



Прийнято 05.12.2025. Прорецензовано 19.05.2026. Опубліковано 30.05.2026.

УДК 622.691.24:550.34.01+550.83.05

DOI: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-115-122

ВИКОРИСТАННЯ СУЧАСНИХ ЗАСОБІВ МОДЕЛЮВАННЯ ПРОЦЕСУ ЦИКЛІЧНОЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНОГО СХОВИЩА ПРИРОДНОГО ГАЗУ ТА CO₂ У ВОДОНОСНОМУ ПЛАСТІ

Дякончук С. А. *

Начальник департаменту

АТ «Укртрансгаз», філія «Науково-дослідний інститут транспорту газу» (Інститут транспорту газу)
бульвар Гончарівський, 16, м. Харків, 61004, Україна<https://orcid.org/0009-0008-4388-0841>e-mail: ioffice@utg.ua, dyakonchuk-sa@utg.ua**Стогній О. В.**

Кандидат технічних наук, начальник відділу

АТ «Укртрансгаз», філія «Науково-дослідний інститут транспорту газу» (Інститут транспорту газу)
бульвар Гончарівський, 16, м. Харків, 61004, Україна<https://orcid.org/0009-0003-0606-3053>e-mail: ioffice@utg.ua, stognii-ov@utg.ua**Дубров Д. П.**

Провідний інженер

АТ «Укртрансгаз», філія «Науково-дослідний інститут транспорту газу» (Інститут транспорту газу)
бульвар Гончарівський, 16, м. Харків, 61004, Україна<https://orcid.org/0009-0002-0681-9116>e-mail: ioffice@utg.ua, dubrov-dp@utg.ua**Непапишев Є. О.**

Провідний інженер

АТ «Укртрансгаз», філія «Науково-дослідний інститут транспорту газу» (Інститут транспорту газу)
бульвар Гончарівський, 16, м. Харків, 61004, Україна<https://orcid.org/0009-0002-3344-1657>e-mail: ioffice@utg.ua, nepapyshev-yo@utg.ua**Журман Б. Д.**

Провідний інженер

АТ «Укртрансгаз», філія «Науково-дослідний інститут транспорту газу» (Інститут транспорту газу)
бульвар Гончарівський, 16, м. Харків, 61004, Україна<https://orcid.org/0009-0004-7530-3740>e-mail: ioffice@utg.ua, zhurman-bd@utg.ua

Запропоноване посилання: Дякончук, С. А., Стогній, О. В., Дубров, Д. П., Непапишев, Є. О. & Журман, Б. Д. (2026). Використання сучасних засобів моделювання процесу циклічної експлуатації підземного сховища природного газу та CO₂ у водоносному пласті. Нафтогазова енергетика, 1(45), 115-122. doi: 10.31471/1993-9868-2026-1(45)-115-122.

* Відповідальний автор



Анотація. Авторами здійснено збір та аналіз геолого-геофізичної та технологічної інформації по району Червонопартизанського підземного сховища газу. Наведено короткий огляд основних відомостей про геологічну будову, історію створення та особливості експлуатації сховища. На основі зібраної геолого-геофізичної інформації авторами створено 3D статичну геологічну модель пластів-колекторів, що в подальшому лягла в основу газогідродинамічних розрахунків. Висвітлюються загальні методологічні засади та основні етапи створення газогідродинамічної моделі. В ході дослідження зазначені методики було адаптовано з урахуванням наявних фактичних даних, та застосовано в ході створення та адаптації газогідродинамічної моделі Червонопартизанського підземного сховища газу (надалі – ПСГ). Проаналізовано історичні дані щодо технологічних режимів функціонування свердловин та сховища в цілому, обсягів закачуваного та відібраного газу, значень пластових тисків. Червонопартизанське ПСГ було створене у водоносному горизонті бат-байоського віку середньої юри. Дослідно-промислову експлуатацію було розпочато в 1968 році, в 1985 році сховище було виведено на проєктний режим експлуатації з задіянням 67 свердловин. В рамках даного дослідження авторами відтворено період експлуатації від початку створення штучного покладу у водоносному пласті до 1981 року. Шляхом ітеративної адаптації в процесі історичного співставлення періоду створення та дослідно-промислової експлуатації ПСГ досягнуто відповідність розрахункових параметрів реальним на рівні 90%. Виконано моделювання альтернативного сценарію експлуатації ПСГ в режимі сховища CO₂. Відповідно до результатів, діапазон зміни пластового тиску та газонасичений поровий простір, зайнятий CO₂ в газоподібній фазі є на 5-10% меншими порівняно з природним газом, при всіх інших незмінних параметрах. На основі отриманих результатів наведено огляд виробничих задач та викликів, що можуть бути вирішені з використанням газогідродинамічної моделі ПСГ.

