

Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет
«Дніпровська політехніка»

Геологорозвідувальний
(факультет)

Кафедра гідрогеології та інженерної геології
(повна назва)

ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА
кваліфікаційної роботи ступеню магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студента Ключка Ельвіри Тарасівни
(ПІБ)

академічної групи 103М-18-1
(шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю
(код і назва спеціальності)

за освітньо-професійною програмою «Геологія»
(офіційна назва)

на тему «Дослідження механізму насичення газом водоносних структур та об-
грунтування параметрів створення і експлуатації газосховищ»

(назва за наказом ректора)

Керівники	Прізвище, ініціали	Оцінка за шкалою		Підпис
		рейтинговою	інституційною	
кваліфікаційної роботи	Інкін О.В.			
розділів:				
Загальний	Інкін О.В.			
Спеціальний	Інкін О.В.			
Рецензент				
Нормоконтролер	Загриценко А.М.			

Дніпро
2019

ЗАТВЕРДЖЕНО:
завідувач кафедри
гідрогеології та інженерної геології
(повна назва)

_____ Рудаков Д.В.
(підпис) (прізвище, ініціали)
« _____ » _____ 2019 року

ЗАВДАННЯ
на кваліфікаційну роботу
ступеню _____ магістра
(бакалавра, спеціаліста, магістра)

студенту Ключка Ельвіри Тарасівни _____ академічної групи 103м-18-1
(прізвище та ініціали) (шифр)

спеціальності 103 Науки про Землю

за освітньо-професійною програмою «Геологія»

на тему «Дослідження механізму насичення газом водоносних структур та обґрунтування параметрів створення і експлуатації газосховищ»

затверджену наказом ректора НТУ «Дніпровська політехніка» від 21.11.19 № 2147-л

Розділ	Зміст	Термін виконання
Загальний	Аналіз науково-практичного досвіду експлуатації підземних газосховищ	15.10.19-29.10.19
Спеціальний	Вивчення геологічної будови та гідрогеологічних умов потенційних пластів колекторів. Оцінка газогідродинамічних показників сховищ газу у водоносних пластах різних типів.	30.10.19-01.12.19
	Обґрунтування геотехнологічних параметрів роботи водоносного газосховища. Техніко-економічна оцінка створення сховищ газу у водоносних структурах.	02.12.19-13.12.19

Завдання видано _____

(підпис керівника)

Інкін О.В.
(прізвище, ініціали)

Дата видачі _____

12.10.2019

Дата подання до екзаменаційної комісії _____

13.12.2019

Прийнято до виконання _____

(підпис студента)

Ключка Е.Т.
(прізвище, ініціали)

РЕФЕРАТ

Пояснювальна записка: текстові додатки 85 с., рисунків 26, таблиць 5, джерел 40.

ВОДОНОСНЕ ГАЗОСХОВИЩЕ, ВТРАТИ ГАЗУ, ГАЗОВОДЯНИЙ КОНТАКТ, ДИФУЗІЯ, РОЗЧИНЕННЯ.

Об'єкт досліджень – газогідродинамічні та технологічні процеси, що супроводжують формування газової зони у водоносних породах.

Предмет досліджень – параметри переміщень та перетворень газоподібних вуглеводнів в водоносних структурах різної будови.

Мета роботи – виконання балансово-гідродинамічної оцінки насичення газом водоносних структур та розрахунок безповоротних втрат газу на різних етапах експлуатації газосховища.

Наукова новизна шляхом моделювання виконана оцінка впливу капілярних сил, процесів дифузії і гравітації на формування втрат газу усередині пластів на різних етапах експлуатації водоносного газосховища.

В магістерській роботі розроблена і застосована методика, що ґрунтується на аналітичному моделюванні динаміки газоводяного контакту і розрахунку втрат газу за рахунок дифузії, розчинення і заколонного перетікання, яка дозволяє оцінити сумарні безповоротні втрати газу на усіх етапах роботи сховища. Верифікація моделі виконана для гірничо-геологічних умов Левенцовської структури Західного Донбасу.

Шляхом моделювання виконана оцінка впливу капілярних сил, процесів дифузії і гравітації на формування втрат газу усередині пластів на різних етапах експлуатації водоносного газосховища. Встановлено, що сумарні безповоротні втрати, викликані розчиненням газу, його перетіканням через покрівлю колектора і заколонний простір свердловини не перевищують 4% об'єму газу, що акумулюється. Така величина втрат є допустимою з урахуванням світового досвіду роботи підземних газосховищ.

Практична цінність. Встановлено, що сумарні безповоротні втрати, викликані розчиненням газу, його перетіканням через покрівлю колектора і заколонний простір свердловини не перевищують 4% об'єму газу, що акумулюється. Така величина втрат є допустимою з урахуванням світового досвіду роботи підземних газосховищ.

Соціальний ефект. Робота газосховища в виділеному водоносному горизонті дозволить покрити сезонну нерівномірність газоспоживання низки великих промислових підприємств на сході України.

ЗМІСТ

ВСТУП.....	5
1. АНАЛІЗ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОГО ДОСВІДУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩ	7
2. ВИВЧЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ПОТЕНЦІЙНИХ ПЛАСТІВ КОЛЕКТОРІВ.....	15
3. ОЦІНКА ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНИХ ПЛАСТАХ РІЗНИХ ТИПІВ.....	35
4. ОБҐРУНТУВАННЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ ВОДОНОСНОГО ГАЗОСХОВИЩА.....	48
5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА СТВОРЕННЯ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНИХ СТРУКТУРАХ.....	61
ВИСНОВКИ.....	75
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	78
ДОДАТКИ.....	82

КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

ВСТУП

Актуальність досліджень. Одним з основних елементів енергетичного комплексу України є підземні сховища газу (ПСГ), що забезпечують стабільну і безперебійну подачу енергоносіїв внутрішнім і закордонним споживачам. Необхідність їх розвитку обумовлена сезонної нерівномірністю використання палива та великою віддаленістю потужних промислових центрів від місць видобутку і поставок газу. Для забезпечення тривалого і безпечного функціонування сховищ необхідно мінімізувати неконтрольовані втрати газу в вертикальному і горизонтальному напрямках практично на всіх великих штучних газових покладах, створених в різних геологічних структурах.

Науково-виробничий досвід експлуатації ПСГ показав, що втрати газу можуть бути викликані геологічними, технічними і технологічними причинами.

Їх середня величина змінюється від 3,1 до 4,4 % обсягу активного газу в сховищі. Як правило, виток фіксуються на пізньому етапі цього процесу, при появі газу на поверхні або в контрольних горизонтах. Це істотно ускладнює подальшу роботу газосховищ і вимагає розробки способів контролю їх герметичності на стадії проектування.

Мета роботи – виконання балансово-гідродинамічної оцінки насичення газом водоносних структур та розрахунок безповоротних втрат газу на різних етапах експлуатації газосховища.

Задачі, розв'язані в магістерській роботі, полягають у наступному: проаналізувати мировий досвід використання водоносних колекторів для зберігання газоподібних вуглеводнів; вивчити гірничо-геологічні та гідрогеологічні умови Левенцовської площі; проаналізувати зміну параметрів напружено-деформованого стану і фільтраційних властивостей пласта-колектора при термобаричному впливі газу; обґрунтувати технологічні параметри експлуатації газосховища у пермсько-тріасовому водоносному горизонті; виконувати економічну оцінку ефективності акумуляції газу в водоносних колекторах.

Об'єкт досліджень – газогідродинамічні та технологічні процеси, що проводжують формування газової зони у водоносних породах.

Предмет досліджень – параметри переміщень та перетворень газоподібних вуглеводнів в водоносних структурах різної будови.

Наукова новизна шляхом моделювання виконана оцінка впливу капілярних сил, процесів дифузії і гравітації на формування втрат газу усередині пластів на різних етапах експлуатації водоносного газосховища.

Практична цінність. Встановлено, що сумарні безповоротні втрати, викликані розчиненням газу, його перетіканням через покрівлю колектора і законний простір свердловини не перевищують 4% об'єму газу, що акумулюється. Така величина втрат є допустимою з урахуванням світового досвіду роботи підземних газосховищ.

Апробація роботи. Всеукраїнська науково-технічна конференція «Молодь: наука та інновації».

Економічний ефект. Оцінена економічна ефективність сезонного зберігання природного газу в пермсько-тріасовому водоносному пласті Левенцовської структури. Згідно з проведеними розрахунками, оснований на встановленні сучасних критеріїв ефективності капітальних вкладень, газосховище даного напрямку забезпечують покриття витрат на створення та внутрішню норму рентабельності в розмірі 12 – 19 %, що в більшості випадків відповідає ставкам дисконту в Україні.

Соціальний ефект. Робота газосховища в виділеному водоносному горизонті дозволить покрити сезонну нерівномірність газоспоживання низки великих промислових підприємств на сході України.

1. АНАЛІЗ НАУКОВО-ПРАКТИЧНОГО ДОСВІДУ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ ГАЗОСХОВИЩ

Важливою складовою розвитку суспільства є збалансованість сучасних потреб людства та захист інтересів майбутніх поколінь, а пошук альтернативних та інноваційних підходів в управлінні економікою є надзвичайно актуальним для забезпечення збалансованого та сталого розвитку здорового суспільства. На сьогодні сталий розвиток – одна з перспективних сучасних ідеологій, а однією з концепцій цієї ідеології є інноватика. Підвищення динаміки зовнішнього середовища вимагає від сучасних підприємств адекватного реагування, яке виражається у формуванні нової сучасної парадигми менеджменту – управлінні організаційними змінами. Особливої уваги управління змінами заслуговує в контексті забезпечення розвитку нафтогазових підприємств, адже метою будь-якого вдосконалення є перехід підприємства на новий етап функціонування.

Узгодженість політики вимагає відповідних рішень в економічній сфері й чітко визначених коротко-і довгострокових цілей розвитку соціальної сфери, ринку праці, освіти. Крім того, слід розглянути розробку політики та її впровадження. Нарешті, результати різних політичних напрямів мають бути узгоджені з точки зору клієнтів. Нові орієнтири соціальної політики потребують посиленої уваги до взаємодії між міністерствами та іншими рівнями управління, а також між державною і приватною сферами. Основною ціллю даного розділу є окреслення візії підприємств з підземного зберігання природного газу, як керуючої філософії та обґрунтування еталону цінностей таких підприємств з акцентуванням на умовах сталого розвитку.

Стійка робота паливно-енергетичного комплексу України, поряд із необхідністю розробки нетрадиційного газу, значною мірою залежить від надійності функціонування єдиної системи газопостачання (ЄСГ), що включає в себе технологічні об'єкти з видобутку, транспортування, зберігання і розподілу газоподібних вуглеводнів. Суттєвою особливістю ЄСГ є повний взаємозв'язок її еле-

ментів, що виражається в зміні режиму експлуатації всієї системи при зміні умов роботи окремих об'єктів. Так, нерівномірний режим споживання газу може призвести до зупинок в його видобутку і вимагає прийняття технологічних заходів для запобігання цій ситуації.

Нерівномірність споживання газоподібних вуглеводнів головним чином, обумовлена коливанням температури зовнішнього повітря, специфікою виробничих об'єднань і ритмом людського життя. Розрізняють годинну (протягом дня), добову (протягом місяця) і сезонну (річну) нерівномірності [1]. Як видно з діаграми, з 6 до 19 годин споживання газу більше, а з 21 до 5 годин менше середньодобового. Максимуми і мінімуми газоспоживання припадають на 18.00 і 24.00 відповідно. Такі коливання пояснюються неритмічністю комунально-побутових споживачів газу і непостійним числом працюючих змін на промислових підприємствах. Згладжування аномалій газоспоживання в цих умовах проводиться шляхом акумулювання газу в самому газопроводі і його подальшою подачею в «години пік» населенню.

Добова нерівномірність викликана зміною періодів роботи і відпочинку людини. У вихідні та святкові дні споживання газу в житловому секторі зростає, однак загальне газоспоживання знижується через зменшення його витрати в промисловості. Ця обставина запобігає виникненню різких стрибків у поставці газу і призводить до регулярного зменшення його використання по вихідних днях.

Найзначнішими є сезонні коливання споживання газу, що визначають необхідність створення його сховищ для забезпечення стабільної роботи ЄСГ і виключення недовикористання магістральних газопроводів в літні місяці. Основна причина їх виникнення полягає в річних змінах температури зовнішнього повітря. Надлишки газу, що утворюються в літній період часу через відсутність потреб в обігріві цивільних і промислових будівель, витрачаються взимку в моменти його підвищеного попиту, викликаного низькими температурами. Дана нерівномірність характеризується об'ємними і потужностними параметрами, що виражаються відповідно кількістю відсутнього газу в зимовий період і інте-

нсивністю (амплітудою) коливань його споживання. Обсяг сезонної нерівномірності визначається за діаграмою як сума значень показників, що лежать нижче середньорічної лінії подачі газу, а її потужність - за допомогою коефіцієнта несинхронності K_m , що представляє відношення витрати газу за даний місяць до його середньорічного споживання. З урахуванням встановленого в 2014 р. Кабінетом Міністрів України 30 % скорочення використання природного газу, рівень його середньорічної подачі з серпня по березень територіально нерівномірний, і в середньому для великих міст змінюється від 30 до 75 млн m^3 /місяць [3]. Таким чином, обсяг газу, що підлягає акумулюванню на території потужних промислових центрів південного сходу країни, може бути орієнтовно оцінений в межах 65 – 150 млн m^3 , а K_m - від 1,2 до 1,4.

Важливі завдання стоять перед Україною в галузі транспортування та зберігання природного газу. Наша держава має другу за величиною в Європі систему магістральних газопроводів, а за обсягами надання транзитних послуг посідає перше місце на світовому ринку транспортування газу. Слід констатувати, що газотранспортна система України – це не тільки система газопроводів, котра об'єднує продавців і споживачів газу, включаючи магістральні газопроводи, газопроводи-відводи, газорозподільні мережі, а й сукупність суб'єктів (підприємств, організацій), що обслуговують їх, надаючи послуги постачальникам та споживачам газу. Тому газотранспортну систему України розглядають як багатофункціональну галузеву структуру, котра, підпорядковуючись стратегічним напрямкам розвитку національної економіки, має забезпечувати чітко виділені їй функції і завдання.

У 2016 році використання природного газу в Україні у порівнянні з 2015 роком скоротилось на 0,6 млрд куб. м (з 33,8 до 33,2 млрд куб. м, -2%) (рис. 1.1).

Зберігання такого обсягу газоподібних вуглеводнів можливо тільки в резервуарах, створених у відкладеннях гірських порід, так як місткість наземних газогельдерів не перевищує 500 тис. m^3 [4, 5]. Дані сховища широко поширені в багатьох країнах і експлуатуються в США (близько 400 сховищ загальним обсягом 115 млрд m^3), Росії (25 сховищ – 66 млрд m^3), Німеччини (40 сховищ – 20

млрд м³), Франції (16 сховищ – 12,7 млрд м³) і в інших державах. Всього в світі діє більше 600 підземних сховищ різних типів сукупною активною ємністю близько 340 млрд м³, що відповідає 10,8 % загальносвітового споживання газу (рис. 1.2). Аналіз їх роботи показав [6], що середні питомі витрати на приріст 1 тис. м³ активного об'єму газу в водоносних породах складають 50 доларів США, в той час як створення наземних резервуарів еквівалентного обсягу вимагає в 7 – 10 разів більше капітальних вкладень. Крім того, сховища у водоносних структурах характеризуються високою герметичністю, завдяки чому вони можуть використовуватися для зберігання парникових газів, наприклад CO₂. Застосовувані в світовій практиці для зберігання газу такі типи природних резервуарів, як соляні порожнини і виснажені газо-нафтові поклади, не можуть розглядатися як альтернатива зважаючи на обмеженість їх розповсюдження на території промислових центрів України.

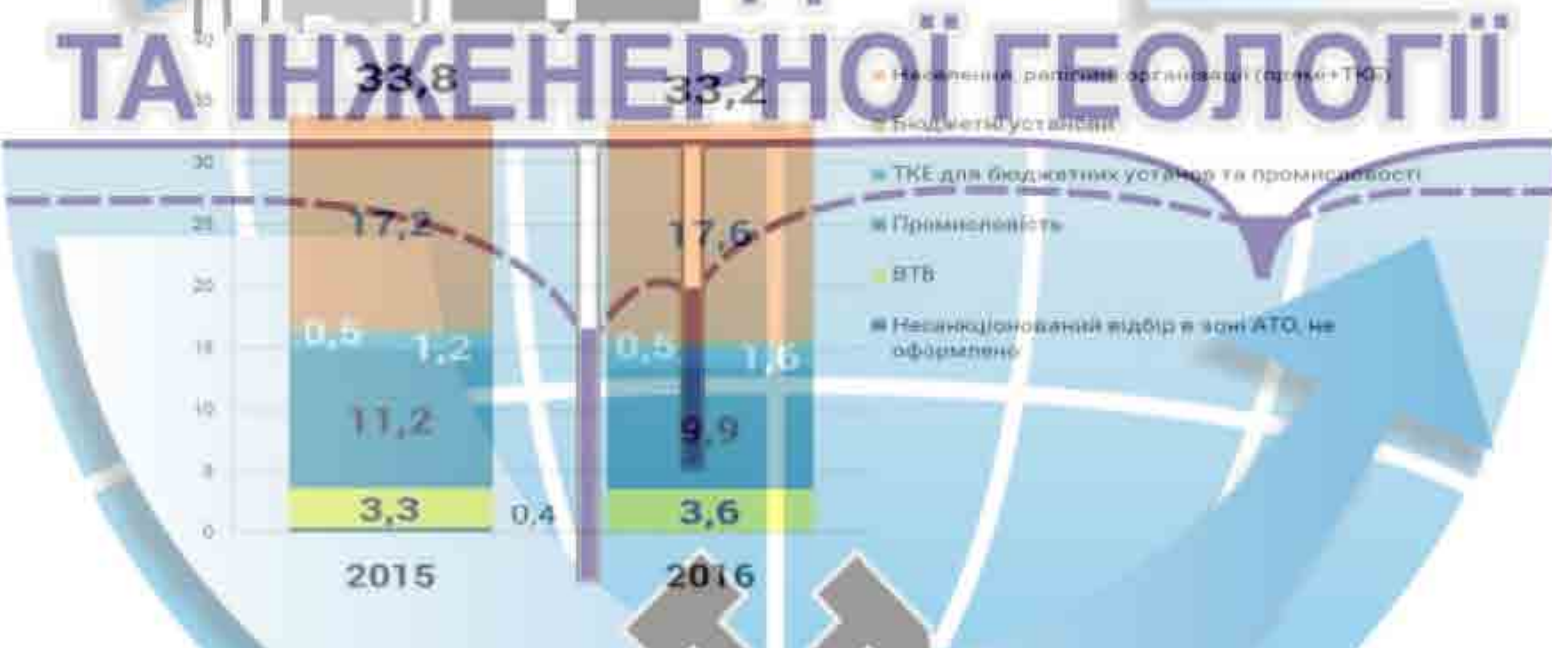


Рисунок 1.2 – Використання природного газу в Україні 2015-2016рр., млрд.м³

Водоносне газосховище являє собою штучне родовище газу, створене в колекторі, в природних умовах заповненому підземними водами (рис. 1.3). Використовуваний пласт повинен мати високі фільтраційні властивості, які забезпечать можливість прийому, зберігання та відбору газу, а також слабопроникні породи покрівлі та підшви, що запобігають його витік.

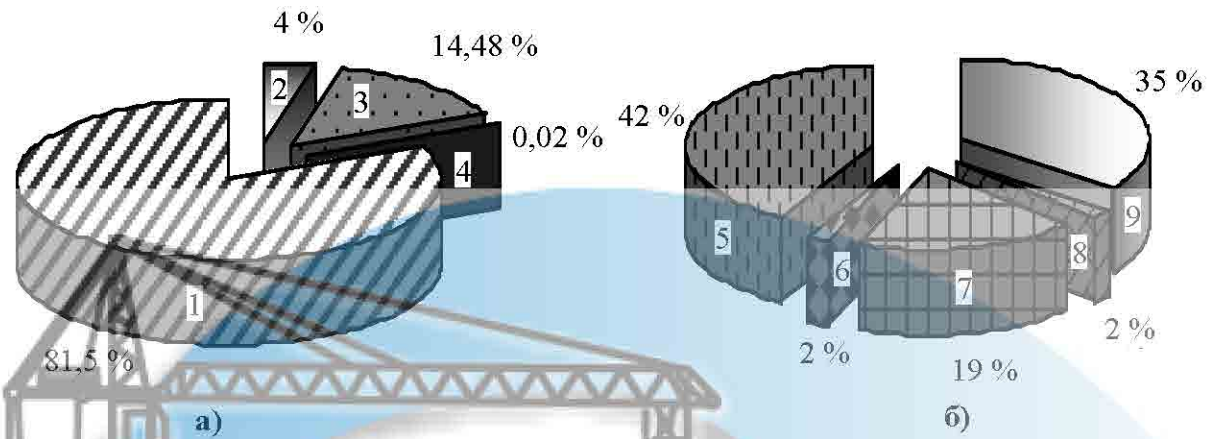


Рисунок 1.2 – Розподіл підземних сховищ газу за типами (а) та їх активних обсягів по регіонах (б): 1 - 4 – відповідно сховища в виснажених газонафтових родовищах, соляних кавернах, водоносних горизонтах і відпрацьованих шахтах; 5 - 9 – їх ємність у Східній Європі, Азії, Західній Європі, Близькому Сході і Американських континентах

Нагнітання газу в сховищі відбувається за допомогою експлуатаційних свердловин, з'єднаних через газорозподільний пункт, градірні та сепаратори з магістральним трубопроводом. Перед подачею газу виконується його попереднє охолодження і очищення від вуглеводневих масел і пилу. Відбір газу зі сховища і передача його в газопровід здійснюються у зворотньому порядку через свердловини, розподільний пункт і осушувально-очисні установки. Спостереження за можливим просуванням газу проводиться за допомогою розвантажувальних і контрольних свердловин, що розкривають відповідно основний і верхні горизонти. При виконанні зазначених технологічних операцій за допомогою вимірювальної апаратури здійснюється контроль витрати і складу газу.

Гідродинамічні особливості формування та експлуатації водоносного газосховища проявляються в циклічності, пов'язаної з чергуванням періодів закачування і відбору газу через експлуатаційні свердловини із значною зміною тиску і наявністю газо-водомісткої зони в пласті. Підвищення їх техніко-економічних показників можливо шляхом збільшення ємкісного ресурсу, на величину якого, крім обсягу порового простору пласта-колектора, істотний вплив робить повнота газо-водяного витіснення. При закачуванні газу в обводнені по-

роди частина капілярів газової порожнини залишається заповненою водою, а при його відборі - деяка кількість газу залишається в водоносній зоні. Будучи навіть в пластових умовах більш ніж в 15 разів легше води, газ спливає, розчиняється у воді і утворює довгі газонасичені язички уздовж покрівлі пласта, що може привести до виходу газу за межі геологічної структури. Істотний вплив на газо-водовитіснення надає також неоднорідність самого пласта, як по потужності, так і по фільтраційним властивостям.



Рисунок 1.3 – Схема водonoсного газосховища: 1 – магiстральний газопровід; 2,3 – сепаратор і градирня; 4 – насосна станція; 5 – осушувально-очисна установка; 6 – 8 – контрольна, експлуатаційна та розвантажувальна свердловина; 9, 10 – газо- і водовмісні зони колектора; 11 – покрівля водonoсного пласта

Наведені теоретичні передумови двофазної фільтрації показують, що механізм заміщення води газом має складний і різнобічний характер. Ефективність газового впливу залежить від великої кількості факторів, не завжди подає чітких прогнозів і адекватне врахування. При цьому гідродинамічна теорія, через наявність емпіричних функцій в рівняннях, в даний час ще не володіє достатнім рівнем і методиками прогнозу процесу витіснення в різних гірничо-

геологічних умовах. Велика кількість розривних розв'язків при реалізації просторових задач двофазної фільтрації на практиці призводить до значних математичних труднощів і громіздкість обчислень. Тому при обґрунтуванні ефективних технологічних методів експлуатації водоносного газосховища на конкретному об'єкті неприпустимо розглядання результатів досліджень, проведених раніше для колекторів-аналогів.

Підводячи підсумок, можна зробити висновок, що в Україні для забезпечення стійкої роботи ЕСГ необхідно згладжування сезонної нерівномірності споживання газоподібних вуглеводнів на південному сході країни в обсязі від 65 до 150 млн м³. У техніко-економічному відношенні зберігання встановленої кількості газу найбільш раціонально здійснити в обводнених геологічних структурах, придатних для створення газосховищ. При цьому в них крім обсягу активного газу повинна бути присутня аналогічна кількість буферного, що обумовлює загальну місткість сховища до 300 млн м³. Ефективна експлуатація такого полігону вимагає газогідродинамічної оцінки параметрів нагнітання, акумулювання і відбору газу, з урахуванням викликаних цим змін фізико-механічних і фільтраційних властивостей виділеного водоносного колектора.

