

МАТЕРІАЛЬНИЙ БАЛАНС ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ ПОКЛАДІВ

Б.О. Чернов, В.І. Коваль

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 48090,
e-mail: vitalik-n dpi@rambler.ru

Розглянуто особливості оцінки початкових запасів газу газоконденсатних покладів, що розробляються як на виснаження пластової енергії, так і з підтриманням пластового тиску. Висвітлено актуальність проблеми та розглянуто існуючі методи її вирішення. Детально розглянуто особливості використання різних формул матеріального балансу та методів оцінки початкових запасів газу, що на них ґрунтуються. Проаналізовано принципи оцінки запасів, що ґрунтуються на методі прямої лінії і здійснюються графоаналітично. Запропоновано нову методіку та введено аналітичні залежності для розрахунку матеріального балансу з врахуванням випадіння вуглеводневого конденсату в пласті, зміни фізичних властивостей газу в процесі розробки покладу, стисливості породи та надходження в поклад води. Методика передбачає безпосереднє використання результатів диференційної конденсації пластової вуглеводневої суміші, а саме, величини пластових втрат конденсату та його видобутку. Перевагою запропонованої аналітичної залежності є можливість застосовувати її без модифікації – незалежно проводиться розрахунок за тиску, вищого тиску насичення, чи нижчого з нагнітанням води (чи без нього). При цьому структура залежності не змінюється, змінюється тільки ті члени рівняння, що враховують відповідні процеси, та за їх відсутності стають рівними нулю. Розроблено алгоритм та здійснено порівняльний аналіз оцінки запасів за запропонованою методикою та за класичною на прикладі газоконденсатних покладів одного з родовищ ДДз, які характеризуються як різними початковими термобаричними умовами залягання продуктивних горизонтів, так і різним початковим вмістом важких вуглеводнів. Наведено вихідні дані, що використовувались для розрахунку. Здійснено оцінку впливу початкового конденсатовмісту на величину відхилення у випадку оцінки запасів класичним методом. Зроблено висновки про необхідність використання запропонованої методіки, як такої, що забезпечує прийнятну точність в процесі складання проектної документації на розробку родовищ вуглеводнів.

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

Рассмотрены особенности оценки начальных запасов газа газоконденсатных залежей, разрабатываемых на истощение пластовой энергии и с поддержанием пластового давления. Освещена актуальность проблемы и рассмотрены существующие методы ее решения. Подробно рассмотрены особенности использования различных формул материального баланса и методов оценки начальных запасов газа, базирующихся на них. Проанализированы принципы оценки запасов, основанные на методе прямой линии и осуществляются графоаналитических. Предложена новая методика и выведена формула материального баланса с учетом выпадения углеводородного конденсата в пласте, изменения физических свойств газа в процессе разработки залежи, сжимаемости породы и поступления в залежь воды. Методика предполагает непосредственное использование результатов дифференциальной конденсации пластовой углеводородной смеси, а именно величины пластовых потерь конденсата и его добычи. Преимуществом предложенной формулы является возможность применения без модификации – не зависимо, производится ли расчет при давлении выше или ниже давления насыщения, с нагнетанием воды или без него. При этом структура формулы не изменяется, изменяются только те члены уравнения, которые учитывают соответствующие процессы, и при их отсутствии становятся равными нулю. Приведены алгоритм и последовательность процедуры расчета. Осуществлен сравнительный анализ оценки запасов по предложенной методике и по классической на примере газоконденсатных залежей одного из месторождений ДДз, характеризующихся как различными исходными термобарическими условиями залегания продуктивных горизонтов, так и различным начальным содержанием тяжелых углеводородов. Приведены исходные данные, использовавшиеся для расчета. Произведена оценка влияния начального конденсатосодержания на величину отклонения в случае оценки запасов классическим методом. Сделаны выводы о необходимости использования предложенной методіки, как обеспечивающей приемлемую точность при составлении проектной документации на разработку месторождений углеводородов.

Ключевые слова: запасы газа, фазовая равновесие, дифференциальная конденсация, коэффициент об'ємной упругости, коэффициент надсжимаемости.

The features of estimated original gas in pressure depletion-and-maintenance type gas-condensate reservoirs are considered. The problem and its solutions are highlighted. The application of different formulae of material balance and methods of original gas reserves estimation based on the formulae is reviewed. The principles of reserves estimation based on the method of straight lines are analyzed grapho-analytically. New methods and formula of material balance considering hydrocarbon condensate dropout, change of physical properties of gas in the process of formation development, compressibility of rock and ingress of water are developed. The method involves direct use of the results of differential condensation of formation hydrocarbon mixture, such as values of in-situ condensation losses and production ones. The advantage of the offered formula is possibility to apply it without modification - irrespectively of calculations conducted at pressure that is higher than saturation pressure or lower, with or without water injection. The structure of the formula is not changed, only those members of equations are changed that correspond to the relevant processes and with their absence become equal to zero. The algorithm

The algorithm and procedure sequence for calculation is given. Comparative analysis of the offered methodology of reserves estimation and the classic one on the example of gas-condensate formations of one field of Dniper-Donetsk Basin characterized either by different initial thermobaric conditions of deposits or different initial concentration of heavy hydrocarbons is carried out. Basic data used for calculations is given. The evaluation of influence of initial condensate content on deviation rate under the condition of reserves estimation by classical method is carried out. The conclusions about the need for the proposed methods providing acceptable accuracy in the process of preparation of project documentation for hydrocarbon field development are made.

Key words: reserves of gas, phase equilibrium, the differential condensation, coefficient of volume elasticity, coefficient of compressibility.

Проектування розробки газоконденсатних покладів, як і процесів переробки і транспортування вуглеводневої сировини, пов'язано зі складними інженерними розрахунками, в яких визначальною величиною є тиск. Пластовий і вибійний тиски використовуються для визначення дебіту свердловини, параметрів пласта і можливості фонтанування свердловини. Розподіл тиску по стовбуру необхідно знати для виявлення можливості утворення гідратів і рідинних пробок на вибої, величину тиску на гирлі свердловини – для розрахунку сепарації та транспортування газу. У свою чергу, як пластовий, так і тиск сепарації повинні бути розраховані ще до введення родовища в промислову експлуатацію з метою прогнозування вилучення запасів і будівництва газотранспортної системи. Точне прогнозування зміни тиску (пластового та інших згаданих) є одним з основних завдань проектування. Достовірність розрахунків можлива лише за умови, коли величина запасів газу і його фізичні властивості відомі. Таким чином, початкова величина запасів газу повинна бути визначена з високим ступенем точності, оскільки всі інші розрахункові величини є похідними.

