

Планування оптимальних режимів роботи підземних сховищ газу у складі газотранспортної системи

М. Г. Притула, Н. М. Притула, Я. Д. П'янило, З. В. Притула, О. М. Химко

Об'єктом дослідження є підземні сховища газу (ПСГ) у складі газотранспортної системи (ГТС), в процесі сумісної експлуатації яких проявляється значний синергетичний ефект. Досліджувана проблема – забезпечити сумісну ефективну експлуатацію інтегрованого комплексу ПСГ та ГТС як єдиного термо-гідролічного.

Розроблений метод щодобового розрахунку максимальної продуктивності підземних сховищ газу. Проведені дослідження потенціалу оптимізації режимів роботи ПСГ. Показано, що він коливається в межах 11–20 %. Сформульовані та розв'язані задачі планування роботи ПСГ як у режимах закачування газу, так і у режимах відбирання газу. Розроблений алгоритм планування режимів відбирання газу на інтервалах часу безпикової експлуатації ПСГ. Досягнута обчислювальна складність алгоритмів розв'язування задач знаходиться в межах 2–10 секунд. Розглянута також задача поєднання одночасної експлуатацію ПСГ у оптимальному режимі за паливним газом та забезпеченням необхідної піковості роботи ПСГ на прогнозованих інтервалах часу. Розраховано сумісну продуктивність роботи ПСГ на прогнозованих інтервалах часу за встановленими критеріями. Водночас забезпечене термо-гідролічне узгодження режимів роботи ПСГ із роботою системи магістральних газопроводів ГТС, із якими вони інтегровані.

Розв'язування проблеми досягнуто у результаті реалізації універсального підходу щодо побудови функціональних моделей складних систем – єдине інформаційне забезпечення, представлення структури системи у термінах графів, формулювання коректних математичних задач, розроблення методів гарантованої збіжності систем із різним математичним представленням рівнянь, розроблення обчислювальних алгоритмів комбінаторної оптимізації процесів мінімальної складності із дискретними та нерегулярними впливами на їх поведінку.

Ключові слова: підземне сховище газу, математичне забезпечення, оптимальне планування, методи оптимізації.

1. Вступ

Забезпечення безпеки газопостачання стимулює розвиток газосховищ для страхування від ризиків перебоїв у постачанні газу та коливань попиту на газ. У світі діють 662 підземні сховища із загальним обсягом 421 млрд куб. м. Максимальна їхня об'ємна потужність відбирання газу становить 7,3 млрд кубометрів на добу. Серед перших трьох великих світових гравців ринку зберігання газу знаходяться США, Росія та Україна [1]. Сховища природного газу стали еко-

номічним компонентом глобального ланцюга поставок природного газу. Вони забезпечують ефективність комерційних циклів у газовій промисловості та покращують економіку газопостачання.

У процесі експлуатації ПСГ виникають задачі оптимальної експлуатації ПСГ у режимах компримування газу та задачі забезпечення максимальної продуктивності ПСГ на прогнозованих часових інтервалах. Класичні методи для їх розв'язування є мало ефективними, або непридатними. Вони, зазвичай, вимагають неперервності, часто монотонності (випуклості, опуклості), багатократно диференційованості характеристик процесів тощо. Характеристики, які досліджуються, є нелінійними, із можливими розривами та стрибками. На процеси експлуатації ПСГ впливають прогнозовані, слабо прогнозовані, дискретні та неперервні фактори. Для рішення поставлених завдань необхідно розвивати універсальні комбінаторні алгоритми – методи комбінаторної оптимізації [2, 3].

Складність розв'язування оптимізаційних залежить від складності моделювання. Процеси масопереносу в об'єктах ПСГ (рис. 1) описуються газодинамічними моделями на структурах мережного типу та фільтраційними моделями в неоднорідних пористих багатощарових із геологічними розломами середовищах (рівняннями математичної фізики). Врахування роботи кожного об'єкта в технологічному зв'язку з іншими забезпечують можливість керування процесами для досягнення заданих критеріїв оптимальності. Представлення в термінах теорії графів моделі структури ПСГ забезпечують варіантність роботи ПСГ та початкових і крайових умов.

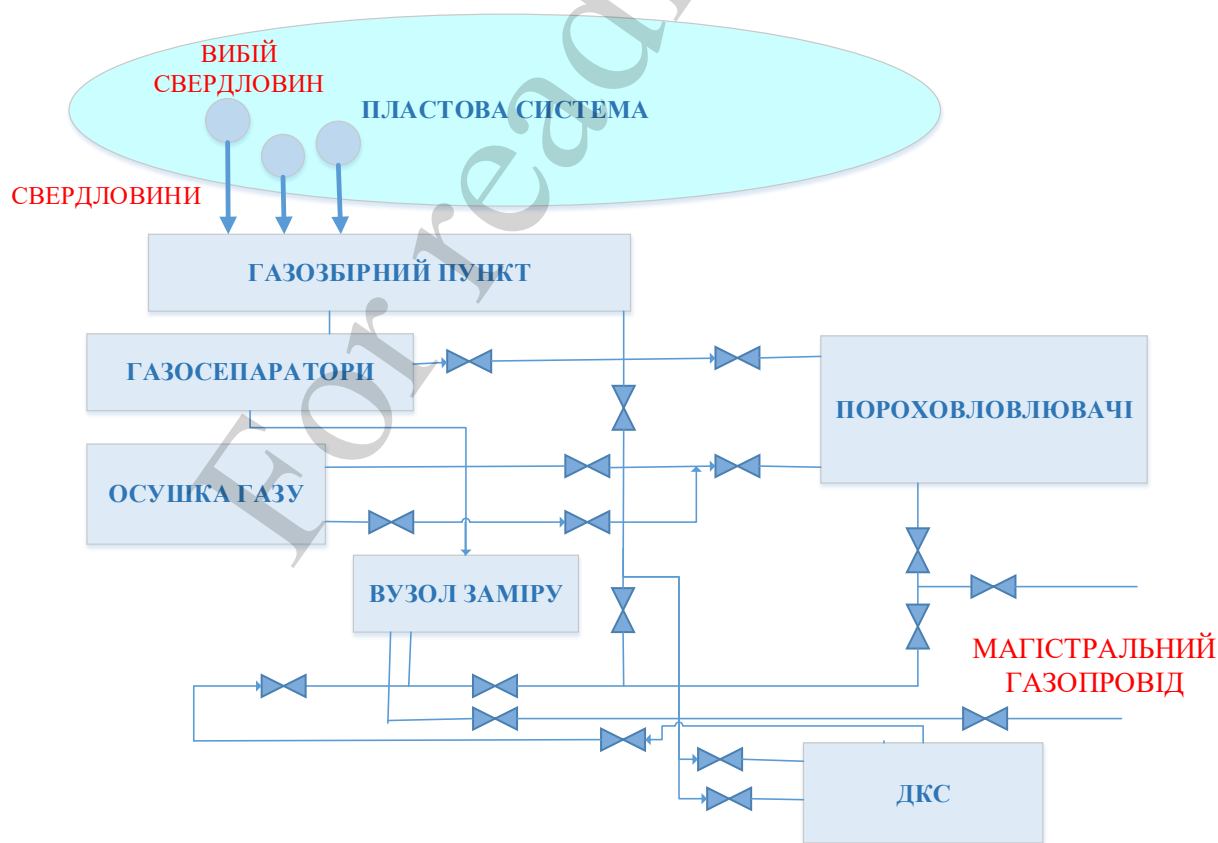


Рис. 1. Схематичне зображення технологічної схеми підземного сховища газу

Модель ПСГ описується системою рівнянь із різнотипним математичним представленням та набором алгоритмів (імітаційні моделі). Методи реалізації таких моделей вимагають розроблення спеціальних аналітико-числових та комбінаторних методів.

У періоди різкого зростання споживання газу, надійність експлуатації ГТС залежить від максимальної її продуктивності. На максимальну продуктивність кожного сховища впливає багато факторів, серед них – обсяги активного газу в пластах-колекторах та тиски у газопроводах-відводах. Процес управління процесами відбирання газу, особливо за умов недостатності газу в ПСГ та відсутності імпорту із-за його дорожнечі, суттєво ускладнюється. Ефективне управління ПСГ у таких випадку вимагає розроблення оптимізаційних методів. Методи оптимального управління ПСГ забезпечують, одночасно, економію паливно-енергетичних ресурсів і відповідно зменшують обсяги шкідливих викидів у зовнішнє середовище.

Поточна загальносвітова тенденція – різке здороження енергоносіїв та проблеми породжені розбалансованим розвитком мультиенергетичних систем. Одним із напрямків збалансованого розвитку мультиенергетичних систем – воднева енергетика. Для акумуляції виробленого водню планується використання підземних сховищ. Проводиться адаптація із використанням розробленого математичного та програмного забезпечення для управління процесами зберігання водню та його сумішей із природнім газом.

Окремі проблеми, які виникли у процесі експлуатації ПСГ і ГТС, є властивими для багатьох ПСГ та ГТС [4]. Попри профіцит потужності ПСГ в період похолодання в 2012 р. європейські ПСГ не впоралися з нерівномірністю споживання газу. Основна проблема – не існує єдиного центру керування експлуатацією ПСГ. Після вказаних подій шістнадцять найбільших Європейських операторів об'єднали зусилля для резервування потужності газотранспортних систем.

Безпека газопостачання залежить від стабільної роботи ГТС. Також стабільну роботу ГТС, за умов нестабільних зовнішніх ринків газу, можна забезпечити тільки ефективною експлуатацією ПСГ. Складність ПСГ та ГТС, як єдиного гідравлічного комплексу, та складність управління процесами у їхніх об'єктах може забезпечити тільки відповідне програмне забезпечення. Тому розроблення математичного та програмного забезпечення оптимального планування експлуатаційних режимів роботи ПСГ є актуальним.

2. Аналіз літературних даних та постановка проблеми

Розглядувані задачі є продовженням робіт оптимального планування режимів роботи ПСГ та ГТС. Причина їх появи – різке здороження газу на світових хабах [5] і, як наслідок, проблеми з обсягами його імпорту. Розроблені методи їх розв'язування ґрунтуються на результатах наведених у роботах [6–9]. Робота [6] присвячена розробленню інтегрованої математичної моделі підземного сховища газу. Модель описує фільтраційні та газодинамічні процеси, які відбуваються у результаті експлуатації ПСГ. Запропонована пластова нестационарна фільтраційна модель ПСГ складовою якої є стаціонарні моделі притоку газу до робочих свердловин. У роботі не наведене обґрунтування щодо корект-

ності такої моделі. Робота [7] є продовженням попередньої роботи. Вона присвячена розробленню методів реалізації моделей ПСГ для побудови розрахункового комплексу. Слід відмітити що:

- розроблений ітераційний метод розв'язування систем нелінійних із різним математичним представленням рівнянь забезпечує гарантовану збіжність;
- розроблена дискретно-неперервна алгоритмічна (імітаційна) модель багатоцехових компресорних станцій (КС) та розроблений метод комбінаторної оптимізації забезпечив розрахунок її оптимальних режимів;
- запропонований підхід до поєднання числових та аналітичних методів аналізу фільтраційних процесів у пластах-колекторах забезпечив високу швидкість отримання результатів.

Як показали реальні заміряні дані, стаціонарна модель притоку газу до свердловин не гарантує достатню точність розрахунку їх дебітів на значних інтервалах часу.

На оптимальність планування режимів експлуатації ПСГ-ГТС впливає обсяг акумульованого газу в ГТС та його розподіл у системі магістральних газопроводів. В осіннього-зимовий період буває, що до 75 % обсягу газу в МГ потрапляє із ПСГ. Тому оптимальна та надійна експлуатація ГТС в основному залежить від експлуатації ПСГ.

Проблемам побудови ефективних методів оптимального планування режимів роботи ГТС зі складною технологічною схемою присвячено багато робіт. У роботі [8] розглядається проблема оцінювання потенціалу оптимізації ГТС та реальних можливостей його реалізації. Для забезпечення оптимального режиму необхідні ресурси як за потужністю так і за джерелами зміни, за необхідності, обсягів акумульованого газу у трубній частині ГТС. У роботі відсутні методи реалізації потенціалу оптимізації, які вимагають побудови системи управління перехідними режимами.

