

ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ

На правах рукопису

СУСАК ОЛЕКСАНДР МИХАЙЛОВИЧ

УДК 622.691.24

ЗАКОНОМІРНОСТІ ФОРМУВАННЯ
ГАЗОНАСИЧЕНОГО ПОРОВОГО ОБ'ЄМУ
СХОВИЩ З ГАЗОВИМ РЕЖИМОМ РОБОТИ

Спеціальність 05.15.13– Нафтогазопроводи, бази та сховища

ДИСЕРТАЦІЯ

на здобуття наукового ступеня

кандидата технічних наук

науковий керівник

докт. техн. наук,

професор Р.Ф.Гімер

м. Івано-Франківськ

2007

НТБ
ЮНТУНГ



d295

ЗМІСТ

ВСТУП	4
РОЗДІЛ 1 ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ПСГ В УМОВАХ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ	9
1.1 Загальні тенденції розвитку підземного зберігання газу в світі і в Україні	9
1.2 Перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні	12
1.3 Дашавське ПСГ як приклад формування сховища з газовим режимом розробки	15
1.4 Світовий досвід формування і експлуатації ПСГ в умовах газового режиму.	33
1.5 Постановка задач досліджень	47
РОЗДІЛ 2 ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЦЕСУ ОСУШЕННЯ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ ПСГ	49
2.1 Постановка задачі	49
2.2 Розробка математичної моделі осушення продуктивного горизонту	50
2.3 Апробація математичної моделі на прикладі Дашавського ПСГ	60
Висновки по розділу 2	67
РОЗДІЛ 3 ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ ПРОЦЕСУ ОСУШЕННЯ ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА	68
3.1 Дослідний стенд та вимірювальні прилади	68
3.2 Методика проведення експериментів	69
3.3 Результати обробки експериментальних даних	89
Висновки по розділу 3	95
РОЗДІЛ 4 ФОРМУВАННЯ ГАЗОНАСИЧЕНОГО ПОРОВОГО ОБ'ЄМУ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ	96

4.1 Аналіз циклічної експлуатації покладу “Г” ІХ горизонту в режимі ПСГ	97
4.2 Формування газонасиченого порового об’єму розширеного Дашавського ПСГ	102
4.3 “Застійні” зони і їх вплив на величину буферного об’єму газу ПСГ	116
Висновки по розділу 4	128
ВИСНОВКИ	130
СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ	132
ДОДАТКИ	144

ВСТУП

Підземні сховища газу (ПСГ) є невід'ємною складовою частиною газотранспортної системи (ГТС) України. Зобов'язання перед споживачами Західної Європи з транспортування природного газу територією України ставлять перед системою підземного зберігання газу України ряд задач пов'язаних із забезпеченням надійного та безперебійного постачання газу за умов складної економічної ситуації в газовій промисловості України. Режими роботи сховища безпосередньо впливають на режим роботи ГТС, а тому одним із шляхів покращання роботи сховищ газу та ГТС в цілому є вибір раціональних режимів експлуатації останніх.

Питаннями раціонального використання існуючих підземних сховищ газу займалися такі вчені як Ширковський І.А. [114], Гімер Р.Ф. [18], Лур'є М.В. [72], Бузінов С.Н. [7], Левикін Е.В. [71] та інші. Ними було розроблено ряд методик та математичних моделей для прогнозування режимів роботи ПСГ, що створені у виснажених газових родовищах та працюють у водонапірному або пружноводонапірному режимі. Питання прогнозування режиму роботи сховищ із газовим режимом роботи вивчено недостатньо, тому необхідні дослідження таких сховищ із метою вивчення процесу формування та експлуатації сховищ із газовим режимом роботи.

Актуальність теми. Підземні сховища газу з газовим режимом роботи складають понад 50 відсотків від загальної кількості ПСГ в Україні. Станом на сьогоднішній день значна кількість газу зберігається в таких сховищах, крім того сховища з газовим режимом роботи, відіграють вирішальну роль у забезпеченні надійності транзиту газу споживачам Західної Європи. Режими роботи ПСГ характеризуються значними змінами в часі в залежності від потреб споживачів, що ускладнює надійну та ефективну роботу сховищ.

У процесі циклічної експлуатації ряду сховищ України було виявлено збільшення газонасиченого порового об'єму сховищ, що супроводжувалося падінням максимального пластового тиску в сховищі. Аналіз гідрогазодинамічних показників сховищ показував, що в цілому всі об'єкти залишалися герметичними.

Наукові дослідження особливостей роботи ПСГ з газовим режимом їх розробки, що спрямовані на вивчення особливостей формування активного газонасиченого порового об'єму, вивчення впливу застійних зон сховища є актуальними проблемами підвищення надійності постачання газу та покращання ефективності використання існуючих систем зберігання газу шляхом економії енергоресурсів.

Зв'язок роботи з науковими програмами, планами, темами. Робота носить науково-прикладний характер та входить у комплекс розробок НАК «Нафтогаз України», спрямованих на удосконалення методів розрахунку показників ПСГ, які є невід'ємною складовою газотранспортної системи України. Робота базується на результатах госпдоговірних тем “Технологічний проект заміни азотом частки буферного об'єму газу Дашавського ПСГ”, договір №5/2001, № Держ.реєстрації 0103U004315 та “Виконання газодинамічних розрахунків аналізу формування та експлуатації ПСГ Дашава, Богородчани та Пролетарське. ” договір №7/2003 від 01.04.2003, у розробці яких автор приймав безпосередню участь.

Мета і задачі дослідження.

Метою роботи є обґрунтування збільшення обсягів активного газу в ПСГ, що експлуатуються в умовах газового режиму роботи покладу за рахунок осушення порового простору і зменшення обсягів застійних зон сховища в умовах циклічної експлуатації ПСГ.

Поставлена мета реалізується через вирішення наступних задач:

- аналітичні дослідження зміни водонасиченості порового простору під час циклів нагнітання – відбір;
- експериментальні дослідження зміни водонасиченості пористого середовища в процесі моделювання циклів нагнітання – відбір;
- математичне моделювання процесу витіснення залишкової води з продуктивного горизонту Дашавського ПСГ з встановленням закономірностей процесу осушення покладу;
- статистичні дослідження формування активного газонасиченого порового об'єму Дашавського ПСГ шляхом побудови годографів циклічної експлуатації;

– оцінка впливу застійних зон на ємність та характер експлуатації ПСГ.

Об’єкт дослідження – ПСГ України, що створені на базі виснажених газових родовищ із газовим режимом експлуатації.

Предметом дослідження є газогідродинамічні процеси формування газонасиченого об’єму ПСГ в умовах газового режиму роботи покладу.

Методи дослідження: математичне моделювання процесу осушення пористого середовища сховищ у процесі циклічної експлуатації ПСГ, експериментальні дослідження процесів осушення пористого середовища, статистичні дослідження формування активного газонасиченого порового простору ПСГ та вивчення впливу об’єму застійних зон сховища.

Наукова новизна проведених досліджень полягає в наступному:

1. Розроблена математична модель процесу осушення порового простору ПСГ в процесі циклічної експлуатації, що дозволило встановити закономірності зміни водонасиченості порового простору та зміни загального порового об’єму сховищ.
2. На основі експериментальних досліджень встановлено закономірність зміни залишкової водонасиченості від параметрів пористого середовища та режимів роботи покладів.
3. На основі статистичного аналізу сховищ методом побудови годографів циклічної експлуатації встановлено, що стабілізація порового простору сховища з газовим режимом роботи відбувається після 5-8 років циклічної експлуатації.
4. Доведено, що за рахунок осушення порового простору для умов підземних сховищ газу України можливе збільшення активного газонасиченого порового об’єму ПСГ на 6–8 %.

Практичне значення отриманих результатів. Теоретичні та експериментальні дослідження процесів формування газонасиченого порового об’єму сховищ дозволили розробити методи розрахунку змін порового об’єму сховищ, що дало змогу обґрунтувати зменшення максимальних тисків у сховищах із газовим режимом роботи. За результатами їх реалізації розроблено методіку розрахунку параметрів схо-

вища на підставі даних аналізу циклічної експлуатації ПСГ (Додаток А). Розроблена методика впроваджена на об'єктах УМГ "Львівтрансгаз".

Особистий внесок дисертанта. Автором самостійно вперше:

1. Розроблена математична модель процесу осушення порового простору ПСГ в процесі циклічної експлуатації, що дозволило встановити закономірності зміни водонасиченості порового простору та зміни загального порового об'єму сховищ.[31]
2. На основі експериментальних досліджень встановлено закономірність зміни залишкової водонасиченості від параметрів пористого середовища та режимів роботи покладів. [46]
3. Шляхом побудови годографів циклічної експлуатації методами математичної статистики встановлено, що стабілізація порового простору сховища з газовим режимом роботи відбувається після 5-8 років циклічної експлуатації. [16], [25], [26],[32], [93].
4. Доведено, що за рахунок осушення порового простору для умов підземних сховищ газу України, можливе збільшення активного газонасиченого порового об'єму ПСГ на 6–8 %. [15], [109].

Апробація результатів дисертації. Основні результати дисертаційної роботи доповідалися на : 6-й Міжнародній науково-практичній конференції "Нафта і газ України – 2000" (Івано-Франківськ, 31.10.-03.11.2000); міжнародній науково-практичній конференції "Геопетроль – 2002" (Закопане, Польща, 25.09÷28.09 2002); міжнародній конференції "ВНИИГАЗ на рубеже веков – наука о газе и газовые технологии" (Москва, жовтень, 2003); міжнародній конференції "Сорок років підземного зберігання газу в Україні" (м. Яремче, 2-4 червня 2004 р.).

У повному обсязі результати досліджень доповідалися на засіданні кафедри нафтогазової гідромеханіки ІФНТУНГ та науково-технічному семінарі факультету нафтогазопроводів.

Публікації За темою дисертаційної роботи опубліковано вісім друкованих праць, з них три у фахових виданнях України.

Структура і об'єм дисертації. Дисертація складається з вступу, чотирьох розділів підсумкових висновків та переліку використаних джерел, що містить 118 найменувань. Основний зміст викладений на 141 сторінці машинописного тексту і містить 46 рисунків, 26 таблиць і три додатки.

РОЗДІЛ 1

ОСОБЛИВОСТІ ФОРМУВАННЯ ПСГ В УМОВАХ ГАЗОВОГО РЕЖИМУ

1.1 Загальні тенденції розвитку підземного зберігання газу в світі і в Україні

Частка споживання природного газу в загальному енергетичному балансі Західної Європи постійно зростає. Так станом на сьогоднішній день частка споживання зросла до 25%, крім того очікується, що споживання природного газу буде зростати більш високими темпами в порівнянні з нафтопродуктами. Протягом найближчих років газ буде предметом конкурентної боротьби, а отже роль підземних сховищ газу в структурі газопостачання буде постійно зростати.

Підземні сховища газу дозволяють регулювати навантаження та коливання споживання в залежності від постачання, тобто забезпечують рівновагу між нерівномірним споживанням та стабільним постачанням, особливо в комунальному та комерційному секторах споживання газу. ПСГ збільшують надійність та безпеку постачання газу в країни-імпортери у випадку політичних подій та надзвичайних ситуацій (наприклад, аварійні ситуації на трубопроводах, землетруси, повені та ін.). Крім того, ПСГ є надійним інструментом зберігання газу в періоди його низької вартості та використання останнього в періоди підвищеного споживання [2].

Кількість та типи ПСГ в країнах Європи та Середньої Азії суттєво різняться. У першу чергу розвиток системи ПСГ залежить від геологічних умов країни, особливостей газового ринку та географічного розташування країни. Протягом тривалого часу ПСГ будували виключно за стратегічними принципами, тобто на випадок зменшення або припинення постачання газу, на випадок воєнних дій або інших конфліктів. Так, наприклад, в Італії стратегічні запаси розраховані на шість місяців за умови припинення постачання газу одного з основних джерел поставок газу (наприклад, постачання газу з Алжиру), а стратегічні запаси Франції розраховані на забезпечення надійності поставок протягом одного року в разі припинення постачання газу з Росії або Алжиру [12].

Перші ПСГ газу були створені в США у виснаженому газовому родовищі в 1916 році та у водоносному горизонті в 1947 році. В Європі перші ПСГ були у створені у Німеччині у 1953 році (у водоносному горизонті) та у Польщі у виснаженому газовому родовищі в 1947 році. У таблиці 1.1 приведені дані по параметрах ПСГ в Європі та Середній Азії станом на 2002-2003 р.р.

Таблиця 1.1

Параметри ПСГ в Європі та Середній Азії станом на 2002-2003 роки

Тип ПСГ	Загальна кількість	Об'єм активного газу, млрд.м ³	Максимальна продуктивність млн.м ³ /добу
Виснажені газові родовища	77	142,16	1052,6
Водоносні поклади	36	29,97	322,9
Соляні каверни	19	6,28	251,5
Сховища шахтного типу	2	0,10	1,5
Всього	134	175,51	1628,5

Станом на сьогоднішній день основними операторами по зберіганню газу в Європі є газотранспортні компанії Росії, України, Франції, Німеччини та Італії. Так, у 22 ПСГ Російської Федерації зберігається 114 млрд. м³ природного газу, в тому числі 71 млрд.м³ активного газу, що складає 22,4 % від річного споживання [100]. Максимальний добовий відбір 400 млн.м³ за добу [86]. У Росії перше ПСГ було збудоване в 1958 році, крім того деякі ПСГ є унікальними. Так, Касимівське ПСГ є найбільшим ПСГ, що створене у водоносних покладах, Северо-Ставропольське ПСГ є найбільшим у світі ПСГ, що створене у виснаженому газовому родовищі, Гатчинське ПСГ, створене в практично горизонтальному водоносному покладі. Відбір газу з системи ПСГ може відбуватися за 178 днів (включаючи довгострокові запаси) або за 120 днів (за виключенням довгострокових запасів) [1], [80].

Загальний об'єм ПСГ України складає 64,5 млрд.м³ при активному об'ємі в 36,3 млрд.м³. Всього газотранспортна система України налічує 13 ПСГ, одинадцять з

яких створені у виснажених газових родовищах, максимальний добовий відбір складає 219,1 млн.м³. Відбір газу з системи ПЗГ може бути проведений за 178 діб [87].

У Франції компанією “Gaz de France” експлуатується 15 ПСГ, з яких 12 створені у водоносних горизонтах, а три сховища у соляних кавернах. Загальний об’єм ПСГ складає 23,1 млрд.м³ при активному об’ємі в 10,5 млрд.м³. Максимальний добовий відбір газу складає 182,5 млн.м³/добу. Відбір може бути здійснений за 58 діб.

У Німеччині за останні роки відбувається суттєве нарощування потужностей по зберіганню газу, це пов’язано зі збільшенням попиту на природний газ при зменшенні місцевого видобутку. Так, протягом останніх років загальна кількість ПСГ зросла до 38 при загальному об’ємі в 23,5 млрд.м³, з яких активний об’єм складає 57% (13,4 млрд.м³), що складає 12,4 % від загального річного споживання. Максимальний добовий відбір газу складає 317,4 млн.м³/добу, відбір всього активного об’єму газу з системи ПСГ Німеччини може бути здійснений за 70 діб.

В Італії у дев’яти ПСГ, що розташовані у виснажених родовищах, зберігається 27,8 млрд.м³ при активному об’ємі в 14,6 млрд.м³ (53% від загального об’єму), що складає 25,7 % від річного споживання.

Значно менші об’єми зберігання газу мають більшість країн Європи. Так, наприклад загальний об’єм зберігання газу в Австрії складає 6,36 млрд.м³, Чехія – 3,61 млрд.м³, Угорщина – 8 млрд.м³, Великобританія 10,2 млрд.м³, Латвія - 4 млрд.м³, Словачія – 3,8 млрд.м³, Іспанія – 3,4 млрд.м³, Польща – 1,8 млрд.м³, Бельгія, Білорусь, Болгарія, Хорватія, Данія, Румунія – у межах 0,7-1,1 млрд.м³ природного газу.

Аналіз стану зберігання природного газу в Європі дає можливість отримати інформацію відносно структури системи ПСГ та можливості маневрування резервами. У загальному, по ПСГ Європи, що створені у виснажених родовищах, співвідношення загального до активного об’єму газу в сховищі сягає 57,1%, період відбору всього активного об’єму газу складає, в середньому, 132 доби. Виходячи з сучасного стану газового ринку Європи мінімальний період відбору газу (при максимальній добовій продуктивності сховища), повинен складати 80-120 діб. Для ПСГ, що створені у виснажених родовищах, цей показник лише для Німеччині складає 50 діб, а для більшості країн цей показник сягає 130-150 діб.

Відповідно до потреб газового ринку ряд компаній проводять комплекс робіт з удосконалення системи підземного зберігання газу. Одним із перспективних напрямків оптимізації роботи ПСГ є моделювання покладів. З метою моделювання та оптимізації системи в цілому модель покладу об'єднують з моделлю поверхності. Така технологія реалізована на ряді об'єктів Франції та Росії. Це дозволяє оптимізувати систему розподілу газу, узгодити дебіти свердловин, координувати спільну роботу сховища та газотранспортної системи.

Одним із шляхів підвищення ефективності використання ПСГ у виснажених газових родовищах є зменшення затрат на буферний газ шляхом заміни частини буферного газу азотом або димогарними газами. Успішна реалізація компанією "Gaz de France" трьох проектів по заміні частини буферного газу ПСГ азотом довела доцільність та ефективність такої технології. Станом на сьогоднішній день Росія, Німеччина, Україна та Чехія розробляють аналогічні проекти для реалізації на своїх ПСГ.

1.2 Перспективи розвитку підземного зберігання газу в Україні

Газотранспортна система України – одна з найбільших у світі як з протяжності, так і з обсягів транзиту газу: 37,5 тис. км газопроводів, з яких 14 тис. км діаметром 1020-1420 мм, 72 компресорні станції (112 компресорних цехів) загальною потужністю 5609 МВт, розвинута мережа газорозподільних і газовимірювальних станцій та підземних сховищ газу. Вона тісно пов'язана із системами сусідніх країн – Росії, Білорусі, Польщі, Молдови, Румунії, Угорщини, Словаччини – і через них інтегрована в загальноєвропейську газову мережу. Щороку ГТС України забезпечує транспортування природного газу до споживачів України в обсязі 70-80 млрд. м³ та транзит російського газу до 19 країн Європи і Туреччину в обсязі 110-120 млрд. м³, що складає близько 85 % загального обсягу російського експорту.

Підземні сховища газу є необхідним та важливим технологічним елементом газотранспортної системи. За допомогою ПСГ забезпечуються надійність поставок газу споживачам в умовах великої протяжності газотранспортної системи, надто різкої нерівномірності газопостачання в межах України та нерівномірного подавання газу

за її межі [111]. Підземне зберігання газу в Україні розвивалося відповідно до загальних тенденцій розвитку газової галузі. Потреба в надійному забезпеченні газом споживачів міст і регіонів країни та експортних поставок, які збільшувалися з року в рік у країни Центральної і Західної Європи, висунули першочергові завдання зі створення ПСГ як поблизу промислових центрів, так і на трасах газопроводів [33], [77].

Історично можна виділити наступні етапи розвитку підземного зберігання газу (ПЗГ) в Україні [28]:

- 1964 рік, 25 травня – початок створення Олишівського ПСГ;
- 1968 рік початок створення Червонопартизанського ПСГ;
- 1969 рік – початок створення Опарського та Угерського ПСГ;
- 1973 рік – початок створення Краснопопівського ПСГ та Дашавського ПСГ;
- 1979 рік – початок створення Богородчанського ПСГ;
- 1983 рік – початок створення Більче-Волицько-Угерського ПСГ у покладах XVI горизонту;
- 1986-88 рр. – уведені в дію Вергунське, Кегичівське і Солохівське ПСГ;
- 1990 рік – початок створення Пролетарського ПСГ.

У процесі розвитку підземного зберігання газу в Україні накопичено багатий науково-практичний досвід в області проектування і моделювання процесів створення та експлуатації ПСГ, будівництва свердловин, контролю та охорони навколишнього середовища. Проте, незважаючи на досягнення, комплекс ПЗГ України має цілу низку проблем як виробничого, так і науково-технічного характеру, які ще чекають свого вирішення. Так, на території України ПСГ розміщені нерівномірно. У західному регіоні, де газоспоживання складає близько 16 % від загального в державі, знаходиться понад 70 % активного газу, в той час як в Донецько-Придніпровському, де споживання газу понад 46 %, активний об'єм не перевищує 10 %. У зв'язку з цим тут виникає дефіцит газопостачання [34].

Аналізуючи результати газоспоживання, встановлено, що для сучасних умов максимальну добову продуктивність комплексу підземного зберігання газу необхідно збільшити на 30-35 %. Однак реалізація цього завдання суттєво ускладнюється

технічним станом наземного обладнання та прорахунками під час створення та виводу сховищ на проектні режими. Ураховуючи той факт, що суттєво змінилася концепція використання ПСГ, слід знаходити оптимальні шляхи експлуатації вже існуючих сховищ [99], [29]. Аналітичні дослідження показують, що подальший розвиток підземного зберігання газу в Україні повинен бути направлений як на збільшення активного об'єму газу (особливо в східних областях), так і добової продуктивності газосховищ [98].

Для зручності аналізу та планування мережа підземного зберігання газу розподілена на чотири регіональні комплекси. Під комплексом підземного зберігання газу (КПЗГ) розуміють групу сховищ, які економічно та технологічно поєднані в технологічну ланку системи газопроводів, призначену забезпечити надійність газопостачання [88].

Комплексування підземних сховищ природного газу в Україні проводиться згідно з такими критеріями, як розташування їх в обмеженому регіоні та сполучення з однаковими магістральними або між собою локальними газопроводами та доповнення одне одного з точки зору зумовлених технологічних параметрів (активний об'єм, продуктивність, тривалість періодів нагнітання та відбору газу тощо).

На даний момент в Україні сформовані такі комплекси: Західний (Прикарпатський), Північний (Київський), Східний (Донецький) та Південний (Причорноморський).

Зазначеним критеріям найбільше відповідає Західний КПЗГ у складі Більче-Волицько-Угерського, Угерського (XIV-XV гор.), Дашавського, Опарського та Богородчанського ПСГ, що забезпечує гарантоване транзитне подавання та експорт газу в центрально-західноєвропейські країни переважно в ужгородському напрямку, а також газопостачання західних областей України.

1.3 Дашавське ПСГ як приклад формування сховища з газовим режимом розробки

Дашавське підземне сховище газу створене у виснажених покладах одноіменно-го газового родовища та розташоване у Стрийському районі Львівської області. Перша розвідувальна свердловина на газ була пробурена у 1920 році.

Промислова розробка родовища розпочата у 1924 році. У розробці знаходилися поклади нижньосарматських відкладів - горизонти НД-9, НД-8, НД-5, НД-4, НД-2, ВД-13. У 1967 році розпочато розробку алевроліто-глинистої товщі (нижче горизонту НД-9). Розробка родовища закінчена у 1987 році.

У 1974-1987 рр. у виснажених покладах Е-Д і Г було створене підземне сховище газу в горизонтах НД-8, НД-9.

Горизонт НД-9. З цим горизонтом зв'язані поклади АГТ (алевроліто-глиниста товща) Б, А і Г. Поклад алевроліто-глинистої товщі відкритий у 1942 році свердловиною 54. Припливи газу із покладу отримані у свердловинах №36, 39, 43, 47, 57, 62, 65, 72, 76, 105, 107, 170, 200 і 205. У свердловинах №52 і 54 припливи газу із АГТ отримали при сумісному випробуванні з покладами Е (НД-8) і Г (НД-9). Початкові абсолютно вільні дебіти склали 20,2 - 147 тис.м³/добу. За результатами інтерпретації геологічних даних [13] скупчення газу в АГТ є в незначних за розмірами пластових склепінних покладах, які літологічно і тектонічно обмежені. Контакти газ-вода за даними випробування свердловин умовно знаходяться на абсолютних відмітках від - 491 до -536 м.

Початковий пластовий тиск у покладі складав 7,09 МПа (свердловина №54, 1942 р.) та у районі свердловини №47 – 7,43 МПа (1970 р.).

Поклад Г. Розташований у крайній східній частині Дашавського підняття. Газоносність покладу встановлена свердловиною 54 при сумісному випробуванні з горизонтом НД-8 (1942 р.).

При роздільному випробуванні покладу Г у 1947 р. у свердловині № 75 отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 1500 тис. м³/добу. Початковий пластовий тиск в покладі складав 6,92 МПа. Поклад пластовий, літологічно і тектонічно екранований із заходу. Контакт газ-вода прийнято на абсолютній відмітці -483 м

[54] . Поклад розповсюджений у східній частині структури. Товщина покладу збільшується від склепіння у напрямку крил складки і коливається від 3 м (свердловина № 171) до 25 м (свердловина № 75). Ефективна товщина – від 1,5 м до 17м.

Уперше газоносність покладу Г була встановлена свердловиною №54, яка була пробурена у 1942 р. У цій свердловині були випробувані спільно два продуктивних інтервали 683-678 (ІХ горизонт – поклад Г) та 647-641 м (VІІІ горизонт – поклад Е). При дослідженні отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом у 660,6 тис.м³/добу. Максимальний тиск складав 6,02 МПа. Крім того в цій свердловині проведена перфорація в інтервалі 778-761 м в алевроліто-глинисту товщу (АГТ), однак у результаті випробування в цьому інтервалі отримано слабкий приплив газу до свердловини (абсолютно вільний дебіт складав 43,2 тис.м³/добу).

Самостійно поклад Г був розбурений свердловиною №75 (інтервал перфорації 753–725 м) у 1947 році, з якої був отриманий приплив газу з абсолютно вільним дебітом 4203 тис.м³/добу. Першопочатковий статичний тиск на оголовку свердловини складав 6,44 МПа, що відповідає пластовому тиску в 6,79 МПа.

Подальша розробка покладу Г велася більш інтенсивними методами. Вже у 1948 році були пробурені свердловини № 58, 66, 72, при цьому отримані більш низькі пластові тиски. Так, на закритому оголовку свердловини пластовий тиск коливався від 5,43 МПа (свердловина № 66) до 5,63 МПа (свердловина № 72). Таке зниження пластового тиску пояснюється інтенсивним відбором газу із свердловини № 75 (за період розробки було відібрано вже 141,5 млн.м³ газу).

У період із 1948 по 1950 роки розробка покладу проводилася високими темпами. Аналізуючи промислові дані, видно, що у 1949 році спостерігалось зростання річного видобування газу до 140,6 млн.м³. У подальші роки видобуток поступово знижується і в 1950 році складає вже 116,5 млн.м³, а в 1951 – 57,9 млн.м³. Станом на початок 1951 року було видобуто всього 398,6 млн.м³ природного газу, а пластовий тиск знизився до 3,19 МПа.

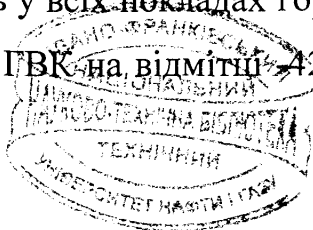
У квітні 1950 року після додаткового буріння свердловини № 52 до глибини 751 м були спільно розкриті поклад “Г” (інтервал 691-694 м.) та АГТ (інтервал 700-751 м.). До цього моменту свердловина № 52 експлуатувала поклад “Е”. Статичний тиск

до періоду додаткового розбурювання складав 3,81 МПа. Після освоєння покладів "Г" та АГТ статичний тиск у свердловині збільшився до 5,67 МПа.

Горизонт НД-8. До цього горизонту належать поклади Ж+В, Д-Д₁ і Е. Поклад Ж+В займає крайню західну частину підняття і по площі співпадає з покладом Б. Розкритий свердловиною №29. Отримано приплив газу з абсолютно вільним дебітом 11 тис. м³/добу при статичному тиску 5,98 МПа (1936 р.). Припливи газу отримано із свердловин 28, 29, 32, 165. Початковий пластовий тиск у покладі прийнято рівним 6,1 МПа.

Поклад Д-Д₁ склепінний, пластовий, тектонічно та літологічно екранований із заходу. Поклад займає основну частину Дашавського підняття. Найбільш значний за розмірами і запасами газу. Початкове положення контакту газ-вода приймається на абсолютній відмітці -427 м. Уперше випробуваний у свердловині № 2 (1927 р.). Приплив газу складав 316 тис. м³/добу (абсолютно вільний дебіт) при статичному тиску 6,1 МПа. Максимальний абсолютно - вільний дебіт газу отриманий у свердловині № 11 - 1178 тис. м³/добу (1932р.). Припливи газу із покладу отримані у свердловинах № 2, 6, 7, 8, 11, 20, 33, 36, 38, 39, 41, 43, 46, 48, 52, 54, 57, 61, 62, 65, 200 і 205. Початковий пластовий тиск у покладі 6,53 МПа. Поклад Д-Д₁ розповсюджений аналогічно покладу А. Загальна товщина покладу змінюється від 4 м (св.65) до 33 м (св. 108), ефективна товщина – від 4 м до 28 м.

Поклад Е. Поклад був відкритий свердловинами № 52, 54, 57 і сумісно випробуваний із покладом АГТ і Г у свердловинах № 54 та 52 (1944 р.), про що йшла мова вище. Самостійно поклад Е був випробуваний у свердловинах № 46, 72а, 74, 75а і 76, пробурених вже після війни. Початковий пластовий тиск 6,5 МПа. Поклад виділявся як ізольований від покладу Д-Д₁, уведеного в експлуатацію свердловиною №2 ще у 1927 р. Але в процесі створення і сумісної експлуатації Дашавського ПСГ у покладах Г (горизонт НД-9) і Е (горизонт НД-8) був доведений газодинамічний зв'язок останнього з покладом Д-Д₁ того ж горизонту. Виділені О.М.Іщенком [54] у межах контуру газоносності тектонічні порушення не є тектонічним екраном, а наявність у всіх покладах горизонту НД-8 (Д-Д₁, Ж+В і Е) єдиного початкового положення ГВК на відмітці -427 м є свідченням наявності газогідродинамічного зв'язку



між ними. У покладах А-А₁, Б і Г горизонту НД-9 початковий ГВК був встановлений на відмітці -483 м. Поклад Е займає значне місце за площею розповсюдження та кількістю газу, розміщується в східній частині родовища. Товщина покладу коливається від 10 м (у свердловині №54) до 54 м (свердловина №82 та свердловина №188). Проникність пласта-колектора за промисловими даними складає 59-1335 мДс. Поклад Ж+В розташований над покладом Б і займає незначну площу. Середня товщина газоносної частини 20 м, ефективна – 13 м.

Спеціальних гідрогеологічних досліджень на Дашавському родовищі не проводилось. У процесі проходження свердловин підземні води проявляли себе несуттєво. Окремі водоносні горизонти були виявлені при випробуванні свердловин на газоносність, а також за каротажною характеристикою.

Так, при випробуванні угерських пісковиків і вапняків верхньої крейди в свердловинах № 80 (1468-1472 м); № 170 (1059 -1067 м , 1433,5 -1456 м); № 200 (1000 -1100 м , 1080 -1095 м) були отримані припливи солоної води. Мінералізація її складала 3248 мг-екв/л при питомій вазі 1,067 г/см³ (свердловина №170 , глибина 1456 м). Статичні рівні в окремих свердловинах різні. Лише у свердловинах 200 і 107 статичний рівень знаходився на відмітці 107 м від гирла свердловини, що характеризує води відкладів верхньої крейди як високонапірні.

У всіх піщаних горизонтах Дашавської світи також розкрита вода. У газоносних пластах вона крайова . Хімічна характеристика чисто пластової води отримана тільки по окремих свердловинах. Дані хімічного аналізу приводяться в таблиці 1.2.

Таблиця 1.2

Мінералізація пластових вод Дашавського родовища

№ сверд.	Дата	Глибина, м	Горизонт	Густина, кг/м ³	Мінералізація, мг-екв/л	Примітка
7	18.10.48	708	НД-8	1040	1984	Обводн. повністю
59	11.06.46	922	АГТ	1036	1854	—
49	22.06.49	275	ВД-14	1033	1571	—

Із багатьох експлуатаційних свердловин Дашавського родовища виносилася переважно вода в тій чи іншій мірі мінералізована. З аналізів таких вод можна оці-

нити тільки тип пластової води. Аналізи вказують, що пластові води хлоркальцієвого типу, хлоридної групи, натрієвої підгрупи, що характерно для пластових вод нафтових і газових родовищ. У воді присутні також йод і бром.

Співставлення аналізів води однієї свердловини за декілька років показує, що мінералізація води з часом збільшується. Так, у свердловині №4 (поклад А) мінералізація води з 1958 р. до 1962 р. зросла від 785 до 1510 мг-екв./л; у свердловині №23 (поклад Б) за цей період мінералізація зросла від 23 до 390 мг-екв./л; у свердловині №66а (поклад Е) питома вага води з 1949 р. до 1958 р. зросла від 1000 до 1038 кг/м³; у свердловині №43 (поклад Д-Д₁) питома вага води з 1954 р. до 1959 р. зросла від 1007 до 1024 кг/м³.

Зростання мінералізації у часі є свідченням закритості гідродинамічної системи. Багато експлуатаційних свердловин ліквідовані через заводнення привибійних зон у зв'язку з підняттям тиску і зниженням відбору газу із них. Це підтвердили також заміряні ГВК на діаграмах гамманейтронного каротажу. У різних покладах одного горизонту і навіть у різних частинах одного покладу темпи підняття контакту газ-вода різні, що свідчить про його локальний характер.

Поклади А, Б, Г горизонту НД-9 газогідродинамічно більш ізольовані, що пов'язано як із характером їх залягання і розповсюдженням зон глинизації як в розрізі, так і по площі. На погану взаємодію між покладами вказують заміри статичних тисків у свердловинах.

Першопочаткові тиски в деяких покладах були майже такими, як і в покладах, раніше розкритих, які перебували в експлуатації. Так, якщо в покладі А тиск понизився на 2/3 від початкового, то в сусідньому покладі Г було отримано початковий тиск і навіть дещо вищий, ніж у покладі А.

Все це вказує на погану взаємодію між окремими покладами незважаючи на те, що деякі з них належали до одного горизонту і підпиралися краєвими водами того ж горизонту. Після виснаження пластової енергії газових покладів у результаті довготривалої експлуатації родовища газові поклади працювали, в основному, на газовому режимі.

У зв'язку з тим, що з 1942 року велась фактично сумісна експлуатація покладів "Е" та "Г" для подальшого аналізу режиму розробки покладу "Г" слід ураховувати режим розробки покладу "Е" VIII. Графічна залежність падіння приведенного пластового тиску в залежності від періоду розробки для покладів "Е" та "Г" представлена на рис. 1.1.

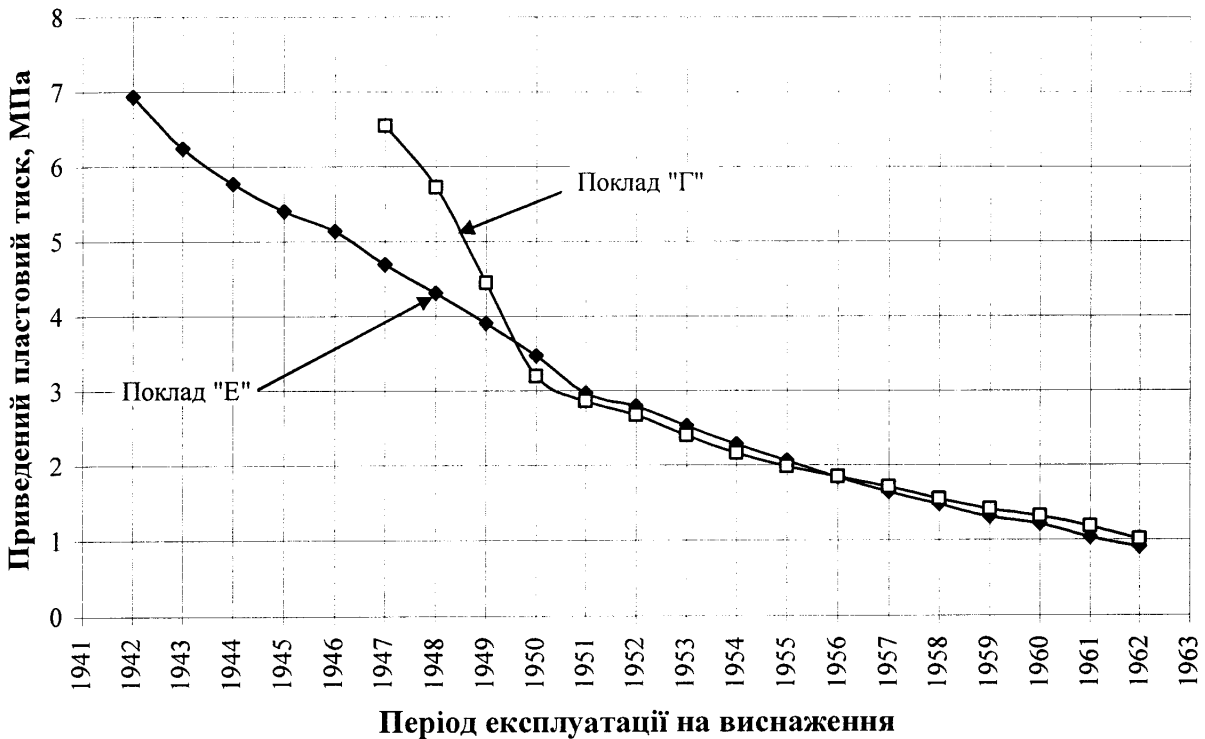


Рис. 1.1 - Графік падіння тиску в покладах "Е" та "Г" протягом розробки на виснаження

Із графіків падіння тиску чітко помітно стабілізацію пластових тисків у покладах "Г" та "Е", починаючи з 1951 року. Крім того слід відмітити факт практично однакових темпів падіння тиску в покладах при різних режимах їх розробки.

Гідрогеологічні умови на Дашавському родовищі вивчені недостатньо, однак, відповідно до розміщення родовища їх можна оцінити за гідрогеологічними дослідженнями Передкарпатського прогину. Результати дослідження гідрогеологічних особливостей Зовнішньої зони Передкарпатського прогину в своїх роботах приводять Карцев А.А.[58], Сухарев Г.М. [94].

У зовнішній зоні прогину водоносні горизонти, особливо верхнього тортону та нижнього сармату, мають незначну водоносність та залягають в окремих лінзах і пропластках, мають напори, величина яких залежить від глибини залягання водоно-

сного горизонту. Дашавське родовище розташоване в зовнішній зоні прогину, гідро-геологічні умови якої вказують на те, що ця зона – зона затрудненого водообміну.

Відповідно до цього рух контурних вод у газові поклади в процесі їх розробки можливий лише за рахунок пружного розширення водяного басейна продуктивного горизонту. Однак, за наявності тектонічних порушень чи в умовах лінзоподібного залягання пластів-колекторів такий рух досить обмежений.

У процесі експлуатації родовища значна кількість свердловин VIII та IX горизонтів були ліквідовані як обводнені. Це свідчить про те, що контакт газ-вода піднімався в період активної розробки на виснаження. Дійсно відповідно до проекту розробки Дашавського газового родовища початковий газо-водяний контакт (ГВК) для IX горизонту був прийнятий на відмітці –483 м. У процесі розробки родовища, під час проведення дослідження свердловини № 66 поточний ГВК станом на 1958 рік відбився на відмітці –457 м. Ураховуючи той факт, що поклади IX горизонту (поклади А, Б та Г) працюють із спільним ГВК, слід прийняти до уваги положення ГВК по покладах А та Б. Так, станом на 1953 рік ГВК відбивався на відмітці –475 м.

Відповідно до [54] поточний ГВК прийнятий на рівні –463 м. Тобто за час розробки родовища і в перший період експлуатації сховища ГВК піднявся на 20 метрів. Такий підйом ГВК свідчить про значне обводнення покладу. Однак, багаточисельні роботи з дослідження режиму роботи покладів Дашавського родовища доводять, що поклади працюють у чисто газовому режимі. Підтвердженням цього факту є графіки розробки покладу “Г”, які зображені на рис. 1.2. Як видно з рис. 1.2, графічна залежність описується практично прямою лінією, що є свідченням газового режиму розробки. Незначне відхилення графіка від прямої лінії (приведений пластовий тиск – 3,19 МПа, сумарний відбір – 398,6 млн.м³) відповідає 1950 року та пояснюється перетоком газу в свердловині № 52 з нижнього горизонту.

Станом на сьогоднішній день на Дашавському ПСГ проводять регулярні відбори проб води по експлуатаційних свердловинах. По свердловинах, які ще не обводнилися, виноситься лише прісна вода. Це свідчить про те, що станом на сьогоднішній день контакт газ-вода незмінний.

Уперше підрахунок запасів газу по Дашавському газовому родовищу був зроблений у 1945 році Н.Д. Еліним [92] об'ємним методом. При цьому загальні запаси газу головної газоносної товщі склали 25,49 млрд. м³, у тому числі по категоріях А+В – 14,59 млрд.м³. Після відкриття в 1947 році свердловиною № 75 покладу “Г” був проведений у 1949 році перерахунок запасів газу за методом падіння пластового тиску. За результатами підрахунку запасів газу по покладу “Г” станом на 01.01.1949 року залишкові затверджені запаси газу склали 470 млн.м³. Однак режим розробки покладу виявив неточність даного підрахунку запасів газу, а тому у 1961 році групою Стрийського газопромислового управління під керівництвом Гімера Р.Ф. були проведені уточнені підрахунки запасів газу Дашавського родовища за методом падіння пластового тиску [22].

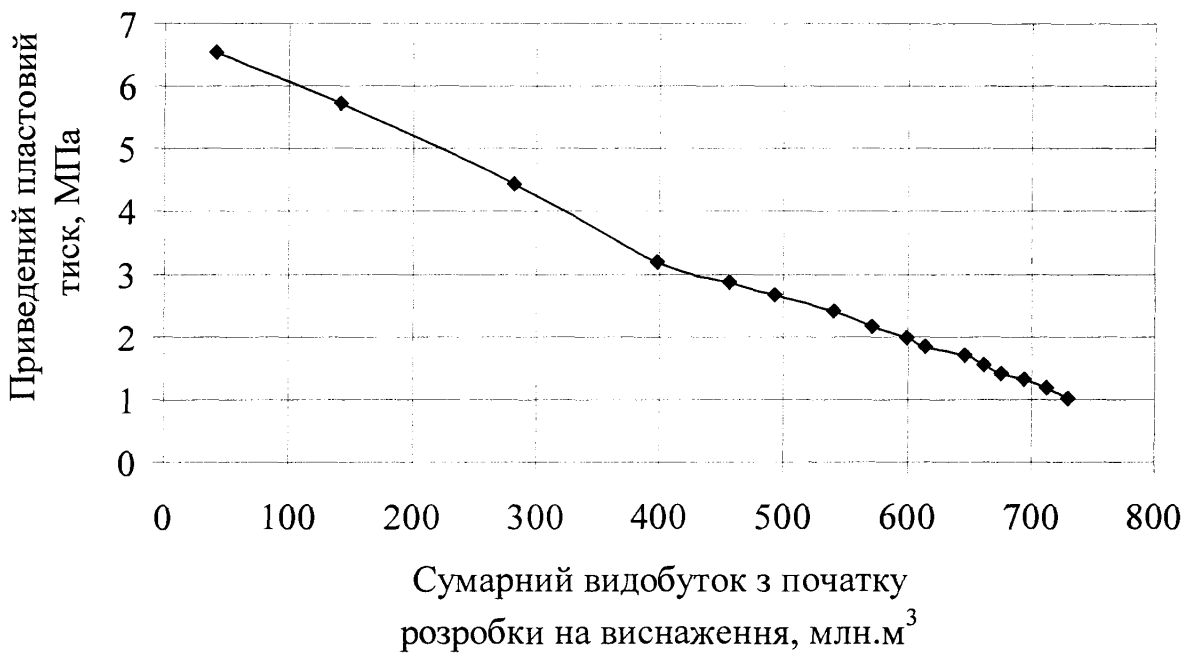


Рис. 1.2 - Графік розробки на виснаження покладу “Г” Дашавського ПСГ.

Ураховуючи факт перетікання газу із сусідніх горизонтів, для визначення запасів газу було запропоновано аналізувати падіння пластового тиску в період із 1947 по 1948 роки, тобто в той період часу, коли перетоки газу були найменш впливові. Відповідно до розрахунків величина початкових запасів газу в покладі “Г” складала 770 млн.м³.

