УДК 622.279.5

МЕТОДИКА РОЗРАХУНКУ ПАРАМЕТРІВ ГАЗЛІФТНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ОБВОДНЕНИХ ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН ПРИ НАДХОДЖЕННІ НА ВИБІЙ ГАЗУ І ВОДИ З РІЗНИХ ПЛАСТІВ

Р.М. Кондрат, Л.І. Хайдарова

ІФНТУНГ; 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42195,
e-mail: rengr@nung.edu.ua, lilya.matiishun@gmail.com

Охарактеризовано особливості обводнення газових свердловин і методи боротьби з їх обводненням. Обґрунтовано застосування газліфтного способу експлуатації обводнених газових свердловин. Запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин, яка передбачає роздільний приплив до вибою газу із газоносного пласта і води з обводненого пласта, враховує втрати тиску в насосно-компресорних трубах під час руху двофазного газорідинного потоку і узгоджує між собою роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача. Методики апробовані для умов гіпотетичної (модельної) свердловини. За результатами апробації методики встановлено вплив на дебіт газу, що припливає до вибою із газоносного пласта, і витрату газліфтного газу дебіту води (водного фактора), і внутрішнього діаметра насосно-компресорних труб для заданого значення устьового тиску.

Ключові слова: свердловина, дебіт, водний фактор, газліфт, експлуатація, діаметр, тиск.

Охарактеризованы особенности обводнения газовых скважин и методы борьбы с их обводнением. Обосновано использование газлифтного способа эксплуатации обводненных газовых скважин. Предложена методика рассчета параметров газлифтной эксплуатации обводненных газовых скважин, которая предусматривает раздельный приток к забою газа из газоносного пласта и воды из обводненного пласта, учитывает потери давления в насосно-компрессорных трубах при движении двухфазного газожидкостного потока и согласовывает между собой работу газоносного пласта и газлифтного подьемника. Методика апробирована для условий гипотетической (модельной) скважины. По результатам апробации методики установлено влияние на дебит газа, притекающего к забою из газоносного пласта, и расход газлифтного газа дебита воды (водного фактора), и внутреннего диаметра насосно-компрессорных труб при заданном значении устьевого давления.

Ключевые слова: скважина, дебит, водный фактор, газлифт, эксплуатация, диаметр, давление.

The features of the gas wells flooding and methods of controlling their watering are characterized. The use of the gas lift method of the watered gas wells operation is justified. The method of calculating the parameters of gas lift operation of watered gas wells is proposed. It requires a separate inflow to gas bottom hole from the gas reservoir and water from the watered reservoir, takes into account pressure losses in the pump-compressor pipes during the movement of the two-phase gas-liquid flow, and coordinates the work of the gas reservoir and the gas lift. The method is tested for hypothetical (model) well conditions. According to the testing results of the method, the influence on the gas flow to the bottom hole from the gas reservoir has been determined. Moreover the gas lift gas flow of the water discharge (water factor), and the internal diameter of the pump tubes at a given value of the mouth pressure have been defined.

Keywords: well, flow, water factor, gas lift, operation, diameter, pressure.

Постановка проблеми дослідження

Розробка газових покладів у водонапірному режимі супроводжується поступовим обводненням видобувних свердловин. З появою води у пластовій продукції знижується дебіт газу через зменшення газонасиченої товщини пластів і зростання втрат тиску під час руху в стовбурі і викидних лініях свердловин газорідинної суміші порівняно з рухом тільки газу. У міру виснаження пластової енергії і зростання водного фактора робота свердловин стає нестабільною, періодичною з подальшим припиненням природного фонтанування. Водоізоляційні роботи не завжди дозволяють повністю припинити приплив води у свердловини, а за тонкошаруватої будови продуктивних відкладів або наявності у продуктивному розрізі «суперколекторів», які є основними шляхами надходження газу і води у свердловини, проводити водоізоляційні роботи взагалі не можна. Для підвищення продуктивності обводнених газових свердловин необхідно забезпечити повне винесення на поверхню всієї води, що надходить на вибій із пласта. Інтенсифікація винесення води у початковий період обводнення свердловин досягається оптимізацією конструкції колони ліфтових труб і зниженням устьового тиску. У подальшому періодично чи неперервно уводять на вибій свердловини пінотворні ПАР. За значного обводнення пластової продукції застосовують механізовані способи винесення води із свердловин (плунжерний ліфт, газліфт, свердловинні насоси). До високоефективних способів експлуатації обводнених газових свердловин відноситься газліфтний спосіб, який характеризується простотою конструкції підземного обладнання і регулювання режиму роботи свердловини, відсутністю рухомих механізмів. Ефективність застосування газліфта для експлуатації обводнених газових свердловин значною мірою залежить від правильного вибору

 ISSN 1993–9973 print ISSN 2415–332X online

його режимних параметрів, що можливо у ході проведення розрахунків за досконалими методиками.

