

# Наука — виробництву

УДК 622.276

## УНІВЕРСАЛЬНИЙ МЕТОД ОЦІНКИ ПОЧАТКОВИХ ЗАПАСІВ ВУГЛЕВОДНІВ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 727174,  
e-mail: vitalik-ndpi@ukr.net

*Розглянуто особливості оцінки початкових запасів пластових вуглеводневих систем, що розробляються як на виснаження пластової енергії, так і з підтриманням пластового тиску. Детально описано особливості використання різних формул матеріального балансу та методів оцінки початкових запасів газу, що на них ґрунтуються. Запропоновано нову методику та виведено формулу матеріального балансу з врахуванням покомпонентного видобутку пластових флюїдів, зміни їх фізичних властивостей в процесі розробки покладу, стисливості породи та поступлення в поклад води. Перевагою запропонованої методики є можливість її застосування як для газового покладу, так і для нафтового без модифікації – незалежно проводиться розрахунок при тиску, вище або нижче тиску насичення, з нагнітанням води чи без нього.*

Ключові слова: запаси газу, фазова рівновага, коефіцієнт об'ємної пружності, коефіцієнт надстисливості.

*Рассмотрены особенности оценки начальных запасов пластовых углеводородных систем, которые разрабатываются как на истощение пластовой энергии, так и с поддержанием пластового давления. Подробно описано использование различных формул материального баланса и методов оценки начальных запасов газа. Предложена новая методика и выведена формула материального баланса с учетом покомпонентной добычи пластовых флюидов, изменения их физических свойств в процессе разработки залежи, сжимаемости породы и поступления в залежь воды. Достоинством предлагаемой методики является возможность ее применения как для газовой залежи, так и для нефтяной без модификации - независимо производится расчет при давлении, выше или ниже давления насыщения, с закачиванием воды или без.*

Ключевые слова: запасы газа, фазовое равновесие, коэффициент объемной упругости, коэффициент сверхсжимаемости.

*The article deals with the peculiarities of initial reserves of hydrocarbon reservoir systems developed with the help of the reservoir energy depletion and reservoir pressure maintenance. The use of different formulas of material balance and methods for evaluation of initial gas reserves are described in detail. The author suggests a new methodology and develops a formula of material balance with the account of the component production of reservoir fluids, change of their physical properties in the process of field development, rock compressibility and water inflow. The advantage of the suggested method is the possibility of its application both for gas and oil fields without modification – regardless of the calculation at pressure above the saturation pressure or below it, with the injection of water or without it.*

Keywords: gas reserves, phase equilibrium, coefficient of volume elasticity, overcompressibility coefficient.

Достовірність визначення початкових запасів вуглеводнів відіграє важливу роль у подальшій розробці родовища та впливає на темпи розробки, обсяги буріння, величину капітальних вкладень та будівництво наземних комунікацій. Існує два основних методи оцінки початкових запасів: об'ємний та метод матеріального балансу. Використання матеріального балансу вимагає досить точного визначення початкового та поточного значення пластового тиску, залежності фізичних параметрів пластового флюїду, таких як об'ємний коефіцієнт, газо- або конденсатоміст, коефіцієнт пружності від тиску. Як свідчить промислова практика, оцінка запасів за матбалансом більш точно відображає

особливості пластової гідродинамічної системи, ув'язує всі параметри у спільну систему рівнянь та може слугувати підставою для встановлення провідності тектонічних порушень і зв'язку між різними ділянками покладу.

Матеріальний баланс є одним з найбільш потужних і фундаментальних методів при розробці нафтових і газових родовищ. Методом матеріального балансу можна визначити режим роботи покладу, вплив і потенціал законтурної області, оцінити геологічні запаси родовища і передбачити пластовий тиск при розробці покладу. Переваги матеріального балансу полягають у тому, що немає необхідності використовувати геологічну або гідродинамічну мо-

дель, не обов'язково знати точну геологічну будову покладу, а для розрахунків необхідно мати мінімальну кількість даних, таких як: видобуток (запомповування) нафти, газу і води, заміри пластового тиску в часі і властивості пластових флюїдів.

