

Научная новизна. В отличие от известных способов повышения качества многоканальных изображений, таких как Грамма-Шмидта, Брови, РСА, анализ независимых компонент, ИHS-алгоритм и др., которые не учитывают особенностей построения современных сканирующих устройств, соответствующих структур и форматов данных, что приводит к искажению цветов оригинального изображения, предложенный метод позволяет сохранить спектральную информацию оригинального многоканального изображения при повышении пространственного разрешения. Кроме того, появляется возможность избежать цветовых искажений и добиться большей детализации цифрового изображения, особенно в участках затенения объектов интереса.

Практическая значимость. Информационная технология может быть применена при обработке аэро-

УДК 622. 276.53

**О.В. Паневник, д-р техн. наук, проф.,
О.Я. Дубей**

космических изображений для увеличения пространственного разрешения мультиспектральных спутниковых снимков. Кроме того, использование предложенной технологии позволяет эффективно проводить дальнейшее распознавание и оперативный мониторинг локализации военной техники, объектов строительства инфраструктуры и т.д.

Ключевые слова: *фотограмметрическое, спутниковое, многоканальное, панхроматическое изображение, HSV, ICA, вейвлет-преобразования, эквализация гистограммы, пространственное разрешение*

Рекомендовано до публікації докт. техн. наук В.М. Корчинським. Дата надходження рукопису 10.03.15.

Державний вищий навчальний заклад „Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу“, м. Івано-Франківськ, Україна, e-mail: gidro@nung.edu.ua; helga.rocks1@gmail.com

ВИЗНАЧЕННЯ РОЗПОДІЛУ ТИСКУ ТА ТЕМПЕРАТУРИ ВЗДОВЖ СТОВБУРА НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

**O.V. Panevnyk, Dr. Sci. (Tech.), Professor,
O.Ya. Dubei**

State Higher Educational Institution “Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas”, Ivano-Frankivsk, Ukraine, e-mail: gidro@nung.edu.ua, helga.rocks1@gmail.com

DETERMINATION OF THE PRESSURE AND TEMPERATURE DISTRIBUTION ALONG THE OIL WELL BORE

Мета. Уточнення відомого методу розрахунку розподілу тиску та температури свердловинної продукції вздовж стовбура свердловини, що даватиме більш коректні результати.

Методика. На основі методів Поетманна-Карпентера та Баксенделла запропоновано новий підхід до вирішення диференціальних рівнянь за допомогою числового методу Адамса-Крилова. У разі використання тих самих диференціальних рівнянь, але за рахунок різного підходу до їх вирішення, отримані результати, що більш точно описують реальні процеси у свердловині. Виконані комп'ютерні обчислення, що наочно демонструють суттєву розбіжність у розподілі термодинамічних параметрів при однакових вихідних даних у випадку застосування первинної та похідної методик.

Результати. Виявлені певні недоліки в результатах, що отримані за відомими методами, а саме: нелінійність функції температури залежно від глибини й поява стрибкоподібної зміни температури нафти в точці підвісу насоса. У вигляді графіків зміни тиску та температури вздовж стовбура свердловини унаочнено відмінність між отриманими кривими, причому на ділянці між гирлом і точкою підвісу насоса, що є більш цікавою при розрахунках, відхилення досягає 23% для тиску та майже 4% для температури. Використання числових методів розрахунку усунуло зазначені недоліки та підвищило якість отримуваних даних.

Наукова новизна. Полягає у видозміні відомого методу визначення розподілу тиску та температури вздовж стовбура свердловин таким чином, що він забезпечує більш адекватні результати в порівнянні з попереднім методом.

Практична значимість. Усунення неточностей у запропонованих методиках Поетманна-Карпентера та Баксенделла дасть змогу отримати точніші дані по розподілу термодинамічних параметрів у свердловині при теоретичному дослідженні процесів, що мають місце під час експлуатації нафтових свердловин.

Ключові слова: *нафтова свердловина, вибійний тиск, пластова температура, газоводонафтовий потік, нелінійне диференціальне рівняння*

Постановка проблеми. При реалізації багатьох технологічних задач, пов'язаних з видобуванням нафти, необхідно знати розподіл тиску та температури вздовж стовбура свердловини. Використання кривих розподілу

тиску газоводонафтового потоку при штангово-насосній експлуатації свердловин дозволяє повніше врахувати умови їх відпомповування, забезпечити найбільш оптимальний режим роботи устаткування. Саме тому перед тим, як безпосередньо приступати до розрахунку

свердловинного обладнання, необхідно встановити розподіл цих термодинамічних параметрів.

