

# БУРІННЯ НАФТОВИХ І ГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН

УДК 622.245.4

## СТАН І ШЛЯХИ ПІДВИЩЕННЯ ЯКОСТІ РОЗМЕЖУВАННЯ ПЛАСТІВ У СВЕРДЛОВИНАХ ПІДЗЕМНИХ СХОВИЩ ГАЗУ

Я.С. Коцулич, В.І. Колісник, В.І. Гриманюк

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська 15, тел. (0342) 504691  
e-mail: [drill@nung.edu.ua](mailto:drill@nung.edu.ua), [tdcentre@nung.edu.ua](mailto:tdcentre@nung.edu.ua)

*Подано характеристику потужностей та потенціалу розвитку ПСГ України на найближчий період. Проаналізовано динаміку зміни та ефективність способів ліквідації міжколонних тисків на Богородчанському сховищі газу. Запропонований алгоритм побудови моделі сховища з метою моделювання різноманітних технічних і технологічних операцій та розробки більш точного плану експлуатації сховища на майбутній період.*

Ключові слова: цементний розчин, міжколонні тиски, підземне сховище газу

*Представлена характеристика мощностей и потенциал развития ПХГ Украины на ближайший период. Проанализирована динамика изменения и эффективность способов ликвидации межколонных давлений на Богородчанском хранилище газа. Предложен алгоритм построения модели хранилища с целью моделирования разных технических и технологических операций и разработки более точного плана эксплуатации хранилища на будущий период.*

Ключевые слова: цементный раствор, междуколонные давления, подземное хранилище газа

*In the article authors has been analyzed the variable dynamic and effectiveness of drill string-casing annular pressure at Bogorogchany underground gas storage. It is proposed the algorithm of creating underground gas storage model.*

Keywords: cement slurry, drill string-casing annular pressure, underground gas storage

Підземні сховища газу (ПСГ) є важливою і невід'ємною складовою забезпечення потреб України газом.

При спорудженні свердловин на ПСГ особливе місце займають питання забезпечення їх герметичності протягом тривалого часу експлуатації. Умовою герметичності ПСГ є відсутність заколонних газопроявів, які спричиняють міжпластові перетоки та міжколонні тиски (МКТ) впродовж всього терміну служби свердловин.

Практика буріння свердловин на ПСГ Прикарпаття свідчить, що через наявність у геологічному розрізі до 16 газоносних горизонтів, традиційні технологія та застосовувані технічні засоби не забезпечують якісного розмежування пластів. У деяких свердловинах МКТ спостерігаються вже у період очікування затвердіння цементу.

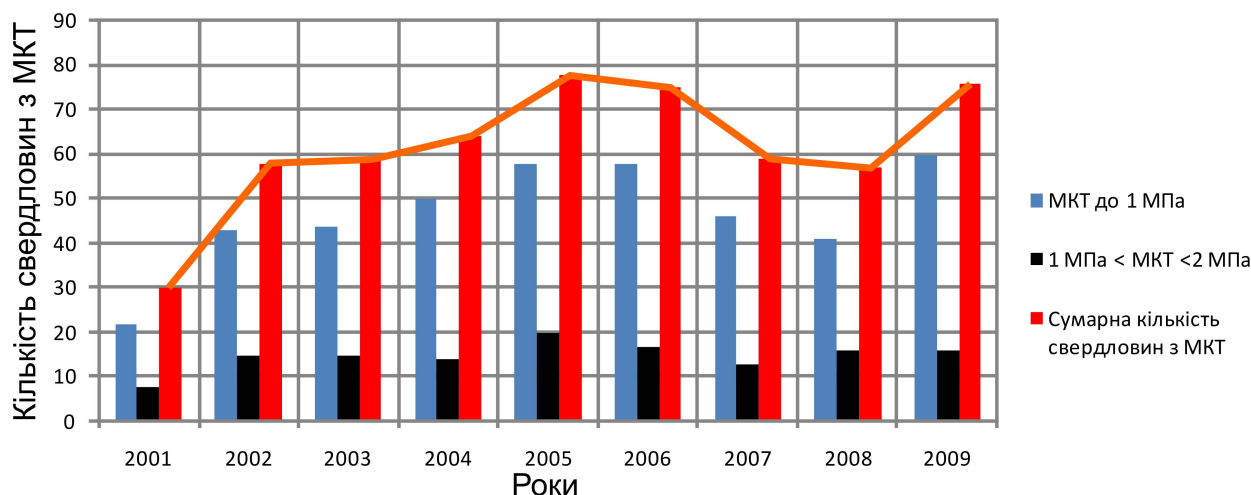
Енергетична стратегія розвитку України передбачає збільшення потужностей ПСГ країни на 7 млрд. м<sup>3</sup> за рахунок їхньої реконструкції і технічного переоснащення. Інститутом УкрНДГаз розроблено концепцію розвитку підземного зберігання природного газу в Укра-

