

# Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.279.72

## ОЦІНКА ЗА ПРОМИСЛОВИМИ ДАНИМИ ЗАПАСІВ ГАЗУ В РОДОВИЩІ В УМОВАХ НЕОДНОРІДНОЇ БУДОВИ ПРОДУКТИВНИХ ВІДКЛАДІВ, ПІДКЛЮЧЕННЯ ТА ІЗОЛЮВАННЯ ОКРЕМИХ ПЛАСТІВ У ВИДОБУВНИХ СВЕРДЛОВИНАХ

*Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат*

*ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (0342) 727141,  
e-mail: alexkondrat@gmail.com*

*Охарактеризовано причини відхилення фактичної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища від теоретичної прямої лінії для газового режиму розробки: нерівномірне дренавання продуктивних відкладів по площі і розрізу, поступове підключення в розробку ділянок пласта з початковим градієнтом тиску, взаємодія різнопроникних ділянок пласта в процесі розробки родовища з перетіканням газу з низькопроникних ділянок з більшим тиском у високопроникні ділянки з меншим тиском, підключення чи відключення у свердловинах окремих пластів. Запропоновано методика оцінки за промисловими даними запасів газу в родовищі за наявності на залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу кінцевої прямолінійної ділянки. Наведено результати апробації запропонованої методики для умов покладу горизонтів НД-1, 2, 3 Карпатського газового родовища.*

*Ключові слова: родовище, розробка, зведений пластовий тиск, накопичений видобуток газу, підрахунок запасів газу за методом зниження пластового тиску.*

*Указаны причины отклонения фактической зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа из месторождения от теоретической прямой линии для газового режима разработки: неравномерное дренарование продуктивных отложений по площади и разрезу, постепенное подключение в разработку участков пласта с начальным градиентом давления, взаимодействие разнопроницаемых участков пласта в процессе разработки месторождения с перетоками газа с низкопроницаемых участков с повышенным давлением в высокопроницаемые участки с пониженным давлением, подключение или отключение в скважинах отдельных пластов. Предложена методика оценки по промысловым данным запасов газа в месторождении при наличии на зависимости приведенного среднего пластового давления от накопленной добычи газа конечного прямолинейного участка. Приведены результаты апробирования предложенной методики оценки запасов газа для условий залежи горизонтов НД-1, 2, 3 Карпатского газового месторождения.*

*Ключевые слова: месторождение, разработка, приведенное пластовое давление, накопленная добыча газа, подсчет запасов газа методом снижения пластового давления.*

*The article analyses the causes of deviations of actual dependence of the reduced average reservoir pressure on cumulative gas production from the theoretical straight line for gas drive. They are the following: uneven drainage of producing formation according to the area and profile, gradual involvement of the sections with the initial pressure gradient in the development of the reservoir, interaction of the reservoir sections with different permeability under development of the reservoir with gas cross-flow from low permeable sections with increased pressure to high permeable reservoir sections with decreased pressure, connecting or disconnecting of separate formations in wells. The methodology of evaluation based on gas field reserves data in the presence of the dependence of reduced average reservoir pressure on the cumulative gas production of the final straight section was developed. The results of the developed methodology for reserves evaluation were approbated for depositional conditions of the ND-1, 2, 3 horizons of Karpatske gas field.*

*Key words: field, development, reduced reservoir pressure, cumulative gas production, estimation of gas reserves in accordance with the method of formation pressure decreasing.*

