

РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276.1/7

СПІЛЬНА РОБОТА ВИДОБУВНОЇ СВЕРДЛОВИНИ І НАФТОВОГО ПОКЛАДУ ПРИ РЕЖИМІ РОЗЧИНЕНОГО ГАЗУ

В.С.Бойко, Б.М. Мішук, Т.С. Веклин

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

Фонтанний спосіб експлуатації нафтових свердловин базується на використанні природної пластової енергії, тож як природний спосіб є найраціональнішим. Тому продовження 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 єдиної системи видобування нафти.

Досліджено спільну взаємодію фонтанної свердловини і нафтового покладу при режимі розчиненого газу, що уможливорює розрахунок зміни в часі мінімального вибійного тиску фонтанування.

Ключові слова: спільна робота, узгоджена робота, свердловина, нафтовий поклад, вибійний тиск, зміна в часі

Фонтанный способ эксплуатации нефтяных скважин основан на использовании естественной пластовой энергии, и как естественный способ является наиболее рациональным. Поэтому продление периода фонтанирования остается актуальной задачей на каждом нефтяном месторождении. Одним из наиболее доступных направлений продления фонтанирования является согласование работы скважины и залежи во времени на протяжении всей "жизни" этих двух последовательных звеньев единой системы добычи.

Исследовано совместное взаимодействие фонтанной скважины и нефтяной залежи при режиме растворенного газа, что позволяет рассчитать изменение во времени минимального забойного давления фонтанирования.

Ключевые слова: совместная работа, согласованная работа, скважина, нефтяная залежь, забойный давление, изменение во времени

Flowing method of oil wells operation is passed on the implementation of the natural reservoir energy. It is the most rational natural method. There are time extensions flowing intervals remains an important task on each oil field. One of the most affordable ways is the coordination of well operation and deposit production in time in the process of two consecutive elements work.

The common inter-related work of spurt wells and oil deposit in the dissolved gas made is studied. It allows to calculate the change of the minimal Mounted pressure.

Keywords: collaboration, well, oil pool, bottom hole pressure, deposit in time

Поточний відбір нафти із покладу і собівартість видобутку визначаються, в першу чергу, ефективністю експлуатації видобувних свердловин, підвищення якої є актуальним завданням на кожному нафтовому родовищі. Технологічна ефективність експлуатації видобувних свердловин залежить від повноти використання пластової енергії, яка надходить у свердловину із покладу, що пов'язано із режимом роботи покладу. Поточний обсяг цієї енергії є змінним у часі, особливо при режимі розчиненого газу, а за таких умов змінюється і енергетична характеристика процесу піднімання нафти у свердловині [1].

Питання узгодження роботи двох послідовних ланок (нафтового покладу і видобувної свердловини) нерозривного процесу видобування нафти розглядалося рядом дослідників на певний момент часу, здебільшого на кінець періоду фонтанування свердловини [1]. Узгодження роботи цих ланок у часі (протягом тривалого періоду «життя» свердловини) не знайшло належного висвітлення в літературі [2, 3]. У даній статті досліджується спільна взаємно узгоджена робота фонтанної свердловини і нафтового покладу, коли в покладі існує режим розчиненого газу, приплив нафти до свердловини за якого є неусталеним, змінним у часі, як

і, відповідно, процес фонтанування свердловини внаслідок неусталеного надходження в неї пластової енергії. Це дає змогу визначати зміну в часі мінімального вибієного тиску фонтанування.

Відбір нафти із покладу при режимі розчиненого газу проектується або за аналітичною методикою [1, 3] незалежно від способу і характеру експлуатації нафтових свердловин (за умови спочатку постійного дебіту, а відтак постійного вибієного тиску), або за чисельною математичною моделлю [4] – без урахування характеру висхідних газорідних потоків у свердловині. Здійснювати експлуатацію свердловин за таких умов технологічно і технічно складно (наприклад, потрібні автоматичні регулятори витрати газонафтового потоку чи вибієного тиску) та й практично недоцільно [5].