Станом на вересень, 2017 запаси природного газу в підземних сховищах України (ПСГ) досягнули 15 млрд м³ та перевищили максимум 2016 року. Найбільші обсяги газу, накопичені в ПСГ перед початком опалювального сезону 2016/2017, становили 14,732 млрд м³ природного газу з можливих 32 млрд, що свідчить про невисоку ефективність використання потужностей унікального комплексу (рис. 1.4). Тому необхідно визначити критеріальний мінімум ефективності функціонування кожного ПСГ та активізувати пошуки шляхів підвищення рентабельності діяльності підприємств ПЗГ.

Аналізуючи європейський досвід використання ПСГ, у контексті підвищення їх конкурентоспроможності, доходимо висновку, що необхідно і в Україні створювати передумови забезпечення надійності майнових гарантій. Відомо, що європейські учасники ринку газу завжди намагаються віддавати перевагу європейським провайдером послуг. Проте висока (майже максимальна) завантаженість європейських сховищ свідчить про актуальність використання україн-

нських підземних сховищ газу в центральноевропейському регіоні. За даними Gas Storage Europe (GSE) – Європейського об'єднання операторів сховищ природного газу, заповнення ПСГ пулу «Баумгартен» станом на вересень 2013 р. становило: Австрії –56,55% (від максимально можливої технічної місткості), Чехії –77,21, Угорщини –43,32, Польщі –95,89 та орієнтовно Словаччини –58,39%. За останній рік максимальна завантаженість ПСГ, які ми розглядаємо, становила: Австрії –95,87% (від максимально можливої технічної місткості), Чехії –97,77, Угорщини –59,81, Польщі –100 і Словаччини –96,52%. Для всього пулу ПСГ «Баумгартен» –83,75%. Для порівняння: завантаженість ПСГ Німеччини за той же період становила 90,64%.

КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

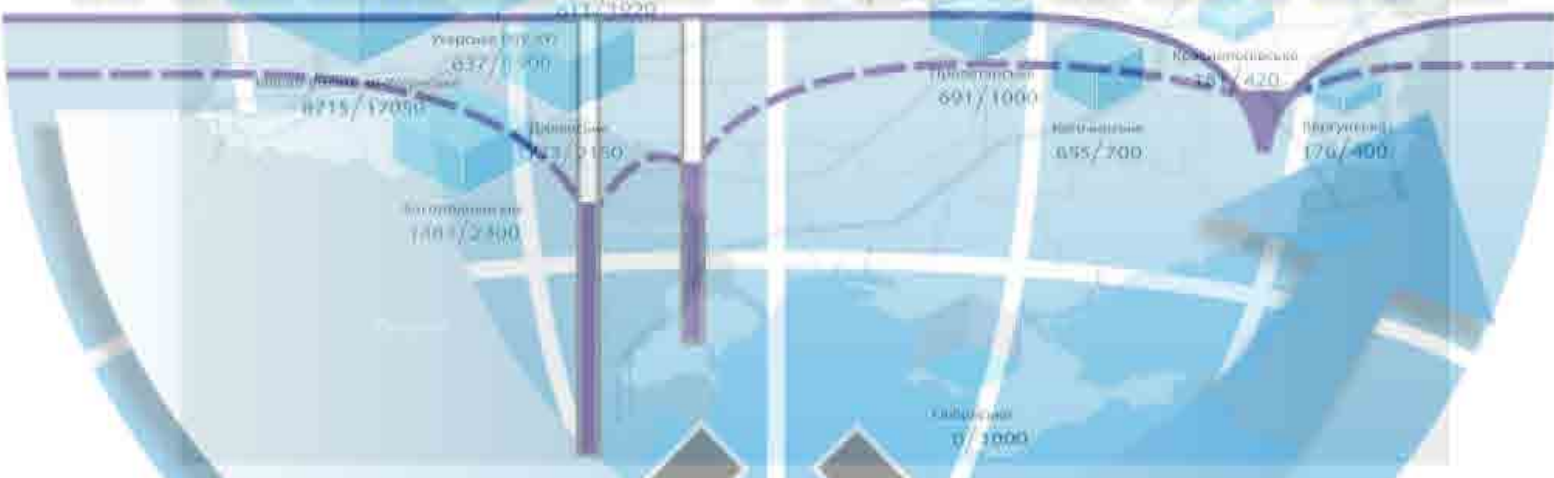


Рисунок 1.4 – Запаси газу в ПСГ України, млн. куб. м

Таким чином вільний об'єм підземних сховищ газу можна використовувати для накопичення та зберігання природного газу країн ЄС із подальшим його поверненням в Європу. Враховуючи помірну цінову та податкову політику, які скориговані на відповідний тариф природного газу в певний сезон року, Україна, в особі підприємств із зберігання газу, у разі прийняття ефективних управлінських рішень може отримати вагоме джерело надходження коштів.

2. ВИВЧЕННЯ ГЕОЛОГІЧНОЇ БУДОВИ ТА ГІДРОГЕОЛОГІЧНИХ УМОВ ПОТЕНЦІЙНИХ ПЛАСТІВ КОЛЕКТОРІВ

До числа локальних факторів, від яких залежить придатність водоносних порід для зберігання газів, перш за все відносяться:

- емнісні властивості, які визначаються пористістю, потужністю, площею поширення і пружними показниками вміщуючих порід;
- фільтраційні і гідродинамічні характеристики водоносних горизонтів, що впливають на прийомистість свердловин і ореол поширення закачуваних газів;
- ізолюваність використовуваного колектора, що залежить від надлишкового тиску в вище- і нижчележачих водоносних пластах, а також проникності розділяючих відкладень;
- сумісність вуглеводневих газів з гірськими породами і підземними водами, неадекватне врахування якої може привести до кольматації привибійної зони свердловини;
- наявність перспективних для розробки корисних копалин.

Закачування газу в обводнені породи пов'язане з порушенням їх природного режиму і залежить як від регіональних, так і локальних геолого-структурних і гідродинамічних умов. У регіональному плані найбільш сприятливими для зберігання газу є платформні області, крайові прогини, міжгірські і передгірні западини, в вертикальному розрізі осадового чохла яких відбувається закономірна зміна фільтраційних параметрів і мінералізації водоносних горизонтів. На цих територіях можна виділити три основні гідродинамічні зони, що відрізняються інтенсивністю течії підземних вод [10 –13]:

- верхню (активного водообміну і відновлення), яка повністю виключає накопичення природних газів;
- середню (уповільненого водообміну), в яку закачування газу можливе лише на окремих ділянках з регіонально витриманим водоупором;
- нижню (застійного водообміну), що найбільш підходить для акумуляції

газу внаслідок достатньої ізоляції і високої мінералізації підземних вод.

Відмінною особливістю останньої зони, що підкреслює ефективність її використання для створення газосховищ, є значна глибина залягання, високі напори і захищеність від поверхневого впливу водоносних колекторів.

За допомогою запропонованих чинників є можливість виконати геотехнологічну і екологічну оцінку придатності природних колекторів для акумуляції газоподібних вуглеводів, а також прогнозувати параметри експлуатації водоносних газосховищ.

Попереднє районування Західного Донбасу, за перспективністю створення водоносних газосховищ, було виконано виходячи з наведених вище критеріїв. Так, в межах досліджуваної території і прилеглих до неї ділянок було виділено 3 райони:

1. Зона зчленування Дніпровсько-Донецької западини і Українського кристалічного масиву.
2. Район структур, що межують з відкритим Донбасом (площа розвитку середнього карбону).
3. Південно-східна частина Дніпровсько-Донецької западини (геологічні структури, розташовані на північ від Михайлівського скиду).

Південною межею першого району є закінчення поширення нижньокам'яновугільних відкладень, північною – Михайлівський скид. Пісковики цього району (переважно Павлоградсько-Петропавлівського) характеризуються низькими фільтраційними і ємнісними властивостями, а відкладення нижнього карбону – промисловою вугленосністю і розробкою вугільних пластів шахтним способом. Крім того, на даній території в резервному фонді вугільної промисловості знаходяться близько десятка шахтних полів. Наведені дані виключають можливість закачування природних газів в продуктивну товщу цього району.

Другому виділеному району, що межує на сході з відкритим Донбасом, а на заході - з Левенцовським підняттям, на відміну від першого, притаманні значні глибини залягання нижньокам'яновугільних відкладів (більше 2000 м), що мають ще більш незначні колекторські властивості. Ці породи перекриті тов-

щею середнього карбону, в розрізі якого зосереджені великі (до 180 м) пачки пісковиків і 34 вугільних пласта промислової значущості, потужністю від 0,6 до 2,35 м. Зверху залягають мезокайнозойські відкладення щільних пластичних і сланцевих глин (до 150 - 170 м), які є регіональним водотривом. Вже згадана територія охоплена геологорозвідувальними роботами і є резервом Павлоградського вугільного родовища, внаслідок чого не може бути використана для зберігання природних газів.

Третій район має такі межі: на півночі – Мечебилово-Кобзевська антиклінальна зона; на півдні – Михайлівський скид; на заході – р. Ворскла; на сході – кордон поширення прісних вод в триасовому водоносному комплексі (довгота м. Лозова). У межах його території відкладення башкирського і московського ярусів приурочені до зони вельми ускладненого водообміну і містять потужні (до 100 – 200 м) пачки пісковиків, придатні для акумуляції газу. Наявність газових родовищ в структурах цього району підтверджує високу ступінь його гідродинамічної закритості. При цьому верхнім регіональним водотривом є середньоюрські глини, нижнім - глинисті відкладення низів башкирського ярусу.

В межах району з 1977 по 1980 рр., Павлоградською геологорозвідувальною експедицією, були проведені комплексні пошукові роботи [14]. Спочатку, в якості колекторів для закачування шахтних вод, вивчалися пісковики башкирського і московського ярусів, однак результати дослідних робіт показали більш високі фільтраційні властивості пісковиків пермь-тріасу, що дозволило зорієнтувати на них подальші дослідження. Виконані бурові, каротажні, дослідно-фільтраційні і лабораторні роботи підтвердили перспективність цього пласта і дозволили виділити три потенційні площі, показані на рис. 2.1 (1 – 3 – відповідно Північно-Орільська, Левенцовська і Первомайська ділянки; 4 – 7 – межі шахтних полів, перспективних площ, юрських і пермських відкладень відповідно; 8 – 9 – мінералізація водоносних горизонтів середнього карбону і пермь-тріасу; 10 – 11 – ізолінії потужності і глибини залягання покрівлі пермь-тріасових відкладень).

Подальші дослідження (структурно-пошукове буріння і випробування),

проведені Павлоградською експедицією з 1982 по 1985 рр. показали, що серед відзначених ділянок найбільш значний ємнісний ресурс має Левенцовська площа. Активна пористість (n_a) пермсько-тріасових відкладень на цій території коливається від 9,6 до 29,0 %, а проникність (k) від 10^{-15} до $2 \cdot 10^{-12}$ м², в той час як значення цих параметрів на Північно-Орельській та Першотравневій площах зменшуються до $n_a = 8,28 - 28,3$ %, $k = 10^{-15} - 10^{-12}$ м² і $n_a = 5$ %, $k = 10^{-15} - 10^{-13}$ м² відповідно (табл. 2.1). Крім того, в межах Левенцовської структури, породи пермь-тріасу мають найбільшу ефективну потужність (120 м) і найменшу глибину залягання (300 – 680 м).

Перспективний колектор приурочений до континентальних теригенних відкладень і представлений зеленувато-сірими, кварц-польовошпатовими крупнозернистими пісковиками, що перешаровуються з прошарками темно-сірих, сильно каолінованих пісків. Породи пласта порівняно однорідні за фізико-механічними властивостями і гранулометричним складом як в площадному відношенні, так і в вертикальному розрізі, що обумовлює відносну постійність їх фільтраційних властивостей. Незначна літологічна змінність порід, пов'язана зі зменшенням обсягу пор під впливом епігенетичних процесів і збільшенням тиску, відбувається поступово, тому виділення будь-яких границь всередині пласта є неможливим. Колектор характеризується підвищеним і відносно витриманим значенням водообільності, а приурочений до нього водоносний горизонт зі змішаним (тріщинно-поровим) типом циркуляції, гідродинамічним напором, що змінюється від 180 до 270 м, і пружним режимом фільтрації, обумовленим слабопроникними властивостями верхніх порід, що виключають перетікання підземних вод. Водовміщуючі породи мають осадочне походження і слабометаморфізовані в межах всієї Левенцовської структури.

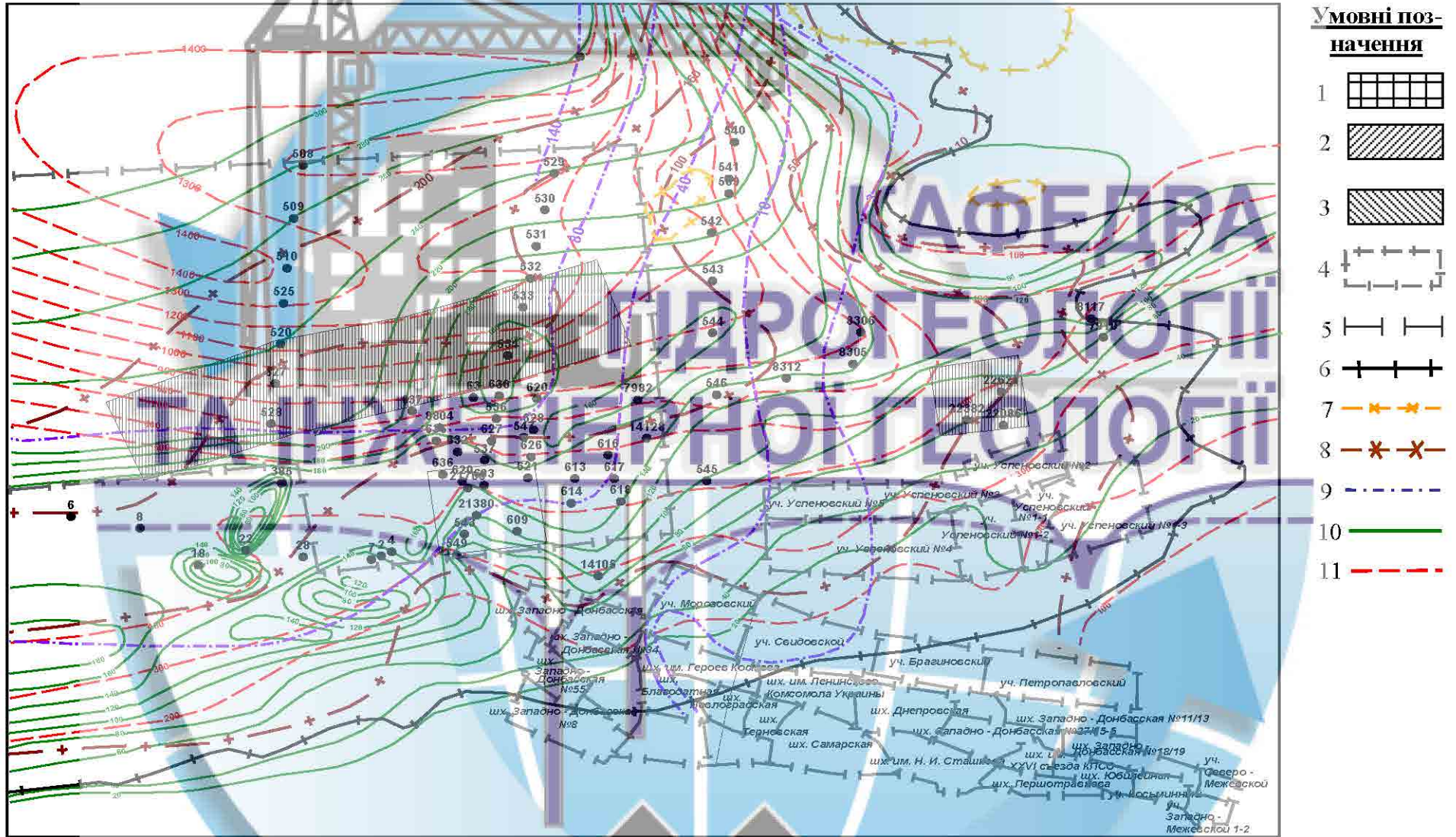


Рисунок 2.1 – Карта районування території Західного Донбасу за колекторськими показниками в пермсько-тріасових відкладеннях (масштаб 1:10 00000). Позначення див. у тексті

Безпосередня покрівля виділеного колектора характеризується наявністю потужної (110 – 200 м) товщі нижньоюрських, блакитно-сірих, монтморилонітових глин наступного гранулометричного складу: глинистих частинок 49,7 – 72,1 %, пилюватих – 13,5 – 40,6 % і піщаних – 0,5 – 12,6 %. Питома і об'ємна вага порід змінюється в межах 2660 – 2740 кг/м³ і 1950 – 2010 кг/м³ відповідно, що свідчить про їх значне ущільнення. Природна вологість глин (W) коливається від 13,41 до 22,11 % при нижній межі пластичності (W_p) 24,95 – 28,84 %. Порівняння цих показників дозволяє встановити, що нижньоюрські глини знаходяться в твердій консистенції ($W < W_p$). Крім того, наявність мінералів монтморилоніту і дисперсійний склад частинок обумовлює їх високу екрануючу здатність і коефіцієнт проникності приблизно рівний 10^{-17} м². Порівняльні показники колекторських площ наведені в табл. 2.1.

Таблиця 2.1 – Водно-колекторські властивості пермсько-тріасових відкладень

Параметр	Площа		
	Левенцовська	Північно-Орельська	Первомайська
Сумарна і ефективна потужність, м	113 – 240 120	137 – 225 100	100 – 300 60
Глибина залягання покрівлі, м	300 – 580	600 – 1400	1650 – 1800
Загальна і активна пористість, %	13,70 – 33,44 9,60 – 29,00	8,72 – 32,83 8,28 – 28,30	– 5,0
Гранулометричний склад, %			
глинисті частинки	1,25 – 16,60	1,35 – 18,66	–
пилюваті	4,87 – 31,61	1,85 – 33,02	–
піщані	56,91 – 92,84	42,85 – 75,0	–
Питома і об'ємна вага, кг/м ³	2620 – 2720 1750 – 2370	2610 – 2740 1710 – 2390	–
Коефіцієнт проникності, м ²	10^{-15} – $2 \cdot 10^{-12}$	10^{-15} – 10^{-12}	10^{-15} – 10^{-13}
Потужність водоупора, м	110 – 200	200 – 320	200 – 250

На юрських глинах з кутовою незгодою залягають відкладення нижньої і верхньої крейди. При цьому нижньокрейдові породи загальною потужністю до 60 м складені сірими різнозернистими кварцевими пісковиками, що чергуються з прошарками глин, верхньокрейдяні - кварцево-глауконітовими дрібно- та се-

редньозернистими пісками сеноманського ярусу і білою крейдою турона. Породи мезозою трансгресивно перекриваються палеогеновими відкладеннями, представленими темно-сірими дрібно- та тонкозернистими пісками бучакської свити, а також блакитно-сірими мергелистими глинами. Вище порід палеогену залягають четвертичні відкладення потужністю до 50 м, що складаються з льосовидних суглинків, червоно-бурих глин і алювіальних пісків.

Породи пермсько-тріасового колектора приурочені до відкладів середнього карбону, представлених товщею різнозернистих алевролітових пісковиків тріщиноватої будови і мають меншу, в порівнянні з вищележачими породами, проникність. Незначна змінність літологічного складу, вивітрілості і тріщинуватості пісковиків загальною потужністю від 34 до 112 м, зумовили порівняльну однорідність їх фільтраційних властивостей. Водонесний горизонт цих відкладень залягає під вугільним пластом h_{10} і має гідродинамічний тиск, що змінюється від 240 м в зоні виходу під мезозой до 1800 м при зануренні. Глибина п'єзометричних рівнів, в залежності від рельєфу місцевості, коливається в межах 77 – 120 м.

З метою адекватного визначення водонесності, колекторських властивостей, гідродинамічних параметрів і складу підземних вод виділеного пермсько-тріасового горизонту Левенцовської площі, відповідно до методики [15] були проведені дослідно-фільтраційні роботи. На досліджуваній території виконано чотири одиночних і одна кушова відкачка, одне пробне і дослідне нагнітання. Місцезнаходження та форма куща свердловин, наведеного на рис. 2.2, визначалися цільовим призначенням і тривалістю дослідів, а також гідрогеологічними і граничними умовами ділянки.

Загальні відомості про відкачки, що проводилися ерліфтом на базі компресора УКП – 80, і нагнітань, здійснених за допомогою відцентрового шахтного насоса ЦНС – 180, наведені в табл. 2.2. Їх тривалість, згідно рекомендаціям [16], обумовлювалася необхідністю досягнення сталого або квазістаціонарного режиму в спостережних свердловинах, відповідного отримання представницької (прямолінійної) ділянки на графіках тимчасового $S = f(\lg(t))$ і площадного S

$= f(lg(r))$ простеження зниження рівня підземних вод. Також, з метою підвищення достовірності визначених гідрогеологічних параметрів, використовувалися дані про відновлення рівня після припинення відкачки і побудовані на їх основі графіки $S^* = f(lg(t))$ і $S^* = f(lg(r))$.

Дослідно-фільтраційні роботи проводились за стандартною методикою з прискореними вимірами рівнів підземних вод на початку відкачок і нагнітань, зважаючи на несталый режим фільтрації в ці періоди. Вимірювання дебітів свердловин здійснювалося об'ємним способом одночасно з фіксуванням динамічних рівнів лазерною рулеткою. Інтервал вимірів, протягом 2 годин після початку відкачування, становив 5 – 10 хв, наступні 6 годин – 30 хв і далі до її закінчення – 60 хв. Спостереження за відновленням рівня проводилися за наступним графіком: перші 15 хв – через 2 хв, протягом 1 години – через 5 хв і потім – через 1 годину. За даними дослідних робіт встановлені зміни дебітів свердловин (7,5 – 17,5 $\text{дм}^3/\text{с}$) при відповідних пониженнях напору 4,2 – 10,8 м і їх прийомистості (7,1 – 11,35 $\text{дм}^3/\text{с}$) при підвищеннях напору 48,3 – 52,9 м.

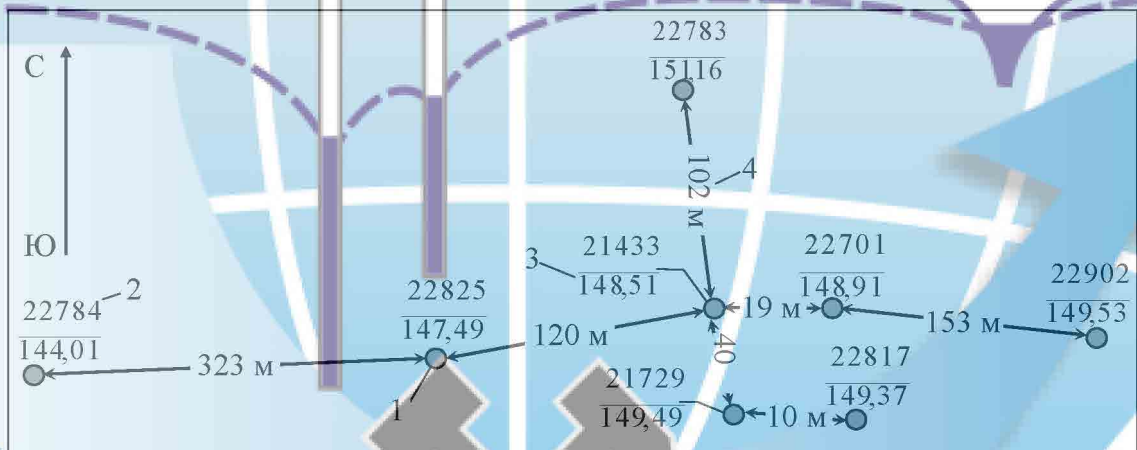


Рисунок 2.2 – Схема розташування свердловин на території Левенцовської площі при проведенні дослідно-фільтраційних робіт: 1 – 3 – свердловина, її номер і абсолютна відмітка гирла (в метрах); 4 – відстань між свердловинами

В процесі відкачування відбиралися проби води на повний хімічний аналіз, результати якого наведені в табл. 2.3. Води пермь-тріасу відносяться до

хлоридно-натрієвих, мають мінералізацію від 38,0 до 62,7 г/дм³ і містять різні хімічні елементи в наступних концентраціях: *Cu* – 1,5 – 3,5 мг/дм³, *Zn* – 0,6 – 5,0 мг/дм³, *U* – до 6·10⁻⁷ г/дм³, *Fe* – до 20 мг/дм³, *I* – до 1,8 мг/дм³ и *Br* – до 20,5 мг/дм³. Зі збільшенням глибини залягання пласта мінералізація і кількість іонів (*Cl*⁻, *SO*₄⁻² и *Na*⁺) в підземних водах підвищуються. Фізичні властивості вод характеризуються як незадовільні через гірко-солоний і дуже жорсткий склад, а також несприятливі індустріально-технічні якості (води спінюючі $F = 32118 - 50242$, кородуючі $K_K = 44,14 - 110,88$ і мають велику кількість твердого котельного каменю $K_h = 0,61 - 1,95$). Наведені фізико-хімічні показники підземних вод пермь-тріасу показують, що вони абсолютно непридатні для зрошення, господарсько-побутових та технічних цілей. Відомості про дослідно-фільтраційні роботи наведені в табл. 2.2, 2.3.