Ключові слова: гідродинамічне моделювання; підземне сховище газу; газогідродинаміка, моделювання; закачування газу; відбір газу.

Вступ

Підземні сховища газу є критичним елементом системи газопостачання, що виконують функції компенсації сезонних нерівномірностей споживання паливного газу споживачами, а також підтримки функціонування газотранспортної системи України [1].

Одним із головних напрямків підвищення ефективності управління та контролю в ході експлуатації ПСГ є застосування геолого-технологічних моделей, як універсального інструменту аналізу, прогнозування та прийняття управлінських рішень. Геолого-технологічна модель є цифровою об'ємною імітацією об'єкта надрокористування, що створюється на основі тривимірної геологічної та газогідродинамічної моделі пластів-колекторів, а також комплексу технологічного обладнання [2].

Ключовим етапом при створенні геолого-технологічної моделі є етап «історичного співставлення», під час якого, на основі історичних даних про технологічні показники режимів закачування та відбору, з допомогою реалізованих у спеціалізованому програмному забезпеченні (далі – ПЗ) математичних моделей здійснюється розрахунок процесів фільтрації газу у пластовій системі.

При досягненні розрахункових технологічних показників історична модель може бути використана для прогнозування технологічних режимів у майбутніх періодах.

Аналіз сучасних закордонних і вітчизняних досліджень та публікацій

Сутність газогідродинамічного моделювання нафтогазового резервуару полягає у створенні цифрової тривимірної моделі пластової системи та математичної моделі тих фізичних процесів фільтрації флюїдів (таких як нафта, газ або вода) в пластових умовах під дією різниці тисків, сил тяжіння, капілярних сил, тощо).

Завданням газогідродинамічного моделювання пластових систем є:

- відтворення історії експлуатації при моделюванні вже діючих об'єктів;
- прогнозування режимів роботи пластової системи при плануванні видобутку або зберігання флюїдів, попередження обводнення свердловин та досягнення максимальної ефективності відбору або видобутку.

Історія розробки методів моделювання пластових систем нараховує більш ніж півстоліття. Перші реалізовані фільтраційні моделі були фізичними, пізніше – аналоговими, та лише з розвитком обчислювальної техніки набули поширення технології числового моделювання. Розвиток та поширення такого інструментарію дав можливість для технологів здійснювати ефективне прогнозування процесів експлуатації, знижуючи при цьому технологічні та фінансові ризики.

Основним законом, що описує процес руху флюїду у пористому середовищі, а саме залежність швидкості потоку від градієнту тиску та в'язкості флюїду [3]:

$$Q = k F \frac{\Delta p}{\mu}, \quad (1)$$

де k – коефіцієнт проникності пористого середовища, м^2 ; Δp – перепад тиску, Па; μ – динамічний коефіцієнт в'язкості, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Диференціальне рівняння неусталеної фільтрації пружної рідини в недеформівному пористому пласті за законом Дарсі має вигляд:

$$\frac{k}{\mu} \left| \frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} \right| = \beta * \frac{\partial p}{\partial t} \quad (2)$$

або

$$\nabla^2 p = \frac{1}{k} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3)$$

де k – коефіцієнт п'єзопровідності пласта; p – тиск, Па; μ – динамічний коефіцієнт в'язкості, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

Рівняння (3) також називають основним диференціальним рівнянням пружного режиму фільтрації або рівнянням п'єзопровідності [4].

Числове вирішення динамічної задачі (симуляція) передбачає розв'язання системи диференціальних рівнянь, що описують процеси тривимірної фільтрації багатофазного флюїду, згідно із законами збереження маси, імпульсу та енергії. При цьому, при числовому вирішенні диференціальних рівнянь фільтрації в програмному середовищі симулятора, об'єм резервуару в моделі апроксимується набором дискретних блоків (комірок), що містять інформацію про основні статичні параметри середовища: компонентний склад порід, пористість, проникність, інші петрофізичні характеристики, що беруть участь у розрахунках. Така статична геологічна модель формується в результаті комплексного аналізу всієї наявної геолого-геофізичної інформації на ділянці досліджень – геолого-геофізичних досліджень, буріння, геофізичного дослідження свердловин (далі – ГДС) та ядерних лабораторних досліджень [5].

