



УКРАЇНА

(19) UA (11) 82676 (13) C2  
(51) МПК (2006)  
F04D 27/02

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ  
І НАУКИ УКРАЇНИ

ДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ

## ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД

**(54) СПОСІБ АНТИПОМПАЖНОГО РЕГУЛЮВАННЯ КОМПРЕСОРНОЇ СТАНЦІЇ, ЩО ПРАЦЮЄ НА ПІДЗЕМНЕ СХОВИЩЕ ГАЗУ**

1

2

(21) а200502742

(22) 25.03.2005

(24) 12.05.2008

(46) 12.05.2008, Бюл.№ 9, 2008 р.

(72) КОЛОДЯЖНИЙ ВАЛЕРІЙ ВАСИЛЬОВИЧ, UA,  
ДІСТРЯНОВ СЕРГІЙ ВОЛОДИМИРОВИЧ, UA, ХО-  
ХРЯКОВ МИХАЙЛО ВІКТОРОВИЧ, UA, ФЛАНЧИК  
БОРИС СОЛОМОНОВИЧ, UA, ДОБРОВОЛЬСЬ-  
КИЙ ІГОР МИХАЙЛОВИЧ, UA

(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРТРАНСГАЗ", UA

(56) RU 2210008, F 04 D 27/02, 10.08.2003

UA 42197, F 04 D 27/00, 15.10.2001

SU 1567807, F 04 D 27/00, 30.05.1990

RU 2084704, F 04 D 27/00, 22.06.1992

US 5743715, F 04 B 41/06, 28.04.1998

US 4526513, F 04 B49/02, 02.07.1985

(57) Спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, яка містить систему керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, і систему автоматичного керування кожним компресором, що складається з підсистем контролю параметрів газоперекачувального агрегату, керування газоперекачувальним агрегатом, кранами його об'язки й антипомпажного регулювання, який включає використання прогновної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, формування коригувального змінення вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параметра від необхідного рівня, визначення для кожної схеми включення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і

запобігання досягненню небезпечного значення цього параметра, що приводить до помпажу компресора, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання, керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, вироблюваним на основі параметрів, що характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границі помпажу для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу, який відрізняється тим, що як прогнозну математичну модель газодинамічної мережі компресорної станції використовують модель зі значеннями газодинамічних ємностей та індуктивностей, зменшеними не менше ніж у 10 разів у порівнянні з реальними, і яка працює в схемі регулювання постійно в реальному вимірі часу, при цьому на входи прогновної математичної моделі постійно подають сигнали поточних значень частоти обертання компресорів і віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу, а також значення тиску газу на вході в сховище, а на виходах постійно одержують сигнали значень прогнозних прирощувань віддаленості  $\Delta L$  робочих точок від границь помпажу, що передають на входи підсистем антипомпажного регулювання компресорів, де формують керуючі сигнали для випереджального відкриття виконавчих органів антипомпажних клапанів з урахуванням результуючих значень віддаленості  $L'$  їхніх робочих точок від границь помпажу, які обчислюють за формулою  $L' = L + \Delta L$ .

Винахід відноситься до регулювання технологічних процесів у газовій промисловості і може бути використаний для захисту від помпажу компресорів компресорних станцій, що працюють на підземні сховища газу.

Одним з найбільш ефективних методів керування об'єктами, що працюють при наявності збурювань, є керування за збурюваннями, яке реалі-

зоване з випередженням (випереджувальне регулювання за збурюваннями). Типові збурювання, що діють у газодинамічній мережі компресорної станції і викликають помпаж, за характером прояву поділяються на:

- збурювання, що виникають у позаштатних ситуаціях при різкому однократному змінненні топології газодинамічної мережі компресорної станції

(19) UA (11) 82676 (13) C2

або прилягаючої ділянки газопроводу, які обов'язково викликають помпаж і мають разовий характер прояву (після того, як відбулася зміна стану об'єкта мережі, що викликало порушення топології, новий стан об'єкта протягом тривалого часу залишається незмінним);

- збурювання, що діють безперервно під час штатної роботи компресорної станції і викликають помпаж тільки при певних співвідношеннях параметрів сигналу, що збурює, та параметрів компресора.

