

УДК 622.279.04

## КОМП'ЮТЕРНА МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЇ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН НА ОСНОВІ ВИКОРИСТАННЯ ДАНИХ ПРО ДЕБІТ ГАЗУ

<sup>1</sup>В.С.Бойко, <sup>2</sup>С.І.Іванов, <sup>1</sup>О.В.Бурачок, <sup>3</sup>Р.М.Ільницький, <sup>1</sup>В.І.Шекета

<sup>1</sup>ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196,  
e-mail: public@nung.edu.ua

<sup>2</sup>ТОВ "Оренбурггазпром", 460021, Росія, м. Оренбург, вул. 60 років Жовтня, 11,  
тел. (+7 3532) 332002, e-mail: orenburggazprom@ogp.ru

<sup>3</sup>ДАТ "Чорноморнафтогаз", 95000, Україна, АР Крим, м. Сімферополь,  
просп. Кірова / провул. Совнаркомівський, 52/1, тел. (0652) 523408,  
e-mail: office@gas.crimea.ua

*Рассмотрено движение газовой смеси по стволу скважины в условиях барботажа. Описано методику расчета накопленного объема воды в газовой скважине на основании данных о дебите газа и принципы работы компьютерной программы, что важно применительно к морским месторождениям.*

*There has been observed the gas-water flow in the well bore in case of bubbling. There has been described the calculation method of cumulative water volume in gas well on the basis of gas output data and the principles of computer program operation, that is important in conformity with offshore fields.*

Ідея способу оптимізації роботи обводнюваної газової свердловини вперше була висловлена в роботі [1]. У даній роботі практично реалізовано цю ідею у вигляді комп'ютерної методики стосовно до безлюдної експлуатації морських свердловин.

Вважається, згідно з дослідними даними, що максимальна величина швидкості, яка забезпечує винесення води, знаходиться в межах 2-10 м/с, а винесення піни – 0,1-0,2 м/с. Формули для розрахунку величини мінімального дебиту (відповідно швидкості), що забезпечує стале винесення рідини зі свердловин, подано у [2].

Структура газодляного потоку в газовій свердловині, що обводнюється, може бути різною, однак рух відбувається за дуже високих витратних газомістів ( $\beta \rightarrow 1$ ). Так, в обводнених свердловинах Битківського газоконденсатного родовища  $\beta \approx 0,999$ , зриви у роботі відбувалися за  $\beta \approx 0,997$ . Це уможливило подати потік як барботажа газу через динамічний стовп води. Тоді об'єм цього стовпа дорівнює верхній оцінці шуканого об'єму води  $V_b$ , що накопичилась у свердловині на будь-який момент часу, і становить

$$V_b = \bar{\varphi}_1 f L \sin \alpha, \quad (1)$$

де:  $\bar{\varphi}_1 = \frac{1}{L} \int_0^L \varphi_1 dL$  – середній дійсний водовміст у трубах;

$L$  – довжина піднімальних труб;

$f$  – площа прохідного перерізу;

$\alpha$  – кут нахилу труб до горизонту.

Вивченню барботажа газу присвячено ряд робіт [3, 4]. У результаті експериментів установлено залежність дійсного вмісту рідини від критерію Фруда

$$Fr = \frac{v_c^2}{gd}, \quad (2)$$

де:  $v_c$  – швидкість руху газу;  
 $g$  – прискорення вільного падіння;  
 $d$  – внутрішній діаметр труби.

Швидкість руху газу можна записати так:

$$v_c = \frac{4p_0q_0}{\pi d^2 T_0} \frac{z(p, T)T}{p}, \quad (3)$$

де:  $Q_0$  – дебіт газу за стандартних умов ( $p_0 = 1,013 \cdot 10^5$  Па,  $T_0 = 293$  К);

$z(p, T)$  – коефіцієнт стисливості газу як функція тиску  $p$  і температури  $T$  в області визначення  $v_c$ , що визначається залежно від зведених тиску  $p_{зв}$  і температури  $T_{зв}$ .

Розрахунок накопиченого об'єму води пропонуємо здійснювати в другому, третьому і четвертому періодах роботи газової свердловини з рідиною на вибої [1] в автоматизованому режимі, відповідно до машинної програми проведення розрахунків. Для проведення розрахунків в автоматизованому режимі необхідно виміряти:

а) дебіт газу за стандартних умов  $Q_r$ , м<sup>3</sup>/доб;

б) буферний тиск газу  $p_6$ , МПа;

в) температуру газу на буфері  $T_6$ , К;

г) затрубний тиск  $p_{затр}$ , МПа.