Аналіз останніх досліджень. Особливо важливо знати розподіл тиску та температури при одночасному використанні електровідцентрового та струминного насосів або глибинного штангового насоса й ежектора. Останніми роками в Росії широко розповсюджені тандемні установки (електровідцентровий насос – струминний насос) [1]. Свердловинна суміш після проходження через відцентровий насос потрапляє до струминного апарату. При цьому відбирається додатково рідинна суміш разом з відсепарованим газом із затрубного простору. У результаті стабілізується робота відцентрового насоса, корисно використовується енергія від сепарованого газу. Це призводить, у певній мірі, до збільшення відбору продукції з нафтових свердловин. Далі йтиме мова про розподіл тиску та температури вздовж стовбура свердловини при її штангово-насосній експлуатації.

Серед багатьох методів визначення розподілу тиску вздовж стовбура свердловини поширеними є методи Поетманна-Карпентера та Баксенделла. Рівняння руху газорідинної суміші за методом Поетманна-Карпентера можна подати у вигляді [2]

$$\frac{dp}{dz} = \rho_{cm} \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{f Q_{pcm}^2 (1 - \beta_g)^2 M_{cm}^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{cm} D^5}, \quad (1)$$

де p – тиск у свердловині, МПа; z – координата перерізу свердловини, починаючи від її гирла, м; ρ_{cm} – густина ідеальної газорідинної суміші (без урахування впливу відносної швидкості фаз), кг/м³; g – прискорення вільного падіння, м/с²; f – кореляційний коефіцієнт, що визначається через умовне число Рейнольдса; Q_{pcm} – дебіт свердловини по рідині за стандартних умов, м³/д; β_g – об’ємна витратна доля води при тиску p і температурі T ; M_{cm} – маса нафти, газу й води, що припадає на одиницю об’єму дегазованої нафти, кг/м³; D – діаметр кругового каналу, м.

Кореляційний коефіцієнт f можна встановити за графіком Поетманна-Карпентера або при використанні апроксимуючої його формули В.І. Щурова [2]

$$f = 10^y; \quad y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pcm} (1 - \beta_g) \times \frac{M_{cm}}{D} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (2)$$

Для кільцевих каналів (наприклад, у свердловині між глибинним штанговим насосом і її гирлом) формула (1) буде, МПа/м

$$\frac{dp}{dz} = \rho_{cm} \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{f Q_{pcm}^2 (1 - \beta_g)^2 M_{cm}^2}{2,3024 \cdot 10^{15} \rho_{cm} (d^2 - d_w^2)^2 (d - d_w)}, \quad (3)$$

де d – внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м; d_w – еквівалентний діаметр колони штанг, м.

Кореляційний коефіцієнт f при цьому визначається за експериментальними даними Баксенделла для кількох каналів [4] або за формулою, що аналогічна формулі (2)

$$f = 10^y; \quad y = 19,66 \left\{ 1 + \lg \left[0,99 \cdot 10^{-5} Q_{pcm} (1 - \beta_g) \times \frac{M_{cm}}{d - d_w} \right] \right\}^{-0,25} - 17,713. \quad (4)$$

Для інтервалів свердловини, де тиск рідинної суміші більший за тиск насичення газу, градієнт тиску визначається за формулою [2, 3], МПа/м

$$\frac{dp}{dz} = \rho_p \cdot g \cdot 10^{-6} + \frac{\lambda w_{p3g}^2 \rho_p \cdot 10^{-6}}{2d_1}, \quad (5)$$

де ρ_p – густина водонафтової рідини, кг/м³; λ – коефіцієнт гідравлічного тертя потоку; w_{p3g} – зведена швидкість руху рідини, м/с; d_1 – діаметр каналу (при русі водонафтової рідини до штангового насоса $d_1 = D$, а при русі рідини над штанговим насосом $d_1 = d_2$, d_2 – гідравлічний діаметр $d_2 = d - d_w$).

Коефіцієнт гідравлічного тертя потоку рідини залежить від числа Рейнольдса Re_p і відносної шорсткості труб [2].