Збурювання першої групи:

- швидка зміна тиску на вході або на виході даної компресорної станції при аварійній зупинці попередньої або наступної станції;

- мимовільна перестановка кранів компресорної станції або кранів у лінійній частині магістрального газопроводу;

- комутація (об'єднання або роз'єднання) ниток багатониткового газопроводу.

До другої групи відносяться збурювання, специфічні для компресорних станцій, що працюють на підземні сховища газу. Ці збурювання являють собою пульсації тиску на вхідному колекторі підземного сховища газу, викликані флуктуаціями опору розтіканню газу в порожнині сховища при накачуванні газу під землю (або відборі газу зі сховища). Ці флуктуації обумовлені складними фізико-хімічними процесами, пов'язаними зі зміною структури та об'єму газоносних шарів, поглинанням газом парів води, витисненням ґрунтових вод, перетіканням газу з одного горизонту сховища до іншого і т.ін.

Помпаж компресора є позаштатний (аварійний) режим системи компресор - мережа, що виникає при певних співвідношеннях параметрів компресора та мережі. Прогнозувати виникнення помпажу, використовуючи інформацію про параметри тільки одного об'єкту системи (тобто тільки компресора або мережі) можливо лише в тому випадку, якщо зміни параметра (або параметрів) значні і досягають гранично-припустимих значень. Пульсації ж тиску на вхідному колекторі підземного сховища газу найчастіше незначні і зазвичай не можуть викликати помпаж. Однак на останній стадії режиму накачування газу у сховище (а також режиму відбору газу зі сховища) різниця між тиском у сховищі і тиском у магістральному газопроводі досягає максимуму, а робочі точки компресорів, що працюють на максимально можливих обертах, наближаються до границі помпажу (тобто знижується віддаленість  $L$  робочих точок від границі помпажу). У цих умовах поштовхи тиску, хоча окремі та рідко виникаючі, але такі, що мають підвищену амплітуду і крутість фронту, і викликають помпажні режими. Оскільки режим роботи компресорної станції при малих значеннях  $L$  зберігається протягом 2-4 тижнів - ці відносно рідкі флуктуації тиску з підвищеною амплітудою є основною причиною виникнення помпажу компресорних станцій, що працюють на підземні сховища газу. Лінійні станції (які працюють у складі магістрального газопроводу та послідовно включені одна за одною), як показує досвід експлуатації, попадають у помпаж рідше.

Відомий спосіб регулювання групи компресорів [а.с. СРСР 1567807, кл. F04D27/00, бюл. 20, 1990], підключених до загального колектора нагнітання і постачених приводами з індивідуальними регуляторами швидкості обертання ротора, шляхом вимірювання тиску газу у колекторі нагнітання, тиску, температури і перепаду тиску газу на вході у кожен компресор, вимірювання та порівняння зі загальним заданим значенням швидкості обертання роторів компресорів, подачі на індивідуальні регулятори різниці вимірюваного і загального заданого значень швидкості обертання роторів компресорів, визначення за виміряним значенням тиску, температури і перепаду тиску газу на вході у кожен компресор витрати газу для кожного компресора, сумарної витрати газу, граничного значення ступеня стиску за отриманою сумарною витратою газу та визначення за заданим і граничним ступенем стиску і за виміряним тиском газу на вході у компресор відповідно до заданого і граничного значення тиску газу у колекторі нагнітання, визначення мінімального з заданого та граничного тиску і порівняння з виміряним значенням тиску газу в колекторі нагнітання і формування в залежності від отриманої різниці загального заданого значення швидкості обертання роторів компресорів.

Даний спосіб регулювання групи компресорів так само, як і спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, який заявляється містить систему керування станцією (групою компресорів) та систему автоматичного керування кожним компресором (привід з індивідуальним регулятором швидкості обертання ротора компресора) і включає підтримання значення основного параметра газу на заданому рівні. Однак невикористання у способі прогнозувальної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції зі значеннями газодинамічних ємностей і індуктивностей, зменшеними не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними, яка працює в схемі регулювання і виробляє сигнали значень прогнозних прирощувань віддаленості робочих точок від границь помпажу постійно в реальному масштабі часу, веде до зниження ефективності антипомпажного регулювання компресорною станцією через те, що не виключає можливості виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