Використання методу матеріального балансу для оцінки початкових запасів вуглеводнів, при наявності необхідної кількості вхідної інформації, рекомендовано для застосування "Правилами розробки..." чинними в Україні та багатьох інших країнах. Метод матеріального балансу безпосередньо використовується при складанні всієї технічної документації на розробку родовищ, а саме: проектів розробки, аналізів та технологічних схем розробки, ТЕО коефіцієнтів нафто- та газовилучення. Незважаючи на широке поширення методу науковці продовжують доопрацьовувати технологію його застосування з метою підвищення точності отриманих величин. Так, в [1] наведено використання рівняння матеріального балансу для нафтового покладу та детально проаналізовано методи розрахунку фізичних параметрів пластової нафти, води та породи. У [2] наведено вдосконалений підхід до застосування методу матеріального балансу для контролю за розробкою покладів.

Як відомо з літературних джерел [3, 4] метод матеріального балансу ґрунтується на постійності маси речовини в процесі розробки, тобто початкова кількість речовини дорівнює сумі тієї, що залишилась у пласті, та тієї, яку було видобуто. На практиці в основному для розрахунку початкових запасів використовують рівняння, в якому здійснено перехід від масових одиниць до об'ємних з введенням відповідних коефіцієнтів. Залежно від режиму розробки покладу та повноти врахування фізичних процесів під час видобування, методи оцінки запасів можна поділити на три групи, які визначаються відповідно до пружного, змішаного та газового режиму розробки. На практиці ж досить часто розробка родовищ відбувається на змішаних режимах, як наслідок розробки на виснаження, коли у нафтових покладах відбувається перехід на режим розчиненого газу, а у газових – розробка в умовах ретроградного випадіння та випаровування рідких вуглеводнів у пласті. Вказані умови розробки значно ускладнюють розрахунок, а деколи і взагалі його унеможливають. Для нафтових родовищ, у такому випадку, застосовують узагальнений об'ємний коефіцієнт, який є функцією від тиску, і розраховують в результаті диференціального розгазування. Той же підхід використовують для газоконденсатних покладів, коли за основу беруть криву диференціальної конденсації. Проте, такий підхід, у більшості випадків, може призвести до значних неточностей у розрахунку.

Для вирішення зазначених проблем авторами запропоновано новий підхід до визначення початкових запасів вуглеводнів, який ґрунтується на вуглеводневилученні пласта. В роботах [5, 6, 7] детально висвітлено дану проблематику, виведено формулу та проведено

порівняльні розрахунки для нафтового покладу, що розроблявся на змішаному режимі.

Проте, при виведенні рівняння матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини було знехтувано стисливістю породи і води, не враховано об'єм видобутої та запомпованої в поклад води. Для вдосконалення методики та врахування зазначених чинників нами взято за основу визначення початкових запасів вуглеводнів методику [5] та введено нові коефіцієнти в рівняння матеріального балансу.

Узагальнене рівняння стану з врахуванням фазової рівноваги запишемо у вигляді:

$$P = \frac{BNRT}{V}, \quad (1)$$

де  $P$  – поточний пластовий тиск;  
 $V$  – об'єм, що займають вуглеводні в пластових умовах;

$R$  – газова стала;

$T$  – пластова температура;

$N$  – кількість молів вуглеводнів, що перебувають у пласті;

$B$  – коефіцієнт рівняння.

Коефіцієнт рівняння  $B$  визначається залежністю:

$$B = \omega_2 z_2 M_2 + (1 - \omega_2) z_p M_p, \quad (2)$$

де  $\omega_2$  – мольна частка газової фази;

$z_2, z_p$  – коефіцієнт надстигливості газу та рідини, відповідно;

$M_2, M_p$  – мольна маса газу та рідини, відповідно.

Об'єм  $V$  знаходимо з наступної формули:

$$V = V_n - V_g - V_3, \quad (3)$$

де  $V_n, V_g, V_3$  – об'єм пор, води та запомпованої води, відповідно, приведений до пластових умов.