Значну увагу визначенню початкових та залишкових запасів газу Дашавського родовища приділено в роботі Войціцького В.Н. [13]. У даній роботі для визначення початкових запасів газу аналізувалося падіння пластового тиску в період з 1948 по 1951 роки. При цьому було встановлено, що початкові запаси газу складають 748 млн.м³, без урахування кількості газу, відібраного свердловиною № 54, та газу, що перетікав у верхній горизонт. Кількість газу, що відбирався свердловиною № 54 із покладу Г, авторами роботи була оцінена в 22 млн.м³, тоді початкові запаси газу в покладі склали 770 млн.м³. Ця величина співпадає з даними попередніх підрахунків.

Одним із головних показників у процесі створення ПСГ у виснажених родовищах є залишкові запаси газу. Відповідно до [54] станом на 01.01.1972 року залишкові запаси газу в покладі склали 60 млн.м³, із урахуванням видобутку газу на дату переводу родовища в режим ПСГ, на 04.04.1973 року залишкові запаси склали 48 млн.м³.

Із метою покриття сезонної нерівномірності споживання газу споживачами Львівської області на базі виснаженого Дашавського газового родовища було запропоновано створити підземне сховище газу. У 1972 році був розроблений технологічний проект створення ПСГ у Дашаві [19]. Технологічною схемою передбачалось створити в покладі Г підземне газосховище із загальним об'ємом у 630 млн.м³, активним об'ємом – 392 млн.м³, буферним об'ємом – 238 млн.м³. Відповідно до режиму розробки родовища для створення ПСГ слід було закачати в поклад 190 млн.м³ природного газу, який би виконував роль буфера та відносився до буферного газу, що видобувається. Максимальний пластовий тиск відповідно до проекту мав складати 5,57 МПа, мінімальний – 2,26 МПа, кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин – 19, максимальна продуктивність свердловин – 3 млн.м³/добу.

Відповідно до проекту створення ПСГ у 1973-1975 роках були пробурені 16 експлуатаційно-нагнітальних свердловин, їхній фонд був доведений до проектного. У 1975 році завершено облаштування ПСГ, однак у зв'язку з відсутністю дожимної компресорної станції (ДКС) до 1980 року об'єми нагнітання відбору газу були значно нижче проектних.

Розвиток газотранспортної системи колишнього СРСР спричинив суттєве нарощування потужностей для зберігання природного газу в західному регіоні України. Із введенням в експлуатацію газопроводу “Союз” розпочалося створення додаткових потужностей Дашавського ПСГ шляхом вводу в експлуатацію (у режимі підземного сховища газу) горизонту “Е”, що розміщений безпосередньо над покладом “Г”.

У роботі [22] було встановлено, що режим роботи покладу “Е” – газовий, тобто аналогічний режиму роботи покладу “Г”, який залягає нижче покладу “Е”. Графічна характеристика режиму розробки на виснаження представлена на рис.1.3.

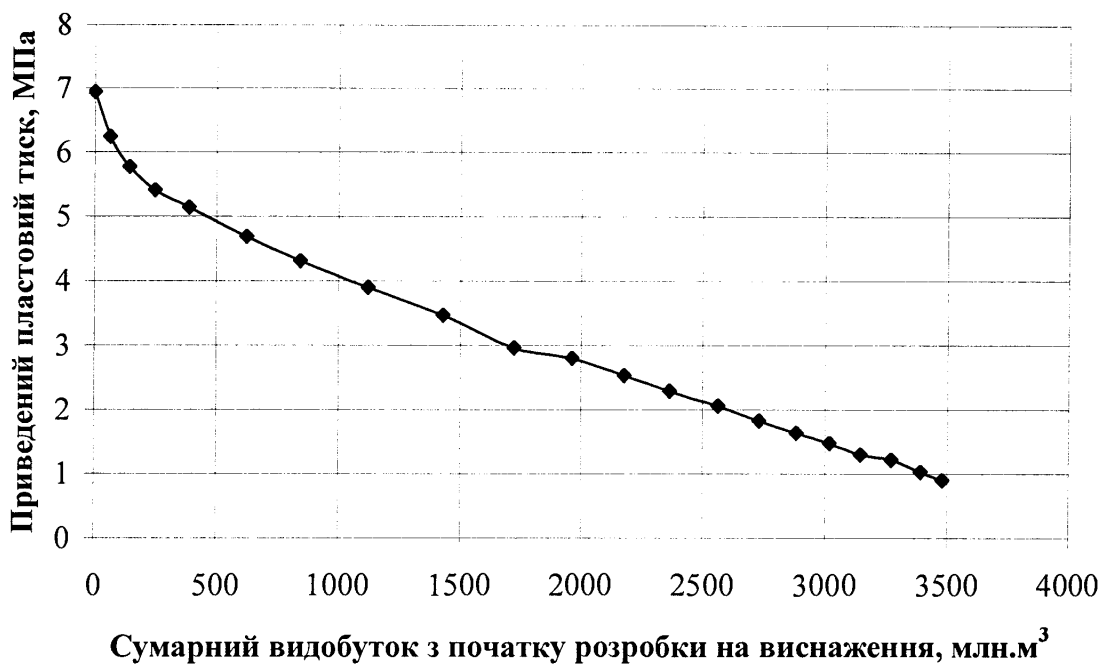


Рис. 1.3 - Графік розробки на виснаження покладу “Е” Дашавського ПСГ

Відповідно до графіку розробки на виснаження початкові запаси газу покладу “Е” складають 3660 млн.м³ при величині пластового тиску в 6,4 МПа. При цьому поровий об’єм, що зайнятий газом, складає 52,8 млн.м³. Однак із графіка розробки покладу на виснаження видно, що продовження графічної залежності $P = f(Q)$ до перетину з віссю абсцис дає величину запасів газу в 4300 млн.м³.

На думку авторів праці цей факт зумовлений наявністю перетоків газу з алевроліто-глинистої товщі у свердловинах № 54 та 52. Відповідно до [19] було прийнято

початкове значення газонасиченого порового об'єму покладу "Е" 52,8 млн.м³, початкові запаси газу 3660 млн.м³, початковий тиск 6,4 МПа.

Починаючи з 1984 року, в поклад "Е" проводилося нагнітання буферного газу з метою виводу ПСГ на режим циклічної експлуатації. Одночасно з нагнітанням буферного газу проводилося розбурювання площі ПСГ. З метою встановлення режиму роботи сховища використовуємо метод побудови годографів циклічної експлуатації ПСГ.

Уперше в світі аналіз циклічної експлуатації ПСГ методом побудови графічних залежностей зведеного тиску газу від загальної маси газу в покладі був здійснений Карачинським В.Е. та Барановим А.В. [3] у 1971 році при дослідженні формування штучного покладу газу Олишівського ПСГ – першого сховища на території України. Карачинський В.Е. запропонував назвати ці залежності кривими годографа циклічної експлуатації ПСГ, саме цей термін історично закріпився в газовій промисловості України [4], [5].

Годограф роботи ПСГ будується в координатах: масова кількість газу у сховищі (М) (вісь ординат) – зведений пластовий тиск (p_{np}) (вісь абсцис)

$$M = f(p_{np}). \quad (1.1)$$

Ці графічні залежності пропонувалось використовувати для контролю за створенням і експлуатацією сховища. Окрім того, було запропоновано використовувати годограф і на етапі проектування газових сховищ.

Наступним кроком у розвитку методів аналізу циклічної експлуатації ПСГ є праці Гімера Р.Ф. з аналізу формування штучного покладу газу в горизонті НД-9 Дашавського ПСГ. У роботі було запропоновано будувати годографи циклічної експлуатації сховища у вигляді залежності зведеного пластового тиску від об'єму газу у покладі за стандартних умов.

Оскільки у покладі підземного сховища газу пластова температура практично постійна, буде справедливим співвідношення

$$M(t) = \rho_{nl} \cdot V_{nl} = \rho_{cm} \cdot V_{cm}, \quad (1.2)$$

де $\rho_{пл}$ і $\rho_{ст}$ – густина газу відповідно за пластових і стандартних умов; $V_{пл}$ – об'єм газу за пластових умов; $V_{ст}$ – об'єм газу за стандартних умов.

Тоді, враховуючи залежність (1.2), із рівняння стану реального газу можна отримати такий вираз для зведеного пластового тиску p_{np} :

$$p_{np} = \frac{p_{пл}}{z} = \frac{(\rho_{ст} \cdot R \cdot T_{пл})}{V_{пл}} \cdot V_{ст}, \quad (1.3)$$

де p_{np} – середній пластовий тиск; R – універсальна газова стала, $T_{пл}$ – абсолютна пластова температура газу в пласті.

Аналогічний досвід циклічної експлуатації було використано Гімером Р.Ф. під час розробки коректив до технологічної схеми Опарського ПСГ [21]. У роботі проводився аналіз циклічної експлуатації покладів IV, V і VI горизонтів Опарського родовища, які на той момент уже експлуатувалися в режимі підземного сховища.

У середині 90-х років Карачинський В.Е. назвав годограф, який будується в координатах $p_{np} = f(V_{ст})$, "стандартним" годографом, маючи на увазі те, що зведений тиск газу в покладі залежить від загального об'єму газу в покладі за стандартних умов.

З допомогою стандартного годографа Гімером Р.Ф. були проведені аналізи циклічної експлуатації ПСГ України, результати яких викладені в його праці [23].

Використання методу побудови стандартних годографів для Дашавського ПСГ дало змогу встановити розбіжність між об'ємами газу, що нагнітався, та об'ємами газу, що відбирався, протягом перших років експлуатації покладу "Г" Дашавського ПСГ. Гімер Р.Ф. робить висновок, що такий процес є наслідком заповнення малопроникних зон сховища.

У своїх працях Гімер Р.Ф. приходять до висновку, що використання методу годографа дасть змогу констатувати не тільки наявність втрат пластової енергії, але й стабілізацію режиму циклічної експлуатації сховища.

У зв'язку зі значним об'ємом робіт з аналізу циклічної експлуатації сховища такі роботи проводилися в обмеженому об'ємі та відповідно отримані результати не дали змоги виявити спільні риси циклічної експлуатації для різних ПСГ, відокреми-

ти однакові етапи формування сховищ, сформувані спільні ознаки стабілізації режиму підземних сховищ газу, тобто не дали змоги узагальнити отримані результати.

У період 90-х років відбулося поновлення інтересу наукових кіл до методики аналізу циклічної експлуатації ПСГ методом годографа. Найбільш відомий внесок у розвиток теорії з використання годографів циклічної експлуатації вніс Тек М.Р., який у своїй праці [118] у 1996 році узагальнив теоретичні положення стосовно використання даного методу щодо підземних сховищ газу в покладах із водонапірним та пружноводонапірним режимом роботи.

Тек М.Р. наводить у своїй праці приклади кривих циклічної експлуатації, які називає "гістерезисними діаграмами". Гістерезисні діаграми він будує в координатах: зведений тиск від маси газу в покладі. Автор систематизує теоретичні положення з побудови гістерезисних діаграм та вказує на особливості таких діаграм за наявності різного роду змін у підземному сховищі газу. Так, автор акцентує увагу на динаміці зміни гістерезисних діаграм за наявності втрат газу за рахунок фільтрації за межі контуру газоносності, за рахунок розчинення частини газу в рухомій пластовій воді, за рахунок негерметичності свердловин та ін. Однак, основну увагу автор приділяє підземним сховищам газу, що створені у водоносних горизонтах або у виснажених родовищах з активним проявом водонапірного режиму.

Російський учений Лур'є М.В. зробив вагомий внесок у розвиток теоретичних положень з аналізу циклічної експлуатації ПСГ. Саме він уперше для умов РФ застосував метод побудови гістерезисних діаграм для аналізу Щелковського ПСГ. У його першій праці [73], яка присвячена цьому питанню, він вказує, що такий метод доцільно використовувати для моніторингу ПСГ, однак радить застосовувати залежність зведеного пластового тиску від об'єму газу в покладі, приведенного до пластових умов. При цьому основне розрахункове рівняння має вигляд

$$M = \frac{V_n}{R \cdot T} \cdot \frac{p_{пл}}{z}, \quad (1.4)$$

де M – маса газу в поклад, кг;

V_n – поровий об'єм, m^3 ;

$p_{пл}$ – пластовий тиск, Па;

z – коефіцієнт стисливості газу;

R – газова стала, $\frac{Дж}{кг \cdot К}$;

T – абсолютна температура газу, $К$.

Подальший розвиток методів аналізу циклічної експлуатації ПСГ Лур'є М.В. висвітлив у своїй монографії [72], в якій узагальнив отриманий досвід з аналізу Щедковського ПСГ, навів теоретичне викладення теорій гістерезисних діаграм. Саме в цій праці дається детальне пояснення одному з основних положень, яке Лур'є М.В. застосовує для характеристики режиму роботи ПСГ. Це так звані "граничні" цикли сховища.

Автор вважає, що підземне сховище газу є складна система взаємодії двох різних факторів: зовнішнього та внутрішнього. Зовнішній фактор це вплив на поклад процесами нагнітання та відбирання газу, нейтральним періодом сховища, тобто такий фактор, який безпосередньо можливо змінювати шляхом встановлення певних режимів роботи сховища. Внутрішній фактор сховища визначається фільтраційними параметрами покладу. У загальному, фази цих двох факторів не співпадають один з одним, та відповідно не слід очікувати, що після проходження повного циклу нагнітання–відбір ПСГ повернеться до попереднього стану.

Однак, автор вважає, що за певних умов коливання цих двох фаз, що взаємодіють, може встановитися в циклічний процес. Цей процес автор називає "граничним" циклом сховища. Суть такого циклу полягає в тому, що параметри сховища періодично повторюють однакові значення, а криві гістерезисних діаграм описуються однаковою кривою.

Автор зауважує, що основними завданнями з аналізу циклічної експлуатації ПСГ є виявлення "граничних" циклів сховища та якнайшвидший вивід сховища на режим роботи в "граничному" циклі. Слід відмітити, що Лур'є М.В. не зупинився на отриманих результатах та продовжив роботу з виявлення особливостей гістерезисних діаграм та можливістю застосування останніх для моніторингу ПСГ. Так, у своїх наступних працях спільно з Дідковською А.С. [74], [75], [76] метод побудови гістерезисних діаграм використаний для оцінювання запасів газу в покладі. Автори до-

водять у своїй праці, що гістерезисні діаграми не є замкнутими до того моменту, коли підземне сховище газу не виведуть на режим "граничного" циклу, оскільки об'єм буферного газу в період формування ПСГ є величиною змінною. Автори вказують на можливість використання гістерезисних діаграм для виявлення тієї кількості буферного газу, яка забезпечить вихід необхідної кількості активного газу в період відбирання.

Протягом останніх 15–20 років в Україні метод годографа став використовуватися під час аналізу циклічної експлуатації ПСГ. Цей метод був використаний Гімером Р.Ф. під час проведення комплексу робіт з аналізу досвідно промислової експлуатації Опарського та Угерського ПСГ (в XVI горизонті) [21]. У 2000 році Карачинський В.Е. у своїй праці [57] приводить класифікацію газосховища на три основні типи. Це підземні сховища ізохорного типу, для яких характерними є постійний або малозмінний об'єм порового простору, заповненого газом, ПСГ ізобарного типу, для яких пластовий тиск упродовж циклу міняється дуже мало за рахунок зміни об'єму порового простору, та ПСГ проміжного типу.

Крім того, Карачинським В.Е. у співпраці з іншими було запропоновано використовувати ще один вид годографів, який він називав енергетичним, для газогідродинамічного контролю та аналізу формування і експлуатації ПСГ за промисловими даними [56].

Енергетичний годограф визначається залежністю тиску від об'єму газу за пластових умов. Даний вид годографа дозволяє визначити втрати енергії на створення штучного газового покладу, тобто витрати відповідної кількості газу, який необхідний для виконання роботи, що витрачається на формування та зміну пластового об'єму газового покладу під час експлуатації підземного сховища газу. Частково втрати енергії компенсуються за рахунок зменшення об'єму штучного газового покладу протягом циклічної експлуатації під дією накопиченого надлишку пластової енергії. Однак, для побудови даного типу годографа необхідно об'єм газу в сховищі зводити до пластових умов, що є незручним на виробництві, оскільки практично всі дані зводяться до стандартних умов.

Метод годографа для аналізу одного з підземних сховищ газу зі складною будовою використав Михайловський А.А у своїй праці [79]. У роботі з аналізу циклічної експлуатації сховища автором було встановлено, з допомогою методу годографа, динаміку перетоку газу з активної у пасивну зону сховища, встановлено періоди роботи ПСГ та зафіксовано початок стабілізації порового об'єму сховища.

Практично аналогічні питання розглянув Зінов'єв В.В. у роботі [47], де запропонував методику визначення запасів газу в ПСГ на базі фактичних даних з циклічної експлуатації сховища.

На сучасному етапі роботи системи підземних сховищ газу ДК «Укртрансгаз» практично на всіх об'єктах підземного зберігання газу розпочаті роботи з аналізу циклічної експлуатації сховищ. Так, короткий аналіз циклічної експлуатації сховищ УМГ «Київтрансгаз» наведений у праці Марчука Я.С., Андріішина М.П., Яцківа М.П. [77]. У цій праці автори проаналізували, в загальному, циклічну експлуатацію Олишівського ПСГ, Червонопартизанського та Солохівського ПСГ.

Так, для Олишівського ПСГ у зв'язку з особливостями будови практично горизонтальні водоносні структури з метою забезпечення раціональної роботи сховища слід витримувати мінімальні нейтральні періоди перед початком відбору газу з ПСГ.

Стосовно Червонопартизанського ПСГ автори дійшли до висновку, що найбільш раціональна експлуатація сховища буде відбуватися, якщо в процесі циклічної експлуатації сховища буде витримано наступні положення: скорочення нейтрального періоду газу перед відбором, максимальне розвантаження сховища в період відбору, відновлення пластового тиску шляхом збільшення нейтрального періоду перед нагнітанням газу в поклад до 30–35 діб.

Аналіз експлуатації Солохівського ПСГ показав, що завдяки прояву активного водонапірного режиму сховища темпи та тривалість відбору газу можуть відігравати роль своєрідного регулятора пластової системи.

Оптимальний режим експлуатації багатопластового Пролетарського ПСГ був також встановлений на підставі аналізу циклічної експлуатації горизонтів “Б-5” та методом побудови залежностей приведенного пластового тиску газу від загаль-

ної маси газу в покладі [41]. У роботі автором було запропоновано ряд технологічних та проектних рішень для оптимізації роботи сховища.

Методом побудови годографа було проаналізовано циклічну експлуатацію Краснопопівського ПСГ та встановлено об'єми перетікання газу в застійні зони сховища, оптимальні режими роботи. Результати роботи приведені в праці Юрченка В.П. та Стасіва О.С. [117].

Під час експлуатації ПСГ, що створені в багатошаровому газовому родовищі та експлуатуються одним фондом свердловин, деякі питання оптимальної експлуатації можуть бути вирішені за допомогою детального аналізу циклічної роботи сховища методом годографа. Перші кроки в цьому були зроблені С.Ф. Савулою [18], де автором було запропоновано методику визначення порових об'ємів окремих покладів багатошарового ПСГ на прикладі Опарського ПСГ.

За допомогою методу побудови годографа було проведено аналіз експлуатації Богородчанського ПСГ в роботі В.В.Заяц [46], встановлено величину активного газонасиченого порового об'єму сховища, визначено кількість газу в застійних зонах, встановлено факт усталеного режиму циклічної експлуатації ПСГ.

Одним з етапів вибору раціонального режиму роботи Дашавського ПСГ був аналіз циклічної експлуатації сховища, результати якого представлені в праці [54]. У результаті проведеної роботи були визначено оптимальні режими експлуатації ПСГ, розроблено методику вибіркового нагнітання в поклад та як наслідок зменшення об'ємів перетікання газу в зону покладів «Д-Д₁».

Аналіз літературних джерел, присвячених питанню формування штучного покладу в підземних сховищах газу, що наведений вище, дає змогу зробити наступні висновки. Метод побудови годографа циклічної експлуатації можливий до застосування в ПСГ з абсолютно різною структурою та режимом роботи, однак сучасні існуючі методи аналізу циклічної експлуатації не дають змоги достатньо чітко визначити етапи формування сховища. У вказаних літературних джерелах процес нагнітання буферного газу та перші роки циклічної експлуатації сховища практично не знайшли відображення. В основному дослідники займалися питанням вже усталеної циклічної експлуатації. Крім того залишається відкритим питання визначення пара-

метрів газосховища з допомогою даних циклічної експлуатації. Отже, можна відокремити дві основні задачі, які слід розв'язати на даний час: чітке визначення та відокремлення етапів формування сховища та розроблення методики розрахунку параметрів сховища за допомогою кривих годографа.

Виходячи з даних отриманих із вищевказаних джерел, процес формування сховища може бути тривалим, та на початковому етапі формування ПСГ криві годографа можуть суттєво відрізнятися від аналогічних кривих після тривалої циклічної експлуатації ПСГ, як зауважує в своїй праці Лур'є М.В. [72].

На сьогоднішньому етапі роботи Дашавське ПСГ експлуатується в усталеному режимі циклічної експлуатації, тобто, такого режимі, при якому параметри газосховища періодично повторюють однакові значення, а криві нагнітання-відбір у площині годографа описуються однаковими кривими. Саме такий режим у своїх працях Лур'є М.В. називає "граничним циклом". Графічна залежність циклічної експлуатації Дашавського ПСГ для періоду 1993–2003 років представлена на рис. 1.4.

Із рис.1.4 видно, що криві годографа накладаються одна на одну. Максимальний та мінімальний пластовий тиск залишається незмінним. Цей факт свідчить про стабільну роботу сховища в усталеному режимі циклічної експлуатації.

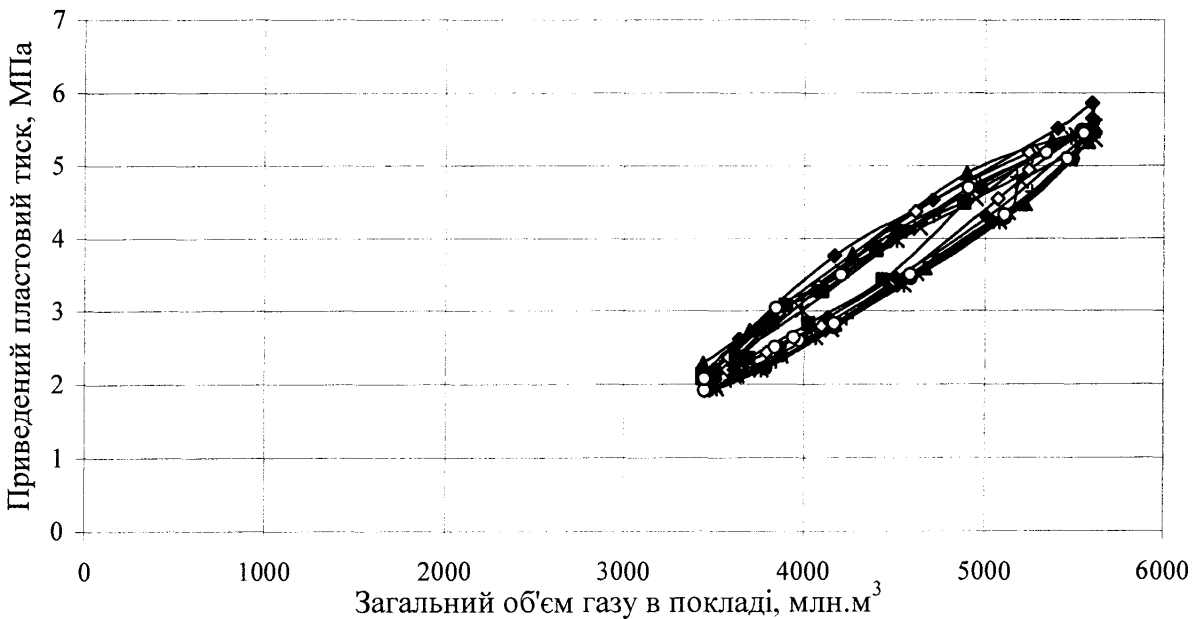


Рис.1.4. - Годограф циклічної експлуатації Дашавського ПСГ за період 1993-2003 роки

◇-93-94 ◆-94-95 ■-95-96 ▲-96-97 ✕-97-98 ✖-98-99 ●-99-00 + -00-01 ○-01-02

Аналізуючи дані циклічної експлуатації Дашавського ПСГ, можна зробити наступні висновки:

- Режим роботи сховища газовий. Про це свідчить пряmolінійність кривих нагнітання–відбір.
- Починаючи з 1993 року, сховище працює в усталеному режимі циклічної експлуатації.

1.4 Світовий досвід формування і експлуатації ПСГ в умовах газового режиму.

Описаний вище процес формування газонасиченого порового об'єму та отримані результати поставили питання про пояснення змін у газонасиченому поровому об'ємі сховища. Збільшення порового об'єму покладів при збереженні зовнішнього контуру газоносності, нерухомому контакті газ–вода, відсутність газопроявів на верхніх горизонтах, всі ці факти мають одне спільне джерело пояснення. На нашу думку, при циклічній експлуатації відбулося осушення привибійної зони свердловини та в цілому зменшення водонасиченості по покладах ПСГ. Розглянемо питання щодо змін у газонасиченому поровому об'ємі сховища.

При проведенні проектних робіт по створенню ПСГ у виснажених родовищах, що працювали без суттєвого просування пластової води в поклад, на підставі аналізу експлуатації покладу та аналізу результатів дослідження кернів приймалися значення пористості та проникності. Проектні роботи по створенню ПСГ у виснажених газових родовищах проводилися без урахування такого параметра, як вміст зв'язаної води, але дослідження фізики нафтового і газового покладів свідчать про наявність у кожному поровому об'ємі значної кількості зв'язаної води та її суттєвий вплив на режими роботи покладу.

Розглянемо в цілому структуру водонасиченості гірських порід. У загальному відповідно до робіт Сухарева Г.М. [94] та Карцева А.А. [58] в гірських породах були виділені наступні види пластової води:

- вільна гравітаційна вода – вода, що знаходиться в крапельно–рідкому стані в проникних породах, передає гідростатичний тиск та рухається під впливом гравітаційної сили;
- вільна капілярна вода – вода, що знаходиться в капілярних порах та при їх суцільному заповненні може передавати гідростатичний тиск, при частковому заповненні ця вода підкоряється лише менісковим силам;
- сорбційно–замкнена вода – вода, яка ізольована від основної маси води шарами зв’язаної та стикової води. Враховуючи розташування такої води, Сухарев Г.М. та Карцев А.А. прийшли до висновку, що сорбційно–замкнена вода не передає гідростатичний тиск, та основний вплив на неї мають капілярні сили;
- зв’язана вода – вода, що повністю заповнює субкапілярні пори породи, знаходиться також біля стінок порових каналів великого діаметра, постійно знаходиться в пласті-колекторі, не передає гідростатичний тиск. Зв’язані води утримуються на поверхні мінеральних частинок породи силами молекулярного зчеплення, утворюючи при цьому шар, товщина якого може сягати декількох сот діаметрів молекули води. Відповідно до положень гідрогеології нафтових та газових родовищ зв’язану воду можна розділити на наступні типи:
 - ліосорбована вода – зовнішній шар зв’язаної води, де молекули води утримуються за рахунок молекулярних сил. Властивості такої води відрізняються від вільної гравітаційної та капілярної води. Розчинююча здатність такої води нижче, отже можна стверджувати що мінералізація такої води не буде нижчою, ніж у цілому по пластовій воді;
 - контактна (стикова) вода – вода, що розташована в місцях зближення мінеральних частинок породи, фактично потовщений шар ліосорбованої води;
 - адсорбована вода – вода, що утворює на поверхні мінеральних частинок шар товщиною в декілька молекул. Ця вода утримується дуже високим тиском (до 1000 МПа) та за своїми властивостями наближається до твердого тіла. Температура плавлення такої води ≈ 78 °С;
 - хімічно зв’язана вода – вода, що входить до складу мінералів, а саме, цеолітна, кристалізаційна, конституційна та інші типи вод.

Відповідно до праць Злочевської Р.І. [48], [50], Танкаєвої Л.Н. [96] всі фізично зв'язані води в породах можна поділити на три категорії:

- міцно зв'язана вода – вода, що утворює мономолекулярний шар, який зв'язаний координаційними та електростатичними силами з атомами та катіонами, що входять до кристалічної решітки мінералів;
- слабо зв'язана вода – полімолекулярний шар води, зв'язаний водневими та міжмолекулярними зв'язками з гідроксилами поверхні мінералів і молекулами міцно зв'язаної води;
- вода мікрокапілярів, утримується менісковими та осмотичними силами.

У практиці фізики нафтових та газових покладів зв'язану воду досить часто називають залишковою. Такий термін пов'язаний з теорією походження нафтових та газових родовищ, відповідно до якої породи більшої кількості нафтових та газових колекторів були спочатку повністю заповнені та змочені водою, а нафта та газ з'явилися лише у більш пізній період при міграції. Вода, що повністю заповнювала пористу породу, не могла повністю бути видалена під час утворення покладів. Частина її лишилася у вигляді залишкової води. У роботі Гиматудинова Ш.К. [17] приведено наступний розподіл типів залишкової пластової води:

- вільна залишкова вода – вода, що утримується капілярними силами в дисперсній структурі (обмежується менісками на поверхні розділу вода–газ);
- плівкова вода – вода, що покриває гідрофільні ділянки поверхні твердої фази;
- капілярно зв'язана вода – вода, що розташована у вузьких капілярних каналах, де інтенсивно виявляють себе капілярні сили;
- адсорбована вода – вода, що утримується молекулярними силами у поверхні твердого тіла і міцно зв'язана з частинками пористого середовища. Властивості такої води значно відрізняються від властивостей вільної води.

Значне узагальнення знань з природи походження залишкової води в породах-колекторах зробив Кулієв А.М. [66]. У своїй праці він вказує на таку особливість, як нерівномірність розподілу залишкової води в межах одного покладу. Це твердження автор робить на основі аналізу рівноваги капілярних та гравітаційних сил: при віддаленні від рівня крайової та підшовної води рівень залишкової водонасиченості

буде зменшуватися. Щодо складу залишкової води, автором не приводяться реальні дані, однак висувається припущення про суттєву різницю в мінералізації пластових та залишкових вод.

Більш сучасні дослідження структури пластової води дозволили розподілити пластову воду на наступні категорії:

- зв'язана;
- перехідна;
- вільна.

Відповідно до цієї класифікації зв'язана вода утримується в породі за рахунок хімічних і фізичних сил зв'язку (з енергією 0,1 - 800 кДж/моль), що діють з боку поверхні мінералів і змінюють структуру і властивості води. Вона буває двох видів.

До першого відноситься вода, що входить до складу кристалічних ґраток різних мінералів. Це так звана конституційна немалекулярна форма води типу ОН-груп, кристалізаційна вода різних кристалогідратів (якщо вони є в даній гірській породі), а також вода, "зв'язана" координаційно-ненасиченими атомами і іонами кристалічних ґрат мінералів.

До другого виду відноситься адсорбційна вода, що утвориться за рахунок адсорбційного "притягання" молекул води до активних адсорбційних центрів поверхні мінералів. Серед неї виділяються два різновиди: а) з найбільшою енергією притягання до поверхні (близько 40 - 120 кДж/моль) – вода мономалекулярної адсорбції і б) з меншою енергією зв'язку (<40 кДж/моль) - вода полімалекулярної адсорбції.

Зв'язана вода утворює адсорбційні плівки товщиною в один чи декілька молекулярних шарів, і в гірських породах міститься в порах або мікротріщинах розміром менше 0,001 мкм. У цього типу води фізичні властивості в найбільшій мірі відрізняються від вільної.

Вода перехідного типу (від зв'язаної до вільної) у меншій степені піддається дії поверхневих сил, вона утримується поблизу поверхні мінералів за рахунок більш слабких зв'язків. Тому її структура менш складна, а відмінності у фізичних властивостях у порівнянні з вільною водою менш значні і практично несуттєві. У межах цього типу виділяється два види води: осмотично-поглинена і капілярна.

Перший вид утвориться в гірських породах за рахунок процесів вибіркової дифузії молекул води в напрямку до поверхні мінералів, що обумовлено наявністю в останньої "іонної атмосфери" - так званого подвійного електричного шару, що складається, звичайно, з катіонів порового розчину, "компенсуючи" негативний заряд мінеральних часток. "Осмотичною" цю воду називають тому, що її утворення зв'язане з явищем мікроскопічного поверхневого осмосу, що нагадує звичайний макроскопічний осмос – рух води через напівпроникну мембрану (тобто проникну відносно малих за розміром молекул води, але непроникну для більш великих катіонів) під дією градієнта концентрації. У гірських породах роль цієї "напівпроникної мембрани" виконує зовнішня границя подвійного електричного шару. З цією категорією води тісно зв'язана здатність багатьох глинистих порід набухати – збільшувати свій обсяг при всмоктуванні вологи.

Другий вид води перехідного стану – капілярна вода. Вона утворюється в порах капілярного розміру (діаметром від 10- 3 до 103 мкм) за рахунок капілярного тиску і утримується в гірській породі капілярними силами водяних менісків (силами поверхневого натягу), що утворюються на границі розділу фаз вода – газ – тверда поверхня. Капілярні сили практично не змінюють структури води, і тому капілярна вода за основними фізичними властивостями практично не відрізняється від вільної. Вона може формуватися в гірських породах подвійно:

- за рахунок так званого явища капілярної конденсації, коли молекули води поступово конденсуються на поверхні плівки адсорбованої вологи, що обволікає частки породи, і, зливаючись у місцях контакту (на стику часток), утворюють водяні меніски;
- за рахунок капілярного всмоктування води по сполучених порах, тріщинах і каналах при контакті породи з вільною водою.

До третього типу відноситься, власне, вільна вода, що володіє фізичними властивостями звичайної води. У гірських породах вона поділяється на два види:

- вода замкнута (імобілізована) у великих порах породи і тому не приймає участі у процесах фільтрації підземних вод;

- вільна вода (вода ґрунтового потоку), яка відповідно приймає участь у фільтраційних процесах.

Як видно з наведеного короткого огляду джерел, присвячених вивченню структури зв'язаної пластової води, різні автори мають різні думки щодо структури зв'язаної води, однак основна відмінність полягає у будові так званої міцно зв'язаної води, тобто води, на яку практично неможливо вплинути в пластових умовах. На нашу думку, найбільш цікавим є той факт, що всі дослідники стверджують про наявність зв'язаної води, що утримується капілярними силами в покладі. Отже, найбільш вдалим було б зупинитися на класифікації Сухарева Г.М. та Карцева А.А. [94], [58]. Представимо розподіл типів води в породі за допомогою рис. 1.5.

Значну увагу при вивченні питання природи залишкової води дослідники приділяли аналізу молекулярних та поверхневих сил, що діють на молекули води в породі.

Так, у роботі [48] Злочевської Р.І. та Корольова В.А. проаналізовано ряд досліджень природи молекулярних сил. Автор приходить до висновку, що притягнення молекул води до поверхні мінеральних частинок обумовлено наявністю значного електричного поля. Цей факт пояснюється тим, що діелектрична стала для мінеральних частинок значно відрізняється від діелектричної сталої води. А тому при мінеральних контактах частинок з водою виникає електричне поле з надлишковою енергією на їх поверхні, що і обумовлює притягнення води до поверхні мінеральних частинок. Величина поверхнево-молекулярних сил у поверхні мінеральних частинок дуже значна та визначається властивостями поверхні породи, тобто ступенем її гідрофільності, однак, (по мірі віддалення від частинки) величина цих сил швидко падає до нуля.

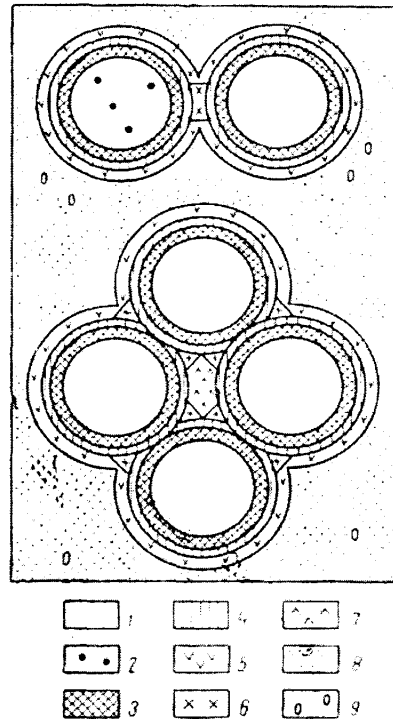


Рис. 1.5 - Характер розміщення води в порід:

- 1 – мінеральні частинки порід;
- 2 – мінерали з включенням води;
- 3 – адсорбована вода;
- 4 – ліосорбована вода;
- 5 – капілярна вода;
- 6 – стикова вода;
- 7 – сорбційно-замкнута вода;
- 8 – вільна гравітаційна вода;
- 9 – пароутворення у вільній воді.

Вивченням властивостей зв'язаної води займалися відомі вчені США, такі як Дж. Амикс та ін. [35], Маскетт М. [78], Пирсон С.Д. [82], Джонс П.Дж [36] в рамках вивчення фізики нафтового пласта та впливу різних факторів на параметри продуктивних горизонтів. Цінність їх дослідження полягає у тому, що вони базуються на значному об'ємі експериментальних даних.

Розглянемо вплив капілярних сил на залишкову водонасиченість відповідно до даних вище вказаних авторів. Зі зменшенням радіуса порових каналів зростає кривизна менісків, а відповідно зростає капілярний тиск та створюються умови для утримання залишкової води в пористому середовищі. У праці Дж. Амикса та інших

[35] приводяться дані дослідження залежності капілярних тисків від водонасиченості середовища. Аналіз результатів досліджень дає можливість зробити наступні узагальнення, а саме:

- капілярний тиск – основний фактор, що характеризує здатність до руху залишкової води;
- капілярний тиск має тенденцію прагнути до нуля при водонасиченості, що наближається до 100 %, та збільшуватися до нескінченності при водонасиченості, що наближається до нуля;
- стрімке зростання капілярного тиску для незцементованих пісковиків спостерігається при значеннях водонасиченості в межах 6–15 %. Зону, коли значення водонасиченості лежить у межах 15–35 %, можна назвати перехідною зоною. У цій зоні спостерігається стійка тенденція до зростання капілярного тиску при зменшенні водонасиченості. У тій частині його значень, коли водонасиченість зменшується від 100 до 35%, спостерігається стабільне значення капілярного тиску.

Отже, якщо прийняти до уваги дані по структурі залишкової води, можна стверджувати, що капілярний тиск розподіляється наступним чином:

- найменше меніскові та капілярні сили впливають на вільну гравітаційну воду;
- найбільший вплив цих сил відчуває на собі контактна та ліосорбована вода;
- адсорбована вода практично не піддається впливу капілярних сил. Основні сили, що діють на цю частину води, це поверхнево–молекулярні сили.

Вплив залишкової води на режими фільтрації нафти і газу досліджував Дж.Амикс, Джонс.П. Дж. Окремо питаннями впливу на режими фільтрації газу в покладах, за наявності залишкової водонасиченості, вивчали Щелкачев В.Н. [116]. Кристеа Н. [64], [65], Закиров С.Н [44]. та ін.

Розглянемо основні положення, пов'язані з впливом зв'язаної (залишкової) води на режим фільтрації газу.

Уперше звернув увагу на наявність впливу зв'язаної води в покладі на режим фільтрації Щелкачев В.Н. [116]. У своїй праці він вказує на результати експериментальних досліджень залежності фазових проникностей води та газу від водонасиченості при їх спільній фільтрації. Автор приводить результати експериментальних досліджень з вивчення залежності між фазовими проникностями газу та води від водонасиченості. За результатами дослідів були побудовані графічні залежності фазових проникностей від водонасиченості для різних типів порід. Всі отримані залежності мають спільні риси. Графічна залежність фазових проникностей від водонасиченості для незцементованих пісковиків представлена на рис. 1.6.

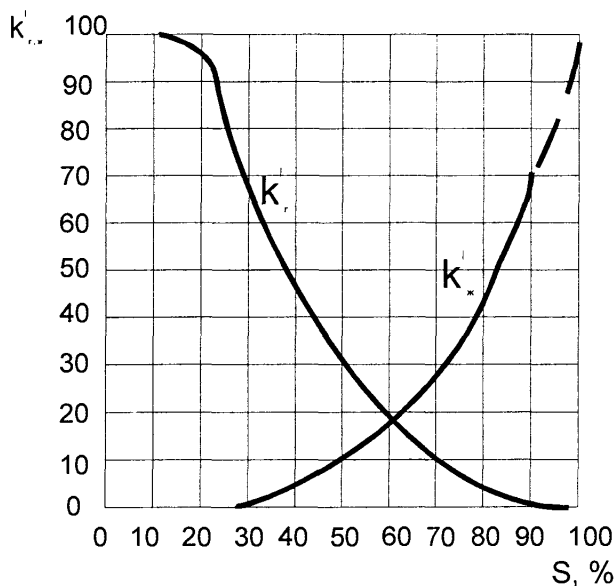


Рис. 1.6. - Залежність фазових проникностей газу

та води від водонасиченості для незцементованих пісковиків

Для зцементованих пісковиків були отримані залежності, які дещо різняться від попередніх. Графічна залежність фазових проникностей від водонасиченості для зцементованих пісковиків представлена на рис. 1.7.

На основі аналізу експериментів автор робить висновки, що за наявності в поровому просторі незцементованих пісковиків до 20 % рідини, а для зцементованих пісковиків до 50 % рідини фазова проникність для рідкої фази $k_p^l = 0$, а фазова проникність (цю величину іноді називають відносною проникністю) для газової фази $k_2^l = 90\%$ – для незцементованих пісковиків та $k_2^l = 98\%$ для зцементованих піско-

Виків. Значення фазових проникностей взяті у відсотковому відношенні до проникності відповідного пористого середовища при фільтрації одного фазного середовища.

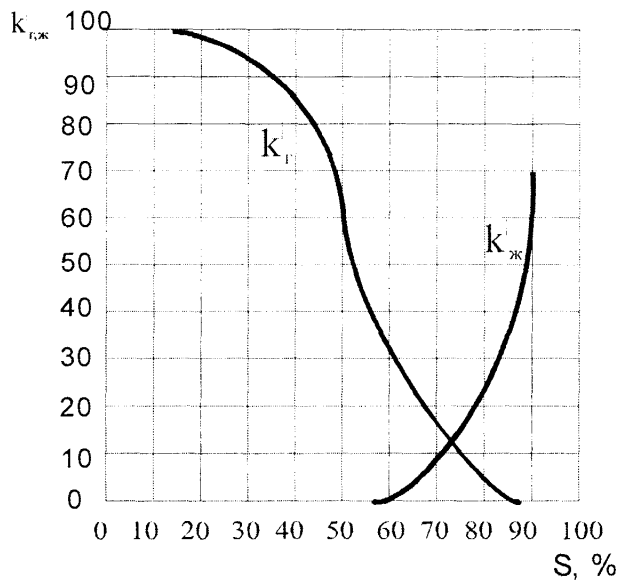


Рис. 1.7 - Залежність фазових проникностей газу та води від водонасиченості для зцементованих пісковиків.

Приведені дані показують, що при видобутку зі свердловин чистого газу в поровому просторі покладу може бути від 20 до 50 % нерухомої рідини (в якості рідини слід розуміти зв'язану воду). Крім того, автором констатується той факт, що в'язкість та поверхневий натяг рідини незначно впливає на характер кривих. Враховуючи той факт, що основними чинником, що впливає на в'язкість та поверхневий натяг є мінералізація зв'язаної води, можна зробити висновок, що мінералізація зв'язаної води несуттєво вплине на фазову проникність газу.

Дж. Амикс у своїй роботі [35] також приводить аналогічні результати досліджень на різних типах порід. Він вказує, що отримані залежності для фазових проникностей по газу від насиченості середовища рідкою фазою є типові та несуттєво залежать від властивостей газу, а, в основному, залежать від особливостей будови пористого середовища.

Аналогічні результати дослідження фазової проникності приведені в роботі Кристеа Н. [64], де представлені результати вивчення фазових проникностей для рі-

зних типів порід. Виведені спільні якісні характеристики кривих фазових проникностей. Приведемо лише ті, які мають відношення до газового режиму роботи сховища:

- Наближення фазової проникності рідини до нуля при насиченості рідиною значно більшою від нуля.
- Стрімке збільшення проникності по газу з одночасним зменшенням насиченості рідиною.
- Досягнення відносної проникності газу 100 % перед тим, коли насиченість рідиною стане рівною нулю.