Відомий також спосіб регулювання компресорної станції [патент Російської Федерації 2084704, кл. F04D27/00, 20.07.97], що містить кілька динамічних компресорів, які працюють паралельно, послідовно або паралельно-послідовно, систему регулювання продуктивності станції, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, яка містить головний регулятор для регулювання основного параметра газу, засоби регулювання, по одному на кожен компресор, що керують виконавчими органами компресорів, і засоби антипомпажного регулювання по одному на кожен компресор, що включають формування коригувальної зміни вихідного сигналу головного регулятора для запобігання відхиленню основного параметру газу від необхідного рівня, визначення для кожної схеми включення компресорів значення параметра,

що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і запобігання досягненню небезпечного значення цього параметра, що приводить до помпажу компресора, шляхом відкриття виконавчого органа антипомпажного регулювання, керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу головного регулятора із сигналом, що виробляється на основі параметрів, які характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границь помпажу для забезпечення рівновіддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу.

Даний спосіб регулювання компресорної станції так само, як і спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, який заявляється, містить систему керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, і систему автоматичного керування компресорами, та включає формування коригувальної зміни вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параметра газу від необхідного рівня, визначення для кожної схеми включення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і запобігання досягненню небезпечного значення цього параметра, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання та керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, що характеризує віддаленість робочих точок компресорів від границь помпажу, для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу. Однак не використання у способі прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції зі значеннями газодинамічних ємностей та індуктивностей, зменшеними не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними, яка працює в схемі регулювання і виробляє сигнали значень прогнозних прирощувань віддаленості робочих точок від границь помпажу постійно в реальному масштабі часу, веде до зниження ефективності антипомпажного регулювання компресорною станцією через те, що не виключає можливості виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

Найбільш близьким за технічною сутністю є спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції [патент Російської Федерації 2210008, кл. F04D27/02, 10.08.2003, бюл. №22], яка містить систему керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, та систему автоматичного керування кожним компресором, що складається з підсистем контролю параметрів газоперекачувального агрегату, керування газоперекачувальним агрегатом і кранами його об'язки й антипомпажного регулювання, який включає використання прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, формування коригувальної зміни вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параме-

тру газу від необхідного рівня, визначення для кожної схеми включення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і запобігання досягненню небезпечного значення цього параметра, що приводить до помпажу компресору, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання, керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, що виробляється на основі параметрів, які характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границь помпажу, для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу. У даному способі попередньо використовують математичну модель газодинамічної мережі компресорної станції, за допомогою якої обчислюють прогнозовані результати можливих помпажних ситуацій, що запам'ятовують у вигляді таблиці, яка встановлює для кожної можливої конфігурації газодинамічної мережі компресорної станції номера компресорів, що попадають у помпаж у результаті переходу одного або декількох об'єктів газодинамічної мережі компресорної станції до стану, який веде до помпажу, у процесі роботи компресорної станції постійно контролюють інформацію про роботу станції: режими роботи компресорів та стан об'єктів компресорної станції: положення кранів, тиск у точках підключення компресорної станції до магістрального газопроводу, сигнали керування компресорами і кранами, за якою ідентифікують поточну конфігурацію газодинамічної мережі компресорної станції і перехід одного або декількох об'єктів станції в стан, що веде до помпажу, при виявленні якого визначають за таблицею результатів номера компресорів, що можуть потрапити в помпаж, і в системи автоматичного керування компресорів, що потраплять у непереборний помпаж, подають сигнал аварійної зупинки, а для інших компресорів, виділених за таблицею результатів, у підсистемі антипомпажного регулювання подають сигнал, що збільшує уставки віддаленості їхніх ліній рециркуляції від ліній помпажу, або подають сигнал через селектори зазначених антипомпажних регуляторів на їхні антипомпажні клапани, відкриваючи останні, через 10-60с після подачі зазначений сигнал лінійно знижують до нуля протягом 10-60с.

Спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції за прототипом працює таким чином. У процесі нормальної роботи компресорної станції всі параметри газодинамічної мережі знаходяться в сталому режимі. Прототип враховує перехід у несталій режим, при якому можливе виникнення помпажу компресорів, в основному, через зміну стану або режиму роботи наступних об'єктів мережі за зазначеними нижче причинами:

компресори - вивід на кільце, завантаження в трасу або зупинка (що впливають на паралельно працюючі компресори);

крани компресорної станції - мимовільна перестановка (результат відмовлення системи керування краном) або перестановка за неправильно поданими сигналами керування;

точки підключення компресорної станції до магістрального газопроводу (місця стикування ділянки магістрального газопроводу і вхідного і вихідного шлейфів) - зміна тиску внаслідок аварійної зупинки попередньої або наступної компресорної станції, виділення або об'єднання ниток багатониткових газопроводів;

вхідний і вихідний шлейфи - розриви шлейфа або руйнування зворотного клапана на вихідному шлейфі компресорної станції.

При виникненні позаштатного режиму об'єкта мережі ("збуреного" об'єкта) утворюється хвиля зміни параметрів газу - хвиля збурювання, що поширюється по газовому стовпі в обидва боки із середньою швидкістю 40-60м/сек, і, досягнувши компресора, може викликати помпаж. Однак, тому що об'єкти, що викликають збурювання, досить віддалені (типова довжина шлейфів - від десятків метрів до 600 метрів) від входів компресора, крани компресорної станції мають відносно великий час перестановки (4-20 секунд), а час, необхідний для перевірки вірогідності сигналу від "збуреного" об'єкта мережі і вироблення і подачі сигналу, що випереджає, у відповідні антипомпажні системи складає не більш 0,1-0,2 секунди, то інтервал часу між моментом подачі сигналу, що випереджає, і моментом приходу хвилі збурювання, з урахуванням типових довжин шлейфів і часів перестановки кранів, складає від 3 до 20 секунд. Тому є можливість виключити помпаж, подавши сигнал, що випереджає, в антипомпажні системи відповідних компресорів до моменту приходу хвилі збурювання на їхні входи. Таким чином, з урахуванням вищесказаного, при подачі сигналу, що випереджає, в антипомпажну систему до моменту приходу хвилі збурювання на входи компресора його робоча точка буде зміщена від границі помпажу (у результаті неповного відкриття антипомпажного клапана) на таку величину віддаленості, що помпаж буде неможливий.

Для скорочення часу виявлення виникнення подій, що ведуть до помпажу, попередньо визначають способи виявлення зазначених подій і необхідне для цього устаткування. Так, вивід на кільце, завантаження, зупинка паралельно працюючого компресора або виділення чи об'єднання ниток багатониткових газопроводів виявляються за відповідними командами, які подають з пульта оператора (диспетчера) компресорної станції, несанкціоновану перестановку кранів на компресорній станції виявляють за сигналами від кінцевих вимикачів кранів, зміну тиску внаслідок аварійної зупинки попередньої або наступної компресорної станції, розриву шлейфа або руйнування зворотного клапана на вихідному шлейфі компресорної станції виявляють за зміною показань датчиків тиску, що установлені на вході компресорної станції після вхідного крана і на виході компресорної станції перед зворотним клапаном.

Далі складаються всі конфігурації газодинамічної мережі компресорної станції, що можливі, і проводиться розрахунок, з використанням математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, для кожної конкретної небезпечної ситуації (конкретної конфігурації газодинамічної мережі і кожної конкретної події, викликані зміною

режиму або стану зазначених вище об'єктів) прогнозованих результатів даної небезпечної ситуації і, якщо вона веде до помпажу, то визначають номери компресорів, що можуть потрапити у помпаж, і для кожного з них розраховують уставку віддаленості лінії рециркуляції від лінії помпажу або сигнал, що подають на антипомпажний клапан, які дозволяють запобігти помпажу, якщо ж об'єкт (кран), що змінив свій стан, не дозволяє утворити контур рециркуляції компресора, тобто помпаж буде непереборний, то формується сигнал аварійної зупинки. За результатами розрахунків усіх можливих небезпечних ситуацій складається таблиця, що співставляє кожну небезпечну ситуацію з номерами компресорів, що потраплять у помпаж із сигналами, які необхідно подати, щоб запобігти помпажу.