Загальновідомими способами визначення початкових запасів є метод матеріального балансу і об'ємний метод.

Розглянемо більш детально метод матеріального балансу, заснований на законі збереження матерії, та стосовно до покладів вуглеводнів формулюється таким чином: кількість вуглеводнів, що знаходяться в покладі до початку розробки, дорівнює кількості вилучених вуглеводнів і тих, що залишилися в покладі, на будь-який довільний період розробки. В [1] наводиться виведення формули матеріального балансу для підрахунку запасів газу, що широко використовується на практиці:

$$Q_0 = \frac{Q_n \cdot b}{b - b_0}, \quad (1)$$

де Q_0 – початкові запаси газу, приведені до нормальних умов, m^3 ;

Q_n – накопичений видобуток газу, m^3 ;

b, b_0 – об'ємний коефіцієнт при поточному і початковому пластовому тиску, відповідно, ч. од.

Ця ж формула більш відома в іншому вигляді [2]:

$$\frac{P_{пл}}{Z_{P_{пл}}} = \frac{P_0}{Z_{P_0}} - \frac{Q_n}{\Psi^*}, \quad (2)$$

де $P_0, P_{пл}$ – відповідно початковий і поточний пластовий тиск, МПа;

Ψ^* – приведений газонасичений поровий об'єм, m^3/MPa ;

$Z_{P_0}, Z_{P_{пл}}$ – відповідно коефіцієнти надстигливості при початковому та поточному пластовому тиску, ч. од;

Q_n – накопичений видобуток газу, m^3 .

Формула (2) може бути отримана з формули (1) шляхом простих арифметичних перетворень. Недоліками обох формул є відсутність можливості обліку зміни фізичних властивостей газу від тиску, стисливості пластової води і породи та випадіння конденсату в пласті. Фактично, формули можуть застосовуватись тільки для сухого газу в умовах, коли запаси його пружної енергії значно перевищують запаси пружної енергії пласта і води. Проте формула (2) досить широко використовується в нафтопромисловій справі як для оцінки запасів, так і для розрахунку тиску. Саме застосовуючи деякі перетворення формули (2) можливо зробити оцінку початкових запасів газу шляхом побудови залежностей виду:

$$P/z = f(Q_n). \quad (3)$$

Тільки для сухого газу залежність (3) описується прямою лінією. Для газоконденсатного покладу, в залежності від початкового змісту компонентів C_{5+} , тиску початку конденсації та тиску максимальної конденсації, а також надходження води, побудова залежностей згідно з (3) призводить до отримання деяких кривих, провести оцінку запасів за якими досить складно. Особливості інтерпретації таких побудов розглянуто в [3, 4, 5, 6, 7, 8], де окремо виділяються режими розробки та двофазна область існування газу і конденсату.

З метою врахування зміни фізичних властивостей пластових флюїдів у [3] наведено формулу матеріального балансу для газоконденсатного покладу, який розробляється на виснаження. Слід зазначити, що формула враховує зміну властивостей пластових флюїдів, таких як густина, об'ємний коефіцієнт переведення сухого газу в пластовий, коефіцієнт надстигливості, а також насиченість пласта конденсатом, що випав. До недоліків формули можна віднести відсутність обліку стисливості води і породи, надходження в поклад води, тобто вона не є універсальною.

В [5], наприклад, детально розглянуто випадки розробки газового покладу на виснаження з врахуванням окремо того чи іншого фактора: конденсаційних процесів, активності контурних вод та пружності скелету породи пласта-

колектора. На відміну від підходу, що використовувався в [1], де в основі матеріального балансу лежав об'єм, у [5] використано підхід, що ґрунтується на збереженні маси системи. Так, наприклад, для розробки газоконденсатного покладу на виснаження рекомендується використання наступної формули:

$$\frac{\tilde{b} \cdot \tilde{\Pi}_{\Pi} \cdot P_{\Pi} \cdot T_{CT}}{z_{\Pi} \cdot P_{AT} \cdot T_{ПЛ}} c_{Г.П} = [\tilde{b} \cdot \tilde{\Pi}_{\Pi} - ДЩ(\tilde{P})] \cdot (4)$$

$$\cdot \frac{\tilde{P}(t) \cdot T_{CT}}{z(\tilde{P}) \cdot P_{AT} \cdot T_{ПЛ}} c(\tilde{P}) + ДЩ(\tilde{P}) \cdot c_{К}(\tilde{P}) + M_{Вид}(t),$$

де $\tilde{b} \cdot \tilde{\Pi}_{\Pi}$ – початковий газонасичений поровий об'єм, м³;

$ДЩ(\tilde{P})$ – об'єм порового простору, зайнятий сирим конденсатом, що випав, на момент часу t , м³;

$P_{\Pi}, \tilde{P}(t)$ – відповідно початковий та поточний середній пластовий тиск, зважений по порових об'ємах $\tilde{b} \cdot \tilde{\Pi}_{\Pi}$ та $\tilde{b} \cdot \tilde{\Pi}_{\Pi} - ДЩ(\tilde{P})$, Па;

$z_{\Pi}, z(\tilde{P})$ – коефіцієнт надстисливості газоконденсатної системи при температурі $T_{ПЛ}$ і відповідно тисках P_{Π} та $\tilde{P}(t)$, ч. од.;

$c_{Г.П}, c(\tilde{P})$ – відповідно густина пластового газу початкового та поточного складу, приведені до атмосферних умов, кг/м³;

$c_{К}(\tilde{P})$ – густина сирого конденсату, що випав у пласті на момент часу t , приведена до поточного пластового тиску та температури, кг/м³;

$M_{Вид}(t)$ – маса видобутого газу на момент часу t , кг.

Останній член рівняння (4) рекомендується знаходити з наступного співвідношення:

$$M_{Вид}(t) = M_{Вид}(t - \Delta t) +$$

$$+ \{Q_{Вид.сг}(t) \cdot V[\tilde{P}(t)] - Q_{Вид.сг}(t - \Delta t) \cdot V[\tilde{P}(t - \Delta t)]\} \cdot$$

$$\cdot \frac{1}{2} \{c_{Г}[\tilde{P}(t)] + c_{Г}[\tilde{P}(t - \Delta t)]\}, \quad (5)$$

де $M_{Вид}(t - \Delta t)$ – маса видобутого газу на момент часу $t - \Delta t$, кг;

$Q_{Вид.сг}(t - \Delta t), Q_{Вид.сг}(t)$ – об'єми видобутого сухого газу на момент часу відповідно $t - \Delta t$ та t , приведені до нормальних умов, м³;

Δt – крок по часу, с;

$V[\tilde{P}(t)]$ – об'ємний коефіцієнти переводу сухого газу в пластовий, ч. од.