Аналіз останніх досліджень і публікацій

В інженерній практиці при проектуванні газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин кількість газліфтного газу, який необхідно додатково подавати з поверхні, визначають як різницю між мінімально необхідним дебітом газу для винесення рідини з вибою на поверхню і фактичним дебітом газу, який надходить на вибій із пласта [1-3]. Однак при цьому не враховуються втрати тиску під час руху двофазного газорідинного потоку в насосно-компресорних трубах та їх вплив на вибійний тиск і відповідно на приплив газу із пласта у свердловину. Тобто відсутнє узгодження роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача, що знижує достовірність розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини.

Формулювання цілей статті

Розроблення та апробація методики розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини за роздільного надходження на вибій газу і води, яка би враховувала втрати тиску в насосно-компресорних трубах під час руху газорідинного потоку та ув'язувала роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача.

Методика дослідження

При постановці задачі приймали, що газова свердловина обводнена. На вибій свердловини надходять окремо газ із газоносного пласта і вода із обводненого пласта. Дебіт пластового газу менший за мінімально необхідний дебіт газу для винесення рідини з вибою на поверхню. Тому свердловина не може експлуатуватися фонтанним способом за рахунок використання власної енергії пластового газу. Для забезпечення стабільної роботи свердловини подають по затрубному простору на вибій додаткову кількість газу. В результаті газліфтної експлуатації із свердловини видобувають пластовий газ і вода, що надходять на вибій. Одночасно видобуваються весь запомпований у свердловину газліфтний газ. При розробленні розрахункової методики ставилась задача визначити витрату газліфтного газу для різних значень устьового тиску, параметрів газоносного пласта, дебіту води і конструкції колони насосно-компресорних труб за умови узгодженої роботи газонасиченого пласта і газліфтного піднімача.

У дослідженнях газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин використано двочленну формулу припливу газу до вибою свердловини, формулу для мінімально необхідного дебіту газу для винесення рідини з вибою і формулу для руху газорідинного потоку у вертикальних трубах свердловини, які записуються у вигляді [1-5]:

$$P_{пл}{}^2 - P_{виб}{}^2 = A \cdot q + B \cdot q^2; \quad (1)$$

$$q_{м.н.} = 2213 \cdot d_{вн}^{1,94} \cdot q_p^{0,22} \cdot \sqrt{\frac{P_{виб} \cdot \rho_p}{\bar{\rho}_г \cdot Z_{виб} \cdot T_{виб}}}; \quad (2)$$

$$P_{виб} = \left(P_y^2 \cdot e^{2 \cdot S_0} + \right.$$

$$\left. +0,0133 \cdot \lambda \cdot \frac{Z_{сер}^2 \cdot T_{сер}^2}{(10 \cdot d_{вн})^5} \cdot \left(e^{2 \cdot S_0} - 1 \right) \cdot q_{см}^2 \right)^{\frac{1}{2}}, \quad (3)$$

де

$$S_0 = \frac{0,03415 \cdot \bar{\rho}_г \cdot \rho \cdot L}{Z_{сер} \cdot T_{сер}}; \quad (4)$$

$$\rho = \varphi + (1 - \varphi) \cdot \frac{\rho_p}{\rho_{г.р}}; \quad (5)$$

$$\rho_{г.р} = \frac{1,205 \cdot \bar{\rho}_г \cdot P_{сер} \cdot T_{ст}}{P_{ат} \cdot T_{сер} \cdot Z_{сер}}; \quad (6)$$

$$\varphi \le \beta = \frac{q_{г.р}}{q_{г.р} + q_p}; \quad (7)$$

$$q_{г.р} = \frac{q_г \cdot P_{ат} \cdot T_{сер} \cdot Z_{сер}}{P_{сер} \cdot T_{ст}}; \quad (8)$$