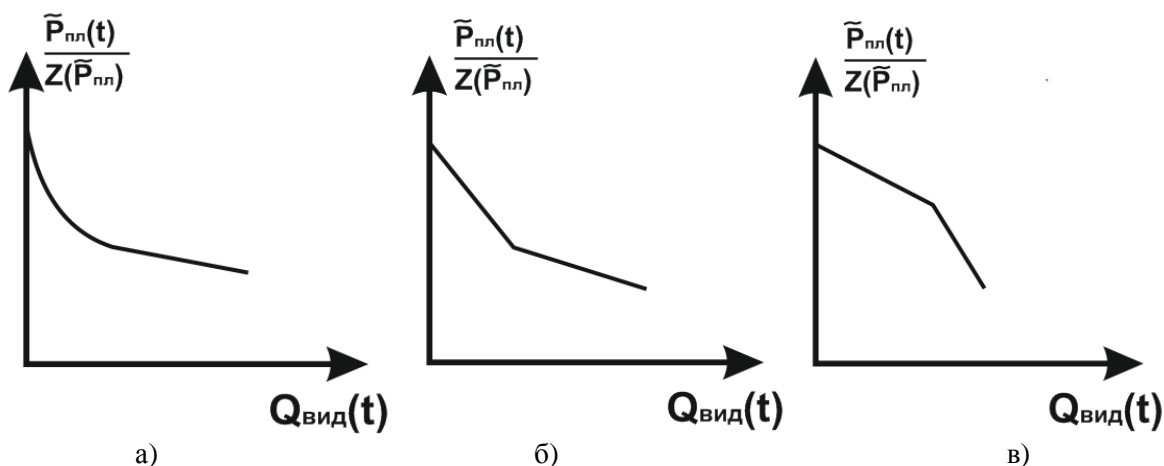


Рисунок 1 – Залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища для зонально неоднорідного пласта (а), підключенні у свердловинах додаткових газонасних пластів (б) та ізоляції у свердловинах обводнених пластів (в)

**Вступ.** Відома методика уточнення запасів газу в родовищі за промисловими даними про його розробку ґрунтується на використанні графічної залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу. Для родовищ з однорідними і нестисливими колекторами вона має традиційний прямолінійний характер, що дає змогу отримати достовірне значення дренажних запасів газу. Для родовищ з ділянками пластів різної проникності, які поступово підключаються в розробку і взаємодіють між собою з перетіканням газу між ними, наведена залежність в початковий період розробки родовища переважно має криволінійний характер і тільки в подальшому може набувати прямолінійного характеру. Для багатопластових родовищ, в яких пласти розробляються спільно єдиною сіткою свердловин, при підключенні або ізоляції у свердловинах окремих пластів залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу може складатися з декількох прямолінійних ділянок або мати криволінійний чи прямолінійний характер на різних ділянках залежно від ступеня неоднорідності окремих пластів. Тому актуальним є вдосконалення методики підрахунку за промисловими даними запасів газу в родовищі для наведених випадків.

**Мета роботи.** Удосконалення методики підрахунку за промисловими даними початкових і залишкових запасів газу в родовищі за криволінійно-прямолінійного характеру залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу і наявності на ній кінцевої прямолінійної ділянки.

**Постановка проблеми.** В умовах неоднорідної будови продуктивних відкладів за наявності різнопроникних пластів і зональної неоднорідності в межах кожного пласта) і нерівномірного розміщення видобувних свердловин на площі газонасності залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища переважно відхиляється від теоретичної прямої лінії для газового

режиму розробки [1]. У початковий період розробки родовища ця залежність може бути криволінійною (рис. 1а). В подальшому у міру підключення в розробку всіх газонасичених ділянок пласта ця залежність набуватиме прямолінійного характеру. У невеликих за розмірами родовищах, у свердловинах яких підключаються або відключаються через обводнення окремі пласти, можливі дві прямолінійні ділянки (рис. 1б, 1в). За значної зональної неоднорідності пластів залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу може бути криволінійною впродовж більшого або всього періоду розробки родовища. Криволінійний характер наведеної залежності пов'язаний з поступовим підключенням у розробку ділянок пласта з початковим градієнтом тиску і взаємодією у процесі розробки родовища різнопроникних ділянок пласта з перетіканням газу з низькопроникних ділянок із більшим пластовим тиском у високопроникні ділянки з меншим пластовим тиском. Характерні види залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища зображено на рисунку 1.

За криволінійного характеру залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу і наявності на залежності декількох прямолінійних ділянок для підрахунку запасів газу в родовищі потрібно використовувати кінцеву прямолінійну ділянку. Наведемо методику підрахунку запасів газу в родовищі за наявності на залежності двох прямолінійних ділянок (рисунку 2).

**Викладення основного матеріалу.** Підрахунок запасів газу в родовищі за промисловими даними, що відповідають кінцевій прямолінійній ділянці 2 залежності, проводять в такій послідовності.

1. Визначають для кінцевої прямолінійної ділянки залежності з використанням методу найменших квадратів зведеної газонасиченої поровий об'єм  $\Omega_2^*$ .