При ініціалізації динамічної симуляційної моделі враховуються основні параметри флюїдонасичення, початкові та граничні умови, історичні дані про спостережені параметри технологічних режимів експлуатації.

Висвітлення невіршених раніше частин загальної проблеми

Червонопартизанське підземне сховище газу було створено на базі нижньобатського (J_2bt) і байоського (J_2b) водоносних горизонтів в межах однойменної структури в північно-західній частині південної прибортової зони Дніпрово-Донецької западини.

Створення ПСГ було розпочате в 1968 році в режимі дослідної експлуатації з задіянням

чотирьох свердловин, що тривав до 1973 року. Другий етап формування газового покладу тривав з 1974 по 1985 рік, кількість експлуатаційних свердловин зросла від 4 до 40. Після 1985 року сховище експлуатується в проектному циклічному режимі, з задіянням 67 свердловин.

Створення газогідродинамічної моделі Червонопартизанського ПСГ в рамках даного дослідження виконується вперше.

Мета та завдання дослідження

Метою дослідження є проведення порівняльного аналізу процесів експлуатації підземного сховища газу у водоносному пласті в умовах різного хімічного складу флюїду, на основі цифрової газогідродинамічної моделі.

Висвітлення основного матеріалу дослідження

Відповідно до Технологічного проекту циклічної експлуатації Червонопартизанського ПСГ, пласт-колектор складений дрібнозернистими алевролітовими пісками та алевролітами, що переходять в нижній частині розрізу в глинисті алевроліти та алевритисті глини. Товщина піщаної частини нижньобатського пласта-колектора змінюється в межах площі від 10 до 22 м. Проникна частина змінюється від 8 до 19 м. Середня товщина проникної частини складає близько 16-18 м. Середня проникність пластів-колекторів – в межах 1,7 Дарсі – 2,4 Дарсі ($1 \text{ Дарсі} = 1,02 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$). Середня пористість – 31%. Сумарна ефективна товщина – 34 м [6].

Статична геологічна модель Червонопартизанської структури була побудована на основі аналізу та комплексної інтерпретації 2D сейсмопрофілів різних років та свердловинної інформації: стандартного та радіоактивного каротажу, результатів аналізу керну на етапі буріння (рисунк 1).

При розбурюванні структури, в усіх свердловинах ПСГ проводився стандартний комплекс геофізичних досліджень: стандартний електричний каротаж, самочинна поляризація, гамма-каротаж та нейтронного гамма каротажу. Результати аналізу керну збереглися у вигляді геологічних звітів та описів відібраних зразків, з визначенням характеристик пористості та проникності. На відміну від ГДС, подібних описів доступна є досить обмежена кількість.

Середня відстань між свердловинами становить 150-200 м, тому розмір сітки симуляційної моделі був встановлений 50×50 м, сере-