$$q_{см} = \frac{G_г + G_p}{1,205 \cdot \bar{\rho}_г}; \quad (9)$$

$$G_г = 1,205 \cdot \bar{\rho}_г \cdot q_г; \quad (10)$$

$$G_p = q_p \cdot \rho_p; \quad (11)$$

$$q_p = \Phi_в \cdot q_г; \quad (12)$$

$$P_{сер} = \frac{2}{3} \cdot \left(P_{виб} + \frac{P_y^2}{P_{виб} + P_y} \right); \quad (13)$$

$$T_{сер} = \frac{T_{виб} - T_y}{\ln \frac{T_{виб}}{T_y}}; \quad (14)$$

S_0 - комплексний параметр;

$P_{виб}, P_y, P_{сер}$ - відповідно вибійний та устьовий тиски і середній тиск у стовбурі свердловини, МПа;

$T_{виб}, T_y, T_{сер}$ - відповідно вибійна та устьова температури і середня температура у стовбурі свердловини, К;

$q_{см}, q_г, q_в$ - відповідно об'ємна витрата (дебіт) газорідинної суміші, газу і води за стандартних умов, тис.м^3/доб;

$q_{г.р}$ - об'ємна витрата (дебіт) газу за робочих умов (за середнього тиску і середньої температури у стовбурі свердловини), тис.м^3/доб;

$G_г, G_p$ - відповідно масова витрата газу і води, т/доб;

$d_{вн}$ - внутрішній діаметр насосно-компресорних труб, м;

L - глибина опускання насосно-компресорних труб у свердловину, м;

$Z_{виб}, Z_{сер}$ - коефіцієнти стисливості газу відповідно за вибійного тиску $P_{виб}$ і вибійної температури $T_{виб}$ та середнього тиску $P_{сер}$ і середньої температури $T_{сер}$;

$\overline{\rho}_г, \rho_{г.р}$ - відповідно відносна густина газу і густина газу за робочих умов (за середнього тиску і середньої температури в стовбурі свердловини), кг/м^3;

$\Phi_в$ - водний фактор, см^3/м^3;

λ - коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб;

φ, β - відповідно істинний та витратний об'ємний газовміст газорідинної суміші у стовбурі свердловини.

При проведенні розрахунків істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші у стовбурі свердловини φ переважно приймають рівним об'ємному газовмісту β, оскільки визначення φ вимагає проведення складних експериментальних досліджень [5]. З тієї ж причини за відсутності експериментальних даних коефіцієнт гідравлічного опору насосно-компресорних труб визначають як і для чистого газу.

При розрахунку процесу газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини спочатку обчислюють дебіт газу $q_{г.о}$ і вибійний тиск $P_{виб.о}$ за умови надходження на вибій тільки газу за значеннями устьового тиску, параметрів газоносного пласта і характеристик конструкції насосно-компресорних труб ($d_{вн}$ і L). Значення $q_{г.о}$ і $P_{виб.о}$ знаходять за методами послідовних наближень за формулами:

$$q_{г.о} = -\frac{A}{2\cdot(B+\Theta)} + \sqrt{\left(\frac{A}{2\cdot(B+\Theta)}\right)^2 + \frac{P_{пл}^{\,2} - P_y^{\,2}\cdot e^{2\cdot S}}{B+\Theta}}, \quad (15)$$

де

$$S = \frac{0{,}03415\cdot\overline{\rho}_г\cdot L}{Z_{сер}\cdot T_{сер}}; \quad (16)$$

$$\Theta = 0{,}0133\cdot\lambda\cdot\frac{Z_{сер}^2\cdot T_{сер}^2}{\left(10\cdot d_{вн}\right)^5}\cdot\left(e^{2\cdot S}-1\right), \quad (17)$$

$P_{пл}$ - поточний пластовий тиск, МПа.

Подальші розрахунки параметрів газліфтної експлуатації обводненої газової свердловини виконують у такій послідовності.