Робота [9] присвячена задачам оптимізації ГТС за енергетичним критерієм та без зміни обсягів акумульованого газу у ГТС. Досліджується оптимізація роботи як окремих об'єктів, так і окремих підсистем ГТС. Не наведені оціночні результати впливу оптимізації окремих підсистем на оптимальність системи у цілому. Розрахунок параметрів поточкорозподілу в газотранспортній системі в умовах її роботи за нестационарних режимів роботи наведені в [10]. Розв'язування систем диференціальних рівнянь з частинними похідними великої розмірності проведено методом скінченних елементів із динамічними граничними умовами. У процесі розв'язування задачі враховані технічні і технологічні обмеження та обмеження на тиски у контрольованих точках системи. Запропонований алгоритм редагування (спрощення) технологічних граф-схем забезпечив підвищення стійкості розв'язування систем рівнянь, а також значно скоротив час розрахунку. У роботі не наведені результати впливу спрощення технологічних схем на точність отриманих результатів.

Огляд найбільш актуальних досліджень, пов'язаних із методами стохастичної оптимізації стаціонарної роботи газопроводів подано в [11]. Цей метод оптимізації роботи газопроводів є методом змішаного цілочисельного нелінійного програмування, що включає безперервні, дискретні та цілочисельні змінні оп-

тимізації. Стверджується, що багато стохастичних алгоритмів показують кращу продуктивність розв'язування оптимізаційних задач у порівнянні з класичними детермінованими алгоритмами оптимізації. Демонстрація методу проводиться на дуже спрощених технологічних схемах із декількома КС. Реальні технологічні схеми часто містять десятки тисяч об'єктів із математичною моделлю і десятками активних об'єктів. Не наведені оцінки залежності складності алгоритмів оптимізації від розмірності технологічних схем ГТС.

У роботі [12] розглянута реалізація стохастичного методу сукупності стратегій еволюції для розв'язання широкого класу стаціонарних оптимізаційних задач. Одним із основних результатів цієї роботи є ефективне зменшення великої кількості проєктних параметрів і заміна їх на меншу —оптимальну кількість. Результати були перевірені за допомогою алгоритму динамічного програмування, оскільки він гарантує досягнення глобального оптимуму. У роботі не наведені оцінки впливу спрощення моделі системи на ступінь досягнення глобального оптимуму.

Найбільш актуальні дослідницькі роботи, які необхідно провести для вирішення проблеми транспортування газу трубопроводами наведені в [13]. Розглянуті методи оптимізації як для стаціонарних, так і перехідних режимів руху газу. У роботі відсутні результати використання методів оптимізації для діючих трубопровідних газових систем.

Комплекси моделювання технологічних ланцюжків, які включають усі об'єкти на шляху руху газу від пласту-колектору до газопроводу-відводу, переважно, експлуатуються на газових промислах. Для цього використовуються різні програмні комплекси (PIPEPHASE by Aveva Software, LLC, USA [14], OLGA by Scandpower Petroleum Technology (SPT), Norway [15], PIPESIM by Schlumberger, USA [16]), які моделюють роботу окремих підсистем – свердловини, газозбірні мережі, пласти-колектори тощо. Згадані комплекси ще не доведені до стану моделювання підземних сховищ, як єдиної гідравлічної системи, які враховують усі особливості її експлуатації [17]. Основними проблемами, які виникають у процесі розроблення розрахункових процедур, є складність моделей і неповнота їх інформаційної підтримки. Виникають значні складності адаптації моделей за умов невизначеності їхніх параметричних описів, особливо пластових систем. Практично відсутні в складі згаданих інтегрованих програмних комплексів моделей компресорних станцій. Це не дає можливості ставити експлуатаційні задачі в оптимізаційній постановці.

Спостерігається тенденція інтеграції основних напрямків інтерпретації та моделювання даних «сейсмічна інтерпретація – геологічне моделювання – гідродинамічне моделювання» (приклади продуктів, в яких поєднані ці напрямки: Petrel і ECLIPSE (Schlumberger), IRAP RMS (Roxar) [18].

Попит на інтегровані системи (сегмент ПЗ для геофізичного сервісу SKUA-GOCAD (Paradigm) [19]) зростає завдяки можливості комплексного вирішення відразу завдань геофізичного моделювання. Ця тенденція продовжиться в майбутньому внаслідок зростання складності і комплексності завдань стосовно освоєння нових родовищ.

Проблемі цілісності систем газопостачання присвячена робота [20], у якій досліджується інфраструктура підземного сховища газу для енергетичної надійності її функціонування. Автори роботи об'єднали процес моніторингу цілісності та моделювання роботи ПСГ у систему підтримки прийняття рішень.

У роботі [21] побудована інтегральна математична модель процесу нестаціонарної фільтрації газорідинної суміші та наведено розв'язки отриманих зв'язаних рівнянь. Отримана аналітична формула дозволяє визначити динаміку вибірного тиску та продуктивності пласта як функції від параметрів системи. Для моделювання фільтраційних процесів у пластах-колекторах із складною геологічною структурою аналітичні моделі не завжди є придатними.

Актуальна проблема розглянута в роботі [22]. У ній наведені результати економічної доцільності варіантів транспортування та зберігання газу в підземних сховищах для балансування навантаження між тепловою та електричною енергіями. Проблема багатофакторна і її розв'язування ускладнюється із-за нестабільності на ринках газу та електроенергії.

Загально прийнятих рекомендацій щодо створення моделей ПСГ не існує. Складність розроблення моделей пластів-колекторів полягає у врахуванні: геологічних та фізичних особливостей пластів, водного фактору, інформаційної невизначеності, багатофазності фільтраційних процесів тощо. Окремі рекомендації щодо створення моделей ПСГ сформульовані в [23].

Більшість робіт у відкритих джерелах присвячені частковим проблемам проектування та експлуатації ПСГ, або проблемам адаптації загальновідомих комерційних комплексів, які експлуатуються на родовищах вуглеводнів уже десятки років. У сумісній експлуатації ПСГ та ГТС як єдиного інтегрованого комплексу проявляється значний синергетичний ефект.

Для реалізації такого ефекту необхідно забезпечити подальший розвиток діючого математичного та програмного забезпечення [6, 7] у напрямку більш повної реалізації потенціалу оптимізації який проявляється у випадку планування режимів ПСГ та ГТС як єдиного гідравлічного комплексу. Сказане обґрунтовує доцільність проведення системних досліджень.

3. Мета та задачі дослідження

Метою дослідження є розроблення алгоритмів мінімальної складності розв'язування задач оптимального планування та експлуатації ПСГ у складі ГТС у режимах закачування та відбирання газу. Це забезпечить:

- оперативне та прогнозне планування оптимальних режимів роботи ПСГ за паливним газом та необхідну сумісну максимальну продуктивність ПСГ на прогнозованих інтервалах часу;
- більш стійку експлуатацію технологічного обладнання, що продовжить його експлуатаційний ресурс;
- процес оцінювання якості діючих експлуатаційних режимів та формування параметрів їх корегування;
- економну витрату паливно-енергетичних ресурсів;
- вищу якість роботи диспетчерських служб.

Для досягнення мети були поставлені наступні завдання:

– побудувати функції максимальної продуктивності газосховищ як функцію від пластового тиску та тиску в газопроводі-відводі в області проектних та реальних режимів роботи ПСГ;

– для прогнозованих обсягів зберігання газу знайти такий його розподіл між сховищами, щоб забезпечити сумарну максимальну продуктивність у процесі відбирання на прогнозованих інтервалах часу;

– для прогнозованих обсягів відбирання газу знайти такий його розподіл між сховищами, щоб підтримувати максимальну сумарну продуктивність сховищ протягом усього часу відбирання газу;

– реалізувати стратегію оптимального управління газосховищами для забезпечення зваженого критерію, який включає необхідну продуктивність та затрати паливно – енергетичних ресурсів.

4. Матеріали та методи дослідження

Об'єкт дослідження – підземні сховища газу у складі газотранспортної системи. Предмет дослідження – ефективна експлуатація підземних сховищ у складі газотранспортної системи.

Гіпотеза дослідження полягала в наступному. Слід розрізнити ефективну експлуатацію окремих та сумісної експлуатації ПСГ. Оптимальна сумісна експлуатація не завжди забезпечується оптимальною експлуатацією окремих, чи усіх ПСГ разом. Слід дослідити потенціал ефективної сумісної експлуатації ПСГ та запропонувати алгоритми максимальної реалізації виявленого потенціалу в реальних умовах роботи ПСГ та ГТС.

Частину припущень та спрощень було враховано в програмних комплексах [6, 7], які задіяні у процес розв'язування поставлених у роботі задач. Вони стосуються, в основному того, щоб забезпечити гарантовану збіжність ітераційних процесів, мінімальну складність перебірних алгоритмів та процес моделювання фільтраційних та газодинамічних процесів за існуючої невизначеності за багатьма параметрами – відсутність, неповнота та негарантована точність заміряних даних. Побудова гідравлічних еквівалентів складних підсистем ПСГ, усереднення характеристик, неврахування багатьох малозначних факторів впливу на процеси в ПСГ, спрощення технологічних схем забезпечили необхідну швидкість та якість отриманих результатів.

Розвиток функціональності математичного і, відповідно, і програмного забезпечення ПК GIMS та GTS Calculation [6] дозволив провести розрахунок пікових характеристик ПСГ у всій області технологічності ПСГ і ГТС. Розрахунок передував процес актуалізації математичного забезпечення (розрахунок адаптивних параметрів моделей) за експлуатаційними режимними даними протягом 5–10 сезонів закачування та відбирання газу. Адекватність моделей газових потоків була забезпечена в контрольованих точках технологічної схеми ПСГ. У процесі адаптації проявилися фактори впливу на гідравлічні параметри, які на добових інтервалах часу знаходяться в області невизначеності існуючого метрологічного забезпечення.

Розрахунок тисків в газопроводах-відводах (точка приєднання ПСГ до магістрального газопроводу) забезпечувався програмним комплексом GTS

Calculation [8, 9] для розрахунку стаціонарного та нестационарного режиму ГТС зі складною технологічною схемою.

Планування роботи ПСГ у сезонах закачування та відбирання газу суттєво відрізняються. Сезон відбирання газу тісно пов'язаний з опалювальним сезоном. На обсяги відбирання газу впливають погодні умови, достовірність прогнозування яке є досить наближеним і часто суттєво міняється. І тому одночасно розробляють довгостроковий прогноз експлуатації ПСГ та оперативний на поточну добу.

Щодо методів дослідження [7, 8]. Процеси руху газу в об'єктах ПСГ описуються газодинамічними моделями в структурах мережевого типу та фільтраційними моделями в неоднорідних пористих багатопластових із геологічними розломами середовищах (рівняннями математичної фізики). Врахування роботи кожного газоперекачувального агрегату (ГПА) ПСГ забезпечується представленням ДКС у вигляді імітаційних дискретних моделей алгоритмічного типу.

Модель структури ПСГ та ГТС, які представлені в термінах теорії графів, залежить від режиму її роботи й тому постійно змінюється, що спонукає до зміни моделі системи, початкових та крайових умов (рис. 2). Чисельні методи й алгоритми розв'язування таких систем, які б надійно і швидко працювали в усій області технологічності процесів, є відсутніми, або вивчені недостатньо. Тому для знаходження параметрів розподілу потоків газу запропоновано адаптивні чисельні ітераційні методи розв'язування задач математичної фізики.