Отже, як бачимо, формули (4) та (5) є досить громіздкими та складними для безпосереднього прикладного використання. В них використовується диференційний підхід до визначення коефіцієнтів рівняння оскільки відбувається усереднення параметрів газу та конденсату на часовому інтервалі Δt . Таким чином, для застосування рівняння (4) та (5) необхідно во-

лодіти інформацією щодо поточної насиченості пласта конденсатом, поточного об'ємного коефіцієнта переводу сухого газу в пластовий та поточних густин газу та конденсату. Теж саме стосується й інших рекомендованих у [5] формул матеріального балансу для врахування поступлення в поклад води та пружної деформації пласта.

Враховуючи вищевикладене, виникла необхідність у розробці методики, досить простої у застосуванні, і в той же час такої, що повною мірою охоплює фізичні процеси, які відбуваються в пласті.

При пружному режимі розробки газоконденсатних покладів відбувається зниження пластового тиску, зменшення об'єму пор внаслідок розширення зерен породи та розширення пластової води, а при падінні тиску нижче насичення – випадіння конденсату. Якщо перші два параметри можна врахувати аналогічно як і при розрахунку нафтових покладів, то з конденсатом виникають деякі труднощі. Його кількість в пласті залежить від тиску і може як збільшуватись, так і зменшуватись в області ретроградного випаровування. Тому визначити кількість конденсату, що випав у пласті, з урахуванням фазових переходів досить важко. Саме тут можна скористатись результатами диференціальної конденсації з урахуванням особливості отримання експериментальних величин. Величини пластових втрат та видобутку конденсату є інтегральними, що значно спрощує алгоритм розрахунку так як відпадає необхідність визначення поточних параметрів пластової вуглеводневої системи. Також слід враховувати ту обставину, що облік видобутого газу проводиться в перерахунку на сухий газ.

Таким чином, ґрунтуючись на принципах матеріального балансу, а саме рівності об'єму, можна записати наступні співвідношення.

Звільнений об'єм пор в результаті:

– відбору газу $Q_{Н} \cdot b_0 \cdot w$;

– відбору пластової води $V \cdot \lambda$.

В свою чергу, цей об'єм буде заповнений за рахунок:

– розширення пластового газу $(Q_0 \cdot w_0 - Q_{Н} \cdot w) \cdot (b - b_0)$;

– випадіння конденсату $\frac{Q_0 \cdot \rho_{п} \cdot b_{к}}{\rho_{к}}$;

– розширення породи і води

$\frac{Q_0 \cdot b_0 \cdot w_0}{1 - \alpha_{в}} \cdot (\beta_{п} + \alpha_{в} \cdot \beta_{в}) \cdot \Delta P$;

– поступлення води $v \cdot \lambda$.

Після відповідних арифметичних перетворень отримаємо формулу для оцінки початкових запасів сухого газу:

$$Q_0 = (Q_{Н} \cdot b \cdot w - (v - V) \cdot \lambda) \cdot \left\{ (b - b_0) \cdot w_0 + \right. (6)$$

$$\left. + \frac{Vtr \cdot 0,001 \cdot b_{к}}{\rho_{к}} + \frac{b_0 \cdot w_0 \cdot (\beta_{п} + \alpha_{в} \cdot \beta_{в}) \cdot \Delta P}{1 - \alpha_{в}} \right\}^{-1}$$

де Q_0 – запаси сухого газу, млн м³;

Q_n – накопичений видобуток сухого газу, млн м³;
 b, b_0 – об'ємні коефіцієнти видобутого і початкового пластового газу відповідно, ч. од.;
 w, w_0 – об'ємні коефіцієнти переведення сухого газу в пластовий видобутого і початкового пластового газу, відповідно, ч. од.;
 V_{tr} – пластові втрати конденсату, г/м³;
 b_k – об'ємний коефіцієнт конденсату, ч. од.;
 ρ_k – густина стабільного конденсату, кг/м³;
 ΔP – різниця між початковим і поточним пластовим тиском, МПа;
 β_n, β_v – коефіцієнти стисливості породи і води відповідно, МПа⁻¹;
 α_v – початкова водонасиченість, ч. од.;
 V, V – об'єм видобутої і тієї, що надійшла в поклад води, відповідно, м³;
 λ – об'ємний коефіцієнт пластової води, ч. од.

Отримана формула (6) є універсальною. Дійсно, якщо нехтувати пружним запасом породи і води, формулу можна переписати наступним чином:

$$Q_0 = \frac{Q_n \cdot b \cdot w - (v - V) \cdot \lambda}{(b - b_0) \cdot w_0 + \frac{V_{tr} \cdot 0,001 \cdot b_k}{\rho_k}} \quad (7)$$

Якщо розробка відбувається на виснаженні пластової енергії, тобто відсутнє надходження в поклад води і вона не видобувається, тоді:

$$Q_0 = \frac{Q_n \cdot b \cdot w}{(b - b_0) \cdot w_0 + \frac{V_{tr} \cdot 0,001 \cdot b_k}{\rho_k}} \quad (8)$$

І, нарешті, якщо розробка ведеться при тиску вище тиску насичення, або ж розробляється поклад газу з незначним вмістом важких вуглеводнів, тобто фізичні параметри газу залишаються постійними, то формула (6) перетворюється у формулу (1).

Ще однією перевагою формули (6) є можливість застосовувати її без модифікації – незалежно проводиться розрахунок при тиску вище тиску насичення або нижче. При цьому структура формули не змінюється, змінюється тільки член рівняння, що враховує випадіння конденсату, який при тиску вище тиску насичення стає рівним нулю. Факт застосування однієї й тієї ж формули, незалежно від параметрів розробки, є важливим. Адже відомо, що, наприклад, при переході режиму розробки нафтового покладу з пружного на режим розчиненого газу необхідно використовувати різні формули, що відповідають кожному з режимів. Застосування формули для режиму розчиненого газу без урахування видобутих на пружному режимі нафти і води веде до значної неточності.

Очевидно, що при розрахунку початкових запасів газу за формулою (6) необхідно мати залежності об'ємного коефіцієнта газу, об'ємного коефіцієнта переведення сухого газу в пластовий, пластових втрат і об'ємного коефіцієнта

конденсату від тиску. При цьому можуть бути використані як експериментальні дані, так і розрахунки.