Визначають дебіт води, що надходить на вибій свердловини (за заданого значення водного фактору):

$$q_{в.о} = \Phi_в\cdot q_{г.о}$$

З використанням формул (2) – (13) послідовно знаходять значення таких параметрів: середній тиск у стовбурі свердловини $P_{сер}$; коефіцієнти стисливості газу $Z_{виб}$ і $Z_{сер}$ відповідно за $P_{виб}, T_{виб}$ і $P_{сер}$, $T_{сер}$; мінімально необхідний дебіт газу $q_{м.н}$; масові витрати газу і води $G_г$ і $G_в$; об'ємну витрату газорідинної суміші $q_{см}$; об'ємну витрату газу за робочих умов ($P_{сер}$, $T_{сер}$) $q_{г.р}$; густину газу за робочих умов ($P_{сер}$, $T_{сер}$) $\rho_{г.р}$; істинний об'ємний газовміст газорідинної суміші в робочих умовах ($P_{сер}$, $T_{сер}$) φ; параметр S_0; тиск на вибої свердловини $P_{виб}$.

При розрахунку масової витрати газу $G_г$ і витрати газу за робочих умов (за $P_{сер}$, $T_{сер}$) $q_{г.р}$ вихідну витрату газу $q_г$ приймають рівною мінімально необхідному дебіту газу, оскільки саме така кількість газу рухається в насосно-компресорних трубах.

Дебіт газу, що припливає із газоносного пласта на вибій свердловини, визначають за формулою:

$$q_г = -\frac{A}{2\cdot B} + \sqrt{\left(\frac{A}{2\cdot B}\right)^2 + \frac{P_{пл}^{\,2} - P_{виб}^{\,2}}{B}}. \quad (18)$$

Із знайденими за п. 2 і 3 значеннями величин повторюють розрахунки, починаючи з п.1, до тих пір, поки значення вибійного тиску в останньому і передостанньому наближеннях відрізнятимуться не більше, ніж на задану величину похибки $\left|P_{виб}^{n} - P_{виб}^{n-1}\right| \le 0{,}1 МПа$.

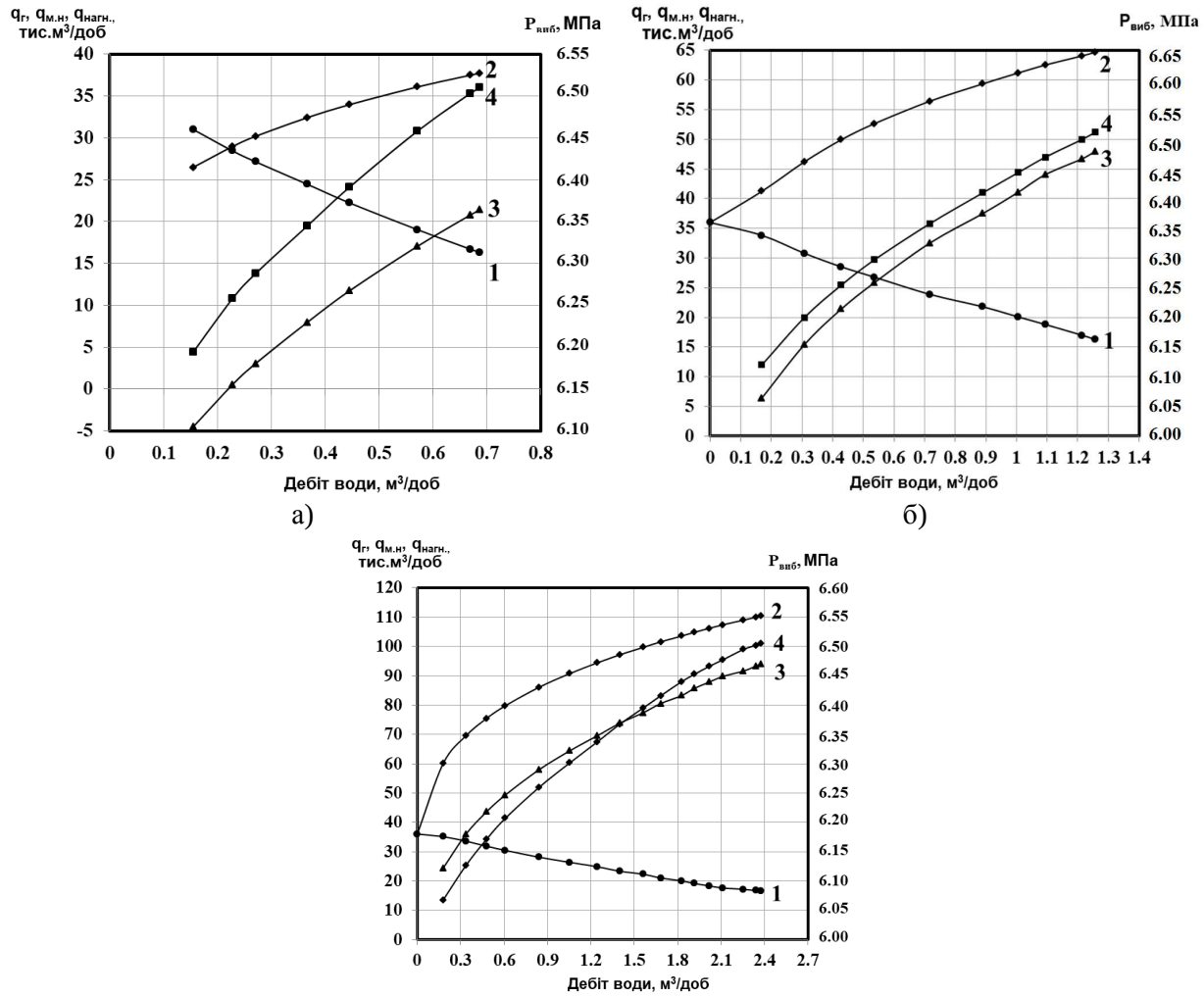
Визначають витрату газліфтного газу:

