

**Міністерство освіти і науки України  
Івано-Франківський національний технічний університет  
нафти і газу**

На правах рукопису

**ЗАЄЦЬ Віктор Олександрович**

УДК 621.438:622

**ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ  
СХОВИЩ ГАЗУ В БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДАХ**

**ДИСЕРТАЦІЯ**  
на здобуття наукового ступеня  
кандидата технічних наук

Науковий керівник  
Тимків Дмитро Федорович  
доктор технічних наук, професор

## З М І С Т

ВСТУП.....	4
<b>РОЗДІЛ 1 АНАЛІЗ РОЗВИТКУ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА</b>	
ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕННЯ.....	11
1.1 Аналіз світового досвіду підземного зберігання газу.....	12
1.2 Аналіз формування підземних сховищ газу в Україні та їх характеристики.....	14
1.3 Аналіз літературних джерел і постановка задач дослідження...30	30
<b>РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕДУМОВ ФОРМУВАННЯ</b>	
<b>ПІДЗЕМНИХ ГАЗОВИХ СХОВИЩ В БАГАТОПЛАСТОВИХ</b>	
<b>ПОКЛАДАХ .....</b>	
2.1 Аналіз моделей для формування сховищ в одно- і багатопластових покладах.....	43
2.2 Дослідження особливостей циклічної експлуатації багатопластового Пролетарського ПСГ (горизонт 7).....	46
2.3 Дослідження динамічного руху газоводяного контакту в процесі циклічної експлуатації багатопластового покладу М7.....	53
2.4 Створення багатопластових сховищ і вдосконалення їх оптимального формування на основі інтерпретації геолого- промислової інформації.....	59
2.5 Дослідження гідродинамічного невідосконалених свердловин....	63
2.6 Гідродинамічні дослідження свердловин на стаціонарних режимах.....	65
Висновки по розділу 2.....	72
<b>РОЗДІЛ 3 РОЗРОБКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ У</b>	
<b>БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДАХ НА ОСНОВІ СТВОРЕНИХ</b>	
<b>МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ.....</b>	
3.1 Розробка математичної моделі для оптимізації основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ.....	75

3.1	Розробка алгоритму оптимізації основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ.....	80
3.2	Удосконалення методів кількісної оцінки об'єму перетікань газу і геогідродинамічного контролю експлуатації багатопластових .....	86
3.3	Розробка математичної моделі експлуатації сховищ газу, створених у водоносних пластах.....	93
	Висновки по розділу 3.....	97
<b>РОЗДІЛ 4 РОЗВИТОК МЕТОДІВ ТА СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ .....</b>		
4.1	Розвиток методу підвищення техніко-економічних показників експлуатації підземних сховищ при неоднорідності пластів...	98
4.2	Удосконалення методів оптимального регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу в багатопластових підземних сховищах.....	111
4.3	Удосконалення способів створення й експлуатації підземних сховищ газу в виснажених газоносних і водоносних пластах.....	115
4.4	Метод очищення привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта-колектора..	121
	Висновки по розділу 4.....	126
<b>ОТРИМАНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ.....</b>		<b>128</b>
<b>СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ.....</b>		<b>130</b>
<b>ДОДАТКИ.....</b>		<b>141</b>

## ВСТУП

**Актуальність теми.** Одним із найважливіших технологічних елементів газотранспортної системи України, який забезпечує її надійну та безперебійну роботу, є створені на базі виснажених газових і газоконденсатних родовищ, водоносних пластів підземні сховища газу (ПСГ), розташовані в усіх нафтогазових провінціях країни на глибині від 400 до 2000 м.

На сьогодні Україна має розвинуту мережу підземних сховищ природного газу, потенційні можливості якої є значними. Загально досягнута активна ємність підземних сховищ становить більше 24 млрд. м<sup>3</sup> газу, що відповідає 70 % проектної величини, а їх сумарна можлива максимальна продуктивність на початок сезону відбирання дорівнює близько 327 млн. м<sup>3</sup>/доб. Проте, мережа сховищ в системі газопостачання України розосереджена нерівномірно. Західноукраїнський комплекс підземних сховищ газу (ПСГ) є найбільш потужним комплексом сховищ в Україні, який задовольняє потреби Західного регіону країни як з точки зору необхідних об'ємів зберігання газу, так і з точки зору їх продуктивності. Він забезпечує надійність постачання газу не тільки в західному регіоні, а й транзитних поставок експортного газу в країни Західної та Східної Європи. В той же час в інших регіонах України (Північному, Центральному, Східному та Південному) існує значний дефіцит потужностей підземного зберігання газу. Особливо це стосується Східного регіону та Подніпров'я, де зосереджений найбільший промисловий потенціал країни, а надійність постачання газу в осінньо-зимовий періоди недостатня.

З технічної точки зору ПСГ є надзвичайно складною системою, основними елементами якої є пласт-колектор, зв'язаний з поверхневим обладнанням свердловинами. Режими роботи цих об'єктів на відміну від газових родовищ нестабільні в часі, що ускладнює їх надійну експлуатацію. Тому наукові дослідження особливостей експлуатації ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму їх розробки, які спрямовані на вивчення

формування газонасиченого об'єму покладу, виявлення особливостей прояву пружноводонапірного режиму під час циклічної експлуатації сховища, визначення впливу покладу на водоносну зону пласта є актуальними проблемами підвищення надійності газопостачання.

Враховуючи геостратегічне положення України та впровадження в її економіку ринкових відносин, наявність значної потужності сховищ в західному регіоні дає можливість створювати в майбутньому необхідні резерви природного газу для країн Східної Європи, де є обмежені можливості для його підземного зберігання.

На основі викладеного стає нагальною необхідністю розробка концепції функціонування і розвитку системи підземних сховищ природного газу України, зокрема, в її східному, центральному та південному регіонах, тому дана проблема є актуальною.

**Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами.** Робота носить науково-прикладний характер і входить в комплекс тематичних планів Національної акціонерної компанії "Нафтогаз України" та ПАТ «Укртрансгаз», спрямованих на розробку і удосконалення методів розрахунку технологічних параметрів ПСГ на стадії їх формування та циклічної експлуатації і окреслених Національною програмою "Нафта і газ України до 2030 року".

**Мета і задачі досліджень.** Вивчення закономірностей протікання гідрогазодинамічних процесів в пористому середовищі з метою підвищення ефективності експлуатаційних параметрів для якісного прогнозування процесів формування і циклічної експлуатації підземних сховищ газу у виснажених газових, газоконденсатних покладах та водоносних пластах в багатопластових ПСГ.

Поставлена мета реалізується через вирішення наступних задач:

1 Провести аналіз роботи існуючих однопластових і багатопластових підземних сховищ газу.

2. Дослідити теоретичні передумови розробки методів моделювання багатопластових підземних сховищ газу.

3. Розробити режими роботи для ефективного використання підземних сховищ газу.

4. Провести промислову апробацію оптимізаційних режимів роботи підземних сховищ газу на основі розроблених методів і способів.

*Об'єкт досліджень* – підземні сховища газу України, створені у виснажених газових, газоконденсатних покладах та водоносних пластах із пружноводонапірним режимом експлуатації.

*Предмет дослідження* - газогідродинамічні процеси в пористому середовищі багатопластового покладу ПСГ під час його формування і циклічної експлуатації.

*Методи дослідження*: математичне моделювання нестационарних процесів в покладах ПСГ, статистичні та експериментальні дослідження процесів взаємного витиснення води газом в пористому середовищі. диференційні та інтегральні обчислення, сімплекс - метод.

**Наукова новизна** проведених досліджень полягає в наступному:

*вперше*

- розроблено математичну модель оптимізації основних параметрів циклічної експлуатації багатопластового сховища в водоносній структурі; - на основі експериментальних досліджень проведено моделювання процесів експлуатації підземних сховищ;

- проведено моделювання режимів роботи при нагнітанні та відборі газу в багатопластових покладах.

*удосконалено*

- адаптивна математична модель формування і циклічної експлуатації ПСГ в умовах пружноводонапірного режиму, яка дозволяє прогнозувати параметри роботи сховища в період циклів "відбирання-нагнітання";

- дослідження теоретичних передумов для розробки методів формування багатопластових покладів;

- методи та способи підвищення техніко – економічних показників ефективності роботи газосховищ.

### **Практичне значення одержаних результатів.**

Задачі, які розв'язувались в дисертаційній роботі, а також отримані результати дозволили розробити методи та способи створення та експлуатації підземних сховищ газу, методику розрахунку технологічних режимів роботи ПСГ, створених у газових, газоконденсатних покладах і водоносних структурах та регулювання їх в процесі циклу "відбирання - нагнітання". За результатами досліджень газосховищ розроблено та видано комплексну галузеву методику

«Методи розрахунку оптимальних техніко-економічних показників експлуатації підземних сховищ газу України ».

Розроблені рекомендації з регулювання режимів роботи ПСГ впроваджено в практику на об'єктах ПАТ «Укртрансгаз»

### **Особистий вклад автора в одержанні наукових результатів.**

1 Автором запропоновано і створено математичну модель оптимізації технологічних параметрів циклічної експлуатації підземних сховищ газу при газовому режимі їх роботи. Для цього визначена цільова функція, котра виражає необхідну потужність компресорної станції для нагнітання газу в сховище. Мінімізація її дозволить знайти необхідні технологічні параметри, витрату та пластовий тиск, що змінюються в часі [1,3,9, 15].

2 Автором розроблено модель перетікання газу при одночасному розкритті в експлуатаційних свердловинах перфорацією двох потенційних об'єктів для підземного зберігання газу, при якому відбувається сполучення між горизонтами, внаслідок чого проходить перетікання газу [5,6,8]; можливість перетікання газу з вищезалягаючого в нижчезалягаючий горизонт, яка визначається різницею їх початкових пластових тисків із додаванням тиску, що утворюється стовпом газу з верхнього горизонту в нижній; геогідродинамічний контроль режимів роботи при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу [2,17].

3 На основі аналітичних досліджень автором доведено, що при створенні підземного сховища газу у виснажених газоносних або водоносних пластах на етапі промислового розбурювання необхідно проводити уточнення геологічної моделі об'єкта. Це дозволяє визначити колекторські та фільтраційно-ємнісні властивості продуктивного пласта, характер поведінки водонапірної системи, а також динаміку руху газоводяного контакту (ГВК) на об'єкті підземного зберігання газу. Отримані геолого-промислові дані дозволяють більш якісно прогнозувати основні показники створюваного ПСГ, визначати напрямки робіт по якісному розкриттю пласта-колектора та підвищенню продуктивності експлуатаційних свердловин, розробляти оптимальну технологічну схему дослідно-промислового нагнітання газу[3,4,20].

4 Автором розроблено математичну модель експлуатації підземних сховищ газу, створених у водоносних пластах в умовах проявлення пружноводнапірного режиму експлуатації для утримання постійної величини газонасиченого порового простору й унеможливлення обводнення або розширення (розтікання) штучного газового покладу. Модель дозволяє прогнозувати та проводити коригування тривалості нейтрального періоду з урахуванням зміни проектних показників – максимального та мінімального пластового тиску, активного та загального об'ємів зберігання газу[31,14.69].

5 Здобувач брав участь у впровадженні результатів досліджень одержаних в роботі на підземних газосховищах Південного та Східного регіонах.

6 При безпосередній участі автора розроблено чотири патенти на винахід [7,9,10,11], чотири патенти на корисну модель [8,12,13,14], чотири деклараційних патенти на винахід [15,16,17,18].

**Апробація результатів дисертації.** Основні результати дисертаційної роботи висвітлено в доповідях і повідомленнях на:

- Міжнародній науково - практичній конференції "40 років підземному зберіганню газу в Україні " (Яремче, 2 – 4 червня, 2004);



- - Международной научной конференции "ПХГ: надежность и эффективность".(Москва, ВНИИГАЗ, 21-22 мая 2008 г.);

- Техническом совещании по вопросу «Ход выполнения работ по обеспечению промышленной безопасности объектов подземного хранения газа ОАО «Газпром» в 2008 году. Задачи на 2009-2013 гг.» (Санкт-Петербург, Стрельна, 17-20 июня 2008 года);

- Міжнародній науковій конференції “Нафтогазовий комплекс України як складова енергетичної безпеки Європи»(Київ, 04-06 листопада 2008 р.);

- Нараді фахівців НАК "Нафтогаз України" та ОАО "Газпром" з питань науково-технічного співробітництва в галузі транспортування природного газу ( Яремче, 2002)

- 13-тій міжнародній науково-технічній конференції "нові методи і технології в нафтовій геології, бурінні, експлуатації нафтобаз і газосховищ" (Краків, 2002)

- Науково – практичному семінарі НАК «Нафтогаз України» - Чиказький інститут газових технологій: Перспективи співробітництва, Київ. 3 – 4 березня 2005 р.

- Виробничій нараді «Виконання затвердженої НАК «Нафтогаз України» дострокової «Програми реконструкції, модернізації та переозброєння підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз»», Яремче 17-20 квітня 2007 р.

- Міжнародній конференції «Нафтогазовий комплекс України: надійність, стабільність і перспективи», Київ, 7-8 листопада 2007 р.

У повному обсязі результати досліджень доповідалися й обговорювалися на розширеному засіданні кафедри транспорту і зберігання нафти і газу та науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу.

**Публікації.** За темою дисертації опубліковано 6 друкованих праць, із них 6 у фахових виданнях України (одна одноосібна та одна зарубіжна, що

входить до наукометричної бази даних SCOPUS), 2 у матеріалах конференцій, чотири патенти на винахід, чотири патенти на корисну модель, чотири деклараційних патенти на винахід

**Структура і обсяг роботи.** Дисертація складається зі вступу, 4 розділів, підсумкових висновків і переліку використаних джерел, що містить 102 найменувань. Основний зміст викладено на 129 сторінках машинописного тексту і містить 22 рисунки, 21 таблицю та 5 додатків.

## РОЗДІЛ 1

### АНАЛІЗ РОЗВИТКУ ПІДЗЕМНОГО ЗБЕРІГАННЯ ГАЗУ ТА ПОСТАНОВКА ЗАДАЧ ДОСЛІДЖЕННЯ

Газотранспортна система (ГТС) України – одна з найбільших у світі як за довжиною, так і за обсягом транзиту газу: 37,5 тис. км. – газопроводів (із них 14 тис км – діаметром 1020-1420 мм), 72 компресорні станції, розвинена мережа газорозподільних і газовимірювальних станцій. Вона тісно пов'язана з системами таких сусідніх країн як Росія, Беларусь, Польща, Молдова, Румунія, Угорщина, Словаччина й через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Без перебільшення можна сказати, що газотранспортна система України є мостом між газовидобувними регіонами Росії й Середньої Азії та споживачами газу в країнах Європи. Щорічно вона забезпечує подачу природного газу внутрішнім споживачам в обсязі 70-80 млрд.м<sup>3</sup> і транзит газу обсягом 110-120 млрд. м<sup>3</sup>.

Окрім того, вона є однією з основних галузей народного господарства, від надійності функціонування якої значною мірою залежить економіка держави. Вона повинна забезпечити транспортування газу для потреб вітчизняних і зарубіжних споживачів протягом календарного року. Тому її надійність і ефективність є основною проблемою вітчизняної науки. Відомо, що в різні пори року кількість спожитого газу населенням є різною: в зимовий період витрати газу збільшуються до максимальної величини (пікова загрузка), восени та навесні – зменшуються на 20-30%, а влітку досягають мінімуму.

Найважливішою технологічною складовою газотранспортної системи, що забезпечує її надійну й безперебійну роботу, є підземні сховища газу (ПСГ), створені як на базі виснажених газових і газоконденсатних родовищ, так і водоносних пластів і розташовані в усіх основних регіонах країни в межах глибин від 400 до 2000 м.

У зв'язку з цим для стабілізації рівномірності газоспоживання споживачами протягом року використовують підземні сховища газу (ПСГ)

### 1.1 Аналіз світового досвіду підземного зберігання газу

У світі вже побудовані та діють 634 підземних газосховища з активним об'ємом газу 340,09 млрд. м<sup>3</sup> (таблиця 1.1), у т.ч.: у вичерпаних газових і нафтових родовищах (покладах) – 494, водоносних пластах – 74, соляних кавернах – 61, в кавернах гірських порід – 1, вироблених шахтах – 4. На ПСГ, створених у вичерпаних газових і нафтових родовищах (покладах), припадає найбільший об'єм активного газу – 83,47 %, у водоносних пластах – 12,63 %, у соляних кавернах – 3,83 %, у кавернах гірських порід – 0,02 %, у шахтах – 0,05%. По окремих частинах світу активний об'єм газу розподіляється наступним чином: Західна Європа (Австрія, Бельгія, Великобританія, Данія, Ірландія, Іспанія, Італія, Нідерланди, Німеччина, Франція ) – 19 %; Східна Європа і Центральна Азія (Азербайджан, Білорусь, Болгарія, Вірменія, Киргизстан, Латвія, Польща, Росія, Румунія, Словаччина, Чеська республіка, Угорщина, Україна, Узбекистан, Хорватія) – 43,0 %; Америка (США, Канада, Аргентина) – 37,0 %, Азія (Австралія, Китай, Японія) – 1,0 %. Максимальна продуктивність світового комплексу підземного зберігання газу (ПЗГ) складає 4747,76 млн. м<sup>3</sup>/добу, в т.ч.: газосховищ, створених у вичерпаних газових і нафтових родовищах (покладах), – 3404,16 млн. м<sup>3</sup>/добу; в водоносних пластах – 625,2 млн. м<sup>3</sup>/добу; в соляних кавернах – 704,26 млн. м<sup>3</sup>/добу (таблиця 1.1). Разом із цим світова мережа діючих ПСГ (в основному, в Західній Європі) на діючих потужностях може збільшити активний об'єм на 4,8 млрд. м<sup>3</sup> і максимальну продуктивність на 73,66 млн. м<sup>3</sup>/добу. Крім того, в усіх регіонах світу розроблена ціла низка нових проектів створення й експлуатації ПСГ на 42,75 млрд. м<sup>3</sup> активного газу та максимальну продуктивність 1025,98 млн. м<sup>3</sup>/добу.

Для всіх перелічених секторів економіки притаманна, тією чи іншою мірою, сезонна нерівномірність споживання газу. Найбільш різко вона проявляється в побутовому та комунально-комерційному секторах, які споживають газ, в основному, як паливо, що і визначає картину загальної нерівномірності споживання газу в країні в цілому.

Таблиця 1.1 – Кількість світових ПСГ та їх основні характеристики

Країна	Кількість об'єктів	Активний об'єм газу, млн. м <sup>3</sup>	Максимальна продуктивність, млн.м <sup>3</sup> /доб
США	417	110 485	2200,0
Росія	23	90 045	450,0
Україна	13	37 065	250,0
Німеччина	41	19 772	-
Італія	10	17 300	198,8
Канада	42	14 070	-
Франція	15	11 633	182,5
Нідерланди	3	4 750	-
Узбекистан	3	4 600	-
Казахстан	3	4 203	-
Угорщина	5	3 610	-
Великобританія	4	3 267	-
Чехія	8	2 801	-
Австрія	4	2 647	29,4
Словаччина	4	2 341	-
Латвія	1	2 105	14,7
Іспанія	2	1 990	-
Польща	6	1 572	-
Румунія	5	1 470	-
Японія	6	1 143	-
Азербайджан	2	1 080	13,0
Австралія	4	934	-
Данія	2	815	25,2
Білорусь	2	750	-
Бельгія	2	650	9,6
Китай	1	600	-
Болгарія	1	500	4,0
Хорватія	1	500	4,0
Вірменія	1	150	4,0
Ірландія	1	100	-
Аргентина	1	80	-
Киригизстан	1	60	1,0
Всього	634	340 087	4747,8

Основу мережі ПСГ складають сховища в вичерпаних нафтогазових родовищах (покладах) – 86,4 % активної ємності. Вони забезпечують найбільшу сумарну подачу газу зі сховищ при середньодобовій продуктивності 1633,3 млн. м<sup>3</sup>/добу, що складає 74,2 % добової продуктивності всіх ПСГ.

Наступними за об'ємами зберігання газу є сховища, створені у водоносних пластах (10,1 % активного об'єму всіх ПСГ). Основними особливостями сховищ цього типу є перевага буферного об'єму газу над активним, відносно низькі темпи відбирання та закачування газу при великих об'ємах його зберігання, інерційність технологічних процесів, тривалість і складність зміни режимів.

Газосховища в відкладах кам'яної солі (ПСГС) складають 6,5 % від кількості ПСГ і 3,5 % ємності по активному газу, але вони надійно забезпечують високі темпи відбирання та закачування газу, швидкий перехід із режиму на режим, отже, і гнучке постачання газоспоживачів.

Для покриття найбільш гострої частини піку споживання газу, котрий трапляється декілька днів на рік, використовуються сховища зрідженого природного газу (ЗПГ) та пропано-повітряні установки. Установки ЗПГ проектується приблизно на 200-добовий період зрідження й один період відбирання, який може складати біля 10 діб

Розвиток підземного зберігання в країнах Західної Європи є невід'ємною частиною загальної програми розвитку ринку газу та супроводжується об'єднанням національних газотранспортних систем, обумовленим зростаючою залежністю від імпорту газу з третіх країн.

## **1.2 Аналіз формування підземних сховищ газу в Україні і їх характеристики**

На сучасному етапі комплекс підземних газосховищ України складається з 13 об'єктів, проектна потужність яких за активним газом

становить 37,8 млрд.м<sup>3</sup>, за максимальною добовою продуктивністю – 383,0 млн.м<sup>3</sup>. Для їх експлуатації передбачені 1535 свердловин і компресорні станції загальною потужністю 631,1 МВт. Із загальної кількості газосховищ 5 мають проектний об'єм від 2 млрд.м<sup>3</sup> і більше, а одне з них перевершує 21 млрд.м<sup>3</sup>. При проектних об'ємах зберігання вітчизняний комплекс газосховищ дозволяє забезпечувати 40 % річного й близько 50% добового обсягу споживання газу в країні й, окрім того, гарантує надійність транзиту газу. За місцем розташування та підключення до системи магістральних газопроводів в Україні виділяють чотири комплекси підземного зберігання газу: Західний, Центральний, Східний і Південний.

Західний комплекс створений у Прикарпатському регіоні в системі трансконтинентальних, міждержавних і внутрішньодержавних газопроводів і включає 5 газосховищ: Більче-Волицько-Угерське (16 гор.), Угерське (14-15 гор.), Опарське, Дашавське й Богородчанське. Підземні газосховища комплексу пов'язані системою газопроводів, що створює сприятливі умови для перерозподілу потоків газу, задоволення потреб місцевих і віддалених споживачів. Також з'являється можливість накопичувати необхідні резерви газу для розв'язку оперативних і стратегічних завдань. Досягнута потужність комплексу за активним об'ємом становить близько 81% від загальної величини активного газу в газосховищах країни; за фондом експлуатаційних свердловин – 53% від загального числа експлуатаційних свердловин, пробурених на підземних газосховищах України.

Характеристики об'ємів запроєктованих показників подано в таблицях 1.3-1.7 по Західному регіоні.

Центральний комплекс, що включає в себе Олишівське, Червонопартизанське, Солохівське й Кегичівське газосховища, створений у Київській системі внутрішніх, міждержавних і трансконтинентальних газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів м. Києва, Київської, Харківської, Полтавської та Чернігівської областей.

Таблиця 1.2 – Характеристика Більче-Волицького-Угерського ПСГ.

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Комплексний технологічний проект циклічної експлуатації Більче-Волицько-Угерського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	33 450
Активний об'єм		<u>17 050</u>
Буферний об'єм		16 400
в т.ч.		
- буферний закачаний		6 780
- залишкові запаси		3 500
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		6 120
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		78,0 (БВ)/43,5 (У)
– мінімальний		24,5 (БВ)/26,0 (У)
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна)	млн.м <sup>3</sup> /добу	129,5
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	341
Тривалість сезону відбирання	дів	165

## ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1 черга – 1983 р., 2 черга – 1985 р.	
Тип ГПА	Ц-6,3, Ц-16	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	28
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	Ц-6,3 – 11,87; Ц-16 – 33,25
Потужність одного ГПА	МВт	Ц-6,3 – 6,3; Ц-16 – 16



Таблиця 1.3 – Характеристика Опарського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи до технологічної схеми створення Опарського ПСГ з визначенням умов підвищення продуктивності відбору газу	
Загальний об'єм зберігання газу: Активний об'єм Буферний об'єм у т.ч. – буферний закачаний - залишкові запаси	млн.м <sup>3</sup>	4 570 1 920 2 650 2 228 422
Пластовий тиск: – максимальний – мінімальний	кгс/см <sup>2</sup>	IV – 70,0; V – 84,4; VI – 80,9 IV – 26,6; V – 27,2; VI – 30,8
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна)	млн.м <sup>3</sup> /добу	15,0
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	75
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	150/150
Рік введення в експлуатацію, ГПА	ДКС Опари-1 – 1981 р., ДКС Опари-2 – 2007 р.	
Тип ГПА	ДКС Опари-1 – ГМК МК-8; ДКС Опари-2 – Ц-6,3ВА	
Привід	ДКС Опари-1 – газомотокомпресор ДКС Опари-2 – газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	ДКС Опари-1 – 15; ДКС Опари-2 – 4
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	ДКС Опари-1 – 1,22- 3,2 ДКС Опари-2 – 4,9/12,1
Потужність одного ГПА	МВт	ДКС Опари-1 – 2,06 ДКС Опари-2 – 6,3

Таблиця 1.4 – Характеристика Угерського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи до технологічної схеми експлуатації Угерського ПСГ (XIV-XV гор	
	Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>
Активний об'єм		1 900
Буферний об'єм		1 950
в т.ч.		
- буферний закачаний		782
- залишкові запаси		918
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		250
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		86,6
– мінімальний		23,1
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна)	млн.м <sup>3</sup> /добу	23,0
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	88
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	150/150

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1975 рік	
Тип ГПА	10ГКНА1-55/125	
Привід	газомотокомпресор	
Кількість ГПА	од.	20
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	0,844
Потужність одного ГПА	МВт	1,11

Таблиця 1.5 – Характеристика Дашавського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Технологічний проект циклічної експлуатації Дашавського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	5 265
Активний об'єм		2 150
Буферний об'єм		3 115
у т.ч.		
- буферний закачаний		1 803,0
- залишкові запаси		690,0
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		622,0
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		59,0
– мінімальний		19,7
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна)	млн.м <sup>3</sup> /добу	26,0
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	99
Тривалість сезону відбирання	дів	160
Рік введення в експлуатацію, ГПА	1986 рік	
Тип ГПА	ГПА-Ц-6,3А	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	6
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	10,7
Потужність одного ГПА	МВт	6,3

Таблиця 1.6 – Характеристика Богородчанського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи до технологічної схеми циклічної експлуатації Богородчанського ПСГ	
	Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>
Активний об'єм		2 300
Буферний об'єм		1 120
у т.ч. залишкові запаси		1 120
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		107,0
– мінімальний		30,9
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	50,0/49,0
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	157
Тривалість сезону відбирання	діб	140

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	I черга (4 ГМК) – 1985р., II черга (2 ГМК) – 1986р., III черга (4 ГМК) – 1990р.	
Тип ГПА	ГМК МК-8М	
Привід	газомотокомпресор	
Кількість ГПА	од.	10
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	10,7
Потужність одного ГПА	МВт	2,2

Досягнута величина активного об'єму газу становить 11,5 % від загальної величини активного газу в газосховищах країни; фонд експлуатаційних свердловин – 16 % від загального числа експлуатаційних свердловин, пробурених на підземних газосховищах.

Характеристики об'ємів запроектованих показників подано в таблицях 1.7-1.10 по Центральному регіоні.

Таблиця 1.7 – Характеристика Олишівського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи технологічного проекту циклічної експлуатації Олишівського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	660
Активний об'єм		<u>310</u>
Буферний об'єм		350
у т.ч.		
- буферний закачаний		260
- залишкові запаси		0
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		90
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		71,0
– мінімальний		35,0
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	2,1/1,7
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	40
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	162/170

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1978-1988 рік	
Тип ГПА	10ГКМА	
Привід	газомотокомпресор	
Кількість ГПА	од.	7
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	2,7
Потужність одного ГПА	МВт	0,735

Таблиця 1.8 – Характеристика Червонопартизанського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Технологічний проект циклічної експлуатації Червонопартизанського ПСГ	
	Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>
Активний об'єм		1 500
Буферний об'єм		1 500
у т.ч.		
- буферний закачаний		1 473,75
- залишкові запаси		0
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		26,25
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		54,0
– мінімальний		28,4
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	15,99/11,7
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	67
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	162/151

## ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	2008 рік	
Тип ГПА	ГПА-Ц-6,3С	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	6 (3+3)
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	11,83/7,74 (2 ступені стиснення)
Потужність одного ГПА	МВт	6,3

Таблиця 1.9 – Характеристика Солохівського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи технологічного проекту створення та експлуатації Солохівського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	2 100
активний об'єм		<u>1 300</u>
буферний об'єм		800
у т.ч.		
- буферний закачаний		746,0
- залишкові запаси	54,0	
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
- максимальний		87,0
- мінімальний	69,0	
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	13,0/9,4
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	81
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	178/151

## ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1987 рік	
Тип ГПА	10ГКНА	
Привід	газомотокомпресор	
Кількість ГПА	од.	10
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	0,845
Потужність одного ГПА	МВт	1,1

Східний комплекс у складі Краснопопівського та Вергунського газосховищ створений у системі Донецького кільця газопроводів і призначений для забезпечення надійності газопостачання споживачів Донбасу.

Величина активного газу в межах комплексу становить 2,5 % від загальної величини активного газу в газосховищах країни, а фонд

експлуатаційних свердловин становить 8 % від загальної кількості експлуатаційних свердловин, пробурених на ПСГ.

Таблиця 1.10 – Характеристика Кегичівського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Корективи технологічного проекту циклічної експлуатації Кегичівського ПСГ	
	Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>
активний об'єм		700
буферний об'єм		600
у т.ч. – буферний закачаний		380
– залишкові запаси		220
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		162,0
– мінімальний		65,0
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	8,5/7,89
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	52
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	138/136

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1988 рік	
Тип ГПА	ГПА-Ц-6,3	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	3
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	4,42
Потужність одного ГПА	МВт	8,0



Характеристики об'ємів запроєктованих показників подано в таблицях 1.11-1.12 по Східному регіоні.

Таблиця 1.11 – Характеристика Краснопільського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Проект циклічної експлуатації Краснопільського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	800
Активний об'єм		420
Буферний об'єм		380
в т.ч. – буферний закачаний		190
– залишкові запаси		190
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		52,0
– мінімальний		10,0
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	5,32/4,90
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	40
Тривалість сезону закачування/відбирання	дів	140/161

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	1976 рік	
Тип ГПА	“Центавр” фірми “SOLAR” (США)	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	3
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	2,9
Потужність одного ГПА	МВт	2,62

Таблиця 1.12 – Характеристика Вергунського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Технологічний проект циклічної експлуатації Вергунського ПСГ	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	951
Активний об'єм		400
Буферний об'єм		551
в т.ч. – буферний закачаний		303
– залишкові запаси		248
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		152,0
– мінімальний		71,0
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	5,87/3,03
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	73
Тривалість сезону закачування/відбирання	дів	150/151

Південний комплекс створений у Придніпровському регіоні в системі газопроводів південного напрямку та містить у собі 2 підземні газосховища: Пролетарське й Глібівське. Досягнута величина активного об'єму газу в межах комплексу становить 5 % від загальної величини активного газу в газосховищах країни, фонд експлуатаційних свердловин – 23 % від загального числа експлуатаційних свердловин, пробурених на ПСГ України.

Характеристики об'ємів запроектованих показників подано в таблицях 1.13-1.14 по Південному регіоні.

Таблиця 1.13 – Характеристика Пролетарського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Технологічний проект циклічної експлуатації Пролетарського ПСГ гор.М-7	
Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>	2 000
Активний об'єм		1 000
Буферний об'єм		1 000
в т.ч. – буферний закачаний		504
- залишкові запаси		496
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		128,0
– мінімальний		51,0
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	10,0/9,2
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	84
Тривалість сезону закачування/відбирання	діб	142/151

ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	2012 рік	
Тип ГПА	ГПА-Ц-8А	
Привід	газотурбінний	
Кількість ГПА	од.	3
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	4,79
Потужність одного ГПА	МВт	8,0

Таблиця 1.14 – Характеристика Глібовського ПСГ

ПРОЕКТНІ ПОКАЗНИКИ	Технологічний проект створення та експлуатації Глібовського ПСГ II черга	
	Загальний об'єм зберігання газу:	млн.м <sup>3</sup>
Активний об'єм		<u>1 000</u>
Буферний об'єм		1 000
в т.ч.		
- буферний закачаний		492,5
- залишкові запаси		388,6
- обсяг газу, необхідний для доведення буферного об'єму газу до проектних показників		118,9
Пластовий тиск:	кгс/см <sup>2</sup>	
– максимальний		48,8
– мінімальний		37,4
Максимальна продуктивність на початок відбирання газу (проектна/фактична)	млн.м <sup>3</sup> /добу	6,8/4,8
Кількість експлуатаційних свердловин	од.	117 (53 – знаходяться в консервації)
Тривалість сезону закачування/відбирання	дів	157/156

## ДКС

Рік введення в експлуатацію, ГПА	I черга – 1988 рік, II черга – 1991 рік	
Тип ГПА	ГМК МК-8М	
Привід	газомотокомпресор	
Кількість ГПА	од.	8
Продуктивність одного ГПА	млн.м <sup>3</sup> /добу	1,2
Потужність одного ГПА	МВт	2,0

У таблиці 1.15 наведені проектні показники газосховищ України.

Підземні сховища газу (ПСГ) зазвичай використовуються для регулювання нерівномірності газопостачання в сезонні періоди, які залежать від навколишнього середовища, тобто від температури. Вони

дозволяють газотранспортним підприємствам підвищувати коефіцієнт використання газопроводів, що дає змогу знизити питомі витрати при доставці газу споживачам, а також підвищити її надійність і безперервність.

Таблиця 1.15 – Проектні показники ПСГ України

Назва ПСГ	Загальний об'єм газу в ПСГ, млн.м3	Об'єм активного газу в ПСГ, млн.м3
Більче-Волицько-Угерське	33 450,0	17 050,0
Угерське (XIV-XV)	3 850,0	1 900,0
Опарське	4 570,0	1 920,0
Дашавське	5 265,0	2 150,0
Богородчанське	3 420,0	2 300,0
Кегичівське	1 300,0	700,0
Вергунське	951,0	400,0
Краснопопівське	800,0	420,0
Пролетарське (гор.М-7)	2 000,0	1 000,0
Солохівське	2 100,0	1 300,0
Червонопартизанське	3 000,0	1 500,0
Олишівське	660,0	310,0
Глібовське	1 881,1	1 000,0
Всього	63 247,1	31 950,0

Більшість підземних сховищ газу створюються у виснажених пластах, із яких видобувався газ. Усі сховища газу при його експлуатації змінюють свої характеристики під впливом зовнішнього середовища, а тому кожному притаманні індивідуальні особливості.

Максимальне використання підземного зберігання газу є одним із

найкращих способів підвищення загальної ефективності газотранспортних операцій. Підземні сховища газу на першому етапі свого розвитку розглядались як альтернатива збільшенню діаметру трубопроводу та засоби регулювання коефіцієнта навантаження (використання).

Основними технологічними показниками ПСГ є буферний і активний газ, добова продуктивність сховища, тривалість відбору активного газу, кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин, максимальний і мінімальний пластові тиски.

Підземне зберігання газу є засобом регулювання поставок газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують протяжні системи газопроводів і забезпечують поставки газу не тільки місцевим розподільчим підприємствам, але і прямі поставки крупним промисловим підприємствам і електростанціям.

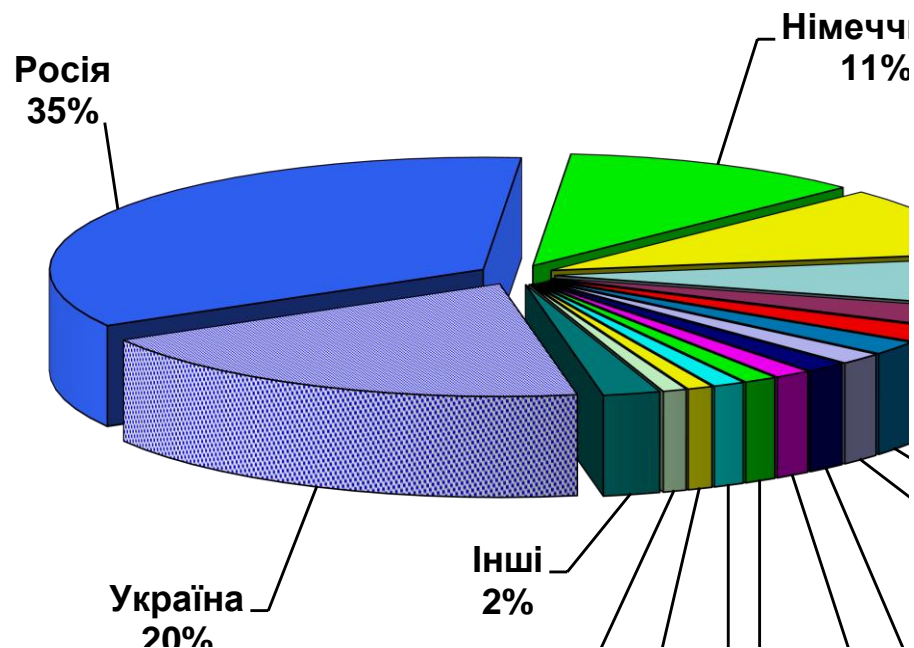


Рисунок 1.1 – Питома вага активної місткості українських ПСГ в Європі у 2013 р.

Окрім підвищення показників надійності газопостачання, підземне зберігання газу відіграє значну роль також як засіб оптимізації

навантаження трубопроводів і, відповідно, зменшення питомих експлуатаційних витрат газотранспортного комплексу, особливо в умовах загостреної конкуренції з боку альтернативних джерел енергії.

За своїми показниками український комплекс ПЗГ займає третє місце в світі (після США та Росії) та друге – в Європі ( рисунок 1.1).

Підземні газосховища характеризуються: активним об'ємом газу обсягом 31,95 млрд.м<sup>3</sup>, добовою продуктивністю – 250 млн.м<sup>3</sup>/добу

Питома вага активної місткості українських ПСГ в Європі складає 20%

Підземні газосховища України призначені для:

- регулювання сезонної нерівномірності газоспоживання;
- додаткової подачі газу споживачам при екстремальних зниженнях температури як в окремі дні, так і в період аномально холодних зим;
- створення довгострокових резервів газу при виникненні непередбачених екстремальних ситуацій, таких як довгострокове припинення поставок газу у зв'язку з великими аваріями, стихійними лихами й ін.;
- резервування газу в випадку виникнення короточасних аварійних ситуацій у системі газопостачання;
- забезпечення надійності транзиту експортного газу територію України.

### **1.3 Аналіз літературних джерел і постановка задач дослідження.**

Досвіду створення газосховищ, а також особливостям їх експлуатації з метою специфікації досліджень експлуатаційно-нагнітальних свердловин, оптимізації параметрів і режимів роботи присвячені роботи як вітчизняних, так і зарубіжних вчених, серед яких слід виділити роботи: К.С.Баснієва [7,8], А. В Баранова [11], С.Н.Бузінова [12 - 19], В. П. Войціцького [20], Р.Ф.Гімера [22 - 26], ], Г. Г. Гершановича [21], Ю.П.Желтова [40], С.Н. Закірова [45-47],

Г.А. Зотова [48], Д. Катца [94], Б. Д. Карлінського [51], В.П.Карпова [50], Ю. П. Коротаєва [53,54], Д. Корнелла [93] Б. Б. Лапука [56-59], М. В. Лурье [63] Г.Д.Лебедева [60], Е.В. Левикіна [61], Є.М.Мінського [64-67], І.Н. Паллера [74], Є. О.Пінчука [68], Б. П. Савківа [70], М. Р. Тека [95], М. І. Філінова [79] А. М. Федутенка [62], А. Л. Хейн [72-74], І.А.Чарного [75-77], А. І.Ширковського [81-86] та іншими дослідниками.

В роботах цих науковців розглядаються методи підвищення ефективності газотранспортної системи, а також способи регулювання потоків газу газотранспортними підприємствами, які експлуатують магістральні трубопроводи, на базі використання підземних сховищ газу.

Роботи [49, 59] стосуються технології експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) з застосуванням інертного газу в якості буферного, який може бути використаний у газовій промисловості в процесі циклічної експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів в умовах їх неоднорідності.

Робота будь-якого ПСГ передбачає формування буферного об'єму газу в пласті, роль якого полягає в забезпеченні безводної експлуатації ПСГ і необхідної пластової енергії для можливості відбирання всього активного об'єму газу. Тому для підвищення економічної ефективності експлуатації ПСГ існує необхідність у створенні оптимальної технології заміщення якомога більшої частини буферного газу газом нижчої вартості.

Відомий спосіб створення ПСГ у водоносному пласті, згідно з яким для формування буферного об'єму газу в пласт закачують інертний газ із вищезалігаючого азотного покладу, приєднаного до єдиного антиклінального підняття.

Основним недоліком цього способу є значна ймовірність дисперсії (змішування) азоту та природного газу, що може спричинити зниження якості газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації.

Відомий також спосіб створення ПСГ у соляних кавернах, що передбачає використання більш дешевого інертного газу як буферного

шляхом його відокремлення від активного газу гнучкою непроникною мембраною, прикріпленою по контуру до стінок каверни, для запобігання можливості дисперсії газів. Недоліком цього способу є збільшення витрат на облаштування ПСГ.

Спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті, включає в себе закачування суміші вуглекислого газу з азотом як буферного газу в центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом [57].

