



Прийнято 04.03.2025. Прорецензовано 23.04.2025. Опубліковано 20.06.2025.

УДК 622.276.054

DOI: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-87-98

ВПЛИВ ВИЗНАЧАЛЬНИХ ЧИННИКІВ НА УМОВИ ФОНТАНУВАННЯ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

Роман Кондрат*

Доктор технічних наук, професор
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
<https://orcid.org/0000-0002-9653-2567>
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Наталія Дремлюх

Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
<https://orcid.org/0000-0002-6991-0227>
e-mail: nataliia.dremlukh@nung.edu.ua

Лілія Матіїшин

Кандидат технічних наук, доцент
Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
<https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>
e-mail: liliia.matiishyn@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Анотація. Розкрито особливості прояву водонапірного режиму розробки газових родовищ. Наведено способи експлуатації обводнених газових свердловин. Охарактеризовано фонтанний спосіб експлуатації обводнених газових свердловин. Виділено визначальні чинники, що впливають на умови фонтанування і продуктивну характеристику свердловин. Запропоновано узагальнену аналітичну залежність мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора, вибірного та гирлового тисків і діаметра насосно-компресорних труб (НКТ). Розроблено методику вибору параметрів стабільного фонтанування обводнених свердловин. Досліджено вплив на процес фонтанування обводнених свердловин визначальних чинників: водного фактора, тиску на вибої та гирлі і діаметра НКТ. Побудовано залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора для різних значень вибірного тиску, залежності дебіта пластового газу і мінімально необхідного дебіта газу від вибірного тиску, залежності тиску на гирлі обводненої газової свердловини від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметра НКТ. З наведених результатів видно, що шляхом поступового зниження гирлового тиску можна продовжити фонтанний період експлуатації обводнених газових свердловин. Встановлено межі області фонтанування обводнених свердловин за значенням водного фактора залежно від тиску на буфері і діаметра НКТ. Запропоновано геолого-технічні заходи щодо продовження фонтанного періоду експлуатації свердловин, які включають вибір діаметра НКТ, регулювання значень гирлового тиску та оброблення привибійних зон газоносних пластів.

Запропоноване посилання: Кондрат, Р., Дремлюх, Н., & Матіїшин, Л. (2025). Вплив визначальних чинників на умови фонтанування обводнених газових свердловин. Нафтогазова енергетика, 1(43), 87-98. doi: 10.31471/1993-9868-2025-1(43)-87-98.

* Відповідальний автор



Copyright © The Author(s). This is an open access article distributed under the terms of the Creative Commons Attribution License 4.0 (<https://creativecommons.org/licenses/by/4.0/>)

Ключові слова: родовище; пласт; свердловина; експлуатація; обводнення; газ; вода; визначальні чинники; фонтанування.

Вступ

Розробка газових родовищ в умовах водонапірного режиму супроводжується надходженням законтурної пластової води в газонасичену частину. В результаті поступово обводнюються видобувні свердловини і відбувається мікрозащемлення газу водою у зв'язку з неоднорідною структурою порового простору, що характерно для всіх пластів-колекторів, та макрозащемлення газу в слабкодренованих, низькопроникних ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. Більшість газових родовищ є багатопластовими і містять газонасні пласти різної проникності. Вода швидше рухається по високопроникних пластах і прискорено обводнює по них свердловини. На момент появи води у свердловинній продукції у пластах меншої проникності, по яких вода рухається повільніше, ще залишаються значні запаси невідібраного газу. Для виявлення шляхів надходження води у свердловини проводять їх промислово-геофізичні дослідження, за результатами яких ізолюють обводнені пласти і ліквідують позаколонні перетікання води з верхніх і нижніх водоносних пластів. Ізоляційні роботи не завжди дозволяють повністю обмежити приплив пластової води у свердловини. У разі високої початкової водонасиченості газонасних пластів і шаруватості будови продуктивного розрізу із чергуванням невеликих за висотою газонасних, глинистих і водоносних прошарків ізоляційні роботи проводити не можна, оскільки будуть також ізолювані шляхи надходження газу в свердловини. Тому в разі надходження разом з газом води на вибій свердловин потрібно забезпечити повне і безперервне винесення її на поверхню, що сприятиме повнішому виробленню всіх газонасичених пластів і прошарків у продуктивному розрізі, а також вилученню частини мікро- і макрозащемленого газу з обводненої зони.

Найефективнішим способом експлуатації обводнених газових свердловин є фонтанний спосіб, за якого вода піднімається з вибою на поверхню завдяки енергії пластового газу. На умови фонтанування свердловин впливає низка визначальних чинників, до яких належать характеристики газорідного потоку (тиск і температура на вибої, дебіт газу, дебіт води (водний фактор), властивості газу і води), геолого-технічна характеристика свердловини

(глибина, конструкція колони ліфтових труб), тиск на гирлі. Регулюванню підлягають технологічний режим експлуатації свердловин і конструкція підземного обладнання. Важливо вибрати такі значення визначальних чинників, щоб продовжити період фонтанування свердловин і отримати за цей період найбільшу кількість газу.

Аналіз сучасних вітчизняних і закордонних досліджень та публікацій

Значна кількість газових родовищ приурочена до пластових водонапірних систем і розробляється в умовах прояву водонапірного режиму. У процесі розробки родовища знижується пластовий тиск і створюється перепад тиску між законтурною водоносною і газонасиченою зонами, під дію якої пластова вода надходить у родовище.

Вода, що надходить у родовище, не повністю витісняє газ з пористого середовища. В обводненій зоні залишаються мікрозащемлений газ, зумовлений мікронеоднорідною структурою порового простору, характерною для всіх порід-колекторів, і макрозащемлений газ в слабкодренованих, низькопроникних ділянках пласта з початковою газонасиченістю, які вода обійшла. Через обводнення свердловин і защемлення частини газу водою у пористому середовищі за водонапірного режиму досягаються менші значення кінцевого коефіцієнта газовилучення і погіршуються техніко-економічні показники розробки родовища порівняно з газовим режимом.