Загальне пояснення такій динаміці руху двофазного середовища в покладі наступне. У такому середовищі фазою, що змочує поверхню мінеральних частинок, є рідина (а саме вода), а фазою, що не змочує поверхню частинок породи, є газ. Таким чином газ у першу чергу займає внутрішню частину порового простору. Ця частина простору має найменший опір при фільтрації, тому часткове заповнення цих пор призведе до значного падіння фазової проникності по рідині. Постійне зростання насиченості газом викличе подальше падіння насиченості по рідині та фазової проникності рідини. У кінцевому результаті рідка фаза утворить тонкий капілярний шар навколо зерен мінеральної породи, що призведе до зменшення фазової проникності рідини до нуля. Подальше насичення породи рідиною при проникності, що дорівнює нулю, пояснюється утворенням кілець рідини на контактах зерен у пористому середовищі. На думку автора залишкова вода може займати значну частину пористого середовища. Величина залишкової водонасиченості залежить від природи, форми та розподілу зерен, а також від цементації.

Аналогічними дослідженнями фазових проникностей у пористому середовищі займалися дослідники з різних країн. Так, аналогічні результати з вивчення фазових проникностей покладів ПСГ були отримані Шимко Р.Я. [110], Курбановим А.К. [68].

Наявність та вплив залишкової води на режим розробки газових та газоконденсатних родовищ зауважена в роботі Закирова С.Н. [42], де приведені результати розробок на виснаження газових родовищ та вказано на наявність таких процесів, як

винос залишкової води потоком газу, збільшення продуктивності свердловин, об'ємне розширення залишкової води, виділення газу із залишкової води, випаровування залишкової води, витіснення зв'язаної води з покладу.

Окремо велися дослідження вмісту зв'язаної води в різних типах породи. Так, Дж. Амикс констатує факт значного вмісту залишкової води в покладі та робить припущення, що водонасиченість, яка відповідає нульовій проникності рідини, і є залишковою водонасиченість, Кристеа Н. [65] у своїй праці стверджує, що вміст залишкової води в пісковиках може коливатися від 20 до 60 % в залежності від типу породи. Аналогічної думки притримуються Гимматудинов Ш.К., Джонс П. Д. та інші. Однак, точне визначення кількості залишкової водонасиченості в більшості випадків визначити неможливо. Дослідження кернів на залишкову водонасиченість в Україні не проводилися. Лише в останні роки під час розробки на виснаження газових родовищ України проводиться відбір кернів з метою дослідження на залишкову водонасиченість.

Існує декілька методів розрахунку залишкової водонасиченості :

- Графічний метод розрахунку в залежності від проникності породи, запропонований Дж. Амиксом, Джонсом П.Д.
- Аналітичний метод за залежностями, що базуються на аналізі багаточисельних кернів породи.
- Розрахунок за даними інтерпретації каротажних діаграм.

Аналітичні залежності в своїх роботах приводять Гимматудинов Ш.К. [17], Коротчаєв Ю.П. [61], Ширковський А.І. [113].

Зупинимось детально на графічному методі. Відповідно до графічного методу визначення в залежності від типу породи та проникності за номограмою залишкову водонасиченість. Така номограма побудована для пісковиків Джонсом П.Дж. [36] у межах проникності від 2 мДс до 10 Дс. Номограма для визначення залишкової водонасиченості в залежності від проникності для пісковиків приведена на рис. 1.8.

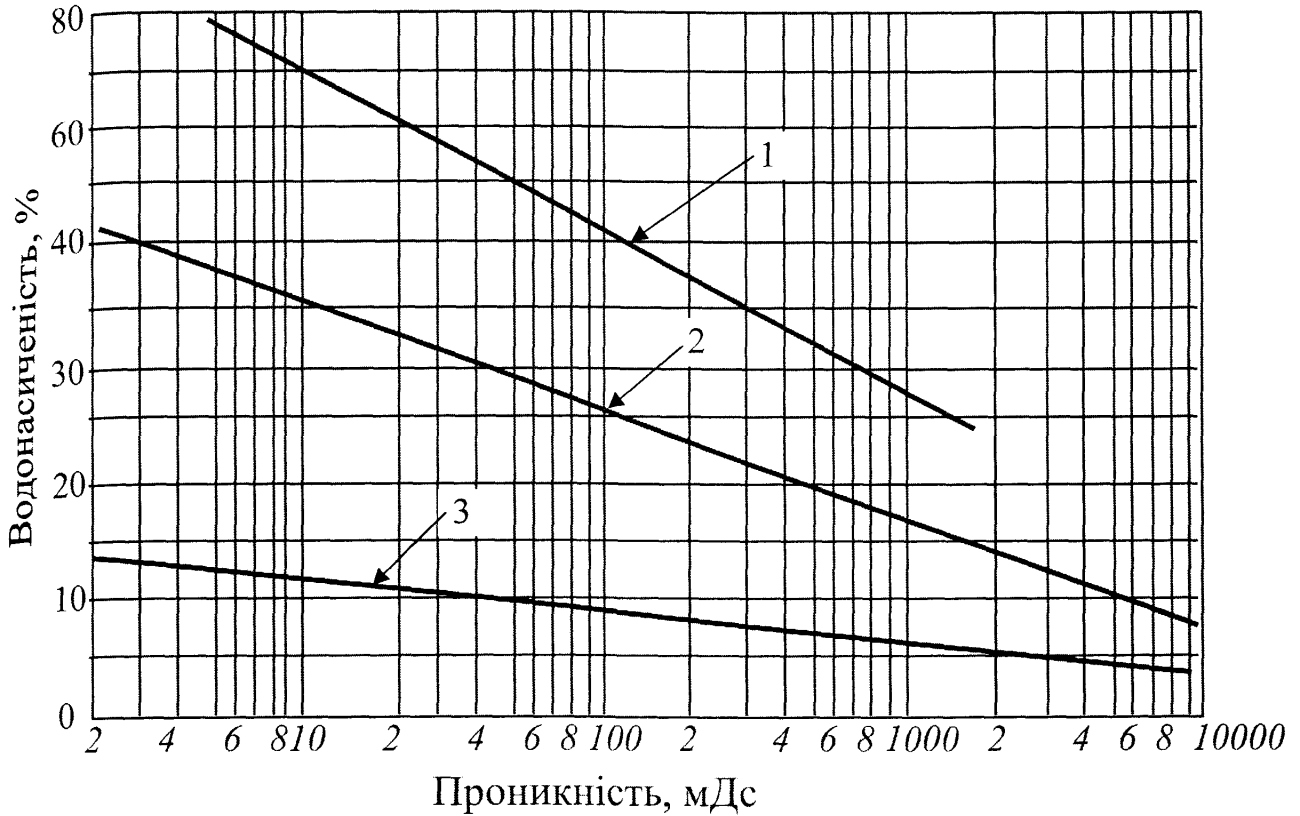


Рис. 1.8 - Залежність залишкової водонасиченості від проникності для пісковиків різних типів:

- 1-дрібнозернисті пісковики;
- 2-середньозернисті пісковики;
- 3-крупнозернисті пісковики, вапняки, доломіти.

Аналітичні залежності для визначення залишкової водонасиченості виведені на основі аналізу результатів випробовувань кернів порід. Ширковський А.І. у своїй праці [113] приводить наступні залежності:

$$S_n = 0,337 - 0,155 \times \log \frac{k_o}{m_o}, \quad (1.20)$$

$$S_{nc} = 0,182 - 0,1 \times \log \frac{k_o}{m_o}, \quad (1.21)$$

де S_n , S_{nc} – відповідно залишкова водонасиченість для пісків та пісковиків у долях одиниць;

k_o – абсолютна проникність в Дс;

m_o – відкрита пористість – у долях одиниць.

Гимматудинов Ш.К. [17] приводить дещо інші залежності, хоча принципової відмінності в них немає:

$$S_n = 0,437 - 0,155 \times \log \frac{k_o}{m_o}, \quad (1.22)$$

$$S_{nc} = 0,283 - 0,1 \times \log \frac{k_o}{m_o}, \quad (1.23)$$

$$S_{ван} = 0,183 - 0,1 \times \log \frac{k_o}{m_o}, \quad (1.24)$$

де S_n , S_{nc} , $S_{ван}$ – відповідно залишкова водонасиченість для пісків та пісковиків та вапняків у долях одиниць;

k_o – абсолютна проникність в мДс;

m_o – відкрита пористість у відсотках.

Як видно, ці залежності однакові, та другий доданок рівнянь $\log \frac{k_o}{m_o}$ є типовим

для визначення залишкової водонасиченості. Ще Дж. Амикс вказував, що залежність водонасиченості від логарифма проникності практично лінійна.

Визначення залишкової водонасиченості можливе за даними промислових геофізичних досліджень свердловин після буріння. Методика базується на визначенні електричного опору порід при 100 % насиченні вологою (наприклад, законтурні свердловини або обводнені свердловини) та визначенні електричного опору газоносної частини покладу. Водонасиченість розраховують за формулою :

$$W^2 = \frac{R_0}{R}, \quad (1.25)$$

де W – водонасиченість покладу в долях одиниць;

R_0, R – відповідно електричний опір при 100 % насиченості та електричний опір дослідної ділянки покладу.

Від точності визначення опору при 100% насиченості залежить якість розрахунку вологості в покладі, особливо при низьких значеннях опору порід.

Підсумовуючи результати аналізу наукових джерел, можна відмітити наступне:

- У породах, що складають газонасичений об'єм ПСГ, завжди присутня частина пластової, так званої залишкової або зв'язаної води.

Структура зв'язаної води досить складна, та в ній виділяють наступні типи вод:

- міцно зв'язана (адсорбована);
- слабо зв'язана вода (ліосорбована);
- капілярна вода.

Всі три основні типи вод відрізняються за фізичними та хімічними властивостями.

Зв'язана вода в значній мірі зменшує проникність покладу.

Вміст зв'язаної води в породах залежить, в основному, від структури породи, що складає газонасичений об'єм сховища. Основними чинниками, що визначають вміст зв'язаної води в пластах, є проникність і пористість.

Вміст зв'язаної води в пластах – колекторах коливався в межах 10–30 %, для умов ПСГ України. Така розбіжність пояснюється значною неоднорідністю порід, що складають продуктивні горизонти сховищ.

1.5 Постановка задач досліджень

Аналіз наукових джерел, що присвячені питанням формування штучних покладів підземних сховищ газу показує, що основну увагу дослідники приділяли сховищам, що створені у водоносних горизонтах та у виснажених газових покладах, які працюють у водонапірному та пружноводонапірному режимі роботи. Такий науковий інтерес пов'язаний, у першу чергу, з історичними основами створення системи ПСГ в Україні. Перші сховища були створені у водоносних структурах (Олишівське ПСГ), найбільші сховища України, такі як Більче-Волиця-Угерське, Вергунське, Солюхівське працюють у пружноводонапірному режимі роботи. Питання, щодо формування активного газонасиченого порового об'єму сховищ, які працюють у газовому режимі, потребують додаткових наукових досліджень.

Приведений аналіз показників експлуатації Дашавського газового родовища дозволяє стверджувати, що режим розробки на виснаження від початку створення та до етапу переведення його в режим ПСГ був газовий. Прояви водонапірного режиму навіть на завершальному етапі розробки не спостерігалися. Отже, можна прогнозу-

вати, що і режим роботи сховища також буде відповідати режиму роботи колишнього родовища, однак цей факт слід підтвердити повним аналізом циклічної експлуатації сховища.

Відповідно до положень підземної гідравліки та гідрогеології нафтових та газових покладів можна стверджувати про наявність значної кількості залишкової води у покладах колишніх газових родовищ, навіть тоді, коли родовище не мало явно вираженого руху пластових вод. Факт наявності залишкової води у покладах сховищ залишився без уваги на етапі проектування ПСГ, а отже не був урахований вплив залишкової води, не були прогнозовані зміни в пористому середовищі під час циклічної експлуатації сховища за рахунок зміни водонасиченості. Очевидно, що слід провести наукові дослідження, які дали б змогу оцінити зміни в поровому просторі сховища за рахунок часткового осушення покладів від залишкової води, роздренування застійних зон сховища.

Виходячи з вище вказаного, можна стверджувати, що є необхідність розробити математичну модель осушення продуктивного горизонту під час циклічної експлуатації сховища, провести дослідження формування активного порового об'єму сховищ, що працюють у газовому режимі роботи. З метою розв'язання поставлених важливих задач слід детально розглянути наступні питання:

- провести аналітичні дослідження зміни водонасиченості порового простору під час циклів нагнітання – відбір;
- провести експериментальні дослідження зміни водонасиченості пористого середовища в процесі моделювання циклів нагнітання – відбір;
- провести математичне моделювання процесу витіснення залишкової води з продуктивного горизонту Дашавського ПСГ з встановленням закономірностей процесу осушення покладу;
- провести статистичні дослідження формування активного газонасиченого порового об'єму Дашавського ПСГ шляхом побудови годографів циклічної експлуатації;
- надати оцінку впливу застійних зон на ємність та характер експлуатації ПСГ.

РОЗДІЛ 2

ТЕОРЕТИЧНЕ ОБҐРУНТУВАННЯ ПРОЦЕСУ ОСУШЕННЯ ПОРОВОГО ПРОСТОРУ ПСГ

2.1 Постановка задачі

Режими роботи пластової системи підземних сховищ газу визначаються характером протікання газогідродинамічних процесів у пористому середовищі, а тому вивчення впливу властивостей пористого середовища на характер фільтрації газу має вирішальне значення під час розв'язання задач з прогнозування режимів роботи ПСГ.

Питання впливу залишкової водонасиченості на характер фільтрації газу вивчалось детально науковцями світу, з питань розробки нафтових та газових родовищ. Основи лінійної фільтрації газів у пористому середовищі викладені в роботах Щелкачова В.Н. [116], Чарного І.А. [107], [108], Лапук Б.Б. [69], Баснієва К.С. [6]. Подальший розвиток наукових основ підземного зберігання газу викладений у працях Ширковського А.І., Левикіна Е.В. [115], Гімера Р.Ф. [23], [20], Хейна А.А. [102], Коротаєва Ю.П. [63] та інших. Однак, питанню впливу циклічної експлуатації на параметри покладів практично не приділялося уваги. Детально процес осушення пористого середовища під час розробки на виснаження газового родовища вивчав Ширковський А.І. [113] та прийшов до висновку, що протягом усього періоду розробки на виснаження осушенню піддається лише привибійна зона свердловини, а в цілому пласт не зазнає змін у залишковій водонасиченості. Однак, в його праці не розглядався режим нагнітання ненасиченого вологою природного газу в обсязі, який співставимий із початковими запасами родовища. Тому доцільно детально розглянути процес осушення порового простору під час циклічної експлуатації покладів ПСГ. Особливу увагу слід приділити режиму відбору газу зі сховища, під час проведення розрахунків слід урахувати особливості геологічної будови сховищ, наявність застійних зон та зон із пониженою фільтрацією [38], [40], [45], [55].

Питання осушення водоносного пласта колектора при створенні ПСГ вивчали Чарний І.А. [105], Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. [103], [104], Кулієв А.М. [66], Коротаєв Ю.П. [62], Солдаткін Г.І. [90] та інші.

2.2 Розробка математичної моделі осушення продуктивного горизонту

Вологовміст природного газу (в стані повного насичення) визначається за залежністю [52]

$$W = \left(B(t) + \frac{A(t)}{P} \right) \cdot k_1 \cdot k_2, \quad (2.1)$$

де $B(t)$, $A(t)$ - коефіцієнти, що визначаються в залежності від температури газу; k_1 , k_2 відповідно коефіцієнти, що враховують склад газу та мінералізацію води.

Відповідно до положень підземної гідравліки [116] запишемо закон збереження маси та рівняння нерозривності потоку газу при ізотермічній фільтрації, а саме:

$$\operatorname{div} \bar{V} + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right) = 0, \quad (2.2)$$

$$\operatorname{div}(W \cdot \bar{V}) + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(S + \frac{(1-S) \cdot \rho \cdot W}{f \cdot \rho_0} \right) = 0, \quad (2.3)$$

де f - коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму газової фази внаслідок вмісту в природному газі водяних парів

$$f = 1 + \frac{22,4 \cdot T_0 \cdot W}{273 \cdot M_{\text{вод}} \cdot \rho_{\text{вод}}}, \quad (2.4)$$

де $M_{\text{вод}}$, $\rho_{\text{вод}}$ - відповідно молекулярна маса та густина води;

T_0 - стандартна температура (293 К);

T - пластова температура (величина незмінна);

S - водонасиченість порового простору.

Розпишемо $\operatorname{div}(W \bar{V})$ наступним чином:

$$\operatorname{div}(W \bar{V}) = W \operatorname{div} \bar{V} + \bar{V} \operatorname{grad} W, \quad (2.5)$$

тоді :

$$W \operatorname{div} \bar{V} + \bar{V} \operatorname{grad} W + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(S + \frac{(1-S) \cdot \rho \cdot W}{f \cdot \rho_0} \right) = 0, \quad (2.6)$$

підставимо з рівняння (2.5) у рівняння значення $\operatorname{div} \bar{V}$

$$-W \cdot m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right) + \bar{V} \operatorname{grad} W + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} + m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho \cdot W}{f \cdot \rho_0} \right) = 0 \quad (2.7)$$

та розпишемо четвертий доданок рівняння в наступному вигляді:

$$\frac{m_0 \cdot (1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \cdot \frac{\partial W}{\partial t} + m_0 \cdot W \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right), \quad (2.8)$$

тоді отримаємо таке рівняння

$$-W \cdot m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right) + \bar{V} \operatorname{grad} W + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{m_0 \cdot (1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \cdot \frac{\partial W}{\partial t} + W \cdot m_0 \cdot \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{(1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \right) = 0. \quad (2.9)$$

Після скорочення отримаємо:

$$\bar{V} \operatorname{grad} W + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} + \frac{m_0 \cdot (1-S) \cdot \rho}{f \cdot \rho_0} \cdot \frac{\partial W}{\partial t} = 0. \quad (2.10)$$

Розпишемо $\operatorname{grad} W$ як $\operatorname{grad} W = \frac{\partial W}{\partial r}$, тоді з рівняння (2.4) визначимо значення

$\frac{\partial W}{\partial r}$ та $\frac{\partial W}{\partial t}$ прийнявши, що $A' = A(t) \cdot k_1 \cdot k_2$.

$$\text{Тоді} \quad \frac{\partial W}{\partial r} = A' \cdot \frac{\partial}{\partial r} \left(\frac{1}{P} \right) = -\frac{A'}{P^2} \cdot \frac{dP}{dr}, \quad (2.11)$$

$$\frac{\partial W}{\partial t} = -\frac{A'}{P^2} \cdot \frac{dP}{dt}, \quad (2.12)$$

$$\bar{V} = -\frac{k(S) \cdot \rho}{\mu \cdot f \cdot \rho_0} \cdot \operatorname{grad} P = -\frac{k(S) \cdot \rho}{\mu \cdot f \cdot \rho_0} \cdot \frac{\partial P}{\partial r}, \quad (2.13)$$

де μ – динамічна в'язкість газу за пластових умов, Па·с;

$k(S)$ – фазова проникність по газу;

ρ – густина газу за пластових умов, кг/м³;

ρ_0 – густина газу за стандартних умов, кг/м³.

Підставимо вирази (2.11), (2.12) та (2.13) у рівняння (2.10)

$$\frac{k(S)}{\mu \times f} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{A'}{P^2} \cdot \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 - \frac{m_0 \cdot (1-S)}{f} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{A'}{P^2} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.14)$$

Із рівняння плоскорадіальної фільтрації реального газу [6] :

$$\frac{\partial P}{\partial r} = - \frac{\mu \cdot P_0 \cdot Q \cdot f \cdot z}{k(S) \cdot F \cdot P}, \quad (2.15)$$

$$\frac{\partial P}{\partial t} = - \frac{Q \cdot P_0 \cdot f \cdot T \cdot z}{\Omega_0 \cdot (1-S) \cdot T_0}, \quad (2.16)$$

де Q – дебіт свердловини, приведений до стандартних умов, м³/с;

P_0 – атмосферний тиск за стандартних умов, Па;

z – коефіцієнт стисливості газу;

F – площа поперечного перерізу фільтрації, м²;

P – середньозважений по об'єму пластовий тиск, Па;

Ω_0 – початковий поровий об'єм покладу, м³.

Підставимо рівняння (2.15) та (2.16) у рівняння (2.14) та отримаємо наступний

вираз:

$$\frac{A'}{P^2} \cdot \frac{k(S)}{\mu \times f} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \left(\frac{\mu^2 \cdot P_0^2 \cdot Q^2 \cdot f^2 \cdot \bar{z}^2}{k(S)^2 \cdot F^2 \cdot P^2} \right) + \frac{A'}{P^2} \cdot \frac{m_0 \cdot (1-S)}{f} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \left(\frac{Q \cdot P_0 \cdot f \cdot T \cdot \bar{z}}{\Omega_0 \cdot (1-S) \cdot T_0} \right) + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.17)$$

Після скорочення рівняння вираз (2.17) прийме вигляд

$$\frac{A'}{P^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{\mu \cdot P_0^2 \cdot Q^2 \cdot f \cdot \bar{z}^2}{k(S) \cdot F^2 \cdot P^2} + \frac{A' \cdot m_0}{P^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{Q \cdot P_0 \cdot T \cdot \bar{z}}{\Omega_0 \cdot T_0} + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.18)$$

Виходячи з рівняння розробки покладу при газовому режимі

$$Q = \frac{T_0 \cdot \Omega_0 \cdot (1-S)}{P_0 \cdot T \cdot f \cdot \bar{z}} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t}. \quad (2.19)$$

Підставимо залежність (2.19) в отриманий вираз (2.18)

$$\begin{aligned} & \frac{A'}{P^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{\mu \cdot P_0^2 \cdot Q \cdot f \cdot \bar{z}^2}{k(S) \cdot F^2 \cdot P^2} \cdot \left(\frac{T_0 \cdot \Omega_0 \cdot (1-S)}{P_0 \cdot T \cdot f \cdot \bar{z}} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} \right) + \\ & + \frac{A' \cdot m_0}{P^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{P_0 \cdot T \cdot \bar{z}}{\Omega_0 \cdot T_0} \cdot \left(\frac{T_0 \cdot \Omega_0 \cdot (1-S)}{P_0 \cdot T \cdot f \cdot \bar{z}} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} \right) + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \end{aligned} \quad (2.20)$$

Після скорочення рівняння (2.20) прийме такий вигляд:

$$\frac{A' \cdot \rho}{P^2} \cdot \frac{\mu}{\rho_0} \cdot \frac{P_0^2 \cdot Q \cdot \bar{z}}{k(S) \cdot F^2 \cdot P^2} \cdot \frac{T_0 \cdot \Omega_0 \cdot (1-S)}{P_0 \cdot T} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{A' \cdot m_0}{P^2} \cdot \frac{\rho}{\rho_0} \cdot \frac{(1-S)}{f} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.21)$$

Використовуємо рівняння стану газу в наступному вигляді:

$$\frac{\rho}{\rho_0} = \frac{T_0 \cdot P \cdot z_0}{T \cdot z \cdot P_0}, \quad z_0 = 1. \quad (2.22)$$

Підставимо відношення $\frac{\rho}{\rho_0}$ із рівняння (2.22) у рівняння (2.21) та отримаємо

наступну залежність:

$$\frac{A' \cdot T_0 \cdot P \cdot z_0}{P^2 \cdot T \cdot z \cdot P_0} \cdot \frac{\mu}{k(S)} \cdot \frac{P_0^2 \cdot Q \cdot (1-S) \cdot \bar{z}}{F^2 \cdot P^2} \cdot \frac{T_0 \cdot \Omega_0}{P_0 \cdot T} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{A' \cdot m_0}{P^2} \cdot \frac{T_0 \cdot P \cdot z_0}{T \cdot z \cdot P_0} \cdot \frac{(1-S)}{f} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.23)$$

Після скорочення величин отримаємо таке рівняння:

$$\frac{A' \cdot T_0}{P^3} \cdot \frac{\mu}{T} \cdot \frac{Q \cdot (1-S)}{k(S)} \cdot \frac{T_0 \cdot \Omega_0}{F^2} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{A' \cdot m_0}{P} \cdot \frac{T_0}{T \cdot \bar{z} \cdot P_0} \cdot \frac{(1-S)}{f} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + m_0 \cdot \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.24)$$

Поділимо кожен доданок на m_0 та отримаємо вираз (2.25)

$$\frac{A' \cdot T_0}{P^3} \cdot \frac{\mu}{T} \cdot \frac{Q \cdot (1-S)}{k(S)} \cdot \frac{T_0 \cdot \Omega_0}{F^2} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{A'}{P} \cdot \frac{T_0}{T \cdot \bar{z} \cdot P_0} \cdot \frac{(1-S)}{f} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.25)$$

Після перетворення отримаємо:

$$\frac{A' \cdot \mu \cdot \Omega_0 \cdot (1-S) \cdot T_0^2 \cdot Q}{k(S) \cdot F^2 \cdot m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{1}{P^3} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{A' \cdot T_0 (1-S)}{T \cdot \bar{z} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{1}{P} \cdot \frac{\partial \bar{P}}{\partial t} + \frac{\partial S}{\partial t} = 0. \quad (2.26)$$

Перейдемо від часткових похідних до повних диференціалів функції

$$\frac{A' \cdot \mu \cdot \Omega_0 \cdot (1-S) \cdot T_0^2 \cdot Q}{k(S) \cdot F^2 \cdot m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{P^3} + \frac{A' \cdot T_0 (1-S)}{T \cdot \bar{z} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{P} = dS. \quad (2.27)$$

Прийmemo наступні припущення для подальших розрахунків:

$k(S) = k_0 \cdot (1-S)$ за незначних змін насиченості можна вважати, що проникність змінюється за лінійним законом;

$\mu = \mu_{cp}$ – прийmemo, що динамічна в'язкість для умов ПСГ змінюється незначно, та

в подальших розрахунках будемо визначати за залежністю [60]

$$\mu_{cp} = (0,0316 \cdot T + 0,175 \cdot P_{cp} + 1,628) \cdot 10^{-6}, \quad (2.28)$$

де μ_{cp} – середня динамічна в'язкість газу, $Pa \cdot c$;

- пластова температура ($T = const$), К;

, - середній пластовий тиск у ПСГ, МПа. Прийmemo, що середній тиск дорівнює середньозваженому за об'ємом тиску у сховищі;

$= const$ - коефіцієнт, що враховує збільшення об'єму газової фази внаслідок вмісту в газі водяної пари;

$= z_{cp}$ - середній коефіцієнт стисливості природного газу в сховищі. Визначається залежністю Касперовича В.К. [59]:

$$z_{cp} = 1 - 5,5 \cdot \frac{P_{cp} \cdot \Delta^{1,3}}{T^{3,3}}, \quad (2.29)$$

де Δ - відносна густина газу по повітрю.

Для другого додатка рівняння (2.27) прийmemo, що $1 - S \approx 1$.

Отже рівняння (2.27) прийме вигляд

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{P^3} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{P} = dS. \quad (2.30)$$

Для плоскорадіальної фільтрації реального газу в покладі в процесі відбору газу запишемо рівняння розподілу тиску в залежності від віддалі r :

$$P(r) = \sqrt{P_K^2 - \frac{P_K^2 - P_c^2}{\ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)} \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r}\right)}, \quad (2.31)$$

де P_K - тиск на контурі живлення, Па;

P_c - тиск на віддалі r від свердловини, Па;

R_K - радіус контуру живлення, м;

R_c - радіус свердловини, м;

r - віддаль від свердловини, м.

Об'ємна витрата газу (за атмосферних умов) визначається за залежністю

$$Q = \frac{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{noch}) \cdot h \cdot T_0 \cdot (P_K^2 - P_c^2)}{\mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f \cdot \ln\left(\frac{R_K}{r_c}\right)}, \quad (2.32)$$

де $S_{поч}$ – початкова водонасиченість покладу;

h – товщина покладу, м;

k_0 – початкова фазова проникність.

Виразимо залежність $\frac{(P_\kappa^2 - P_c^2)}{\ln\left(\frac{R_\kappa}{r_c}\right)}$ із рівняння (2.32), а саме:

$$\frac{(P_\kappa^2 - P_c^2)}{\ln\left(\frac{R_\kappa}{r_c}\right)} = \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \quad (2.33)$$

та підставимо в рівняння (2.30).

У результаті отримаємо

$$P(r) = \sqrt{P_\kappa^2 - \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_\kappa}{r}\right)} \text{ або}$$

$$P^2 = P_\kappa^2 - \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_\kappa}{r}\right). \quad (2.34)$$

Прийемо, що тиск на контурі живлення дорівнює середньозваженому за об'ємом порового простору тиску, тоді

$$P^2 = \bar{P}^2 - \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_\kappa}{r}\right). \quad (2.35)$$

Отриманий вираз (2.35) підставимо в рівняння (2.30) та отримаємо наступне рівняння:

$$\frac{A' \cdot \mu \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{\left(\bar{P}^2 - \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_\kappa}{r}\right)\right)^{\frac{3}{2}}} +$$

$$+ \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 - \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_\kappa}{r}\right)}} = dS. \quad (2.36)$$

Позначимо

$$c = \frac{\mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{noch}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r} \right). \quad (2.37)$$

Тоді вираз (2.36) прийме наступний вигляд:

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{(\bar{P}^2 - c \cdot Q)^{\frac{3}{2}}} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 - c \cdot Q}} = dS, \quad (2.38)$$

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \int \frac{d\bar{P}}{(\bar{P}^2 - c \cdot Q)^{\frac{3}{2}}} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \int \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 - c \cdot Q}} = \int dS. \quad (2.39)$$

Після інтегрування отримаємо:

$$\begin{aligned} & \frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \left(\frac{-\bar{P}}{c \cdot Q \cdot (\sqrt{\bar{P}^2 - c \cdot Q})} + C_1 \right) + \\ & + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \left(\ln \left(\bar{P} + \sqrt{\bar{P}^2 - c \cdot Q} \right) \right) + C_2 = S + C_3. \end{aligned} \quad (2.40)$$

Граничні умови для подальшого розрахунку:

- початковий пластовий тиск в ПСГ – P_{noch} ;
- кінцевий середньозважений пластовий тиск – $P_{кін}$;
- водонасиченість на контурі – S_{noch} ;
- кінцева водонасиченість – $S_{кін}$.

Проінтегруємо вираз (2.40) у межах від P_{noch} до $P_{кін}$ та в межах від $S_{кон}$ до

$S_{кін}$

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \int_{P_{кін}}^{P_{noch}} \frac{d\bar{P}}{(\bar{P}^2 - c \cdot Q)^{\frac{3}{2}}} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \int_{P_{кін}}^{P_{noch}} \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 - c \cdot Q}} = \int_{S_{кін}}^{S_{noch}} dS. \quad (2.41)$$

Тоді після інтегрування в указаних межах отримаємо наступний вираз:

$$\begin{aligned} & \frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \left(\frac{P_{кін}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} - \frac{P_{noch}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{noch}^2 - c \cdot Q}} \right) + \\ & + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{noch} + \sqrt{P_{noch}^2 - c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} \right) = S_{noch} - S_{кін}. \end{aligned} \quad (2.42)$$

Визначимо кінцеву водонасиченість із залежності (2.42)

$$S_{кін} = S_{поч} - \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \left(\frac{P_{кін}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} - \frac{P_{поч}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{поч}^2 - c \cdot Q}} \right) - \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 - c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} \right). \quad (2.43)$$

У другому додатку рівняння (2.43) запишемо вираз $c \cdot Q$ у наступному вигляді

$$c \cdot Q = P_{поч}^2 - P_{кін}^2. \quad (2.44)$$

Підставимо вираз (2.44) у рівняння (2.43) та отримаємо залежність для визначення кінцевої водонасиченості:

$$S_{кін} = S_{поч} - \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{поч}^2 - P_{кін}^2)} \cdot \left(\frac{P_{кін}}{\sqrt{P_{кін}^2 - P_{поч}^2 + P_{кін}^2}} - \frac{P_{поч}}{\sqrt{P_{поч}^2 - P_{поч}^2 + P_{кін}^2}} \right) - \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 - c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} \right). \quad (2.45)$$

Після перетворення отримаємо:

$$S_{кін} = S_{поч} - \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{поч}^2 - P_{кін}^2)} \cdot \left(\frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} - \frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right) - \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 - c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 - c \cdot Q}} \right). \quad (2.46)$$

Визначимо зміну водонасиченості на контурі живлення, прийнявши, що $r = R_{к}$, з врахуванням рівняння (2.37) стала величина c :

$$c = \frac{\mu_{ср} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{ср} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln \left(\frac{R_{к}}{r} \right) = 0. \quad (2.47)$$

Визначимо зміну водонасиченості на контурі за період відбору газу:

$$S_{кін} = S_{поч} - \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{поч}^2 - P_{кін}^2)} \cdot \left(\frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} - \frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right) - \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right). \quad (2.48)$$

Проведемо аналогічні розрахунки для режиму нагнітання газу в сховище.

Вихідним рівнянням буде залежність (2.30).

Для плоскорадіальної фільтрації реального газу в покладі в процесі нагнітання газу запишемо рівняння розподілу тиску в залежності від віддалі r

$$P(r) = \sqrt{P_{\kappa}^2 + \frac{P_c^2 - P_{\kappa}^2}{\ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r}\right)}. \quad (2.49)$$

Об'ємна витрата газу (за атмосферних умов) визначається за залежністю

$$Q = \frac{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{\text{ноч}}) \cdot h \cdot T_0 \cdot (P_c^2 - P_{\kappa}^2)}{\mu_{\text{сп}} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{\text{сп}} \cdot f \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)}. \quad (2.50)$$

Виразимо залежність $\frac{(P_c^2 - P_{\kappa}^2)}{\ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)}$ з рівняння (2.50), а саме:

$$\frac{(P_c^2 - P_{\kappa}^2)}{\ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r_c}\right)} = \frac{Q \cdot \mu_{\text{сп}} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{\text{сп}} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{\text{ноч}}) \cdot h \cdot T_0}. \quad (2.51)$$

Підставимо (2.50) у рівняння (2.49):

$$P(r) = \sqrt{P_{\kappa}^2 + \frac{Q \cdot \mu_{\text{сп}} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{\text{сп}} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{\text{ноч}}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r}\right)}$$

або
$$P^2 = P_{\kappa}^2 + \frac{Q \cdot \mu_{\text{сп}} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{\text{сп}} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{\text{ноч}}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r}\right). \quad (2.52)$$

Прийmemo, що тиск на контурі живлення дорівнює середньозваженому по об'єму порового простору тиску, тоді

$$P^2 = \bar{P}^2 + \frac{Q \cdot \mu_{\text{сп}} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{\text{сп}} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{\text{ноч}}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_{\kappa}}{r}\right). \quad (2.53)$$

Підставимо отриману залежність у рівняння (2.30) та отримаємо залежність наступного вигляду:

$$\frac{A' \cdot \mu \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{\left(\bar{P}^2 + \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r}\right) \right)^{\frac{3}{2}}} +$$

$$+ \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 + \frac{Q \cdot \mu_{cp} \cdot P_0 \cdot T \cdot z_{cp} \cdot f}{\pi \cdot k_0 \cdot (1 - S_{поч}) \cdot h \cdot T_0} \cdot \ln\left(\frac{R_k}{r}\right)}} = dS. \quad (2.54)$$

Скористаємося аналогічно режиму відбирання газу позначенням сталої величини c із рівняння (2.37), тоді

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \frac{d\bar{P}}{(\bar{P}^2 + c \cdot Q)^{\frac{3}{2}}} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 + c \cdot Q}} = dS. \quad (2.55)$$

Проінтегруємо в межах від $P_{поч}$ до $P_{кін}$ та в межах від $S_{кін}$ до $S_{поч}$ рівняння (2.55) та отримаємо

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \int_{P_{кін}}^{P_{поч}} \frac{d\bar{P}}{(\bar{P}^2 + c \cdot Q)^{\frac{3}{2}}} + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \int_{P_{кін}}^{P_{поч}} \frac{d\bar{P}}{\sqrt{\bar{P}^2 + c \cdot Q}} = \int_{S_{поч}}^{S_{кін}} dS. \quad (2.56)$$

Отже

$$\frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \left(\frac{P_{поч}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}} - \frac{P_{кін}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right) +$$

$$+ \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right) = S_{кін} - S_{поч} \quad (2.57)$$

або

$$S_{кін} = S_{поч} + \frac{A' \cdot \mu_{cp} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2} \cdot \left(\frac{P_{поч}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}} - \frac{P_{кін}}{c \cdot Q \cdot \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right) +$$

$$+ \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{cp} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right). \quad (2.58)$$

У другому додатку рівняння (2.58) запишемо вираз $c \cdot Q$ у наступному вигляді

$$c \cdot Q = P_{кін}^2 - P_{поч}^2. \quad (2.59)$$

Підставимо вираз (2.59) у другий додаток рівняння (2.58) та отримаємо залежність для визначення кінцевої водонасиченості у вигляді:

$$S_{кін} = S_{поч} + \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{кін}^2 - P_{поч}^2)} \cdot \left(\frac{P_{поч}}{\sqrt{P_{поч}^2 + P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} - \frac{P_{кін}}{\sqrt{P_{кін}^2 + P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} \right) + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right). \quad (2.60)$$

Після перетворення отримаємо наступний вираз:

$$S_{кін} = S_{поч} + \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{кін}^2 - P_{поч}^2)} \cdot \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} - \frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} \right) + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч} + \sqrt{P_{поч}^2 + c \cdot Q}}{P_{кін} + \sqrt{P_{кін}^2 + c \cdot Q}} \right). \quad (2.61)$$

Визначимо зміну водонасиченості на контурі живлення, прийнявши, що $r = R_k$, отже з рівняння (2.37) $c = 0$.

Тоді зміна водонасиченості на контурі в процесі нагнітання газу складає:

$$S_{кін} = S_{поч} + \frac{A' \cdot \mu_{ср} \cdot \Omega_0 \cdot T_0^2 \cdot Q}{k_0 \cdot F^2 m_0 \cdot T^2 \cdot (P_{кін}^2 - P_{поч}^2)} \cdot \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} - \frac{P_{кін}}{\sqrt{2 \cdot P_{кін}^2 - P_{поч}^2}} \right) + \frac{A' \cdot T_0}{T \cdot z_{ср} \cdot P_0 \cdot f} \cdot \ln \left(\frac{P_{поч}}{P_{кін}} \right). \quad (2.62)$$

2.3 Апробація математичної моделі на прикладі Дашавського ПСГ

Проведемо розрахунок зміни водонасиченості на контурі живлення в процесі нагнітання та відбору газу на прикладі Дашавського ПСГ.

Особливості розрахунку осушення покладів Дашавського ПСГ:

1. Розрахунок проводиться по зонах фільтрації (активна, перехідна та застійна зони).
2. В якості вихідних даних використовуються дані циклічної експлуатації ПСГ за період від створення ПСГ до сезону 2002 року.
3. Початкову водонасиченість на контурі живлення приймемо в залежності від фазової проникності по газу для середньозернистих пісковиків.

4. Кінцеву водонасиченість приймаємо відповідно до даних дослідження кернів Краснозаярського газового родовища, що структурно наближені до порід Дашавського ПСГ. За даними досліджень кернів можна зробити висновок, що мінімальна водонасиченість кернів родовища коливається в межах 8–10 %.

Проведемо розрахунки для першої зони Дашавського ПСГ для перших періодів циклічної експлуатації: з листопада 1986 року по вересень 1994 року. Відповідно до проектних даних Дашавського ПСГ були проведені розрахунки зміни водонасиченості покладів сховища за наступних вихідних даних:

- поровий об'єм активної зони Дашавського ПСГ $\Omega = 49,2391 \text{ млн.м}^3$;
- площа активної зони Дашавського ПСГ $S = 19350 \text{ м}^2$;
- початкова водонасиченість $S = 15 \div 24 \%$;
- мінімальна водонасиченість $S_{min} = 8 \div 10 \%$;
- середня пористість пластів–колекторів $m = 24,5 \div 25,5\%$;
- проникність покладів Дашавського ПСГ $k = 225 \div 1335 \text{ мДс}$.

Розрахунки проводилися помісячно. В якості вихідних даних приймалися значення середньозваженого за об'ємом пластового тиску в активній зоні та відповідні значення загального об'єму газу в покладі.

Розрахунок проводився в системі EXCEL, при цьому визначалося значення водонасиченості, зміни водонасиченості у відсотках значення порового об'єму та зміни порового об'єму у відсотках. Розрахунки проводилися для різних значень проникності, а саме для значень: $k = 225, 450, 750, 1335 \text{ мДс}$.

За результатами розрахунків був побудований графік зміни порового об'єму активної зони Дашавського ПСГ для чотирьох обраних значень проникності покладу та початковій водонасиченості в 24 %, рис.2.1.

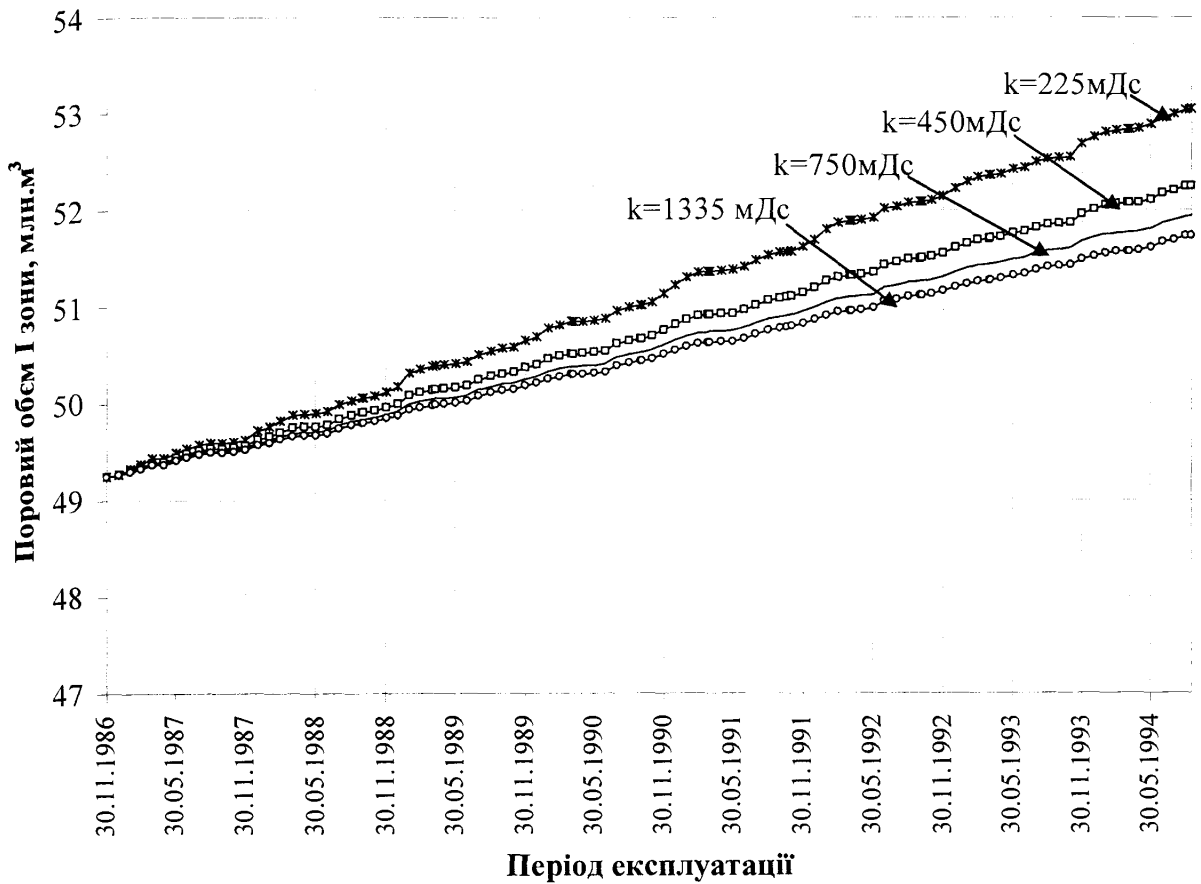


Рис. 2.1 - Зміна порового об'єму активної зони
Дашавського ПСГ впродовж 1986-1994 років

Залежність зміни порового об'єму сховища для всіх прийнятих значень проникності практично лінійна, наявність незначних збурень можна пояснити нерівномірністю темпів нагнітання-відбору.

На рис. 2.2 представлена залежність зміни порового об'єму активної зони Дашавського ПСГ у відсотках.

Як видно з отриманих результатів поровий об'єм активної зони Дашавського ПСГ під час циклічної експлуатації в період з 1986– по 1994 роки осушується в межах від 5,06 % до 7,72 %, тобто при початковому значенні в 49,253 млн.м³ поровий об'єм активної зони за рахунок осушення зростає до 51,732 млн.м³ ÷ 53,041 млн.м³.

