

## РОЗРОБКА ПРОГРАМНОГО ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ ДЛЯ АНАЛІЗУ ТА ОПТИМІЗАЦІЇ РЕЖИМІВ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Притула Н. М., Притула М. Г., Бойко Р. В.

Об'єктом дослідження є підземні сховища газу (ПСГ) та їх технологічні об'єкти, які задіяні в процесі нагнітання, зберігання та відбирання газу. Однією із найважливіших виявлених проблем є забезпечення надійної та економічної експлуатації ПСГ у складі газотранспортної системи (ГТС) України. Один із шляхів рішення проблеми – розробити ефективне програмне забезпечення (ПЗ) як інструменти прийняття рішень, які, в ході проведених досліджень, виявилися відсутніми у диспетчерських служб із управління ГТС.

Проведений аналіз існуючих ПЗ на ринку програмних продуктів показав їх невідповідність необхідним вимогам за функціональністю, набором та швидкістю розв'язування задач. В основному розроблене ПЗ було орієнтоване на експлуатацію вугледобувних підприємств і не могло бути адаптованим для експлуатації ПСГ, в яких процеси, особливо фільтраційні в пластах-колекторах, проходять на порядок швидше.

Розроблення нового багатофункціонального програмного продукту було орієнтовано на забезпечення процесів моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів в об'єктах ПСГ, ідентифікації їх технічного та технологічного стану та планування експлуатаційних параметрів об'єктів ПСГ.

Розроблений програмний продукт забезпечив уточнення геофізичних параметрів пластів-колекторів більшості ПСГ України. Отримані оцінки величини ефекту від реконструкції ПСГ у випадках фізико-хімічних обробок вибою свердловин, заміни компресорних станцій газоперекачуючих агрегатів на імпорتنі з кращим ККД, при переході зі шлейфово-колекторної системи збору газу на повністю шлейфову. Розроблене ПЗ використовується і для високоточного моделювання режимів роботи в екстремальних умовах експлуатації ПСГ.

Системний ефект від експлуатації розробленого програмного забезпечення досягається за рахунок проведення досліджень для формування передпроектних рішень. А також числових експериментів на предмет вивчення та оцінки потенціалу оптимізації, та оптимального планування перспективних рішень і оперативної експлуатації.

**Ключові слова:** програмне забезпечення, підземне сховище газу, фільтрація газу, оперативне планування, компресорна станція.

### 1. Вступ

Розроблені системна модель, математичне та на їх основі програмне забезпечення дозволило поставити і ефективно розв'язати набір режимних

задач, які виникають в процесі експлуатації підземних сховищ газу (ПСГ) в складі газотранспортної системи (ГТС) [1].

За модель життєвого циклу розроблення програмного забезпечення (ПЗ) була взята еволюційна модель [2], яка пропонує послідовну реалізацію блоків конструкції програмної системи. Вимоги до блоків встановлюються часткові і уточнюються в процесі їх апробації на реальних даних. У процесі реалізації наступних проміжних блоків структури системи попередні блоки, при потребі, коригуються. Паралельно з розробленням ПЗ проводилися дослідження предметної області для вивчення потреб замовника і аналізу можливості застосування цієї моделі для реалізації системи. Використовувана модель розроблення ПЗ не вимагає формування повної множини вимог. Тому система створювалася ітераційним шляхом її еволюційного розвитку з отриманням робочих систем – прототипів. З часом вимоги змінювалися під впливом розробок, які проводяться для ГТС. Так, ефективні діючі програмні модулі – розрахунок розподільчих газових мереж з висотними відмітками у вершинах та розрахунок багатоцехових компресорних станцій [3], забезпечили швидкий розрахунок режимів роботи ПСГ. Це дозволило поставити та розв'язати основні оптимізаційні задачі ефективної експлуатації окремих груп, технологічно поєднаних в складі ГТС ПСГ.

Слід згадати, що в січні 2009 році в умовах повного припинення транзитних та імпорتنих потоків газу ГТС України диспетчерські служби ПАТ «Укртрансгаз» забезпечили, в умовах реалізації непроєктних режимів експлуатації ГТС, підняття необхідного об'єму газу із сховищ газу. Непроєктний режим експлуатації ГТС був реалізований засобами програмного комплексу [3]. На той час ПСГ України забезпечили газом як споживачів України, так і її сусідів. Завдяки ефективній експлуатації ПСГ протягом сезонів нагнітання та відбирання газу проблеми із газом були також успішно вирішені і в 2018. Вказані випадки вимагали швидкої реалізації роботи ГТС та ПСГ в умовах екстремальних режимів. На даний час ефективні програмні інструменти – моделювання, оптимальне планування та управління газодинамічними та фільтраційними процесами в ГТС та ПСГ стали важливою складовою системи енергетичної безпеки України.

Нові вимоги щодо постановок задач, розроблення математичного та програмного забезпечення диктувалися вище згаданими подіями, а також і змінами умов на газових ринках України та Європи (технологічними та економічними) експлуатації як ГТС, так і ПСГ.

## **2. Об'єкт дослідження та його технологічний аудит**

*Об'єктом дослідження* є як окремі підземні сховища України, так і підземні сховища в складі газотранспортної системи.

Склалася певна послідовність операцій для отримання гідродинамічної моделі ПСГ, яка аналогічна послідовності моделювання нафтогазового родовища і включає послідовну побудову трьох взаємопов'язаних моделей: петрофізичної, геологічної і фільтраційної (гідродинамічної) [4]. Результати кожного з етапів моделювання використовуються на наступному етапі в якості

вихідних даних. Для побудови кожної з моделей потрібне застосування спеціалізованої методики та програмних засобів.

Принциповою особливістю такого підходу є істотний вплив геологічної моделі на результати гідродинамічного моделювання. Використання геологічної моделі, в основному, доцільне при вирішенні задач оцінки обсягів пастки, аналізу герметичності об'єкта тощо. Із-за схожості задач моделювання об'єктів ПСГ у виснажених родовищах і у водоносних пластах із завданням моделювання нафтогазових родовищ, для моделювання ПСГ традиційно використовуються ті ж програмні продукти, що і для моделювання нафтогазових родовищ.

Разом з тим, багаторічна практика моделювання ПСГ дозволила виявити ряд специфічних моментів, що відрізняють моделювання ПСГ від моделювання нафтогазових родовищ, і вимагають внесення коригувань до застосованих методик і програмних продуктів. Експлуатація багатьох ПСГ і аналіз процесів, які протікають в пласті, істотно збільшують роль фільтраційного моделювання, як інструменту вивчення і контролю достовірності геологічної будови об'єкта.

У той же час, циклічність експлуатації об'єктів ПСГ потенційно дозволяє вирішити задачу моделювання такої системи з принципово іншими підходами, можливість застосування яких в разі моделювання родовищ відсутня. У перспективі це дозволяє підвищити загальну вірогідність моделювання, відмовившись від традиційної для моделювання нафтогазових родовищ послідовної схеми побудови петрофізичної, геологічної і гідродинамічної моделей, яка змушує виконувати їхнє ітераційне уточнення. З іншого боку, використання дещо іншого підходу вимагає розробки нової методологічної та програмної бази, оскільки необхідна функціональність не може бути реалізована на базі вже існуючих програмних продуктів.