З появою води у свердловинній продукції проводять промислово-геофізичні дослідження свердловин для встановлення шляхів надходження води. За їх результатами ізолюють обводнені пласти і ліквідують можливі позаколонні перетікання води з верхніх і нижніх водоносних пластів. Ізоляційні роботи не завжди бувають успішними і часто не дозволяють повністю обмежити приплив води у свердловину. За високої насиченості пористого середовища зв'язаною водою і шаруватості будови продуктивних відкладів із чергуванням невеликих за висотою газонасних, глинистих і водоносних прошарків ізоляційні роботи взагалі не можна проводити, оскільки при цьому будуть перекриті шляхи поступлення газу в свердловину. У разі недостатньої ефективності і недоцільності проведення водоізоляційних робіт потрібно

експлуатувати свердловини із спільним відбиранням газу і води, застосовуючи різні методи винесення води з вибою на поверхню.

З появою води у свердловинній продукції дебіт газу зменшується внаслідок обводнення частини газовіддаючих пластів і зростання втрат тиску при русі газорідинного потоку в пласті, стовбурі і викидних лініях свердловин порівняно з рухом тільки газу. У початковий період обводнення свердловини фонтанують. У міру зниження пластового тиску і зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною з періодичними зупинками для накопичення тиску, щоб винести воду з вибою на поверхню. У подальшому свердловини перестають фонтанувати. Для продовження експлуатації обводненої свердловини потрібно застосовувати додаткові заходи, наприклад, введення на вибій піноутворювальної ПАР з подальшим переходом на плунжерний піднімач, періодичний і неперервний газліфт і насосні способи експлуатації. Ці способи експлуатації свердловин вимагають використання додаткової енергії, яка вводиться з поверхні у вигляді енергії стисненого газу – при газліфтному способі і потенціальної та кінетичної енергії – при насосних способах, а також відповідного обладнання, матеріалів і хімічних речовин.

Серед способів експлуатації обводнених свердловин найбільш ефективним є фонтанний спосіб, за якого вода піднімається з вибою на поверхню завдяки енергії пластового газу. Він характеризується простотою конструкції підземного обладнання та обслуговування свердловин. Теоретичні основи фонтанного способу експлуатації детально розроблені для нафтових свердловин [3-4]. Запропоновано методи розрахунку фонтанного піднімача для різних умов фонтанування свердловини. Для фонтанування нафтової свердловини ефективний газовий фактор G_{ef} повинен бути не меншим за оптимальну питому витрату газу на піднімання одиниці об'єму рідини R_{opt} . Ефективний газовий фактор характеризує питому кількість газу, що витрачається на піднімання одиниці об'єму рідини в насосно-компресорних трубах (НКТ). G_{ef} визначають як різницю між фактичним газовим фактором і питомою кількістю газу, розчиненого в одиниці об'єму рідини за середнього тиску в НКТ з врахуванням обводненості видобувної продукції. Фактичний газовий фактор G_o визначають як відношення дебіта газу до дебіта нафти за стандартних умов, R_{opt} – за відповідними залежностями, які враховують діаметр і довжину фонтанного піднімача, тиск на його вході і ви-

ході та густину рідини, що піднімається в трубах.

Для оцінювання умов фонтанування обводненої газової свердловини використовують мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню q_{mn} і критерій Фруда у різних модифікаціях F_r . Для оперативних розрахунків переважно використовують мінімально необхідний дебіт газу $q_{m,n}$ [1-2]. Запропоновано низку залежностей для визначення $q_{m,n}$, які отримано за результатами теоретичних досліджень, лабораторних експериментів на моделях свердловини і за промисловими даними про експлуатацію обводнених газових свердловин. Короткий огляд відомих залежностей для визначення $q_{m,n}$ наведено в роботі [1]. Для забезпечення стабільного фонтанування обводненої газової свердловини необхідно, щоб дебіт газу, що припливає з пласта у свердловину, q_e був не меншим мінімально необхідного дебіта газу для винесення води з вибою на поверхню $q_{m,n}$, тобто повинна виконуватися умова $q_e > q_{m,n}$.

На умови фонтанування обводненої газової свердловини впливає низка визначальних чинників, до яких належать: характеристики газорідинного потоку (тиск і температура на вибої, дебіт газу, дебіт води, водний фактор, властивості газу і води), геолого-технічна характеристика свердловини (глибина, діаметр і довжина насосно-компресорних (фонтанних, ліфтових) труб), тиск на гирлі. Якщо ця умова не виконується, то потрібно розглянути заходи щодо її забезпечення. Вони можуть включати збільшення дебіта пластового газу q_e або зменшення мінімально необхідного дебіта газу $q_{m,n}$. Дебіт пластового газу q_e можна збільшити зниженням тиску на гирлі P_y . При цьому знизиться вибійний тиск $P_{виб}$ та інтенсифікується приплив газу у свердловину. Можливе збільшення дебіта газу q_e шляхом оброблення привибійної зони газоносних пластів для зменшення коефіцієнтів фільтраційних опорів A і B та, відповідно, збільшення коефіцієнта проникності пласта. За відомими аналітичними залежностями мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню $q_{m,n}$ прямопропорційний вибійному тиску $P_{виб}$ і діаметру НКТ. Тому зменшення вибійного тиску $P_{виб}$ шляхом зменшення тиску на гирлі P_y призведе як до збільшення дебіта пластового газу q_e , так і до зменшення мінімально необхідного дебіта газу $q_{m,n}$. Зменшення $q_{m,n}$ також сприяє зменшенню діаметра НКТ. Проте необґрунтоване зменшення діаметра НКТ може призвести до зростання втрат тиску в НКТ під час руху

газу. Відповідно, знизиться тиск на гирлі свердловини P_y . Тому оптимальне значення діаметра НКТ повинно бути обґрунтоване відповідними розрахунками. Отже, на умови фонтанування обводнених газових свердловин можна активно впливати вибором технологічного режиму їх експлуатації і конструкції колони ліфтових труб, а також обробленням привибійної зони газонасних пластів.