Коефіцієнти, що входять у рівняння (3), розраховують наступним чином:

$$V_3 = (W - w)\gamma; \quad (4)$$

$$V_n = V_0(1 - \beta_n \Delta P); \quad (5)$$

$$V_g = V_0 \alpha_g (1 + \beta_g \Delta P), \quad (6)$$

де  $V_0$  – початковий об'єм пор;

$W, w$  – об'єм запомпованої та видобутої води, відповідно;

$\gamma$  – об'ємний коефіцієнт пластової води;

$\beta_n, \beta_g$  – коефіцієнти стисливості породи та пластової води, відповідно;

$\alpha_g$  – початкова насиченість пласта водою;

$\Delta P$  – перепад між початковим та поточним пластовим тиском.

Виходячи з наведеної у [5] методики запишемо формулу для початкового об'єму пор з врахуванням початкової водонасиченості:

$$V_0 = \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)}, \quad (7)$$

де  $N_0$  – початкова кількість молів речовини;

$P_0$  – початковий пластовий тиск;

A – коефіцієнт рівняння.

$$A = \omega_{z0} z_{z0} M_{z0} + (1 - \omega_{z0}) z_{p0} M_{p0}, \quad (8)$$

де  $\omega_{z0}$  – мольна частка газової фази за початкових пластових умов;

$z_{z0}, z_{p0}$  – коефіцієнт надстисливості газу та рідини за початкових пластових умов, відповідно;

$M_{z0}, M_{p0}$  – мольна маса газу та рідини за початкових пластових умов, відповідно;

Перепишемо рівняння (3) з врахуванням рівнянь 4, 5, 6 та 7:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)} (1 - \beta_n \Delta P) - \frac{AN_0RT}{P_0(1 - \alpha_g)} \alpha_g (1 + \beta_g \Delta P) - (W - w)\gamma. \quad (9)$$

Після спрощення рівняння (9), набуває вигляду:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0} \cdot \frac{(1 - \alpha_g - \Delta P(\beta_n + \alpha_g \beta_g))}{(1 - \alpha_g)} - (W - w)\gamma. \quad (10)$$

Здійснимо наступну заміну:

$$\frac{(1 - \alpha_g - \Delta P(\beta_n + \alpha_g \beta_g))}{(1 - \alpha_g)} = \beta^*. \quad (11)$$

Після чого отримаємо рівняння об'єму, що займають вуглеводні в пластових умовах:

$$V = \frac{AN_0RT}{P_0} \beta^* - (W - w)\gamma. \quad (12)$$

Після підстановки рівняння (12) у рівняння (1) та заміни  $N = N_0 - N_g$ , одержимо:

$$P = \frac{B(N_0 - N_g)RT}{\frac{AN_0RT}{P_0} \beta^* - (W - w)\gamma}. \quad (13)$$

Після спрощення рівняння (13) визначимо початкову кількість молів речовини  $N_0$ :

$$P = \frac{B(N_0 - N_g)}{\frac{AN_0}{P_0} \beta^* - \frac{(W - w)\gamma}{RT}}; \quad (14)$$

$$P \frac{AN_0}{P_0} \beta^* - P \frac{(W - w)\gamma}{RT} = BN_0 - BN_g; \quad (15)$$

$$P \frac{AN_0}{P_0} \beta^* - BN_0 = P \frac{(W - w)\gamma}{RT} - BN_g; \quad (16)$$

$$N_0 \left( P \frac{A}{P_0} \beta^* - B \right) = P \frac{(W - w)\gamma}{RT} - BN_g; \quad (17)$$

$$N_0 = \frac{BN_g - P \frac{(W - w)\gamma}{RT}}{B - A \frac{P}{P_0} \beta^*}. \quad (18)$$

Отримане таким чином рівняння (18) є універсальним рівнянням матеріального балансу для визначення початкової кількості молів речовини, незалежно від того, в якому початко-

вому стані перебувала система, режиму розробки з врахуванням стисливості породи і води, об'єму видобутої та запомпованої в поклад води.

Для знаходження коефіцієнтів надстисливості та молярних мас фаз, мольної частки газової фази, а також розрахунків фазової рівноваги і усіх фізичних параметрів вуглеводнів авторами розроблено програмний комплекс в середовищі DELPHI на основі рівняння стану речовини [8]. З метою знаходження кількості видобутих молів рідких вуглеводнів рекомендується використовувати результати фракційної розгонки за температурами кипіння з подальшою екстраполяцією в певному часовому інтервалі.