В процесі проведення аналізу методичного, метрологічного, програмного забезпечення та існуючої системи прийняття рішень (стратегічного та оперативного планування) показали, що:

- частина прийнятих рішень обґрунтовуються інформацією набутою в процесі багаторічної експлуатації ПСГ. Проведений аналіз режимів роботи ПСГ за багато років показав, що не існує хоча би двох сезонів з однаковими режимами експлуатації сховищ;

- параметри процесів за межами існуючих робочих областей отримуються екстраполяційним способом без врахування їх суттєвого нелінійного характеру;

- з метою проведення коректного системного аналізу поведінки в залежності від часу окремих режимних параметрів та прогнозування поведінки процесів із потрібною точністю на значних інтервалах часу доцільним було б зняття параметрів метрологічними засобами в режимі постійного моніторингу показників;

- багато необхідних режимних даних для розрахунків параметрів оперативного регулювання процесів не вимірюється;

- для забезпечення високого рівня автоматизації та телемеханізації ПСГ (інтелектуалізація процесів роботи ПСГ) необхідні значні ресурси;

– часто виникає необхідність проведення аналізу поведінки ПСГ за межами проектних режимів її експлуатації (нештатні ситуації та які pojawiaються в процесі аналізу варіантів реконструкції об'єктів ПСГ).

Значну частину перерахованих проблем можна розв'язати математичними методами, що вимагає проведення реалізації розробленого математичного забезпечення [7].

### **3. Мета та задачі дослідження**

*Мета дослідження* – провести реалізацію розробленого математичного забезпечення [5] для розв'язування режимних та технологічних задач, які виникають в процесі планування та експлуатації ПСГ.

Для досягнення поставленої мети необхідно провести таку роботу:

1. Розробити набір типових сценаріїв використання програмного забезпечення службами ПАТ «Укртрансгаз».

2. Сформулювати вимоги щодо функціональності програмного забезпечення, які диктуються існуючою системою диспетчерського управління, та забезпечити ефективну їх реалізацію.

### **4. Дослідження існуючих рішень проблеми**

Основним інструментом для науково-обґрунтованого прийняття рішень щодо раціональних варіантів експлуатації сховищ газу та використання в повній мірі всіх наявних технологічних можливостей впливу на режим, приведених вище, є розроблений моделюючий та оптимізуючий програмний комплекс. Програмні інструменти, які є складовою програмного комплексу, повинні надавати функціональний сервіс для забезпечення ефективного розв'язання максимального набору задач, які pojawiaються в процесі експлуатації ПСГ. Якість розроблення програмного забезпечення залежить, в першу чергу, від якості розроблення математичного забезпечення.

Програмні моделюючі комплекси мають значний вплив на:

– розроблення якісних, експлуатаційних технологічних рішень та формування параметрів оптимального управління процесами в реальних умовах експлуатації ПСГ;

– оцінку факторів впливу на режимні параметри роботи окремих об'єктів на етапі рішення про виведення з експлуатації окремих об'єктів;

– оцінку якості проведення ремонтних та профілактичних робіт та прийняття рішення щодо заміни обладнання тощо.

Аналіз існуючих програмних продуктів проведемо з точки зору їх ефективності використання для планування та експлуатації підземних сховищ газу.

Нині основними програмними продуктами для створення гідродинамічних моделей найчастіше виступають Eclipse (Schlumberger), Tempest (Rohar), VIP (Landmark), TimeZYX (група компаній «Траст»). Для гідродинамічного і геохімічного моделювання в нафтогазовій гідрогеології використовується HydroGeo, t-Navigator (RF Dynamics) [8].

Основними є три програмні продукти: Petrel, Eclipse, Techlog. Програмне забезпечення Petrel дозволяє створювати об'ємні моделі геологічної будови газових, газоконденсатних та нафтогазових родовищ. Маючи статичну модель, побудовану в програмному комплексі Petrel, на наступному етапі програма Eclipse моделює процес розробки нафтових і газових покладів. Програмний комплекс Techlog призначений для обробки результатів геофізичних досліджень свердловин.

Нині в Україні впроваджує програмне забезпечення компанії Schlumberger, що дозволить створювати детальні 3D-моделі родовищ. За допомогою цього комплексу програмного забезпечення є можливість деталізувати та уточнювати геологічну будову існуючих родовищ, уточнювати межі покладів та запаси вуглеводнів, та, можливо, виявити раніше невідкриті продуктивні пласти.

Основні програмні системи ще на етапі розроблення зорієнтовані, в основному, на геологічне та гідродинамічне моделювання процесів видобування вуглеводнів. Результативність використання вище перерахованих та інших програмних продуктів продемонстровано в процесі їх реалізації на конкретних об'єктах [7, 8]. Основні недоліки – інтеграція багатьох програмних продуктів для рішення однієї задачі приводить до суттєвого ускладнення процесу моделювання і до виникнення проблем із ув'язуванням різнотипних взаємозв'язаних фізичних процесів. Сказане породжує нестійкість процесу моделювання, вимагає значних часових ресурсів і впливає на адекватність процесу моделювання реальним процесам та точність результатів.

Рішення проблеми – інтеграція не програмних модулів, які мають відношення до одного із об'єктів технологічного ланцюга пласт – колектор – магістральний газопровід, а інтеграція моделей окремих технологічних об'єктів в єдину термогідравлічну модель, як це зроблено в [5]. В згаданих вище роботах виникли проблеми ще із узгодженням процесів, які мають місце на межі пластів та зосереджених джерел (свердловин). Використання Eclipse (Schlumberger) для моделювання фільтраційних процесів у пластах-колекторах ПСГ є складним та часто недоцільним. Для ПСГ, як показала практика, достатнім за точністю є двомірні фільтраційні моделі. Ці моделі, крім точності, забезпечують на декілька порядків вищу швидкість процесу моделювання, що дозволяє ставити та розв'язувати достатньо повний набір оптимізаційних задач. Існуюче зарубіжне програмне забезпечення, крім згаданих проблем із їх використання, вимагає ще відповідного інформаційного та технічного забезпечення.

Більшість зарубіжних робіт, які є дотичними до рішення розглянутих проблем, присвячені, в основному, вдосконаленню технології зберігання газу, управління, оптимізації та інноваціям, які підвищують ефективність процесу зберігання газу [9–13]. Цікавою виявилася робота щодо використання інертного газу як буферного газу підземного зберігання, у якій розглянуті практичні та економічні питання [14]. Для розв'язування таких проблем [15] була розширена функціональність програмного комплексу для моделювання роботи ПСГ. Це дало можливість побудови програмних інструментів розроблення технології

заміщення природного газу (буферного газу) інертним і забезпечити прогноз поведінки інертних газів у циклічному процесі експлуатації таких ПСГ.

Таким чином, результати аналізу дозволяють зробити висновок про те, що програмних комплексів, які б повній мірі задовольняли диспетчерські служби за функціональністю, класами розв'язаних режимних задач, простою експлуатації та впровадження, вимогами щодо інформаційного забезпечення та швидкістю реакції на дії диспетчерів досі немає.