Недоліком цього способу є погіршення техніко-економічних показників унаслідок дисперсії газів, поступового вилучення інертного газу та зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ, а також висока вартість даної технології.

Вищевикладене свідчить про те, що проблема покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів в умовах їх значної неоднорідності шляхом заміщення буферного газу інертним газом, є досить актуальною. Але без застосування оптимальної технології закачування інертного газу в пласт покращити техніко-економічні показники ПСГ практично неможливо. Пошук ефективних технологічних і технічних рішень щодо експлуатації ПСГ із заміщенням буферного газу більш дешевим інертним газом має першочергове значення. Адже технологію експлуатації ПСГ із застосуванням інертного газу як буферного практично не використовують у зв'язку з тим, що виникає проблема зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ, унаслідок прояву процесу дисперсії газів (інертного та природного) під час циклічної експлуатації газосховища.

Більш перспективним є спосіб створення ПСГ у водоносному пласті, згідно з яким для формування буферного об'єму газу в пласт закачують азот із вищезалігаючого азотного покладу, приєднаного до єдиного антиклінального підняття [49].



Основним недоліком цього способу є значна ймовірність дисперсії (змішування) азоту та природного газу, що може призвести до зниження якості газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації.

Відомий також спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті, що полягає в закачуванні суміші діоксиду вуглецю з азотом (як буферного газу) в центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом.

Недоліком цього способу є погіршення техніко-економічних показників унаслідок одночасного закачування суміші діоксиду вуглецю з азотом, що може зумовити інтенсивну дисперсію газів, поступове вилучення інертного газу та зниження кондиційності природного газу, який відбирають із ПСГ.

У роботі [3] ПСГ передбачається формування буферного об'єму газу в пласті, роль якого полягає в забезпеченні безводної експлуатації ПСГ, необхідної пластової енергії для можливості відбирання всього активного об'єму газу й ефективної експлуатації наземного технологічного устаткування в межах проектного діапазону пластових тисків – мінімального та максимального. Одним із основних критеріїв стабільної експлуатації ПСГ є відповідність величини поточного пластового тиску (визначеної після завершення сезону відбирання або закачування газу) величині мінімального (наприкінці сезону відбирання) або максимального (наприкінці сезону закачування) проектного пластового тиску. Виникнення невідповідності величини поточного пластового тиску величині мінімального або максимального проектного пластового тиску пов'язане, зокрема, з геолого-літологічними та газогідродинамічними особливостями експлуатації газосховища. Зниження ж тиску від циклу до циклу при незмінній величині буферного об'єму газу в пласті-колекторі призводить до порушення технологічного режиму експлуатації ПСГ. На ПСГ, які експлуатують на базі виснажених газових або газоконденсатних покладів, найбільш розповсюдженим негативним явищем, що спричиняє зниження величини

поточного пластового тиску на завершення сезону відбирання/закачування газу (порівняно з проектною величиною), є утворення слабодренованих, так званих “застійних” зон. Слабодреновані зони поступово акумулюють активний об’єм газу за рахунок його відтоку з активнодренованої зони під час циклічної експлуатації ПСГ. На ПСГ, створених у водоносних пластах, основним негативним фактором, що призводить до зниження величини поточного пластового тиску на кінець сезону відбирання/ закачування газу, є збільшення величини газонасиченого порового простору і/або поточного коефіцієнту газонасиченості в пласті-колекторі. При цьому ускладнюється робота наземного технологічного устаткування й виникає загроза недовідбирання активного об’єму газу в проектних обсягах. Тому для покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ необхідно підвищити поточний пластовий тиск (наприкінці сезону відбирання) до рівня мінімального проектного значення або (наприкінці сезону закачування газу) до рівня максимального проектного значення. Вирішують цю проблему, зазвичай, шляхом додаткового закачування природного газу в пласт-колектор, але це призводить до збільшення вартості експлуатації ПСГ.

Відомий спосіб створення ПСГ у водоносному пласті [49], згідно якого для формування буферного об’єму газу в пласт закачують інертний газ із вищезалігаючого азотного покладу, приєднаного до єдиного антиклінального підняття. Основним недоліком цього способу є разове закачування інертного газу у пласт-колектор на етапі створення ПСГ.

Наступний спосіб експлуатації ПСГ у водоносному пласті передбачає закачування природного газу, суміші вуглекислого газу з азотом як буферного газу в центральну частину структури та витіснення його на периферію природним газом [4]. Недоліком цього способу також є закачування інертного газу в водоносний пласт тільки на початковому етапі створення ПСГ.

Інший спосіб створення й експлуатації підземного сховища газу (ПСГ) в водоносних структурах або газonosних пластах включає буріння

свердловин, будівництво компресорної станції (КС) і закачування та відбирання газу [5].

Недолік цього способу – при тривалому періоді експлуатації поступово зменшується активний і збільшується буферний об'єм газу. Це зумовлене тим, що в процесі багаторазових відбирань газу з пласта-колектора виносяться пластові та конденсаційні води і, таким чином, він осушується, підвищується коефіцієнт газонасиченості, зростає газонасичений поровий об'єм, в якому при одному й тому об'ємі газу, що зберігається, верхня та нижня межі газових тисків знижуються. Таке явище призводить до того, що свердловини починають працювати з робочими тисками на гирлі нижчими, ніж це передбачено проектом. Особливо це важливо в останні місяці періоду відбирання, коли робочий тиск на гирлі свердловини не перевищує робочого тиску в магістральному газопроводі або стає нижчим, що не дає можливості відібрати весь активний об'єм газу. Цю проблему вирішують кількома шляхами: шляхом додаткового закачування буферного об'єму газу; шляхом будівництва дожимної компресорної станції, яка працює тільки на відбір; шляхом заводнення частини газового покладу через мережу спеціально побудованих та облаштованих нагнітальних свердловин. Все це вимагає додаткових фінансових витрат і значно збільшує вартість створення й експлуатації ПСГ.

Найбільш ефективним методом підвищення роботи ПСГ є спосіб створення й експлуатації підземного сховища газу, який передбачає буріння свердловин, будівництво компресорної станції та системи підготовки газу, підключення до магістрального газопроводу, закачування буферного й активного об'єму газу, відбирання активного об'єму газу. В цьому способі активний і буферний об'єм газу та газопровід підключення розраховуються і будуються тільки на відбирання газу зі сховища.

Його недолік полягає в тому, що в процесі відбирання газу, внаслідок зменшення його тиску на гирлі свердловини до рівня тиску на вході магістрального газопроводу або нижче, неможливо відібрати весь активний

об'єм газу. Для цього необхідне будівництво додаткової компресорної станції, що збільшує вартість створення й експлуатації ПСГ.

Відома ціла низка способів створення й експлуатації багатопластових підземних сховищ газу в газоносних пластах, які включають буріння експлуатаційно-нагнітальних і спостережних свердловин на окремі пласти, будівництво компресорної станції (КС), нагнітання та відбирання газу.

Відомі способи розробки багатопластових газових і газоконденсатних родовищ [6]. Проте, в обох випадках пласти експлуатуються окремою сіткою свердловин (або декілька пластів однією свердловиною). Це не дає можливості контролювати та регулювати процеси відбирання чи нагнітання, а отже є суттєвим недоліком цих способів.

Відомий також спосіб створення й експлуатації підземного газосховища, при якому зберігання газу здійснюється в кількох пластах гірничих порід. Він включає буріння експлуатаційно-нагнітальних (ЕН) і контрольних-регулюючих (КР) свердловин і передбачає одночасну спільну експлуатацію всіх виділених продуктивних пластів шляхом одночасного нагнітання чи відбирання газу через ліфтову колону ЕН свердловин, в яких розкриті перфорацією всі виділені пласти, та регулювання об'ємів нагнітання в кожен із виділених пластів чи відбирання з них, яке здійснюється шляхом включення в процес нагнітання чи відбирання [7].

Недолік цього способу в тому, що він вимагає буріння великої кількості КР свердловин, обладнання їх фонтанною арматурою (ФА), ліфтовими колонами та прокладання до них окремих шлейфів. Його можна застосовувати для регулювання нагнітання та відбирання газу при створенні й експлуатації ПСГ у двох чи більше пластах, практично однорідних за складом і повністю осушених, без значного прояву пружно-водонапірного або водонапірного режимів. Цей спосіб дозволяє регулювати об'єми нагнітання чи відбирання газу тільки за допомогою обмеженої кількості спеціального фонду свердловин, розташування яких на стадії розбурювання майбутніх об'єктів газозберігання неможливо розрахувати оптимально (з

точки зору потреби в регулюванні). Це пов'язане з неможливістю наперед передбачити зони в одному чи більше покладах, які потребують першочергового регулювання. На практиці, при створенні ПСГ та їх експлуатації, утворюються зони обводнення – ділянки з низьким коефіцієнтом газонасиченості, які вимагають зосередженої дії щодо витіснення перших чи поступового осушення других. Такі ситуації виникають як на початковій стадії створення штучних газових покладів газозберігання (відразу після припинення розробки газового родовища, переведеного в режим зберігання газу), так і під час створення й експлуатації ПСГ (при перевищенні обсягами відбирання газу обсягів його нагнітання або при припинення нагнітання газу). При цьому до розбурювання газового покладу для створення в ньому об'єкта зберігання газу ЕН свердловинами (кількість яких на порядок більша кількості свердловин, що використовуються під час розробки родовища), наперед передбачити оптимальне розташування контрольних-розвідувальних свердловин неможливо, внаслідок відсутності даних щодо мінливості геолого-фізичних параметрів свердловин (а, значить, тенденцій зміни газо-водного контакту, взаємодії з оточуючою водною областю). Загалом, цей спосіб вимагає великих експлуатаційних витрат.

Відома ціла низка способів створення й експлуатації підземних сховищ газу в газоносних і водоносних пластах, які включають буріння експлуатаційних, нагнітальних, спостережних свердловин, будівництво компресорної станції (КС), закачування та відбирання газу. Один зі способів полягає в закачуванні води в підземне сховище газу для попередження його розтікання за межі пастки і, разом з цим, підтримування пластового тиску в газосховищі, інший – підтримування пластового тиску при розробці нафтових родовищ шляхом закачування води через спеціально пробурені свердловини.

Їх недоліком є висока вартість спорудження й експлуатації ПСГ.

Інший спосіб експлуатації підземного сховища газу, створеного в водоносному пласті, передбачає буріння експлуатаційних і нагнітальних свердловин; нагнітання газу в пористий пласт через свердловини, розташовані в склепінній частині пласта; нагнітання в зазначений пласт буферної рідини через свердловини, розташовані в зануреній частині пласта. Нагнітання газу та рідини виконують одночасно.

Цей спосіб вимагає буріння великої кількості свердловин для закачування рідини, що також потребує високих експлуатаційних витрат.

Існує ціла низка способів створення й експлуатації підземних сховищ газу в газоносних і водоносних пластах, які включають буріння експлуатаційних, нагнітальних, спостережних свердловин, будівництво компресорної станції, нагнітання та відбирання газу. Відомий спосіб підтримання пластового тиску при розробці нафтових родовищ шляхом закачування води через спеціально пробурені свердловини, а також спосіб експлуатації підземного створеного у водоносному пласті сховища газу шляхом нагнітання газу в пористий пласт через свердловини, розташовані в склепінній частині пласта, і нагнітання в нього буферної рідини через свердловини, розташовані в зануреній частині пласта. Нагнітання газу та рідини виконують одночасно.

Недоліками цих способів є те, що зменшити буферного об'єм газу в пласті-колекторі та ліквідувати ймовірно його розтікання за межі структурної пастки неможливо, оскільки передбачається відбирання тільки закачаного активного об'єму газу та буферного флюїду.

Наступний спосіб закачування води в підземне сховище газу для попередження його розтікання за межі пастки і, разом з цим, підтримування пластового тиску в газосховищі вимагає значних витрат коштів на додаткове спорудження нагнітальних свердловин і експлуатацію ПСГ.

Відома ціла низка способів розробки газоконденсатних родовищ (ГКР), які включають буріння експлуатаційних і нагнітальних свердловин, їх перфорацію, будівництво дожимної компресорної станції та установки по

підготовці газу, закачування сухого газу через нагнітальні свердловини та відбирання пластового газу з конденсатом через експлуатаційні свердловини. Спосіб розробки ГКР передбачає повне заміщення відібраного жирного газу з покладу відсепарованим сухим газом. Спосіб розробки ГКР із підтримкою пластового тиску на залишковому рівні після роботи родовища на виснаження передбачає неповну рециркуляцію газу заміщення (тобто частковий сайклінг-процес).

Недоліками цих способів є те, в обох випадках розробка родовищ вимагає значних капіталовкладень на будівництво, а також закачування відсепарованого сухого газу в продуктивний горизонт для підтримання пластового тиску та збільшення конденсатовіддачі замість його подачі споживачам.

Відомий також спосіб розробки газового родовища, який включає буріння вертикальних або горизонтальних свердловин; розкриття продуктивного пласта; видобуток з експлуатаційних свердловин газу та супутньої пластової води; закачування її в низькопроникні та слабодренувані зони продуктивного пласта через розвідувальні свердловини, експлуатаційні свердловини з додатково пробуреними боковими горизонтальними стволами, додатково пробурені одноствольні та багатоствольні горизонтальні свердловини та низькодебітні газові свердловини, переведені в категорію нагнітальних.

Недоліками цього способу є високі капіталовкладення на буріння додаткових нагнітальних свердловин, бокових стволів в існуючих експлуатаційних свердловинах, а також зменшення видобувних можливостей родовища внаслідок використання низькодебітних газових свердловин в якості нагнітальних. Вся вода, яка надходить у свердловини, видобувається та вилучається на поверхню, а потім закачується повторно в продуктивний пласт, що також вимагає будівництва додаткових потужностей і матеріальних затрат.

Для вирішення цих та інших проблем експлуатації ПСГ розробляються й упроваджуються нові технічні та технологічні рішення, спрямовані на оптимізацію умов створення й експлуатації підземних газових сховищ у водоносних малоамплітудних і горизонтальних пластах; багатопластових газових об'єктах шляхом регулювання об'ємів закачування та відбору газу; в багатопластових газових об'єктах методом перепуску газу в водоносних пластах шляхом підтримки чи вповільнення зниження пластового тиску; з додатковим вилученням конденсату та ін. Особлива увага приділяється процесу заміщення буферного газу інертним як на заново створюваних ПСГ, так і на тих, котрі експлуатуються в циклічному режимі. Робота в цьому напрямку інтенсивно проводиться.

Подальший розвиток ПСГ в Україні неможливий без прогресу в наукових дослідженнях, основними з яких у найближчі роки мають стати:

- розробка оптимальних режимів експлуатації підземних ПСГ;
- розробка та впровадження ефективних дій щодо покращення роботи експлуатаційних свердловин і якісної очистки призабійної зони свердловин на основі диференційного підходу по об'єктам збереження;
- створення постійно діючих геолого-технологічних моделей ПСГ;
- упровадження технології заміщення частини буферного газу інертним;
- розробка та впровадження автоматизованих систем керування експлуатацією газосховищ;
- розробка керівних документів для посилення якісного контролю за експлуатацією та герметичністю ПСГ.

У зв'язку з цим необхідно відзначити, що впровадженням нових технологічних і технічних рішень вітчизняна наука вносить свій вклад у забезпечення надійної та безперебійної експлуатації українських ПСГ, а також гарантує промислову безпеку об'єктів підземного зберігання газу як одного з найважливіших елементів країни.



Для вирішення даних проблем необхідно рішення наступні задачі:

- 1 Провести аналіз роботи існуючих однопластових і багатопластових підземних сховищ газу
2. Дослідити теоретичні передумови розробки методів моделювання багатопластових підземних сховищ газу.
- 3 Розробити режими роботи ефективного використання підземних сховищ газу.
4. Розвинути методи та способи підвищення ефективності роботи підземних сховищ газу.

## РОЗДІЛ 2

### ТЕОРЕТИЧНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПЕРЕДУМОВ ФОРМУВАННЯ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОВИХ СХОВИЩ В БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДАХ

У даному розділі проведено дослідження для розробки методології формування багатопластових підземних сховищ газу (ПСГ).

В умовах складної літологічної будови газоміщуючих колекторів і багатопластовості об'єктів ПСГ інтерпретація геолого-промислових матеріалів за результатами розробки родовища ускладнена недостатністю вихідних даних; інформація є неповною для якісного прогнозування основних показників створюваного ПСГ у зв'язку з малою кількістю свердловин, що експлуатували поклади.

Крім того, при зниженні пластового тиску в покладі можливі структурні зміни в породах пласта-колектора, зміни газонасиченого порового об'єму, рух і підняття контурних і пластових вод, а також виникнення інших геологічних і фізико-хімічних змін, які не вдається зафіксувати в процесі розробки.

Щодо умов створення газосховища на базі багатопластових покладів із урахуванням методів отримання геолого-промислової інформації для прогнозування показників експлуатації ПСГ необхідно виділити чотири категорії даних: геологічні, геофізичні, гідрогеологічні і газогідродинамічні.

Дотримуючись цієї класифікації за матеріалами розробки при проведенні дослідно-промислового закачування газу за результатами геофізичних, газогідродинамічних досліджень і структурно-геологічних побудов отримують нові дані, за допомогою яких уточнюють літологічну, геолого-промислову, фільтраційно-ємнісну та газогідродинамічну характеристики багатопластового покладу. На основі даних можна проводити розрахунки темпів створення та прогнозних показників циклічної

експлуатації, визначати напрямки та розробляти ефективні газогідродинамічні методи експлуатації штучних газових покладів складної геологічної будови, а також розробляти нові способи створення й експлуатації багатопластових підземних газосховищ.

## **2.1 Аналіз моделей для формування сховищ в одно- і багатопластових покладах**

Багато наукових праць присвячені створенню підземних сховищ газу, особливостям експлуатації, дослідженню експлуатаційно–нагнітальних свердловин, оптимізації параметрів і режимів їх роботи. Серед них необхідно виділити роботи С. Н. Бузінова, Р. Ф. Гімера, В. П. Карпова, І. Я. Фурмана, І. Н. Паллера, Б. П. Савківа, І. А. Чарного й інш.

У роботах [82,83,84,85] подано послідовність виконання робіт при створенні різного типу ПСГ у водоносних пластах. Основну увагу приділено технологічному проектуванню сховищ газу в водоносних структурах, а також викладено методи розрахунків наземного устаткування.

Автори роботи [81] присвятили увагу розробці газових покладів, методам та режимам газових і газоконденсатних родовищ, схемам збору, транспорту газу та газоконденсату. Частково розглянуто питання створення й експлуатації сховищ газу в водоносних пластах.

У роботі [72,73,74] викладено теоретичні, експериментальні дослідження витіснення води газом в однорідних і неоднорідних колекторах. Робота [75,76,77] присвячена створенню та виходу на режим циклічної експлуатації ПСГ у горизонтальних водоносних пластах. Наведено гідродинамічну модель розрахунку.

Автори роботи [57] розробили метод розрахунку процесу витіснення води газом при явно виражених границях газоводяного контакту, який базується на принципі рухливих і переносних гідродинамічних джерел.

Монографія [54] містить теорію та практичні розрахунки параметрів підземних сховищ газу, які створюються в різних тектонічних породах.

Автором книги [55] розроблено структуру моделей, аналітичних і числових методів розрахунку, які використовуються при спорудженні та циклічній експлуатації підземних сховищ газу в водоносних пластах. У монографії значна увага приділена граничним циклам, аналізу циклічного витіснення води газом, дослідженню процесів гравітаційної сегрегації суміші в пористому середовищі, методам розрахунку фільтрації газу й води.

Автор роботи [56] розглянув і розробив математичну модель створення та виходу на режим циклічної експлуатації газосховища у горизонтальних водоносних пластах.

У роботі [80] розроблено модель газодинамічних процесів у продуктивному горизонті, досліджено фазові проникності пористого середовища при витісненні газом води; досліджено вплив штучного газового покладу на водоносну зону пласта при закачуванні та відбиранні газу; проведено оцінку впливу переміщення газового контакту на динаміку зміни технологічних параметрів експлуатації сховища.

За результатами аналізу впливає необхідність побудови математичної моделі, за допомогою якої можна було б розробити режими роботи підземних сховищ газу в багатошарових покладах. Для цього коротко охарактеризуємо моделі, які використовуються при дослідженні роботи ПСГ.

Класичним рівнянням, яке встановлює зв'язок між швидкістю фільтрації газу та рідини й градієнтами тиску та силою тяжіння, є закон фільтрації, який має назву закону Дарсі:

$$V_i = \frac{K_{ij}}{\mu} \left( -\nabla_j P + \rho g_j \right) \quad (2.1)$$

де  $\rho, \mu$  – густина та в'язкість фільтруючого середовища;  $P$  - тиск;  $g_j$  - проекції вектора прискорення сили тяжіння на координатні осі;  $K_{ij}$  - коефіцієнти лінійної залежності, які залежать від властивостей порід; індекси  $i, j$  - сумування в діапазоні від 1 до 3.

У практичних розрахунках використовують спрощену формулу:

$$V_i = -\frac{K}{\mu} \left( \frac{\partial P}{\partial x_i} + \rho g_i \right) \quad (2.2)$$

Для тонких пластів швидкість фільтрації лежить у дотичній до поверхні пласта площі, а рівняння (2.1) набуде виду:

$$\left( \frac{dp}{dz} + \rho g \right) - f_x \frac{dp}{dx} - f_y \frac{dp}{dy} = 0 \quad (2.3)$$

Для однорідних пластів (пласт постійної товщини та слабоскривлений) використовують рівняння Лапласа:

$$\Delta \phi = \frac{d^2 \phi}{dx^2} + \frac{d^2 \phi}{dy^2} = 0 \quad (2.4)$$

де  $\phi$  - фільтраційний потенціал.

$$\phi = P(x, y, z) + Pgz(x, y);$$

Розв'язки рівнянь (2.1)-(2.4) досить складні, тому для їх практичного застосування необхідно знаходити простіші моделі й алгоритми для вирішення створення багатопластових підземних сховищ газу та керування режимами їх роботи.

Для цього проведено дослідження циклічної роботи діючого Пролетарського підземного газосховища на горизонті М7.

## **2.2 Дослідження особливостей циклічної експлуатації багатопластового Пролетарського ПСГ (горизонт М7)**

Специфіка створення й експлуатації Пролетарського газосховища (гор.М-7), головним чином, пояснюється складною геологічною будовою пласта-колектора, виявленою в результаті досліджування площі під ПСГ.

Геологічна модель сховища в горизонті М7 за її складовими (структурною моделлю, літологічною моделлю і розподілом фільтраційно-емнісних параметрів) характеризується наступними особливостями.

Пролетарське підняття має асиметричну брахіантиклінальну складку субширотного простягання. Асиметричність будови підняття зумовлена регіональним крайовим порушенням, що простягається з південного сходу на північний захід уздовж південного крила. Характеристики сховища М7 відображені в таблиці 2.1.

За літолого-фізичними параметрами площу газосховища умовно можна розділити на декілька зон:

- західна зона характеризується різким заміщенням пісковиків алевролітами; продуктивний горизонт представлений одним пластом, ефективна газонасичена товщина якого коливається в межах 2-5 м, проникність 63-125 мД.

- перехідна зона характеризується ущільненням колекторів, суттєвим зменшенням газонасиченої товщини до 2-4 м і низьким газодинамічним зв'язком із західною та східною частинами підняття.

- східна зона характеризується наявністю 3-х пластів пісковиків, два з яких (верхній і нижній) витримані по площі та мають ефективну газонасичену товщину 10-12 м.

Таблиця 2.1 – Геолого-промислові характеристики горизонту М-7

Параметри	Одиниці виміру	Горизонт М-7
Глибина покрівлі в апікальній частині структури	м	1425
Товщина пласта – колектора		
у східній частині	м	27-37
у т. ч. ефективна	м	13-18
у західній частині	м	8-12
у т. ч. ефективна	м	6-8
Пористість		
у східній частині	%	23-28
у західній частині	%	16-25
Проникність		
у східній частині	мД	63-145
у західній частині	( $\times 10^{-15} \text{ м}^2$ )	( 63-145)
Газонасиченість		
у східній частині	%	0,70-0,78
у західній частині	%	0,45-0,66
Коефіцієнт фільтрації родовища	" а "	2,68
	" в "	0,022
існуючі	" а "	5,26
	" в "	0,085
Площа покладу	км <sup>2</sup>	7,94
Поверх газоносності	м	47
Товщина покрівлі	м	132
Контур газ – вода ( проектний )	м	-1330,6
Пластова температура	К/°С	312,5/39,5
Пластовий тиск ( початковий )	кгс/см <sup>2</sup>	148,9

Альтернативою вдосконалення визначення достовірного пластового тиску по штучному покладу загалом є вибір такої кількості свердловин із західної та східної частин для проведення вимірювання помісячного статичного тиску, на підставі результатів якого виконувалися б умови співвідношення площі газоносності й ефективної товщини пласта-колектора західної частини до східної як 1:3.

Одночасно з газодинамічним моделюванням підземного зберігання газу постійно здійснювалась оперативна оцінка запасів газу в продуктивному горизонті М-7. Для цього застосовувався метод годографа, який характеризується відносною простотою та наочністю.

Метод годографа базується на використанні балансової моделі штучного цілого газового покладу або його модифікацій для його окремих частин.

Він дозволяє проводити деяку інтегральну оцінку величини, розподілу та стану дренованих (недренованих) об'ємів газу за окремими частинами газового покладу та сховища загалом.

Суть методу полягає в тому, що дослідження газового об'єму в пластових умовах здійснюється радіус-вектором, при цьому тангенс кута нахилу радіус-вектора будь-якої точки годографа чисельно дорівнює газонасиченому об'єму.

Пряма лінія, яка проводиться через характерні точки значень максимального та мінімального об'єму газу в пласті, за умов повного дренажу покладу, екстраполюється в початок координат. Якщо дана пряма відтинає на осі абсцис певний відрізок, то отримане значення в точці перетину відповідатиме об'єму газу, який не бере участі в процесі дренажу, а скупчується в слабодренованих зонах.

Існування таких зон можна оцінити як за результатами промислових спостережень, так і за зміною гістерезисної петлі годографа, а також за зміною напрямку осередненої прямої, яка протягом циклічної експлуатації сховища постійно відтинатиме на осі абсцис різні або однакові відрізки та характеризуватиме об'єм газу, який знаходиться в “застійній” зоні і не охоплюється дренажем. Проекція прямої лінії на вісь абсцис, в діапазоні приведенного пластового тиску від мінімального і до максимального значення (за розглянутий період), характеризує середню сезонну величину активнодренованих запасів газу.



Для побудови графіка залежності  $M = f(P/z)$  використовуються балансові об'єми газу в сховищі та середньозважені пластові тиски на завершення кожного місяця (таблиця 2.2).

Для характеристики процесу циклічної експлуатації Пролетарського газосховища в гор.М-7, зокрема, щоб виділити дреновані (не дреновані) об'єми та об'єм газонасиченого порового простору, побудовано годографи найбільш показових циклів (рисунки 2.1- 2.3).

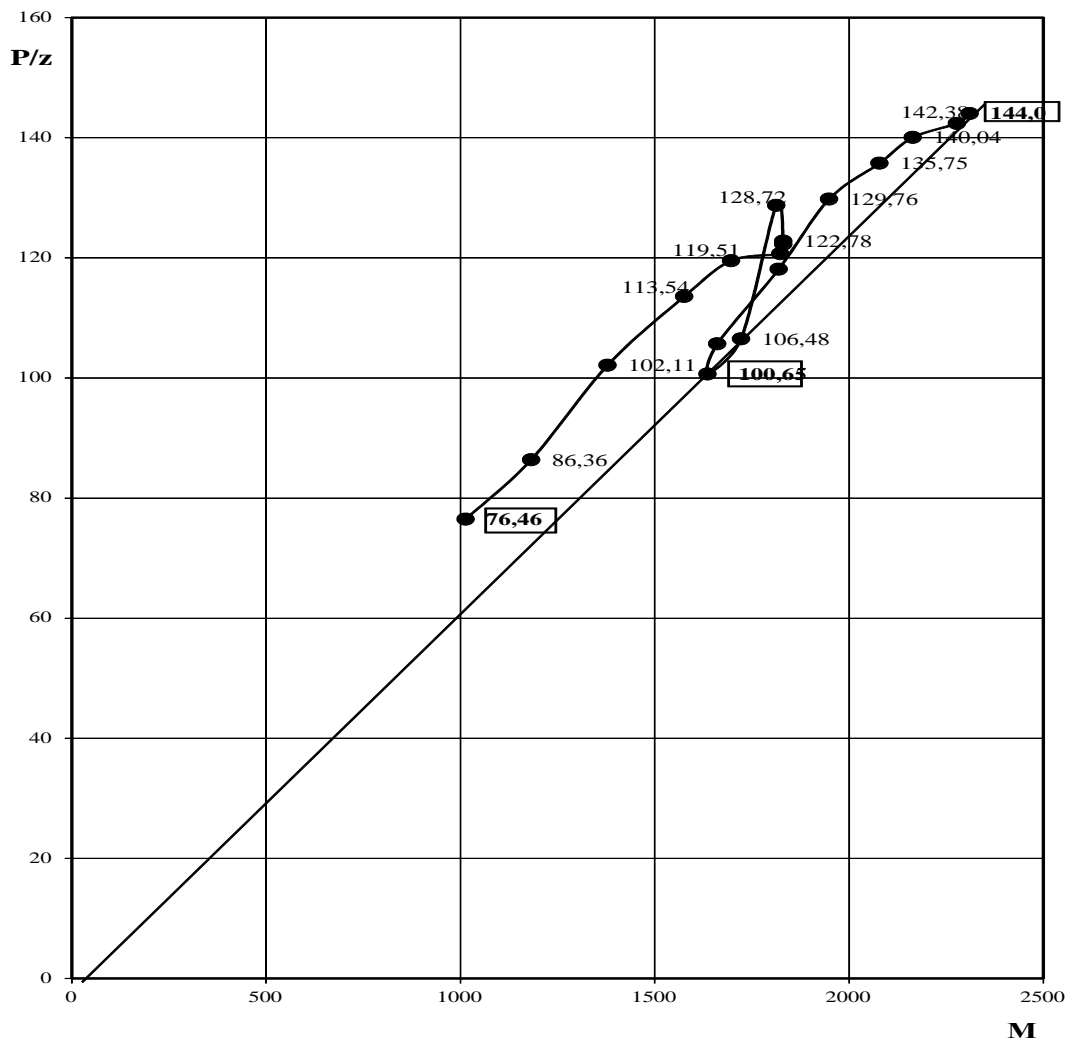


Рисунок 2.1 – Годограф Пролетарського ПСГ  
за цикл 1990-1990/91 рр.

Аналіз циклу 1990-1990/91 рр. показує, що пряма лінія, проведена через точки максимального та мінімального значення об'єму газу в пласті,

екстраполюється в початок координат. Це свідчить про те, що відбувається формування штучного газового покладу та зростання газонасиченого порового об'єму. Тобто, процес відтиснення пластової води в крайові частини сховища проходить поступово та рівномірно за всіма напрямками і, разом із цим, відбувається заповнення ефективної товщини пласта-колектора газом у східній і західній частинах покладу.

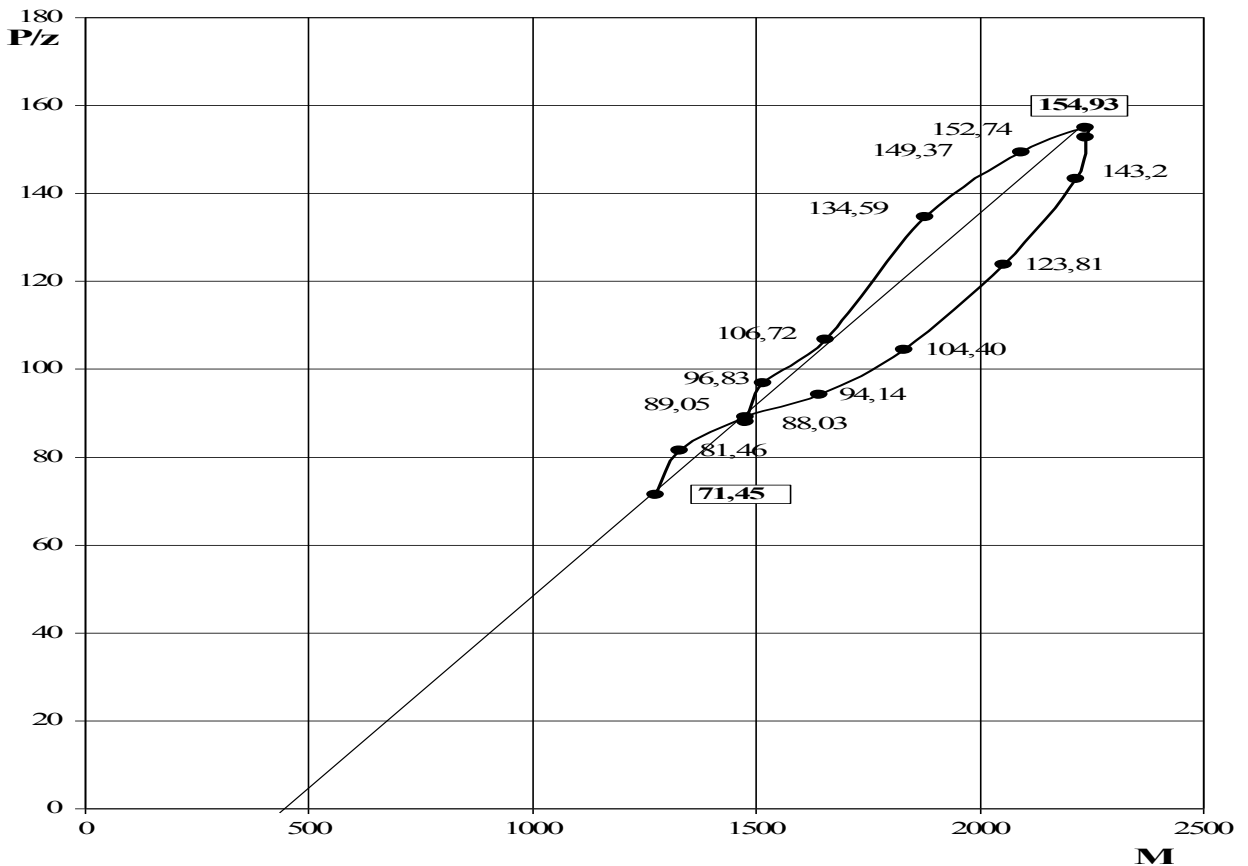


Рисунок 2.2 – Годограф Пролетарського ПСГ за цикл 1995-1995/96 рр.

Після введення сховища в циклічну експлуатацію наступні цикли характеризуються тим, що екстрапольовані прямі лінії відтинають на осі абсцис практично однакові відрізки, які відповідають недренованій кількості газу в пластових умовах – приблизно  $400 \text{ млн.м}^3$  – і відповідному недренованому об'єму газу –  $365 \text{ млн.м}^3$ .

Побудований годограф для гор.М-7 за цикл 2000-2000/01 рр. підтверджує висновки про те, що максимальні значення газонасиченого порового об'єму припадають на період відбирання газу (лютий-квітень), мінімальні значення характерні для періоду нагнітання (червень-липень). Формування штучного газового покладу та газонасиченого порового простору остаточно закінчилось, а об'єм газу, який не приймає участі в дренаванні (тобто знаходиться в слабодренованій західній частині сховища) становить 320-350 млн.м<sup>3</sup>. Цей об'єм є постійним і незмінним протягом останніх 8-9 років.

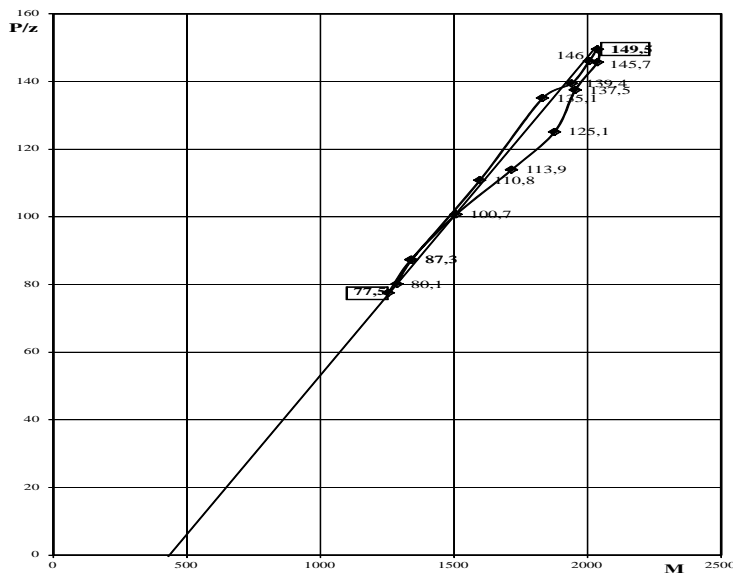


Рисунок 2.3 – Годограф Пролетарського ПСГ  
за цикл 2000-2000/01 рр.

Однією з причин, яка унеможливорює відбирання активного газу з західної частини, є розміщення незначної кількості експлуатаційних

свердловин в цій частині сховища; інша полягає в недовготривалості нейтрального періоду після сезону відбирання.

Наприкінці періоду відбирання пластовий тиск у західній частині сховища перевищує величину пластового тиску в східній на 2.0-3.0 МПа, створюючи, таким чином, сприятливі умови для міграції газу в східному напрямку. Але протягом короткого нейтрального періоду значна частина активного газу не встигає перетікати зі слабодренованої зони в активнодреновану і, практично, являє собою буферний газ.

Для оптимізації роботи штучного газового покладу в гор.М-7, тобто зменшення темпу падіння пластового тиску в активнодренованій зоні під час відбирання, запропоновано відключати деяку кількість експлуатаційних свердловин східної частини, а в якості резерву використовувати свердловини західної частини для забезпечення подавання визначеного об'єму кондиційного газу в газопровід підключення.

Шляхи підвищення ефективності експлуатації свердловин, які є недосконалими за характером розкриття, досить різні. Одним із ефективних методів покращення якості роботи свердловин західної частини є додаткова перфорація експлуатаційної колони. Проведені дослідження з визначення впливу щільності перфораційних отворів на дебіт експлуатаційних свердловин показали, що зменшення коефіцієнта фільтраційного опору прямопропорційно впливає на збільшення дебіту. Оптимальну кількість отворів у свердловинах західної частини необхідно поступово довести до 20-24 одиниць на погонний метр, у такий спосіб вирішивши питання підсилення їх продуктивності.

Головним критерієм покращення колекторських властивостей і збільшення продуктивності експлуатаційних свердловин є проведення гідророзриву пласта. Характерними особливостями, які відповідають усім умовам для його проведення, є:

- низькі колекторські властивості продуктивного пласта;
- низькі робочі дебети свердловин;

- великі депресії на пласт;
- незначна глибина залягання пласта-колектора.

### **2.3 Дослідження динамічного руху газоводяного контакту в процесі циклічної експлуатації багатопластового покладу М7**

На початку розробки горизонту М-7 пластовий тиск складав 14.89 МПа, газонасичений об'єм оцінювався в 14,6 млн.м<sup>3</sup>, а газоводяний контакт (ГВК) проводився за абсолютною позначкою мінус 1330,6 м.

За період розробки відбулось часткове обводнення покладу, внаслідок чого газонасичений об'єм скоротився до 12-13 млн.м<sup>3</sup> (на 17%). Підйом ГВК складав 7,0-13,0 м; його положення фіксувалося на абсолютній позначці мінус 1317,3 м. Передбачуваний загальний підйом ГВК у східній частині газового покладу зумовлювався високими фізичними та фільтраційно-ємнісними параметрами пласта-колектора. В процесі розбурювання горизонту М-7 для створення в ньому ПСГ та його циклічної експлуатації було виявлено складну форму ГВК у межах штучного газового покладу.

Після проведення аналізу геодезичних досліджень виявлені різні позначки положення контакту «газ-вода» в різних місцях газового покладу.

В північній частині ПСГ результатами досліджень ГВК встановлювався в різних свердловинах. Його положення коливається в межах позначок від -1323,25 до - 1329,96. Наприкінці періоду відбирання контакт газ-вода в ній відзначався на рівні позначки мінус 1328,0 м.; в період нагнітання – на мінус 1329,76. Коливання між максимальною та мінімальною позначками ГВК не перевищували величину 1,96 м; газонасичена товщина пласта при цьому змінювалось від 7,24 до 9,2 м відповідно.

Після визначення середньозваженого положення ГВК у північній частині покладу отримано наступні результати: в кінці відбирання ГВК встановлюється на рівні мінус 1325,1 м; в кінці нагнітання – 1326,18 м.

Коливання рівня ГВК під час циклічної експлуатації в північній частині покладу не перевищує 1,08 м і однозначно вказує на газовий режим його експлуатації.

На заході контакт газ-вода визначався в свердловині, яка знаходиться в приконтурній зоні та замикає структуру. Коливання рівня ГВК у цій частині покладу в процесі циклічної експлуатації ПСГ не відбувається, а його положення в кінці відбирання та в період нагнітання відповідає позначці мінус 1324,1 м.

Визначення середньозваженого положення ГВК у західній частині покладу здійснювалося в свердловині 78. Отже, приведене до горизонтальної площини середньозважене значення контакту газ-вода в цій частині покладу наприкінці періоду відбирання та наприкінці періоду нагнітання співпадає і відповідає позначці мінус 1324,1 м. Це означає, що значного руху ГВК у західній частині під час експлуатації ПСГ і не існує, оскільки розташовані тут експлуатаційні свердловини не використовуються на відбирання (нагнітання). В порівнянні з проектним ГВК, підйом його позначки та зменшення газонасиченої товщини в цьому напрямку складає 6,5 м.

