

ДОСЛІДЖЕННЯ ОСОБЛИВОСТЕЙ РОБОТИ ВИДОБУВНОЇ СВЕРДЛОВИНИ В СИСТЕМІ З НАФТОВИМ ПОКЛАДОМ З МЕТОЮ ЇЇ ПРОЕКТУВАННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ

В.С. Бойко, Б.М. Міщук, Т.С. Веклин

*ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: public@nung.edu.ua*

Вивчено спільну узгоджену роботу фонтанної свердловини і нафтового покладу в часі у режимі розчиненого газу, що дає можливість розраховувати зміни в часі мінімального вибійного тиску фонтанування.

Запропоновано методику розрахунку умови спільної роботи нафтового покладу і видобувної свердловини у всіх режимах газліфтного фонтанування, виділено області неузгодженої та узгодженої роботи, причому узгоджена робота може бути стійкою і нестійкою, а тривалість газліфтного фонтанування можливе тільки за певного вибійного тиску, що й необхідно враховувати при проектуванні і запусканні свердловини в експлуатацію.

Ключові слова: узгоджена робота, свердловина, нафтовий поклад, тиск фонтанування.

Изучена обшая согласованная работа фонтанной скважины и нефтяной залежи во времени в режиме растворенного газа, что позволяет рассчитывать изменения во времени минимального забойного давления фонтанирования.

Предложена методика расчета условия совместной работы нефтяной залежи и добывающей скважины во всех режимах газлифтного фонтанирования, выделены области несогласованной и согласованной работы, причем согласованная работа может быть устойчивой и неустойчивой, а продолжительность газлифтного фонтанирования возможно только при определенном забойном давлении, что и необходимо учитывать при проектировании и пуске скважины в эксплуатацию.

Ключевые слова: согласованная работа, скважина, нефтяная залежь, давление фонтанирования.

The overall coordinated work of flowing well and oil deposit in action under the regime of dissolved gas was studied. This allows to calculate the time variation of the minimum bottom hole pressure of the blowout.

The technique of calculating the terms of the joint work of the oil reservoir and the production well in all in the regimes of gaslift flow was proposed, fields of coordinated and uncoordinated work were allocated. The coordinated work can be stable and unstable, and the duration of gaslift flow is only possible under certain bottomhole pressure which must be taken into consideration when designing and putting well into operation.

Keywords: coordinated work, well, oil pool, flowing pressure.

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин базується на використанні природної пластової енергії і як природний спосіб є найраціональнішим. Тому продовження тривалого періоду фонтанування залишається актуальною задачею 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, так як він є в даному випадку характерною рисою пластової енергії. У нашій статті спільна робота нафтового покладу і свердловини кількісно узгоджується через вибійний тиск, оскільки, приплив флюїдів із пласта і підняття 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 ($Q_{пнд}$), а тоді умову спільної узгодженої роботи покладу і свердловини записуємо так [2]:

$$Q_{пл} = Q_{пнд} = Q \quad (1)$$

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 тощо. [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):

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

де: $p_{пл}$ – пластовий тиск (в околі свердловини, яка розглядається); $p_г$ – 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 є функцією вибієного 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]:

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

де: V_0 – об'ємна витрата вільного газу в газліфтному піднімачі, яка 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 в ній тиску, а тиск p_1 біля башмака пов'язаний із вибієним 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:

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

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

де: p_n – тиск насичення нафти газом; H – глибина свердловини; ρ – густина рідини у свердловині; g – прискорення вільного падіння, причому у свердловинах другого типу $p_e = p_n$, $L \leq H$, 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 вибієний p_e тиск ув'язується робота покладу із роботою свердловини згідно із (1).

Розв'язком (коренем) рівняння (2) є шуканий вибієний тиск p_e . Спільне розв'язання рівнянь індикаторної лінії (2) і модифікованої (залежно від вибієного 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 вибієного тиску p_e спричиняють зриван-

ня фонтанування (точка 3), коли $Q_{nid} = 0$, або перехід роботи в точку С. Це легко усвідомити, узгодивши зміну вибієного тиску p_e зі зміною висоти динамічного рівня h_d рідини у свердловині ($p_e = h_d \rho g$), наприклад, для свердловини другого типу. Якщо $Q_{nl} > Q_{nid}$, то рідина, що припливає, накопичується у стовбурі, і зростає вибієний тиск p_e , а за $Q_{nl} < Q_{nid}$, навпаки, вибієний тиск p_e 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 значини вибієного тиску p_e . 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 великої значини 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 рисунку 1 нарисована якісно. Її ніхто ще не розраховав. 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.

