

Нафтогазова

справа

УДК 622.276.1/7

УЗГОДЖЕННЯ РОБОТИ НАФТОВОГО ПОКЛАДУ І СВЕРДЛОВИНИ В ЧАСІ ЗА УМОВ ГАЗЛІФТНОГО ФОНТАНУВАННЯ ПРИ ПРОЕКТУВАННІ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ СВЕРДЛОВИНИ

В. С. Бойко, Б. М. Міщук, Т. С. Веклин

*Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу;
76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15;
тел. +380 (3422) 4-21-95; e-mail: public@nung.edu.ua*

Досліджено спільну взаємно пов'язану роботу фонтанної свердловини і нафтового покладу при режимі розчиненого газу, що уможливорює розрахунок зміни в часі мінімального вибійного тиску.

Запропоновано методику розрахунку умови спільної роботи покладу і фонтанної свердловини на основі розв'язання рівнянь фільтрації флюїдів у пласті і руху газоводонафтового потоку у стовбурі свердловини. Виділено режими узгодженої і неузгодженої роботи цих двох ланок, а також стійкої і нестійкої роботи, що слід враховувати при проектуванні та експлуатації свердловин.

***Ключові слова:** нафтовий поклад, газліфтне фонтанування, режим розчиненого газу, вибійний тиск.*

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин базується на використанні природної пластової енергії і, як природний спосіб, є найраціональнішим. Тому продовження тривалого періоду фонтанування залишається актуальним завданням на кожному нафтовому родовищі. Одним із найбільш доступним напрямків продовження тривалості є узгодження роботи свердловини і покладу в часі протягом усього “життя” цих двох послідовних ланок системи видобування нафти. У кількісному аспекті таке узгодження у часі не знайшло належного висвітлення в літературі. В якісному аспекті механізм узгодження роботи відомий [1,2], а в роботі [3] розглядаються тільки два режими (оптимальний і максимальний), хоч замовчується питання щодо достатньої кількості пластового газу для фонтанування, оскільки в даному випадку він є характерною пластової енергії. У нашій статті спільна робота нафтового покладу і свердловини кількісно узгоджується через вибійний тиск, оскі-

льки приплив флюїдів із пласта і піднімання рідини у стовбурі свердловини відбувається за рахунок пластової енергії.

Внаслідок нерозривності газонафтового потоку в системі "поклад-свердловина" тривале фонтанування свердловини є можливим лише за умови рівності витрат рідини, яка припливає із пласта ($Q_{пл}$), і рідини, котра піднімається на поверхню у стовбурі свердловини ($Q_{під}$), а тоді умову спільної узгодженої роботи покладу і свердловини записуємо так [2]:

$$Q_{пл} = Q_{під} = Q. \quad (1)$$

Фільтрація рідини в покладі (в продуктивному пласті) відбувається за лінійним чи нелінійним законами. Причин порушення лінійного закону фільтрації можна назвати багато (інерційні сили, деформації тріщин пласта, виділення газу із нафти, підключення інших пропластків в роботу і т. д.) [2]. При цьому опуклі до осі дебіту індикаторні лінії пов'язуються з газонапірним, розчиненого газу, гравітаційним чи мішаними режимами роботи нафтового покладу. Тому з метою узагальнення аналізу припливу до видобуваної продукції з витратою $Q_{пл}$ у свердловину описуємо узагальненим степеневим рівнянням нелінійного закону фільтрації у вигляді [4] (індикаторна лінія):

$$Q_{пл} = K'_0 (p_{пл} - p_e)^n = Q_{пл}(p_e), \quad (2)$$

де $p_{пл}$ – пластовий тиск (в околі свердловини, яка розглядається); p_e – тиск на вибої свердловини під час її роботи (вибійний тиск); n – показник режиму фільтрації ($1 \geq n \geq 0,5$); K'_0 – коефіцієнт пропорційності, а за $n=1$ – коефіцієнт продуктивності свердловини K_0 . Звідси випливає, що витрата рідини із пласта $Q_{пл}$ є функцією вибійного тиску p_e .