Таблиця 2.2 – Дослідні дані про відкачки і нагнітання, проведені на Левенцовській площі

№ свердловини	Індекс пласта	Глибина статичного рівня, м	Відкачка				Нагнітання				
			Дебіт, дм ³ /с	Пониження напору, м	Тривалість відбору води, год	Тривалість відновлення, год	Витрати, дм ³ /с	Підвищення напору, м	Питома прийомистість свердловини, дм ³ /с	Тривалість нагнітання, год	Обсяг води, м ³
22783	P-T	92,20	12,50	9,36	44	24	-	-	-	-	-
22784	P-T	84,95	9,60	6,43	45	20	-	-	-	-	-
22817	P-T	89,70	13,30	9,30	64	22	18,6	13,0	1,43	1092	65005
22825	C ₂ ³	89,80	8,30	65,50	47	21	-	-	-	-	-
22902	C ₂ ³	88,00	9,30	50,50	73	18	-	-	-	-	-

Для виконання якісної інтерпретації даних, отриманих в ході виконання дослідно-фільтраційних робіт, потрібна адекватна схематизація області фільтрації і обґрунтований вибір розрахункової схеми. Необхідність спрощення реальних умов досліджуваної ділянки викликана, з одного боку, складністю і не-

однорідністю його геологічної будови, з іншого - незначним впливом ряду природних властивостей на кінцевий результат досліджень. При цьому, типізація режиму підземних вод при проведенні дослідних відкачок і нагнітань можлива за сукупністю гідрогеологічних та технологічних факторів. Так досліджуваний, для оцінки можливості акумуляції газоподібних вуглеводнів, пермсько-тріасовий водоносний горизонт, за профільною структурою комплексу, може бути представлений як одношаровий пласт через відносну однорідність його фізико-механічних властивостей в вертикальному розрізі (табл. 2.1). За режимом підземних вод виділений колектор є напірним, за характером ємнісних властивостей – гетерогенним (тріщинно-поровим) і за ступенем фільтраційної анізотропії – ізотропним. З точки зору гідродинамічних границь, пласт може розглядатися як необмежений, оскільки в південному напрямку він має значне поширення, а в північному – на відстані 30 км від Левенцовської ділянки перекривається вищерозміщеним Бучацьким горизонтом, що характеризується високою водопровідністю і є його гідралічним продовженням. За наявності додаткового фільтраційного живлення і взаємодії з іншими пластами, водоносний горизонт приймається ізольованим, що підтверджується даними пробних відкачок, згідно яких при відборі води з товщі пермь-тріасу не були зазначені зміни рівнів в горизонтах світ C_2^3 і P_{2bc} . З огляду на незначний кут падіння пласта, в розрахунковій схемі, він вважається горизонтальним, а його покрівля і подошва, через низькі фільтраційні характеристики - непроникною.

Таблиця 2.3 – Якісна характеристика підземних вод пермсько-тріасового водоносного горизонту

№ свердловини	Жорсткість, мг-екв/дм ³		Сухий залишок, мг/дм ³	Формула хімічного складу
	Загальна	Постійна		
22783	178,03	178,03	630,84	$pH\ 5.9\ M\ 63.1\ \frac{Cl98}{(K + Na)84}$
22784	109,95	109,95	371,88	$pH\ 4.3\ M\ 37.2\ \frac{Cl98}{(K + Na)82}$
22825	292,40	291,80	725,10	$pH\ 6.8\ M\ 72.5\ \frac{Cl100}{(K + Na)76}$

Технологічні фактори типізації дослідно-фільтраційних робіт, які надають менший вплив на режим підземних вод, ніж гідрогеологічні, в основному визначають структуру фільтраційного потоку, а, отже, і якість обробки отриманих даних. В даному випадку свердловини, за ступенем розкриття водоносного пласта, вважаються недосконалими, що мають точкове джерело (довжина фільтра значно менше потужності пласта), а по просторовому розташуванню - вертикальними. Приймається, що всі свердловини працюють в синхронному режимі, з одночасним вмиканням і вимиканням.

Попередні поодинокі відкачування проводилися в пісковиках пермь-тріасу (свд. № 22783 і 22784) і карбону (свд. № 22825 і 22902). Графіки відновлення рівня після їх зупинки представлені на рис. 1.4. Дослідна кушова відкачка відбувалася протягом 4 діб на свд. № 22817 з реєстрацією рівнів в свд. № 21729, 22784, 22783 (рис. 2.3) і характеризується графіками тимчасового, площадного і комбінованого $S = f(\lg(t/r^2))$ простеження (рис. 2.4). Аналіз графіків показує зменшення зниження рівня підземних вод зі збільшенням відстані від центральної свердловини. Різкий підйом рівня через 42 години після початку відкачування пояснюється її зупинкою в цей період з технічних причин.

Для обґрунтованої розрахункової схеми кількісна інтерпретація проведених відкачок можлива декількома методами [18]: відносин, різниць, графоаналітичним, еталонної кривої, інтегральних перетворень Лапласа, Карсона і В.Б. Георгіївського. При цьому, найбільш надійні результати дає графоаналітичний метод, який для порівняння рекомендується застосовувати разом з будь-яким іншим і контрольними розрахунками. Його сутність полягає в логарифмічній апроксимації формули, яка описує зниження рівня підземних вод в конкретних умовах. У нашому випадку (необмежений однорідний повністю ізольований пласт), для встановлення зниження, підходить формула Тейса і її перетворення до рівняння прямої лінії тимчасового простежування у напівлогарифмічних координатах [17]:

$$S = \frac{0,183Q}{T} \left(\lg t + \lg \frac{2,25a}{r^2} \right); S = C \lg t + A; \quad (2.1)$$

$$C = \frac{Q}{4\pi T} \ln 10 \approx \frac{0,183Q}{T}; A = C \lg \frac{4a}{e^{\gamma} r^2} \approx C \lg \frac{2,25a}{r^2}; T = \frac{0,183Q}{C}; a = 10^{\frac{A/C + \lg \frac{r^2}{2,25}}{2,25}}$$

де S – пониження підземних вод; Q – дебіт свердловини; T – водопровідність ($T = Km$); K – коефіцієнт фільтрації; m – потужність водоносного пласта; a – коефіцієнт пр'єзопроводності; r – горизонтальна відстань від дослідної до спостережної свердловини; γ – постійна Ейлера; C – кут нахилу прямої; A – величина, яку відтинає пряма на осі ординат.

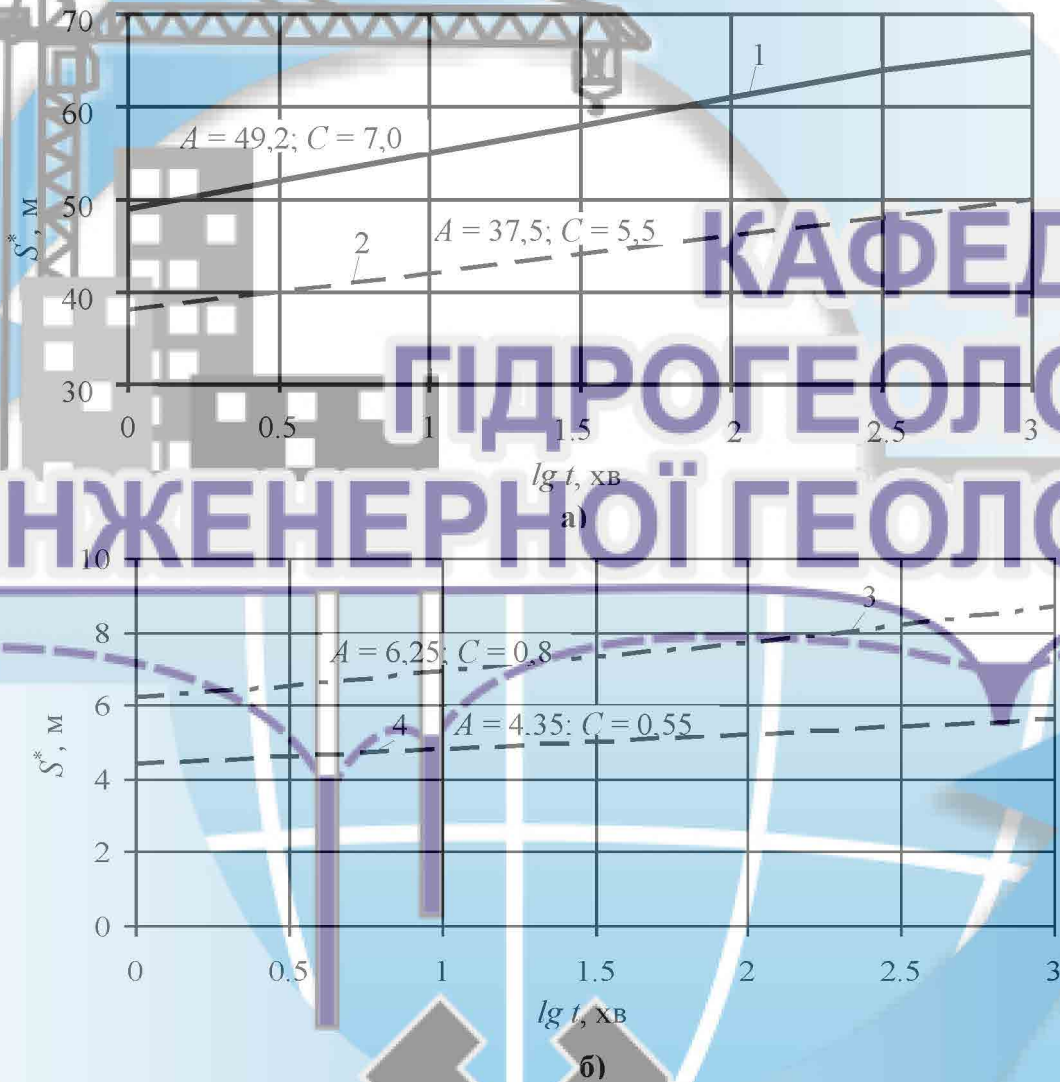


Рисунок 2.3 – Графіки простеження підвищення рівня підземних вод (S^*) після зупинки відкачування в середньокарбоновому (а) і пермсько-тріасовому (б) водоносному горизонті: 1 – 4 відповідно в свердловинах № № 22825, 22902, 22783 и 22784

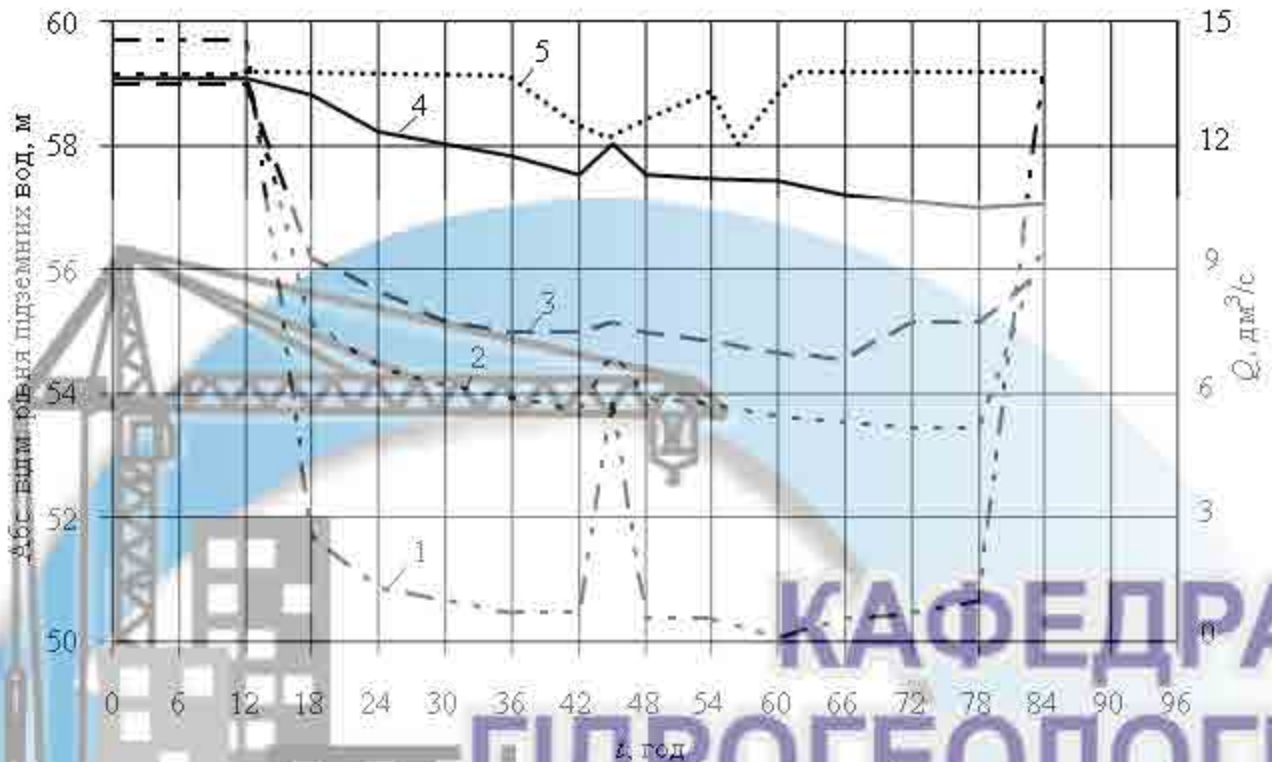


Рисунок 2.4 – Графіки коливання рівня і дебіту підземних вод при кущовій відкачці: 1 – 4 відповідно в центральній № 22817 (стат. рівень 59,67 м) і спостережних № № 21729 (стат. рівень 59,13 м), 22783 (стат. рівень 58,97 м), 22784 (стат. рівень 59,06 м) свердловинах; 5 – зміна дебіту

Для визначення точності обробки даних дослідно-фільтраційних робіт графоаналітичним методом і обліку недосконалості свердловин, застосовувався спосіб відношення знижень і бісектрис. При цьому в якості базової аналітичної залежності, нестационарної фільтрації до точкового джерела в ізотропному шарі, обмеженому в розрізі двома непроникними межами (умова II роду), використовувався наступний вираз [9]:

$$s = \frac{Q}{4\pi \cdot K} f(d, \rho_i^j, t, a), \quad (2.2)$$

Де $f(d, \rho_i^j, t, a)$ – допоміжна функція, що враховує вплив кордонів і визначається з рівняння

$$f(d, \rho_i^j, t, a) = \frac{1}{d} \operatorname{erfc} \frac{d}{2\sqrt{at}} + \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\rho_i^j} \operatorname{erfc} \frac{\rho_i^j}{2\sqrt{at}},$$

d – відстань між центрами фільтрів дослідної та спостережної свердловин; ρ_i^j – відстань від спостережної свердловини до j -ї фіктивної, відображеної від верхньої ($i = 1$) і нижньої ($i = 2$) границь (рис. 2.6)

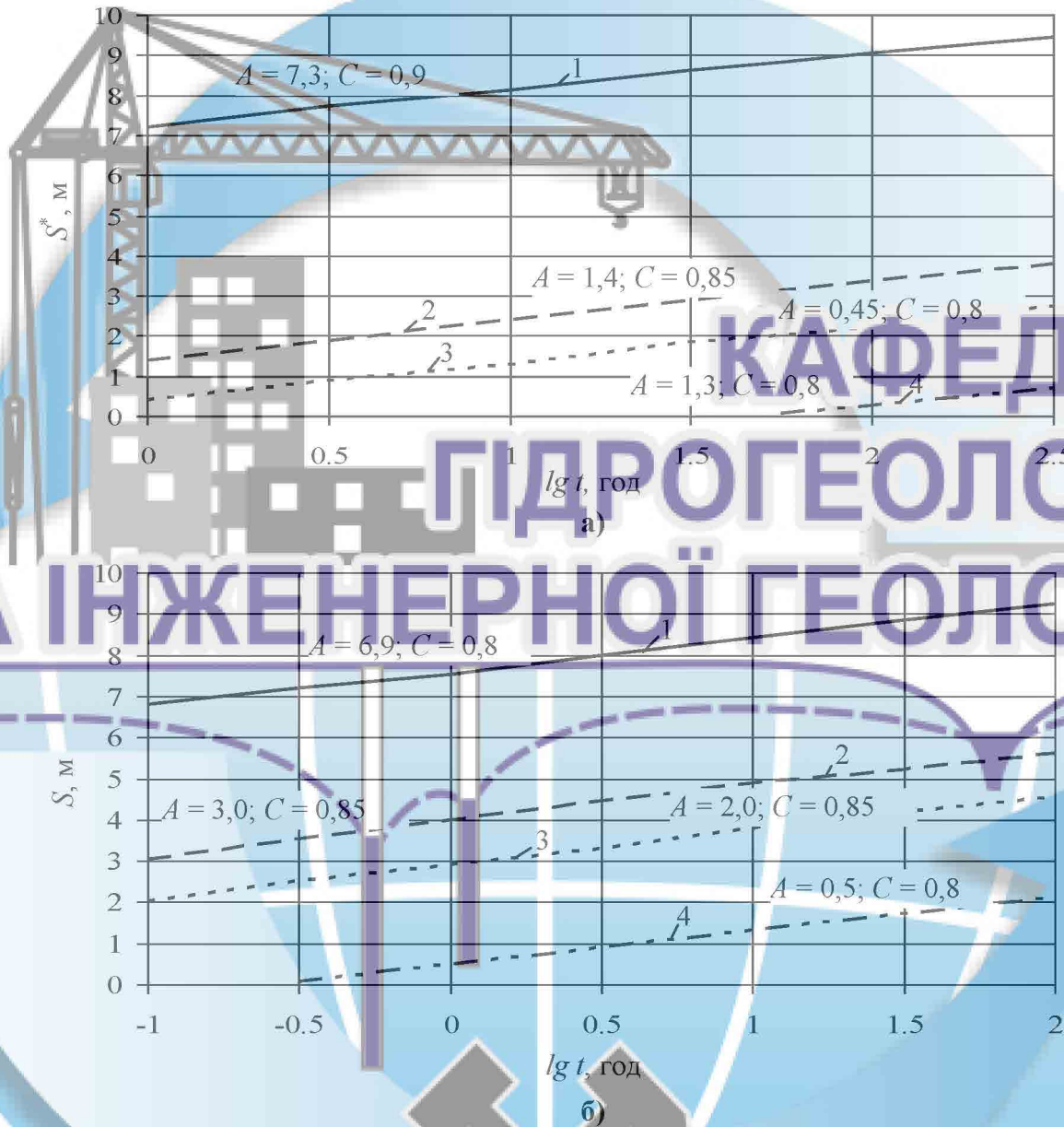


Рисунок 2.5 – Графіки напівлогарифмічної залежності підвищення (а) і зниження (б) рівня води в свердловинах при кущовій відкачці. Позначення див. рис. 1.5

Виходячи з наведеної залежності, розрахунок п'єзопроводності водоносного горизонту проводився за допомогою системи рівнянь, яка описує зниження в двох спостережних свердловинах

$$S_1 = \frac{Q}{4\pi \cdot K} f(d_1, \rho_{i,1}^j, t, a), S_2 = \frac{Q}{4\pi \cdot K} f(d_2, \rho_{i,2}^j, t, a); \quad (2.3)$$

$$\frac{S_1}{S_2} = \frac{f(d_1, \rho_{i,1}^j, t, a)}{f(d_2, \rho_{i,2}^j, t, a)}$$

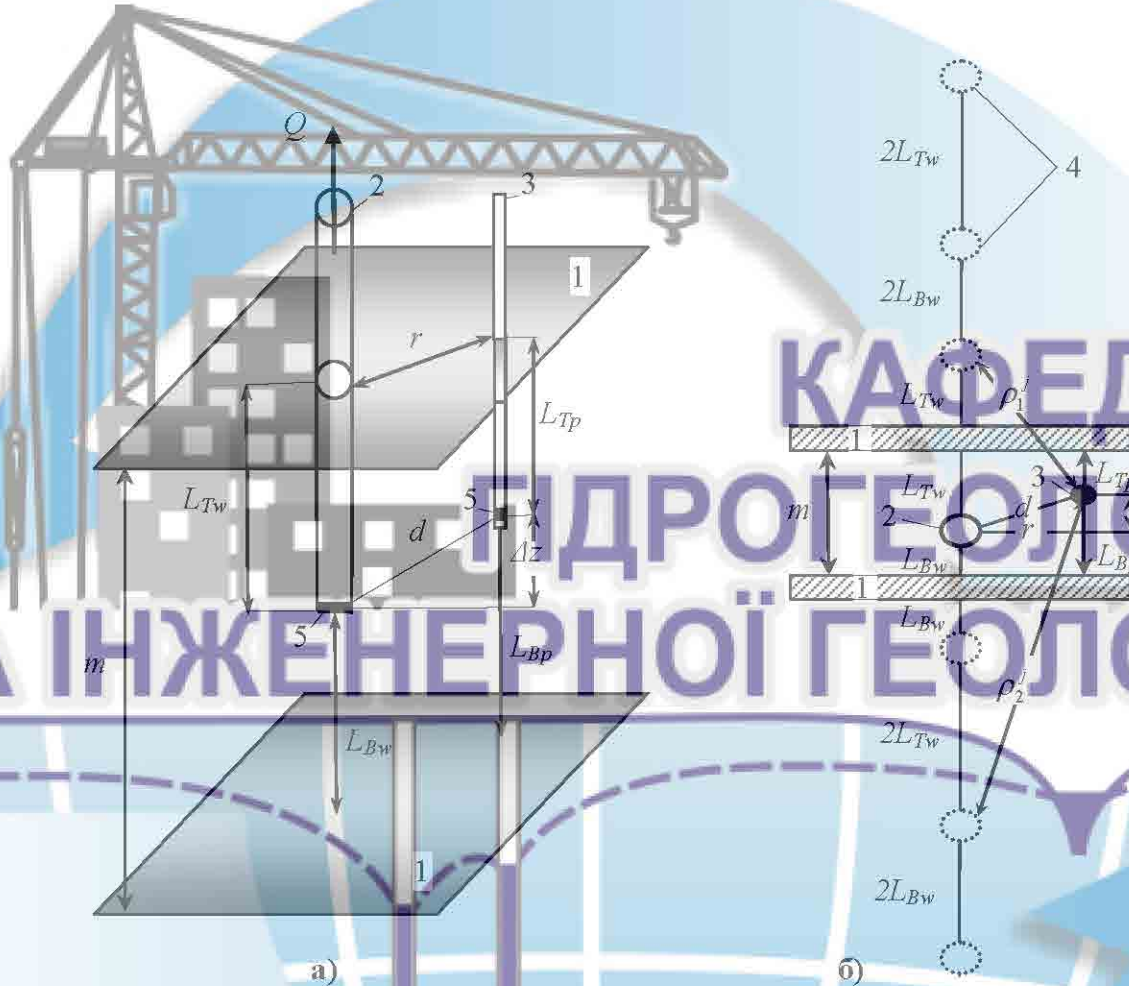


Рисунок 2.6 – Схема до визначення відстаней до фіктивних свердловин при точковому джерелі в пласті-смузі: а, б – тривимірне уявлення і розріз профільного розташування границь: 1 – непроникна границя; 2 – 4 – дослідна, спостережна і фіктивна свердловини; 5 – фільтр; L_{Tw} , L_{Bw} і L_{Tp} , L_{Bp} – відстань від фільтра дослідної та спостережної свердловини до покрівлі і підшови пласта відповідно; Δz – відстань по вертикалі між дослідною і наглядовою свердловинами

Шляхом прогонки аргументів функцій досягалося, щоб на графіку, побудованому в координатах S_1/S_2 (вісь ординат) – $f(d_1, \rho_{i,1}^j, t, a) / f(d_2, \rho_{i,2}^j, t, a)$ (вісь абсцис), крива спостережуваних значень представляла собою пряму лінію, що

проходить через початок координат під кутом 45° (була бісектрисою). Цей результат свідчив про правильно підібрані значення п'єзопроводності [19], після знаходження якої коефіцієнт фільтрації визначався з наступного виразу

$$\kappa = \frac{Q}{4\pi \cdot S_m} \left[\frac{1}{d} + \sum_{j=1}^n \sum_{i=1}^2 \frac{1}{\rho_i^j} \right], \quad (2.4)$$

де S_m – зниження в спостережній свердловині в період стаціонару.