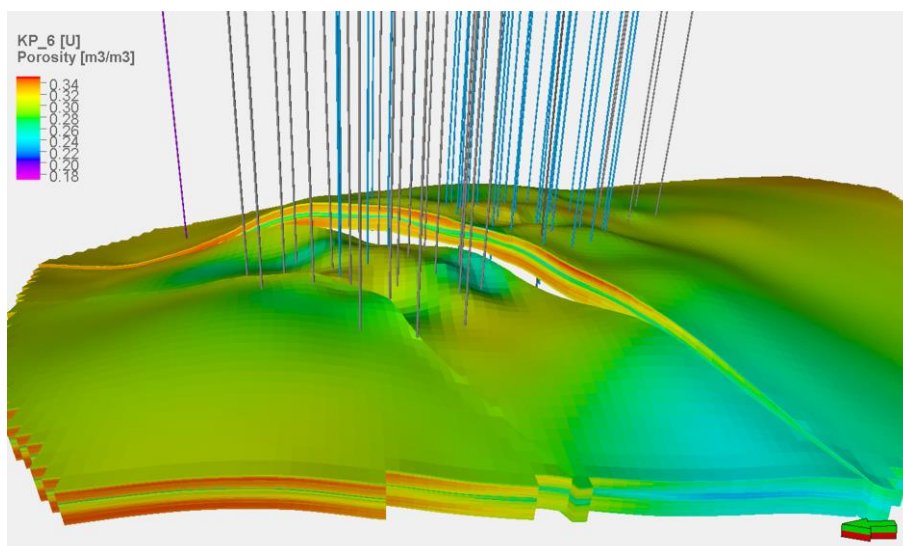
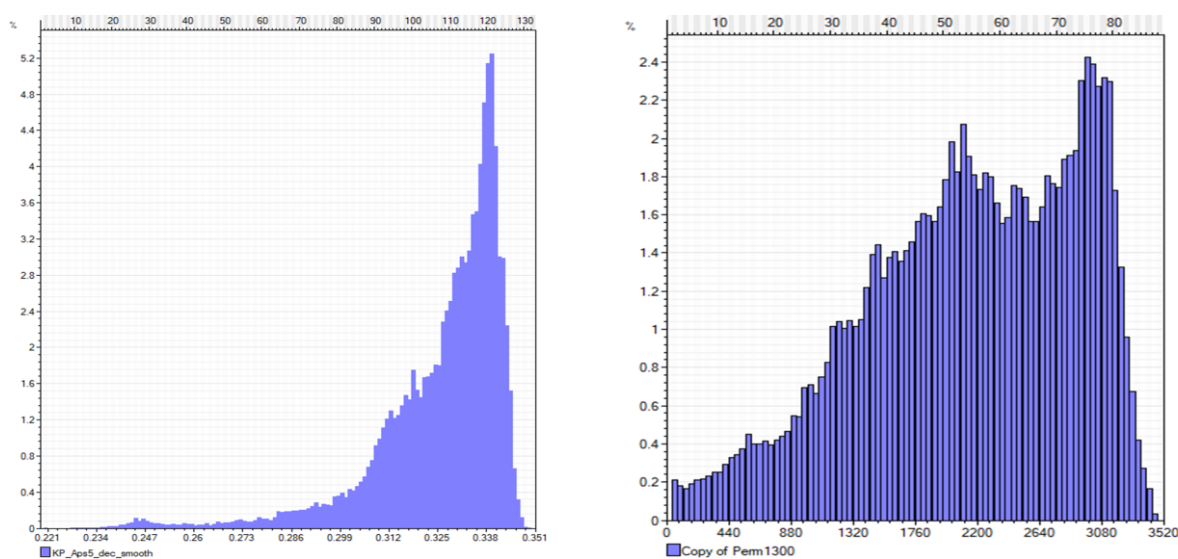


Рисунок 1 – Статична геологічна модель пористості Червонопартызанського ПСГ



а

б

Рисунок 2 – Гістограми розподілу пористості (а) та проникності (б) пласта-колектора ПСГ

дній розмір комірки по вертикалі – 2,5 м. Такі параметри сітки дозволили зберегти достатній рівень детальності опису зміни петрофізичних характеристик пластів в просторі, та в той же час досягти прийнятних часовитрат на виконання однієї симуляційної ітерації. Поширення параметрів пористості та проникності колектора виконувалось на основі просторового варіограмного аналізу розрахованих даних у свердловинах. Гістограми розподілу ключових параметрів представлені на рисунку 2.

Для відтворення характеристик водонапірної системи, по периметру ґрида було створено модель аквіфера за Фетковичем, загальним об'ємом 28 млн.м³.

Історичне співставлення було виконане по періоду формування штучного газового покладу, з 1968 по 1981 рік. Тестове закачування відбувалось з задіянням чотирьох свердловин,

з 1968 по 1973 рік. В подальшому кількість діючих експлуатаційних свердловин збільшувалась, до 1981 року їх кількість було поступово доведено до 33 (рисунк 3).

Основною складністю при підготовці даних, з яким стикнулись автори – відсутність регулярної поденної статистики експлуатаційних режимів та обсягів закачуваного та відібраного газу. На початкових етапах створення ПСГ, регулярні визначення пластового тиску виконувались після завершення сезонів закачування або відбирання. За 1972 та 1976 роки дані про визначення пластових тисків серед доступних матеріалів відсутні. З 1977 року доступні помісячні заміри тисків в сезонах закачування.

Також до липня 1980 року доступні лише помісячні дані про обсяги закачування, в проміжку з 1980 по 1987 роки – поденні обсяги.