Гідродинамічні розрахунки процесу видобування нафти із покладу, точніше розробка нафтового покладу при режимі розчиненого газу, за аналітичною методикою базується на залежності між тиском у покладі і насиченістю порового простору нафтою. Така залежність описується нелінійним диференціальним рівнянням, яке розв'язується методом послідовної зміни стаціонарних станів. Одним із запропонованих способів його розв'язання є найбільш простий і прийнятний для інженерних розрахунків та повсюдно застосовуваний метод Л.А.Зінов'євої. За ним визначається середній пластовий тиск, що прирівнюється до тиску на контурі живлення свердловини, а також нафтонасиченість, газовий фактор і коефіцієнт нафтовилучення. Подальший розрахунок дебітів, депресій тиску і тривалості процесу виснаження покладу залежить від заданих граничних умов на контурі свердловини: а) задано постійний вибієний тиск, а розраховуються змінні в часі дебіти свердловини; б) задано постійний дебіт нафти (обводненість продукції на режимі розчиненого газу рівна нулю), а розраховується змінний у часі вибієний тиск. Контурний тиск в обох випадках є змінним і пов'язаний із нафтонасиченістю покладу (або, інакше, із сумарним відбором нафти). Тривалість процесу виснаження покладу, а також всі технологічні показники розробки, є змінними у часі, ув'язуються між собою за допомогою рівняння матеріального балансу для нафти. В обох випадках або дебіт свердловини (при заданому вибієному тиску), або вибієний тиск (при заданому дебіті) визначаються за формулою, виведеною із відомої формули Дюпюї із змінним коефіцієнтом продуктивності, який залежить від умов роботи покладу [3]. Аналогічно маємо і при розрахунках за чисельною моделлю [4]. При цьому не вказується, чи вдасться забезпечити піднімання нафти, яка припливає у свердловину, із вибою на поверхню. Тобто робота покладу не узгоджується з роботою наступної ланки – видобувної свердловини – єдиного нерозривного процесу видобування нафти.

При видобуванні нафти на режимі розчиненого газу в покладі тиск на вибої видобувної свердловини є нижчим від тиску насичення на-

фти газом, причому вільний газ припливає із пласта у свердловину на перших порах у достатньо великих кількостях, тому мова може йти тільки про фонтанний спосіб експлуатації свердловини (газліфтне фонтанування; третій тип фонтанної свердловини), а відтак у міру зменшення витрати вільного газу – про механізовані (газліфтний чи насосні) способи [1,2].

Умова газліфтного фонтанування свердловини третього типу із початком виділення газу в продуктивному пласті записується через ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$ [1]:

$$G_{\text{еф}} \geq R_{0\text{опт}}, \quad (1)$$

або в розгорненому вигляді

$$\left[G_0 - \bar{c}_p \left(\frac{p_b + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_b) \geq \frac{0,282 L c g [L c g - (p_b - p_2)]}{d^{0,5} (p_b - p_2) p_0 \ln \frac{p_b}{p_2}}, \quad (2)$$

де: $R_{0\text{опт}}$ – питома витрата газу, яка необхідна для ліфтування рідини в свердловині; G_0 – експлуатаційний газовий фактор; \bar{c}_p – коефіцієнт розчинності газу в нафті; p_b – вибієний тиск; p_2 – тиск на гирлі (на викиді) свердловини (ув'язує роботу свердловини із роботою системи збирання і транспортування продукції на промислі); p_0 – стандартний тиск; n_b – обводненість продукції (при режимі розчиненого газу здебільшого $n_b = 0$); L – довжина ліфтових труб у свердловині (у свердловинах третього типу ліфтові труби слід опускати до середини інтервалу припливу рідини, тобто до середини інтервалу перфорації); d – внутрішній діаметр ліфтових труб (для попередніх розрахунків можна задати апріорі залежно від дебіту; умовний діаметр задають здебільшого рівним 73 мм); c – середня густина нафти у свердловині; g – прискорення вільного падіння.

Тут ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$ характеризує кількість пластової енергії (енергії розширення вільного газу), що надходить із пласта (тобто, те, що маємо), а питому витрату газу $R_{0\text{опт}}$, яка необхідна для піднімання рідини у свердловині (те, що необхідно мати), взято за формулою О.П.Крилова на оптимальному режимі за найбільшого коефіцієнта корисної дії процесу ліфтування (можна за потреби взяти і на максимальному режимі). Графічну інтерпретацію умови газліфтного фонтанування свердловини зображено на рисунку 1.