$$q_{нагн} = q_{м.н.} - q_г. \quad (19)$$

Результати дослідження

Запропонована методика розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин апробована для умов гіпотетичної (модельної) свердловини з такими параметрами: глибина свердловини (глибина опускання насосно-компресорних труб до середини інтервалу перфорації) – 3200 м; пластовий тиск – 6,77 МПа; відносна густина газу – 0,6; коефіцієнти фільтраційних опорів привибійної зони пласта: А=0,18 МПа^2·доб/тис.м^3 і В=1,96·10^{-3} (МПа·доб/тис.м^3)^2; параметри роботи свердловини за внутрішнього діаметра насосно-компресорних труб 0,062 м при надходженні на вибій тільки газу: устьовий тиск – 4,68 МПа, вибійний тиск – 6,07 МПа, дебіт газу – 36 тис.м^3/доб.

Розрахунки виконували за постійного значення устьового тиску (4,68 МПа) і різних значень водного фактора (5, 10, 15, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80, 90, 100 см^3/м^3) і різних значень внутрішнього діаметра насосно-компресорних труб (0,0503; 0,062; 0,076 м). У розрахунках коефіцієнт стисливості газу визначали за відомими формулами залежно від псевдозведених тиску і



а) 0,0503 м; б) 0,062 м; в) 0,076 м

Рисунок 1 – Залежності дебіту пластового газу (1), мінімально необхідного дебіту газу (2), витрати газліфтного газу (3) і вибійного тиску (4) від дебіту води для НКТ внутрішнім діаметром 0,0503 м (а), 0,062 м (б), 0,076 м (в)

температури, коефіцієнт гідравлічного опору труб визначали за відповідними формулами для чистого газу, істинний об'ємний газовміст газоріднної суміші приймали рівним витратному газовмісту. На рисунку 1 зображено залежності дебіту газу, мінімально необхідного дебіту газу, витрати газліфтного газу і вибійного тиску від дебіту води для насосно-компресорних труб з різним внутрішнім діаметром.

Згідно з результатами розрахунків для заданого постійного значення устьового тиску (4,68 МПа) із збільшенням дебіту води, що надходить із водоносного (обводненого) пласта, зростає вибійний тиск. В результаті зменшується дебіт пластового газу і збільшуються мінімально необхідний дебіт газу і витрата газліфтного газу.

За постійного водного фактора дебіт пластового газу зростає із збільшенням внутрішнього діаметра НКТ. Проте при цьому зростає витрата газліфтного газу. Так, для значення водного фактора 20 см^3/м^3 дебіт пластового газу для НКТ внутрішнім діаметром 0,0503; 0,062; 0,076 м становить відповідно 22,25; 26,8; 30,434 тис.м^3/доб, витрата газліфтного газу – 11,719; 25,854; 49,355 тис.м^3/доб, а дебіт води – 0,445; 0,536; 0,609 м^3/доб. Таким чином, за умови постійного устьового тиску дебіт пластового газу при експлуатації обводненої газової свердловини газліфтним способом можна регулювати вибором діаметра НКТ і витрати газліфтного газу.

