

ВИБІР ТЕХНОЛОГІЧНОГО РЕЖИМУ РОБОТИ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ СВЕРДЛОВИН ПІД ЧАС ВВЕДЕННЯ У НКТ ТВЕРДИХ ПІНОУТВОРЮВАЛЬНИХ ПАР

Р. М. Кондрат, Л. І. Матійшин*

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

Розглянуто особливості експлуатації газових свердловин в умовах обводнення. Наведено способи введення у свердловину піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР), в т.ч. твердих для інтенсифікації винесення рідини з вибою на поверхню. Обґрунтовано сферу застосування твердих ПАР в обводнених свердловинах. Під час введення твердих ПАР у діючу обводнену свердловину швидкість їхнього падіння в насосно-компресорних трубах (НКТ) повинна перевищувати швидкість руху газорідного потоку на гирлі, а дебіт газу повинен бути більшим мінімально необхідного дебіта для винесення рідини з вибою. Охарактеризовано залежності для визначення швидкості руху газу на гирлі і на вході в НКТ, критичної швидкості руху газу на гирлі для винесення частинок твердої фази, критичної швидкості руху газу на вході в НКТ для винесення рідини в крапельному вигляді і мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини із свердловини. З врахуванням наведених залежностей, а також двочленної формули припливу газу до вибою свердловини і формули Адамова Г. А. для руху в НКТ двофазного газорідного потоку розроблено методику вибору технологічного режиму роботи обводненої газової свердловини під час введення у НКТ твердих ПАР. Методика апробована на трьох свердловинах з різною геолого-технічною характеристикою, розміщених на різних родовищах України. Згідно з результатами досліджень на двох свердловинах не потрібно змінювати технологічний режим їх роботи під час введення у НКТ твердих ПАР. На одній свердловині потрібно збільшити на певну величину гирловий тиск, щоб зменшити швидкість руху газу на гирлі і щоб тверді ПАР потрапили на вибій. Наведено режимні параметри роботи свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР.

Ключові слова: свердловина, вода, газ, конденсат, експлуатація, обводнення, дебіт газу, тиск, водний фактор, тверді ПАР, піноутворення, інтенсифікація.

The features of well operation under flooding conditions are considered. Methods for introducing foaming surface-active substances (surfactants) into the well, incl. solid surfactants to intensify the removal of liquid from the bottomhole to the surface. The area of application of solid surfactants in flooded wells is substantiated. When introducing solid surfactants into an operating flooded well, their rate of fall in tubing (tubing) must exceed the velocity of the gas-liquid flow at the wellhead, and the gas flow rate must be greater than the minimum required flow rate to carry fluid from the bottomhole. Dependences for determining the gas velocity at the wellhead and at the input to the tubing, the critical gas velocity at the wellhead for the removal of solid phase particles, the critical gas velocity at the inlet to the tubing for the removal of liquid in a droplet form, and the minimum required gas flow rate for the removal of liquid from wells. Taking into account the above dependencies, as well as the two-term formula for gas inflow to the bottom of the well and the formula of G. A. Adamov for the movement of a two-phase gas-liquid flow in the tubing, a method has been developed for choosing the technological mode of operation of a watered gas well when solid surfactants are introduced into the tubing. The technique was tested on three wells with different geological and technical characteristics, located in different fields of Ukraine. According to the results of studies on two wells, it is not necessary to change the technological mode of their operation when solid surfactants are introduced into the tubing. On one well, it is necessary to increase the wellhead pressure by a certain amount in order to reduce the velocity of gas movement at the wellhead and solid surfactants get to the bottomhole. The operating parameters of wells are given when solid surfactants are injected into the tubing.

Key words: well, water, gas, condensate, operation, watering, gas flow rate, pressure, water factor, solid surfactants, foaming, intensification.

Постановка проблеми

В умовах водонапірного режиму розробки газових покладів відбувається закономірне обводнення видобувних свердловин. З появою води в продукції свердловин знижується дебіт газу, що пов'язано із зменшенням фазової про-

никності пористого середовища для газу, обводненням частини газовіддавального інтервалу пластів і зростанням втрат тиску у НКТ і системі збору газу під час руху двофазного газорідного потоку порівняно з рухом тільки газу. У міру зростання водного фактора і відповідно-

го зменшення дебіту газу робота свердловин поступово стає нестабільною з частими зупинками для накопичення енергії, необхідної щоб винести воду з вибою на поверхню. Зі зменшенням дебіта газу нижче певного (мінімально необхідного) значення природне фонтанування свердловин припиняється. Період природного фонтанування обводнених газових свердловин можна штучно продовжити шляхом введення у газорідинний потік піноутворювальних ПАР (в т.ч. твердих) по НКТ. Тверді ПАР доцільно вводити у діючі обводнені свердловини, оскільки можливі ускладнення з освоєнням свердловин і відновленням їхньої продуктивності після зупинки. При цьому швидкість падіння твердих ПАР повинна бути більшою швидкості руху газорідинного потоку на гирлі, а дебіт пластового газу повинен бути достатнім для винесення води з вибою на поверхню, щоб не відбувалося зупинки свердловини під час введення ПАР у НКТ. Вибір режимних параметрів роботи свердловини під час введення твердих ПАР вимагає проведення додаткових досліджень.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень і публікацій