Розробленню програмних комплексів, які б забезпечували розв'язування повного комплексу диспетчерських задач за якістю та швидкістю і присвячена дана робота.

## **5. Методи досліджень**

Проведена апробація програмного забезпечення на:

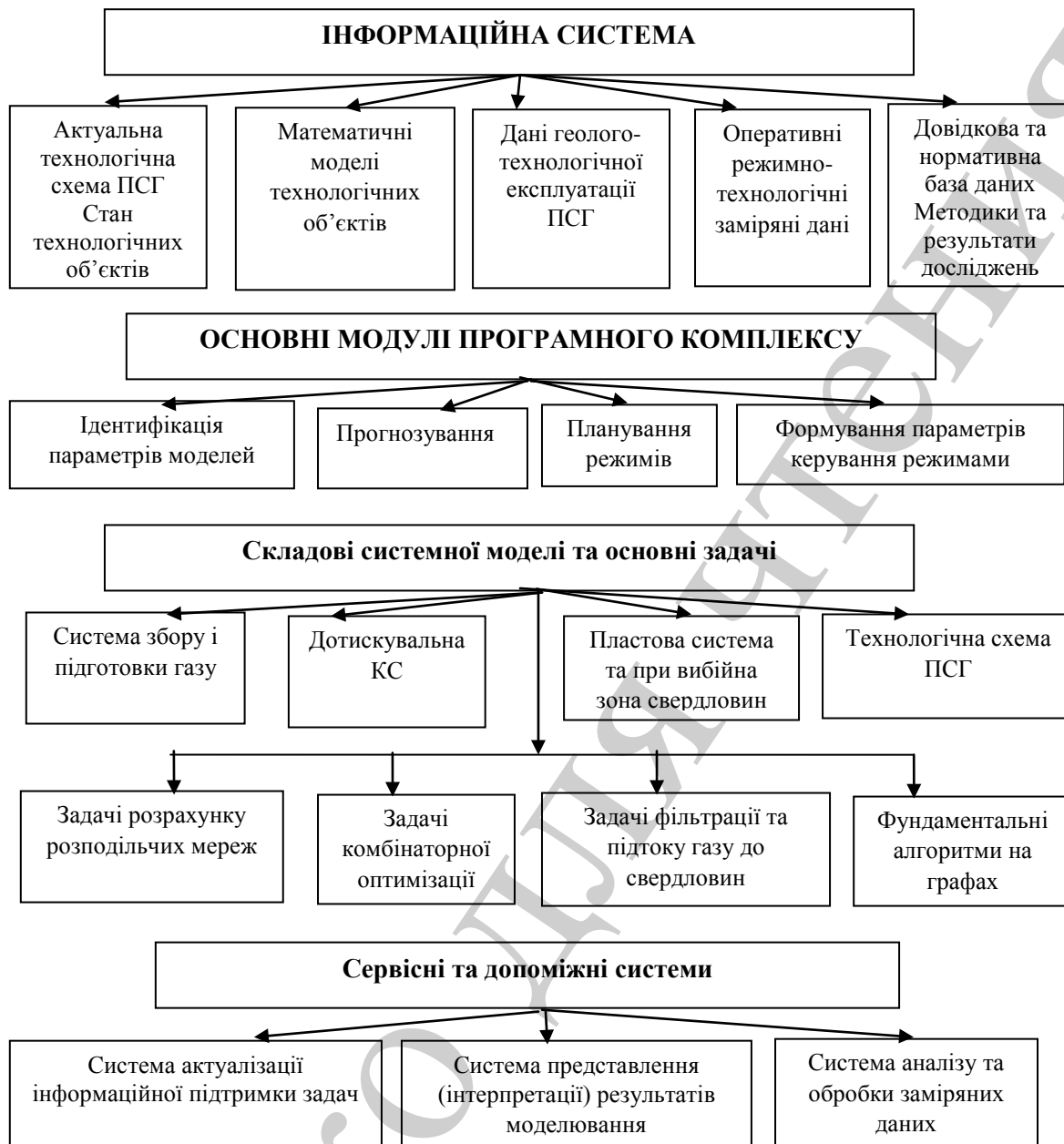
- багаторічних експлуатаційних даних (10–20 років);
- максимально можливих інтервалах зміни початкових, крайових та адаптивних параметрів;
- різних типах газосховищ, які відрізняються наборами технологічного обладнання, суттєво різними структурними пастками в надрах землі для збереження покладів газу, різними темпами експлуатації об'єктів та ПСГ в цілому.

## **6. Результати досліджень**

Програмний комплекс (ПК) складається із декількох програмних модулів, кожен із яких є орієнтованим на аналіз окремо виділених об'єктів, чи зв'язних груп з однотипних об'єктів (рис. 1). Розроблені програмні модулі, які дозволяють аналізувати групи технологічно поєднаних з різнотипних об'єктів. Для таких інтегрованих об'єктів оброблено відповідне математичне забезпечення, що забезпечило можливість стійкого ітераційного ув'язування газодинамічних параметрів на стиках різнотипних об'єктів із різним математичним представленням їх моделей.

Поставлені та реалізовані основні вимоги до програмного забезпечення – функціональні, експлуатаційні (діапазон значень), операційні, а також вимоги до інтерфейсів та безпеки користування.

Розроблений ПК враховує термогідравлічну взаємодію всіх об'єктів, які впливають на параметри потоків газу. Засоби ПК забезпечують автоматизацію процесу формування інтегрованої моделі для різних модифікацій обладнання, змін станів технологічних об'єктів, модернізації та реконструкцій окремих об'єктів та ПСГ у цілому. Інформаційний блок пов'язаний із базами заміряних даних і їх обробка дає можливість моделюючому комплексу постійно знаходитися в актуалізованому стані. Швидко оперативне проведення багатократних розрахунків забезпечує пошук оптимальних режимних параметрів на значних інтервалах часу та, при необхідності, дозволяє проводити порівняльний аналіз можливих варіантів реконструкції ПСГ. Передбачена можливість порівняльного аналізу ефективності використання різного технологічного обладнання в ході модернізації та реконструкції ПСГ.



**Рис. 1.** Структура програмного комплексу, моделі та основні задачі

ПК може працювати в декількох варіантах. Серед основних слід виділити режим експлуатації, в якому користувачу є доступними практичні всі параметри об'єктів і вхідних даних. В цьому варіанті для користувача є доступними програмні інструменти, які дозволяють редагувати технологічну схему та змінювати параметри технологічного обладнання ПСГ. Для системи оперативного планування дозволяється задавати тільки прогнозні вхідні дані – тиск в магістральних газопроводах (МГ) та об'єми відбирання чи нагнітання газу.