Якщо піднімальні труби не доходять до глибини залягання продуктивного пласта або ж у свердловину опущено піднімальні труби двох різних діаметрів (ступінчаста колона труб), то вибійний тиск визначаємо за формулою [2]

$$p_b = \sqrt{p_6^2 e^{2(s_1+s_2)} + Q_r^2 (\theta_1 e^{2s_2} + \theta_2)}, \quad (4)$$

де:  $2s_1 = \frac{0,0683\bar{\rho}L_1}{z_c T_c}; 2s_2 = \frac{0,0683\bar{\rho}L_2}{z_c T_c};$

$$\theta_1 = 1,377 \cdot 10^{-10} \lambda \frac{T_c^2 z_c^2 (e^{2s_1} - 1)}{d_1^5};$$

$$\theta_1 = 1,377 \cdot 10^{-10} \lambda \frac{T_c^2 z_c^2 (e^{2s_2} - 1)}{d_2^5};$$

$\bar{\rho} = \rho_c / \rho_r$  – відносна густина сухого газу;

$\rho_r$  – густина газу,  $\text{кг/м}^3$ ;

$\rho_n = 1,205 \text{ кг/м}^3$  – густина повітря за стандартних умов (0,1013 МПа і 293 К);

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору (можна прийняти  $\lambda = 0,014$ );

$L_1, L_2$  – довжини секцій труб з внутрішніми діаметрами відповідно  $d_1$  і  $d_2$ ;

$T_c$  – середня температура у стовбурі свердловини;

$z_c$  – середній коефіцієнт стисливості газу.

Якщо піднімальні труби опущено до вибою свердловини, то вибійний тиск визначаємо за формулою [2]

$$p_B = p_{затр} e^s, \quad (5)$$

де:  $s = 0,03415 \frac{\bar{\rho}L}{T_c z_c};$

$L$  – довжина труб від гирла до вибою, м.

Коефіцієнт стисливості газу  $z$  визначаємо за графічними залежностями, що подані в спеціальній літературі, чи з рівняння Редліха-Квонга [2]

$$z^3 - z^2 + z(a^2 - b^2 p - b)p - a^2 b p^2 = 0, \quad (6)$$

де:  $a^2 = 0,4278 T_{кр}^{2,5} / (p_{кр} T^{2,5});$

$$b = 0,0867 T_{кр} / (p_{кр} T).$$

Густина газу за стандартних умов (0,1013 МПа і 293 К) визначаємо за формулою

$$\rho = \frac{M}{22,41} = 10^{-3} \sum_{i=1}^n y_i M_i, \quad (7)$$

де:  $M$  – молекулярна маса газу;

$M_i$  – молекулярні маси компонентів газу;

$y_i$  – молярні (об'ємні) частки компонентів, % [5].

Критичні тиск (МПа) і температуру (К) визначаємо за формулами

$$p_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i p_{кр,i}; \quad (8)$$

$$T_{кр} = \sum_{i=1}^n y_i T_{кр,i}, \quad (9)$$

або ж за невідомого складу газу, але вимірянні відносній густині газу  $\bar{\rho}$ ,

$$p_{кр} = 0,1(55,3 - 10,4\sqrt{\bar{\rho}}); \quad (10)$$

$$T_{кр} = 94,717 + 170,8\bar{\rho}. \quad (11)$$

Коефіцієнт  $z_c$  визначаємо для середніх величин тиску  $p_c$  і температури  $T_c$  методом послідовних наближень, де

$$p_c = \frac{2}{3} \left( p_B + \frac{p_B^2}{p_B + p_0} \right); \quad (12)$$

$$T_c = \frac{T_B - T_0}{\ln \frac{T_B}{T_0}}; \quad (13)$$

$T_B$  – температура на вибої свердловини, К (приймається рівною пластовій температурі  $T_{пл}$ ).

Критерій Фруда для газовойдної суміші

$$Fr = \frac{(v_r + v_p)^2}{gd}; \quad (14)$$

де  $v_r, v_p$  – відповідно швидкості руху газу і рідини:

$$v_r = 5,1 \cdot 10^{-6} \frac{Q_r z_B T_B}{p_B d^2}; \quad (15)$$

$$v_p = 1,47 \cdot 10^{-5} \frac{q_p}{d^2}; \quad (16)$$

$Q_r$  – дебіт газу за стандартних умов ( $p_0 = 0,1013 \text{ МПа}, T_0 = 293 \text{ К}$ ), тис.  $\text{м}^3/\text{доб}$ ;

$q_p$  – дебіт рідини,  $\text{м}^3/\text{доб}$ .