При нормальній роботі компресорної станції і відсутності небезпечних ситуацій система керування компресорної станції забезпечує стабільний режим роботи - підтримання основного параметра, що регулюється, на заданому рівні. Тиск газу на вході і на виході компресорної станції також знаходиться в заданому інтервалі значень і вимірюється з установленим періодом, наприклад, з періодом 0,01-0,02сек, при цьому визначається швидкість його зміни, що порівнюється з установленими значеннями і при цьому їх не перевищує. При аварійній зупинці попередньої (наступної) компресорної станції або розриві вхідного шлейфа, або руйнуванні зворотного клапана у вихідному шлейфі тиск на вході компресорної станції, що вимірюється датчиком, починає зменшуватися (збільшуватися) зі швидкістю, що перевищує в кілька разів швидкість зміни тиску в нормальному режимі (при робочому стані попередньої компресорної станції і справних вхідному і вихідному шлейфах). При виявленні перевищення швидкістю зміни тиску установлені величини запам'ятовується факт перевищення і протягом 0,1-0,2 секунд перевіряється характер зміни. Якщо характер зміни тиску за зазначений час зберігається, тобто зменшення (збільшення) тиску не випадкове, то за положенням об'єктів мережі компресорної станції визначається її конфігурація і за нею та за номером "збуреного" об'єкта з таблиці результатів помпажних ситуацій вибираються дані про те, на які компресори повинні бути подані нові значення уставок віддаленості або сигнали на відкриття їхніх антипомпажних клапанів. Зазначені сигнали подаються у відповідні підсистеми антипомпажного регулювання компресорів або на їх антипомпажні клапани. Зняття уставок віддаленості або сигналів, поданих на антипомпажні клапани, проводиться через 10-60 секунд після їхньої подачі зменшенням до нуля за лінійним законом протягом 10-60 секунд.

Аналогічно здійснюють антипомпажне регулювання при виявленні зміни стану - "збурювання" інших об'єктів мережі компресорної станції. У випадку якщо зміна стану об'єкта приведе до непереборного помпажу компресора, то в його систему керування подається сигнал аварійної зупинки до моменту виникнення помпажних явищ.

Даний спосіб ґрунтуються на попередньому розрахунку прогнозованих результатів помпажних

ситуацій за допомогою математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, які запам'ятовують у вигляді таблиці, що встановлює для кожної можливої конфігурації газодинамічної мережі номери компресорів, що попадають у помпаж у результаті переходу одного або декількох об'єктів компресорної станції в стан, який веде до помпажу. Математична модель газодинамічної системи тут оперує з реальними (не зменшеними) значеннями газодинамічних ємностей і індуктивностей, тобто вона пристосована для урахування збурювань першої групи, коли зміни параметра (або параметрів) носять разовий характер, значні за величиною і досягають гранично-припустимих значень. Разовий характер прояву збурювання не вимагає безперервного контролю параметрів об'єкта після того, як виявлено його "збурений" стан, тому що наступні зміни режиму нагнітачів відомі заздалегідь - через деякий час відбудеться помпаж. Тому математична модель за прототипом не працює в схемі регулювання постійно, а використовується одноразово тільки на етапі підготовки системи до роботи. У кожний з моментів тут ідентифікують стан об'єктів газодинамічної мережі станції відповідно до фіксованих значень отриманої попередньої таблиці. Для компресорних же цехів, що працюють на підземні сховища газу, збурювання, обумовлені пульсаціями тиску на вході в газосховище, діють безупинно, а параметри сигналів, що збурюють, безупинно змінюються в часі і є випадковими величинами (функціями часу). Для попереднього (як у прототипі) розрахунку помпажних ситуацій під дією цих збурювань необхідно за допомогою математичної моделі газодинамічної мережі виконати розрахунок режиму всіх нагнітачів, використовуючи функції, що описують зміни частот обертання нагнітачів, віддаленості їхніх робочих точок від границь помпажу і змін (пульсацій) тиску газу на вході в сховище. Але всі ці функції заздалегідь (тобто до початку фактичної роботи системи) не можуть бути відомі, і тому такий розрахунок не може бути виконаний, а, отже, спосіб за прототипом не дозволяє усунути помпаж, викликаний збурюваннями другої групи. Для того, щоб це стало можливим необхідно, щоб математична модель могла враховувати такі збурювання безпосередньо під час фактичної роботи системи в реальному масштабі часу.