Звичайно, цікаво оцінити різницю в результатах розрахунку за класичним методом (3) і за формулою (6). Нижче автором наведено порівняльні розрахунки запасів газу горизонтів А, Б та горизонту В одного з родовищ ДДз. Виходячи з міркувань конфіденційності назва родовища не наводиться, а назви горизонтів змінені. Величина запасів розраховувалась на кожну точку заміру тиску, отримані величини усереднювались.

Пластовий газ горизонту А характеризується наступними параметрами: відносна густина по повітрю 1,645 ч. од., вміст компонентів C₅₊ – 1002,2 г/м³, мольна частка C₅₊ – 17,7 %, тиск початку конденсації – 38 МПа, пластова температура – 116 °С, початковий пластовий тиск – 46,1 МПа.

Параметри пластового газу горизонту Б наступні: відносна густина по повітрю 1,165 ч. од., вміст компонентів C₅₊ – 445,7 г/м³, мольна частка C₅₊ – 7,4 %, тиск початку конденсації – 42,5 МПа, пластова температура – 125 °С, початковий пластовий тиск – 47,8 МПа.

Параметри пластового газу горизонту В наступні: відносна густина по повітрю 0,958 ч. од., вміст компонентів C₅₊ – 365,3 г/м³, мольна частка C₅₊ – 5,3 %, тиск початку конденсації – 41,6 МПа, пластова температура – 92 °С, початковий пластовий тиск – 52,1 МПа.

По кожному горизонту було використано криві диференційної конденсації, згідно з якими розраховувались об'ємні коефіцієнти переведення сухого газу в пластовий та об'ємні коефіцієнти видобутого пластового газу. Також використано такі дані як пористість і початкова водонасиченість пластів, коефіцієнти пружності пластів та пластової води.

Алгоритм розрахунку наступний:

на кожен період заміру пластового тиску та видобутку газу розраховують об'ємний коефіцієнт видобутого газу та об'ємний коефіцієнт переведення сухого газу в пластовий виходячи з густини видобутого газу, яку в свою чергу, визначають з наступних рівнянь:

$$w = \frac{Vud_k + Mol_c}{M_k} \cdot Mol_c \quad (9)$$

де Vud_k – видобуток конденсату згідно з кривою дифконденсації, г/м³;

M_k – молярна маса конденсату, г/моль;

Mol_c – кількість моль сухого газу в 1 м³ пластового газу початкового складу, моль.

$$b = 3,4 \cdot 10^{-4} \frac{z(P_{пл}, \rho_{пл}) \cdot T_{пл}}{P_{пл}} \quad (10)$$

де $z(P_{пл}, \rho_{пл})$ – коефіцієнт надстисливості газоконденсатної системи відповідно при температурі $T_{пл}$ і тиску $P_{пл}$, ч. од.;

$P_{пл}$ – поточний пластовий тиск, МПа;

$T_{пл}$ – пластова температура, К.

Відносна густина газу визначається з наступних рівнянь:

$$\rho_{г.п} = \frac{\left(\frac{Pot_k}{Mol}\right) + \left(\frac{Mol_c}{Mol}\right) \cdot M_{сух}}{28,96}, \quad (11)$$

$$Mol = \frac{Pot_k}{M_k} + Mol_c. \quad (12)$$

де Pot_k – вміст конденсату згідно з кривою дифконденсації, г/м³;

$M_{сух}$ – молярна маса сухого газу, г/моль.

Визначають коефіцієнти V_{tr} , b_k , ρ_k та λ відповідно з кривою дифконденсації та експериментальних лабораторних досліджень.

Розраховується величина початкових запасів газу.

Будують графічну залежність величини початкових запасів сухого газу від накопиченого видобутку газу та проводять усереднення отриманих результатів.

Основні вихідні дані для розрахунку запасів газу наведено в таблиці 1. На рисунках 1 – 6 наведено результати розрахунку.

Таблиця 1 – Вихідні дані для розрахунку

Горизонт					
А		Б		В	
Q _{вид газу} , млн м ³	P _{пл} , МПа	Q _{вид газу} , млн м ³	P _{пл} , МПа	Q _{вид газу} , млн м ³	P _{пл} , МПа
0,0	46,1	0,0	47,8	0,0	52,1
16,4	41,9	181,1	42,1	102,1	38,9
32,7	38,8	306,9	39,8	113,4	38,2
56,0	37,1	326,3	39,5	123,0	37,5
108,6	34,9	449,9	38,2	149,0	35,8
155,8	32,8	638,0	36,9	164,8	35,3
489,0	20,8	–	–	174,0	33,7

У таблиці 2 наведено порівняння показників оцінки початкових запасів газу газоконденсатних об'єктів А, Б та В згідно із запропонованою методикою та класичною.

Таблиця 2 – Порівняння показників оцінки початкових запасів газу

Горизонт	Початкові запаси газу, млн м ³		Відхилення, %
	Авторська методика	Класична методика	
А	843,37	1735,29	105,7
Б	4442,93	7161,75	61,2
В	992,91	1143,04	13,1

Як видно з рисунків і таблиці 2, величина початкових запасів газу по горизонту А, розрахована за формулою (6), становить 843,37 млн м³, за методикою (3) – 1735,29 млн м³. Таким чином, різниця між цими розрахунками – 891,92 млн м³ газу або 105,7%.

По горизонту Б (рисунки 3, 4) величина початкових запасів газу, розрахована за формулою (6), становить 4442,93 млн м³, за методикою (3) – 7161,75 млн м³. Тобто, в результаті меншого початкового вмісту конденсату, різниця між розрахунками менша, ніж по горизонту А і становить 61,2 %.

По горизонту В, розрахована за формулою (6), становить 992,91 млн м³, за класичною методикою – 1143,04 млн м³. Таким чином, різниця між цими розрахунками – 150,13 млн м³ газу або 13,1 %.

З метою оцінки величини похибки по розрахунку запасів за розглянутими методами побудовано залежність відхилення у відсотках від величини початкового конденсатовмісту, яку наведено на рисунку 7.

Як видно з рисунку 7 величина відхилення зростає пропорційно до величини конденсатовмісту і сягає 100 % при величині вмісту C₅₊ близько 968 г/м³.

Звичайно, запропонована методика і формула не позбавлені недоліків, до яких можна віднести відсутність можливості обліку фільтрації конденсату в пласті, тобто урахування додаткового видобутку конденсату вище поточного вмісту C₅₊. Але якщо врахувати, що основною метою методики є оцінка запасів, а практично завжди знайдеться досить тривалий період з початку розробки, під час якого така фільтрація відсутня, що дасть можливість провести оцінку, то цим недоліком можна знехтувати.