В [7] оцінено початкові запаси нафтового покладу горизонту В-20 Анастасівського родовища за запропонованою методикою та за класичними рівняннями матеріального балансу і доведено дієздатність запропонованої методики. Для повноти висвітлення універсальності отриманої формули (18) та запропонованого підходу до визначення запасів нижче для покладу здійснено оцінку запасів газу газоконденсатного покладу одного з родовищ ДДЗ.

Параметри пластового газу наступні: відносна густина по повітрю 0,958 ч. од., вміст компонентів  $C_{5+}$  – 365,3 г/м<sup>3</sup>, мольна частка  $C_{5+}$  – 5,3 %, тиск початку конденсації – 41,6 МПа, пластова температура – 92 °С, початковий пластовий тиск – 52,1 МПа.

Оцінка запасів по даному об'єкту проводилась за трьома методиками. Методика 1 – згідно з вдосконаленим методом матеріального балансу для газоконденсатного покладу [9]. Методика 2 – класична методика, що базується на залежності приведенного пластового тиску від накопиченого видобутку газу [10]:

$$P/z = f(Q_n). \quad (19)$$

Методика 3 – за формулою (18), для чого використано результати замірів компонентного складу газу та фракційної розгонки конденсату, що проводились в процесі розробки. Конденсат розбито на 12 фракцій від F1 до F12, відповідно, за температурами кипіння та невикипаючим залишком. Компонентний склад суміші, яку було видобуто на певному етапі розробки, усереднювали і приймали постійним на цьому етапі. За прийнятим компонентним складом розраховували фізичні властивості вуглеводневої суміші та кількість видобутих молів речовини. Вхідні дані для розрахунку наведено у таблиці 1. Накопичені відбори пластових флюїдів подано відносно їх початкових запасів, перепад пластового тиску наведено відносно зміни від початкового значення. Початковий компонентний склад пластової вуглеводневої суміші наведено в таблиці 2, зміну компонентного складу газу та нафти в часі наведено в таблицях 3 та 4, відповідно. Графічно результати розрахунків за методиками наведено на рисунках 1, 2 та 3.

У таблиці 5 наведено порівняння показників оцінки початкових запасів газу згідно із запропонованою методикою, з якої видно, що

Таблиця 1 – Вхідні дані для розрахунку

Дата	Накопичений видобуток			Пластовий тиск, МПа
	нафти	води	газу	
	тис. т		млн м <sup>3</sup>	
01.05.1985	8,192	0,826	36,400	49,580
01.05.1986	55,393	0,988	102,100	38,930
01.08.1986	60,014	1,034	113,400	38,150
01.10.1986	62,882	1,065	123,000	37,510
01.07.1987	76,052	1,193	149,000	35,780
01.01.1988	84,940	1,360	164,800	35,300
01.05.1988	90,495	1,422	174,000	33,700

Таблиця 2 – Початковий компонентний склад пластової суміші

Компонент	метан	етан	пропан	i-бутан	n-бутан	CO <sub>2</sub>	N <sub>2</sub>	F1	F2	F3
Мольна частка, %	74,14	9,5	4,82	0,34	0,99	1,5	2,54	1,461	1,524	0,272
Компонент	F4	F5	F6	F7	F8	F9	F10	F11	F12	
Мольна частка, %	0,952	0,36	0,336	0,156	0,29	0,14	0,08	0,078	0,523	

Таблиця 3 – Зміна компонентного складу газу в часі

Дата	01.05.1985	01.05.1986	01.08.1986	01.10.1986	01.07.1987	01.01.1988	01.05.1988
густина, кг/м <sup>3</sup>	0,660	0,750	0,730	0,730	0,730	0,730	0,760
M, г/моль	19,000	21,660	21,080	21,080	21,000	21,000	21,950
метан	85,124	73,719	68,204	68,204	75,656	75,656	71,925
етан	8,627	15,141	16,225	16,225	15,871	15,871	15,927
пропан	2,257	6,347	6,841	6,841	4,372	4,372	2,379
i-бутан	0,331	0,973	0,834	0,834	0,231	0,231	0,968
n-бутан	0,782	1,364	1,798	1,798	0,874	0,874	2,077
CO <sub>2</sub>	1,344	2,326	2,692	2,692	2,945	2,945	3,377
N <sub>2</sub>	1,535	0,130	3,406	3,406	0,050	0,050	3,347