Отже, умова газліфтного фонтанування, якщо взяти в ній знак рівності, описує тривалу, керовану, спільну узгоджену роботу фонтанної свердловини і нафтового пласта. Із умови фонтанування випливає, що узгодження роботи свердловини і пласта відбувається «автоматично» (внаслідок саморегулювання) через вибієний тиск p_b , а решта параметрів є відомими, апріорі заданими величинами. Заданим вважається і експлуатаційний газовий фактор G_0 .

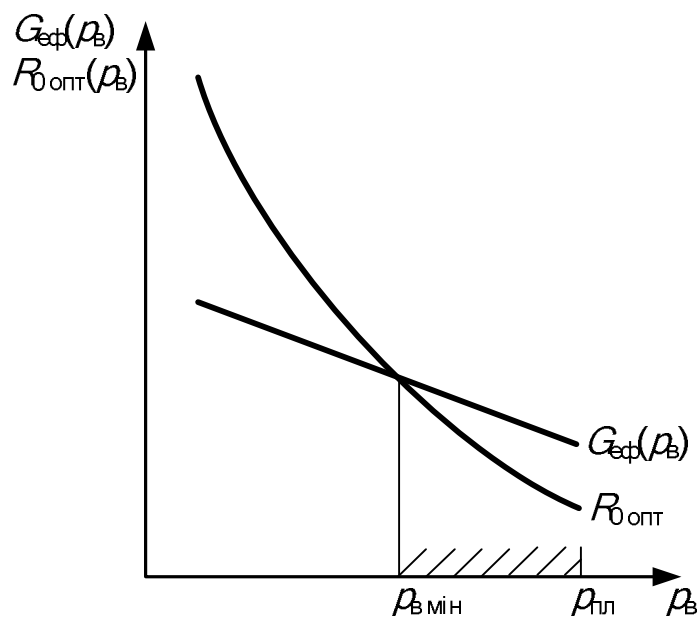


Рисунок 1 – Графічна інтерпретація умови газліфтного фонтанування свердловини (область можливого фонтанування заштриховано між тисками пластовим $p_{пл}$ і мінімальним вибійним $p_{в\,мін}$)

Але експлуатаційний газовий фактор при проектуванні роботи фонтанної свердловини задається сталим для умов на початку і в кінці періоду фонтанування (змінюється тільки ефективний газовий фактор), а розрахунок зводиться до мінімального вибійного тиску в кінці періоду фонтанування за заданого дебіту та гирлового тиску і відповідного дебіту на початку періоду фонтанування [1].

Експлуатаційний газовий фактор визначається роботою продуктивного пласта. Його можна розрахувати за будь-якою методикою проектування розробки нафтових родовищ при режимі розчиненого газу. Результати експериментів [5] свідчать, що газовий фактор при роботі покладу спочатку повільно зростає (під час першої фази навіть із деяким зменшенням), відтак зростає інтенсивно, сягає максимуму, а внаслідок виснаження покладу різко спадає, тобто експлуатаційний газовий фактор є змінним у часі. При практичній реалізації експлуатації свердловин в умовах режиму розчиненого газу і прогнозуванні очікуваного видобутку нафти це слугує підставою задавати умову постійного дебіту при фонтанному і механізованому видобуваннях на початковій стадії розробки родовища, коли пластовий тиск є високим, а зниження пластового і вибійного тисків хоч і відбувається, але їх величини ще високі, і можна здійснювати регульоване відбирання рідини. На пізній стадії розробки, коли вибійний і пластовий тиски не забезпечують фонтанування свердловини, а потужність механізованого способу (збільшення занурення ліфтових труб або насоса під рівень рідини) повністю використано, умова постійності відбору є нездійсненною, то цілком виправданою стає експлуатація свердловини за постійного вибійного тиску [5].

Для принципового обґрунтування характеру роботи фонтанної свердловини в умовах саморегулювання із роботою пласта обмежимося ймовірно-статистичною кумулятивною S-подібною кривою росту, наприклад кривою Гомперця для опису зміни накопиченого експлуатаційного газового фактора $\bar{G}_0(t)$ в часі t :

$$\bar{G}_0(t) = G_{00} + Ae^{-ae^{-bt}}, \quad (3)$$

де: G_{00} – експлуатаційний газовий фактор на момент часу $t = 0$, рівний пластовому газовому фактору (чи, інакше, газонасиченості пластової нафти); A, a, b – постійні коефіцієнти.

