

УДК 622.276.63.

АНАЛІЗ ЕФЕКТИВНОСТІ ЗАМІНИ ФОНТАНИХ ТРУБ СВЕРДЛОВИН ДАШАВСЬКОГО ПСГ НА БІЛЬШИЙ ДІАМЕТР.

© П.П. Галій¹, О.О. Семчишин¹, О.М.Сусак³, Я.О. Пилипів², М.В. Штунда¹

1) Дашавське ВУПЗГ; Стрийський район, 82443. Тел. 37-1-80, e-mail: Hpetro@dashava.ltg.lviv.ua

2) УМГ "Львівтрансгаз"; 3, вул. Рубчака, м. Львів, 79026.

3) ІФНТУНГ; 15, вул. Карпатська, м. Івано-Франківськ, 76019. E-mail: tzng@nung.edu.ua

В работе проведен анализ эффективности замены фонтанных труб скважин Дашавского ПХГ на больший диаметр, представлены результаты гидравлического и технико-экономического расчета внедрения данной реконструкции ПХГ

The analysis of the effectiveness of Dashava UGSF wells production strings change for bigger diameter is given. Results of the hydraulic and technicoeconomic calculation of this UGSF reconstruction implementation are presented.

Дашавське ПСГ створене на базі виснажених покладів Е і Г однойменного газового родовища, як пікове, з метою компенсації сезонної нерівномірності газоспоживання місцевими споживачами газу в холодний період року, а також для забезпечення надійності постачання природного газу за кордон, що здійснюється з 1973 р. Усьому періоду експлуатації підземного газосховища характерна висока ефективність його роботи загалом, яка полягає у забезпеченні проектних об'ємів нагнітання та відбирання газу.

Проте реальність сьогодення диктує ринкові умови діяльності підприємств і компаній усіх форм власності, в тому числі і газопромислових. Співпраця між такими підприємствами чи компаніями характеризується зростанням вимог до якості продукції, продуктивності праці, підвищенню ефективності використання ресурсів ПСГ. Підвищення ефективності роботи підземного сховища газу можливо в разі збільшенні продуктивності сховища, наприклад, за рахунок заміни фонтанних труб на більший діаметр.

У створенні підземних сховищ газу у виснажених газових покладах, важливим є питання вибору необхідного діаметра фонтанних труб, який суттєво впливає на продуктивність свердловини, її конструкцію, а відповідно, і на техніко-економічні показники експлуатації ПСГ.

Для визначення необхідного діаметра фонтанних труб використовуємо рівняння нерозривності потоку газу [1] за його руху через отвори перфорації і по фонтанних трубах. Масова витрата газу

$$Q_m = \mu(\rho v_k S_k)N = \rho v S, \quad (1)$$

де μ - коефіцієнт витрати перфораційного отвору;

ρv_k і ρv - густина ліній течії газу, відповідно, в каналі перфораційного отвору перерізом S_k і в фонтанних трубах перерізом S ;

$N = nh = S/S_k$ - необхідна кількість перфораційних каналів;

n - число перфораційних отворів на 1 м інтервалу розкриття (20 отв./м);

h - товщина пласта, яка розкривається.

З рівняння (1) випливає, що за умови рівності густини ліній течії $\rho v_k = \rho v$, діаметр фонтанних труб пропорційний діаметру перфораційного отвору, їх кількості на один погонний метр і товщині розкриття, рівняння (2).

$$S = \mu n h S_k, \quad (2)$$

Свердловинам Дашавського ПСГ характерне розкриття всього інтервалу пласта-колектора з щільністю перфорації 20 отв./м, тому умова рівняння (1) і (2) порушується для свердловин з малим діаметром фонтанних труб.

Крім вище сказаного фонтанні труби повинні забезпечувати винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини, що забезпечується швидкістю потоку газу, яку можна визначити за формулою [2]

$$v = 0,52 \frac{QTZ}{d_{\phi} P_{\text{виб}}}, \quad (3)$$

де Q – продуктивність свердловини за стандартних умов, тис. м³/добу;

T – температура абсолютна на вибої свердловини, К;

Z – коефіцієнт стисливості газу;

d_{ϕ} – внутрішній діаметр фонтанних труб, см;

$P_{\text{виб}}$ – абсолютний тиск на вибої свердловини кГ/см².