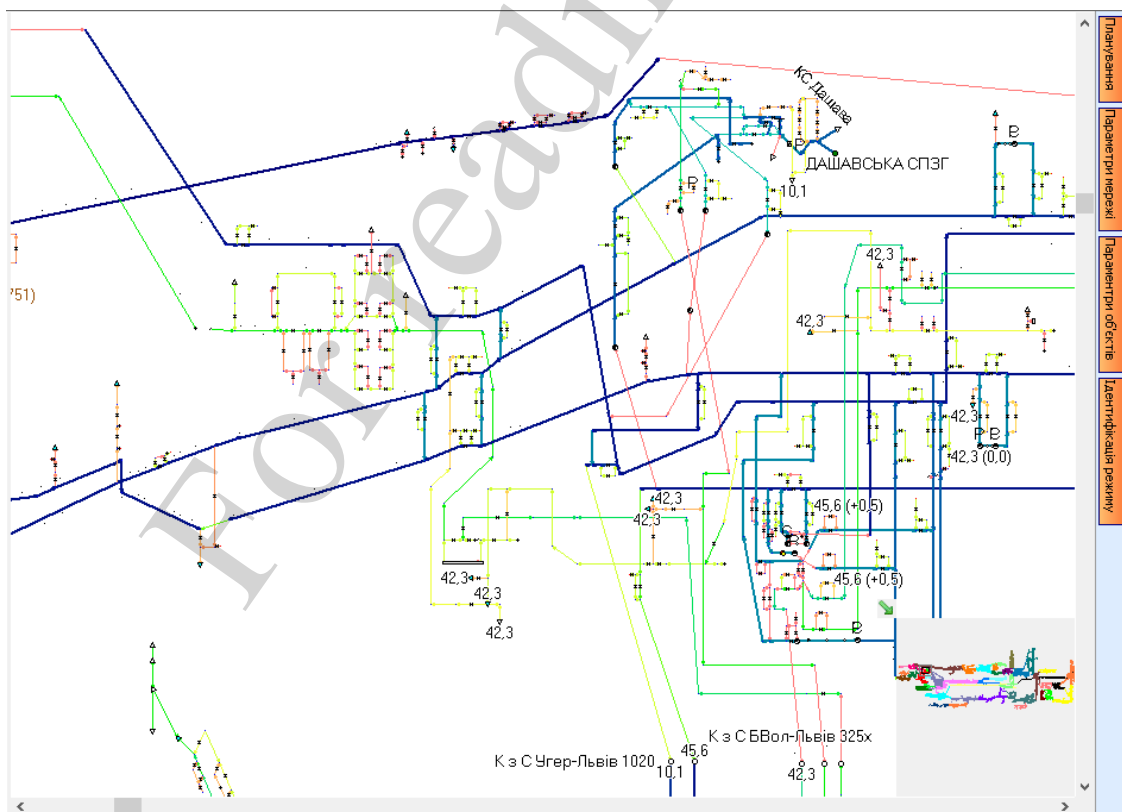


Рис. 2. Підземне газосховище на фрагменті технологічної схеми газотранспортної системи

Усі ПСГ разом із ГТС утворюють єдиний термогідролічний комплекс. ПСГ та ГТС технологічно поєднують газопроводи-відводи. Тиск газу в газопроводах-відводах розраховується за відомих обсягів відбирання із МГ ГТС чи закачування газу в ПСГ. Величина тиску в газопроводі-відводі впливає на експлуатацію об'єктів ПСГ і відповідно на витрату паливного газу в режимі роботи КС. У таких випадках розрахунок оптимальної експлуатації ПСГ проводиться за відомими обсягами газу (відбирання/закачування), розподілом тиску в пластах-колекторах та тиском у газопроводі-відводі. На оптимальну роботу ПСГ впливають гідравлічні втрати в об'єктах технологічної схеми та режим роботи КС.

5. Результати розв'язування задач планування режимів експлуатації підземних сховищ газу у складі газотранспортної системи

5.1. Розрахунок пікової характеристики підземних сховищ газу

Задача 1. Є відомими початкові значення P_{mi} – тиск у магістральних газопроводах (на газопроводі-відводі i -го газосховища) та P_{ri} – розподіл тиску в пластах-колекторах газосховищ.

Необхідно знайти максимальну продуктивність $V_i(P_{ri}, P_{mi})$ газосховищ як функцію від пластового тиску та тиску в газопроводі-відводі в області проектних та реальних режимів роботи ПСГ.

Було використано програмний комплекс “GTS Calculation” [6], який забезпечує розрахунок обсягів газу в процесі його відбирання за вхідними даними – тиском чи витратою на газозбірному пункті (ГЗП). Після розрахунку невідомої витрати чи тиску (те, що є незаданим) отримували параметри газу на вході до тискувальної компресорної станції (ДКС), що забезпечує проведення розрахунку режиму роботи ДКС. Максимальне відбирання газу забезпечуються максимальною продуктивністю роботи ДКС. Вибором тиску в технологічному діапазоні зміни на газозбірному пункті (ГЗП) (наявне обмеження тиску знизу для ГПА ДКС), забезпечувався розрахунок обсягів відбирання газу із пластів колекторів за максимальної продуктивності ДКС.

Схема алгоритму розрахунку максимальної продуктивності є такою (рис. 3). Якщо необхідно знайти максимальну продуктивність ПСГ, розраховуються параметри на вході та виході ДКС таким чином (рис. 3):

– задається початкове значення тиску на ГЗП – мінімальний тиск газу на вході ДКС, за якого ще можуть працювати газоперекачувальні агрегати за вхідним тиском (це близько 15 атм);

– проводиться розрахунок витрати на ГЗП (кроки 5, 6);

– за знайденою витратою проводиться розрахунок тиску на виході ДКС (кроки 1, 2) та тиск на вході ДКС (крок 4);

– за розрахованими крайовими умовами проводиться розрахунок оптимального режиму роботи ДКС;

– за умови існування режиму роботи ДКС витрата, знайдена на ГЗП, буде максимальною продуктивністю для ПСГ, інакше потрібно збільшити на задану величину тиск на ГЗП і необхідно повторювати циклічний процес до того часу, поки буде існувати режим ДКС із заданим ступенем стійкості роботи.

У процесі розрахунку враховуються усі технічні, технологічні та геологічні обмеження. Максимальна продуктивність повинна враховувати мінімальну віддачу від зони помпажу робочої точки на зведених характеристиках усіх ГПА. У максимальній продуктивності ПСГ обсяги паливного газу не враховуються. Для уточнення розрахунку обсягів відбирання газу необхідна ще ітераційна процедура для врахування обсягів паливного газу. Вона на початковому етапі пошуку максимальної продуктивності є невідомою.

Розрахунок максимальної продуктивності приведено у найпростішому випадку – для однопластової системи, із одним газозбірним пунктом та для ДКС із газотурбінними приводами і відцентрованими нагнітачами.

Оптимальна роботи ПСГ в режимі компримування газу забезпечується ДКС. На більшості ПСГ працюють багатоцехові КС. У багатоцехових КС кожен цех оснащений однотипними ГПА, зустрічаються і з різними змінними робочими колесами ВН. Розрахунок багатоцехової КС полягає в такому розподілі газових потоків між цехами, який дозволяє досягти сумарних мінімальних енергетичних затрат. Припустимо, що компресорна станція складається із n з'єднаних паралельно груп, у кожній з яких є m_i послідовно працюючих цехів ($i = \overline{1, n}$). Цехи відрізняються різними типами агрегатів, а тому обмеження у них теж є різними. Вони відрізняються між собою такими параметрами:

- область регулювання за обертами відцентрових нагнітачів (ВН);
 - максимальна та мінімальна допустимі межі за продуктивністю агрегатів;
 - межі за об'ємною продуктивністю ВН;
 - межі за ККД за паливним газом приводів ГПА та політропними ККД ВН.
- Для таких КС необхідно встановити додаткові обмеження

$$\sum_{l=1}^{k_{ij}} q_l = Q_i, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad \sum_{i=1}^n Q_i = Q; \quad (1)$$

$$\sum_{j=1}^{m_i} \Delta P_j = P_{out}^j - P_{in}^j = \Delta P_i, \quad \Delta P_1 = \Delta P_2 = \dots = \Delta P_n, \quad (2)$$

де $q_{k_{ij}}$ – величина потоку в k_{ij} -у нагнітачі j -ого цеху i -ї групи,

Q_i – продуктивність i -ї групи,

ΔP_{js_j} – приріст тиску на s_j -й ступені j -ого цеху,

ΔP_i – на i -й групі m_i послідовно працюючих цехів,

$k_{i,j}$ – кількість ступенів стиску газу в j -у цеху i -ї групи.

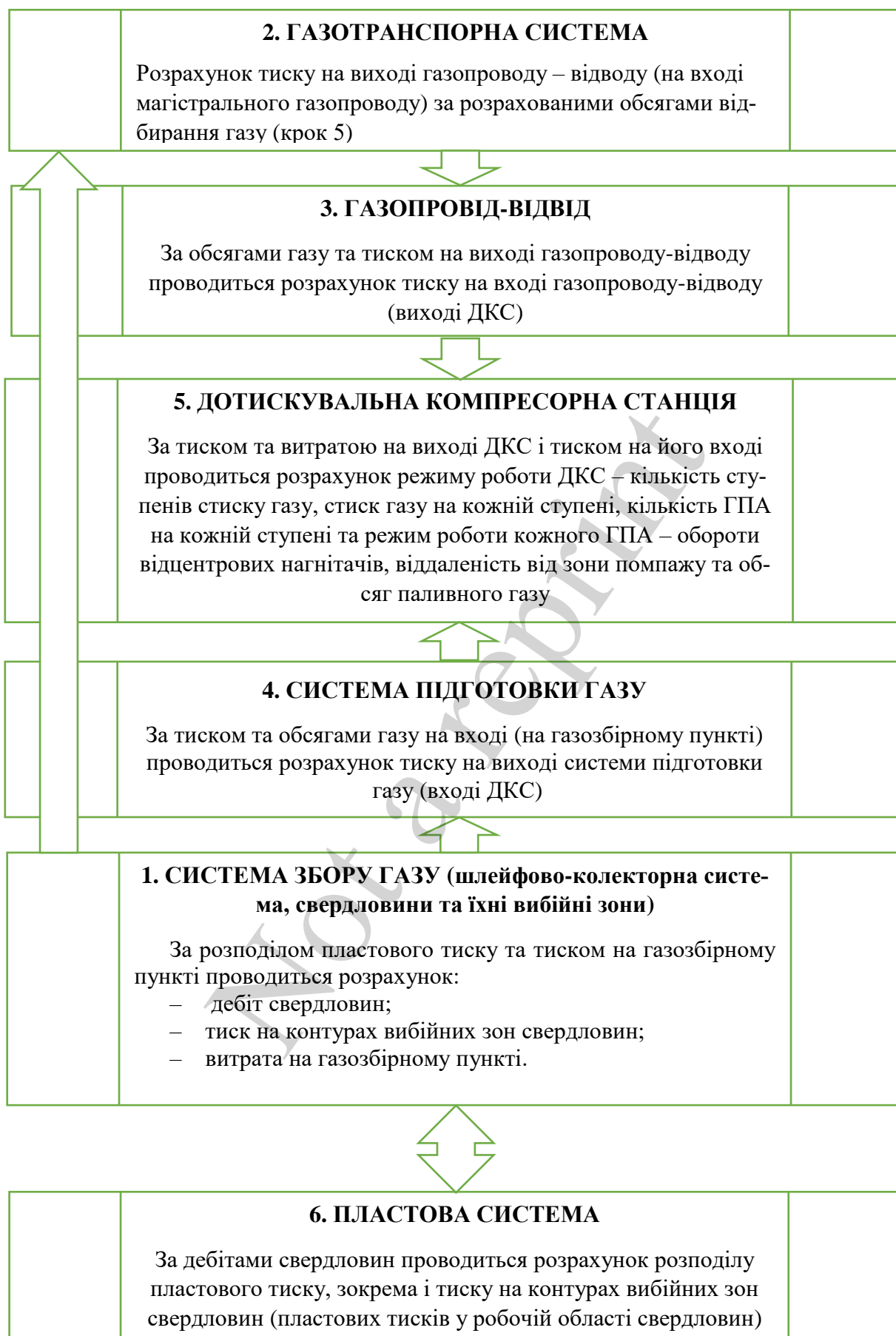


Рис. 3. Спрощена схема розрахунку режиму роботи ПСГ для задачі знаходження максимальної продуктивності

Функціонал для мінімізації паливно-енергетичних витрат в цьому випадку буде мати вигляд

$$F(\bar{r}, \bar{u}) = \sum_{i=1}^n \sum_{j=1}^{m_i} F_{ij}(\bar{r}, \bar{u}), \quad (3)$$

де F_{ij} – витрата паливного газу в j -у цеху i -ї групи;

\bar{u} – вектор керування, компонентами якого є параметри: кількість ГПА та число обертів ВН, положення кранів на технологічній схемі ПСГ, схема системи збору та підготовки газу у роботу;

r – вектор режимів, який визначається параметрами газу на вході та виході ПСГ.

