

# РОЗРОБКА ТА ЕКСПЛУАТАЦІЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ РОДОВИЩ

УДК 622.276. 1/2

## МЕТОДИКА ВИЗНАЧЕННЯ ТРИВАЛОСТІ ПЕРІОДУ ФОНТАНУВАННЯ НАФТОВОЇ СВЕРДЛОВИНИ

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

<sup>1</sup> ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 994196,  
e-mail: public@nung.edu.ua

<sup>2</sup> ТЗОВ "КОМПЛЕКТ-ЛІГА", м. Полтава, вул. Зигіна, 29, офіс 407,  
тел., факс (0532) 611574, 612937, e-mail: klliga@poltava.velton.ua

Пропонується методика для визначення тривалості періоду фонтанування нафтової свердловини за ретроспективними даними фактичної її експлуатації із врахуванням початку розгазування нафти за межами свердловини, у свердловині чи в покладі. Фільтрація рідини в пласті описується двочленною, степеневою чи лінійною залежністю. Методика може застосовуватися для оцінювання тривалості періоду фонтанування свердловини на основі використання даних проекту розробки нафтового родовища.

Ключові слова: родовище, свердловина, тривалість періоду фонтанування

Предложена методика определения продолжительности периода фонтанирования нефтяной скважины по ретроспективным данным фактической ее эксплуатации с учетом начала разгазирования нефти за пределами скважины, в скважине или в залежи. Фильтрация жидкости в пласте описывается двучленной, степенной или линейной зависимостями. Методика может быть применена для оценки продолжительности периода фонтанирования скважины на основе использования данных проекта разработки нефтяного месторождения.

Ключевые слова: месторождение, скважина, продолжительности периода фонтанирования

The procedure of the oil well flowing duration identification on the basis of the retrospective data of its actual operation in consideration of the beginning of the oil degasification beyond the well, inside the well or in the reservoir has been introduced. The fluid filtration in the ledge is described by the binomial, power or linear dependence. The procedure can be applied for the estimation of the well flowing duration on the basis of the oil field development program data.

Keywords: field, well, flowing duration identification

Підвищення ефективності експлуатації нафтових свердловин, зокрема фонтанним способом, є надзвичайно актуальною проблемою в Україні, що зумовлено необхідністю забезпечення конкурентноздатності власної нафти на вітчизняному і світовому ринках. Фонтанні свердловини працюють за рахунок пластової енергії, а в міру її виснаження їх переводять на механізовані способи експлуатації, що потребує завчасної і відповідної підготовки [1], оскільки свердловина припиняє фонтанування, коли вибійний тиск знижується нижче від мінімального вибійного тиску фонтанування [2]. Звідси важливим є питання визначення терміну припинення фонтанування свердловини. Таке питання якісно обговорюється під час проектування фонтанного піднімача за методикою О.П.Крилова для кінцевих умов фонтанування, при цьому дебіт кінця фонтанування і обводненість видобуваної продукції апріорі беруть згі-

дно з проектом розробки покладу, а тривалість фонтанування не визначають через відсутність як достовірних проектних даних, так і методики розрахунку тривалості фонтанування [3]. У даній роботі запропоновано методику визначення терміну припинення і відповідно тривалості періоду фонтанування конкретної свердловини за ретроспективними даними фактичної її експлуатації.

Із умови спільної узгодженої (стійкої) роботи фонтанного піднімача і пласта знаємо [2], що при заданих (відомих) розмірах ліфтових труб (довжині  $L$ , внутрішньому діаметрі  $d$ ) та експлуатаційної колони (внутрішньому діаметрі  $D$ ), характеристиках свердловини (глибині  $H$ , зенітному куті нахилу  $\alpha_3$ ) і флюїдів (тиску насичення нафти газом  $p_n$ , коефіцієнті розчинності газу в нафті  $\alpha_p$ , експлуатаційному газовому факторі  $G_0$ , динамічних коефіцієнтах в'язкості нафти  $\mu_n$  і води  $\mu_v$ , густинах нафти  $\rho_n$  і води  $\rho_v$ ,

обводненості продукції  $n_b$  тощо) та гирловому тиску  $p_r$  стійке фонтанування можливе тільки в одному технологічному режимі, тобто за однієї певної значини вибійного тиску  $p_b$ .