Дашавське підземне сховище газу обладнане 80-ма свердловинами з фонтанними трубами (ФТ) діаметром 114 мм, 15-ма свердловинами з ФТ діаметром 89 мм і 4-ма свердловинами з ФТ – 73 мм. Щоб визначити, на скільки збільшиться середня продуктивність свердловин внаслідок заміни в них фонтанних труб на більший діаметр, необхідно за формулою (3) визначити середню швидкість руху газу по фонтанних трубах, яка становить:

для ФТ 73 мм $v = 10.4-14.9$ м/с;

для ФТ 89 мм $v = 9.0-12.0$ м/с;

для ФТ 114 мм $v = 5.7-7.2$ м/с.

Згідно дослідних даних винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини відбувається в діапазоні швидкостей 5-10 м/с [2, 3]. Як підтверджують результати розрахунків, фактичні середні значення для фонтанних труб діаметром 73 мм і 89 мм дозволяють здійснити їх заміну на фонтанні труби більшого діаметра, при цьому середні швидкості руху газу в фонтанних трубах забезпечать винесення рідких і твердих речовин з вибою свердловини.

Записавши формулу (3) для визначення дебіту при відомих швидкостях, які зв'язані з фактичними дебітами і вибійними тисками, отримаємо результати наведені в табл. 1. Для аналізу впливу діаметра фонтанних труб на гідравлічні втрати, визначимо гирловий тиск на заданому вибійному тиску і дебіті за формулою [2]

$$P_{\text{гир}} = \sqrt{\frac{P_{\text{виб}}^2}{e^{2S}} - 1,377 \lambda_{\text{ФТ}} \frac{Z^2 T_{\text{сер}} e^{2S} - 1}{d_{\text{ФТ}}^5 e^{2S}} q^2}, \quad (4)$$

де $P_{\text{виб}}$ – тиск на вибої свердловини, кГ/см²;

$\lambda_{\text{ФТ}}$ – коефіцієнт гідравлічного опору для ФТ;

$T_{\text{сер}}$ – середня температура в колоні ФТ, К;

$D_{\text{ФТ}}$ – внутрішній діаметр ФТ, см;

q – дебіт свердловини зведений до стандартних умов, тис.м³/добу;

$S = 0,03415 \frac{L\Delta}{T_{\text{сер}}Z}$ – коефіцієнт, який залежить від довжини колони L .

Результати розрахунку наведено в табл. 2. Дані табл. 1 і 2 зображено графічно на рис. 1, 2 і 3, які демонструють суттєвий ріст дебіту свердловин, внаслідок заміни фонтанних труб на більший діаметр і зменшення гідравлічних втрат на тертя по довжині колони ФТ.

Таблиця 1 – Розрахунок продуктивності свердловин для змінного діаметра ФТ і вибійного тиску.

| ФТ D=73 мм d _{внут} =62 мм | | ФТ D=89 мм и d _{внут} =75.9мм | | ФТ D=114.3 мм и d _{внут} =100.3 мм | |
|--|--------------------------------|---|--------------------------------|--|--------------------------------|
| Рвиб., ата | Q, Тис.м ³ /добу | Рвиб., ата | Q, тис.м ³ /добу | Рзаб., ата | Q, тис.м ³ /добу |
| 18 | 56.2 | 18 | 69.0 | 18 | 84.3 |
| 20 | 63.1 | 20 | 77.5 | 20 | 94.7 |
| 25 | 79.7 | 25 | 97.9 | 25 | 119.6 |
| 30 | 96.6 | 30 | 118.7 | 30 | 145.0 |
| 35 | 113.9 | 35 | 140.0 | 35 | 171.0 |
| 40 | 131.6 | 40 | 161.7 | 40 | 197.6 |
| 45 | 149.7 | 45 | 183.9 | 45 | 224.7 |
| 50 | 168.2 | 50 | 206.6 | 50 | 252.5 |
| | Q _{сер} =107.4 | | Q _{сер} =131.9 | | Q _{сер} =161.2 |

Розрахунок ефективності від заміни фонтанних труб на більший діаметр проведемо для вище згаданих 19-ти свердловин. На основі проведених розрахунків і даних табл. 1 визначено середні значення дебіту для всіх типорозмірів фонтанних труб:

- для ФТ діаметром 73 мм $Q_{сер.} = 107.4$ тис. м³/добу;
- для ФТ діаметром 89 мм $Q_{сер.} = 131.9$ тис. м³/добу;
- для ФТ діаметром 114 мм $Q_{сер.} = 161.2$ тис. м³/добу.