Методика розрахунку зводиться, в першу чергу, до побудови кривої розподілу тиску вздовж ліфтових труб газорідинного піднімача за одним із методів, описаних у монографії [5]. В основу методики покладено гідродинамічну модель руху газорідинної суміші у вигляді:

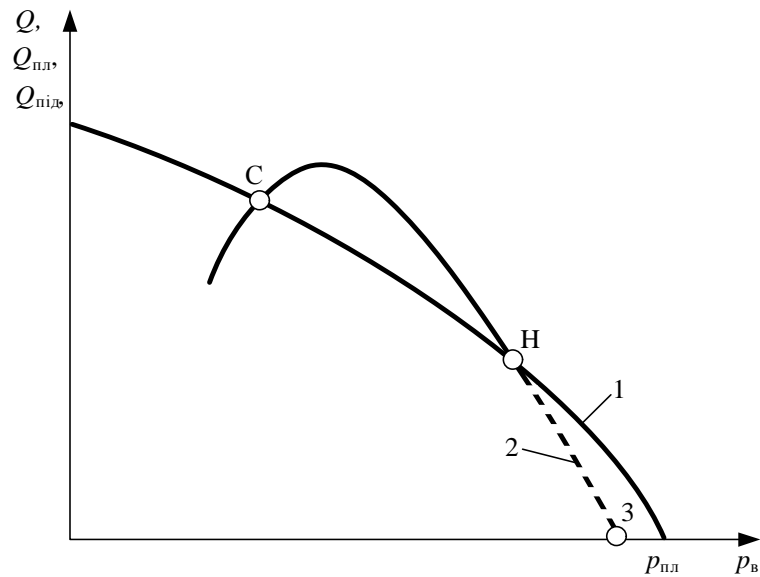
$$\varepsilon = \frac{1}{\rho_p g} \frac{dp}{dl} =$$

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

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 газорід-

инної суміші; $\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_m$ – градієнт тиску,

який зумовлений силами гідравлічного опору і виражений висотою стовпа рідини густиною ρ_p , що припадає на одиницю довжини труби;



1 – індикаторна лінія $Q_{пл}(p_в)$; 2 – модифікована крива ліфтування $Q_{під}(p_в)$; $p_{пл}$ – пластовий тиск