Під час порівняння поточних і попередніх результатів виявлено збільшення газонасиченої товщини продуктивного горизонту М-7 і занурення рівня ГВК на 0,6 м, що може пояснюватися похибкою при дослідженнях геофізичними приладами. Підтвердженням неможливості розтікання газу за межі пастки в західному напрямку є проведене дослідження свердловини 72, яке показало, що в ній фіксується літологічне заміщення пласта-колектора на більш щільні породи, що характеризуються як водоносні.

В східній частині положення ГВК контролюється п'єзометричною свердловиною 85, а також експлуатаційними свердловинами 174, 86, 130, 148. Під час експлуатації контакт газ-вода в цій частині покладу змінюється в межах позначок від мінус 1314,92 до 1317,8 м. У свердловині 174 наприкінці періоду відбирання ГВК було визначено на позначці мінус 1314,92 м, у

процесі нагнітання – на позначці мінус 1315,72 м; тобто коливання рівня ГВК не перевищує 0,8 м. Аналізом результатів у свердловинах 86 і 148 встановлено, що контакт газ-вода в них залишається постійним як у період закачування, так і в період відбирання газу з ПСГ. Середньозважене за товщиною положення ГВК, із урахуванням результатів досліджень у свердловинах східного напрямку (174, 130, 86, 148), наприкінці періоду відбирання визначається позначкою мінус 1316,0 м, нагнітання – мінус 1317,0 м; тобто динаміка його руху на сході під час циклічної експлуатації складає біля 1,0 м.

Південна частина ПСГ характеризується підвищеними колекторськими властивостями. Газоводяний контакт у ній найбільш припіднятий і коливається в межах від мінус 1306,73 до 1309,92 м. Приведене до горизонтальної площини (середньозважене) положення ГВК у південній частині покладу наприкінці періоду закачування відповідає абсолютній позначці мінус 1308,0 м, періоду відбирання – мінус 1307,0 м; тобто різниця між ними складає 1,0 м. Аналогічні дослідження проведено на північному сході. Середньозважене положення ГВК у північно-східній частині ПСГ, із урахуванням запізнення реакції пластової системи, наприкінці періоду відбирання визначається позначкою мінус 1335,4 м, нагнітання – мінус 1336,56 м. Рух контакту газ-вода на північному сході відбувається в межах 1,16 м.

На південному заході динаміка руху контакту газ-вода не перевищує 1,0 м. Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду нагнітання визначається позначкою мінус 1324,1 м, відбирання – мінус 1323,4 м. Різниця між максимальною та мінімальною позначками горизонтального положення ГВК під час циклічної експлуатації складає 0,7 м і вказує на слабу активність приконтурної води.

Таблиця 2.2 – Результати визначення ГВК в покладі гор.М-7

№ св.	Дата дослідження (ГДС)	Газонасичена товщина, м	Положення ГВК (абс.відм.), м	Величина підйому «+» або занурення «-» ГВК у порівнянні з проектним (1330,6 м)
<b>Північна частина</b>				
166	14.04.99	7,24	-1328,0	+ 2,6
	16.07.01	9,00	-1329,76	+ 0,84
	25.12.01	9,20	-1329,96	+ 0,64
168	05.02.03	24,4	-1322,4	+ 8,2
333	28.11.00	11,0	-1323,25	+ 7,35
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1325,1 (+ 5,5)
			нагнітання	-1326,18 (+ 4,42)
<b>Західна частина</b>				
78	08.06.00	9,4	-1324,1	+ 6,5
	06.04.01	9,4	-1324,1	+ 6,5
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1324,1 (+ 6,5)
			нагнітання	-1324,1 (+ 6,5)
<b>Східна частина</b>				
86	03.04.02	12,2	-1317,8	+ 12,8
	03.09.02	12,2	-1317,8	+ 12,8
130	24.05.03	24,8	-1315,52	+ 15,08
148	25.06.01	20,0	-1317,28	+ 13,32
	05.12.01	20,0	-1317,28	+ 13,32
174	05.12.01	12,0	-1315,72	+ 14,88
	02.04.02	11,2	-1314,92	+ 15,68
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1316,0 (+ 14,6)
			нагнітання	-1317,0 (+ 13,6)
<b>Південна частина</b>				
89	24.04.02	10,4	-1309,92	+ 20,68
399	30.05.00	9,53	-1307,33	+ 23,27
	18.05.01	9,13	-1306,93	+ 23,67
	09.11.01	10,2	-1308,0	+ 22,6
	12.05.03	8,93	-1306,73	+ 23,87
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1307,0 (+ 23,6)
			нагнітання	-1308,0 (+ 22,6)
<b>Північно-східна частина</b>				
84	20.06.01	12,0	-1335,76	-5,16
	07.11.01	11,2	-1334,96	-4,36
	10.04.02	12,8	-1336,56	-5,96
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1335,4 (- 4,8)
			нагнітання	-1336,56 (-5,96)
<b>Південно-західна частина</b>				
350	15.05.00	9,0	-1323,1	+7,5
	07.05.01	9,6	-1323,7	+6,9
	28.09.02	10,00	-1324,7	+6,5
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1323(+7,2)
			нагнітання	-1324 (+6,5)
512	02.11.01	3,8		
	19.09.02	2,64		
	26.09.02	3,4		
	15.05.03	2,6		
Середньозважене положення ГВК наприкінці періоду:				
			відбирання	-1335,9 (-5,36)
			нагнітання	-1336,7 (-6,11)
Середньозважене положення ГВК в цілому по покладу гор.М-7 наприкінці періоду:				
			відбирання	-1323 (+6,7)
			нагнітання	-1324 (+5,9)



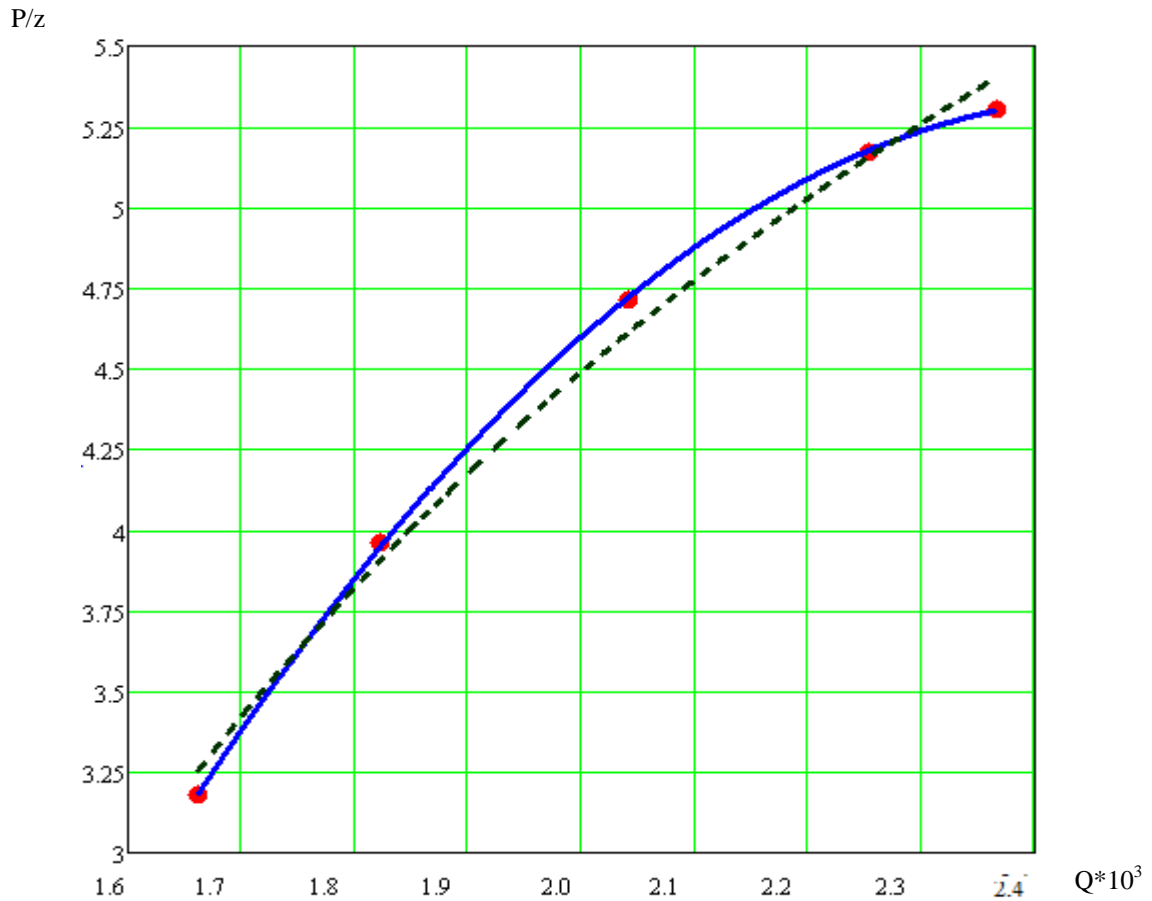


Рисунок 2.4 – Апроксимація: пунктиром  $P/z=9,92421-11138,570793/Q$ , суцільною лінією  $P/z=-11,753242+0,013198 \cdot Q-2,547419 \cdot 10^{-6} \cdot Q^2$

Таблиця 2.3 Вихідні дані для побудови годографа та результати визначення газонасиченого порового обсягу при нагнітанні

Місяць, рік	Пластовий тиск (Рпл), кгс/см <sup>2</sup>	Об'єм газу в пласті (Q), млн.м <sup>3</sup>	Зведений пластовий тиск (P/z), кгс/см <sup>2</sup>	Маса газу в пласті при стандартних умовах (M), кгс/см <sup>2</sup> *млн.м <sup>3</sup>	Приведений газонасичений поровий обсяг (Ω), млн.м <sup>3</sup>
Нагнітання 2001 р.					
V-2001	30,2	1670,0	32,4274	1753,5	54,07464
VI	37,1	1851,1	40,40633	1943,655	48,10273
VII	43,6	2096,3	48,09136	2201,115	45,76945
VIII	47,5	2334,7	52,77564	2451,435	46,45013
IX	48,6	2461,8	54,10628	2584,89	47,7743

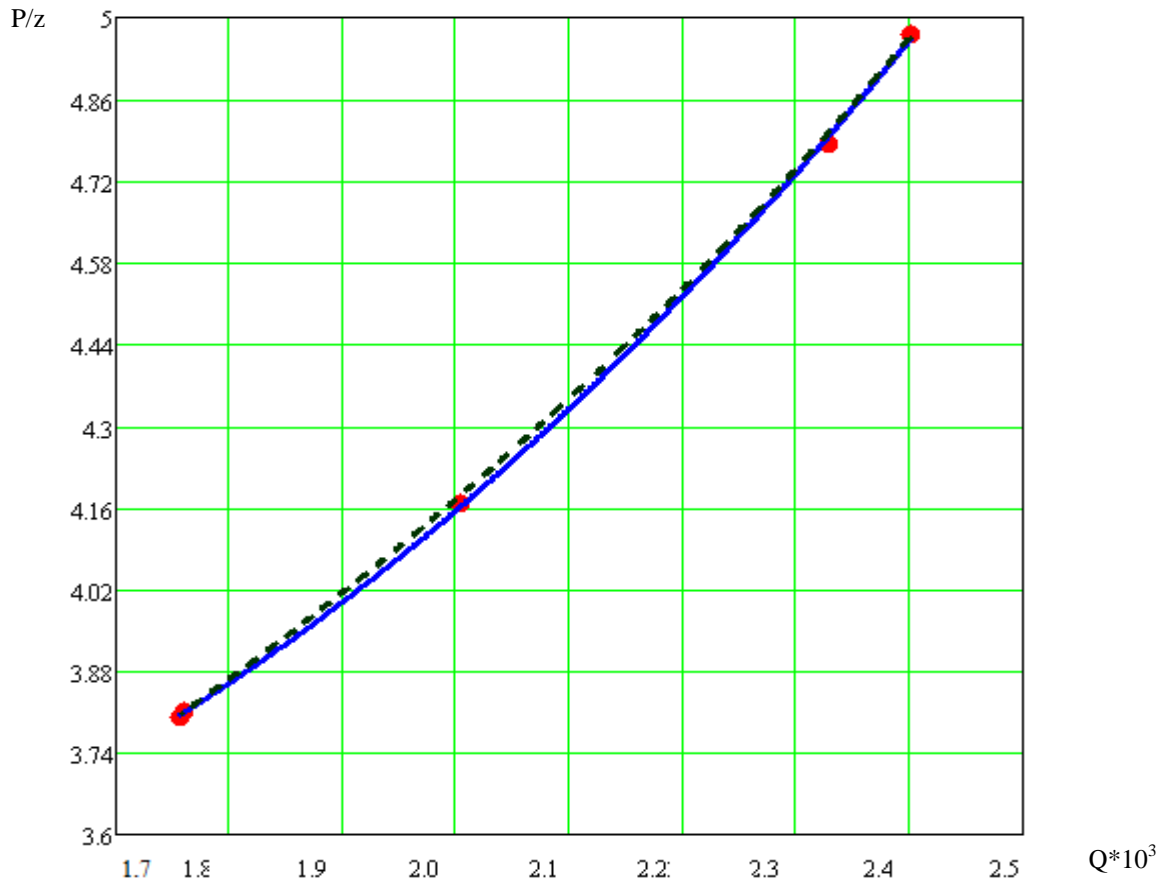


Рисунок 2.5 – Апроксимація: пунктиром  $P/z=1/(0,464399-0,000109\cdot Q)$ , суцільною лінією  $P/z=5,222301-2,927933\cdot 10^{-3}\cdot Q+1,168073\cdot 10^{-6}\cdot Q^2$

Таблиця 2.4 Вихідні дані для побудови годографа та результати визначення газонасиченого порового обсягу при відбиранні

Місяць , рік	Пластовий тиск (Рпл), кгс/см <sup>2</sup>	Об'єм газу в пласті (Q), млн.м <sup>3</sup>	Зведений пластовий тиск (P/z), кгс/см <sup>2</sup>	Маса газу в пласті при стандартних умовах (M), кгс/см <sup>2</sup> *млн. м <sup>3</sup>	Приведений газонасичений поровий обсяг (□), млн.м <sup>3</sup>
Відбирання 2001/2002 рр.					
X-01	45,8	2412,8	50,72727	2533,44	49,94237
XI	44,2	2350,8	48,80855	2468,34	50,57188
XII	38,9	2065,9	42,51866	2169,195	51,01749
I	35,8	1851,9	38,88855	1944,495	50,00174
II	35,7	1849,8	38,77207	1942,29	50,09509

Результати досліджень і визначення середньозваженого за газонасиченою товщиною положення ГВК, приведеного до горизонтальної площини, наведені в таблиці 2.2.

Основні висновки, які можна зробити з аналізу поведінки пластової системи в процесі циклічної експлуатації, наступні:

1 Різні гіпсометричні позначки положення ГВК у тій чи іншій частині ПСГ, пов'язані з геологічною будовою та ємнісно-фільтраційними параметрами пласта-колектора, вказують на складну форму контакту газ-вода в межах штучного газового покладу.

2 Незначна динаміка руху контакту газ-вода, приведеного до горизонтальної площини, в покладі (0,8 м) загалом і на його окремих ділянках

(0,7-1,16 м) свідчить про низьку активність пластових та законтурних вод і вказує на газовий режим його подальшої експлуатації.

Одночасно проводились дослідження процесів зміни тиску під час нагнітання та відбирання газу з ПСГ. Дані згруповані в таблицях 2.3-2.4. Згідно цих результатів отримано математичні моделі у вигляді поліноміальних залежностей (рисунок 2.4-2.5).

## **2.4 Створення багатопластових сховищ і вдосконалення їх оптимального формування на основі інтерпретації геолого-промислової інформації**

Побудова достовірної та детальної геологічної моделі багатопластового об'єкта є важливим фактором для правильного подання геологічної будови ПСГ і наступного вибору оптимального технологічного рішення при його експлуатації. Необхідність уточнення геологічної моделі виникає на стадії розбурювання об'єктів експлуатації, тобто по мірі збільшення геолого-промислової інформації.

За даними, отриманими в процесі розбурювання Пролетарської площі під ПСГ, геологічна модель багатопластового сховища в горизонтах Б-5 і Б-9 за своїми складовими – структурній моделі, літологічній та розподілу фільтраційно-ємнісних параметрів (ФЄП) – характеризується наступними особливостями.

В регіональному тектонічному плані Пролетарське ПСГ знаходиться в межах південно-західної прибортової зони Дніпровсько-Донецької западини. Воно розташоване на південно-східному закінченні Голубовсько-Колайданського валу, а його структура виражена у вигляді пологого північно-західного периклінального закінчення Голубовського підняття.

За кам'яновугільними відкладеннями Пролетарське підняття є брахіантиклінальною складкою субширотного простягання. Північно-східне крило підняття пологоє, з кутами падіння порід  $6-8^\circ$ , південно-західне – коротке та більш круте, кути падіння досягають  $15^\circ$ . Північно-західна перикліналь вузька і витягнута до заходу, кути падіння порід складають  $5-6^\circ$ ; південно-східна – більш широка та пологоа, з кутами падіння біля  $2-3^\circ$ .

При уточненні геологічної моделі ПСГ однією з основних задач є визначення границь пластів, що пов'язане з проведенням детальної кореляції розрізів свердловин. Одним із таких способів кореляції є спосіб виділення характерних синхронних точок у розрізі, які одночасно належать поверхні осадонакопичення та співпадають із межами геологічних тіл. Однак, у деяких випадках його використання ускладнюється літологічною неоднорідністю порід, коливаннями товщини, фаціальними заміщеннями, виклинюванням пластів та ін. і відповідним потраплянням цих синхронних точок у товщу проникного або непроникного матеріалу.

У зв'язку з цим, кореляція башкірських відкладів, що характеризуються значною літологічною неоднорідністю і коливаннями товщин, проводилась за методом літологічної кореляції, тобто шляхом виділення та відстеження характерних реперів і пластів у геологічному

розрізі свердловин. Таким чином, були уточнені границі горизонту Б-5, продуктивних пластів Б-5в і Б-5н та горизонту Б-9.

Згідно з отриманими результатами встановлено, що горизонт Б-5 залягає в інтервалі глибин 1656-1773 м у верхній частині башкірського ярусу під глинисто-аргілітовою покрішкою товщиною 35-40 м. Він представлений двома ізольованими один від одного пластами поліміктових пісковиків – верхнім (Б-5в) і нижнім (Б-5н) – розділених глинисто-аргілітовим прошарком, товщина якого змінюється від 2 до 23 м і в середньому складає 7-8 м. Обидва пласти добре витримані по площі та носять локальний характер.

Уточнена геолого-промислова характеристика горизонтів Б-5 і Б-9 приведена в таблиці 2.5.

За результатами геофізичних досліджень, отриманих під час буріння свердловин, уточнено положення газоводяного контакту (ГВК) і газонасичений об'єм.

Газоводяний контакт визначений окремо для кожного з пластів. По горизонту Б-9 газонасичений поровий об'єм 23.7 млн.м<sup>3</sup>, прийнятий при проектуванні газосховища, скоротився до 8.5 млн.м<sup>3</sup>, а рівень ГВК на завершення розробки піднявся на 14 м, тобто з абсолютної позначки мінус 1743.3 м до мінус 1729.3 м. Істотний підйом ГВК обумовлений інтенсивною розробкою покладу, значною величиною вилучених запасів газу, а також кращими колекторськими властивостями в порівнянні з горизонтом Б-5.

По горизонту Б-9 зростання пластового тиску склало 3.01 МПа, що також обумовлене значним обводненням. Газонасичений пороговий об'єм скоротився з 8,5 млн.м<sup>3</sup> на період завершення розробки до 4.57 млн.м<sup>3</sup> на період початку дослідного нагнітання. У порівнянні з початковим пороговим об'ємом скорочення становить 80 %, тобто на момент першого нагнітання горизонт Б-9 був майже повністю обводнений.

Отримані дані свідчать про те, що за період довгострокової консервації відбулося поступове надходження води в поклади із законтурної

області внаслідок існування тут більш високого градієнту тиску, спрямованого в область низького тиску. В процесі створення газосховища це може ускладнити процес відтиснення води з продуктивних горизонтів.

Гідрогеологічними дослідженнями, проведеними під час буріння свердловин, встановлена віддаленість створюваного газосховища від зони опріснення та значна кількість водоупорів і велика товщина зони розчинів хлоридного типу між ними. За характером розвитку основних типів вод і їх мінералізації в розрізі виділена активна (верхня) і вповільнена (нижня) гідрогеологічні зони з різними умовами режиму підземних вод.

Отже, при створенні підземного сховища газу в виснажених газоносних або водоносних пластах на етапі промислового розбурювання необхідно проводити уточнення геологічної моделі об'єкта.

Таблиця 2.5 – Геолого-промислова характеристика горизонтів Б-5 і Б-9

№	Геолого-промислові параметри	Одиниці виміру	Горизонти		
			Б-5		Б-9
			Б-5в	Б-5н	
1	2	3	4		5
1	Інтервал глибини залягання	м	1656-1743	1678-1773	1821-1922
2	Висота пастки в контурі ГВК	м	26	20	62
3	Абсолютна позначка ГВК початкова (проектна) наприкінці розробки (01.01.84р.) під час розбурювання (1986-1992 рр.)	м	-1562,7 -1560,1 -1539,8	-1559,8	-1743,3 -1729,3 -1707,9
4	Лінійні розміри пастки в контурі ГВК	км	5,3×2,2		5,7×2,4
5	Товщина пласта-колектора загальна середня ефективна	м	5,5-23,2 11,0	6,0-25,2 13,3	13,2-30,0 18,0
6	Середня пористість	%	19	18	18
7	Проникність	×10-15м <sup>2</sup>	0,2-130,5		130,0-474,0
8	Коефіцієнт газонасиченості	%	65	59	67
9	Температура пласта	К	318,0		322,5
10	Запаси газу початкові/ залишкові	млн.м <sup>3</sup>	2550,0 / 515,0		4869 316
11	Пластовий тиск початковий наприкінці розробки	кгс/см <sup>2</sup>	172,5 40,5		193,1 38,9
12	Газонасичений поровий об'єм початковий наприкінці розробки	млн.м <sup>3</sup>	13,6 13,1		23,7 8,5

Такі уточнення дозволяють визначити колекторські та фільтраційно-емнісні властивості продуктивного пласта, характер поведінки водонапірної системи, а також динаміку руху ГВК на об'єкті підземного зберігання газу. При цьому, в процесі розбурювання покладу під ПСГ можна отримати інформацію та деталізацію геологічної будови, яку практично неможливо отримати на стадії розвідування об'єкта.

## 2.5 Дослідження гідродинамічно невідосконалених свердловин

Дослідження проблеми гідродинамічно невідосконалених свердловин показало, що на їх продуктивність впливає ступінь розкриття, а також визначення коефіцієнта невідосконалості.

Незалежно від точності методів виявлено, що величина коефіцієнта невідосконалості істотно зменшується в інтервалі відносного розкриття:

$$\bar{h} \geq 0.5; \quad \left( \bar{h} = \frac{h_p}{h_e} \right), \quad (2.5)$$

де  $h$  – величина відносного розкриття, м.,  $h_p$ - розкрита газонасичена товщина, м.,  $h_e$ - ефективна газонасичена товщина, м.

Тому, дебіт невідоскопалої свердловини при  $\bar{h} = 0.5 - 0.6$  становить 80% дебіту доскопалої свердловини. В результаті проведення експериментальних робіт по виявленню впливу невідоскопалої розкриття пласта (за характером та ступенем) на продуктивність газових свердловин встановлено, що зі збільшенням площі перфорації відносний дебіт зростає прямопропорційно лише до певної величини (певного значення, до досягнення певного значення).

Аналіз отриманих даних показує, що за відсутності підшовної води оптимальним є ступінь розкриття однорідних і неоднорідних пластів  $\bar{h} = 0.5 - 0.6$  від загального газонасиченого інтервалу, а оптимальний інтервал

розкриття (за наявності підстилаючої пластової води в ізотропному пласті) становить  $\bar{h} = 0.25 - 0.35$ . Для анізотропного пласта це значення може досягати 0.35-0.60.

Проведені експериментальні роботи показали, що відносний дебіт газової свердловини зростає майже прямо пропорційно зі збільшенням площі перфорації до величини:

$$f = 0.067, \quad \left( \bar{f} = \frac{\sum S_{nep}}{r_c^2} \right), \quad (2.6)$$

де  $S_{nep}$  - площа перфораційного отвору,  $m^2$ ,  $r_c$  – радіус свердловини, м.

Збільшення діаметру перфораційних отворів утричі зумовлює збільшення продуктивності свердловини в стільки ж, але лише до певної кількості перфораційних отворів на погонний метр.

За результатами досліджень і дослідно-промислових даних оптимальна кількість перфораційних отворів на погонний метр становить 20-25 одиниць. При цьому відносний дебіт свердловини становитиме майже 90 % у порівнянні з досконалою за характером розкриття свердловиною. Подальше збільшення кількості перфораційних отворів до 40-60 одиниць на погонний метр може збільшити дебіт свердловини всього на 5-7 %. Тому рекомендується використовувати меншу кількість перфораційних отворів, але більшого діаметра, і розкривати не більше 50 % всієї газонасиченої товщини при відсутності пластової води та не більше 35 % при її наявності.

В свердловинах, розташованих у крайових частинах сховища, де існує підпирання пластових вод, оптимальний інтервал розкриття визначається за формулою

$$h_{omn} = 0.56 \left[ 0.56h + \frac{a}{bP_{nl}(\rho_g - \rho_l)} \right] - \sqrt{\left[ 0.6 + \frac{a}{bP_{nl}(\rho_g - \rho_l)} \right] - 0.36^2} \quad (2.7)$$



де  $h_{\text{опт}}$  – оптимальний інтервал розкриття, м;  $h$  – газонасичена товщина, м;  $a$  і  $b$  – коефіцієнти фільтраційних опорів;  $\rho_{\text{в}}$ ,  $\rho_{\text{г}}$  – густина води та газу, г/см<sup>3</sup>;  $P_{\text{пл}}$  – пластовий тиск, МПа.

Для визначення інтервалу розкриття в свердловинах, розташованих у крайових частинах покладу з наявною підстилаючою пластовою водою, проведені розрахунки для газонасичених товщини від 5 до 15 м.

Відносна густина пластової води для горизонту Б-5 приймалась 1,089 г/см<sup>3</sup>. Відносна густина газу за повітрям – 0,6 г/см<sup>3</sup>. Середні коефіцієнти фільтраційного опору, визначені за результатами досліджень, наведені в додатку А. Аналіз досліджень показав, що оптимальний інтервал розкриття газонасиченої товщини в свердловинах, розташованих біля контуру ГВК, складає 30-35 %. За геолого-промисловими даними, в більшості свердловин на горизонті Б-5 розкриття верхнього пласта (Б-5в) здійснено наступним чином: по 12 отворів на погонний метр, що становить 50-55 % від їх дебіту у порівнянні з дебітом досконалої свердловини, а оптимальна кількість перфораційних отворів повинна складати 20-25 одиниць.

У зв'язку з тим, що нижній пласт у більшості експлуатаційних свердловин не розкритий перфорацією, а обидва пласти газогідродинамічно ізольовані один від одного, виникає необхідність у його розкритті по всьому існуючому фонду свердловин щільністю 20-24 отв./пог.м з розрахунку 50-60 % від ефективної товщини продуктивного пласта. Це, в свою чергу, дасть можливість більш, ніж удвічі збільшити їх дебіт і продуктивність в цілому.

## **2.6 Газогідродинамічні дослідження свердловин на стаціонарних режимах**

Потреба проведення досліджень пластів і свердловин пов'язана з необхідністю отримання даних для підрахунку поточних запасів газу, складання проектів дослідно-промислової (циклічної) експлуатації та коректив до технологічної схеми, встановлення оптимального режиму роботи

свердловин, визначення ефективності використаних методів інтенсифікації та контролю за експлуатацією родовища або ПСГ в цілому.

Дослідження свердловин проводяться як в процесі створення, так і в процесі подальшої експлуатації ПСГ.

Вивченню підлягають колекторські властивості пластів, їх геометричні характеристики, фізико-хімічні властивості газів і рідин, зміни тисків і дебітів, умови скупчення та винесення рідини, характер зміни фазових станів під час руху флюїду в пласті, в свердловині, наземних спорудах та ін. Вони можуть бути визначені з використанням різних розрахункових методик і програм.

Для дослідження свердловин і пластів при стаціонарних режимах фільтрації газу використано методику, описану в [80], яка базується на вимірюванні дебітів газу і тисків на вибої й усті свердловини під час її роботи на діафрагмах різних діаметрів, призначених для визначення припливу газу до вибою свердловини.

Відомо, що середній пластовий тиск змінюється в залежності від вибійного тиску, що призводить до зміни як середнього значення коефіцієнту стисливості газу  $z$ , так і середнього значення  $\mu$ . Окрім того, фільтрація газу часто має турбулентний характер, тому рівняння, яке враховує фактичні умови усталеної фільтрації газу, набуває вигляду:

$$Q = C \left( P_{nl}^2 - P_{виб}^2 \right)^n, \quad (2.8)$$

де  $n$  – коефіцієнт, який змінюється від 0,5 до 1.

Обробка результатів газогідродинамічних досліджень свердловин за формулою (2.8) проводиться в логарифмічній системі координат, причому  $\ln \left( P_{nl}^2 - P_{виб}^2 \right)$  відкладається за віссю ординат, а  $\ln(Q)$  – за віссю абсцис.

При якісно проведених дослідженнях свердловини залежність  $\ln(\Delta P^2) = f(\ln(Q))$  виражається прямою лінією, а показник степеня ( $n$ )

зменшується і може досягати величини 0,5 при чисто квадратичному режимі фільтрації.

При неусталеній фільтрації газу, залежно від інтервалів часу, через які здійснюють вимірювання, і послідовності зміни величини дебетів газу, значення показника степеня  $n$ , яке виражає кут нахилу індикаторної кривої, буде змінною величиною. Відхилення показника степеня  $n$  від інтервалу величин 0,5-1,0 вказує, по-перше, на неякісно проведені дослідження свердловин; по-друге, на скупчення рідини в стволі свердловини в процесі дослідження; по-третє, на те, що параметри припливу на кожному режимі випробування були зняті при неусталених потоках газу.

Випробування свердловини, в результаті яких показники степені  $n$  виявилися меншими 0,5 або більшими 1,0, необхідно повторювати. Показники степені  $n$  менше 0,5 пояснюються повільною стабілізацією характеристики пласта або накопиченням рідини на вибої свердловини. Показники степеня  $n$  більше 1,0 пояснюються викидом рідини зі свердловини в процесі випробування або продуванням пласта коло вибою свердловини. Крім того, показник степеня  $n$  більше 1,0 може бути отриманий під час дослідження свердловин із повільно усталеними процесами в пласті. Нестійкі значення показника степеня  $n$  при ізохронних дослідженнях визиваються або накопиченням, або викиданням рідини з привибійної зони свердловини.

Розташування точок при багатоступінчатому або ізохронному випробуванні зазвичай зумовлюється зміною фактичної продуктивності свердловин у процесі випробування.

Абсолютно вільний дебіт газу свердловини визначається наступним чином. Прямолінійна залежність  $\ln(P_2) = f(\ln Q)$  екстраполюється до значення  $Q$ , якому відповідає величина  $(P_{пл}^2 - P_{виб}^2)$  при  $P_{виб} = P_{ат}$ . Це значення  $Q$  і є абсолютний потенційний дебіт при вільному фонтануванні свердловини.

Коефіцієнт "С" знаходиться в результаті вирішення рівняння (2.8):

$$\ln C = \ln Q - n \cdot \ln \left( P_{пл}^2 - P_{виб}^2 \right) \quad (2.9)$$

Графічним шляхом коефіцієнт “С” визначається наступним чином. Прямолінійна залежність  $\ln(\Delta P_2) = f(\ln(Q))$  екстраполюється до значення  $P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = 1$  і визначається відповідний цьому значенню  $P$  дебіт газу  $Q$ , чисельно рівний коефіцієнту “С”.

Отже, коефіцієнт “С” у формулі (2.8) чисельно дорівнює дебіту газу, фільтрація якого в цій точці, тобто за умови  $P_{пл}^2 - P_{виб}^2 = 1$ , протікає згідно закону Дарсі. Отже, незалежно від величини показника степеня  $n$ , коефіцієнт “С” характеризує приплив газу в дану свердловину, фільтрація якого в цих умовах відповідає закону Дарсі.

Показник степеня  $n$  у формулі (2.8), який визначається графічним методом, рівний котангенсу кута нахилу прямої  $\ln(\Delta P_2) = f(\ln(Q))$  до осі абсцис (дебетів).

Розрахункова формула для визначення показника степеня  $n$  має вигляд

$$n = \frac{\ln Q_2 - \ln Q_1}{\ln \left( P_{пл}^2 - P_{виб}^2 \right)_2 - \ln \left( P_{пл}^2 - P_{виб}^2 \right)_1} \quad (2.10)$$

Для отримання виразу вираження фільтрації газу за двочленным законом скористаємось формулою, яка об’єднує перепад тиску зі швидкістю течії флюїду і є справедливою як для ламінарної, так і турбулентної течії газу

$$\frac{dP}{dL} = \frac{\mu}{k} + \beta^* \cdot \rho \cdot v^2, \quad (2.11)$$

де  $P$  – тиск;  $L$  – довжина;  $\mu$  – коефіцієнт динамічної в'язкості флюїду;  $k$  – коефіцієнт проникності;  $v$  – швидкість фільтрації флюїду;  $\rho$  – густина флюїду;  $\beta^*$  – коефіцієнт турбулентності.

Рішення рівняння (2.11) для газу має вигляд

$$\frac{M \cdot (P_1^2 - P_2^2)}{2 \cdot z \cdot R \cdot T \cdot \mu \cdot L \cdot \left(\frac{W}{A}\right)} = \frac{W}{A} + \frac{\beta^*}{\mu} \cdot \frac{1}{k}, \quad (2.12)$$

де  $M$  – молекулярна вага газу;  $z$  – коефіцієнт стисливості газу;  $R$  – газова стала;  $T$  – температура газу;  $W$  – масова швидкість руху газу;  $A$  – площа поперечного перетину потоку.

Остаточний вигляд формули для вираження фільтрації газу за двочленним законом має вигляд

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{\mu \cdot z \cdot T \cdot Q \cdot \ln\left(\frac{R_1}{R_2}\right)}{h_k} + \frac{\beta^* \cdot \gamma \cdot Q^2 \cdot z \cdot T \cdot \left(\frac{1}{R_1} + \frac{1}{R_2}\right)}{h^2}, \quad (2.13)$$

де  $Q$  – дебіт газу свердловини;  $h$  – товщина пласта;  $\gamma$  – питома вага газу;  $\ln(R_1/R_2)$  – логарифм відношення радіусів, виміряних від центру ствола свердловини. Індекс 1 відповідає точці пласта на деякому віддаленні від свердловини, індекс 2 – точці на стінці ствола свердловини (тобто радіусу свердловини  $R_c$ ).

Методика визначення коефіцієнта проникності зводиться до вирішення рівняння (2.12) відносно величини коефіцієнта проникності “ $k$ ”. Отримане значення  $k$  служить основою для визначення  $\beta^*$  за графіками  $\beta^* = f(k)$ , а потім за формулою

$$k = k \cdot \beta^* \quad (2.14)$$

визначається величина коефіцієнта проникності.

Розглянемо виведення двочленної формули припливу газу до вибою досконалої за ступенем і характером розкриття пласта свердловини.

В даному випадку І.А. Чарний розділяє фільтраційний потік газу в пласті на дві області, виходячи з наступної гіпотези. В першій області, віддаленій від вибою свердловини на деяку відстань (за межами величини критичного радіуса  $R_{кр}$ ), фільтрація газу відповідає закону Дарсі. В другій області, безпосередньо прилеглий до вибою свердловини, внаслідок різкого збільшення швидкості потоку газу його фільтрація відповідає двочленному закону.

Очевидно, що для першої області справедливий вираз

$$P_k^2 - P_{кр}^2 = \bar{a} \cdot Q \cdot \ln \frac{R_k}{R_{кр}}, \quad (2.15)$$

де

$$\bar{a} = \frac{a}{\ln \frac{R_k}{R_c}} = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ам} \cdot T_{нл}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{см}} \quad (2.16)$$

В другій області

$$P_{нл}^2 - P_{виб}^2 = \bar{a} \cdot Q \cdot \ln \frac{R_{кр}}{R_c} + \bar{e} \cdot Q^2 \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (2.17)$$

де

$$\bar{e} = \frac{\rho_{ам} \cdot z \cdot P_{ам} \cdot T_{нл}}{2 \cdot \pi^2 \cdot h^2 \cdot l \cdot T_{нл}^2}, \quad (2.18)$$

де  $l$  – коефіцієнт макрошорсткості, який характеризує структуру порового простору.

Остаточно двочленна формула припливу газу до вибою свердловини має вигляд

$$P_{nl}^2 - P_{вуб}^2 = \bar{a} \cdot Q \cdot \left( \ln \frac{R_k}{R_c} \right) + \bar{b} \cdot Q^2 \cdot \left( \frac{1}{R_c} - \frac{1}{R_k} \right) = A Q + B Q^2 \quad (2.19)$$

Але коефіцієнт  $A$  в цих формулах має наступний вигляд:

$$A = \frac{\mu \cdot z \cdot P_{ам} \cdot \ln \frac{R_k}{R_c} \cdot T_{nl}}{\pi \cdot k \cdot h \cdot T_{cm}} \quad (2.20)$$

За своєю структурою коефіцієнт  $A$  є величиною, зворотною коефіцієнту “ $C$ ” в степеневій формулі. Отже

$$A = \frac{1}{C} \quad (2.21)$$

На Пролетарському ПСГ для обробки результатів газогідродинамічних досліджень свердловин на стаціонарних режимах фільтрації газу і, відповідно, для визначення робочих дебетів свердловин використано степеневу формулу припливу газу до вибою свердловини.

Коефіцієнти  $C$  і  $n$  у рівнянні продуктивності визначались графічним і розрахунковим шляхом.

Аналіз отриманих результатів показав, що на момент проведення досліджень дебіт свердловин істотно відрізнявся. Практично всі свердловини на гор.Б-5 (222, 223, 224, 257, 251, 236, 234, 271, 262) працювали з приймальністю від 88,0 до 368,0 тис.м<sup>3</sup>/добу, при репресіях 1.01-2.69 МПа і

пластовому тиску, який коливався в межах від 9.18 до 10.81 МПа. Виключенням є свердловина 310, дебіт якої на момент досліджень становив 12,0 тис.м<sup>3</sup>/добу.

Таблиця 2.6 – Результати газодинамічних досліджень експлуатаційних свердловин гор.Б-5

№ св.	Дата досліджень	$P_{пл}$ , МПа	$P_{виб.}$ , МПа	$P_{пл} - P_{виб.}$	Дебіт ( $q_{св}$ ), тис.м <sup>3</sup> /доб	Продуктивність ( $q_{св}/\Delta P$ )	a	b
222	06.08.03	10.81	11.90	1.09	88,8	8,2	14,70453	0,148327
223	06.08.03	10.58	11.62	1.04	246,5	23,7	4,940716	0,017953
224	06.08.03	10.61	11.62	1.01	356,6	35,3	3,321238	0,008342
257	06.08.03	9.61	11.90	2.29	107,0	4,7	24,28357	0,203288
251	07.08.03	9.89	11.47	1.58	266,4	16,9	6,682587	0,022469
236	07.08.03	9.18	11.87	2.69	120,0	4,5	24,89107	0,185800
234	07.08.03	9.85	11.97	2.12	163,2	7,7	14,95171	0,082064
271	08.08.03	9.83	10.97	1.14	368,8	32,4	3,391546	0,008237
262	08.08.03	10.18	11.77	1.59	119,7	7,5	15,38006	0,115092
310	08.08.03	10.68	11.90	1.22	12,0	1,0	121,0941	9,039102

Для всіх свердловин були визначені коефіцієнти фільтраційного опору привибійної зони та пласта-колектора в цілому, які наведені в таблиці 2.6.

## Висновки по розділу 2

1. Аналіз результатів досліджень у свердловинах показав, що має місце поступове надходження води в горизонт. Це може призвести до зменшення газонасиченого об'єму газового покладу до 20%. Для усунення негативних наслідків цього процесу при створенні ПСГ, необхідно в процесі закачування газу першочергово підвищити тиск, щоб відтиснути пластову воду та збільшити газонасичений об'єм.

2. Для підвищення ефективності експлуатаційних параметрів газосховищ необхідно провести додаткову перфوراцію, або гідророзрив, що



збільшить кількість отворів в експлуатаційній колоні, внаслідок чого зменшиться коефіцієнт фільтрації і збільшиться їх дебіт.

3. При проведенні геолого–промислових досліджень отримані нові дані, які дозволили якісно прогнозувати основні показники створюваного газосховища, визначити напрямки робіт по якісному розкриттю пласта-колектора та підвищити продуктивність свердловин у 15%.

### РОЗДІЛ 3

## РОЗРОБКА ЕКСПЛУАТАЦІЙНИХ РЕЖИМІВ У БАГАТОПЛАСТОВИХ ПОКЛАДАХ НА ОСНОВІ СТВОРЕНИХ МАТЕМАТИЧНИХ МОДЕЛЕЙ

Відомо, що до виведення сховища на циклічний режим експлуатації відбираний газ є величиною змінною, яка залежить від колекторських властивостей пласта, ступеня газонасиченості, газонасиченої товщини й інших чинників. У подальшому він стає практично сталим і залежить тільки від режиму експлуатації покладу.

Залежно від конкретних умов, на початку циклічного режиму експлуатації газосховища, об'єм газу може бути меншим, рівним або більшим активного об'єму газу. В загальному випадку, об'єм газу, що залишається в пласті, визначається його основним призначенням. Виходячи з цього, підземні сховища, створені у водоносному пласті та обводненому покладі, підрозділяються на три групи.