У середньому, внаслідок заміни фонтанних труб діаметром 73 мм на фонтанні труби діаметром 89 мм, продуктивність одної свердловини зростає на 24,5 тис. м³/добу, а заміни ФТ діаметром 89 мм на ФТ діаметром 114 мм – середня продуктивність одної свердловини збільшиться на 29,3 тис.м³/добу. Якщо замінити фонтанні труби діаметром 73 мм на ФТ 114 мм, то середній приріст продуктивності становитиме 53,8 тис. м³/добу.

Таблиця 2 – Розрахунок гідравлічних втрат тиску для змінного діаметра ФТ, продуктивності і гирлового тиску.

| ФТ D=73 мм и d=62 мм | | | | | ФТ D=89 мм и d=75.9мм | | | | | ФТ D=114.3 мм и d=100.3 мм | | | | | | | |
|----------------------|------|--------------|------|------|-----------------------|------|--------------|------|-----|----------------------------|------|--------------|------|-----|-----|------|------|
| Рвиб.=18 ата | | Рвиб.=50 ата | | | Рвиб.=18 ата | | Рвиб.=50 ата | | | Рвиб.=18 ата | | Рвиб.=50 ата | | | | | |
| Q | Ру | Q | Ру | ΔP | Q | Ру | ΔP | ΔP | Q | Ру | ΔP | Q | Ру | ΔP | Q | Ру | ΔP |
| 50 | 15.1 | 50 | 16.9 | 1.1 | 50 | 47.5 | 2.5 | 2.9 | 50 | 46.8 | 3.2 | 50 | 16.4 | 1.6 | 50 | 47.3 | 2.7 |
| 100 | 5.5 | 100 | 16.5 | 1.5 | 100 | 47.3 | 2.7 | 12.5 | 100 | 44.7 | 5.3 | 100 | 14.2 | 3.8 | 100 | 46.6 | 3.4 |
| 150 | --- | 150 | 15.6 | 2.4 | 150 | 47.0 | 3.0 | --- | 150 | 40.9 | 9.1 | 150 | 9.3 | 8.7 | 150 | 45.3 | 4.7 |
| 200 | --- | 200 | 14.3 | 3.7 | 200 | 46.6 | 3.4 | --- | 200 | 34.8 | 15.2 | 200 | --- | --- | 200 | 43.5 | 6.5 |
| 250 | --- | 250 | 12.5 | 5.5 | 250 | 46.1 | 3.9 | --- | 250 | 24.9 | 25.1 | 250 | --- | --- | 250 | 41.1 | 8.9 |
| 300 | --- | 300 | 9.8 | 8.2 | 300 | 45.4 | 4.6 | --- | 300 | --- | --- | 300 | --- | --- | 300 | 37.9 | 12.1 |
| 350 | --- | 350 | 5.1 | 12.9 | 350 | 44.6 | 5.4 | --- | 350 | --- | --- | 350 | --- | --- | 350 | 33.7 | 16.3 |
| 400 | --- | 400 | --- | --- | 400 | 43.7 | 6.3 | --- | 400 | --- | --- | 400 | --- | --- | 400 | 28.2 | 21.8 |