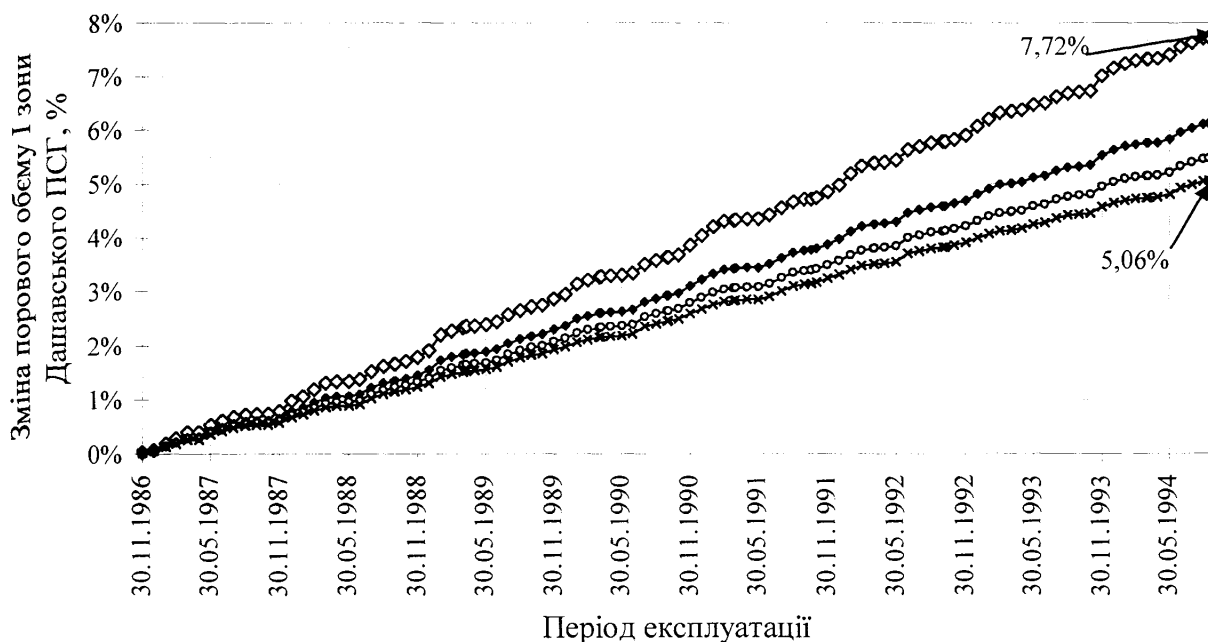


Рис. 2.2 - Динаміка зміни порового об'єму I зони Дашавського ПСГ в період 1986–1994 роки

—◇— k=225 —●— k=450 —○— k=750 —*— k=1335

Враховуючи складну будову Дашавського ПСГ, слід провести розрахунки процесу осушення перехідної та застійної зони сховища. Особливістю розрахунку осушення перехідної зони сховища є те, що відповідно до даних циклічної експлуатації сховища відбувається перетікання газу з активно працюючої частини ПСГ в перехідну зону. В якості вихідних даних скористаємося значеннями пластового тиску в зоні свердловин №83 та №212, які є контрольними для другої зони сховища. Розрахунки зміни порового об'єму перехідної зони Дашавського ПСГ проведемо за таких вихідних даних:

- поровий об'єм перехідної зони Дашавського ПСГ $\Omega = 44,268 \text{ млн.м}^3$;
- площа перехідної зони Дашавського ПСГ $S = 23600 \text{ м}^2$;
- початкова водонасиченість $S = 30 \%$;
- мінімальна водонасиченість $S_{min} = 8 \div 10 \%$;
- середня пористість пластів колекторів $m = 24,5 \div 25,5\%$;
- проникність покладів Дашавського ПСГ $k = 59 \text{ мДс}$ за даними дослідження свердловин під час буріння перехідної зони Дашавського ПСГ.

Розрахунок проводився за методикою, що описана вище. За результатами розрахунку була побудована залежність зміни порового об'єму перехідної зони Дашавського ПСГ (для свердловин №212 та №83), яка представлена на рис. 2.3.

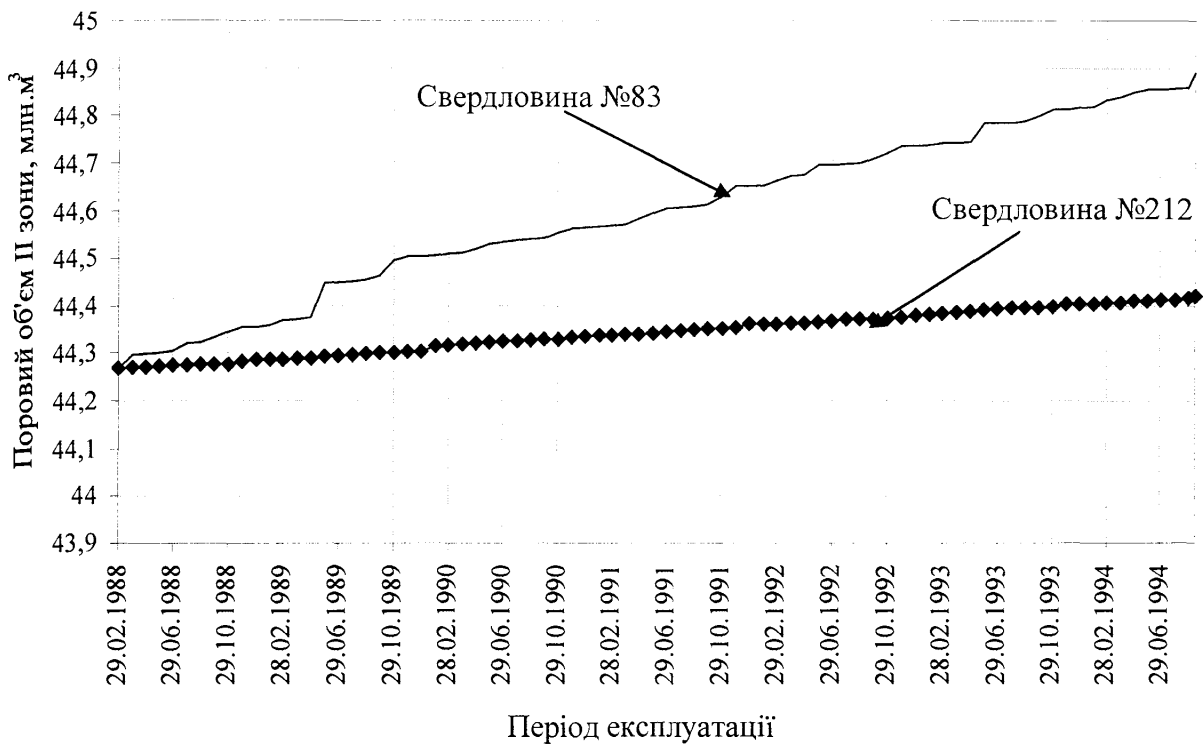


Рис. 2.3 - Динаміка зміни порового об'єму перехідної зони Дашавського ПСГ в період 1986–1994 роки

Для перехідної зони Дашавського ПСГ розрахунок проводився відповідно до значень пластових тисків у зоні свердловин № 83 та № 212. Ураховуючи той факт, що пластові тиски по цих свердловинах досить суттєво різняться (це пояснюється віддаленістю свердловини № 212 від активної зони, при цьому значно менший діапазон зміни тиску в свердловині № 212 в процесі циклічної експлуатації), відповідно різняться розраховані значення порового об'єму після завершення осушення порового простору. Так, відповідно до значень пластових тисків по свердловині №83 поровий об'єм перехідної зони зріс з 44,268 млн.м³ до 44,89 млн.м³, а відповідно до пластових тисків, які заміряні по свердловині № 212, поровий об'єм зріс до 44,419 млн.м³. Графічна залежність зміни порового об'єму перехідної зони сховища у відсотках представлена на рис. 2.4.

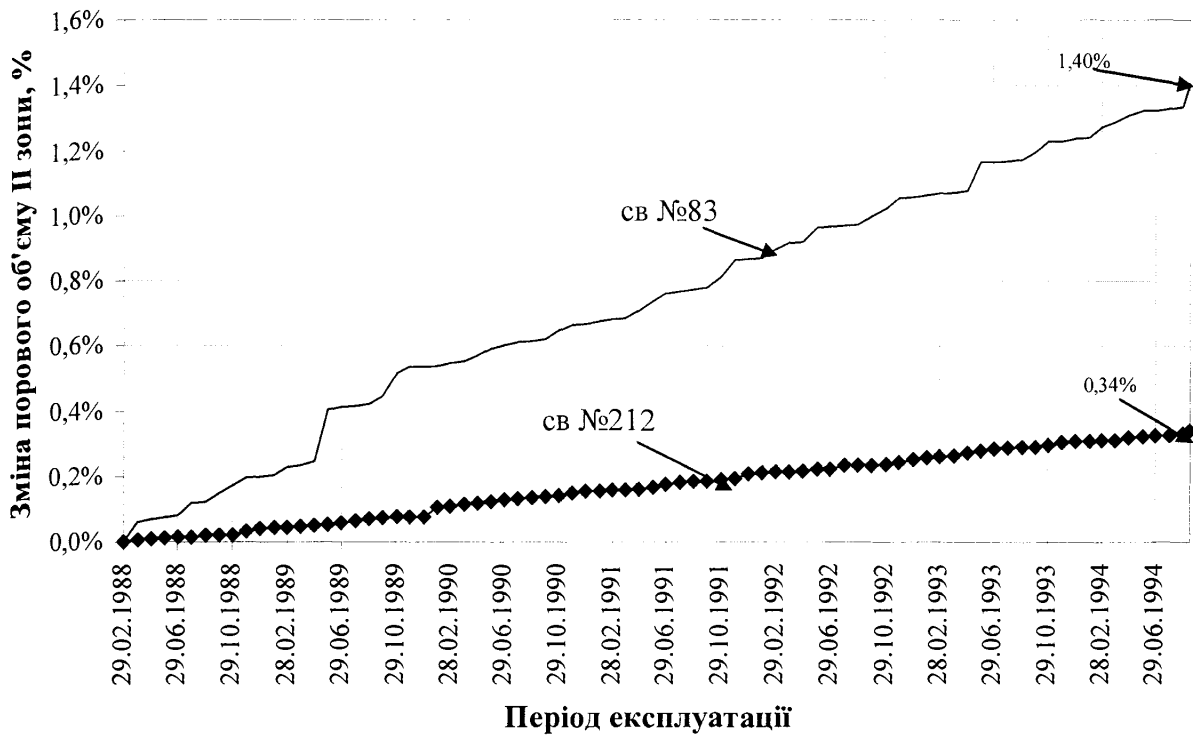


Рис. 2.4- Відносна зміна порового об'єму перехідної зони Дашавського ПСГ

Відповідно до проведених розрахунків поровий об'єм перехідної зони Дашавського ПСГ за рахунок осушення збільшився від 0,34 % до 1,40 % або в середньому на 0,79 %.

Розрахунок застійної зони сховища проводився за методикою, що описана вище, при цьому в якості вихідних даних приймалися дані по пластовому тиску єдиної спостережної свердловини № 165, що розташована в перехідній зоні сховища. Розрахунок проводився за таких вихідних даних:

- поровий об'єм застійної зони Дашавського ПСГ $\Omega = 23,8648 \text{ млн.м}^3$;
- площа застійної зони Дашавського ПСГ $S = 19480 \text{ м}^2$;
- початкова водонасиченість $S = 30 \%$;
- мінімальна водонасиченість $S_{min} = 8 \div 10 \%$;
- середня пористість пластів колекторів $m = 24,5 \div 25,5\%$;
- проникність покладів Дашавського ПСГ в застійній зоні приймалася аналогічною проникності в перехідній зоні у зв'язку з відсутністю фактичних даних по дослідженню кернів зі свердловин застійної зони сховища.

За результатами розрахунків була побудована графічна залежність зміни порового об'єму застійної зони Дашавського ПСГ у відсотках за весь період експлуатації, рис.2.5.

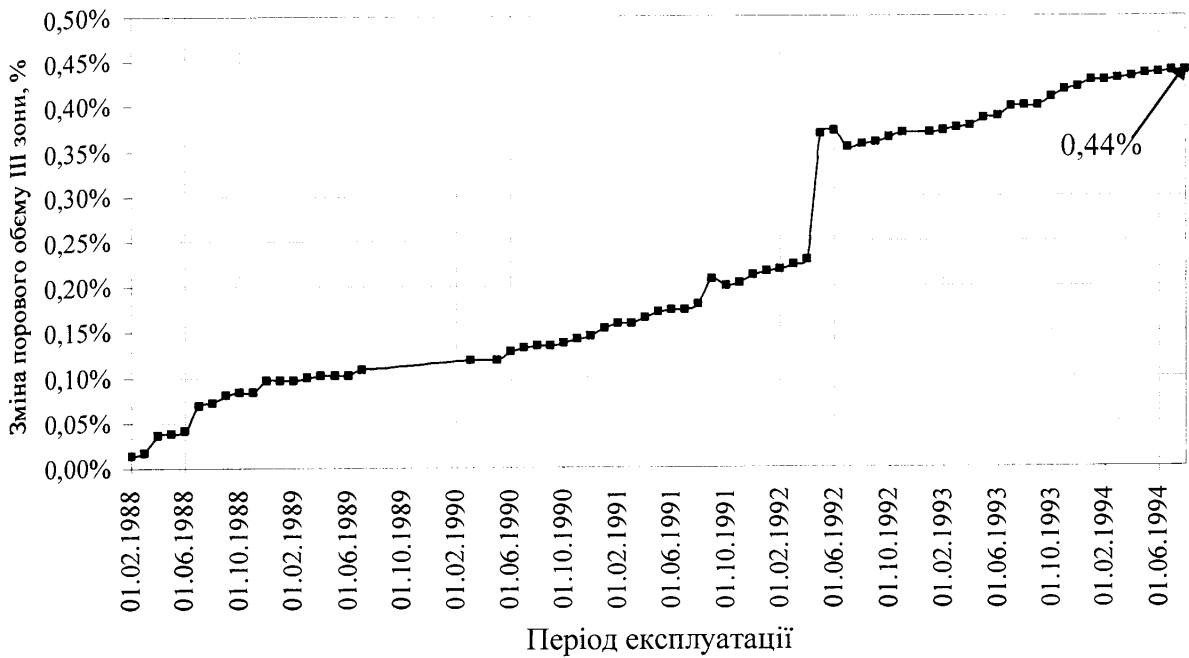


Рис. 2.5 - Відносна зміна порового об'єму застійної зони Дашавського ПСГ

Як видно з рис 2.5, за період активного формування сховища з 1988 по 1994 р. поровий об'єм застійної зони зріс лише на 0,44 % тобто, з 23,865 млн.м³ до 23,969 млн.м³.

Висновки по розділу 2

На основі закономірностей фільтрації газу в пористому середовищі створено і реалізовано математичну модель осушення продуктивного горизонту сховища, що дозволило прогнозувати збільшення газонасиченого порового простору в період циклів нагнітання-відбір.

Результати аналітичного розрахунку процесу осушення порового простору сховища від залишкової пластової води показують, що осушення порового простору активної сховища відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації, за рахунок чого активно працюючий поровий простір збільшується на 5-7,7 %. Зони пониженої фільтрації та застійні зони також відчувають вплив ефекту осушення покладу хоч і в значно меншій степені. Так, поровий простір перехідної зони збільшується всього на 1 %, а поровий простір застійної зони на 0,44 %, тобто таким збільшенням можна знехтувати.

РОЗДІЛ 3

ЕКСПЕРИМЕНТАЛЬНІ ДОСЛІДЖЕННЯ

ПРОЦЕСУ ОСУШЕННЯ ПОРИСТОГО СЕРЕДОВИЩА

3.1 Дослідний стенд та вимірювальні прилади

Експериментальне визначення величини осушення пористого середовища виконане на моделі пористого пласта рис. 3.1.

У моделі продуктивного горизонту основним елементом вважається пористе середовище, в якості якого було використано kern продуктивних горизонтів реальних газових родовищ. Циліндрична частина керну діаметром 36 мм і довжиною 190 - 220 мм розміщувалась у корпусі, що являв собою трубу діаметром 42x3 мм і довжиною 250 мм з нарізаною внутрішньою трубною різьбою Ц 20. З метою досягнення герметизації керну його бічна поверхня покривалась клеєм (епоксидна смола з затверджувачем). Після неповного затвердіння клею на бічній поверхні kern розміщувався всередині корпусу в вертикальному стані і знизу фіксувався муфтою. У зазор між різьбою на корпусі і бічною поверхнею керна заливався клей для повної герметизації. Після його отвердіння kern фіксувався в корпусі з другого боку ідентичною муфтою. Наявність різьби і муфт дозволили надійно фіксувати взірець керну в трубі і запобігти його пересуванню під дією різниці тисків газу і води.

Природній газ подавався з балонів у камери, тиск в яких вимірювався манометрами, а перепад тиску - ртутним дифманометром. Для регулювання тиску в камерах використовувались редуктори.

Заповнення взірця водою проводилося з допомогою відцентрового насоса. Для вимірювання витрати газу використовувався газовий лічильник типу РД-5 і секундомір. Для вимірювання тисків у камерах газу і води були використані взірцеві манометри МТИ-II-5 з класом точності 0,5 і границями вимірювань від 0 до 6 кгс/см².

Ртутний дифманометр ДМР-100 дозволяє вимірювати перепад тисків до 0,2 кг/см² з похибкою, що не перевищує 0,5 мм.рт.ст. (65 Па).

Для дослідження впливу температури на процес осушення порового простору корпусу з керном розміщувався в ємності з водою, температура якої підтримувалася

терморегулятором. Температура вимірялася термометром з точністю вимірювання до $0,5^{\circ}$.

Для визначення маси взірця в дослідній установці використовувалося лабораторна вага з точністю вимірювання $0,1$ г.

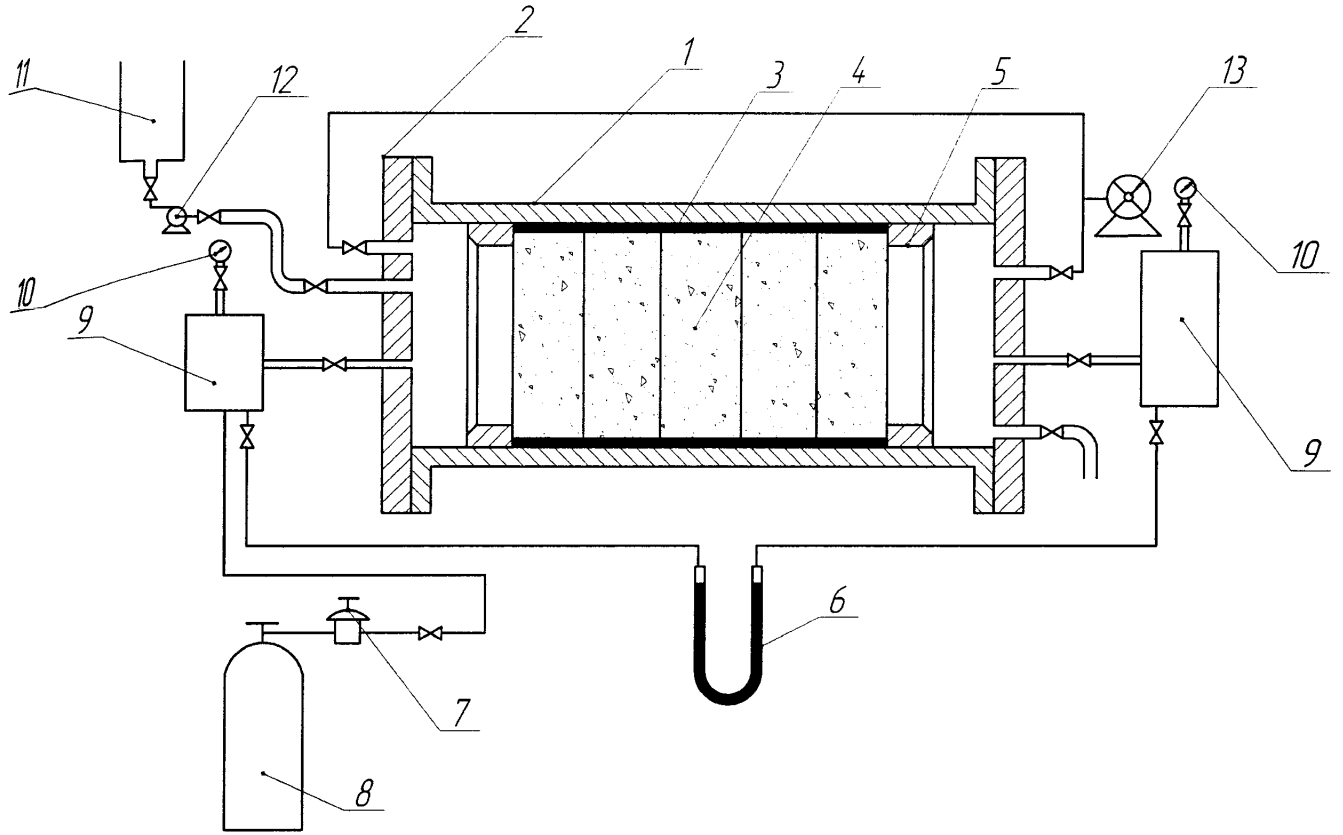


Рис. 3.1 - Схема експериментальної установки з дослідження процесу осушення пористого середовища

- 1 – циліндричний корпус для встановлення взірця; 2 – муфта; 3 – шар герметизуючої епоксидної смоли; 4 – дослідний взірець; 5 – ущільнююча муфта;
 6 – ртутний дифманометр; 7 – редуктор тиску метану; 8 – балон з метаном;
 9 – камера метану; 10 – манометр; 11 – ємність з водою; 12 – водяний насос;
 13 – газовий лічильник.

3.2 Методика проведення експериментів

Метою проведення експериментів є визначення величини осушення порового простору та впливу на цей процес тиску та температури природного газу. Серед характеристик пористого середовища вирішальний вплив має фазова про-

никність даного середовища, а тому досліди проводилися на чотирьох різних взірцях кернавого матеріалу реальних газових родовищ України.

Проведення експериментів з осушення порового простору включали в себе наступні етапи:

1. Визначення параметрів взірця до початку експерименту, тобто в сухому стані.
2. Насичення взірця водою до стану 100% насичення.
3. Продувка взірця природним газом з різними темпами з метою витіснення вільної гравітаційної води з взірця, з визначенням, одночасно, фазової проникності взірця.
4. Моделювання циклічної роботи сховища, з визначенням маси взірця після кожного циклу.

Етап перший. На даному етапі за допомогою штангельциркуля визначалися геометричні параметри взірця, а саме діаметр та довжина шляхом зважування взірця на лабораторній вазі визначалася маса взірця. У зв'язку з тим, що взірець (кern) перед проведенням дослідів був ретельно екстрагований, можна вважати, що отримане значення маси взірця відповідає нульовому насиченню водою порового простору. Наступним кроком було визначення проникності взірця в даному стані. Визначення проникності проводилося наступним чином.

З балона 8 подавався метан під певним тиском. Далі газ поступав в камеру метану 9 і далі в циліндричний корпус 1 з дослідним взірцем 4. Перепад тиску на вході і виході взірця фіксувався дифманометром 6, об'ємна витрата за стандартних умов – лічильником 13, час – секундоміром. Крім того фіксувався барометричний тиск повітря з допомогою взірцевого барометра, температура ємності з водою, в яку був занурений взірець, та тиску в камерах 9.

За результатами експериментів були визначені наступні початкові параметри дослідних взірців.

Вихідне рівняння для розрахунку проникності пористого середовища за умови лінійної фільтрації газу має такий вигляд [64]:

$$Q = \frac{S \cdot k}{\eta \cdot p_{атм} \cdot z_{ср}} \cdot \frac{p_{вх}^2 - p_{вих}^2}{2 \cdot l}, \quad (3.1)$$

де Q – об'ємна витрата за атмосферних умов, $\text{м}^3/\text{с}$;

S – площа фільтрації, м^2 ;

k – проникність взірця, м^2 ;

η – динамічна в'язкість природного газу, $\text{Па} \cdot \text{с}$;

$p_{вх}$ – тиск на вході в камеру з взірцем, Па ;

$p_{вих}$ – тиск на виході з камери, Па ;

l – довжина взірця, м ;

$z_{ср}$ – коефіцієнт стисливості за середніх умов.

Із рівняння (3.1) визначалася проникність середовища k :

$$k = \frac{2 \cdot Q \cdot \eta \cdot p_{атм} \cdot z_{ср} \cdot l}{S \cdot (p_{вх}^2 - p_{вих}^2)}. \quad (3.2)$$

Коефіцієнт стисливості $z_{ср}$ визначався за середньоарифметичним тиском в камерах 9 на вході і виході взірця та температури оточуючого середовища за формулою Касперовича В.К (2.29). За умов досліду відносна густина газу складала $\Delta = 0,561$. Під час проведення першого етапу експериментів для всіх чотирьох дослідних взірців температура підтримувалась на рівні $18 \pm 0,5^\circ \text{C}$.

Взірець №1: абсолютна проникність $k_{абс} = 745 \text{ мДс}$, маса взірця в початковому стані $m = 318,1 \text{ г}$.

Взірець №2: абсолютна проникність $k_{абс} = 568 \text{ мДс}$, маса взірця в початковому стані $m = 297,8 \text{ г}$.

Взірець №3: абсолютна проникність $k_{абс} = 1051 \text{ мДс}$, маса взірця в початковому стані $m = 321,4 \text{ г}$.

Взірець №4: абсолютна проникність $k_{абс} = 945 \text{ мДс}$, маса взірця в початковому стані $m = 307,3 \text{ г}$.

Етап другий. Одним із найважливіших етапів проведення дослідів був етап насичення порового простору взірця технічною дистильованою водою. Цей етап включав такі операції як вакуумування взірця і насичення його водою під вакуумом та нагнітання води у взірець під вакуумом і під тиском.

Вакуумування моделі проводилося з допомогою вакуум-насоса протягом 30-50 хв, одночасно проводилося вакуумування дистильованої води, яка потім подавалася у взірець. Вакуумування тривало до тих пір, поки у вакуумну колбу не надходило 2,5–3 л води. Після того для забезпечення 100% насичення водою взірця через останній під тиском 0,2 МПа нагніталася дистильована вода в кількості 100-120 порових об'ємів взірця, що складало приблизно 6-8 л.

Взірець 4 виймався з камери 1, зачищався від залишків герметизуючого клею та зважувався. Камера 1 звільнялася від залишків води.

За результатами було визначено масу взірця в стані 100 % насичення та відповідно масу води, яка заповнила поровий простір взірця. Результати експериментів представлені в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1

Результати визначення параметрів взірців в стані 100 % насичення водою

Номер взірця	Маса сухо-го взірця, г	Маса насиченого водою взірця, г	Маса води, що заповнили поровий простір, г
№1	318,1	376,6	58,5
№2	297,8	351,2	53,4
№3	321,4	380,3	58,9
№4	307,3	363,1	55,8

Етап третій. Метою наступного етапу було витіснення вільної води з взірця до такого стану, коли у взірці буде знаходитися лише залишкова вода. Цей результат досягався шляхом продувки взірця метаном із балона 1 через камери 9. При цьому замірялося значення тиску в камерах 9, перепаду тиску між ним з допомогою дифманометра 6, об'ємна витрата газу – лічильником 13, час з допомогою секундоміра, атмосферний тиск та температура оточуючого середовища.

Досліди проводилися за наступною схемою. Газ із балона 8 через редуктор 7 подавався в камеру 9 і далі через лічильник 13, при цьому перепад тиску фіксувався дифманометром 6, з допомогою редуктора 7 підтримувався постійний перепад тиску на вході і виході камери з взірцем. Для кожного з взірців було проведено цикл експериментів. Було відмічено, що час фільтрації постійного об'єму газу з кожним дослідом зменшувався, що свідчило про зростання фазової проникності середовища, а отже досліди припинялися тоді коли час фільтрації практично переставав зростати. Так, для дослідних взірців у кожному циклі експериментів з визначення фазової проникності було проведено 17–18 дослідів. Результати вимірювань для кожного з взірців представлені в таблицях 3.2–3.5.

Розрахунок фазової проникності проводився за залежностями (3.2)–(3.3). Результати розрахунку фазової проникності кожного з взірців представлені в таблицях 3.6 та 3.7.

За результатами розрахунків фазових проникностей дослідних взірців були побудовані графічні залежності зміни фазової проникності впродовж кожної з серії експериментів. Графічна залежність зміни фазової проникності взірців №1–№4 за цикл експериментів представлена на рис.3.1 та 3.2.

Таблиця 3.2

Результати вимірювання фазової проникності взірця №1

Перепад тиску, кПа	Показ лічильника, м ³	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
16	0,1·10 ⁻³	282	99,86	2	1,84
16	0,3·10 ⁻³	455	99,86	2	1,84
16	0,3·10 ⁻³	455	99,86	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	507	99,86	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	352	99,86	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	268	99,86	2	1,84
16	1·10 ⁻³	451	99,86	2	1,84
16	1·10 ⁻³	309	99,86	2	1,84
16	2·10 ⁻³	480	99,86	2	1,84
16	2·10 ⁻³	417	99,86	2	1,84
16	2·10 ⁻³	357	99,86	2	1,84
16	2·10 ⁻³	319	99,86	2	1,84

Продовження табл. 3.2

Перепад тис- ку, кПа	Показ лічи- льника, л	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
16	$2 \cdot 10^{-3}$	300	99,86	2	1,84
16	$2 \cdot 10^{-3}$	276	99,86	2	1,84
16	$2 \cdot 10^{-3}$	256	99,86	2	1,84
16	$2 \cdot 10^{-3}$	253	99,86	2	1,84
16	$2 \cdot 10^{-3}$	250	99,86	2	1,84

Таблиця 3.3

Результати вимірювання фазової проникності взірця №2

Перепад тис- ку, кПа	Показ лічи- льника, м ³	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
20	$0,05 \cdot 10^{-3}$	226	99,86	2	1,80
20	$0,1 \cdot 10^{-3}$	265	99,86	2	1,80
20	$0,5 \cdot 10^{-3}$	578	99,86	2	1,80
20	$0,5 \cdot 10^{-3}$	379	99,86	2	1,80
20	$1 \cdot 10^{-3}$	543	99,86	2	1,80
20	$1 \cdot 10^{-3}$	458	99,86	2	1,80
20	$1 \cdot 10^{-3}$	387	99,86	2	1,80
20	$1 \cdot 10^{-3}$	319	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	523	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	421	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	391	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	319	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	284	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	254	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	248	99,86	2	1,80
20	$2 \cdot 10^{-3}$	241	99,86	2	1,80

Таблиця 3.4

Результати вимірювання фазової проникності взірця №3

Перепад тис- ку, кПа	Показ лічи- льника, м ³	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
20	$0,3 \cdot 10^{-3}$	576	99,86	2	1,84
20	$0,3 \cdot 10^{-3}$	401	99,86	2	1,84
20	$0,5 \cdot 10^{-3}$	580	99,86	2	1,84
20	$0,5 \cdot 10^{-3}$	450	99,86	2	1,84
20	$1 \cdot 10^{-3}$	520	99,86	2	1,84
20	$1 \cdot 10^{-3}$	452	99,86	2	1,84
20	$1 \cdot 10^{-3}$	280	99,86	2	1,84

Продовження табл.3.4

Перепад тиску, кПа	Показ лічильника, м ³	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
20	1·10 ⁻³	225	99,86	2	1,84
20	1·10 ⁻³	190	99,86	2	1,84
20	2·10 ⁻³	359	99,86	2	1,84
20	2·10 ⁻³	311	99,86	2	1,84
20	2·10 ⁻³	267	99,86	2	1,84
20	2·10 ⁻³	237	99,86	2	1,84
20	2,5·10 ⁻³	263	99,86	2	1,84
20	2,5·10 ⁻³	234	99,86	2	1,84
20	2,5·10 ⁻³	226	99,86	2	1,84
20	2,5·10 ⁻³	222	99,86	2	1,84

Таблиця 3.5

Результати вимірювання фазової проникності зрізця №4

Перепад тиску, кПа	Показ лічильника, м ³	Час, с	P _{атм} , кПа	Тиск, бар	
				на вході	на виході
16	0,3·10 ⁻³	649	98,13	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	456	98,13	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	194	98,13	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	155	98,13	2	1,84
16	0,5·10 ⁻³	140	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	236	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	219	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	211	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	171	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	165	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	150	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	125	98,13	2	1,84
16	1·10 ⁻³	119	98,13	2	1,84
16	1,5·10 ⁻³	163	98,13	2	1,84
16	1,5·10 ⁻³	147	98,13	2	1,84
16	1,5·10 ⁻³	145	98,13	2	1,84
16	1,5·10 ⁻³	142	98,13	2	1,84

Таблиця 3.6

Результати розрахунку фазової проникності
по газу для взірців №1 та №2

Взірець №1		Взірець №2	
Проникність, $\text{м}^2 \cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова про- никність, %	Проникність, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова проник- ність, %
0,033	4,4	0,015	2,6
0,061	8,1	0,026	4,5
0,061	8,1	0,059	10,3
0,091	12,2	0,090	15,8
0,130	17,5	0,125	22,0
0,171	23,0	0,148	26,1
0,204	27,4	0,175	30,8
0,297	39,9	0,213	37,4
0,383	51,4	0,259	45,7
0,440	59,1	0,301	53,0
0,515	69,2	0,323	56,8
0,576	77,3	0,347	61,1
0,613	82,3	0,425	74,8
0,667	89,5	0,477	84,0
0,719	96,5	0,535	94,2
0,728	97,7	0,548	96,5
0,735	98,7	0,562	98,9

Таблиця 3.7

Результати розрахунку фазової проникності
по газу для взірців №3 та №4

Взірець №3		Взірець №4	
Проникність, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова про- никність, %	Проникність, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова проник- ність, %
0,027	2,6	0,026	2,7
0,048	4,6	0,041	4,3
0,069	6,5	0,096	10,2
0,079	7,5	0,227	24,0
0,102	9,7	0,284	30,1
0,177	16,8	0,315	33,3
0,203	19,3	0,372	39,4
0,328	31,2	0,402	42,5
0,409	38,9	0,416	44,0

Продовження табл. 3.7

Взірець №3		Взірець №4	
Проникність, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова про- никність, %	Проникність, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$	Фазова проник- ність, %
0,484	46,1	0,513	54,3
0,512	48,7	0,534	56,5
0,592	56,3	0,586	62,0
0,689	65,6	0,703	74,4
0,777	73,9	0,737	78,0
0,873	83,1	0,809	85,6
0,983	93,5	0,894	94,6
1,017	96,8	0,907	96,0
1,036	98,6	0,932	98,6

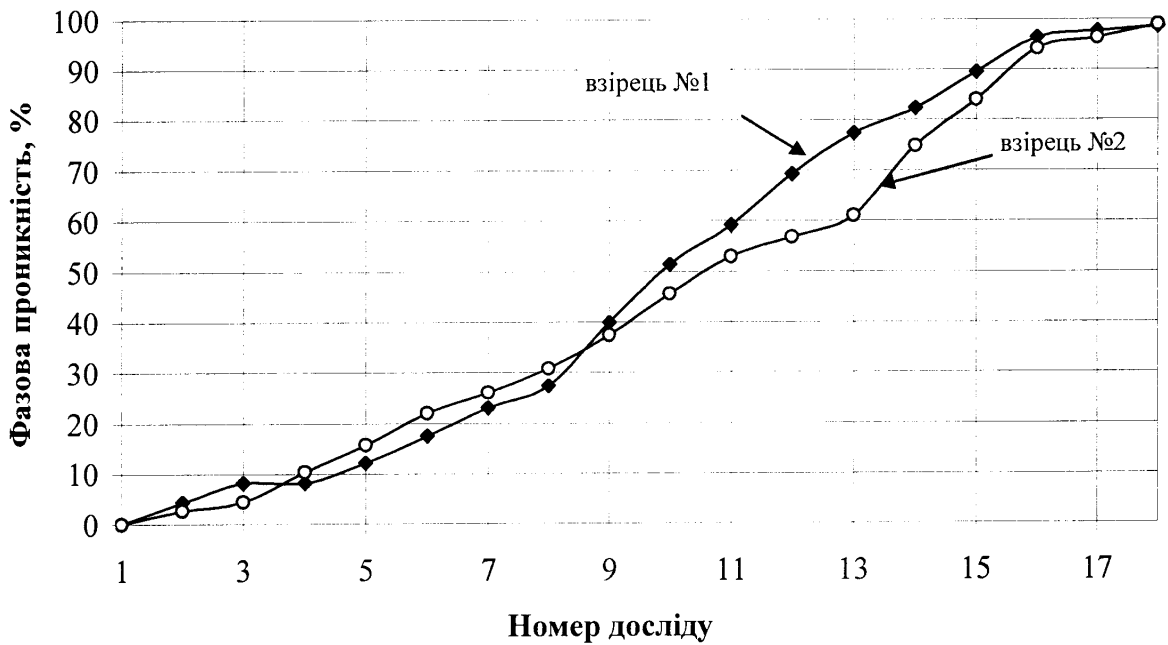


Рис.3.2 - Результати розрахунку фазової проникності по газу для досліджуваних візців №1 та №2

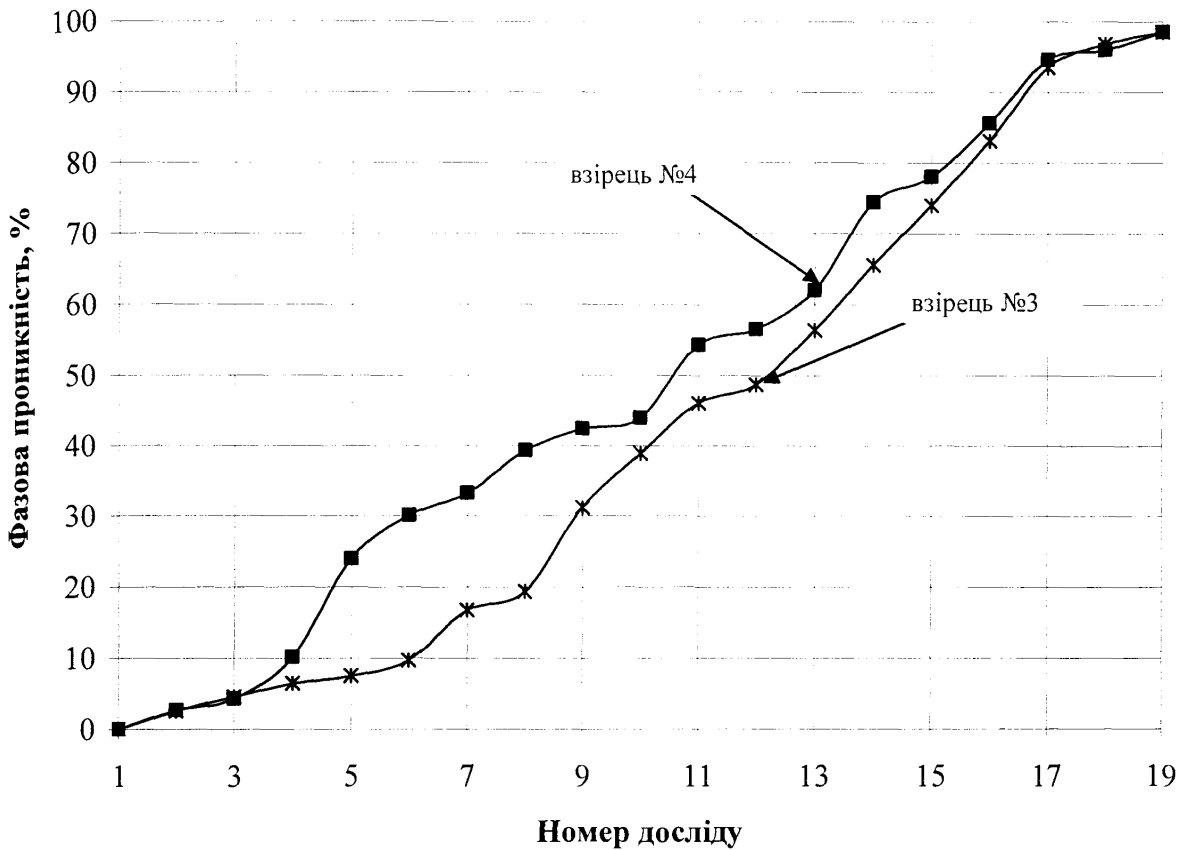


Рис.3.3 - Результати розрахунку фазової проникності по газу для досліджуваних взірців №3 та №4

Як видно з рис.3.2 та 3.3, характер зміни фазової проникності кожного з взірців практично однаковий. Під час перших дослідів фазова проникність мало чим відрізняється від нуля, далі стрімко починає зростати та за результатами останніх дослідів з кожної серії експериментів крива фазової проникності наближається до 100 % та практично не змінюється. Після проведення циклу експериментів кожен взірець зважувався. Маса взірця після проведення циклу експериментів відрізнялася від маси сухого взірця. Це свідчило про те, що не вся вода, якою був насичений взірець, була видалена з порового простору, однак подальше продування взірця не дало приросту фазової проникності, отже можна стверджувати, що у взірці залишилася лише нерухома залишкова вода, на яку суттєво впливають капілярні сили. Визначимо залишкову водонасиченість взірців за такою залежністю [64]:

$$\alpha_{зал} = \frac{m_{зал} - m_{сух}}{m_{поч} - m_{сух}}, \quad (3.5)$$

де $m_{зал}$ – маса води, яка залишилася у взірці після продувки, г;

$m_{поч}$ – початкова маса води у взірці в стані повного насичення, г;

$m_{сух}$ – маса сухого взірця на початку експерименту, г.

Таблиця 3.8

Результати визначення залишкової водонасиченості взірців

№ взірця	Маса сухо-го взірця, г	Маса взірця при 100% насиченні, г	Маса взірця після циклу експериментів, г	Залишкова водонасиченість, %
№1	318,1	376,6	334,5	28
№2	297,8	351,2	316,0	34
№3	321,4	380,3	336,1	25
№4	307,3	363,1	322,7	27

Відповідно до отриманих результатів залишкова водонасиченість лежить в межах 27÷34%, що відповідає даним, які були отримані Сухаревим Г.М., Карцевим А.А, Кристеа Н., Гімматудіновим Ш.К. та ін.

Етап четвертий. Метою останнього етапу експериментів було моделювання циклічної експлуатації порового простору шляхом періодичного нагнітання та відбору певної кількості природного газу. Дана мета досягалася наступним чином. У камеру 1 із встановленим взірцем кернавого матеріалу нагнітався природний газ до певного тиску. Тиск нагнітання фіксувався манометрами на камерах 9, температура – за допомогою термометра. При досягненні певного тиску подача газу припинялася, вентиля на балоні 8 перекидалися. Протягом двох годин підтримувалося постійне значення тиску та температури. Надалі тиск газу зменшувався шляхом випуску в атмосферу до мінімального рівня, після чого знову проводилася витримка в часі протягом двох годин. Таким чином було змодельовано режим циклічної експлуатації ПСГ.

Для кожного з взірців досліди проводилися за наступних умов: середній тиск під час проведення експерименту змінювався в межах 2,45÷4,91 МПа, температура 283÷303 К. Було проведено цикл експериментів, при якому 8–10 разів моделювався процес циклічної експлуатації ПСГ. Після кожного з циклів взірці зважувалися та

визначалося, на скільки зменшилася маса взірця за кожен із циклів. Встановлено, що після 6-7 циклів нагнітання–відбір маса взірця залишається сталою, хоча її маса відрізняється від маси сухого екстрагованого взірця на початку експерименту. Результати експерименту для взірця №1 за температури у 288 К та середнього тиску 2,5 МПа представлені в таблиці 3.9.

Таблиця 3.9

Результати першого циклу експериментів для взірця №1

Тиск в поровому просторі взірця, МПа		Т, К	Час витримки, хв.	Початкова маса взірця, г	Кінцева маса взірця, г	Залишкова водонасиченість, %
min	max					
1,47	3,43	288	120	334,5	329,6	19,63
1,47	3,43	288	120	329,6	326,5	14,33
1,47	3,43	288	120	326,5	324,3	10,57
1,47	3,43	288	120	324,3	322,5	7,50
1,47	3,43	288	120	322,5	321,2	5,28
1,47	3,43	288	120	321,2	320,8	4,59
1,47	3,43	288	120	320,8	320,7	4,42

За даними даного циклу експериментів встановлено, що маса взірця №1 за 7 циклів експлуатації в режимі ПСГ зменшилася з 334,5 г до 320,7 г. За залежністю (3.5) було визначено залишкову водонасиченість та встановлено, що вона зменшилася на 23,6 % у порівнянні з початковою. Надалі даний взірець знову був насичений водою, продутий газом та дослід був повторений за інших значень середнього тиску та температури. Результати експериментів для взірця №1 у діапазоні середніх тисків та температур наведені в таблиці 3.10.

