

АНАЛІЗ УМОВ СТАБІЛЬНОЇ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН

Р. М. Кондрат, Л. І. Матіішин*

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15; тел./факс (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Наведено особливості експлуатації газових і газоконденсатних свердловин в умовах обводнення і конденсації з газу важких вуглеводнів. Охарактеризовано аналітичні залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і відповідного їй критичного дебіта газу, параметра Фруда для газорідинної суміші, модифікованого параметра Фруда для газового і рідинного потоків і зведеного параметра Фруда для газового потоку. Виконано розрахунки наведених критеріальних параметрів для шести обводнених газових і газоконденсатних свердловин з різною геолого-технічною характеристикою на різних родовищах України. Встановлено сферу застосування різних розрахункових методик для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Рекомендовано для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин використовувати значення критичного дебіта газу за формулою Тернера, збільшивши його на 10-20 %, і мінімально необхідного дебіта за формулами ВНДігазу і Кондрата Р.М., Петришака В.С. При використанні формули Тернера необхідно мати достовірне значення поверхневого натягу на межі розділу газ-рідина, а формула ВНДігазу не враховує дебіт рідини. Встановлено умови роботи розглянутих шести свердловин: дві свердловини працюють стабільно з повним винесенням рідини з вибою на поверхню, одна свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування, а на трьох свердловинах потрібно впровадити методи інтенсифікації винесення рідини.

Ключові слова: поклад, свердловина, газ, конденсат, вода, експлуатація, обводнення, конденсація важких вуглеводнів, мінімально необхідний і критичний дебіт газу, параметр Фруда.

The features of operation of gas and gas condensate wells under conditions of watering and condensation of heavy hydrocarbons from gas are given. Analytical dependencies are characterized to determine the minimum required gas flow rate to carry liquid from the bottom to the surface, the critical velocity of gas at the inlet to the tubing and the corresponding critical gas flow rate, the Froude parameter for a gas-liquid mixture, the modified Froude parameter for gas and liquid flow and the summary Froude parameter for the gas flow. Calculations of the given criterion parameters for six water-cut gas and gas condensate wells with different geological and technical characteristics at different fields of Ukraine were performed. The area of application of various calculation methods for assessing the conditions for stable operation of water-cut gas and gas condensate wells has been established. It is recommended to use the value of the critical gas flow rate according to the Turner formula, increasing it by 10-20 % and the minimum required flow rate according to the formulas of VNDIgaz and Kondrat R.M., Petrushak V.S., to assess the conditions for stable operation of water-cut gas and gas condensate wells. When using the Turner formula, it is necessary to have a reliable value of the surface tension at the gas-liquid interface, and the VNDIgaz formula does not take into account the liquid flow rate. The operating conditions of the six wells considered are established: two wells operate stably with complete carryover of liquid from the bottom to the surface, one well is on the verge of stopping natural flowing, and three wells need to implement methods to intensify the carryover of liquid.

Key words: deposit, well, gas, condensate, water, operation, watering, condensation of heavy hydrocarbons, minimum required and critical gas flow rate, Froude parameter.

Постановка проблеми

Розробка газових покладів за водонапірно-го режиму характеризується закономірним обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції свердловин знижується дебіт газу, що пов'язано з обводненням частини газовіддаючих пластів і зростанням втрат тиску по шляху руху газорідинної суміші з пластів до установки комплексної підготовки газу (УКПГ) порівняно з рухом тільки газу. У

процесі розробки покладу робота свердловин поступово стає нестабільною з подальшим припиненням природного фонтанування внаслідок скупчення води у привибійній зоні і на вибої. Аналогічно знижується дебіт газу при експлуатації свердловин на газоконденсатних покладах, що розробляються в режимі виснаження пластової енергії з конденсацією газу важких вуглеводнів. Для продовження процесу видобутку газу з обводнених газових і газокон-

денсатних свердловин потрібно своєчасно, до припинення їхнього фонтанування, впровадити заходи з винесення рідини з вибою на поверхню. Запропоновано ряд залежностей для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин з використанням власної енергії пластового газу. Вони отримані шляхом статистичної обробки промислових даних про експлуатацію обводнених свердловин з різною геолого-технічною характеристикою, а також результатів лабораторних досліджень руху газорідного потоку в моделі свердловини. Для практичного використання важливо оцінити сферу застосування різних розрахункових методик визначення параметрів стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій.