Таким чином, спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції за прототипом як і спосіб антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, який заявляється, характеризується тим, що станція містить систему керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, і систему автоматичного керування кожним компресором, що складається з підсистем контролю параметрів газоперекачувального агрегату, керування газоперекачувальним агрегатом, кранами його обв'язки й антипомпажного регулювання, і включає використання прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, формування коригувальної зміни вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параметра від необхідного рівня, визначення для кожної схеми вклю-

чення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і запобігання досягненню небезпечного значення цього параметра, що приводить до помпажу компресора, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання, керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, що виробляється на основі параметрів, які характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границь помпажу для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу. Однак використання в способі прогнозовної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, відмінної від такої, у якій значення газодинамічних ємностей і індуктивностей зменшують не менш чим у 10 разів у порівнянні з реальними, а також використання її в умовах відмінних від тих, коли модель працює в схемі регулювання і виробляє сигнали значень прогнозних прирощувань віддаленості робочих точок від границь помпажу постійно в реальному масштабі часу, не дозволяє ефективно з достатнім часовим випередженням враховувати фактичні збурювання випадкового характеру, що виникають при роботі компресорної станції і які неможливо змодельовати заздалегідь, що веде до зниження ефективності антипомпажного регулювання компресорною станцією через те, що не виключає можливості виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

В основу винаходу поставлена задача у способі антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, шляхом використання прогнозовної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції зі значеннями газодинамічних ємностей і індуктивностей, зменшеними не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними, працюючої і виробляючої сигнали значень прогнозних прирощувань віддаленості робочих точок від границь помпажу постійно у реальному масштабі часу, підвищити ефективність антипомпажного регулювання компресорної станції, виключивши можливість виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

Задача, що поставлена, вирішується за рахунок того, що у способі антипомпажного регулювання компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, яка містить систему керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, і систему автоматичного керування кожним компресором, що складається з підсистем контролю параметрів газоперекачувального агрегату, керування газоперекачувальним агрегатом, кранами його обв'язки й антипомпажного регулювання, який включає використання прогнозовної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, формування коригувальної зміни вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параметра від необхідного рівня, визна-

чення для кожної схеми включення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, і запобігання досягненню небезпечно-го значення цього параметра, що приводить до помпажу компресора, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання, керування виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, що виробляється на основі параметрів, які характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границі помпажу для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу, відповідно до винаходу, що заявляється, в якості прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції використовують модель зі значеннями газодинамічних ємностей і індуктивностей, зменшеними не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними і працюючу в схемі регулювання постійно у реальному масштабі часу, при цьому на вході прогнозної математичної моделі постійно подають сигнали поточних значень частот обертання компресорів і віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу, а також значення тиску газу на вході в сховище, а на виходах постійно отримують сигнали значень прогнозних прирощень віддаленості  $\Delta L$  робочих точок від границь помпажу, що передають на вході підсистем антипомпажного регулювання компресорів, де формують керуючі сигнали для випереджального відкриття виконавчих органів антипомпажних клапанів з урахуванням результуючих значень віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу, що обчислюють за формулою  $L' = L + \Delta L$ .

Технічний результат, якого можна досягти при використанні винаходу полягає в підвищенні ефективності антипомпажного регулювання компресорної станції за рахунок виключення можливості виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

Причинно-наслідковий зв'язок між сукупністю ознак винаходу і технічним результатом спостерігається в тому, що нові ознаки, введені в спосіб: використання в якості прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції моделі зі значеннями газодинамічних ємностей і індуктивностей, зменшеними не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними і працюючою в схемі регулювання постійно в реальному масштабі часу, причому такої, що працює в умовах коли на вході прогнозної математичної моделі постійно подають сигнали поточних значень частот обертання компресорів і віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу, а також значення тиску газу на вході у сховище, а на виходах постійно одержують сигнали значень прогнозних прирощень віддаленості  $\Delta L$  робочих точок від границь помпажу, що передають на вході підсистем антипомпажного регулювання компресорів, де формують керуючі сигнали для випереджального відкриття виконавчих органів антипомпажних клапанів з урахуванням результуючих значень віддаленості  $L'$  їхніх робочих точок від границь