Зважаючи на величини похибок, які виникають в процесі оцінки запасів газу газоконденсатного покладу за класичною методикою і є неприпустимими, авторами рекомендується використовувати наведену методику як таку, що повною мірою охоплює фізичні процеси, що відбуваються в пласті, і в той же час є достатньо простою у використанні. Таким чином, авторами виведено нову універсальну методику розрахунку початкових запасів газу газоконденсатних покладів, що може безпосередньо використовуватись в інженерних розрахунках в процесі складання проектної документації на розробку родовищ вуглеводнів.

Література

- 1 Гришин Ф.А. Промышленная оценка месторождений нефти и газа / Ф.А. Гришин. – М.: Недра, 1985. – 277 с.
- 2 Довідник з нафтогазової справи; за заг. ред. д.т.н. Бойка В.С., Кондрата Р.М., Яремійчука Р.С. – Львів, 1996. – 620 с.
- 3 Бікман Є.С. Балансовий метод контролю за розробкою газоконденсатного покладу / Є.С. Бікман // Нафтова і газова промисловість – 2009. – №2. – С. 31-33.
- 4 Степанова Г.С. Фазовые превращения в месторождениях нефти и газа / Г.С. Степанова – М.: Недра, 1983. – 192 с.
- 5 Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений / С.Н. Закиров – М.: Струна, 1998. – 628 с.

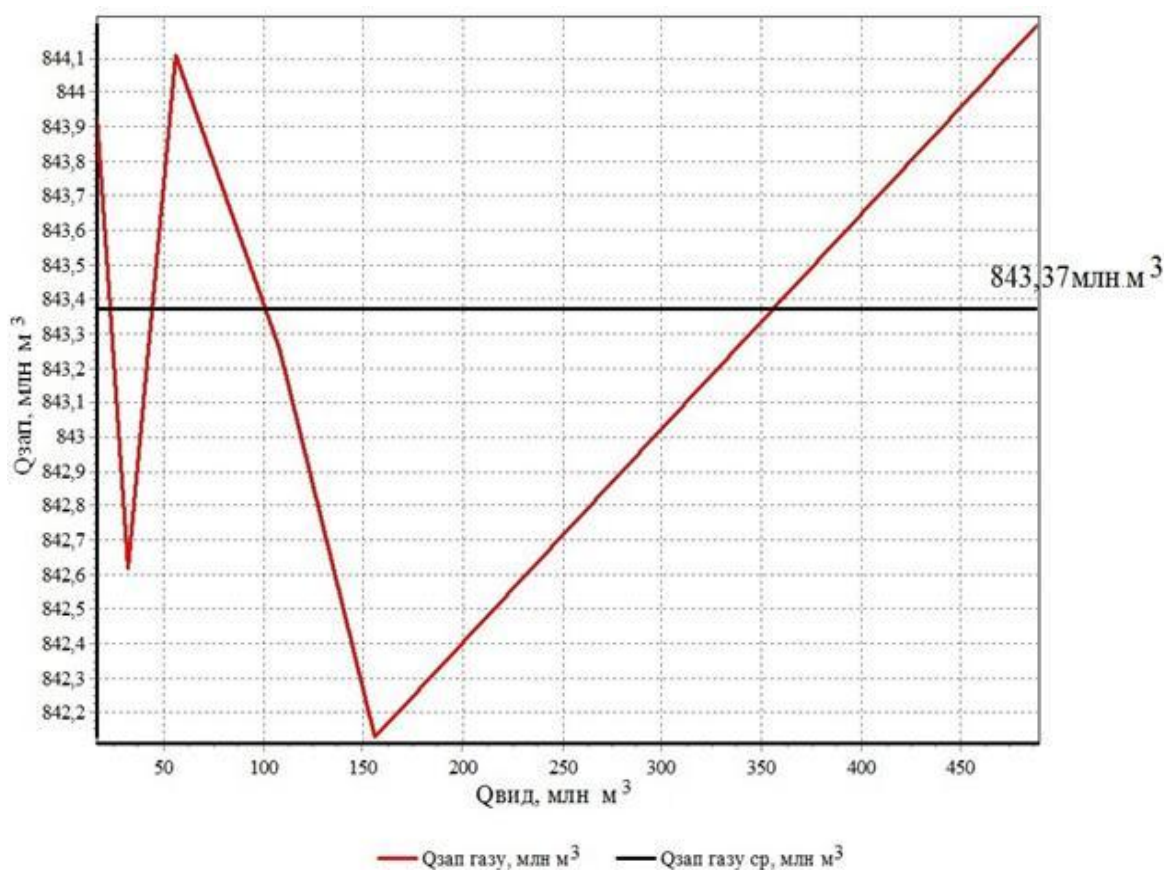


Рисунок 1 – Початкові запаси сухого газу горизонту А, розраховані за формулою (6)