У промисловій практиці для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин використовують мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню, швидкість руху газу на вході в насосно-компресорні труби (НКТ) і параметр Фруда в різних модифікаціях. Однією з перших залежностей для визначення мінімально необхідного дебіта газу є формула Ігнатенко Ю.К., отримана у ПівКавНДІГазі. Вона базується на залежності максимально можливого діаметра краплі рідини, що рухається у потоці газу без дроблення, від числа Вебера і наступної кореляції отриманого виразу за промисловими даними [1]:

$$q_{м.н.} = 2,076 \cdot 10^6 \frac{d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \cdot \sqrt{P_{виб}}, \quad (1)$$

де $P_{виб}$ – тиск на вході в НКТ (вибійний тиск), МПа;

$T_{виб}$ – температура на вході в НКТ (вибійна температура), К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$Z_{виб}$ – коефіцієнт стисливості газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$;

$q_{м.н.}$ – мінімально необхідний дебіт газу, тис.м³/доб.

Формула 1 не відповідає умові мінімальних втрат тиску в НКТ під час руху газорідної суміші.

Мінімально необхідний дебіт газу, за якого втрати тиску в НКТ мінімальні, можна визначити за формулою ВНДігазу, отриманою шляхом обробки результатів лабораторних досліджень

на вертикальній циліндричній моделі свердловини [2]:

$$q_{м.н.} = 8480 \cdot d_{вн}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}}{\rho_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}, \quad (2)$$

де

$$\rho_{рід} = \frac{\rho_{конд} \cdot q_k + \rho_v \cdot q_v}{q_k + q_v}, \quad (3)$$

ρ_z – відносна густина газу;

$\rho_{рід} \cdot \rho_v \cdot \rho_{конд}$ – густина відповідно рідини, води і конденсату, кг/м³;

q_v, q_k – дебіт відповідно води і конденсату, м³/доб.

В ІФНТУНГ з використанням результатів промислових і лабораторних досліджень процесу експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин отримано низку залежностей для визначення мінімально необхідного дебіта газу, які враховують дебіт рідини.

Білецьким М.М. шляхом статистичної обробки експериментальних даних Г. Уолліса з руху газорідного потоку у вертикальних трубах отримано залежність мінімально необхідного дебіта газу від дебіта рідини, яка відповідає мінімальним втратам тиску в НКТ [3]:

$$q_{м.н.} = 2645 \cdot \frac{d_{вн}^{2,38} \cdot q_p^{0,05}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \quad (4)$$

$$\times \sqrt{\frac{10 \cdot P_{виб} \cdot (\rho_{рід} \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб} - 3530 \cdot \rho_z \cdot P_{виб})}{\rho_z}},$$

де q_p – дебіт рідини (сума дебітів води і конденсату), м³/доб.

Кондратом Р.М. і Петришаком В.С. виконано аналіз промислових даних по 29 свердловинах Оренбурзького нафтогазоконденсатного родовища, які припинили роботу з причини обводнення. Мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою приймали рівним середньодобовому дебіту газу, з яким свердловина стабільно працювала протягом одного місяця до зупинки. За результатами статистичної обробки отримано залежність для мінімально необхідного дебіта газу для умов експлуатації свердловин Оренбурзького родовища, які характеризуються високими дебітами води (від 1,1 до 100 м³/доб) [4]:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \times \quad (5)$$

$$\times \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{рід}^{0,22} (\rho_{рід} \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб} - 3485,3 \cdot P_{виб} \cdot \rho_z^{0,78})}{\rho_z \cdot (Z_{виб} \cdot T_{виб})^{1,78}}},$$

де ρ_z – густина газу за $P_{виб}$ і $T_{виб}$, кг/м³.