Програмні розрахункові модулі реалізовані в середовищі розробки програмного забезпечення Borland Delphi. Клієнтська частина модулів розроблена в середовищі Ionic засобами TypeScript, які є зворотно сумісними з

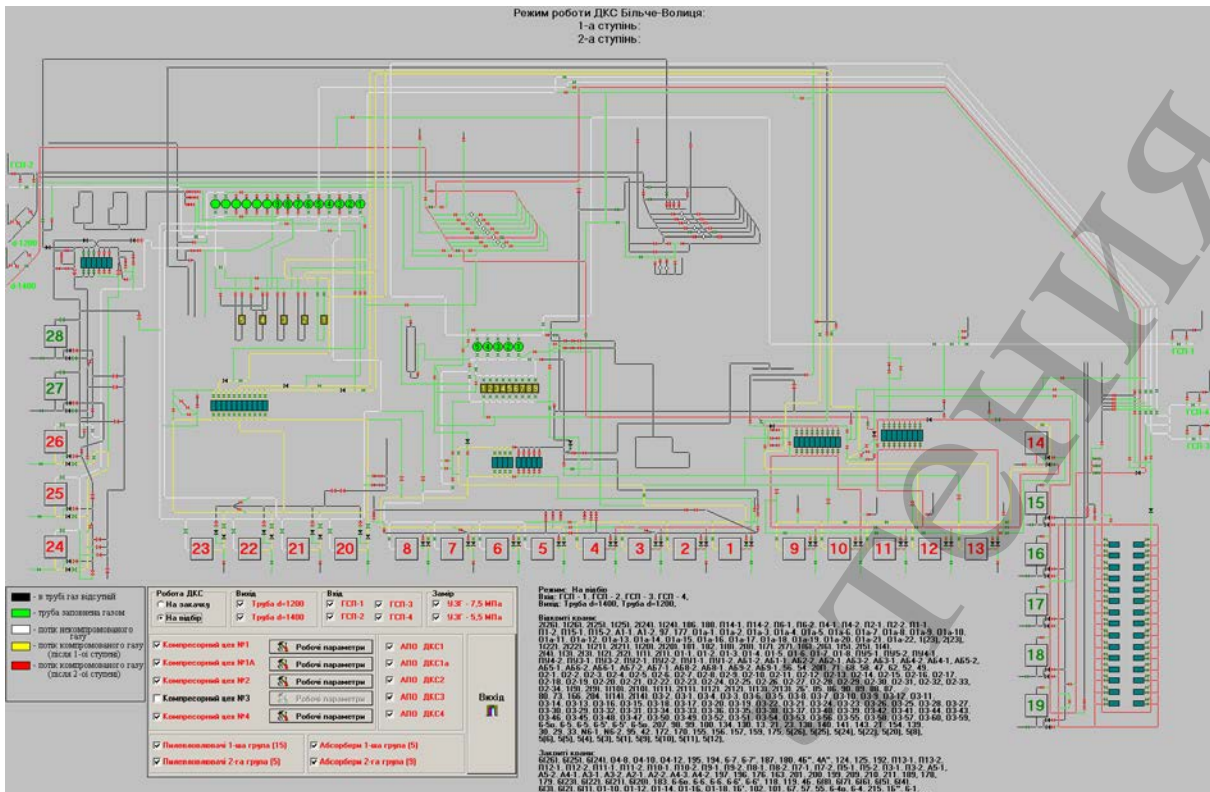
JavaScript. Фактично, після компіляції програм на TypeScript можна їх виконувати в будь-якому сучасному браузері або використовувати спільно з серверною платформою Node.js. Node.js – платформа з відкритим кодом для виконання високопродуктивних мережових застосунків, написаних мовою JavaScript. Для роботи з базами та моделями даних використана система PHP. Завдяки стандарту відкритого інтерфейсу зв'язку з базами даних MySQL, PostgreSQL, mSQL, Oracle, dbm, Hyperware, Informix, InterBase, Sybase система PHP забезпечує уникнення написання багаторядкових функцій, призначених для користувача. Ця проблема притаманна для C або Pascal.

Програмне забезпечення орієнтоване на розв'язування таких наборів режимних задач: оперативне планування, стратегічне планування, формування параметрів керування процесом відбирання та нагнітання газу, модернізація та реконструкція ПСГ, енергоаудит, аналіз нештатних ситуацій тощо (рис.1).

Предбачена можливість представлення технологічної схеми (ТС) компресорних станцій (КС) з різним рівнем детальності (максимальна детальність ТС КС представлена на рис. 2). Детальність ТС, в основному, дещо впливає на швидкість та точність отримання результату. Оптимальність роботи КС забезпечується мінімальними енергетичними затратами на режим при заданому рівні стійкості її роботи (забезпечується задана віддаленість від помпажної зони робочих точок всіх газоперекачуючих агрегатів (ГПА)).

Наведенням курсора на об'єкт можна побачити результати розрахунку параметрів потоку газу (тиск, температуру, витрату) та ступінь його стиснення (інтерпретується кольором). Система формує і топологію ТС, тобто встановлює стан всієї запірної арматури та іншого технологічного обладнання. Результати роботи ПЗ для екстремальних режимів експлуатації Більче-Волицько-Угерського ПСГ приведено в табл. 1, 2. У вказаного ПСГ технологічно поєднані два пласти-колектори газу.





**Рис. 2.** Технологічна схема дотискувальної компресорної станції Більче-Волиця з частковим представленням результатів моделювання

**Таблиця 1**

Розрахунок максимальних об'ємів відбирання газу при тиску в магістральних газопроводах 40 атм.

№ п/п	Середній тиск в робочій області пласту	Тиск на вході 1-ої ступені КС	Тиск на вході в МГ	Добовий об'єм відбору (млн. м <sup>3</sup> )
1	5,50	35,00	40,00	95,27
2	5,20	35,00	40,00	83,99
3	4,90	35,00	40,00	71,96

**Таблиця 2**

Результати розрахунку режимів роботи за даними, представленими в табл. 1

№ п/п	Витрата паливного газу (млн. м <sup>3</sup> /добу)	Режим роботи дотискувальної компресорної станції
1	0,31	[1]1:Ц-6,3/41[6060], [2]9,10,12:НЦ-16/56[3922], [4]27:Ц-6,3В/41[7162]
2	0,26	[1]1:Ц-6,3/41[5824], [2]9:НЦ-16/56[3849], 11:НЦ-16/41[3910], [4]27:Ц-6,3В/41[7418]
3	0,22	[1]3:Ц-6,3/56[6094], [2]9:НЦ-16/56[3795], 11:НЦ-16/41[3670], [4]27:Ц-6,3В/41[6099]

Структура стрічки режим [2]9,10:НЦ-16/56[4692], 11:НЦ-16/41[4872] – [2]12,13:НЦ-16/56[4562], 14:НЦ-16/76[4564], [4]24,25:Ц-6,3В/29[6086] – [4]27,28:Ц-6,3В/41[6511] є такою – [№ цеху]№ ГПА1, № ГПА2[оберти] –

[№ цеху]№ ГПА1, № ГПА2[оберти], [№ цеху]№ ГПА1, № ГПА2[оберти] – [№ цеху]№ ГПА1, № ГПА2[оберти].

Ще слід знати, що «–» – роз'єднує ступені стиску газу, «,» – працюють ГПА паралельно.

Експлуатація програмного комплексу вимагає систематичної актуалізації параметрів розроблених моделей, та, при необхідності, їх уточнення. Для проведення ідентифікації використовуються, в основному, фізичні співвідношення між параметрами.