Значна кількість газових покладів приурочена до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах надходження в газонасичену зону законтурної пластової води та обводнення свердловин. Для отримання високих значень поточних відборів газу і кінцевого газовилучення в умовах водонапірного режиму потрібно забезпечити повне, безперервне видалення з вибою всієї води, що надходить із пласта. У початковий період обводнення свердловин вода виноситься на поверхню потоком пластового газу, і свердловини фонтанують. Із збільшенням водного фактора свердловини починають працювати нестабільно, з періодичними зупинками для накопичення енергії, щоб винести накопичену на вибої воду, і поступово перестають фонтанувати.

Період природного фонтанування обводнених газових свердловин можна штучно продовжити введенням у газорідинний потік піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР). При введенні ПАР у пластову воду в стовбурі свердловини і проходженні через неї газу утворюється піна, для винесення якої потрібна значно менша швидкість руху газу, ніж для винесення води. Можливі такі способи введення піноутворювальних ПАР у газорідинний потік: централізоване запомповування в затрубний простір з УКПГ по інгібіторопроводах;

дозоване введення ПАР у затрубний простір з пригирлових бачків; періодичне запомповування в затрубний простір за допомогою пересувних насосних агрегатів розведених і в'язких розчинів ПАР; дозування ПАР шляхом використання НКТ як контейнера для зберігання ПАР і експлуатації свердловини по затрубному простору; запомповування ПАР по капілярних трубах, змонтованих всередині НКТ; введення у свердловину по НКТ твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів, кульок, конусів та іншої форми та інші способи. Тверді піноутворювальні ПАР застосовують у тих випадках, коли інші способи введення ПАР у газорідинний потік є технічно неможливими або економічно недоцільними.

У разі застосування твердих ПАР потрібно, щоб швидкість падіння твердих ПАР у НКТ під час їхнього введення у свердловину перевищувала швидкість руху газорідинного потоку на гирлі, а дебіт газу був більшим за мінімально необхідний дебіт для винесення води з вибою на поверхню. Інакше тверді ПАР не потраплять на вибій або свердловина зупиниться внаслідок скупчення на вибої рідини. Тобто під час введення твердих ПАР свердловину необхідно перевести у відповідний технологічний режим роботи.

Розглянемо відповідні аналітичні залежності, які потрібні для вибору технологічного режиму експлуатації свердловини під час введення твердих ПАР.

Швидкість руху газу на вибої і на гирлі свердловини [1]:

$$W_{виб} = 5,0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_e \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}{P_{виб} \cdot d_{вн}^2}, \quad (1)$$

$$W_y = 5,0975 \cdot 10^{-6} \frac{q_e \cdot Z_y \cdot T_y}{P_y \cdot d_{вн}^2}, \quad (2)$$

де $W_{виб}$, W_y – швидкість руху газу відповідно на вибої і гирлі свердловини, м/с;

$P_{виб}$, P_y – відповідно вибійний і гирловий тиски, МПа;

$T_{виб}$, T_y – відповідно вибійна і гирлова температури, К;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, м;

$Z_{виб}$, Z_y – коефіцієнт стисливості газу відповідно за $P_{виб}$, $T_{виб}$ і P_y , T_y .

Мінімально необхідний дебіт газу для винесення води з вибою на поверхню:

– за формулою ВНДіГазу[2]:

$$q_{\text{м.н.}} = 8480 \cdot d_{\text{вн}}^{2,5} \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_{\text{рід}}}{\rho_2 \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}; \quad (3)$$

– за формулою Кондрата Р.М., Петришака В.С. [3]:

$$q_{\text{м.н.}} = 2213 \cdot d_{\text{вн}}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_{\text{виб}} \cdot \rho_{\text{рід}}}{\rho_2 \cdot Z_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}}, \quad (4)$$

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

q_p – дебіт рідини, м³/доб;

$\rho_{\text{рід}}$ – густина рідини, кг/м³;

$\bar{\rho}_2$ – відносна густина газу.

Згідно з даними роботи [4] значення мінімально необхідного дебіта газу за формулами (3) і (4) дещо більші значення критичного дебіта газу за формулою Тернера, нижче якого припиняється природне фонтанування свердловини.