їні на перспективу до 2020 року [1]. Документ передбачає будівництво в південно-західному регіоні України ПСГ потужністю 12,5 млн. м<sup>3</sup>/добу.

В зв'язку з цим, проблема забезпечення герметичності заколонного простору свердловини до цього часу залишається актуальною.

На основі аналізу експлуатації свердловин у режимі ПСГ встановлено, що зростання кількості циклів нагнітання-видобування призводить до збільшення числа свердловин з МКТ [2]. Можливі і неконтрольовані заколонні перетоки газу, оскільки у свердловинах з МКТ через недостатню чутливість геофізичних приладів, міграцію газу заколонним простором виявити не вдається.

Складність природи заколонних міграцій газу у свердловинах з пластовими тисками, рівними гідростатичним, або з аномально низькими пластовими тисками (АНПТ) є наслідком того, що способи їх попередження залишаються малоефективними, в результаті чого розгерметизується заколонний простір, і газ виходить на денну поверхню. Для попередження цих явищ потрібні нові високоефективні техно-



**Рисунок 1 — Розподіл свердловин з МКТ на Богородчанському ПСГ**

логії та технічні засоби, що забезпечують високу якість тампонування свердловин ПСГ і відновлення герметичності у разі її порушення.

Вирішенню проблеми підвищення герметичності якості розмежування пластів при спорудженні свердловин на ПСГ присвячені роботи Банатова В.П., Навроцького Б.І. [2,3], які запропонували додавати до цементу для «холодних» свердловин Здолбунівського цементного заводу 1,5-2% хлористого кальцію та 33% крейди від маси сухого цементу. Автором [4] запропоновано технологію армування цементного каменю шляхом додавання до тампонажного цементу 1,5-3% азбесту 6-го сорту та 1,5-3% хлористого кальцію при водоцементному відношенні 0,5-0,55, що дало змогу покращити деформаційні властивості тампонажного каменю і знизити тріщиноутворення в фільтраційній кірці бурового розчину.

Проведено комплексні дослідження з підбору рецептур герметизуючих систем у ході виконання ремонтно-відновлюваних робіт у свердловинах з МКТ та тимчасового закріплення стінок свердловини [2]. Авторами [2] встановлено, що герметизуюча суміш з поліакриламідом, хроматів, КМЦ-600, СВК та складних ефірів триетаноламіна і дистилату талевого масла має високу проникаючу здатність у щілини, регульовані терміни гелеутворення та підвищену адгезію з металом при певних співвідношеннях цих компонентів. Проведені дослідження герметизуючих систем підтверджують, що сульфід натрію та ССБ є ефективними відновниками тривалентного хрому, що дає змогу на основі поліакриламідом приготувати герметизуючу суміш з потрібною кінетикою процесу та часом полімеризації, що задовольняє умовам проведення відновлювальних робіт на свердловинах ПСГ.

Метою дослідження статті є аналіз рецептур обробки герметизуючих сумішей для ліквідації МКТ на свердловинах Богородчанського ПСГ та розробка наукових підходів для оптимізації роботи ПСГ.