1. Газосховища, буферний об'єм яких призначається для підтримання необхідного пластового тиску, що забезпечує передбачені об'єми відбирання газу. Буферний об'єм цих сховищ збільшується з погіршенням колекторських властивостей пласта та зі зниженням продуктивності експлуатаційних свердловин.

2. Газосховища, буферний об'єм яких визначається максимально допустимим тиском нагнітання газу. Необхідність збільшення буферного об'єму пов'язана з неможливістю створення необхідних репресій на газонасичений пласт унаслідок розривних порушень, при порівняно невеликій товщині покритишки, а також при аномально високому тиску та великому об'єму газонасиченості.

3. Газосховища, буферний об'єм яких визначається необхідністю забезпечення безводного відбирання газу при активному вторгненні в поклад контурних вод, а також пластових вод із нижчезалягаючих горизонтів,

сполучених із експлуатаційним об'єктом. Зі зменшенням буферного об'єму в процесі відбирання газу відбувається часткове або повне обводнення експлуатаційних свердловин.

Тому основним завданням у цьому розділі є розроблення оптимальних режимів підземних сховищ газу при їх циклічній експлуатації в багатопластових покладах.

### **3.1 Розробка математичної моделі для оптимізації основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ**

Відомо, що при створенні газосховища в будь-яких гірничо-геологічних умовах його параметри визначаються верхньою та нижньою межею пластового тиску. Показники циклічної експлуатації розраховані для одно- і багатопластових підземних сховищ газу з урахуванням особливостей будови пласта-колектора, характеру розміщення експлуатаційних свердловин по площі, обладнання сховища системою підготовки газу та параметрів роботи компресорної станції (рисунок 3.1-3.2).

Розрахунки основних технологічних параметрів експлуатації ПСГ, створеного у виснаженому газоконденсатному покладі при газовому режимі, виконані методом послідовної зміни стаціонарних умов. Він полягає в спільному розв'язуванні системи рівнянь, а саме рівняння матеріального балансу, припливу газу до вибою свердловини, руху газу по стовбуру свердловини, і руху газу по шлейфах [9,10,18,19,25,26,27,35,36,37,38].

Рівняння матеріального балансу визначає динаміку пластового тиску в процесі відбирання чи закачування газу

$$\frac{P_i}{z} = \frac{Q_i \cdot P_0 \cdot T_{пл}}{\Omega_{гн} \cdot T_0} \quad (3.1)$$

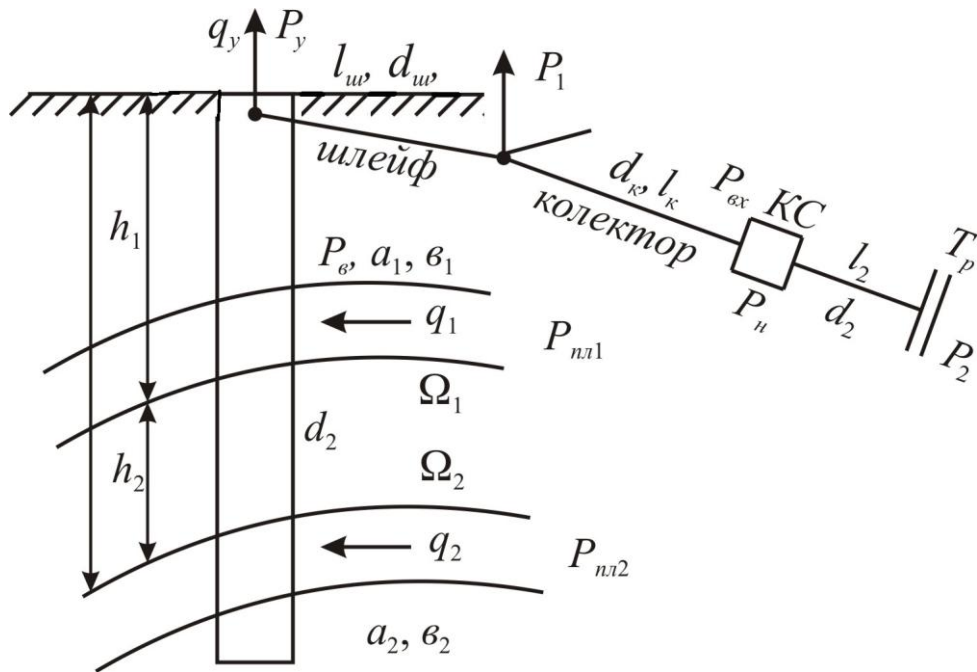


Рисунок 3.1 – Технологічна схема розрахунку оптимального режиму роботи багатопластового сховища при нагнітанні (відборі) газу

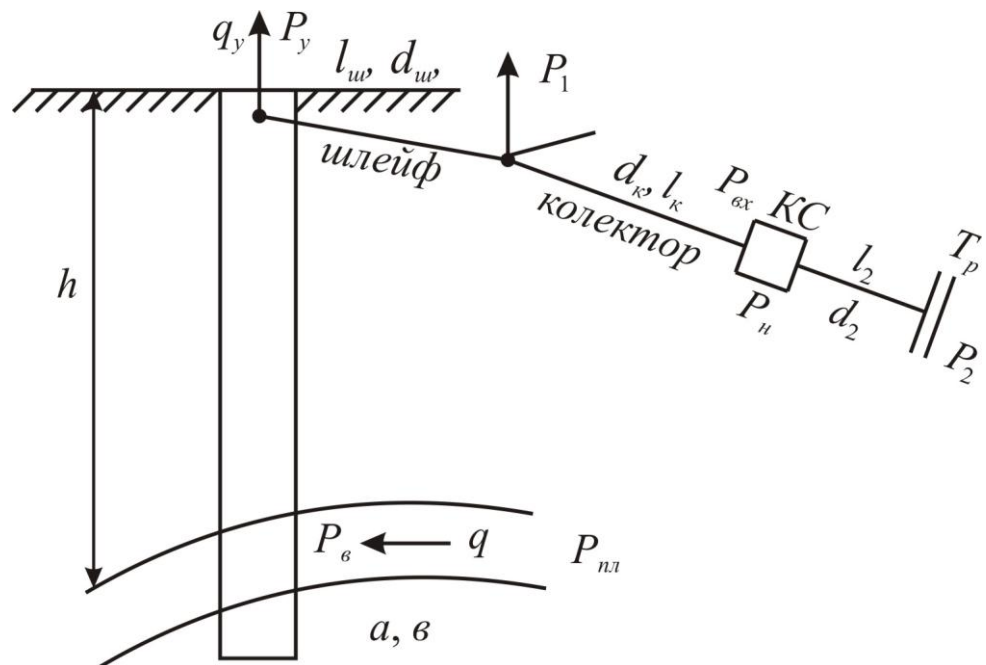


Рисунок 3.2 – Технологічна схема розрахунку оптимального режиму роботи однопластового сховища при нагнітанні (відборі) газу

де  $P_i$  – середній пластовий тиск в покладі на кінець розрахункового кроку, МПа ;  $Q_i$  – поточний об’єм газу в пласті, млн.м<sup>3</sup>;  $P_0, T_0$  – стандартні тиск та температура відповідно, МПа та К;  $T_{пл}$  – пластова температура, К;  $\Omega_{гн}$  – газонасичений поровий об’єм, млн. м<sup>3</sup>;  $z$  – коефіцієнт стисливості газу.

Дебіт чи приймальність “середньої” свердловини розраховуються за умовами поточних коефіцієнтів фільтраційних опорів, депресії та пластового тиску шляхом вирішення рівняння фільтрації газу в привибійній зоні свердловини

$$\pm P_{nl}^2 - P_{воб}^2 = a \cdot q + b \cdot q^2 \quad (3.2)$$

Під час режиму постійної депресії ( $\Delta P = \text{const}$ ) рівняння (3.2) набуде наступного вигляду:

$$q = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \cdot \Delta P \cdot b \cdot P_{nl}^2} - \Delta P}{2 \cdot b}, \quad (3.3)$$

При постійному гирловому тиску ( $P_y = \text{const}$ ) під час процесу відбирання рівняння набуде вигляду

$$q = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \cdot \theta \cdot (P_{nl}^2 - P_y^2 \cdot e^{2S})} - a}{2 \cdot \theta}, \quad (3.4)$$

під час процесу закачування –

$$q = \frac{\sqrt{a^2 + 4 \cdot \theta \cdot (P_y^2 \cdot e^{2S} - P_{nl}^2)} - a}{2 \cdot \theta}, \quad (3.5)$$

де  $\Theta = 1.377 \lambda Z^2 \cdot T^2 \cdot \left\{ \frac{e^{25} \cdot l - 1}{d^5} \right\}$ ;  $a$  і  $b$  – коефіцієнти фільтраційних опорів.

$S=0.063$

Рівняння руху газу по вертикальних трубах дає можливість визначити втрати тиску в ліфтових трубах і в загальному вигляді воно має вигляд

$$\pm \left[ P_{\text{виб}}^2 - P_y^2 \right] e^{2S} = \theta \cdot q^2 \quad (3.6)$$

Для визначення зміни тиску на усті свердловини під час процесу відбирання чи закачування газу використовувалося рівняння

$$P_y(t) = \sqrt{\frac{P_{\text{пл}}^2 \pm a \cdot q(t) \pm (\theta + b) \cdot q^2(t)}{e^{2S}}}, \quad (3.7)$$

де  $P_{\text{виб}}(t)$ ,  $P_y(t)$ ,  $P_{\text{пл}}(t)$  – тиски вибійний, на усті свердловини та пластовий в часі відповідно, МПа;

$q(t)$  – дебіт свердловини в часі, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$a, b$  – коефіцієнти фільтраційних опорів.

Втрати тиску газу по шлейфу під час процесу відбирання чи закачування визначаємо за допомогою рівняння руху газу по шлейфах:

$$\pm \left[ P_n^2 - P_k^2 \right] = 1.62 \cdot \lambda \cdot \frac{Q_0^2}{D^5} \cdot P_0 \cdot \rho \cdot L, \quad (3.8)$$

де  $P_n$ ,  $P_k$ ,  $P_0$  – тиски на усті свердловини, “гребінці” та при нормальних умовах відповідно, МПа;

$Q_0$  – об’єм газу, що рухається по шлейфу, тис. м<sup>3</sup>/добу;

$D$  – внутрішній діаметр шлейфа, мм;

$L$  – середня довжина шлейфа, м;

$\lambda$  – коефіцієнт гідравлічного опору;

$\rho$  – густина газу.

Максимально можливий об'єм газу, що зберігається,  $Q_3$  в газонасиченому порому об'ємі  $\Omega_{гн}$  визначається верхньою межею пластового тиску  $P_{пл}^{max} (\bar{P}_{max})$

$$Q_3 = \Omega_{гн} \cdot \bar{P}_{max} \cdot \frac{T_0}{T_{пл} \cdot P_0}. \quad (3.9)$$

Буферний об'єм газу  $Q_{буф}$  визначається за нижньою межею пластового тиску  $P_{пл}^{min} (\bar{P}_{min})$ , розрахованому з урахуванням умов забезпечення мінімального робочого тиску на усті свердловин при відборі газу

$$Q_б = \Omega_{гн} \cdot \bar{P}_{min} \cdot \frac{T_0}{T_{пл} \cdot P_0}. \quad (3.10)$$

Ознаки для (3.9) та (3.10) такі ж, як і в рівнянні (3.1).

Активний об'єм газу  $Q_a$  визначається як різниця між загальним  $Q_3$  і буферним  $Q_б$

$$Q_a = Q_3 - Q_б. \quad (3.11)$$

Продуктивність ПСГ при закачуванні та відбиранні визначається з урахуванням щомісячних об'ємів транспортування газу та відпрацьованих діб у кожному місяці

$$Q^{нсс}(t) = \frac{Q_a(t)}{t}. \quad (3.12)$$

Збільшення числа діючих підземних сховищ газу та зростання їх ролі в газопостачанні споживачів вимагає оперативного регулювання й оптимізації параметрів експлуатації штучних газових покладів. Для цього може бути використана математична модель оптимізації, яка дозволяє

оптимізувати такі показники: обсяг газу, що відбирається за сезон; необхідне число експлуатаційних скважин; загальна витрата газу або тиск. При цьому економічними критеріями ефективності обрані мінімальний буферний об'єм газу, вартість зберігання газу, експлуатаційні витрати.

Дана модель створена для оптимізації параметрів циклічної експлуатації газосховищ, які працюють у газовому режимі. Розраховуються витрата газу та тиск з основного технологічного ланцюга від пласта-колектора до магістрального газопроводу при нагнітанні, а також при відбиранні газу в ПСГ.

### 3.1.1 Розробка алгоритму оптимізація основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ

Розрахунок за наведеною методикою передбачає використання симплекс-методу, який дозволяє знайти оптимальні показники.

Розв'язується система рівнянь і нерівностей, що описують рух газу з пласта до магістрального газопроводу і назад [2,44,45,46,47].

1) Рівняння матеріального балансу:

$$V(t) = \frac{\bar{P}_1 \sigma_1}{Z_1 P_{am}} \Omega_1 + \frac{\bar{P}_2 \sigma_2}{Z_2 P_{am}} \Omega_2, \quad (3.13)$$

де  $V(t)$  – об'єм газу, приведений до нормальних умов на момент часу  $t$ ;

$\bar{P}_1, \bar{P}_2$  - середні пластові тиску в першій і другій зонах;

$Z_1, Z_2$  - коефіцієнти стисливості, які відповідають тискам  $\bar{P}_1, \bar{P}_2$ ;

$\sigma_1, \Omega_1, \sigma_2, \Omega_2$  - газонасичені обсяги порового простору в першій і другій зонах.



Диференціюючи рівняння (3.13) за часом і відобразивши отримані функції дебіту газу і пластового тиску в кусочно-лінійній формі, отримуємо рівняння (3.14) у лінеаризованій формі

$$a_1(\ell) \cdot q(\ell) + \alpha_2(\ell) \cdot q(\ell+1) + \alpha_3(\ell) \cdot P(\ell) + \alpha_4(\ell) \cdot P(\ell+1) = 0 \quad (3.14)$$

де  $\alpha_1(\ell), \alpha_2(\ell), \alpha_3(\ell), \alpha_4(\ell)$  - деякі коефіцієнти (далі всі коефіцієнти будемо позначати через  $\alpha$  з деяким символом);  $\ell$  - номер інтервалу розбивки.

2) Обмеження вибійного тиску:

$$P_3(l) = P(l) + a_5(l)q(l) \leq P_{3.макс} \quad (3.15)$$

У даному прикладі максимальний забійний тиск визначався відповідно до межі міцності свердловинного обладнання.

3) Обмеження тиску на виході компресорної станції при закачуванні газу

$$P_4(l) = \alpha P(l) + a_6(l)q(l) \leq P_{4.макс} \quad (3.16)$$

де  $\alpha$  - коефіцієнт, що характеризує втрати тиску по стовбуру свердловини, який визначається за відомою формулою руху газу по вертикальній трубі.

Тут обмеження вибиралося аналогічно обмеженню до п.2.

4) Обмеження пропускної здатності КС:

$$q \leq \frac{N_{уст}}{f(P_H, P_B)}, \quad (3.17)$$

де  $N_{уст}$  – установочна потужність КС;  $f(P_H, P_B)$  – функція, що характеризує зв'язок потужності КС, витрати газу через неї і тиск нагнітання та всмоктування ( $P_H, P_B$ )

У даному прикладі приймалося за умову адіабатичне стискування.

Функцію  $f(P_H, P_B)$  потрібно розкласти в ряд Фур'є, в якому вона (з урахуванням того, що функція тиску є кусково-лінійною функцією) визначається номером інтервалу розбиття функції пластового тиску за циклом роботи сховища (у нашому випадку за періодом закачування газу). Після деяких перетворень отримуємо вираз

$$a_7(l) \cdot P(l) + a_8(l) \cdot q(l) \geq a_9(l). \quad (3.18)$$

5) Обмеження на витрату газу знизу і зверху:

$$q(l) \leq q_{\max}(l); \quad q(l) \geq q_{\min}(l); \quad (3.19)$$

Ці обмеження являють собою зв'язок роботи ПСГ із вимогами споживача та постачальника (магістрального газопроводу). Значення  $q_{\max}(l)$  і  $q_{\min}(l)$  вважаємо заданими. В даному випадку, наприклад, максимальний дебіт при закачуванні визначався ресурсами газу в постачальника, а при відбиранні задавалися обмеження, зумовлені вимогами споживачів.

б) Умова подачі газу споживачеві:

$P_4 \geq P_5$ , якщо у відборі не бере участі КС;

$P_5 \geq P_6$ , якщо у відборі бере участь КС;

Виражаючи  $P_5(P_4)$  через пластовий тиск ( $P$ ) і витрату газу ( $q$ ) та враховуючи, що  $P_6(P_5)$  задано, отримуємо цю нерівність у вигляді

$$\alpha \cdot P(l) + a_{10}(l) \cdot q(l) \leq a_{11}(l) \quad (3.20)$$

7) Умова циклічності експлуатації сховища:

$$\sum_{l=1}^{l=5} q(l) = \sum_{l=s+1}^{l=2N} q(l) \quad (3.21)$$

Ця умова характеризує рівність обсягів при закачуванні та відбиранні газу. У формулі  $2 * N$  - число розбиття циклу роботи підземного сховища газу на інтервали кусочно-лінійної функції витрат газу та тиску в пласті Р. Отже, рівняння та нерівності (3.13) - (3.21), об'єднані в систему, вирішуються симплекс-методом послідовним наближенням.

Виконані розрахунки, які проводились для гіпотетичного газосховища дозволили знайти оптимальну витрату (рисунок 3.3) і тиск у ПСГ (рисунок 3.4). Активний обсяг газу склав 660 млн. м<sup>3</sup> при обсязі газу в пласті 835 млн.м<sup>3</sup>. Такий великий відсоток активного об'єму (80%) відносно загального визначився завдяки низькому тиску в магістральному газопроводі (2.0, МПа) при відборі та високому тиску, наприкінці закачки (10,5 МПа).

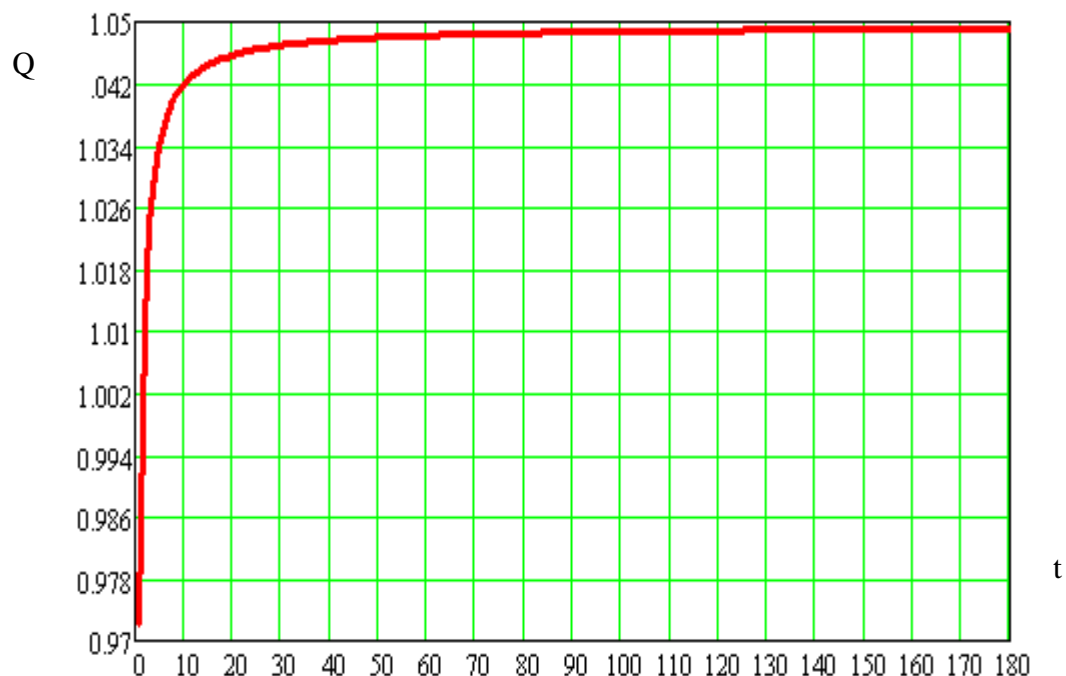


Рисунок 3.3 – Зміна витрати газу при нагнітанні

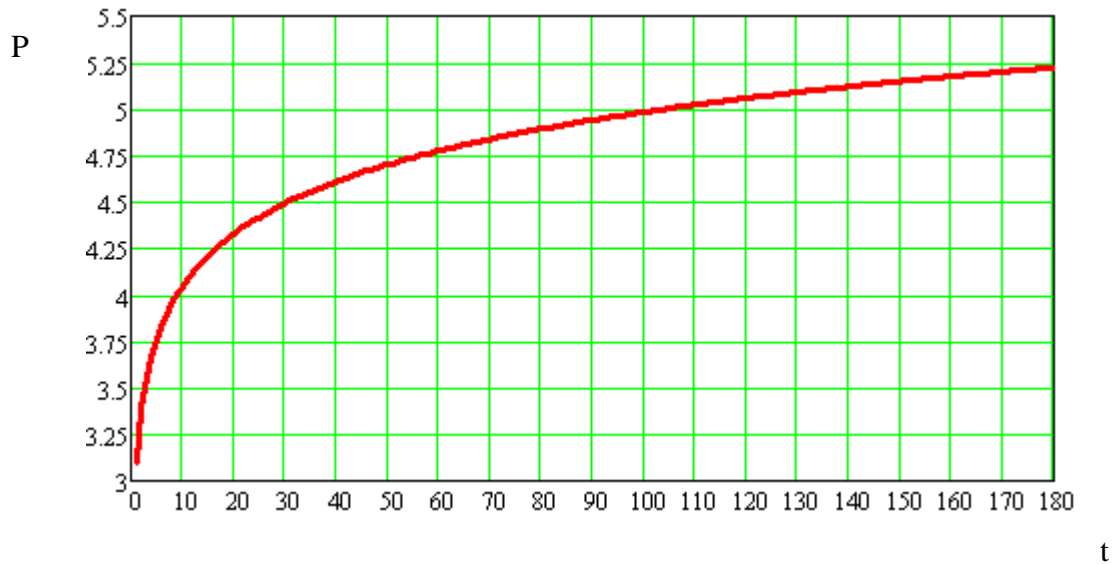


Рисунок 3.4 – Зміна тиску газу при нагнітанні

Запропонована модель дозволяє визначати оптимальні технологічні показники підземного газосховища на час його циклічної експлуатації. Її можна використовувати для розрахунку показників газосховищ, що експлуатуються в газовому режимі.

Реалізація моделі для діючих газосховищ здійснено на багатопластових ПСГ Пролетарському (рисунок 3.5-3.6), та Червонопартизанському (рисунок 3.7-3.8)

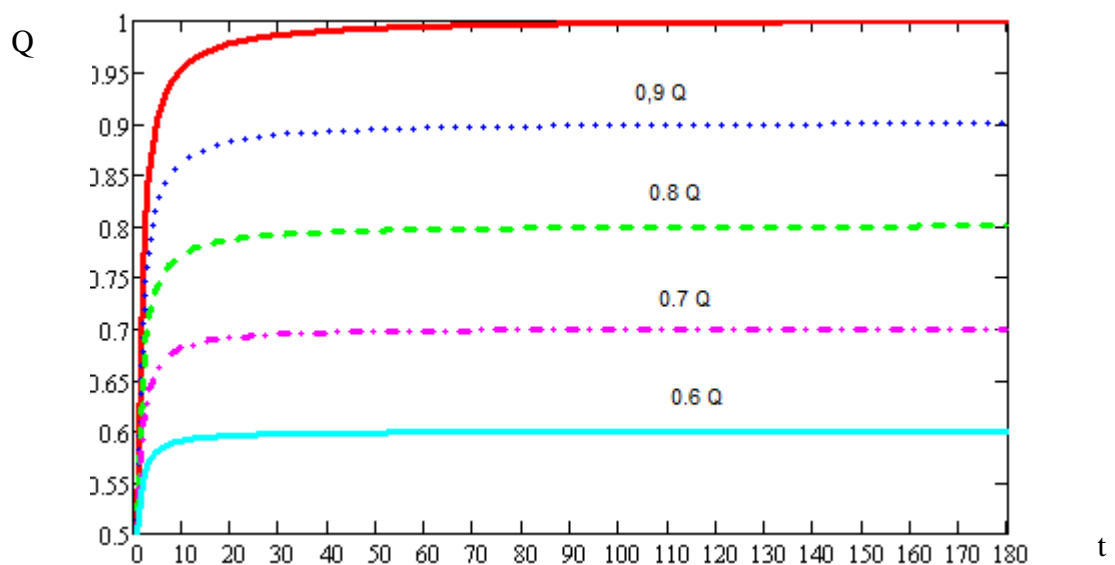


Рисунок 3.5 – Зміна витрати газу при нагнітанні газу на Пролетарському ПСГ

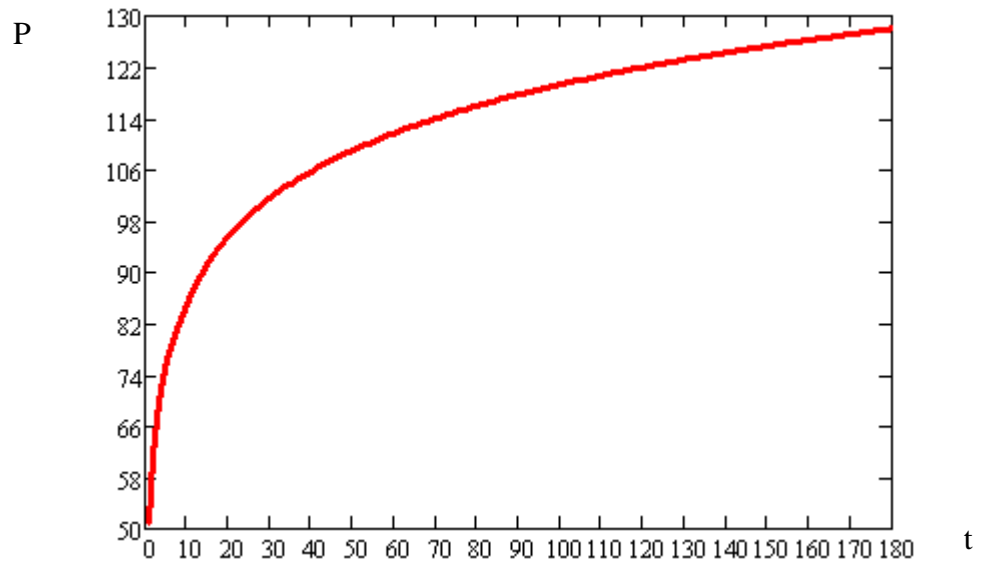


Рисунок 3.6 – Зміна тиску газу при нагнітанні на Пролетарському ПСГ

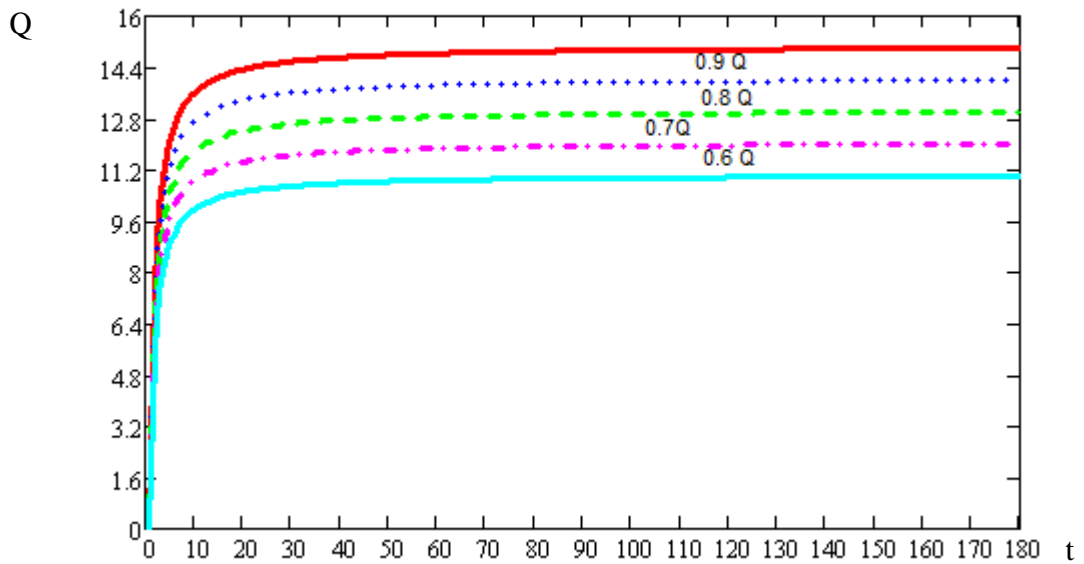


Рисунок 3.7 – Зміна витрати газу при нагнітанні газу на Червонопартызанському ПСГ

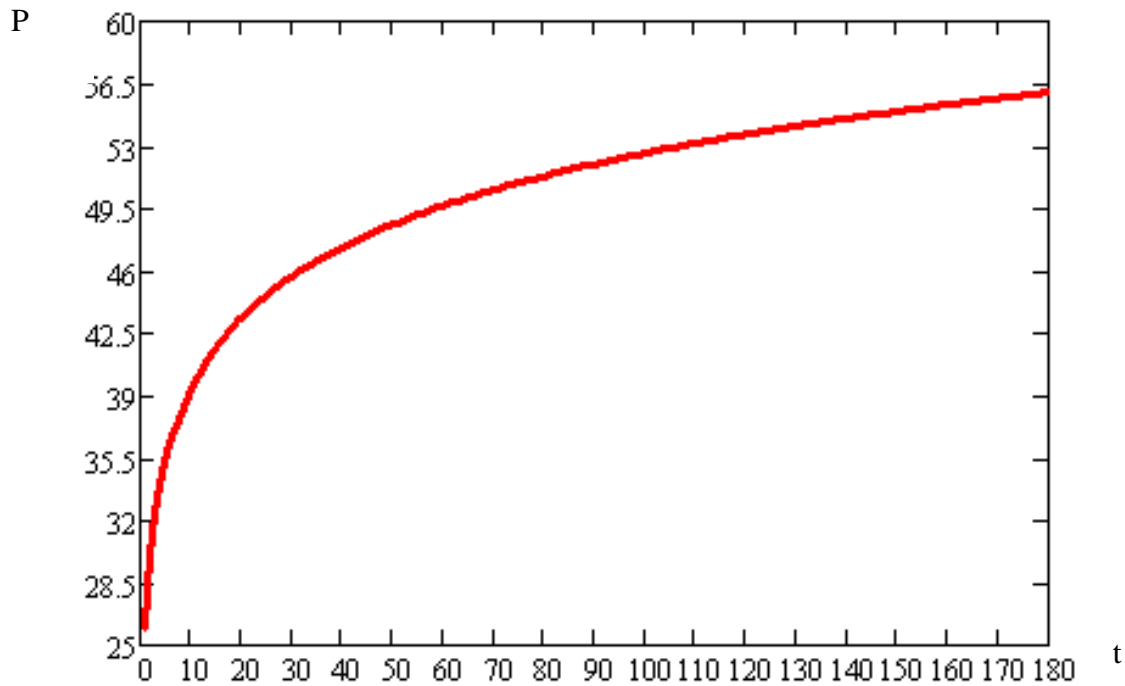


Рисунок 3.8 – Зміна тиску газу при нагнітанні на Червонопартизанському ПСГ

### 3.2 Удосконалення методів кількісної оцінки об'єму перетікань газу і геогідродинамічного контролю експлуатації багатопластових ПСГ

Під час створення багатопластового підземного сховища газу (ПСГ), у результаті буріння експлуатаційних свердловин і одночасного розкриття в них перфорацією двох потенційних об'єктів для підземного зберігання газу, можливе виникнення сполучення між горизонтами, що призводить до перетікань газу [26,27,29,30,35,36,39]. На багатопластовому ПСГ перетікання можуть розпочатися при створенні штучного газового покладу в одному з горизонтів, коли порушується рівновага в пластових тисках унаслідок нагнітання газу. Розглянемо кілька методів визначення об'ємів перетікань газу за наявності сполучення двох горизонтів в експлуатаційній свердловині.

Можливість перетікання газу з вищезалягаючого в нижчезалягаючий горизонт визначається різницею їх початкових пластових тисків із додаванням тиску, що утворюється стовпом газу з верхнього горизонту в

нижній. Нехтуючи втратами тиску на тертя, перепад тиску, що визначає перетікання газу, записуємо у вигляді

$$\Delta p = P_{1_{пл}} \cdot e^S - P_{2_{пл}}, \quad (3.22)$$

де  $P_{1_{пл}}$  і  $P_{2_{пл}}$  – пластовий тиск у верхньому і нижньому горизонтах відповідно (на даний момент часу), МПа.

До завершення процесу перетікання  $\Delta p = 0$  або

$$P_{1_{пл.кін}} \cdot e^S = P_{2_{пл.кін}}, \quad (3.23)$$

де  $P_{1_{пл.кін}}$  і  $P_{2_{пл.кін}}$  – пластовий тиск у верхньому і нижньому горизонтах відповідно (після перетікання), МПа.

Якісна оцінка об'єму перетікань газу значною мірою залежить від частоти визначення пластового тиску в горизонтах, вимірювання якого проводяться з мінімальним розривом у часі. Весь період неконтрольованого перетікання газу розбивається на відрізки часу ( $t_i$ ), характерні для послідовного проведення вимірювань пластового тиску у верхньому горизонті. Кількість газу ( $Q_{pi}$ ), що перетікає в нижній горизонт за час  $t_i$ , під час нагнітання газу в верхній горизонт і газовому режимі даного пласта, визначається за формулою

$$Q_{pi} = Q_H(t_i) \cdot \left( \frac{\bar{P}_{1_{пл.кін}}}{\bar{P}_{1_{пл.поч}}} - 1 \right), \quad (3.24)$$

де  $Q_H(t_i)$  – об'єм нагнітання газу за  $i$ -тий проміжок часу, млн. м<sup>3</sup>;  
 $\bar{P}_{1_{пл.поч}}$  і  $\bar{P}_{1_{пл.кін}}$  – приведені пластові тиски у верхньому горизонті на початку та наприкінці  $i$ -го проміжку часу відповідно (під час нагнітання газу), МПа.

Після припинення нагнітання газу в верхній горизонт об'єм перетікання газу ( $Q_{ni}$ ) у нижній горизонт за час  $t_i$  визначається за формулою

$$Q_{ni} = Q_3(t_i) \cdot \left( 1 - \frac{\bar{P}_{1_{n\lambda\phi+1}}}{\bar{P}_{1_{n\lambda\phi}}} \right), \quad (3.25)$$

де  $Q_3(t_i)$  – залишковий об'єм газу на  $i$ -тий проміжок часу, млн. м<sup>3</sup>;  
 $\bar{P}_{1_{n\lambda\phi}}$  і  $\bar{P}_{1_{n\lambda\phi+1}}$  – приведені пластові тиски в верхньому горизонті на початку і наприкінці  $i$ -го проміжку часу відповідно (після припинення нагнітання газу), МПа.

Загальний об'єм перетікань газу розраховується за формулою

$$Q_{заг} = \sum_{i=1}^n Q_{ni}. \quad (3.26)$$

Окрім переваг запропонованого методу, що базуються на використанні в розрахунках тільки значень пластового тиску в верхньому горизонті, існують і недоліки. Вони, в основному, полягають у неможливості визначення об'єму перетікання за наявності рівності початкового та кінцевого пластових тисків у визначений проміжок часу  $t_i$ , хоча процес перетікання триває ( $P_{1_{пл.кін}} \cdot e^S \neq P_{2_{пл.кін}}$ ), оскільки не досягається основна умова для його припинення (3.23).

Одним із можливих варіантів розрахунку перетікань є метод визначення добового дебіту газу під час перетікань у свердловинах спільної експлуатації з подальшим визначенням щомісячного обсягу, який ґрунтується на різниці значень трубного ( $P_{тр}$ ) і затрубного ( $P_{зтр}$ ) тисків при відомому коефіцієнті гідравлічного опору  $\lambda$ . У свердловинах спільної експлуатації, як правило, ліфтові труби спущені до нижнього горизонту.



Тобто перетікання газу з верхнього в нижній пласт відбувається по затрубному просторі, при цьому тиски  $P_{тр}$  і  $P_{зтр}$ , як і слід очікувати, досить істотно відрізняються між собою. Отже, наявність умови  $P_{зтр} > P_{тр}$  характеризує процес перетікання газу, після завершення якого відсутня істотна різниця в тисках, тобто  $P_{зтр} = P_{тр}$ . Однак, розрахунки об'єму перетікання за даним методом можуть бути ускладнені з кількох причин.

По-перше, на вибоях свердловин спільної експлуатації не гарантується відсутність рідини, наявність якої може простежуватися за заниженими значенням тиску як в трубному, так і затрубному просторах. Це, в свою чергу, може призвести до недостовірного визначення пластового та вибійного тисків і відповідної похибки в підрахунку величини перетікань газу, оскільки в них передбачається врахування газового середовища в свердловині.

По-друге, фактор недостатньої кількості вимірювань тиску ( $P_{тр}$ ,  $P_{зтр}$ ) у свердловинах спільної експлуатації унеможлиблює визначення об'єму перетікання газу зі значною точністю в кожному конкретному випадку, для кожної свердловини окремо за весь період існування процесу перетікання. Крім того, не виключається можливість перетікання газу в "спільних" свердловинах по заколонному просторі, стовідсоткову герметичність якого без проведення відповідних геофізичних досліджень встановити не можливо.

Інший запропонований метод розрахунку перетікань газу ґрунтується на врахуванні поточних коефіцієнтів фільтраційного опору, визначених для кожного з горизонтів, втрат тиску в пласті та зміні дебіту газу при перетіканні в часі (при цьому береться до уваги те, що сполучення двох горизонтів відбувається в одній укрупненій свердловині), а також роботі пластів за газовим режимом.

Рівняння припливу газу з верхнього горизонту має вигляд

$$P_{1наг}^2 - P_{1виб}^2 = a_1 Q + b_1 Q^2. \quad (3.27)$$

Рівняння нагнітання газу в нижній горизонт при перетіканні має вигляд

$$P_{2_{\text{виб.}}(n)}^2 - P_{2_{\text{пл.}}(n)}^2 = a_2 Q + b_2 Q^2, \quad (3.28)$$

Ввівши позначення  $a$ , що залежить від  $a_1$  і  $a_2$ , та  $b$  – від  $b_1$  і  $b_2$ , після відповідних перетворень отримаємо формулу для визначення перетікань газу з верхнього в нижній горизонт

$$Q_{n(n)} = \frac{\sqrt{a^2 + 4b \cdot (P_{1_{\text{пл.}}(n)}^2 e^{2S} - P_{2_{\text{пл.}}(n)}^2)} - a}{2b}. \quad (3.29)$$

Для їх обчислень застосовується метод розрахунку зміни дебіту газу  $Q(t)$ , що базується на визначенні  $Q_{\text{пл}}$  за відомими початковими значеннями  $P_{1_{\text{пл.}}}$  і  $P_{2_{\text{пл.}}}$  за формулою (3.29), подальшому заданні відрізка часу  $t_1$ , протягом якого приймається дебіт  $Q_{\text{пл}} \approx \text{const}$ , і визначається кількість газу, що перетікає за час  $t_1$  за формулою

$$Q_1 = Q_{\text{пл}} \cdot t_1. \quad (3.30)$$

Далі за відомими значеннями  $P_{1_{\text{пл.}2}}$  і  $P_{2_{\text{пл.}2}}$  знаходяться відповідні  $Q_1 + Q_2$  та ін. до  $Q = 0$ .

Отже, представлені методи кількісної оцінки перетікань газу були розроблені й застосовані на одному з вітчизняних багатопластових ПСГ і показали свою високу ефективність.

Так, за одним із варіантів розрахунку встановлено, що через свердловини спільної експлуатації до нижчезалягаючого горизонту потрапило близько 21,4%, за іншим – 18,2% газу від загального об'єму нагнітання у вищезалягаючий горизонт.

Розбіжність у кількісній оцінці перетікань між запропонованими варіантами незначна і становить 3,2%. Тому, можна з упевненістю

стверджувати, що достатньо висока точність запропонованих методів указує на необхідність їхнього застосування в багатопластових ПСГ із газодинамічним зв'язком між продуктивними горизонтами в свердловинах для спільної експлуатації, особливо на стадії створення газосховищ, для здійснення оперативної оцінки перетікань і ведення якісного балансу газу окремо по горизонтах.

Оскільки ПСГ є об'єктом подвійного походження – природного (пласти та структурні пастки) і штучного, тобто технологічного (система закачування та відбирання газу), то всі проблеми можна адекватно формулювати та вирішувати тільки в геотехнологічному підґрунті.

Відповідно з цим, дослідження в галузі гідродинаміки пластових процесів у газосховищах мають бути значною мірою геогідродинамічними.

Для розвитку української системи ПСГ корисними є такі геотехнологічні методи [23,24,30.31,32,38,39]:

- метод експериментального вивчення руху газового об'єму в пластових умовах (метод годографу газового об'єму ПСГ) з діагностикою втрат газу як базою моніторингу характеристик ПСГ.

- метод екологічного контролю за формуванням сховища засобами польової геохімії та біогеохімії з використанням розв'язань спеціальних зворотних (геологічних) задач математичної фізики для дифузійних осередків розсіювання газових покладів як бази "зовнішнього" моніторингу характеристик ПСГ.