Для забезпечення попадання твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів на вибій потрібно, щоб фактична швидкість руху газу на гирлі свердловини була меншою критичної швидкості руху газу, за якої частинка твердої фази (у нашому випадку циліндричний стержень або кулька твердого ПАР) знаходиться у рівновазі під дією швидкісного напору газового потоку і сил тяжіння. Запропоновано низку залежностей для визначення критичної швидкості руху газу:

– формула Леонова Е.Г. [5]:

$$W_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{4}{3} g \frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \cdot \rho_2}} = 3,62 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_2)}{C_D \cdot \rho_2}}, \quad (5)$$

$$\text{де } \rho_2 = 1,205 \cdot \bar{\rho}_2 \cdot \frac{P_{\text{виб}} \cdot T_{\text{виб}}}{Z_{\text{виб}} \cdot P_{\text{ат}} \cdot T_{\text{ст}}}, \quad (6)$$

d_u – діаметр частинок твердої фази, м;

ρ_u – густина частинок твердої фази, кг/м³;

ρ_2 – густина газу за вибійного тиску і вибійної температури, кг/м³;

C_D – коефіцієнт лобового опору сфери,

$C_D = 0,40$;

$P_{\text{ат}}$ – 0,1023 МПа – атмосферний тиск;

$T_{\text{ст}}$ – 293 К – стандартна температура;

– формула Ріттенгера [6]:

$$W_{\text{кр}} = \sqrt{\frac{2 (\rho_u - \rho_2) g \cdot d_u}{\rho_2 \cdot \varphi}} = 2,557 \sqrt{\frac{(\rho_u - \rho_2) d_u}{\rho_2 \cdot \varphi}}, \quad (7)$$

де φ – аеродинамічний коефіцієнт ковзання, значення якого залежить від форми частинок твердої фази, для частинок кульової форми $\varphi = 0,25$;

– формула Стокса, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u < 0,08$ мм [7]:

$$W_{\text{кр}} = \frac{d_u^2 (\rho_u - \rho_2) g}{18 \mu_2}, \quad (8)$$

де μ_2 – динамічний коефіцієнт в'язкості газу за $P_{\text{виб}}$ і $T_{\text{виб}}$, Па·с;

– формула Аллена, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u = 0,3 - 0,8$ мм [7]:

$$W_{\text{кр}} = 0,153 \frac{d_u^{1,14} (\rho_u - \rho_2)^{0,71} g^{0,71}}{(\mu_2 / \rho_2)^{0,49} \rho_2^{0,71}}; \quad (9)$$

– формула Ньютона, якщо діаметр частинок твердої фази $d_u > 0,8$ мм [7]:

$$W_{\text{кр}} = 1,75 \sqrt{\frac{d_u (\rho_u - \rho_2) g}{\rho_2}}; \quad (10)$$

– формула Тернера (стосовно винесення із свердловини рідини у крапельному вигляді) [8]:

$$W_{\text{кр}} = \frac{0,583 \cdot (\sigma \cdot 1000)^{1/4} \left(\frac{\rho_{\text{рід}}}{16,02} - \frac{\rho_2}{16,02} \right)^{1/4}}{\left(\frac{\rho_2}{16,02} \right)^{1/2}}, \quad (11)$$

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

Критичну швидкість руху газу залежно від режиму руху газового потоку визначають також за формулами [9]:

– для ламінарного режиму руху

$$\text{Re} \leq 2 \text{ або } \text{Ar} \leq 36$$

$$W_{\text{кр}} = d_u^2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_u - \rho_2)}{18 \mu_2}; \quad (12)$$

– для перехідного режиму руху

$$2 < \text{Re} \leq 500 \text{ або } 36 < \text{Ar} \leq 83000$$

$$W_{\text{кр}} = \frac{0,78 \cdot d_u^{0,43} \cdot (\rho_u - \rho_2)^{0,715}}{\rho_2^{0,2855} \cdot \mu_2^{0,43}}; \quad (13)$$

– для турбулентного режиму руху

$$\text{Re} > 500 \text{ або } \text{Ar} > 83000$$

$$W_{\text{кр}} = 5,46 \cdot \sqrt{\frac{d_u \cdot (\rho_u - \rho_2)}{\rho_2}}, \quad (14)$$

$$\text{Re} = W \cdot d_u \frac{\rho_2}{\mu_2} \quad (15)$$

або

$$\text{Re} = 1777 \frac{q \cdot \rho_2}{d_u \cdot \mu_2}, \quad (16)$$

$$\text{Ar} = d_u^3 \cdot \rho_2 \cdot g \cdot \frac{(\rho_u - \rho_2)}{\mu_2^2}, \quad (17)$$

де Re – критерій Рейнольдса;

Ar – критерій Архімеда.

За результатами експериментальних досліджень із винесення частинок піску різного фракційного складу потоком газу і пінними системами з моделі свердловини Кондратом Р.М., Дремлюх Н.С., Угриновським А.В. отримано такі залежності для критичної швидкості руху газу [10,11]:

– при винесенні піску потоком газу:

$$W_{кр} = 11,63d_u^3 - 33,68d_u^2 + 36d_u - 3,859; \quad (18)$$

– при винесенні піску піною:

$$W_{кр} = 0,02d_u^2 + 0,02d_u + 0,014, \quad (19)$$

де d_u – мм; $W_{кр}$ – м/с.