Тут коефіцієнт A можна записати так :

$$A = abA_0, \quad (4)$$

де A_0 – накопичений газовий фактор на момент часу $t \rightarrow \infty$.

Взявши похідну від виразу (3), отримаємо диференціальну криву для поточного газового фактора:

$$G_{эф}(t) = Aabe^{-bt_1}e^{-a-e^{-bt_1}}, \quad (5)$$

а із урахуванням періоду постійного газового фактора до моменту початку відліку часу t_1

$$G_{эф}(t) = G_{00} + Aabe^{-bt_1}e^{-a-e^{-bt_1}}. \quad (6)$$

Для опису залежності $G_{эф}(t)$ підбираємо коефіцієнти A, a, b за характером зміни кривої і двома точками, які визначають:

а) кратність зростання газового фактора

$$\Pi_{эф} = \frac{G_{эф}(t_n) - G_{00}}{G_{00}} = \frac{bA}{e}; \quad (7)$$

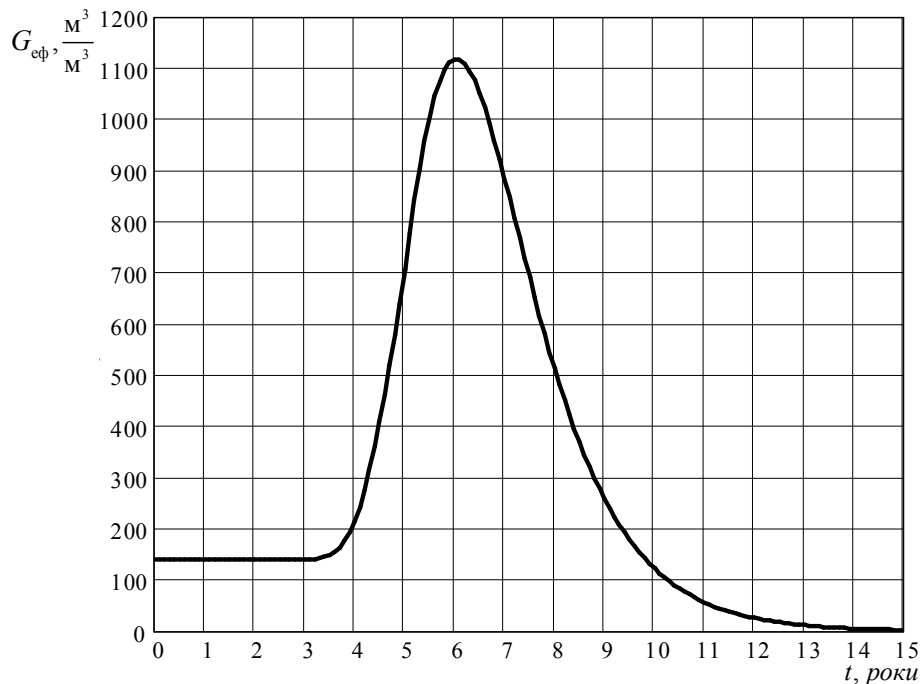


Рисунок 2 – Графічна інтерпретація зміни ефективного газового фактора $G_{эф}$ в часі t

б) момент часу t_n , коли поточний газовий фактор сягає максимуму (настає його падіння)

$$t_n = \frac{\ln a}{b} \quad (8)$$

У відповідності із експериментальними, розрахунковими і промисловими даними [6, 7] встановлено (рис. 3), що для аналізу можна взяти $\alpha_{эф} = 7,5$, $t_n \approx 6$ років $\approx 1,9 \cdot 10^8$ с, а відтак знайти коефіцієнти A, a, b із системи рівнянь (4), (10), (11), де накопичений газовий фактор за відомої значини $\overline{G}_0(t_n)$:

$$A_0 = \overline{G}_0(t_n) \cdot e^{a \cdot e^{-bt_n}}, \quad (9)$$

тобто

$$b^2 \cdot e^{bt_n} G_{эф}(t_n) - \alpha_{эф} = 0; \quad (10)$$

$$a = e^{bt_n}, \quad (11)$$

звідки

$$b = 0,8 \text{ с}^{-1}; a = 125;$$

$$A_0 = 140 \frac{\text{М}^3}{\text{М}^3}; A = 3800 \frac{\text{М}^3}{\text{М}^3 \cdot \text{с}}.$$