Комбінуванням засобів польової геохімії (газової зйомки  $R_h$ - і  $E_h$ -метрії та мікробіологічних досліджень) зі спеціальними задачами математичної фізики для дифузії метану в гірських породах було закладено базу ефективної методології екологічного контролю за формуванням ПСГ, заснованого на уточненні геологічної побудови покрівлі штучного покладу за даними про міграцію газу в його осередку розсіювання. Вирішення цієї проблеми є важливим перш за все тому, що структури-пастки, обрані для ПСГ, зазвичай слабоплікативно деформовані, і структурні побудови в

нешільній мережі свердловин не дозволяють виявити диз'юнктивні дислокації покрівлі покладу на стадії проектування ПСГ і так запобігти ризику його негерметичності. Саме цю проблему дозволяють вирішити геохімічні роботи на площах, а у деяких випадків навіть трасувати великі тріщини відриву, що розвиваються практично без зсуву в покрівлі структур-пасток.

Метод годографу газового об'єму ПСГ ефективно використовується на всіх українських ПСГ і має за основу властивості функції скалярного аргументу (функції-годографу) виду

$$\bar{\xi} = M \cdot i + \frac{P}{z} \cdot j . \quad (3.31)$$

Вона відповідає рівнянню стану природного газу, яке для геогідродинамічного контролю формування та експлуатації ПСГ зручно представити у вигляді

$$M = V \frac{P}{z}, \quad (3.32)$$

$$M = P_0 \frac{T}{T_0} V_0,$$

де  $V$  – об'єм газу в пласті, маса якого за нормальних термодинамічних умов ( $T_0, P_0$ ) визначається об'ємом  $V_0$ ;  $T, P$  – пластові значення температури та тиску;  $z$  - коефіцієнт надстисливості;  $t$  - час.

Оскільки умови створення ПСГ відповідають пластовій ізотермі, функція  $M$  є строго пропорційною  $V_0$ , і тому відображення співвідношення (3.31) на площині годографу  $(M, \frac{P}{z})$  за даним методом є зручним засобом контролю формування й експлуатації реальних ПСГ у гідрогазодинамічному аспекті, його геотехнологічної еволюції та діагностичних оцінок.

### 3.3 Розробка математичної моделі експлуатації сховищ газу, створених у водоносних пластах

Експлуатація підземних сховищ газу (ПСГ) починається в умовах пружно-водонапірного режиму і включає в себе закачування буферного й активного об'ємів газу в підземне сховище, створене у водоносній структурі для стабілізації порового процесу [40,41,42,43,44].

Задачею даного способу експлуатації ПСГ є розрахунок і створення умов, за яких не відбуватиметься зменшення або збільшення газонасиченого простору в підземних сховищах газу (ПСГ), в яких проявляється пружно-водонапірний режим експлуатації; параметри сховища будуть постійними; при зміні обставин параметри ПСГ можуть коригуватися.

Суть запропонованого рішення полягає у наступному. При експлуатації підземного сховища газу, створеному в водоносній структурі або заводненому газовому (газоконденсатному) покладі, починається процес експлуатації. Він передбачає закачування газу від мінімального пластового тиску ( $P_{\text{пл.мін.1}}$ ) до величини середньозваженого гідростатичного пластового тиску ( $P_{\text{ср.гід.}}$ ) за час ( $t_1$ ). У зв'язку з необхідністю перевищувати гідростатичний тиск на 20-30% (за технологічними показниками) закачування продовжується до максимального пластового тиску ( $P_{\text{пл.макс}}$ ), передбаченого технологічним проектом, за час  $t_2$ , після якого починається нейтральний період. Він триває протягом часу ( $t_{\text{н.з.}}$ ), який буде необхідний за технологічними та технічними показниками ( $t_{\text{н.з.}}$ ). Після цього починається період відбирання активного об'єму газу до величини пластового тиску ( $P_{\text{ср.гідр.}}$ ) за час ( $t_3$ ) і далі до мінімального пластового тиску ( $P_{\text{пл.мін.2}}$ ) за час ( $t_4$ ), за яким настає нейтральний період ( $t_{\text{н.з.}}$ ). Його термін визначається розрахунковим шляхом. Надалі при зміні  $P_{\text{пл.макс}}$ , або  $P_{\text{пл.мін.}}$  проводиться коригування тривалості нейтрального періоду як після періоду закачування,

так і після періоду відбирання газу для забезпечення постійної величини газонасиченого простору за формулою (3.34)

$$\frac{\frac{1}{2}(t_2 + t_3) \left[ \frac{P_{\max 1} + P_{\max 2}}{2} - P_{\text{гiдр.}} \right] + t_{\text{н.з.}} \left[ \frac{P_{\max 2} + P_{\max 1}}{2} - P_{\text{гiдр.}} \right]}{\frac{1}{2} t_1 (P_{\text{гiдр.}} - P_{\min 1}) + \frac{1}{2} t_4 (P_{\text{гiдр.}} - P_{\min 2}) + t_{\text{н.в.}} (P_{\text{гiдр.}} - P_{\min 2})} = 1 \quad (3.34)$$

де  $P_{\min 1}$  – мінімальний пластовий тиск на початку періоду закачування, кгс/см<sup>2</sup>;

$P_{\min 2}$  – мінімальний пластовий тиск після періоду відбирання, МПа;

$P_{\max 1}$  – максимальний пластовий тиск на кінець періоду закачування, МПа;

$P_{\max 2}$  – максимальний пластовий тиск на кінець нейтрального періоду, МПа;

$P_{\text{ср.гiдр}}$  – середній гідростатичний тиск, МПа;

$t_1$  – час періоду закачування газу від  $P_{\min 1}$  до  $P_{\text{ср.гiдр.}}$ , доба;

$t_2$  – час періоду закачування газу від  $P_{\text{ср.гiдр.}}$  до  $P_{\max 1}$ , доба;

$t_3$  – час відбирання газу від  $P_{\max 2}$  до  $P_{\text{ср.гiдр.}}$ , доба;

$t_4$  – час відбирання газу від  $P_{\text{ср.гiдр.}}$  до  $P_{\text{пл.мін.2}}$ , доба;

$t_{\text{н.з.}}$  – час нейтрального періоду після відбирання активного об'єму газу, доба;

$t_{\text{н.в.}}$  – час нейтрального періоду після закачування до  $P_{\text{пл.макс.}}$ , доба.

При створенні ПСГ значення величин, які входять до формули (3.34), завжди будуть більшими одиниці; при циклічній експлуатації – рівним 1, а за необхідності зменшення газонасиченого порового простору – меншим одиниці.

Зіставляючи в формулі 3.34 параметри чисельника (сегмент 1 на рисунку 3.3), який відповідає значенню  $(P_{\max 2} - P_{\text{ср. гiдр.}})(t_1 + t_4) + P_{\min 2} t_{\text{н.в.}}$ , до знаменника (сегмент 2), показники якого  $(P_{\text{ср.гiдр.}} - P_{\min 1})(t_2 + t_3) + P_{\max 2} t_{\text{н.з.}}$ ,

і знаючи визначені раніше величини ( $P_{\max.1}$ ,  $P_{\max.2}$ ,  $P_{\min.1}$ ,  $P_{\min.2}$ ,  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$ ,  $t_{н.в.}$ ), оскільки відомий час закачування, час нейтрального періоду після нього та час відбирання до мінімального пластового тиску, можна визначити тривалість нейтрального періоду після відбирання ( $t_{н.в.}$ ). Або навпаки – знаючи  $t_{н.в.}$  можна визначити нейтральний період після закачування ( $t_{н.з.}$ ).

Таким чином, експлуатація газового сховища має циклічний характер, і при порушенні рівномірності сегментних частин 1 і 2 відбувається зміна (збільшення або зменшення) газонасиченого простору. Порушення можуть виникнути в зв'язку з теплою зимою, коли необхідність подачі газу зі сховища відсутня і початок періоду відбирання переноситься. Для забезпечення постійної величини газонасиченого порового простору необхідно забезпечити рівність сегменту 1 та сегменту 2. Для цього необхідне корегування їх величини з використанням тривалості нейтрального періоду після закачування або відбирання ( $t_{н.в.}$  і  $t_{н.з.}$ ). Якщо відоме значення одного з нейтральних періодів ( $t_{н.в.}$  або  $t_{н.з.}$ ), можна досягти рівності площі сегментів **1** і **2** (рисунок 3.9), визначивши тривалість іншого нейтрального періоду з формули (3.34), не порушуючи при цьому технологічні показники та режими.

Для підтримки стабільної величини газонасиченого простору необхідно розрахувати термін нейтрального періоду ( $t_{н.з.}$ ) із використанням формули (3.34)

У результаті розв'язання цього рівняння одержуємо: нейтральний період після періоду відбирання повинен становити 34.5 доби, що було запропоновано виробникам для впровадження.

Суттєвою відзнакою даного способу експлуатації ПСГ є наступне:

- визначення середнього гідростатичного тиску здійснюється з урахуванням початкового гідростатичного тиску та поточного стану положення газоводяного контакту;

- використання даної моделі дає змогу контролювати й утримувати в умовах пружно-водонапірного режиму постійну величину газонасиченого

порового простору, коригуючи тривалість нейтрального періоду, з урахуванням зміни проектних показників (максимального та мінімального пластового тиску, активного та загального об'ємів зберігання газу), без загрози обводнення або розширення штучного газового покладу.

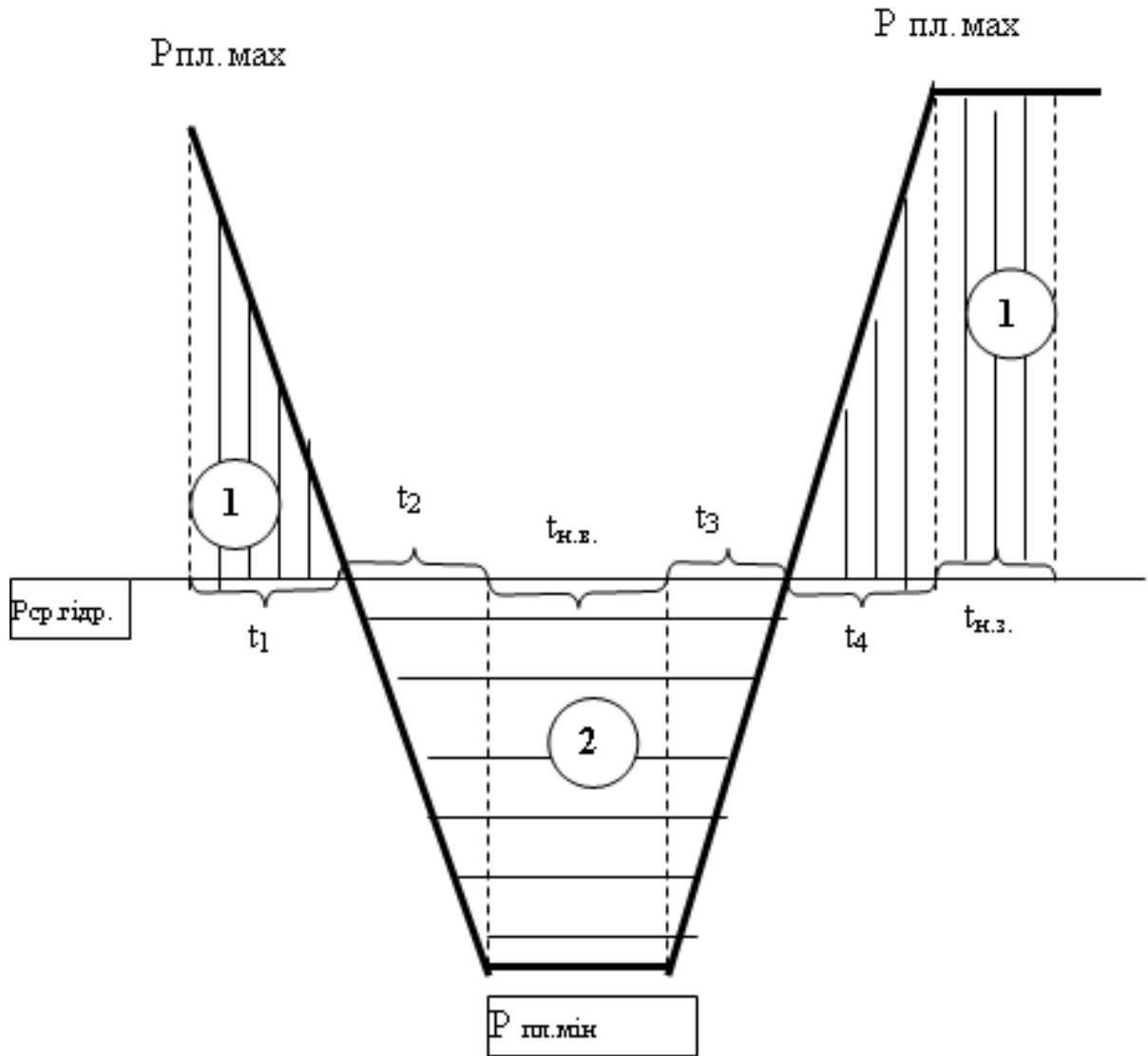


Рисунок 3.9 – Спосіб експлуатації підземного сховища газу



Ефективність від впровадження даного способу експлуатації при розширенні об'ємів зберігання до 1700 млн. м<sup>3</sup> становитиме 8.2.млн. гривень за рахунок зменшення собівартості затрат на зберігання.

### **Висновки по розділу 3**

1. Розроблено математичну модель для оптимізації параметрів циклічної експлуатації багатопластових газосховищ, для розрахунку основного технологічного ланцюга від пласта – колектора до магістрального газопроводу під час процесів нагнітання та відбирання газу. Це дозволило збільшити їх продуктивність до 15%.

2. Удосконалено методи кількісної оцінки об'єму перетікань газу в багатопластових сховищах для визначення добового дебіту газу під час перетікань у свердловинах спільної експлуатації з подальшим визначенням щомісячного обсягу за час існування перетоків, який ґрунтується на різниці значень трубного та затрубного тисків, розрахунку перетікань газу при врахуванні поточних коефіцієнтів фільтраційного опору, визначених для кожного з горизонтів, втраті тиску в пласті та зміни дебіту газу при перетіканні в часі.

3. Розширено геогідродинамічний контроль експлуатації багатопластових сховищ, заснованого на уточненні геологічної побудови покрівлі штучного покладу за даними про міграцію газу в його осередку розсіювання, для запобігання ризику виникнення в ньому негерметичності.

## РОЗДІЛ 4

### РОЗВИТОК МЕТОДІВ ТА СПОСОБІВ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ РОБОТИ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

З огляду на те, що можливості для створення підземних газосховищ у сусідніх країнах – таких як Беларусь, Болгарія, Греція, Молдова, Румунія, Угорщина – значно нижчі, ніж в Україні, а віддаленість їх від основних джерел видобутку газу велика, можна говорити про ключову роль підземних газових сховищ України в надійному газопостачанні. Завдяки вигідному географічному розташуванню газотранспортна система та підземні газосховища України стали надійною сполучною ланкою між Сходом і Заходом. При потенційному збільшенні обсягів експортних поставок газу вітчизняна газотранспортна система здатна збільшити свою пропускну здатність майже в 1,5 рази. Збільшення обсягів транзиту газу зумовить істотне підвищення його надійності, що може бути забезпечене виведенням окремих газосховищ на проектну потужність.

Таким чином, вітчизняний комплекс підземного зберігання газу, знаходячись на перетині основних трансконтинентальних і міждержавних магістралей, є найважливішим чинником підтримки високої надійності діючого Українського коридору для транзиту газу в країни Європи, СНД, країни Балканського півострова та Туреччину.

Тому необхідно розробити ряд заходів для збільшення об'ємів зберігання газу ПСГ. Існує декілька способів, серед яких необхідно виділити способи при нагнітанні та відборі газу та способи регулювання об'ємів.

#### **4.1 Розвиток методу підвищення техніко-економічних показників експлуатації підземних сховищ при неоднорідності пластів**

Експлуатація підземного сховища газу в умовах неоднорідності пластів включає періодичне закачування природного газу в сховище,

зберігання природного газу в сховищі, відбирання природного газу зі сховища та закачування інертного газу як буферного у сховище через інтервали перфорації свердловин. Це здійснюється наступним чином. Інертний газ закачують у низько-проникну частину пласта-колектора. Додаткові об'єми природного газу, отримані в результаті закачування інертного газу як буферного, відбирають із високопроникної частини пласта-колектора та низькопроникної частини пласта-колектора свердловин, віддалені від свердловин, через які закачують інертний газ, за умови, що відстань між свердловинами для закачування та відбирання природного газу достатня для запобігання змішуванню інертного та природного газів, а кількість та місце розташування свердловин визначають (враховуючи літологічні й ємнісні властивості пласта-колектора) обсяги і темп закачування інертного газу та відбирання додаткових об'ємів природного газу [ 33,34,37,69]

Виділяють декілька методів і способів закачування та відбирання газу.

#### 1. При закачуванні:

- інертний газ закачують через свердловини з інтервалом перфорації у низькопроникній частині пласта-колектора в свердловини з інтервалами перфорації у низько- і високопроникній частинах пласта-колектора (в кожній з них між низько- і високо-проникною частинами встановлюють ізолюючий елемент) або в свердловини з інтервалами перфорації у високопроникній частині пласта-колектора (в кожній з них перфоруєть додатково низькопроникну частину, а між високо- і низькопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент);

- свердловини для закачування інертного газу розміщують у периферійних зонах підземного сховища газу;

- інертний газ закачують у проміжки часу, коли градієнт пластового тиску в зоні закачування/відбирання природного газу перевищує градієнт пластового тиску в периферійних зонах.

#### 2. При відбиранні газу:

- додаткові об'єми природного газу відбирають із високопроникної частини пласта-колектора через свердловини з інтервалом перфорації у високопроникній частині пласта-колектора і свердловини з інтервалами перфорації у низько- і високопроникній частинах пласта-колектора (в кожній з них між низько- і високопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент) і зі свердловини з інтервалами перфорації в низькопроникній частині пласта-колектора (в кожній з них перфорується додатково високопроникну частину, а між високо- і низькопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент);

- додаткові об'єми природного газу відбирають до досягнення мінімальним пластовим тиском у підземному сховищі газу свого проектного значення.

Крім того під час експлуатації підземного сховища газу необхідно проводити спостереження за динамікою пластового тиску та фізико-хімічним складом природного газу, який відбирають із сховища. Залежно від результатів спостережень потрібно змінювати обсяги, темп закачування інертного газу і відбирання додаткових об'ємів природного газу відповідно, а також кількість, місце розташування й інтервали перфорації свердловин.

Винахід відноситься до технології експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) із використанням інертного газу як буферного і може бути використаний у газовій промисловості в процесі циклічної експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів за умов їх неоднорідності.

Для підвищення економічної ефективності експлуатації ПСГ існує потреба в створенні оптимальної технології заміщення якомога більшої частини буферного газу газом нижчої вартості.

Вищевикладене свідчить про те, що проблема покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів та водоносних пластів в умовах їх значної неоднорідності шляхом заміщення буферного газу інертним газом, є

досить актуальною. Але без застосування оптимальної технології закачування інертного газу в пласт покращити техніко-економічні показники ПСГ практично неможливо. Пошук ефективних технологічних і технічних рішень щодо експлуатації ПСГ із заміщенням буферного газу більш дешевим інертним газом має першочергове значення. Адже технологію експлуатації ПСГ із застосуванням інертного газу як буферного практично не використовують у зв'язку зі зниженням кондиційності природного газу, який відбирають з ПСГ, унаслідок процесу дисперсії газів (інертного та природного) під час циклічної експлуатації газосховища.

Створення такого методу експлуатації ПСГ (за рахунок введення регульованого закачування інертного газу в пласт для заміщення частини буферного газу на етапі циклічної експлуатації ПСГ) дасть можливість відбирати додаткові об'єми природного газу, мінімізувати процес дисперсії газів і непередбачене вилучення інертного газу. Це забезпечить необхідну якість природного газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації, та покращення техніко-економічних показників роботи ПСГ.

Поставлена задача вирішується наступним чином. Спосіб експлуатації підземного сховища газу за умов неоднорідності пластів передбачає періодичне закачування природного газу в сховище, зберігання природного газу в сховищі, відбирання природного газу зі сховища та закачування інертного газу як буферного у сховище через інтервали перфорації свердловин. Згідно з винаходом інертний газ закачують у низькопроникну частину пласта-колектора. Додаткові об'єми природного газу (які одержують у результаті закачування інертного газу як буферного) відбирають із високопроникної частини пласта-колектора в низькопроникну частину пласта-колектора залежно від рівня готовності свердловин, через які відбирають додаткові об'єми природного газу, і фізико-хімічного складу природного газу, який відбирають. При цьому свердловини для закачування інертного газу і відбирання додаткових об'ємів природного газу вибирають із існуючого фонду свердловин підземного сховища газу, які за відсутності

відповідної перфорації, перфорують додатково, І/або бурять і, відповідно, перфорують додаткові свердловини. Кількість та місце розміщення свердловин визначають, враховуючи літологічні й емнісні властивості пласта-колектора, встановлені обсяги та темп закачування інертного газу й обсяги та темп відбирання додаткових об'ємів природного газу.

Заміщення частини буферного газу інертним згідно з запропонованим способом забезпечує підтримання на відповідному рівні пластової енергії, необхідної для забезпечення безперебійного постачання природного газу споживачам, безводну та стабільну експлуатацію ПСГ згідно проектних показників. При цьому капіталовкладення на експлуатацію ПСГ значно знижуються, і з'являється можливість вилучення додаткових об'ємів природного газу, який використовувався раніше як буферний. Таким чином, запропоноване технічне рішення щодо регулювання руху інертного та природного газів по фільтраційних каналах низько- і високопроникної частин пласта-колектора дозволяє забезпечити відбирання додаткових об'ємів природного газу одночасно з закачуванням/відбиранням активного об'єму газу без загрози отримання некондиційного газу в продукції свердловин, тобто мінімізувати дисперсію газів у пласті.

Процес заміщення частини буферного газу інертним газом під час експлуатації ПСГ і відбирання додаткових об'ємів природного газу з ПСГ, створених на базі виснажених газових, газоконденсатних покладів і водоносних пластів в умовах їх значної неоднорідності (тобто наявності високо- і низькопроникних частин у пласті-колекторі) відбувається наступним чином.

Детально вивчають і уточнюють геологічну будову ПСГ (зокрема, межі структури, проектний і поточний контури газоносності), а у випадку блоковості – їх літологічну або тектонічну екранованість, зонально-площинну неоднорідність пласта-колектора, розповсюдження літологічних і емнісних властивостей пласта-колектора в межах структурної пастки.

У периферійних (крайових) зонах або блоках ПСГ (що характеризуються наявністю слабодренованих ділянок, малою товщиною та різною проникністю пласта-колектора) виділяють свердловини, через які планують закачувати інертний газ у низькопроникну частину пласта-колектора. Кількість свердловин визначають із урахуванням запланованих обсягів і темпу закачування інертного газу так, щоб забезпечити його рівномірне просування по низько-проникній частині та мінімізувати дисперсію газів. Економія коштів буде більшою, якщо свердловини вибирають із існуючого фонду свердловин ПСГ (експлуатаційні, нагнітальні, експлуатаційно-нагнітальні, ліквідовані, геофізичні та спостережні всіх видів), які за відсутності перфорації перфоруєть додатково в низькопроникній частині пласта-колектора. Або використовуються свердловини з наявними інтервалами перфорації у низькопроникній частині пласта-колектора (або у низько- і високопроникній частинах пласта-колектора). В кожній з них між низько- і високопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент пакер у високопроникній частині пласта-колектора, в кожній з яких перфоруєть додатково низькопроникну частину. Між високо- і низькопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент. Використання ізолюючих елементів унеможливує змішування природного й інертного газів у стволах свердловин, через які інертний газ закачують у низькопроникну частину пласта-колектора. Можуть бути використані також будь-які варіанти поєднання вищезазначених свердловин залежно від технологічної необхідності для раціонального використання коштів.

За відсутності свердловин у периферійних (крайових) зонах підземного сховища газу, які доцільно задіяти у процесі заміщення частини буферного газу інертним, бурять додаткові свердловини і перфоруєть їх у низькопроникній частині пласта-колектора, через яку закачують інертний газ. Також можливе розкриття додатково пробурених свердловинах перфорацією у високопроникній частині пласта-колектора, через яку проводять

спостереження за динамікою пластового тиску та фізико-хімічним складом природного газу, який відбирають зі сховища. Залежно від результатів спостережень змінюють відповідно обсяги, темп закачування інертного газу, а також кількість, місце розміщення та інтервали перфорації свердловин для закачування інертного газу. У таких свердловинах між низько- і високопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент. Інертний газ закачують у низькопроникну частину пласта-колектора у проміжки часу, коли градієнт пластового тиску в зоні закачування/відбирання природного газу (розміщення експлуатаційного фонду свердловин) перевищує градієнт пластового тиску в периферійних зонах. Це здійснюють для попередження просування інертного газу в зону розміщення експлуатаційних свердловин і отримання некондиційного природного газу в продукції експлуатаційних свердловин під час відбирання з ПСГ активного об'єму газу.

Відбирання додаткових об'ємів природного газу здійснюють із високопроникної частини пласта-колектора одночасно з закачуванням інертного газу в низькопроникну частину пласта-колектора та закачуванням/відбиранням активного об'єму газу з ПСГ. Кількість свердловин визначають із урахуванням запланованих обсягів і темпу відбирання додаткових об'ємів природного газу для забезпечення його необхідної кондиційності. При цьому економія коштів буде більшою, якщо свердловини вибирають з існуючого фонду свердловин ПСГ (експлуатаційні, нагнітальні, експлуатаційно-нагнітальні, ліквідовані, геофізичні та спостережні усіх видів), які за відсутності перфорації перфорують додатково у високопроникній частині пласта-колектора. Або використовуються свердловини з наявними інтервалами перфорації у високопроникній частині пласта-колектора чи в низько- і високопроникній частинах пласта-колектора (в кожній із них між низько- і високопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент), чи в низькопроникній частині пласта-колектора (в кожній із них додатково перфорують високопроникну частину, а між високо- і низькопроникною частинами встановлюють ізолюючий елемент).



Використання ізолюючих елементів унеможливорює змішування природного й інертного газів у стволах свердловин, через які відбирають додаткові об'єми природного газу з високопроникної частини пласта-колектора. Відбирання додаткових об'ємів природного газу здійснюють до досягнення проектної величини мінімального пластового тиску в ПСГ, після чого відбирання газу припиняють.

За відсутності у зонах підземного сховища газу свердловин, які доцільно задіяти на відбирання додаткових об'ємів природного газу, бурять додаткові свердловини, перфорують у них високопроникну частину пласта-колектора, через яку відбирають додаткові об'єми природного газу.

В пробурених свердловинах, окрім відбирання додаткових об'ємів природного газу, проводять спостереження за динамікою пластового тиску та фізико-хімічним складом природного газу, який відбирають зі сховища. Залежно від результатів спостережень змінюють відповідно обсяги, темп відбирання додаткових об'ємів природного газу, а також кількість, місце розміщення та інтервали перфорації свердловин для відбирання додаткових об'ємів природного газу.

Додаткові об'єми природного газу відбирають через експлуатаційні свердловини з можливими інтервалами перфорації у високо- і низькопроникній частинах пласта-колектора відповідно з високо- і низькопроникної частин пласта-колектора за умові їх значної віддаленості від свердловин, через які закачують інертний газ, для запобігання просування інертного газу в зону закачування/відбирання природного газу і змішування газів. Відбирання додаткових об'ємів природного газу через експлуатаційні свердловини здійснюють одночасно з закачуванням/відбиранням активного газу. Для контролю якості газу, який відбирають зі сховища через експлуатаційні свердловини, проводять постійні спостереження за фізико-хімічним складом природного газу, на підставі чого вносять відповідні коригування темпу закачування інертного газу та відбирання додаткових об'ємів природного газу.

В окремих випадках існуючі свердловини, пробурені додатково, через які закачують інертний газ у низькопроникну частину пласта-колектора, з наявними інтервалами перфорації у низько- і високопроникній частинах пласта-колектора використовують для відбирання додаткових об'ємів природного газу з високопроникної частини пласта-колектора при забезпеченні необхідної кондиційності природного газу, який відбирають, та в проміжки часу, коли інертний газ не закачують у низькопроникну частину пласта-колектора. В кожній із таких свердловин між низько- і високопроникною частинами встановлено ізолюючий елемент для унеможливлення змішування природного й інертного газів у стволах свердловин.

Таким чином, слід відзначити, що використання запропонованого методу розкриття перфорацією свердловин ПСГ дозволяє ефективно регулювати просування інертного газу по різнопроникних ділянках пласта-колектора й оптимально заміщувати частину буферного газу інертним газом на стадії циклічної експлуатації ПСГ. Планомірне заміщення частини буферного газу інертним газом шляхом його регульованого закачування в низькопроникну частину пласта-колектора через свердловини з інтервалом перфорації у низькопроникній частині дозволяє відбирати додаткові об'єми природного газу з високопроникної частини пласта-колектора через свердловини з інтервалом перфорації у високопроникній частині, знижує можливість дисперсії газів і відбирання неякісного газу, а також дозволяє поліпшити техніко-економічні й експлуатаційні показники ПСГ.

Запропонований метод реалізується за допомогою схем, зображених на рисунках 4.1-4.3. На них подані схеми розкриття перфорацією свердловин для закачування інертного газу в низькопроникну частину пласта-колектора та відбирання додаткових об'ємів природного газу з високопроникної частини пласта-колектора, з ізолюючими елементами між низько- і високопроникною частинами пласта-колектора, з високо- на низькопроникну частини пласта-колектора.

Можуть бути використані різноманітні комбінації з використанням свердловин існуючого фонду, пробурених додатково для забезпечення ефективного заміщення частини буферного газу інертним газом, із додатковим відбиранням природного газу в процесі експлуатації ПСГ.

Таких варіантів є декілька: При першому варіанті в процесі циклічної експлуатації ПСГ для заміщення частини буферного газу закачують інертний газ у низькопроникну частину 1 пласта-колектора по свердловинах 4 через ліфтову колону 8 та інтервали перфорації 5. Витіснений природний газ по фільтраційних каналах між глинистими лінзовидними прошарками 3 надходить у високопроникну частину 2 пласта-колектора, звідки його додатково відбирають через інтервал перфорації 7 і ліфтову колону 8, розміщену у свердловині 6 (рисунок 4.1).

Другий передбачає, що свердловину 9 існуючого фонду з інтервалом перфорації 7 у високопроникній частині 2 пласта-колектора, яка розміщена у периферійній зоні ПСГ, облаштовують для закачування інертного газу в низькопроникну частину 1 пласта-колектора. Для цього розкривають у ній перфорацією 5 низькопроникну частину 1 пласта-колектора. Між високо- і низькопроникною частинами 2 і 1 у свердловині встановлюють ізолюючий елемент 10. Іншу свердловину 11 існуючого фонду з наявними інтервалами перфорації 5 і 7 у низько- і високопроникній частинах 1 і 2 відповідно, яка також розміщена у периферійній зоні ПСГ, облаштовують для закачування інертного газу у низькопроникну частину 1 пласта-колектора. Для цього між низько- і високопроникною частинами 1 і 2 у свердловині встановлюють ізолюючий елемент 10. Свердловину 12 існуючого фонду з інтервалом перфорації 5 у низькопроникній частині пласта-колектора облаштовують для відбирання додаткових об'ємів природного газу з високопроникної частини 2 пласта-колектора. Для цього перфорацією 7 розкривають у ній високопроникну частину 2 пласта-колектора, а між високо- і низькопроникною частинами 2 і 1 у свердловині встановлюють ізолюючий елемент 10.

У процесі заміщення інертний газ закачують у низькопроникну частину 1 пласта-колектора по свердловинах 9 і 11 через інтервали перфорації, а відбирання додаткових об'ємів природного газу здійснюють з високопроникної частини 2 пласта-колектора по свердловині 12 через інтервал перфорації 7. Використання ізолюючих елементів 10 унеможливорює змішування природного та інертного газів у стволах свердловин 9 і 11, через які закачують інертний газ у низькопроникну частину 1 пласта-колектора, та у стволі свердловини 12, через яку відбирають додаткові об'єми природного газу з високопроникної частини 2 пласта-колектора. В окремих випадках, свердловини 9 і 11, через які закачують інертний газ у низькопроникну частину 1 пласта-колектора, можуть бути використані для відбирання додаткових об'ємів природного газу з високопроникної частини 2 пласта-колектора при забезпеченні необхідної кондиційності природного газу, який відбирають, та в проміжки часу, коли інертний газ не закачують у низькопроникну частину 1 пласта-колектора (рисунок 4.2).

Третій - інертний газ закачують у низькопроникну частину 1 пласта-колектора по свердловині 4 через інтервал перфорації 5. Додаткові об'єми природного газу відбирають з високопроникної частини та низькопроникної частини 1 пласта-колектора через експлуатаційні свердловини 13, 14, 15 із інтервалами перфорації 5 або 7 за умови, що свердловина 4 досить віддалена від свердловин 13, 14, 15 (рисунок 4.3).

Для кожного окремо взятого підземного сховища газу відстань експлуатаційних свердловин від свердловин, через які закачують інертний газ, визначають індивідуально. При цьому враховують літологічні та ємнісні властивості пласта-колектора; обсяги та темпи закачування інертного газу; обсяги та темпи закачування або відбирання активного газу в/з ПСГ; відбирання додаткових об'ємів природного газу з обов'язковим урахуванням фактичної швидкості фільтрації інертного газу в пористому середовищі пласта-колектора.

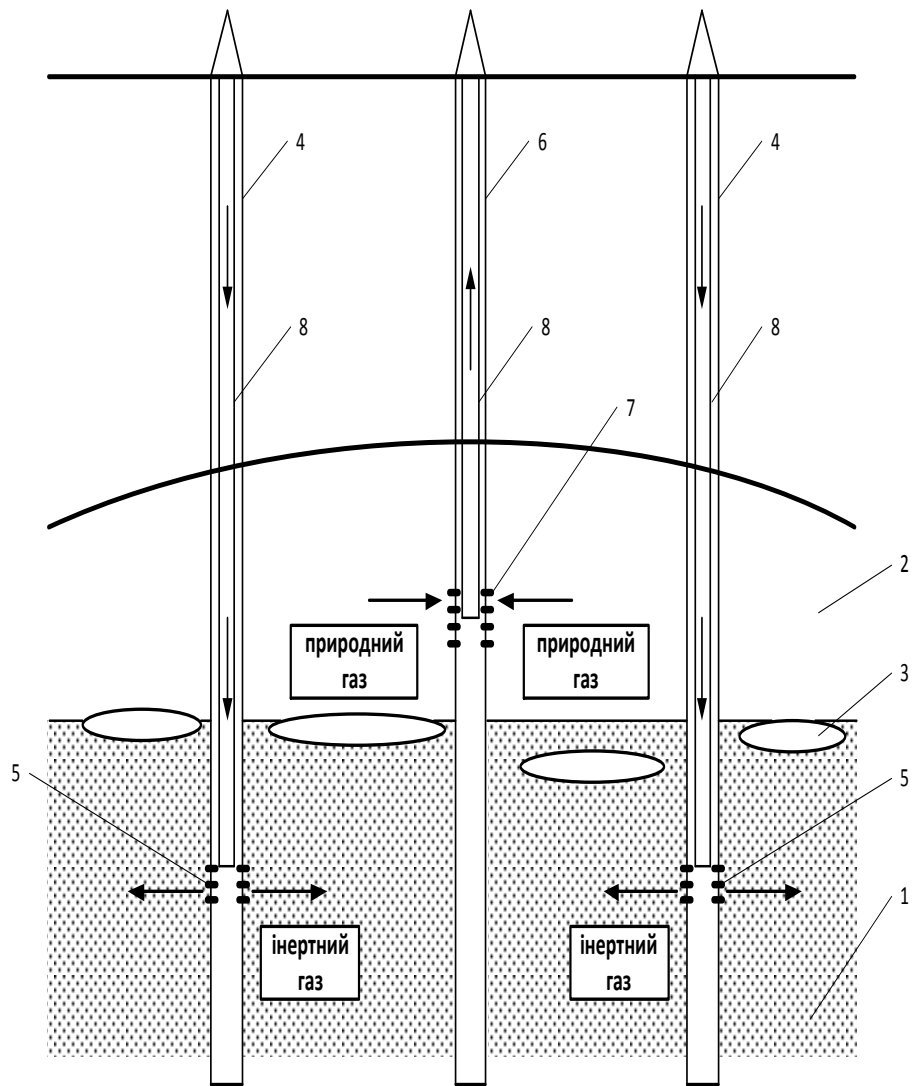


Рисунок 4.1 – Схема свердловин для закачування інертного газу у низько-проникну частину пласта-колектора та відбирання додаткових об'ємів природного газу

Однак, на ділянках ПСГ, де планується закачування інертного газу, існують ліквідовані та спостережні свердловини, які можна використати для закачування інертного газу. Тому, щоб зменшити капіталовкладення в процес заміщення частини буферного газу інертним і покращити техніко-економічні показники, для закачування інертного газу в пласт-колектор і відбирання додаткових об'ємів природного газу відновлюють 8 свердловин із числа ліквідованих та облаштовують 2 спостережні свердловини на пласт-колектор за наступною схемою.

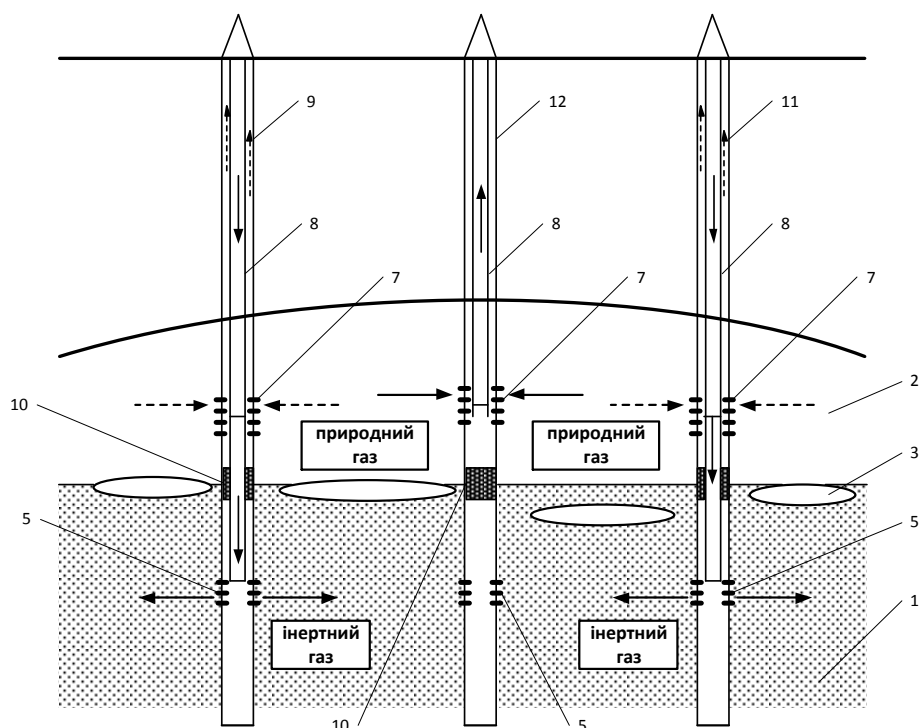


Рисунок 4.2 - Схема свердловин для закачування інертного газу у низькопроникну та відбирання додаткових об'ємів природного газу з ізолюючими елементами між низько- і високопроникною частинами пласта-колектора

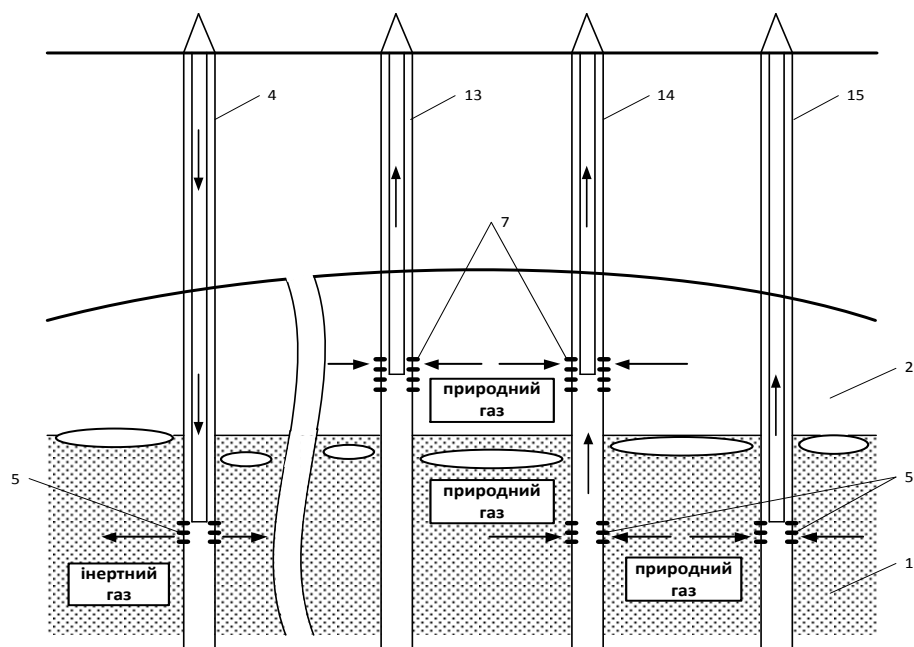


Рисунок 4.3 - Схема свердловин для закачування інертного газу у низькопроникну частину та відбирання додаткових об'ємів природного газу з високо- низькопроникної частин пласта-колектора

Для закачування інертного газу у низько- проникну частину пласта-колектора відновлюють 5 свердловин з числа ліквідованих, які перфорують у низькопроникній частині. Для відбирання додаткових об'ємів природного газу з високопроникної частини пласта-колектора відновлюють 3 свердловини з числа ліквідованих. Їх перфорують у високопроникній частині. Облаштовують 2 спостережні свердловини, які мають інтервал перфорації у низькопроникній частині, шляхом встановлення пакерів між низько- і високопроникною частинами і додаткової перфорації високопроникної частини пласта-колектора.