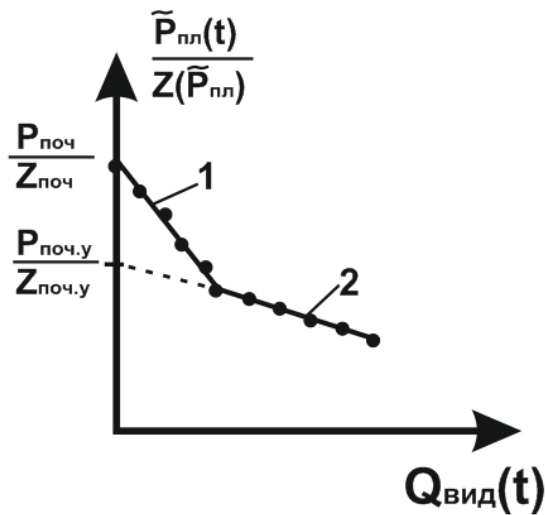


Рисунок 2 – Залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу з родовища із початковою (1) і кінцевою (2) прямолінійними ділянками

$$\Omega_2^* = \sum_{j=1}^n [Q_{вид}(t_j) - Q_{вид}(t_{j-1})]^2 \times \quad (1)$$

$$\times \left( \sum_{j=1}^n [Q_{вид}(t_j) - Q_{вид}(t_{j-1})] \cdot \left[ \frac{\tilde{P}_{нл}(t_{j-1})}{z(\tilde{P}_{нл,j-1})} - \frac{\tilde{P}_{нл}(t_j)}{z(\tilde{P}_{нл,j})} \right] \right)^{-1}$$

де  $n$  – кількість точок (значень  $\tilde{P}_{нл}(t)$  і  $Q_{вид}(t)$ ) на лінії 2.

2. Визначають зведений умовний початковий пластовий тиск,  $\frac{P_{поч.y}}{Z_{поч.y}}$ , який відповідає відрітку, що відтинається екстрапольованою прямою лінією 2 на осі ординат.

$$\frac{P_{поч.y}}{Z_{поч.y}} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{P}_{нл}(t_j)}{z(\tilde{P}_{нл,j})} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{вид}(t_j)}{\Omega_2^*}}{n} \quad (2)$$

3. Визначають зведений поточний середній пластовий тиск  $\frac{\tilde{P}_{нл}(t)}{Z(\tilde{P}_{нл}(t))}$ .

$$\frac{\tilde{P}_{нл}(t)}{Z(\tilde{P}_{нл}(t))} = \left[ \frac{P_{поч.y}}{Z_{поч.y}} - \frac{Q_{вид}(t)}{\Omega_2^*} \right] \quad (3)$$

4. Визначають залишкові запаси газу в родовищі.

$$Q_{зап.зал}(t) = \Omega_2^* \cdot \frac{\tilde{P}_{нл}(t)}{Z(\tilde{P}_{нл}(t))} \quad (4)$$

5. Визначають початкові запаси газу, що дренуються наявним фондом свердловин.

$$Q_{зап.поч} = Q_{зап.зал}(t) + Q_{вид}(t) \quad (5)$$

Початкові запаси газу характеризують запаси газу в тих пластах, які на момент проведення розрахунків були охоплені розробкою, і

не враховують запаси газу в пластах, які були відключені з розробки (наприклад ізоляцією), а також запаси газу в окремих лінзах, блоках, на яких відсутні свердловини.

З використанням залежностей (1)-(5) виконано оцінку запасів газу горизонтів НД-1, 2, 3 Карпатського газового родовища.

Карпатське газове родовище розташоване в Мостиському районі Львівської області на території, що прилягає до польсько-українського кордону. Північно-західне його закінчення знаходиться за межами кордону.

Родовище приурочене до північно-західної частини Зовнішньої зони Передкарпатського прогину. У геологічній будові родовища приймають участь породи баденського і сарматського ярусів, які залягають на розмитій поверхні дислокованих та метаморфізованих утворень докембрію.

Промислова газоносність пов'язана з відкладами дашавської світи сарматського ярусу неогену. Дашавська світа поділяється на нижньодашавську і верхньодашавську підсвіти. Промислово газоносними є горизонти НД-1, 2, 3, 4, 5, 7 верхньої частини нижньодашавської підсвіти і горизонт ВД-13 верхньодашавської підсвіти. Газоносні горизонти залягають на глибинах від 500 до 1260 м.

Об'єкти нижнього сармату представлені перешаруванням глин, пісковиків і алевролітів. У межах кожного горизонту вміст пісковиків по розрізу збільшується знизу угору. У північно-західному напрямку спостерігається заміщення середніх і грубозернистих пісковиків алевролітами і глинами. Сумарна товщина піщано-алевролітових прошарків становить 5-10 м, рідко досягаючи значення 15 м.

Газові поклади в нижньодашавських відкладах є пластового або масивного типів, які з південно-східної сторони підпираються законтурними водами, а в північно-західному напрямку поступово переходять у прошарки лінзоподібного характеру. Тектонічними порушеннями родовище розбите на ряд блоків, які газодинамічно взаємодіють між собою.

Газ родовища метановий з вмістом метану 98,97-99,08%. Відносна густина газу становить 0,557-0,568.