Використання способу бісектриси, що є графічним аналогом точкового способу отримання параметрів, можливо тільки із застосуванням спеціалізованих комп'ютерних програм, тому його реалізація здійснювалася за допомогою програмного комплексу «ANSDIMAT» (Інститут геоecології Російської академії наук), призначеного для чисельної обробки дослідно-фільтраційних випробувань прямими і зворотними методами [10, 11].

Контрольні розрахунки водопровідності пермсько-тріасового горизонту були виконані за формулами усталеної фільтрації з урахуванням недосконалості свердловин за ступенем розкриття пласта

– для центральної свердловини

$$Km = \frac{0,366 \cdot Q}{S_0} \left(\lg \frac{R}{r_0} + 0,217 \zeta_0 \right); \quad (2.5)$$

– для однієї спостережної свердловини

$$Km = \frac{0,366 \cdot Q}{S_0 - S_1} \left[\lg \frac{r_1}{r_0} + 0,217 (\zeta_0 - \zeta_1) \right]; \quad (2.6)$$

– для двох спостережних свердловин

$$Km = \frac{0,366 \cdot Q}{S_1 - S_2} \left[\lg \frac{r_2}{r_1} + 0,217 (\zeta_1 - \zeta_2) \right]; \quad (2.7)$$

де R, r_0 – радіус впливу відкачування ($R = 1,5\sqrt{at}$) і центральної свердловини; $\zeta_0, \zeta_1, \zeta_2$ – відповідно фільтраційний опір дослідної, першої та другої спостережних свердловин.

При виконанні розрахунків за формулами (2.1) – (2.7) відстані між реальними і фіктивними свердловинами приймалися згідно рис. 1.3 і 1.7. При цьому

їх гірничотехнічні параметри задавалися наступними: $r_0 = 0,1$ м; $L_{Tw} = 90$ м; $L_{Bw} = 30$ м; $L_{Tp} = 80$ м; $L_{Bp} = 40$ м. Аналіз результатів розрахунків, наведений в табл. 1.4, показує хорошу збіжність і площинну однорідність коефіцієнтів водопровідності і п'єзопровідності, визначених за даними пробної і кущової відкачок, інтерпретованих різними методами. Крім того, встановлені фільтраційні параметри нормально узгоджуються з результатами контрольних розрахунків. Отримані завищені значення водопровідності в свердловинах прилеглих до центру збурення (№ 21729 і 22783), пояснюються викривленням ліній струму в зоні з радіусом, близьким до потужності випробовуваного горизонту.

З метою уточнення фільтраційних параметрів пермсько-тріасового колектора і наближення умов проведення дослідно-фільтраційних робіт до реальної задачі (закачування газоподібних вуглеводнів) на території Левенцовської площі було виконано промислове нагнітання в свд. № 22817 з реєстрацією зміни рівня підземних вод в свд. № № 21729, 22783, 22784 і 21433. За результатами випробувань побудовані графіки площадного простеження (рис. 2.7).

Обробка даних нагнітань проводилася графоаналітичним методом шляхом апроксимації формули (1.1) до рівняння прямої лінії

площадного

$$S = -C \lg r + A; \quad (2.8)$$

$$C = \frac{Q}{2\pi T} \ln 10 \approx \frac{0,366Q}{T}; \quad A = \frac{C}{2} \lg \frac{4a}{e^\gamma} \approx \frac{C}{2} \lg(2,25a); \quad T = \frac{0,366Q}{C}; \quad a = 10^{2,4C - \lg(2,25t)}$$

і комбінованого простеження

$$S = C \lg \frac{t}{r^2} + A; \quad (2.9)$$

$$C = \frac{Q}{4\pi T} \ln 10 \approx \frac{0,183Q}{T}; \quad A = C \lg \frac{4a}{e^\gamma} \approx C \lg(2,25a); \quad T = \frac{0,183Q}{C}; \quad a = 10^{4C - \lg 2,25}$$

Результати розрахунків за формулами (2.8), (2.9), наведені в табл. 2.4, показують відмінності, за даними відкачок і нагнітань, фільтраційних параметрів, пов'язані з механічними властивостями і фізико-хімічною кольматацією порід. В умовах артезіанського пласта потенційна енергія пружно стислої системи «вода - мінеральний скелет» при закачуванні і відборі має протилежну спрямо-

ваність, що обумовлює необхідність додаткового напору на дофільтраційне стиснення нагнітання води, величина якого може бути визначена за допомогою наступної залежності [15]

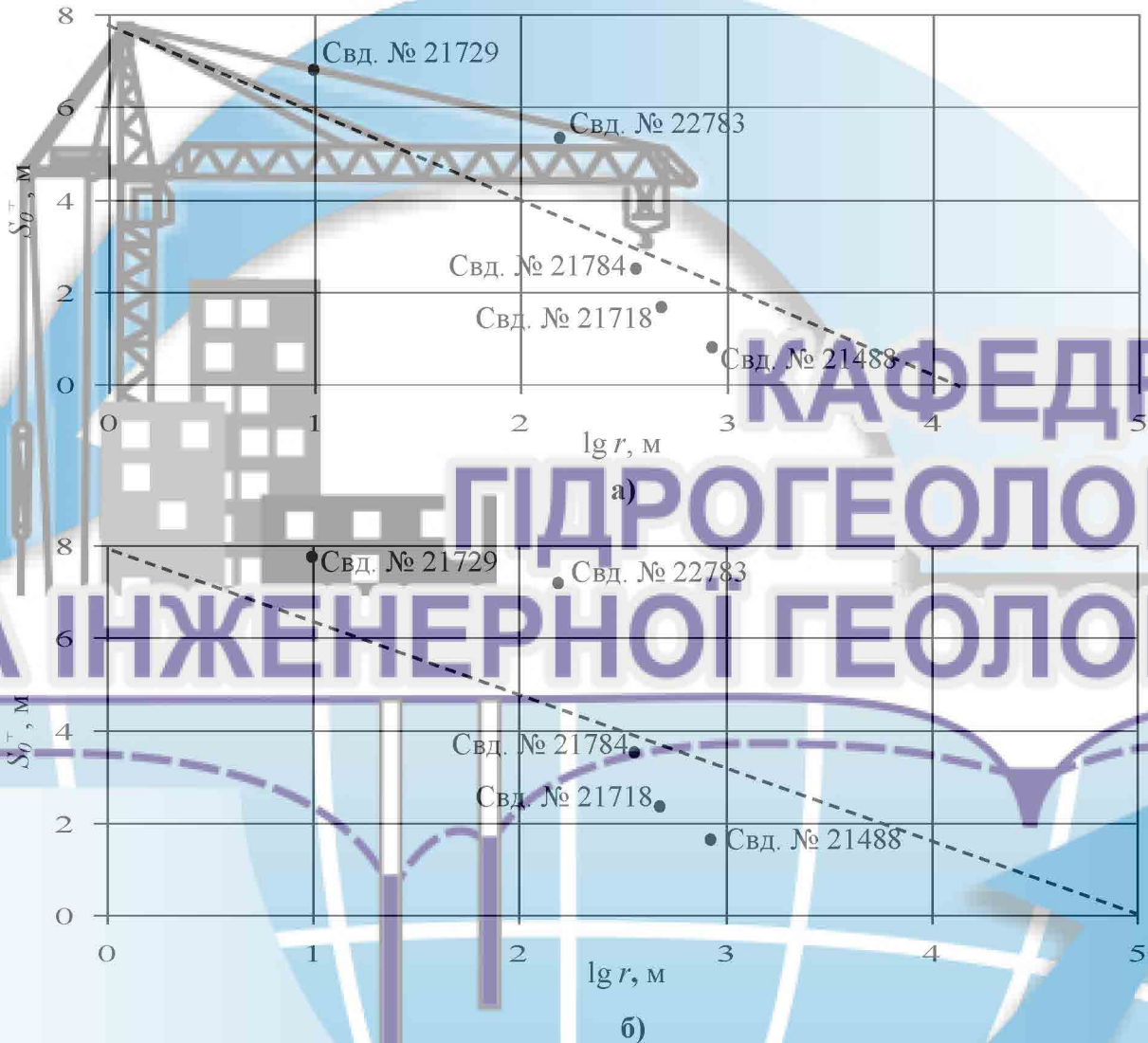


Рисунок 2.7 – Графіки площадного простеження підвищення рівня води в свердловинах в процесі промислового нагнітання через 5 (а) та 25 (б) діб від його початку. Точками показані фактичні виміри.

$$H_{\text{сжс}} = \frac{aH_0 n_a}{2 \cdot 10^5 \cdot K} \quad (2.10)$$

при розгляді підвищення рівня підземних вод як сумарного прояву декількох факторів

$$S_0^+ = S_{o.ф.}^+ + H_{сжс} + S_K - S_\rho; \quad (2.11)$$

$$S_{o.ф.}^+ = S_0(Q^+ / Q); S_\rho = H_0(\rho_{зак} - \rho_{пл}),$$

де H_0, n_a – початковий тиск і активна пористість пласта; $S_{o.ф.}^+$ – фільтраційне підвищення рівня, що відповідає його зниженню при відкачці; S_K, S_ρ – підвищення рівня, обумовлене кольматацією порід піщано-глинистими частинками і підвищеною щільністю закачуваної води; $\rho_{зак}, \rho_{пл}$ – щільність нагнітання і пластової води; Q, Q^+ – дебіт відкачки і витрата нагнітання; S_0 – підвищення, яке визначається за графіком тимчасового простежування як приріст ординати на другій ділянці прямолінійної залежності.

Виходячи з рівнянь (2.10) і (2.11), обчислювалася активна пористість колектора. Для цього за формулою (2.11), без урахування кольматації, зважаючи на незначну кількість суспензій у воді (менше $0,2 \text{ мг/дм}^3$), проводився розрахунок додаткового напору, значення якого потім підставлялося в формулу (2.10) для знаходження активної пористості. Результати обчислень були також занесені в табл. 2.4.

Таким чином, за допомогою обґрунтованих критеріїв оцінки можливості закачування газу в обводнені породи встановлено, що на території Західного Донбасу значний ємнісний ресурс має Левенцовська структура. Приурочений до неї пермсько-тріасовий водоносний горизонт порівняно однорідний за фізико-механічними властивостями і гранулометричним складом, а також характеризується підвищеним і витриманим значенням щодо мінералізації підземних вод. Виконана різними способами обробка результатів дослідно-фільтраційних робіт дозволила визначити коефіцієнти фільтрації та п'єзопроводності перспективного колектора, величина яких змінюється в межах $1,51 - 3,66 \text{ м/доб}$ і $4,5 - 9,1 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{доб}$ відповідно. Розрахункові значення цих параметрів були встановлені шляхом статистичної обробки отриманих даних і склали: $K = 3,3 \text{ м/доб}$ і $a = 6 \cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{доб}$.

Таблиця 2.4 – Фільтраційні параметри водоносних пластів Левенцовської структури, визначені за результатами даних дослідно-фільтраційних робіт

№ свердловини	Геологічний індекс горизонту	Технологічні дані			Дослідна відкачка				Дослідне нагнітання				Розрахункове значення						
		Одиночна відкачка (Q , дм ³ /с) / (S_0 , м)	Кущова відкачка (Q , дм ³ /с) / ($S_{0.1,2,3}$, м)	Нагнітання (Q^+ , дм ³ /с) / (S_0^+ , м)	графоаналітичний метод		метод відносин		Аналітичний розрахунок $K_{лн}$, м/сут	графоаналітичний метод		аналітичний розрахунок		K , м/доб	a , м ² /доб				
					K , м/доб	a , м ² /доб	K , м/доб	a , м ² /доб		K , м/доб	a , м ² /доб	$H_{сжс}$, м	n_a , д.ед.						
					($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)		($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)	($\frac{\text{Один.}}{\text{кущ.}}$)						
22817	$P - T$	—	$\frac{13,3}{9,3}$	$\frac{18,6}{57,3}$	—	1,51	—	—	285	3,26	—	41,96	0,16	3,3	$6 \cdot 10^6$				
22783	$P - T$	$\frac{12,8}{9,36}$	—	—	$\frac{2,74}{2,3}$	—	$\frac{7,2 \cdot 10^6}{—}$	2,82	$5,2 \cdot 10^6$	$\frac{258,6}{441,8}$	3,30	—	—			3,3	$6 \cdot 10^6$		
22784	$P - T$	$\frac{9,6}{6,43}$	—	—	$\frac{3,66}{2,15}$	—	$\frac{9,1 \cdot 10^6}{4,7 \cdot 10^6}$	2,82	$5,2 \cdot 10^6$	$\frac{283,2}{321,5}$	3,16	$4,9 \cdot 10^6$	—					3,3	$6 \cdot 10^6$
21729	$P - T$	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—						
22825	C_2^3	—	$\frac{8,3}{65,46}$	—	—	$\frac{0,23}{—}$	—	—	—	$\frac{162,2}{—}$	—	—	—	0,3	—				
22902	C_2^3	—	$\frac{9,3}{66,7}$	—	—	$\frac{0,37}{—}$	—	—	—	$\frac{243,5}{—}$	—	—	—			0,3	—		

3. ОЦІНКА ГАЗОГІДРОДИНАМІЧНИХ ПОКАЗНИКІВ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНИХ ПЛАСТАХ РІЗНИХ ТИПІВ

На даний момент більшість методик, пов'язаних з розрахунком експлуатаційних параметрів підземних сховищ газу, вирішується в припущенні однорідності і анізотропності пласта-колектора. Такий підхід значно спрощує рішення поставленого завдання і в багатьох випадках дозволяє досить добре моделювати процес багатофазної фільтрації в пористому середовищі [4 – 6]. Однак реальній структурі гірських порід більше відповідає модель неоднорідного пласта (середовища в якому всі компоненти тензора проникності довільні або володіють певним видом симетрії). При цьому однією з найпоширеніших моделей анізотропії гірських порід є модель шаруватого пласта, що пояснюється геологічними умовами осадоутворення які призводять до на шарування пластів з різними колекторськими властивостями. У практиці підземного зберігання газу розгляд такої моделі має особливе значення, так як в силу великої динаміки газової зони просування кордону газо-водяного контакту (ГВК) по пропласткам з різними фільтраційними характеристиками може значним чином відрізнятись. В свою чергу неврахування нерівномірності руху ГВК по потужності пласта може привести до значних втрат газу в результаті його можливих витоків за кордон сховища, а також до нераціонального використання порового простору і зниження частки активного газу. У зв'язку з чим метою даної роботи є розробка та апробація математичної моделі сховища газу в водоносному шаруватому пласті з урахуванням його перетікання через слабопроникний пропласток для випадку смужкипаралельної і вісьсиметричної фільтрації.

Плоскопаралельна фільтрація. Розглянемо тришаровий горизонтальний пласт, що складається з двох добре проникних шарів та одного щільного шару, що розділяє їх (рис. 3.1). Покрівля і підшва пласта непроникні, пласт обмежений, на контурі харчування ($x = L$) задано постійне в часі \bar{P}_k . Параметри добре проникних прошарків k_1, n_1, m_1 и k_2, n_2, m_2 – відповідно про-

никність, пористість і потужність, і параметри перемички k_0 , m_0 , t_0 вважаються заданими.

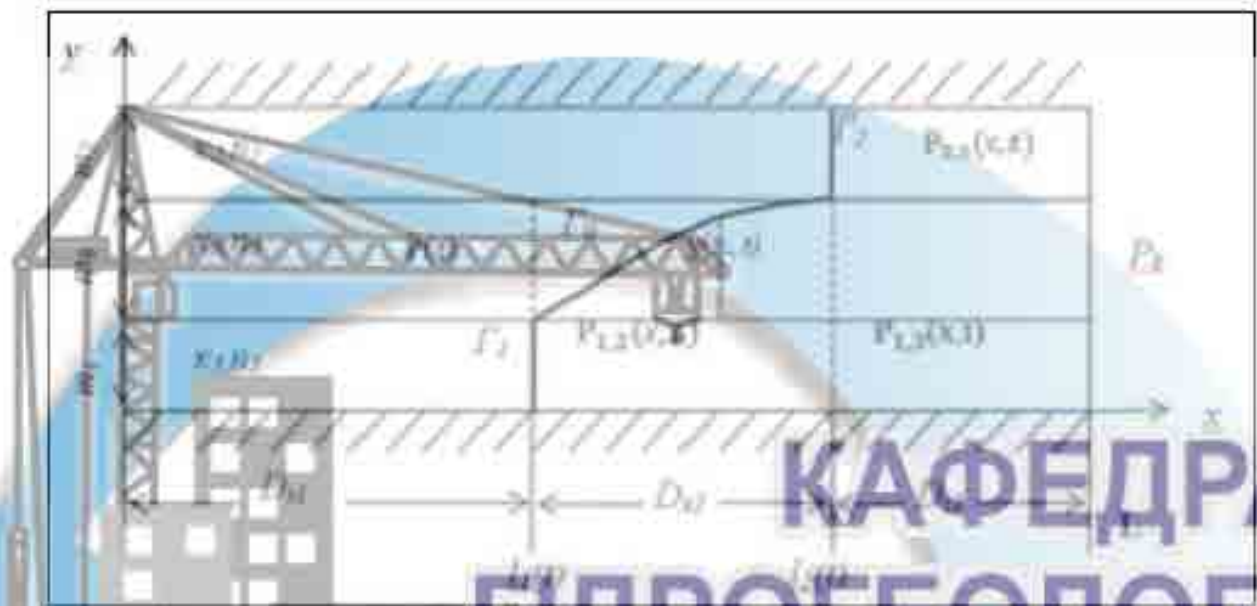


Рисунок 3.1 – Модель тришарового пласта

У початковий момент часу ($t = 0$) через галерею, розташовану на лінії ($x = 0$), в пласт, спочатку повністю зайнятий водою, закачується ідеальний газ. Приймемо, що проникність верхнього шару вище проникності нижнього ($k_2 > k_1$), проникність перемички $k_0 \ll k_1$. Витіснення передбачається поршневим, тиск у всій області зайнятий газом постійним для кожного моменту часу і рівним тиску на галереї $P(t)$. Область фільтрації умовно розділимо на кілька зон. Зона $D_{i,1}$ ($0 \leq x \leq l_2$) та зона $D_{i,3}$ ($l_2 \leq x \leq L$), індекс i вказує номер пропластку ($i = 0, 1, 2$). Зони $D_{1,1}$, $D_{1,2}$ та $D_{2,2}$, $D_{2,3}$ відокремлені один від одного рухомими межами розділу Γ_1 і Γ_2 , які в межах добре проникних прошарків вважаються вертикальними. Рівняння кордону розділу в слабопроникній перемичці запишемо у вигляді:

$$y_0 = m_j + y(x, t) \quad (1)$$

Тиск в кожній із зон D_{ij} будемо позначати $P_{ij}(x, y, t)$ ($i = 1, j = 2, 3$; $i = 2, j = 3$). Завдання полягає в знаходженні розподілу тиску $P_{ij}(x, y, t)$, а також закону руху кордонів Γ_1 , Γ_2 та Γ_0 . Рідина пропонується нестискувану. Тиск в області зайнятої водою, задовольняє рівнянню Лапласа

Використовуючи умову $k_0 \ll k_i$, горизонтальну складову швидкості фільтрації в перемичці можна не враховувати і скористатися схемою Мятієва-Гірінського [7, 8]. Застосовуючи метод усереднення по потужності пласта і задовольняючи умовам нерозривності потоку на поверхнях контактів шарів з різними значеннями проникності, а також використовуючи умови непроникності покритві і підосви пласта, отримаємо диференціальні рівняння для визначення тиску $P_{i,j}$ в відповідних зонах $\Omega_{i,j}$:

$$\frac{d^2 p_{1,2}}{d\xi^2} - \lambda^2 (p_{1,2} - \bar{p}(\tau)) = 0, \quad (3.2)$$

$$\frac{d^2 p_{1,2}}{d\xi^2} - \lambda^2 (p_{1,2} - \bar{p}(\tau)) = 0, \quad (3.3)$$

$$\frac{d p_{i,3}}{d\xi} - \lambda_i^2 (-1)^{i+1} (p_{i,3} - p_{2,3}) = 0, \quad (3.4)$$

$$\lambda^2 = \frac{k_0 L^2}{H_1 (3k_1 v(\xi, \tau) + k_0 H_1)}, \quad (3.5)$$

$$\lambda_1^2 = \frac{H_1 k_1 (3H_0 k_1 k_2 + H_1 k_0 k_2 + H_2 k_0 k_1)}{2k_0 k_1 k_2 L^2}, \quad (3.6)$$

$$\xi = \frac{x}{L};$$

$$r_i = \frac{l_i}{L}; \quad p_{i,j} = \frac{P_{i,j}}{P_{a,T}}; \quad \tau = \frac{t}{T}; \quad h_i = \frac{H_i}{H_0}; \quad \tilde{p} = \frac{\bar{p}}{P_{a,T}}.$$

$P_{a,T}$ – атмосферний тиск; T - характерний час процесу (період роботи газосховища).

Граничні умови мають наступний вид:

$$p_{1,2} = p_{1,3}; \quad \frac{d p_{1,2}}{d\xi} = \frac{d p_{1,3}}{d\xi};$$

$$p_{2,3} = \tilde{p}(\tau) \text{ при } \xi = r_2(\tau);$$

$$p_{1,3} = \tilde{p}(\tau) \text{ при } \xi = r_1(\tau); \quad (6)$$

$$p_{1,3} = p_{2,3} = p_k \text{ при } \xi = 1.$$

Крім того, на рухливих межах $r_2(\tau)$ та $r_2(\tau)$ маємо наступні кінематичні співвідношення:

$$\frac{dr_i(\tau)}{d\tau} = -\frac{\alpha_1 dp_{i,j}}{d\xi} | (i = 1, j = 2; i = 2, j = 3), \xi = r_i(\tau), \quad (3.7)$$

$$\alpha_i = \frac{k_i TP_{at}}{\sigma \mu m_i L^2},$$

де μ – в'язкість рідини (води); σ – газонасиченість на фронті випіснення.

Додатково, для контролю рішення будемо використовувати рівняння матеріального балансу

$$p(\tau) \sigma (m_1 h_1 r_1 + (m_2 h_2 + m_1 h_1) r_2 - m_0 \int_{r_1}^{r_2} y(\xi, \tau) d\xi) = \frac{\tau}{L P_{at} H_0} (V_0 + \int_0^\tau G(\tau) d\tau), \quad (2.8)$$

де V_0 – початковий обсяг газу який знаходиться в шарі; $G(\tau)$ – витрата газу при закачці в пласт.

Зважаючи на невідомість положення кордону в перемичках $y(\xi, \tau)$ завдання (3.2) – (3.8) не може бути вирішене в аналітичному вигляді. Для чисельного рішення поставленого завдань скористаємося підходом, заснованим на введенні «граничних» схем [9, 10]. В відповідності з першою «граничною» схемою передбачається, що в зоні D_2 слабопроникна перемичка повністю заповнена рідиною

$$y(\xi, \tau) \equiv H_0, \quad r_1 \ll \xi \ll r_2.$$

В іншому випадку (друга «гранична» схема) передбачається, що перемичка в зоні D_2 заповнена газом

$$y(\xi, \tau) \equiv 0, \quad r_1 \ll \xi \ll r_2.$$

Істинне рішення при цьому може бути оцінено знизу і зверху, що дозволяє визначити межі в яких укладено точне рішення.