Якщо прийняти $\rho_{pid} - \rho_z \approx \rho_{pid}$, то формула набуде вигляду:

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1.94} \cdot q_p^{0.22} \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_{pid}}{\rho_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}} \quad (6)$$

Визначений за формулами (5) і (6) дебіт газу близький до граничного (критичного) дебіта газу, за якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Кондратом Р.М. і Марчуком Ю.В. виконано дослідження для різних усталених режимів фільтрації необхідних газоконденсатних свердловин Гадяцького нафтогазоконденсатного родовища. За мінімально необхідний дебіт газу приймали дебіт газу, за якого починається скупчення рідини в нижній частині НКТ, що фіксується на кривих розподілу тиску по довжині НКТ. Шляхом статистичної обробки результатів промислових досліджень отримано залежність для визначення мінімально необхідного дебіта газу [5]:

$$q_{м.н.} = 4,08 \cdot 10^5 \cdot \frac{d_{вн}^{2.5} \cdot P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \times \sqrt{\frac{T_{сер} \cdot Z_{сер} \cdot \rho_{pid}}{P_{сер} \cdot \rho_z \cdot 10^3} \exp\left|\frac{7,01 \cdot 10^{-10} \cdot q_p^2}{d_{вн}^5}\right|} \quad (7)$$

де $Z_{сер}$ – коефіцієнт стисливості газу за середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$ в НКТ, які визначають за відомими залежностями [6].

Дебіт газу, визначений за формулами (2, 3, 6), відповідає мінімальним втратам тиску в НКТ під час руху газорідинної суміші і є більшим за граничний (критичний) дебіт газу, за якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Тернером шляхом статистичної обробки результатів численних лабораторних експериментів руху газорідинної суміші у вертикальних трубах отримано залежність для критичної швидкості руху газу, за якої крапля рідини знаходиться в рівноважному стані під дією швидкісного напору газорідинного потоку і сил тяжіння [7]:

$$W_{кр} = \frac{0,583 \cdot (\sigma \cdot 1000)^{1/4} \left(\frac{\rho_{pid}}{16,02} - \frac{\rho_z}{16,02}\right)^{1/4}}{\left(\frac{\rho_z}{16,02}\right)^{1/2}} \quad (8)$$

$$\sigma_{сум} = \frac{q_k \cdot \sigma_k + q_e \cdot \sigma_e}{q_k + q_e} \quad (9)$$

де σ – поверхневий натяг на межі розділу газ-рідина, Н/м (для конденсату – 0,02 Н/м, для води – 0,06 Н/м);

$W_{кр}$ – критична швидкість руху газу на вході в НКТ, м/с.

Критичний дебіт газу, який відповідає критичній швидкості руху газу на вході в НКТ знаходять за формулою:

$$q_{кр} = 1,96 \cdot 10^5 \cdot W_{кр} \frac{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}{Z_{виб} \cdot T_{виб}} \quad (10)$$

де $q_{кр}$ – критичний дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб.

Підставивши у формулу (8) значення поверхневого натягу на межі розділу газ-рідина $\sigma = \sigma_e = 0,02$ Н/м і густини рідини $\rho_{pid} = 1050$ кг/м³, Кондратом О.Р. і Гедзиком Н.М. отримано таку залежність для визначення [8]:

$$W_{кр} = 2,7046 \cdot \sqrt[4]{\frac{\rho_{pid} - \rho_z}{\rho_z^2}} \quad (11)$$

Критичний дебіт газу $q_{кр}$ визначають за формулою (10). За фактичних значень швидкості руху газу на вході в НКТ $W_z = W_{кр}$ і дебіта газу $q_z = q_{кр}$ робота свердловини є недоцільною, оскільки найменша зміна W_z і q_z у бік зменшення може призвести до зупинки свердловини внаслідок накопичення рідини на вибої. Тому для забезпечення стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин фактичний дебіт газу повинен бути більшим критичного дебіта приблизно в 1,1 - 1,2 рази.