Таким чином, запропонований метод експлуатації підземного сховища газу дозволить вилучити додаткові об'єми природного газу, мінімізувати дисперсію природного й інертного газів у пласті-колекторі, що забезпечить покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ.

#### **4.2 Удосконалення методів оптимального регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу в багатопластових підземних сховищах**

Метод регулювання об'ємів нагнітання й експлуатації багатопластових підземних сховищ газу передбачає виділення в геологічному розрізі декількох пластів-об'єктів для зберігання газу; буріння експлуатаційно-нагнітальних свердловин; обладнання їх обсадною, експлуатаційною та ліфтовою колонами; нагнітання в виділені пласти та відбирання з них збережуваного газу [68,71,75,78,79] Для його застосування перфорують експлуатаційну колону в інтервалах усіх виділених пластів і встановлюють пристрій для спільно-роздільної експлуатації. Нагнітання газу та його відбирання проводять одночасно по всіх пластах через експлуатаційно-нагнітальні свердловини, а регулювання об'ємів нагнітання чи відбирання газу по кожному пласту здійснюють за допомогою пристрою для спільно-роздільної експлуатації. Відома низка способів створення й експлуатації багатопластових підземних сховищ газу в газоносних пластах,

які включають буріння експлуатаційно-нагнітальних і спостережних свердловин на окремі пласти, будівництво компресорної станції (КС), нагнітання та відбирання газу.

Відомі способи розробки багатопластових газових і газоконденсатних родовищ їхні недоліки в тому, що пласти експлуатуються окремою сіткою свердловин (або декілька пластів експлуатуються однією свердловиною), що унеможлиблює контроль і регулювання процесів відбирання чи нагнітання

Відомий також спосіб створення й експлуатації підземного сховища газу. Зберігання газу здійснюється в декількох пластах гірничих порід, що включає буріння експлуатаційно-нагнітальних і контрольних-регулюючих свердловин. Передбачається одночасна спільна експлуатація всіх виділених продуктивних пластів шляхом одночасного нагнітання чи відбирання газу через ліфтову колону свердловин, в яких розкриті перфорацією всі виділені пласти, та регулювання об'ємів нагнітання в кожному з виділених пластів чи відбирання з них шляхом включення в процес нагнітання чи відбирання додатково КР свердловин, які пробурені на кожен пласт.

Недолік цього способу: він вимагає буріння великої кількості свердловин, обладнання їх фонтанною арматурою, ліфтовими колонами. Його можна застосовувати для регулювання нагнітання та відбирання газу при створенні й експлуатації ПСГ у двох чи більше пластах, практично однорідних за складом і повністю осушених, без значного прояву пружно-водонапірного або водонапірного режимів. Він дозволяє регулювати об'єми нагнітання чи відбирання газу тільки обмеженою кількістю виділеного спеціального фонду свердловин, які на стадії розбурювання майбутніх об'єктів газозберігання не вдасться розмістити оптимально (з точки зору потреби в регулюванні). Це пов'язане з неможливістю наперед передбачити зони в одному чи більше покладах, які потребують першочергового регулювання. На практиці створення ПСГ та їх експлуатації утворюються зони обводнення у вигляді "конусів" або ділянок із низьким коефіцієнтом газонасиченості, які вимагають зосередженої дії щодо витіснення перших чи



поступового осушення других. Такі ситуації виникають як на початковій стадії створення штучних газових покладів газозберігання (відразу після припинення розробки газового родовища, переведеного в режим зберігання газу), так і під час створення й експлуатації ПСГ при перевищенні обсягами відбирання газу обсягів його нагнітання або при припиненні нагнітання газу. При цьому, до розбурювання газового покладу для створення в ньому об'єкта зберігання газу за допомогою свердловин, кількість яких на порядок більша кількості свердловин, які використовуються під час розробки родовища, унаслідок відсутності інформації щодо мінливості геолого-фізичних параметрів свердловин.

Тому необхідно розробити метод регулювання об'ємами нагнітання і відбирання газу та пластових тисків усіма свердловинами в будь-який період створення чи експлуатації багатопластового ПСГ

Цей метод передбачає виділення в геологічному розрізі кількох пластів-об'єктів для зберігання газу; буріння експлуатаційно-нагнітальних свердловин; обладнання їх обсадною, експлуатаційною та ліфтовою колонами; нагнітання у виділені пласти та відбирання з них з газу. Він відрізняється тим, що експлуатаційну колону перфорує в інтервалах всіх виділених пластів і встановлюють пристрій для спільно-роздільної експлуатації; нагнітання газу та його відбирання проводять одночасно по всіх пластах через експлуатаційно-нагнітальні свердловини, а регулювання об'ємів нагнітання чи відбирання газу по кожному пласту здійснюють за допомогою пристрою для спільно-роздільної експлуатації

Спершу створюється штучний газовий поклад у верхньому пласті шляхом нагнітання газу через верхній інтервал перфорації. Після заповнення газом верхнього пласта свердловину переключують на нижній інтервал перфорації, закривши подачу газу в верхній

По завершенню формування штучних газових покладів у продуктивних горизонтах і досягнення в них проектних об'ємів газу та

пластових тисків експлуатація свердловин здійснюється спільно (при нагнітанні та відбиранні газу)

При виявленні осередку обводнення у вигляді конусу (або язика обводнення) чи ділянки з заниженою газонасиченістю для цілеспрямованого регулювання процесу використовують свердловини. Це здійснюється як зосередженим нагнітанням газу в обводнену зону нижнього пласта (при закритому верхньому) в період нагнітання газу, так і відбиранням газу тільки з верхнього осушеного пласта, залишивши закритим нижній, неосушений пласт.

Принцип роботи методу пояснюється схемою (рисунок 4.4), де зображено газonosні пласти-об'єкти ПСГ 1, 2, експлуатаційно-нагнітальні свердловини 3, інтервали перфорації в експлуатаційній колоні ЕН свердловини 4, пристрій 5 для спільно-роздільної експлуатації, ліфтова колона 6

Якщо експлуатація свердловин не ускладнюється будь-чим, то відбирання (нагнітання) газу здійснюється з пласта в об'єкті в ПСГ 1 і 2 через перфораційні створи 4 в експлуатаційній колоні ЕН свердловини 3 по ліфтовій колоні 6 (варіант В). У випадку обводнення пласта 2 при відбиранні газу він відключається і працює тільки пласт 1 (варіант Б). При заповненні газом пласта 1 він відключається від роботи, але нагнітання газу в пласт 2 здійснюється по ліфтовій колоні 6 через перфораційні отвори 4 (варіант А).

Таким чином, запропонований спосіб регулювання дає можливість у будь-який час нагнітання чи відбирання газу в будь-якій частині штучного газового покладу проводити як одночасну спільну експлуатацію (при нагнітанні чи відбиранні газу) всіх об'єктів, так і при потребі нагнітання чи відбирання газу тільки в окремий об'єкт через свердловини, в зоні яких потрібно збільшувати чи зменшувати обсяг нагнітання або відбирання газу

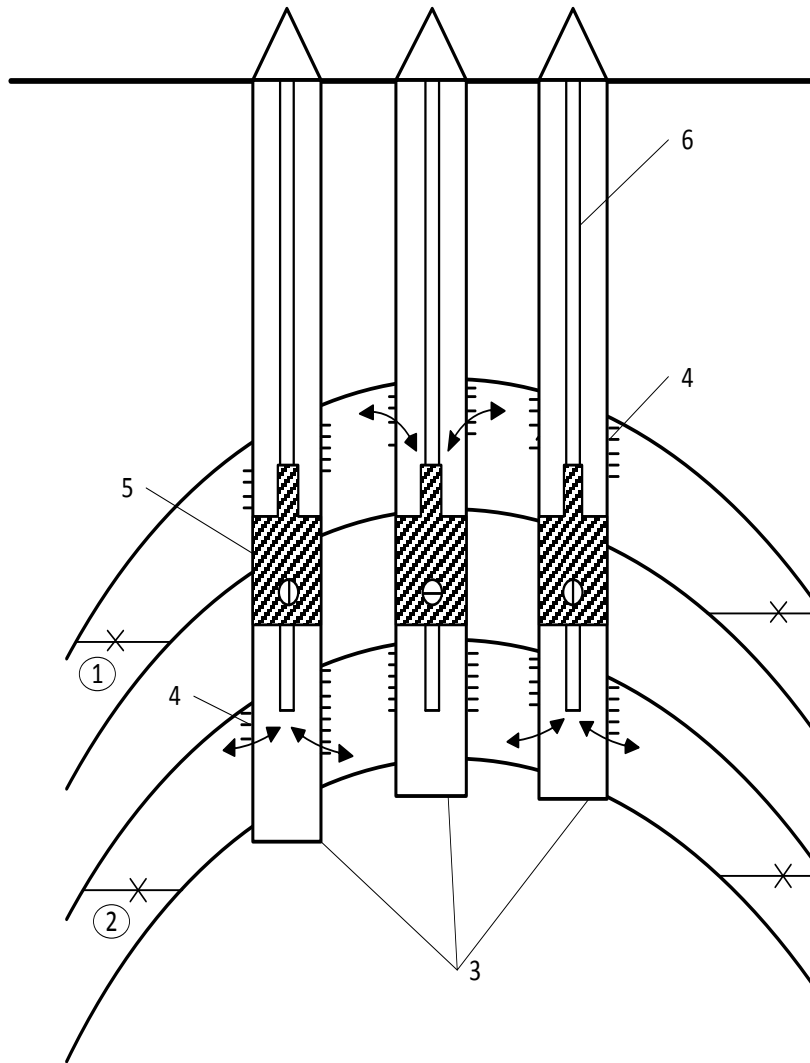


Рисунок 4.4- Схема оптимального регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу в багатопластових підземних сховищах

### 4.3 Удосконалення способів створення й експлуатації підземних сховищ газу в виснажених газonosних і водоносних пластах

При створенні й експлуатації ПСГ у виснаженому газonosному пласті бурять експлуатаційні, спостережні та контрольні свердловини, будують компресорну станцію. Експлуатаційні свердловини повинні розкривати пласт-об'єкт ПСГ і нижчезалягаючий водоносний горизонт. Для можливості перепускання води, перфорацією розкривають водоносний горизонт і нижню частину газonosного пласта-об'єкта ПСГ. В експлуатаційних свердловинах, над нижнім інтервалом перфорації газonosного горизонту, встановлюють

герметичний пакер або висячий цементний міст і розкривають перфорацією верхню частину газонасиченого пласта–об’єкта ПСГ. Ліфтову колону спускають до середини інтервалу перфорації верхньої частини газоносного пласта, через який здійснюють експлуатацію газосховища. При відбиранні газу по експлуатаційних свердловинах, за рахунок перепускання води з водоносного горизонту в газоносний пласт–об’єкт ПСГ через нижній інтервал перфорації в експлуатаційній колоні, відбудеться підвищення пластового тиску в штучному газовому покладі, що, в свою чергу, дозволить зменшити об’єм буферного газу в сховищі.

Для впровадження цього способу на деяких існуючих газосховищах, створених у виснажених газоносних пластах, де є відповідні умови, необхідно виконати наступні заходи:

- експлуатаційний фонд свердловин поглибити до нижчезалягаючого високонапірного водоносного пласта та розкрити перфорацією цей горизонт;

- в експлуатаційних свердловинах газоносний пласт–об’єкт ПСГ розкрити перфорацією в нижній частині;

- в свердловинах, які перфоровані в верхній і нижній частинах газоносного пласта, інтервали перфорації ізолювати один від одного шляхом встановлення пакеру або висячого цементного моста;

- експлуатація газосховища відбувається по експлуатаційних свердловинах через верхній інтервал перфорації газоносного пласта;

- підвищення пластового тиску в штучному газовому покладі здійснюється за рахунок перепускання води з водоносного горизонту в пласт–об’єкт ПСГ через нижній інтервал перфорації газоносного пласта.

Запропонований спосіб пояснюється схемою (рисунок 4.5), де зображено газоносний пласт–об’єкт ПСГ 1, експлуатаційну свердловину 2, нижчезалягаючий водоносний горизонт 3, верхній інтервал перфорації 4 газоносного пласта, нижній інтервал перфорації 5 газоносного пласта, інтервал перфорації 6 водоносного горизонту, пакер 7 або цементний міст, ліфтову колону 8.

Відбирання (закачування) газу здійснюють із пласта–об'єкта ПСГ 1 через свердловину 2 по інтервалах перфорації 4. Вода з горизонту 3 по перфораційних отворах 6, надходить до свердловини 2 і через інтервали перфорації 5 потрапляє в газоносний пласт–об'єкт ПСГ 1. Вторгненню води в ліфтову колону 8 й обводненню свердловини 2 заважає пакер (цементний міст) 7. У процесі перепускання води пластовий тиск у штучному газовому покладі буде зростати зі зменшенням газонасиченого порового простору.

Ліфтову колону спускають до середини інтервалу перфорації верхньої частини газоносного пласта, через який здійснюють експлуатацію газосховища. При відбиранні газу по експлуатаційних свердловинах, за рахунок перепускання води з водоносного горизонту в газоносний пласт–об'єкт ПСГ через нижній інтервал перфорації в експлуатаційній колоні, відбудеться підвищення пластового тиску в штучному газовому покладі, що, в свою чергу, дозволить зменшити об'єм буферного газу в сховищі.

Для впровадження цього способу на деяких існуючих газосховищах із відповідними умовами, створених у виснажених газоносних пластах, необхідно виконати наступні заходи:

- експлуатаційний фонд свердловин поглибити до нижчезалягаючого високонапірного водоносного пласта та розкрити перфорацією цей горизонт;
- в експлуатаційних свердловинах газоносний пласт–об'єкт ПСГ розкрити перфорацією в нижній частині;
- у свердловинах, які перфоровані в верхній і нижній частинах газоносного пласта, інтервали перфорації ізолювати один від одного шляхом встановлення пакеру або висячого цементного моста;
- експлуатація газосховища відбувається по експлуатаційних свердловинах через верхній інтервал перфорації газоносного пласта;
- підвищення пластового тиску в штучному газовому покладі здійснюється за рахунок перепускання води з водоносного горизонту в пласт–об'єкт ПСГ через нижній інтервал перфорації газоносного пласта.

Запропонований спосіб пояснюється схемою (рисунок 4.5), де зображено газоносний пласт-об'єкт ПСГ 1, експлуатаційну свердловину 2, нижчезалягаючий водоносний горизонт 3, верхній інтервал перфорації 4 газоносного пласта, нижній інтервал перфорації 5 газоносного пласта, інтервал перфорації 6 водоносного горизонту, пакер 7 або цементний міст, ліфтову колону 8.

Відбирання (закачування) газу здійснюють із пласта-об'єкта ПСГ 1 через свердловину 2 по інтервалах перфорації 4. Вода з горизонту 3 по перфораційних отворах 6 надходить до свердловини 2 і через інтервали перфорації 5 потрапляє в газоносний пласт-об'єкт ПСГ 1. Вторгненню води в ліфтову колону 8 і обводненню свердловини 2 заважає пакер (цементний міст) 7. У процесі перепускання води пластовий тиск у штучному газовому покладі буде зростати зі зменшенням газонасиченого парового простору.

Для створення й експлуатації газосховища бурять експлуатаційні свердловини, які облаштовують згідно рисунку 4.5. Закачування та відбирання газу здійснюють по свердловинах через верхній інтервал перфорації пласта-об'єкта ПСГ, який відсічений від нижнього інтервалу пакером або цементним мостом. У процесі експлуатації газосховища, по експлуатаційних свердловинах проходить перепускання води, з розкритого перфорацією водоносного горизонту, в пласт-об'єкт ПСГ через нижній інтервал перфорації, при цьому максимальний і мінімальний пластовий тиск збільшиться. Підвищення пластового тиску в штучному газовому покладі, в порівнянні з проектним, дасть змогу зменшити об'єм буферного газу до величини  $360\text{млн.м}^3$ , тобто дозволить додатково відібрати  $150\text{млн.м}^3$ , що важливо при існуючій потребі в газі. Запропонований спосіб дозволить скоротити експлуатаційні витрати, а також забезпечить зменшення буферного об'єму газу та підвищення продуктивності ПСГ.

Об'єкт використання способу - підземні сховища газу, створені в виснажених газоносних пластах.

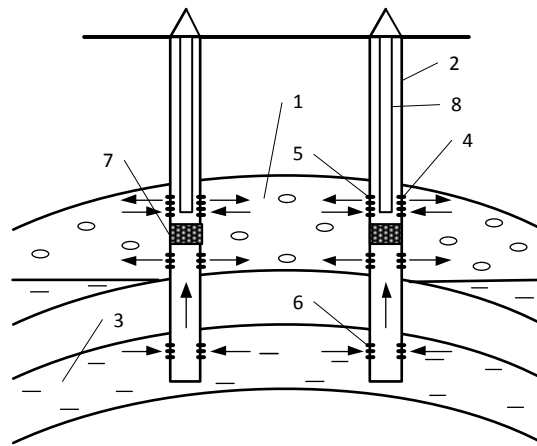


Рисунок 4.5 – Схема експлуатації підземного сховища газу у виснаженому газоносному пласті

Для підвищення техніко-економічних показників при експлуатації ПСГ, створеного в водонесному пласті, бурять експлуатаційно-нагнітальні, спостережні та контрольні свердловини, будують компресорну станцію. Нагнітання газу в пласт-колектор і його відбирання з пласта виконують через експлуатаційно-нагнітальні свердловини. Конструкція експлуатаційно-нагнітальних свердловин, розташованих у склепінній частині покладу, суттєво відрізняється від конструкції свердловин, які знаходяться на крилах структурної пастки. В експлуатаційно-нагнітальних свердловинах склепінної частини перфорацією розкривають тільки газонасичену частину пласта-колектора, тоді як у свердловинах, розташованих у зануреній частині покладу, перфорацією розкривають газонасичену та водонесну частини пласта-колектора, а також нижче залягаючий водонесний горизонт. Через експлуатаційно-нагнітальні свердловини, розташовані в зануреній частині покладу здійснюють перепуск води з розкритого перфорацією нижче залягаючого високонапірного водонесного горизонту в продуктивний горизонт через інтервал перфорації у водонесній частині пласта-колектора, відсічений від інтервалу перфорації в газонасиченій частині пласта-колектора пакером або висячим цементним мостом. Ліфтову колону спускають до середини інтервалу перфорації в газонасиченій частині пласта. При відбиранні газу

через експлуатаційно-нагнітальні свердловини та зниженні пластового тиску в газосховищі, в свердловинах, розташованих у зануреній частині покладу, відбудеться перетікання води з нижчезалягаючого водоносного горизонту в пласт-колектор через інтервал перфорації в експлуатаційній колоні в водоносній частині продуктивного пласта. Це зумовить підвищення (підтримання) або вповільнення зниження пластового тиску в крайових частинах покладу і, як наслідок, дозволить зменшити буферний об'єм газу в сховищі, а також виключить можливість розтікання газу за межі структурної пастки в період нагнітання. При цьому перетікання води в пласт по свердловинах проходить одночасно з відбиранням газу через них і з ПСГ у цілому (рисунок 4.6).

На приведеному рисунку зображено газонасичену частину 1 і водоносну частину 2 пласта-колектора, нижче залягаючий високо напірний водоносний горизонт 3, експлуатаційно-нагнітальну свердловину 4 склепінної частини й експлуатаційно-нагнітальну свердловину 5 зануреної частини штучного газового покладу, інтервал перфорації 6 газонасиченої частини пласта-колектора, інтервал перфорації 7 водоносного горизонту, інтервал перфорації 8 водоносної частини пласта-колектора, ліфтову колону 9, пакер 10 або цементний міст.

Відбирання (нагнітання) газу здійснюють із газонасиченої частини 1 пласта-колектора через свердловини 4,5 по інтервалах перфорації 6. Вода з горизонту 3 через перфораційні отвори 7, надходить до свердловини 5 і через інтервал перфорації 8 потрапляє у водоносну частину 2 пласта-колектора. Вторгненню води в ліфтову колону 9 і обводненню свердловини 5 заважає пакер 10 (цементний міст). При відбиранні газу, за рахунок перетікання води, пластовий тиск у зануреній частині газосховища буде зростати зі зменшенням газонасиченої товщини та газонасиченого порового простору, що дозволить зменшити об'єм буферного газу та ліквідувати можливість його розтікання за межі структурної пастки в період нагнітання.



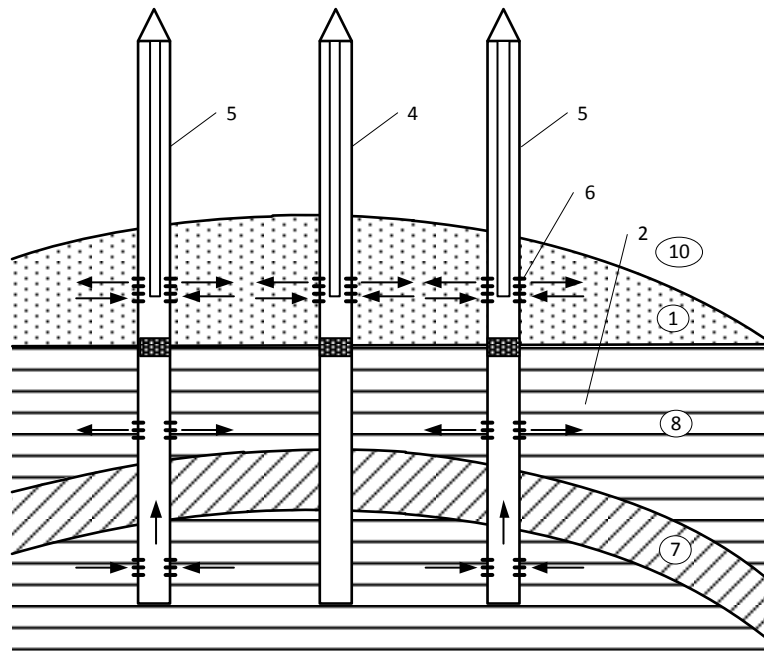


Рисунок 4.6 – Схема експлуатації підземного сховища газу у водоносному пласті

Підвищення (підтримання) або дповільнення зниження пластового тиску в зануреній частині штучного газового покладу, в порівнянні з проектним, дозволить зменшити буферний об'єм газу і збільшити додатково відбирання його, а також ліквідувати можливість розтікання газу за межі структурної пастки в процесі нагнітання.

Запропонований спосіб дозволить скоротити експлуатаційні витрати і забезпечить підвищення продуктивності підземного сховища.

#### **4.4 Метод очищення привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта – колектора**

Основа ідея створення такого способу експлуатації ПСГ полягає в наступному. Закачування інертного газу – діоксиду вуглецю (вуглекислий газ,  $\text{CO}_2$ ) – у пласт-колектор (перед процесом закачування іншого інертного газу, котрим є азот для заміщення частини буферного газу на етапі циклічної експлуатації ПСГ) дає можливість провести ефективного очищення

привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта-колектора від машинного масла, забезпечити високу продуктивність (приймальність) свердловин, відбирати додаткові об'єми природного газу та мінімізувати процес дисперсії природного газу й азоту. Тим самим забезпечується необхідна якість природного газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації, та покращення техніко-економічних показників роботи ПСГ.

Поставлена мета вирішується тим, що процес закачування інертного газу виконують наступним чином. Спершу закачують у пласт-колектор інертний газ – діоксид вуглецю. Потім – інертний газ, вибраний як основний, для заміщення частини буферного газу. Для цього використовують азот або будь-який інший газ, який не містить реагуючих компонентів (тобто компонентів, які містять кисень, окиси азоту, сірки тощо).

Технологія способу передбачає наступне. Процес експлуатації підземних сховищ газу супроводжується постійними знакозмінними термобаричними навантаженнями на пласт і використанням експлуатаційних свердловини, що виникають внаслідок циклічності закачування/відбирання природного газу в ПСГ або із нього протягом тривалого періоду експлуатації. Разом із цим, закачування природного газу в сховище здійснюють за допомогою компресорної станції, робота якої супроводжується потраплянням у привибійну зону (зону перфорації) свердловин машинного масла та подальшим його проникненням у пласт-колектор. Це призводить до зниження продуктивності свердловин унаслідок кольматації не тільки привибійної зони, а й навколосвердловинного порового простору пласта-колектора. Для проведення ефективного заміщення буферного природного газу інертним під час закачування основного інертного газу, наприклад, азоту, повинен утворюватись рівномірний фронт витіснення природного газу. При значній кольматації привибійної зони свердловин та їх погіршених продуктивних характеристиках неможливо досягти ефекту рівномірного просування азоту по пласті-колекторі. В цьому випадку для ліквідації

кольматації у зоні перфорації, видалення проміжних і важких компонентів машинного масла з привибійної зони свердловин і наступного їх винесення на значну відстань використовують інертний газ – діоксид вуглецю.

Під час попереднього закачування інертного газу – діоксиду вуглецю – через свердловини відбувається очищення привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта-колектора в результаті розчинення і/або випаровування проміжних і важких компонентів машинного масла і переходу їх у газову фазу. За рахунок цього збільшується приймальності свердловин. Радіус і швидкість розповсюдження діоксиду вуглецю залежить від обсягу та темпів його закачування відповідно. Чим більший обсяг закачуваного діоксиду вуглецю, тим якісніше відбувається очищення привибійної зони, а, отже, й збільшується очікувана приймальність свердловин і термін їх стабільної роботи в радіусі впливу (для забезпечення рівномірного закачування основного інертного газу – азоту).

Під час закачування азоту відбувається витіснення діоксиду вуглецю, насиченого розчиненими важкими компонентами машинного масла, у віддаленій частини пласта-колектора, що сприяє очищенню привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору. Формування зони з діоксиду вуглецю, яка є “перехідною” зоною між природним газом та азотом, сприяє створенню умов для покращення закачування азоту в пласт-колектор і мінімізації дисперсії газів, а також унеможлиблює вилучення азоту. Зона діоксиду вуглецю є чітким індикатором забезпечення необхідної якості природного газу, який відбирають із ПСГ у процесі експлуатації, та можливості відбирання додаткових об’ємів кондиційного природного газу.

В процесі закачування азоту відбувається переміщення штучно сформованої зони діоксиду вуглецю на значну відстань від свердловин. Враховуючи те, що підземні сховища газу створюють у високопроникних колекторах (з проникністю для водоносних структур не менше 500 мД), виснажених газових (газоконденсатних) родовищах (з порнікністю не менше 100-300 мД), оскільки існуючі ПСГ України підпадають під зазначені

параметри за коефіцієнтом проникності, кольматація віддалених зон пласта-колектора на будь-якому з них максимально унеможливується.

Таким чином, використання запропонованої технології на ПСГ України по закачуванню в пласт-колектор діоксиду вуглецю з наступним закачуванням азоту в якості буферного газу дозволяє:

1) Здійснити очищення привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта-колектора від машинного масла, забезпечити високу приймальність свердловин для закачування азоту та, відповідно, збільшити темп його закачування в пласт-колектор.

2) Забезпечити рівномірне просування за всіма напрямками фронту витіснення “азот – діоксид вуглецю – природний газ” і унеможливити дисперсію газів (азоту та природного газу).

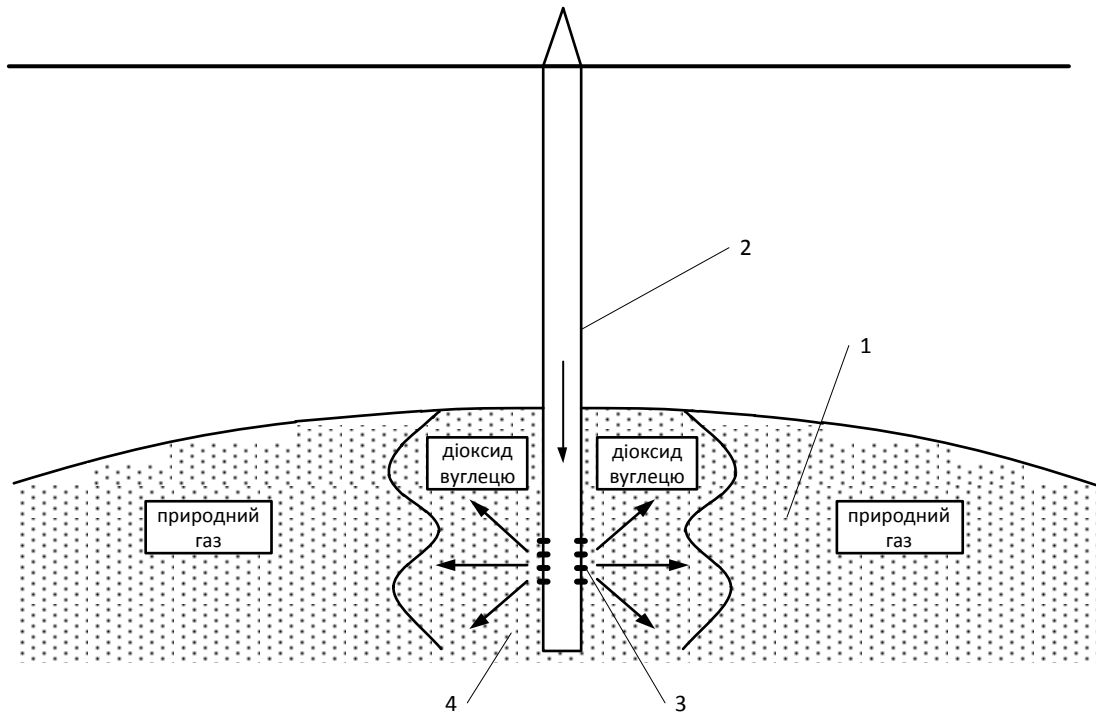
3) Утворити “перехідну” зону діоксиду вуглецю, забезпечивши при цьому відбирання кондиційного природного газу під час циклічної експлуатації ПСГ та вилучення додаткових об’ємів природного газу; запропонований спосіб реалізується за допомогою схем, які зображені на рисунках 4.7, 4.8.

Реалізація способу здійснюється наступним чином.

Діоксид вуглецю закачують у пласт-колектор 1 через свердловину 2 для очищення привибійної зони 3 і навколосвердловинного порового простору 4 від машинного масла (рисунок 4.7). Після цього через свердловину 2 закачують азот, під дією якого проходить витіснення штучно утвореної “перехідної” зони діоксиду вуглецю, насиченої розчиненими проміжними та важкими компонентами машинного масла 5 у віддалені частини пласта-колектора 1. Відбирання кондиційного природного газу під час циклічної експлуатації ПСГ і додаткових об’ємів природного газу здійснюють через свердловини 6.

Це дозволяє провести якісне очищення привибійних зон і штучно утворити в пласті-колекторі потужну “перехідну” зону діоксиду вуглецю навколо кожної свердловини. Після цього закачування діоксиду вуглецю

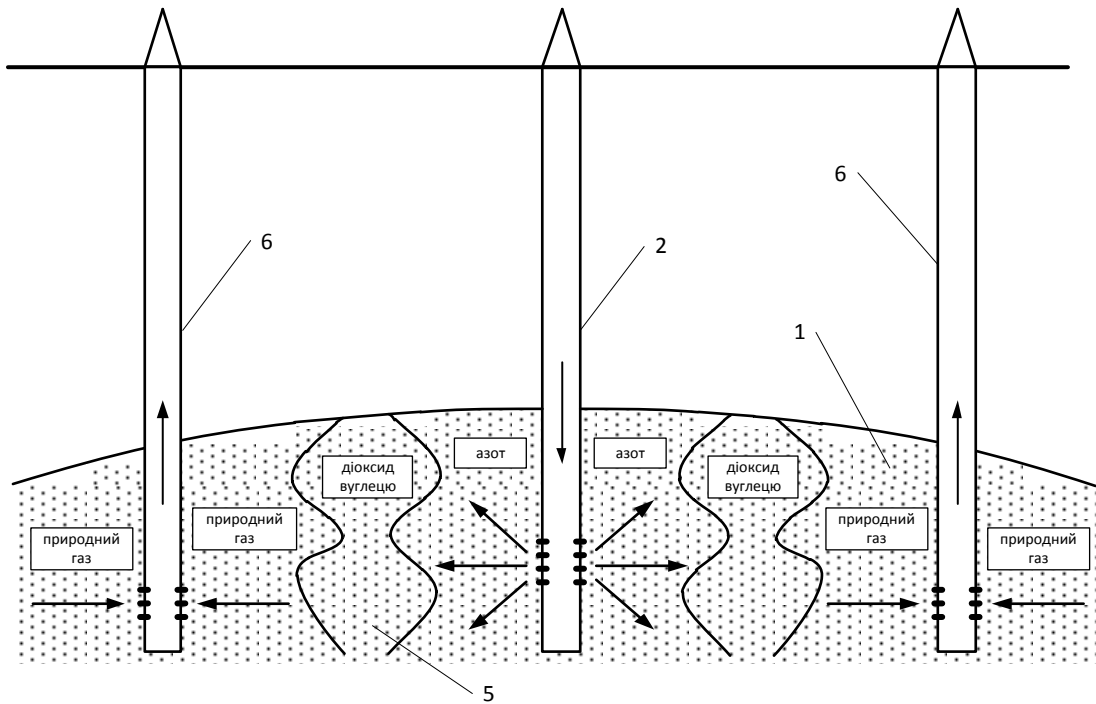
припиняють і здійснюють закачування азоту (рисунок 4.8). Відбирання кондиційного активного газу та додаткових об'ємів природного газу здійснюють через експлуатаційні свердловини. Тобто, об'єм природного газу, який відбирають додатково, практично дорівнюватиме об'єму азоту, який закачують у ПСГ, за рахунок майже однакових коефіцієнтів стисливості газів.



1 – пласт-колектор, 2 – свердловина, 3 – привибійна зона, 4 – навколосвердловинний поровий простір

Рисунок 4.7 – Схема закачування діоксиду вуглецю у пласт-колектор

Таким чином, запропонований спосіб експлуатації підземного сховища газу дозволить провести ефективне очищення привибійної зони свердловин і навколосвердловинного порового простору пласта-колектора, забезпечити високу приймальність свердловин, мінімізувати дисперсію інертного та природного газів у пласті-колекторі, вилучити додаткові об'єми природного газу, що забезпечить покращення техніко-економічних показників експлуатації ПСГ



1- пласт – колектор, 2- свердловина, 3 – привибійна зона, 4 – навколосвердловинний поровий простір, 5 – зони діоксиду вуглецю, 6 – свердловини відкачування додаткових об'ємів газу

Рисунок 4.8 – Схема закачування азоту у пласт-колектор

#### Висновки по розділу 4

1. Для підвищення техніко - економічних показників при експлуатації сховищ газу в умовах неоднорідності пластів необхідно регулювати закачування інертного газу в пласт для заміщення частини буферного газу на етапі циклічної експлуатації ПСГ, що дозволить відбирати додаткові об'єми природного газу, мінімізувати процес дисперсії газів і непередбачене вилучення інертного газу, забезпечити необхідну якість природного газу.

При цьому свердловини для закачування інертного газу та відбирання додаткових об'ємів природного газу вибирають із існуючого фонду свердловин підземного сховища газу, які перфорують додатково (за відсутності відповідної перфорації), а їх кількість і місце розташування

визначають із урахуванням літологічних і емнісних властивостей пласта-колектора.

2. Для оптимізації експлуатаційних режимів при мінімальних затратах ресурсів необхідно регулювати об'єми нагнітання та відбирання газу, що дозволить здійснювати як одночасну (спільну) експлуатацію всіх об'єктів, так і тільки окремих об'єктів (за потреби) через свердловини, в зоні яких потрібно збільшувати чи зменшувати обсяг нагнітання або відбирання

3. При створенні й експлуатації ПСГ у водоносному або в виснаженому газоносному пласті для підвищення техніко-економічних показників бурять експлуатаційно-нагнітальні, спостережні та контрольні свердловини, будують компресорну станцію. Нагнітання газу в пласта-колектор і відбирання з пласта виконують через експлуатаційно-нагнітальні свердловини. Підвищення (підтримання) або вповільнення (зниження) пластового тиску в зануреній частині штучного газового покладу дозволить зменшити буферний об'єм газу та збільшити його відбирання, а також ліквідувати можливість розтікання газу за межі структурної пастки в процесі нагнітання, скоротити експлуатаційні витрати та забезпечити підвищення продуктивності підземного сховища.

## ОТРИМАНІ РЕЗУЛЬТАТИ І ПІДСУМКОВІ ВИСНОВКИ

На основі проведених у дисертаційній роботі експериментальних і теоретичних досліджень вирішена задача розробки концепції функціонування та визначення основних параметрів для оптимального керування роботою підземних сховищ газу, створених у газових, газоконденсатних покладах і водоносних пластах, із урахуванням складної будови газоміщуючих колекторів і багатопластовості об'єктів. На основі результатів розроблена концепція, яка характеризується наступними висновками:

1. Удосконалено методи годографа для визначення геотехнолічної еволюції продуктивного горизонту в умовах пружноводонапірного режиму з метою отримання інтегральної оцінки розподілу та стану дренажних об'єктів газу в окремих частинах пласта та сховища в цілому.

2. На основі аналізу геолого-промислових досліджень створених багатопластових сховищ показано, що оптимальний інтервал розкриття продуктивного пласта повинен складати не більше 50% газонасиченої потужності за відсутності пластових вод і не більше 35% за їх наявності, при цьому раціональна кількість перфораційних отворів знаходиться в межах 20-24 од./п.м.

3. Удосконалено метод кількісної оцінки об'єму перетікань газу в багатопластових сховищах для коректування дебіту свердловин спільної експлуатації пластів і оцінки довготривалого обсягу перетоків, який ґрунтується на результатах вимірювання тисків у передтрубному та затрубному просторі, коригуванні коефіцієнтів фільтраційного опору кожного з продуктивних горизонтів.

4. З метою забезпечення раціональних режимів експлуатації багатопластових газосховищ створено математичну модель технологічного ланцюга від пласта-колектора до магістрального газопроводу, який включає



дотискувальну компресорну станцію, що забезпечує ефективну експлуатацію комплексу і дозволяє збільшити продуктивність у процесі відбору до 15%.

5. При експлуатації підземних сховищ газу в умовах пружно-водонапірного режиму задля підтримання сталої величини газонасиченого порогового простору та запобігання розтіканню штучного покладу запропоновано прогнозувати і коректувати тривалості нейтрального періоду з урахуванням змін проектних потужностей максимального та мінімального пластового тиску активного й загального об'ємів зберігання газу, використовуючи адаптивну математичну модель і комплекс алгоритмів та програм для її реалізації

## СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Аміров А. Д. Капитальный ремонт нефтяных и газовых скважин/ А. Д. Аміров. – М. - Недра. 1975. –390 с.
2. Арсенин В.Я. Математическая физика/ В. Я. Арсенин. – М.: Недра, 1986.– 320 с.
3. А. С. СССР № 722805 МПК В 65, G 5/00, опубл. Бюл. № 11, от 25.03., 1980.
4. А. с. СРСР № 1820597, МПК В65G/50, опубл. 07.07. 1993р., бюл. №21
5. А. с. СРСР № 1427757, В65U/50, опубл. 30.09. 1998р., бюл. №36
6. А. с. СРСР № 722805, МПК В65G/50, опубл. 25.03. 1980р., бюл. №11
7. А. с. СРСР № 1009126, МКИ E21B43/20, опубл. 27.08. 1995р., бюл. №24
8. Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата/ К. С. Басниев. – М.: Недра, 1985. – 246 с.
9. Белый Н.И. Концепции развития подземного хранения газа с целью резервирования системы газоснабжения/ Н.И. Белый, С.Н. Бузинов, В.И. Парфенов, А.И. Арутюнов, Г.Ф. Меланифиди. – М.: ВНИИГазпрома, 1991. – 32 с.
10. Бобошко А. В. Опыт разработки газовых месторождений Предкарпатья/ А. В. Бобошко, В. П. Войцицкий, Р. Ф. Гиммер// Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – ВНИИЭГазпром, 1974. – 52с.
11. Борковский А.А. Водно-газовая и почвенно-газовая съемка на Угерском газовом месторождении/ А. А. Боковский, А. В. Баранов, В. Е. Карачинский// Прямые методы поиска залежей нефти и газа. – Ивано-Франковск, 1974. – С.46-47.
12. Бузинов С.Н. Проблемы проектирования и ускоренного строительства базовых и региональных ПХГ в истощенных месторождениях/С. Н. Бузинов, В. Р. Гаспарян // Транспорт и хранение газа. Обзорная информация. – М.:ВНИИЭГазпром, 1984, вып.4. – С. 60.