Такій підхід рівносильний лінеаризації задачі (3.2) – (3.8), причому в цьому випадку система (3.2) – (3.3) з граничними умовами (3.6) має аналітичне рішення. Підставивши знайдене рішення для тиску в вираз (3.7), отримаємо систему диференціальних рівнянь руху кордонів розділу в добре проникних шарах:

$$\begin{cases} \frac{dr_1}{d\tau} = \alpha_1 \frac{\lambda_N \operatorname{sh}(\lambda(1-r_2))(\tilde{p}(\tau) - p_k)}{\operatorname{sh}(\lambda_1(r_2 - r_1))F(r_1, r_2)} \\ \frac{dr_2}{d\tau} = \alpha_2 \frac{(\lambda_N \operatorname{cth}(\lambda_N(r_2 - r_1))\operatorname{sh}(\lambda(1-r_2)) + \lambda \operatorname{ch}(\lambda(1-r_2)))}{F(r_1, r_2)} \end{cases} \quad (3.9)$$

де

$$F(r_1, r_2) = \beta \operatorname{sh}(\lambda(1-r_2)) + \lambda(1-\beta)(1-r_1) \operatorname{ch}(\lambda(1-r_2)) + \lambda_N(1-r_2) \operatorname{cth}(\lambda_N(r_2-r_1))\operatorname{sh}(\lambda(1-r_2));$$

$$\lambda = \sqrt{\lambda_1^2 + \lambda_2^2}; \quad \beta = \frac{k_1 H_1}{k_1 H_1 + k_2 H_2}; \quad \lambda_N^2 = \frac{3k_0 L^2}{H_1(3k_1 y_N + k_0 H_1)}$$

Система (3.9) інтегрується чисельно з початковими умовами

$$r_1(0) = r_2(0) = 0, V(0) = 0. \quad (3.10)$$

Коефіцієнти λ_N обчислюються відповідно до прийнятих припущень для двох «граничних» схем:

$N=I$ – перша «гранична» схема

$$y(\xi, \tau) = y_{\kappa} = H_0; \quad \lambda_{\kappa} = \frac{3k_0 L^2}{H_1(3k_1 H_0 + k_0 L)} \quad (3.11)$$

$N=II$ – друга гранична схема

$$y(\xi, \tau) = y_{II} = 0; \quad \lambda_{II} = \frac{3L^2}{H_1^2}$$

Рішення рівнянь (3.1) – (3.11) було проведено шляхом чисельного інтегрування в програмному середовищі Mathcad для наступних геологічних умов: $m_1 = m_2 = 30$ м; $m_0 = 10$ м; $k_1 = 0,5 \cdot 10^{-12}$ м²; $k_2 = 2 \cdot 10^{-12}$ м²; $k_0 = 5 \cdot 10^{-18}$ м²; $n_1 = n_2 = 0,2$; $\sigma = 0,3$; $P_x = 5,0$ МПа; $L = 10^4$ м; $T = 3,15 \cdot 10^7$ с. На основі виконаних розрахунків на рис. 3.2, а дана залежність зміни в часі обсягу закачаного в пласт і приведенного до нормальних умов газу. Зміни тиску і положення фронтів витіснення для різних моментів часу (рис. 3.2, б) дані для двох «граничних» схем $N=I$ ($r_{1,I}, r_{2,I}, \tilde{p}_I(\tau)$) та $N=II$ ($r_{1,II}, r_{2,II}, \tilde{p}_{II}(\tau)$). Як видно з наведених графіків, при заданому відношенні проникностей $K_2/K_1 = 4$, відмінність між I та II «граничними» схемами значна. Причому, як показали розрахунки, така

різниця в значній мірі залежить від співвідношень величин m_0 , m_1 та m_2 . Однак в якості оціночних розрахунків застосування «граничних» схем може бути цілком виправданим.

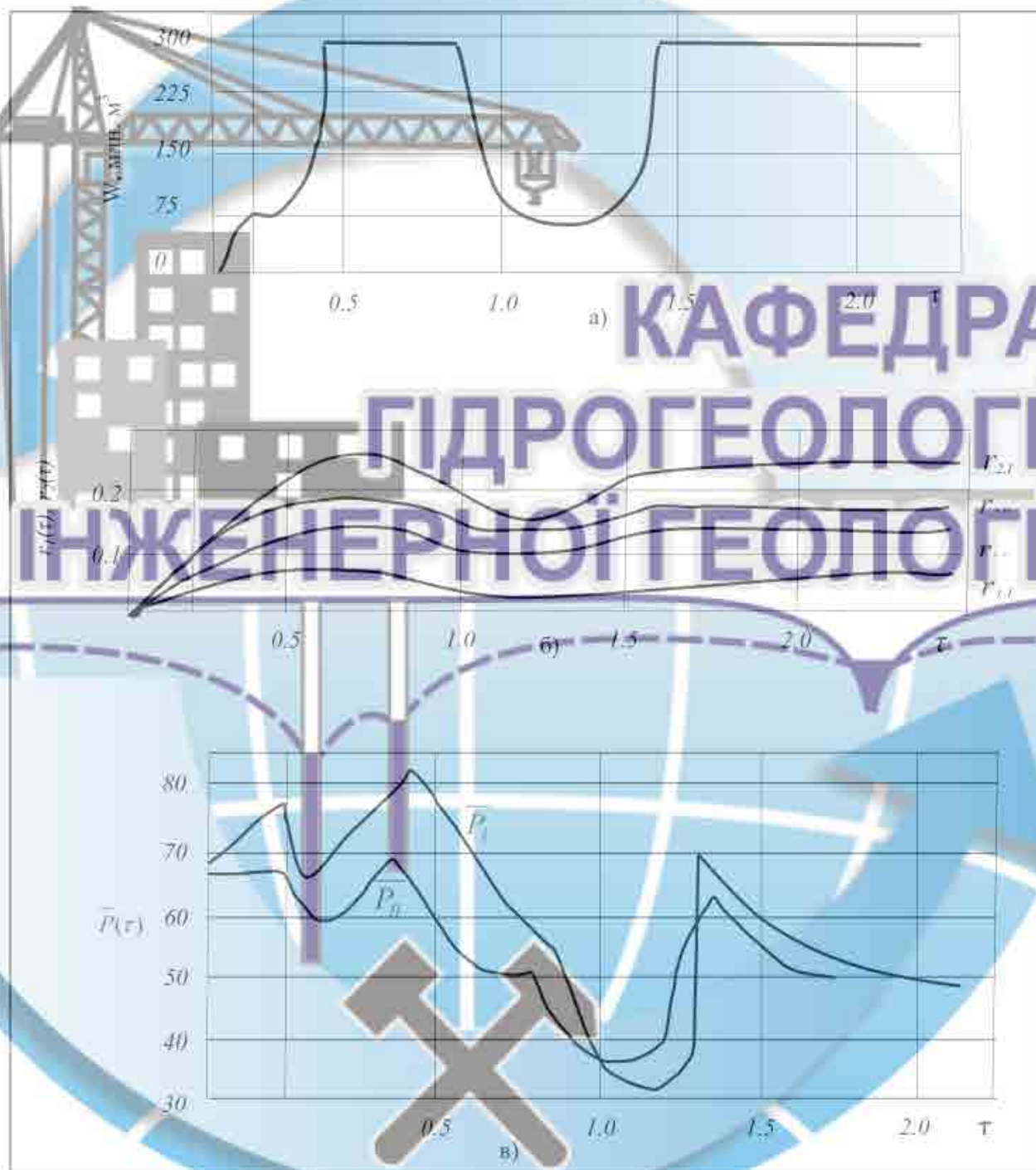


Рисунок 3.2 – Результати розрахунків за I та II граничної схеми для випадку лінійного пласта-колектора: а – в – відповідно, зміна у часі об'єму газу, положення фронту витіснення та тиску у пласт

Слід також зазначити, що в разі, коли перемичка в області D_2 занята водою (перша «гранична» схема), положення фронтів $r_1(\tau)$ і $r_2(\tau)$ відрізняються в 2...3 рази, це говорить про необхідність врахування шаруватої неоднорідності і суттєвий вплив цього фактора на роботу сховища газу. Необхідно відмітити, що розрахована зміна в часі обсягу газу який надходить в пласт характерна для циклічної роботи водоносного газосховища.

Вісьсиметрична фільтрація. Розглянемо рішення задачі про рух газододатковий контакт в шаруватому пласті, що володіє радіальною симетрією. Введемо наступні позначення: L – радіус контуру живлення пласта; $R_1(t)$ та $R_2(t)$ – радіус фронту газододатковий контакт в першому і в другому пропластку.

Рівняння нерозривності має вигляд

$$\frac{1}{R} \frac{\delta}{\delta R} \left(R \frac{\delta p_{i,j}}{\delta R} \right) + \frac{\delta^2 p_{i,j}}{\delta z^2} = 0 \quad (3.12)$$

Сенс індексів i та j той ж, що і для випадку плоскопаралельного руху.

Використовуючи метод усереднення і припущення о вертикальному характері фільтрації в слабопроникній перемичці, рівняння (12) можна записати в наступному вигляді:

$$\left. \begin{aligned} \left(\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(r \frac{\delta p_{1,2}}{\delta r} \right) - \lambda^2(y(r, \tau))(p_{1,2} - \bar{p}(r)) \right) &= 0; \\ \left(\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(r \frac{\delta p_{i,3}}{\delta r} \right) - (-1)^{i+1} \lambda_i^2(p_{i,3} - p_{2,3}) \right) &= 0; \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

Система (3.13) записана в безрозмірних величинах

$$\begin{aligned} r &= \frac{R}{L}, & \tau &= \frac{t}{T}, & p_{i,j} &= \frac{P_{i,j}}{P_{aT}}, & h &= \frac{H_i}{H_0}, \\ \tau_1(\tau) &= \frac{R_1(\tau)}{L}, & \bar{y}(r, \tau) &= \frac{y(r, \tau)}{H_0} \end{aligned}$$

Граничні і кінематичні умови на рухомому кордоні запишемо наступним чином:

$$\begin{cases} p_{1,3} = p_{2,3} = p_k, & (r = 1); \\ p_{1,2} = \tilde{p}(\tau), & (r = r_1(\tau)); \\ p_{1,2} = p_{1,3}, \frac{\delta p_{1,2}}{\delta r} = \frac{\delta p_{1,3}}{\delta r}, p_{2,3} = \tilde{p}(\tau), & (r = r_2(\tau)); \end{cases} \quad (3.14)$$

$$m_i \sigma \frac{dr_i}{dr} = \frac{K_i T \delta P_{i,j}}{\mu L^2 \delta r}, \quad (j=2, j=3; i=1, j=2). \quad (3.15)$$

Для замикання системи (3.12) – (3.15) запишемо рівняння матеріального балансу

$$\tilde{p} \sigma \pi (m_1 r_1^2(\tau) \dot{h}_1 + r_2^2(\tau) (m_2 \dot{h}_2 + m_0 \dot{h}_0) - 2m_0 \int_{r_1}^{r_2} r y(r, \tau) dr) = V_0 + \int_0^\tau q(\tau) d\tau, \quad (3.16)$$

$$\text{де } q(\tau) = \frac{Q(\tau) T}{H_0 L^2 P_{\sigma T}}, \quad V_0 = \frac{W_0}{H_0 L^2 P_{\sigma T}},$$

$Q(\tau)$ – витрата газу ліній закачується в пласті та приведеній до нормальних умов; W_0 – кількість газу, що перебував в пласті в момент початку закачування чи відбору.

Лінеаризуючи систему (3.13) за допомогою введення в розгляд двох «граничних схем і знайшовши вираження для коефіцієнтів λ_j та $\bar{\lambda}_j$, отримаємо рішення задачі щодо невідомих функцій $\tilde{p}(\tau)$, $r_1(\tau)$ та $r_2(\tau)$. Так само знайдемо розподіл тиску в області, зайнятої водою $p_{1,2}(r, \tau)$, $p_{1,3}(r, \tau)$, $p_{2,3}(r, \tau)$.

Розглянемо інший підхід до вирішення зазначеного завдання, заснований на лінеаризації вихідної системи рівнянь не у всій області $D_{1,2}$, а в підгалузях D'_j , на яке розбивається вихідна область (рис. 3.3). Зона $D_{1,2}$ розбивається на кінцеве число зон D'_j , для кожної з яких може бути записано рівняння нерозривності

$$\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(r \frac{\delta P_j}{\delta r} \right) + \frac{\delta^2 P_j}{\delta z^2} = 0 \quad (3.17)$$

Шляхом усереднення системи рівнянь (3.17) по потужності отримаємо:

$$\frac{1}{r} \frac{\delta}{\delta r} \left(r \frac{\delta p'_j}{\delta r} \right) - \widehat{\lambda}_j^2 (\tilde{p}(r) - p'_j) = 0, \quad (3.18)$$

де p'_j - тиск області D'_j .



Рисунок 3.3 – Схема апроксимації невідомої межі у слабопроникній перемичці

Межа $y(r, \tau)$ в області $D_{0,2}$ апроксимується кусково-постійною лінією, яка дає змогу на кожному з відрізків визначити коефіцієнти λ_j^2

$$\widehat{\lambda}_j^2 = \frac{3k_0 k_1 L^2}{H_1 (3H_0 h_j k_1 + H_1 k_0)} \quad (3.19)$$

Граничні умови запишемо наступним чином

$$\begin{cases} p'_1 = \tilde{p}(\tau), & \text{при } (r = r'_0 = r_1(\tau)); \\ p'_j = p'_{j+1}, \frac{\delta p'_j}{\delta r} = \frac{\delta p'_{j+1}}{\delta r}, & \text{при } (r = r'_j); \\ p'_n = p_{1,3}, & \text{при } (r = r'_n = r_2(\tau)); \end{cases} \quad (3.20)$$

З метою визначення невідомої функції $y(r, \tau)$ випишемо закон руху межі розділу Γ_0 в перемичці. Використовуючи те, що горизонтальна складова частина швидкості фільтрації дорівнює нулю, маємо:

$$\frac{dh_j}{dt} = - \frac{k_0}{m_0 \mu \sigma} \frac{\delta P'_j}{\delta z} \Big|_{z=h_j}, \quad (3.21)$$

Відзначимо, що система диференціальних рівнянь (3.21) повинна вирішуватися спільно з системою (3.15).

Запропонований спосіб лінеаризації системи (3.13) є узагальненням розглянутого раніше підходу, заснованого на введенні «граничних» схем, причому обидві «граничні» схеми можуть бути отримані як окремі випадки.

Загальне рішення рівняння (3.18) запишемо у вигляді

$$p_j(r, \tau) = \hat{p}(\tau) + \alpha_j k_0(\lambda_j r) + \beta_j I_0(\lambda_j r), \quad (3.22)$$

($j=1, 2, \dots, n$).

Використовуючи умови (3.20), отримуємо рекурентні співвідношення для визначення коефіцієнтів

α_j та β_j ($j=1, 2, \dots, n$):

$$\alpha_0 = \frac{\beta_0 I_0 \lambda_0 r_0}{k_0 \lambda_0 r_0},$$

$$\beta_j = \frac{(F'_{j-1} K_0(\lambda_j r_j) + \lambda_j F_{j-1} K_1(\lambda_j r_j))}{\lambda_j (I_0(\lambda_j r_j) K_1(\lambda_j r_j) + I_1(\lambda_j r_j) K_0(\lambda_j r_j))},$$

$$\alpha_j = \frac{(F_{j-1} - I_0(\lambda_j r_j) \beta_j)}{K_0(\lambda_j r_j)},$$

де $F_{j-1} = \alpha_{j-1} K_0(\lambda_{j-1} r_j) + \beta_{j-1} I_0(\lambda_{j-1} r_j)$;

$$F'_{j-1} = -\lambda_{j-1} (\alpha_{j-1} K_1(\lambda_{j-1} r_j) - \beta_{j-1} I_1(\lambda_{j-1} r_j)). \quad (3.24)$$

Тут і далі - I_0, K_0, I_1, K_1 - модифіковані функції Бесселя і Ганкеля нульового і першого порядку [8].

Розподіл тиску в областях D'_j та D_{i3} має вигляд

$$p'_j(r, \tau) = \hat{p}(\tau) + \frac{(1 - e) \varphi(\lambda_n r_n) F_j(\lambda_j r)}{S(r_0, r_n)} (\hat{p}(\tau) - p_k), \quad (3.25)$$

($j=1, 2, \dots, n, r_{j-1} \leq r \leq r_j$)

$$p_{i,3}(r, \tau) = \frac{(\tilde{p}(\tau) - p_k)}{S(r_0, r_n)} \left((F'_n(\lambda_n r_n) \varphi(\lambda_n r_n)(1 - c) - \varphi'(\lambda_n r_n) F_n(\lambda_n r_n)) r_n \ln r + c^{i-1} F_n(\lambda_n r_n) \varphi(\lambda_n r) \right), \quad (2.26)$$

$$(j=1,2, r_n \leq r \leq 1),$$

де $S(r_0, r_n) = F'_n(\lambda_n r_n) \varphi(\lambda_n r_n)(1 - c) + c F_n(\lambda_n r_n) \varphi(\lambda_n r_n) - \varphi'(\lambda_n r_n) F_n(\lambda_n r_n) r_n \ln r;$ (2.2)

$$\varphi(\lambda r) = \frac{I_0(\lambda) K_0(\lambda r)}{K_0(\lambda)} + I_0(\lambda r);$$

$$\varphi'(\lambda r) = \lambda \left(\frac{I_0(\lambda)}{K_0(\lambda)} K_0(\lambda r) + I_1(\lambda r) \right).$$

Система диференціальних рівнянь (3.15) з урахуванням виразів (3.27) – (3.29) набуде вигляду

$$\begin{cases} \frac{dr_0}{dt} = \frac{\alpha_1 (1 - c) \varphi(\lambda_n r_n) F'_0(\lambda_0 r_0)}{S(r_0, r_n)} (\tilde{p}(\tau) - p_k), \\ \frac{dr_n}{dt} = \frac{\alpha_2 (1 - c)}{S(r_0, r_n)} (F'_n(\lambda_n r_n) \varphi(\lambda_n r_n) - F_n(\lambda_n r_n) \varphi'(\lambda_n r_n)) (\tilde{p}(\tau) - p_k). \end{cases} \quad (3.30)$$

Початкові умови в разі невимушеного пласта

$$r_0(0) = r_n(0) = r_c, \quad (3.31)$$

де r_c – радіус свердловини.

Система (30) інтегрується чисельно в програмному середовищі Mathcad методом Рунге-Кутта четвертого порядку. При визначенні h_j , виходячи зі співвідношення (3.21) та з урахуванням припущення про лінійний розподіл тиску по вертикалі в перемичці, можна використовувати наступне співвідношення:

$$\frac{H_0^2 \mu m_0 \sigma dh_j}{K_0 T P_{at} dt} = \frac{(p_j - \tilde{p}(\tau))}{h_j}, \quad (3.32)$$

проінтегрував яке в інтервалі часу $(\tau^* \leq \tau \leq \tau^* + \Delta\tau)$, отримаємо вираз для значення h_j на кінці кроку інтегрування

$$h_j(\tau^* + \Delta\tau) = \sqrt{h_j(\tau^*) + \frac{K_0 T P_{at}}{\mu t \sigma H_0^2} (p_j - \tilde{p}(\tau^*))}. \quad (3.33)$$



Рисунок 3.4 – Результати розрахунків за І-ю граничною схемою і схемою з апроксимацією невідомої межі

Результати розрахунків руху кордонів розділу в шаруватому пласті з розташованої у центрі свердловиною для зазначених вище геологічних умов представлені на рис. 3.4. На цих графіках дано зіставлення розрахунків по 1-й «граничній» схемі (криві $\tilde{p}_1, r_{1,1}, r_{2,1}$), а також з використанням кусково-постійною апроксимації кордону розділу в перемичці (криві \tilde{p}', r_1', r_2'). Зіставлення результатів розрахунків для схеми з апроксимацією кордону в перемичці та по II «граничній» схемі ($\tilde{v}(r, t) \equiv 0$) дало найгірший збіг, що дозволяє вважати I «граничну» схему більш достовірною і рекомендувати її використання при проведенні оціночних розрахунків.

Запропонована газогідродинамічна модель підземного сховища газу, створеного в неоднорідному водоносному горизонті, дає змогу розраховувати його циклічну роботу у тришаровому пласті з урахуванням перетоків через слабопроникну перемичку. Отриманий у роботі новий спосіб лінеаризації системи диференціальних рівнянь для визначення тисків у пласті-колекторі є узагальненням використовуваних раніше способів, із введенням «граничних схем». Результати проведених розрахунків показують істотний вплив характеристик шаруватого пористого середовища на просування газоводяного контакту по окремих шарах. Отримані результати можуть бути використані під час проведення оціночних розрахунків на стадії проектування сховищ газу у водоносних пластах.

4. ОБҐРУНТУВАННЯ ГЕОТЕХНОЛОГІЧНИХ ПАРАМЕТРІВ РОБОТИ ВОДОНОСНОГО ГАЗОСХОВИЩА

Призначений для синхронізації газоспоживання в південно-східній частині України природний газ відбирається з магістрального газопроводу в районі м. Перещепине і подається в компресорний цех на території Левицької площі, де спочатку очищується в пилоуловлювачах від зважених частинок і крапельної вологи, а потім прямує на прийом компресорів (рис. 4.1). Утворений стислий газ подається до блоку охолодження і послідовно проходить через сепаратор, градирню і знову сепаратор. Для відділення крапельного мастила газ направляють на адсорбери і фільтри, після яких він надходить в розподільний пункт, який використовується для поділу потоку по експлуатаційним свердловинам. Далі, відповідно до річного графіка споживання енергоносіїв, через фільтрову зону свердловин газ закачується в пермсько-тріасовий водоносний горизонт. Поступаючи в пласт під тиском, він витісняє воду, яка міститься в ньому, і утворює підземне газосховище, при проектуванні якого необхідно визначити число експлуатаційних і спостережних свердловин, місце їх розміщення, активний і буферний обсяги газу, його максимально допустимий і мінімально необхідний тиск. При розрахунку цих технологічних параметрів фільтраційні і фізико-механічні властивості виділеного колектора необхідно приймати згідно з їх просторово-часовими змінами, викликаними взаємодією вуглеводневого газу з гірськими породами і встановленими в розділі 1.3 даної роботи.

У зв'язку з тим, що комплекс споруд, який входить до складу водоносного газосховища, повинен бути розроблений і затверджений ПАТ «Укртрансгаз», надати точний опис схеми підземного акумулювання газоподібних вуглеводнів на території Левицької площі не видається можливим. Однак для оцінки характеру і технічної параметризації накопичення газу в даній геологічній структурі важливо обґрунтувати основні риси геотехнологічної схеми сховища та режиму роботи експлуатаційних свердловин.

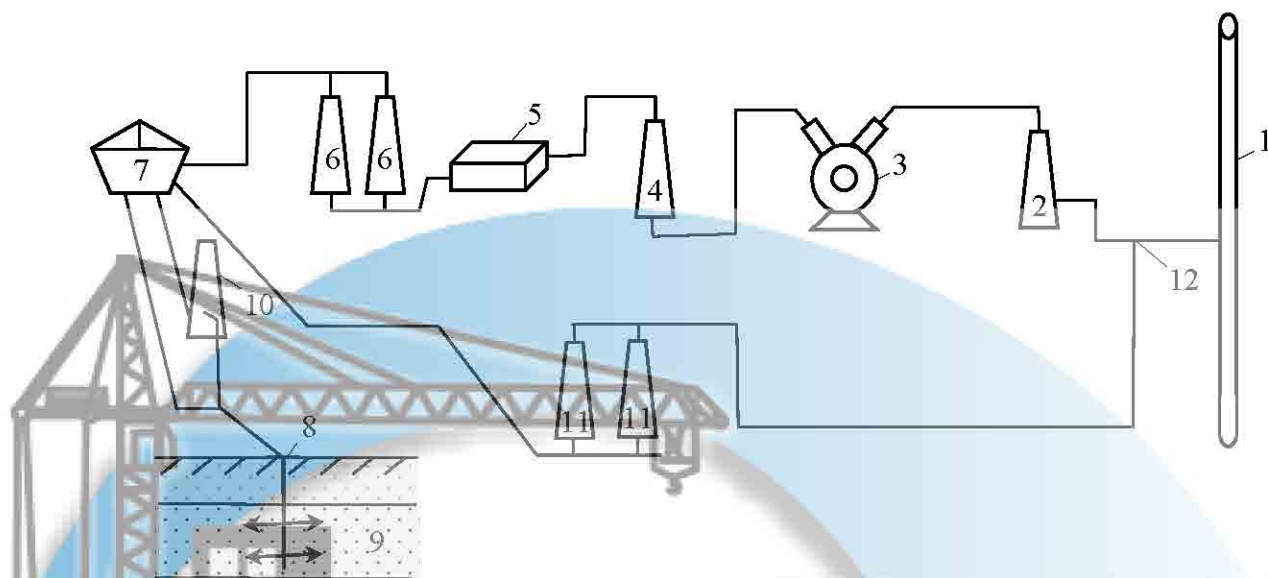


Рисунок 4.1 – Технологічна схема експлуатації сховища газу в гірничо-геологічних умовах Левенцовської структури: 1 – магістральний газопровід; 2 – пиловловлювач; 3 – компресор; 4 – сепаратор (гарячий газ); 5 – градирня; 6 – сепаратор (охолоджений газ); 7 – розподільний пункт; 8 – свердловина; 9 – пласт-колектор; 10 – сепаратор; 11 – установка сушіння газу; 12 – з'єднувальний газопровід

За результатами проведеної рекогносцировки на місцевості, для нагнітального контуру пропонується використовувати розташовану в північно-західному напрямку від фермерського господарства «МЮД» балку Легезин довжиною 1 км. Експлуатаційні свердловини розміщуються в вигляді лінійної галереї поблизу тальвегу балки, а спостережні – в її створі в напрямку переміщення фронту витіснення. У даній системі закачування газу в свердловини проводиться через закладені під землею викидні лінії (шлейфи), з'єднані зі збірним колектором, що подає газ з розподільчого пункту (рис. 4.2). Кількість свердловин багато в чому залежить від їх максимальної прийомистості, а вибір відстані між ними – від глибини проникнення газу в поровий простір і ширини фронту витіснення, що утвориться. При цьому в загальному випадку для визначення прийомистості одиночної нагнітальної свердловини може бути використано рівняння Дюпої [29]

$$q_c = \frac{2\pi km(P_n - P_{пл})}{\mu \ln \frac{R}{r_c}}, \quad (4.1)$$

де k , m – відповідно проникність і потужність пласта; P_n , $P_{пл}$ – тиск нагнітання і пластовий; μ – в'язкість газу; R , r_c – радіус впливу і свердловини.