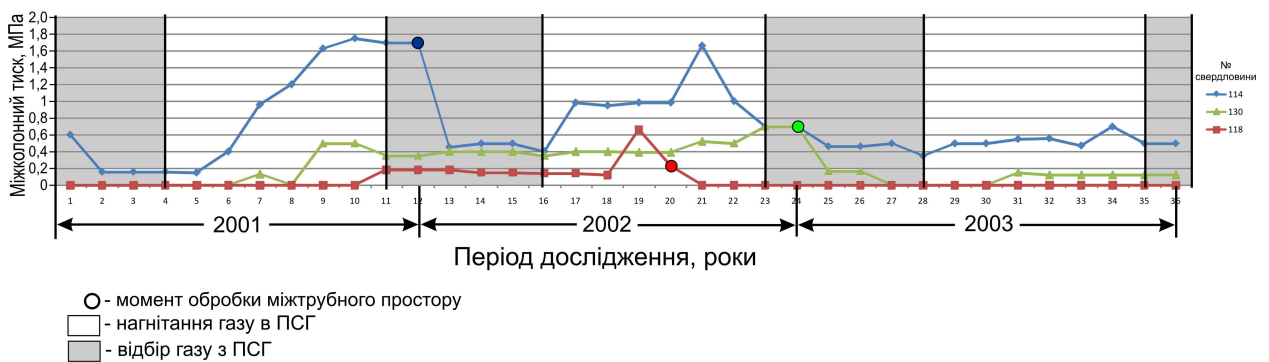
Аналіз промислових даних з герметичності кріплення свердловин на Богородчанському

ПСГ свідчить, що станом на 01.01.2009 МКТ зафіксовані в 76-ти свердловинах, що складає 47% від загального числа діючих свердловин. У десяти свердловинах наявність МКТ зафіксовано в обох міжколонних просторах, тобто між обсадними колонами діаметром 324 мм і 245 мм та 245мм і 168мм. Кількість свердловин з МКТ та їх розподіл за величиною тисків зображено на рис. 1.

З рисунка 1 видно, що за період 2006-2007 р. кількість свердловин з МКТ знизилась на 25%, а в період з 2008 по 2009 рр. — зросла на 26%. Така зміна кількості свердловин з МКТ пояснюється тим, що за період 2007-2008 р. поряд з плановим капітальним ремонтом свердловин було проведено інтенсивну обробку хімічними реагентами та герметизацію міжколонного простору свердловини.

Герметизація міжколонного простору свердловин виконувалась герметизуючою сумішшю омиленого талевого пеку (ОТП) за вдосконаленою технологією згідно з рекомендацією інституту біоорганічної хімії та нафтохімії [5]. За цією технологією, суміш підігрітого діетилен гліколю та ОТП протискувалась в міжколонний простір. Одночасно обробка міжколонного простору проводилась розчинами ОТП на основі діетиленгліколю (ДЕГ), поліакриламідом, талевим пеком, ДЕГ+CaCl<sub>2</sub>, ОТП+CaCl<sub>2</sub> та соленасиченим розчином. Прикладом такої обробки можуть слугувати свердловини №114, 118 та 130 Богородчанського ПСГ (рис. 2).

Всього авторами було проаналізовано роботу 24 свердловин з МКТ, міжтрубний простір яких був оброблений розчином ОТП протягом одного року до моменту обробки, безпосередньо під час обробки та через рік після здійснення обробки. На десяти свердловинах обробка дала незначний ефект - міжколонні тиски відновилися протягом одного місяця. На шести свердловинах МКТ — відновилися в період від 2 місяців до 10 місяців, а на восьми свердловинах МКТ були відсутні більше дванадцяти місяців. Отже, обробка міжтрубного простору розчином ОТП дала позитивний ефект у 42% випадків, що слід вважати задовільним, хоча і



**Рисунок 2 — Хронологія зміни величини МКТ протягом трьох років на свердловинах №114, 118 та 130 Богородчанського ПСГ**

не достатньо високим результатом. Таким чином, хімічна обробка в період відбору газу дає результат на 2-3 місяці триваліший, ніж в період нагнітання газу.