Фонтанна свердловина в разі газліфтного фонтанування (другий і третій типи фонтанування свердловини із початком виділення газу із нафти відповідно у стовбурі або в пласті) – це газорідинний піднімач, роботу якого можна описати такою функціональною залежністю (криві ліфтування) [2]:

$$Q_{нід} = Q_{нід}(V_0, p_1, p_2, L, d, \bar{\rho}, \bar{\mu}, \sigma) \quad (3)$$

де V_0 – об'ємна витрата вільного газу в газліфтному піднімачі, необхідна для його роботи; p_1 – тиск біля башмака ліфтових труб; p_2 – гирловий тиск (тиск на виході із свердловини, який ув'язує роботу системи "поклад-свердловина" із системою збору і підготовки видобуваної продукції); L, d – довжина і внутрішній діаметр ліфтових труб; $\bar{\rho}, \bar{\mu}$ – відношення відповідно густин і динамічних коефіцієнтів в'язкості фаз газорідинної суміші; σ – поверхневий натяг на межі розподілу фаз.

Оскільки витрата вільного газу V_0 зумовлена витратою припливу рідини за рівнянням (2), оскільки газ вивільняється із нафти при зниженні тиску в ній, а тиск p_1 біля башмака пов'язаний із вибійним тиском p_e , наприклад, у свердловині другого типу формулою

$$p_e = p_n + (H - L)\rho g, \quad (4)$$

то маємо такі додаткові функціональні залежності:

$$V_0 = V_0[Q_{пл}(p_e)] = V_0(p_e); \quad (5)$$

$$p_1 = p_1(p_e), \quad (6)$$

де p_n – тиск насичення нафти газом; H – глибина свердловини; ρ – густина рідини у свердловині; g – прискорення вільного падіння, причому у свердловинах другого типу $p_1 = p_n$, $L \leq H$, при $L = H$ тиск $p_1 = p_e = p_n$, а у свердловинах третього типу $L = H$, $p_1 = p_e < p_n$.

Тоді за сталих інших параметрів для конкретної свердловини приходимо до функціональної залежності

$$Q_{nid} = Q_{nid}(p_e), \quad (7)$$

тобто через вибійний p_b тиск ув'язується робота покладу із роботою свердловини згідно із (1).

Розв'язком (коренем) рівняння (2) є шуканий вибійний тиск p_b . Спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії (2) і модифікованої (залежно від вибійного тиску стосовно фонтанної свердловини) кривої ліфтування (7) показано точки (чи точка) перетину ліній $Q_{nl}(p_e)$ і $Q_{nid}(p_e)$ характеризують спільну узгоджену роботу покладу і свердловини ($Q_{nl} = Q_{nid}$), а в решті випадків має місце неузгоджена робота ($Q_{nl} > Q_{nid}$ або $Q_{nl} < Q_{nid}$). Точці Н відповідає нестійка робота, оскільки найменші коливання вибійного тиску p_b спричиняють зривання фонтанування (точка 3), коли $Q_{nid} = 0$, або перехід роботи в точку С. Це легко усвідомити, узгодивши зміну вибійного тиску p_b зі зміною висоти динамічного рівня h_o рідини у свердловині ($p_b = h_o \rho g$), наприклад, для свердловини другого типу. Якщо $Q_{nl} > Q_{nid}$, то рідина, яка припливає, накопичується у стовбурі, і зростає вибійний тиск p_b , а за $Q_{nl} < Q_{nid}$, навпаки, вибійний тиск p_b знижується. У такому розумінні точка С – це точка стійкої спільної узгодженої роботи пласта і піднімача.

Таким чином, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за однієї цілком певної величини вибійного тиску p_b . У разі зміни параметрів p_2 , L , d точка С стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії $Q_{nl}(p_e)$ відповідно до їх зміни угору або вниз (параметри p_2 , L , d технолог має змогу змінювати, наприклад, гирловий тиск за допомогою штуцера).

Проте за деякого поєднання цих параметрів, наприклад, за великого значення тиску на гирлі p_2 , модифікована крива ліфтування $Q_{nid}(p_e)$ може не перетинатися з індикаторною лінією $Q_{nl}(p_e)$. Тоді фонтанування не відбуватиметься.