Для оцінки умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин часто використовують параметр Фруда, який характеризує співвідношення інерційних сил і сил ваги.

Запропоновано різні модифікації параметра Фруда [9]:

параметр Фруда для газу і рідини:

$$Fr_z = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}}; \quad Fr_p = \frac{W_{pid}^2}{g \cdot d_{вн}} \quad (12)$$

параметр Фруда для газорідинної суміші:

$$Fr_{см} = \frac{(W_z + W_{pid})^2}{g \cdot d_{вн}} \quad (13)$$

модифікований параметр Фруда для газового і рідинного потоків:

$$F_{rz}^* = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_z}{(\rho_{pid} - \rho_z)}; \quad (14)$$

$$F_{rp}^* = \frac{W_{pid}^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\rho_{pid}}{(\rho_{pid} - \rho_z)}$$

зведений параметр Фруда для газового потоку:

$$F_{rz}^{**} = \frac{W_z^2}{g \cdot d_{вн}} \cdot \frac{\bar{\rho}_z \cdot T_{cm} \cdot P_{сер}}{\rho_{pid} \cdot T_{сер} \cdot P_{ат} \cdot Z_{сер}}, \quad (15)$$

де

$$W_z = 5,0975 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{q_z \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}; \quad (16)$$

$$W_{pid} = 1,4744 \cdot 10^{-5} \cdot \frac{q_p}{d_{вн}^2}; \quad (17)$$

$$\rho_z = 3485,34 \cdot \bar{\rho}_z \cdot \frac{P_{виб}}{Z_{виб} \cdot T_{виб}}; \quad (18)$$

W_z, W_{pid} – швидкість руху відповідно газу і рідини на вході в НКТ, м/с;

$g = 9,81 \text{ м/с}^2$ – прискорення сил земного тяжіння.

Для забезпечення стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин шляхом повного винесення рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу необхідно, щоб дебіт пластового газу був більшим мінімально необхідного дебіта, а фактична швидкість руху газу на вході в НКТ перевищувала критичну швидкість.

Згідно з промисловими даними, область стабільної роботи обводнених свердловин Оренбурзького родовища характеризується, залежно від дебіта рідини, значеннями параметра Фруда для газорідинної суміші $Fr_{cm} \geq 15 - 30$, а стійке винесення конденсату із свердловин Гадяцького родовища забезпечується за значень $Fr_{cm} \geq 8 - 15$.

За результатами лабораторних досліджень Г. Уолліса область стабільної роботи свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ характеризується значеннями модифікованого параметра Фруда для газового потоку $F_{rz}^* = 1,2 - 1,7$ (за значень модифікованого параметра Фруда для рідини $F_{rp}^* = 1 \cdot 10^{-8} - 1,4 \cdot 10^{-2}$). Область стабільної роботи свердловин Гадяцького родовища з мінімальними втратами тиску в НКТ обмежена значеннями зведеного параметра Фруда для газового потоку $F_{rz}^{**} = 1,28 - 1,9$ (за значень зведеного параметра Фруда для рідини $F_{rp} = 0,95 \cdot 10^{-2} - 9,7 \cdot 10^{-2}$).

Наведені залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ і різних модифікацій параметра Фруда отримані для свердловин з різною геолого-технічною характеристикою і для різних умов лабораторного експериментування. Тому обчислені за цими залежностями значення критеріальних параметрів можуть значно відрізнятися між собою, що не дозволяє достовірно оцінити реальний стан експлуатації обводнених газових і газоконденсатних свердловин. У зв'язку з цим актуальним є встановлення сфер ефективного використання різних розрахункових методик для аналізу умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є встановлення сфер застосування різних розрахункових методик оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Методика і результати дослідження