помпажу, які обчислюють за формулою  $L' = L + \Delta L$ , при взаємодії з відомими ознаками, а саме: наявністю на станції системи керування станцією, що підтримує значення основного параметра газу на заданому рівні, та системи автоматичного керування кожним компресором, що складається з підсистем контролю параметрів газоперекачувального агрегату, керування газоперекачувальним агрегатом, кранами його обв'язки й антипомпажного регулювання, а також використанням прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції, формуванням коригувальної зміни вихідного сигналу системи керування станцією для запобігання відхиленню основного параметра від необхідного рівня, визначенням для кожної схеми включення компресорів значення параметра, що характеризує віддаленість робочої точки кожного компресора від границі помпажу, та запобіганням досягненню небезпечно-го значення цього параметра, що приводить до помпажу компресора, шляхом відкриття виконавчого органа підсистеми антипомпажного регулювання, керуванням виконавчим органом кожного компресора за допомогою сполучення змін вихідного сигналу системи керування станцією із сигналом, що виробляється на основі параметрів, які характеризують віддаленість робочих точок компресорів від границь помпажу для забезпечення заданої віддаленості робочих точок компресорів від своїх границь помпажу, сприяють одержанню нової технічної особливості, такої як можливості безпосередньо в процесі реальної роботи системи врахувати фактичні випадкові за характером прояву збурювання, функціональні залежності яких не можуть бути відомі, а, отже, і не можуть бути враховані заздалегідь. Дана технічна особливість забезпечує одержання технічного результату, що полягає в підвищенні ефективності антипомпажного регулювання компресорною станцією за рахунок виключення можливості виникнення помпажу при впливі збурювань другої групи, типових для роботи компресорних станцій на підземні сховища газу.

При цьому зменшення не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними значень газодинамічних ємностей і індуктивностей у прогнозній математичній моделі дозволяє забезпечити достатнє за часом випередження вихідних сигналів моделі відносно даних реального фізичного процесу.

Використання прогнозної математичної моделі газодинамічної мережі компресорної станції у схемі регулювання постійно у реальному масштабі часу дозволяє одержати прогноз помпажної ситуації з урахуванням фактичних значень збурювань, що діють безпосередньо в кожен момент часу, і які неможливо змодельовувати заздалегідь.

На кресленні для пояснення роботи пропонованого способу антипомпажного регулювання наведена спрощена схема компресорної станції, що працює на підземне сховище газу, у якій реалізований даний спосіб (приклад виконання).

Магістральний газопровід 1 підключений до вхідного колектора 2 станції. Між вхідним 2 і вихідним 3 колекторами станції включені газоперекачувальні агрегати 4, кожний з яких підключений до окремої системи 5 автоматичного керування компресорами. До складу систем автоматичного керу-

вання компресорами входять підсистеми антипомпажного регулювання 6, що керують антипомпажними клапанами 7. До вихідного колектора 2 станції підключений трубопровід 8, безпосередньо з'єднаний з підземним сховищем газу 9. Тиск газу на вході в підземне сховище вимірюється датчиком 10. Акумуляуючі властивості порожнини сховища представлені еквівалентною ємністю 11, а опір розтіканню газу під землею - еквівалентним резистором 12. У систему антипомпажного регулювання компресорної станції включена прогнозна математична модель 13, входи якої з'єднані з виходами антипомпажних регуляторів 6 і виходом датчика тиску 10. Виходи прогновної математичної моделі 13 підключені до входів підсистем антипомпажного регулювання 6.

Спосіб працює таким чином. Газ з магістрального трубопроводу 1 подають у вхідний колектор 2 компресорної станції, розподіляючись по якому він попадає на вхід газоперекачувальних агрегатів (компресорів) 4. Агрегати перекачують газ у вихідний колектор 3 компресорної станції з підвищенням тиску, достатнім для накачування газу в підземне сховище 9, куди його через вихідний колектор 3 подають по трубопроводу 8. За рахунок акумуляуючих властивостей порожнини сховища (еквівалентна ємність 11) газ акумулюють у ній при постійному опорі розтіканню газу під землею (еквівалентний резистор 12). Даний опір періодично випадковим чином флюктує, що відбивається на показаннях датчика тиску газу 10, встановленого безпосередньо на вході в підземне сховище 9. Сигнал датчика тиску газу 10 постійно передають на вхід прогновної математичної моделі 13. Одночасно на інші її входи передають і сигнали про поточні значення частот обертання компресорів і віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу з підсистем антипомпажного регулювання 6, що входять до складу систем автоматичного керування компресорами 5. Прогнозна математична модель 13 працює постійно в реальному масштабі часу і постійно сигнали з її виходів передають на входи підсистем антипомпажного регулювання 6.