Таблиця 4 – Зміна компонентного складу конденсату

Дата	01.05.1985	01.05.1986	01.08.1986	01.10.1986	01.07.1987	01.01.1988	01.05.1988
густина, кг/м <sup>3</sup>	775,900	775,260	775,000	775,000	783,000	773,500	773,500
M, г/моль	133,600	133,530	132,000	132,000	139,300	131,200	131,200
F1	23,675	29,070	9,469	9,469	14,770	24,061	24,061
F2	24,696	25,882	20,474	20,474	11,329	20,989	20,989
F3	4,408	5,581	28,698	28,698	18,459	13,191	13,191
F4	15,427	5,200	7,198	7,198	6,449	4,096	4,096
F5	5,850	3,942	8,771	8,771	11,205	5,823	5,823
F6	5,445	3,667	6,346	6,346	6,633	8,125	8,125
F7	2,528	4,261	4,213	4,213	11,449	5,035	5,035
F8	4,699	4,749	1,565	1,565	7,363	7,015	7,015
F9	2,188	2,941	6,543	6,543	5,319	4,344	4,344
F10	1,345	2,733	2,702	2,702	2,824	2,691	2,691
F11	1,264	2,542	0,628	0,628	0,657	1,252	1,252
F12	8,475	9,432	3,391	3,391	3,545	3,377	3,377

відносна похибка розрахунку порівняно з класичною становить близько 12 %. Зважаючи на величини похибок, які виникають в процесі оцінки запасів газу газоконденсатного покладу і є неприпустимими за класичною методикою, рекомендуємо використовувати наведену мето-

дику як таку, що повною мірою охоплює фізичні процеси, які відбуваються в пласті, і в той же час є достатньо простою у використанні.

Отже, розроблено нову удосконалену методику розрахунку початкових запасів вуглеводнів [11], яку рекомендуємо використовувати в