У дослідженнях для вибраних свердловин визначали мінімально необхідний дебіт $q_{м.н.}$ газу для винесення рідини з вибою на поверхню за різними залежностями, критичну швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{кр}$ і відповідний їй критичний дебіт газу $q_{кр.}$, параметр Фруда для газорідинної суміші Fr_{cm} , модифікований параметр Фруда для газу F_{rz}^* і рідини F_{rp}^* і зведений параметр Фруда для газового потоку F_{rz}^{**} . Розрахунки проводили для свердловин: 4-Вр газового; 3-Лп газового; 31-Нв нафтогазоконденсатного; 25-Рз газоконденсатного; 39-Св газового; 5-Сх газоконденсатного. В таблиці 1 наведено фактичні промислові дані досліджуваних свердловин.

Для досліджуваних свердловин дебіт газу змінюється від 6 тис.м³/доб (свердловина 4-Вр) до 79 тис.м³/доб (свердловина 52-Сх), водний фактор - від 1,1 см³/м³ (свердловина 31-Нв) до 129,44 см³/м³ (свердловина 4-Вр), а конденсатний фактор по газоконденсатних і нафтогазоконденсатних родовищах – від 1,1 г/м³ (свердловина 31-Нв) до 42,9 г/м³ (свердловина 52-Сх).

В таблиці 2 наведено результати розрахунків критеріальних параметрів досліджуваних свердловин. У зв'язку з тим, що значення вибірного тиску за промисловими даними може бути не точним (табл. 1), то виконано пе-

Таблиця 1 – Геологічна-технічна характеристика досліджуваних свердловин

№ свердловин	Св. 4-Вр	Св. 3-Лп	Св. 31-Нв	Св. 25-Рз	Св. 39-Св	Св. 52-Сх
Довжина НКТ, L, м	1219,16	869	3445	2173,75	1380,8	4435,5
Внутрішній діаметр НКТ, d _{вн} , м	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062	0,062
Дебіт газу, q _г , тис.м ³ /доб	6	13,3	29,2	17	7,1	79
Водний фактор, Ф _в , см ³ /м ³	129,440	14,810	1,1	7,6	72,516	6,5
Конденсатний фактор, Ф _к , г/м ³	0,000	0,000	1,1	19	0,000	42,9
Пластовий тиск, P _{пл} , МПа	12,1	4,23	2,48	4,13	7,28	17,78
Вибійний тиск, P _{віб} , МПа	2,5	2,3	2,71	4,15	2	31,46
Гирловий тиск, P _г , МПа	0,8	1,8	0,6	1,1	1,5	4,2
Вибійна температура, T _{віб} , К	300	314	339	330	326	373
Гирлова температура, T _г , К	289	291	290	292	285	295
Відносна густина газу, $\bar{\rho}_g$	0,5620	0,5604	0,6141	0,6481	0,5633	0,6300
Густина води, $\rho_{в.}$, кг/м ³	1010	1015	1010	1067	1015	1021
Густина конденсату, $\rho_{к.}$, кг/м ³	730	730	770	742	730	759