Питанню експлуатації обводнених газових свердловин фонтанним способом присвячено багато робіт [1-2, 5-11]. У відомих роботах наведено результати досліджень впливу окремих чинників на умови фонтанування і продуктивну характеристику обводнених газових свердловин. Проте не оцінено повною мірою комплексний вплив різних визначальних чинників на фонтанування обводненої газової свердловини і не встановлено область зміни значень окремих чинників, у межах якої забезпечується фонтанування свердловини. Наведене зумовлює доцільність проведення подальших досліджень із розглядуваного питання.

Висвітлення невирішених раніше частин загальної проблеми

Незважаючи на велику кількість проведених досліджень процесу фонтанування обводнених газових свердловин, в науково-технічній літературі недостатньо висвітлено питання про комплексний вплив різних чинників на процес фонтанування і продуктивну характеристику свердловин і не встановлено області зміни значень визначальних чинників, у межах яких забезпечується фонтанування обводнених свердловин.

Мета та завдання досліджень

Метою даної роботи є вибір та обґрунтування значень визначальних чинників, що впливають на умови фонтанування і продуктивну характеристику обводнених газових свердловин, і межі області їх ефективного застосування.

Для цього слід вирішити такі завдання: провести дослідження з комплексного впливу різних визначальних чинників на умови фонтанування і продуктивну характеристику обводнених газових свердловин. Розробити за результатами досліджень рекомендації щодо вибору значень визначальних чинників, що забезпечують продовження періоду фонтанування свердловин і збільшення кількості видобутку газу за цей період часу.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

У дослідженнях використані такі аналітичні залежності [1].

1. Двочленна формула припливу газу із пласта у свердловину:

$$P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = A \cdot q_z + B \cdot q_z^2. \quad (1)$$

Звідси отримуємо

$$q_z = -\frac{A}{2B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2B}\right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_{виб}^2}{B}}, \quad (2)$$

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

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

A , B – коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта.

$$A, \frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3}; B, \left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2.$$

2. Формула Адамова Г.А. для руху газу у вертикальних трубах свердловини, скоригована для руху в НКТ газорідинної суміші:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_0} + \theta q_{см}^2}, \quad (3)$$

де

$$S_0 = \frac{0,03415 \bar{\rho}_r \rho L}{Z_{сер} T_{сер}}, \quad (4)$$

$$\theta = 0,0133 \lambda \frac{Z_{сер}^2 T_{сер}^2}{d_{вн}^5} (e^{2S_0} - 1), \quad (5)$$

$$q_{см} = \frac{G_z + G_p}{\rho_z} = \frac{q_z \rho_z + q_g \rho_g}{\rho_z}, \quad (6)$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \frac{\rho_g}{\rho_z(P)}, \quad (7)$$

$$\rho_z(P) = \frac{\rho_z P_{сер} T_{см}}{P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}, \quad (8)$$

$$\varphi \leq \beta = \frac{q_z(P)}{q_z(P) + q_g}, \quad (9)$$

$$q_z(P) = \frac{q_z P_{ат} T_{сер} Z_{сер}}{P_{сер} T_{см}}, \quad (10)$$

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right), \quad (11)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}, \quad (12)$$

$P_{виб}$, P_y – тиск, відповідно, на вибої і на гирлі свердловини, МПа;

$P_{сер}$ – середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

G_z, G_v – масова витрата, відповідно, газу і води, т/доб;

$q_z, q_v, q_{см}$ – об'ємна витрата (дебіт) відповідно газу, води і водогазової суміші, тис.м³/доб;

$T_{виб}, T_y, T_{сер}$ – відповідно, вибійна і гирлова температури і середня температура в стовбурі свердловини, К;

L – довжина НКТ, м;

$d_{вн}$ – внутрішній діаметр НКТ, см;

ρ_z, ρ_v – відповідно густина газу і води за стандартних умов, кг/м³;

$\rho_z(P)$ – густина газу за середнього тиску і середньої температури в стовбурі свердловини, кг/м³;

$\bar{\rho}_r$ – відносна густина газу;

λ – коефіцієнт гідравлічного опору НКТ;

φ – дійсний (істинний) об'ємний газоміст;

β – витратний газоміст потоку.

Дебіт води q_v можна виразити через дебіт газу q_z і водний фактор Φ_v

$$q_v = 10^{-6} \Phi_v q_z, \quad (13)$$

де Φ_v – водний фактор, л/тис.м³.

Підставляючи вираз q_v у залежність (6), отримаємо

$$q_{см} = \frac{q_z \rho_z + q_v \rho_v}{\rho_z} = \frac{q_z \rho_z + 10^{-6} \Phi_v \rho_v q_z}{\rho_z} = \frac{(\rho_z + 10^{-6} \Phi_v \rho_v) q_z}{\rho_z}, \quad (14)$$

або

$$q_{см} = D q_z,$$

де

$$D = \frac{\rho_z + 10^{-6} \Phi_v \rho_v}{\rho_z}. \quad (15)$$

З врахуванням залежності (12) отримаємо таку формулу для визначення вибійного тиску:

$$P_{виб} = \sqrt{P_y^2 e^{2S_o} + \theta D^2 q_z^2}; \quad (16)$$

звідси

$$q_z = - \frac{A}{2(B + \theta D^2)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2(B + \theta D^2)} \right)^2 + \frac{P_{пл}^2 - P_y^2 e^{2S_o}}{B + \theta D^2}}. \quad (17)$$

3. Формула для визначення мінімально необхідного дебіта газу для винесення води з вибою на поверхню.

У дослідженнях використано формулу для визначення мінімально необхідного дебіта газу $q_{м.н.}$, отриману Кондратом Р.М і Петришаком В.С. за результатами статистичної обробки промислових даних по експлуатації обводнених свердловин одного з родовищ, які припинили роботу через обводнення [1-2]. Мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини приймався рівним дебіту газу, з яким свердловини стабільно працювали протягом одного місяця до зупинення

$$q_{м.н.} = 2213 d_{вн}^{1,94} q_p^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб} \rho_v}{\rho_z Z_{виб} T_{виб}}}, \quad (18)$$

де q_v – дебіт води, м³/доб;

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

$d_{вн}$, м; $P_{виб}$, МПа, ρ_v , кг/м³.