Для розрахунків узято:

$$G_{00} = 140 \frac{\text{М}^3}{\text{М}^3}; H = 2000 \text{ м}; d = 0,062 \text{ м};$$

$$p_2 = 0,5 \cdot 10^6 \text{ Па}; p_0 = 0,1 \cdot 10^6 \text{ Па};$$

$$g = 9,81 \frac{\text{М}^2}{\text{с}}; \delta_p = 10^{-5} \frac{\text{М}^3}{(\text{М}^3 \cdot \text{Па})}; c = 860 \frac{\text{КГ}}{\text{М}^3}$$

$$\alpha_{эф} = 7,5; t_n = 6 \text{ років}.$$

Тоді умову фонтанування переписуємо так:

$$\begin{aligned} (G_{00} + Aabe^{-bt_n} e^{-a \cdot e^{-bt_n}}) - \delta_p \left(\frac{p_B + p_2}{2} - p_0 \right) = \\ = \frac{0,282Lcg [Lcg - (p_B - p_2)]}{d^{0,5} (p_B - p_2) p_0 \ln \frac{p_B}{p_2}}, \quad (12) \end{aligned}$$

або

$$G_{эф} [p_B(t)] \geq R_{0опт} [p_B(t)], \quad (13)$$

звідки знаходимо вибійний тиск p_B як функцію часу t , тобто

$$p_B = p_B(t). \quad (14)$$

Розв'язок цієї рівності можна отримати з допомогою комп'ютера методом ітерації в машинному середовищі MathCad або графоаналітичним шляхом. (рис. 1). Опишемо розв'язання графоаналітичним шляхом.

Маючи величину вибійного тиску p_B , що залежить від t за виразом умови газліфтного фонтанування (2), можна побудувати її графічну інтерпретацію і знайти мінімальний вибійний тиск фонтанування. Результати розрахунку показано на рисунку 3.

На основі рисунку 3 також маємо, що графік витрати газу $R_0(p_B)$ зміщується вздовж вертикалі залежно від прийнятих величин діаметра ліфтових труб d і гирлового тиску p_2 . Ефективний газовий фактор $G_{эф}(p_B)$ лінійно спадає із збільшенням тиску p_B , як і тиску p_2 , а нахил цієї лінії визначається коефіцієнтом розчинності δ_p . Тобто чим більшим є δ_p , тим крутішою є лінія $G_{эф}(p_B)$. Висота розміщення цієї