Таблиця 2 – Критеріальні параметри досліджуваних свердловин

№ свердловин	Св. 4-Вр	Св. 3-Лп	Св. 31-Нв	Св. 25-Рз	Св. 39-Св	Св. 52-Сх
Дебіт газу, q _г , тис.м ³ /доб	6	13,3	29,2	17	7,1	79
Вибійний тиск (розраховано), МПа	0,895	1,930	1,480	1,420	1,670	7,110
Швидкість руху газу на вході в НКТ, W _г , м/с	2,610	2,757	8,610	5,075	1,779	5,022
Мінімально необхідний дебіт газу, q _{м.н.} , тис.м ³ /доб за формулами:						
<i>Ігнатенка</i>	25,705	36,740	29,493	29,738	32,680	62,415
<i>ВНДІгазу</i>	18,994	27,626	20,532	19,192	25,064	41,402
<i>Білецького М.М.</i>	25,751	34,854	24,680	25,522	33,214	59,927
<i>Кондрата Р.М., Петришака В.С.</i>	22,252	23,930	14,330	20,953	26,822	72,989
<i>Кондрата Р.М., Марчука Ю.В.</i>	29,431	41,906	34,908	29,994	37,783	66,117
Критична швидкість руху газу на вході в НКТ за формулою Тернера, W _{кр} , м/с	7,480	5,170	5,670	5,470	5,670	2,500
Критичний дебіт газу за формулою Тернера, q _{кр} , тис.м ³ /доб	17,193	24,942	19,229	18,322	22,633	39,327
1,1 q _{кр} , тис.м ³ /доб	18,912	27,436	21,152	20,154	24,896	43,260
1,2 q _{кр} , тис.м ³ /доб	20,632	29,930	23,075	21,986	27,160	47,192
Параметр Фруда для газорідної суміші, Fr _{см}	11,225	12,579	121,186	42,527	5,233	41,691
Модифікований параметр Фруда для газу, Fr _г *	0,067	0,156	1,354	0,528	0,054	2,564
Модифікований параметр Фруда для рідини, Fr _р *	1,469·10 ⁻⁵	9,514·10 ⁻⁷	1,331·10 ⁻⁷	7,838·10 ⁻⁶	6,447·10 ⁻⁶	6,37·10 ⁻⁴
Зведений параметр Фруда для газового потоку, Fr _г **	11,37	27,647	191,667	88,706	9,679	399,376

перахунок вибійних тисків за значеннями тиску на гирлі і дебітів газу, води і конденсату з врахуванням двофазності руху газорідного потоку в НКТ. Уточнені значення вибійного тиску наведено в таблиці 2.

Аналіз результатів розрахунків свідчить, що значення мінімально необхідного дебіта газу, визначені за формулами (1), (4), (6), (7), відрізняються між собою від 10,439 тис.м³/доб (свердловина 4-Вр) до 31,587 тис.м³/доб (сверд-

ловина 52-Сх). Спостерігається загальна тенденція до зростання різниці між значеннями мінімально необхідного дебіта газу за різними формулами і збільшенням фактичного дебіта газу (за винятком свердловини 25-Рз). Найбільші значення мінімально необхідного дебіта газу отримано за формулою Кондрата Р.М. і Марчука Ю.В. (7), за виключенням свердловини 52-Сх, дещо менші – за формулами Ігнатенко Ю.К. (1) і Білецького М.М. (4). Найменші значення мінімально необхідного дебіта газу отримано за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6).

Порівняно з мінімально необхідними дебітами газу критичний дебіт газу за формулою Тернера (10) при русі в НКТ газорідинної суміші є найменшим для свердловин 4-Вр, 25-Рз, 39-Св, 52-Сх і має проміжне значення між мінімально необхідними дебітами газу за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6). Для свердловин 3-Лп і 31-Нв робота свердловини на критичному дебіті газу є нестабільною, оскільки найменша зміна гирлового тиску в напрямі його збільшення може призвести до припинення природного фонтанування. Тому додатково розглянуто варіанти роботи свердловин з дебітами газу, рівними $1,1 q_{кр}$ і $1,2 q_{кр}$. За $q_c = 1,1q_{кр}$ і $q_c = 1,2q_{кр}$ дебіт газу для всіх свердловин перевищує мінімально необхідний дебіт за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) або мало відрізняється від них, за винятком свердловин 52-Сх.

Згідно з результатами виконаних досліджень при аналізі умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин можна взяти за основу критичний дебіт газу за формулою Тернера (10), збільшивши його на 10-20 %. За цих умов відбуватиметься стійке винесення рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу, але у формулу Тернера (10) входить поверхневий натяг на межі розділу газ-вода. Тому рекомендується умови стабільної роботи оцінювати за значенням мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6). При цьому формулу Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) доцільно використовувати за високих дебітів рідини.