Із збільшенням внутрішнього діаметра НКТ розширюється діапазон водних факторів, за яких обводнена газова свердловина може експлуатуватися газліфтним способом. Так, для умов розглядуваного прикладу максимальне (граничне) значення водного фактора, вище якого газліфт не можна застосовувати, для насосно-компресорних труб з різним внутрішнім діаметром становить: 0,0503 м – 42 см^3/м^3 за дебіту пластового газу – 16,345 тис.м^3/доб, витрати газліфтного газу – 21,389 тис.м^3/доб, дебіту води – 0,687 м^3/доб; 0,062 м – 79 см^3/м^3 за дебіту пластового газу – 15,917 тис.м^3/доб, витрати газліфтного газу – 48,804 тис.м^3/доб, дебіту води – 1,257 м^3/доб; 0,076 м – 144 см^3/м^3 за

дебіту пластового газу – 16,505 тис.м^3/доб, витрати газліфтного газу – 93,907 тис.м^3/доб, дебіту води – 2,377 м^3/доб.

Звертає на себе увагу досить вузький інтервал зміни вибійного тиску при газліфтній експлуатації обводненої газової свердловини, який не перевищує 0,5 МПа і тим більший, чим більший внутрішній діаметр НКТ. Наведене свідчить про необхідність точного регулювання тиску газліфтного газу на вході в затрубний простір свердловини, оскільки завишення тиску порівняно з розрахунковим (необхідним) значенням може призвести до поглинання газліфтного газу пластом, а заниження – до зупинки свердловини.

Результати апробації запропонованої методики для умов гіпотетичної (модельної) свердловини свідчать про можливість її використання для розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин. Порівняно з аналогічними відомими методиками запропонована методика враховує втрати тиску в насосно-компресорних трубах при русі двофазного газорідинного потоку та встановлює зв'язок роботи газоносного пласта і газліфтного піднімача, що підвищує достовірність розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин.

У подальших дослідженнях передбачається оцінити вплив параметрів газоносного пласта, устьового тиску, конструкції свердловин та обладнання стовбура на параметри газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин.

Висновки

Запропоновано методику розрахунку параметрів газліфтної експлуатації обводнених газових свердловин, яка враховує втрати тиску в насосно-компресорних трубах під час руху газорідинного потоку і ув'язує між собою роботу газоносного пласта і газліфтного піднімача. Методику апробовано для умов гіпотетичної (модельної) свердловини. За результатами апробації методики оцінено вплив на дебіт газу, що надходить із газоносного пласта, і витрату газліфтного газу дебіту води (водного фактора) і внутрішнього діаметра насосно-компресорних труб за постійного устьового тиску. Результати апробації методики свідчать про можливість її практичного використання для проектування експлуатації обводнених газових свердловин газліфтним способом.

Література

1 Кондрат Р.М. Розробка та експлуатація газових і газоконденсатних родовищ: навчальний посібник / Р.М. Кондрат, О.Р. Кондрат, Н.С. Дремлюх. – Івано-Франківськ: Нова Зоря, 2015. – 288 с.

2 Коротаев Ю.П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа: учебник для вузов [Текст] / Ю. П. Коротаев, А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1984. – 487 с.

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

4 Закиров С.Н. Теория и проектирование разработки газовых и газоконденсатных месторождений [Текст] : навч. посіб. / С.Н. Закиров. – М. : Недра, 1989. – 334 с.

5 Гриценко А. И. Руководство по исследованию скважин [Текст] / А. И. Гриценко, З. С. Алиев, О. М. Ермилов [и др.]. – М.: Наука, 1995. – 523 с.

Стаття надійшла до редакційної колегії 14.03.18
Рекомендована до друку професором ***Чудиком І.І.*** *(ІФНТУНГ, м. Івано-Франківськ) д-ром техн. наук* ***Акульшиним О.О.*** *(ПАТ «Український нафтогазовий інститут», м. Київ)*