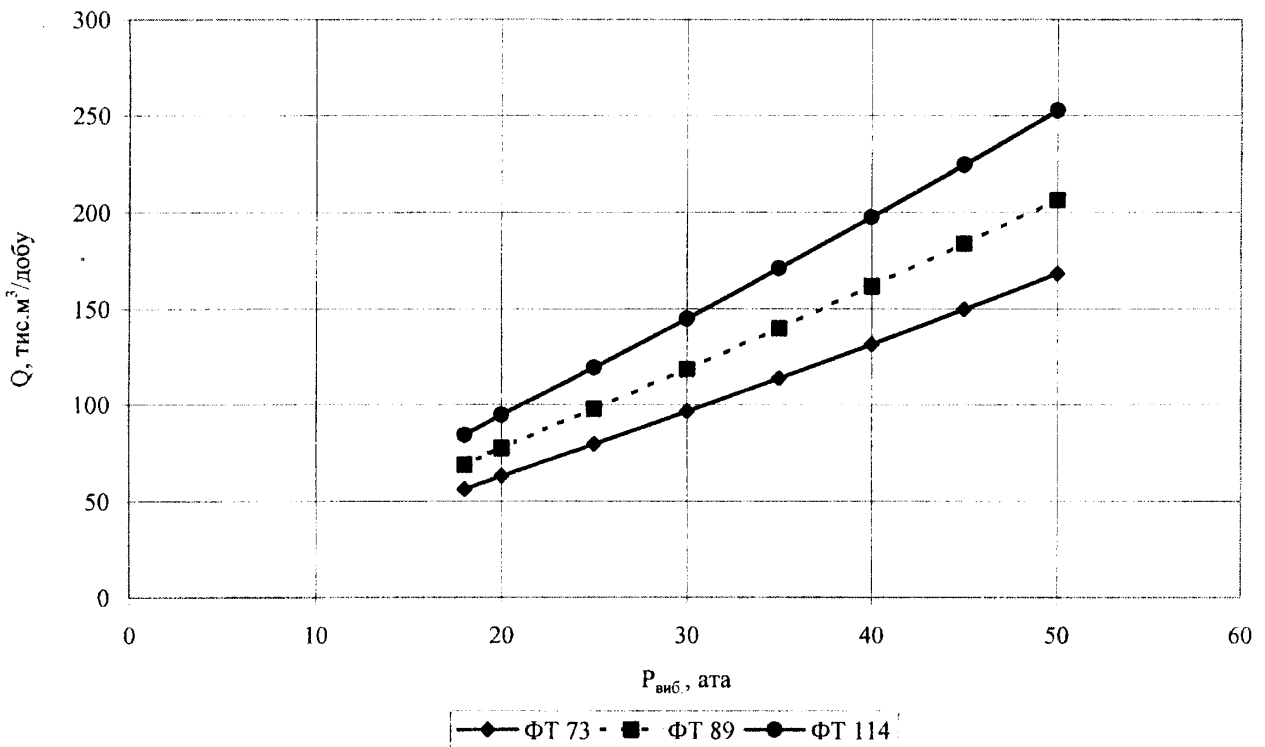


Рисунок 1 – Залежність продуктивності свердловин від діаметра фонтанних труб і вибірного тиску