Як відомо [1], фонтанування свердловин можливим є при вибійному тиску  $p_b$ , не меншому від мінімального вибійного тиску фонтанування  $p_{b \min}$ , тобто  $p_b \geq p_{b \min}$ . Розрізняємо свердловини 1-го (артезіанське фонтанування), 2-го і 3-го (газліфтні фонтанування) типів, коли відповідно тиски  $p_r \geq p_n$ ,  $p_r < p_n \leq p_b$ ,  $p_b < p_n$ , де  $p_n$  – тиск насичення нафти газом;  $p_r$  – гирловий (буферний) тиск (тиск на виході із свердловини);  $p_b$  – вибійний тиск [2]. Артезіанське і 2-го виду газліфтне фонтанування можливі при водонапірному (природному чи штучному) і пружному режимах, а газліфтне фонтанування 3-го виду при решті режимів роботи покладу (розчиненого газу, газонапірному, витісненні газованої нафти водою).

З часом, у міру відбирання нафти з покладу, змінюються умови розробки (в т.ч. перехід одного режиму роботи покладу в інший) і, як наслідок, умови фонтанування: змінюється пластовий тиск  $p_{пл}$ , вибійний тиск  $p_b$ , дебіт рідини  $Q$ , збільшується обводненість продукції  $n_b$  і т.д. А такі зміни можуть призводити до погіршення умов фонтанування і в кінцевому результаті до припинення (зриву) фонтанування свердловини.

Оскільки фонтанний піднімач працює за рахунок енергії пласта (пластової енергії), то фонтанування можливе до тих пір, поки енергія  $E_{св}$ , яка необхідна для піднімання флюїдів у свердловині, є не меншою від пластової енергії  $E_{пл}$ , що надходить із покладу у свердловину. Звідси визначаємо тривалість періоду фонтанування  $t_f$  (від моменту прогнозування чи від початку введення свердловини в експлуатацію).

Стосовно до артезіанського фонтанування на підставі рівняння балансу енергій у свердловині (потенціальна енергія положення дорівнює добутку тиску на об'єм рідини) можна записати рівняння балансу тисків і, відповідно, умову артезіанського фонтанування [4]:

$$p_b \geq \bar{\rho}gH + \Delta p_T + p_r, \quad (1)$$

або для взаємопов'язаної спільної узгодженої роботи пласта і свердловини

$$p_{пл} - AQ + BQ^2 = \bar{\rho}gH + \Delta p_T + p_r, \quad (2)$$

де:  $A, B$  – коефіцієнти фільтраційного опору у двочленному рівнянні припливу рідини до свердловини (визначаються з індикаторної діаграми), причому в разі фільтрації за законом Дарсі  $A = K_0^{-1}$ ,  $B = 0$ ;  $K_0$  – коефіцієнт продуктивності свердловини [5];  $H$  – глибина свердловини,

$H = H' \cos \alpha_z$  або  $H = \sum_{i=1}^m H'_i \cos \alpha_{zi}$ ;  $H'$  – відстань від гирла до вибою вздовж осі похилої свердловини;  $m$  – кількість ділянок різного  $i$ -го викривлення свердловини;  $\bar{\rho}$  – середньоарифметична густина рідини (водонафтової суміші) для умов вибою і гирла;  $g$  – прискорення вільного падіння;  $\Delta p_T$  – втрати тиску на тертя.

Рівняння припливу рідини у свердловини за цією методикою можна брати (за бажанням читача відповідно до умов конкретної свердловини) у виглядах [5]:

$$p_{пл} - p_b = AQ + BQ_0^2; \quad (3)$$

$$Q = K_0 (p_{пл} - p_b)^n; \quad (4)$$

$$Q = K'_0 (p_{пл} - p_b), \quad (5)$$

$n$  – показник режиму фільтрації,  $1 \leq n \leq 0,5$ .

Рівняння (3) і (4) описують фільтрацію за нелінійним законом (індикаторна діаграма параболічна), а рівняння (5) – за законом Дарсі (індикаторна діаграма – пряма лінія). По тексту для прикладу записано різні рівняння.