Для розрахунку режимів роботи КС запропонований алгоритм комбінаторної оптимізації мінімальної складності. Він забезпечує вибір типів ГПА, мінімальне число ступенів стиску газу, мінімальне число ГПА на кожній ступені стиску газу та розподіл величини стиску газу між ступенями. Серед сформованих можна виділити режими: стійкі (за віддаленості від помпажної зони ВН); енергетично ефективні (за витратою паливно-енергетичних ресурсів) та режими із зваженим врахуванням обидвох критеріїв.

У процесі експлуатації ПСГ виникають конкуруючі критерії якості їхньої експлуатації – максимальна продуктивність та оптимальність. Оптимальність забезпечується таким розподілом $V(t)$ обсягів відбирання газу між сховищами $V_i(t)$ (для кожного розподілу проводиться розрахунок тисків в газопроводах-відборах), щоб сумарні обсяги паливного газу $V = \sum_i V_{pi}(V_i, P_{ri}, P_{mi}(V_i))$ були міні-

мальними. Оптимальна експлуатація ПСГ протягом значного часу може мати значний вплив на сумарну піковість ПСГ на прогнозованих інтервалах часу. На прогнозованих інтервалах часу, які не вимагають експлуатації ПСГ у пікових режимах, режими експлуатації ПСГ балансують поєднанням їхньої оптимальності та підтримки сумарної продуктивності “близької” до пікової.

Нижче наведений приклад розрахунку максимальної продуктивності одного із сховищ газу [7]. Якщо компресорна станція укомплектована ГПА з газотурбінними приводами, то характеристика – максимальна продуктивність може мати як розриви, так і скачки (рис. 4). Пластовий тиск P задано в ат, а обсяги відбирання газу Q в млн м³/добу.

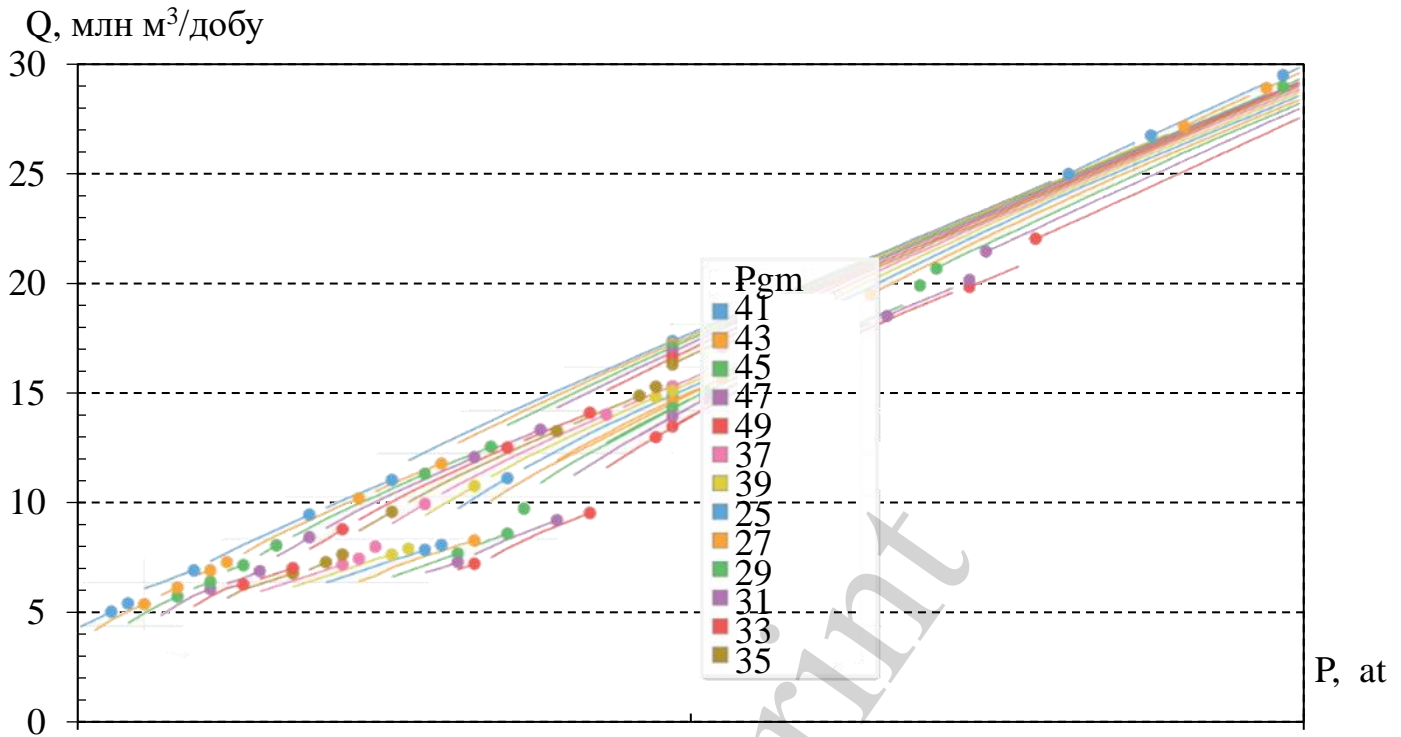


Рис. 4. Максимальна продуктивність Дашавського підземного сховища газу [24] у режимі відбирання газу

За максимальної продуктивності ПСГ суттєво зростають енергетичні витрати на одиницю відібраного газу, тому важливо мати оцінку зведених енергетичних (виробничих) витрат на різних етапах експлуатації ПСГ. У процесі розрахунку пікових характеристик знаходяться й витратні енергетичні величини $V_{pi}(V_i^-, P_{ri}, P_{mi})$. Це дає змогу отримати

$$A_i(P_{ri}, P_{mi}) = V_{pi}(V_i^-, P_{ri}, P_{mi}) : V_i^-(P_{ri}, P_{mi}), \quad (4)$$

де $A_i(P_{ri}, P_{mi})$ – зведені мінімальні витрати паливного газу на одиницю обсягу відібраного газу;

$\bar{A}_i(Q_{ai})$ – середнє значення витрати паливного газу за умови відбирання всього активного газу за мінімальний час.

Чисельний експеримент. Необхідно оцінити залежність між обсягами закачування газу та витратою паливного газу за пластового тиску в області робочих свердловин – 40,5 ат. та тиску на газозбірному пункті – 60,0 ат. Результати, наведені в табл. 1, демонструють, що режим роботи ПСГ із добовою витратою 14,7 млн $m^3/д$ є оптимальним за витратою паливного газу на одиницю об'єму закачаного газу.

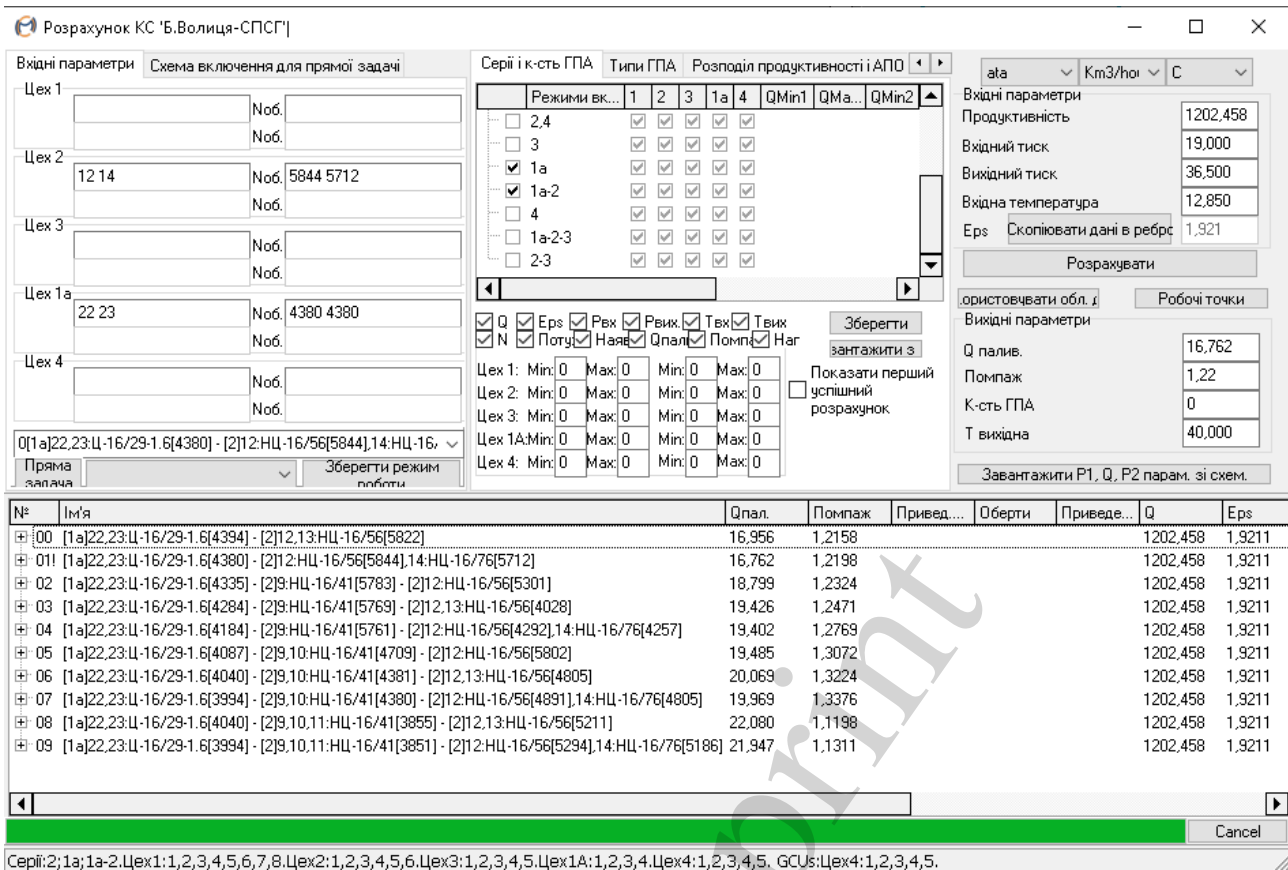


Рис. 6. Інтерфейс для розрахунку режимів роботи багатоцехової дотискувальної компресорної станції

На ПСГ працюють КС із різними типами ГПА. Для ПСГ із пластовими тисками, зокрема більше 100 ат., використовують ГПА поршневого типу. Найчастіше на ПСГ працюють багато цехові КС із відцентровими нагнітачами з газотурбінними приводами. Для забезпечення необхідного перепаду тиску між входом та виходом КС використовують декілька ступеневе стиснення газу (до трьох ступенів). На рис. 6 представлені результати розрахунку режимів з двоступеневим стиском газу.

Максимальна продуктивність ПСГ розраховується на кожен добу. Результати розрахунку максимальної продуктивності ПСГ станом на 25.12. 2021 р. наведені на рис. 7.

