

## МЕТОДИКА ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ РОБОТИ ФОНТАННИХ СВЕРДЛОВИН ЗА УМОВ ОБМЕЖЕНОГО І НЕОБМЕЖЕНОГО ДЕБІТІВ НА ОСНОВІ МОДЕЛІ ГІДРОГАЗОМЕХАНІКИ ГАЗОРІДИННИХ ПОТОКІВ

**В. С. Бойко<sup>1</sup>, Л. М. Кеба<sup>2</sup>, Р. Ф. Лагуш<sup>1</sup>, Р. В. Грибовський<sup>1</sup>**

<sup>1</sup>Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;  
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;

тел. +380 (3422) 99-41-96, e-mail: public@ifdtung.if.ua

<sup>2</sup>ТЗОВ “КОМПЛЕКТ – ЛІГА”; м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407;  
тел. факс +380 (532) 61-15-74, 61-29-37, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

*Запропоновано методику оптимізації режимів роботи фонтанних свердловин без виконання промислових досліджень на основі побудови кривих розподілу тиску вздовж ліфтових труб і характеристичних кривих. За критерій оптимізації взято максимальний дебіт свердловини, який відповідає максимальному відбору із об'єкта розробки.*

**Ключові слова:** оптимізація роботи, фонтанна свердловина, максимальний дебіт.

Ефективність розробки нафтових родовищ досягається тоді, коли видобування нафти реалізується за мінімальних капітальних і експлуатаційних витратах, а свердловини, зокрема, працюють в оптимальних режимах.

Оптимізація роботи свердловин, у т. ч. і фонтанних, проводиться в даний час певною мірою при встановленні чи уточненні поточних технологічних режимів [1], при проектуванні експлуатації з вибором параметрів за оптимального режиму роботи газорідного піднімача без ув'язання спільної роботи з нафтовим покладом [2], а також за матеріалами натурних промислових досліджень свердловин [3]. Тут розглядається методика оптимізації режимів роботи фонтанних свердловин, яка може використовуватися як на стадії проектування експлуатації, так і під час тривалої роботи їх без виконання спеціальних промислових досліджень, і яка базується на основі одної із сучасних моделей гідрогазомеханіки газорідних потоків у свердловині з ув'язанням спільної роботи свердловини і нафтового покладу.

При нормуванні відбору, тобто при встановленні технологічного режиму, усі видобувні свердловини поділяють на дві основні групи: з обмеженим і необмеженим відборами [1].

Обмежений дебіт свердловини (або, інакше, дебіт, заданий незалежно від роботи газорідного піднімача) зумовлюється геолого-технологічними (ступінь стійкості гірських порід, попередження проривів води чи газу і т. д.) і технічними причинами (недостатня

міцність обсадної колони, обмежена потужність експлуатаційного обладнання і т. ін.).

У разі призначення необмеженого відбору намагаються досягнути потенційного дебіту свердловини, а обмежуватися дебіт може тільки техніко-технологічними можливостями обладнання з піднімання рідини на поверхню, а також не повинні утворюватися піщані корки у стовбурі свердловини, зростати газовий фактор і обводненість продукції. Такий відбір призначають, як правило, на пізніх стадіях розробки покладу.

Але в обох випадках необхідно знайти оптимальні показники ефективності, що залежать від видобувних можливостей кожної конкретної свердловини. Звичайно, за оптимальний приймають варіант, що забезпечує або максимальний прибуток підприємства за рахунок реалізації товарної продукції, або мінімальну її собівартість при заданому обсязі виробництва, або максимальний міжремонтний період експлуатації свердловин, або максимальний видобуток рідини за період між двома підземними ремонтами тощо.

Виконувати розрахунки цих величин у залежності від роботи кожної свердловини немає потреби. Достатньо змінним вибрати такий параметр, при деякій конкретній значині якого забезпечується або максимальний прибуток, або мінімальна собівартість, а інші критерії є похідними.

Оптимізація технологічних параметрів експлуатації фонтанної свердловини за заданого дебіту зводиться до вибору діаметра піднімальних труб, за якого забезпечується цей заданий дебіт.