Наведені залежності дозволяють визначити фактичну швидкість руху газу на вході у НКТ і на гирлі свердловини, критичну швидкість руху газу для винесення зі свердловини рідини у крапельному вигляді і частинок твердої фази, а також мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Вони покладені в основу розроблення методики вибору технологічного режиму експлуатації обводнених газових свердловин під час введення в них твердих піноутворювальних ПАР.

Формулювання цілей статті

Метою роботи є розроблення методики вибору технологічного режиму роботи обводнених газових свердловин під час введення в НКТ твердих піноутворювальних ПАР.

Методика досліджень

В основу методики досліджень покладені двочленна формула припливу газу до вибою свердловини, формула Адамова Г.А. для руху у вертикальних трубах газу з вмістом рідкої фази, залежності для визначення швидкості руху газу на вибої і гирлі свердловини, критичної швидкості руху газу на вході у НКТ для винесення рідини у крапельному вигляді і на гирлі свердловини для винесення частинок твердої фази і мінімально необхідного дебіта газу для винесення рідини з вибою на поверхню.

При фільтрації газу за двочленным законом приплив його до вибою свердловини описується формулою:

$$P_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z + Bq_z^2, \quad (20)$$

де P_{nl} , $P_{виб}$ – відповідно пластовий і вибійний тиски, МПа;

q_z – дебіт газу за стандартних умов, тис.м³/доб;

A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта (A , МПа²·доб/тис.м³, B , (МПа·доб/тис.м³)²).

Для невеликого діапазону зміни депресії на пласт, пов'язаного із зміною технологічного режиму експлуатації свердловини, можна записати:

$$P_{nl}^2 - P_{виб}^2 = Aq_z, \quad (21)$$

або

$$q_z = K_{н.р.} (P_{nl}^2 - P_{виб}^2), \quad (22)$$

$$P_{виб}^2 = P_{nl}^2 - \frac{q_z}{K_{н.р.}}, \quad (23)$$

де $K_{н.р.}$ – коефіцієнт продуктивності свердловини тис.м³/доб/МПа², значення якого визначають за результатами дослідження свердловини.

Під час руху НКТ газорідинної суміші формула Адамова Г.А. записується у вигляді:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_{см}} + \theta_{см} q_{см}^2}, \quad (24)$$

де

$$q_{см} = \frac{q_z \rho_{г.см} + q_k \rho_k + q_v \rho_v}{\rho_{г.см}} = \frac{(\rho_{г.см} + \Phi_k \rho_k + \Phi_v \rho_v) q_z}{\rho_{г.см}}. \quad (25)$$

Тут $q_{см}$, q_z , q_k , q_v – дебіт відповідно газорідинної суміші, газу, конденсату і води, тис.м³/доб;

$\rho_{г.см}$, ρ_k , ρ_v – густина відповідно газу за стандартних умов, конденсату і води, кг/м³ (якщо конденсатний фактор визначають у масових одиницях (кг/м³), то густину конденсату ρ_k із залежності (25) виключають);

Φ_k , Φ_v – відповідно конденсатний і водний фактор, 10⁻³ см³/м³;

$S_{см}$, $\theta_{см}$ – комплексні параметри, значення яких під час руху у НКТ газорідинної суміші визначають за формулами, наведеними в роботах [12-13].

Дебіт газу можна виразити через швидкість його руху на гирлі свердловини:

$$q_z = W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y}. \quad (26)$$

Прирівнявши праві частини рівнянь (23) і (24) і враховуючи залежність для дебіту газу (26), отримаємо:

$$P_{nl}^2 - W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y \cdot K_{н.р.}} = P_y^2 e^{2S_{см}} + \quad (27)$$

$$+ \theta_{см} \left[\frac{(\rho_{г.см} + \Phi_k \rho_k + \Phi_v \rho_v) W_y \frac{0,785 \cdot d_{гн}^2 \cdot P_y \cdot T_{см}}{Z_y \cdot P_{ам} \cdot T_y}}{\rho_{г.см}} \right]^2$$

або

$$P_{nl}^2 - N \frac{P_y}{Z_y \cdot T_y \cdot K_{n.p.}} W_y =$$

$$= P_y^2 e^{2S_{cm}} + \theta_{cm} \left(\frac{D \cdot N \cdot P_y}{Z_y \cdot T_y} \right)^2 W_y^2, \quad (28)$$

де

$$N = \frac{0,785 \cdot d_{вн}^2 \cdot T_{cm}}{P_{ат}};$$

$$D = \frac{\rho_{z.cm} + \Phi_k \rho_k + \Phi_e \rho_e}{\rho_{z.cm}}. \quad (29)$$

Рівняння (28) є квадратичним відносно швидкості руху газу на гирлі свердловини W_y і розв'язується стандартним методом.