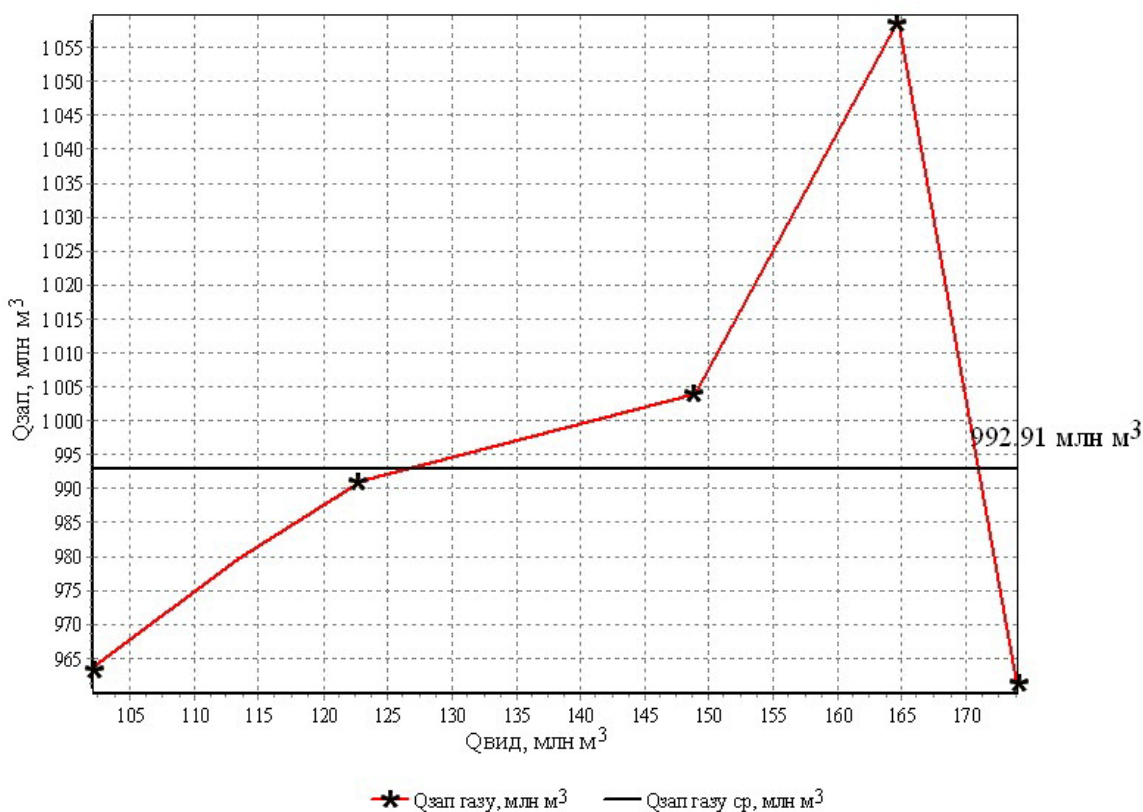


Рисунок 1 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 1

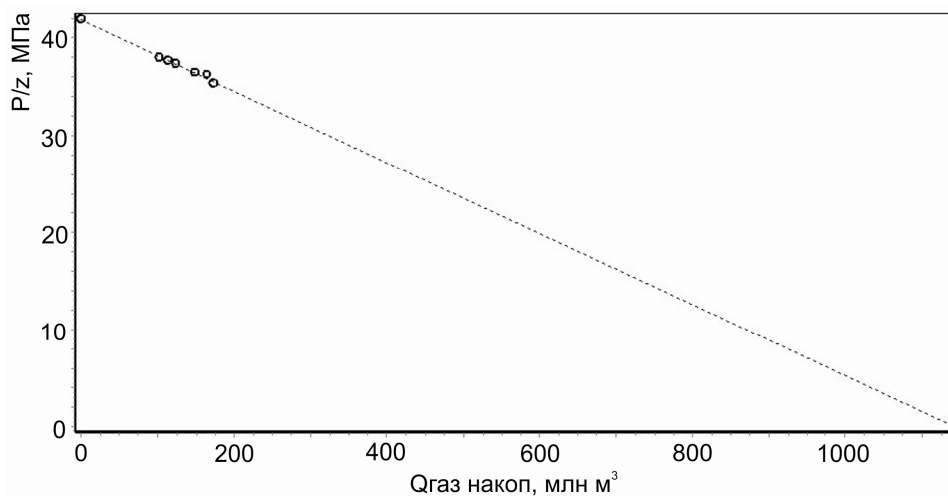


Рисунок 2 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 2

інженерних розрахунках в процесі складання проектної документації на розробку родовищ вуглеводнів. Варто підкреслити універсальність запропонованої методики, оскільки у випадку однофазного стану флюїду (рідкого чи газового) формула (18) спрощується і набуває вигляду ідентичного до формули чисто пружного режиму для нафти чи газу відповідно, причому проводити розрахунок можна в широкому діапазоні зміни пластового тиску. Можливість покомпонентного врахування видобутку вуглеводнів є безумовно перевагою запропонованої методики, а використання рівняння стану речовини запропонованого Брусиловським А.І. дає змогу з високою точністю моделювати пластові

багатокомпонентні системи, а саме визначати густину пластових флюїдів, об'ємний коефіцієнт та коефіцієнти розподілу компонентів у рідинній та газовій фазах.

### Література

1 Кожемякин А.А. Оценка геологических запасов нефти пласта А<sub>4</sub>, Пиненковского месторождения методом материального баланса / А.А. Кожемякин, И.А. Кожемякина, Л.Н. Хромых // Нефтегазовые технологии: сб. трудов Международной научно-практической конференции. Том I. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, – 2010. – С. 170-175.