Значення $q_{м.н.}$ за формулою (18) і за залежністю, отриманою Терпером і Каулманом [2] шляхом статистичної обробки результатів лабораторних досліджень на моделі свердловини, близькі між собою.

Підставимо у формулу (18) залежність для дебіта води q_v з формули (11).

$$q_{м.н.} = 2213 d_{вн}^{1,94} (10^{-3} \Phi_v q_{м.н.})^{0,22} \sqrt{\frac{P_{виб} \rho_v}{\rho_z Z_{виб} T_{виб}}}.$$

Після перетворень отримаємо:

$$q_{м.н.} = 2769 \cdot d_{вн}^{2,487} \cdot \Phi_v^{0,282} \left(\frac{P_{виб} \rho_v}{\rho_z Z_{виб} T_{виб}} \right)^{0,641}. \quad (19)$$

Дослідження виконано для умов гіпотетичної (модельної) газової свердловини з такими даними: глибина свердловини – 2410 м, газонасичена товщина (висота інтервалу перфорації) – 20 м, поточний пластовий тиск – 22 МПа, пластова температура – 340 К, температура газу на гирлі свердловини – 292 К, відносна густина газу – 0,6, густина води – 1050 кг/м³, коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної

зони пласта: $A = 0,015 \frac{(\text{МПа})^2 \text{доб}}{\text{тис.м}^3}$, $B = 0,0052$

$\left(\frac{\text{МПа} \cdot \text{доб}}{\text{тис.м}^3} \right)^2$, насосно-компресорні труби

опущені до середини інтервалу перфорації на глибину 2400 м; внутрішній діаметр НКТ – 0,062 м. В дослідженнях приймали, що газ і вода поступають на вибій роздільно: газ – із газонасного пласта, вода – із обводненого (водоносного) пласта.

В дослідженнях вивчали вплив на умови фонтанування обводненої газової свердловини водного фактора, тиску на вибої та гирлі і діа-

Таблиця 1 – Значення мінімально необхідного дебіта газу для різних значень водного фактора і вибійного тиску

Водний фактор, л/тис.м ³	$q_{м.н.}$, тис.м ³ /добу		
	$P_{виб}=10$ МПа	$P_{виб}=15$ МПа	$P_{виб}=20$ МПа
1	37,401	49,084	58,718
5	58,8	77,284	92,452
10	71,603	93,971	112,414
25	92,72	121,684	145,566
50	112,74	147,959	176,997
75	126,399	165,885	198,442
100	137,083	179,906	215,215
200	166,682	218,752	261,685
300	186,877	245,256	293,39
400	202,673	265,986	318,189
500	215,838	283,264	338,858
600	227,228	298,212	356,74
700	237,325	311,464	372,592
800	246,434	323,418	386,893
900	254,758	334,343	399,962
1000	262,443	344,427	412,026

метра НКТ. Водний фактор становив 1; 5; 10; 25; 50; 75; 100; 200; 300; 400; 500; 600; 700; 800; 900; 1000 л/тис.м³, внутрішній діаметр НКТ – 0,0503; 0,062; 0,0759 м.

Для встановлення характеру залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від водного фактора виконано розрахунки за формулою (17) для значень вибійного тиску 10; 15 і 20 МПа і внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м. Результати досліджень зведено у таблицю 1 і зображено на рисунку 1. На рисунку 1 нанесено також лінії, що відповідають дебіту пластового газу за відповідних значень вибійного тиску і відсутності води у свердловинній продукції, визначеного за формулою (2).

Дебіт пластового газу q_c за різних значень вибійного тиску $P_{виб}$ за відсутності води у свердловинній продукції: $P_{виб}=10$ МПа, $q_c=270,3$ тис.м³/доб; $P_{виб}=15$ МПа, $q_c=222,05$ тис.м³/доб; $P_{виб}=20$ МПа, $q_c=125,7$ тис.м³/доб.

Аналіз результатів досліджень вказує на поліноміальну залежність мінімально необхідного дебіта газу від водного фактора (рис. 1). Із збільшенням водного фактора мінімально необхідний дебіт газу поступово зростає із спадним темпом, а залежності ($q_{м.н.}=f(\Phi_v)$) на рисунку 1 поступово виположуються. Мінімально необхідний дебіт газу буде тим більший, чим більший вибійний тиск. Криволінійні залежності на рис. 1 поступово розходяться, що свідчить про інтенсифікацію впливу вибійного тиску на мінімально необхідний дебіт газу із збільшенням водного фактора.

За низького вибійного тиску 10 МПа, що відповідає депресії на пласт 12 МПа, дебіт пластового газу q_c перевищує мінімально необхідний дебіт газу (прямолінійна залежність для пластового газу 1^* на рисунку 1 розміщується вище криволінійної залежності мінімально необхідного дебіта газу 1). Свердловина фонтанує у всьому дослідженому інтервалі зміни водного фактора від 1 до 1000 л/тис.м³. За вибійного тиску 15 МПа (депресія на пласт 7 МПа) прямолінійна залежність 2^* розміщується вище криволінійної залежності 2 тільки в інтервалі зміни водного фактора від 1 до 223 л/тис.м³. За більших значень водного фактора прямолінійна залежність 2^* проходить нижче криволінійної залежності 2 . Свердловина може фонтанувати тільки до значень водного фактора 223 л/тис.м³. У подальшому необхідно застосовувати примусові методи винесення води з вибою на поверхню. За вибійного тиску 20 МПа (депресії на пласт 2 МПа) свердловина фонтанує тільки за низьких значень водного фактора. Прямолінійна залежність для пластового газу 3^* на рисунку 1 розміщується вище криволінійної залежності для мінімально необхідного дебіта газу 3 тільки до значень водного фактора 12 л/тис.м³, а за більших значень водного фактора проходить нижче.

Отже, межі області природного фонтанування обводнених газових свердловин можна регулювати вибором відповідних значень вибійного тиску (депресії на пласт). На вибійний тиск можна впливати зміною гирлового тиску.