Якщо дебіт свердловини не обмежується геолого-технічними умовами, то за критерій оптимізації доцільно взяти дебіт свердловини, від якого в кінцевому підсумку залежать вказані вище економічні показники. За інших однакових умов чим більшим є дебіт, тим більший прибуток отримаємо від даної свердловини. Певне поєднання технологічних параметрів забезпечує такий дебіт, який буде максимально можливим за умов експлуатації даної свердловини при заданому наборі експлуатаційного обладнання.

Коли дебіт свердловини є обмеженим, то за критерій оптимізації в залежності від способу експлуатації свердловини можуть бути прийняті й інші параметри, які виявляють найбільший вплив на собівартість видобуваної продукції.

Таким чином, дебіт свердловини, оптимізований за критерієм максимального поточного видобутку нафти, повинен якомога більше наближатися до технічної норми видобутку нафти чи, інакше, до оптимального дебіту, або бути рівним йому без заміни встановленого на свердловині експлуатаційного обладнання чи із заміною на інший типорозмір. Цим питанням на промислах і в дослідних установах галузі надається мало уваги або через нерозуміння взаємозв'язків параметрів роботи системи нафтовий поклад – мережа свердловин – свердловинний піднімач – мережа внутрішньопромислових трубопроводів, або через формальний підхід.

При оптимізації складних процесів за критерій оптимізації вибирають такий показник, при деякій конкретній значині якого забезпечується сприятливе поєднання всіх інших частинних показників. Але відомо, що зміна параметрів в околиці оптимума, як правило, призводить до сприятливої зміни лише деяких частинних показників ефективності й одночасно супроводжується несприятливою зміною інших. Тому такі частинні показники, як коефіцієнт корисної дії (ККД) устаткування, в результаті оптимізації спільної роботи пласта, устаткування і свердловини можуть виявитися не в оптимізаційній області. До того ж намагання оптимізувати частинні показники вносить у задачу додаткові обмеження, що часто унеможлиблює отримання оптимальної значини загального показника.

У даний час розроблено два теоретичні підходи до математичного опису процесу фонтанування: а) методика О.П. Крилова для режимів оптимального і максимального подавань; б) теорія роботи газорідинного піднімача. Оскільки методика О.П. Крилова придатна як експрес-метод для наближеного проектування і стосується тільки двох режимів, то оптимізаційну модель слід створювати на основі теорії роботи газорідинного піднімача.

Тут розглядаємо методику з оптимізації роботи фонтанних свердловин, яка не передбачає виконання натурних промислових досліджень свердловин при різних режимах їх роботи, оскільки промислові дослідження супроводжуються великою витратою матеріальних і грошових ресурсів. Суть даної методики з оптимізації полягає у виконанні числового експерименту з використанням фактичних даних про свердловину, властивості нафти, нафтового газу і пластової води, котрі зафіксовано у справі свердловини та в документах із результатами лабораторних досліджень. Особливість методики полягає в тому, що необхідні оптимізаційні параметри розраховуються з використанням фактичних даних про роботу фонтанної свердловини, при отриманні яких не виникає труднощів у промислових умовах, а саме дебітів, тисків на поверхні, за відомих характеристик флюїдів і рівняння припливу флюїдів у свердловину.

Оптимізація роботи фонтанної свердловини за критерієм максимального відбору із об'єкта відповідає критерію максимального дебіту зокрема кожної свердловини (тут не враховуємо взаємодії свердловин, бо за такої умови це є оптимізаційною задачею щодо процесу розробки покладу в цілому).

Задачу можна розв'язати шляхом побудови характеристичних кривих піднімача – зміни тиску  $p_1$  біля башмака піднімача від його дебіту  $Q$  при фіксованих значинах тиску на гирлі  $p_2$ , тобто  $p_1 = p_1(Q, p_2)$ , і при заданому діаметрі ліфтових труб  $d$ .

При оптимізації за критерієм максимального дебіту свердловини характеристику піднімача зручно подати у вигляді залежності вибітного тиску  $p_v$  від дебіту свердловини по рідині  $Q$  (рис. 1), тобто як характеристичні криві (лінії 1-3) для різних діаметрів ліфтових труб  $d$ .

На цю залежність наноситься індикаторна лінія 4. Абсциси точок перетину індикаторної лінії 4 з кривими 1-3 відповідають дебіту при опусканні у свердловину піднімальних труб відповідно з діаметром  $d$ , рівним 60, 73 і 88 мм.