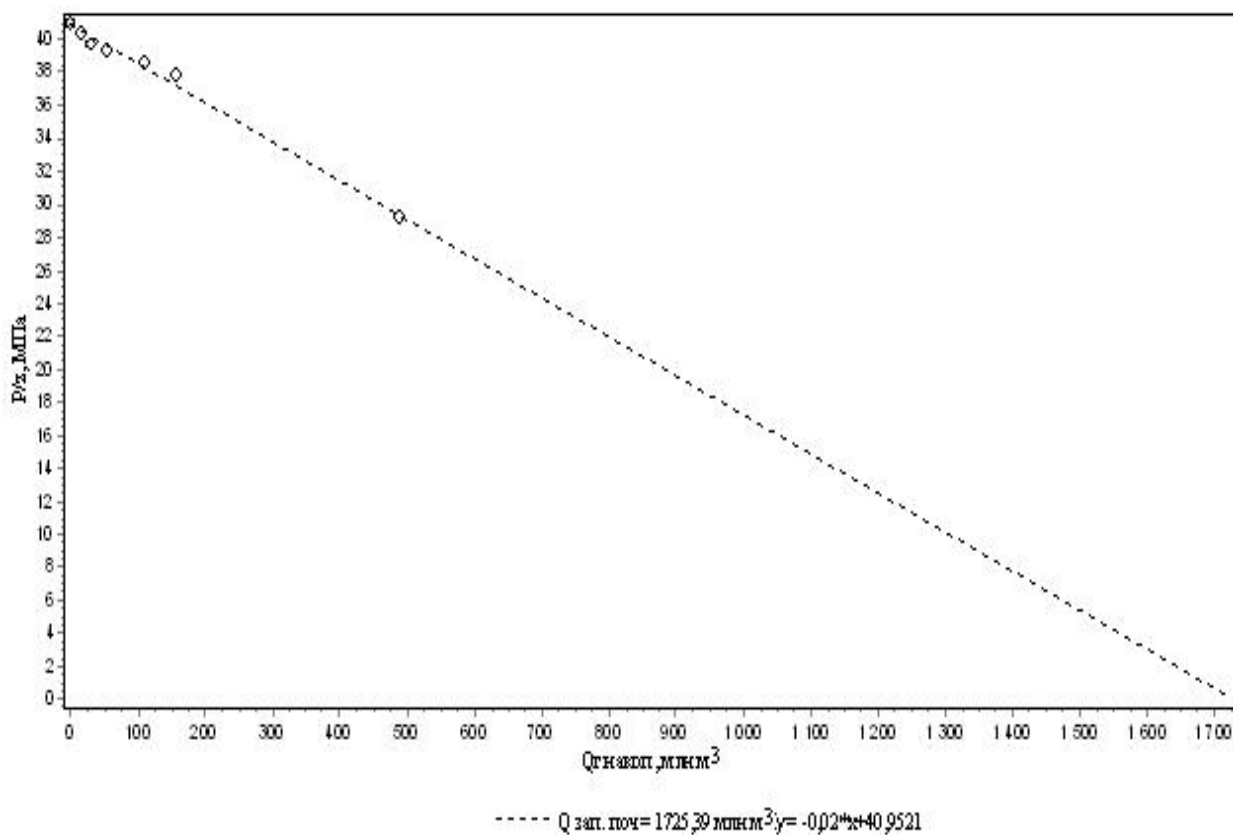


Рисунок 2 – Початкові запаси сухого газу горизонту А, розраховані за методикою (3)

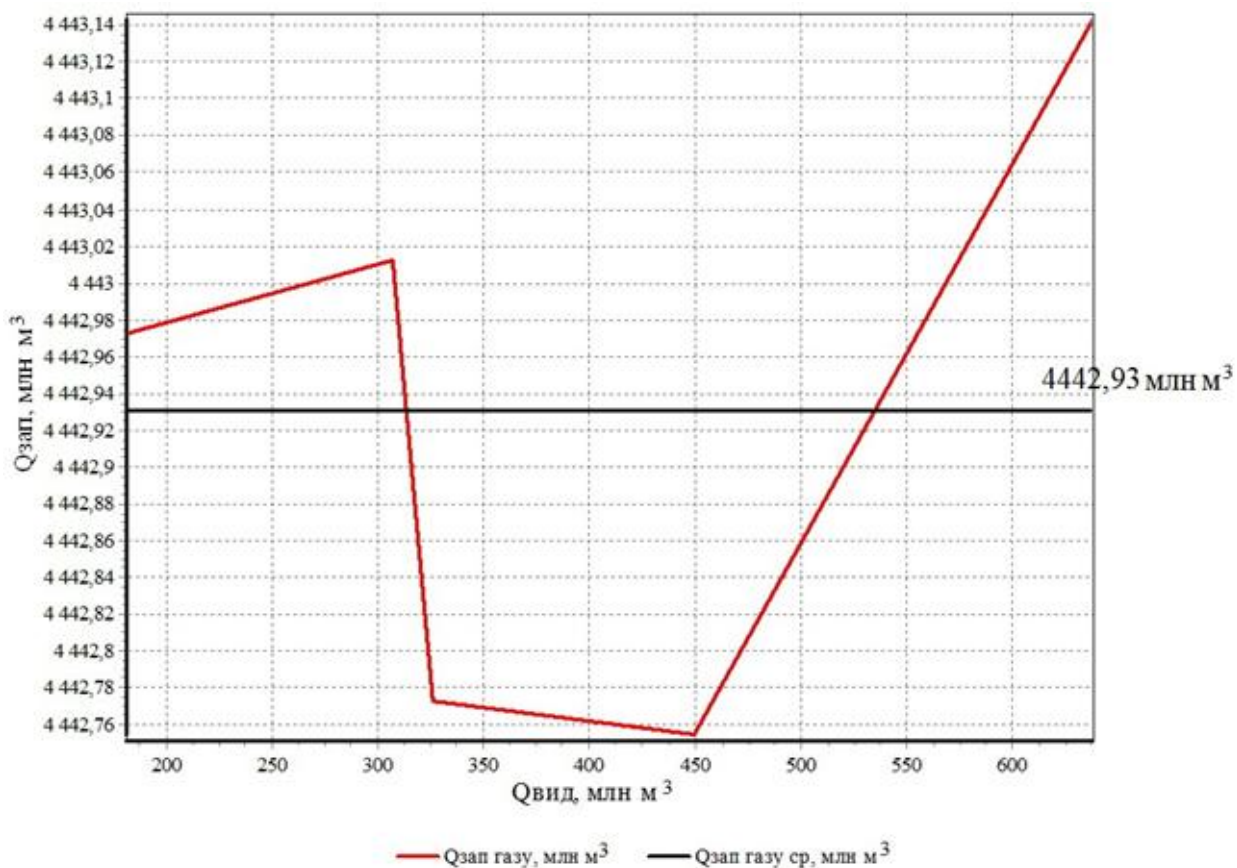


Рисунок 3 – Початкові запаси сухого газу горизонту Б, розраховані за формулою (6)