Родовище відкрите у 1939 р., розвідувальною свердловиною Х-5, глибиною 800 м, в якій отримано приплив газу з нижньої частини горизонту ВД-13 і верхньої частини горизонту НД-1.

Розробка родовища розпочата у 1966 р. за проектом дослідно-промислової розробки (ДПР), складеним УкрНДІгазом. Проектом ДПР передбачалась розробка родовищ 50-ма свердловинами. У 1969 р. складено проект розробки родовища існуючим фондом свердловин з уведенням в експлуатацію з початку 1971 р. дотискувальної компресорної станції (ДКС). Фактично ДКС була уведена в експлуатацію у вересні 1972 р.

Згідно з останнім проектним документом (1994 р.) на родовищі виділено п'ять експлуатаційних об'єктів:

перший – горизонти НД-1, 2, 3 північно-західної частини родовища;  
 другий – горизонти НД-4, 5, 7 північно-західної частини родовища;  
 третій – горизонти НД-1, 2, 3 південно-східної частини родовища;  
 четвертий – горизонти НД-4, 5 південно-східної частини родовища;  
 п'ятий – горизонт ВД-13 по всій площі родовища.

У крайній північно-західній частині родовища бурінням оціночних свердловин Х-139, Х-144 виявлено горизонти НД-8 та НД-9, які були пропущені в період розвідувального буріння.

Розробка покладу горизонтів НД-2, 3 розпочата у 1966 р. В 1984 р. у свердловинах, що експлуатують горизонти НД-2, 3, підключено горизонт НД-1 і всі три горизонти об'єднані в один експлуатаційний об'єкт. Достовірні дані про видобуток газу з горизонту НД-1 до моменту його об'єднання з горизонтами НД-2 і НД-3 відсутні.

Перший експлуатаційний об'єкт (горизонти НД-1, 2, 3) забезпечує близько 35% від загального видобутку газу з родовища.

За промисловими даними на 01.01.2011 р. залишкові запаси газу першого експлуатаційного об'єкту становлять 793,54 млн.м<sup>3</sup>. З покладу видобуто 2040,28 млн.м<sup>3</sup> газу, що становить 83,82% від уточнених в останньому проектному документі початкових запасів газу в обсязі 2833,82 млн.м<sup>3</sup>. Поклад розробляється безштучерним способом, дебіт газу обмежується протитиском у газозбірній мережі. Дебіт газу змінюється від 1 до 21 тис.м<sup>3</sup>/д і в середньому становить 7,65 тис.м<sup>3</sup>/д. Робочий устьовий тиск змінюється в межах 0,25-0,29 МПа. Середньозважений по дебітах газу робочий тиск становить 0,274 МПа. Глибина свердловин до середини інтервалу перфорації змінюється від 763 до 940 м і в середньому становить 856 м. Відносна густина газу дорівнює 0,56, пластова температура – 307 К, середня температура на гирлі свердловини – 288 К.

В таблиці 1 наведено вихідні дані для побудови залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для покладу горизонтів НД-1, 2, 3. Значення сумарного видобутку газу до 1984 р. наведено тільки по горизонтах НД-2 і НД-3, а з 1984 р. після підключення у свердловинах горизонту НД-1, по всіх трьох горизонтах.

За даними таблиці 1 побудовано залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для покладу горизонтів НД-1, 2, 3 північно-західної частини Карпатського газового родовища (рисунк 3).

Наведена залежність має дві прямолінійні ділянки. Перша (початкова) ділянка відповідає спільній розробці горизонтів НД-2 і НД-3, друга – спільній розробці горизонтів НД-1, НД-2 і НД-3.

Згідно з даними таблиці 1 і рисунку 3 на кінець 1998 р. спостерігається різке зростання середнього пластового тиску до 3,42 МПа порівняно зі зниженням 2,71 МПа на кінець 1997 р.

Це пов'язано із уведенням в експлуатацію в лютому 1998 р. свердловини 143-Карпатська, розташованої в низькопроникній периферійній частині покладу. Початковий пластовий тиск в ній становив 4,51 МПа і був менший за початковий пластовий тиск у першому експлуатаційному об'єкті. В подальшому у міру вироблення запасів газу в зоні дренавання свердловини 143-Карпатська середній пластовий тиск у покладі поступово знизився і залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу стала прямолінійною.