13. Бузинов С.Н. Методика расчета основных параметров ПХГ/ С. Н. Бузинов, Е. В. Левыкин. – Газовая промышленность, 1961, №11. – С. 40-46.
14. Бузинов С.Н. О буферном и активном объеме при хранении газа в водоносных пластах/ С. Н. Бузинов, Е. В. Левыкин, Г. И. Солдаткин// Газовая промышленность. – 1964. – №11. – С. 33-38.
15. Бузинов С.Н. Оптимизация числа скважин, объема буферного газа и мощности компрессорной станции на подземном газохранилище/ С. Н. Бузинов, А. С. Плотыцын// Проблемы подземного хранения газа в СССР. – М.: ВНИИГАЗ, 1983. – С. 7-14.
16. Бузинов С.Н. О буферном и активном объеме при хранении газа в водоносных пластах/ С. Н. Бузинов, Г. И. Солдаткин// Газовая промышленность. – 1964. – №11. – С. 33-38.
17. Бузинов С.Н. Методы оптимизации технологических параметров подземных хранилищ газа/ С. Н. Бузинов, Г. Ф. Толкушин// Транспорт и хранение газа. – 1979. – №8. – С. 34-37.
18. Бузинов С.Н. Расчет технологической цепочки пласт–скважина–шлейф–КС–соединительный газопровод при циклической эксплуатации ПХГ/ С. Н. Бузинов, Г. Ф. Толкушин// Транспорт и хранение газа, 1980, №7. – С. 13-20.
19. Бузинов С.Н. Способ расчета оптимальных диаметров скважин и шлейфов на подземных хранилищах/ С. Н. Бузинов, Г. Ф. Толкушин// Транспорт и хранение газа. – 1980. – №6. – С. 24-27.
20. Войцицкий В.П. Оперативный анализ эксплуатации Опарского ПХГ: Отчет о НИР / В. П. Войцицкий. Львов. – №17-78. – 1978. – 85 с.
21. Гершанович Г.Г. Определение объема буферного газа в ПХГ/ Г. Г. Гершанович// Газовая промышленность. - 1979. – №11. – С.38-41
22. Гимер Р.Ф. Формирование газонасыщенного объема газохранилища в истощенных залежах с упруговодонапорным режимом их разработки/ Р.Ф. Гимер, М. П. Деркач // Wydanie konferencyjne. Problemy naukowo-badawcze i

- rozwojowe pozukiwań i eksploatacji złóż gazu ziemnego i ropy naftowej. – Kraków, 2000. – С. 721-723
23. Гимер Р.Ф. Проект доразработки Опарского газового месторождения/ Р. Ф. Гимер, Ю. С. Клочко, А. И. Ткачук. – Фонды ДП «Львовтрансгаз», 1963. – 110 с.
24. Гимер Р.Ф. О возможности сброса промышленных вод в верхнемеловый продуктивный горизонт месторождений Угерско и Бильче-Волица/ Р. Ф. Гимер, Я. С. Крывко, П. М. Натына// Газовое дело. – 1967. – №4. – С. 23-28.
25. Гимер Р.Ф. Підземне зберігання газу/ Р. Ф. Гімер, П. Р. Гімер, М. П. Деркач. – Івано-Франківськ: Факел, 2001. – 215 с.
26. Грудз В.Я. Оптимізація використання підземних сховищ газу для забезпечення надійності газопостачання/ В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Р. Я. Шимко// Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Вип. 38. – Івано-Франківськ, 2001. – С. 83-86
27. Грудз В. Я. Методология оптимизации эксплуатации оборудования магистральных газопроводов в условиях неполной информации/ В. Я. Грудз, Д. Ф. Тымкив, Р. Я. Шимко// Материалы 13 Международной конференции «Новые методы и технологии в нефтяной геологии, добыче, бурении, эксплуатации газоснабжения». – т.2. – Краков, 2002. – С. 20-22
28. Гуревич Г. Р. Разработка газоконденсатных месторождений с поддержанием пластового давления/ Р. Г. Гуревич, В. А. Соколов, П. Т. Шмыгля. – М., Недра, 1976. – 17-23с.
29. Гусев З. Л. К вопросу максимально допустимого давления нагнетания газа в подземные хранилища. – М.:Недра, 1983. – 23 с.
30. Декларативний патент на винахід № 59938 Спосіб регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу / Савків Б. П., Федутенко А. М., Юрченко В. П., Заєць В. О. Заявл. 09 12 2002, Опубл. 15.09.2003, бюл. № 9.

31. До питання створення підземних сховищ газу у пластах кам'яної солі/[Заєць В. О. та ін.] //Нафтова і газова промисловість. – №2. – 2011. – С. 44-46
32. Декларативний патент на винахід № 62101 А Спосіб експлуатації підземних сховищ газу, створених у водоносних пластах / Заєць В. О., Федутенко А. М., Криницька Д. А.. Заявл. 09 12 2002, Опубл. 15.12.2003, бюл. № 12.
33. Декларативний патент на винахід № 62283 А Спосіб розробки газових і газоконденсатних родовищ / Заєць В. О., Федутенко А. М., Юрченко В. П.. Заявл. 24. 02 2003,опубл. 15.12. 2003.
34. Декларативний патент на винахід № 66078 А Спосіб створення та експлуатації підземних сховищ газу / Коломєєв В. м., Дячук В. В., Саприкін С. О., Горностаєв Г. П., Федутенко А. М., Юрченко В. П., Шимко Р. Я., Педько Б. І., Слесар П, Ф., Ткач О. І., Заєць В. О. Заявл. 09 12 2003, Опубл. 15.04.2004, бюл. № 4.
35. Деркач М. П. Ефективність колекторної схеми збирання і розподілу газу/ М. П. Деркач// Нафтова і газова промисловість. – 2001. – №2. – С. 48
36. Деркач М. П. Стан, проблеми і перспективи розвитку трубопровідного транспорту нафти і газу та підземних газосховищ у Західному регіоні України/ М. П. Деркач, Л. К. Буняк// Стан, проблеми і перспективи розвитку Нафтогазового комплексу у Західному регіоні України. Матеріали однойменної конференції. – НТЗ УНГА. – Львів, 1995. – С. 48-49
37. Деркач М.П. Роль підземних сховищ газу в надійності транзитних поставок газу до Європи та газопостачання споживачів України/ М. П. Деркач// Нефть и газ, 2001, № 4. – С. 2-8.
38. Деркач М. П. Досвід створення та циклічної експлуатації Більче-Волицько-Угерського підземного газосховища/ М. П. Деркач, В. П. Войціцький // Нафта і газ України. – Харків, 1996. –С. 48-49

39. Добыча, подготовка и транспорт природного газа и конденсата. Справочное руководство в 2-х томах. / [Под ред. Ю.П. Коротаева, Р.Д. Маргулова]. – М.: Недра, 1984. – т. 1. – 360 с.
40. Заєць В. О. Моделювання процесу експлуатації підземних сховищ газу/ В. О. Заєць, Д. Ф. Тимків// Нафтогазова енергетика. Всукраїнський науково-технічний журнал. - №2(22). – 2014. – С. 51-56.
41. Заец В. А. Н. Научное обеспечение развития подземного хранения газа в Украине/ А. Н. Заец// Материалы совещания «Обеспечение промышленной безопасности объектов подземного хранения газа ОАО «Газпром». Результаты работы в 2007 г. и ход выполнения работ в 2008г.». – Санкт-Петербург. – июнь 2008г., Москва. – 2008. – С. 56-59.
42. Заєць В. О.. Пролетарське багатопластове сховище газу/ В. О. Заєць// Науковий вісник ІФНТУНГ. – № 2(8). – 2004.– С.34-44.
43. Заєць В. О. Перспективи розширення і виведення Пролетарського газосховища на проектні показники/ В. О. Заєць, Б П. Савків, С. О. Саприкін, Ф. М. Федутенко// Матеріали 8-ої міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України-2004. – Судак, 29 вересня – 1 жовтня 2004р. – том 2. – Київ 2004. – С. 148-150.
44. Заєць В. О. Дослідження теоретичних передумов методології формування багато пластових покладів підземних газових сховищ/ В.О. Заєць, Д. Ф. Тимків//Науковий вісник ІФНТУНГ. - №1(38). – 2015. – С. 15-20
45. Заєць В.О. Оптимізація основних параметрів циклічної експлуатації підземних газосховищ/ В. О. Заєць, Д. Ф. Тимків, М. В. Крихівський// Scientific journal «ScienceRise». - №4/2(9). – 2015. – С. 45-48.
46. Закиров С. Н. Прогноз и регулирование разработки газовых месторождений/ С. Н. Закиров, В. И. Васильев, А. И. Гутников// М.: Недра,1984. – 295 с.
47. Закиров С. Н. Решение задачи с подвижной границей раздела газ-вода/ С. Н. Закиров, Л. Г. Коршунов// Газовая промышленность. – 1977. – 33. – С. 45-46

48. Зотов Г. А. Газодинамические методы исследования скважин/ Г. А. Зотов, С. М. Тверковкин. – М.: Недра, 1970. – 192 с.
49. Использование инертных газов на подземныхгазохранилищах в пористых пластах Газовая промышленность // Серия: «Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах», ВНИИЭгазпром, 1989. – вып. 7. – С. 1-8.
50. Ковалко М. П. Трубопровідний транспорт газу/ М. П. Ковалко, В. Я. Грудз, В. Б. Михалків. – К.:АренаЕКО, 2002.- 600с.
51. Коротаев Ю. П. Добыча, транспорт и подземное хранение газа/ Ю. П. Коротаев, А. И. Ширковский. – М.: Недра, 1984. – 486 с.
52. Кристеа Н. Подземная гидравлика/ Н. Кристеа. – М.: Гостоптехиздат, 1961. – Т.1. – 342 с.
53. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов/ Б. Б. Лапук. – М.-Л.: Гостоптехиздат, 1948. – 296 с.
54. Левикин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах/ Е. В. Левикин. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
55. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах/ М. В. Лурье. – М.: ГУП Изд. «Нефть и газ» РГУНГ им. И.М. Губкина, 2001. – 350 с.
56. Лурье М.В. Предельные циклы подземных газохранилищ/ М. В. Лурье// Газовая промышленность.- 1997. №12. С. 42-44.
57. Лурье М.В. Подземные газохранилища в горизонтальных и пологозалегающих пластах/ М. В. Лурье, В. М. Максимов// Газовая промышленность.- 1997. – №7. – С. 19-20.
58. Опыт «Газ де Франс» по замещению части буферного газа ПХГ выхлопными газами. Газовая промышленность//Серия: «Транспорт, переработка и использование газа в зарубежных странах». – ВНИИЭгазпром,1989. – вып.17. – С.1-7.

59. Минский Е.М. О притоке газа к забою несовершенной скважины при нелинейном законе распределения. // Труды ВНИИГаз, 1954, вып V. – М.: Гостоптехиздат, 1954. – С. 6-9
60. . Пат. №89107 Україна, МПК В65G 5/00. Спосіб експлуатації підземного сховища газу/ Клюк Б. О., Шимко Р. Я., Вечерік Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Заєць В. О., Зарубін Ю. О., Галій П. П.; Заявник і патентовласник ДП «НДІ нафтогазової промисловості» НАК «Нафтогаз України». – № 2008 04183; заявл. 02.04.2008, опубл. 25.12.2009, Бюл. № 24. – 16 с.
61. Пат №40544 Україна, МПК В65G 5/00. Спосіб експлуатації підземного сховища газу / Клюк Б. О., Шимко Р. Я., Зарубін Ю. О., Вечерік Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Заєць В. О. – заявл. 05. 07.09, опубл. 16.10.2009, Бюл. № 7. – 6 с.
62. Пат. №45629 Україна, В65G 5/00. Спосіб створення і експлуатації підземних сховищ газу у виснажених газоносних пластах/Заєць В.О., Федутенко А.М., Ткач О.І., Вечерік Р.Л., Хаєцький Ю. Б.; Заявник і патентовласник ДК «Укргазвидобування» Український НДІ природних газів (філія). – № 2001 053180; заявл. 14.05.2001, опубл. 15.03.2015, Бюл. №3. – 4с.
63. Пат. 59938 Україна, МПК 7 В 65 О 5/00 Спосіб регулювання об'ємів нагнітання та відбирання газу при експлуатації багатопластових підземних сховищ газу.
64. Пат. 40167 Україна, В65G 5/00. Спосіб експлуатації підземного сховища газу/ Марчук Я. С., Клюк Б. О., Шимко Р. Я., Деркач М. П., Зарубін Ю. О., Вечерік Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Заєць В. О. – заявл. 05.11.2008., опубл. 25.03.2009., Бюл.№6. – 8с
65. Пат. №91275 С2 Україна, МПК В65G 5/00 Спосіб очищення привибійної зони свердловин та навколо свердловинного порового простору пласта-колектора від проміжних і важких компонентів машинного масла при експлуатації підземного сховища газу / Марчук Я. С., .. Клюк Б. О., Шимко Р. Я., Деркач М. П., Зарубін Ю. О., Вечерік Р. Л., Хаєцький Ю. Б., Заєць В. О. – № 2008 12918; заявл. 05 11 2008, опубл. 12.07.2010, Бюл. № 14. – 8с.



66. Патент на изобретение № 1253091. Способ создания и эксплуатации газохранилища в малоамплитудных структурах водоносного пласта/ Лебедев Г.Д., Савкив Б.П., Федутенко А.Н., Стеренчук В.П., Григиль М.А.- Приоритет изобретения 16 мая 1984 г.
67. Пинчук С.А. Некоторые математические методы обработки статистической информации и прогнозирования характеристик потребления газа с использованием ЭВМ / С. А. Пинчук// Вопросы надежности системы газоснабжения Украины. – М., 1981. – С.23-43.
68. Пінчук С.А. Аналіз некоторых известных методов прогнозирования потребления газа/ С. А. Пінчук // Нефтяник. – 1992. - № 12. – С. 27-30.
69. Сторчак С. О. Питання застосування інертного газу на підземних сховищах газу у пластах кам'яної солі/ С. О. Сторчак, В. О Заєць// Нафтова і газова промисловість. - №5. – 2012. – С. 45-47.
70. Савків Б. П. Підземне зберігання газу в Україні/ Б. П. Савків. – К.:Наукове видання 2008. – 239с.
71. Федутенко А.М. Проблеми та перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні/ А. М. Федутенкі// Науковий вісник Івано-Франківського НТУНГ (спецвипуск). – 2004. - № 2 (8). – С.9-14.
72. Хейн А.Л. Газодинамические расчеты ПХГ/А. Л. Хейн. – М.: Недра, 1968. – 314 с.
73. Хейн А.Л. Использование метода последовательной смены стационарных состояний для решения задач по вытеснению воды газом/А. Л. Хейн// Труды ВНИИГаз. – М.: 1961. – вып.11. – С. 162-195.
74. Хейн А.Л. Приближенная теория установившегося притока жидкости и газа к несовершенным скважинам с меридиально симметричной конструкцией забоя. // Труды ВНИИГаз, М.: Гостоптехиздат, 1956, вып.VIII.
75. Чарный И.А. О продвижении подошвенной воды в газовых залежах купольного типа/ И. А. Чарный // Изв. АН СССР, ОТН. – 1950. – №9. – С. 1326-1344.

76. Чарный И. А. Основы газовой динамики/ И. А. Чарный. – М.:Гостоптехиздат, 1961. – 200 с.
77. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика/ И. А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.
78. Шимко Р.Я. Моделювання нестационарного газодинамічного процесу в ПСГ за умов пружного режиму закачки газу/ Р. Я. Шимко, В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Я. В. Грудз// Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. – №2(3). –2002 . – С. 25-28
79. Шимко Р.Я. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ/ Р. Я. Шимко, В. Я. Грудз, Д. Ф. Тимків, Я. В. Грудз //Науковий вісник ІФНТУНГ. – №2. – 2002. – С. 30-32
80. Шимко Р.Я. Методи розрахунку процесів формування і експлуатації підземних сховищ газу України / Дисертаційна робота на здобуття наукового ступеня кандидата технічних наук Івано -Франківськ, 2003 р
81. Ширковский А.И. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах/ А. И. Ширковский, Е. В. Левыкин. – М.: Недра, 1973. – 207 с.
82. Ширковский А.И. Подземное хранение газа/ А. И. Ширковский. – М.: Гостоптехиздат, 1960. – 75 с.
83. Ширковский А.И. Техничко-економическое определение числа скважин, объема буферного газа, мощности компрессорной станции и глубины поисков ловушек при подземном хранении природного газа/ А. И. Ширковский//Газовая промышленность. – 1958. – №11. – С. 33-38.
84. Ширковский А.И. Анализ процесса обводнения газохранилищ при его циклической эксплуатации/ А. И. Ширковский, Г. Г. Гершанович// Транспорт и хранение газа. – 1973. – вып. 3. – С. 18-26.
85. Ширковский А.И. Анализ процесса обводнения подземного газохранилища при его циклической эксплуатации/ А. И. Ширковский, Г. Г. Гершанович // Транспорт и хранение газа. –1978. – вып. 12. – С. 18-26.

86. Ширковский А.И. Оптимизация технико-экономических показателей ПХГ при упруговодонапорном режиме эксплуатации/ А. И. Ширковский, Г. Г. Гершанович // Газовая промышленность. – 1980. – №3. – С. 46-50.
87. Щелкачев В.Н. Разработка нефтегазоносных пластов при упругом режиме/ В. Н. Щелкачев. – М.: Гостоптехиздат, 1959. – 467 с.
88. Щелкачев В.Н. Подземная гидравлика/ В. Н Щелкачев, Б. Б. Лапук. – М.: Гостоптехиздат, 1949. – 523 с.
89. Яремійчук Р. С. Освоєння свердловин/Р. С. Яремійчук, Ю. Д. Качмар. – Львів: «Світ», 1997. – 255 с.
90. Buckley S.E. a Lexterett M.S. Mechanism of fluid displacement in sands. Trans.AIME,146,1942. – 211 p.
91. Chatas, A.T: A. Practical Treatment of Nonsteadystate Flow Problems in Reservoir System. Petrol. Engr., 25 (5): B 42; 25 (6): B 38; 25 (9): B 44 (1953)
92. Cornell, D: Applying Van Everdingen and Hurst Solutions to Natwal Gas Flow Problems, World Oil, 142 (2): 134 (1956).
93. Cornell, D: Unsteady State Flow in Gas Reservoirs, World Oil, 144 (2): 133 (1957).
94. Katz D.L., Coust K.H. Underground Storage of Fluids. – Ann Arbor, M I., 1968. – 575 p.
95. Tek M.R. Natural Gas Underground Storage: Inventory and Deliverability. – Penn-Well Publihsing Co., 1996. – 425 p.
96. Tek M.R. Underground Storage of Natural Gas. – Houston: Gulf Publihsing, 1987.
97. Jeff A. Diefert, David A. Pursell. Underground Natural Gas Storage. – Simons & Compani International June 28, 2000 Houston, Texas.
98. Wallbrecht J. Report of Basic Activity Studi. - 22nd World Gas Conference June 1-5, 2003 Tokio, Japan.
99. Benson K.G. The effects of deregulation on underground natural gas storage in the USA. – 22nd World Gas Conference June 1-5, 2003 Tokio, Japan.

100. M.Grassle. Les economies d'energie dans le transport du gaz par canalisations: les stockages souterrains. – Gaz d'Aujourd'hui, 1989, vol. 113, № 1, pp. 16-19.
101. H. Obro. Study of underground gas storage using nitrogen as cushion gas.- IGU/A4-88, 17th World Gas Conference, Washington, D. C. June 5-9, 1988.
102. Przewidywanie wielkosci magazynow gazu z uwzglednieniem elastycznosci dostaw i nierownomierosci zuzycia gazu /Schuster Tadeusz, Starzycka Jadwida // Nafta – Gaz. – 1993. – 49, №1. – C. 29-34.

# ДОДАТКИ

Додаток А  
Таблиця А1 – Проектні показники Пролетарського ПСГ

Показники	Один. виміру	Кількість		
		Проект 1981р.		Доповнення 1984 р.
		ДПЕ	Повний розвиток	
1. Загальний об'єм в т. ч. активний буферний	млн. м <sup>3</sup>	850	2000	2000
	млн. м <sup>3</sup>	400	1000	1000
	млн. м <sup>3</sup>	450	1000	1000
2. Пластовий тиск максимальний мінімальний	кгс/см <sup>2</sup>	57,0	149,0	149,0
	кгс/см <sup>2</sup>	33,0	71,0	71,0
3. Максимальна продуктивність ПСГ в початковий період відбору	<u>млн.м<sup>3</sup></u> добу	3,3	11,3	12,2
4. Кількість експлуатаційних свердловин	один.	36	71	84

Таблиця А2 – Значення міжколонних тисків по фонду свердловин  
Пролетарського ПСГ

№ свердловини	Величина міжколонних тисків по фонду свердловин, кгс/см <sup>2</sup>			
	12.2010р.	10.2011р.	03.2012р.	08.2012р.
84	5,6	7,5	–	–
87	–	3,4	1,8	3,0
123	22,5	19,0	14,8	15,1
144	33,0	1,3	1,4	0,8
162	5,0	15,7	–	25,0
164	24,0	0,4	2,6	2,7
117	30,0	–	–	задавлена

Таблиця А3 — Результати обробки газодинамічних досліджень свердловин  
(горизонт М-7) Пролетарського ПСГ

№ св.	Дата проведення досліджень	Р <sub>пл.</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Р <sub>виб.</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Р <sub>пл.</sub> -Р <sub>виб.</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Дебіт св., тис.м <sup>3</sup> /добу	Фільтраційні коефіцієнти	
						«а»	«b»
112	18.11.94	117,8	95,8	22,0	138,2	10,01	0,1734
114	18.11.94	117,8	95,1	22,7	130,5	10,89	0,1998
122	19.11.94	117,8	97,7	20,1	207,4	6,15	0,0710
125	18.11.94	117,8	97,3	20,5	186,0	6,99	0,0900
142	20.11.94	117,8	98,0	19,8	161,0	7,82	0,1163

## Продовження таблиці А4

Відбирання газу в сезон 1993/94 рр. (02.10.93-04.04.94 р., 168 діб)										
				2034,3	121,6					
X	23	110,3	110,3	1924,0	117,0	110,0	6,12	5,00	154,5	34
XI	30	180,5	290,8	1743,6	96,4	88,0	7,53	6,02	105,6	72
XII	29	125,0	415,8	1618,6	91,8	72,0	6,64	4,31	81,3	68
I	26	91,3	507,1	1527,2	81,1	70,0	4,44	3,51	66,2	68
II	28	101,8	608,9	1425,4	76,4	65,0	5,40	3,64	56,0	68
III	28	98,2	707,1	1327,2	73,5	56,0	6,12	3,51	51,6	68
IV	4	9,0	716,1	1318,2	66,6	52,0	2,95	2,25	33,1	68
Закачування 1994 р. (13.05.94-14.09.94 р., 125 діб)										
				1318,2	75,2					
V	19	143,2	143,2	1461,4	95,6	96,0	8,88	7,54	189,4	42
VI	30	224,5	367,7	1685,9	109,5	105,8	8,04	7,48	166,2	53
VII	31	196,3	564,0	1882,2	122,0	113,0	7,20	6,33	119,4	67
VIII	31	120,7	684,7	2002,9	125,9	115,0	6,24	3,89	57,6	68
IX	14	46,8	731,9	2049,7	124,5	116,0	3,90	3,47	51,8	68
Відбирання газу в сезон 1994/95 рр. (14.10.94-10.03.95 р., 121 доба)										
				2049,7	123,5					
X	17	81,4	81,4	1968,3	118,1	92,0	9,50	4,79	168,1	39
XI	27	203,8	285,2	1764,5	101,4	90,0	9,00	7,55	134,8	73
XII	31	250,0	535,2	1514,5	79,6	80,0	8,75	8,06	118,6	72
I	26	139,5	674,7	1375,0	71,9	60,0	7,00	5,37	76,0	72
II	10	18,4	693,1	1356,6	69,6	60,0	2,40	1,89	33,8	72
III	10	14,4	707,5	1343,2	74,7	48,0	2,10	3,20	47,3	68
Закачування 1995 р. (18.04.95-24.08.95 р., 126 діб)										
				1343,2	76,2					
IV	13	36,7	36,7	1379,9	83,1	94,0	4,88	2,82	182,8	50
V	31	128,0	164,7	1507,9	90,8	99,0	8,41	4,13	165,4	55
VI	28	199,9	364,6	1707,8	112,3	105,0	8,26	7,14	142,8	59
VII	31	197,5	562,1	1905,3	123,7	115,0	7,17	6,37	137,1	65
VIII	23	130,8	692,9	2036,1	128,0	120,0	6,53	5,69	124,6	69
Відбирання газу в сезон 1995/96 рр. (25.10.95-18.04.96 р., 176 діб)										
				2036,1	126,3					
X	6	21,6	21,6	2014,5	119,0	81,0	3,90	3,60	123,9	29
XI	30	145,2	166,8	1869,3	104,0	80,0	7,01	5,40	96,8	50
XII	31	202,3	369,1	1667,0	89,0	76,0	7,30	6,52	93,2	70
I	31	174,3	543,4	1492,7	81,0	65,0	6,60	5,62	80,3	70
II	29	150,0	693,4	1342,7	77,0	56,0	5,60	5,20	74,1	70
III	31	132,8	826,6	1209,5	71,0	50,0	4,85	4,28	61,2	70
IV	18	49,8	876,4	1159,7	63,0	47,0	3,50	2,77	39,5	70
Закачування 1996 р. (29.04.96-25.10.96 р., 175 діб)										
				1159,7	70,0					
IV	2	5,0	5,0	1164,7	64,0	97,0	2,60	2,50	104,0	25
V	31	196,0	201,0	1360,7	86,0	97,0	9,63	6,32	163,5	47
VI	30	212,5	413,5	1573,2	104,0	100,0	8,84	7,08	119,7	70
VII	31	169,0	582,5	1742,2	113,0	102,0	8,18	5,45	80,3	70
VIII	26	84,0	666,5	1826,2	116,0	104,0	3,77	3,23	46,1	70
IX	30	80,3	746,8	1906,5	120,0	108,0	3,64	2,70	40,6	72
X	25	31,7	778,5	1938,2	117,0	110,0	2,00	1,39	25,3	56

Таблиця А5— Результати визначення газонасиченого порового простору Пролетарського ПСГ

	Закачування (відбирання) газу, млн.м3		Об'єм газу в пласті млн.м3	М, млн.м3 M=1,1Q	Тиск,кгс/см2		Газонасичений поровий об'єм, млн.м3
	за місяць	з початку циклу			пластовий	пластовий приведений	
1985			496,0	545,6	38,5	41,89	13,00
1986		229,87	725,87	798,46	51,7	57,59	13,86
1987		109,03	834,90	918,39	58,1	65,41	14,04
1988-89		39,8	874,70	962,17	59,7	67,37	14,28
04.90	47,0	47,0	921,7	1013,87	67,0	76,46	13,26
05.90	153,0	200,0	1074,7	1182,17	74,9	86,36	13,68
06.90	179,0	379,0	1253,7	1379,07	87,2	102,11	13,50
07.90	179,0	558,0	1432,7	1575,97	96,1	113,54	13,88
08.90	110,0	668,0	1542,7	1696,97	100,7	119,51	14,19
09.90	115,0	783,0	1657,7	1823,47	101,6	120,68	15,10
10.90	7,0	790,0	1664,7	1831,17	102,8	122,25	14,97
			1664,7	1831,17	103,2	122,78	14,91
01.91	16,65	16,65	1648,05	1812,86	107,8	128,72	14,08
02.91	82,40	99,05	1565,7	1722,27	90,6	106,48	16,17
03.91	78,47	177,5	1487,2	1635,95	86,1	100,65	16,25
04.91	23,0	23,0	1510,2	1661,22	90,0	105,66	15,72
05.91	143,5	166,5	1653,7	1819,07	99,6	118,09	15,40
06.91	118,0	284,5	1771,7	1948,87	108,6	129,76	15,01
07.91	118,0	402,5	1889,7	2078,67	113,2	135,75	15,31
08.91	78,0	480,5	1967,7	2164,47	116,5	140,04	15,45
09.91	103,0	583,5	2070,7	2277,77	118,3	142,38	15,99
10.91	30,0	613,5	2100,7	2310,77	119,6	144,03	16,04
11.91	60,5	60,5	2040,2	2244,22	113,7	136,40	16,45
12.91	112,0	172,5	1928,2	2121,02	108,1	129,12	16,42
01.92	90,0	262,5	1838,2	2022,02	101,4	120,44	16,78
02.92	104,2	366,7	1734,0	1907,40	95,0	112,13	17,01
03.92	65,0	431,7	1669,0	1835,90	90,3	106,06	17,30
05.92	145,9	145,9	1814,9	1996,39	106,4	126,89	15,73
06.92	148,0	293,9	1962,9	2159,19	114,9	137,94	15,65
07.92	107,0	400,9	2069,9	2276,89	118,2	142,20	16,01
08.92	27,1	428,0	2097,0	2306,70	120,0	144,56	15,95
09.92	39,4	467,4	2136,4	2350,04	121,1	146,01	16,09
10.92	74,0	74,0	2062,4	2268,64	116,6	140,16	16,18
11.92	107,3	181,3	1955,1	2150,61	104,0	123,78	17,37
12.92	202,5	383,8	1752,6	1927,86	88,3	103,50	18,62
01.93	137,3	521,1	1615,3	1776,83	80,6	93,60	18,98
02.93	107,0	628,1	1508,3	1659,13	72,7	83,61	19,84
03.93	91,4	719,5	1416,9	1558,59	68,4	78,21	19,92
			1343,2	1477,52	76,2	88,00	16,78
04.95	36,7	36,7	1379,9	1517,89	83,1	96,83	15,68
05.95	128,0	164,7	1507,9	1658,69	90,8	106,73	15,54
06.95	199,9	364,6	1707,8	1878,58	112,3	134,59	13,96
07.95	197,5	562,1	1905,3	2095,83	123,7	149,38	14,03
08.95	130,8	692,9	2036,1	2239,71	128,0	154,94	14,46
			2036,1	2239,71	126,3	152,74	14,66
10.95	21,6	21,6	2014,5	2215,95	119,0	143,29	15,46
11.95	145,2	166,8	1869,3	2056,23	104,0	123,81	16,61
12.95	202,3	369,1	1667,0	1833,70	89,0	104,41	17,56
01.96	174,3	543,4	1492,7	1641,97	81,0	94,15	17,44
02.96	150,0	693,4	1342,7	1476,97	77,0	89,05	16,59
03.96	132,8	826,6	1209,5	1330,45	71,0	81,46	16,33
04.96	49,8	876,4	1159,7	1275,67	63,0	71,46	17,85
04.97	26,7	26,7	1232,6	1355,50	67,2	76,7	17,45
05.97	254,4	281,1	1487,0	1635,70	90,0	105,7	15,29
06.97	172,5	453,6	1659,5	1825,45	105,5	125,7	14,23
07.97	121,65	575,25	1781,1	1959,21	114,3	137,2	13,95
08.97	102,4	677,65	1883,5	2071,85	120,0	144,6	13,97
09.97	9,85	687,5	1893,3	2082,63	120,0	144,6	14,04
10.97	54,0	54,0	1839,3	2023,23	109,8	131,3	15,40



## Продовження таблиці А5

12.97	170,7	400,8	1492,5	1641,75	86,6	101,3	16,20
01.98	128,9	529,7	1363,6	1499,96	74,0	85,8	17,60
02.98	99,8	629,5	1263,7	1390,07	67,5	77,1	18,02
03.98	73,1	702,6	1190,6	1309,66	66,0	75,2	17,41
04.98	4,8	707,4	1185,8	1304,38	64,5	73,3	17,79
05.98	–	–	1185,8	1304,38	62,5	70,8	18,42
06.98	171,2	171,2	1357,0	1492,70	79,2	91,9	16,24
07.98	211,4	382,6	1568,4	1725,24	93,9	110,7	15,58
08.98	168,0	550,6	1736,4	1910,04	104,1	123,9	15,41
09.98	86,8	637,4	1823,2	2005,52	119,2	143,5	13,97
10.98	–	–	1823,2	2005,52	11,9,0	143,3	13,90
11.98	165,3	165,3	1658,9	1824,79	10,5,0	125,1	14,58
12.98	182,5	347,8	1476,3	1623,93	92,3	108,6	14,95
01.99	112,0	459,8	1364,3	1500,73	83,2	96,9	15,48
02.99	71,0	530,8	1293,3	1422,63	71,2	81,7	17,41
03.99	77,2	608,0	1216,1	1337,71	68,9	78,8	16,97
04.99	16,6	624,6	1199,5	1319,45	70,0	80,2	16,45
			1199,5	1319,45	70,1	82,7	16,43
05.99	3,5	3,5	1203,0	1323,30	72,0	82,7	16,00
06.99	150,3	153,8	1353,3	1488,63	89,0	104,4	14,25
07.99	177,9	331,7	1531,2	1684,32	104,0	123,8	13,60
08.99	158,3	490,0	1689,6	1858,56	109,0	130,3	14,26
09.99	116,1	606,1	1805,6	1986,16	117,0	140,7	14,11
10.99	19,1	625,2	1824,7	2007,17	117,0	140,7	14,26
			1824,7	2007,17	116,1	139,5	14,38
11.99	89,8	89,8	1734,9	1908,39	107,0	127,7	14,94
12.99	92,9	182,7	1642,0	1806,20	97,2	115,0	15,70
01.00	160,9	343,6	1481,1	1629,21	88,0	103,1	15,80
02.00	122,8	466,4	1358,3	1494,13	76,1	87,9	16,99
03.00	121,3	587,7	1237,0	1360,70	70,5	80,8	16,84
04.00	66,9	654,6	1170,1	1287,11	65,9	75,0	17,16
			1170,1	1287,11	69,87	80,1	16,00
05.00	49,9	49,9	1220,0	1342,00	75,6	87,3	15,37
06.00	232,2	282,1	1452,2	1597,42	94,0	110,8	14,41
07.00	213,7	495,8	1665,9	1832,49	112,7	135,1	13,56
08.00	98,3	594,1	1764,2	1940,62	116,0	139,4	13,92
09.00	59,9	654,0	1824,1	2006,51	121,1	146,0	13,74
10.00	27,9	681,9	1852,0	2037,20	123,8	149,5	13,62
			1852,0	2037,20	120,9	145,7	13,98
11.00	75,1	75,1	1776,9	1954,59	114,5	137,5	14,21
12.00	70,5	145,6	1706,4	1877,04	105,0	125,1	14,20
01.01	146,0	291,6	1560,4	1716,44	96,4	113,9	15,06
02.01	189,8	480,8	1371,2	1508,32	86,1	100,7	14,97
03.01	153,5	634,3	1217,7	1339,47	75,6	87,3	15,34
04.01	77,4	711,7	1140,3	1254,33	67,9	77,5	16,18
			1140,3	1254,33	67,9	77,5	16,18
05.01	49,9	49,9	1190,2	1309,22	74,0	85,2	15,36
06.01	158,1	208,0	1348,3	1483,13	92,3	108,6	13,65
07.01	141,0	349,0	1489,3	1638,23	101,0	119,9	13,66
08.01	185,4	534,4	1674,7	1842,17	116,2	139,6	13,19
09.01	80,7	615,1	1755,4	1930,94	119,6	144,0	13,40
			1755,4	1930,94	116,2	139,6	13,83
10.01	27,9	27,9	1727,5	1900,25	111,6	133,7	14,21
11.01	32,6	60,5	1694,9	1864,39	108,3	129,4	14,40
12.01	184,3	244,8	1510,6	1661,66	93,6	110,3	15,06
01.02	118,5	363,3	1392,1	1531,31	84,4	98,5	15,54
02.02	0,154	363,5	1391,9	1531,09	89,4	104,9	14,59

Таблиця А6 – Результати визначення газоводяного контакту  
Пролетарського ПСГ

№ свердл.	Дата дослідження	Положення ГВК, м	№ свердл.	Дата дослідження	Положення ГВК, м
Західна зона			Східна зона		
78	08.06.00	-1324,1	84	07.11.01	-1320,2
	06.11.01	-1323,7	174	29.12.99	-1314,92
106	25.01.95	-1318,0		04.07.01	-1315,72
166	14.04.99	-1328,0	176	19.01.95	-1317,9
	25.12.01	-1329,76	399	30.05.00	-1307,33
221	20.08.93	-1330,9		09.11.01	-1308,0
333	28.11.00	-1322,65			
			Північна зона		
Південна зона			171	02.04.02	-1308,24
			Центральна зона		
180	05.01.02	-1308,10			
238	16.06.01	-1302,22	142	11.04.01	-1294,6
	02.03.00	-1308,42	148	25.06.01	-1317,28
	21.05.02	-1317,82	115	03.08.01	-1301,28
399	09.06.00	-1307,30	126	31.08.01	-1306,37
	09.11.01	-1308,00	157	28.04.01	-1302,15
442	16.12.99	водоносна	127	19.07.00	-1311,27
350	15.05.00	-1323,10	137	08.08.00	-1304,4
	07.05.01	-1327,70	140	23.08.00	-1307,5
371	18.12.01	-1310,16			
512	03.10.01	-1337,30			
	02.11.01	-1336,40			

Таблиця А7 — Зміна пластового тиску в спостережних свердловинах  
85, 514 і зоні дронування Пролетарського ПСГ

Дата вимірювання	Свердловина 85		Свердловина 514		Р <sub>пл</sub> в зоні дронування, кгс/см <sup>2</sup>
	Середина інтерв.перф.1441 м		Середина інтерв.перф.1532 м		
	рівень води,м	пластовий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	рівень води, м	пластовий тиск, кгс/см <sup>2</sup>	
16.04.98	561,0	96,1	536,0	108,6	65,0
10.08.98	546,0	97,6	543,0	107,8	97,0
30.09.98	551,0	100,0	505,0	111,9	119,0
14.10.98	509,0	101,6	431,0	119,9	118,0
30.11.98	502,0	102,4	450,0	117,9	105,0
05.01.99	507,0	101,9	488,0	113,7	89,5
22.02.99	518,0	100,7	510,0	111,4	74,0
30.04.99	537,5	98,6	535,0	108,7	71,4
16.06.99	542,0	98,1	540,0	108,1	78,0
20.09.99	518,0	100,7	500,0	112,4	113,8
01.11.99	510,0	101,5	462,0	116,5	119,0
10.12.99	547,0	97,5	445,0	118,4	104,0
27.12.99	551,0	97,1	453,0	117,5	100,0
17.01.00	516,0	100,9	467,0	116,0	94,8
14.03.00	514,0	101,1	515,0	110,8	75,0
17.05.00	521,0	100,3	528,0	109,4	70,0
27.06.00	543,0	98,0	540,0	108,1	92,0

Таблиця А8 — Результати визначення коефіцієнтів фільтраційних опорів (Пролетарське ПСГ)

№ св.	Дата досліджень	Рпл, кгс/см <sup>2</sup>	Рвиб <sub>0</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Рпл – Рвиб <sub>0</sub> , кгс/см <sup>2</sup>	Q <sub>0</sub> , тис.м <sup>3</sup> /доб	a	b
14	09.08.00	118,2	125,2	7,0	193,7	2,591134	0,032034
	13.09.00	120,4	125,3	4,9	124,2	2,855489	0,055056
87	21.08.00	118,3	110,4	7,9	139,8	3,807036	0,065212
	27.08.00	115,4	123,0	7,6	75,7	7,05058	0,223037
	13.09.00	120,8	126,3	5,5	76,8	5,212848	0,162541
96	27.08.00	115,5	125,1	9,6	42,3	16,08523	0,910615
	12.09.00	120,0	127,2	7,2	59,8	8,767599	0,351097
100	21.02.00	107,6	67,3	40,3	112,0	18,55774	0,396785
110	10.07.00	99,9	113,6	13,7	127,4	6,763164	0,127124
111	03.08.00	114,4	124,3	9,9	65,3	10,66044	0,39094
112	21.06.00	82,2	106,4	24,2	45,4	29,61434	1,562047
	03.08.00	113,8	124,8	11,0	94,8	8,155595	0,206013
114	21.02.00	77,8	72,1	5,7	120,5	2,092293	0,04158
	11.09.00	119,6	122,7	3,1	78,2	2,829497	0,086646
115	21.06.00	82,5	105,7	23,2	170,0	7,565882	0,106576
	11.09.00	119,7	125,6	5,9	89,4	4,768842	0,127739
121	10.07.00	99,9	112,5	12,6	131,6	5,990596	0,109009
	24.07.00	107,9	114,6	6,7	135,0	3,252909	0,057701
122	24.07.00	107,6	108,9	1,3	236,5	0,350567	0,00355
	11.09.00	119,9	123,8	3,9	161,8	1,730384	0,02561
123	08.02.00	78,5	68,4	10,1	111,5	3,904323	0,083853
	13.09.00	120,7	126,0	5,3	52,9	7,280987	0,329596
125	07.08.00	118,1	126,8	8,7	192,6	3,258762	0,040518
126	07.08.00	117,7	127,0	9,3	143,5	4,671603	0,077958
127	10.07.00	100,7	105,2	4,5	290,9	0,938266	0,007724
128	07.08.00	114,4	128,3	13,9	69,6	14,27829	0,491264
	12.09.00	119,8	127,8	8,0	37,4	15,60163	0,998956
132	24.07.00	106,8	114,6	7,8	103,4	4,919858	0,113941
	12.08.00	121,0	126,5	5,5	107,7	3,723257	0,082786
133	12.08.00	121,5	126,0	4,5	197,3	1,662882	0,020183
134	08.02.00	80,0	73,8	6,2	117,5	2,391555	0,048741
	21.06.00	82,2	104,2	22,0	148,4	8,140209	0,131356
	21.06.00	122,3	128,9	6,6	101,7	4,802236	0,113076
135	23.08.00	117,4	100,7	16,7	139,6	7,685774	0,131841
139	27.08.00	115,5	123,7	8,2	42,8	13,49995	0,755329
140	27.08.00	115,6	125,4	9,8	41,3	16,84589	0,976769
141	07.08.00	115,9	132,8	16,9	221,9	5,579639	0,060214