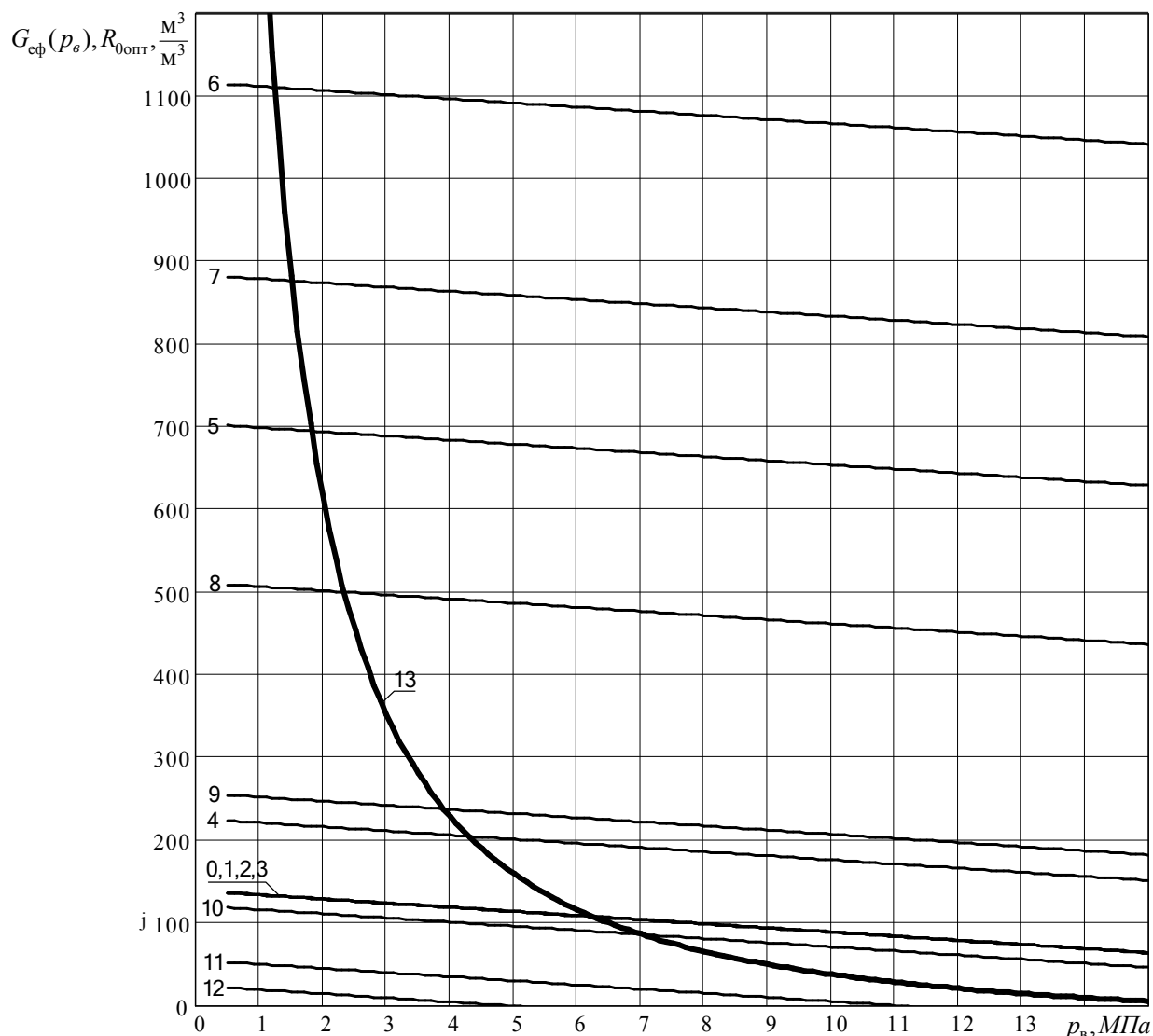


Рисунок 3 – Визначення мінімального вибійного тиску $p_b(t)$ на момент часу t , роки: 0,1,2,3 лінії (0,1,2,3); 4(4); 5(5); 6(6); 7(7); 8(8); 9(9); 10(10); 11(11); 12(12), залежно від змінного тиску p_b для заданої функції питомі витрати газу $R_0(t)$ (лінія 13)

лінії залежить від експлуатаційного газового фактора. Звідси випливає, що за певних величин діаметра d , тиску p_2 і коефіцієнта розчинності b_p , точка перетину ліній $G_{\text{еф}}(p_b)$ і $R_0(p_b)$ – як розв’язок рівняння – переміщується в бік менших чи більших значень тиску p_b . Тобто розв’язок рівняння – величина шуканого мінімального вибійного тиску фонтанування $p_{\text{вmin}}$ – може знаходитися або в області $p_b < p_{\text{пл}}$, або виходити за межу пластового тиску $p_{\text{пл}}$.

Зміщення точки перетину кривих через зміну діаметра і тиску p_2 відкриває шлях для регулювання режиму роботи свердловини при одному і тому ж газовому факторі.

Зміну тиску $p_b(t)$ за результатами розрахунку показано на рисунку 4.

Таким чином, із перебігом часу t ефективний газовий фактор $G_{\text{еф}}$ зростає, а відтак спадає. Отже вибійний тиск у часі буде зменшуватися і, переходячи через мінімум, зростатиме, доки не припиниться фонтанування свердловини.