Комплекс «ПСГ режим» дозволяє проводити адаптацію моделей технологічних об'єктів на значних часових інтервалах. Для цього реалізована можливість візуалізації розрахованих та заміряних даних, що дає можливість швидко оцінити вплив зміни того чи іншого параметру на зміну пластового тиску чи параметрів пласту (геометричних, фільтраційних, геофізичних).

На рис. 3 приведені результати уточнення параметрів пласту.

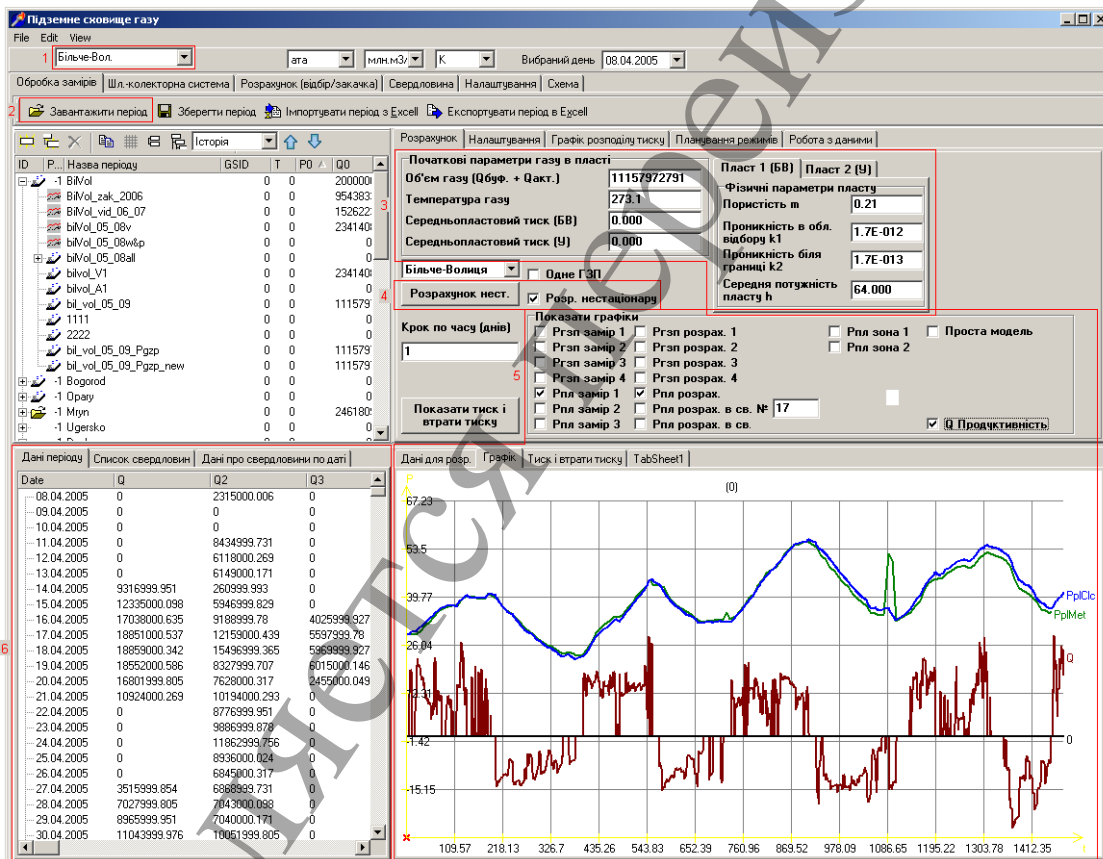


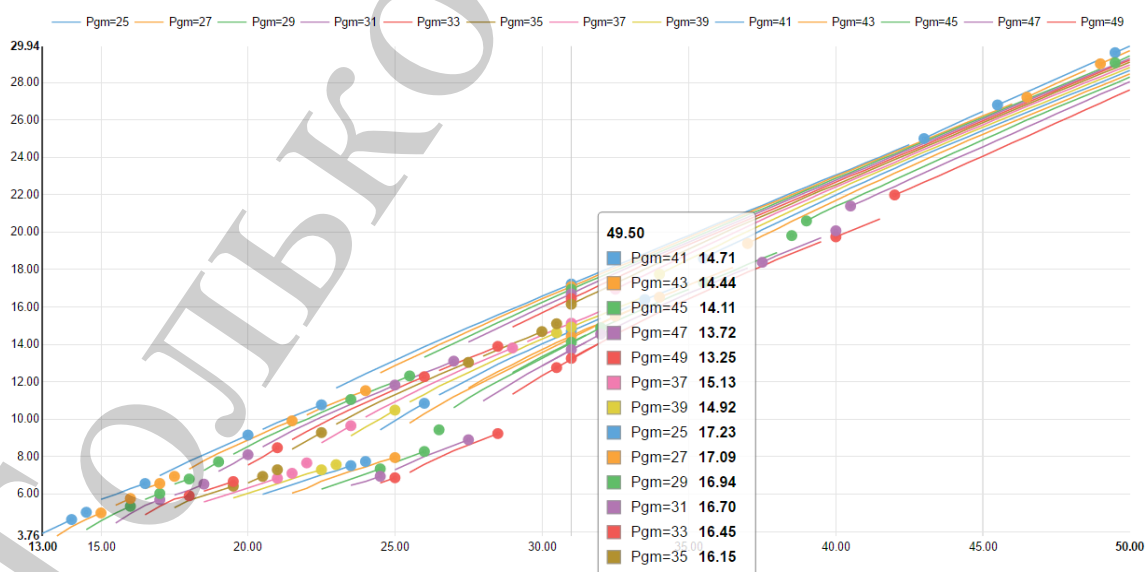
Рис. 3. Заміряні та розраховані середньо пластові тиски в робочій області (синя та зелені криві) за добовими об'ємами відбирання та нагнітання (коричнева крива)

Дві верхні криві демонструють близькість розрахованих та заміряних тисків в області робочих свердловин. Нижні криві відповідають добовим об'ємам відбирання (крива під віссю координат) та нагнітання (крива над віссю координат) газу. В процесі ідентифікації досліджується і коректність заміряних даних, що проявляється у вигляді суттєвого неспівпадіння заміряних та розрахованих даних.

Оптимальна робота ПСГ розглядається з точки зору оптимальної роботи ГТС. Важливою складовою ефективної роботи ПСГ є також оптимальна організація взаємодії технологічно поєднаних ПСГ між собою і магістральними газопроводами ГТС зокрема.

Факторів впливу на оптимальність роботи ПСГ є декілька. Ці фактори можна поділити на дві групи – зовнішні та внутрішні. До внутрішніх факторів впливу слід віднести роботу дотискувальної компресорної станції (ДКС), системи охолодження газу, свердловин та газового покладу. Критерієм оцінки роботи ПСГ є зведені енергетичні витрати на одиницю відібраного газу. Ця величина безпосередньо пов'язана з величиною тиску газу в робочій зоні покладу, кількістю експлуатаційних свердловин та тиску в магістральному газопроводі. Як оптимальна робота, так і робота ПСГ в піковому режимі, проходить за умов дотримання технологічних обмежень з експлуатації об'єктів і максимального використання пропускної спроможності технологічних об'єктів.