Модифікована крива ліфтування на рис.1 нарисована якісно. Її ніхто ще не розрахував. Будують графіки такої лінії або за лабораторними даними, або за даними промислового дослідження газліфтною (не фонтанною!) свердловини, або, в крайньому випадку, за трьома розрахунковими точками стосовно газліфтною свердловини (початок ліфтування, оптимальний і максимальний режими), використовуючи напівемпіричні формули О.П. Крилова [2]. Ми пропонуємо розрахункову методику побудови модифікованої кривої ліфтування стосовно фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні.

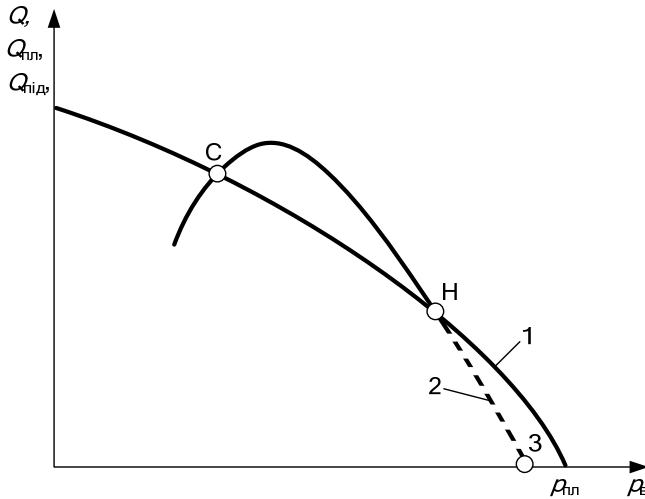


Рис.1. Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини за газліфтного фонтанування: 1 – індикаторна лінія $Q_{пл}(p_в)$; 2 – модифікована крива ліфтування $Q_{від}(p_в)$; $p_{пл}$ – пластовий тиск

Методика розрахунку зводиться, в першу чергу, до побудови кривої розподілу тиску вздовж ліфтових труб газорідинного піднімача за одним із методів, описаних у монографії. В основу методики покладено гідродинамічну модель руху газорідинної суміші у вигляді:

$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_p g} \frac{dp}{dl} = \frac{\rho_c}{\rho_p} + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_T + \frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{in}, \quad (8)$$

де ε – загальний градієнт тиску, який виражено висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби; g – прискорення вільного падіння; ρ_c – густина газорідинної суміші; $\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_T$ – градієнт тиску, який зумовлений силами гідравлічного опору і виражений висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби; $\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{in}$ – градієнт тиску, який зумовлений інерційними силами.

Усі складові цього рівняння є безрозмірними величинами, що полегшує розрахунки і узагальнення результатів дослідження.

У даній роботі для розрахунку розподілу тиску газорідинної суміші в піднімальних насосно-компресорних трубах та експлуатаційній колоні використано підмодель гомогенного (однорідного) руху, зокрема за методом Поетманна-Карпентера [5].

Розрахунки ряду кривих розподілу тиску в ліфтових трубах виконуємо за принципом “зверху-вниз” від гирлового тиску p_2 , задаючись цим тиском, витратою (дебітом) рідини Q та експлуатаційним газовим фактором. Інші характеристики флюїдів (нафти, газу, води), свердловини і режиму її роботи відомі. Для кожної кривої розподілу тиску задаємо одну конкретну витрату Q і одне значення газового фактора, а для побудови ряду кривих задаємо інші значення

витрати Q і газового фактора, починаючи від найменших, і знаходимо невідомі тиски p_v , які відповідають заданим дебітам Q (рис.2).

Для коректного розрахунку всю глибину L опускання (у вертикальних свердловинах – довжину) ліфтових труб розбиваємо під час розрахунку на ділянки (зверху-вниз): а) руху газоводонафтової суміші (від тиску p_2 до тиску p_n насичення нафти газом); б) руху водонафтової (рідинної) суміші (чи тільки нафти в необводнених свердловинах). При цьому на першій ділянці розглядаємо рух у ліфтових (насосно-компресорних) трубах, а на другій – в експлуатаційній колоні, тобто глибина опускання ліфтових труб L рівна глибині рівня тиску насичення (як це слід забезпечувати, з технологічної точки зору, у фонтанних свердловинах 2-го типу). Хоча можуть бути й інші випадки щодо довжини ліфтових труб, що нерідко зустрічається на практиці, а тоді на цих двох ділянках слід виділяти інтервали руху газоводонафтової суміші (суть методики від цього не змінюється).