Праві частини рівнянь (1, 3, 5) є складними функціями тиску p і температури T у свердловині та нелінійно залежать від тиску. Про це свідчать формули для визначення величин, що входять до рівнянь (1, 3, 5), наведені в роботі [2]. Це означає, що вказані рівняння є нелінійними диференціальними рівняннями першого порядку такого виду

$$\frac{dp}{dz} = f(p, T, q_i); \quad i=1, 2, 3, \dots, n, \quad (6)$$

де q_i – низка параметрів свердловини та її продукції, що входять у праві частини рівнянь (1, 3, 5).

Вказані рівняння прийнято розв’язувати в такій послідовності. Загальний діапазон зміни тиску у свердловині розбивають на рівні інтервали Δp . У результаті отримуємо числові значення тисків p_i на границях інтервалів ($p_i = p_{i-1} \pm \Delta p$, знак плюс береться, якщо розрахунок ведеться зверху вниз, а знак мінус – у випадку розрахунку знизу вгору). Але для визначення градієнта тиску крім відомого значення тиску необхідно знати й температуру T_i у перерізах свердловини, що відповідає тиску p_i . Для отримання температури T_i припускають, що температура й тиск приблизно лінійно залежні. Тому, у випадку штангово-насосної експлуатації свердловини, температура в довільному її перерізі буде

$$T_i = T_1 + (T_2 - T_1) \frac{p_i - p_1}{p_2 - p_1}, \quad (7)$$

де а) для інтервалу колони між вибоєм та точкою підвісу насоса $T_1 = T_{вн}, p_1 = p_{вн} (p_{вн}, T_{вн}$ – тиск і температура на вході в насос); $T_2 = T_{нл}, p_2 = p_{в} (p_{в}, T_{нл}$ – пластовий тиск і температура на вибої свердловини); б) для інтервалу колони між точкою підвісу насоса та гирлом свердловини $T_1 = T_2, p_1 = p_2 (p_2, T_2$ – тиск і температура на гирлі свердловини); $T_2 = T_{нл}, p_2 = p_{в} (p_{в}, T_{нл}$ – вибійний тиск і пластова температура).

При проектуванні штангово-насосної експлуатації нафтової свердловини температури на вході в насос і на її гирлі будуть [2]

$$T_{вн} = T_{нл} - G_{н1}(H - L_n); T_2 = T_{вн} - G_{н2}L_n, \quad (8)$$

де $G_{н1}, G_{н2}$ – термодинамічні градієнти потоку суміші при її русі, відповідно, в експлуатаційній колоні й у колоні насосно-компресорних труб, К/м; H – глибина свердловини, м; L_n – глибина підвіски насоса, м.

Для визначення величин $G_{н1}$ і $G_{н2}$ використовують емпіричні формули [2]

$$G_m = (0,0034 + 0,79G_m) \cdot 10^9, \quad i=1, 2; \quad (9)$$

$$y_1 = \frac{-Q_{рст}}{86400 \cdot 20 \cdot D^{2,67}}; y_2 = \frac{-Q_{рст}}{86400 \cdot 20 \cdot d^{2,67}},$$

де G_m – геотермічний градієнт, К/м.

При використанні рівнянь (5 і 1) знаходиться градієнт тиску dp/dz , функція $z(p) = \int_0^z dz - dp$ на інтервалі свердловини між її вибоєм і точкою підвісу насоса, тиск і температура на прийомі насоса. Після цього визначається відкоригований тиск насичення нафти газом і трубний газовий фактор. Рівняння (2 і 5) дозволяють знайти розподіл тиску та температури на інтервалі колони насосно-компресорних труб гирло – прийом насоса.

Виділення раніше не вирішеної частини проблеми та постановка задачі. Недоліками цієї методики є використання формули (7), що викликає нелінійність функції температури залежно від глибини перерізів свердловини. У той же час розв'язок рівняння теплопровідності стаціонарного потоку у свердловині вказує на практичну лінійність зміни температури залежно від глибини у свердловині [3,4]. З іншої сторони при визначенні градієнтів зміни тиску dp/dz не враховується той факт, що рівняння (1, 3, 5) є практично нелінійними рівняннями. У зв'язку з цим було вирішено порівняти результати викладеної методики визначення розподілу тиску та температури вздовж стовбура свердловини з методикою, в якій враховується нелінійність рівнянь (1, 3, 5) і лінійність зміни температури з глибиною.