Таблиця 3.10

Результати експериментів з осушення

порового простору взірця №1

$P_{\text{ср}}$, МПа	Т, К	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості, %
Початкова водонасиченість, 28 %			
2,45	283	735	23,24
3,43	283	735	21,19

Продовження табл.3.10

$P_{\text{сер}}, \text{МПа}$	$T, \text{К}$	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
3,92	283	735	20,54
4,91	283	735	19,91
2,45	288	735	23,58
3,43	288	735	22,90
3,92	288	735	21,36
4,91	288	735	20,33
2,45	293	735	24,60
3,43	293	735	24,18
3,92	293	735	22,21
4,91	293	735	22,04
2,45	303	735	24,95
3,43	303	735	25,00
3,92	303	735	23,75
4,91	303	735	21,96

Аналогічні експерименти були проведені для решти взірців. Результати експериментів по осушенню порового простору взірців №2–4 представлені в таблицях 3.11-3.13. На рис.3.4–3.15 представлені результати експериментів по осушенню порового простору.

Таблиця 3.11

Результати експериментів з осушення
порового простору взірця №2

$P_{\text{сер}}, \text{МПа}$	$T, \text{К}$	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
Початкова водонасиченість 34%			
2,45	283	562	23,1
3,43	283	562	20,8
3,92	283	562	19,6
4,91	283	562	19,3
2,45	288	562	23,0
3,43	288	562	22,0
3,92	288	562	20,8
4,91	288	562	20,0
2,45	293	562	23,4
3,43	293	562	23,4
3,92	293	562	21,4

Продовження табл. 3.11

$P_{сер}$, МПа	T, К	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
4,91	293	562	21,5
2,45	303	562	24,8
3,43	303	562	23,6
3,92	303	562	22,2
4,91	303	562	21,7

Таблиця 3.12

Результати експериментів з осушення
порового простору взірця №3

$P_{сер}$, МПа	T, К	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
Початкова водонасиченість 34%			
2,45	283	1036	23,41
3,43	283	1036	21,53
3,92	283	1036	21,27
4,91	283	1036	21,02
2,45	288	1036	24,09
3,43	288	1036	23,24
3,92	288	1036	21,70
4,91	288	1036	21,05
2,45	293	1036	24,78
3,43	293	1036	24,78
3,92	293	1036	22,72
4,91	293	1036	22,38
2,45	303	1036	24,78
3,43	303	1036	24,69
3,92	303	1036	23,75
4,91	303	1036	22,38

Таблиця 3.13

Результати експериментів з осушення
порового простору взірця №4

$P_{сер}$, МПа	T, К	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
Початкова водонасиченість 27%			
2,45	283	932	23,32
3,43	283	932	21,36

Продовження табл. 3.13			
$P_{\text{ср}}, \text{МПа}$	$T, \text{К}$	Проникність взірця, $\cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Зміна водонасиченості %
3,92	283	932	20,91
4,91	283	932	20,46
2,45	288	932	23,84
3,43	288	932	23,07
3,92	288	932	21,53
4,91	288	932	20,69
2,45	293	932	24,69
3,43	293	932	24,48
3,92	293	932	22,47
4,91	293	932	22,21
2,45	303	932	24,86
3,43	303	932	24,84
3,92	303	932	23,75
4,91	303	932	22,17

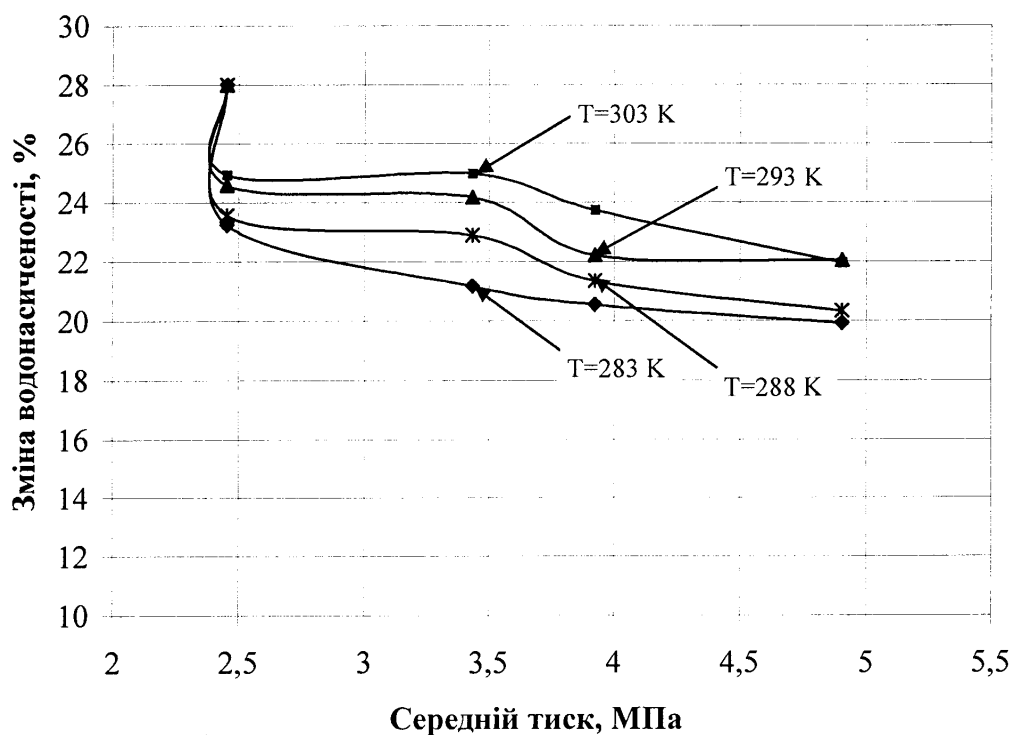


Рис. 3.4 - Зміна водонасиченості взірця №1 в залежності від середнього тиску

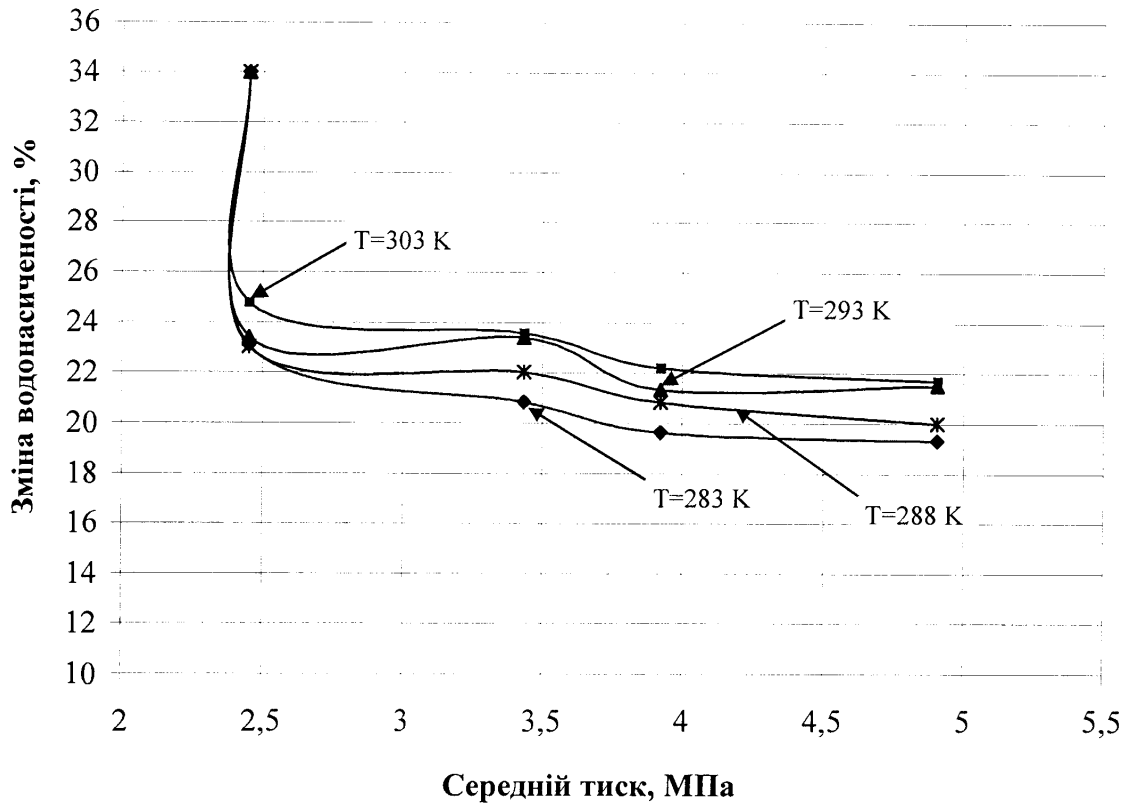


Рис. 3.5 - Зміна водонасиченості взірця №2 в залежності від середнього тиску

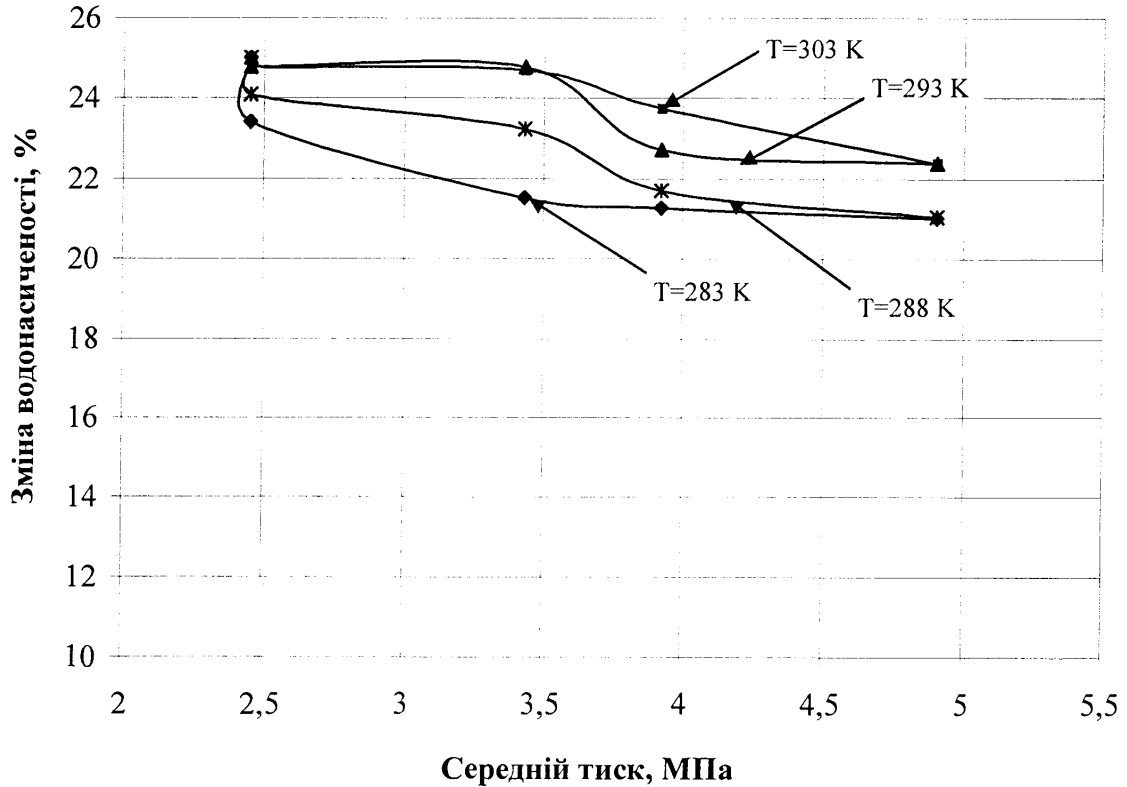


Рис. 3.6 - Зміна водонасиченості взірця №3 в залежності від середнього тиску

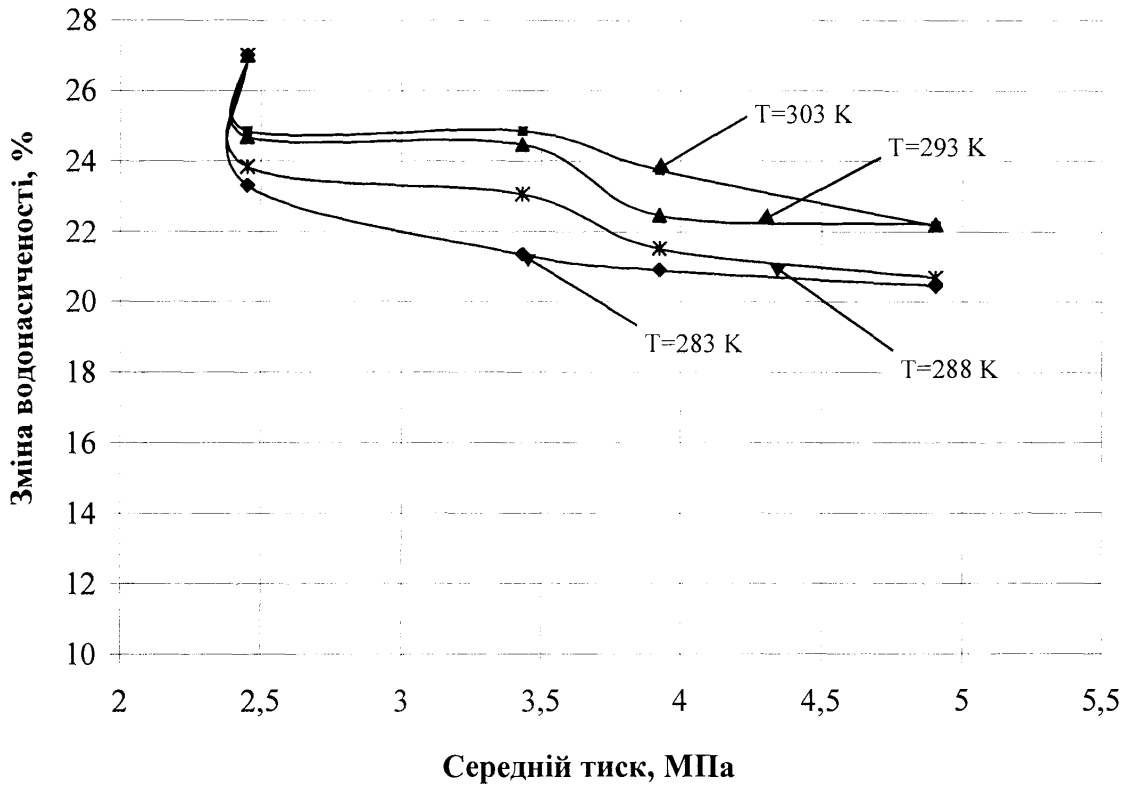


Рис. 3.7 - Зміна водонасиченості взірця №4 в залежності від середнього тиску

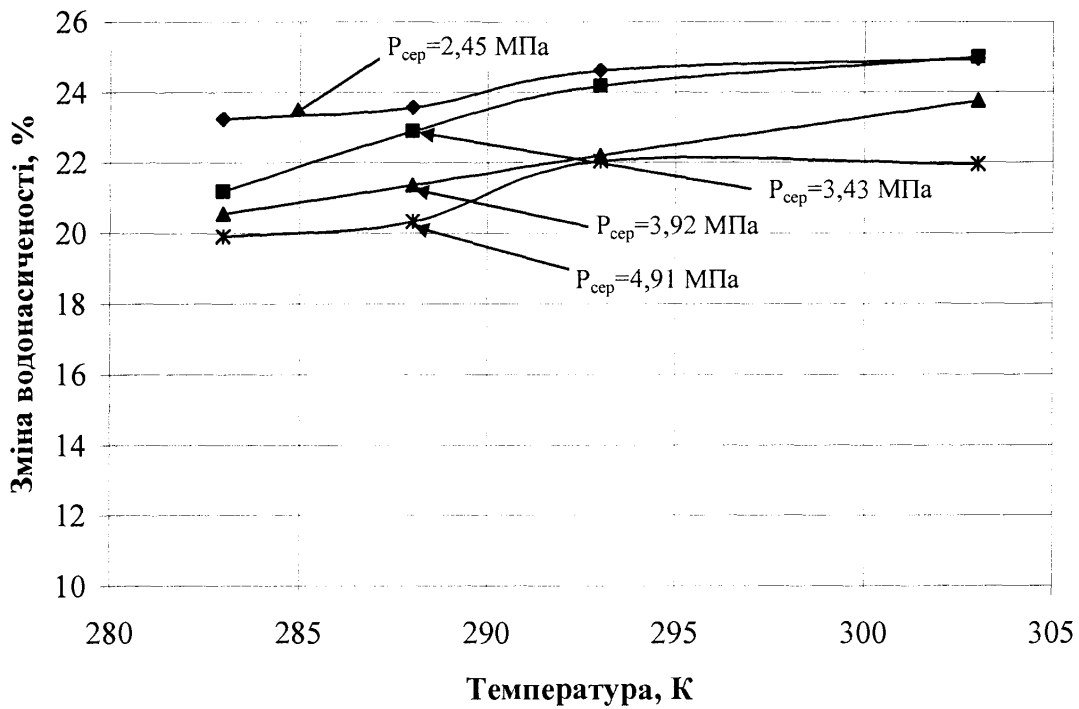


Рис. 3.8 - Зміна водонасиченості взірця №1 в залежності від температури

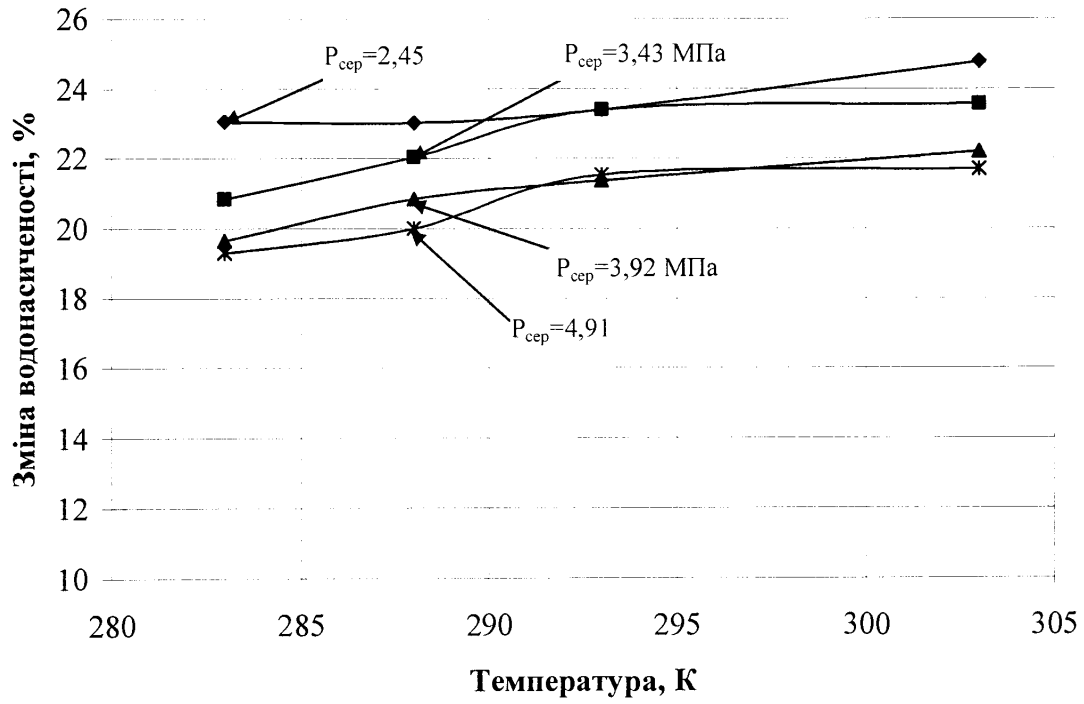


Рис. 3.9 - Зміна водонасиченості взірця №2 в залежності від температури

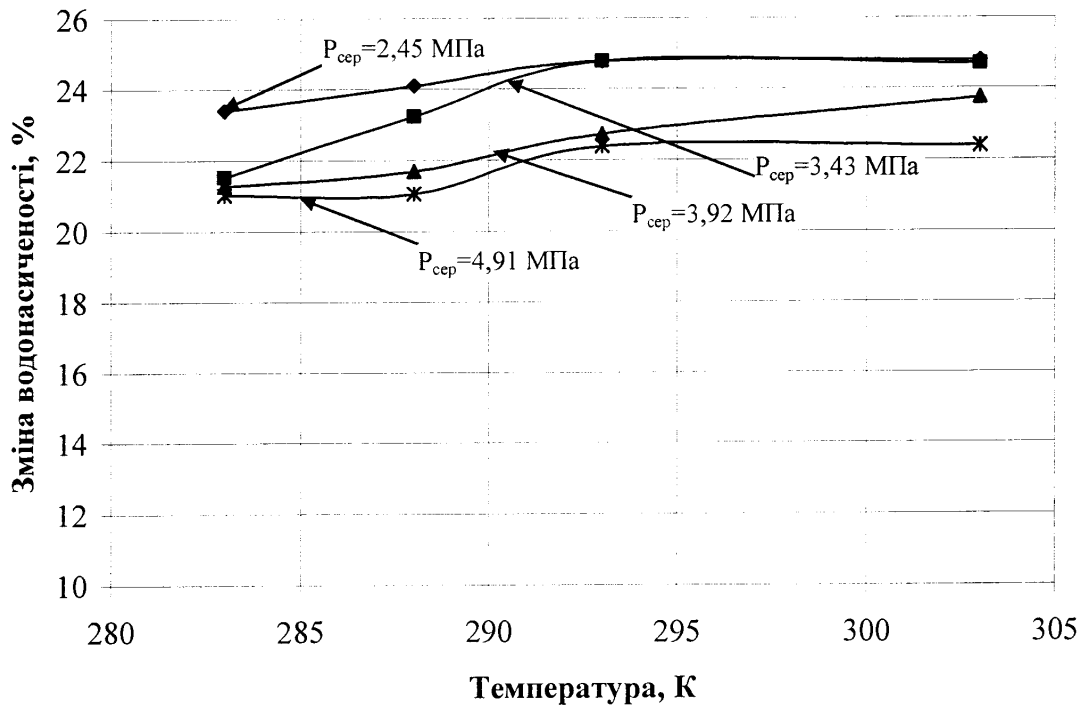


Рис. 3.10 - Зміна водонасиченості взірця №3 в залежності від температури

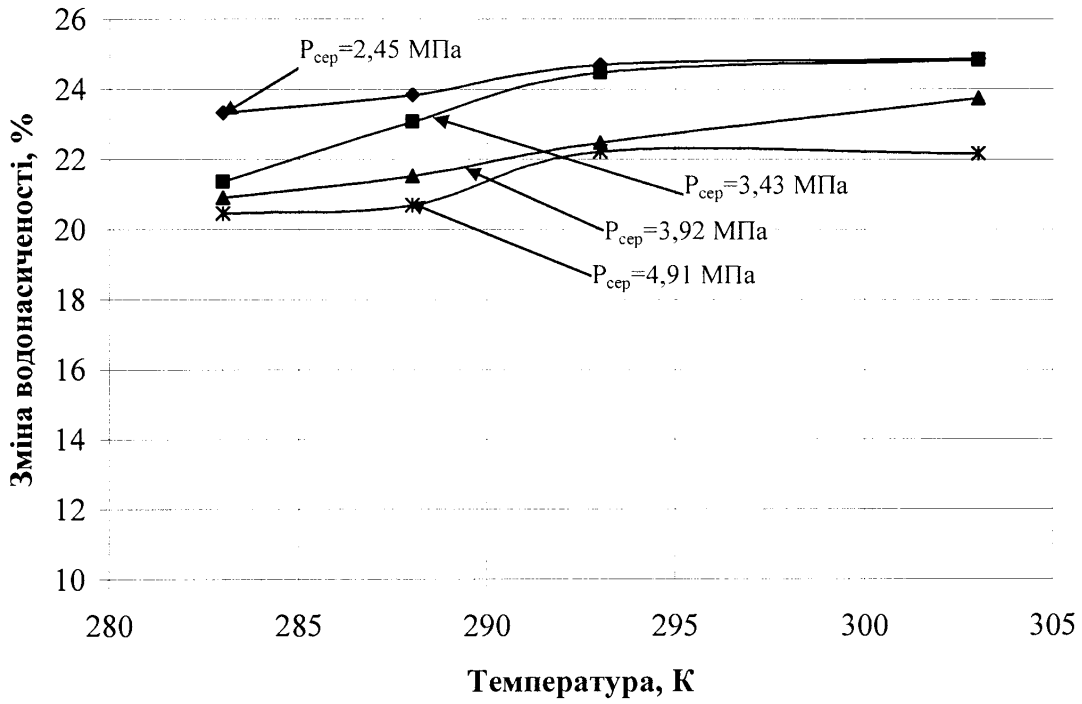


Рис. 3.11 - Зміна водонасиченості зрізця №4 в залежності від температури

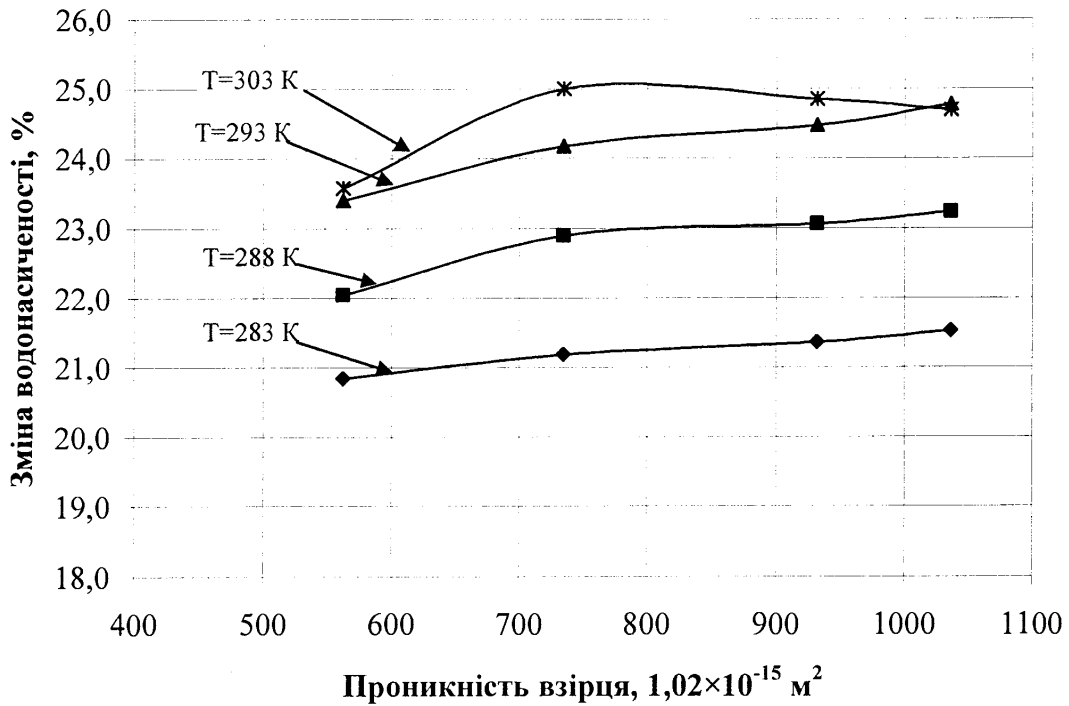


Рис. 3.12 - Зміна водонасиченості в залежності від проникиності зрізців (при середньому тиску в 2,45МПа)

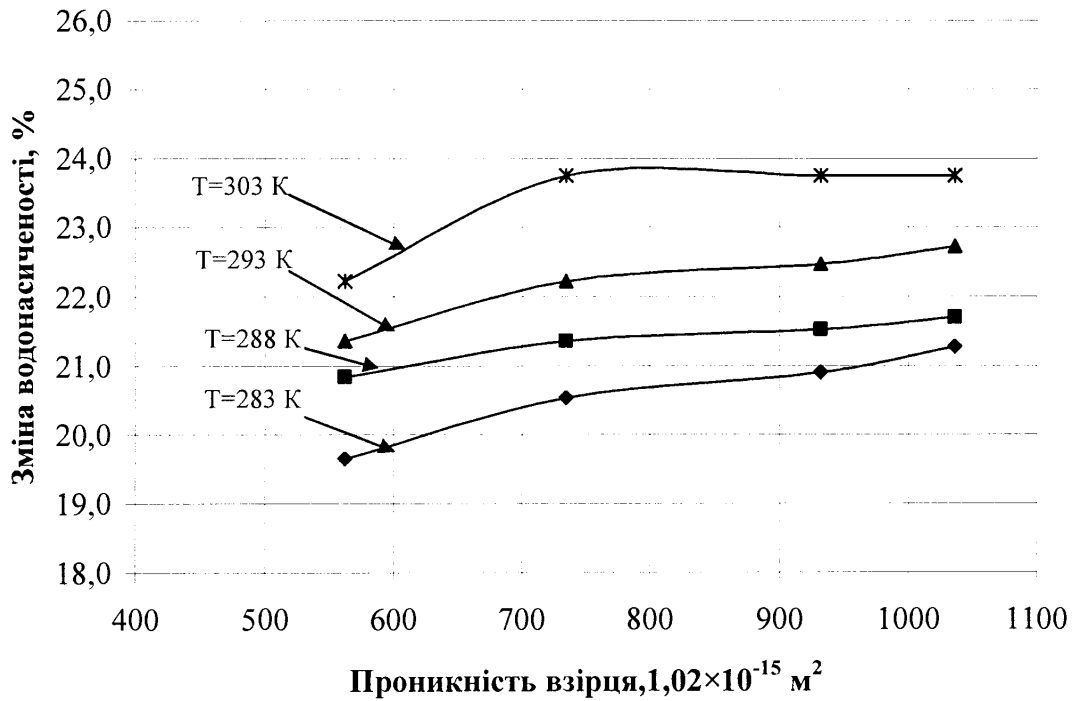


Рис. 3.13 - Зміна водонасиченості в залежності від проникності вірців (при середньому тиску в 3,43МПа)

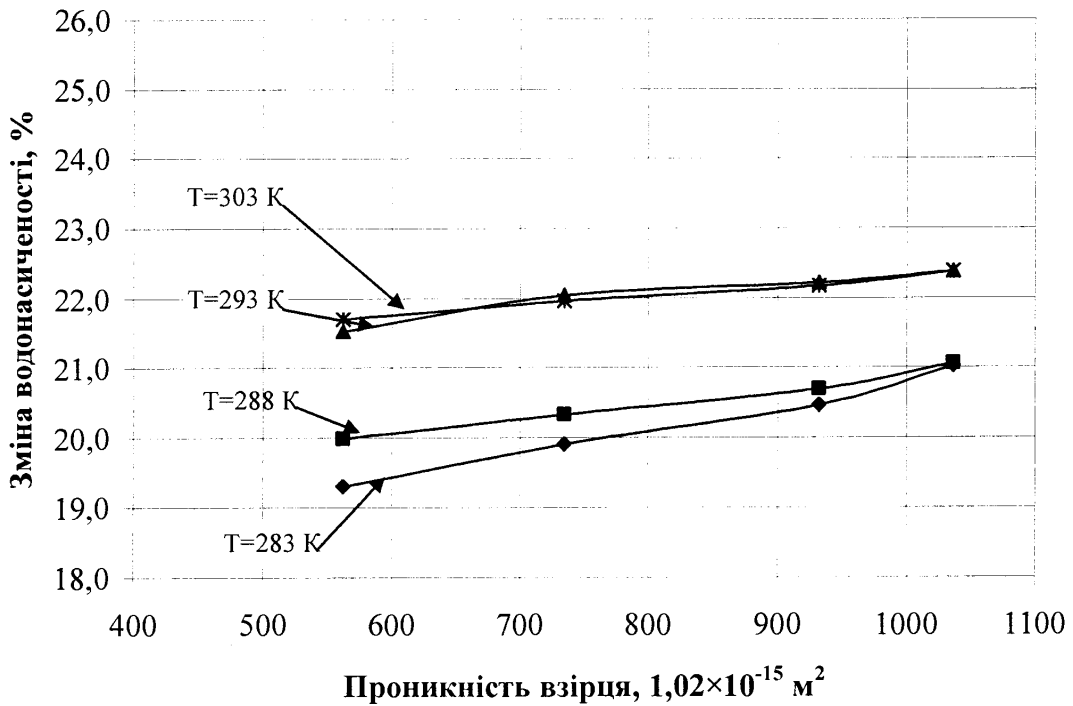


Рис. 3.14 - Зміна водонасиченості в залежності від проникності вірців (при середньому тиску в 3,92МПа)

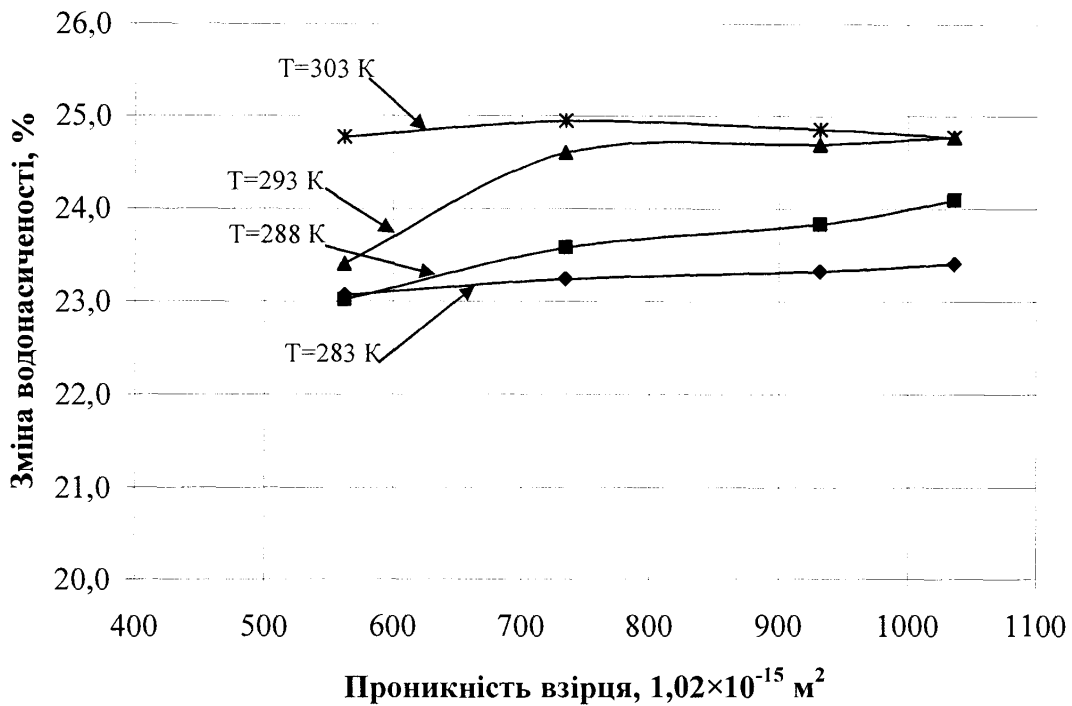


Рис. 3.15 - Зміна водонасиченості в залежності від проникності взірців (при середньому тиску в 4,91МПа)

3.3 Результати обробки експериментальних даних

Результати проведення експериментальних досліджень осушення порового простору в процесі його циклічної експлуатації дали можливість отримати емпіричну залежність для визначення величини максимального зменшення водонасиченості в залежності від середнього тиску в поровому просторі, температури та проникності.

Для отримання вказаної залежності було використано методику раціонального планування експерименту. Незалежними параметрами вважалися середній тиск P , температура T та проникність середовища k , четвертий параметр вважався сталим C . Функцією-відгуком вважалось значення максимальної зміни водонасиченості, яке було визначене експериментальним шляхом. Побудова залежності функції-відгуку від параметрів проводилася на основі методу найменших квадратів на п'яти рівнях. Умови проведення обробки експериментальних значень подані в таблиці 3.14.

Таблиця 3.14

Обробка результатів експериментів

Параметр x_1	Параметр x_2	Параметр x_3	Параметр x_4	Функція-відгук
Проникність $k \cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$	Середній тиск, бар	Температура, К	Стала	Максимальне зменшення водонасиченості, %
562	25	283	1,00	23,57
735	35	288	1,00	23,32
932	40	293	1,00	22,16
1036	50	303	1,00	21,71
562	35	288	1,00	22,47
735	25	283	1,00	24,09
932	35	288	1,00	23,44
1036	40	293	1,00	22,36
562	40	293	1,00	21,02
735	50	303	1,00	21,06
932	25	283	1,00	24,18
1036	35	288	1,00	23,56
562	50	303	1,00	20,63
735	40	293	1,00	21,96
932	50	303	1,00	21,38
1036	25	283	1,00	24,26

На основі даних, що приведені в таблиці 3.14, побудована додаткова таблиця 3.15.

Таблиця 3.15

Обробка результатів експериментів по параметрах x_1 та x_2

		$x_1 \cdot 1,02 \cdot 10^{-15}$				Σ	$F_1(P)$
		562	735	932	1036		
x_2	25	23,57	24,09	24,18	24,26	96,10	24,02
	35	22,47	23,32	23,44	23,56	92,78	23,19
	40	21,02	21,96	22,16	22,36	87,51	21,88
	50	20,63	21,06	21,38	21,71	84,78	21,20
Σ		87,68	90,43	91,16	91,89		
$F_2(k)$		21,92	22,61	22,79	22,97		

На основі даних, які приведені в таблиці 3.15, будемо графік $\alpha = F_2(k)$, як найбільш впливової функції. Графік $\alpha = F_2(k)$ зображений на рис. 3.16.

Методом найменших квадратів для розрахунку залежності $\alpha = F_2(k)$ була отримана така формула:

$$\alpha = 13,8767 \cdot k^{0,0731} \quad (3.6)$$

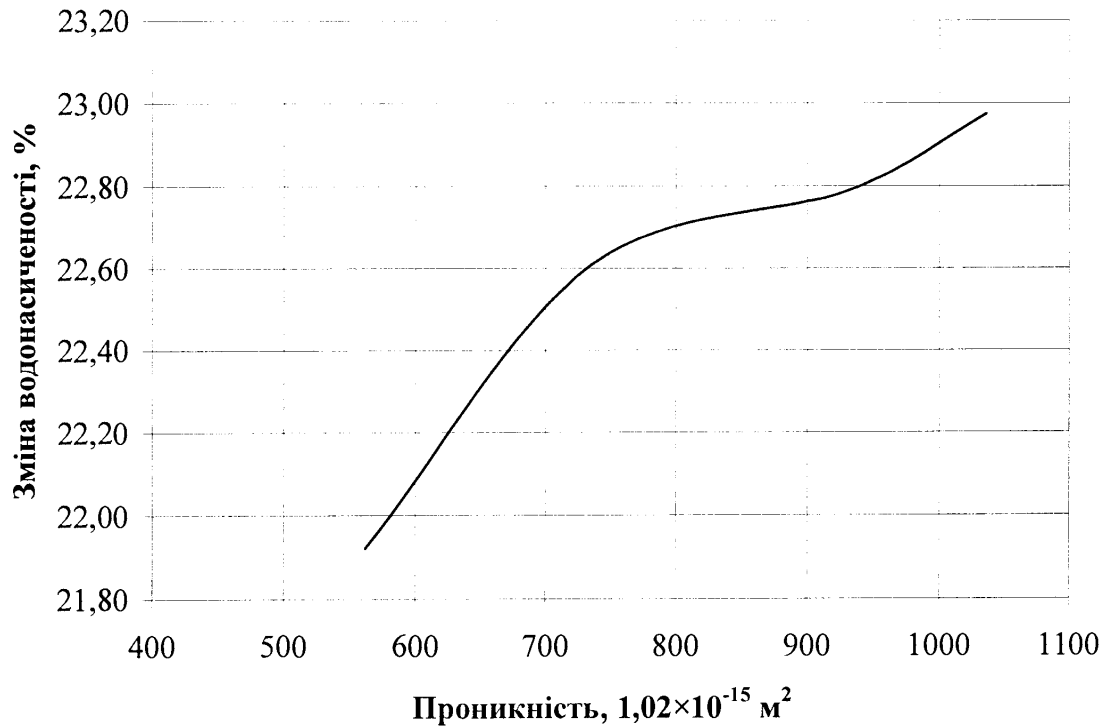


Рис. 3.16 - Залежність максимальної зміни водонасиченості від проникності середовища

Визначимо середнє логарифмічне значення аргументу x_1 , з метою вирівнювання значень у таблиці 3.15

$$\ln(k_{cp}) = \sum_{i=1}^4 k_i \quad (3.7)$$

Із залежності (3.7) $k_{cp} = 794,7 \cdot 1,02 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2$.

Визначимо вирівнювальні коефіцієнти за такою формулою:

$$C_{ki} = \left(\frac{k_{cp}}{k_i} \right)^{0,0731} \quad (3.8)$$

Отже $C_{k1} = 1,0259$, $C_{k2} = 1,0058$, $C_{k3} = 0,9883$, $C_{k4} = 0,9806$.

Трансформуємо таблицю 3.15 у таблицю 3.16 шляхом ділення елементів кожного стовпчика таблиці 3.15 на відповідне значення вирівнювального коефіцієнта.

Таблиця 3.16

Обробка результатів експериментів із
урахуванням вирівнювальних коефіцієнтів C_{ki}

		$x_1 \cdot 1,02 \cdot 10^{-15}$				Σ	$F_1(P)$
		562	735	932	1036		
x_2	25	22,973	23,954	24,463	24,741	96,131	24,03
	35	21,902	23,181	23,713	24,023	92,819	23,20
	40	20,486	21,839	22,425	22,803	87,553	21,89
	50	20,112	20,938	21,637	22,137	84,824	21,21
Σ		85,473	89,911	92,238	93,705		
$F_2(k)$		21,37	22,48	23,06	23,43		

За даними трансформованої таблиці 3.16 будемо графік залежності $\alpha = F_1(P)$, який представлений на рис. 3.17.

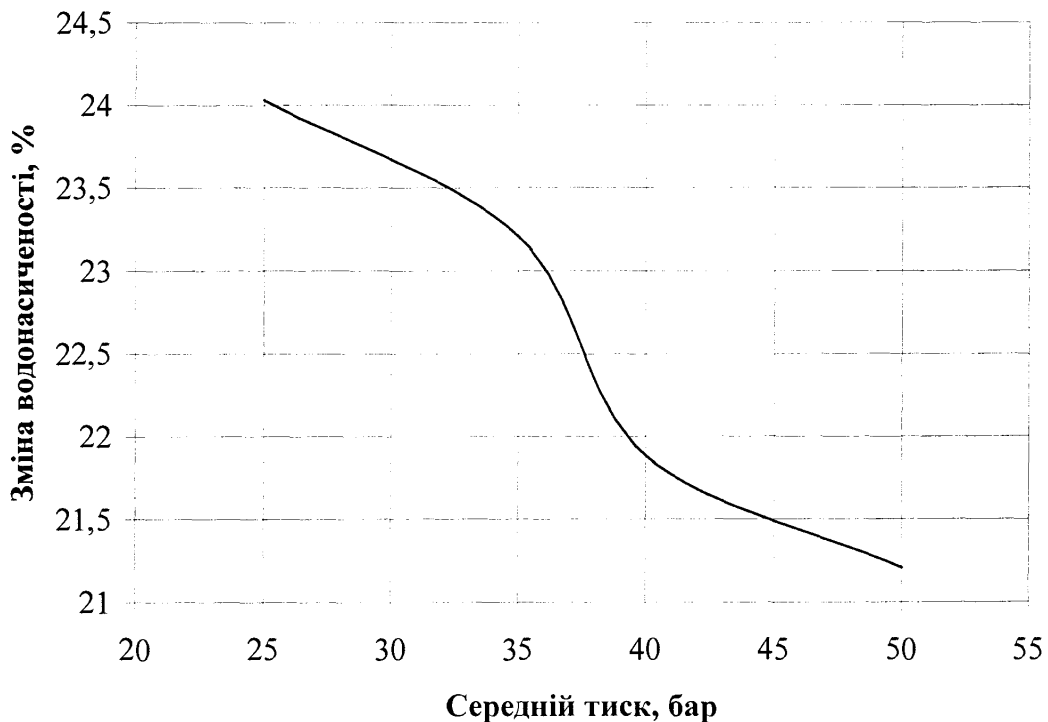


Рис. 3.17 - Залежність максимальної зміни водонасиченості від середнього тиску

На основі методу найменших квадратів для функції $\alpha = F_1(P)$ була отримана наступна формула:

$$\alpha = 44,2797 \cdot P_{cp}^{-0,1877} \quad (3.9)$$

За формулами, аналогічними залежностям (3.7) та (3.8), визначимо середнє логарифмічне значення середнього тиску та вирівнювальні коефіцієнти C_{pi} . Середнє логарифмічне значення середнього тиску становить $P_{cp} = 36,37 \text{ кгс/см}^2$, вирівнювальні коефіцієнти по тиск:

$$C_{p1} = 0,9325, C_{p2} = 0,9929, C_{p3} = 1,0179, C_{p4} = 1,0611.$$

На підставі даних таблиці 3.14 будемо таблицю 3.17.