Якщо у ході розрахунку кривої розподілу тиску $p(z)$ вздовж вертикальної координати z виявляється меншим або рівним тиску p_n , тобто $p(z) \leq p_n$, то ліфтові труби опускаємо до вибою свердловини, $L \cong H$, де H – глибина свердловини (у свердловинах 3-го типу). У свердловинах 3-го типу газ виділяється із нафти у стовбурі (як і у свердловинах 2-го типу), а також у вільному стані надходить у свердловину із покладу. Кількість вільного газу, що надходить із покладу, можна оцінити за формулою закону Генрі (у покладі режим розчиненого газу розвивається не повністю, не в усьому об'ємі зони дренування) або розрахувати за аналітичною методикою чи за методикою чисельного моделювання процесу розробки покладу.

Побудова кожної кривої розподілу тиску $p(z)$ завершується визначенням невідомого вибійного тиску p_v на глибині H , що відповідає заданому дебіту.

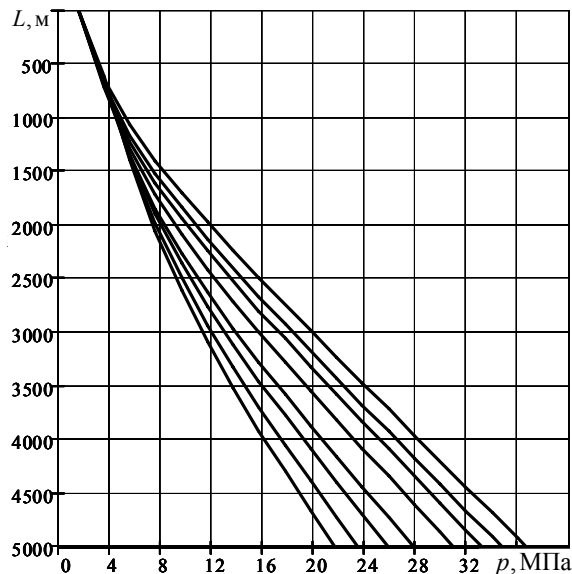


Рис.2. Криві розподілу тиску $p(z)$ уздовж стовбура фонтанної свердловини

За сукупністю відповідних значень Q і p_b (знайдених для ряду кривих розподілу тиску) будуємо криву ліфтування залежно від вибійного тиску p_b (аналогічно рис.1). На цей графік накладаємо індикаторну лінію і встановлюємо можливість або відсутність (лінії не перетинаються) фонтанування. Це показано на рис.3.

Відтак задаємо інше значення тиску p_2 і повторюємо розрахунки.

У разі потреби задаємо ще й інше значення діаметра ліфтових труб.

Для розрахунків нами прийнято: $H = 5000 \text{ м}$; $d = 0,073 \text{ м}$ (зовнішній діаметр НКТ); $T_{nl} = 390 \text{ К}$ (пластова температура); $G = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$ (газонасиченість пластової нафти); $p_n = 860 \text{ кг}/\text{м}^3$ (густина розгазованої нафти); $p_b = 1100 \text{ кг}/\text{м}^3$ (густина пластової води); $n_e = 0,3$ (об'ємна обводненість продукції); $p_{nac} = 40 \text{ МПа}$ (тиск насичення нафти газом); $p_{nl} = 43 \text{ МПа}$ (пластовий тиск); $p_{e1} = 1,5 \text{ МПа}$ (гирловий тиск, крива 1); $p_{e2} = 1 \text{ МПа}$ (крива 2); $p_{e3} = 0,5 \text{ МПа}$ (крива 3).