Викладення основного матеріалу. Для порівняння результатів двох методик обрано гіпотетичну нафтову

свердловину, параметри якої мають такі числові значення:

- глибина свердловини $H = 2580$ м;
- дебіт свердловини по рідині за стандартних умов $Q = 39$ м³/д;
- вибійний тиск $p_{в} = 14,2$ МПа;
- тиск насичення нафти газом за пластової температури $p_{нас} = 14,2$ МПа;
- гирловий тиск $p_2 = 0,5$ МПа;
- пластова температура $T_{нл} = 344$ К;
- газонасиченість пластової нафти та газовий фактор $G_0 = 130$ м³/т, $G_0 = 130$ м³/т;
- внутрішній діаметр насосно-компресорних труб $d = 0,062$ м;
- діаметр експлуатаційної колони $D_{ек} = 0,147$ м;
- масова обводненість продукції (масова витратна частка води в суміші) за стандартних умов $n_6 = 0,41$;
- середній геотермічний градієнт $G_m = 0,0234$ К/м;
- густина дегазованої нафти за стандартних умов $\rho_{нд} = 848$ кг/м³;
- густина газу однократного розгазування нафти за нормальних умов $\rho_{20} = 0,91558$ кг/м³;
- відносна до повітря густина нафтового газу $\rho_{620} = 0,70812$;
- молярні частки азоту та метану в нафтовому газі $y_a = 0,003984, y_{c1} = 0,836868$;
- концентрація розчинених у воді солей $C_1 = 30$ г/л;
- загальний коефіцієнт сепарації газу на прийомі насоса $\sigma_3 = 0,934$.

Для визначення залежності $z(p)$ за першою методикою весь діапазон зміни тиску у свердловині між вибоєм і гирлом розбивався на рівні інтервали $\Delta p = 0,1$ МПа. Були складені дві комп'ютерні програми. За першою програмою виконано розрахунок $z(p)$ і $T(p)$ між вибоєм свердловини та встановленим попередньо місцем підвісу глибинного насоса (використано диференціальне рівняння (1)). За рекомендацією І.Т. Міщенко, при значному вмісті газу у відомпованій продукції свердловини тиск на вході в насос можна визначити за формулою [2], Па

$$p_{вх} = 0,5 \cdot 10^6 + 0,3 p_{нас} \cdot 10^6 (1 - \beta_{вст}), \quad (10)$$

де $\beta_{вст}$ – об'ємна витратна доля води в суміші за стандартних умов.

За формулою (10) отримано $p_{вх} = 3,2$ МПа, а за результатами обчислень по першій комп'ютерній програмі цьому тиску відповідає глибина опускання насоса $L_n = 987,9$ м.

Після цього визначено відкоригований тиск насичення нафти газом і трубний газовий фактор, що складають, відповідно, $p'_{нас} = 3,7942$ МПа, $G_{11} = 37,43$ м³/т. У довгій комп'ютерній програмі використані диференціа-

льні рівняння (3 і 5), а також отримані величини $p'_{нас}$ і Γ_{11} . У результаті виконання цієї програми отриманий розподіл тиску й температури між гирлом свердловини та точкою підвісу насоса. Детально дослідження за першою методикою, а також отримані результати, представ-

влені в роботі [5]. Отримані результати обох комп'ютерних програм представлені на рисунку. Криві 1 і 3 зображають, відповідно, розподіл тиску та температури залежно від глибини між гирлом свердловини та точкою підвісу насоса, а криві 2 і 4 – розподіл цих же величин між точкою підвісу насоса та вибоєм свердловини.