У процесі нормальної роботи компресорної станції на підземне сховище всі параметри газодинамічної мережі знаходяться в сталому режимі. Перехід у несталий режим, при якому можливий помпаж компресорів, відбувається, в основному, через періодично виникаючі флуктуації опору розтіканню газу під землею (еквівалентний резистор 12). Наприклад, під час накачування газу при випадковому виникненні несталої режиму в підземному сховищі 9 утворюється хвиля зміни тиску газу (хвиля збурювання), що поширюється по газовому стовпу в зворотному напрямку, тобто по трубопроводу 8 у вихідний колектор 3 і через нього до компресорів 4. Тому, що шлях, який переборює така хвиля збурювання, досить короткий, то вона дуже швидко, майже не встигнувши перетерпіти скільки-небудь значимих загасань, може досягти компресорів (1.5-2.5сек) і, якщо не робити адекватного захисту, може викликати їхній помпаж. Адекватний захист забезпечують за допомогою підсистем антипомпажного регулювання 6 системи автоматич-

ного керування компресорами 5, де постійно використовують прогнозну математичну модель 13.

При цьому датчиком тиску 10 вимірюють тиск на вході в підземне сховище 9, і сигнал датчика постійно передають на вхід прогновної математичної моделі 13. Оскільки одночасно на інші її входи передають і сигнали про поточні значення частот обертання компресорів та віддаленості  $L$  їхніх робочих точок від границь помпажу з підсистем антипомпажного регулювання 6, то очевидно, що, маючи на увазі змінні, модель постійно оперує з мінливими фактичними величинами, отриманими в реальному масштабі часу безпосередньо під час роботи системи. У самій же математичній моделі для моделювання газодинамічної мережі застосовують значення газодинамічних ємностей і індуктивностей (константи), зменшені не менш ніж у 10 разів у порівнянні з реальними. За рахунок цього зменшення, при моделюванні процесів газодинамічної мережі з урахуванням закладених у модель значень величин і введених реально, у математичній моделі завчасно з достатнім випередженням за часом одержують прогнозне (випереджальне) прирошування віддаленості  $\Delta L$  робочих точок від границь помпажу. Сигнали значень отриманих прирошувань  $\Delta L$  передають на входи підсистем антипомпажного регулювання компресорів, де формують керуючі сигнали для випереджального відкриття виконавчих органів антипомпажних клапанів з урахуванням результуючих значень віддаленості  $L'$  їхніх робочих точок від границь помпажу, які обчислюють за формулою  $L' = L + \Delta L$ . Тобто кожне отримане результуюче значення віддаленості  $L'$  робочих точок компресорів від границь помпажу є прогнозним, що відрізняється від реального на величину значення прогнозного прирошення віддаленості  $\Delta L$  робочих точок від границь помпажу, і формується воно настільки раніше реального досягнення такої ж величини в газодинамічній мережі, що залишається ще запас за часом, достатній для того, щоб устигнути передати команду на додаткове відкриття антипомпажних клапанів. У випадку досягнення результуючими значеннями віддаленості  $L'$  робочих точок компресорів від границь помпажу критичної величини (при певній величині впливу, що збурює) підсистеми антипомпажного регулювання 6 посиляють випереджальний сигнал на антипомпажні клапани 7 для їхнього повного відкриття. До моменту приходу хвилі збурювання до виходів (входів) компресорів клапани уже відкриті і забезпечують рециркуляцію газу, що гарантовано охороняє компресори 4 від влучення у помпаж. Як тільки величина впливу, що збурює, зменшиться, і результуючі значення віддаленості  $L'$  робочих точок компресорів від границь помпажу ввійдуть у норму - підсистеми антипомпажного регулювання перестають посилати сигнал на відкриття клапанів і антипомпажні клапани 7 закриваються.

Аналогічно відбувається антипомпажне регулювання компресорної станції за даним способом і при відкачуванні газу з підземного сховища.