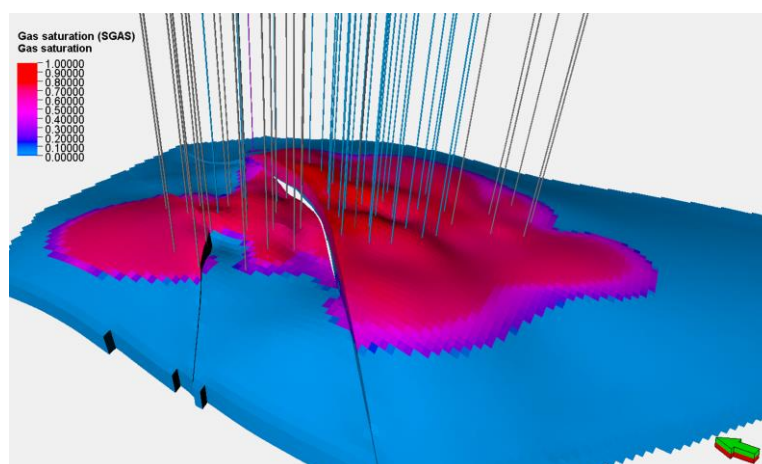


Рисунок 3 – Газонасиченість пласта-колектора в кінці сезону закачування 1981 року

Статистика обсягів відбору також нерівномірна: до 1974 року доступні помісячні звіти, з 1974 по 1987 роки – періоди помісячних та поденних записів чергуються з різною періодичністю. Тому, у випадку відсутності поденних записів, при підготовці вхідного набору історичних даних виконувався розподіл відомих обсягів по кількості операційних днів за період, та приведення їх таким чином до єдиної поденної періодичності.

В результаті виконання історичного співставлення, та пов'язаного з цим ітеративного уточнення параметрів динамічної моделі вдалось досягнути відповідності на рівні 90%, що дозволяє в подальшому використовувати дану модель, як дієвий інструмент прогнозування робочих параметрів та операційних режимів пластової системи та ПСГ в цілому.

В подальшому авторами адаптовано дану модель для використання з альтернативними флюїдами. Так, в рамках дослідження було реалізовано уявний сценарій роботи ПСГ, як сховища CO₂, де змодельовано процес закачування та зберігання діоксиду вуглецю у водоносному пласті.

Для розрахунку була застосована розрахункова модель black oil (Dry gas), при цьому фізичні характеристики діоксиду вуглецю апроксимовані зміною масової характеристики моделі флюїду. Таке спрощення зумовлює суттєві обмеження порівняно з композиційною моделлю, як наприклад неможливість моделювання процесів в умовах, близьких до критичних. Проте враховуючи факти, що протягом періоду симуляції склад закачуваного флюїду є сталим (моделюється уявний випадок закачування «сухого газу» у водоносний пласт), а досягнення критичних умов для CO₂ в пласті є неможливим для даного ПСГ, то на даному етапі таке спрощення вважається авторами прийнят-

ним. Максимальний проєктний тиск для Червонопартизанського ПСГ складає 56 кгс/см², що значно нижче значень критичного тиску для CO₂, а середня пластова температура становить 18-20⁰С, процеси фазового переходу (зрідження) CO₂ в даному випадку не враховувались. Параметри статичної моделі при цьому залишались сталими, змінюється лише фізико-хімічні характеристики закачуваного флюїду.

Таблиця 1 – Фізичні параметри флюїдів у моделі

	Щільність (ст.у.), кг/м ³	T _{крит} , °С	P _{крит} , кгс/см ²	V _{крит} , см ³ /моль
CH ₄	0,7168	-82,59	46,80	98,63
CO ₂	1,977	30,98	75,26	94,12

На рисунку 4 представлено порівняльні результати закачування для природного газу та CO₂. В другому випадку значення пластового тиску на 5–10% нижчі, ніж при закачуванні природного газу. Очікувано, дане явище пов'язане з різними значеннями щільності та критичного молярного об'єму, та відмінностями інших фізичних характеристик газів. Також, моделлю передбачено, що частина CO₂ в пластових умовах розчинилась у воді, проте за рахунок високої густини (більше ніж в 2 рази порівняно з метаном), він є значно менш рухливим (рисунок 5).

В подальшому в рамках дослідження передбачено:

- доповнення історії експлуатації та відтворення повної історії експлуатації від моменту створення до теперішнього часу;

- адаптацію та прогнозування роботи ПСГ із багатofазними флюїдними моделями;

- застосування апробованої методології при подальшій розробці проєктних рішень зі створення сховищ CO₂ в Україні.