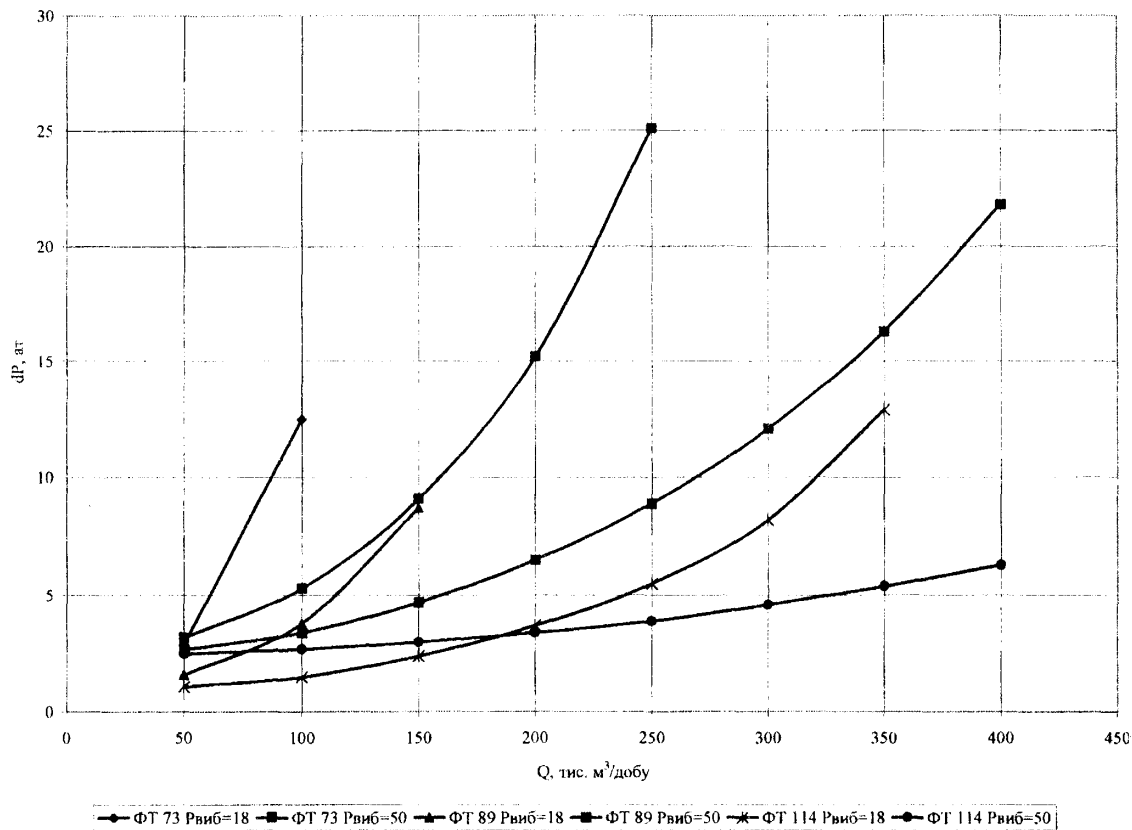


Рисунок 2 – Залежність втраг тиску в ФТ від їх діаметру, продуктивності і вибійного тиску

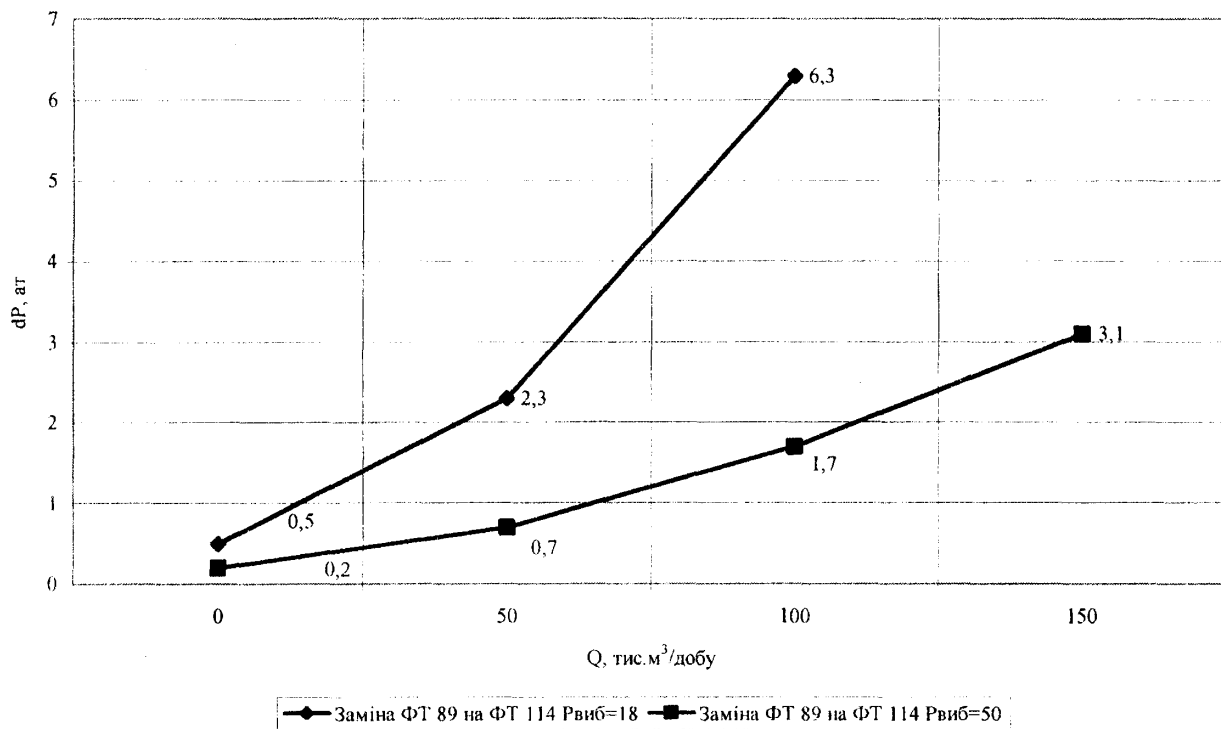


Рисунок 3 – Зменшення гідравлічних втраг тиску в ФТ внаслідок заміні ФТ 89 мм на ФТ 114 мм