До початку проведення розрахунків перевіряють тотожність значень W_y , визначеного за формулою (2) і рівнянням (28). Якщо значення W_y відрізняється між собою, то потрібно уточнити значення вхідних параметрів у формулі (28), наприклад, коефіцієнта продуктивності свердловини $K_{n.p.}$, конденсатного Φ_k і водного Φ_e факторів.

Розрахунки з вибору технологічного режиму роботи обводненої газової (газоконденсатної) свердловини під час введення в НКТ твердих ПАР проводять у такій послідовності:

1. За фактичними промисловими даними про роботу свердловини (гирловий тиск, дебїти газу, конденсату і води уточнюють вибійний тиск за формулою (24) з врахуванням руху у НКТ двофазної газорідинної суміші.

2. Визначають швидкості руху газу на вході у НКТ $W_{виб}$ (за формулою (1)) і на гирлі W_y (за формулою (2)), критичну швидкість руху газу на вході у НКТ $W_{кр.виб}$ (за формулою (8)), критичну швидкість руху на гирлі $W_{кр.y}$ (за формулами (5), (7), (10) та іншими і мінімально необхідний дебїт газу $q_{м.н.}$ (за формулами (3), (4)).

3. Якщо швидкість руху на вході у НКТ перевищує критичну швидкість $W_{виб} > W_{кр.виб}$, а дебїт пластового газу більший мінімально необхідного дебїту $q_z > q_{м.н.}$, то свердловина стабільно фонтанує з повним винесенням рідини з вибою на поверхню завдяки використанню власної енергії пластового газу.

4. Якщо $W_{виб} < W_{кр.виб}$, а $q_z < q_{м.н.}$, то свердловина не може працювати через скупчення рідини на вибої. Тому необхідно застосовувати методи інтенсифікації винесення рідини із свердловини, зокрема введенням у НКТ твердих піноутворювальних ПАР.

рдловини, зокрема введенням у НКТ твердих піноутворювальних ПАР.

5. Якщо швидкість руху газу на гирлі менша критичної швидкості $W_y < W_{кр.y}$, то тверді ПАР падатимуть на вибій у потоці газорідинної суміші в НКТ.

6. Якщо $W_y > W_{кр.y}$, то тверді ПАР підніматимуться потоком газу, що не дозволить їм потрапити на вибій свердловин. Тому на період введення твердих ПАР у НКТ потрібно збільшити на певну величину тиск на гирлі. В результаті зменшиться дебїт газу і швидкість його руху на гирлі.

Потрібне (оптимальне) значення тиску на гирлі під час введення твердих ПАР у НКТ знаходять методом послідовних наближень. У першому наближенні задаються значенням гирлового тиску P'_y , більшим за фактичний тиск приблизно на 0,5 – 1 МПа. Для заданого значення P'_y послідовно обчислюють швидкість руху газу на гирлі W'_y (за формулою (28)), дебїт газу q'_z (за формулою (26)), вибійний тиск $P'_{виб}$ (за формулою (24)), критичну швидкість руху газу на гирлі (за формулами (5), (7), (10) та іншими), швидкість руху газу на вибої $W'_{виб}$ (за формулою (1)), критичну швидкість руху газу на вибої $W'_{кр.виб}$ (за формулою (8)) і мінімально необхідний дебїт для винесення рідини з вибою на поверхню $q_{м.н.}$ (за формулами (3), (4)). Порівнюють між собою розраховані значення швидкості руху газу на гирлі W'_y і критичної швидкості руху газу на гирлі $W'_{кр.y}$. Якщо $W'_y > W'_{кр.y}$ задаються більшим значенням гирлового тиску P''_y і продовжують процес послідовних наближень до тих пір, поки фактична швидкість руху газу на гирлі не буде меншою критичної швидкості на 10-20 %.

7. Після введення ПАР у НКТ свердловину переводять на попередній режим роботи (з попереднім значенням гирлового тиску).

Значення швидкості руху газу на вибої $W_{виб}$, критичної швидкості руху газу на вибої $W_{кр.виб}$ і мінімально необхідного дебїта газу $q_{м.н.}$ потрібно мати для оцінювання можливості природного фонтанування свердловин до застосування в них твердих ПАР або при значній тривалості періоду між введенням твердих ПАР у НКТ, коли розчин ПАР повністю виноситься зі свердловини.