Таблиця 3.17

Обробка результатів експериментів по параметрах x_3 та x_4

		x_3				Σ	$F_1(P)$
		283	288	293	303		
x_4	1	23,26	23,63	24,37	24,84	96,10	24,02
	1	21,23	22,81	24,21	24,53	92,78	23,19
	1	20,59	21,36	22,19	23,37	87,51	21,88
	1	20,17	20,52	22,04	22,05	84,78	21,20
Σ		85,25	88,32	92,81	94,79		
$F_3(T)$		21,31	22,08	23,20	23,70		

Трансформуємо таблицю 3.17 у таблицю 3.18 шляхом ділення кожного елемента стовпчика таблиці 3.17 на відповідне значення вирівнювального коефіцієнта C_{ki} .

Таблиця 3.18

Обробка результатів експерименту по параметрах x_3 та x_4 з врахуванням вирівнювальних коефіцієнтів C_{ki}

		x_3				Σ	$F_1(P)$
		283	288	293	303		
x_4	1	22,67	23,50	24,66	25,33	96,15	24,04
	1	20,69	22,68	24,50	25,01	92,88	23,22
	1	20,07	21,24	22,45	23,83	87,59	21,90
	1	19,66	20,40	22,30	22,49	84,85	21,21
Σ		83,10	87,81	93,91	96,66		
$F_3(T)$		20,78	21,95	23,48	24,16		

Трансформуємо таблицю 3.18 у таблицю 3.19 шляхом ділення кожного елементу стовпчика на відповідне значення вирівнювального коефіцієнта C_{Pi} .

За даними трансформованої таблиці 3.19 будемо графік залежності $\alpha = F_3(T)$, які представлений на рис.3.18.

Методом найменших квадратів була отримана формула залежності $\alpha = F_3(T)$:

$$\alpha = 0,8722 \cdot T^{0,5807} \quad (3.10)$$

Таблиця 3.19

Обробка результатів експерименту по параметрах x_3 та x_4 із урахуванням вирівнювальних коефіцієнтів C_{Pi}

		x_3				Σ	$F_1(P)$
		283	288	293	303		
x_4	1	24,31	23,66	24,22	23,87	96,07	24,02
	1	22,19	22,84	24,07	23,57	92,67	23,17
	1	21,52	21,39	22,06	22,46	87,43	21,86
	1	21,09	20,55	21,91	21,19	84,74	21,18
	Σ	89,12	88,44	92,26	91,09		
	$F_3(T)$	22,28	22,48	22,82	23,15		

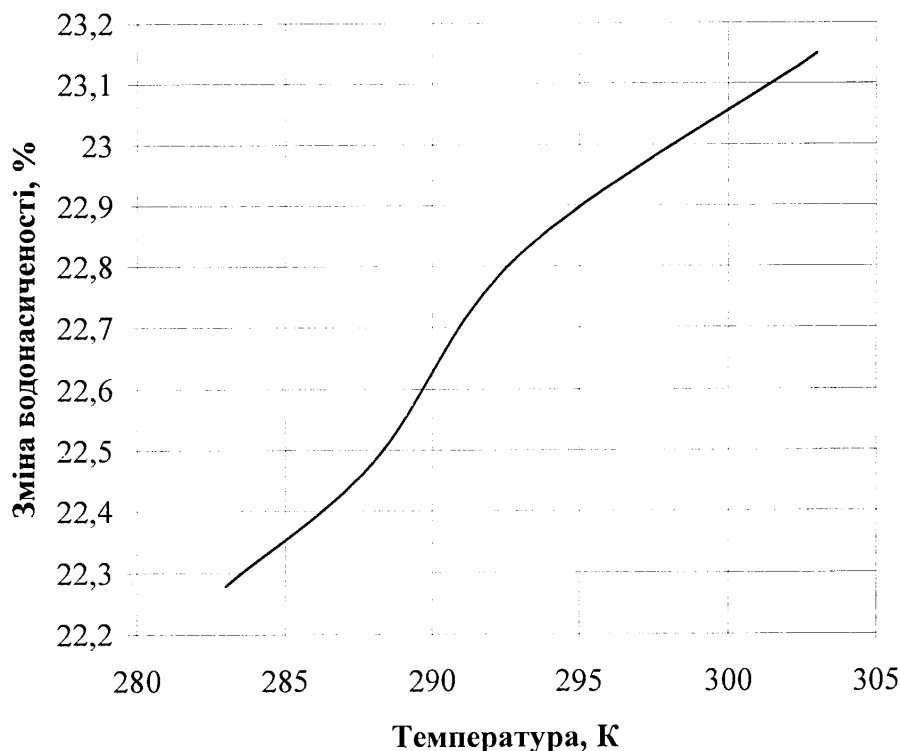


Рис. 3.18 - Залежність зміни водонасиченості від температури

Тоді загальна функція $\alpha = f(P, k, T)$, із урахуванням перевідного коефіцієнта буде мати наступний вигляд

$$\alpha = 0,64675 \cdot P^{-0,1877} \cdot k^{0,0731} \cdot T^{0,5807} \quad (3.11)$$

У залежності (3.11) тиск P слід підставляти в МПа, температуру T в К, проникність k в мДс. Середньоквадратична похибка складає 0,0652, а коефіцієнт варіації – 0,0195 (1,95%).

Розрахунки максимальної зміни водонасиченості за отриманою залежністю (3.11) показали, що на процес осушення порового простору суттєво впливають всі вказані в залежності параметри. Ураховуючи той факт, що за умов роботи ПСГ температура покладів залишається незмінною, отже для умов конкретних ПСГ України розрахунки максимальної зміни водонасиченості в покладах можна розраховувати виходячи зі значень проникності та середнього тиску газу в покладах.

Висновки по розділу 3

1. Експериментальні дослідження осушення пористого середовища потоком газу дозволили встановити закономірності перерозподілу вологи в залежності від параметрів режиму і отримати емпіричну залежність для визначення водонасиченості, використання якої підтверджує основні теоретичні положення і дозволяє оцінити стан продуктивного горизонту ПСГ в період циклів “нагнітання-відбір”.

2. Аналітичні дослідження процесу осушення газом порового простору від залишкової пластової води проведені для умов Дашавського ПСГ дозволили встановити, що процес осушення активної зони продуктивного горизонту відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації сховища. Процес осушення порового простору також має вплив на застійні зони сховища, хоча в значно меншій мірі.

РОЗДІЛ 4

ФОРМУВАННЯ ГАЗОНАСИЧЕНОГО ПОРОВОГО ОБ'ЄМУ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Сучасний стан системи підземного зберігання газу в Україні вимагає вирішення низки складних наукових питань, що пов'язані з раціональною експлуатацією ПСГ. Одним із таких питань є вивчення змін, що виникають у пористому середовищі впродовж циклічної експлуатації сховищ. Останнім часом ряд науковців України вивчали питання з формування газонасиченого порового об'єму ПСГ України. Так, у працях Гімера Р.Ф., Деркача М.П. [20] було детально вивчено формування газонасиченого порового об'єму сховищ із пружноводонапірним режимом роботи, аналогічними питаннями займалися Лур'є М.В, Дідковська А.С.[75], Бузинов С.Н. [9] . Однак основна увага у вивченні процесу формування активного газонасиченого порового об'єму ПСГ, була приділена сховищам із водонапірним та пружноводонапірним режимом роботи. Для умов підземних сховищ газу з газовим режимом роботи, дане питання було вивчено недостатньо.

Вивчення процесу осушення пористого середовища дало змогу визначити зміни активного газонасиченого порового об'єму сховищ за рахунок зменшення залишкової водонасиченості пористого середовища, однак досвід експлуатації ПСГ України з газовим режимом роботи показує, що оцінювання змін у поровому об'ємі сховища лише за рахунок осушування недостатній. У структурі сховища можуть бути зони, які не приймають активну участь у циклічній експлуатації сховища. Такі зони сховища носять назву "застійних".

На підставі вище наведених даних можна зробити припущення, що під час роботи сховища має місце суперпозиція двох ефектів: осушення пористого середовища та зміна порового об'єму застійних зон сховища. Важливо наперед оцінити вплив кожного з них та загальний ефект впродовж циклічної експлуатації сховища.

4.1 Аналіз циклічної експлуатації покладу “Г” ІХ горизонту в режимі ПСГ

Експлуатація покладу “Г” у режимі ПСГ розпочалася у квітні 1973 року. У період з квітня по вересень 1973 року проводився перший етап нагнітання буферного об’єму газу ПСГ. Усього за перший етап було закачано в поклад 21,061 млн.м³ газу, при цьому приведений пластовий тиск виріс з 0,54 МПа до 0,72 МПа.

Наступний етап нагнітання буферного газу розпочався в травні 1974 року та тривав до початку грудня того ж року, при цьому об’єм нагнітання склав 46, млн.м³. Приведений пластовий тиск на початок другого етапу нагнітання складав 0,69 МПа, на кінець – 1,04 МПа. Нагнітання проводилося у 5 свердловин (109, 114, 117, 118, 119). Усього в покладі “Г” станом на кінець листопада 1974 року було 115,623 млн.м³, об’єм нагнітання на один МПа підняття приведенного пластового тиску складав 134,4 млн.м³.

У період із січня по березень 1975 року було проведено пробний цикл відбирання газу, при цьому всього було відібрано 3,982 млн.м³ газу, а приведений пластовий тиск знизився з 1,04 до 0,97 МПа, отже відбір на один МПа падіння тиску складав всього 56,9 млн.м³. Таке незначне значення приведенного відбору пояснюється нерозподілом газу в активній зоні покладу “Г”.

Починаючи з квітня 1975 року, підземне сховище експлуатувалося в більш активному режимі. Так, за період нагнітання 1975 року (з квітня до середини жовтня включно) було закачано в поклад 178,433 млн.м³, приведений пластовий тиск виріс з 0,97 МПа до 2,85 МПа, при цьому приведений об’єм нагнітання складав 94,5 млн.м³/1 МПа.

Темпи відбору газу в цей цикл (з жовтня 1975 по травень 1976 року) були з врахуванням необхідності збільшення об’єму буферного газу, а тому за період відбору було всього відібрано 104,41 млн.м³, приведений пластовий тиск знизився до 1,61 МПа, приведений об’єм відбору склав 83,7 млн.м³ на один МПа. Усього в покладі після завершення циклу відбору знаходилося 185,644 млн.м³ буферного газу. У період нагнітання – відбору 1975-1976 років в експлуатації було 17 свердловин, а саме

(свердловини № 66, 72, 109, 111, 112, 113, 115, 116, 117, 118, 119, 120, 121, 122, 123, 124, 126).

Цикл нагнітання – відбору 1976-1977 років характеризується виходом сховища на режим циклічної експлуатації. Всього за цикл нагнітання газу в сховище було закачано 146,308 млн.м³ газу, при зростанні пластового тиску до 2,95 МПа, приведений об'єм нагнітання склав 108,9 млн.м³/1 МПа.

Цикл відбору газу тривав із жовтня 1976 по кінець березня 1977 року. Загальний відбір газу склав 118,09 млн.м³, об'єм буферного газу виріс до величини 213,882 млн.м³, пластовий тиск знизився до 1,87 МПа (при проектних даних у 238 млн.м³ та пластовому тиску в 2,26 МПа). Однак, у зв'язку з відсутністю дожимної компресорної станції (ДКС) у Дашаві об'єми нагнітання та відбору газу в наступні роки були значно менші за проектні. Лише в 1980 році Дашавське ПСГ було підключено до КС-Пукеничи, що дозволило в наступні роки вийти на режим, близький до проектного.

Для аналізу циклічної експлуатації покладу “Г” Дашавського ПСГ використаємо метод побудови годографів циклічної експлуатації сховища у вигляді залежності

$$P_{зв} = f(Q_{см}), \quad (4.1)$$

де $P_{зв}$ – зведений пластовий тиск, МПа;

$Q_{см}$ – загальний об'єм газу в покладі за стандартних умов, млн.м³.

Годограф роботи покладу “Г” Дашавського ПСГ в період перших циклів нагнітання – відбору (1973-1976 роки) представлений на рис. 4.1.

Як видно з рис. 4.1, лінія годографів нагнітання буферного газу в період із 1973 по жовтень 1975 року описується практично прямою лінією, яка проходить через початок координат. Незначні відхилення від прямої пояснюються тим, що протягом перших років нагнітання буферного газу нагнітання в сховище проводилося через старий фонд свердловин, та відповідно нагнітанням газу було охоплено не весь поровий об'єм покладу “Г”.

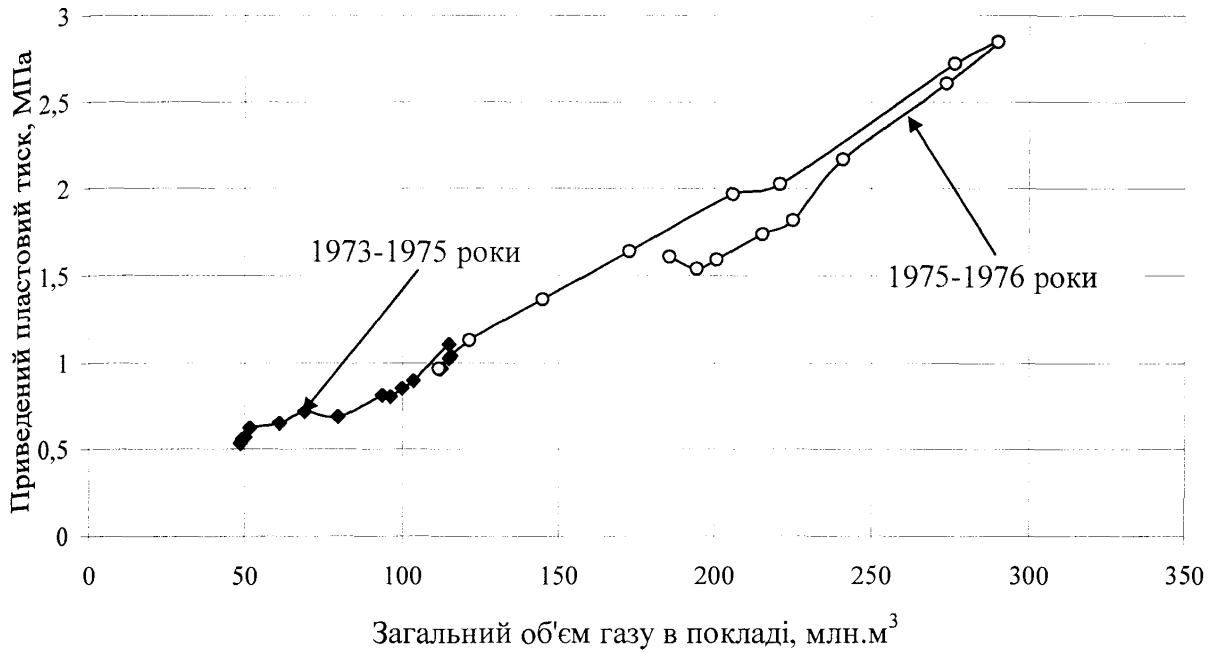


Рис. 4.1. - Годограф циклічної експлуатації покладу
“Г” Дашавського ПСГ в період 1973-1976 роки

Годограф циклічної експлуатації покладу “Г” Дашавського ПСГ в період 1973-1981 роки представлений на рис. 4.2.

Із жовтня 1975 року по травень 1976 року протягом першого циклу відбору газу лінія відбору газу була практично паралельна лінії нагнітання, що свідчило про роботу одного і того ж газонасиченого об'єму покладу. У зв'язку з незначними об'ємами нагнітання відбору в 1976-1981 роках, відсутністю точних даних по загальному об'єму газу в покладі і пластовому тиску петля годографа має складну структуру, тому використання даних за цей період для визначення газонасиченого об'єму покладу призведе до значної похибки.

Більш активна експлуатація сховища розпочалася у 1981 році. Фактично, починаючи з цього часу, розпочинається циклічна експлуатація сховища. Пластовий тиск у кінці періоду нагнітання 1981 року виріс до 4,77 МПа, а в кінці періоду відбору 1982 року знизився до 1,42 МПа. Відбір газу на 1 МПа падіння тиску в період 1981-1982 роки складав 90,3 млн.м³/МПа, при нагнітанні газу на 1 МПа підняття тиску в 96,5 млн.м³/МПа, тобто фактично спостерігалось зменшення приведенного об'єму

відбору в порівнянні з циклом нагнітання за рахунок розтікання газу в покладі сховища.

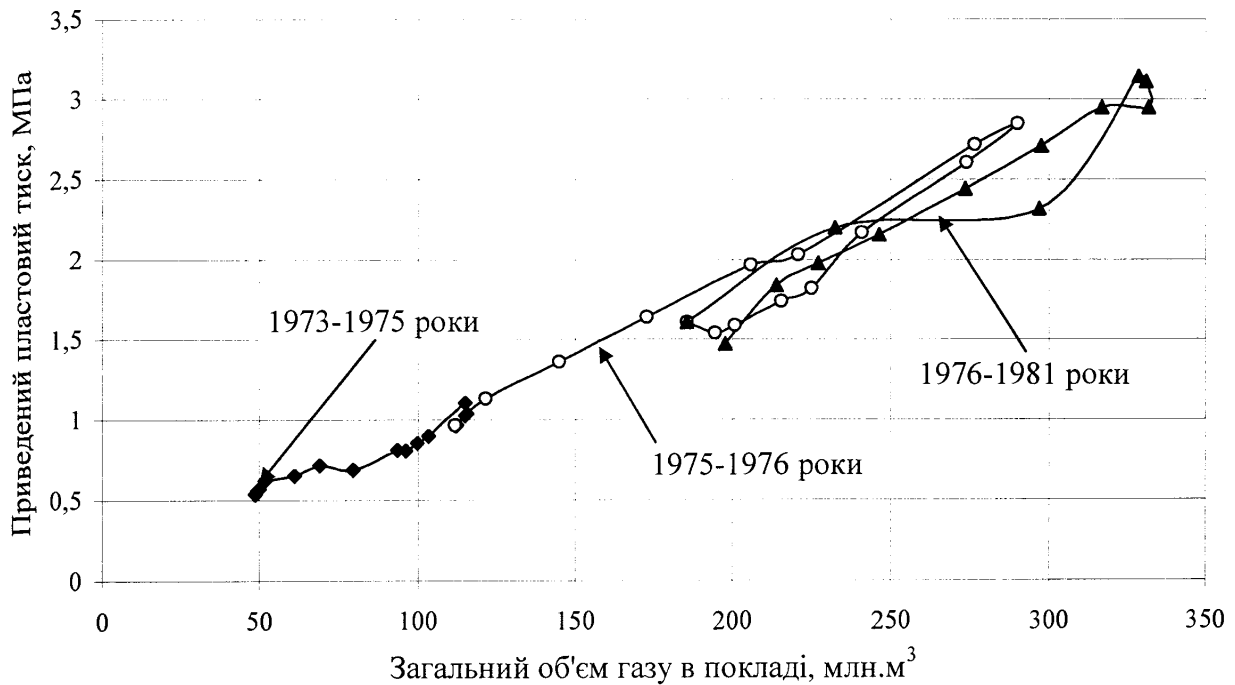


Рис. 4.2 - Годограф циклічної експлуатації покладу "Г" Дашавського ПСГ за період 1973-1981 роки

Подальші роки експлуатації покладу "Г" характеризувалися наступними параметрами. Максимальний пластовий тиск спостерігався у вересні-жовтні 1983 року та складав 6,1 МПа при загальному об'ємі газу в покладі в 719 млн.м³.

У наступний рік циклічної експлуатації сховища максимальний пластовий тиск збільшився до 6 МПа, однак, при цьому збільшився загальний об'єм газу в покладі до 757 млн.м³. Тенденція до змін спостерігалася і стосовно завершення періоду відбору газу. Так, у квітні 1984 року при загальному об'ємі газу в покладі в 308,7 млн.м³ пластовий тиск складав 1,67 МПа, через цикл нагнітання-відбір (квітень 1985 року) після завершення відбору газу загальний об'єм у покладі виріс до 341,5 млн.м³, а мінімальний пластовий тиск знизився до 1,63 МПа. Цикл 1985-1986 року був останнім циклом окремої експлуатації покладів "Г" та "Е". У цей період збереглася загальна тенденція до зменшення максимального пластового тиску газу. Так,

при загальному об'ємі газу в покладі в 799,95 млн.м³ пластовий тиск у кінці періоду нагнітання газу складав 6,0 МПа. Годограф циклічної експлуатації покладу "Г" Дашавського ПСГ за період з 1973 по 1986 роки зображений на рис.4.3.

На рис 4.3 явно виражено рух ліній нагнітання – відбір праворуч, лінія, що усе-реднює криву нагнітання–відбір за рік, вже не проходить через початок координат, а відсікає певний відрізок на осі X. Фактично можна констатувати наявність змін, які відбулися в покладі "Г" за 13 років циклічної роботи.

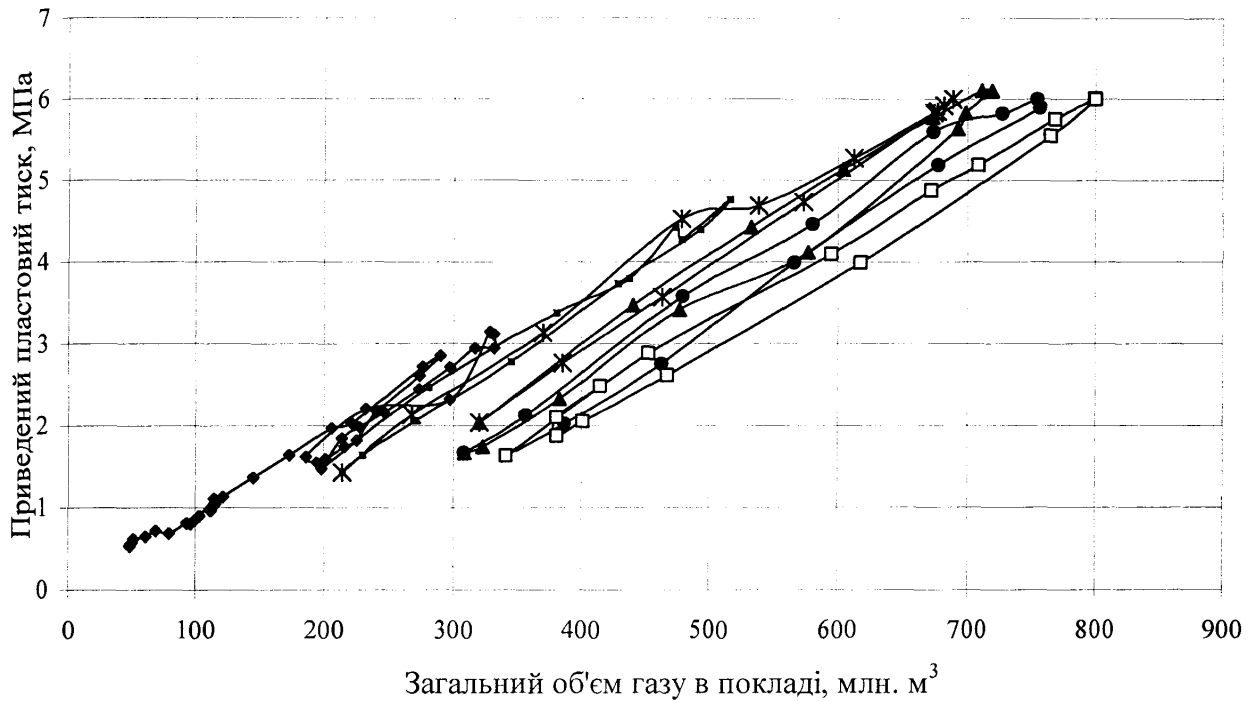


Рис. 4.3 - Годограф циклічної експлуатації покладу "Г" Дашавського ПСГ за період 1973-1986 роки

—◆— 1973-1981 —■— 1981-1982 —*— 1982-1983
 —▲— 1983-1984 —●— 1984-1985 —□— 1985-1986

Отже, підводячи підсумки аналізу циклічної експлуатації покладу "Г" Дашавського ПСГ за період 1973-1986 роки, можна зробити наступні висновки:

- Режим роботи газосховища відповідає режиму розробки покладу на виснаження, тобто режим роботи – газовий
- У процесі циклічної експлуатації спостерігалися суттєві зміни в покладі, які привели до зниження пластового тиску газу при постійному зростанні загального об'єму газу в сховищі.

4.2 Формування газонасиченого порового об'єму розширеного Дашавського ПСГ

Одним із зручних способів аналізу структури підземного сховища газу можна вважати метод порівняння пластових тисків у зоні нагнітання-відбору газу та по контрольних свердловинах сховища. Проаналізувавши динаміку зміни пластових тисків у робочій зоні ПСГ та в контрольних свердловинах сховища, можна отримати загальне уявлення про динаміку руху газу по покладах сховища [14].

Відповідно до будови сховища для аналізу зміни були обрані контрольні свердловини, які найбільш віддалені від робочої зони ПСГ. Пластовий тиск у робочій зоні сховища визначався як середньоарифметичний тиск по експлуатаційно-нагнітальних свердловинах. В якості контрольних свердловин були обрані свердловини № 83, №212 та № 165.

Свердловина № 83 була розбурена в 1987 році як спостережна, розташована на захід на віддалі біля 1 км від основної кількості експлуатаційних свердловин. Спостережна свердловина № 212 уведена в дію в 1987 році, розташована на південний захід від експлуатаційних свердловин сховища на віддалі в 1,5 км.

Свердловина № 165 була розбурена в 1951 році в поклад "Ж+В", який займає крайню західну частину підняття. Дана свердловина розташована на південний захід від робочої зони ПСГ майже на контурі газоносності, після виснаження покладів експлуатується як спостережна. Для проведення аналізу динаміки зміни пластових тисків по обраних свердловинах була сформована база даних пластових тисків з 1987 по 2001 роки.

Динаміка зміни пластових тисків у робочій зоні ПСГ та контрольних свердловинах (№83, №165, №212) представлена на рис. 4.4.

Аналіз зміни пластових тисків по контрольних свердловинах робиться по відношенню до тиску в робочій зоні ПСГ. Так на графічній залежності видно, що тиск у робочій зоні має чітко виражений циклічний характер. При цьому спостерігається тенденція до зменшення максимального тиску в сховищі до 1993 року.

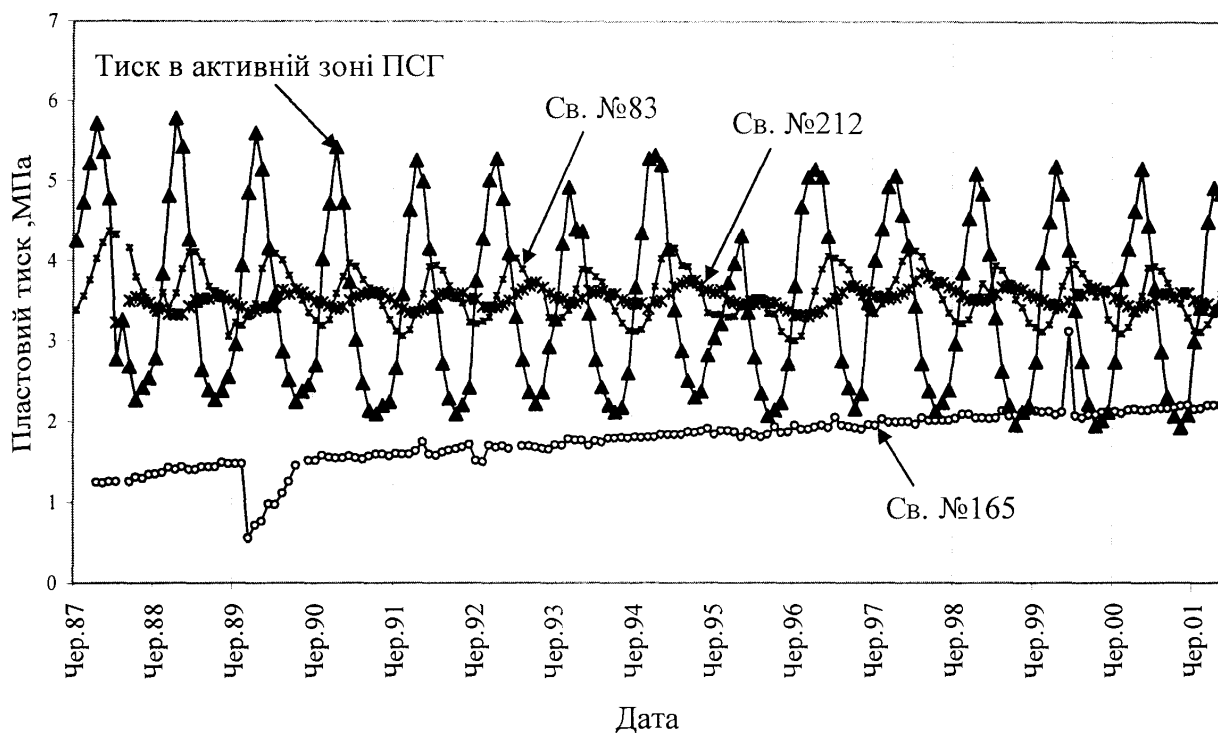


Рис. 4.4. - Динаміка зміни пластових тисків
по контрольних свердловинах Дашавського ПСГ

При детальному аналізі динаміки пластових тисків було обрано ряд свердловин для порівняння із середньозваженим пластовим тиском у сховищі. Аналіз проводився по свердловинах №83, №212 та № 165. У свердловині №83, що розташована найближче до робочої зони сховища, спостерігається зсув фаз пластового тиску, крім того амплітуда зміни тиску значно менша ніж у робочій зоні сховища. Динаміка зміни пластового тиску в свердловині №83 у порівнянні з пластовим тиском в активній зоні сховища представлена на рис.4.5.

Свердловина № 212, виходячи з даних замірів пластового тиску, реагує в протифазу з пластовим тиском у робочій зоні сховища. Максимальний тиск у свердловині спостерігається тоді, коли тиск у сховищі наблизений до мінімального, тобто в кінці періоду відбору, і, навпаки, при максимальному тиску в ПСГ у спостережній свердловині № 212 тиск максимальний.

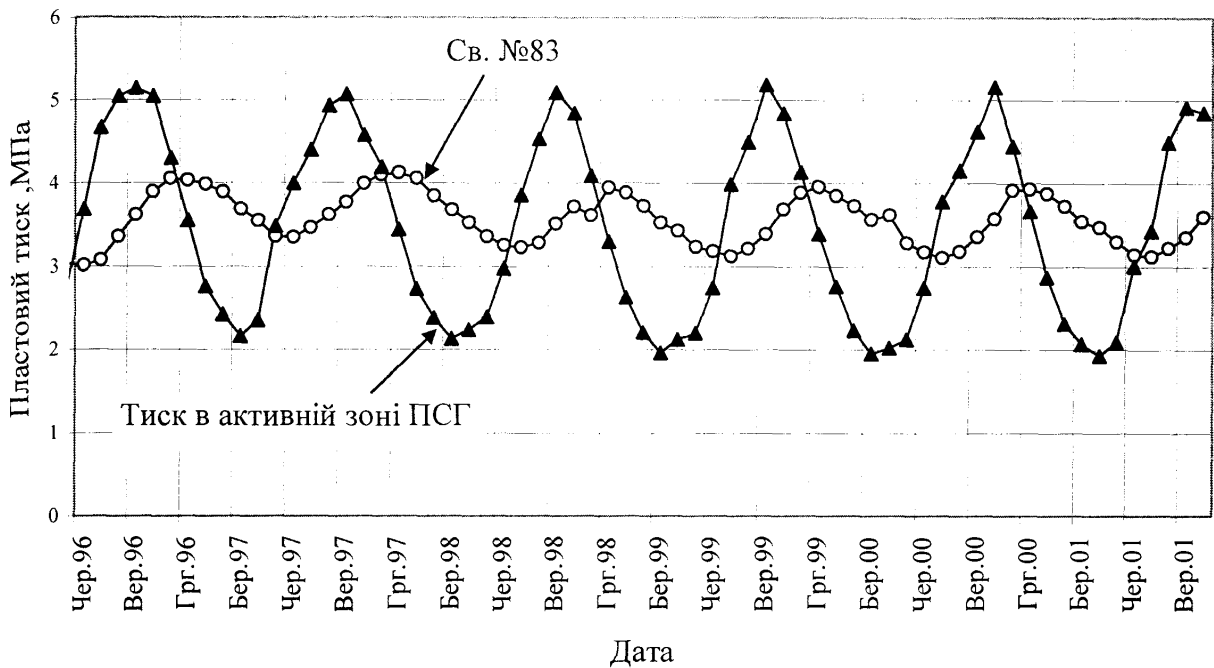


Рис. 4.5 - Динаміка зміни пластових тисків по свердловині №83 та активній зоні Дашавського ПСГ

Динаміка зміни пластового тиску в свердловині № 212 у порівнянні з пластовим тиском в активній зоні сховища показана на рис. 4.6.

Окрему увагу слід приділити динаміці тиску в свердловині № 165. Так, протягом періоду циклічної експлуатації у свердловині спостерігається значне зростання пластового тиску (у період з 1986–1993 років), та в подальшому (до 2001 року) значення пластового тиску практично незмінне.

Із аналізу пластових тисків по контрольних свердловинах Дашавського ПСГ можливо зробити наступні висновки:

- У структурі сховища є зони, які мають відмінну від основної частини динаміку роботи.
- Свердловини №83 та № 212 розміщені в зоні сховища, яка реагує зі зсувом фаз максимальних тисків (свердловина №83) та по мірі віддалення від робочої зони сховища з протифазою максимальних тисків (свердловина №212).
- Свердловина №165 розміщена в зоні сховища, де протягом всього періоду циклічної експлуатації сховища відбулося збільшення кількості газу, не зважаючи на те, що зона свердловини №165 не приєднана до активно працюю-

чої частини сховища. Крім того слід відмітити, що пластовий тиск у районі свердловини № 165 не має циклічної зміни.

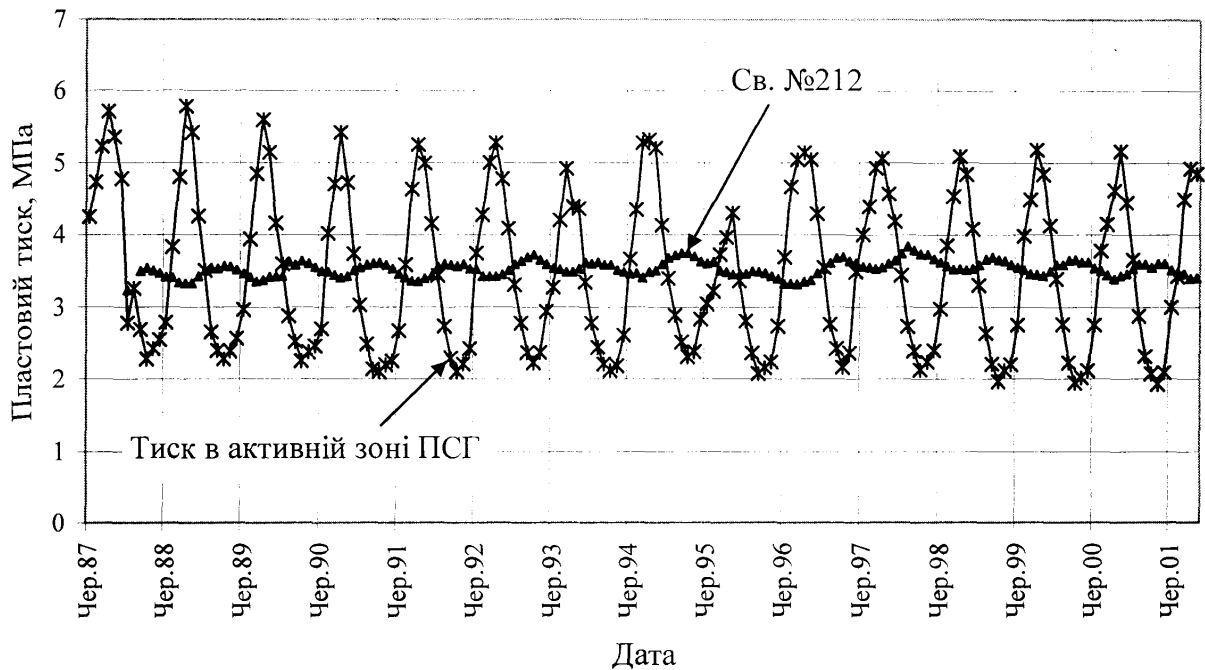


Рис. 4.6 - Динаміка зміни пластових тисків по свердловині №212 та активній зоні Дашавського ПСГ

Отже в структурі сховища можна виділити три основні зони:

- робоча зона сховища;
- зона, яка реагує зі зміщенням або протифазою максимальних тисків;
- зона, в якій спостерігається зростання пластового тиску без реагування на зміну тиску в робочій зоні сховища.

Починаючи з 1984 року, в поклад "Е" проводилося нагнітання буферного газу з метою виведення ПСГ на режим циклічної експлуатації. Одночасно з нагнітанням буферного газу проводилося розбурювання площі ПСГ.

Для аналізу циклічної експлуатації ПСГ використано метод годографа. Графічна залежність приведенного загального об'єму газу в покладі від приведенного пластового тиску газу в ПСГ для періоду нагнітання буферного газу (1984-1986 роки) приведена на рис. 4.7.

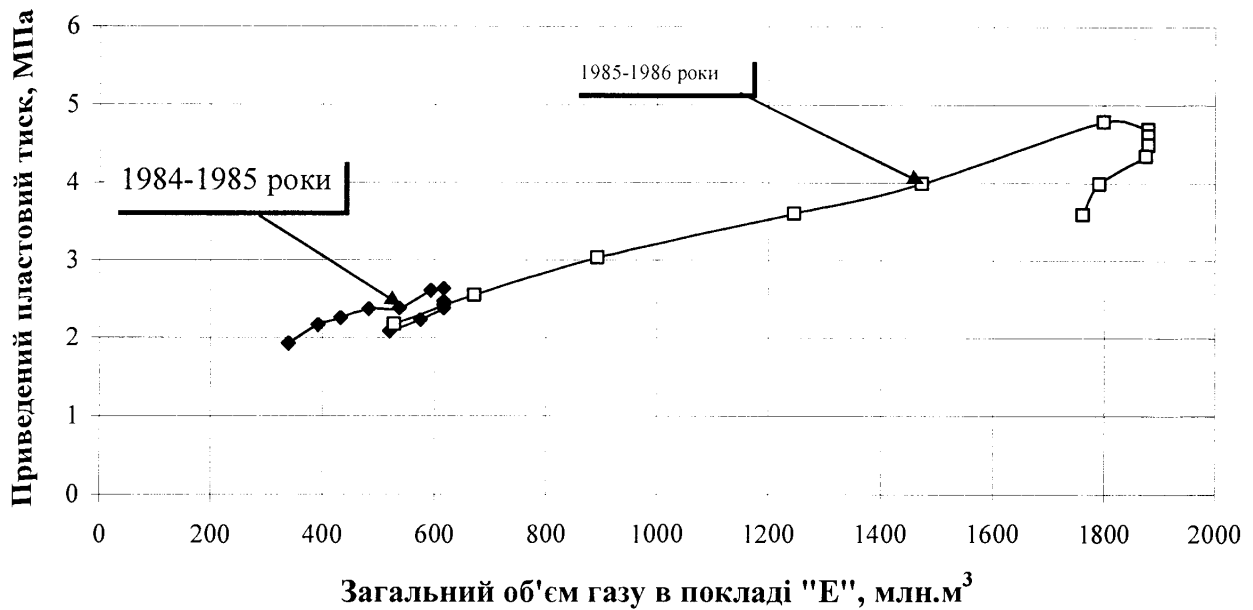


Рис. 4.7 - Годограф циклічної експлуатації покладу "Е" за період 1984-1986 роки

Із рис. 4.7 видно, що основний період нагнітання буферного газу припав на 1985 рік. Відповідно до фактичних даних при цьому пластовий тиск виріс із 1,98 МПа до 4,09 МПа. У поклад було закачано 1359,89 млн.м³ при сумарному відборі всього в 119,24 млн.м³. Об'єм нагнітання природного газу на 1 МПа, підняття пластового тиску склав 644,5 млн.м³/МПа.

Період відбору 1985-1986 років характеризується дуже незначними темпами відбору та значним нейтральним періодом протягом листопада та грудня. У нейтральний період пластовий тиск поступово знижувався з 4,09 МПа до 3,93 МПа, фактично відбувався розподіл буферного газу рівномірно по газонасиченому об'єму ПСГ, в подальшому темпи відбору були незначні, а тому фактично продовжувався перерозподіл буферного газу по сховищу, при цьому із газосховища було видобуто всього 159,9 млн.м³ газу на 1 МПа падіння пластового тиску. Перерозподіл газу по покладу "Е" спричинив значне падіння пластового тиску, який на момент завершення періоду відбору газу склав 3,19 МПа.

Починаючи з періоду нагнітання 1986 року, газосховище виводиться на проектний режим, сумісно експлуатуються поклади "Е" та "Г", активно в дію вводяться нові свердловини. Так, у травні 1986 року в режимі нагнітання працювало всього 18

свердловин, тоді як у серпні цього ж року вже 56 свердловин, а в період відбору – 77 свердловин. Годограф експлуатації Дашавського ПСГ в період 1986-1993 роки представлено на рис. 4.8.

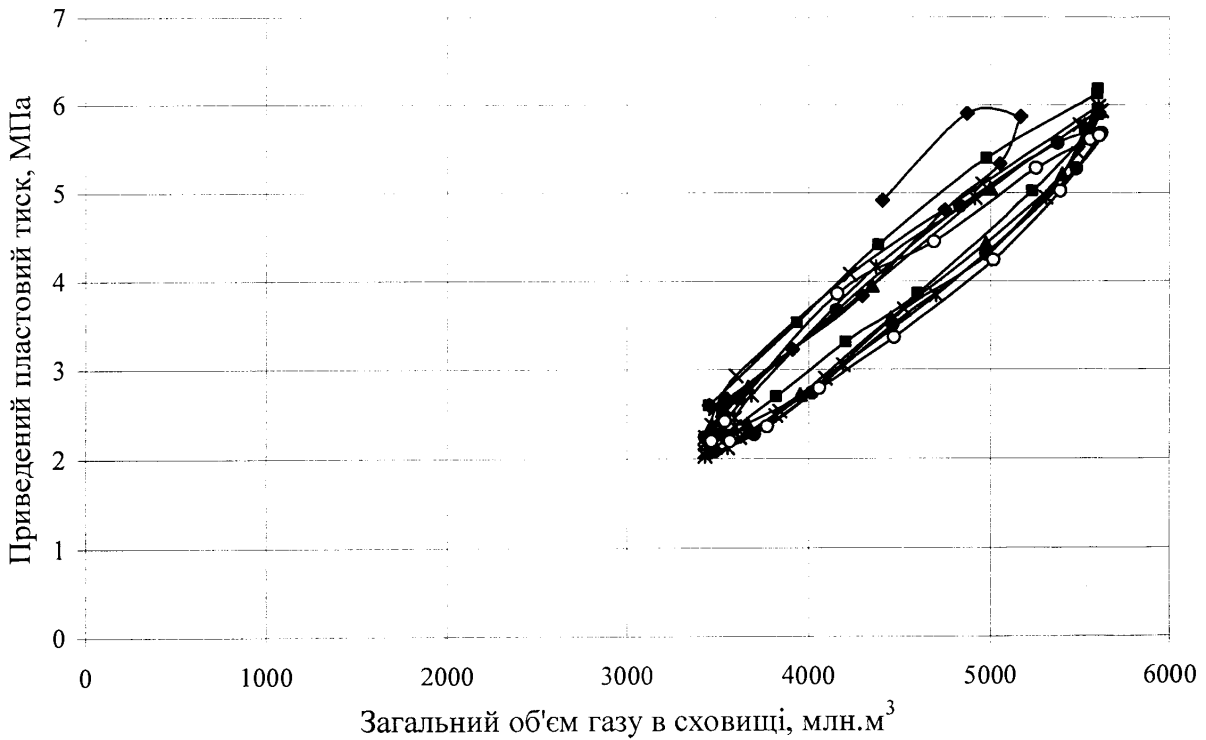


Рис. 4.8 - Годограф циклічної експлуатації Дашавського ПСГ за період 1986-1993 роки

◆ 86-87 ■ 87-88 ▲ 88-89 ✕ 89-90 * 90-91 ● 91-92 ○ 92-93

Період нагнітання 1987 року характеризувався підняттям пластового тиску до 5,71 МПа, тоді як у попередній період пластовий тиск досяг значення 5,49 МПа, загальний об'єм нагнітання в сховище склав 2146,13 млн.м³ природного газу, що практично відповідало проектним показникам. На один МПа підняття пластового тиску було закачано 687,95 млн.м³ газу.