Рисунок 1 – Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні

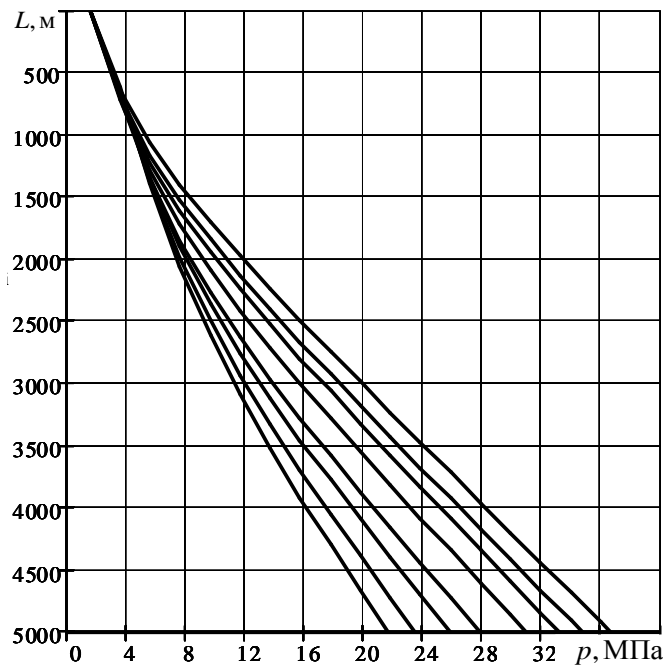


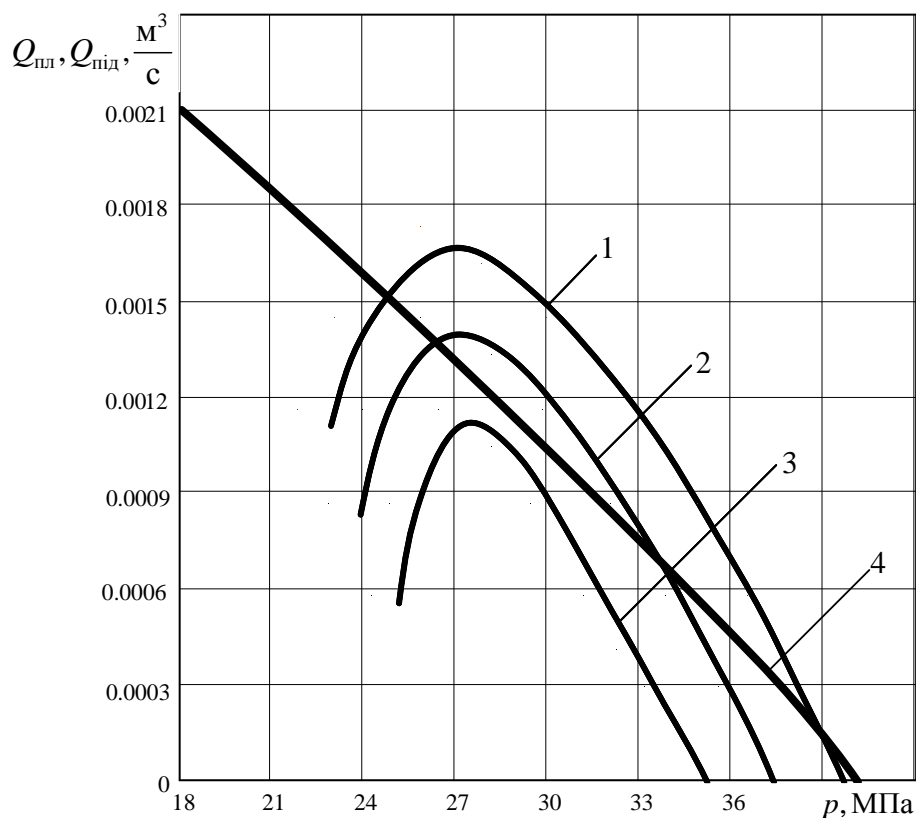
Рисунок 2 – Криві розподілу тиску $p(z)$ уздовж стовбура фонтанної свердловини

$\frac{1}{\rho_p g} \left(\frac{dp}{dl} \right)_{ин}$ – 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 Поеттманна-Карпентера [5].

Розрахунки ряду кривих розподілу тиску в ліфтових трубах виконуємо за принципом “згори-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 одну значину газового фактора, а для побудови ряду кривих задаємо інші значини витрати Q і газового фактора, починаючи від найменших, і знаходимо невідомі тиски $p_в$, які відповідають заданим дебітам Q (рис. 2).



1,2,3 – криві ліфтування; 4 – індикаторна лінія

Рисунок 3 – Графік спільної роботи нафтового покладу і фонтанної свердловини при газліфтному фонтануванні

Для коректного розрахунку всю глибину L опускання (у вертикальних свердловинах – довжину) ліфтових труб розбиваємо під час розрахунку на ділянки (згори-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. 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 дренажу) 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_b на глибині H , що відповідає заданому дебіту.

За сукупністю відповідних значин Q і p_b (знайдених для ряду кривих розподілу тиску) будемо 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 рисунку 3.

Відтак задаємо іншу значину тиску p_2 і повторюємо розрахунки.

У разі потреби задаємо ще й іншу значину діаметра ліфтових труб.

Наведемо приклад розрахунку.

Для розрахунків нами прийнято: $H=5000$ м; $d=0,073$ м (зовнішній діаметр НКТ); $T_{пл}=390$ К (пластова температура); $\Gamma=100$ м³/м³ (газонасиченість пластової нафти); $\rho_n=860$ кг/м³ (густина розгазованої нафти нафти); $\rho_b=1100$ кг/м³ (густина пластової води); $n_b=0,3$ (об'ємна обводненість продукції); $p_{нас}=40$ МПа (тиск насичення нафти газом); $p_{пл}=43$ МПа (пластовий тиск); $p_{г1}=1,5$ МПа (гирловий тиск, крива 1);

$p_{r2}=1,0$ МПа (гирловий тиск, крива 2);
 $p_{r3}=0,5$ МПа (гирловий тиск, крива 3).

Криві розподілу тиску (рис. 2) побудовані при гирловому тиску $p_{r1}=1,5$ МПа, витраті Q та газовому факторі G_0 , які змінюються в межах відповідно $0-140$ м³/добу та $0-750$ м³/м³.

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 однієї цілком певної значини вибійного тиску p_v .

Змінюючи параметри p_2 , L , d точка C стійкої спільної узгодженої роботи переміщуватиметься вздовж індикаторної лінії 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 Міністерства освіти і науки України; 4-е доповнене видання / В.С. Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

2 Підземна гідрогазомеханіка: 2-ге видання / В.С. Бойко, Р.В. Бойко. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с.

3 Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти / И.Т. Мищенко. – Москва: ФГУП Изд-во “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. (52,77 умовн. друк. арк.)

5 Бойко В.С. Обводнення газових і нафтових свердловин / Р.В. Бойко, Л.М. Кеба, О.В. Семінський; за ред. В.С. Бойка. – У 3-х томах, 4-х книгах. – Том 3. Особливості експлуатації свердловин. Книга друга. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 701 с. (37,98 умовн. друк. арк.).

*Стаття надійшла до редакційної колегії
01.03.12*

*Рекомендована до друку професором
Тарком Я.Б.*