Аналіз динаміки МКТ у часі та розподіл свердловин з МКТ за місцем розташування на ПСГ вказує на відсутність прямого зв'язку між наявністю МКТ та структурно-тектонічною будовою Богородчанської складки. З чого можна зробити висновок, що головними причинами виникнення МКТ є технічний та техногенний чинники. Цьому сприяють аномально низькі величини термоградієнта геологічного розрізу, висока температура газу під час наповнення сховища та циклічний характер його роботи. Встановлено, що максимальний ступінь вуглеводневого забруднення в приустьових зонах свердловин, за умовами газової та екологічної безпеки, підвищений. Походження осередків загазованості слід вважати техногенним, і воно обумовлене проникненням газу в міжколонний та заколонний простір через мікропори у цементно-кільці під час експлуатації свердловин. Проведений у 2008 році аналіз показав, що газогеохімічна ситуація на промисловій ділянці сховища у цілому вважалася задовільною і рекомендовано продовжити моніторинг свердловин.

Для забезпечення економічно ефективної та екологічно безпечної експлуатації свердловин на ПСГ необхідно дотримуватися науково-обґрунтованих підходів, що ґрунтуються на математичних методах та комп'ютерних технологіях. Для цього розроблені три математичні моделі Богородчанського ПСГ, за допомогою яких контролюються параметри загального добового об'єму газу, що закачаний-вилучений з ПСГ, і процеси осушення газу. Недоліком цих моделей є їхня неадаптованість до зміни параметрів роботи ПСГ в часі.

Авторами цієї статті пропонується алгоритм системи автоматизації та комп'ютеризації роботи ПСГ, який може бути застосований не тільки для Богородчанського родовища, а й для решти ПСГ України. Застосування запропонованої системи автоматизації дасть змогу контролювати та моделювати зміни техніко-технологічних параметрів роботи свердловин ПСГ в режимі реального часу. Схема алгоритму

наведена на рис. 3. Він складається з трьох рівнів: 1-й рівень — обробка потоку інформації та його аналіз, 2-й рівень — побудова моделі резервуара, 3-й рівень — прогнозування та оптимізація роботи ПСГ.

**Рівень I.** Автоматизація починається з обробки даних по кожній свердловині з метою їх подальшого використання в процесі побудови моделі. Необхідно організувати систему їх збору. Це може бути інформація про дебіт свердловини, тиск в трубопроводах, прокачуваний об'єм газу та інші. Необхідно контролювати індивідуально кожну свердловину та оцінити колекторські властивості всього родовища. З такою кількістю даних неможливо вручну обробити всю інформацію, тому автоматизований контроль стає невід'ємною складовою процесу обробки даних. Необхідно провести фільтрування даних та відкинути всі випадкові числа, що можуть виникнути в результаті помилки в роботі вимірювальних приладів. Оскільки у свердловині на ПСГ проходять циклічні процеси, то необхідно ретельно фіксувати всі зміни, які відбуваються від циклу до циклу, оскільки їх зміна може бути індикатором тих проблеми, що виникають у свердловині, в резервуарі або в поверхневому обладнанні. Аналізуючи ці дані, можна знайти присутність проблеми і розробити план її вирішення.

**Рівень II.** Наступним кроком є багатоступеневе випробування — стандартний метод повного дослідження внутрішнього стану свердловини і показника потоку газу в системі «природній резервуар-свердловина-поверхнєве обладнання». Використовуючи такі операційні дані, як швидкість потоку газу, температура та тиск на усті, дані з вимірювальних станцій оператор може змоделювати ефективно багатоступеневе випробування для всього родовища. Якщо всі свердловини на родовищі можуть створити одночасний потік газу, цей тип випробування покаже характеристику фільтраційних властивостей родовища. Потік газу на сховищі повинен бути достатньо широким, щоб визначити слабкі місця в системі. Якщо неможливо здійснити випробування сховища при загальному потоці газу, криві фільтрації можуть бути побудовані згідно тестів на індивідуальних свердловинах, однак випробування всього