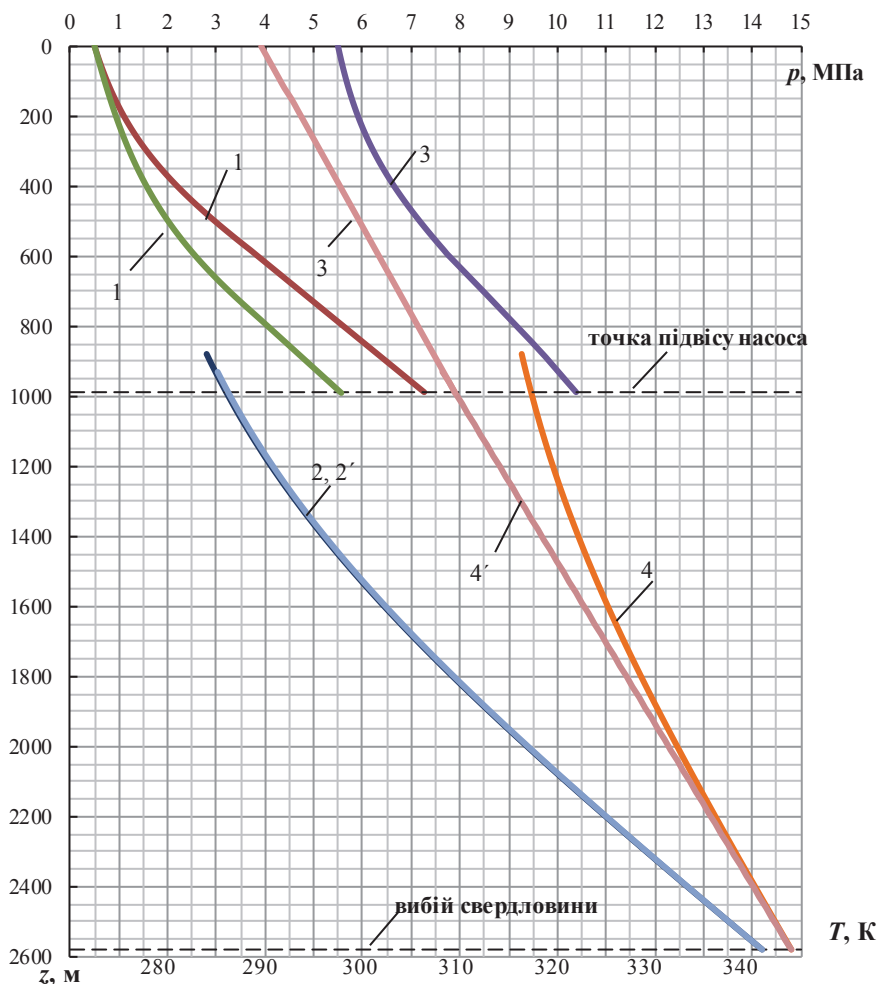


Рис. Розподіл тиску та температури у нафтовій свердловині при її штангово-насосній експлуатації: а) перша методика: 1, 2 – тиск у свердловині; 3, 4 – температура у свердловині; б) друга методика: 1', 2' – тиск у свердловині; 3', 4' – температура у свердловині

У випадку застосування другої методики використовувалися ті ж рівняння (1, 3, 5), але розв'язувалися вони як нелінійні диференціальні рівняння за допомогою числового методу Адамса-Крилова. Крок зміни глибини свердловини при інтегруванні цих рівнянь було взято $\Delta z = 2$ м. Температура в колоні труб між вибоєм і точкою підвісу насоса визначалася так

$$T(z) = T_{nn} - \Gamma_{n1}(H - z), \quad (11)$$

а між точкою підвісу насоса та гирлом свердловини

$$T(z) = T_2 + \Gamma_{n2} \cdot z, \quad (12)$$

де T_2 – температура на гирлі свердловини, К.

Глибина підвісу насоса взята такою ж, як і при використанні першої методики ($L_n = 987,9$ м). Виходячи з цього, температура на гирлі свердловини дорівнює

$$T_2 = T_{nn} - \Gamma_{n2} \cdot L_n, \quad (13)$$

де T_{nn} – температура на прийомі насоса, К.

Ця температура знайдена при виконанні комп'ютерної програми, що визначає розподіл тиску та температури між вибоєм і точкою підвісу насоса. За результатами роботи цієї програми тиск на вході до насоса становить $p_{вх} = 3,24$ МПа, а температура – $T_{nn} = 309,46$ К. Після знаходження відкоректованого тиску та трубного газового фактору ($p'_{нас} = 3,8003$ МПа, $\Gamma_{11} = 41,55$ м³/т.)

використовувалася ще одна комп'ютерна програма, що обчислювала тиск і температуру між гирлом свердловини та точкою підвісу насоса.