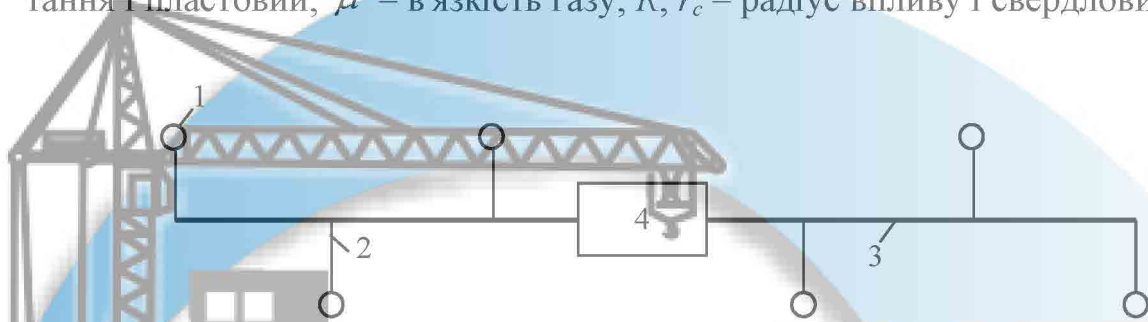


Рисунок 4.2 – Лінійна (галерейна) схема закачування газу в сховища:
1 – експлуатаційні свердловини; 2 – шлейфи; 3 – газозбірний колектор; 4 – розподільний пункт

Максимально допустимий тиск нагнітання газу безпосередньо залежить від глибини залягання пласта, структурних особливостей ділянки, міцності і пластичності порід покрівлі. Його надмірне підвищення може привести до порушення герметичності колектора, розкриття існуючих або створення нових тріщин, що призводять до витоку газу. З іншого боку, збільшення тиску нагнітання підвищує економічні показники сховища, кількість газу, що акумулюється, і дебіт свердловин. Тому для знаходження його оптимальної величини рекомендується використовувати наступну залежність [21 – 23]

$$2 - 3 P_{пл} \leq P_n \leq \eta P_z, \quad (4.2)$$

$$\eta = \frac{1,73 - \text{tg} \varphi}{1,73 + 2 \text{tg} \varphi}, \quad P_z = \rho g H,$$

де P_z – гірничий тиск; η , φ – відповідно коефіцієнт пластичності і кут внутрішнього тертя порід; ρ – середня щільність порід покрівлі; g – прискорення вільного падіння; H – глибина залягання колектора.

При розрахунку тиску нагнітання також необхідно враховувати втрати на тертя, що виникають внаслідок руху газу до вибою свердловини і визначаються з виразу

$$P_H = P_y - P_{mp}; P_{mp} = \lambda \cdot \frac{H}{2r_c} \cdot \frac{\rho_z}{2} \cdot v^2, \quad (4.3)$$

де P_y – тиск на гирлі свердловини; λ – коефіцієнт тертя; ρ_z, v – відповідно щільність і швидкість газу.

Після визначення прийомистості «усередненої» свердловини їх необхідну кількість може бути отримано з виразів

$$n = \frac{Q_z}{q_c}; Q_z = \frac{V_z}{t}; V_z = \frac{V_0 P_{am}}{P_y}, \quad (4.4)$$

де Q_z, V_z – витрата і обсяг закачаного газу; t – час закачування; V_0 – обсяг газу в нормальних умовах

На першій (пілотній) стадії спорудження сховища в водоносному шарі відсутній газовий обсяг, тому при запуску в роботу нагнітальних свердловин в околиці кожної з них утворюється окрема газова область, обмежена від підземних вод існуванням газоводяного контакту. Її конфігурація визначається фізико-геологічними характеристиками пласту, геометрією розташування свердловин і темпом нагнітання. Безперервно розширюючись і деформуючись, осередкові зони спочатку зникаються, а потім повністю зливаються, формуючи суцільний фронт витіснення, що просувається по мірі закачування газу. Необхідно зазначити, що математичний опис виникнення і об'єднання газових зон, зважаючи на наявність емпіричних функцій в рівняннях, в даний час досить важко провести, тому в науково-практичних розрахунках на момент початку промислового закачування приймається деяка початкова кількість газу в сховищі.

Робота нагнітаючого контуру характеризується поєднанням процесів витіснення води і зростанням тиску в пласті-колекторі. При цьому, величина P_{nl} в рівнянні (4.1) з плином часу буде підвищуватися, що призведе до зменшення прийомистості свердловин і до збільшення їх необхідної кількості. Для знаходження зміни тиску в сховищі можна скористатися моделлю [24, 25], заснованою на наступних припущеннях: 1) параметри закачуван-

ня і відбору газу близькі до синусоїдального закону, відповідного сезонності газоспоживання; 2) фільтрація фаз відбувається перпендикулярно до експлуатаційної галереї свердловин шириною M (вісь Ox , рис. 4.3) в пласті постійної потужності m , нахиленому до горизонту під кутом α ; 3) фронт витіснення представлений контактною поверхнею 1, що розділяє пласт на дві зони ($OADE$ і $ABCD$), в кожній з яких рухається тільки одна фаза; 4) тиск газу рівномірно розподілено на фронті витіснення; 5) водоносний пласт обмежений контуром живлення з постійним тиском P_κ в перерізі $x = L$.



Рисунок 4.3 – Схема моделі водоносного газосховища в пологозалежачому пласті-колекторі

При прийнятих припущеннях тиск в газовій порожнині практично не залежить від просторової координати внаслідок малої в'язкості газу, а швидкість фільтрації води v_e визначається законом Дарсі, записаному у вигляді [26, 27]

$$v_e = - \frac{\kappa}{\mu_e} \cdot \left[\frac{P_e - P_\kappa}{L - x_a} + \rho_e g \cdot \text{tg} \alpha \right], \quad (4.5)$$

де ρ_e, μ_e – відповідно щільність і в'язкість води

Для визначення тиску в газовій зоні використовується диференційне рівняння масового балансу

$$\frac{dM_z}{dt} = q_z(t), \quad (4.6)$$

при цьому маса газу в сховищі M_z визначається з виразу

$$M_z = \rho_z V_z, \quad (4.7)$$

а обсяг газу V_z в довжині галереї знаходиться як площа порової частини трапеції (OADE)

$$V_z = \frac{x_a + m/2 \sin \alpha}{\cos \alpha} \cdot n_a m, \quad (4.8)$$

де q_z – масова витрата газу; n_a – активна пористість пласту.

Тиск в газовій зоні виражається рівнянням стану

$$P_z = Z \cdot \rho_z \cdot RT, \quad (4.9)$$

де T, Z – температура і коефіцієнт стисливості газу; R – газова постійна.

В результаті інтегрування рівняння матеріального балансу (4.6) з урахуванням (4.8) та (4.9), а також ізотермічності процесу, вираз тиску щодо координати x_a матиме вигляд

$$P_z(t) = P_0 \frac{\varphi(x_0)}{\varphi(x_a)} + \frac{ZRT \cdot \cos \alpha}{n \cdot m \cdot \varphi(x_a)} \int_0^t q_z(t) dt, \quad (4.10)$$

де $\varphi(x_a) = x_a(t) + m/2 \sin \alpha$.

Система рівнянь (4.5) і (4.10) дозволяє визначити динаміку руху газодляного контакту і тиск газу в сховищі. Граничні умови для вирішення цієї системи можуть бути наступними

$$\begin{cases} P(t)|_{t=0} = P_0 \\ x_a(t)|_{t=0} = x_0 \end{cases} \quad (4.11)$$

Ввівши безрозмірні змінні, відповідні розмірним величинам у формулі (4.10):

$$X_a = \frac{x_a}{L}; \quad \tau = \frac{t}{t^*}; \quad t^* = \frac{nL}{(\kappa/\mu_g) \cdot (P_k/L)}; \quad \bar{q}_z = \frac{q_z(t)}{q_{z0}}; \quad P = \frac{P_z}{P_k}; \quad \Phi = \frac{\varphi}{L}; \quad G = \frac{\rho_g g L}{P_k} \operatorname{tg} \alpha,$$

отримаємо

$$P(\tau) = Q(\tau) / \Phi(X_a), \quad (4.12)$$

де

$$Q(\tau) = \Phi_0 P_0 + \frac{ZRTq_{z0} \cdot t^* \cdot \cos \alpha}{nmLP_k} \int_0^\tau \bar{q}_z(\tau) d\tau.$$

Рівняння (4.5) після підстановки в нього вираження (4.12) прийме наступний вигляд

$$\frac{dX_a}{d\tau} = \frac{Q(\tau) - \Phi(X_a)}{\Phi(X_a) \cdot (1 - X_a)} - G. \quad (4.13)$$

При заданих початкових умовах (4.11) рішення рівняння (4.13) було проведено в програмному середовищі MatCad методом чисельного інтегрування у часі [28]. При цьому масова витрата газу приймалася як кусково-постійна функція в межах

$$\bar{q}_z = \begin{cases} q_{\text{закачки}}, \\ 0, \\ q_{\text{відбору}} \end{cases}$$

Після визначення положення газоводяного контакту за формулою (4.12) розраховувався тиск в газовій зоні. Потім з рівняння стану (4.9) знаходилась маса газу, що міститься в сховищі.

На рис. 4.4 наведені результати розрахунку динаміки руху газоводяного контакту і тиску газу в сховищі в умовах Левенцовської структури: $m = 120$ м; $M = 300$ м; $\alpha = 10^\circ$; $\rho_g = 1000$ кг/м³; $\mu_g = 0,001$ Па·с; $\rho_{g \text{ норм. усл.}} = 0,8$ кг/м³; $T = 300$ К; $Z = 0,85$; $P_0 = 2,6$ МПа; $P_k = 4$ МПа; $x_0 = 600$ м; $L = 1000$ м; $t_{\text{зак. (отб.)}} = 90$ доб; $H = 450$ м; $q_{z0} = 0,05$ кг/м·с. Параметри проникності і пористості колектора задавалися послідовно, згідно з їх тимчасовими змінами при збільшенні пластового тиску, за закономірностями, встановленими в роботі [29].

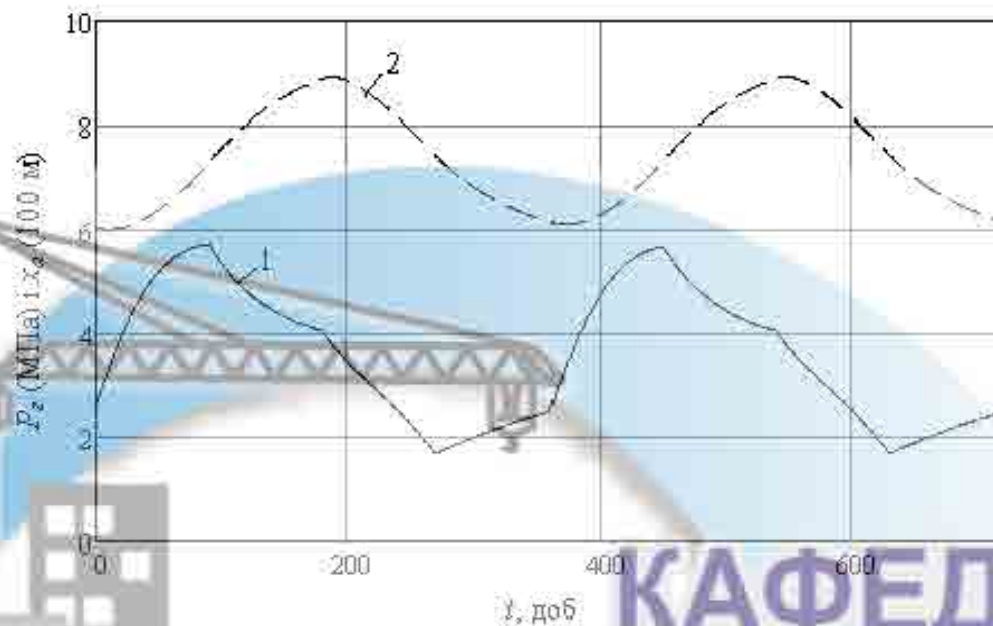


Рисунок 4.4 – Зміна тиску (1) і положення газоводяного контакту (2) в Левенцовському водонасиченому газосховищі

Аналіз отриманих графіків показує, що до кінця закачування газоводяний контакт переміститься на 200 м, проте в наступний період швидкість його просування зменшиться, і до закінчення простою сховища він досягне 900-метрової позначки. Через 15 діб після початку відбору газу контакт почне зворотний рух в сторону до експлуатаційної галереї свердловини, і до завершення відбору зупиниться на позначці 680 м. При подальшій паузі газова порожнина продовжить зменшуватися і дійде до свого початкового положення. Також при закачуванні газу буде збільшуватися його тиск в сховищі, проте свого максимуму (5,8 МПа) воно досягне вже до закінчення цього періоду. Далі, при простой і подальшому відборі, тиск знизиться до мінімальних значень (близько 2 МПа) і повернеться до своїх початкових показників (2,6 МПа) в наступний період простою. Наведені дані свідчать, що максимальні і мінімальні розміри газової порожнини досягаються в моменти часу, що не збігаються з граничними значеннями тисків. Обсяг порожнини екстремальний, коли тиск в ній дорівнює тиску на контурі живлення і порожнина знаходиться в рівновазі з оточуючими підземними водами, що в річному циклі

експлуатації сховища відбувається 2 рази: при закачуванні газу ($t \approx 10$ діб, x_a min) і при його відборі ($t \approx 190$ діб, x_a max).

Встановлені закономірності розподілу тиску в пласті-колекторі були підставлені в формулу (4.1) для знаходження зміни прийомистості експлуатаційних свердловини в часі. З метою підбору найбільш сприятливого режиму закачування газу було виконано аналіз графіків, що показує збільшення прийомистості свердловини і обсягу поглиненого ними газу з підвищенням довжини експлуатаційного ряду, що пояснюється розширенням фронту витіснення і зниженням пластового тиску.

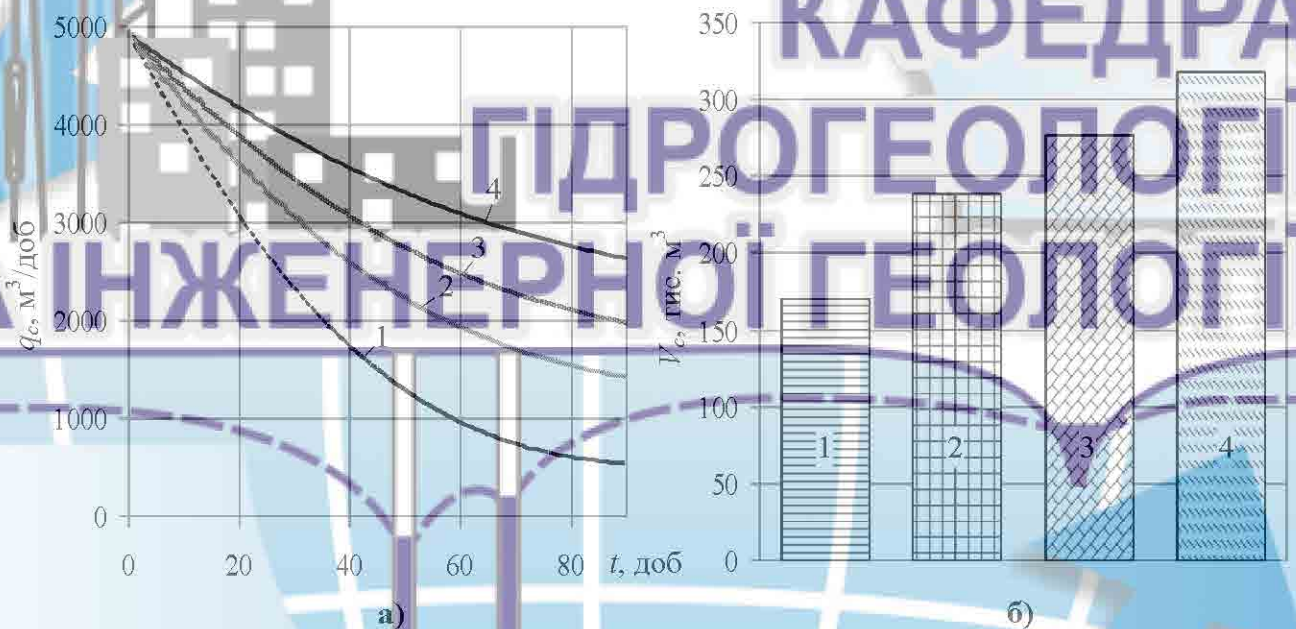


Рисунок 4.5 – Зміна прийомистості «усередненої» свердловини (а) і обсягу поглиненого нею газу (б) в період закачування: 1 – 4 – при довжині нагнітальної галереї 300; 450; 600 та 900 м відповідно

Таким чином, з одного боку, збільшення відстані між свердловинами нагнітаючого контуру дозволяє підвищити обсяг газу що акумулюється, з іншого – ця відстань повинна задовольняти умові (4.2) на всьому фронті витіснення, щоб уникнути розривів газоводяного контакту. При цьому, виходячи з геоморфологічних умов, довжина передбачуваної лінії розміщення свердловини не повинна перевищувати 1 км.

Для знаходження розподілу необхідного тиску і оцінки оптимальної відстані між свердловинами, можна використовувати рівняння Дюпюї, записане у вигляді (4.1). Отримані в програмному середовищі MatCad ізолінії тиску свідчать, що віддалення експлуатаційних свердловини більш ніж на 90 м одна від одної призводить до неприпустимого вклинювання фронту витіснення до нагнітального контуру (більше половини відстані між свердловинами і межею поділу), що може стати причиною порушення цілісності формування газової порожнини.

З урахуванням встановлених кількісних закономірностей з прийомистості свердловини (рис. 4.5) можна зробити висновок, що в умовах Левенцовської структури передбачуваний для зберігання обсяг вуглеводневого газу (150 млн м³) раціонально закачати під тиском 6 МПа через лінійний 600-метровий ряд з 9 свердловин. При цьому, з огляду на їх тривалу експлуатацію в різко змінних термобаричних умовах з можливою кольматацією, необхідно передбачити резервні свердловини для проведення профілактичного ремонту.

Конструкції експлуатаційних свердловин, з урахуванням досвіду спорудження [30, 31], призначення і геологічної будови ділянки, повинні відповідати наступним вимогам. Закачування і відбір газу зі сховища здійснюється через колони, зібрані з насосно-компресорних труб діаметром від 127 до 273 мм. Вибій свердловин, з огляду на можливі процеси осипання породи, обладнується фільтром, а гирло – колоною і трубною головкою. Колонна головка обв'язує верхні кінці кондуктора і експлуатаційної колони, герметизує міжтрубний простір і є опорою трубної голівки, призначеної для підв'язки фонтанних труб і закладення простору між ними і експлуатаційною колоною. Безпосередньо на трубну голівку встановлюється фонтанна «ялинка» хрестоподібного або трійникового типу, що служить для контролю і регулювання роботи свердловин.

На площі розташування поверхневих і підземних споруд, що входять в систему Левенцовського водоносного газосховища, і прилеглих територіях

для забезпечення нормальних умов експлуатації полігону, запобігання проникнення газу в біосферу й спостереження за його міграцією, встановлюються санітарно-захисні зони. Положення їх меж визначається з урахуванням геолого-гідрогеологічної будови, рельєфу, гідрографії та перспектив господарського використання прилеглих ділянок, а також прогнозами поширення газу в поглинаючому горизонті. Захисна зона складається з трьох поясів, для кожного з яких визначено свій перелік обмежень і вимог (рис. 4.6).

Перший пояс (суворого режиму) створюється з метою попередження можливості забруднення поверхні і підземних вод при порушенні умов експлуатації газосховища. До його складу входять основні будівлі і споруди полігону, на території яких не допускається будь-яка господарська діяльність. Огороджена межа першого поясу повинна проходити не менше ніж в 50 м від виробничих об'єктів, при цьому його площа в умовах Левенцовської структури складе близько 0,5 км². Другий пояс (обмежених заходів) служить для запобігання розтину свердловинами пласта-колектора і проникнення газу в вищезалігаючі горизонти. В його межах лімітується використання земних надр, виключається відбір підземних вод і буріння свердловин нижче покрівлі водоупору J_2bt . Розміри другого поясу визначені за раніше виконаними розрахунками і відповідають максимальному радіусу газової зони з урахуванням можливого спливання газу і утворення довгих газонасичених язиків уздовж покрівлі пласту. Тому межею цього поясу є коло радіусом 920 м і площею 2,6 км². Третій пояс (профілактичний) не накладає ніяких обмежень, за винятком відбору вод з пласта-колектора. Згідно з рекомендаціями [32, 33], його межа повинна проходити не менше ніж в 3 км від експлуатаційної галереї свердловин.

В процесі експлуатації газосховища передбачаються гідрогеологічні та геофізичні спостереження за рухом газу у колекторі і станом вищезалігаючих горизонтів за допомогою моніторингових свердловин, кількість яких регламентується нормативними документами [34] і становить не менше двох в контрольованих пластах і щодо можливих напрямків просування газової по-

рожнини. При гідрогеологічних вимірах безперервно реєструється розподіл тиску в сховищі, поява газу в покриваючих породах, положення газової та водної зон. Відбираються проби підземних вод для спостереження за їх фізико-хімічним складом і виявлення характерних компонентів на території поясів санітарного захисту. Частота вимірів у свердловинах для спостереження в процесі моніторингу наведена в табл. 4.1.