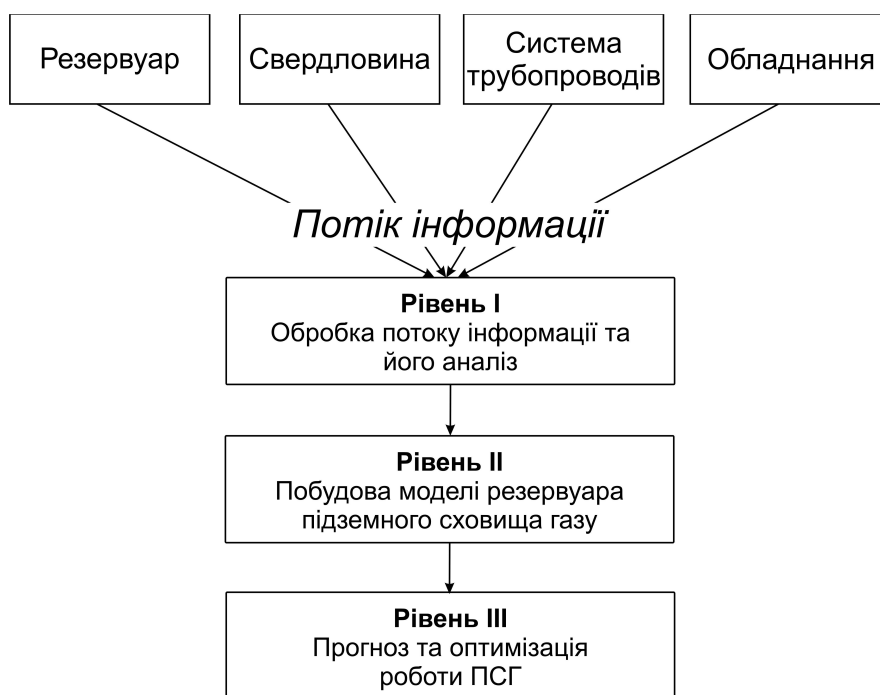


Рисунок 3 — Алгоритм автоматизації роботи ПСГ

родовища дасть більш достовірніші результати. Керуючись висновками багатоступеневого випробування системи ПСГ, можливо побудувати модель управління запасами для сховища, яка описує загальний запас газу як функцію від тиску резервуара. Іншими словами, метою даної технології є визначення розміру підземного сховища газу, придатного для зберігання і постачання споживачеві. Коли визначено об'єм пор резервуара, оператор може оцінити загальний об'єм газу, що міститься в резервуарі, для оцінки середнього тиску в ньому.

В результаті встановлення зв'язку між середнім тиском в резервуарі і загальними залишковими запасами оператор може виконувати аудит залишкових запасів газу з більшою періодичністю. За результатами розрахунку середнього тиску газу в резервуарі можна в реальному часі оцінити перехідний запас газу в ПСГ швидше, ніж при використанні довго- або короткотермінових даних, зібраних з окремих свердловин. Це особливо важливо при циклічних процесах. Для реалізації цієї ідеї зарубіжними інженерами компанії Schlumberger розроблено програмні комплекси PIPESIM та NODAL [6]. Ці програмні інструменти дозволяють побудувати модель родовища на основі зіставлення інформації, отриманої у ході проведення багатоступеневого випробування та даних по кожній свердловині окремо.

**Рівень III.** Маючи модель сховища та знаючи поведінку його системи в конкретних умовах існує можливість спрогнозувати його поведінку при виконанні певних технічних чи технологічних операцій. Прикладом може стати буріння додаткових свердловин на території ПСГ. Такий прогноз дає змогу оцінити ефективність від новопробурених свердловин та розрахувати характер поведінки резервуара і рен-

табельність від проведених змін. Модель сховища також буде корисною при переоснащенні сховища, оскільки з кожним роком фонд свердловин зношується, виникає питання щодо ліквідації свердловин, непридатних для подальшого виконання своїх функцій (наприклад, обводнених). Натомість, необхідно споруджувати нові свердловини для підтримання експлуатаційних властивостей ПСГ на високому рівні. При здійсненні транспортування газу також виникає питання, які техніко-технологічні характеристики повинен мати трубопровід, щоб максимально використовувати його пропускну здатність? Це питання також можна вирішити, маючи у своєму розпорядженні модель пласта та його емнісні характеристики. Програмний комплекс також повинен містити інформацію про обмеження певних величин тисків на сховищі (тиск в системі трубопроводів, гирловий тиск, міжколонний тиск та ін.), що дасть змогу в процесі моделювання певних змін в системі оцінити відхилення параметрів від норми та повідомити оператора про величину ризику при виконанні поставленого завдання.