Результати, отримані при виконанні комп'ютерних програм другої методики визначення розподілу тиску та температури вздовж стовбура свердловини, також представлені на рисунку. Тиск і температура між гирлом свердловини й точкою підвісу насоса зображають лінії 1' і 3', а тиск і температуру між вибоєм свердловини й точкою підвісу насоса – лінії 2' і 4'.

Порівняння результатів розподілу тиску та температури вздовж стовбура свердловини, знайдених за першою й другою методиками, показує, що тиски між вибоєм свердловини та точкою підвісу насоса мають близькі значення (у точці підвісу насоса розходження складає всього 0,04 МПа), а графік температури за першою методикою являє собою криву лінійну, а її відхилення від лінійної функції постійно зростає при наближенні до точки підвісу насоса. У точці підвісу насоса різниця між температурами за першою й другою методиками складає $\Delta T = 317,3 - 309,46 = 7,84$ К (тобто близько 2,5%).

Якщо між вибоєм свердловини й точкою підвісу насоса тиски, визначені за першою та другою методиками, досить близькі, то між гирлом свердловини й точкою підвісу насоса різниця між цими тисками (криві 1 і 1' рис.) є суттєвою. Ця різниця зростає при наближенні до точки підвісу насоса. У цій точці різниця між тисками складає $\Delta p = 7,2645 - 5,5467 = 1,7178$ МПа, що складає 23,6%. Велике розходження має місце й між температурами (криві 2 і 2' рис.). У точці підвісу насоса різниця між температурами складає $\Delta T = 321,91 - 309,46 = 12,45$ К (тобто близько 3,9%). Крім того, при використанні першої методики розрахунку, отримуємо стрибок температури в точці підвісу насоса (криві 3 і 4 рис.), якого не повинно бути у випадку штангово-насосної експлуатації свердловини. Порівняння результатів розподілу тиску та температури вздовж стовбура свердловини, знайдених за першою й другою методиками, показує, що тиски між вибоєм свердловини й точкою підвісу насоса мають близькі значення (у точці підвісу насоса розходження складає всього 0,04 МПа), а графік температури за першою методикою являє собою криву лінійну, а її відхилення від лінійної функції постійно зростає при наближенні до точки підвісу насоса. У точці підвісу насоса різниця між температурами за першою та другою методиками складає $\Delta T = 317,3 - 309,46 = 7,84$ К.

Висновки та перспективи подальшого розвитку.

1. Температура потоку в нафтовій свердловині змінюється залежно від глибини практично за лінійним законом. У зв'язку з цим використання формули (7) для визначення температури за глибиною свердловини недоцільно. Це знижує точність визначення розподілу тиску вздовж стовбура свердловини й у ще більшій мірі знижує точність визначення розподілу температури.

2. Диференціальні рівняння (1,3,5) для визначення розподілу тиску у свердловині є нелінійними диференціальними рівняннями. Для отримання більш точних результатів з розподілу тиску ці рівняння необхідно розв'язувати числовими методами.

Перспективним напрямом в подальшому дослідженні даної проблеми було би вирішення питання встановлення газорідного ежектора разом із штанговим насосом та оцінка його впливу на розподіл термодинамічних параметрів у свердловині.

Список літератури / References.

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

Mishchenko, I.T., Humerskyi, Kh.Kh. and Marienko, V.P. (1996), *Struinyye nasosy dlya dobychi nefi* [Jet Pumps for Oil Extraction], Neft i Gas, Moscow, Russia.

2. Бойко В.С. Збірник з технологій видобування нафти / Бойко В.С. – Івано-Франківськ: Нова зоря, 2011. – Ч. III. – 407 с.

Boiko, V.S. (2011), *Zbirnyk z tekhnologii vydobuvannya nafty* [Collection of Articles on Oil Production Technology], Part 3, Nova Zoria, Ivano-Frankivsk, Ukraine.

3. Коробов Г.Ю. Распределение температуры по стволу добывающей скважины / Г.Ю. Коробов, В.А. Мордвинов // Нефтяное хозяйство. – 2013. – №4. – С. 57–59.

Korobov, H.Yu. and Mordvinov, V.A. (2013), "The temperature distribution along the borehole of the producing well", *Neftyanoe Khozyaistvo*, no. 4, pp. 57–59.

