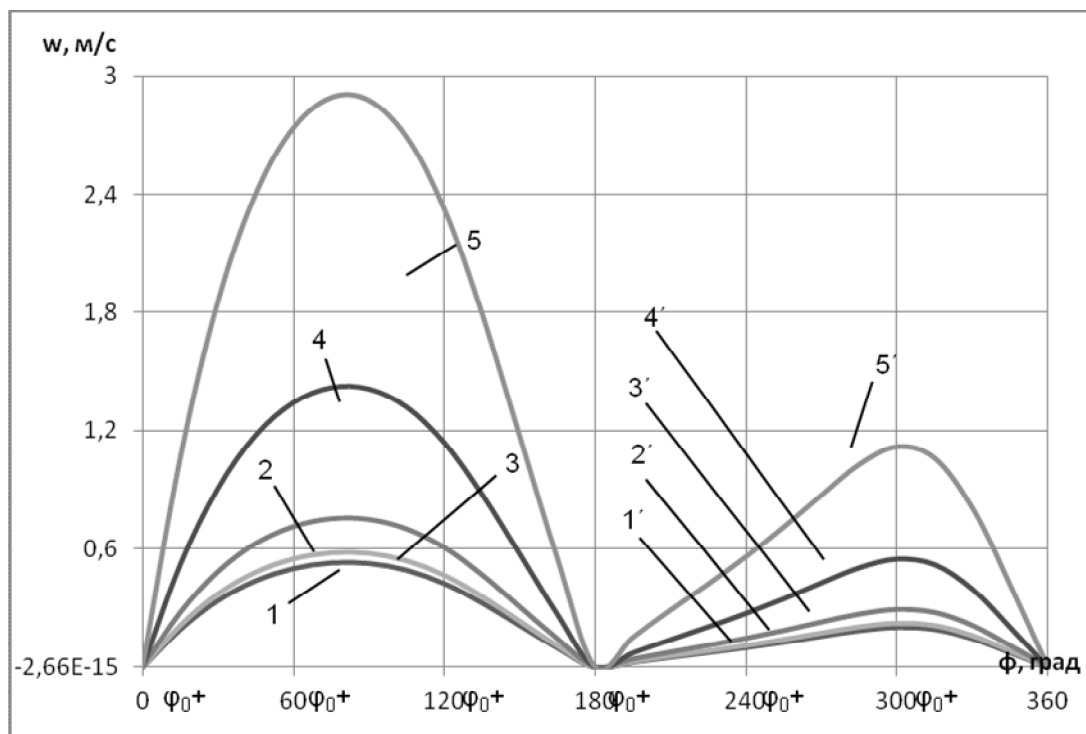
$$T_\partial = 280,54 + 0,0234(711,9 - 20) = 296,73 \text{ К,}$$

а середня температура газу в затрубному просторі матиме значення

$$\bar{T} = \frac{T_0 + T_\partial}{2} = \frac{280,54 + 296,73}{2} = 288,64 \text{ К.}$$

Для розрахунку швидкості руху газоводонафтової (водонафтової) суміші, що рухається над плунжером глибинного насоса, була розроблена ще одна комп'ютерна програма WS1. У цій програмі використано алгоритм визначення густини суміші ρ_c вздовж колони НКТ із програми HPGN (метод Баксендела) і за наведеними вище формулами знайдено швидкість руху суміші для 24 положень кривошипа верстата-гойдалки у кожному із 34 перерізів колони НКТ, починаючи від перерізу, в якому тиск рівний тиску насичення $p'_{нас}$ (глибина $h_{нас} = 593$ м це результат розрахунку за програмою HPGN), аж до гирла свердловини.

На рис. 4 зображено графіки зміни швидкості газоводонафтової (водонафтової) суміші протягом одного повного оберту кривошипа для п'яти перерізів НКТ. Перший переріз відповідає межі між водонафтовим і газоводонафтовим потоками (тиск $p = p'_{нас} = 3,7942$ МПа, $h = 593$ м), п'ятий переріз відповідає гирлу свердловини (тиск $p = p_c = 0,5$ МПа, $h = 0$). Швидкість у перерізі під час руху плунжера насоса вниз на графіках позначено тією ж цифрою, що і під час руху плунжера насоса угору, тільки додатково проставлено індекс «штрих».