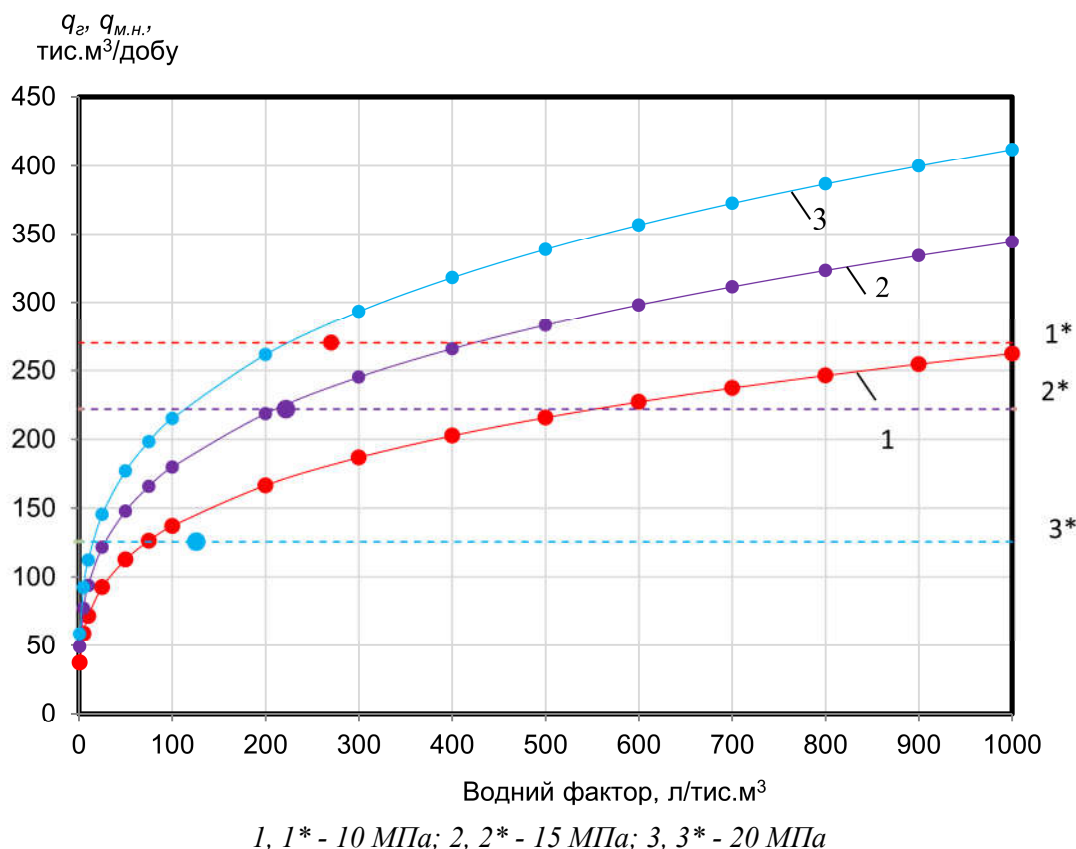


Рисунок 1 – Залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води зі свердловини від водного фактора для різних значень вибійного тиску

Зменшення вибійного тиску супроводжується збільшенням дебіта газу, але при цьому зростає депресія на пласт, що може призвести до руйнування прибічної зони і бути неприйнятним щодо підтримування необхідного тиску на гірлі. Тому слід також розглянути можливість проведення оброблень прибічної зони пласта для збільшення дебіта пластового газу.

До числа визначальних чинників, які впливають на умови фонтанування обводнених газових свердловин, відноситься тиск на гірлі. Для встановлення залежності тиску на гірлі від водного фактора виконано відповідні дослідження. Для кожного водного фактора задавали значення вибійного тиску, для якого визначали дебіт пластового газу q_g за формулою (2) і мінімально необхідний дебіт газу для винесення води зі свердловини $q_{m.n.}$ за формулою (17). За результатами досліджень для кожного водного фактора будували графічні залежності дебіта пластового газу q_g і мінімально необхідного дебіта газу $q_{m.n.}$ від вибійного тиску $P_{виб.}$. Приклад побудови такої залежності для водного фактора 5 л/тис.м³ і внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м зображено на рисунку 2. За параметрами точки перетину цих залежностей визначали критичний дебіт газу $q_{г.кр.}$ і критич-

ний вибійний тиск $P_{виб.кр.}$. За значеннями $q_{г.кр.}$ і $P_{виб.кр.}$ знаходили за формулою (14) тиск на гірлі свердловини P_y . Результати досліджень зведено в таблицю 2.

Аналогічні дослідження виконано за внутрішнього діаметра НКТ 0,0503 і 0,0759 м. Узагальнені результати досліджень зведені в таблицю 3 і зображені на рисунку 3.

Аналіз результатів досліджень свідчить, що із збільшенням водного фактора тиск на гірлі обводненої газової свердловини поступово знижується і за певного значення водного фактора досягає мінімального значення 0,01–0,09 МПа. Для різних значень водного фактора тиск на гірлі свердловини буде тим більший, чим менший внутрішній діаметр НКТ. Такий характер наведеної залежності пояснюється створенням в НКТ малого діаметра однорідної високодисперсної структури газорідного потоку, яка характеризується мінімальними втратами тиску при русі в НКТ газорідної суміші. За великого діаметра НКТ утворюються пульсуючі рідинні корки і пристінний шар рідини, що викликає додаткові втрати тиску. Максимальне значення водного фактора на момент припинення фонтанування свердловини зростає із зменшенням внутрішнього діаметра