## Продовження таблиці А8

143	13.09.00	120,6	126,8	6,2	99,4	4,545753	0,109513
145	07.08.00	115,7	127,5	11,8	190,5	4,437634	0,055783
147	17.02.00	78,2	77,6	0,6	133,6	0,199246	0,003571
149	07.08.00	115,9	127,0	11,1	212,7	3,734082	0,04204
150	13.09.00	120,4	125,6	5,2	74,2	5,0785	0,1639
151	09.08.00	116,9	127,4	10,5	193,9	3,897049	0,048129
	27.08.00	115,5	123,8	8,3	104,1	5,620448	0,129291
152	10.07.00	100,3	113,3	13,0	180,3	4,536801	0,060256
	09.08.00	116,3	126,7	10,4	177,5	4,194132	0,056584
153	07.08.00	116,2	124,5	8,3	221,9	2,652148	0,028621
	12.09.00	120,0	126,3	6,3	133,0	3,4368	0,06188
155	07.08.00	115,5	128,3	12,8	69,6	13,20795	0,454437
156	07.08.00	115,3	127,6	12,3	143,4	6,137399	0,10249
157	09.08.00	117,6	126,3	8,7	154,2	4,053662	0,062952
158	09.08.00	119,4	125,2	5,8	71,5	5,84493	0,195759
159	09.08.00	116,9	129,5	12,6	68,7	13,31237	0,464031
160	09.08.00	117,1	126,6	9,5	173,2	3,937605	0,054442
163	09.08.00	117,5	119,1	1,6	7,3	15,27611	5,011154
164	03.08.00	113,6	120,3	6,7	79,5	5,806826	0,174912
171	03.08.00	111,9	122,9	11	105,5	7,211726	0,163695
172	06.09.00	117,8	126,4	8,6	61,9	9,994345	0,386644
173	03.08.00	112,5	122,9	10,4	119,7	6,024854	0,120531
	06.09.00	117,9	126,8	8,9	82,0	7,823679	0,228478
176	07.08.00	116,4	127,3	10,9	65,1	12,01993	0,442149
180	09.08.00	117,5	129,4	11,9	69,7	12,41756	0,42663
238	17.02.00	90,4	76,1	14,3	121,4	5,770933	0,113835
	13.09.00	120,8	126,0	5,2	105,1	3,597052	0,081958
264	12.09.00	120,3	126,2	5,9	100,1	4,279921	0,102388
275	03.08.00	113,0	123,0	10,0	229,4	3,030536	0,031635
298	03.08.00	113,6	123,6	10,0	138,2	5,056005	0,087609
Середнє значення:						5,26453	0,085359

Таблиця А9 – Порівняння коефіцієнтів фільтрації, визначених за даними газодинамічних досліджень Пролетарського ПСГ

Дата дослідження, рік	"a <sub>ср</sub> " (кгс/см <sup>2</sup> ) <sup>2</sup> добу тис.м <sup>3</sup>	"b <sub>ср</sub> " (кгс/см <sup>2</sup> добу) <sup>2</sup> (тис.м <sup>3</sup> ) <sup>2</sup>	Кількість досліджених свердловин, од.
1981 (проект)	2,3	0,022	4
1994	8,37	0,1301	5
1999	–	–	–
I група (схід)	14,33	0,1080	2
II група (захід)	2,34	0,0410	4
2000	3,27	0,0110	4
2000 (середні)	5,26	0,0854	48
I група (схід)	16,7	0,4660	2
II група (захід)	4,95	0,0790	46

Таблиця А10 – Вихідні дані для визначення середньозваженого пластового тиску Пролетарського ПСГ

ізобари	площа (S), см <sup>2</sup>	S x P <sub>пл</sub>	ізобари	площа (S), см <sup>2</sup>	S x P <sub>пл</sub>
кінець періоду закачування			кінець періоду відбирання		
120	1108	132960	60	27	1620
119	376	44744	65	192	12480
118	300	35400	70	94	6580
117	328	38376	75	84	6300
116	464	53824	80	83	6640
115	916	105340	85	83	7055
Σ	3492	410644	90	141	12690
P <sub>ср.зв.</sub> = 118,97 кгс/см <sup>2</sup>			95	151	14345
			100	26	2600
			Σ	881	70310
			P <sub>ср.зв.</sub> = 79,80кгс/см <sup>2</sup>		

Таблиця А11 – Вихідні дані для визначення дренованих запасів газу Пролетарського ПСГ

місяць	Об'єм відбирання (закачування), млн.м <sup>3</sup>		Об'єм газу в пласті, млн.м <sup>3</sup>	Тиск, кгс/см <sup>2</sup>	
	за місяць	з початку сезону		пластовий	приведений
X	-	-	1852,0	120,9	145,9
XI	75,1	75,1	1776,9	114,5	137,5
I	146,0	291,6	1560,4	96,4	113,9
II	189,2	480,8	1371,2	86,1	100,7
III	153,5	634,3	1217,7	75,6	87,3
IV	77,4	711,7	1140,3	67,9	77,5

Таблиця А12 – Червонопартизанське ПСГ. Проектні показники

Показники	Один. виміру	Проект дослідн. закачки	Доповнення до проекту ДПЕ	Технол. схема	Проект розшир.	Коректи- ви
		1963 р.	1967 р.	1972 р.	1976 р.	1981 р.
1 Загальний об'єм, в т.ч. активний буферний	млн.м <sup>3</sup>	352	763	1202	3000	3000
	млн.м <sup>3</sup>	176	470	617	1500	1500
	млн.м <sup>3</sup>	176	293	585	1500	1500
2 Пластовий тиск: максимальний мінімальний	кгс/см <sup>2</sup>	60	60	53	58	58
	кгс/см <sup>2</sup>	30	30	24	38	33
3 Максимальна продуктивність ПСГ: при відбиранні при закачуванні	<u>млн.м<sup>3</sup></u> добу	1,5	4,0	5,7	15,6	13,0
4 Кількість свердловин: експлуатаційни х нагнітальних	одиниці	22	40	56	86	94
		7	20	32	60	68
		15	20	24	26	26
Період відбирання (закачування)	доби	150	180	150	183	130

Таблиця А13 – Вихідні дані для побудови годографа та результати визначення газонасиченого порового обсягу (Червонопартизанське ПСГ)

Місяць, рік	Пластовий тиск (Рпл), кгс/см <sup>2</sup>	Об'єм газу в пласті (Q), млн.м <sup>3</sup>	Зведений пластовий тиск (P/z), кгс/см <sup>2</sup>	Маса газу в пласті при стандартних умовах (M), кгс/см <sup>2</sup> *млн.м <sup>3</sup>	Приведений газонасичений поровий обсяг (Ω), млн.м <sup>3</sup>
Нагнітання 2001 р.					
V-2001	30,2	1670,0	32,4274	1753,5	54,07464
VI	37,1	1851,1	40,40633	1943,655	48,10273
VII	43,6	2096,3	48,09136	2201,115	45,76945
VIII	47,5	2334,7	52,77564	2451,435	46,45013
IX	48,6	2461,8	54,10628	2584,89	47,7743
Відбирання 2001/2002 рр.					
X-01	45,8	2412,8	50,72727	2533,44	49,94237
XI	44,2	2350,8	48,80855	2468,34	50,57188
XII	38,9	2065,9	42,51866	2169,195	51,01749
I	35,8	1851,9	38,88855	1944,495	50,00174
II	35,7	1849,8	38,77207	1942,29	50,09509
Нагнітання 2002 р.					
II-02	38,2	1924,5	41,69572	2020,725	48,46360
III	41,7	2108,2	45,82879	2213,61	48,30174
IV	43,4	2110,9	47,85258	2216,445	46,31819
V	45,7	2311,7	50,60708	2427,285	47,96334
VI	48,5	2481,0	53,98515	2605,050	48,25494
VII	49,5	2612,1	55,19800	2742,705	49,68848
VIII	50,7	2715,6	56,65777	2851,380	50,32637
IX	50,9	2755,6	56,90152	2893,380	50,84890
Відбирання 2002/2003 рр.					
X-02	50,2	2717,3	56,04896	2853,165	50,90487
XI	48,8	2647,9	54,34866	2780,295	51,15665
XII	42,5	2341,0	46,77986	2458,050	52,54505
I-03	39,0	2125,1	42,63637	2231,355	52,33455
II	35,3	1923,8	38,30654	2019,990	52,73225
III	32,5	1741,1	35,06571	1828,155	52,13512
IV	31,7	1674,2	34,14557	1729,560	50,65254
Нагнітання 2003 р.					
	32,0	1674,2			
V-03	37,3	1886,7	40,64042	1981,035	48,74543
VI	41,8	2122,0	45,94754	2228,100	48,49225
VII	46,5	2351,8	51,56951	2469,390	47,88469
VIII	48,6	2542,3	54,10628	2669,415	49,33651
IX	50,5	2663,9	56,41415	2797,095	49,58144
X	50,9	2686,3	56,90152	2820,615	49,57012
Відбирання 2003/2004 рр.					
	50,0	2686,3	56,17977	2820,615	50,20690
X-03	49,9	2682,1	55,68407	2816,205	50,57470
XI	47,5	2560,6	52,77564	2688,63	50,94453
XII	43,4	2348,6	47,85258	2466,03	51,53390
I-04	40,6	2158,0	44,52490	2265,90	50,89062
II	37,6	1988,9	40,99184	2088,34	50,94538
III	36,5	1892,2	39,70500	1986,81	50,03929
Нагнітання 2004 р.					
	36,0	1892,2			
IV-04	37,5	1969,0	40,87466	2067,45	50,58023
V	42,1	2170,1	46,30000	2278,60	49,20965
VI	46,4	2424,7	51,40000	2545,90	49,48455
VII	50,6	2681,6	56,53594	2815,68	49,80336
VIII	52,3	2863,8	58,60000	3006,90	51,30388
IX	54,0	2992,2	60,70000	3141,80	51,76314
Відбирання 2004/2005 рр.					
	52,8	2992,2			
X	52,2	2931,5	58,5	3078,1	52,62654
XI	47,0	2672,2	52,2	2805,8	53,77985
XII	44,0	2510,2	48,6	2635,7	54,26695
I-05	39,1	2195,0	42,7	2304,7	53,90708
II	35,2	1983,5	38,2	2082,7	54,53419
III	34,0	1733,5	36,8	1820,2	49,46401
IV	33,5	1722,5	36,29	1808,6	49,83740

Таблиця А14 – Вихідні дані для оцінки поточних запасів газу  
(Червонопартизанське ПСГ)

Період	Місяці	Тиск, кгс/см <sup>2</sup>		Q <sub>відб.</sub> , млн.м <sup>3</sup>
		пластовий (P <sub>пл</sub> )	приведений (P/z)	
Сезон відбирання 2004/2005 рр.		53,4	60,0	0
	X	52,2	58,5	60,2
	XI	47,4	52,7	319,9
	XII	43,34	47,8	570,9
	I	39,5	43,2	797,1
	II	35,6	38,7	1008,6
	III	33,5	36,2	1181,9
	IV	33,4	36,1	1192,7
	IV	33,9	36,6	1192,7

Таблиця А15 – Вихідні дані для оцінки поточних запасів газу по  
блоках (Червонопартизанське ПСГ)

Період	Місяці	Тиск, кгс/см <sup>2</sup>		Q <sub>відб.</sub> , млн.м <sup>3</sup>
		пластовий (P <sub>пл</sub> )	приведений (P/z)	
сезон відбирання 2004/2005 рр.		53,8	60,4	0
	X	52,2	58,5	8,4
	XI	46,2	51,2	66,9
	XII	42,0	46,2	120,3
	I	38,3	41,8	169,9
	II	34,2	37,0	221,9
	III	32,5	35,1	252,6
	IV	32,5	35,1	252,6
Північно- Західний блок	IV	33,6	36,3	252,6
		53,3	59,8	0
	X	52,2	58,5	52,0
	XI	47,9	53,2	253,0
сезон відбирання 2004/2005 рр.	XII	43,9	48,4	450,5
	I	40,0	43,8	627,1
	II	36,3	39,5	786,6
	III	34,0	36,8	929,2
	IV	33,8	36,6	940,0
	IV	34,0	36,8	940,0
Південно- Східний блок				



Таблиця А16 – Динаміка міжколонних тисків у свердловинах (Червонопартизанське ПСГ)

Дати вимірювань № свердл.	Величина міжколонних тисків, кгс/см <sup>2</sup>									
	20.07.1994	8-13.09.1994	11.09.1995	20.11.1995	16.05.1996	01.08.1996	15.03.2000	08.06.2000	11.10.2004	11.08.2005
13										0,4
29		0,53	0,28			0,40			0,12	
30		0,01	0,01						0,8	3,0
32	0,54	0,55	0,36	0,04	0,31	0,42			0,8	
37									0,1	1,4
42		0,30	0,60			0,28			7,2	8,5
45		0,32	0,32	0,32	0,30	0,30		4,20		3,2
48		0,37	0,72						3,6	
49		0,30	1,24						0,8	
50		1,40							7,0	2,4
52										0,5
53		0,01								
54									2,4	2,4
55		0,98	1,00			0,22				2,1
56	0,24	0,27	0,11						0,4	
58										0,4
70	0,10		0,08	0,44	0,20					
72										1,8
73	0	0,13	0,01	0,04	0	0,04				
74	4,70	5,16								
79		0,01							8,8	
80		1,75	0,02				1,12	1,20	10,1	8,8
86	0,85	1,22							1,6	0,4
87	3,60	3,57	4,04	4,60	3,36	3,12	2,76		32,65	25,4
90	0,08	0,10		0	0					
92			3,56	2,80	1,51	1,10	3,92	1,15		0,5
93		4,30	1,22		0,03	0,10			3,6	0,5
94	0,05	0,08	1,96	1,60	0,85	1,20	1,38	0,80	1,6	
97		0		0,20	0,21	0,16			1,2	
98		0,27					0,20	0,80	1,6	8,8
102		0,01	0,04			0,04				
103		0,30	0,01			0,04			0,8	0,3
100	1,65	2,20	0,12	2,64	0,10				3,6	
104	0,01	0,05	0,08							
105		0,02	0,48		0,32					

## Додаток Б

Публічне акціонерне товариство "УКРТРАНСГАЗ"

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

**Затверджую**Проректор з наукової  
роботи ІФНТУНГ

проф. Карпаш О. М.

30.04 2015 р.**Затверджую**Віце-Президент – головний інженер  
ПАТ "УКРТРАНСГАЗ"

Бурак І. З.

30.04 2015 р.**КОМПЛЕКСНА ГАЛУЗЕВА МЕТОДИКА**Методи розрахунку оптимальних техніко-економічних показників експлуатації  
підземних сховищ газу України

Івано-Франківськ

2015

## Методику розробили

Науковий керівник

д.т.н., професор,

професор кафедри СРГГ ІФНТУНГ

В. Я. Грудз

Д.т.н, професор,

завідувач кафедри інформатики ІФНТУНГ

Д. Ф. Тимків

К.т.н., доцент кафедри інформатики ІФНТУНГ

М. В. Крихівський

Аспірант кафедри СРГГ ІФНТУНГ

Я. В. Костів

Аспірант кафедри СРГГ ІФНТУНГ

В. О. Заець

Затверджую  
Проректор з наукової  
роботи ІФНТУНГ  
проф. Карпаш О. М.  
2015 р.



Затверджую  
Вице-Президент – головний інженер  
ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”  
Бурак І. З.  
2015 р.



### АКТ

**провадження результатів дисертаційної роботи  
Зайця Віктора Олександровича  
у вигляді комплексної галузевої методики  
"МЕТОДИ РОЗРАХУНКУ ОПТИМАЛЬНИХ ТЕХНІКО-  
ЕКОНОМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ  
СХОВИЩ ГАЗУ УКРАЇНИ"**

Ми, які підписалися нижче, склали акт про те, що комплексна галузева методика "Методи розрахунку оптимальних техніко-економічних показників експлуатації підземних сховищ газу України" передана ПАТ “УКРТРАНСГАЗ”. У методиці запропоновані методи знаходження оптимальних технологічних показників підземного газосховища на період його циклічної експлуатації, в тому числі оптимальну витрату та тиск як функції часу в процесі закачування газу; методи, які необхідно застосовувати під час створення й експлуатації багатопластових об'єктів підземного зберігання газу для надання кількісної оцінки об'єму перетікань газу між газодинамічно пов'язаними продуктивними горизонтами в експлуатаційній свердловині; методи визначення поточного коефіцієнту газонасиченості при циклічній експлуатації ПСГ в умовах зниження величини максимального пластового тиску.

Економічними критеріями ефективності обрані мінімальний буферний об'єм газу, вартість зберігання газу, експлуатаційні витрати. Розроблені методи кількісної оцінки перетікань газу враховують значення пластового тиску у верхньому горизонті, добовий дебіт газу під час перетікань в свердловині, поточні коефіцієнти фільтраційного опору, які визначені для кожного з горизонтів, втрати тиску в пласті та зміни дебіту газу при перетіканні в часі. Розрахунок поточного коефіцієнту газонасиченості базується на спільному використанні об'ємного методу визначення запасів газу і методу матеріального балансу. Спочатку проводиться визначення газонасиченого порового простору з використанням методу годографа (модифікація методу матеріального балансу) і далі, після відповідних перетворень, знаходиться поточний коефіцієнт газонасиченості, що відповідає максимальному пластовому тиску в покладі.

Очікуваний економічний ефект від впровадження розробок з оптимізації циклічної експлуатації підземного сховища газу становить 83 тис. грн / рік.

Зав. кафедри інформатики  
ІФНТУНГ, д.т.н., професор  
Тимків Д. Ф.

Аспірант  
Заєць В. О.

**ДОДАТОК В**  
**ПРОГРАМА РОЗРАХУНКУ СИМПЛЕКС МЕТОДОМ**

```

PROGRAM SIMPLEX_METHOD;
USES CRT;
LABEL ZN,ST,ELL,_END;
  TYPE MAS=ARRAY[1..30] OF REAL;
  MASB=ARRAY[1..30] OF STRING[3];
  MASX=ARRAY[1..30,1..30] OF REAL;
VAR Fo,FunctPr,B,H,Hnew,C,Cnew,CPr,CPnew,FX:MAS;
  X,Xnew:MASX;
  BS,Bvsp,ZNAC:MASB;
  MIN,I1,I,J,Kx,Ky,Kit,NachKell,NachY,K_st:INTEGER;
  PrznacY,KLstr,KLst,ErrCode,Dop_X:INTEGER;
  P,P1,Mo,F0,Epsilon,Z:REAL;
  VSP,S,PrGomory:STRING;
  F:TEXT;
  DPx,DPy,Fm,Kell,Kstr:INTEGER;
FUNCTION SIMVB(V:INTEGER;S:CHAR):STRING;
  VAR M,Z:STRING;
BEGIN
  STR(V,M);
  Z:=S+M;
  SIMVB:=Z;
END;
PROCEDURE SAVE(X1:REAL;K:STRING;Mstr:INTEGER);
VAR V:STRING;
BEGIN
  ASSIGN(F,'SIMPLEX.DAT');
  APPEND(F);
  CASE Mstr OF
  0:WRITELN(F,"");
  1:BEGIN
    IF K='' THEN STR(X1:1:0,V) ELSE STR(X1:10:4,V);
    WRITE(F,V);
    WRITE(F,' ');
  END;
  2:WRITE(F,K);
  3:WRITELN(F,K);
END;
CLOSE(F);
END;
PROCEDURE DOP_PER;
BEGIN
  IF ZNAC[I1]='=' THEN
  BEGIN
    Kell:=Kell+1;Bvsp[Kell]:=SIMVB(DPy,'Y');
    DPy:=DPy+1;
    Xnew[I1,Kell]:=1;
  
```

```

IF Fm=1 THEN FX[Kell]:=-1 ELSE FX[Kell]:=1;
FunctPr[Kell]:=1;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  IF I<>I1 THEN Xnew[I,Kell]:=0;
END;
IF ZNAC[I1]='>=' THEN
BEGIN
  Kell:=Kell+1;Bvsp[Kell]:=SIMVB(DPx,'X');
DPx:=DPx+1;Dop_X:=Dop_X+1;
Xnew[I1,Kell]:=-1;FX[Kell]:=0;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  IF I<>I1 THEN Xnew[I,Kell]:=0;
  Kell:=Kell+1;Bvsp[Kell]:=SIMVB(DPy,'Y');
DPy:=DPy+1;
Xnew[I1,Kell]:=1;
IF Fm=1 THEN FX[Kell]:=-1 ELSE FX[Kell]:=1;
FunctPr[Kell]:=1;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  IF I<>I1 THEN Xnew[I,Kell]:=0;
END;
IF ZNAC[I1]='<=' THEN
BEGIN
  Kell:=Kell+1;Bvsp[Kell]:=SIMVB(DPx,'X');
DPx:=DPx+1;Dop_X:=Dop_X+1;
Xnew[I1,Kell]:=1;FX[Kell]:=0;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  IF I<>I1 THEN Xnew[I,Kell]:=0;
END;
END;
PROCEDURE SOKR;
VAR P:INTEGER;
BEGIN
  Kell:=Kell-1;
FOR P:=NachKell+DOP_X TO Kell DO
  IF Bvsp[P]=BS[KLstr] THEN BEGIN
    FOR J:=P TO Kell DO
      Bvsp[J]:=Bvsp[J+1];
      FunctPr[J]:=FunctPr[J+1];
      Fx[J]:=Fx[J+1];
      FOR I:=1 TO Kstr DO
        Xnew[I,J]:=Xnew[I,J+1]
      END;
    END;
END;
PROCEDURE GOMORY;
VAR MAX,Z:REAL;
BEGIN
  KLstr:=1;
  MAX:=H[1]-INT(H[1]);

```

```

FOR I1:=2 TO Kstr DO
  IF (H[I1]-INT(H[I1]))>=MAX THEN BEGIN MAX:=H[I1]; KLstr:=I1;END;
  Kstr:=Kstr+1;
Hnew[Kstr]:=H[KLstr]-INT(H[KLstr]);
FOR I1:=1 TO Kell DO
  BEGIN
  Z:=INT(X[KLstr,I1]);
  IF X[KLstr,I1]<0 THEN Z:=Z-1;
  Xnew[Kstr,I1]:=X[KLstr,I1]-Z;
  END;
ZNAC[Kstr]:='>=';
END;
PROCEDURE SIMPLEX;
  LABEL POVZNAC,NACH;
  BEGIN
  NachKell:=Kell;
  DPx:=Kell+1;DPy:=1;
  Kx:=1;Ky:=4;
  Epsilon:=0.00001;
  CLRSCR;
  WRITELN('Введіть систему рівнянь:');
  WRITELN('(коєфіцієнти при всіх X,знак і вільні члени)');
  FOR I:=1 TO Kstr DO
  BEGIN
  POVZNAC:
  WRITELN('Введіть ',I,'-е рівняння:');
  FOR J:=1 TO Kell DO
  BEGIN
  GOTOXY(Kx,Ky);Kx:=Kx+6;
  READLN(Xnew[I,J]);
  END;
  Kx:=Kx+6;GOTOXY(Kx,Ky);READLN(ZNAC[I]);
  IF (ZNAC[I]<>'>=') AND (ZNAC[I]<>'=' ) AND (ZNAC[I]<>'<=')
  THEN BEGIN
  WRITELN('Неправильно задан знак');
  Ky:=Ky+3;Kx:=1;
  GOTO POVZNAC;
  END;
  IF (ZNAC[I]='=' ) OR (ZNAC[I]='>=') THEN PriznacY:=1;
  Kx:=Kx+6;GOTOXY(Kx,Ky);READ(B[I]);
  Kx:=1;
  Ky:=Ky+2;
  END;
  WRITELN('Введіть коєфіцієнти при X в цільовій функції:');
  FOR J:=1 TO Kell DO
  BEGIN
  GOTOXY(Kx,Ky);Kx:=Kx+6;
  READ(FX[J]);

```

```

    END;
FOR J:=1 TO Kell DO
  Bvsp[J]:=SIMVB(J,'X');
FOR I1:=1 TO Kstr DO
  DOP_PER;
MIN:=0;
IF (Fm=1) AND (PriznacY=1) THEN
  BEGIN
    MIN:=Fm;Fm:=2;
    FOR J:=1 TO Kell DO
      FX[J]:=-FX[J];
    END;
FOR I1:=NachKell+1 TO Kell DO
  FOR J:=I1+1 TO Kell DO
    IF Bvsp[J]<Bvsp[I1] THEN
      BEGIN
        VSP:=Bvsp[J];Bvsp[J]:=Bvsp[I1];Bvsp[I1]:=VSP;
        P:=FX[J];FX[J]:=-FX[I1];FX[I1]:=P;
        P:=FunctPr[J];FunctPr[J]:=-FunctPr[I1];FunctPr[I1]:=P;
        FOR I:=1 TO Kstr DO
          BEGIN
            P:=Xnew[I,I1];Xnew[I,I1]:=Xnew[I,J];Xnew[I,J]:=P;
          END;
        END;
      END;
Kit:=1;
CLRSCR;
  FOR I:=1 TO Kstr DO
    BEGIN
      Hnew[I]:=B[I];
      FOR J:=NachKell+1 TO Kell DO
        IF Xnew[I,J]=1 THEN
          BEGIN
            BS[I]:=Bvsp[J];
            Cnew[I]:=FX[J];
            CPnew[I]:=FunctPr[J];
          END;
        END;
      END;
NACH;;
REPEAT
PriznacY:=0;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  BEGIN
    IF INT(10000*Hnew[I])=0 THEN H[I]:=+0 ELSE H[I]:=Hnew[I];
    C[I]:=Cnew[I];
    CPr[I]:=CPnew[I];
    IF BS[I][1]='Y' THEN PriznacY:=1;
    FOR J:=1 TO Kell DO
      IF INT(10000*Xnew[I,J])=0 THEN X[I,J]:=+0 ELSE X[I,J]:=Xnew[I,J];

```



```

END;
SAVE(0,' C B H ',2);
FOR J:=1 TO Kell DO
BEGIN
SAVE(0,Bvsp[J],2);
P1:=LENGTH(Bvsp[J]);
IF P1=2 THEN SAVE(0,' ',2);
SAVE(0,' ',2);
Fo[J]:=0;
END;
SAVE(0,",0);
P1:=0;
FOR I:=1 TO Kstr DO
BEGIN
IF CPr[I]=1 THEN
IF C[I]<0 THEN SAVE(0,'-M ',2)
ELSE SAVE(0,'+M ',2)
ELSE SAVE(C[I]," ,1);
SAVE(0,BS[I],2);
P1:=LENGTH(BS[I]); IF P1=2 THEN SAVE(0,' ',2);
SAVE(0,' ',2);SAVE(H[I]," ,1);
FOR J:=1 TO Kell DO
SAVE(X[I,J]," ,1);
SAVE(0,",0);
END;
F0:=0;
FOR J:=1 TO Kell DO
Fo[J]:=0;
FOR I1:=1 TO Kstr DO
BEGIN
IF PriznacY=1 THEN
IF BS[I1][1]='Y' THEN
BEGIN
F0:=F0+H[I1];
FOR J:=1 TO Kell DO
Fo[J]:=Fo[J]+X[I1,J];
END;
IF PriznacY=0 THEN
BEGIN
F0:=F0+H[I1]*C[I1];
FOR J:=1 TO Kell DO
Fo[J]:=Fo[J]+C[I1]*X[I1,J];
END;
FOR J:=1 TO Kell DO
IF Bvsp[J][1]='Y' THEN Fo[J]:=+0
ELSE IF ABS(Fo[J])<Epsilon THEN Fo[J]:=+0;
END;
SAVE(0,' ',2);SAVE(F0," ,1);

```

```

FOR J:=1 TO Kell DO
  BEGIN
    IF PriznacY<>1 THEN Fo[J]:=Fo[J]-FX[J];
    SAVE(Fo[J],",1);
  END;
SAVE(0,",0);
P:=0;
FOR J:=1 TO Kell DO
  IF Fm=1 THEN IF Fo[J]<-Epsilon THEN
    BEGIN
      P:=1;
      CONTINUE;
    END ELSE
    ELSE IF Fo[J]>Epsilon THEN
      BEGIN
        P:=1;
        CONTINUE;
      END;
IF P<>1 THEN
  BEGIN
    SAVE(0,'B ',2);SAVE(Kit,',',1);
    SAVE(0,'-ітерації було отримано оптимальне значення',3);
    SAVE(0,'т.як при дослідженні на ',2);
    IF Fm=1 THEN
      SAVE(0,'МАКСИМУМ індексний рядок не містить відємних елементів.',3)
    ELSE
      SAVE(0,'МІНІМУМ індексний рядок не містить додатних елементів.',3);
    FOR I1:=1 TO Kstr DO
      IF BS[I1][1]='Y' THEN
        BEGIN
          SAVE(0,'Але т.як із базису не виведені всі Y, то ',3);
          SAVE(0,'можна зробити висновок, що РОЗВ'ЯЗКІВ НЕМА',3);
          HALT;
        END;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  BEGIN
    Z:=ROUND(H[I]);
    IF ABS(Z-H[I])<Epsilon THEN H[I]:=ROUND(H[I]);
    FOR J:=1 TO Kell DO
      BEGIN
        IF X[I,J]<0 THEN Z:=ROUND(X[I,J]);
        IF ABS(Z-X[I,J])<Epsilon THEN X[I,J]:=ROUND(X[I,J]);
      END;
    END;
P1:=0;
FOR I:=1 TO Kstr DO
  BEGIN
    IF INT(10000*FRAC(H[I]))<>0 THEN BEGIN P1:=1;CONTINUE; END;

```

```

FOR J:=1 TO Kell DO
  IF BS[I]=Bvsp[J] THEN
    FOR I1:=1 TO Kstr DO
      IF ABS(FRAC(X[I1,J]))>=Epsilon THEN BEGIN P1:=1;CONTINUE; END;
END;
IF (PrGomory='Y') AND (P1=1) THEN
  BEGIN
    GOMORY;
    NachKell:=Kell;
    I1:=Kstr;DPy:=1;
    DOP_PER;
    BS[Kstr]:=Bvsp[Kell];
    CPrnew[Kstr]:=FunctPr[Kell];
    Cnew[Kstr]:=FX[Kell];
    GOTO NACH;

  END;
  IF P1=0 THEN SAVE(0,'Цей розв'язок є цілочисельним.',3);
  SAVE(0,'При цьому:',3);
  IF MIN=1 THEN BEGIN F0:=-F0;Fm:=MIN; END;
  IF Fm=1 THEN
    SAVE(0,'Fmax=',2)
    ELSE
    SAVE(0,'Fmin=',2);
    SAVE(F0,",",1);
    SAVE(0,",",0);
  FOR I1:=1 TO Kstr DO
    BEGIN
      SAVE(0,' ',2);
      SAVE(0,BS[I1],2);SAVE(0,'=',2);
      SAVE(H[I1],",",1);
      SAVE(0,",",0);
    END;
  HALT;
END;
KLst:=1;Mo:=0;
FOR J:=1 TO Kell DO
  IF Fm=1 THEN
    IF Fo[J]<Mo THEN Mo:=Fo[J];
  FOR J:=1 TO Kell DO
    BEGIN
      IF Bvsp[J][1]<>'Y' THEN
        IF Fm=1 THEN
          BEGIN
            IF Fo[J]<0 THEN
              IF Fo[J]>=Mo THEN
                BEGIN
                  Mo:=Fo[J]; KLst:=J;
                END;

```

```

END
  ELSE
  BEGIN
    IF Fo[J]>0 THEN
      IF Fo[J]>=Mo THEN
        BEGIN
          Mo:=Fo[J]; KLst:=J;
        END;
      END;
    END;
  END;
SAVE(0,'Ключевий стовпець: ',2);SAVE(KLst,' ',1);
P1:=0;K_st:=0;
FOR J:=1 TO Kell DO
  IF ABS(Mo-Fo[J])<Epsilon THEN
    BEGIN
      K_st:=K_st+1;
      FOR I:=1 TO Kstr DO
        IF X[I,KLst]>0 THEN BEGIN B[I]:=H[I]/X[I,KLst]; P:=B[I];KLstr:=I; END
          ELSE BEGIN B[I]:=-1; P1:=P1+1; END;
      END;
    END;
  IF P1=Kstr*K_st THEN
    BEGIN
      SAVE(0,"",0);
      SAVE(0,'ПОЗВ'ЯЗКІВ НЕМА Т.ЯК НЕМОЖЛИВО ВИЗНАЧИТИ КЛЮЧОВИЙ РЯДОК',3);
      HALT;
    END;
  P1:=0;
  FOR J:=1 TO Kell DO
    IF ABS(Mo-Fo[J])<Epsilon THEN
      FOR I:=1 TO Kstr DO
        IF B[I]>=0 THEN BEGIN
          IF B[I]<P THEN IF Bvsp[KLst]<>BS[I] THEN BEGIN P:=B[I]; KLstr:=I; END;
          IF INT(10000*B[I])=INT(10000*P) THEN
            IF (BS[I][1]='Y') AND (BS[KLstr][1]='X') THEN
              IF Bvsp[KLst]<>BS[I] THEN BEGIN P:=B[I]; KLstr:=I; END;
            END;
        END;
      END;
    SAVE(0,'Ключовий рядок: ',2);SAVE(KLstr,' ',1);
    SAVE(0,"",0);
    FOR I:=1 TO Kstr DO
      IF Bvsp[KLst]=BS[I] THEN
        BEGIN
          SAVE(0,'ПОЗВ'ЯЗКІВ НЕМАЄ Т.ЯК В БАЗОВОМУ СТОВПЦІ УЖЕ Є ',3);
          SAVE(0,'така змінна.',3);
          HALT;
        END;
      IF CPr[KLstr]=1 THEN SOKR;
      BS[KLstr]:=Bvsp[KLst];
      Cnew[KLstr]:=FX[KLst];

```

```

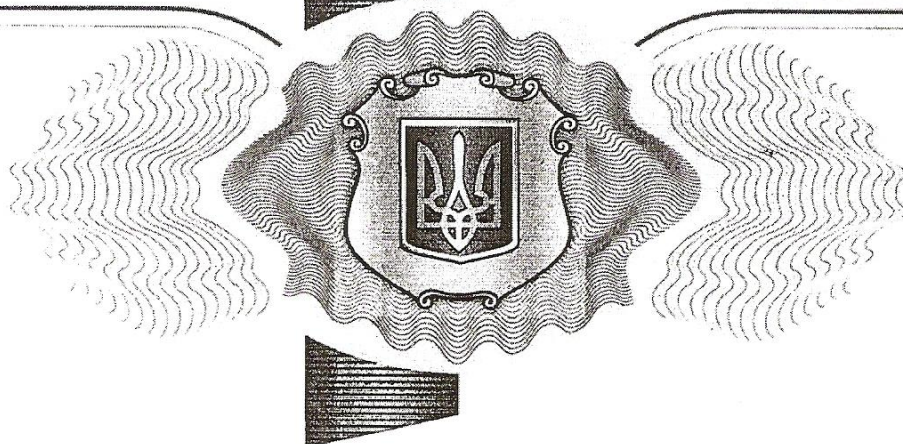
CPnew[KLstr]:=FunctPr[KLst];
FOR I:=1 TO Kstr DO
  BEGIN
  IF I=KLstr THEN Hnew[I]:=H[I]/X[KLstr,KLst]
    ELSE Hnew[I]:=H[I]-(H[KLstr]*X[I,KLst]/X[KLstr,KLst]);
  FOR J:=1 TO Kell DO
    BEGIN
    IF (I=KLstr) AND (J=KLst) THEN Xnew[I,J]:=1;
    IF (I=KLstr) AND (J<>KLst) THEN Xnew[I,J]:=X[I,J]/X[KLstr,KLst];
    IF (I<>KLstr) AND (J=KLst) THEN Xnew[I,J]:=0;
    IF (I<>KLstr) AND (J<>KLst) THEN
      Xnew[I,J]:=X[I,J]-(X[KLstr,J]*X[I,KLst]/X[KLstr,KLst]);
    END;
  END;
KLst:=0;KLstr:=0;
Kit:=Kit+1;
UNTIL (Kit=0);
END;
BEGIN
CLRSCR;
Kit:=0;Dop_X:=0;
ASSIGN(F,'SIMPLEX.DAT');
REWRITE(F);
CLOSE(F);
ST:;
WRITE('Введіть кіл-ть рядків:');READLN(Kstr);
IF Kstr>10 THEN
  BEGIN
  WRITELN('Програма не розрахована на введену кіл-ть рядків!');
  GOTO ST;
  END;
ELL:
WRITE('Введіть кіл-ть елементів:');READLN(Kell);
IF Kell>10 THEN
  BEGIN
  WRITELN('Програма не розрахована на введену кіл-ть елементів!');
  GOTO ELL;
  END;
ZN:
WRITE('Досліджуем на МАКСИМУМ(1) або МИНІМУМ(2):');READLN(Fm);
IF (Fm<>1) AND (Fm<>2) THEN
  BEGIN
  WRITELN('Введіть ще раз');GOTO ZN;
  END;
WRITE('Цілочисельний розв'язок(Y/N): ');READLN(PrGomory);
IF (PrGomory='Y') OR (PrGomory='y') THEN PrGomory:='Y' ELSE PrGomory:='N';
SIMPLEX;
END.

```

## **Додаток Д**

## **Патенти**

УКРАЇНА

ЗАВУБ В.О.  
UKRAINE

## ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 37260

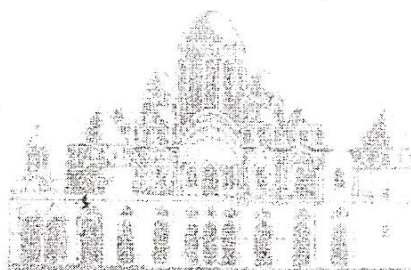
СПОСІБ ЛІКВІДАЦІЇ (КОНСЕРВАЦІЇ) СВЕРДЛОВИНИ

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.11.2008.

Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності

М.В. Паладій





УКРАЇНА

(11) 45629

(19) (UA)

(51) 7 B65G5/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ  
УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## ПАТЕНТ на винахід

видано відповідно до Закону України  
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2001053180  
(22) 14.05.2001  
(24) 15.03.2005  
(46) 15.03.2005. Бюл. № 3

(72) Заєць Віктор Олександрович, Федутенко Анатолій Миколайович, Ткач Олег Іванович, Вечерік Роман Леонідович, Хаєцький Юрій Броніславович  
(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний Інститут природних газів /філія/

(54) СПОСІБ СТВОРЕННЯ І ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ У  
ВИСНАЖЕНИХ ГАЗОНОСНИХ ПЛАСТАХ



УКРАЇНА

UKRAINE



ПАТЕНТ

НА ВИНАХІД

№ 89107

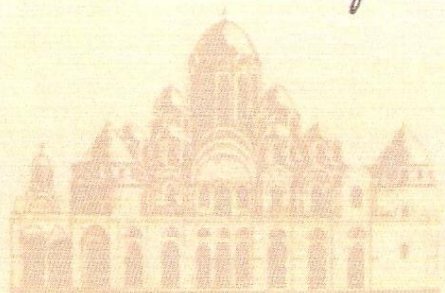
СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на винаходи 25.12.2009.

Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності

М.В. Паладій









УКРАЇНА

UKRAINE



ПАТЕНТ

НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

№ 40167

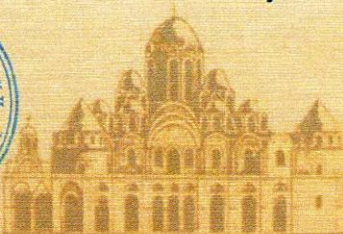
СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ

Видано відповідно до Закону України "Про охорону прав на винаходи і корисні моделі".

Зареєстровано в Державному реєстрі патентів України на корисні моделі 25.03.2009.

Голова Державного департаменту  
інтелектуальної власності

М.В. Паладій



**Додаток Е**  
**Декларативні патенти**



УКРАЇНА

(19) (UA)

(11) 62101 A

(51) 7 E21B43/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І  
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України  
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту  
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2002118888  
(22) 08.11.2002  
(24) 15.12.2003  
(46) 15.12.2003. Бюл. № 12

(72) Заєць Віктор Олександрович, Федутенко Анатолій Миколайович, Криницька Дарія Андріївна  
(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів (філія)

(54) СПОСІБ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ, СТВОРЕНИХ У ВОДОНОСНИХ ПЛАСТАХ



УКРАЇНА  
(19) (UA)

(11) 59938 A  
(51) 7 B65G5/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І  
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України  
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту  
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2002129833  
(22) 09.12.2002  
(24) 15.09.2003  
(46) 15.09.2003. Бюл.№ 9

(72) Савків Богдан Павлович, Федутенко Анатолій Миколайович, Юрченко Володимир Пилипович, Заєць Віктор Олександрович  
(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів (філія)

(54) СПОСІБ РЕГУЛЮВАННЯ ОБ'ЄМІВ НАГНІТАННЯ ТА ВІДБИРАННЯ ГАЗУ ПРИ ЕКСПЛУАТАЦІЇ БАГАТОПЛАСТОВИХ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ





УКРАЇНА

(19) (UA)

(11) 62283 A

(51) 7 E21B43/18

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І  
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України  
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту  
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2003021606  
(22) 24.02.2003  
(24) 15.12.2003  
(46) 15.12.2003. Бюл.№ 12

(72) Заєць Віктор Олександрович, Федутенко Анатолій Миколайович, Юрченко Володимир Пилипович, Криницька Дарія Андріївна

(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів (філія)

(54) СПОСІБ РОЗРОБКИ ГАЗОВИХ І ГАЗОКОНДЕНСАТНИХ РОДОВИЩ



УКРАЇНА

(19) (UA)

(11) 66078 A

(51) 7 B65G5/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І  
НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## Деклараційний патент на винахід

видано відповідно до Закону України  
"Про охорону прав на винаходи і корисні моделі"

Голова Державного Департаменту  
інтелектуальної власності



М. Паладій

(21) 2003076883  
(22) 22.07.2003  
(24) 15.04.2004  
(46) 15.04.2004. Бюл.№ 4

(72) Юрченко Володимир Пилипович, Коломеев Валентин Миколайович, Дячук Володимир Володимирович, Саприкін Сергій Олексійович, Горностаєв Геннадій Петрович, Федутенко Анатолій Миколайович, Шимко Роман Ярославович, Вечерик Роман Леонідович, Педько Борис Іванович, Слесар Петро Федорович, Ткач Олег Іванович, Заєць Віктор Олександрович  
(73) Дочірня компанія "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів (філія)

(54) СПОСІБ СТВОРЕННЯ ТА ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ГАЗУ