Густину водонафтової суміші розраховуємо згідно з правилом адитивності за формулою:

$$\rho = \rho_n (1 - n_b) + \rho_b n_b, \quad (6)$$

де  $\rho_n, \rho_b$  – густини відповідно нерозгазованої нафти і пластової води.

Втрати тиску на тертя  $\Delta p_T$  розраховуємо як суму втрат тиску  $\Delta p'_T$  в НКТ і  $\Delta p''_T$  в експлуатаційній колоні (довжини і діаметри відповідно  $L$ ;  $d$  і  $H-L$ ;  $D$ ) за формулою Дарсі-Вейсбаха [6] у залежності від режиму руху рідини (ламінарний, турбулентний). При цьому для розрахунку необхідно знати динамічний коефіцієнт в'язкості водонафтової суміші, який із збільшенням обводненості  $n_b$  спочатку зростає від значини динамічного коефіцієнта в'язкості нафти  $\mu_n$  і сягає максимальної величини (в точці інверсії емульсії), а відтак спадає до значини динамічного коефіцієнта в'язкості пластової води  $\mu_b$ . Оскільки його значина зумовлюється не тільки в'язкостями компонентів (нафти і води), але й дисперсністю суміші (чи інакше рухом суміші), то для визначення краще використовувати експериментальні залежності або розраховувати за відомою формулою Гатчика і Сабрі [6] чи за формулами для сумішей крапельної та емульсійної структур [3].

Тоді для одного будь-якого моменту часу рівняння умови артезіанського фонтанування розв'язується „вручну” графоаналітичним методом чи шляхом ітерацій або із застосуванням ПЕОМ (за стандартною машинною програмою), тобто визначається дебіт свердловини  $Q$ , а відтак за рівнянням припливу рідини – вибійний тиск  $p_b$ :

$$p_b = p_{пл} - AQ - BQ^2. \quad (7)$$

З часом змінюється  $p_{пл}$ ,  $Q$ ,  $A$ ,  $B$ ,  $n_b$ , тобто вони є функціями часу  $t$ , а саме:  $p_{пл}(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $A(t)$ ,  $B(t)$ ,  $n_b(t)$ .

Тоді за фактичними ретроспективними даними з допомогою ПЕОМ (за стандартною машинною програмою) або „вручну” шляхом екстраполяції визначаємо значини цих величин на перспективу.

Відтак на певні задані моменти часу  $t$  розраховуємо  $p_{пл}(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $A(t)$ ,  $B(t)$ ,  $n_b(t)$ , визначаємо вибійний тиск  $p_b$ , причому  $p_b < p_{пл}$ , а дебіт  $Q > 0$ . Якщо визначений дебіт  $Q = 0$ , то це відповідає моменту припинення артезіанського фонтанування.

Стосовно до газліфтного фонтанування визначаємо глибину рівня початку виділення газу за формулою:

$$L = 0,5 \left[ \varepsilon_H + \sqrt{\varepsilon_H^2 + \frac{14,18\varepsilon_H G_{\text{эф}} d^{0,5} p_0 \ln \frac{p_H}{p_2}}{\rho g}} \right], \quad (8)$$

де: 
$$\varepsilon_H = \frac{p_H - p_2}{\rho g}; \quad (9)$$

$$G_{\text{эф}} = \left[ G_0 - \alpha_p \left( \frac{p_H + p_2}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_B); \quad (10)$$

$p_0 = 10^5$  Па (атмосферний тиск);  $\rho$  – густина рідини; решту позначень див. вище.

Якщо розрахована глибина  $L \leq H$ , то мінімальний вибійний тиск газліфтного фонтанування свердловин 2-го типу

$$p_{B \min} = p_H + (H - L)\rho g, \quad (11)$$

а дебіт, наприклад, із двочленного рівняння (3)

$$Q = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(p_{\text{пл}} - p_{B \min})}}{2B} \quad (12)$$

або при  $B = 0$  за рівняння (5)

$$Q = K_0 (p_{\text{пл}} - p_{B \min}). \quad (13)$$

Якщо  $L > H$ , то мінімальний вибійний тиск  $p_B$  газліфтного фонтанування свердловини 3-го типу визначаємо із трансцендентного рівняння:

$$\left[ G_0 - \alpha_p \left( \frac{p_B + p_{\Gamma}}{2} - p_0 \right) \right] (1 - n_B) = \frac{0,282 L \rho g [L \rho g - (p_B - p_{\Gamma})]}{d^{0,5} (p_B - p_2) p_0 \ln \frac{p_B}{p_{\Gamma}}}, \quad (14)$$

а взявши  $p_B = p_{B \min}$ , відповідно розраховуємо дебіт за відповідною формулою припливу до свердловини.