4. Falshtynskiy, V., Dychkovskiy, R., Lozynskiy, V. and Saik, P. (2014), "Some aspects of technological processes control of in-situ gasifier at coal seam gasification", *Progressive technologies of coal, coalbed methane, and ores mining*, CRC Press/Balkema, The Netherlands, pp. 109–112.

5. Паневник О.В. Визначення розподілу тиску, температури та швидкості руху газорідної суміші вздовж стовбура нафтової свердловини у випадку експлуатації штанговим свердловинним насосом / О.В. Паневник, О.Я. Дубей // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2014. – №1 (36). – С. 53–60.

Panevnyk, O.V. and Dubei, O.Ya., (2014), "Determining the pressure, temperature and velocity distribution of the gas-liquid mixture along the borehole of the oil well during its operation with sucker rod pump", *Naukovyi Visnyk IFNTUOG*, Ivano-Frankivsk, no. 1 (36), pp. 53–60.

Цель. Уточнение известного метода расчета распределения давления и температуры скважинной продукции вдоль ствола скважины, который будет давать более корректные результаты.

Методика. На основе методов Поетманна-Карпентера и Баксенделла предложен новый подход к решению дифференциальных уравнений с помощью численного метода Адамса-Крылова. При использовании тех же дифференциальных уравнений, но за счет другого подхода к их решению, получены результаты, которые более точно описывают реальные процессы в скважине. Выполнены компьютерные вычисления, которые наглядно демонстрируют существенное различие в распределении термодинамических параметров при одинаковых исходных данных в случае применения первичной и производной методик.

Результаты. Выявлены определенные недостатки в результатах, полученных по известным методам, а именно: нелинейность функции температуры в зависимости от глубины и появление скачкообразного изменения температуры нефти в точке подвеса насоса. В виде графиков изменения давления и температуры вдоль ствола скважины показано различие между полученными кривыми, причем на участке между устьем и точкой подвеса насоса, который является более интересным при расчетах, отклонения достигают 23% для давления и почти 4% для температуры. Использование численных методов расчета устранило указанные недостатки и повысило качество получаемых данных.

Научная новизна. Заключается в видоизменении известного метода определения распределения давления и температуры вдоль ствола скважин таким образом, что он обеспечивает более адекватные результаты по сравнению с предыдущим методом.

Практическая значимость. Устранение неточностей в предложенных методиках Поетманна-Карпентера и Баксенделла позволит получить более точные данные по распределению термодинамических параметров в скважине при теоретическом исследовании процессов, имеющих место при эксплуатации нефтяных скважин.

Ключевые слова: нефтяная скважина, забойное давление, пластовая температура, газоводонефтяной поток, нелинейное дифференциальное уравнение

Purpose. Refinement of the method of calculation of the production fluid pressure and temperature distribution along the borehole, which will give results that are more correct.

Methodology. Based on the Poettmann-Carpenter and Baksendell methods the new approach was suggested to solving differential equations using the Adams-Krylov nu-

merical method. When using the same differential equations, but different approaches to solving, we obtained results that describe the actual processes in the borehole more accurately. Computer calculations were fulfilled to clearly demonstrate a significant difference in the thermodynamic parameters distribution for the same initial data when applying primary and derivative techniques.

Findings. Some disadvantages were revealed in the results obtained by known methods, namely: nonlinearity of the temperature-depth function and appearance of oil temperature step change at the pump suspension point. The plot of the pressure and temperature changes along the borehole made evident the difference between the received curves. In the area between the collar and the pump suspension point, which is more interesting at the calculations, the deviation reaches up to 23% for pressure and almost 4% for temperature. The usage of numerical methods for calculating eliminated the specified disadvantages and increased the received data quality.

Originality. The modification of the already-known method of determining the pressure and temperature distribution along the wellbore so that it provides results that are more adequate compared to the previous method.

Practical value. Elimination of the inaccuracies in the proposed Poettmann-Carpenter and Baksendell methods may allow receiving of more precise data on the thermodynamic parameters distribution in a well for a theoretical study of the processes that occur during the operation of oil wells.

Keywords: oil well, bottom hole pressure, reservoir temperature, gas-water-oil flow, nonlinear differential equation

*Рекомендовано до публікації докт. техн. наук
В.С. Бойком. Дата надходження рукопису 02.06.14.*