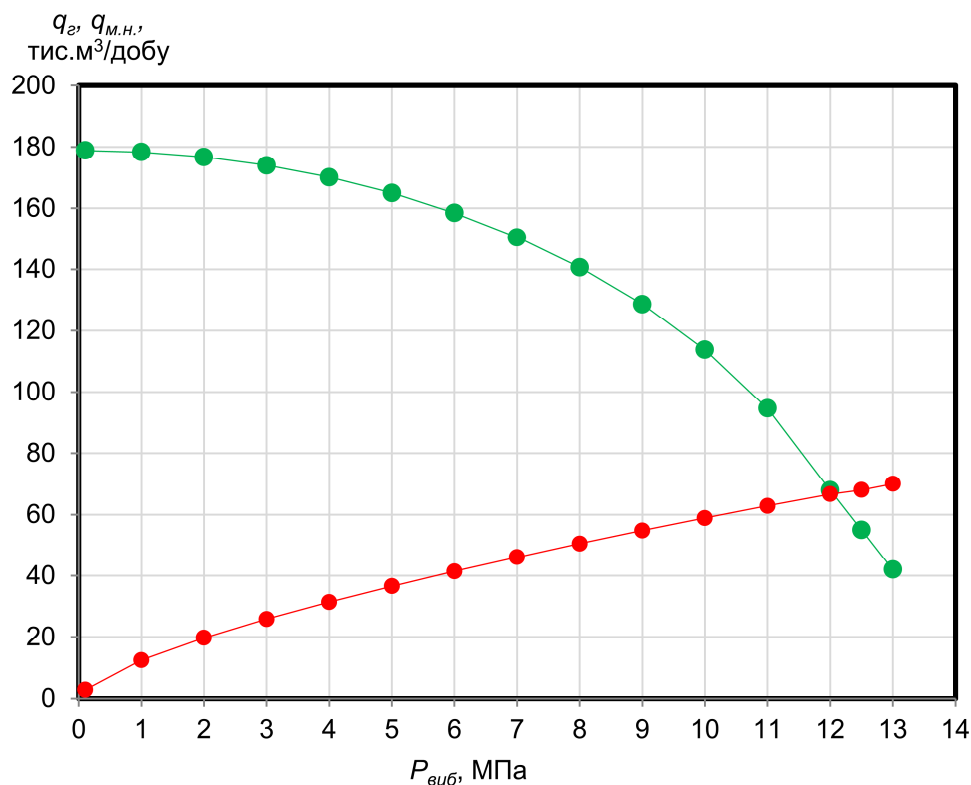


Рисунок 2 – Залежності дебіта пластового газу q_g (1) і мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини $q_{м.н.}$ (2) від вибійного тиску $P_{в.б.}$ для значення водного фактора 5 л/тис.м³ за внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м

Таблиця 2 – Значення критичного дебіта газу, критичного вибійного тиску і тиску на гірлі для різних значень водного фактора за внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м

Водний фактор, л/тис.м ³	Критичний дебіт газу $q_{г.к.}$, тис.м ³ /доб	Критичний вибійний тиск $P_{в.б.к.}$, МПа	Гирловий тиск $P_{г.}$, МПа
5	67,059	12,017	9,7
10	79,412	11,597	9,36
15	87,353	11,236	8,905
20	93,529	10,966	8,61
50	113,76	10	7,435
100	127,53	9,0001	6,05
200	142,99	8	3,645
250	144,1	7,4	2,315
268	145	7,2	0,01

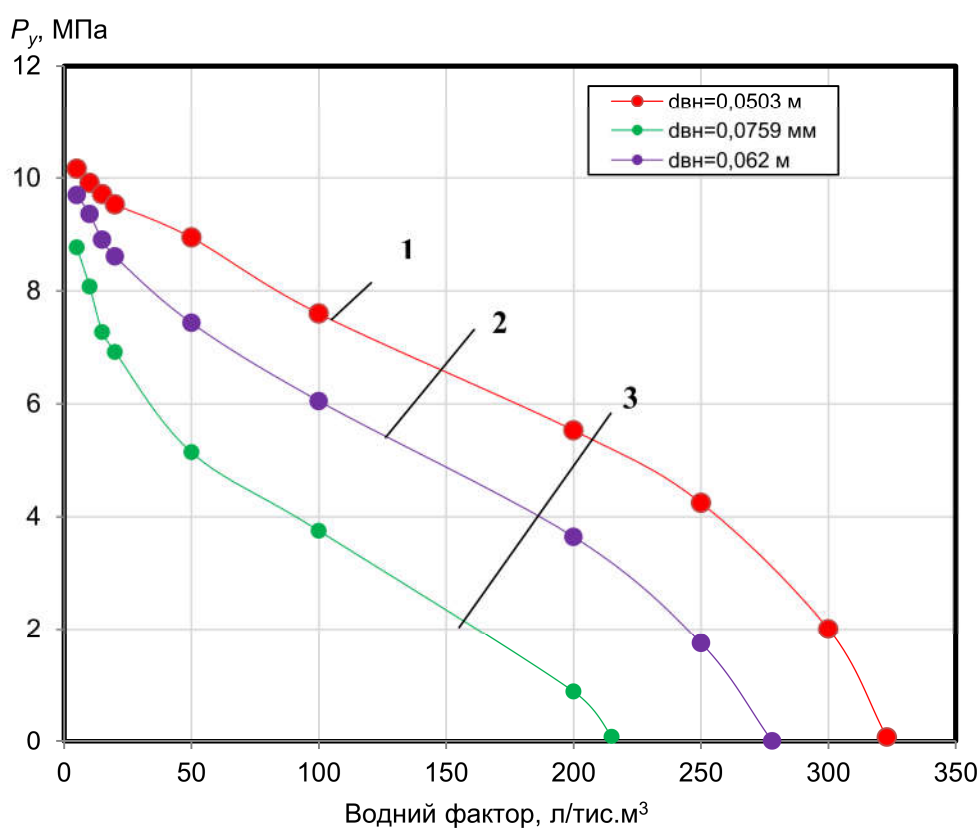
НКТ. Для умов розглянутого прикладу отримано такі значення максимального водного фактора на момент припинення фонтанування свердловини для різних значень внутрішнього діаметра НКТ: $d_{вн}=0,0503$ м – 322 л/тис.м³; $d_{вн}=0,062$ м – 278 л/тис.м³; $d_{вн}=0,0759$ м – 215 л/тис.м³. За більших значень водного фактора свердловина не фонтанує. Наведені значення максимального водного фактора відносяться до умов розглянутої свердловини. Для свердловини з іншою геолого-технічною характеристикою значення максимального водного фактора, за якого припиняється їх фонтану-

вання, будуть відрізнятися. З наведених результатів виконаних досліджень видно, що шляхом поступового зниження гирлового тиску можна продовжити фонтанний період експлуатації обводнених газових свердловин.