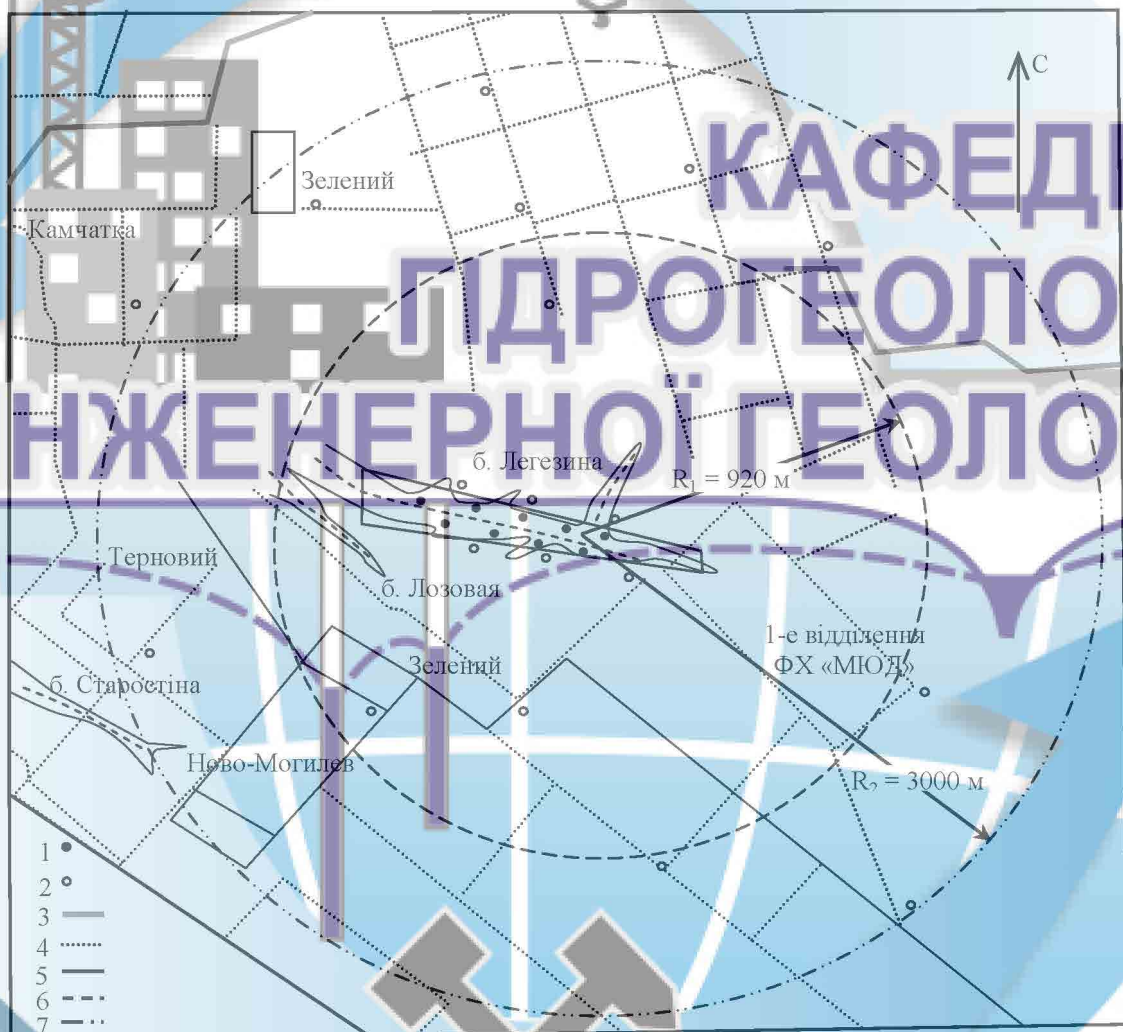


Рисунок 4.6 – Ситуаційний план Левенцовського полігону підземного зберігання газу: 1, 2 – експлуатаційні та моніторингові свердловини; 3 – грунтова дорога; 4 – 7 – межі ділянок фермерського господарства, першого, другого і третього поясів санітарно-захисної зони відповідно

Таблиця 4.1 – Види і норми контролю (кількість разів/місяці)
у свердловинах Левенцовського водоносного газосховища

Спосіб контролю	Свердловини					
	експлуатаційні	спостережні на горизонти*				
		I	II	III	IV	V и VI
Замір витрати і тиску нагнітання	Постійно	–	–	–	–	–
Замір рівня підземних вод	–	2/1	1/1	1/3	1/1	1/1
Замір пластового тиску	1/3	1/5	1/12	1/12	1/12	1/12
Хімічний аналіз газу	10/1	10/1	–	–	–	–
Відбір проб на аналіз	–	2/1	1/1	1/3	1/1	1/1
Термометрія	1/6	1/3	1/6	1/12	1/12	1/12
Витратометрія	1/6	–	–	–	–	–
Цементометрія	1/36	1/36	1/36	1/36	1/36	1/36

* I – VI – спостережні свердловини відповідно в пласті-колекторі, байоського, верхньобатського, середньокам'яновугільного, буцальського та сарматського горизонтів

До складу геофізичних вимірювань входять такі методи контролю як термо-, витрато- і цементометрія. Дані термометрії, які показують зміни профілю температури по осі свердловин, використовують для знаходження інтервалів заколонного перетоку шляхом реєстрації порушення природного температурного поля. Витратометрія заснована на вимірюванні швидкості потоку газу і застосовується для визначення профілю прийомистості пласта-колектора. Цементометрія служить для оцінки стану цементного каменю в затрубному просторі шляхом реєстрації часу пробігу і амплітуди, що викликаються в свердловинах і залежних від характеристики каменю, звукових хвиль. Збільшення амплітуди і зменшення часу пробігу хвилі свідчить про відсутність цементу або його незадовільному зчепленні з колоною.

5. ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНА ОЦІНКА СТВОРЕННЯ СХОВИЩ ГАЗУ У ВОДОНОСНИХ СТРУКТУРАХ

В результаті наведеного в розділі 1 даного дослідження аналізу визначено збільшення попиту на природний газ за рахунок його екологічних переваг перед іншими видами енергоносіїв, і технологічним прогресом у зміні ринку газу від регіонального до міжнародного масштабу: природний газ набуває все більшого значення у зв'язку зі збільшенням частки газу в загальному обсязі споживання енергії (в Західній Європі в даний час 23%) і, як очікується, щоб покрити більшу частку теплового використання енергії, як в побутовому (приготуванні їжі, гаряча вода, опалення приміщень, з незначним використанням для кондиціонування повітря), в промисловості (обробки металів, кераміка, приготування їжі і т.д.), а також у виробництві електроенергії, особливо в комбінованому циклі. У майбутньому попит на газ, як очікується, буде розвиватися більш швидкими темпами, ніж попит на нафтопродукти. В Європі додаткові поставки газу в майбутньому – це вже питання конкуренції між фактичними і потенційними експортерами. У довгостроковій перспективі, перспективи газу є, ще більш багатобічними: газ буде відігравати важливу роль в енергії, створеної в сучасному світі.

Стратегічні рішення для нових поставок газу і зберігання інфраструктури повинні формуватись на значний часовий проміжок, тому що в той час як в короткостроковій перспективі безпека поставок залежить від можливості виконання та наявного трубопроводу і наявного ПСГ, то в довгостроковій перспективі – це функція ліквідації доведених запасів і плановані збільшення обсягів зберігання.

Економічна ефективність підземного зберігання газу залежить від технічних і технологічних показників ПСГ, створених на основі виснажених родовищ. До основних параметрів створюваних ПСГ слід в першу чергу віднести кількість експлуатаційно-нагнітальних свердловин та об'єм буферного газу в сховищі, основна функція якого - підтримування необхідного пластового

тиску. Очевидно, що якщо для різних реальних ПСГ вказані параметри різні, то і різною повинна бути собівартість зберігання природного газу. Слід відмітити, що економічні показники різних підземних сховищ газу залежать від календарного часу їх створення, географічного розміщення, наземного облаштування, використовуваного компресорного обладнання та ряду інших показників. Побудуємо аналіз витрат ПСГ на дослідженнях Богородчанського виробничих управлінь з підземного зберігання природного газу (відповідно БВУПЗГ та СВУПЗГ)

Проведені розрахунки БВУПЗГ за 2013-2017 роки свідчать про збільшення об'єму газу закачаного в пласт, так як його величина має тенденцію до збільшення, зокрема за 2016-2017 роки. Якщо у 2014 році об'єм закачаного газу становив 1,6 млрд. м³, то у 2015-2016 роках можна спостерігати чітко виражену тенденцію до зменшення, оскільки даний показник становив 1,4 і 0,8 млрд. м³ відповідно, проте у 2017 році об'єм закачаного газу склав 1,4 млрд. м³. При цьому об'єм відбраного газу на кінець досліджуваного періоду зменшився у порівнянні із початком досліджуваного періоду і склав 1,1 млрд. м³. По даних рис. 5.1 можна побачити, що об'єм закачування газу в 2017 році є більшим в порівнянні з 2016р. і знаходиться на рівні 2015 року. За період незалежності України об'єм газу як закачаного, так і відібраного мав не чітко виражену тенденцію.

Закачування газу в ПСГ проводилося двома способами: самопливом і з допомогою компресорів. Щомісячну динаміку закачування газу в ПСГ зображено на рис. У 2016 році сезон закачування газу в Богородчанське ПСГ тривав з 19.07.2016р. по 13.10.2016р. Активний об'єм газу на початок закачування склав 912331 500 м³. Пластовий тиск на початок сезону 66,2 ата, а в кінці – 92,1 ата. (невідновлений). За сезон закачано 816 110 710 м³ газу. Період закачування склав 87 календарних днів. Об'єм активного газу з врахуванням залишку становить 1 728 428 920 м³.

Протягом 2015-2016 років БВУПЗГ зазнало деяких змін щодо відбору паливного газу на різні види робіт, зокрема, їхня величина зменшилася на

292116 м³. А за 2017 рік з підземного сховища відібрано 1077,6 млн м³ газу. Відбір з сховища здійснювався спочатку самопливом шляхом переключення на вхід КС-Богородчани, потім КС-7, а 06.02.2017 р. був запущений в роботу на відбір компресорний цех БВУПЗГ, вперше в історії підприємства (КС-БПСГ працювало тільки на закачку), так як виникла ситуація повної зупинки ПСГ через вирівнювання тисків на виході з сховища і тиску газопроводу (здійснити наступне переключення згідно режимів на вхід КС-Долина з тиском 37 ат. не було можливості). Витрати газу на технологічні операції за сезон відбору газу склали 1014538 м³, безповоротні пластові втрати –13652 м³, витрати паливного газу для КС-1824336 м³. Загалом з 2013 року динаміка витрат газу на технологічні операції Богородчанського ПСГ мала чітко виражену тенденцію до зменшення, проте на кінець досліджуваного періоду дана величина у порівнянні із 2016 роком збільшилася. Витрати газу на виробничо-технологічні потреби (разом з витратами паливного газу ГКС та безповоротними пластовими втратами) в період відбору 2017р. – 2733481,00 м³, (що становить 0,25% від кількості газу відібраного з пласта). Витрати газу на виробничо-технологічні потреби (разом з витратами паливного газу КС та безповоротними пластовими втратами) в період нагнітання у 2017 році становлять 2 294 891 м³ (що складає 0,17% від кількості газу закачаного до ПСГ).

При цьому слід відмітити, що жодних витрат паливного газу на роботу електростанцій власних потреб, установок БРІ (осушення газу), газу ГФУ (газофакельна установка) БВУПЗГ не понесло за 2014-2016 роки, винятком став 2017 рік. Протягом 2015-2016 років БВУПЗГ зазнало деяких змін щодо використання паливного газу на різні види робіт, зокрема, їхня величина зменшилася на 2770181 м³, що спричинено зменшенням витрат газу на роботу ГПА на 40,79 % та відсутністю витрат паливного газу установок підігріву газу (ПГА) у 2016 році. Отож, фактично за 2014-2016 роки БВУПЗГ понесло витрати та втрати паливного газу за трьома основними статтями: - паливний газ на роботу ГПА; - паливний газ установок підігріву газу (ПГА); - паливний газ котелень та котлів опалення, АГВ. А у 2017 році також складовими еле-

ментами стали витрати паливного газу установок БРІ, ГФУ. В загальному підсумку слід зазначити, що на БВУПЗГ структура витрат та втрат газу при його закачуванні свідчить про те, що протягом досліджуваного періоду їх нормативне значення не відповідає фактичному. А загальна величина витрат та втрат при закачуванні газу суттєво зменшилася.



Рисунок 5.1 – Динаміка закачування та відбирання газу БВУПЗГ за 1991-2017 р.р.

Закачування газу в ПСГ проводилася з допомогою компресорів. (компресора запустили 19.07.2016р.) Закачування газу проводилося газомотокомпресорами МК-8М. В середньому працювало 3 машини, (max 5 ГПА). Максимальна добова продуктивність складала 16 613 тис. м³. Нагнітання газу в ПСГ відбувалося в стабільному темпі, середньодобова продуктивність у вересні становила 8 млн.м³/добу, жовтні – 7,5 млн.м³/добу, що відобразилося на карті ізобар на кінець сезону закачування, тобто вирівнювання пластиних тисків відбувалося вже в під час закачування. Витрати газу на технологічні операції в період нагнітання у 2016 році – 250 201 м³, витрати паливного

газу для КС –3 890 380 м³, безповоротні пластові втрати 9 296 м³ газу. Безкомпресорним способом у 2017 році ПСГ працювало 57 днів, закачано 788 млн. м³ газу. Пластовий тиск на початку закачки самопливом становив 48,2 ата, а в кінці – 74,2 ата. Максимальна добова продуктивність в цей період склала 24547 тис. м³.

Компресорним способом у 2017 році ПСГ працювало 56 діб (компресора запустили 11.07.2017р.), за цей період закачано 576 млн. м³ газу. Закачування газу проводилося газомотокомпресорами МК-8М. В середньому працювало 2 машини, максимально – 4 машин. Пластовий тиск на початку закачування компресорним способом становив 74,2 ата, а в кінці закачки – 93,6 ата. Максимальна добова продуктивність в цей період склала 15109 тис. м³. При закачуванні газу в БВУПЗГ за досліджуваний період найбільш стотнішу частку серед усіх витрат на виробничо-технологічні потреби було витрачено на паливний газ на різні види робіт, де найбільшу частку серед цих статей було витрачено паливного газу на роботу ГПА, паливного газу на роботу котелень та котлів опалення, АГВ, а найменшу частку було витрачено паливного газу на паливний газ установок підігріву газу (ПГА). При цьому слід відмітити, що жодних витрат паливного газу на роботу електростанцій власних потреб, установок БРІ (осушення газу), газу ГФУ (газофакельна установка) БВУПЗГ не понесло за 2014-2016 роки, винятком став 2017 рік.

Аналіз витрат (втрат) паливного газу здійснено з метою відображення впливу їх величини на собівартість зберігання природного газу в ПСГ та пошуку шляхів її зменшення. Як видно з рис. 5.3, у 2016 році найбільшу частку в собівартості зберігання природного газу в ПСГ займали витрати на амортизацію та матеріальні витрати. Зменшення цих витрат призведе і до зменшення собівартості. Це можливо, зокрема, з використанням наступних заходів: 1) техніко-технологічних, до яких відносяться технічні, технологічні, режимні; 2) організаційно-економічних, серед яких виділяються організаційно-управлінські та економічні. Технічні заходи можна задіяти за рахунок покращення технологічного стану обладнання. Технологічні пов'язані з оптима-

льним розподіленням навантаження між елементами ПСГ: компресорною станцією і газопроводами. До режимних заходів відноситься оптимізація режимів роботи сховища в період закачування і відбору чи лінійних ділянок.



Рисунок 5.2 – Динаміка закачування газу в БВУПЗГ за 2013-2017 роки

Там, де технологічні шляхи зменшення собівартості вичерпують себе чи потребують значних фінансових витрат, доцільно використовувати організаційно-економічні, котрі в більшості випадків є маловитратними. Сюди можна віднести: організаційно-управлінські, що пов'язані із побудовою оптимальної структури управління процесом зберігання та енерговитратами; соціально-економічні реалізуються через фінансову, кадрову політику підприємства та стимулювання, а також відображають якість використання наукового підходу до створення програм оптимізації використання активного об'єму підземного сховища природного газу.

Аналіз структури собівартості на Богородчанському БВУПЗГ свідчить про те, що за 2014-2017 роки вона була видозміненою. Зокрема, за 2014-2017 роки витрати на транспортування природного газу магістральними трубопро-

водами та на зберігання природного газу БВУПЗГ збільшилися на 196335 тис. грн., що спричинено зростанням величини постійних витрат, серед яких: витрати на амортизацію, матеріальні витрати та інші операційні витрати. Так як за підсумками всього досліджуваного періоду найбільший вплив на структуру собівартості газу мала величина витрат на амортизацію, то слід зазначити, що у її структурі найбільшу частку складала амортизація основних засобів, інших необоротних матеріальних активів і нематеріальних активів протягом всього досліджуваного періоду. Дані свідчать про те, що величина витрат на амортизацію збільшилася на 143268 тис. грн., що спричинено збільшенням величин амортизації основних засобів (142749 тис. грн.) і зносу інших необоротних матеріальних активів (535 тис. грн.), що свідчить про зростання витрат на амортизацію на 1007,79%.

Інші операційні
витрати
20%

Матеріальні
витрати
21%

Витрати на
оплату праці
10%

Витрати на
амортизацію
47%

Відрахування на
соціальні заходи
2%

Рисунок 5.3 – Собівартість реалізації робіт і послуг ПСТ в 2016 році

Відтак, протягом досліджуваного періоду спостерігається неоднозначна ситуація, так як за 2014-2015 роки величина собівартості газу збільшилася на 325606 тис. грн., а в наступні роки поступово зменшувалася, зокрема протягом 2016 року зменшилася на 105893 тис. грн., що спричинено впливом величини витрат на амортизацію, і у 2017 році також зменшилася, проте за весь досліджуваний період собівартість зросла на 152,24 % (рис. 5.4).

У структурі собівартості газу у 2014 році найбільшу частку займали величини матеріальних витрат – 47,04 % та витрат на оплату праці –18,99 %, а найменшу частку – витрати на відрахування на соціальні заходи, так як становили лише 6,71 %. У 2015 році спостерігалася дещо інша ситуація, так як найбільш ватомий вплив мала величина витрат на амортизацію – 69,37 % та матеріальних витрат – 14,73 %, а найменшу – відрахування на соціальні заходи (1,98 %). Дана тенденція спостерігалася і у 2016 році. У 2017 році дещо меншу частку займали інші операційні витрати, але дещо більшу – витрати на оплату праці (13,10 %) і матеріальні витрати (24,23 %).



Рисунок 5.4 – Матеріальні витрати на природний газ БВ УПЗГ за 2014-2016 рр.

Структура матеріальних витрат свідчить про те, що найбільшу частку становили витрати сировини та матеріалів, які за 2014-2017 роки збільшилися на 16176 тис. грн., тобто на 31,12 %. Тенденція до збільшення за досліджуваний період пояснюється збільшенням статті витрат газу на виробничо-технологічні потреби на 16077 тис. грн. та інших витрат – 99 тис. грн. Також чималий вплив на структуру матеріальних витрат мала величина витрат палива й енергії, так як збільшилась за 2014-2017 роки на 1754 тис. грн., інших матеріальних витрат – 219 тис. грн. і незначну частку спричинила збільшення

величина витрат запчастин (6 тис. грн.). Загалом величина матеріальних витрат за 2014-2017 роки збільшилася на 29,93 %. У структурі інших операційних витрат найбільш вагомий вплив на формування собівартості газу мали витрати на ремонт, величина яких за 2014-2017 рр. збільшилася на 6247 тис. грн., витрати на виконання робіт за господарськими договорами також збільшилися на 2557 тис. грн., витрати на послуги зв'язку – на 1678 тис. грн., витрати на податки та збори – на 531 тис. грн., витрати на охорону об'єктів – на 1715 тис. грн., витрати по контролю за експлуатацією ПСГ – на 2986 тис. грн., а також інші витрати, які також збільшилися на 489 тис. грн. В загальному підсумку, зважаючи на збільшення вище зазначених складових, інші операційні витрати у 2017 році у порівнянні із 2014 роком збільшилася на 78,53% (16446 тис. грн.), хоча у порівнянні попередніми роками стрімко зменшилася (рис. 5.5).

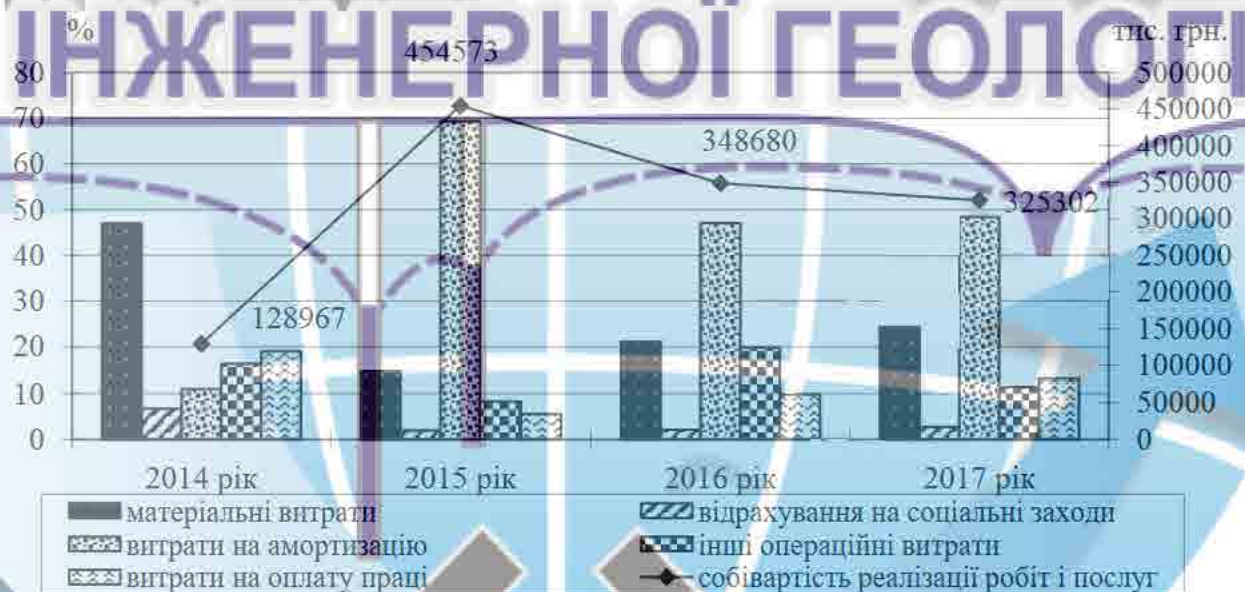


Рисунок 5.5 – Собівартість транспортування природного газу магістральними трубопроводами і зберігання природного газу БВУПЗГ за 2014-2017 роки

Дані свідчить про найбільш вагомий вплив на зміну величини інших операційних витрат таких складових як: витрати на ремонт; витрати на вико-

нання робіт за господарськими договорами; витрати по контролю за експлуатацією ПСГ; витрати на послуги зв'язку.

Накопичений світовий досвід з розвитку національного енергетичного господарства сформував типові характеристики концептуальних рішень стабілізаційної політики у сфері енергетики в умовах її кризового стану. Саме такий стан енергетики України підтверджується динамікою сучасних процесів, сутність яких на поверхні макроекономічних явищ визначається явною кореляцією кризових явищ в економіці взагалі та в енергетиці зокрема [29].

Вигідне географічне розташування України на основних шляхах транспортування природного газу від газовидобувних регіонів Росії та Центральної Азії до країн Європи, які є основними його споживачами, техніко-економічні переваги розвитку наявної газотранспортної системи дають Україні потенційну можливість відігравати важливу роль у міжнародній системі транспортування газу і сприяти прискоренню її інтеграції в європейський та світовий економічний простір.

Специфічною галузевою особливістю є управління запасами та резервами газу в сховищах, що потрібні для забезпечення власних потреб галузі у частині вирівнювання добових і сезонних нерівномірностей споживання газу, надійності транзитних поставок газу та оптимального завантаження газотранспортної. В уряді пояснили, чому чинна формула ціни на газ є нежиттєздатною системи. За сучасних умов господарювання у таких питаннях належить враховувати реальну ситуацію на міжнародних газових ринках. Сьогодні положення Росії в торгівлі газом та забезпеченні транзиту є об'єктивно домінуючим у Європі. ПАТ «Газпром» в 2016 році збільшив обсяги постачання газу до Європейських країн на 12,5% – більш ніж до 179,3 млрд м³, що стало історичним максимумом. Частка «Газпрому» на ринку ЄС за підсумками минулого року склала близько 32%, а в перспективі цей рівень може збільшитися до 60%. Однак для утримання своїх позицій (нинішньої частки ринку) Росія повинна активно розвивати нові газові регіони, враховуючи зростання споживання природного газу та кількості можливих постачальників.

У найближчий період на європейському ринку газу можуть відбутися зміни, пов'язані з появою нових постачальників. Однак головну роль у постачанні газу до Європи будуть відігравати ті самі країни (регіони), які домінують на ринку зараз: Росія, Алжир, країни Північного моря, Велика Британія та Норвегія, що вже вийшли на максимальний показник експорту.

Поставки з Алжиру відіграватимуть важливу роль у газозабезпеченні країн Середземномор'я. Планує збільшити обсяги експорту в Європу скрапленого природного газу Нігерія. З'явився на ринку газу Європи також лівійський природний газ. Збільшили свою присутність у Європі і країни Перської затоки (Катар, Оман, ОАЕ, Іран). Створені передумови для появи на європейському ринку природного газу групи прикаспійських країн-експортерів (Туркменістан, Казахстан, Азербайджан). В 2016 році Сполучені Штати відправили перший LNG-танкер, наповнений природним газом, до Португалії, що створює серйозні умови для можливого перерозподілу ринку блакитного палива в Європі.

Висока вартість реалізації диверсифікаційних проектів надходження газу з Норвегії (через Польщу), Ірану (через Вірменію, Грузію, Росію або через Туреччину, Болгарію, Румунію), а також скрапленого газу з прикаспійських країн вимагає пошуку шляхів її зниження. Гострий дефіцит природних енергетичних ресурсів в Україні ставить проблему диверсифікації енергоносіїв в ряду найбільш пріоритетних і життєво важливих для нашої держави. Згідно з загальноприйнятими світовими стандартами енергетичної безпеки, постачання енергоносіїв з одного джерела не повинно перевищувати для країни 25 %. Лише за такої умови держава може розвиватися енергетично незалежною. У вирішенні проблеми диверсифікації постачання енергоносіїв велике значення має досвід країн Західної Європи, до переважної більшості яких енергоносії надходять із 5-8 джерел. США отримують енергоносії з 60 країн світу .