Змінними в часі  $t$  тут є  $G_0(t)$ ,  $n_B(t)$  і відповідно  $\rho(t)$ ,  $p_{\text{пл}}(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $A(t)$ ,  $B(t)$ .

Дальше, аналогічно попередньому, розраховуємо їх значини на перспективу, визначаємо  $L$ ,  $p_{B \min}$  та  $Q$  і встановлюємо момент часу припинення газліфтного фонтанування.

Розрахунок тривалості періоду фонтанування свердловини виконуємо в такій послідовності.

Вводимо для розрахунку вхідні дані (тут записано вхідні дані стосовно трьох рівнянь припливу рідини):

$p_{\Gamma}$  – гирловий (буферний) тиск (тиск на виході із свердловини), Па;

$p_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, Па;

$p_H$  – тиск насичення нафти газом, Па;

$L$  – довжина піднімальних труб, м;

$d$  – внутрішній діаметр НКТ, м;

$D$  – внутрішній діаметр експлуатаційної колони труб, м;

$H$  – глибина свердловини, м;

$H'$  – відстань від гирла до вибою вздовж осі похилої свердловини, м;

$n_B$  – обводненість продукції, частка одиниці;

$\alpha_3$  – середній зенітний кут нахилу стовбура свердловини (від вертикалі), градуси;

$m$  – кількість ділянок різного  $i$ -го викривлення стовбура свердловини;  $m = 1; 2; 3; \dots$

$\alpha_{zi}$  – зенітний кут нахилу  $i$ -тої ділянки стовбура свердловини, градуси;

$H'_i$  – довжина  $i$ -тої ділянки стовбура свердловини, м;

$\rho_{\text{нр}}$  – густина розгазованої нафти при стандартних умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{нпл}}$  – густина пластової нафти,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{вст}}$  – густина пластової води при стандартних умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\rho_{\text{впл}}$  – густина пластової води при пластових умовах,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;

$\mu_{\text{нр}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості розгазованої нафти при стандартних умовах,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$\mu_{\text{нпл}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості пластової нафти при пластових умовах,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$\mu_{\text{вст}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості пластової води при стандартних умовах,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$\mu_{\text{впл}}$  – динамічний коефіцієнт в'язкості пластової води при пластових умовах,  $\text{Па}\cdot\text{с}$ ;

$p_H$  – тиск насичення нафти газом, Па;

$\Delta$  – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні НКТ, м;

$\Delta_1$  – еквівалентна шорсткість внутрішньої поверхні труб експлуатаційної колони, м;

$A$  – коефіцієнт фільтраційного опору,  $\text{Па}\cdot\text{с}/\text{м}^3$ ;

$B$  – коефіцієнт фільтраційного опору,  $\text{Па}\cdot\text{с}^2/\text{м}^6$ ;

$K_0$  – коефіцієнт пропорційності (коефіцієнт продуктивності  $K'_0$  при  $n = 1$ ) у двочленному рівнянні припливу рідини у свердловину,  $\text{м}^3/(\text{Па}^n\cdot\text{с})$ ;

$n$  – показник режиму фільтрації (ступінь у степеневому рівнянні припливу рідини у свердловину), частка одиниці;

$p_{\text{пл}}(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну пластового тиску  $p_{\text{пл}}$ , Па у часі  $t$ , с;

$Q(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну дебіту рідини  $Q$ ,  $\text{м}^3/\text{с}$  у часі  $t$ , с;

$n_B(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну обводненості  $n_B$  у часі  $t$ , с;

$A(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну коефіцієнта  $A$ ,  $\text{Па}\cdot\text{с}/\text{м}^3$ , у часі  $t$ , с;

$B(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну коефіцієнта  $B$ ,  $\text{Па}\cdot\text{с}^2/\text{м}^6$ , у часі  $t$ , с.