Отже, шляхом заміни раніше опущених у свердловину НКТ великого діаметра за високих початкових дебітів газу на труби меншого діаметра і вибору певного (мінімального) значення тиску на гірлі залежно від умов підготовки і подачі газу споживачеві, можна розширити межі області фонтанування газової свердловини.

Таблиця 3 – Значення тиску на гирлі обводненої газової свердловини для різних значень водного фактора і внутрішнього діаметра НКТ

$d_{вн}=0,0503$ м		$d_{вн}=0,062$ м		$d_{вн}=0,0759$ м	
$\Phi_{в}$, л/тис.м ³	$P_{г}$, МПа	$\Phi_{в}$, л/тис.м ³	$P_{г}$, МПа	$\Phi_{в}$, л/тис.м ³	$P_{г}$, МПа
5	10,163	5	9,7	5	8,774
10	9,916	10	9,36	10	8,08
15	9,715	15	8,905	15	7,273
20	9,534	20	8,61	20	6,92
50	8,945	50	7,435	50	5,142
100	7,6	100	6,05	100	3,753
200	5,53	200	3,645	200	0,92
250	4,245	250	1,95	215	0,09
300	2,036	278	0,01		
322	0,08				



1 – 0,0503 м; 2 – 0,062 м; 3 – 0,0759 м

Рисунок 3 – Залежності тиску на гирлі обводненої газової свердловини від водного фактора для різних значень внутрішнього діаметра НКТ

Висновки

Розробка газових родовищ за водонапірного режиму супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин і мікро- та макрозащемленням частини газу водою у пористому середовищі. На момент появи води у свердловинній продукції ще залишаються значні запаси невідібраного газу у пластах меншої проникності, по яких фронт води рухається повільніше. У разі неякісної ізоляції обводне-

них пластів або неможливості (недоцільності) проведення ізоляційних робіт вода продовжуватиме поступати у свердловину, що вимагатиме піднімання її на поверхню. Експлуатація обводнених газових свердловин сприятиме повнішому виробленню всіх газонасичених пластів у продуктивному розрізі свердловин і вилученню з обводненої частини раніше защемленого газу. Найефективнішим є фонтанний спосіб експлуатації обводнених свердловин, за

якого вода піднімається з вибою на поверхню завдяки енергії пластового газу. Тому доцільно продовжити фонтанний спосіб експлуатації свердловин вибором відповідних значень визначальних чинників, які впливають на процес фонтанування. У статті наведено результати досліджень впливу водного фактора, вибірного та гирлового тисків і діаметра насосно-компресорних труб на умови та область фонтанування розглянутої модельної свердловини. Дослідження виконано з використанням запропонованої узагальненої аналітичної залежності мінімально необхідного дебіта газу для винесення води із свердловини від визначальних чинників і методики розрахунку параметрів процесу її фонтанування.

Згідно з результатами досліджень мінімально необхідний дебіт газу зростає із збільшенням водного фактора, вибірного та гирлового тисків і діаметра НКТ. В межі області природного фонтанування обводнених газових свердловин можна регулювати вибором відповідних значень тиску на гирлі і діаметра НКТ. За однакових значень водного фактора тиск на гирлі буде тим більший, чим менший діаметр НКТ. Тривалість процесу фонтанування сверд-

ловини зростає в напрямі більших водних факторів і зменшення діаметра НКТ і тиску на гирлі. В розглянутому прикладі, на момент досягнення тиску на гирлі, близького до атмосферного тиску, водний фактор змінюється від 215 л/тис.м³ для внутрішнього діаметра НКТ 0,0759 м до 278 л/тис.м³ для внутрішнього діаметра НКТ 0,062 м і до 322 л/тис.м³ для внутрішнього діаметра НКТ 0,0503 м.

Розроблено практичні рекомендації щодо продовження фонтанного періоду експлуатації обводнених газових свердловин, які включають поступове зниження тиску на гирлі, заміну раніше опущених у свердловину НКТ великого діаметра за високих початкових дебітів газу на труби меншого діаметра та оброблення привибійних зон газонесних пластів для збільшення дебіта пластового газу.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Кондрат Р.М., Кондрат О.Р., Матіїшин Л.І. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ : підручник. Івано-Франківськ : ФОЛІАНТ, 2023. 568 с. ISBN – 978-966-694-428-6
2. Кондрат Р.М., Матіїшин Л.І. Аналіз умов стабільної роботи обводнених газових і газоконденсатних свердловин. *Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ*. 2023. №1(86). С. 46-53. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-46-53](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53)
3. Бойко В.С., Франчук І.А., Іванов С.І., Бойко Р.В. Експлуатація свердловин у нестійких колекторах : монографія. Київ. Друкарня ТзОВ «Книгодрук». 2004. 400 с.
4. Бойко В. С., Грибовський Р. В. , Кеба Л. М. Методика визначення тривалості періоду фонтанування нафтової свердловини. *Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу*. 2009. № 3. С. 59-62.
5. Hasan A. M., Mahmoud M., Al-Majed A. A. Catalysis and Kinetics A Novel Technique to Eliminate Gas Condensation in Gas Condensate Reservoirs Using Thermochemical Fluids. 2018. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03604>
6. Katherine Escobar Patron, Kathy Zhang, Tao Xu, Haidan Lu, Shihao Cui. Case Study of Artificial Lift Strategy Selection and Optimization for Unconventional Oil Wells in the Williston Basin. North America, September 5–6, 2018. <https://doi.org/10.2118/191793-MS>
7. Bobby J. Salinas; Zhiyue Xu; Bennett M. Richard. Optimizing Gas Lift Operations Using Disintegrable Gas Lift Valve Plugs. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America, Houston, Texas, USA, October. 2014. SPE-171374-MS. <https://doi.org/10.2118/171374-MS>
8. Peter Oyewole. Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. The Woodlands, Texas, USA, October 2016. <https://doi.org/10.2118/181233-MS>
9. Emmanuel Eberechukwu Ifediora. The Benefits of the Installation of Live Gas-Lift Valves During the Initial Well Completion Phase of a Well, Addax Petroleum Development Company as a Case Study. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August. 2020. SPE-203602-MS. <https://doi.org/10.2118/203602-MS>