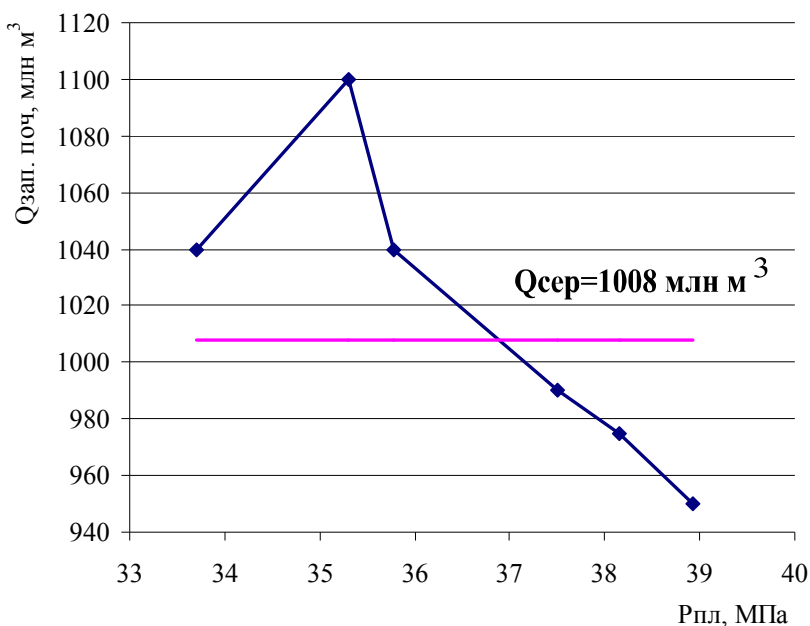


Рисунок 3 – Початкові запаси сухого газу, розраховані за методикою 3

Таблиця 5 – Порівняння величини отриманих запасів газу за методиками

Методика розрахунку	Початкові запаси газу, млн м³	Відхилення відносно методики 2, %
1	992,91	13,1
2	1143,04	0,0
3	1008,00	11,8

2 Бікман Є.С. Балансовий метод контролю за розробкою газоконденсатного покладу / Є.С. Бікман // Нафтова і газова промисловість – 2009. – №2. – С. 31-33.

3 Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1985. – 277 с.

4 Довідник з нафтогазової справи / За заг. ред. докторів технічних наук Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – К.: Львів, 1996. – 620 с.

5 Чернов Б.О. Методика розрахунку матеріального балансу вуглеводнів методом математичного моделювання фазової рівноваги / Б.О. Чернов, В.І. Коваль, М.Є. Чернова // Наука и образование: сб. тр. Междунар. науч. конф., Коломбо (Шри-Ланка). – Хмельницький: ХНУ, 2010. – С. 46-50.

6 Чернова М.Є. Удосконалена методика розрахунку матеріального балансу вуглеводнів з використанням новітніх досягнень у галузі математичного моделювання фазової рівноваги / М.Є. Чернова, В.І. Коваль // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2010. – №3 (36) – С. 88-90.

7 Дорошенко О.С. Визначення початкових запасів вуглеводнів методом матеріального балансу з врахуванням компонентовіддачі покладу / О.С. Дорошенко, В.І. Коваль // Проблеми нафтогазової промисловості: зб. наук. праць. К.: Науканафтогаз. – 2011. – Вип. 9 – С. 234-240.

8 Брусиловский А.И. Фазовые превращения при разработке месторождений нефти и газа / А.И. Брусиловский. – М.: Грааль. – 2002. – 575 с.

9 Чернов Б.О. Матеріальний баланс газоконденсатних покладів / Б.О. Чернов, В.І. Коваль. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – 2012. – №2 (43) – С. 134-142.

10 Тер-Сакисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Сакисов. – М.: ОАО "Издательство "Недра", 1999. – 659 с.

11 Патент України №105978 E21B 43/00. Спосіб визначення початкових запасів вуглеводнів нафтових, газових та газоконденсатних покладів на основі компонентовіддачі пласта / Чернов Б.О., Коваль В.І.; заявники Чернов Борис Олександрович, Коваль Віталій Ігорович. – № а 2013 02013; заявл. 18.02.2013; опубл. 10.07.2014. – Бюл. №14

Стаття надійшла до редакційної колегії 10.07.14

Рекомендована до друку професором **Бойком В.С.** (ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) професором **Дорошенко В.М.** (Управління геології та розвідки родовищ нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)