При заданих пластових та тисках в МГ максимальні об'єми нагнітання та відбирання газу (пікова характеристика – максимальні об'єми відбирання газу за одиницю часу) залежать від пропускної спроможності його технологічних об'єктів. На кожному етапі експлуатації ПСГ вузьке місце за пропускною здатністю може мінятися. Пікова характеристика ПСГ (для відбирання газу) будується однозначно на всьому інтервалі часу відбирання газу за певних умов. Серед основних вимог – наявність в ПСГ максимального об'єму активного газу та фіксованого тиску в МГ. Додатковими умовами є участь всіх експлуатаційних нагнітально-видобувних свердловин в процесі відбирання газу, максимальне завантаження ДКС та мінімальний час відбирання газу. Піковість (миттєва) встановлюється за відомих тисків в магістральному газопроводі і середньому тиску в робочій зоні пласту (рис. 4). Як бачимо на рис. 4, пікова характеристика має розриви та скачки.



**Рис. 4.** Максимальні об'єми відбирання газу (млн. м<sup>3</sup>/добу) в залежності від пластового ( $10^{-1}$  Мра) – вертикальна вісь, та тиску на магістральному газопроводі – горизонтальна вісь

Для проведення числових експериментів на ПК «ПСГ-режим» передбачені такі реалізовані режимні задачі (початкові дані можуть бути взятими із диспетчерського журналу, а прогнозовані можуть бути заданими, або розраховані в процесі балансування ГТС):

- за тиском та витратою в МГ розраховується режим роботи ДКС;
- за тиском на ГЗП розраховується сумарний дебіт свердловин;
- за сумарним дебітом на ГЗП розраховується тиск на вході ДКС;
- за тиском в МГ розраховуються максимальні об'єми відібраного газу.

Потреба в модернізації обладнання ПСГ, зміна режимів експлуатації приводить до необхідності проведення оцінки ефективності реконструкції ПСГ – вибору нового обладнання та оцінки його експлуатаційних характеристик в реальних умовах. Обладнання на ПСГ є досить коштовним і, відповідно, є співмірною і ціна помилки.

Як приклад, проведемо оцінку впливу зміни об'ємів буферного газу на економію паливного газу. Розглянемо сезон відбирання, який складає в середньому 151 добу. Проведемо поповнення буферного газу таким чином, щоб забезпечити збільшення мінімального тиску в пласті на 0,2 Мра, а максимального тиску на 0,1 Мра. Це дало можливість зекономити об'єми паливного газу на суму 220,88 тис. дол. США за рік при його вартості 317,65 дол. США за 1000 м<sup>3</sup>.

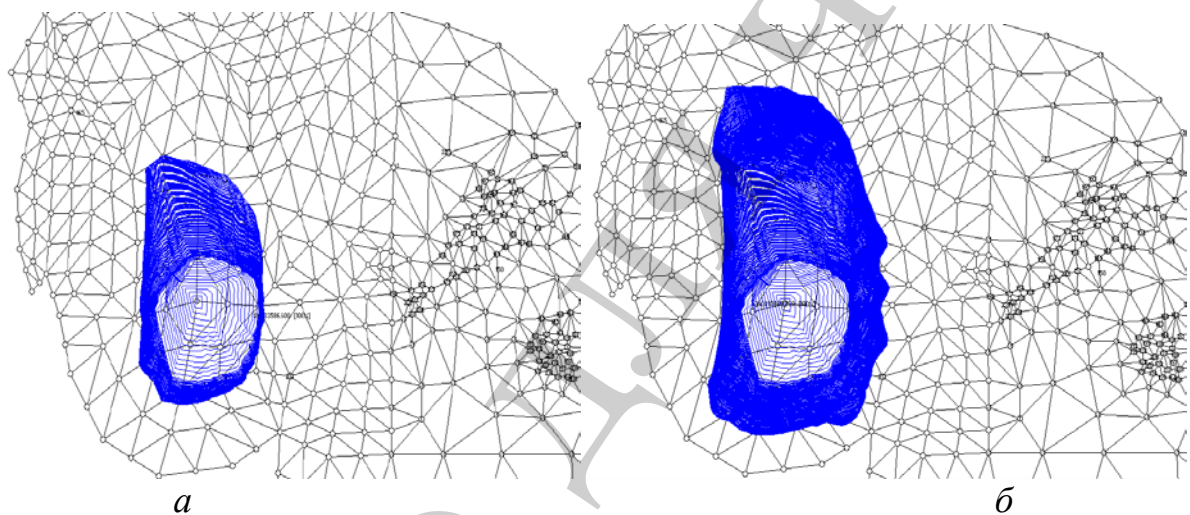
Пласт колектор за геологічною будовою є неоднорідним. Існують геологічні розломи, слабо проникні пропластки між окремими зонами пласту, тощо. В процесі нагнітання газу на значних інтервалах часу газ проникає на значні віддалі від зони розміщення свердловин. Часто для диспетчерських служб є важливо знати, які об'єми газу знаходяться в кожній із зон пласту, а також, які об'єми газу і за яких умов та в якому темпі потрапляють в робочу зону. Об'єми перетоків газу між зонами залежать від об'ємів нагнітання та відбирання газу.

У ПК, розроблені та реалізовані методи розрахунку параметрів витіснення газу з слабо проникних областей пластів. Як приклад візьмемо неоднорідний пласт за проникністю, пористістю та потужністю. Необхідно витіснити в робочу область природній газ інертним газом азот із слабо проникної зони пласту. Вважаємо, що процес поширення азоту проходить без його змішування з природнім газом, тобто розглядається роздільна фільтрація двох газів. Через деякі свердловини нагнітається азот, а через інші можливий відбір природного газу. Пласт-колектор за потужністю (різниця висотних відміток верхньої та нижньої поверхонь пласту) порівняно з іншими розмірами є незначним. Характерні віддалі в задачі – сотні і тисячі метрів, а часи – місяці і роки. Рух газів підпорядкований закону Дарсі. Гравітаційні сили не враховуються.

Відбирання (закачування) газу з підземних сховищ здійснюються через  $n$  свердловин, які розміщені в точках  $(x_i, y_i)$  протягом деякого проміжку часу  $t \in [t_{1i}, t_{2i}]$ ,  $(i = \overline{1, n})$ . Проведенню числових експериментів передувало адаптування математичної моделі розрахунку областей поширення азоту до

реальних газодинамічних та фільтраційних процесів, які проходять в неоднорідних пористих областях (пластах-колекторах). Процес адаптування полягав в знаходженні параметрів проникності пластів газосховища, його окремих блоків та слабо проникних прошарків пластів між окремими пластами. Експериментуючи на програмному комплексі адаптивні параметри постійно уточнювали. Одним із важливих і досить переконливих аргументів щодо адекватності моделі є висока точність розрахованих параметрів динаміки зміни тисків в нейтральний період (між завершенням відбору та початком нагнітання газу).