Робота піднімача буде оптимальною, якщо їй відповідатиме найбільший дебіт рідини.

Якщо дебіт рідини (або вибійний тиск) є обмеженим, тобто заданим  $Q_{\text{зад}}$ , то оптимальним варіантом буде такий, за якого тиск на гирлі свердловини  $p_2$  буде найбільшим (рис. 2).

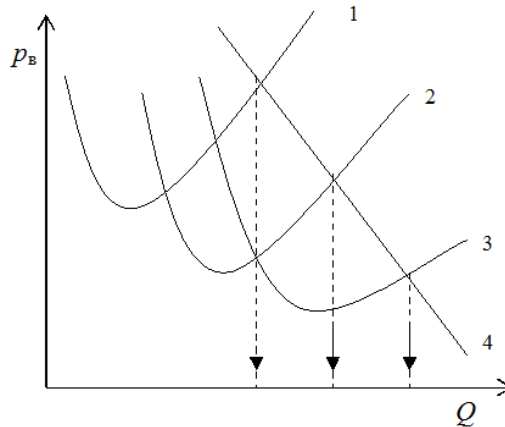


Рис. 1. Залежності вибійного тиску  $p_{\text{в}}$  ( $Q$ ) для пласта (лінія 4) і газорідинного піднімача при різних діаметрах ліфтових труб  $d$ , мм: 1 – 60; 2 – 73; 3 – 88

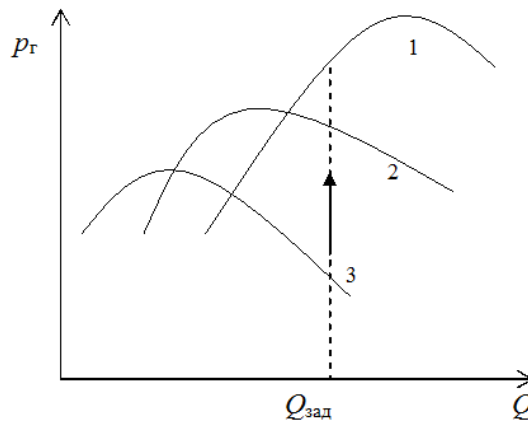


Рис. 2. Залежність гирлового тиску  $p_{\text{г}}$  ( $Q$ ) при різних діаметрах ліфтових труб  $d$  (позначення див. рис. 1)

Розрахунки виконуємо в такій послідовності.

1. За одною із методик розрахунку вертикального газорідинного потоку [4] визначаємо тиски вздовж ліфтових труб від глибини свердловини  $H$  до гирла ( $z=0$ ) (рис. 3) для розрахунку апріорі заданих вибійних тисків ( $p'_{\text{в}}$ ,  $p''_{\text{в}}$ , ...), менших від пластового тиску  $p_{\text{пл}}$ , а цим

вибійним тискам відповідають певні дебїти ( $Q_1, Q_2, \dots$ ) і розрахункові тиски на гирлі ( $p'_2, p''_2, \dots$ ). Слід урахувати, що у фонтанних свердловинах газліфтного типу башмак ліфтових труб встановлюємо на рівні тиску насичення нафти газом  $p_n$ , а тоді тиск біля башмака  $p_1$  буде рівним тиску  $p_n$  (випадки, коли  $p_n < p_b$ , як це показано на рис. 3) або вибійному тиску  $p_b$  (випадки коли  $p_n \geq p_b$ ).