У період відбору 1987-1988 років на один МПа падіння тиску було відібрано 672,5 млн.м³ газу. Слід відмітити значний нейтральний період роботи сховища (протягом квітня-травня 1987 року) коли за рахунок притоку газу із застійних зон пластовий тиск в активній зоні виріс на 0,27 МПа.

У цей період експлуатації ПСГ, як видно з рис. 4.8, криві нагнітання та відбору мають значно вище аналогічної кривої відбору 1986-1987 років, при цьому значно зростає площа гістерезисної кривої сховища.

Як вказувалося вище, Карачинський В.Е. у своїх працях [56] для аналізу циклічної експлуатації підземних сховищ газу запропонував використовувати так званий енергетичний годограф. Для цього слід було визначати роботу, яку слід виконати для проведення циклу нагнітання-відбір. Розрахунок необхідної роботи проводився за залежністю (4.2)

$$L = P_{зб} \cdot V, \quad (4.2)$$

де L – робота, яку слід виконати для проведення циклу нагнітання-відбір, Дж;
 V – об’єм газу за пластових умов, м³.

Відповідно до положень про енергетичний годограф Карачинського В.Е. лінія нагнітання газу характеризує роботу, яку слід виконати для нагнітання газу в поклад, а лінія відбору газу – роботу, яка виконується під час циклу відбору газу. Різниця між роботою нагнітання та роботою відбору газу – це втрати енергії, які втрачаються протягом одного циклу нагнітання-відбір за рахунок руху газу в поровому просторі та відтиснення контурної води. Отже, по площі петель годографа можна зробити висновок про економічність вибраного режиму експлуатації ПСГ, більша площа свідчить про більші втрати пластової енергії, менша – про менші. У період 1987-1988 років стрімке підняття пластового тиску призвело до зростання втрат у сховищі. Починаючи з періоду 1987-1988 років, сховище виведено на проектний режим роботи.

У період експлуатації 1988-1989 років пластовий тиск не піднімали до значень 1987 року, а тому крива годографа практично співпадає в плані з попередніми роками.

Наступні періоди експлуатації Дашавського ПСГ характеризуються практично однаковими об’ємами нагнітання та відбору, при цьому спостерігається зниження максимального тиску газу в сховищі. На кривих годографа цей процес характеризується рухом лінії “нагнітання-відбір” ліворуч при сталому загальному об’ємі газу у сховищі.

Найбільш суттєво така динаміка спостерігається в період з 1987 по 1992 роки. У цей період максимальний пластовий тиск зменшується до 5,29 МПа при незмінному мінімальному тиску газу та практично незмінному загальному об’ємі газу в покладі.

Графічна залежність усталеної циклічної експлуатації Дашавського ПСГ для періоду 1993–2003 років представлена в першому розділі на рис. 4.9.

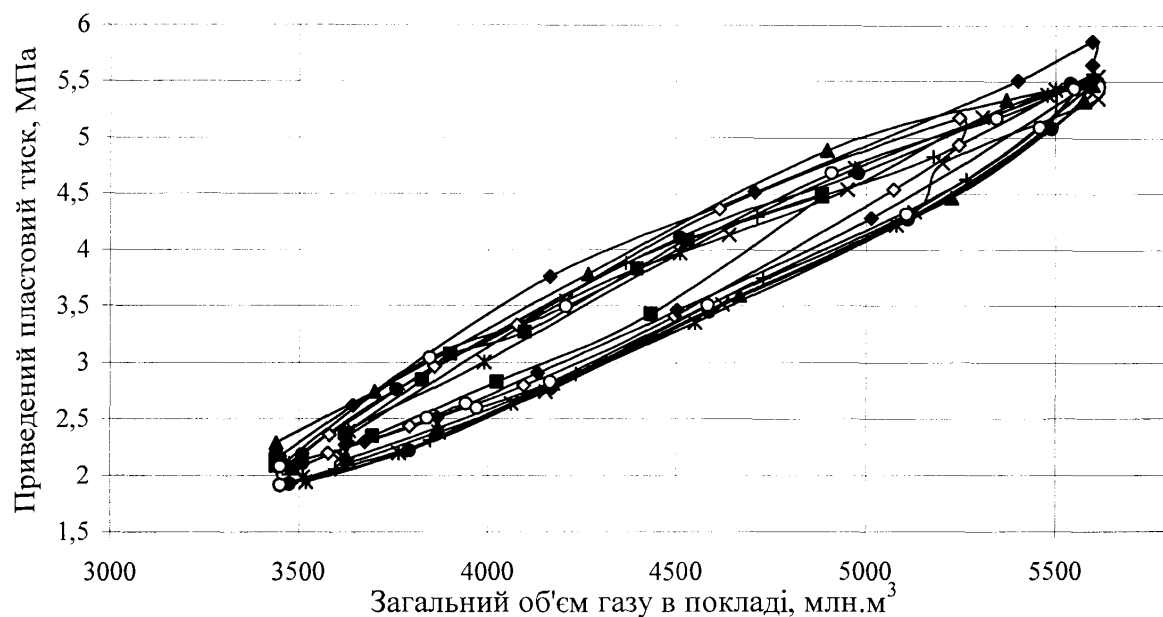


Рис.4.9. - Годограф усталеної циклічної експлуатації Дашавського ПСГ

—◇— 93-94 —◆— 94-95 —■— 95-96 —▲— 96-97 —×— 97-98 —*— 98-99 —●— 99-00 —+— 00-01 —○— 01-02

Із рис.4.9 видно, що криві годографа накладаються одна на одну. Максимальний та мінімальний пластовий тиск залишається незмінним. Цей факт свідчить про стабільну роботу сховища в усталеному режимі циклічної експлуатації.

Отже, в історії експлуатації Дашавського ПСГ можна виділити наступні періоди: період виводу сховища на проектний режим, період формування стійкого об'єму ПСГ, період роботи в усталеному режимі циклічної експлуатації.

Відповідно до положень газової динаміки газонасичений поровий об'єм можна оцінити наступним чином. Рівняння стану газу описує зв'язок між масою газу та поровим газонасиченим об'ємом

$$M = \Omega_{\text{п}} \cdot \frac{P}{z \cdot R \cdot T}, \quad (4.3)$$

де M – загальна маса газу в покладі, кг;

$\Omega_{\text{п}}$ – газонасичений поровий об'єм покладу, м³;

P – абсолютний пластовий тиск, Па;

z – коефіцієнт стисливості газу;

R – газова стала, $\frac{\text{Дж}}{\text{кг} \cdot \text{К}}$;

T – абсолютна температура газу в покладі, К.

При ізотермічному процесі пластова температура є сталою величиною, отже множник $(R \cdot T)$ є також відповідно сталим. Фактично залежність (4.3) є рівнянням прямої лінії типу $y = k \cdot x$, яка проходить через початок координат. Отже залежність (4.3) можна представити у вигляді

$$M = \xi \cdot \frac{P}{z}, \quad (4.4)$$

де ξ – кутовий коефіцієнт, пропорційний газонасиченому поровому об'єму, визначається за залежністю

$$\xi = \frac{\Omega_{\text{п}}}{R \cdot T}. \quad (4.5)$$

У такому вигляді пропонували використовувати аналітичний опис кривих годографа такі дослідники як Карачинський В.Е., Лур'є М.В. та ін. На нашу думку таке представлення для аналізу фактичних режимів циклічної експлуатації є недостатньо ґрунтовним.

У реальних сховищах природного газу завжди існують зони, де в зв'язку з особливостями геологічної будови, схемою розміщення свердловин або багатьма іншими факторами фільтрація газу відрізняється від зони, де розміщена основна частина експлуатаційно-нагнітальних свердловин. Отже, в загальному баланс маси газу в такому сховищі можна представити у наступному вигляді.

Загальна маса газу в сховищі складається з маси газу в активній частині (зона сховища, де розміщені експлуатаційно-нагнітальні свердловини) та маси газу в застійній частині

$$M = M_a + M_z. \quad (4.6)$$

Виходячи із результатів аналізу пластових тисків по контрольних свердловинах Дашавського ПСГ, можна стверджувати, що активна зона сховища характеризується зміною пластового тиску від максимального до мінімального, застійна зона

сховища, в свою чергу, характеризується сталим значенням пластового тиску, тобто на відміну від активної частини сховища тут не спостерігається зміна пластового тиску в процесі циклічної експлуатації. Схема такого уявного сховища газу зображена на рис. 4.10.

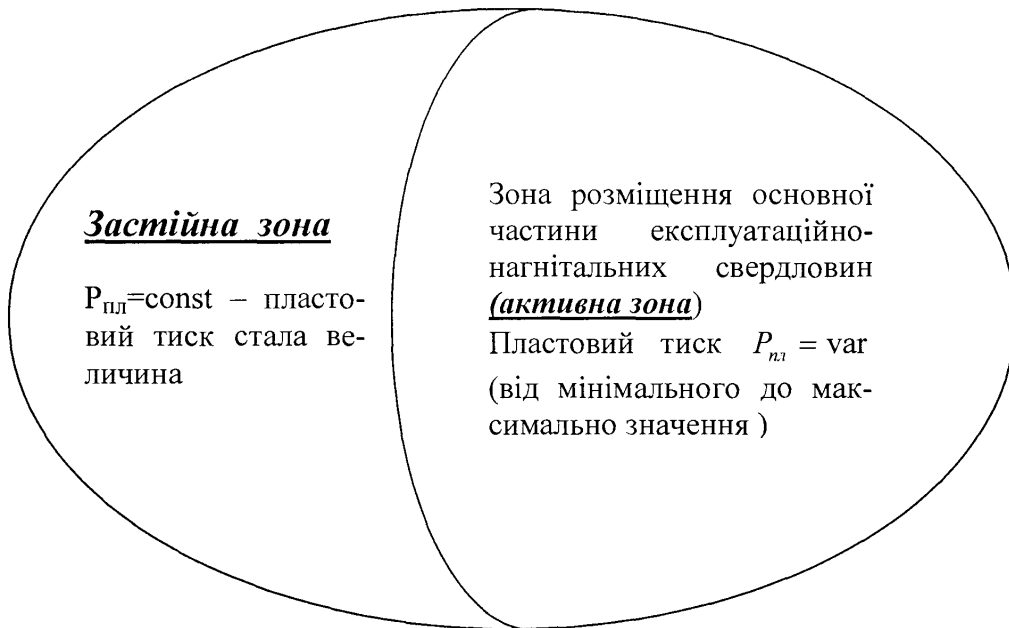


Рис. 4.10. - Підземне сховище газу з активною та застійною зоною

Масу газу в активній частині сховища опишемо аналогічно рівнянню (4.3), замінивши газонасичений поровий об'єм на активний газонасичений поровий об'єм покладу

$$M_a = \Omega_a \cdot \frac{P}{z \cdot R \cdot T} \text{ або } M_a = \frac{\Omega_a}{R \cdot T} \cdot \frac{P}{z} = \xi_a \cdot \frac{P}{z}, \quad (4.7)$$

де Ω_a – активний газонасичений поровий об'єм покладу, м³.

Масу газу в застійній зоні визначимо аналогічно активній зоні сховища

$$M_z = \Omega_z \cdot \frac{P}{z \cdot R \cdot T}, \quad (4.8)$$

де Ω_z – газонасичений поровий об'єм застійної зони сховища, м³.

При постійному значенні тиску в застійній зоні маса газу в цій зоні буде величина стала

$$M_z = \psi = const. \quad (4.9)$$

Тоді загальна маса газу з рівняння (4.3) та з врахуванням залежностей (4.6) та (4.9) набуває вигляду

$$M = \xi_a \cdot \frac{P}{z} + \psi. \quad (4.10)$$

Рівняння (4.9) є фактично рівнянням прямої лінії виду $y = k \cdot x + b$, де кутовий коефіцієнт (тангенс кута нахилу до вісі абсцис) пропорційний газонасиченому поровому об'єму сховища, коефіцієнт b характеризує масу газу в застійних зонах сховища.

Перейдемо до загального об'єму газу за стандартних умов. Загальна маса газу в покладі визначається за залежністю

$$M = V_{cm} \cdot \rho_{cm}, \quad (4.11)$$

де V_{cm} – загальний об'єм газу в покладі за стандартних умов, м^3 ;

ρ_{cm} – густина природного газу за стандартних умов, $\frac{\text{кг}}{\text{м}^3}$.

Тоді рівняння (4.10) із врахуванням залежності (4.11) можна записати у вигляді

$$V_{заг} = \alpha \cdot \frac{P}{z} + \beta, \quad (4.12)$$

де α – кутовий коефіцієнт нахилу ліній, який визначається за наступною залежністю:

$$\alpha = \frac{\Omega_a}{R \cdot T \cdot \rho_{cm}}, \quad (4.13)$$

β – об'єм газу в застійних зонах за стандартних умов, м^3 , який визначається за залежністю (4.14)

$$\beta = \Omega_z \cdot \frac{P}{z \cdot R \cdot T \cdot \rho_{cm}}. \quad (4.14)$$

Відношення пластового тиску до коефіцієнта стисливості називають зведеним тиском, отже

$$P_{зв} = \frac{P}{z}. \quad (4.15)$$

Тоді рівняння (4.12) набуває наступного вигляду:

$$V_{заг} = \alpha \cdot P_{зв} + \beta. \quad (4.16)$$

Побудова стандартних годографів проводиться в координатах $P_{зв} = f(V_{см})$, тому запишемо рівняння стандартного годографа з рівняння (4.16)

$$P_{зв} = \frac{1}{\alpha} \cdot V_{заг} - \frac{\beta}{\alpha}. \quad (4.17)$$

З математичної точки зору рівняння (4.17), так як і рівняння (4.10), є прямою лінією типу $y = k \cdot x + b$. Проаналізуємо дане рівняння. Коефіцієнт $\frac{1}{\alpha}$ обернено пропорційний газонасиченому поровому об'єму, який приймає участь у циклічній експлуатації сховища. Другий доданок рівняння (4.17) за своєю суттю характеризує об'єм газу в застійних зонах, так при $P_{зв} = 0$ з рівняння (4.17) видно, що $V_{заг} = \beta$ або $V_{заг} = V_z$.

Використаємо рівняння (4.17) для аналізу активного газонасиченого порового об'єму ПСГ, при цьому проведемо розрахунок кутового коефіцієнта нахилу лінії нагнітання–відбір α та визначимо активний газонасичений поровий об'єм сховища окремо по періодах нагнітання та відбору газу.

Для проведення такого аналізу слід вираховувати коефіцієнти α для кожного з періодів нагнітання–відбір. У даній роботі для визначення кутового коефіцієнта нахилу α застосований метод найменших квадратів. Результати розрахунку приведені в таблиці 4.1.

Таблиця 4.1

Результати розрахунку порового газонасиченого об'єму Дашавського ПСГ

Період, роки	Кутовий коефіцієнт		Коефіцієнт α		Поровий об'єм, млн.м ³	
	нагнітання	відбір	нагнітання	відбір	нагнітання	відбір
1986-1987	0,0013775	0,001739	725,94112	574,9623	75,34	59,67
1987-1988	0,0015467	0,00168	646,55024	595,2465	67,10	61,78
1988-1989	0,001615	0,001558	619,21344	641,9887	64,27	66,63
1989-1990	0,0015459	0,001653	646,89282	605,0962	67,14	62,80
1990-1991	0,0016211	0,001564	616,84864	639,3856	64,02	66,36
1991-1992	0,0015348	0,001581	651,54771	632,3377	67,62	65,63
1992-1993	0,0015001	0,001521	666,63961	657,4075	69,19	68,23
1993-1994	0,0016946	0,001469	590,09251	680,8078	61,24	70,66

Продовження табл.4.1

1994-1995	0,0015961	0,001467	626,51926	681,5075	65,02	70,73
1995-1996	0,001567	0,001354	638,16946	738,3563	66,23	76,63
1996-1997	0,0014613	0,001579	684,30773	633,3824	71,02	65,74
1997-1998	0,0014517	0,001592	688,86797	628,0424	71,50	65,18
1998-1999	0,0016231	0,001557	616,11157	642,1018	63,94	66,64
1999-2000	0,001469	0,001576	680,74661	634,6093	70,65	65,86
2000-2001	0,0014699	0,00164	680,30733	609,8397	70,61	63,29
2001-2002	0,0014414	0,001582	693,77692	632,2436	72,00	65,62

За результатами розрахунків побудовані графічні залежності зміни активного газонасиченого порового об'єму Дашавського ПСГ для циклів нагнітання та відбору (в залежності від періоду експлуатації). Графічна залежність активного газонасиченого порового об'єму для циклу нагнітання періоду з 1986-по 2002 рік представлена на рис. 4.11.

Аналіз динаміки зміни активного газонасиченого порового об'єму для циклів нагнітання у 1986-2002 роках показує, що в період з 1986 до 1993 року поровий об'єм залишався практично на одному рівні, лише в період 1993-1996 роки значення незначно знизилася. У подальшому спостерігається зростання газонасиченого порового об'єму, хоча в останні роки темпи зростання значно знизилася, і тому можливе твердження про поступову стабілізацію порового об'єму. Отже, можна стверджувати, що активний газонасичений об'єм сховища в період нагнітання в цілому за весь період циклічної експлуатації, починаючи від початку створення сховища і до 2002 року, збільшився, причому основне зростання почалося з періоду нагнітання 1993 року.

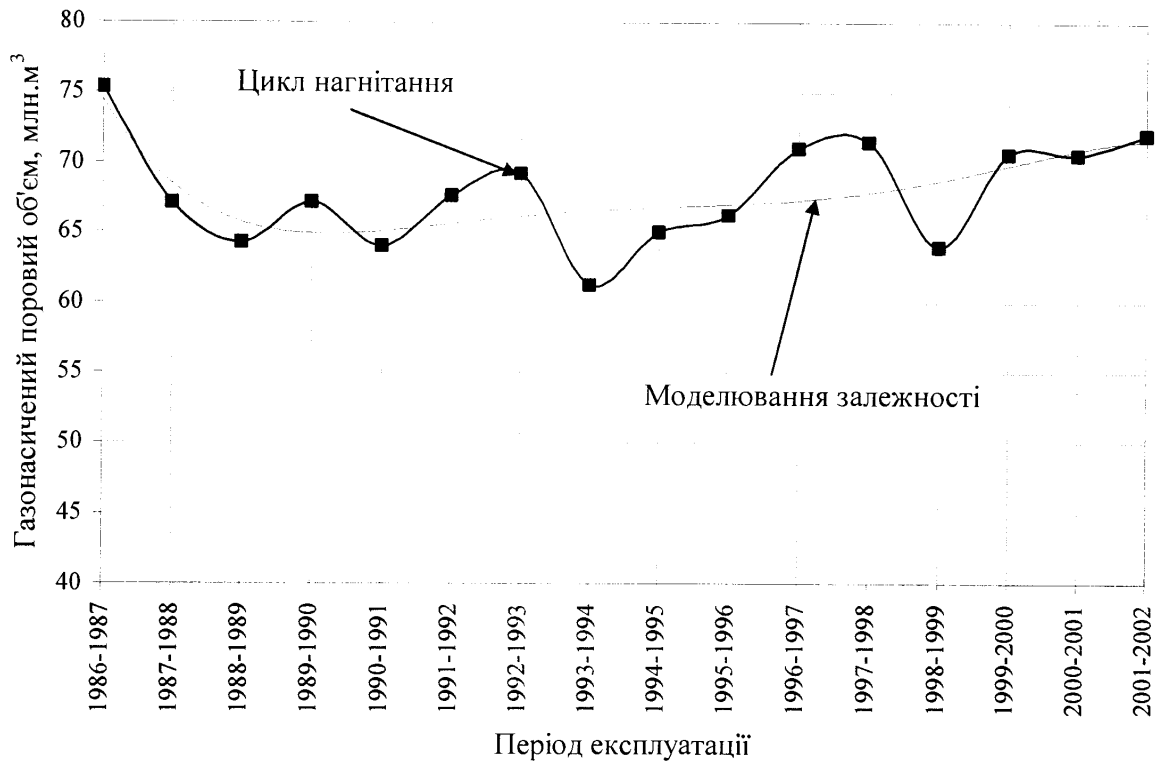


Рис. 4.11. - Динаміка зміни активного газонасиченого порового об'єму Дашавського ПСГ для циклу нагнітання

Графічна залежність активного газонасиченого порового об'єму для циклу відбору періоду з 1986-по 2002 роки представлена на рис. 4.12.

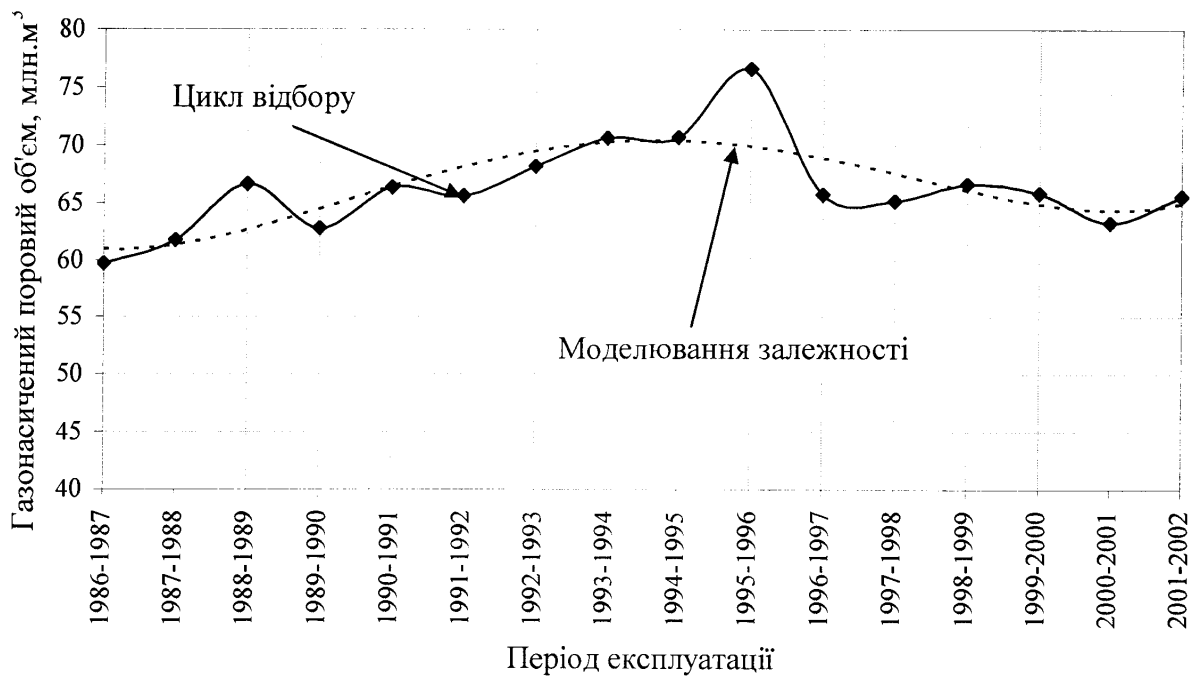


Рис 4.12. - Динаміка зміни активного газонасиченого порового об'єму Дашавського ПСГ для циклу відбору газу

Зміна активного газонасиченого порового об'єму для періодів відбору газу має ще іншу динаміку. Так, від початку створення сховища спостерігається стабільне зростання порового об'єму, який приймає участь у циклах відбору газу, до періоду 1993-1994 років, в подальшому значення знижується (період 1996-1997 роки) та залишається незмінним (періоди з 1997 по 2002 роки).

Таким чином активний газонасичений об'єм ПСГ у період відбору газу зростав до періоду відбору 1993-1994 років, але в подальшому знизився та в даний момент залишається незмінним. Слід відмітити, що графічні залежності зміни коефіцієнтів α для періодів нагнітання та відбору мають різну динаміку зміни в часі.

Аналізуючи дані циклічної експлуатації Дашавського ПСГ за весь період роботи (1984-2002 роки), можна зробити наступні висновки:

1. Режим роботи сховища газовий. Про це свідчить прямолінійність кривих нагнітання–відбір.
2. У структурі Дашавського ПСГ присутні зони, режим роботи яких значно відрізняється від роботи основного покладу сховища.
3. У період 1986–1993 роки спостерігалось збільшення газонасиченого порового об'єму ПСГ.
4. Починаючи з 1993 року, сховище працює в усталеному режимі циклічної експлуатації.

4.3 “Застійні” зони і їх вплив на величину буферного об'єму газу ПСГ

У процесі експлуатації підземних сховищ газу було відмічено наявність різниці об'ємів нагнітання та відбору газу. при цьому комплексні дослідження сховища показували герметичність ПСГ в цілому, тобто відсутність втрат газу через негерметичності структури або дефекти свердловин.

Уперше пояснення такому розбалансу дав у своїй праці Гімер Р.Ф. [22]. У роботі вказувалося на наявність такого ефекту в Опарському та Угерському ПСГ, що пов'язано з нерівномірністю розташування свердловин по площі, наявністю в розрізі

слабопроникних пропластків та по площі в цілому присутні зони, що розташовані по периферії, які практично не приймають участь у роботі сховища. Автором було запропоновано термін “застійні зони” або зони з пониженою фільтрацією. Вплив системи розташування свердловин на ефективність нагнітання газу в ПСГ, що створені у водоносних покладах, вивчав Хейн А.Л. [101], однак сховищам із газовим режимом роботи достатньої уваги приділено не було.

Використання методу годографа для аналізу циклічної експлуатації сховища дозволяє з достатньою точністю оцінити наступні характеристики газосховища:

- наявність “застійних зон” сховища;
- об’єм газу в “застійних зонах” та його динаміку в часі.

Про наявність “застійних зон” свідчить той факт, що лінія, яка апроксимує криві годографа, не проходить через початок координат, а відсікає на осі X певний відрізок (див. рис. 4.8 та 4.9). Оцінювання об’єму газу в “застійних зонах” можна провести, виходячи з теоретичного обґрунтування кривих годографа (формула 4.17).

Як вже вказувалося вище, коефіцієнт β рівний об’єму газу, за стандартних умов, у “застійних зонах” сховища (залежність 4.14). Для визначення коефіцієнта β скористаємося наступним алгоритмом:

- Методом найменших квадратів визначимо кутовий коефіцієнт $\frac{1}{\alpha}$ та коефіцієнт $\left(\frac{\beta}{\alpha}\right)$ для залежності 4.17;
- Визначимо коефіцієнт α та розрахуємо об’єм газу в “застійних зонах”.

Такий розрахунок проведемо для всього періоду циклічної експлуатації окремо по циклах нагнітання та відбору газу. Результати розрахунку об’єму газу в “застійних зонах” представлені в таблиці 4.2.

Результати розрахунку об'єму газу в “застійних зонах” Дашавського ПСГ

Період	Кутовий коефіцієнт		$\frac{\beta}{\alpha}$		Об'єм газу в застійних зонах, млн.м ³	
	нагнітання	відбір	нагнітання	відбір	нагнітання	Відбір
1986-1987	0,0013775	0,001739	-1,09201	-3,51083	792,73	2018,59
1987-1988	0,0015467	0,00168	-2,45351	-3,73423	1586,32	2222,79
1988-1989	0,001615	0,001558	-3,09169	-3,29518	1914,41	2115,47
1989-1990	0,0015459	0,001653	-2,65740	-3,78726	1719,06	2291,66
1990-1991	0,0016211	0,001564	-3,11951	-3,43895	1924,27	2198,81
1991-1992	0,0015348	0,001581	-2,75821	-3,50888	1797,11	2218,79
1992-1993	0,0015001	0,001521	-2,66249	-3,32203	1774,92	2183,93
1993-1994	0,0016946	0,001469	-3,60588	-3,06569	2127,80	2087,14
1994-1995	0,0015961	0,001467	-3,05376	-3,11140	1913,24	2120,44
1995-1996	0,001567	0,001354	-3,09266	-2,60301	1973,64	1921,95
1996-1997	0,0014613	0,001579	-2,51991	-3,66687	1724,40	2322,53
1997-1998	0,0014517	0,001592	-2,58468	-3,72609	1780,50	2340,14
1998-1999	0,0016231	0,001557	-3,44426	-3,60518	2122,05	2314,89
1999-2000	0,001469	0,001576	-2,65868	-3,70326	1809,89	2350,12
2000-2001	0,0014699	0,00164	-2,67312	-3,90618	1818,54	2382,15
2001-2002	0,0014414	0,001582	-2,50977	-3,66386	1741,22	2316,45

Для проведення аналізу отриманих результатів побудуємо графічні залежності зміни впродовж періоду експлуатації об'єму газу в “застійних зонах” окремо по циклах нагнітання та відбору. Графічна залежність динаміки зміни об'єму газу в “застійних зонах” протягом 1986-2002 років по циклах нагнітання газу приведена на рис. 4.13.

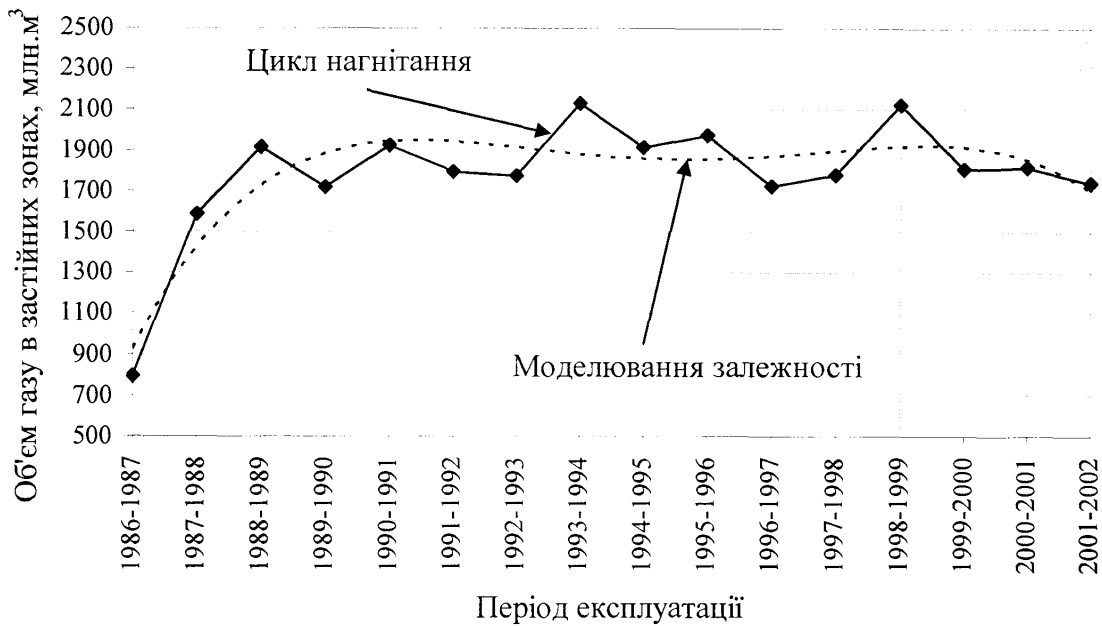


Рис. 4.13 - Динаміка зміни об'єму газу в “застійних зонах” в період 1986-2002 роки (цикли нагнітання газу).

Із рис. 4.13 видно, що протягом перших двох періодів нагнітання об'єм газу в “застійних зонах” стрімко зростає та далі залишається практично незмінний. Незначне зростання спостерігалось в 1993-1996 роках, однак аналізуючи вихідні дані, можна відмітити, що періоди 1993-1994 роки та 1995-1996 роки характеризуються малими об'ємами нагнітання газу та відповідно нижчими значеннями пластового тиску. У подальшому (період 1996-2002 роки) об'єм газу в “застійних зонах” під час циклів нагнітання стабілізувався на рівні 1989-1993 років.

Динаміка зміни об'єму газу в “застійних зонах” упродовж циклів відбору газу в період з 1986-2002 роки представлена на рис. 4.14.

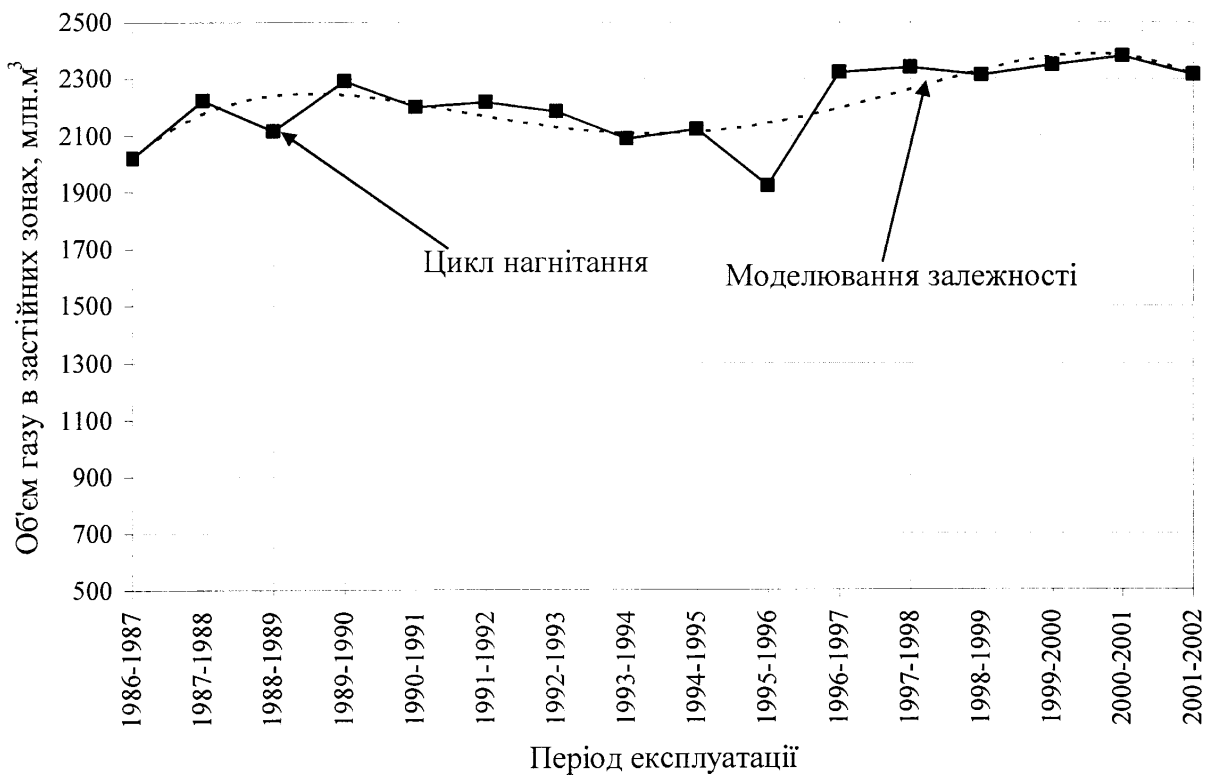


Рис. 4.14. - Динаміка зміни об'єму газу в "застійних зонах" в період 1986-2002 роки (цикли відбору газу)

Як видно з рис. 4.14, динаміка зміни об'єму газу в "застійних зонах" упродовж циклу відбору газу має дещо іншу динаміку. Так, починаючи з першого циклу відбору газу у 1986-1987 роках, об'єм газу в застійних зонах сховища був значно вище, ніж у режимі нагнітання газу, фактично протягом етапу нагнітання буферного газу в сховища, в першу чергу, відбулося заповнення застійних зон, яке тривало приблизно ще два повних цикли нагнітання-відбір. Уже з періоду 1988-1989 років об'єми газу в застійних зонах, як в циклі нагнітання, так і в циклі відбору газу, практично зрівнялися.

Протягом перших десяти циклів експлуатації сховища (з 1986 по 1996 роки) спостерігалось незначне зменшення об'єму газу в застійних зонах упродовж періодів відбору газу. Імовіріше всього це пов'язано з більшою тривалістю періодів відбору газу та тривалими нейтральними періодами між відбором та нагнітанням.

Починаючи з 1996 року, спостерігається збільшення об'єму газу в застійних зонах протягом періоду відбору газу. Цей факт можна пояснити зміною режимів експлуатації.

платуації сховища. З 1996 року Дашавське газосховище експлуатується з мінімальними нейтральними періодами між відбором та нагнітанням, що практично виключає приток газу із застійних зон в активну зону сховища, який спостерігався раніше.

Основною причиною виникнення застійних зон, на нашу думку, для Дашавського ПСГ є нерівномірне розташування свердловин та значні темпи нагнітання відбору. На Дашавському ПСГ використана так звана схема розташування свердловин у центральній частині сховища. Переваги та недоліки такої схеми розташування розглядали в своїх працях Коротаєв Ю.П. [62], Закіров С.Н. [42], [43], які вказували на те, що таке розташування свердловин на газовому родовищі призведе до збільшення воронки депресії, однак, така схема розташування дозволяє зменшити загальну кількість експлуатаційних свердловин при збереженні заданої продуктивності родовища. Особливо доцільне використання такої схеми за наявності аномалії у структурі покладу, або тоді, коли колекторські властивості покладу значно погіршуються від центру до периферії.

Тривала циклічна експлуатація сховища призводить до того, що “застійні зони” з часом починають відігравати суттєву роль у загальному режимі роботи системи. На даний час для аналізу впливу “застійних зон” використовується комплекс наукових досліджень, який складається з наступних етапів:

- Виділення зон із пониженою фільтрацією за даними геологічних, геофізичних та гідрогеологічних досліджень.
- Підрахунок порового об'єму “застійних зон”.
- Вивчення впливу застійних зон на циклічну роботу ПСГ, дослідження динамічного зв'язку з основним покладом, визначення оптимальних режимів роботи сховища з врахуванням динаміки роботи “застійних зон” ПСГ.

Комплексні роботи з вивчення будови Дашавського ПСГ проводилися Львівським КНДВ УкрНДІгазу та ІФНТУНГ, результати робіт представлені в працях [22], [13], [53], [54]. За результатами робіт було зроблено наступні висновки.

- Дашавське підземне сховище можна умовно розділити на три зони: зона активно фільтрації, зона пониженої фільтрації та зона, де практично не відбувається фільтрації газу.

- Всі три частини сховища мають спільний газоводяний контакт (ГВК) та гідрогазодинамічний зв'язок.

Розбивка на зони Дашавського ПСГ виглядає наступними чином:

В активній зоні розміщені поклади Е і Г. Зона в західній частині обмежена тектонічним порушенням, у східній – газоводяним контуром. У південній частині границя між активною і перехідною зонами умовно проводиться на відстані 100-200 м від крайніх експлуатаційно-нагнітальних свердловин.

Темп падіння-росту тиску в активній зоні характеризує циклічну роботу газосховища, що контролюється спостережними свердловинами № 222 та № 223, в яких чітко фіксується зміна тиску в ПСГ.

Перехідна зона покладів Е і Г обмежується з півдня свердловинами № 405 та № 47. У свердловині № 405 в інтервалі 670-688 м поклад Е газонасичений, а в свердловині №47 (в інтервалі 636-668 м) – обводнений. Свердловина № 405 є спостережною для перехідної зони.

Застійна зона розташована на південь від вищевказаного тектонічного порушення. Поклад Г в застійній зоні газонасичений, а поклад Е - обводнений, що підтверджується геофізичними даними у свердловині № 4-Любешів. Свердловина № 4-Любешів використовується як спостережна для застійної зони покладу Г. Пластовий тиск у цій свердловині поступово збільшується. За період квітень 2000 р. - листопад 2002 р. пластовий тиск зріс від 4,7·МПа до 4,8·МПа.

У покладі Д перехідна зона із заходу і сходу обмежена тектонічними порушеннями, а з півдня умовно обмежується ізопахітою “5” м. У спостережних свердловинах № 83, 107, 212 відчувається зміна пластових тисків (ріст-падіння), пов'язана з роботою ПСГ, але в окремих свердловинах фази екстремумів можуть бути зміщені чи навіть протилежні. Пластовий тиск коливається в межах 3,5÷3,86·МПа.

Застійна зона покладу Д займає площу на південь від ізопахіти “5” м до початкового положення ГВК.

У спостережній свердловині №165 (застійна зона поклад “Ж-В”) відбувається поступовий ріст пластового тиску від початку створення ПСГ, що свідчить про гід-

родинамічний зв'язок покладу. Так, пластовий тиск за період з 1987 р. по 2002 р. зріс з 1,26·МПа до 2,31·МПа.

Питання підрахунку об'єму газу в застійних зонах розглянуто в роботах [54], [13] та [19]. При цьому було використано дві методики визначення об'єму газу в “застійних зонах”: метод, що базується на рівнянні матеріального балансу, метод аналізу будови сховища з використанням карт ефективної товщини та карт *mh*.

Методика визначення об'єму “застійних зон” із рівняння матеріального балансу газу більш зручна у використанні, однак, не дає можливості встановити розташування “застійних зон” по площі сховища з метою оптимізації роботи ПСГ.

Визначення параметрів “застійних зон” методом аналізу структури покладів більш громіздкий, однак, дозволяє з достатньою точністю встановити по площі частини сховища, які мають гірші колекторські властивості, розрахувати поровий об'єм різних частин покладу.

Для точного аналізу режиму роботи “застійних зон” сховища на нашу думку слід використовувати обидва методи.

Так, у роботі [13] було визначено поровий об'єм різних структур Дашавського ПСГ. Результати представлені в таблиці 4.3.

Таблиця 4.3

Результати визначення порового об'єму покладів Дашавського ПСГ

Горизонт сховища	Поровий об'єм, млн.м ³			
	Активна зона	Перехідна зона	Застійна зона	Всього
Горизонт НД-9 поклад Г	11,6643	2,5715	3,2355	17,4713
Горизонт НД-8 поклад Е	37,5748	9,8916	9,7653	57,2317
Горизонт НД-8 поклад Д	–	31,8350	1,964	33,799
Всього Г+Е+Д	49,2391	44,2981	14,9648	108,502
Горизонт НД-8 поклад Ж+В	–	–	8,9	8,9
Всього по ПСГ	49,2391	44,2981	23,8648	117,402

Отже, за результатами роботи можна стверджувати, що в структурі Дашавського ПСГ поровий об'єм “застійної зони” складається з наступних складових:

- Поровий об'єм застійної зони сховища (23,8648 млн.м³) – зона сховища, яка не приймає участі в циклічній експлуатації створюючи загальний підпір активно працюючій частині покладу;
- Поровий об'єм перехідної зони сховища (44,2981 млн.м³) – цю частину можна лише частково віднести до “застійної зони” – у зв'язку з тим, що ця частина реагує лише частково на циклічну експлуатацію із запізненням та значно меншою амплітудою.
- Сумарний поровий об'єм перехідної та застійної зони складає 68,1629 млн.м³ тобто $\approx 58\%$ від загального об'єму сховища.

Для підрахунку порового об'єму “застійних зон” з рівняння матеріального балансу газу використаємо наступну методику.

Рівняння розробки на виснаження газового покладу має вигляд

$$qdt = -\Omega d\bar{p}, \quad (4.18)$$

де q – відбір газу з покладу, приведений до стандартних умов;

Ω – газонасичений поровий об'єм покладу;

\bar{p} – пластовий тиск, приведений до стандартних умов із врахуванням коефіцієнта стисливості та пластової температури

$$\bar{p} = \frac{p_{nl}}{z p_{at}} \times \frac{T_{cm}}{T_{nl}}. \quad (4.19)$$

Дане твердження справедливо для ізотермічної течії газу. Враховуючи роботи відомих учених Щелкачева В.Н. [116] та інших, той факт, що дані багаторічних досліджень температурного режиму методом термокаротажу на Дашавському ПСГ показали незмінність пластової температури, вважаємо, що режим роботи покладів – ізотермічний. Пластова температура складає $T_{nl} = 27^\circ C$.

У загальному випадку повний робочий поровий об'єм покладу дорівнює

$$\Omega = \Omega_t + q_g, \quad (4.20)$$

де Ω_t – поточний газонасичений поровий об'єм покладу;

q_6 – об'єм обводненої частини покладу.

У випадку Дашавського ПСГ при газовому режимі роботи $q_6 = 0$.

У свою чергу поточний газонасичений об'єм покладу можна виразити наступним чином

$$\Omega_t = \Omega_a + \Omega_3, \quad (4.21)$$

де Ω_a – активно працюючий поровий об'єм;

Ω_3 – газонасичений поровий об'єм “застійних зон”.