10. Peter O. Oyewole, James F. Lea. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008. <https://doi.org/10.2118/115950-MS>
11. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China. 26-28 March 2013. P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>

References

1. Kondrat R.M., Kondrat O.R., Matiishyn L.I. Rozrobka ta ekspluatatsiia hazovykh i hazokondensatnykh rodovyshch : pidruchnyk. Ivano-Frankivsk : FOLIANT, 2023. 568 p. ISBN – 978-966-694-428-6. [in Ukrainian]
2. Kondrat R.M., Matiishyn L.I. Analiz umov stabilnoi roboty obvodnennykh hazovykh i hazokondensatnykh sverdlodyn. *Rozvidka ta rozrobka naftovykh i hazovykh rodovyshch*. 2023. No 1(86). P. 46-53. [https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1\(86\)-46-53U](https://doi.org/10.31471/1993-9973-2023-1(86)-46-53U) [in Ukrainian]
3. Boiko V.S., Franchuk I.A., Ivanov S.I., Boiko R.V. Ekspluatatsiia sverdlodyn u nestiikykh kolektorakh : Monohrafiia. Kyiv. Drukarnia TzOV «Knyhodruk». 2004. 400 p. [in Ukrainian]
4. Boiko V. S., Hrybovskyi R. V., Keba L. M. Metodyka vyznachennia tryvalosti periodu fontanuvannia naftovoi sverdlodyny. *Naukovyi visnyk Ivano-Frankivskoho natsionalnoho tekhnichnoho universytetu nafty i hazu*. 2009. No 3. P. 59-62. [in Ukrainian]
5. Hasan A. M., Mahmoud M., Al-Majed A. A. Catalysis and Kinetics A Novel Technique to Eliminate Gas Condensation in Gas Condensate Reservoirs Using Thermochemical Fluids. 2018. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.8b03604>
6. Katherine Escobar Patron, Kathy Zhang, Tao Xu, Haidan Lu, Shihao Cui. Case Study of Artificial Lift Strategy Selection and Optimization for Unconventional Oil Wells in the Williston Basin. North America, September 5–6, 2018. <https://doi.org/10.2118/191793-MS>
7. Bobby J. Salinas; Zhiyue Xu; Bennett M. Richard. Optimizing Gas Lift Operations Using Disintegrable Gas Lift Valve Plugs. Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference & Exhibition-North America, Houston, Texas, USA, October 2014. SPE-171374-MS. <https://doi.org/10.2118/171374-MS>
8. Peter Oyewole. Artificial Lift Selection Strategy to Maximize Unconventional Oil and Gas Assets Value. The Woodlands, Texas, USA, October 2016. <https://doi.org/10.2118/181233-MS>
9. Emmanuel Eberechukwu Ifediora. The Benefits of the Installation of Live Gas-Lift Valves During the Initial Well Completion Phase of a Well, Addax Petroleum Development Company as a Case Study. Paper presented at the SPE Nigeria Annual International Conference and Exhibition, Virtual, August. 2020. SPE-203602-MS. <https://doi.org/10.2118/203602-MS>
10. Peter O. Oyewole, James F. Lea. Artificial-Lift Selection Strategy for the Life of a Gas Well With Some Liquid Production. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 21-24 September 2008. <https://doi.org/10.2118/115950-MS>
11. Rzaee M., Rostami B., Mojarad M. Experimental Determination of Optimized Production Rate and its Upscaling Analysis in Strong Water Drive Gas Reservoirs, IPTC 16938, International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China. 26-28 March 2013. P. 1-11. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16938-Abstract>

INFLUENCE OF DETERMINING FACTORS ON THE CONDITIONS OF FLOWING OF WATERED GAS WELLS

Roman Kondrat*

Dc of Technical Sciences, professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-9653-2567>
e-mail: roman.kondrat@nung.edu.ua

Natalia Dremlukh

Candidate of Technical Sciences, associate professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-6991-0227>
e-mail: natalia.dremlukh@nung.edu.ua

Lilia Matiishyn

Candidate of Technical Sciences, associate professor
Ivano-Frankivsk National Technical University of Oil and Gas
76019, Karpatska Str., 15, Ivano-Frankivsk, Ukraine
<https://orcid.org/0000-0002-8529-4807>
e-mail: lilia.matiishyn@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Abstract. The peculiarities of the water pressure regime of gas field development are revealed. The methods of exploitation of watered gas wells are presented. The fountain method of exploitation of watered gas wells is characterized. The determining factors affecting the conditions of fountainization and the productive characteristics of wells are highlighted. A generalized analytical dependence of the minimum required gas flow rate for water removal from the well on the water factor, bottomhole and wellhead pressures, and tubing diameter is proposed. A methodology for selecting the parameters of stable waterflooding of watered wells has been developed. The influence of the following determining factors on the process of watered wells' flowing was studied: water factor, bottomhole and wellhead pressure, and tubing diameter. The dependencies of the minimum required gas flow rate for water removal from the well on the water factor for different values of bottomhole pressure, the dependence of reservoir gas flow rate and the minimum required gas flow rate on bottomhole pressure, the dependence of pressure at the wellhead of a watered gas well on the water factor for different values of the internal diameter of tubing were constructed. The results show that by gradually reducing the wellhead pressure, it is possible to extend the flowing period of watered gas wells. The boundaries of the waterflooded wells' flowing area are determined by the value of the water factor depending on the pressure on the buffer and the tubing diameter. The geological and technical measures to extend the wells' flowing period are proposed, including the choice of tubing diameter, regulation of wellhead pressure values, and bottomhole treatment of gas-bearing formations.

Keywords: field; reservoir; well; operation; waterflooding; gas; water; determining factors; flowback.