Криві розподілу тиску (рис.2) побудовані при гирловому тиску $p_{e1} = 1,5 \text{ МПа}$, витраті Q та газовому факторі G_0 , які змінюються в межах відповідно від 0 до $140 \text{ м}^3/\text{добу}$ та 0 до $750 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Таким чином, запропонована методика узгодженої роботи свердловини і пласта при газліфтному фонтануванні ($Q_{nl} = Q_{nid}$) оптимальна і тривала робота можлива лише в тому випадку, коли маємо спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії та модифікованої кривої ліфтування. Тоді отримуємо точки (чи точку) перетину ліній $Q_{nl}(p_e)$ і $Q_{nid}(p_e)$ (рис.3). У свою чергу, тривале газліфтне фонтанування можливе тільки за одного цілком певного значення вибійного тиску p_b .

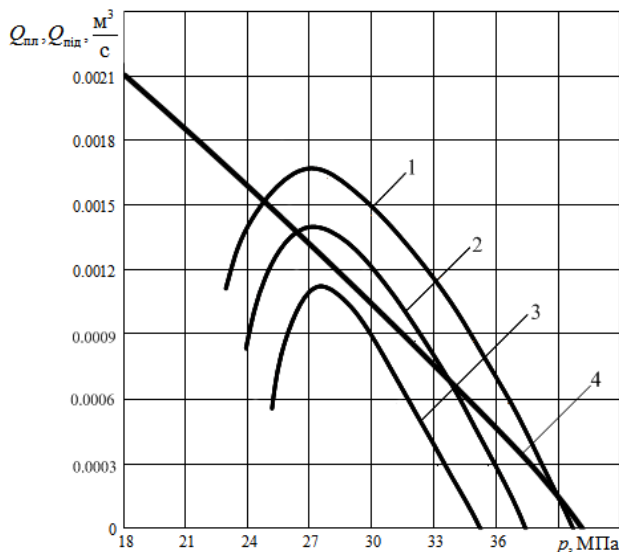


Рис.3. Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні. 1,2,3 – криві ліфтування; 4 – індикаторна лінія

Змінюючи параметри p_2 , L , d , точка C стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії $Q_{nl}(p_g)$ відповідно до їх зміни угору або вниз. На виробництві технолог має змогу змінювати, наприклад гирловий тиск за допомогою штуцера, що й дає змогу досягти узгодження роботи нафтового покладу і свердловини в часі за умов газліфтного фонтанування.

Література

1. Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник для вищих навчальних закладів з грифом Міносвіти і науки України. 4-е доповнене видання / В.С.Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.
2. Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: 2-ге видання / В.С.Бойко, Р.В.Бойко. – Львів: Априорі, 2007. – 452 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т.Мищенко. – Москва: “Нефть и газ” РГУ нефти и газа им. И. М.Губкина, 2003. – 836 с.
4. Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: Підручник, для студентів ВНЗ / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 784 с.
5. Обводнення газових і нафтових свердловин. У 3-х томах, 4-х книгах / В.С.Бойко, Р.В.Бойко, Л.М.Кеба, О.В.Семінський; За ред. В.С.Бойка. – Том 3. – Особливості експлуатації свердловин. Книга друга. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 701 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 28.12.2011 р.

Рекомендовано до друку д.т.н., професором Тарком Я.Б.

TIME MATCHING OF WORK OF OIL POOL AND WELL UNDER A GAS-LIFT FLOWING DURING WELL PLANNING AND OPERATION

V. S. Boiko, B. M. Mishchuk, T. S. Veklyn

Ivano-Frankivs'k National Technical University of Oil and Gas;

76019, Ivano-Frankivs'k, Carpats'ka st., 15;

ph. +380 (3422) 4-21-95; e-mail: public@nung.edu.ua

Joint and interdependent operation of flowing well and oil pool in the mode of dissolved gas, which allows to calculate the time change of minimum bottom-hole pressure was investigated.

Methodology for calculating the conditions of joint operation of oil pool and flowing well based on solution of equations of fluid filtration in the layer and traffic flow in the well bore was investigated and proposed. Modes of coordinated and uncoordinated work of these two units, as well as steady and uneven operation which must be considered during the design and operation of wells were highlighted.

Key words: *oil pool, gas-lift flowing, mode of cut-in gas, coalface pressure.*