Існуючий варіант газопостачання з Туркменістану не відповідає в повній мірі вимогам диверсифікації в зв'язку з транзитом газу через територію

Росії. Це стосується й будь яких альтернативних варіантів постачання газу з інших країн (Казахстану, Узбекистану, Ірану) через територію Росії. При реалізації таких варіантів Україна буде перебувати під значним економічним (ціни) та політичним (тиск) впливом останньої. Однак, Україна з листопада 2012 року імпортує природний газ через територію Польщі за домовленостями з компанією RWE Supply&Trading (Німеччина). З квітня 2013-го розпочалися постачання природного газу з боку Угорщини; з вересня 2014 – запрацював словацький реверсний коридор потужністю 27 млн м³/добу.

Загальна тенденція – зростання цін на газ через виснаження запасів газових родовищ, падіння видобутку, зниження інвестицій у розвідку і видобування газу, неефективне державне регулювання ринку. Активізується розвиток ринку. Перспективи диверсифікації джерел постачання енергоносіїв в Україну короткотермінових поставок (за спотовими угодами) за рахунок зменшення довготермінових (ф'ючерсних) контрактних поставок через відмови від державного регулювання цін і введення доступу третіх осіб (посередників) до газової інфраструктури. Знижується фінансування капіталоемних довготермінових інвестиційних проектів видобутку і транспортування газу та у розвиток газової інфраструктури, бо немає гарантій щодо обсягів постачання, контракти прив'язані до цін спотового ринку, які не є стабільними. Більшість постачальників, бажаючи обмежити ризики, не зацікавлені у твердих контрактах тривалістю понад три роки, що суперечить потребам ГТС у довготермінових контрактних поставках.


Диверсифікація поставок газу шляхом реверсу з європейських держав в Україну відкрила перспективу входження в європейську систему спотової торгівлі газом. Це дозволить залучити європейські компанії в енергетичний сектор України. Близькість до ЄС – це не тільки перевага у швидкому транспортуванні газу, а й перспектива зацікавленості ЄС у купівлі туркменського та іранського газу в Україні.

У складних умовах для диверсифікації джерел постачання природного газу Україні потрібно: розробити власну позицію активної учасниці транснаціональних газотранспортних проектів; брати участь в інтеграційних процесах на різних рівнях міждержавної кооперації. Треба також використати міжнародну практику своп-контрактів, що дасть можливість, використовуючи виробничі й транспортні потужності різних постачальників газу та схеми його постачання, значно розширити джерела надходження газу на принципах його міждержавного заміщення. Це разом із диверсифікацією постачання газу дозволить зменшити витрати на будівництво нових газопроводів та їх експлуатацію.

На цей час в Україні можна виділити чотири комплекси підземного зберігання газу: Західний (Передкарпатський), Північний (Київський), Східний (Донецький) і Південний (Причорноморський). Зважаючи на те, що потенційні можливості для створення ПСГ у країнах-споживачах російського газу (Білорусії, Болгарії, Греції, Молдові, Румунії, Угорщині та ін.) значно менші, ніж в Україні, а віддаленість їх від основних джерел видобутку газу і районів розміщення інших ПСГ (напр. Франція) велика, можна з впевненістю говорити про ключову роль ПСГ України в надійному газопостачанні. Окрім того, Україна спроможна у своїх ПСГ зберігати газ суміжних країн, де газосховищ немає, або вони слабо розвинуті (Молдова, Румунія, Угорщина, Польща, Білорусь). Оскільки комплекс підземного зберігання газу України займає вигідне положення на перетині основних трансконтинентальних і міждержавних газопроводів, він є важливим чинником підтримки високої надійності газопостачання країн і діючим українським коридором транзиту російського газу в Європу, Балканські країни і Туреччину.

Отож, вище зазначене свідчить про те, що собівартість на транспортування природного газу магістральними трубопроводами та на зберігання природного газу БВУПЗГ за 2014-2017 роки збільшилась більше, як у 2,5рази, хоча починаючи із 2015 року має чітко виражену тенденцію до зменшення.

Проведені розрахунки свідчать, що зменшення собівартості газу можливе за рахунок зменшення постійних витрат. Зокрема, дані вказують на те, що хоча за 2014-2015 роки величина собівартості газу збільшилась на 325606 тис. грн., але при зменшенні величини постійних витрат (витрат на амортизацію на 151138 тис. грн.) собівартість зберігання газу за 2016 рік зменшилась на 105893 тис. грн., у 2017 році також мала тенденцію до зменшення, що в загальному підсумку за 2014-2017 роки спричинило зростання собівартості на 152,24 %, тобто на 196335 тис. грн.



КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

ВИСНОВКИ

Актуальність створення нових водоносних сховищ газу в південно-східній частині України була детально обґрунтована раніше в роботах ряду авторів, тому в магістерській роботі ми зупинилися на вивченні газогідродинамічних факторів та процесів, що супроводжують їх роботу в неоднорідних водоносних пластах різних типів. Необхідно відмітити, що врахування реальної структури пласта необхідно вже на ранніх стадіях проектування газосховища, коли виконується великий обсяг обчислювальних робіт, пов'язаних з техніко-економічним обґрунтуванням проекту. У зв'язку з цим розрахункові методики, використовувані на цій стадії, повинні відповідати певним вимогам: враховувати основні особливості об'єкта; володіти достатньою простотою в реалізації; мати необхідну точність та бути універсальними.

На основі аналізу геолого-структурних і гідрогеодинамічних умов визначені регіональні та локальні критерії оцінки можливості закачування вуглеводневого газу в обводнені породи. З їх допомогою, для зберігання горючого газу на південному сході України, було проведено районування Західного Донбасу за умов акумулювання газоподібних вуглеводнів. Згідно з дослідженнями, перспективний ємнісний ресурс має Левенцовська геологічна структура, в розрізі якої знаходиться пермсько-тріасовий водоносний горизонт, представлений однорідним за гранулометричним складом кварц-польовошпатовим піщаником. Обробка даних дослідно-фільтраційних робіт показала, що води виділеного колектора непридатні для будь-якого виду водопостачання, а його коефіцієнти фільтрації та п'єзопровідності змінюються в межах $1,5 \dots 3,6$ м/добу і $4 \dots 9 \cdot 10^6$ м²/добу, що дозволяє розглядати цей водоносний пласт як перспективне газосховище.



У третьої глави роботи оцінюються газогідродинамічні показники експлуатації підземних сховищ газу у водоносних горизонтах у південно-східній частині України. Більшість методик, пов'язаних із розрахунком параметрів роботи підземних сховищ газу, ґрунтується на припущенні однорідності і анізотропності пласта-колектора, однак реальній структурі гірських порід більше відповідає модель неоднорідного пласта, в якому всі компоненти тензора проникності довільні або мають певний вид симетрії. При цьому однією з найпоширеніших моделей анізотропії гірських порід є модель шаруватого пласта, що пояснюється геологічними умовами осадоутворення, які призводять до нашарування пластів із різними колекторськими властивостями. У практиці підземного зберігання газу розгляд такої моделі має особливе значення, адже внаслідок зміни положення газової зони просування границі газоводяного контакту по пропластках із різними фільтраційними характеристиками може значним чином відрізнитися. Тому в роботі апробована математична модель сховища газу в водоносному шаруватому пласті із слабопроникним пропластком у разі плоскопаралельної і вісесиметричної фільтрації. Застосовано комплексний підхід, що включає збір, систематизацію та аналіз фактичних даних про фільтраційні та фізико-механічні властивості вміщуючих порід, що впливають на формування природно-техногенних родовищ, а також аналітичні методи рішення рівнянь просування газоводяного контакту в різних умовах.

Запропонована газогідродинамічна модель підземного сховища газу, створеного в неоднорідному водоносному горизонті, дає змогу розраховувати його циклічну роботу у тришаровому пласті з урахуванням перетоків через слабопроникну перемичку. Результати проведених розрахунків справляють істотний вплив характеристик шаруватого пористого середовища на просування газоводяного контакту по окремих шарах. Отримані результати можуть бути використані під час проведення оціночних розрахунків на стадії проектування сховищ газу у водоносних пластах.

Оцінка безповоротних втрат газу на всіх етапах роботи водоносного газосховища виконана згідно з методикою, яка базується на комплексному врахуванні гірничо-геологічних, фізико-хімічних і технологічних чинників. Встановлено, що максимальні величини втрат газу відповідають періодам його нагнітання у сховище, а мінімальні – періодам відбору. Сумарний об'єм втрат газу відповідає світовому досвіду експлуатації газосховищ і не перевищує 4,5 % його кількості в колекторі.

Встановлені зміни фільтраційних і фізико-механічних властивостей колектора використовувалися при виконанні балансової оцінки його заповнення газоподібними вуглеводнями. Для геологічних умов Левенцовської площі застосована схема пласта-колектора потужністю 120 м, перекритого зверху і знизу слабо-проникними відкладеннями, що обумовлює напір у підземних водах. Газова зона наближено приймає форму циліндра, радіус якого при закачуванні та відборі газу змінюється. Більш точно форма цієї зони схожа на усічений конус, розширений зверху через різницю густин газу і води.

Відповідно до розрахунків, які ґрунтуються на рівняннях фільтрації газу і динаміки підземних вод, при закачуванні 150 млн м³ активного і буферного газу радіус і площа утворюваної газової зони не перевищують 560 м і 1 км². Отримані розміри значно менші території Левенцовської площі (1930 км²) і свідчать про можливість локалізації газосховища в її межах. При цьому мінімальний та максимальний об'єм водоносного газосховища складе 5,82 млн. м³ та 11,6 млн. м³, що не перевищує 0,05 % активних пор у пласті. Виконані в роботі дослідження стали також основою для розробки геотехнологічної схеми газосховища у Левенцовській структурі, визначення параметрів нагнітання газу, необхідної кількості експлуатаційних свердловин та оптимального порядку їх розміщення з урахуванням геоморфологічної будови території, а також дали можливість обґрунтувати моніторингові заходи, спрямовані на безпечну роботу полігону.

Оцінена економічна ефективність сезонного зберігання природного газу в пермсько-тріасовому водоносному пласті Левенцовської структури. Згід-

но з проведеними розрахунками, основанийми на встановленні сучасних критеріїв ефективності капітальних вкладень, газосховище даного напрямку забезпечують покриття витрат на створення та внутрішню норму рентабельності в розмірі 12 – 19 %, що в більшості випадків відповідає ставкам дисконту в Україні.

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Энциклопедия газовой промышленности: пер. с франц. / [ред. пер. К.С. Басниев]. – М.: Акционерное общество «ТВАНТ», 1994. – 884 с.

2. Инкин А.В. Гидродинамическая модель газохранилища в водоносных пластах Кривбасса / А.В. Инкин // Збірник наукових праць НГУ. – 2010. – № 34, Т. 2. – С. 216 – 221.

3. Кашников Ю.А. Механика горных пород при разработке месторождений углеводородного сырья / Ю.А. Кашников, С.Г. Ашихмин. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2007. – 467 с.

4. Желтов Ю.П. Механика нефтегазоносного пласта / Ю.П. Желтов. – М.: Недра, 1975. – 216 с.

5. Добрынин В.М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа / В.М. Добрынин. – М.: Недра, 1970. – 239 с.

6. Вендельштейн Б.Ю. Исследование разрезов нефтяных и газовых скважин методом собственных потенциалов / Б.Ю. Вендельштейн. – М.: Недра, 1966. – 235 с.

7. Садовенко И.А. Динамика гидромеханических процессов пласта-коллектора водоносного газохранилища / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Науковий вісник НГУ. – 2010. – № 6. – С. 25 – 28.

8. Экология подземного хранения газов / [Бухгалтер Э.Б., Медиков Е.В., Бухгалтер Л.Б. и др.]. – М.: МАИК «Наука/Интерпериодика», 2002. – 431 с.

9. Амикс Д. Физика нефтяного пласта / Амикс Д., Басс Д., Уайтинг Р. – М.: Гостоптехиздат, 1962. – 572 с.

10. Садовенко И.А. Экспериментальные исследования фильтрационных свойств пород-коллекторов при аккумуляции углеводородных газов / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Збірник наукових праць Дніпродзержинського держ. техн. ун-ту (технічні науки). – 2014. – Вип. 2 (25). – С. 134 – 139.

11. Мироненко В.А. Горнопромышленная гидрогеология / В.А. Мироненко, Е.В. Мольский, В.Г. Румынин. – М.: Недра, 1989. – 287 с.

12. Горобец О.А. Отчет о поисках и оценке коллекторов для захоронения минерализованных шахтных вод Западного Донбасса / О.А. Горобец, С.В. Держак, Б.Б. Чемерис – Павлоград: ГРЭ ПГО «Донбассгеология», 1985. – 219 с.

13. Техника проведения и методика обработки опытно-фильтрационных работ. – М.: ВСЕГИНГЕО, 1969. – 186 с.

14. Инструкция по проведению опытно-фильтрационных работ при разведке угольных месторождений. – Л.: ВНИМИ, 1977. – 38 с.

15. Антонов В.В. Поиски и разведка подземных вод / В.В. Антонов. – СПб.: Санкт-Петербургский гос. горный ин-т, 2006. – 94 с.

16. Шестаков В.М. Теория и методы интерпретации опытных откачек / В.М. Шестаков, И.К. Невечеря. – М.: Изд-во МГУ, 1998. – 158 с.

17. Синдаловский Л.Н. Справочник аналитических решений для интерпретации опытно-фильтрационных опробований // Л.Н. Синдаловский. – СПб.: Изд-во С.-Петербур. ун-та, 2006. – 769 с.

18. Синдаловский Л.Н. ANSDIMAT – программный комплекс для определения параметров водоносных пластов // Л.Н. Синдаловский. – СПб.: Наука, 2011. – 335 с.

19. Инкин А.В. Перспективы создания водоносного газохранилища в горно-геологических условиях Левенцовской площади / А.В. Инкин, Н.И. Дервягина, Ю.В. Хрипливец // Зб. наукових праць НГУ. – 2014. – № 44. – С. 22 – 27.

20. Яковлев Е.А. Временные методические рекомендации по расчетам полигонов захоронения промышленных сточных вод на основе взаимосвязи

фильтрационных и энергетических параметров глубоких водоносных горизонтов / Е.А. Яковлев. – К., 1981. – 58 с.

21. Коллинз Р. Течения жидкостей через пористые материалы / Р. Коллинз; пер. с англ. Р.Л. Салганика. – М.: Мир, 1964. – 350 с.

21. Bear J. Physical principles of water percolation and seepage / Bear J., Zaslavsky D., Irmay S. – Paris: UNESCO, 1968. – 466 p.

22. Пыхачев Г.Б. Подземная гидравлика / Г.Б. Пыхачев, Р.Г. Исаев. – М.: Недра, 1972. – 360 с.

22. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 397 с.

23. Садовенко И.А. Газогидродинамическая оценка параметров хранения газа в водоносном горизонте / И.А. Садовенко, Д.В. Рудаков, А.В. Инкин // Геотехническая механика: межвед. сбор. науч. тр. – Д.: Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины, 2010. – Вып. 91. – С. 77 – 84.

24. Тополов В.С. Угольная отрасль Украины: энергоресурсы, ретроспектива, состояние, проблемы и стратегия развития / В.С. Тополов, Б.А. Грядущий, С.Я. Петренко. – Донецк: ООО «Алан», 2005. – 408 с.

25. Крейнин Е.В. Нетрадиционные термические методы добычи трудноизвлекаемых топлив: уголь, углеводородное сырье / Е.В. Крейнин. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2004. – 302 с.

26. Теория и практика термохимической технологии добычи и переработки угля: Монография / [под. ред. О.В. Колоколова]. – Днепропетровск: НГА Украины, 2000. – 281 с.

27. Аренс В.Ж. Контроль и управление процессом подземной газификации угля / В.Ж. Аренс, И.М. Бирман // Геотехнология топливно-энергетических ресурсов: сб. науч. тр. – К.: Наук. думка, – 1986. – С. 220 – 230.

28. Ариненков Д.М. Подземная газификация угля / Д.М. Ариненков, Л.М. Маркман. – Сталино: Сталино-Донбасс, 1960. – 96 с.

29. Садовенко И.А. Численное исследование особенностей теплового поля вокруг подземного газогенератора / И.А. Садовенко, Д.В. Рудаков, А.В. Инкин // Збірник наукових праць НГУ. – 2012. – № 39. – С. 11 – 20.

30. Садовенко И.А. Моделирование геотермических полей при подземном сжигании угольных пластов / И.А. Садовенко, А.В. Инкин // Геотехническая механика: межвед. сбор. науч. тр. – Д.: Институт геотехнической механики им. Н.С. Полякова НАН Украины, 2015. – Вып. 120. – С. 161 – 171.

31. Lindblom S.R. Rocky Mountain-1 Underground Coal Gasification Test Hanna, Wyoming Groundwater Evaluation. Final Report June 10, 1988 - June 30, 1993 / S.R. Lindblom, V.E. Smith. – 1993. – 84 p.

32. Marcouiller B.A. Overburden characterization and post-burn study of the Hanna – 4, underground coal gasification site, Wyoming and comparison to other Wyoming UGG sites / B.A. Marcouiller, L.K. Burns, F.G. Ethridge. – 1984. – 277 p.

33. Berdan G. A restoration plan for the Hanna, Wyoming, Underground coal gasification site in carbon county, Wyoming / G. Berdan. – 1993. – 128 p.

34. Смирнов В.И. Строительство подземных газонефтехранилищ / В.И. Смирнов. – М.: Газоил пресс, 2000. – 250 с.

35. Солдаткин С.Г. Методы контроля герметичности подземных хранилищ газа / С.Г. Солдатки // Обз. информ. Серия Транспорт и подземное хранение газа. – М.: ИРЦ Газпром, 2000. – 37 с.

36. Басниев К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов. – М.: Недра, 1993. – 416 с.

37. Намиот А.Ю. Растворимость газов в воде под давлением / А.Ю. Намиот, М.М. Бондарева. – М.: Гостоптехиздат, 1993. – 145 с.

38. Лурье М.В. Естественная убыль природного газа в подземных хранилищах, создаваемых в водоносных пластах / М.В. Лурье, А.С. Дидковская, Н.Н. Яковлева // Транспорт и подземное хранение газа. – 2003. – № 6. – С.21 – 31.

39. Садовенко И.А. Оценка потерь газа при его хранении в водоносных пластах Западного Донбасса / И.А. Садовенко, А.В. Инкин, З.Н. Якубовская // Научный вестник НГУ. – 2012. – № 6. – С. 18 – 24.

40. Техніка та технологія буріння гідрогеологічних свердловин / М.А. Дудля, І.О. Садовенко; ред. Г.Г. Півняк. – Д.: Національний гірничий ун-т, 2007. – 399 с.

Додаток 1
ВІДЗИВ КАФЕДРА

наукового керівника на кваліфікаційну роботу ступеня магістр
НТУ «Дніпровська політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю»,
студента гр. 103м-18-1 Ключка Ельвіри Тарасівни

«Дослідження механізму насичення газом водоносних структур
та обґрунтування параметрів створення і експлуатації газосховищ»

Зв'язок завдання на кваліфікаційну роботу з об'єктом діяльності магістра. Завдання на представлену кваліфікаційну роботу безпосередньо пов'язано з об'єктом діяльності магістра за освітньо-професійною програмою «Гідрогеологія» спеціальності 103 «Науки про Землю» – виконанню балансово-гідродинамічної оцінки експлуатації газосховища в водоносному горизонті.

Актуальність. Одним з основних елементів енергетичного комплексу України є підземні сховища газу, що забезпечують стабільну і безперебійну подачу енергоносіїв внутрішнім і закордонним споживачам. Необхідність їх розвитку обумовлена сезонної нерівномірністю використання палива та великою віддаленістю потужних промислових центрів від місць видобутку і поставок газу. Тому тема кваліфікаційної роботи студента Ключка Ельвіри Тарасівни є актуальною.

Відповідність змісту стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК.

Зміст роботи повністю відповідає стандартам вищої освіти та дескрипторам НРК. Робота складається зі вступу, 5 розділів, висновку, переліку посилань, та додатків.

Інноваційність отриманих рішень. У роботі було виконано аналіз мирового досвіду використання водоносних колекторів для зберігання газоподібних вуглеводнів; вивчення гірничо-геологічних та гідрогеологічних умов Левицької площі; аналіз зміни параметрів напружено-деформованого стану і фільтраційних властивостей пласта-колектора при термобаричному впливі газу; обґрунтування технологічних параметрів експлуатації газосховища у пермсько-тріасовому водоносному горизонті; економічної оцінки ефективності акумуляції газу в водоносних колекторах.

Практичне значення результатів. Встановлено, що сумарні безповоротні втрати, викликані розчиненням газу, його перетіканням через покрівлю колектора не перевищують 4% об'єму газу, що акумулюється. Така величина втрат є допустимою з урахуванням світового досвіду роботи підземних газосховищ.

Ступінь самостійності виконання. Студент Ключка Е.Т виконала кваліфікаційну роботу самостійно за допомогою консультацій наукового керівника.

Застосування ПЕОМ, реальність, комплексність. Всі розрахунки виконані автором з використанням обчислювальної техніки та свідчать про його високий рівень підготовки як фахівця. Робота оформлена у відповідності з вимогами до кваліфікаційних робіт ступеню магістра, має необхідний графічний та табличний матеріал.

Недоліки. При виконанні розрахунків в кваліфікаційній необхідно було також оцінити витіки газу з газосховища викликані технологічними факторами.

Комплексна оцінка. Кваліфікаційна робота Ключка Ельвіри Тарасівни відповідає вимогам до рівня вищої освіти за НРК та компетентностям освіт-

ньої програми «Науки про Землю» і заслуговує оцінки «відмінно», а її автор Ключка Е.Т. – присвоєння кваліфікації магістр за спеціальністю 103 – Науки про Землю.

Науковий керівник:

проф. каф. гідрогеології та інженерної геології

д.т.н., доц.

О.В. Інкін

КАФЕДРА

Додаток 2

РЕЦЕНЗІЯ

на кваліфікаційну роботу ступеня магістр

НТУ «Дніпровська політехніка» спеціальності 103 «Науки про Землю»,

студента гр. 103м-18-1 Ключка Ельвіри Тарасівни

«Дослідження механізму насичення газом водоносних структур та обґрунтування параметрів створення і експлуатації газосховищ»

В магістерській роботі Ключка Е.Т. проведеними лабораторними експериментами й аналітичними розрахунками встановлено збільшення обсягу і проникності перспективного пермсько-тріасового горизонту Левенцовської структури Західного Донбасу до 4 % при підвищенні тиску акумульованого у ньому вуглеводневого газу з 2,6 до 3,5 МПа. При цьому щільність колектора, його ємність поглинання й адсорбційна активність зменшуються на 2; 1,5 і 1 % відповідно. Отримані залежності використані при розрахунку гідродинамічних і технологічних параметрів, які забезпечують стабільну експлуатацію газосховища в даних гірничо-геологічних умовах.

Встановлено, що на всіх етапах роботи газосховища з активним об'ємом 150 млн м³ у пермсько-тріасовому водоносному горизонті радіус і площа газової зони зростають зі зменшенням пористості порід, і при її мінімально можливих значеннях не перевищують, відповідно 560 м і 1 км². Отримані розміри значно менші території Левенцовської структури (1930 км²) і свідчать

про можливість локалізації газосховища в її межах. Сумарний об'єм втрат газу за рахунок гірничо-геологічних, фізико-хімічних і технічних чинників дорівнює 4,5 %, що відповідає результатам експлуатації газосховищ у різних країнах світу.

Поставлені в роботі задачі вирішені в повному обсязі на сучасному технічному рівні. Робота оформлена у відповідності з вимогами до магістерських робіт, має необхідний графічний та табличний матеріал.

Дипломна робота магістра Ключка Е.Т. заслуговує оцінки «Відмінно».

Зав. каф. ГРРКК,
доктор геологічних наук

КАФЕДРА
В.С. Савчук
Додаток 3

КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

Результати перевірки на наявність плагіату
в магістерській роботі студента групи 103м-18-1
Ключка Ельвіри Тарасівни

«Дослідження механізму насичення газом водоносних структур
та обґрунтування параметрів створення і експлуатації газосховищ»

Зазначена робота перевірена комп'ютерною програмою виявлення та запобігання плагіату «StrikePlagiarism».

За результатами перевірки відсоток запозичень складає 30 %.

Науковий керівник

Проф. Інкін О.В.

Нормо контролер

Доц. Загриценко А.М.

Зав. кафедри

Проф. Рудаков Д.В.

13.12.2019 р.



КАФЕДРА
ГІДРОГЕОЛОГІЇ
ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ

The logo is a circular emblem with a blue and white color scheme. The top half features a stylized cityscape with a crane and buildings. The bottom half shows a cross-section of the Earth with a grid of latitude and longitude lines, a large blue arrow pointing right, and a crossed hammer and pickaxe symbol. The text 'КАФЕДРА ГІДРОГЕОЛОГІЇ ТА ІНЖЕНЕРНОЇ ГЕОЛОГІЇ' is written in a bold, blue, sans-serif font across the middle of the emblem.