На підставі цього подальшим дослідженням є удосконалення методики проектування розробки нафтового покладу при режимі розчиненого газу за рахунок уточнення граничних умов. За нашим підходом граничні умови не задаються постійними, а змінюються в часі при проектуванні процесу розробки нафтового покладу як за аналітичною методикою, так і за сучасною чисельною математичною моделлю.

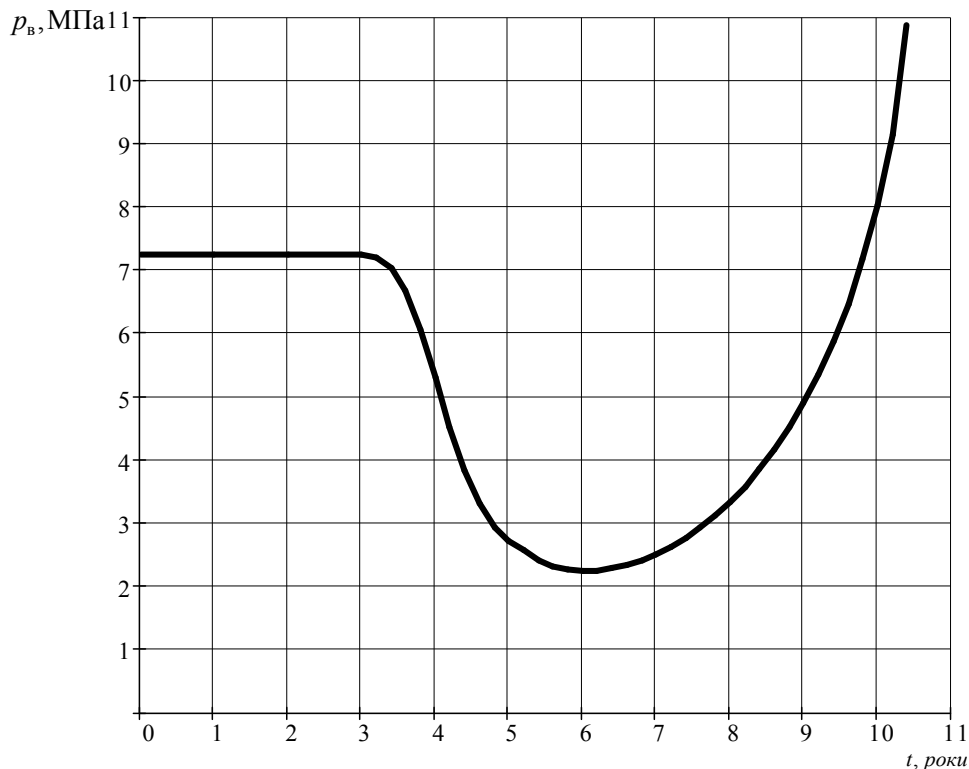


Рисунок 4 – Зміна вибієного тиску p_v фонтанування в часі t

Література

1 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: підручник; 4-те доповнене видання / В.С.Бойко. – Київ: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 488 с.

2 Акульшин А.И. Прогнозирование разработки нефтяных месторождений / А.И. Акульшин. – Москва: Недра, 1988. – 240 с.

3 Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. Проектирования разработки / Ш.К. Гиматудинов, Ю.П. Борисов, М.Д. Розенберг [и др.]. – Москва: Недра, 1983. – 463 с.

4 Бойко В.С. Проектування розробки нафтових родовищ / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 580 с.

5 Савенков Г.Д. Расчёт процессов интенсификации притока, освоения и эксплуатации скважин / Г.Д.Савенков, В.С.Бойко. – Львов, Изд-во “Вища школа” при Львов. ун-те, 1986. – 160 с.

6 Розенберг М.Д. Фильтрация газированной жидкости и других многокомпонентных смесей в нефтяных пластах / М.Д. Розенберг, С.А. Кундин, А.К. Курбанов [и др.]. – Москва : Недра, 1969. – 456 с.

7 Подземная гидравлика; пер. с рум. Н.Кристеа. – Москва: Гостоптехздат, Т.2. – 1962. – 492 с.

8 Бойко В.С. Технологія розробки нафтових родовищ / В.С.Бойко. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2011. – 509 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
04.11.11*

*Рекомендована до друку професором
Я. Б. Тарком*