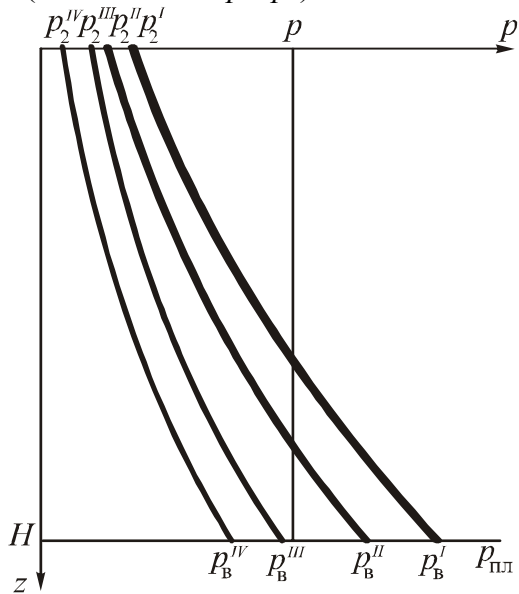


Рис. 3. Криві розподілу тиску  $p(z)$  уздовж стовбура свердловини (а) і узгодження (б, в) роботи пласта  $Q(p_b)$  з роботою фонтанного піднімача  $Q_{під}(p_b)$  за різних характеристик залежності  $p_2(p_b)$

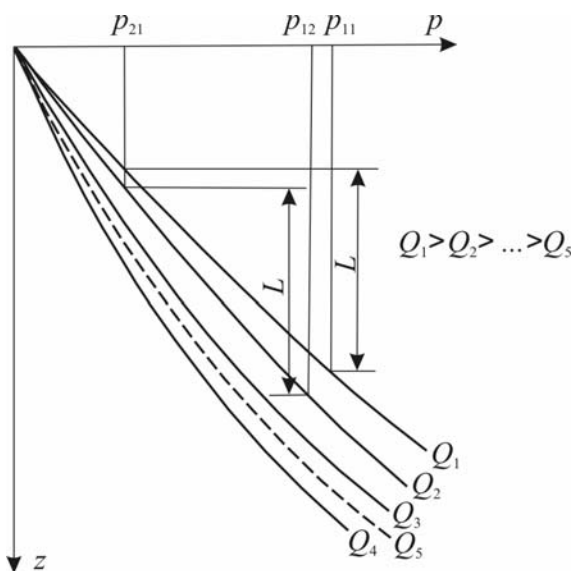


Рис. 4. Номограма-розподіл тиску  $p$  по довжині колони НКТ за різних дебїтів свердловини  $Q_i$ , де  $i = 1, 2, 3, 4, 5$  ( $d = \text{const}; n_b = \text{const}$ )

На основі цих даних будуємо ряд номограм розподілу тиску  $p(z)$  вздовж вертикальної координати  $z$ , де параметром є дебіт рідини  $Q_i$ , для ліфтових труб різного діаметра  $d$ , тобто будуємо залежності  $p(z, Q)$  для заданих діаметрів  $d$  (рис. 4).

Різну обводненість продукції  $n_b$  враховуємо шляхом побудови відповідних номограм  $p(z, Q)$  для заданих  $d$  і  $n_b$ .

2. За цими ж даними будуємо характеристичну криву піднімача – зміну тиску  $p_1$  біля башмака піднімача від його дебіту  $Q$  при фіксованих значинах тиску на гирлі  $p_2$ , тобто  $p_1 = p_1(Q, p_2)$ , і при заданому діаметрі ліфтових труб  $d$ , а також при заданій обводненості  $n_b$  (рис. 5).

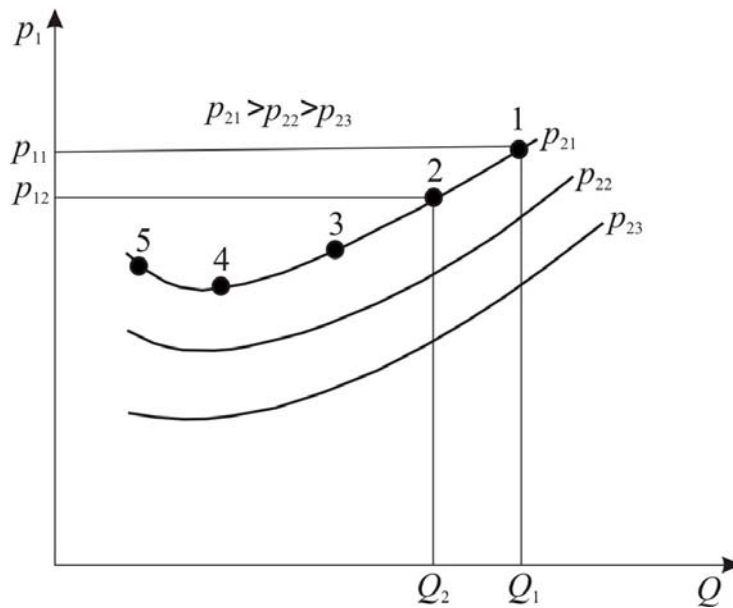


Рис. 5. Характеристичні криві  $p_1(Q)$  для фонтанної свердловини за різних тисків  $p_2$  ( $d = \text{const}$ ;  $n_b = \text{const}$ )