Середній дійсний водовміст у піднімальних трубах визначається за підбіраною нами відповідно до експериментальних даних емпіричною формулою

$$\varphi = 0,19(\lg Fr)^{-0,4406}. \quad (17)$$

Накопичений об'єм води у свердловині  $V_B, \text{ м}^3$

$$V_B = 0,25\pi d^2 \varphi L \sin \alpha, \quad (18)$$

де  $\alpha$  – кут нахилу піднімальних труб до горизонту, градуси.

Нижче наводимо приклад розрахунку для таких вхідних даних: відносна густина газу  $\bar{\rho}_r = 0,56$ ; буферний тиск  $p_0 = 4,6 \text{ МПа}$ ; температура на буфері  $T_0 = 353 \text{ К}$ ; температура на вибої  $T_B = 285 \text{ К}$ , дебіт газу  $Q_r = 72 \text{ тис. м}^3/\text{доб}$ , дебіт води  $q_p = 3,732 \text{ м}^3/\text{доб}$ ; густина води  $\rho_p = 1030 \text{ кг/м}^3$ ; глибина свердловини  $L = 3051 \text{ м}$ ; внутрішній діаметр піднімальних труб  $d_{вн} = 0,062 \text{ м}$ .

Знаходимо:

а)  $T_{кр} = 94,717 + 170,8 \cdot 0,56 = 190,3 \text{ К}$ ;

б)  $p_{кр} = 0,1(55,3 - 10,4\sqrt{0,56}) = 4,752 \text{ МПа}$ .

Задаємо в першому наближенні величину вибійного тиску  $p_B = 3,051 \text{ МПа}$ . Далі знаходимо середні значини тиску і температури:

$$T_c = \frac{353 - 285}{\ln \frac{353}{285}} = 317,8 \text{ К},$$

$$p_c = \frac{2}{3} \left( 3,051 + \frac{4,6^2}{4,6 + 3,051} \right) = 3,88 \text{ МПа}.$$