Таблиця 1 – Геолого-технічна характеристика досліджуваних свердловин

Параметри	№ свердловин	Св. 100-С	Св. 42-Б	Св. 67-3
1. Довжина НКТ, L, м		4211,9	2700	2094,21
2. Внутрішній діаметр НКТ, $d_{\text{вн}}$, м		0,062	0,062	0,062
3. Дебіт газу, $q_{\text{г}}$, тис.м ³ /доб		80	29,2	9
4. Водний фактор, $\Phi_{\text{в}}$, см ³ /м ³		12,5	25,414	97,115
5. Конденсатний фактор, $\Phi_{\text{к}}$, г/м ³		79,2	5,525	0,00
6. Пластовий тиск, $P_{\text{пл}}$, МПа		14,78	5,11	8,9
7. Вибійний тиск, $P_{\text{вб}}$, МПа		9,87	2,09	3,13
8. Гирловий тиск, $P_{\text{г}}$, МПа		2,6	1,0132	1,372
9. Вибійна температура, $T_{\text{вб}}$, К		370	345,4	329
10. Гирлова температура, $T_{\text{г}}$, К		291	291	291
11. Відносна густина газу, $\bar{\rho}_{\text{г}}$		0,611	0,6095	0,5627
12. Густина води, $\rho_{\text{в}}$, кг/м ³		1070	1070	1007
13. Густина конденсату, $\rho_{\text{к}}$, кг/м ³		715	730	0

Таблиця 2 – Критеріальні параметри досліджуваних свердловин

Параметри	№ свердловин	Св. 100-С	Св. 42-Б	Св. 67-3
1. Дебіт газу, $q_{\text{г}}$, тис.м ³ /доб		80	29,2	9
2. Вибійний тиск (розраховано), МПа		5,333	1,672	1,631
3. Критична швидкість руху газу на вході у НКТ, $W_{\text{вб}}$, м/с		6,849	7,752	2,334
4. Критична швидкість руху газу на вході у НКТ $W_{\text{кр.вб}}$ за формулою Тернера, м/с		2,328	5,351	5,761
5. Фактична швидкість руху газу на гирлі, $W_{\text{г}}$, м/с		11,111	10,822	2,447
6. Критична швидкість руху газу на гирлі (Швидкість падіння стержня), $W_{\text{пад}}$, м/с за формулами:				
<i>Леонова</i>		8,458	13,91	12,392
<i>Ріттингера</i>		7,557	12,428	11,071
<i>Ньютона</i>		8,099	13,321	11,866
7. Мінімально необхідний дебіт газу, $q_{\text{м.н.}}$, тис.м ³ /доб за формулами:				
<i>ВНДіГазу</i>		20,525	23,365	24,48
<i>Кондрата Р.М., Петришака В.С.</i>		42,054	28,696	29,43

Результати досліджень

Дослідження з вибору параметрів роботи свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР проведені на прикладі трьох обводнених газових і газоконденсатних свердловин, розміщених на різних родовищах України: 67-3 газового і 100-С, 42-Б газоконденсатних родовищ.

Фактичні параметри роботи свердловин наведені в таблиці 1.

Для вибраних свердловин дебіт газу змінюється від 9 тис.м³/доб (свердловина 67-3) до 80 тис.м³/доб (свердловина 100-С), водний фак-

тор – від 12,5 см³/м³ (свердловина 100-С) до 97,115 см³/м³ (свердловина 67-3), конденсатний фактор – від 5,525 г/м³ (свердловина 42-Б) до 79,2 г/м³ (свердловина 100-С).

В таблиці 2 наведено результати розрахунків критеріальних параметрів роботи досліджуваних свердловин. Дослідження виконано для умови введення у НКТ твердих ПАР у вигляді циліндричних стержнів діаметром 0,04 м, довжиною 0,470 м і масою 0,677 кг.

Згідно з результатами розрахунків у свердловинах 42-Б і 67-3 за фактичних параметрів

їхньої роботи відбуватиметься падіння на вибій твердих ПАР (стержнів), введених на гирлі у НКТ. У цих свердловинах фактична швидкість руху газу на гирлі W_y менша критичної швидкості руху газу (швидкості падіння стержнів) $W_{кр.у}$, визначеної за тиску і температури на гирлі з використанням залежностей Леонова Е.Г. (5), Рітгінгера (7) і Ньютона (10). У свердловині 67-3 фактична швидкість руху газу на вході у НКТ менша критичної швидкості руху газу за вибієного тиску і вибієної температур $W_{кр.виб}$ за формулою Тернера (11), яка необхідна для винесення рідини з вибою на поверхню, а фактичний дебіт газу менший мінімально необхідного дебіта газу за формулами ВНДіГазу (3), Кондрата Р.М. і Петришака В.С. (4). Тому свердловина 67-3 не може фонтанувати і в ній потрібно застосовувати тверді ПАР для винесення рідини з вибою. У свердловині 42-Б фактична швидкість руху газу на вході у НКТ більша критичної швидкості газу за формулою Тернера (11) ($W_{виб} > W_{кр.виб}$), а фактичний дебіт газу більший за мінімально необхідний дебіт газу за формулами ВНДіГазу (3) і Кондрата Р.М., Петришака В.С. (4) ($q_e > q_{м.н.}$). Свердловина 42-Б може експлуатуватися фонтанним способом з використанням власної енергії пластового газу, без застосування ПАР. У разі введення у свердловину 42-Б твердих ПАР буде створена однорідна високодисперсна структура газорідинної суміші у НКТ, що призведе до зменшення втрат тиску у НКТ і збільшення дебіту газу.