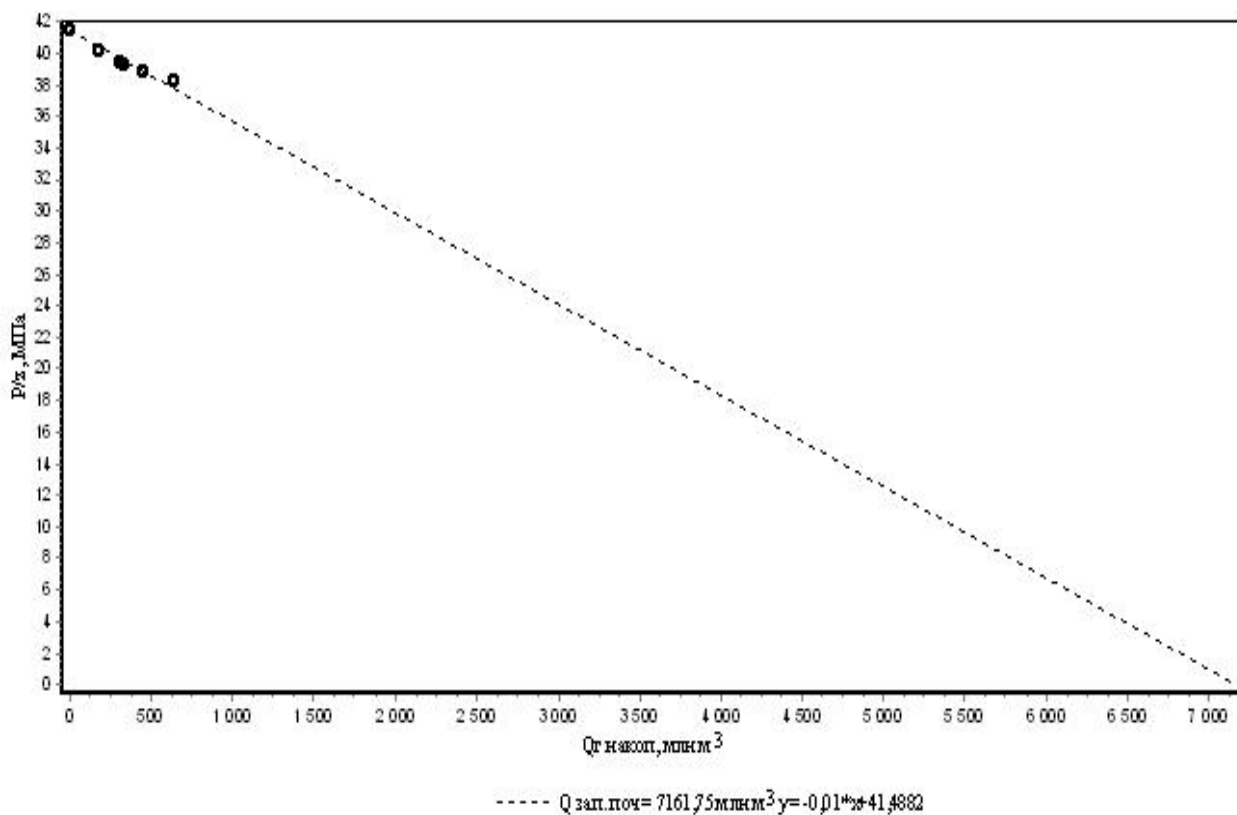


Рисунок 4 – Початкові запаси сухого газу горизонту Б, розраховані за методикою (3)

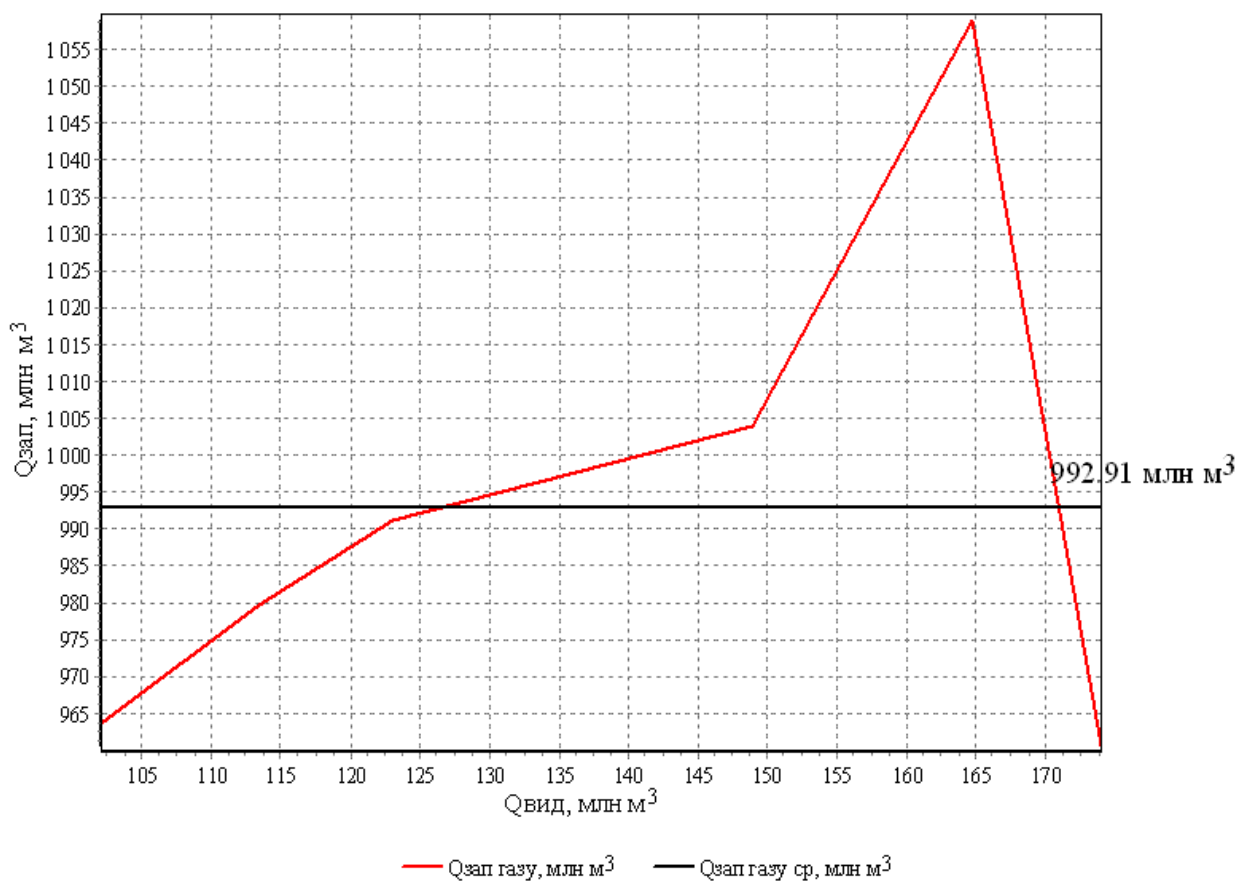


Рисунок 5 – Початкові запаси сухого газу горизонту В, розраховані за формулою (6)