Відповідно до праці Щелкачева В.Н. [116] визначити активно працюючий поровий об'єм можна за формулою:

$$\Omega_a = \frac{Q_6}{\bar{p}_{max} - \bar{p}_{min}}, \quad (4.22)$$

де Q_6 – об'єм відбору газу в поточному періоді;

\bar{p}_{max} , \bar{p}_{min} – відповідно максимальний і мінімальний приведений пластовий тиск на кінець поточного періоду нагнітання та відбору.

Поровий об'єм “застійних зон” розраховується за залежністю

$$\Omega_3 = \frac{Q_6 - \Omega_a \times \bar{p}_{min}}{\bar{p}_{сер}}, \quad (4.23)$$

де Q_6 – об'єм буферного газу на кінець поточного періоду;

$\bar{p}_{сер}$ – середньо арифметичне значення приведенного пластового тиску в поточний період.

Використовуючи наведені залежності, було проведено розрахунки по даних циклічної експлуатації Дашавського ПСГ. Результати розрахунку представлені в таблиці 4.4.

Таблиця 4.4

Результати розрахунку порового об'єму "застійних зон" Дашавського ПСГ

Період експлуатації	P_{\max} , МПа	P_{\min} , МПа	$P_{\text{ср}}$, МПа	Сумарний об'єм відбору, млн.м ³	Активний газонасичений поровий об'єм, млн.м ³	Об'єм буферного газу на кінець відбору, млн.м ³	Газонасичений поровий об'єм застійних зон, млн.м ³	Загальний газонасичений поровий об'єм, млн.м ³
30.04.1987	5,8605	2,5967	4,2286	1714,461	39,77	3454,559	55,72	95,49
31.03.1988	5,9419	2,2671	4,1045	2071,616	49,51	3529,070	57,00	106,51
05.04.1990	5,9301	2,2573	4,0937	2022,267	48,46	3596,677	59,47	107,93
26.03.1991	5,7545	2,0336	3,8941	2100,270	52,91	3434,089	58,88	111,79
03.04.1992	5,6731	2,0738	3,8735	2151,049	54,48	3466,866	58,64	113,11
02.04.1993	5,6496	2,1965	3,923	2037,789	50,96	3571,429	60,78	111,73
04.04.1994	4,9374	2,1042	3,5208	1796,545	50,06	3449,547	66,20	116,25
08.04.1995	5,5103	2,2671	3,8887	1975,081	49,83	3624,466	62,39	112,21
31.03.1996	4,4773	2,1347	3,306	1444,017	42,85	3440,667	74,43	117,28
01.04.1997	5,4759	2,1454	3,8107	1971,632	50,76	3629,689	64,86	115,62
04.04.1998	5,3494	2,1651	3,7572	1998,810	52,19	3614,463	64,30	116,49
02.04.1999	5,4298	1,9826	3,7062	1989,906	52,67	3510,781	64,75	117,42
12.04.2000	5,4642	1,9218	3,693	2115,285	56,19	3474,732	63,06	119,25
25.04.2001	5,5682	1,912	3,7401	2148,333	56,35	3451,541	61,73	118,08
13.04.2002	5,4416	2,5035	3,9726	1711,989	42,28	3838,472	68,15	110,42

За результатами розрахунку побудовані графічні залежності зміни активно працюючого порового об'єму, порового об'єму "застійних зон" та загального порового об'єму сховища рис. 4.15.

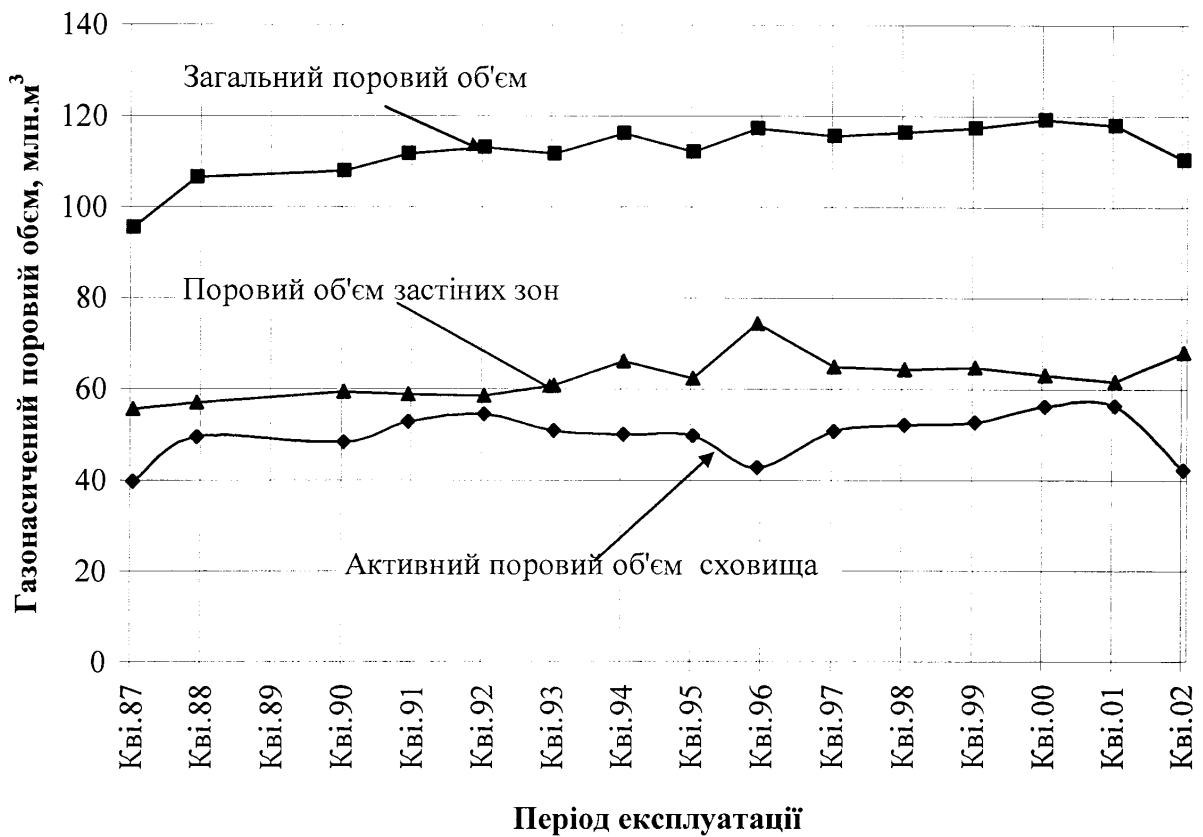


Рис. 4.15. - Динаміка зміни порових об'ємів
Дашавського ПСГ за даними циклічної експлуатації

Аналізуючи отримані результати, можна зробити наступні висновки:

- загальний поровий об'єм сховища в період з 1986 по 1996 роки мав тенденцію до зростання;
- починаючи з 1996 року, загальний поровий об'єм сховища практично стабілізувався;
- збільшення загального порового об'єму пояснюється зростанням активного працюючого порового об'єму та збільшенням порового об'єму "застійних зон", що видно зі зростання графічних залежностей для даних параметрів;
- спостерігається більш суттєве зростання об'єму "застійних зон", ніж активного порового об'єму.

За результатами розрахунків було визначено середні значення активного порового об'єму, порового об'єму "застійних зон" та загального об'єму сховища.

Отже, $\Omega_a = 49,95 \text{ млн.м}^3$, $\Omega_z = 62,69 \text{ млн.м}^3$, $\Omega = 112,64 \text{ млн.м}^3$. Порівняємо отримані результати з результатами розрахунку методом аналізу структури сховища. Результати зведені в таблицю 4.5.

Таблиця 4.5

Результати порівняння порових об'ємів Дашавського ПСГ

Зона сховища	Результати розрахунку		Відхилення, %
	методом аналізу структури сховища	З рівняння матеріального балансу газу	
Активний поровий об'єм, млн.м ³	49,2391	49,95	1,42
Поровий об'єм "застійних зон", млн.м ³	68,1629	62,69	8,71
Загальний поровий об'єм сховища, млн.м ³	117,402	112,64	4,05

Як видно з отриманих результатів, найбільш точно визначено поровий об'єм активної зони сховища. Значна похибка в розрахунках порового об'єму "застійних зон" (а також в цілому порового об'єму ПСГ) пояснюється неточністю розрахунку порового об'єму перехідної та застійної зони Дашавського ПСГ методом аналізу структури сховища в зв'язку з відсутністю достатньої кількості точних даних з будові окраїнних зон ПСГ.

Висновки по розділу 4

1. На основі аналізу статистичних даних експлуатації Дашавського ПСГ встановлено, що у сховищах, які працюють в газовому режимі, характерні три етапи формування газонасиченого порового об'єму: етап нагнітання буферного газу сховища, етап формування активного газонасиченого порового об'єму сховища, етап роботи сховища в усталеному режимі експлуатації. Кожен із цих етапів має певні характерні риси. Етап нагнітання буферного газу в сховище характеризується значними об'ємами нагнітання газу та відповідно малими об'ємами відбору газу, при цьому

можна спостерігати значне зростання пластового тиску газу. При цьому починається заповнення газом застійних зон сховища, без збільшення активного газонасиченого порового об'єму сховища. Цей етап фактично завершується першим циклом повним циклом нагнітання - відбір, при цього об'єм відібраного за сезон газу приблизно є рівним об'єму газу, який нагнітався протягом сезону. Етап формування активного газонасиченого об'єму сховища характеризується наступними ознаками: об'єм нагнітання-відбору газу практично однакові, максимальний та мінімальний пластові тиски, на початку етапу формування сховища, дорівнює проектним. Протягом цього етапу відбувається зменшення максимального пластового тиску газу, при збереженні цілісності ПСГ, за рахунок осушення порового простору сховища, при цьому відбувається остаточне заповнення газом застійних зон сховища. Активний газонасичений поровий об'єм сховища зростає. Етап роботи сховища в усталеному режимі характеризується стабільними в часі параметрами роботи сховища, незмінними максимальними а мінімальними тисками в сховищі.

2. Розроблена методика розрахунку параметрів сховища на підставі даних аналізу циклічної експлуатації ПСГ дозволяє визначити величину активного газонасиченого порового об'єму сховищ, об'єму газу в застійних зонах. Застосування методики для умов Дашавського ПСГ дозволило встановити, що тепер сховище працює в усталеному режимі, визначити активний газонасичений поровий об'єм сховища, оцінити величину об'єму газу в застійних зонах Дашавського ПСГ, яка складає $\approx 53\%$. У результаті застосування даної методики було доведено герметичність ПСГ, відсутність втрат газу, відсутність перетікань газу в застійні зони. Встановлено, що за рахунок осушення поровий об'єм активної зони Дашавського ПСГ збільшився на 6-8%, і відповідно можливо збільшити обсяги зберігання природного газу на 189,5 млн.м³ в рік.

ВИСНОВКИ

На основі проведених досліджень вирішено важливу наукову задачу, яка полягає у встановленні закономірностей формування газонасиченого порового об'єму сховищ із газовим режимом роботи, осушення порового простору ПСГ в процесі циклічної експлуатації, визначення активного газонасиченого порового об'єму, об'єму газу в застійних зонах сховищ і дозволяє встановити етапи формування сховищ, наявність усталеного режиму, обґрунтувати збільшення обсягів активного газу в сховищах з газовим режимом роботи, а саме:

1. На основі закономірностей фільтрації газу в пористому середовищі створено і реалізовано математичну модель осушення продуктивного горизонту сховища, що дозволило прогнозувати збільшення газонасиченого порового простору в період циклів “нагнітання-відбір”. Розрахунки, підтверджені фактичними даними в умовах експлуатації Дашавського ПСГ, показують, що в залежності від умов збільшення порового простору за рахунок осушення може бути досягнуто в межах 5-8%

2. Експериментальні дослідження осушення пористого середовища потоком газу дозволили встановити закономірності перерозподілу вологи в залежності від параметрів режиму і отримати емпіричну залежність для визначення водонасиченості, використання якої підтверджує основні теоретичні положення і дозволяє оцінити стан продуктивного горизонту ПСГ в період циклів “нагнітання-відбір”.

3. Аналітичні дослідження процесу осушення газом порового простору від залишкової пластової води проведені для умов Дашавського ПСГ, дозволили встановити, що процес осушення активної зони продуктивного горизонту відбувається протягом перших 6-8 років циклічної експлуатації сховища. Процес осушення порового простору також має вплив на застійні зони сховища, хоча в значно меншій мірі.

4. На основі аналізу статистичних даних експлуатації Дашавського ПСГ встановлено, що у сховищах, які працюють у газовому режимі, характерні три етапи формування газонасиченого порового об'єму: етап нагнітання буферного газу сховища, етап формування активного газонасиченого порового об'єму сховища, етап роботи сховища в усталеному режимі експлуатації. Кожен із цих етапів має певні ха-

ракетні риси. Етап нагнітання буферного газу в сховище характеризується значними об'ємами нагнітання газу та відповідно малими об'ємами відбору газу, при цьому можна спостерігати значне зростання пластового тиску газу. При цьому починається заповнення газом застійних зон сховища, без збільшення активного газонасиченого порового об'єму сховища. Етап формування активного газонасиченого об'єму сховища характеризується такими ознаками: об'єм нагнітання-відбору газу практично однаковий, максимальний та мінімальний пластові тиски, на початку етапу формування сховища, дорівнюють проектним. Протягом цього етапу відбувається зменшення максимального пластового тиску газу при збереженні цілісності ПСГ, за рахунок осушення порового простору сховища при цьому відбувається остаточне заповнення газом застійних зон сховища. Активний газонасичений поровий об'єм сховища зростає. Етап роботи сховища в усталеному режимі характеризується стабільними в часі параметрами роботи сховища, незмінними максимальними та мінімальними тисками в сховищі.

5. Розроблена методика розрахунку параметрів сховища на підставі даних аналізу циклічної експлуатації ПСГ дозволяє визначити величину активного газонасиченого порового об'єму сховища, об'єму газу в застійних зонах. Застосування методики для умов Дашавського ПСГ дозволило встановити, що тепер сховище працює в усталеному режимі, визначити активний газонасичений поровий об'єм сховища, оцінити величину об'єму газу в застійних зонах Дашавського ПСГ, яка складає $\approx 53\%$. У результаті застосування даної методики було доведено герметичність ПСГ, відсутність втрат газу, відсутність перетікань газу в застійні зони. Встановлено, що за рахунок осушення поровий об'єм активної зони Дашавського ПСГ збільшився на 6-8%, і відповідно можливо збільшити обсяги зберігання природного газу на 189,5 млн.м³ в рік.

СПИСОК ВИКОРИСТАНИХ ДЖЕРЕЛ

1. Апостолов А.А., Буховцев Б.М., Пирлиев М.Х., Корабельников О.М. Состояние и перспективы развития подземных хранилищ газа в системе ООО "Мострансгаз" // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М., ВНИИГАЗ, 2003. – С. 35-41.
2. Арутюнов А.Е., Парфенов В.И., Бузинов С.Н., Трегуб С.И. Современные тенденции развития подземного хранения газа Российской Федерации // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы: Сб. научн. тр./ ВНИИ природных газов. – М., 2003. – С. 24.
3. Баранов А.В., Карачинский В.Е.. Использование метода экспериментального изучения движения газового объема в пластовых условиях подземных хранилищ газа // Развитие газовой промышленности Укр. ССР – М.: Недра, 1971, выпуск VI (II). – С. 114-118.
4. Баранов А.В., Владимирова А.Д., Карачинский В.Е., Пинчук С.А. Анализ распределения дефицитов газоподачи и параметров газопотребления для обеспечения технологической надежности газоснабжения Киева и потребителей газопровода Киев-Брянск // Труды УкрНИИГаза. – Геология и разработка газовых и газоконденсатных месторождений УССР. – М., 1973. – Вып. 8. – С. 154-161.
5. Баранов А.В., Карачинский В.Е. Определение производительности ПХГ и месторождений-регуляторов в системе дальнего газоснабжения // Газовая промышленность. – 1974. – № 7. – С.35-39.
6. Басниев К.С. Добыча и транспорт газа и газового конденсата. - М.: Недра, 1985. -246с.
7. Бузинов С.Н., Левыкин Е.В. Методика расчета основных параметров ПХГ.- Газовая промышленность, 1961, №11.- С. 40-46

8. Бузинов С.Н., Левыкин Е.В., Солдаткин Г.И. О буферном и активном объеме при хранении газа в водоносных пластах. // Газовая промышленность, 1964, №11.- С. 33-38.
9. Бузинов С.Н., Григорьев А.В. Определение запасов газа методом материального баланса // Газовая промышленность.– 1987. – №1. – С. 34-35.
10. Вах М.Й, Штинда М.В., Галій П.П., Хаєцький Ю.Б., Колодій В.Т., Гімер П.Р. Забезпечення економічної і раціональної роботи Дашавського ПСГ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8), Івано-Франківськ, Факел 2004. С.186-189.
11. Вечерик Р.Л., Юрченко В.П., Стасів О.С. Особливості формування штучного газового покладу підземного сховища газу. // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Івано-Франківськ – 1998. Вип 35 (том 5) С.48-52.
12. Вечерік Р.Л., Федутенко А.М., Шваченко І.І. Підземне зберігання газу в Україні // Енергетична політика України. – 2001. - №4, С. 39-42.
13. Войцицкий В.Н. и др. Дополнение к технологической схеме создания Дашавского ПХГ с целью увеличения его суточной производительности и сокращения сроков отбора газа. УКРНИИгаз. Харьков. – 1984г. – 237с.
14. Войціцький І.В. Основні принципи аналізу експлуатації пластової частини підземних сховищ газу // Питання розвитку газової промисловості України / Зб. наук. праць УкрНДІгазу. Вип. XXX. – Харків, 2002. – С. 2.
15. Галій П.П., Гімер П.Р., Сусак О.М. Аналіз формування газонасиченого об'єму Дашавського підземного сховища газу (ПСГ). УНГА. Нафта газ України -2000. Збірник наукових праць. Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України–2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтні – 03 листопада 200р. у 3-томах. Івано-Франківськ Факел, 2000. – том 3.- с.99-100.
16. Галій П.П., Семчишин О.О., Сусак О.М., Пилипів Я.О., Штинда М.В. Аналіз ефективності заміни фонтанних труб свердловин Дашавського ПСГ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с 42-44.

17. Гиматудинов Ш.К., Ширковский А.И. Физика нефтяного и газового пласта. М. – Недра. – 1982. – 312 с.
18. Гимер Р.Ф. Развитие методов проектирования, создания и эксплуатации подземных газохранилищ в истощенных залежах. Диссертация на соискание научной степени доктора технических наук. – Ивано-Франковськ, 1986. – 325 с.
19. Гимер Р.Ф., Грудз В.Я., Кучеровская Л.Н. Технологический проект создания пикового ПХГ в Дашаве. Отчет ИФИНГ Ивано-Франковск. – 1982г. 168с.
20. Гимер Р.Ф., Деркач М.П. Формирование газонасыщенного объема газохранилища в истощенных залежах с упруговодонапорным режимом их разработки//Wydanie konferencyjne. Problemy naukowo-badawcze i irozwojowe pozukiwan i eksploatacji zloz gazu ziemnego i ropy naftowej. - Krakow, 2000.-С. 721-723
21. Гимер Р.Ф., Романюк В.И., Григораш Г.Г., Городивский Л.В. Коррективы технологической схемы создания ПХГ Опары. № 01830037261. – Ивано-Франківськ, - 1984 . – 135 с.
22. Гимер Р.Ф., Павлюх Й.С., Дыба Н.В. та др. Технологическая схема создания ПСГ в Дашаве. Отчет ЦНИПР Стрыйского ГПУ. Стрый. – 1972г. – 122 с.
23. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П Підземне зберігання газу. - Івано-Франківськ: Факел, 2001.- 215 с.
24. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р. Основи газової динаміки. Навчальний посібник. - Івано-Франківськ: Факел, 2000.-228 с.
25. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Деркач М.П., Савків Б.П., Сусак О.М. Заміна азотом частини буферного газу Дашавського ПСГ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецви-пуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с 42-44.
26. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Сусак О.М. Звіт з науково-дослідної роботи “Технологічний проект заміни азотом частки буферного об’єму газу Дашавського ПСГ” Тема №5/2001, Івано-Франківськ. – 2003.– 65 с.
27. Гімер Р.Ф., Гімер П.Р., Сусак О.М. Звіт з науково-дослідної роботи “Виконання газодинамічних розрахунків аналізу формування та експлуатації ПСГ Дашава, Богородчани та Пролетарське. Етап 2 Побудова годографів за період

- 73-2001 роки, аналіз формування та експлуатації Дашавського ПСГ ” Тема №7/2003 від 01.04.2003. Івано-Франківськ. – 2003.– 47 с.
28. Гордій І.Р., Федутенко А.М. Первісток підземного зберігання газу в Україні // Держ. міжвідомчий наук.-техн. збірник. – Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. Серія: Транспорт та зберігання нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1999. – Вип. 35 (т. 5). – С. 34-41.
29. Горностаєв Г.П., Ткач О.І., Стецюк В.І., Єрошин В.А., Собчук М.П., Виноградець С.О., Дубровський В.В., Шваченко І.І. Аналіз технічного стану технологічного обладнання та режимів експлуатації ПСГ УМГ “Харківтрансгаз” // Матеріали VII наук.-практ. конф. "Нафта і газ України-2002", Київ, 31.10-1.11 2002 р. УНГА, т.2, С. 268-270.
30. Грудз В.Я., Тымкив Д.Ф., Яковлев Е.И. Обслуживание газотранспортных систем. – Киев: УМК ВО, 1991. – 160 с.
31. Гимер П. Галий П. Сусак А. Эффект осушки пласта при циклической эксплуатации газохранилищ. 13th International Scientific-Technical conference “New methods and technologies in petroleum geology, drilling and reservoir engineering” Cracow, 20-21 June 2002. vol.1 P. 113-118.
32. Гимер П., Сусак А., Печорин О. использование нейтральных газов при эксплуатации истощенных газовых месторождений” //Wydanie konferencyjne. Problemy naukowo-badawcze i irozwojowe pozukiwan i eksploatacji zloz gazu ziemnego i ropy naftowej. - Krakow, 2000.-С. 761-764
33. Деркач М.П. Роль підземних сховищ газу в надійності транзитних поставок газу до Європи та газопостачання споживачів України. - Нефть и газ, 2001, №4. С.2-8.
34. Деркач М.П., Савків Б.П. Про створення довгострокового резерву газу// Нафтова і газова промисловість. – 2000. №1.– С. 44.
35. Дж. Амикс., Д. Басс, Р. Уайтинг. Физика нефтяного пласта. – М. Гостоптехиздат. 1962. – 247 с.
36. Джонс П. Дж. Механика нефтяного пласта. – М. Гостоптехиздат. 1947. – 184 с.

37. 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.
38. Дубей Н.В, Вплив неоднорідних колекторських властивостей продуктивних горизонтів підземних газосховищ на ефективність їх циклічної експлуатації Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - Івано-Франківськ. – 1998. Вип. 35 (том 5) С. 100-106.
39. Евгенъев А.Е. О циклической работе подземных газохранилищ, сооружаемых в водоносных пластах. - МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. Труды. Выпуск 79. Нефтегазовая и подземная гидрогазодинамика. –М.: Недра. 1969. С. 90-92.
40. Евгенъев А.Е. Об осушке пористой среды при вытеснении воды газом. МИНХ и ГП им. И.М. Губкина. Труды. Выпуск 79. Нефтегазовая и подземная гидрогазодинамика. – М.: Недра. 1969. С.92-95.
41. Заєць В.О. Пролетарське багатопластове підземне сховище газу–стан і перспективи розвитку. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск. - №2(8) Івано-Франківськ. Факел. – 2004. С. 32-37.
42. Закиров С.Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1998.– 628 с.
43. Закиров С.Н., Васильев В.И., Гутников А.И. и др. Прогнозирование и регулирование разработки газовых месторождений. – М.: Недра, 1984. – 295 с.
44. Закиров С.Н., Лапук Б.Б. Проектирование и разработка газовых месторождений. -М.: Недра, 1974. -374 с.
45. Заріцький О.П., Зіненко І.І., Бєлих Є.Д., Іванов Г.П. Гідрогеолого-газогеохімічний моніторинг з метою контролю за циклічною експлуатацією підземних газосховищ // Розвідка і розробка нафтових і газових родовищ. – Івано-Франківськ, 1998. – Серія: Транспорт і зберігання нафти і газу. – Вип. 35 (Том 5). – С. 62-68.
46. Заяц В.В., Гебура М.Д., Гімер П.П., Сусак О.М.. Аналіз циклічної експлуатації Богородчанського ПСГ. Науковий вісник Івано-Франківського національ-

- ного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с 66-73.
47. Зиновьев В. В. К определению запасов газа в подземном хранилище при водонапорном режиме эксплуатации. Сборник научных трудов. Серия "Нефть и газ", вып. 2//Северо-Кавказский государственный технический университет. Ставрополь. 2003 с.25-28"
 48. Звіт по НДР “Техніко-економічні розрахунки заміни буферного природного газу ПСГ на азот” Договір №26.9916.ВАТ “Інжинірингово-виробниче підприємство ВНПТРАНСГАЗ” Дочірнє підприємство “Газтехпроект”. Київ 2000 103с.
 49. Злочевская Р.И., Королев В.А. Электроповерхностные явления в глинистых породах. М.: Изд-во МГУ, 1988. 177 с
 50. Злочевская Р.И.,Связанная вода в глинистых грунтах М.: Изд-во МГУ, 1969. 176 с
 51. Знак М.С., Борковский А.А., Крупский Ю.З. Использование геохимических методов для контроля за герметичностью подземных хранилищ газа // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 1978. – Вып.15. –С. 10-12.
 52. Инструкция по комплексным исследованиям газовых и газоконденсатных пластов и скважин./ под ред. Г.А. Зотова. - М.: недра, 1980. - 301с.
 53. Ищенко А.Н., Головицкий Б.Л., Завялов Р.В. и др. Проект доработки алевролита – глинистой толщи Дашавського м – ня. Отчет УкрНИИГаз. Харьков, –1976р. 52с.
 54. Ищенко А.Н., Детко Г.И., Войцицкий И.В. и др. Корективи к технологической схеме создания Дашавського ПСГ. Отчет УкрНИИГаза по договору 801.26/88 Харьков. – 1988 г. 187с.
 55. Канащук В.Ф. Корякина Р.Г. Славицкая О.А. Фазовые переходы в залежи в процессе создания ПХГ. ВНИИЭгазпром Серия “Транспорт и подземное хранение газа” М. Вып №2 1987 с13-18.

56. Карачинський В.Е. Енергетичні цикли підземних газосховищ ізобарного та ізохорного типу // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – №6. – С. 52-55.
57. Карачинський В.Е., Савкив Б.П., Федутенко А.Н., Фык И.М. Геотехнологические аспекты формирования системы подземных газохранилищ Украины // НТЗ “50 лет ВНИИГаза - 40 лет ПХГ”, Москва: ВНИИГаз, 1998. – С. 54-70.
58. Карцев А.А. Гидрогеология нефтяных и газовых месторождений.– М.: Недра, 1972.– 280 с.
59. Касперович В.К. Практичні залежності для розрахунку коефіцієнта стисливості .Нафтова і газова промисловість №4 1996. с. 43-44.
60. Касперович В.К. Трубопровідний транспорт газу. Підручник. – Івано-Франківськ.- 1999. -198 с.
61. Коротаев Ю.П. Эксплуатация газовых месторождений. – М., Недра, 1975. – 415 с.
62. Коротаев Ю.П., Закиров С.Н., Колбиков С.В. И др. Опыт эксплуатации подземных хранилищ газа. // Реф. Сб.: Разработка и эксплуатация газовых и газ-тконденсатных месторождений.- М.: ВНИИЭГазпром, 1977, вып.15.-60 с.
63. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. – М.: Недра, 1984. – 487 с.
64. Кристеа Н. Подземная гидравлика: Пер. с рум. – М.: Гостоптехиздат, 1961.– Т.1.–342 с.
65. Кристеа Н. Подземная гидравлика: Пер. с рум. – М.: Гостоптехиздат, 1961.– Т.2.–492 с.
66. Кулиев А.М. К вопросу об остаточной водонасыщенности коллекторов нефтяных месторождений Из-во Академии наук Азербайджана АССР, Баку, 1957 54 с.
67. Купчинський О.А. Особливості циклічної експлуатації Краснопопівського ПСГ. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с 45-52.

68. Курбанов А.К. Константинов М.Ю. Определение функции фазовых проницаемостей при фильтрации жидкостей . Газовая промышленность 199 №12 с30-31.
69. Лапук Б.Б. Теоретические основы разработки месторождений природных газов. - М.-Л.: Гостоптехиздат, 1963, вып 42.
70. Лебедев Г.Д., Евдошук Н.И., Савків Б.П., Федутенко А.Н., Юрченко В.Ф. Способ создания подземных хранилищ газа. – АС №1427757.
71. Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах. - М.: Недра, 1973. - 207 с.
72. Лурье М.В. Механика подземного хранения газа в водоносных пластах. – М.: Нефть и газ, 2001. – 350 с.
73. Лурье М.В. Предельные циклы подземных газохранилищ // Газовая промышленность. – 1997. – №12.– С.42-44.
74. Лурье М.В., Дидковская А.С. Инвентаризация газа в ПХГ // Газовая промышленность. – 2002. – №2. – С.74-76.
75. Лурье М.В., Дидковская А.С. Оценка запасов газа в ПХГ по данным о его эксплуатации // Газовая промышленность. – 2003. – №2. – С.66-70.
76. Лурье М.В., Дидковская А.С. Оперативный прогноз параметров работы ПХГ. Газовая промышленность 1999 №9.– С.51-52.
77. Марчук Я.С, Андріішин М.П., Яцків М.П.. Розвиток та перспективи підземного зберігання природного газу в УМГ «Київтрансгаз». Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с23-28.
78. Маскет. М. Физические основы добычи нефти. М. 1953.
79. Михайловский А.А. Применение метода годографа для оценки запасов газа в подземном газохранилище. Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. М.ВНИИГАЗ-2003. 147-154 с.
80. Михайловский А.А., Соловьёв А.Н. Проблемы и перспективы Щёлковского подземного хранилища газа. // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003. – С. 155-168.

81. Петрів І.М., Плужнікова В.Л., Мельничук Я.Г. Оперативний аналіз експлуатації ПСГ ДП Львівтрансгаз і ДП Прикарпаттрансгаз проведення геохімічних досліджень газових аномалій та узагальнення газодинамічних та геофізичних досліджень для оцінки стану герметичності газосховищ. Звіт з НДР УкрНДІ-газ, 1997р. 219с.
82. Пирсон С.Д. Учение о нефтяном пласте. -М.: Гостоптехиздат, 1961. -357 с.
83. Правила створення та експлуатації підземних сховищ газу в пористих пластах. – Київ: НАК “Нафтогаз України”, 1999. – 15 с.
84. Правила технічної експлуатації підземних сховищ газу. – Київ: ДК “Укртрансгаз”, 2003. – 126 с.
85. Развитие подземного хранения газа в СССР в XII пятилетке и в перспективе до 2000 года (технико-экономический доклад): Отчет о НИР / ВНИИ природн. газов. – М., 1985. – С. 62-77.
86. Резуненко В.И. Проекты Газпрома – это мощный прорыв в XX? век // Фактор.– 2000.– 6.– С.12-15.
87. Руднік А.А. Транспортування газу в Україні – історія та сьогодні // Нефть і газ. – 2004. – № 3. – С. 10-11.
88. Савків Б.П., Пінчук С.А. Про комплексування підземних сховищ природного газу в Україні // Нафт. і газова пром-сть. – 1996. – № 3. – С.53-54.
89. Савула С.Ф.. Методика визначення об’ємів експлуатації об’єктів підземного зберігання газу, створених у покладах багато пластового газового родовища. Науковий вісник Івано-Франківського національного технічного університету нафти і газу. Спецвипуск №2(8) Івано-Франківськ Факел 2004. с 61-66.
90. Солдаткин Г.И., Паллер И.Н., Мухтаров К.А. Изменение газонасыщенного объёма пласта при создании Калмасского газохранилища. ВНИИЭгазпром Серия “Транспорт и подземное хранение газа” М. Вып №2 1987 с21-26.
91. Солецкий Е.В., Кондрат Р.М., Войцицкий В.П., Савкив Б.П., Маковский С.А. Способ подземного хранения в водоносных пластах. – АС № 1564924.

- 92.Солецкий Е.В., Пайташ Б.В., Оршак С.П. и др. Проект доработки газового месторождения Дашава с учетом использования его для подземного хранения газа. Отчет ПКТИ – Дрогобыч . – 1963г. 242с.
- 93.Сусак О.М. Визначення приведенного пластового тиску при нагнітання азоту в пласт. Аналіз формування газонасиченого об'єму Дашавського підземного сховища газу (ПСГ). УНГА. Нафта газ України -2000. Збірник наукових праць. Матеріали 6-ої міжнародної науково-практичної конференції “Нафта і газ України–2000”. Івано-Франківськ, 31 жовтні – 03 листопада 200р. у 3-томах. Івано-Франківськ Факел, 2000. – том 3.- с.93-94.
94. Сухарев Г.М. Гидрогелогия нефтяных и газовых месторождений. – М.: Недра, 1971.– 304 с.
95. Сухин Е.Н. К вопросу уменьшения защемления газа при эксплуатации ПХГ // Сб. Нефтегазовая гидромеханика – М.:1996. – Вып. 228. – с.169-172.
96. Танкаева Л.Н. О механизме адсорбции воды на глинистых песчаниках. Связанная вода в дисперсных системах Вып. №5 м. Из-во МГУ, с.150-161.
97. Федутенко А.Н. К вопросу дополнительной добычи нефти путем создания подземных хранилищ газа в выработанных нефтяных залежах Украины // Тр. Укрндігазу. – Питання розвитку газової промисловості України. – Харків, 1998. – Вип. XXУ. – С. 253-258
98. Федутенко А.Н. Планирование режимов отбора газа из ПХГ // Газовая промышленность. – 1997. – № 12. – С. 44-45.
99. Федутенко А.Н., Вечерик Р.Л. Подземное хранение газа в Украине: современное состояние, проблемы и их решение. // Зб. наук.праць «Нафта і газ України», т. 3. – Івано-Франківськ. – С. 96-97.
- 100.Хан С.А., Гарайшин А.С. Изучение условий по увеличению использования порового объёма ловушки Инчукалнского ПХГ. // Подземное хранение газа. Проблемы и перспективы. Сборник научных трудов. – М.: ВНИИГАЗ, 2003 – С. 175-179.
- 101.Хейн А.Л, Задора Г.И., Алтухов П.Я. О влиянии геометрии систем нагнетания и разгрузки на эффективность закачки газа в водоносный пласт. ВНИИ-

- ГАЗ Труда. Выпуск 11 (19). Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах. Гостоптехиздат -М.: Недра, 1961, с.346-356.
- 102.Хейн А.Л. Газодинамические расчеты ПХГ. - М.: Недра, 1968. -314 с.
- 103.Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Методика экспериментального определения коэффициентов фазовых проницаемостей по данным неустановившегося режима вытеснения воды газом. ВНИИГАЗ Труда. Выпуск 11 (19). Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах. Гостоптехиздат М. Недра 1961 с 241-265.
- 104.Хейн А.Л., Бузинов С.Н., Алтухов П.Я. Экспериментальное исследование процесса двухстадийной осушки водоносного пласта газом. ВНИИГАЗ Труда. Выпуск 11 (19). Вопросы подземного хранения газа в водоносных структурах. Гостоптехиздат М. Недра 1961 с 296-345.
- 105.Чарный И.А. и др. Динамика осушки водоносных пластов при создании подземных газохранилищ. Газовая промышленность №1, 1962, с.15-18.
- 106.Чарный И.А. Основы газовой динамики. -М.: Гостоптехиздат, 1961. -200 с.
- 107.Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. -М.: Гостоптехиздат, 1963. -396 с.
- 108.Чарный И.А., Астрахан Д.И., Власов А.М. и др. Хранение газа в горизонтальных и пологопадающих водоносных пластах – М.: Недра, 1968. – 300 с.
- 109.Чередниченко Д., Савкив Б.П., Деркач М.П., Гимер Р.Ф., Гимер Р.П., Сусак О.М. Проект замени азотом части буферного объёма газа Дашавского ПХГ. Тезисы докладов на международной конференции “ВНИИГАЗ на рубеже веков – наука о газе газовые технологии”. Октябрь 2003. Москва ВНИИГАЗ.
- 110.Шимко Р.Я. Експериментальні дослідження фазових проникностей при витісненні води газом з пористого середовища. Матеріали науково–практичної конференції “Шляхи підвищення надійності і ефективності роботи трубопровідного транспорту”. – Івано–Франківськ.–2000.– С. 29-30.
- 111.Шимко Р.Я., Вечерік Р.Л., Хаєцький Ю.Б., Федутенко А.М., Шваченко І.І. Забезпечення надійного функціонування ПСГ ДК "Укртрансгаз" // Нефть и газ. – 2002. - №4. - с.40-43.

- 112.Шимко Р.Я., Грудз В.Я., Тимків Д.Ф., Грудз Я.В. Адаптивна модель процесу закачки газу в ПСГ // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2002. – №2. – С. 74-75.
- 113.Ширковский А.И. Определение и использование физических параметров пористой среды при разработке газоконденсатных месторождений ВНИИЭгазпром Серия «Геология, разведка и разработка газовых и газоконденсатных месторождений» 1971, -49 с.
- 114.Ширковский А.И. Подземное хранение газа. -М.: Гостоптехиздат, 1960. -75 с.
- 115.Ширковский А.И., Левыкин Е.В. Технологическое проектирование хранения газа в водоносных пластах.- М.: Недра, 1973. - 207 с.
- 116.Щелкачев В.Н. Лапук Б.Б. Подземная гидравлика. –М.: Гостоптехиздат, 1949. - 523 с.
- 117.Юрченко В.П. Стасів О.С. Досвід створення та експлуатації штучного покладу на Краснопопівському ПСГ. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. -Івано-Франківськ, 1998. Вип. 35 (том 5) с 42-47.
- 118.Tek M.R., Natural Gas. Underground Storage. Inventory and Deliverability, Gulf Publishing Co., 1996. 425 p.

Додаток А

Міністерство освіти і науки України
**ІВАНО-ФРАНКІВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ
 УНІВЕРСИТЕТ НАФТИ І ГАЗУ**

76019, Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15
 тел.(380)3422 4-20-11, 4-00-98
 E-mail: gidro@nung.edu.ua

ПОГОДЖЕНО

Проректор з наукової роботи
 ІФНТУНГ, д-р техн. наук

 О.М. Карпаш

“22” XI 2006 р.

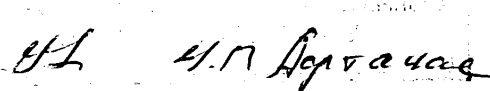
**ЗАТВЕРДЖЕНО**

Директор УМГ
 «Львівтрансгаз», к.т.н.

 М.П.Деркач

“22” XI 2006 р.

**Методика
 розрахунку параметрів сховища на підставі даних
 аналізу циклічної експлуатації ПСГ**


 19. XII. 06 р.

Івано-Франківськ

2006

Додаток Б

“Затверджую”
 Директор УМГ “Львівтрансгаз”
 М.П. Деркач
 “22” X/ 2006 р.

АКТ

**про впровадження методики розрахунку
 параметрів сховища на підставі даних
 аналізу циклічної експлуатації ПСГ.**

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу разом із УМГ “Львівтрансгаз” ДК “Укртрансгаз” НАК “Нафтогаз України” застосував методику розрахунку параметрів сховища на підставі даних аналізу циклічної експлуатації ПСГ, розроблену здобувачем Сусаком О.М. під керівництвом проф. д.т.н. Гімером Р.Ф. для аналізу формування газонасиченого порового об’єму Дашавського ПСГ впродовж всього періоду циклічної експлуатації сховища.

Встановлено, що в сховищі спостерігалось три етапи формування газонасиченого порового об’єму: етап нагнітання буферного газу, етап розширення сховища та етап усталеної циклічної експлуатації. Встановлено, що протягом другого етапу формування сховища відбулося заповнення застійних зон ПСГ, роздренування сховища за рахунок осушення порового об’єму від залишкової води. Встановлено, осушення порового простору від залишкової води супроводжувалося зниженням максимального пластового тиску в кінці періоду нагнітання.

У результаті застосування даної методики було доведено герметичність ПСГ, відсутність втрат газу, відсутність перетікань газу в застійні зони. Встановлено, що за рахунок осушення поровий об’єм активної зони Дашавського ПСГ збільшився на 6-8%, і відповідно можливо збільшити обсяги зберігання природного газу на 189,5 млн.м³ в рік.

Визначити економічний ефект від збільшення обсягів зберігання природного газу, у грошовому еквіваленті, можливо, після встановлення вартості буферного газу, собівартості зберігання 1000 м³ природного газу, інформація про економічну діяльність підприємств ДК “Укртрансгаз” є конфіденційною та не підлягає розголошенню у відкритих джерелах.

Зав. кафедри нафтогазової
 гідромеханіки
 д.т.н. професор

Гімер Р.Ф.

Асистент кафедри ТЗНГ

Сусак О.М.

Сусак О.М.
 19. X/ 2006 р.

Додаток В

“Затверджую”

Директор УМГ “Львівтрансгаз”

М.П. Деркач

“22” XI 2006 р.

М.П. Деркач
19.XI.06

**Розрахунок
очікуваного економічного ефекту від впровадження
методики розрахунку параметрів сховища на підставі даних
аналізу циклічної експлуатації ПСГ.**

Економічний ефект від впровадження методики розрахунку параметрів сховища на підставі даних аналізу циклічної експлуатації ПСГ складається в обґрунтування збільшення обсягів додаткового зберігання природного газу в ПСГ УМГ “Львівтрансгаз”. Дана методика дозволяє визначити активний газонасичений об’єм сховищ, об’єм газу в застійних зонах ПСГ, виділити етапи роботи сховища та встановити наявність усталеного періоду роботи ПСГ, обґрунтувати зменшення максимального тиску газу в сховищі та визначити величину активного газу, яку можливо додатково зберігати в сховищі при наявних потужностях ПСГ.

Економічний ефект складається з прибутку від зберігання додаткової кількості природного газу та прибутку від додаткової транспортної роботи системи. Дана методика була застосована для обґрунтування додаткових обсягів активного газу Дашавського ПСГ.

Проектні показники циклічної експлуатації газосховища, відповідно до уточнень Газпромом в березні 1989 року, складали:

Загальний об’єм газу в сховищі 5256 млн.м³;

Активний об’єм газу в сховищі 2150 млн.м³;

Буферний об’єм газу в сховищі 3115 млн.м³;

В т.ч. залишковий запас 690 млн.м³;

Об’єм газу, що був додатково закачаний в поклад 2425 млн.м³.

Пластовий тиск в робочій зоні:

Максимальний пластовий тиск 6,5 МПа

Мінімальний пластовий тиск 1,98 МПа

Максимальна добова продуктивність 26 млн.м³/добу

Відповідно до фактичних даних експлуатації Дашавського ПСГ станом на 16.10.2002 року було досягнуто наступних показників роботи сховища:

Загальний об’єм газу в сховищі 5225 млн.м³;

Активний об’єм газу в сховищі 1790,9 млн.м³;

Максимальний пластовий тиск в робочій зоні 5,0 МПа

Мінімальний пластовий тиск в робочій зоні 2,56 МПа

Активний газонасичений працюючий об’єм активно працюючої зони ПСГ

складав $\Omega_0 = 64,61 \text{ млн.м}^3$

Відповідно до запропонованої методики, для умов Дашавського ПСГ, було встановлено що в період з 1996 по сьогоднішній день сховище працює в усталеному

ежимі, відсутні втрати природного газу, застійні зони сховища повністю заповнені, відсутні перетоки природного газу в зони з пониженою фільтрацією та в застійні зони.

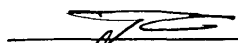
Зниження максимального тиску газу в сховищі в період 1986-1996 роки відбулося за рахунок осушення порового простору ПСГ на 6-8%, або, в середньому, на 1,44 млн.м³. Отже в Дашавському ПСГ можна щороку додатково зберігати 189,5 млн.м³ природного газу.

Визначити економічний ефект від збільшення обсягів зберігання природного газу, у грошовому еквіваленті, можливо, після встановлення вартості буферного газу, собівартості зберігання 1000 м³ природного газу, інформація про економічну діяльність підприємств ДК "Укртрансгаз" є конфіденційною та не підлягає розголошенню у відкритих джерелах.


д.т.н. кафедри нафтогазової

гідромеханіки

д.т.н. професор

 Гімер Р.Ф.

асистент кафедри ТЗНГ

 Сусак О.М.