За промисловими даними з використанням методу найменших квадратів знайдено зведені газонасичені порові об'єми горизонтів НД-2, 3  $\Omega_{2,3}^*$  (перша ділянка) і горизонтів НД-1, 2, 3  $\Omega_{1,2,3}^*$  (друга ділянка), по яких уточнено початкові і залишкові запаси газу у першому експлуатаційному об'єкті. Вихідні дані для знаходження  $\Omega_{2,3}^*$  і  $\Omega_{1,2,3}^*$  наведено в таблицях 2 і 3.

Знаходимо зведений газонасичений поровий об'єм горизонтів НД-2, 3  $\Omega_{2,3}^*$  за формулою:

$$\Omega_{2,3}^* = \frac{\sum_{j=1}^n Q_{\text{вуд}}^2(t)}{\frac{P_{\text{поч}}}{Z_{\text{поч}}} \sum_{j=1}^n Q_{\text{вуд}}(t_j) - \sum_{j=1}^n Q_{\text{вуд}}(t_j) \frac{\tilde{P}_{\text{нл}}(t_j)}{Z(P_{\text{нл}j})}}, \quad (6)$$

де  $P_{\text{поч}}=8,61$  МПа – початковий пластовий тиск;

$Z_{\text{поч}}=0,867$  – коефіцієнт стисливості газу при пластовій температурі і початковому пластовому тиску.

$$\Omega_{2,3}^* = \frac{5999178,98}{\frac{8,61}{0,867} 8485,21 - 48792,18} = 169,121 \text{ млн.м}^3/\text{МПа}.$$

Визначаємо початкові запаси газу в горизонтах НД-2 і НД-3.

$$Q_{\text{зап.поч.2,3}} = \Omega_{2,3}^* \frac{P_{\text{поч}}}{Z_{\text{поч}}},$$

$$Q_{\text{зап.поч.2,3}} = \frac{8,61}{0,867} \cdot 169,121 = 1679,506 \text{ млн.м}^3.$$

Визначаємо сумарний зведений газонасичений поровий об'єм горизонтів НД-1, НД-2, НД-3.

$$Q_{\text{зап.поч.2,3}} = \sum_{j=1}^n [Q_{\text{вуд}}(t_j) - Q_{\text{вуд}}(t_{j-1})]^2 \times \left( \sum_{j=1}^n [Q_{\text{вуд}}(t_j) - Q_{\text{вуд}}(t_{j-1})] \cdot \left[ \frac{\tilde{P}_{\text{нл}}(t_{j-1})}{Z(\tilde{P}_{\text{нл},j-1})} - \frac{\tilde{P}_{\text{нл}}(t_j)}{Z(\tilde{P}_{\text{нл},j})} \right] \right)^{-1};$$

$$\Omega_{1,2,3}^* = \frac{38102,55}{75,87869} = 502,151 \text{ млн.м}^3/\text{МПа}.$$

Таблиця 1 – Вихідні дані для побудови залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для покладу горизонтів НД-1, 2, 3 північно-західної частини Карпатського газового родовища.

Рік розробки покладу	Пластовий тиск $\tilde{P}_{nl}(t)$ , МПа	Коефіцієнт стисливості газу $Z(\tilde{P}_{nl})$	Накопичений видобуток газу $Q_{\text{вид}}(t)$ , млн.м <sup>3</sup>	Зведений пластовий тиск, $\tilde{P}_{nl}(t) / Z(\tilde{P}_{nl})$ , МПа
Поч.	8,61	0,8670	0,00	9,930
1966	8,44	0,8686	6,47	9,717
1967	8,37	0,8692	18,67	9,630
1968	7,98	0,8729	56,03	9,142
1969	7,75	0,8751	98,39	8,856
1970	7,51	0,8776	146,77	8,558
1971	7,34	0,8794	202,24	8,347
1972	7,15	0,8814	257,10	8,112
1973	6,83	0,8850	328,05	7,718
1974	6,31	0,8911	435,11	7,081
1975	5,91	0,8960	526,27	6,596
1976	5,75	0,8981	589,54	6,403
1977	5,35	0,9034	652,43	5,922
1978	5,16	0,9060	713,77	5,696
1979	4,98	0,9085	774,34	5,482
1980	4,59	0,9141	834,65	5,021
1981	4,36	0,9176	893,80	4,752
1982	4,21	0,9199	949,48	4,577
1983	3,98	0,9234	1002,10	4,310
1984	3,85	0,9255	1053,14	4,160
1985	3,80	0,9263	1101,31	4,102
1986	3,75	0,9271	1148,47	4,045
1987	3,64	0,9289	1194,70	3,919
1988	3,57	0,9300	1240,02	3,839
1989	3,46	0,9318	1282,46	3,713
1990	3,39	0,9330	1327,72	3,633
1991	3,31	0,9344	1369,03	3,543
1992	3,25	0,9354	1408,45	3,475
1993	3,11	0,9378	1446,98	3,316
1994	3,00	0,9397	1481,35	3,193
1995	2,90	0,9414	1519,42	3,08
1996	2,80	0,9432	1554,20	2,969
1997	2,71	0,9448	1588,01	2,868
1998	3,42	0,9325	1619,27	3,668
1999	3,21	0,9361	1653,29	3,429
2000	3,09	0,9381	1688,42	3,294
2001	2,91	0,9412	1726,55	3,092
2002	2,77	0,9437	1764,50	2,935
2003	2,72	0,9446	1795,60	2,879
2004	2,68	0,9453	1830,73	2,835
2005	2,56	0,9475	1867,08	2,702
2006	2,52	0,9482	1902,42	2,658
2007	2,41	0,9502	1935,47	2,536
2008	2,33	0,9517	1969,75	2,448
2009	2,25	0,9532	2005,08	2,360
2010	2,19	0,9543	2040,28	2,295