$K_0(t)$  або  $K'_0(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну коефіцієнта  $K_0$ ,  $\text{м}^3/(\text{Па}^n\cdot\text{с})$  або  $K'_0$ ,  $\text{м}^3/(\text{Па}\cdot\text{с})$  у часі  $t$ , с;

$n(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну показника  $n$  у часі  $t$ , с;

$p_{\Gamma}(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну гирлового тиску  $p_{\Gamma}$ , Па у часі  $t$ , с;

$G_0(t)$  – табличні ретроспективні дані про зміну газового фактора  $G_0$ ,  $\text{м}^3/\text{м}^3$  у часі  $t$ , с;

$\alpha_p$  – середній коефіцієнт розчинності газу в нафті в інтервалі зміни тиску від  $p_H$  до  $p_{\Gamma}$ ,  $\text{м}^3/(\text{м}^3\cdot\text{Па})$ ;

$g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$  – прискорення вільного падіння;

$p_0 = 10^5$  Па – атмосферний тиск, Па.

Тут і надалі вводимо для розрахунку або коефіцієнти  $A$  і  $B$ , або коефіцієнт  $K_0$  і показник

$n$ , або коефіцієнт продуктивності  $K'_o$  за показника  $n=1$ .

Далі підбираємо емпіричні (кореляційні) залежності за табличними ретроспективними даними для функцій  $p_{пл}(t)$ ,  $Q(t)$ ,  $n_B(t)$ ,  $A(t)$ ,  $B(t)$ ,  $K'_o(t)$ ,  $n(t)$ ,  $p_r(t)$  з використанням внутрішньої машинної програми ПЕОМ (середовище MathCad).

Відтак розраховуємо:

– густини нафти, води і водонафтової суміші

$$\rho_n = (\rho_{нр} + \rho_{нпл})/2; \quad (15)$$

$$\rho_B = (\rho_{вст} + \rho_{впл})/2; \quad (16)$$

$$\rho = \rho_n(1 - n_B) + \rho_B n_B; \quad (17)$$

– динамічні коефіцієнти в'язкості нафти і води

$$\mu_n = (\mu_{нр} + \mu_{нпл})/2; \quad (18)$$

$$\mu_B = (\mu_{вст} + \mu_{впл})/2. \quad (19)$$

Якщо гирловий тиск  $p_r \geq p_n$ , то в подальшому розраховуємо стосовно до артезіанського фонтанування методом ітерацій за стандартною програмою ПЕОМ для одного заданого моменту часу  $t$  дебіт свердловини  $Q$  із рівняння:

а) якщо

$$Re_2 = \frac{4Q\rho}{\pi d \mu} \leq 2320 \text{ і } Re_1 = \frac{4Q\rho}{\pi D \mu} \leq 2320$$

$$p_{пл} - \left(\frac{Q}{K_o}\right)^{1/n} = \rho g H + p_r + \frac{64\rho}{Re_1} \frac{(H' - L)}{2D} \left(\frac{4Q}{\pi D^2}\right)^2 + \frac{64\rho}{Re_2} \frac{L}{2d} \left(\frac{4Q}{\pi d^2}\right)^2; \quad (20)$$

б) якщо

$$Re_1 = \frac{4Q\rho}{\pi D \mu} \leq 2320 \text{ і } Re_2 = \frac{4Q\rho}{\pi d \mu} > 2320$$

$$p_{пл} - \left(\frac{Q}{K_o}\right)^{1/n} = \rho g H + p_r + \frac{64\rho}{Re_1} \frac{(H' - L)}{2D} \left(\frac{4Q}{\pi D^2}\right)^2 + 0,11 \left[ \frac{\Delta_2}{d} + \frac{68}{Re_2} \right]^{0,25} \frac{L}{2d} \left(\frac{4Q}{\pi d^2}\right)^2; \quad (21)$$