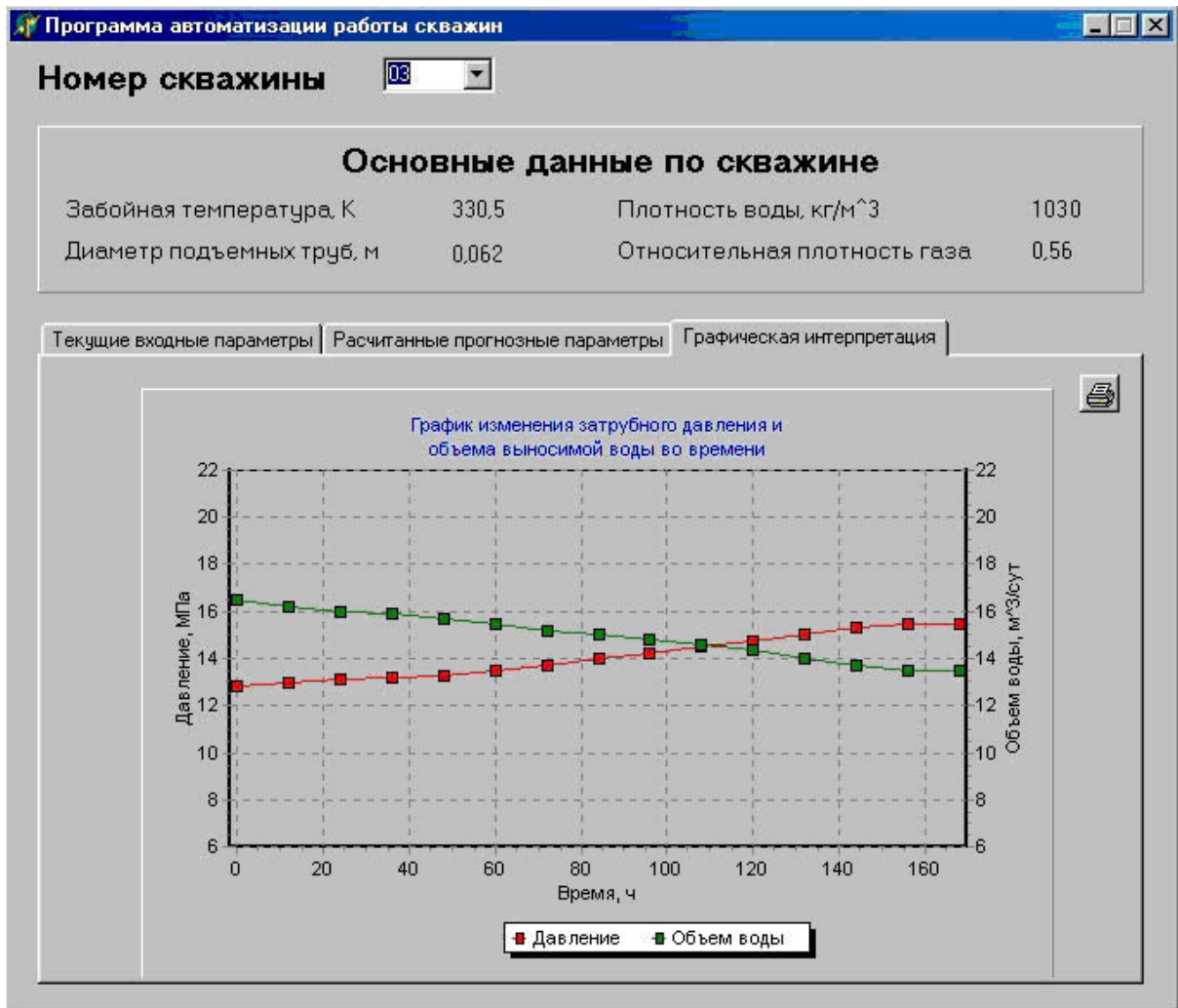


Рисунок 1 — Робочий інтерфейс програми з автоматизації роботи обводнених газових свердловин із зображеними результатами розрахунку

Задаємо величину коефіцієнта стисливості газу  $z = 0,932$ . Визначаємо коефіцієнти  $s$  і  $\theta$  і уточнюємо величину вибійного тиску:

$$s = 0,0683 \frac{0,56 \cdot 3,051}{2 \cdot 0,932 \cdot 317,8} = 1,97 \cdot 10^{-4};$$

$$\theta = 1,377 \cdot 10^{-10} \cdot 0,014 \cdot \frac{317,8^2 \cdot 0,932^2}{0,062^5} \times$$

$$\times \left( e^{21,97 \cdot 10^{-4}} - 1 \right) = 6,455 \cdot 10^{-5};$$

$$p_B = \sqrt{4,6^2 \cdot e^{21,97 \cdot 10^{-4}} + 72^2 \cdot 6,455 \cdot 10^{-5}} = 4,637 \text{ МПа.}$$

Обчислюємо в другому наближенні:  $z = 0,929$ ;  $s = 3,004 \cdot 10^{-4}$ ;  $\theta = 9,781 \cdot 10^{-5}$ ;  $p_B = 4,656$  МПа. Здійснюємо ще одне наближення:  $z = 0,927$ ;  $s = 3,022 \cdot 10^{-4}$ ;  $\theta = 9,781 \cdot 10^{-5}$ ;  $p_3 = 4,656$  МПа. Отже, приймаємо  $p_3 = 4,656$  МПа. Швидкість газу і рідини за середніх тиску і температури

$$v_r = 5,1 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{72 \cdot 0,927 \cdot 353}{4,656 \cdot 0,062^2} = 6,714 \text{ м/с,}$$

$$v_p = 1,47 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{3,732}{0,062^2} = 0,014 \text{ м/с.}$$

Критерій Фруда для газоводяної суміші

$$Fr = \frac{(6,714 + 0,014)^2}{9,81 \cdot 0,062} = 74,424. \text{ Середній дійс-}$$

ний водовміст у піднімальних трубах  $\varphi = 0,19(\lg 74,424) - 0,4406 = 0,144$ . Накопичений об'єм води у свердловині (у стовбурі нижче башмака піднімальних труб)  $V_B = 0,25 \cdot 3,14 \cdot 0,0622 \cdot 3051 \cdot 0,144 = 1,326 \text{ м}^3$ .

Гранично допустима швидкість газорідного потоку розраховується за формулою, отриманою в ІФДТУНГ для Оренбурзького газоконденсатного родовища [2]. Дана формула на відміну від формул СевКавНИИгаза і ВНИИгаза враховує ще й дебіт рідини, а значить є більш точною,

$$q_{г. \text{мін}} = 2213d^{1,94} q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_B \rho_p}{\rho_r z_B T_B}} \quad (19)$$

На підставі промислового досвіду експлуатації газоконденсатних родовищ, за граничну значину критерію Фруда, було рекомендовано граничну значину даного критерію  $F_{г.кp} = 30$ , за якого відбувається повне винесення рідини на поверхню.