Таблиця 2 – Вихідні дані для знаходження зведеного газонасиченого порового об'єму горизонтів НД-2, 3  $\Omega_{2,3}^*$

Рік розробки	Пластовий тиск $\tilde{P}_{пл}(t)$ , МПа	Коефіцієнт стисливості газу $Z(\tilde{P}_{пл})$	$\tilde{P}_{пл}(t) / Z(\tilde{P}_{пл})$ , МПа	$Q_{вид}(t)_3$ МЛН.М <sup>3</sup>	$Q_{вид}^2(t)_3$ (МЛН.М <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	$Q_{вид}(t)(P_{пл}(t) / Z(P_{пл}))$ , МЛН.М <sup>3</sup> МПа
1966	8,44	0,8686	9,717	6,47	41,86	62,869
1967	8,37	0,8692	9,630	18,67	348,57	179,792
1968	7,98	0,8729	9,142	56,03	3139,36	512,226
1969	7,75	0,8751	8,856	98,39	9680,59	871,342
1970	7,51	0,8776	8,558	146,77	21541,43	1256,058
1971	7,34	0,8794	8,347	202,24	40901,02	1688,097
1972	7,15	0,8814	8,112	257,10	66100,41	2085,595
1973	6,83	0,8850	7,718	328,05	107616,80	2531,890
1974	6,31	0,8911	7,082	435,11	189320,71	3081,014
1975	5,91	0,8960	6,596	526,27	276960,11	3471,277
1976	5,75	0,8981	6,403	589,54	347557,41	3774,825
1977	5,35	0,9034	5,922	652,43	425664,90	3863,690
1978	5,16	0,9060	5,696	713,77	509467,61	4065,634
1979	4,98	0,9085	5,482	774,34	599602,44	4244,932
1980	4,59	0,9141	5,021	834,65	696640,62	4190,778
1981	4,36	0,9176	4,752	893,80	798878,44	4247,338
1982	4,21	0,9198	4,577	949,48	901512,27	4345,770
1983	3,98	0,9234	4,310	1002,10	1004204,41	4319,051
Сума				8485,21	5999178,98	48792,18

Таблиця 3 – Вихідні дані для знаходження зведеного газонасиченого порового об'єму горизонтів НД-1, 2, 3  $\Omega_{1,2,3}^*$