в) якщо

$$Re_1 = \frac{4Q\rho}{\pi D \mu} > 2320 \text{ і } Re_2 = \frac{4Q\rho}{\pi d \mu} > 2320$$

$$p_{пл} - \left(\frac{Q}{K_o}\right)^{1/n} = \rho g H + p_r + 0,11 \left[ \frac{\Delta_2}{D} + \frac{68}{Re_1} \right]^{0,25} \frac{(H' - L)}{2D} \left(\frac{4Q}{\pi D^2}\right)^2 + 0,11 \left[ \frac{\Delta_2}{d} + \frac{68}{Re_2} \right]^{0,25} \frac{L}{2d} \left(\frac{4Q}{\pi d^2}\right)^2. \quad (22)$$

У разі, коли розрахований дебіт  $Q > 0$ , знаходимо вибірний тиск  $p_B(t)$  за формулою:

$$p_B = p_{пл} - \left(\frac{Q}{K_o}\right)^{1/n}. \quad (23)$$

У разі, коли розрахований дебіт  $Q \leq 0$ , припиняємо розрахунок, будуємо графічні залежності  $Q(t)$  та  $p_B(t)$  і знаходимо тривалість часу фонтанування свердловини при  $Q = 0$ .

Якщо гирловий тиск  $p_r < p_n$ , то стосовно до газліфтного фонтанування розраховуємо на задану дату послідовно величини  $\varepsilon_n$ ,  $G_{эф}$  і  $L$  за формулами (9), (10), (8)

У разі, коли розрахована довжина труб  $L \leq H$ , знаходимо:

$$p_{B \min} = p_n + (H - L)\rho g; \quad (24)$$

$$Q = K_o(p_{пл} - p_{B \min})^n. \quad (25)$$

У разі, коли розрахована довжина труб  $L > H$ , знаходимо методом ітерацій за стандартною програмою ПЕОМ для заданого моменту часу  $t$  мінімальний вибірний тиск  $p_{B \min}$  із трансцендентного рівняння (11), взявши в ній  $p_B = p_{B \min}$ .

Коли  $p_{B \min} < p_{пл}$ , розраховуємо дебіт за формулою:

$$Q = K_o(p_{пл} - p_{B \min})^n. \quad (26)$$

Коли  $p_{B \min} \geq p_{пл}$ , то припиняємо розрахунок.

Тоді будуємо графічні залежності  $p_{B \min}(t)$ ,  $p_{пл}(t)$  та  $Q(t)$  і знаходимо тривалість періоду фонтанування свердловини при  $p_{B \min} < p_{пл}$ .

Методику апробовано на прикладі ряду свердловин одного із родовищ ДДЗ, а стосовно до артезіанського фонтанування – на гіпотетичному прикладі (через відсутність поки-що таких свердловин в Україні).

Методика може бути застосованою для оцінки тривалості періоду фонтанування свердловини на основі використання даних проекту розробки нафтового родовища.

### Література

- 1 Шуров В.И. Технология и техника добычи нефти. / В.И. Шуров – М.: Недра, 1983. – 510 с.
- 2 Бойко В.С. Розробка та експлуатація нафтових родовищ: Підручник / В.С. Бойко – 4-те доповнене видання. – К.: Міжнародна економічна фундація, 2008. – 448 с. ISBN 978-966-96506-6-5.
- 3 Бойко В.С. Проектування експлуатації нафтових свердловин: Підручник / В.С. Бойко; Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу. – Івано-Франківськ: ІФНТУНГ, 2002. – Частина 1. – 231с. ISBN 966-7327-40-X.
- 4 Мирзаджанзаде А.Х. Технология и техника добычи нефти / А.Х. Мирзаджанзаде, И.М. Аметов, А.М. Хасаев, В.И. Гусев; Под ред. А.Х. Мирзаджанзаде. – М.: Недра, 1986. – 382 с.
- 5 Бойко В.С. Підземна гідрогазомеханіка: Підручник / В.С. Бойко, Р.В. Бойко – 2-е видання. – Львів: Апріорі, 2007. – 452 с. – ISBN 966-5-7763-9741-4.
- 6 Довідник з нафтогазової справи / За ред. В.С. Бойка, Р.М. Кондрата, Р.С. Яремійчука. – Київ-Львів, 1996. – 620 с. ISBN 5-335-01293-5.

Стаття постуила в редакційну колегію  
16.07.09

Рекомендована до друку професором  
Я. Б. Тарком