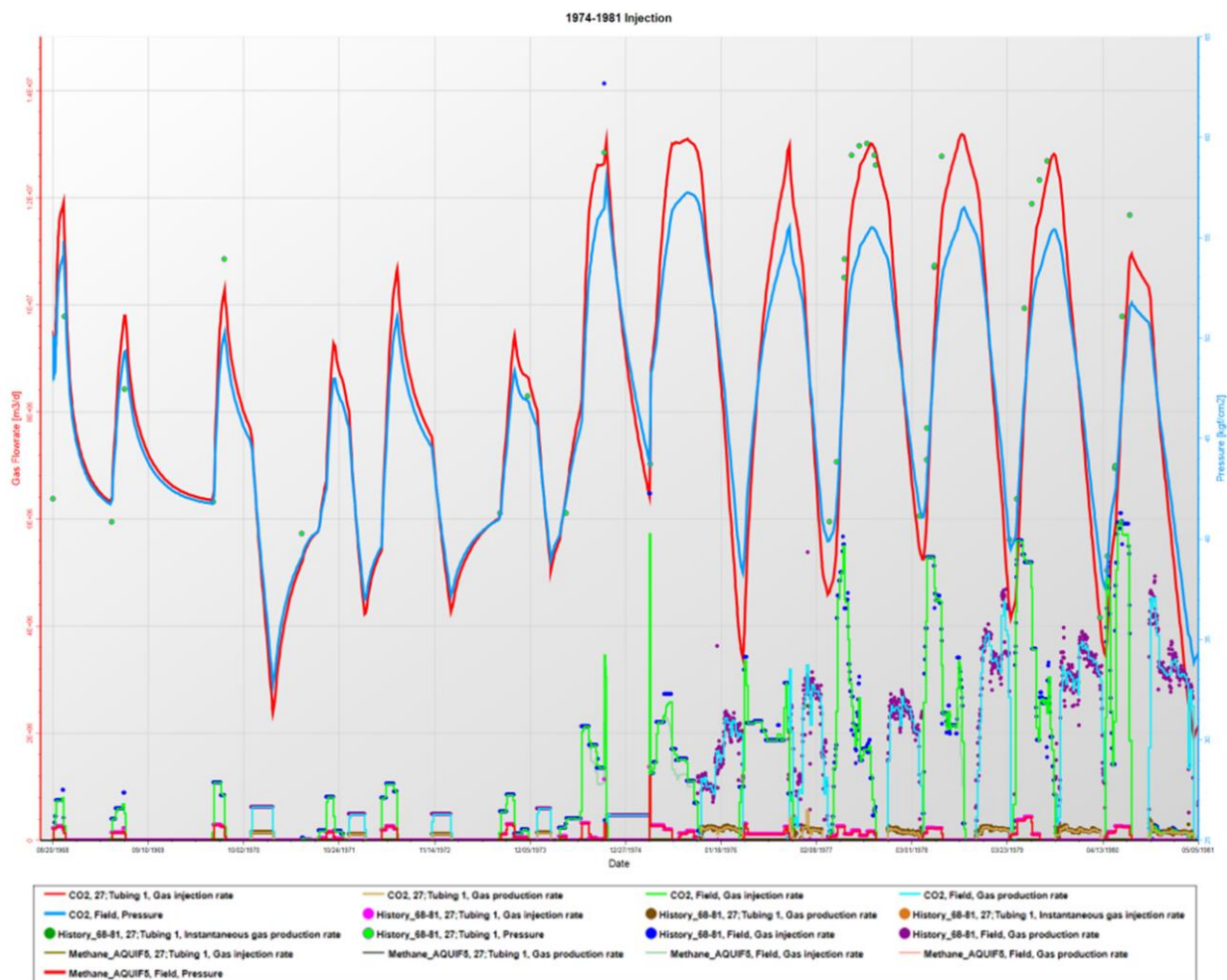


Рисунок 4 – Середній пластовий тиск протягом періоду симуляції закачування CH_4 (червоним) та CO_2 (синім)