Рік розробки	Сумарний видобуток газу $Q_{вид}(t)_3$ МЛН.М <sup>3</sup>	$\Delta Q_{вид}(t_j, t_{j-1})$ , МЛН.М <sup>3</sup>	$\Delta Q_{вид}^2(t_j, t_{j-1})$ , (МЛН.М <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	$P_{пл} / Z_{пл}$ , МПа	$\Delta P_{пл} / Z_{пл}(t_{j-1}, t_j)$ , МПа	$\Delta Q_{вид} \Delta P_{пл} / Z_{пл}(t_{j-1}, t_j)$ , МЛН.М <sup>3</sup> МПа	$\frac{Q_{вид}(t_j)}{\Omega^*}$ , МПа
1984	1053,14	-	-	4,16	-	-	0
1985	1101,31	48,17	2320,35	4,102	0,058	2,79386	2,193
1986	1148,47	47,16	2224,07	4,045	0,057	2,68812	2,287
1987	1194,70	46,23	2137,21	3,919	0,126	5,82498	2,379
1988	1240,02	45,32	2053,9	3,839	0,08	3,6256	2,469
1989	1282,46	42,44	1801,15	3,713	0,126	5,34744	2,554
1990	1327,72	45,26	2048,47	3,633	0,08	3,6208	2,644
1991	1369,03	41,31	1706,52	3,543	0,09	3,7179	2,726
1992	1408,45	39,42	1553,94	3,475	0,068	2,68056	2,805
1993	1446,98	38,53	1484,56	3,316	0,159	6,12627	2,882
1994	1481,35	34,37	1181,3	3,193	0,123	4,22751	2,950
1995	1519,42	38,07	1449,32	3,08	0,113	4,30191	3,026
1996	1554,20	34,78	1209,65	2,969	0,111	3,86058	3,095
1997	1588,01	33,81	1143,12	2,868	0,101	3,41481	3,162
1998	1619,27	31,26	977,188	3,668	-0,8	-25,008	3,225
1999	1653,29	34,02	1157,36	3,429	0,239	8,13078	3,292
2000	1688,42	35,13	1234,12	3,294	0,135	4,74255	3,362
2001	1726,55	38,13	1453,9	3,092	0,202	7,70226	3,438
2002	1764,50	37,95	1440,2	2,935	0,157	5,95815	3,514
2003	1795,60	31,1	967,21	2,879	0,056	1,7416	3,576
2004	1830,73	35,13	1234,117	2,835	0,044	1,54572	3,646
2005	1867,08	36,35	1321,32	2,702	0,133	4,83455	3,718
2006	1902,42	35,34	1248,91	2,658	0,044	1,55496	3,789
2007	1935,47	33,05	1092,3	2,536	0,122	4,0321	3,854
2008	1969,75	34,28	1175,1	2,448	0,088	3,01664	3,923
2009	2005,08	35,33	1248,21	2,36	0,088	3,10904	3,993
2010	2040,28	35,2	1239,04	2,295	0,065	2,288	4,063
Сума			38102,55	86,99		75,87869	82,566

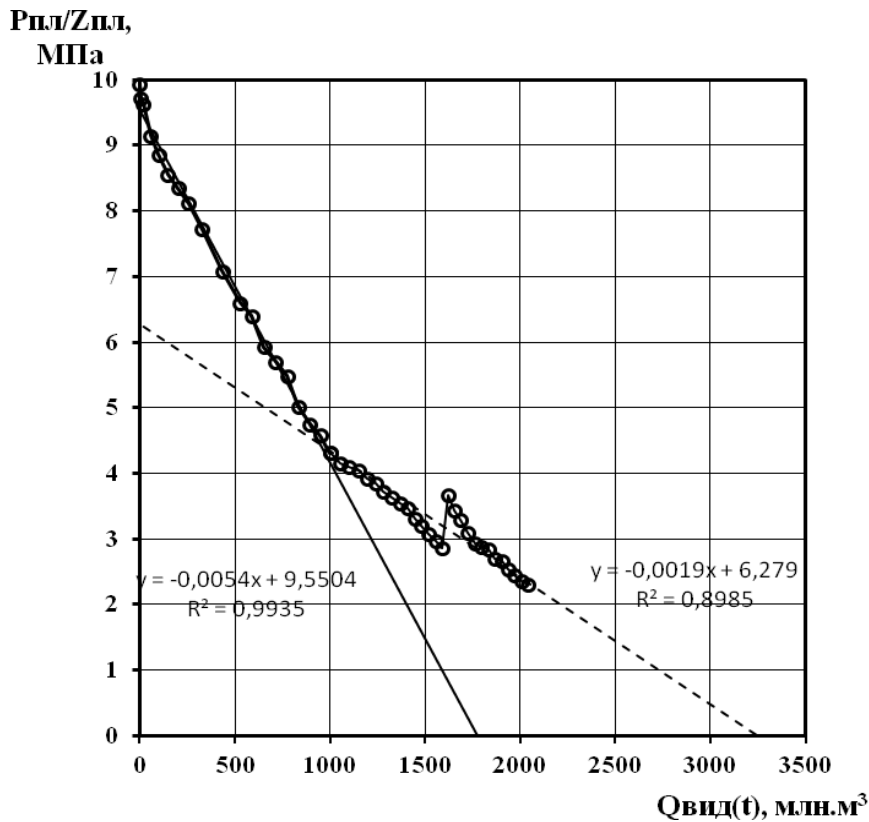


Рисунок 3 – Залежність зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу для покладу горизонтів НД-1, 2, 3 північно-західної частини Карпатського газового родовища

Знаходимо зведений умовний початковий пластовий тиск.

$$\frac{P_{поч.у}}{Z_{поч.у}} = \frac{\sum_{j=1}^n \frac{\tilde{P}_{пл}(t_j)}{Z(\tilde{P}_{пл.j})} + \frac{\sum_{j=1}^n Q_{вид}(t_j)}{\Omega_{1,2,3}^*}}{n};$$

$$\frac{P_{поч.у}}{Z_{поч.у}} = \frac{86,99 + 82,566}{27} = 6,280 \text{ МПа.}$$

Умовний початковий пластовий тиск дорівнює  $P_{поч.у} = 7,079$  МПа,  $Z_{поч.у} = 0,882$ .