Заміщення буферного газу азотом відбувається в процесі фільтрації та конвективної дифузії. При математичному моделюванні процесу фільтрації можна вважати, що газодинамічні характеристики азоту та природного газу відрізняються незначно. Основна ціль розв'язування задачі фільтрації – знайти двомірний нестационарний розподіл градієнта швидкостей руху газу в області фільтрації (рис. 5).



**Рис. 5.** Область поширення азоту після закачування: *a* – 129.6 млн. м<sup>3</sup> азоту протягом 300 днів (5 м<sup>3</sup>/с); *б* – 260.0 млн. м<sup>3</sup> азоту протягом 600 днів (5 м<sup>3</sup>/с).  
Контур поширення азоту: *a* – на 300 день після початку роботи газосховища;  
*б* – на 600 день після початку роботи газосховища

Як бачимо, що на 600 день нагнітання азоту не відбулося його прориву в робочу область сховища газу (область розміщення свердловин).

В процесі експлуатації ПСГ виникають нештатні ситуації – розгерметизація системи. Приведемо декілька реальних прикладів. На одному із газосховищ в процесі проведення ремонтних робіт пройшла розгерметизація однієї із свердловин. Ставиться задача: які об'єми газу за 66 годин попали в зовнішнє середовище. Середній пластовий тиск в робочій зоні складав 42 атм.

Числовий експеримент складався із таких кроків:

- уточнили коефіцієнти фільтраційного опору вибійної зони свердловини;
- забезпечили відсутність руху газу по шлейфу свердловини № 70 (закрили відповідний кран);

- від'єднали від шлейфу свердловину, та на виході задали тиски вихідного факелу газу в атмосферу в діапазоні 1–10 атм.;
- встановили основні фактори впливу на об'єми витоку газу;
- дослідили чутливість параметрів витоку від точності задання початкових умов.

Експеримент показав, що:

- основний фактор впливу на об'єми витоку газу – коефіцієнти фільтраційного опору вибійної зони та проникність ближньої зони пласту;
- зміна вихідного тиску у вказаному діапазоні (1–10 атм) на об'єми витоку суттєво не вплинули;
- встановлені об'єми витоку за добу знаходяться в діапазоні 0,2269–0,2344 млн. нм<sup>3</sup>.

Один із результатів проведених числових експериментів представлений на рис. 6.

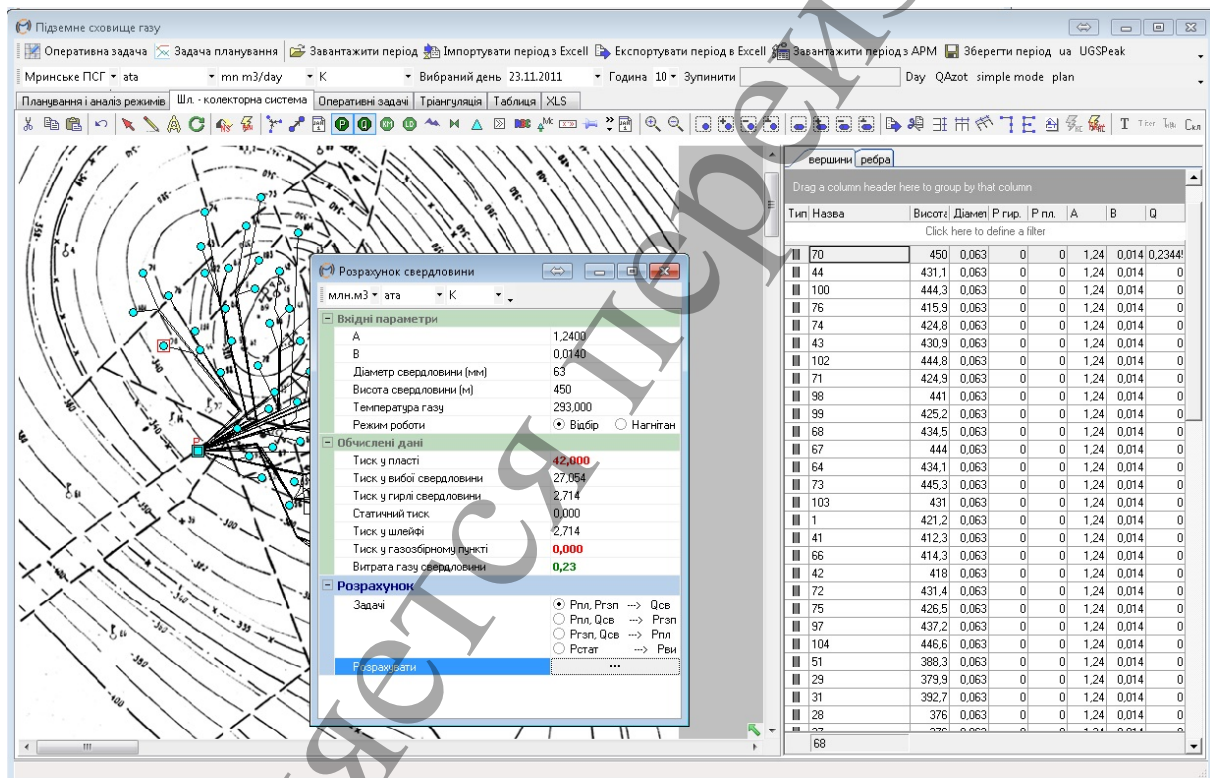


Рис. 6. Результати моделювання витоку із свердловини за № 70

Протягом останніх років виникали ситуації, в яких забезпечення цілісності ГТС та нерозгерметизації систем опалення значних регіонів можна було організувати тільки в процесі реалізації непроекtnих режимів. До окремих таких режимів експлуатації диспетчерські служби не були заздалегідь підготовленими, що вимагало прийняття рішень за суттєвого дефіциту часу. Це зумовило проведення досліджень роботи окремих об'єктів у невластивих їм непроекtnих режимах.

## 7. SWOT-аналіз результатів досліджень

*Strengths.* Реалізована можливість оперативного максимально швидкого проведення обчислювальних експериментів для пошуку оптимальних варіантів роботи ПСГ та варіантів її реконструкції. Якісні та кількісні параметри ПЗ характеризує її:

- завершеність (maturity) по набору розв'язуваних задач для диспетчерського керування;
- стійкість до відмов (fault tolerance) в області коректного функціонування моделей об'єктів (ця область дещо більша за експлуатаційну);
- здатність до відновлення (recoverability);
- часова ефективність (time behaviour) ПЗ видавати очікувані результати, а також забезпечувати передачу необхідного об'єму даних за відведений час;
- здатність вирішувати потрібні задачі з використанням визначених мінімальних об'ємів ресурсів;
- зручність перевірки (testability) результатів проведеного тестування і інших видів перевірки того, що внесені зміни привели до потрібних результатів;
- зручність установки (installability) ПЗ;
- здатність до співіснування (coexistence) з іншими програмами у загальному оточенні, ділячи з ними ресурси;
- зручність заміни (replaceability) іншого ПЗ даним для вирішення тих же задач у певному оточенні.