Прогноз максимальної добової продуктивності ПСГ на 25.12.2021

25.12.2021	Проектний активний об'єм ПСГ	Активний газ на 23.12.2021	Відбирання за добу 23.12.2021	Відбирання на 8:00	Відбирання на 8:00	Пластовий тиск газу на 23.12.2021	Тиск газу на виході КС на 8:00	Прогноз тиску газу на виході ПСГ	Кількість свердловин в роботі	Прогнозна кількість свердловин	Кількість ГПА	Оберти нагнітачів	Витрата паливного газу	Геологічні обмеження відбирання	Прогнозний режим роботи	Максимальні обсяги самопливом	Максимальні обсяги	Власні потреби	
	млн.м ³	млн.м ³	млн.м ³ /добу	тис.м ³ /год	ат	атн	атн	атн					млн.м ³ /добу	млн.м ³		млн.м ³ /добу	млн.м ³ /добу	млн.м ³ /добу	
ВСЬОГО:	35 212.000	14 306.308	113.773	113.17	4 715.33				699 / 873					241.600		38.550	127.200	1.30	
Утерське ПСГ	2 150.000	573.844	4.549	3.70	154.00	33.0	41.5	41.5	63 / 63	63	10	0	0.069	17.000	12	1.000	4.400	0.05	
Більче-Волицько-Утерське ПСГ	750.000	8 174.617	50.503	50.36	2 098.38				145 / 145					102.000		0.000	59.000	0.90	
Більче-Волицький поклад ПСГ	050.000	7 361.540	33.637	32.54	1 356.00	34.6	34.9	38.0	1 - NaN 3 - 117 / 117.4 - 100 / 101	1 - NaN 3 - 117.4 - 101	4: 2	25: 6700(22.12.2021 22:00:00) 27: 8050(22.12.2021 22:00:00)	4: 0.207	82.000	9	0.000	41.000	0.70	
Утерський поклад ПСГ	2 700.000	813.077	16.866	17.82	742.38	32.2	39.1	34.0	75 / 75		50	1A: 2: 4 4399(22.12.2021 22:00:00) 23: 4598(22.12.2021 22:00:00) 9: 4800(22.12.2021 22:00:00) 12: 5237(22.12.2021 22:00:00) 13: 4998(22.12.2021 22:00:00)	1A: 0.300 2: 0.300	20.000	4	0.000	18.000	0.20	
Дашавське ПСГ	2 772.000	1 546.035	12.385	12.12	505.19	31.4	42.0	40.0	100 / 100		100	2	8006(23.12.2021 12:00:00) 4: 7650(23.12.2021 12:00:00)	0.109	26.000	4	0.000	15.500	0.15
Опарське ПСГ	1 920.000	469.682	8.716	8.77	365.33	42.7	26.9	34.0	76 / 76	4 - 19 5 - 38 6 - 19	1	3: 16000(22.12.2021 12:00:00)	0.009	9.000	2	3.000	9.000	0.10	
Богородчанське ПСГ	2 300.000	1 301.018	16.244	16.46	686.00	77.8	54.9	54.9	126 / 154		154	0	0.000	50.000	Самопливом	16.300	16.300	0.00	
Олишівське ПСГ	400.000	95.921		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0 / 40		40	0	0.000	2.100	"	0.000	0.000	0.00	
Червонопартизанське ПСГ	1 500.000	835.739	3.138	3.15	131.41	42.4	39.6	39.6	38 / 38		38	1	15900(23.12.2021 12:00:00)	0.000	14.000	2	0.250	3.000	0.05
Солохівське ПСГ	1 300.000	447.750	7.285	7.25	302.02	76.4	35.8	35.8	60 / 80		80	0	0.000	7.200	Самопливом	7.200	7.200	0.00	
Пролетарське ПСГ	1 000.000	388.410	5.318	5.28	220.07	0.0	0.0	0.0	43 / 117					5.300	0	5.300	5.300	0.00	
Пролетарське ПСГ (М-7)	1 000.000	373.576	5.318	5.28	220.07	90.5	44.0	44.0	43 / 85		85	0	0.000	5.300	Самопливом	5.300	5.300	0.00	
Пролетарське ПСГ (Б-5+Б-9)	0.000	14.833		0.00	0.00	78.7	44.0	44.0	0 / 32		32	0	0.000	0.000	"	0.000	0.000	0.00	
Кегичівське ПСГ	700.000	419.433	5.635	6.07	252.93	107.8	29.5	29.5	48 / 48		48	0	0.000	5.000	Самопливом	5.500	5.500	0.00	
Краснополівське ПСГ	420.000	53.859	0.002	0.00	0.00	19.7	23.3	23.3	0 / 40		40	0	0.000	4.000	3	0.000	2.000	0.05	

Рис. 7. Результати розрахунку максимальної продуктивності ПСГ та режимів роботи ДКС

5.2. Алгоритм розподілу прогнозованих об'ємів зберігання газу між сховищами

Задача 2. Прогнозований обсяг зберігання газу Q_a розподілити між i сховищами Q_{ai} так, щоби забезпечити максимальну їхню сумарну піковість на заданих часових інтервалах відбирання газу. Для кожного інтервалу часу роботи в непікових режимах роботи ПСГ є відомими їхні сумарні обсяги відбирання газу.

Наведені кроки алгоритму розв'язування задачі 2.

Між n_{ugs} газосховищами потрібно розподілити dQ_{sum} прогнозований об'єм активного газу для закачування, так щоби за n_{day} днів пікового відбирання з усіх газосховищ за відомих заміряних магістральних тисків $P_{gm}^i(t)$ можна було отримати максимальний об'єм газу.

1. Для кожного i газосховища встановлюються межі об'єму активного газу $Q_{a\min}^i$ (початковий об'єм активного газу), $Q_{a\max}^i$.

2. Обчислення кроку розбиття об'єму активного газу $(Q_{a\max}^i - Q_{a\min}^i)$ для кожного ПСГ за умови розбиття інтервалу активного газу на k частин.

$$dQ^i = \frac{Q_{a\max}^i - Q_{a\min}^i}{k}$$

3. Для кожного значення активного газу $Q_{a_j}^i = Q_{a\min}^i + j \cdot dQ^i$ і виміряних тисків у магістральному газопроводі розраховується обсяг пікового відбирання за n_{day} днів

$$peak_{n_{day}}(Q_{a\min}^i + j \cdot dQ^i, P_{gm}^i).$$

4. Необхідно перебрати різні варіанти розподілу активного газу між сховищами:

$$\{m^i \cdot dQ^i\},$$

де $m^i=0 \dots k$, які задовольняють умовам:

$$\sum_{i=1}^{n_{ugs}} m^i \cdot dQ^i < dQ_{sum},$$

$$dQ_{sum} - \sum_{i=1}^{n_{ugs}} m^i \cdot dQ^i < \max\{dQ^i\}.$$

5. Недорозподілений обсяг газу $\left(dQ_a^{nd} = dQ_{sum} - \sum_{i=1}^{n_{ugs}} m^i \cdot dQ^i \right)$, який забезпе-

чить умову рівності $\sum_{i=1}^{n_{ugs}} dQ_a^i = dQ_{sum}$, потрібно розподілити між сховищами методом покоординатного спуску.

Потрібно взяти певну малу величину об'єму активного газу dq_a і добавляти її до активного газу тої ПСГ, так щоби отримати максимальний приріст сумарної піковості

$$peak_{n_{day}}(Q_a^i + dq_a, P_{gm}^i) - peak_{n_{day}}(Q_a^i, P_{gm}^i) \xrightarrow{i=1..n_{ugs}} \min.$$

Таку процедуру необхідно повторювати доти поки не розподілиться увесь заданий активний газ $\sum_{i=1}^{n_{ugs}} dQ_a^i = dQ_{sum}$.

Серед усіх розподілів $\{dQ_a^i\}$ необхідно вибрати розподіл активного газу з максимальною піковістю. Характер функцій піковості передбачає наявність кількох локальних екстремумів функції сумарної піковості. Наведений алгоритм знаходить розподіл активного газу, в околі якого, із певною точністю, можна стверджувати знаходиться і абсолютний екстремум функції сумарної піковості. Повторення процедури в околі знайденого розподілу активного газу дасть змогу наблизитися до абсолютного екстремуму функції сумарної піковості.

Приклад роботи наведеного вище алгоритму.

Необхідно забезпечити розподіл прогнозованого обсягу (7 млрд м³) газу між сховищами у такий спосіб, щоби забезпечити максимальну продуктивність роботи ПСГ протягом заданого інтервалу часу. Отримані результати для двох

інтервалів часу – 20 та 50 діб. Для 20 діб результати представлені в табл. 2 та на рис.8, а для 50 діб в табл. 3 та на рис. 9 . Для першого випадку максимальна продуктивність протягом 20 діб міняється у межах 139–110, а у другому протягом 50 діб міняється у межах– 132–85 млн м³.

Таблиця 2

Розподіл обсягів закачування газу (7 млрд м³) між сховищами для досягнення заданої максимальної продуктивності на прогнозованому інтервалі часу (20 діб)

Підземні сховища газу	Проектний максимальний активний об'єм ПСГ, млн.м ³	Початковий активний газ, млн.м ³	Розрахований об'єм активного газу ПСГ, млн м ³	у тому числі:	
				непроплачений буферний газ, млн м ³	Розподілений технологічний активний газ, млн м ³
Угерське ПСГ	2 150	250	276	250	26
Більче-Волицько-Угерське ПСГ	20 750	3 700,00	7 860	3 700	4 160
Більче-Волицький поклад ПСГ	18 050	3 700,00	7 326	3 700	3 626
Угерський поклад ПСГ	2 700	0	534	0	534
Дашавське ПСГ	2 772	622	742	622	120
Опарське ПСГ	1 920	0	80	0	80
Богородчанське ПСГ	2 300	0	2 257	0	2 257
Олишівське ПСГ	400	90	90	90	0
Червонопартизанське ПСГ	1 500	0	96	0	96
Солохівське ПСГ	1 300	0	113	0	113
Пролетарське ПСГ (М-7)	1 000	0	80	0	80
Кегичівське ПСГ	700	0	58	0	58
Краснопопівське ПСГ	420	0	9	0	9
ВСЬОГО :	35 212	4 662,00	11 662	4 662	7 000

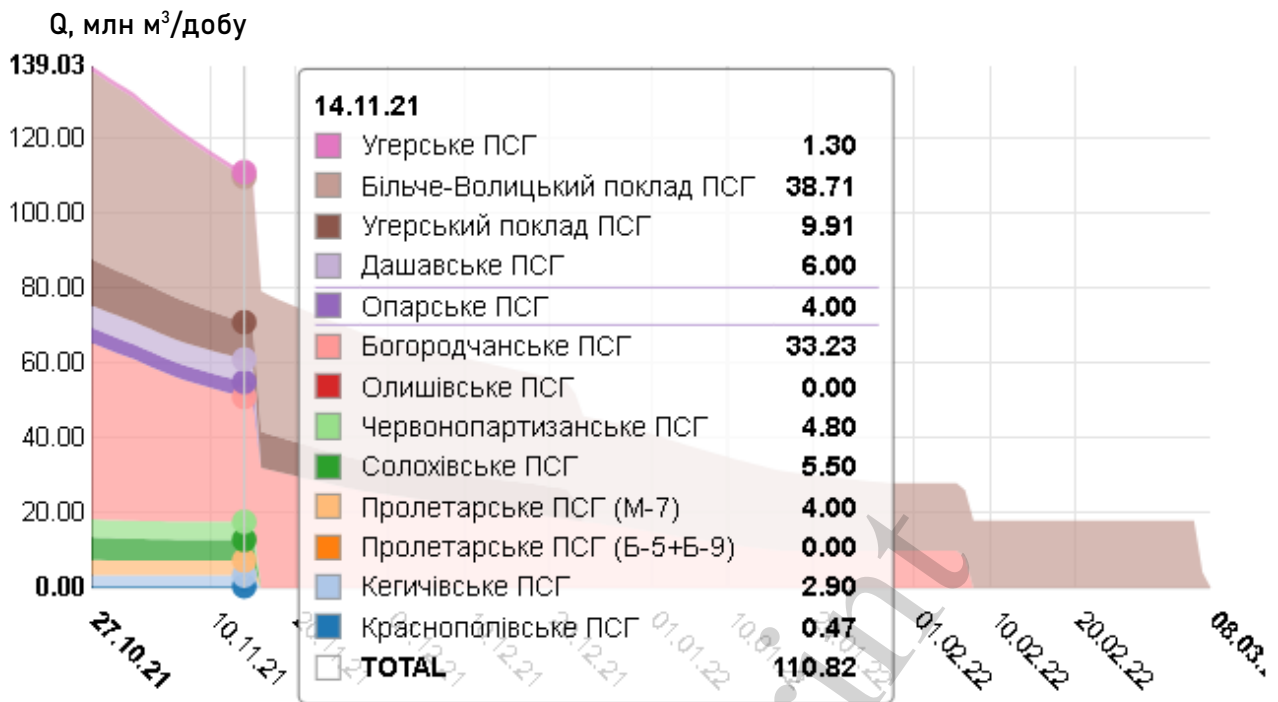


Рис. 8. Максимальна продуктивність підземних сховищ газу протягом 20 діб їх експлуатації

Таблиця 3

Розподіл обсягів закачування газу (7 млрд м³) між сховищами для досягнення заданої максимальної продуктивності на прогнозованому інтервалі часу (50 діб)