Визначаємо зведений поточний пластовий тиск.

$$\frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{Z}(\tilde{P}_{пл})} = \left[ \frac{P_{поч.у}}{Z_{поч.у}} - \frac{Q_{вид}(t)}{\Omega_{1,2,3}^*} \right];$$

$$\frac{\tilde{P}_{пл}(t)}{\tilde{Z}(\tilde{P}_{пл})} = \left[ 6,27985 - \frac{2040,28}{502,1508674} \right] = 2,217 \text{ МПа.}$$

Визначаємо залишкові запаси газу в горизонтах НД-1, НД-2, НД-3.

$$Q_{зап.зал.1,2,3} = \Omega_{1,2,3}^* \cdot \frac{\tilde{P}_{пл.y}(t)}{\tilde{Z}(\tilde{P}_{пл.y})};$$

$$Q_{зап.зал.1,2,3} = 502,151 \cdot 2,217 = 1113,168 \text{ млн.м}^3.$$

Визначені за запропонованою методикою залишкові запаси газу горизонтів НД-1, 2, 3 (1113,168 млн.м<sup>3</sup>) перевищують залишкові за-

паси газу за промисловими даними (793,54 млн.м<sup>3</sup>).

Зведений газонасичений поровий об'єм горизонту НД-1 дорівнює:

$$\Omega_1^* = \Omega_{1,2,3}^* - \Omega_{2,3}^*;$$

$$\Omega_1^* = 502,1508674 - 169,121 = 333,03 \text{ млн.м}^3/\text{МПа.}$$

Початковий пластовий тиск в горизонті НД-1 за промисловими даними становить 7,75 МПа ( $Z_{поч} = 0,8751$ ).

Початкові запаси газу в горизонті НД-1 дорівнюють:

$$Q_{зап.поч.1} = \Omega_1^* \frac{P_{поч.1}}{Z_{поч.1}}$$

$$= 333,03 \frac{7,75}{0,8751} = 2949,356 \text{ млн.м}^3.$$

Загальні початкові запаси газу горизонтів НД-1, 2, 3 дорівнюють:

$$Q_{зап.поч.1,2,3} = Q_{зап.поч.1} + Q_{зап.поч.2,3};$$

$$Q_{зап.зал.1,2,3} = 2949,356 + 1679,506 = 4628,862 \text{ млн.м}^3.$$

Оскільки відсутні достовірні дані про накопичений видобуток газу з горизонту НД-1 до моменту його об'єднання з горизонтами НД-2,3, то неможливо підрахувати початкові запаси газу в першому експлуатаційному об'єкті за сумою залишкових запасів газу і кількості газу, видобутого з горизонтів НД-1,2,3.

Затверджені в ДКЗ початкові запаси газу горизонтів НД-1,2,3 становлять 2264 млн.м<sup>3</sup>. Уточнені за запропонованою методикою початкові запаси газу горизонтів НД-1, 2, 3 становлять 4628,862 млн.м<sup>3</sup> (у 2,045 рази більші, ніж затверджені в ДКЗ). Невідповідність наведених значень запасів газу пов'язана з тим, що затверджені в ДКЗ запаси газу підраховано об'ємним методом за відсутності достовірних даних про прикордонну зону родовища, в якій не бурилися свердловини.

Запропонована методика дозволяє достовірно оцінити запаси газу в родовищі за кінцевою прямолінійною ділянкою залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу.

**Висновки.** Запропоновано методику оцінки за промисловими даними початкових і залишкових дренуваних запасів газу в родовищі з макронеоднорідними колекторами за наявності на залежності зведеного середнього пластового тиску від накопиченого видобутку газу кінцевої прямолінійної ділянки. Методику апробовано для умов покладу горизонтів НД-1,2,3 Карпатського газового родовища, що дало змогу отримати достовірне значення запасів газу в родовищі.

### *Література*

1 Закиров С. Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений / С. Н. Закиров. – М.: Недра, 1998. – 628 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
30.01.15*

*Рекомендована до друку  
професором Коцкуlichem Я.С.  
(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ)  
професором Дорошенком В.М.  
(Управління геології і розробки родовищ  
нафти і газу ПАТ «Укрнафта», м. Київ)*