У свердловині 100-С фактична швидкість руху газу на гирлі перевищує критичну швидкість падіння твердих ПАР, а фактичний дебіт газу і фактична швидкість його руху на вході у НКТ більші за критичні значення. Тому на цій свердловині для введення у НКТ твердих ПАР потрібно збільшити тиск на гирлі. При цьому зменшиться дебіт газу і швидкість його руху на гирлі. З використанням методу послідовних наближень знайдено нові параметри роботи свердловини на період введення у НКТ ПАР: тиск на гирлі $P_y=3,902$ МПа; дебіт газу $q_f=73,39$ тис.м³/доб; вибієний тиск $P_{виб}=6,643$ МПа; швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{виб}=4,982$ м/с; критична швидкість руху газу на вході в НКТ $W_{кр.виб}=2,067$ м/с; мінімально-необхідний дебіт газу $q_{м.н.}$ за формулою ВНДіГазу – 39,77 тис.м³/доб, за формулою Кондрата Р.М., Петришака В.С. – 50,89 тис.м³/доб; швидкість руху газу на гирлі $W_y=6,601$ м/с; критична швидкість руху газу на гирлі (швидкість падіння твердих ПАР у НКТ)

$W_{кр.у}=6,754$ м/с. За вказаних параметрів тверді ПАР падатимуть у НКТ на вибій, а свердловина під час введення в НКТ твердих ПАР працюватиме стабільно без накопичення рідини на вибої. Для розглянутої свердловини з метою забезпечення надійності потрапляння твердих ПАР на вибій доцільно було би збільшити гирловий тиск на ще більшу величину.

Висновки

В умовах водонапірного режиму розробки газових покладів відбувається поступове обводнення видобувних свердловин, що призводить до зниження дебітів газу. У початковий період обводнення свердловин вода виноситься з вибою на поверхню потоком пластового газу. У міру зростання водного фактора свердловини починають працювати нестабільно і в подальшому зупиняються. Період природного фонтанування свердловин можна штучно продовжити введенням у газорідинний потік піноутворювальних поверхнево-активних речовин (ПАР). Одним із способів застосування ПАР для інтенсифікації роботи обводнених газових свердловин є введення у НКТ твердих ПАР.

Тверді ПАР доцільно вводити в діючу свердловину, оскільки у разі зупинки свердловини під час введення у НКТ ПАР можливі ускладнення з подальшим її освоєнням і відновленням продуктивності. Під час введення твердих ПАР у свердловину потрібно, щоб швидкість падіння твердих ПАР у НКТ перевищувала швидкість руху газу на гирлі, а дебіт пластового газу був більшим мінімально необхідного дебіту для винесення рідини з вибою на поверхню. Інакше тверді ПАР не потраплять на вибій і можлива зупинка свердловини під час введення ПАР.

Розроблено методику вибору технологічного режиму роботи свердловини під час введення у НКТ твердих ПАР. Вона ґрунтується на використанні двочленної формули припливу газу до вибою свердловини, формули Адамова Г.А. для руху у НКТ двофазної газорідинної суміші, залежностей для визначення швидкості руху газу на гирлі і на вході у НКТ, критичної швидкості руху газу на гирлі для винесення частинок твердої фази і на вході у НКТ для винесення крапельної рідини і мінімально необхідного дебіту газу. Методика апробована для умов реальних обводнених газових і газоконденсатних свердловин. За результатами апробації методики зроблено практичні рекомендації щодо вибору технологічного режиму експлуатації свердловин під час введення у НКТ твердих ПАР.