водонафтовий потік: 1, 1' – $p = p'_{нас} = 3,7942$ МПа, $h = 593$ м;
 газоводонафтовий потік: 2, 2' – $p = 3$ МПа, $h = 504,6$ м; 3, 3' – $p = 2$ МПа, $h = 371,5$ м;
 4, 4' – $p = 1$ МПа, $h = 173,2$ м; 5, 5' – $p = p_2 = 0,5$ МПа, $h = 0$ м

Рисунок 4 – Залежність швидкості руху газоводонафтової (водонафтової) суміші від кута повороту кривошипа верстата-гойдалки

Як видно з графіків, швидкість потоку в крайніх положеннях механізму верстата-гойдалки рівна нулю для всіх перерізів, а максимуми швидкості руху зростають з наближенням до гирла свердловини. При цьому відношення максимуму швидкості потоку на гирлі свердловини до максимуму швидкості водонафтового потоку дорівнює приблизно 5,5 як під час руху плунжера насоса угору, так і під час його руху вниз співвідношення максимумів швидкості потоку під час руху плунжера насоса угору і вниз є більшим 2,5 для всіх перерізів НКТ.

За результатами виконання даної роботи можна зробити такі висновки:

- встановлено розподіл тиску і температури для заданої свердловини від її вибою і до гирла при використанні методів Поеттмана-Карпентера і Баксендела;

- визначено тиск і температуру на вході у насос, тиск на виході з насоса (глибина опускання насоса була відомою), відкоректований тиск насичення, трубний газовий фактор, довжину газоводонафтового і водонафтового потоків над глибинним насосом;

- знайдена залежність швидкості руху газоводонафтового і водонафтового потоків над глибинним насосом для різних їх перерізів від кута повороту верстата-гойдалки;

- використовуючи розрахункову еталонну криву розподілу тиску в затрубному просторі свердловини, визначено глибину опускання

насоса під динамічний рівень, величину динамічного рівня і середню температуру газу в затрубному просторі.

Таким чином, встановлено всі параметри нафтової свердловини, що експлуатується свердловинним штанговим насосом, які необхідні при дослідженні можливості застосування додатково над глибинним насосом струминного апарата (насоса, ежектора).

Мета подальших досліджень полягає у встановленні залежності між параметрами на вході у струминний апарат і параметрами на його виході із врахуванням геометрії струминного апарата та специфічних умов його роботи у нафтових свердловинах.

Література

1 Мищенко І.Т. Струйные насосы для добычи нефти [Текст] / И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 150 с.

2 Атнабаев З.М. Сквжинный эжектор для предотвращения повышения затрубного давления и срыва подачи УЭЦН / З.М. Атнабаев // Нефтяное хозяйство. – 2001. – №4. – С. 72 – 74.

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

4 Уоллис Г. Одномерные двухфазные течения [Текст] / Г. Уоллис. – М.: Мир, 1972. – 440 с.

5 Зиновьев В.А. Аналитические методы расчета плоских механизмов / В.А. Зиновьев. – М. – Л.: Гостехиздат, 1949. – 203 с.

6 Дубей О.Я. Визначення закону руху точки підвісу штанг верстатів-гойдалок / О.Я. Дубей // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2013. – № 4 (49). – С. 67-73.

7 Мищенко И.Т. Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи: учеб. пособие для вузов / И.Т. Мищенко, В.А. Сахаров, В.Г. Грон, Г.И. Богомольный. – М.: Недра, 1984. – 272 с.

8 Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти: навчальний посібник / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – Частина III. – 407 с.

9 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.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
10.01.14*

*Рекомендована до друку
професором **Копєєм Б.В.**
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)
професором **Зоценком М.Л.**
(Полтавський національний технічний
університет ім. Ю. Кондратюка, м. Полтава)*