Характеристичні криві піднімача  $p_1(Q)$  можуть будуватися за різної комбінації трьох параметрів – діаметра  $d$  піднімача, обводненості  $n_b$  продукції і гирлового тиску  $p_2$ , а саме:

а) при постійних діаметрі  $d$  піднімача і обводненості  $n_b$  видобуваної продукції, але за змінного тиску на гирлі  $p_2$ ,  $p_1(Q, p_2)$ ;

б) при постійних тисках на гирлі  $p_2$  і обводненості  $n_b$  видобуваної продукції, але за змінного діаметра  $d$  піднімача,  $p_1(Q, d)$ ;

в) при постійних діаметрі  $d$  піднімача і гирловому тиску  $p_2$ , але за змінної обводненості  $n_b$  видобувної продукції,  $p_1(Q, n_b)$ ;

У цих випадках довжина піднімача  $L$  може задаватися як постійною, так і змінною.

Оскільки тиск біля башмака піднімача залежить від довжини ліфтових труб  $L$ , то щоб уникнути великої кількості побудов для усіх свердловин покладу, довжину ліфтових труб  $L$  з метою побудови характеристичної кривої беремо постійною, наприклад рівною



пласта і свердловини (точка перетину ліній), а для неї інтерполяцією знаходимо тиск на гирлі  $p_{20}$ , який необхідно підтримувати для забезпечення дебіту  $Q_0$ .

5. Використовуючи характеристичні криві  $p_1(Q)$  та індикаторні діаграми  $p_v(Q)$  в залежності від обводненості продукції  $n_v$  при постійних значинах гирлового тиску  $p_2$ , діаметра НКТ  $d$  та довжини труб  $L$  (див. рис. 6), можна визначити (за точкою перетину відповідних ліній) подавання рідини  $Q_A$  та вибійний тиск  $p_{vA}$  при нульовій обводненості продукції (точка А), а також граничну обводненість  $n_{vгр}$ , за якої фонтанування ще є можливим. Як слідує із рис. 6, гранична обводненість  $n_{vгр}=0,4$  (точка Б). При цьому свердловина буде фонтанувати з дебітом  $Q_B$  при вибійному тиску  $p_{vB}$ .

6. Аналогічні визначення виконуємо за характеристичними кривими для інших діаметрів ліфтових труб і вибираємо режим роботи з найбільш прийнятним гирловим тиском.

7. Задачу можна розв'язати також шляхом побудови характеристичної залежності  $p_1(Q, d)$  при заданому гирловому тиску  $p_2$ . На ці ж залежності аналогічно наносимо індикаторну діаграму і в точках перетину її з характеристичними кривими вибираємо діаметр НКТ, який забезпечує найбільший дебіт, але слід урахувати, щоб тиск на вибої не був меншим від допустимого.

8. Задачу ще можна розв'язати описаним вище способом шляхом побудови залежності  $p_v(Q, d)$ , аналогічно залежності  $p_1(Q, d)$ .

Таким чином, розроблено розрахункову методику оптимізації режимів роботи фонтанних свердловин газліфтного типу.

### *Література*

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник. 3-є доповнене видання / В.С. Бойко. – Київ: Реал-Принт, 2004. – 695 с.
2. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти / Р.С. Андриасов, И.Т. Мищенко, А.И. Петров и др.; Под. общ. ред. Ш.К. Гиматудинова. – Москва: Недра, 1983. – 455 с.
3. Технология и техника добычи нефти / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев; Под ред. проф. А.Х. Мирзаджанзаде. – Москва: Недра, 1986. – 382 с.
4. Бойко В.С. Збірник задач з технології видобування нафти / В.С. Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – Ч. II. – 269 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії 21.10.2009 р.*

*Рекомендовано до друку д.т.н., професором Яремійчуком Р.С.*