Підземні сховища газу	Проектний активний об'єм ПСГ, млн м ³	Початковий активний газ	Розрахований об'єм активного газу ПСГ, млн м ³	у тому числі:	
				непроплачений буферний газ, млн м ³	Розподілений технологічний активний газ, млн м ³
Угерське ПСГ	2 150	250	318	250	68
Більче-Волицько-Угерське ПСГ	20 750	3 700,00	5 523	3 700	1 823
Більче-Волицький поклад ПСГ	18 050	3 700,00	4 600	3 700	900
Угерський поклад ПСГ	2 700	0	923	0	923
Дашавське ПСГ	2 772	622	2 158	622	1 536
Опарське ПСГ	1 920	0	210	0	210
Богородчанське ПСГ	2 300	0	2 257	0	2 257
Олишівське ПСГ	400	90	90	90	0
Червонопартизанське ПСГ	1 500	0	250	0	250
Солохівське ПСГ	1 300	0	312	0	312
Пролетарське ПСГ (М-7)	1 000	0	367	0	367
Кегичівське ПСГ	700	0	156	0	156
Краснопопівське ПСГ	420	0	24	0	24
ВСЬОГО :	35 212	4 662,00	11 665	4 662	7 003

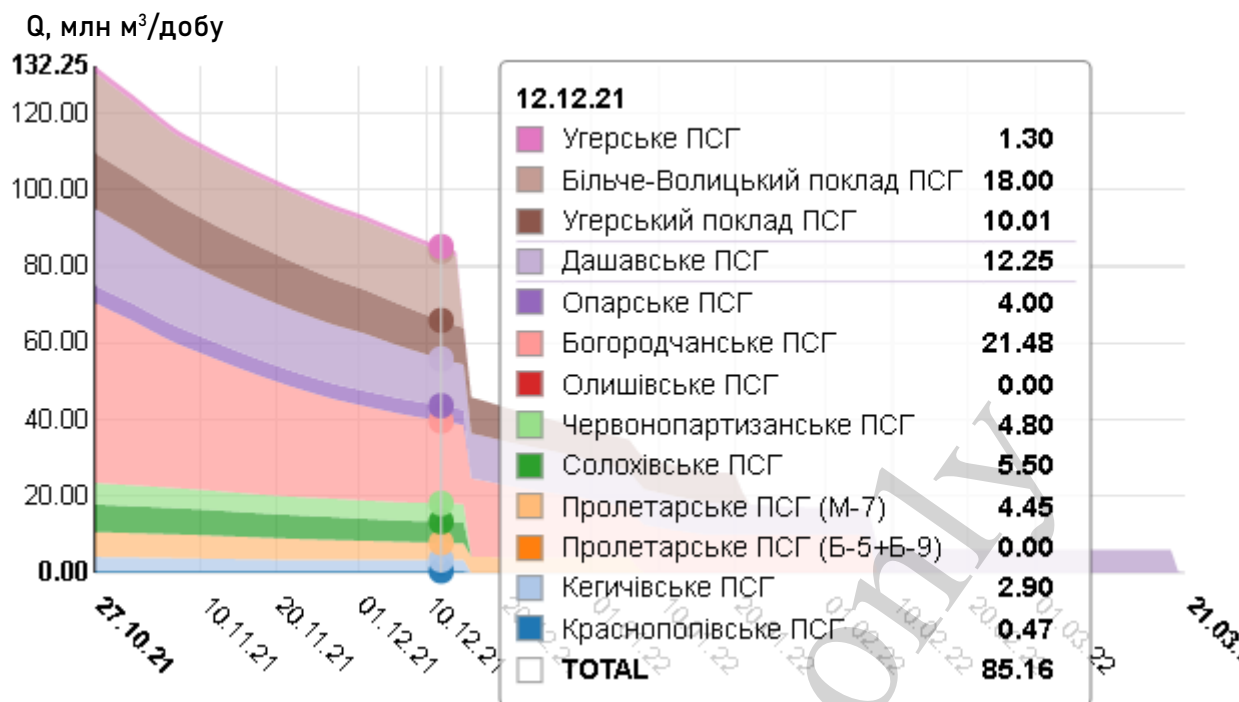


Рис. 9. Максимальна продуктивність підземних сховищ газу протягом 50 діб їх експлуатації

5. 3. Розподіл обсягів зберігання активного газу між сховищами для забезпечення максимальної їхньої середньої піковості

Задача 3. Прогнозований обсяг зберігання газу Q_a розподілити між i сховищами Q_{ai} так, щоби забезпечити їхню максимальну інтегральну піковість за мінімальний час експлуатації всіх сховищ (за повного відбирання активного газу).

Алгоритм розв'язування задачі ґрунтується на такому очевидному твердженні. Максимальна середня інтегральна піковість на всьому інтервалі роботи ПСГ досягається у випадку, якщо за максимальної продуктивності роботи усіх сховищ відбір активного газу завершиться одночасно (за однаковий час відбирання). Завдання алгоритму – розподілити Q_a між сховищами так, щоби максимально точно виконалась сформульована умова. Для її забезпечення алгоритм на k ітераційному кроці величину $\Delta Q = Q_a/n$ додає до $Q_{a,i}^{k-1} + \Delta Q$ – активного газу i сховища в тому випадку, якщо максимальна різниця між часами повного відбирання активного газу буде мінімальною.

5. 4. Оптимальна експлуатація підземних сховищ газу

Задача 4. Знайти Q_{ai} $\left(\sum_i Q_{ai} = Q_a \right)$ для досягнення найменшого сумарного обсягу паливного газу на експлуатацію ПСГ $IV_p(t)$ і інтегральної піковості $IV(t)$ не меншої за задану величину на інтервалі часу $[0, t]$.

$$IV_p(t) = \sum_i \int_0^t V_{pi}(V_i^-(t), P_{ri}(t), P_{mi}(t)) dt \rightarrow \min, \quad (5)$$

$$IV(t) = \sum_i \int_0^t V_i^-(t) dt. \quad (6)$$

Алгоритм розв'язування задачі полягає в тому, щоби на кожному k -му ітераційному кроці знайти таке i ($Q_{a,i}^k = Q_{a,i}^{k-1} + \Delta Q$), яке б забезпечило максимальне збільшення піковості $IV^k(t) - IV^{k-1}(t)$ за незначного збільшення паливного газу $IV_p^k(t) - IV_p^{k-1}(t)$ доки не буде досягнуто необхідного рівня інтегральної піковості. Якщо відбирання газу з одного зі сховищ у піковому режимі досягне часу t , то його потрібно виключити з участі в ітераційному процесі.

$$\frac{IV_p^k(t) - IV_p^{k-1}(t)}{IV^k(t) - IV^{k-1}(t)} \rightarrow \min. \quad (7)$$

Наведена ще одна важлива задача. Коректна її постановка вимагає проведення числових експериментів та аналізу його результатів. Попередня змістовна постановка є такою.

За відомих прогнозованих обсягів відбирання газу потрібно знайти мінімальні обсяги зберігання газу та його розподіл між групами сховищ для забезпечення заданої надійності функціонування ГТС. Ще треба врахувати, що на розподіл газу між сховищами впливають обсяги транзиту та розміщення точок поступлення імпортованого газу в газотранспортну систему.

Для спрощення рішення такої задачі варто представити ГТС як об'єднання підсистем, які примикають до тих чи інших груп газосховищ. Після цього необхідно сформулювати прогнозований динамічний баланс газу в кожній підсистемі. Тоді можна поставити оптимізаційну задачу на обсяги зберігання газу, його розподіл між групами сховищ та аналізувати як розподілити оптимально між точками входу прогнозовані обсяги транзиту та імпорту газу. Для рішення задачі можна використати функціональність програмного комплексу "GTS Calculation" [6–10]. Перелік задач, набір розроблених та реалізованих відомих методів та алгоритмів їх розв'язування і середовищ розробки математичного та програмного забезпечення наведено на рис. 10 [25].

На рис. 11–13 наведені реальні приклади практичного використання розробленого алгоритмічного та програмного забезпечення.

Одночасно для оперативних та прогнозованих режимів експлуатації ПСГ проводиться розрахунок обсягів виробничо-технологічних потреб газу, які ідуть на роботу газоперекачувальних агрегатів.

Результати роботи знаходяться у промисловій експлуатації. Окремі відкриті результати представлені на офіційному сайті АТ "Укртрансгаз": Вільні комерційні потужності [24].