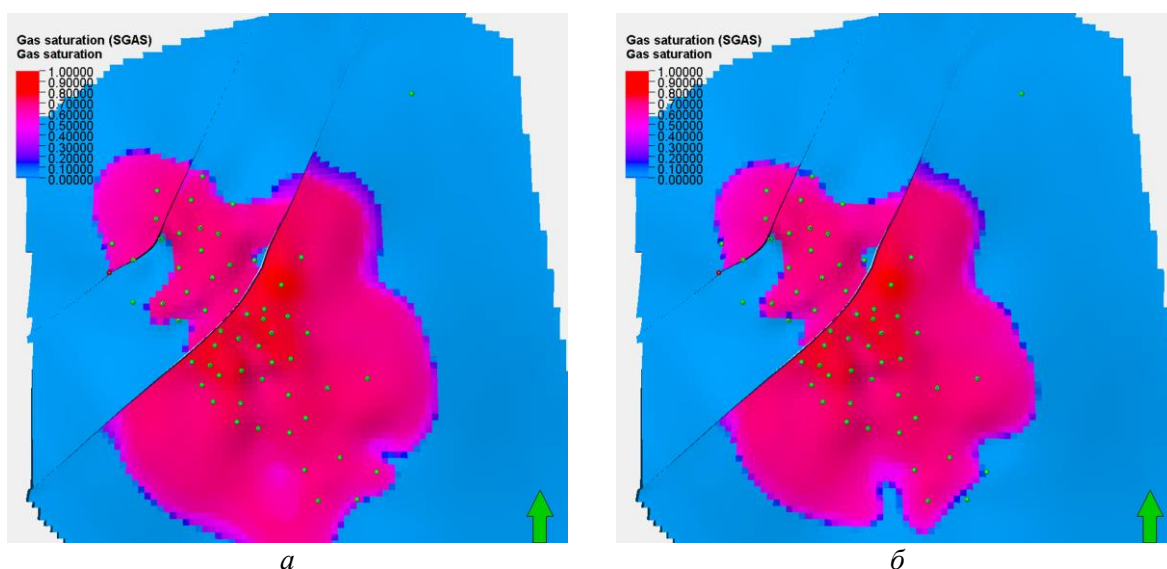


Рисунок 5 – Карти насиченості пласта-колектора для кейсів природного газу (*a*) та CO_2 (*б*) в кінці сезону закачування

Висновки

В ході дослідження авторами виконано збір та аналіз геолого-геофізичної інформації в районі Червонопартизанської структури, що на даний момент використовується як підземне сховище газу в інтервалі водоносних горизонтів нижньобатського (j_2bt) і байоського (j_2b) ярусів юрського віку. На основі інтерпретації та аналізу 2D сейсмоданих та матеріалів геофізичних досліджень свердловин в програмному комплексі Petrel створено статичну 3D геологічну модель, визначено фільтраційно-ємнісні характеристики пластів-колекторів.

З використанням статичної 3D моделі, створено газогідродинамічну модель періоду дослідно-промислової експлуатації ПСГ, а саме від початку створення штучного покладу у водоносному пласті до 1981 року. Створену модель адаптовано до реальних історичних показників пластових тисків. Розходження реальних та модельних значень пластового тиску складає до 5 кгс/см^2 , що є задовільним результатом, враховуючи дефіцит та розрізненість історичної інформації про початковий період створення сховища.

В рамках дослідження створено уявний кейс процесу закачування діоксиду вуглецю у водоносну структуру. Відповідно до результатів, діапазон зміни пластового тиску та газонасичений поровий простір, зайнятий CO_2 в газоподібній фазі є на 5-10% меншими порівняно з природним газом, при всіх інших незмінних параметрах.

Створення газогідродинамічної моделі пластових систем ПСГ, що задовольняє цільовим параметрам детальності та точності, відкриває потенціал вирішення наступних виробничих задач та викликів:

- поточний моніторинг технологічних параметрів роботи пластової системи в будь-який момент часу та встановлення умов і шляхів міграції газу в пласті;
- планування технологічних режимів роботи сховища в умовах, відмінних від проектних, за змінного хімічного складу газу, не циклічних періодів закачування та відбору;
- оптимізація обсягів буферного газу;
- аналіз ризиків геологічного та технологічного характеру;
- планування заходів з реконструкції та модернізації ПСГ.

Подяки

Відсутні.

Конфлікт інтересів

Відсутній.

Список використаних джерел

1. Савків Б.П., Пінчук С.О. Створення та експлуатація підземних сховищ газу. К.: Світ Успіху, 2013р. 316с.
2. Родовища нафти та газу. Геолого-технологічні цифрові моделі. Порядок створення та використання. СОУ 74.2-20077720-042:2011. Київ: НАК «Нафтогаз України», 2011 р. 63с.
3. В.М. Турик, «Гідрогазодинаміка» - Київ, КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021 р. 145с.
4. Бойко В.С., Бойко Р.В. «Розробка та експлуатація нафтових та газових родовищ» ISBN 966-7327-93-0 Київ «Реал-Принт» 2004 р. 693с.
5. Звіт про науково-дослідну роботу «Розробити технологічний проект циклічної експлуатації Червонопартизанського ПСГ» (заклучний). м. Харків, УкрНДІГаз, 2005 р.