Наведені залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу отримані для певних умов експлуатації свердловин і проведення лабораторних експериментів. Результати розрахунків по них для свердловин з іншою геолого-технічною характеристикою можуть бути недостатньо достовірними. Тому доцільно було би провести відповідні дослідження на

свердловинах конкретного родовища і отримати дійсні залежності для визначення мінімально необхідного дебіта газу або уточнити значення числових коефіцієнтів у відомих залежностях.

Аналіз результатів досліджень, наведених в таблицях 1 і 2 свідчать, що із шести розглянутих свердловин тільки дві свердловини 52-Сх і 31-Нв працюють стабільно з повним винесенням рідини з вибою на поверхню потоком пластового газу. По цих свердловинах фактичний дебіт газу більший за мінімально необхідні дебіти за формулами ВНДігаза (2) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (6) і критичний дебіт газу за формулою Тернера (10), фактична швидкість руху газу на вході в НКТ перевищує критичну швидкість за формулою Тернера (8), а параметр Фруда для газорідинної суміші, модифікований параметр Фруда для газового потоку і зведений параметр Фруда для газового потоку більші за їхні граничні значення за стабільної роботи свердловин. Знаходиться на межі припинення природного фонтанування і свердловина 25-Рз, ймовірно, періодичними зупинками для накопичення пластової енергії на винесення рідини з вибою на поверхню. Для цієї свердловини фактичний дебіт газу і швидкість руху газу на вході в НКТ дещо менші за граничні значення, однак більші значення параметрів Фруда (за винятком модифікованого параметра Фруда для газового потоку, який дещо менший його граничного значення при роботі свердловини з мінімальними втратами тиску в НКТ). Не можуть фонтанувати внаслідок скупчення рідини на вибої свердловини 4-Вр, 3-Лп; 39-Св. Для забезпечення видобутку газу з цих свердловин необхідно впровадити заходи з інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню.

Висновки

Експлуатація газових і газоконденсатних свердловин в умовах обводнення і конденсації з газу важких вуглеводнів характеризується поступовим припиненням природного фонтанування внаслідок скупчення рідини на вибої. Для продовження видобутку газу з обводнених газових і газоконденсатних свердловин потрібно своєчасно впровадити заходи з винесення рідини із вибою на поверхню. Запропонована низка аналітичних залежностей для оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин, які включають визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ і відповідно їй критичного дебіта газу і параметра Фруда в різних модифікаціях. Вони отримані

шляхом статистичної обробки даних з експлуатації свердловин з різною геолого-технічною характеристикою і для різних умов лабораторного експериментування. Тому важливо встановити сферу застосування різних розрахункових методик оцінювання умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин.

Аналіз результатів виконаних розрахунків критеріальних параметрів для шести обводнених газових і газоконденсатних свердловин на різних родовищах України свідчать, що значення критичного дебіта газу за формулою Тернера і мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДігазу і Кондрата Р.М., Петришака В.С. близькі між собою і є найменшими порівняно із значеннями мінімально необхідного дебіта газу за іншими формулами. Тому значення дебіта газу за цими формулами можна взяти за основу при аналізі умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. Але при використанні формули Тернера необхідно знати поверхневий натяг на межі розділу газ-рідина за вибійних умов, достовірне значення якого не завжди відоме. Крім того, визначений за формулою Тернера критичний дебіт газу потрібно збільшити на 10-20 % оскільки критичний дебіт газу відповідає умові рівноваги краплі рідини у потоці газу під дією сил тяжіння і швидкісного напору газового потоку. Формула ВНДігазу не враховує дебіт рідини і її не можна використовувати за значних дебітів рідини.

Згідно з результатами досліджень з розглянутих шести свердловин тільки дві свердловини працюють стабільно з повним винесенням рідини, одна свердловина знаходиться на межі припинення природного фонтанування, а на трьох свердловинах потрібно впровадити методи інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню.

Література

1. Игнатенко Ю.К. Определение минимальной скорости и минимального дебита, необходимых для полного и непрерывного удаления жидкости из скважин: *Науч.-техн. реф. сб. ВНИИЭгазпром*. 1976. Вып. 9. С. 3-6.

2. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальные исследования потерь давления в малодебитных газовых скважинах, работающих с жидкостью. *Тр. ВНИИГАЗа*. 1974. Вып. 2. С. 60-69.

3. Билецкий М.М., Яцкив М.П., Тимашев Г.В. Выбор методов эксплуатации обводняющихся газовых скважин. *Нефтяная и газовая промышленность*. 1986. № 1. С. 37-40.

4. Кондрат Р.М., Петришак В.С., Галян Н.Н. Совершенствование технологии эксплуатации обводненных скважин Оренбургского газоконденсатного месторождения. *Обзор. инф.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. Вып. 7. 58 с.

5. Кондрат Р.М., Марчук Ю.В. Технология и техника эксплуатации газоконденсатных скважин в осложненных условиях. *Обзор. инф.: сер. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений*. М.: ВНИИЭгазпром, 1989. вып.7. 37 с.

6. Кондрат Р. М. Технологія розробки газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ: Фоліант, 2021. 456 с.

7. Ли Джеймс, Никенс Генрі, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин: пер. с англ. М.: ООО «Премиум Инжиниринг», 2008. 384 с.

8. Кондрат О.Р., Гедзик Н.М. Підвищення ефективності експлуатації свердловин та роботи системи збору і підготовки свердловинної продукції зі значним вмістом рідини. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2012. № 4(45). С. 164-178.

9. Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук В. С. Бойка, Р. М. Кондрата, Р. С. Яремійчука. К.: Львів, 1996. 620 с.

References

1. Ignatenko Yu.K. Opredeleniye minimalnoy skorosti i minimalnogo debita. neobkhodimyykh dlya polnogo i nepreryvnogo udaleniya zhidkosti iz skvazhin: *Nauch.-tekhn. ref. sb. VNIIEgazprom*. 1976. Vol. 9. P. 3-6. [in Russian]

2. Buzinov S.N., Shulyatnikov V.I. Eksperimentalnye issledovaniya poter davleniya v malo-debitnykh gazovykh skvazhinakh. rabotayushchikh s zhidkostyu. *Tr. VNIIGAZa*. 1974. Vol. 2. P. 60-69. [in Russian]

3. Biletskiy M.M., Yatskiy M.P., Timashev G.V. Vybor metodov ekspluatatsii obvodnyayushchikhsya gazovykh skvazhin. *Neftyanaya i gazovaya promyshlennost*. 1986. No 1. P. 37-40. [in Russian]

4. Kondrat R.M., Petrishak V.S., Galyan N.N. Sovershenstvovaniye tekhnologii ekspluatatsii obvodnennykh skvazhin Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1989. Vol. 7. 58 p. [in Russian]
5. Kondrat R.M., Marchuk Yu.V. Tekhnologiya i tekhnika ekspluatatsii gazokondensatnykh skvazhin v oslozhnennykh usloviyakh. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. M.: VNIIEgazprom, 1989. Vol.7. 37 p. [in Russian]
6. Kondrat R. M. Tekhnolohiia rozrobky hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : Foliant, 2021. 456 p. [in Ukrainian]
7. Ly Dzheims. Nykens Henri. Uells Maikl. Ekspluatatsiya obvodniayushchykh skvazhin. Tekhnolohicheskiye resheniya po udalenyiu zhydkosty yz skvazhin: per. s anhl. M.: OOO «Premyum Ynzhynrynh», 2008. 384 p. [in Russian]
8. Kondrat O.R., Hedzyk N.M. Pidvyshchennia efektyvnosti ekspluatatsii sverdlovykh ta roboty systemy zboru i pidhotovky sverdlovykh produktii zi znachnym vmistom ridyny. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2012. No 4(45). P. 164-178. [in Ukrainian]
9. Dovidnyk z naftohazovoi spravy / Za zah. red. doktoriv tekhnichnykh nauk V. S. Boika, R. M. Kondrata, R. S. Yaremiichuka. K.: Lviv, 1996. 620 p. [in Ukrainian]