*Weaknesses.* До суттєвих слабких сторін проекту слід віднести недостатній рівень простоти використання всіх реалізованих можливостей розробленого програмного продукту. В даний час проходить розвиток WEB інтерфейсної підтримки задач та системи актуалізації їх інформаційної підтримки, яка б не вимагала від користувача глибоких знань з предметної області.

*Opportunities.* Останнім часом розроблене ПЗ частково інтегровано в комплекс планування (перспективного та оперативного) та оперативної експлуатації ПСГ України на етапах нагнітання та відбирання газу. Поставлені нові задачі та розроблено алгоритмічне забезпечення оптимальної експлуатації технологічно поєднаних ПСГ та ПСГ в сукупності зі всією ГТС.

Тепер для України стало надзвичайно важливою проблема – прогнозування сумісної роботи ГТС і ПСГ в умовах слабо прогнозованих джерел і об'ємів транзиту та імпорту газу. Потрібно завчасно передбачити всі можливі варіанти розміщення об'ємів зберігання газу по ПСГ, інтенсивність експлуатації кожної зокрема ПСГ протягом сезону відбирання газу. А також проведення реконструкції ГТС та ПСГ для окремих випадків, включаючи і можливі випадки виникнення нештатних ситуацій.

Технологічні об'єкти ГТС і ПСГ деградують. Розглядається задача визначення обсягів модернізації ГТС України в залежності від сценаріїв їх завантаженості із врахуванням залишкового ресурсу об'єктів як функцій часу. Над всіма перехованими задачами йде робота. Ефект від використання є значним, тому що використання таких розробок забезпечує енергетичну безпеку країни.

*Threats.* В режимів експлуатації off-line програмного комплексу основна загроза полягає з введенням не коректних вхідних даних для забезпечення процесу моделювання, а в інших режимах (on-line, real-time) основна небезпека – збій в системі телевимірювання (типу SCADA).

## **8. Висновки**

1. Розроблені сценарії експлуатації ПК для різних типів користувачів та управлінь (геологічна служба, управління підземного зберігання газу, управління експлуатації КС тощо) із наданням доступу до відповідних ресурсів. Це забезпечило кваліфіковану підтримку системи в актуальному стані та оперативну її експлуатацію в умовах змінних режимів роботи ГТС.

Проведена апробація ПК на задачах планування режимів (добового та сезонного) роботи окремих ПСГ та їх у сукупності, ідентифікації параметрів моделей об'єктів, оцінки ефекту від реконструкції (модернізації, заміни) об'єктів ПСГ. Якість ПК оцінювалася за сервісом – набором сервісних функцій та інтерфейсною підтримкою задач, за якістю коду – ступенем логічного розділення коду на блоки, за повнотою та швидкістю розв'язування задач. Якість коду дозволила швидко формувати інтегровані програмні модулі для розв'язування того чи іншого набору задач. Сервісні інструменти та інтуїтивно зрозумілий інтерфейс забезпечили мінімальні зусилля та час для розв'язування основних наборів задач. Розв'язування задач оперативного планування (добового) роботи ПСГ займали до хвилини часу. Основний час ішов на формування вхідних даних. Час моделювання газодинамічних та фільтраційних процесів, які відбуваються протягом року в об'єктах ПСГ, складав декілька десятків секунд.

2. Реалізована функціональність – автоматизація процесів актуалізації інформаційного забезпечення, формування вхідних даних та розв'язування задач. Крім цього забезпечена робота з динамічними таблицями, які частково формуються у фоновому режимі в процесі розв'язування оптимізаційних задач. Розроблена та реалізована система графічної підтримки представлення та аналізу результатів роботи ПЗ. Реалізовано багатокористувацький варіант системи з підсистемами адміністрування, захисту даних, дозволами, пріоритетами тощо.

## **References**

1. Prytula N. M., Pyanylo Ya. D., Prytula M. H. *Pidzemne zberihannia hazu (matematychni modeli ta metody)*. Lviv: RASTR-7, 2015. 266 p.
2. Lavriyscheva K. M. *Prohramna inzheneriia*. Kyiv, 2008. 319 p.
3. Prytula N. M. Calculation of flow distribution parameters in gas-transport system (stationary flow case) // *Fizyko-matematyчне modeliuвання ta informatsiini tekhnologii*. 2007. Vol. 5. P. 146–157.
4. Three dimensional Geological Modeling by FOSS GRASS GIS: proceedings / Kajiyama A. // *FOSS/GRASS Users Conference*. Bangkok, 2004.



5. Prytula N., Prytula M., Boyko R. Mathematical modeling of operating modes of underground gas storage facilities // Technology Audit and Production Reserves. 2017. Vol. 4, No. 1 (36). P. 35–42. doi:[10.15587/2312-8372.2017.109084](https://doi.org/10.15587/2312-8372.2017.109084)
6. Official Website of Schlumberger. URL: <http://www.slb.com/>
7. Gafarov A. Sh. Osobennosti hidrodinamicheskoho modelirovaniia Gatchinskogo PHG // Vesti gazovoy nauki. 2012. Vol. 2 (10). P. 113–115. URL: [http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/113-115-iz\\_matmodelirovanie-2012-v13-m-d.pdf](http://www.vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/113-115-iz_matmodelirovanie-2012-v13-m-d.pdf)
8. Modelirovaniie rezhymov roboty hazovoho promysla kak yedinoi termohidravlicheskoj sistemy / Rotov A. A. et al. // Gazovaia promyshlennost. 2010. Vol. 10. P. 46–50.
9. Brown K. G., Sawyer W. K. Practical Methods to Improve Storage Operations – A Case Study: proceedings // SPE Eastern Regional Conference and Exhibition, 1999. doi:[10.2118/57460-ms](https://doi.org/10.2118/57460-ms)
10. Expert System of UGS – An Efficient Tool for On line Performance Management and Optimization / Onderka V. et al. // 23rd World Gas Conference. Amsterdam, 2006. URL: <http://members.igu.org/html/wgc2006pres/data/wgcppt/pdf/WOC%20Working%20ommittees/WOC%202/Improvement%20of%20UGS%20performance/2.4EF.08.pdf>
11. Zangl G., Giovannoli M., Stundner M. Application of Artificial Intelligence in Gas Storage Management // SPE Europe/EAGE Annual Conference and Exhibition. Vienna, 2006. doi:[10.2118/100133-ms](https://doi.org/10.2118/100133-ms)
12. Storing Natural Gas Underground / Bary A. et al. // Oilfield Review. 2002. Vol. 14, No. 2. P. 2–17.
13. Intelligent Well Technology in Underground Gas Storage / Brown K. et al. // Oilfield Review. 2008. Vol. 20, No. 1. P. 4–17.
14. Foh S. E. The Use of Inert Gas as Cushion Gas in Underground Storage: Practical and Economic Issues: proceedings // Gas Supply Planning and Management: 1991 and Beyond Conference. Lake Buena Vista, 1991. URL: <https://www.osti.gov/servlets/purl/6028827>
15. Zamishchennia bufernogo hazu azotom u plastah hazoshovyscha (modeli, metody, chyslovi eksperymenty) / Prytula N. et al. // Naftova haluz Ukrainy. 2013. Vol. 4. P. 32–39.