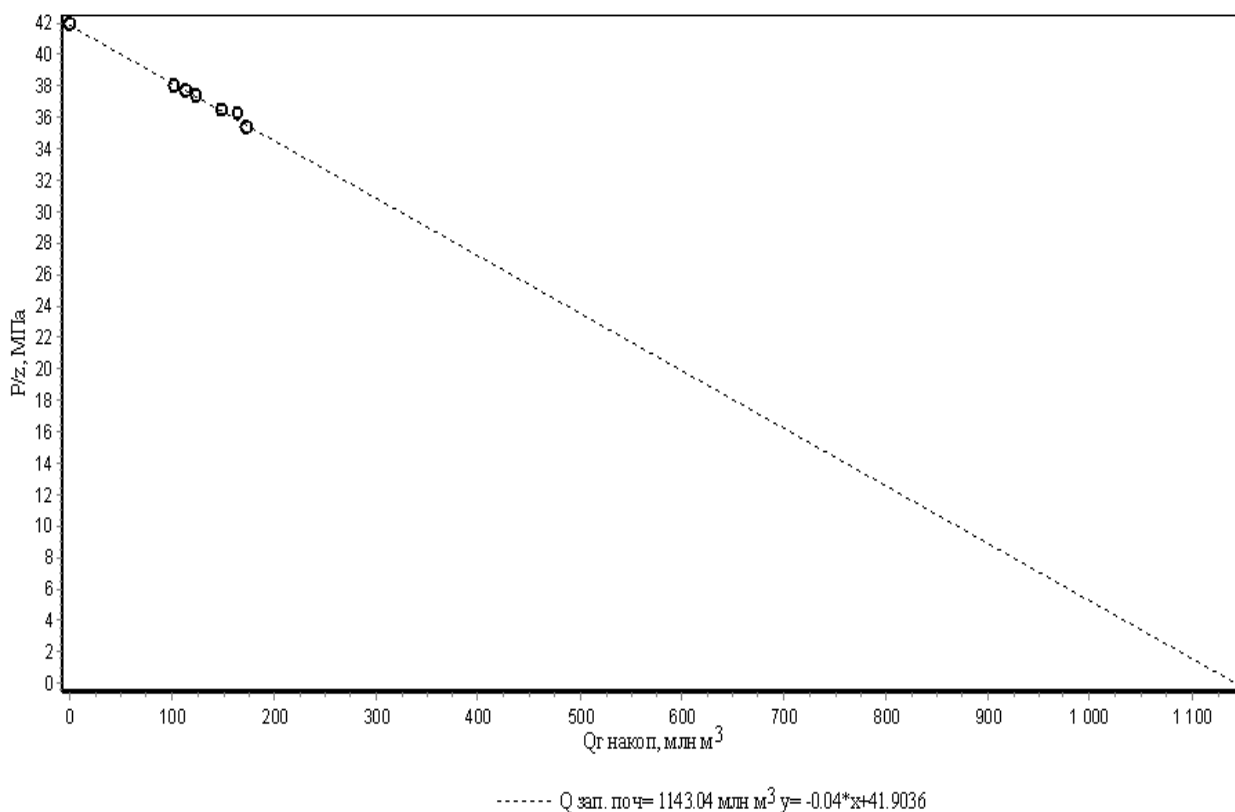


Рисунок 6 – Початкові запаси сухого газу горизонту В, розраховані за методикою (3)

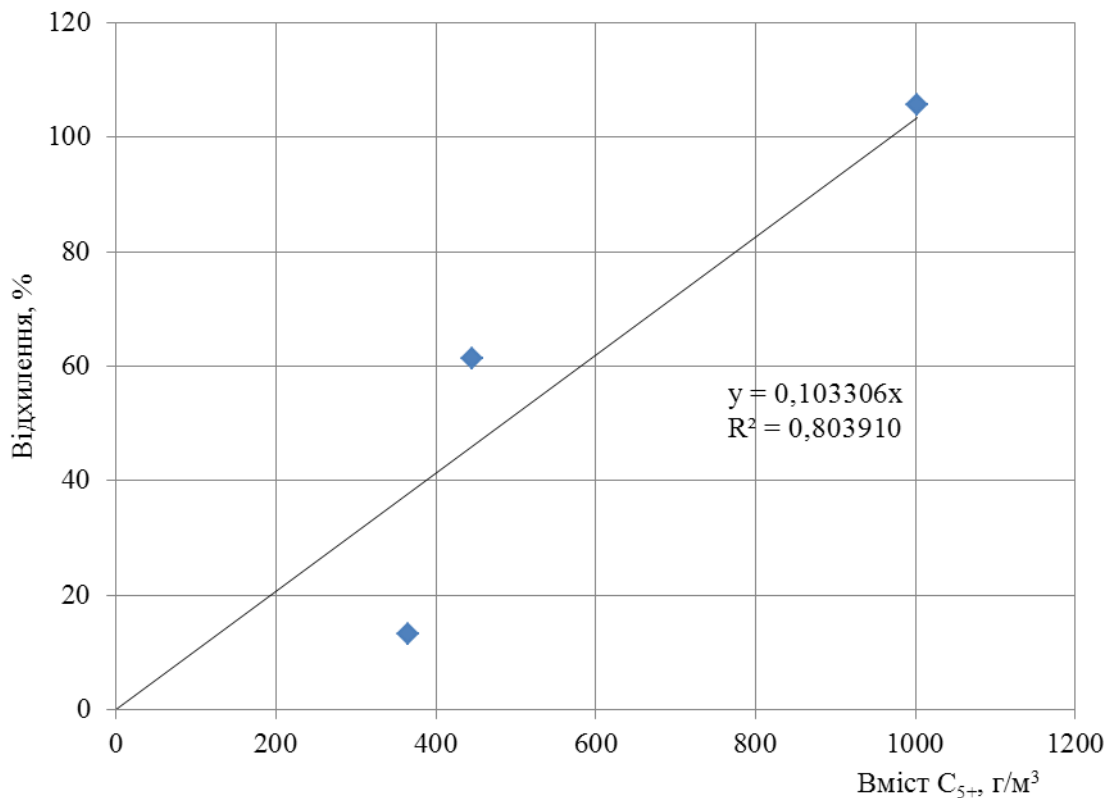


Рисунок 7 – Залежність величини відхилення по розрахунку початкових запасів газу від величини конденсатовмісту

6. Тер-Саркисов Р.М. Разработка месторождений природных газов / Р.М. Тер-Саркисов – М.: Недра, 1999. – 659 с.

7. Вяхирев Р.И. Разработка и эксплуатация газовых месторождений / Р.И. Вяхирев, А.И. Гриценко, Р.М. Тер-Саркисов. М.: Недра-Бизнесцентр, 2002. – 880 с.

8. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзаджанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: Недра, 2003. – 880 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії
27.03.12
Рекомендована до друку професором
Бойком В.С.