Таблиця 3 – Розрахунок економічної ефективності

| | 2002 | 2003 | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 10 лет |
|-------------------------------------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| Економія газу, 1000 м ³ | | 276 | 552 | 552 | 552 | 552 | 552 | 552 | 552 | 552 | 4692 |
| Економія затрат, 1000 \$ | | 17,3 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 34,5 | 293,5 |
| Інвестиції, 1000 \$ | 230 | 207 | | | | | | | | | 437 |
| Амортизаційні відрахування, 1000 \$ | | 9,6 | 17,5 | 16,0 | 14,7 | 13,5 | 12,4 | 11,3 | 10,4 | 9,5 | 114,8 |
| Щорічний потік готівки, 1000 \$ | -230,0 | -199,3 | 17,1 | 18,5 | 19,8 | 21,1 | 22,2 | 23,2 | 24,1 | 25,0 | -258,4 |
| Динаміка потоку готівки, 1000 \$ | -230,0 | -429,3 | -412,3 | -393,8 | -373,9 | -352,9 | -330,7 | -307,5 | -285,3 | -258,4 | |
| Вартість труб Ø114 мм, 1000 \$ | 116,0 | 104,4 | | | | | | | | | |

Проведемо відповідні розрахунки для 4-х свердловин обладнаних ФТ діаметром 73 мм і 15-ти свердловин обладнаних ФТ діаметром 89 мм.

Свердловина № 109 обсаджена експлуатаційною колоною діаметром 146 мм, тому в цій свердловині доцільно використати ФТ Ø 89 мм, що дасть можливість зростанню продуктивності в середньому на 24,5 тис. м³/добу. Усі решта 18 свердловин обсажені експлуатаційними колонами Ø 168 мм. Для трьох свердловин з ФТ діаметром 73 мм, внаслідок заміни на ФТ Ø 114 мм продуктивність зросте в середньому на 53,8 тис.м³/добу – для одної, а для трьох – на 161,4 тис.м³/добу. Для кожної з 15-ти свердловин середнє збільшення продуктивності становитиме 29,3 тис. м³/добу, а сумарне – 439,5 тис. м³/добу.

Аналіз заміни фонтанних труб на більший діаметр по 19-ти свердловинах свідчить про можливе збільшення продуктивності ПСГ на 625,4 тис. м³/добу, що складає 5,1 % від середньої продуктивності ПСГ у режимі відбирання – 12147 тис.м³/добу впродовж 170 діб і дає можливість зменшення періоду відбирання на 6-8 діб. Наслідком чого є зменшення періоду роботи КЦ, що призведе до економії паливного газу. Середня витрата паливного газу в сезоні відбирання 2000-2001 р. р., який характеризується проектним об'ємом відбирання, становить 92225 м³/добу. Тобто, підвищення ефективності зводиться до зменшення витрати паливного газу близько 553350-737800 м³. Відповідно економія у вартісних показниках становить 183436-244581 грн., за ціни газу на власні потреби 331,5 грн./1000 м³. Розрахунок економічної ефективності від впровадження даного заходу, наведений в табл. 3, показує, що заміну фонтанних труб доцільно проводити поступово, в ході проведення планових капітальних ремонтів свердловин, так як це не вимагає відразу великих коштів на комплектацію свердловин ФТ діаметром 114 мм.

Таким чином, завдяки збільшенню діаметра фонтанних труб можна отримати ряд позитивних факторів:

- збільшення продуктивності відбору в середньому на 480,0-649,9 тис.м³/добу;
- зменшення гідравлічного опору у фонтанних трубах і збільшення тиску на вході в ДКС;
- зменшення витрати паливного газу завдяки зменшенню тривалості компресорного відбору на 6-8 діб, що оцінюється 553350 – 737800 м³ природного газу.

Література

1. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П. Підземне зберігання газу. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 стор.: іл.
2. Коротав Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. – М., Недра, 1975. – 415 с.
3. Коротав Ю.П., Полянский А.П. Эксплуатация газовых скважин. (Практическое руководство). – М.: ГОСТОПТЕХИЗДАТ, 1961.