Відкритим також залишається питання оптимізації використання буферного газу на ПСГ. Буферний газ є одним з найдорожчих компонентів в структурі ПСГ і насправді може бути вилучений операторами тільки тоді, коли буде прийнято рішення про ліквідацію ПСГ. Навіть якщо ПСГ експлуатується в найбільш оптимальному режимі, певна кількість буферного газу повинна залишатись в сховищі для підтримання достатнього тиску вилучення газу. Були спроби замінити буферний газ на інертний [7]. Це впровадження особливо актуальне за теперішніх цін на природний газ. Така технологія вимагає глибокого розуміння властивостей ПСГ і характеристики потоку, узгодження при змішу-

*Література*

ванні різного типу газів і забезпечення інертним газом тривалого ефекту при виконанні своїх функцій в резервуарі. Це ще один приклад застосування новітніх технологій в процесі управління та експлуатації ПСГ.

Підсумовуючи вищенаведене, робимо висновки.

1. При зростаючому попиті на природний газ на світовому ринку торгівлі енергоносіями пріоритетним напрямком є збільшення та раціональне використання вільних потужностей ПСГ України за рахунок їхньої реконструкції та модернізації.

2. З аналізу статистики виникнення МКТ видно, що потрібні нові високоєфективні технології та технічні засоби для покращення якості тампонажних розчинів та умов формування непроникного заколонного простору свердловин ПСГ і відновлення герметичності у випадку її порушення.

3. Застосування ПАР у ході ліквідації МКТ дає позитивні результати, хоча максимального ефекту не було досягнуто.

4. Газогеохімічними дослідженнями на площі ПСГ не виявлено ділянок значного вуглеводневого забруднення. Шляхами надходження газів, на думку дослідників, є мікропори та тріщини у цементному кільці.

5. Для детальнішого вивчення та оптимізації роботи Богородчанського ПСГ необхідно побудувати модель сховища, що уможливить процес моделювання різноманітних технічних та технологічних операцій та розробка більш ефективного плану експлуатації родовища на майбутній період.

Подальшим завданням авторів є вдосконалення рецептур тампонажних розчинів з метою підвищення якості цементування свердловин з циклічними термобаричними умовами.

1 Федутченко А.М. Про необхідність створення ПСГ в південно-західному регіоні України та геологічні передумови до цього / А.М. Федутченко, Т.І. Дячук // Питання розвитку газової промисловості України: збірник наукових праць. – 2004. – Вип. 31. – С.195-199. – ISBN 5-7768-0033-1

2 Сухін Є.І. Елементи створення, формування та експлуатації підземних сховищ газу / Є.І. Сухін, Б.І. Навроцький. – К. : ППНВ, 2004. – 528 с. – ISBN 966-8638-00-Х.

3 Банатов В.П. Исследование облепченных тампонажных растворов для крепления скважин при строительстве подземных газохранилищ / В.П. Банатов, Б.І. Навроцький // Разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений. — 1974. – Вып. 11. – С. 70-72.

4 Колісник В.І. Удосконалення методів підвищення герметичності заколонного простору свердловин підземних сховищ газу: автореф. дис. канд. техн. наук : 05.15.06 / Івано-Франківський національний технічний ун-т нафти і газу. – Івано-Франківськ, 1990. – 18 с

5 Купчинський О.А. Оперативне прогнозування основних експлуатаційних параметрів сховища газу / А.О. Купчинський // Питання розвитку газової промисловості України: збірник наукових праць. – 2008. – Вип. 36. – С. 100-107 – ISBN 5-7768-0033-1.

6 Браун К. Технології автоматизації що застосовуються на підземних сховищах газу / Кеннет Браун // Schlumberger Oilfield Review. – 2008. – №2. – С. 4-17.

7 Проект заміни азотом частини буферного об'єму газу: тези доповіді на міжнародній конференції «ВНИИГаз на рубеже веков — наука о газе и газовые технологии.» (Секція «Подземное хранилище газа») / Чередниченко А., Савків Б., Деркач М. та ін. — М.: ООО «ВНИИГаз», 2003 – 73 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії  
08.09.10*

*Рекомендована до друку професором  
Д.Д.Федоришиним*