References

1. Savkiv B.P., Pinchuk S.O. Creation and Operation of Underground Gas Storage. – Kyiv: Svit Uspikhu, 2013. 316 p.
2. Oil and Gas Fields. Geological and Technological Digital Models. Procedure for Creation and Use. SOU 74.2-20077720-042:2011. Kyiv: NJSC "Naftogaz of Ukraine", 2011. 63p.
3. V.M. Turyk, "Hydrogasodynamics" Kyiv, Igor Sikorsky KPI, 2021. 145 p.
4. Boyko V.S., Boyko R.V. "Development and Operation of Oil and Gas Fields" ISBN 966-7327-93-0 - Kyiv "Real-Print" 2004. 93 p.
5. Report on Research Work "Develop a Technological Project for Cyclical Operation of Chervonopartizansky Underground Gas Storage" (final). Kharkiv, UkrNDIGaz, 2005.

APPLICATION OF MODERN SIMULATION TOOLS FOR THE CYCLIC OPERATION PROCESS OF UNDERGROUND NATURAL GAS AND CARBON DIOXIDE STORAGE IN AN AQUIFER

Diakonchuk S. A.

Head of Department

JSC "Ukrtransgaz", Branch "Scientific Research Institute of Gas Transport" (Gas Transport Institute)

16 Honcharivskiy Boulevard, Kharkiv, 61004, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0008-4388-0841>

e-mail: ioffice@utg.ua, dyakonchuk-sa@utg.ua

Stohniy O. V.

Candidate of Technical Sciences, Head of Department

JSC "Ukrtransgaz", Branch "Scientific Research Institute of Gas Transport" (Gas Transport Institute)

16 Honcharivskiy Boulevard, Kharkiv, 61004, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0003-0606-3053>

e-mail: ioffice@utg.ua, stognii-ov@utg.ua

Dubrov D. P.

Lead Engineer

JSC "Ukrtransgaz", Branch "Scientific Research Institute of Gas Transport" (Gas Transport Institute)

16 Honcharivskiy Boulevard, Kharkiv, 61004, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0002-0681-9116>

e-mail: ioffice@utg.ua, dubrov-dp@utg.ua

Непapashev Ye. O.

Lead Engineer

JSC "Ukrtransgaz", Branch "Scientific Research Institute of Gas Transport" (Gas Transport Institute)

16 Honcharivskiy Boulevard, Kharkiv, 61004, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0002-3344-1657>

e-mail: ioffice@utg.ua, nepapyshev-yo@utg.ua

Zhurman B.D.

Lead Engineer

JSC "Ukrtransgaz", Branch "Scientific Research Institute of Gas Transport" (Gas Transport Institute)

16 Honcharivskiy Boulevard, Kharkiv, 61004, Ukraine

<https://orcid.org/0009-0004-7530-3740>

e-mail: ioffice@utg.ua, zhurman-bd@utg.ua

Abstract. The authors collected and analyzed geological-geophysical and technological information on the Chervonopartyzansky underground gas storage area. A brief overview of the main data on geological structure, history of creation, and features of storage operation is provided. Based on the collected geological-geophysical information, the authors created a 3D static geological model of the reservoir layers, which subsequently formed the basis for gas-hydrodynamic calculations. The general methodological principles and main stages of creating the gas-hydrodynamic model are highlighted. During the study, the mentioned methods were adapted taking into account the available factual data and applied in the creation and adaptation of the Chervonopartyzansky UGS gas-hydrodynamic model. Historical data on the operational modes of wells and the storage as a whole, volumes of injected and withdrawn gas, and reservoir pressure values were analyzed. The Chervonopartyzanske UGS was created in a water-bearing horizon of Bathonian age of the Middle Jurassic. Pilot-industrial exploitation began in 1968, and in 1985 the storage facility was brought to the design operating mode with 67 wells in use. Within the framework of this study, the authors reconstructed the period of exploitation from the beginning of the creation of the artificial reservoir in the aquifer up to 1981. Through iterative adaptation in the process of historical comparison of the period of creation and pilot-industrial exploitation of the UGS, the correspondence of calculated parameters to the real ones was achieved at a level of 90%. An alternative scenario of UGS operation in CO₂ storage mode was modeled. According to the results, the range of reservoir pressure change and the gas-saturated pore space occupied by CO₂ in the gaseous phase are 5-10% lower compared to natural gas, with all other parameters remaining unchanged. Based on the obtained results, an overview of production tasks and challenges that can be solved using a gas-hydrodynamic model of a gas storage facility, which meets the target parameters of detail and accuracy, is provided.

Keywords: hydrodynamic modeling; underground gas storage; gas hydrodynamics, modeling; gas injection; gas withdrawal.