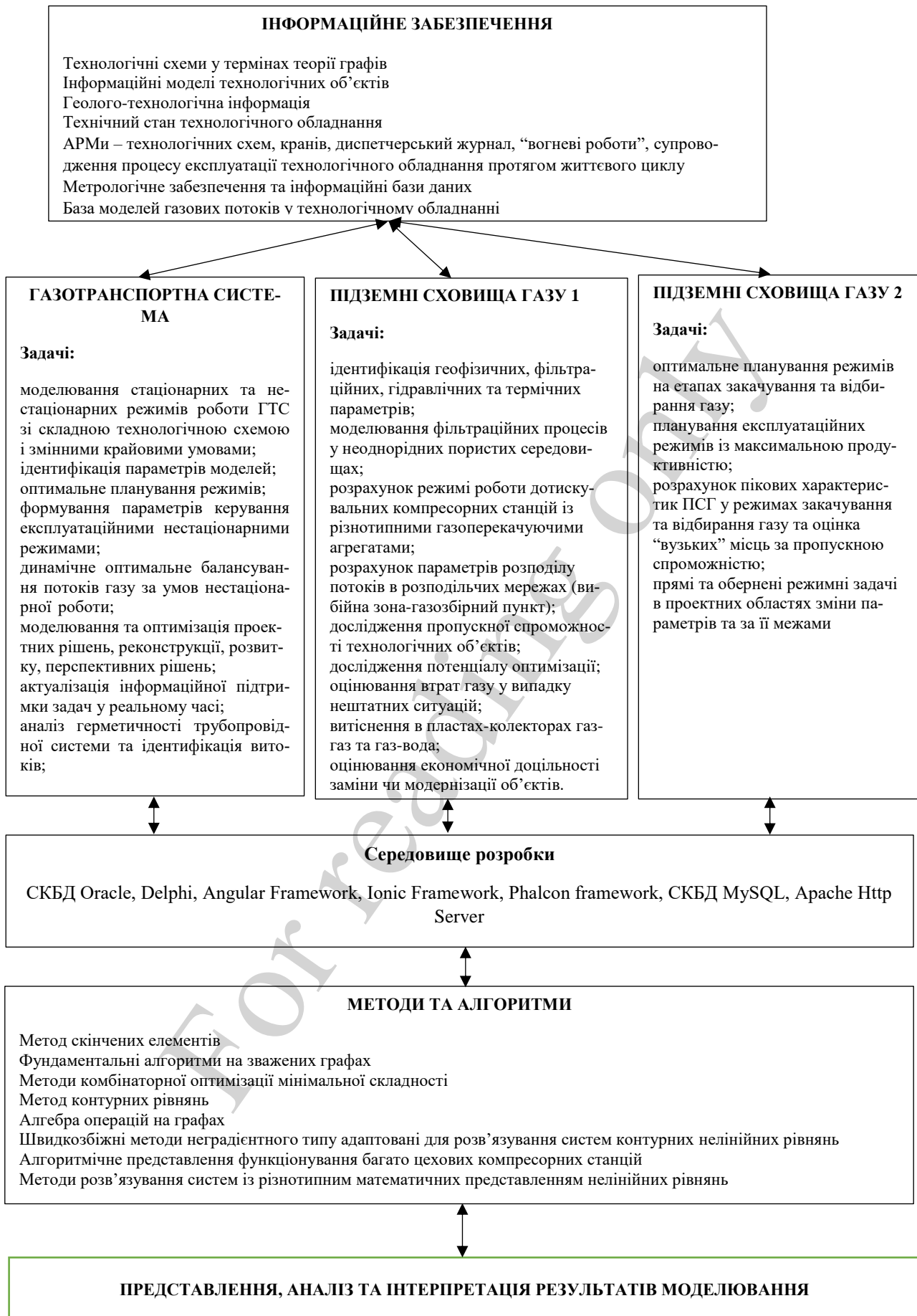


Рис. 10. Перелік задач, методів та алгоритмів їх розв'язування

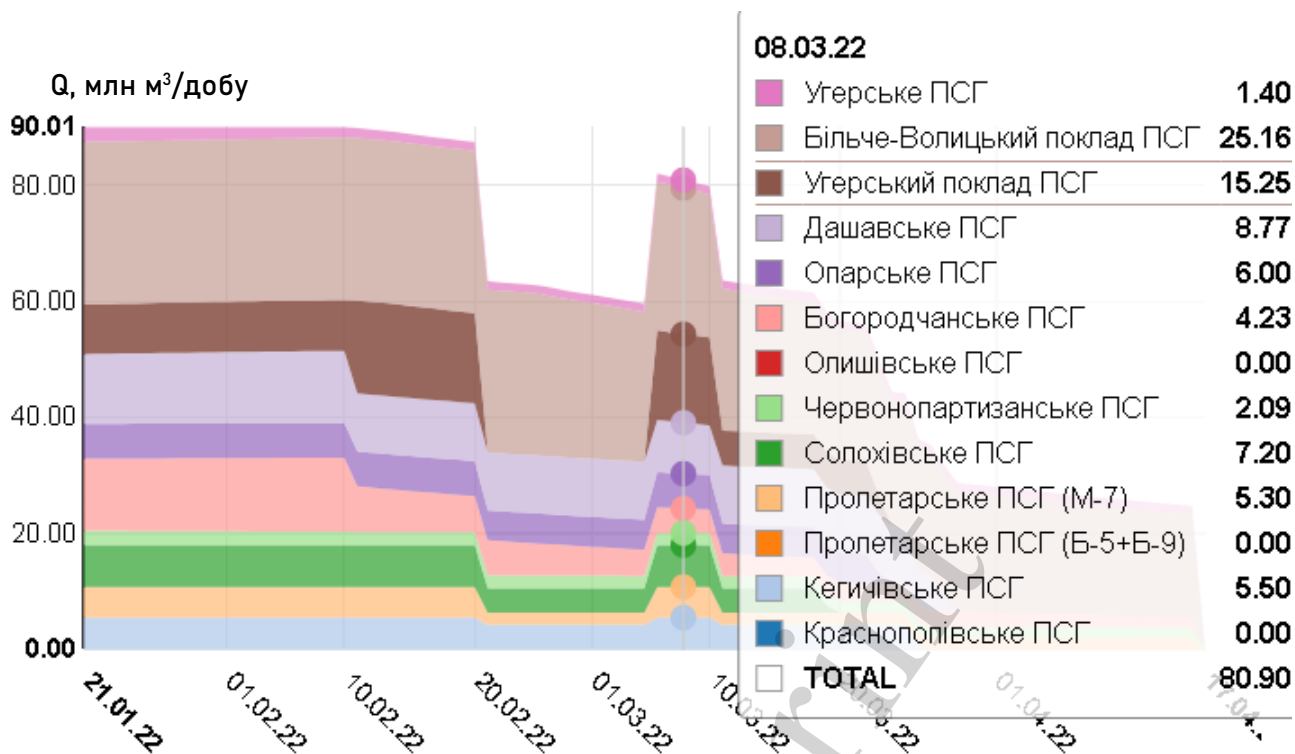


Рис. 11. Прогнозовані обсяги відбирання газу за прогнозованими погодними умовами

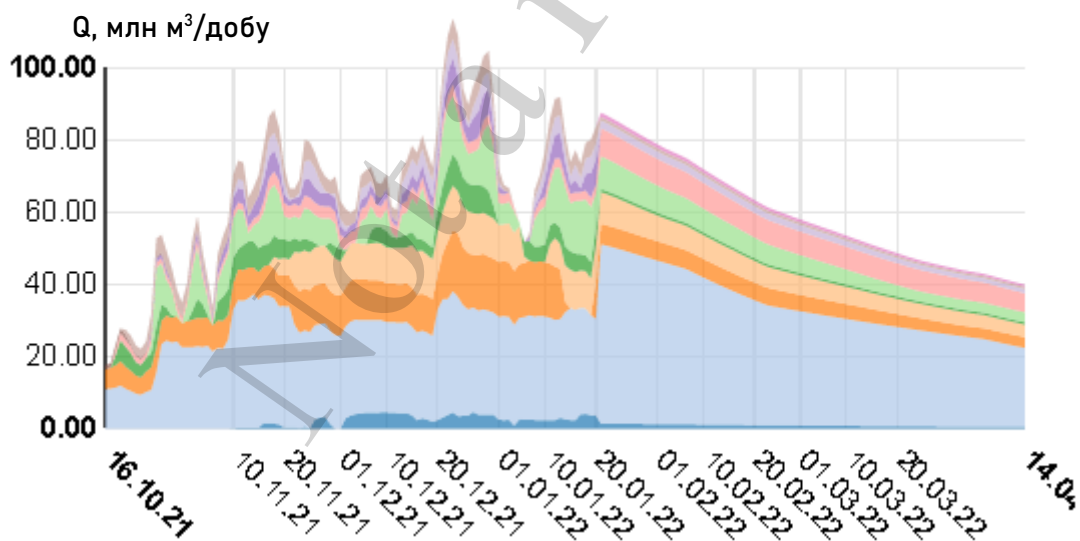


Рис. 12. Обсяги відбирання газу: реальні розраховані за оперативними прогнозованими даними (на інтервалі часу – 15.10.21–19.01.22) та прогнозовані обсяги відбирання газу (на інтервалі часу – 20.01.22–01.04.22)

Інші результати представляюся диспетчерським службам – розраховані режими експлуатації кожного ПСГ із детальною схемою включення ГПА (кількість ступенів стиску газу, задіяні ГПА на кожній ступені, оберти відцентрових нагнітачів, витрата паливного газу, ступінь віддаленості від помпажних зон)

(рис. 7). Крім цього доступний розрахунок розподілу тиску в пластах колекторах, дебіт свердловин і втрати тиску на технологічних ланцюжках – пласт – газопровід-відвід.

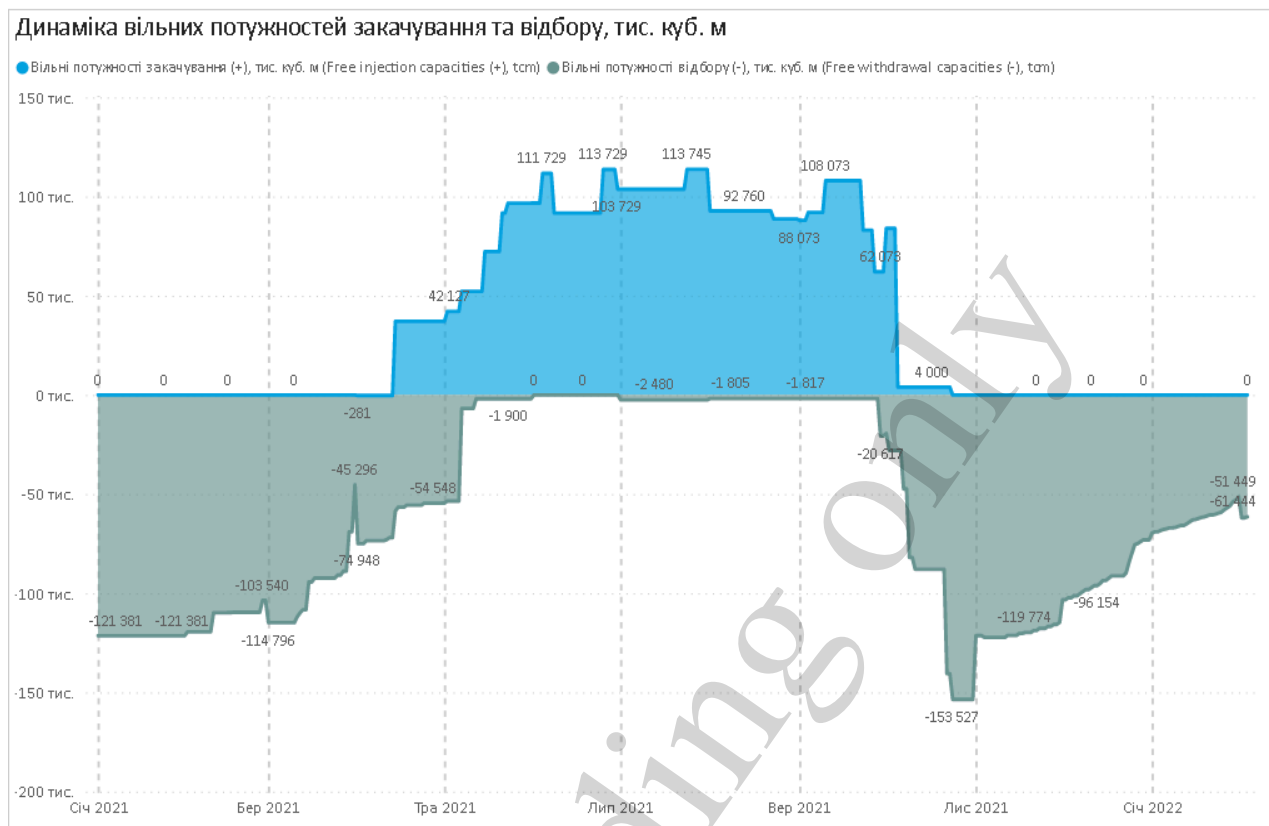


Рис. 13. Динаміка зміни вільних потужностей підземних сховищ газу

6. Обговорення методів планування режимів роботи підземних сховищ газу

Результати, наведені в роботі, отримані із використанням розробленого інтегрованого математичного, програмного та інформаційного забезпечення для експлуатації газотранспортних систем із підземними сховищами газу [9]. Складовою частиною цього комплексу є програмні модулі розв'язування задач, наведених у даній роботі. Даний комплекс знаходиться в стані постійного розвитку і є ефективним інструментом для диспетчерських та геологічних служб у процесі планування оперативних та перспективних режимів експлуатації окремих та і ПСГ загалом із врахуванням режимів експлуатації ГТС.

Програмний модуль реалізації розробленого алгоритму знаходження максимальної продуктивності підземних сховищ газу за змінних умов на їхніх входах та виходах має самостійне значення, який забезпечує розрахунок добової максимальної продуктивності ПСГ усіх ПСГ у режимах закачування та відбирання газу. Він інформує усіх власників газу та тих, хто планує зберігати газ в ПСГ про наявні вільні потужності [24]. Даний модуль використаний для розв'язування задачі планування закачування газу за критерієм максимальної

продуктивності на прогнозованих інтервалах часу. Результати розробленого алгоритму продемонстровані на рис. 8, 9 та табл. 2, 3.

Програмне забезпечення визначення такого розподілу відбирання газу між сховищами, щоб підтримувати максимальну сумарну продуктивність сховищ протягом усього часу відбирання газу, часто використовується на інтервалах часу у процесі відбирання газу у непікові режими експлуатації ПСГ. Тоді розподіл обсягів відбирання активного газу розподіляється між газосховищами у такий спосіб, щоб забезпечувати підтримку максимальної середньої піковості ПСГ залишковими об'ємами активного газу.

Реалізовані алгоритми, які дають можливість розв'язати задачу поєднання оптимальної експлуатації та експлуатації ПСГ у режимі максимальної продуктивності. Поки що існуюча складність алгоритму не дозволяє його експлуатацію у диспетчерському управлінні ПСГ. Ведеться робота над зменшення складності розробленого алгоритму.

Алгоритмічне забезпечення для розв'язування поставлених задач розроблялося для конкретних важливих прикладних задач і тому воно є унікальним. У відкритих джерелах відсутня інформація щодо постановки подібних задач. Більше того, експлуатаційні параметри інтегрованого багатофункціонального програмного забезпечення для управління процесами на ПСГ у реальних умовах у відкритих джерелах відсутні.

Отримані результати не повністю закривають проблемну частину, що пов'язана з повною реалізацією потенціалу оптимізації, який проявляється у випадку планування режимів ПСГ та ГТС як єдиного гідравлічного комплексу. Розв'язані задачі, як часто буває, дають можливість формування нових, не менш актуальних. І тому роботи у даному напрямку продовжуються. Знаходяться у розробці методи, які поєднують оптимальну роботу сховищ та забезпечення максимальної продуктивності на прогнозованих інтервалах часу. Основна проблема – забезпечити таку складність алгоритмів, які б дозволили отримати результат необхідної якості за прийнятний час.