Література

1. Кондрат Р. М., Кондрат О. Р., Дремлюх Н. С. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навч. посіб. Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. 288 с.
2. Бузинов С.Н., Шулятиков В.И. Экспериментальные исследования потер давления в малодобитных газовых скважинах, работающих с жидкостью. *Тр. ВНИИГАЗа*. 1974, вып. 2. С. 60-69.
3. 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.: ВНИИГазпром, 198. Вып. 7. 58 с.
4. Кондрат Р.М., Матіішин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2022. № 4(84). С. 32-39.
5. Леонов Е. Г. Гидравлический расчет промывки скважин пеной. *Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море*. 2004. № 7. С. 22–25.
6. Требин Ф. А., Макогон Ю.В., Басниев К.С. Добыча природного газа. Москва: Недра, 1976. 367 с.
7. Гужов А. И., Титов В. Г., Медведев В. Ф., Васильев В. А. Сбор, транспорт и хранение природных углеводородных газов. Москва: Недра, 1978. 405 с.
8. Ли Джеймс, Никенс Генрі, Уэллс Майкл. Эксплуатация обводняющихся скважин. Технологические решения по удалению жидкости из скважин / Перевод с английского. М.: ООО «ПремиумИнжиниринг», 2008. 384 с.
9. Арбузов В. Н., Курганова Е. В. Сборник задач по технологии добычи нефти и газа в осложненных условиях. Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2013. 60 с.
10. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальне дослідження швидкості винесення газовим потоком твердої фази з вибою свердловин на поверхню. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2015. № 3 (56). С. 106–112.
11. Кондрат Р. М., Дремлюх Н. С., Угриновський А. В., Ксеніч А. І. Експериментальні дослідження характеристик процесу винесення твердої фази з вибою газової свердловини застосуванням пінних систем. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2017. № 3. С. 90–96.
12. Инструкция по комплексному исследованию газовых и газоконденсатных пластов и скважин / Под. ред. Г. А. Зотова, З. С. Алиева. М.: Недра, 1980, 301 с.
13. Гриценко А. И., Алиев З. С., Ермилов О. М., Ремизов В.В., Зотов Г.А. Руководство по исследованию скважин. М.: Наука, 1995. 523 с.

References

1. Kondrat R. M., Kondrat O. R., Dremliukh N. S. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch: navch. posib. Ivano-Frankivsk: Nova Zoria, 2015. 288 p. [in Ukrainian]
2. Buzinov S.N., Shulyatikov V.I. Eksperimentalnye issledovaniya poter davleniya v malodebitnyih gazovih skvazhinah, rabotayuschih s zhidkostyu. *Tr. VNIIGAZa*. 1974, Vol. 2. P. 60-69. [in Russian]
3. Kondrat R. M., Petrishak V. S., Galyan N. N. Sovershenstvovanie tehnologi ekspluatatsii obvodnennykh skvazhin Orenburgskogo gazokondensatnogo mestorozhdeniya. *Obzor. inf.: ser. Razrabotka i ekspluatatsiya gazovykh i gazokondensatnykh mestorozhdeniy*. М.: VNIIEgazprom, 198. Vol. 7. 58 p. [in Russian]
4. Kondrat R.M., Matiishyn L.I. Analiz umov stabilnoi roboty obvodnykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlovin. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2022. No 4(84). P. 32-39. [in Ukrainian]
5. Leonov E. G. Gidravlicheskiy raschet promyivki skvazhin penoy. *Stroitelstvo neftnykh i gazovykh skvazhin na sushe i na more*. 2004. No 7. P. 22–25. [in Russian]
6. Trebin F. A., Makogon Yu.V., Basniev K.S. Dobyicha prirodnogo gaza. Moskva: Nedra, 1976. 367 p. [in Russian]
7. Guzhov A. I., Titov V. G., Medvedev V. F., Vasilev V. A. Sbor, transport i hranenie prirodnih uglevodorodnykh gazov. Moskva: Nedra, 1978. 405 p. [in Russian]
8. Li Dzheyms, Nikens GenrI, Uells Maykl. Ekspluatatsiya obvodnyayuschih skvazhin. Tehnologicheskie resheniya po udaleniyu zhidkosti iz skvazhin / Perevod s angliyskogo. М.: ООО «Premium Inzhiniring», 2008. 384 p. [in Russian]
9. Arbuzov V. N., Kurganova E. V. Sbornik zadach po tehnologii dobyichi nefti i gaza v oslozhnennykh usloviyah. Tomsk: Izd-vo Tomskogo politehnicheskogo universiteta, 2013. 60 p. [in Russian]
10. Kondrat R. M., Dremliukh N. S., Uhrynovskiy A. V., Ksenych A. I. Eksperimentalne doslidzhennia shvydkosti vynesennia hazovym

potokom tvrdoj fazy z vyboiu sverdlovin na poverkhniu. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykhrodovyshch.* 2015. No 3 (56). P. 106–112. [in Ukrainian]

11. Kondrat R. M., Dreliukh N. S., Uhrynovskyi A. V., Ksenych A. I. Eksperymentalni doslidzhennia kharakterystyk protsessu vynesennia tvrdoj fazy z vyboiu hazovoi sverdlovinny zastosuvanniam pinnykh system. *Rozvidka ta rozrobkanaftovykh i hazovykhrodovyshch.* 2017. No 3. P. 90–96. [in Ukrainian]

12. Instruksiya po kompleksnomu issledovaniiu gazovyih i gazokondensatnyih plastov i skvazhin. / Pod. Red. G. A. Zotova, Z. S. Alieva. M.: Nedra, 1980, 301 p. [in Russian]

13. Gritsenko A. I., Aliev Z. S., Ermilov O. M., Remizov V.V., Zotov G.A. Rukovodstvo po issledovaniiu skvazhin. M.: Nauka, 1995. 523 p. [in Russian]