Підставляючи вхідні дані у формулу (19), знаходимо мінімально допустимий дебіт газу для винесення рідини зі свердловини

$$q_{г. \text{мін}} = 2213 \cdot 0,062^{1,94} 3,732^{0,22} \times \\ \times \sqrt{\frac{4,656 \cdot 1030}{0,56 \cdot 0,927 \cdot 353}} = 68,7 \text{ тис. м}^3/\text{доб.}$$

Оскільки отримана нами значина менша від теперішнього дебіту свердловини по газу, то умови для продовження накопичення рідини на вибій відсутні і свердловина може нормально експлуатуватися і надалі.

В автоматизованій системі MOSCAD, що використовується на БК-23 ДАТ "Чорноморнафтогаз", не вирішено питання оперативного розрахунку обводнення свердловин [6]. З цією метою на основі вищеописаної методики було розроблено програму для автоматизації роботи обводнених свердловин, а саме розрахунку моменту часу, коли на свердловині необхідно проводити роботи з видалення води із вибою (продування чи подавання ПАР). Дана програма була розроблена під операційну систему Microsoft Windows з використанням середовища візуального програмування Borland Delphi. Принцип розрахунку такий. На підставі 5-6 даних, знятих давачами зі свердловини (через кожні 12 годин), методом екстраполяції проводиться прогнозування значин у часі. Відповідно

На структурно-тектонічних картах М.Д.Будеркевича, Є.С.Дворянина [1], С.С.Круглова, В.В.Глушко [2] у межах Бориславсько-Покутської зони Передкарпатського прогину в районі Рожнятова – Надвірної спостерігається геологічно здійснюється перевірка умов винесення рідини з вибою на поверхню за гранично допустимим дебітом газу і гранично допустимою швидкістю потоку (критерієм Фруда). Критична точка відповідає точці перетину кривих на графіку (див. рис. 1), у цей момент оператор повинен прийняти рішення щодо застосування відповідного активного діяння на потік у свердловині.

### Література

1. Бойко В.С. Интенсификация работы обводняющихся газовых скважин // Обз. инф. ВНИИЭгазпрома. Сер.: Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – 1985. – Вып. 2. – 36 с.
2. Довідник з нафтогазової справи / За заг. редакцією В.С.Бойка, Р.М.Кондрата, Р.С.Яремійчука. – К.: Львів, 1996. – 620 с.
3. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата: Справочное руководство в 2-х томах. Том 1 / Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Моргулова. – М.: Недра, 1984. – 360 с.
4. Гидродинамика газожидкостных смесей в трубах / В.А. Мамаев и др. – М.: Недра, 1969. – 208 с.
5. Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти. – Івано-Франківськ: Івано-Франківський держ. техн. ун-т нафти і газу. – 2001. – Частина I. – 134 с.
6. Иванов С.И., Чумак О.О., Цибін Ю.А. Безлюдна технологія експлуатації морських стаціонарних платформ // Нафтова і газова пром-сть. – 1999. – № 4. – С. 32-34.

УДК 550.8.05

## ПРО ГЕОЛОГІЧНУ ПРИРОДУ АНОМАЛІЙ ПОЛЯ СИЛИ ТЯЖІННЯ У РАЙОНІ МАЙДАНСЬКОГО ТЕКТОНІЧНОГО ВУЗЛА УКРАЇНСЬКИХ КАРПАТ

С.Г.Бабюк, В.П.Степанюк, С.Г.Анікеєв

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 46067,  
e-mail: public@ifdtung.if.ua

*Сопоставлены современные представления о тектонике Украинских Карпат в районе Майданского узла с аномалиями поля силы тяжести. Предложен новый взгляд на роль Майданского узла в формировании современного строения Карпат.*

*Изучение структурно-тектонического строения нефтегазоперспективных регионов способствует поискам и разведке новых месторождений углеводородов.*

*The modern performances about tectonic of the Ukrainian Carpathians in area Majdan site to anomalies of the gravity field are compared. The new sight on a role Majdan site in formation of a modern structure of Carpathians is offered.*

*The study tectonic structures of a perspective oil and gas regions promotes searches and investigation of new deposits of oil and gas.*