На режимні характеристики, які розглядаються у поставлених задачах, мають вплив дискретні, розривні та неперервні процеси. І тому вони є змінними, не завжди монотонними та неперервними за часом, часом із скачками що не дозволяє використовувати класичні методи математичного аналізу. Єдиний підхід – комбінаторні методи. І тому для розв'язування розглядуваних екстремальних задач на оптимальність та максимальну продуктивність пропонуються комбінаторні методи, які не ставлять особливих вимог до характеру зміни розглядуваних процесів.

Щодо використання існуючих перебірних методів комбінаторної оптимізації [26, 27]. У багатьох випадках врахування фізики та характеру поведінки параметрів процесів дають можливість побудувати перебірні методи, які за обчислювальною складністю не поступаються відомим, а можуть виявитися і кращими.

Крім розвитку існуючого програмного забезпечення поставлені задачі підготовки до модернізації ПСГ із врахуванням експлуатації, у недалекому майбутньому, ПСГ в умовах зберігання водневих сумішей із природнім газом.

Основні недоліки та ефективність розробленого алгоритмічного забезпечення проявляються у процесі його експлуатації в реальних умовах. Постійно уточнюються параметри управління обчислювальною складністю окремих перебірних алгоритмів. Важливим випробуванням буде сезон експлуатації 2021–2022 рр. за умов критичної нехватки обсягу газу на закачування, що дозволить максимальним чином оцінити якість розробленого алгоритмічного забезпечення.

7. Висновки

1. Побудовані функції максимальної продуктивності газосховищ як функцій залежних від розподілу пластового тиску та тиску в газопроводі-відводі в області проектних та реальних режимів роботи є кусково неперервними із скачками та розривами. На характер функцій піковості впливають дискретні та неперервні процеси. Серед дискретних впливів – зміна схеми роботи КС, кількості ступенів стиску газу, кількості ГПА у ступенях стиску газу; серед неперервних – зміна потужності ГПА та тиску у магістральному газопроводі. Розривність функцій піковості для окремих наборів вхідних даних вказує на її відсутність – у таких випадках не існує технологічно допустимого режиму роботи КС. У процесі експлуатації ПСГ пластовий тиск міняється повільно, так як фільтраційні потоки є досить інертними і проходять в пластах, поверхня яких має десятки квадратних кілометрів, а тиск у магістральних газопроводах міняється протягом доби декілька раз. Вигляд функцій максимальної продуктивності, відповідно, також змінюється. І для того, щоб забезпечити стабільну роботу ПСГ на максимальній продуктивності, необхідно реалізувати режим роботи КС із заданою стійкістю – забезпечити необхідну віддаленість робочих точок його відцентрових нагнітачів від помпажної зони.

Розраховані функції максимальної продуктивності газосховищ є актуальними протягом сезону експлуатації ПСГ. На наступний сезон відбирання газу їх необхідно перерахувати після повторної ідентифікації параметрів моделей КС та пластових систем усіх сховищ.

Отримані функції забезпечують швидке оцінювання максимальної піковості для окремих ПСГ у технологічно можливих інтервалах зміни замірних крайових умов. Швидкість отримання результату забезпечено числовою складністю алгоритмів розрахунку оптимальних режимів роботи КС та швидким числовим інтегруванням фільтраційного рівняння, яке забезпечено спеціально розробленим методом розв'язування систем із розрідженими матрицями.

2. Розроблений алгоритм для планування розподілу між сховищами активного газу на етапі закачування для забезпечення сумарної максимальної продуктивності у процесі відбирання на прогнозованих інтервалах часу можна використовувати і у випадку розв'язування задачі планування розподілу обсягів відбирання газу у режимах непікового завантаження ПСГ за критеріями оптимальності.

Розроблений алгоритм розв'язування задачі забезпечує необхідну обчислювальну складність вибором величини кроку перебірного алгоритму. У такому випадку складність алгоритму та реалізація потенціалу досягнення екстремального результату пов'язані між собою. У процесі проведення числових екс-

периментів знаходиться задовільний крок перебірною алгоритму, який залежить від характеру зміни функцій максимальної продуктивності газосховищ.

3. Потреба у розв'язуванні задачі – для прогнозованих обсягів відбирання газу знайти такий його розподіл між сховищами, щоб підтримувати максимальну сумарну продуктивність сховищ протягом усього часу відбирання газу виникає у декількох випадках. У випадку значної невизначеності погодних умов на значному інтервалі часу розподіл обсягів закачування між сховищами доцільно проводити за критерієм максимальної середньої піковості у режимі його відбирання.

Часто на завершальному періоді відбирання газу, стратегію розподілу відбирання необхідних обсягів газу будують за критерієм підтримки залишковим розподілом активного газу максимальної середньої піковості до повного відбирання активного газу. У таких випадках треба страхуватися, у середньому, на випадок непередбачуваних різких погодних змін та необхідності забезпечити достатню високу, можливо не максимальну, сумарну продуктивність. Крім цього, за часом роботи ПСГ у режимі максимальної середньої піковості оцінюють достатність обсягів активного газу в сховищах до завершення опалювального сезону за самих несприятливих погодних умов.

Простий та ефективний алгоритм розв'язування задачі побудований на очевидному твердженні – максимальна середня піковість роботи ПСГ до завершення відбирання газу досягається тільки у випадку одночасного завершення відбирання активного газу на максимальній продуктивності роботи усіх ПСГ.

Обчислювальна складність алгоритму є незначною і дозволяє, за необхідності, багатократне використання.

4. Критерії експлуатації – оптимальний та піковий – є конкуруючими. Повною мірою ще не реалізована стратегія оптимального управління газосховищами для забезпечення зваженого критерію, який включає забезпечення необхідної максимальної продуктивності експлуатації ПСГ на одних інтервалах часу та мінімальні затрати паливно-енергетичних ресурсів на інших. Кожна із цих проблем окремо ефективно розв'язана, а стратегія їх поєднання вимагає методів комбінаторної оптимізації із відповідною обчислювальною складністю. І тому ефект управління ПСГ за зваженим критерієм на сьогодні ще повною мірою не оцінений.

Наявні інструменти дозволяють достатньо швидко оцінювати той чи інший варіант плану експлуатації ПСГ у режимі відбирання. Слід зважати на те, що побудувати завчасно умовну траєкторію оптимального процесу для кожної ПСГ на значні інтервали часу неможливо – постійно міняються крайові умови для числових моделей ПСГ. Усе планування режимів проводиться на основі номінальних крайових умов заздалегідь узгоджених із оператором ГТС.

Література

1. Ma, X., Zheng, D., Zhang, G., Li, D. (2021). General Situation of Underground Gas Storage Around the World. Handbook of Underground Gas Storages and Technology in China, 1–31. doi: https://doi.org/10.1007/978-981-15-7855-7_11-1

2. Pardalos, P. M., Du, D.-Z., Graham, R. L. (Eds.) (2013). Handbook of combinatorial optimization. Springer, 3409. doi: <https://doi.org/10.1007/978-1-4419-7997-1>
3. Papadimitriou, C. H., Steiglitz, K. (Eds.) (1998). Combinatorial optimization: algorithms and complexity. Mineola: Dover Publications, 528.
4. Federal Energy Regulatory Commission. URL: <http://www.ferc.gov>
5. Ukrainian Energy Exchange. URL: <https://www.ueex.com.ua/exchange-quotations/Natural%20gas/>
6. Prytula, N., Prytula, M., Boyko, R. (2017). Development of software for analysis and optimization of operating modes of underground gas stores. *Technology Audit and Production Reserves*, 2 (3 (40)), 17–25. doi: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2018.128574>
7. Prytula, N., Prytula, M., Boyko, R. (2017). Mathematical modeling of operating modes of underground gas storage facilities. *Technology Audit and Production Reserves*, 4 (1 (36)), 35–42. doi: <https://doi.org/10.15587/2312-8372.2017.109084>
8. Prytula, N., Frolov, V., Prytula, M. (2017). Optimal scheduling of operating modes of the gas transmission system. *Mathematical Modeling and Computing*, 4 (1), 78–86. doi: <https://doi.org/10.23939/mmc2017.01.078>
9. Prytula, N. (2013). Optyimizatsiya rezhymiv roboty hazotransportnykh system. *Visnyk Natsional'noho universytetu "L'vivs'ka politehnika". Komp'yuterni nauky ta informatsiyni tekhnolohiyi*, 771, 342–348.
10. Prytula, N. (2015). Mathematical modelling of dynamic processes in gas transmission. *Econtechmod. An international quarterly journal*, 4 (3), 57–63. URL: http://www.mathcenter.com.ua/docs/articles/MathematicalModellingOfDynamicProcessesInGasTransmission_2015_en.pdf
11. Wu, X., Li, C., He, Y., Jia, W. (2018). Operation Optimization of Natural Gas Transmission Pipelines Based on Stochastic Optimization Algorithms: A Review. *Mathematical Problems in Engineering*, 2018, 1–18. doi: <https://doi.org/10.1155/2018/1267045>
12. Sedliak, A., Žáčik, T. (2016). Optimization of the Gas Transport in Pipeline Systems. *Tatra Mountains Mathematical Publications*, 66 (1), 103–120. doi: <https://doi.org/10.1515/tmmp-2016-0024>
13. Ríos-Mercado, R., Borraz-Sánchez, C. (2014). Optimization problems in natural gas transmission systems: A state-of-the-art survey. URL: https://www.researchgate.net/publication/266169052_Optimization_problems_in_natural_gas_transmission_systems_A_state-of-the-art_survey
14. PIPEPHASE Pipeline Network Design. URL: https://www.aveva.com/content/dam/aveva/documents/datasheets/Datasheet_SE-SimSci_PIPEPHASE_11-15.pdf
15. OLGA Dynamic Multiphase Flow Simulator. URL: <https://www.software.slb.com/products/olga>
16. PIPESIM Steady-State Multiphase Flow Simulator. URL: <https://www.software.slb.com/products/pipesim>

17. Features of hydrodynamic simulation gatchinskogo UGS. URL: http://vesti-gas.ru/sites/default/files/attachments/113-115-iz_matmodelirovanie-2012-v13-m-d.pdf
18. ECLIPSE Industry-Reference Reservoir Simulator. URL: <https://www.software.slb.com/products/eclipse>
19. SKUA-GOCAD product suite. URL: <https://www.pdgm.com/products/skua-gocad>
20. Zhao, L., Yan, Y., Wang, P., Yan, X. (2019). A risk analysis model for underground gas storage well integrity failure. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 62, 103951. doi: <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2019.103951>
21. Abbasov, É. M., Kengerli, T. S., Abdullaeva, N. R. (2020). Simulation of the Process of Filtration of a Gas–Liquid Mixture in the Bed–Well Conjugate System. *Journal of Engineering Physics and Thermophysics*, 93 (5), 1147–1155. doi: <https://doi.org/10.1007/s10891-020-02216-2>
22. Budny, C., Madlener, R., Hilgers, C. (2015). Economic feasibility of pipe storage and underground reservoir storage options for power-to-gas load balancing. *Energy Conversion and Management*, 102, 258–266. doi: <https://doi.org/10.1016/j.enconman.2015.04.070>
23. Aziz, K., Aziz, K., Settari, A. (1979). *Petroleum Reservoir Simulation*. Applied Science Publishers, 476.
24. JSC Ukrtransgaz. URL: <https://utg.ua/utg/business-info/analitichni-paneli.html>
25. Mathematical Centre Ltd. URL: <http://www.mathcenter.com.ua/en/presentations-en>
26. Сергиенко, И. В., Гуляницкий, Л. Ф., Сиренко, С. И. (2009). Классификация прикладных методов комбинаторной оптимизации. *Кибернетика и системный анализ*, 5, 71–83. URL: <http://dspace.nbuv.gov.ua/handle/123456789/44402>
27. Blum, C., Puchinger, J., Raidl, G. R., Roli, A. (2011). Hybrid metaheuristics in combinatorial optimization: A survey. *Applied Soft Computing*, 11 (6), 4135–4151. doi: <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2011.02.032>