



ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

УКРАЇНА

(19) UA (11) 95817 (13) C2
(51) МПК (2011.01)
B65G 5/00

ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД

(54) СПОСІБ І РЕГУЛЮЮЧИЙ ПРИСТРІЙ ДЛЯ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ПІДЗЕМНОГО ГАЗОСХОВИЩА

1

2

(21) а200904470

(22) 29.09.2007

(24) 12.09.2011

(86) РСТ/DE2007/001779, 29.09.2007

(31) 10 2006 048 128.3

(32) 06.10.2006

(33) DE

(31) 10 2007 041 802.9

(32) 30.08.2007

(33) DE

(46) 12.09.2011, Бюл.№ 17, 2011 р.

(72) ЛЕНК ГУНАР, DE, ШМІДТ ХАНС-ВЕРНЕР, DE,
ЗАФФЕРТ УЛЬРІХ, DE, ЙОСТ РАЙМУНД, DE, ШУ-
ЛЬЦЕ ОЛІВЕР, DE

(73) ЕЛПРО ГМБХ, DE, УНТЕРГРУНДШПАЙХЕР-
УНД ГЕОТЕХНОЛОГІ-ЗЮСТЕМЕ ГМБХ, DE

(56) DE 19653725 C1, 22.01.1998

UA 8317 U, 15.07.2005

UA 59938 A, 15.09.2003

(57) 1. Спосіб експлуатації підземного газосховища, при якому

- середовище закачують в газосховище і відкачують з газосховища,

- для проведення процесу закачування і відкачування середовища використовують групу свердловин, що складається з щонайменше двох свердловин, через які середовище протікає при закачуванні і відкачуванні,

- кожна з щонайменше двох свердловин має в своєму розпорядженні шар зберігання, що належить до газосховища, через який відповідна свердловина сполучена з газосховищем для протікання середовища і в якому середовище знаходиться під тиском, і

- швидкість течії середовища в кожній з щонайменше двох свердловин встановлюють на основі заданих значень,

який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) визначають таким чином, що різниця в значеннях гідралічного тиску (p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1}) середовища в групі свердловин (2_1-2_N) зведена до мінімуму.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) визначають таким чином, що різниця (p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1}) в значеннях гідралічного тиску середовища у всіх свердловинах (2_1-2_N) зведена до мінімуму.

3. Спосіб за п. 1 або 2, який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) визначають на основі математичної моделі, в якій описується взаємодія щонайменше двох свердловин (2_1-2_N) і газосховища (1) у вигляді мережевої схеми (N).

4. Спосіб за п. 3, який **відрізняється** тим, що мережева схема (N) містить елементи ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$, $R_{s1}-R_{sN}$, $C_{s1}-C_{sN}$) у вигляді елементів опору, джерел напруги і накопичувальних елементів, які описують поведінку щонайменше двох свердловин (2_1-2_N) і газосховища (1).

5. Спосіб за одним з пп. 1-4, який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) коректуються таким чином, що різниці напруги, які відповідають різниці в гідралічному тиску (p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1}) між свердловинами щонайменше двох свердловин (2_1-2_N) зводяться до мінімуму.

6. Спосіб за одним з пп. 1-5, який **відрізняється** тим, що елементи ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$, $R_{s1}-R_{sN}$, $C_{s1}-C_{sN}$) мережевої схеми (N), що описує свердловини (2_1-2_N) і газосховище (1), визначаються в режимі реального часу в залежності від поточного стану газосховища (1).

7. Спосіб за одним з пп. 1-6, який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) коректуються в залежності від стану газосховища (1).

8. Спосіб за п. 7, який **відрізняється** тим, що задані значення (S_1-S_N) при змінах елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$, $R_{s1}-R_{sN}$, $C_{s1}-C_{sN}$) мережевої схеми (N), значення яких перевищує граничне значення, зазнають коректування.

9. Спосіб за одним з пп. 1-8, який **відрізняється** тим, що значення елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$, $R_{s1}-R_{sN}$, $C_{s1}-C_{sN}$) мережевої схеми (N) і/або задані значення (S_1-S_N) зберігаються в банку даних (61) регулюючого пристрою (6).

10. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що на основі збережених заздалегідь заданих значень (S_1-S_N) і елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$) мережевої схеми (N) ідентифікується стан газосховища (1).

11. Спосіб за п. 10, який **відрізняється** тим, що на основі збережених заздалегідь заданих значень (S_1-S_N) і елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$) мережевої схеми (N) ідентифіку-

(13) C2

(11) 95817

(19) UA

ються описуючі стан газосховища (1) елементи ($R_{s1}-R_{sN}$, $C_{s1}-C_{sN}$) мережевої схеми (N).

12. Спосіб за одним з пп. 1-11, який **відрізняється** тим, що при визначенні елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$) мережевої схеми (N) враховуються довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубах кожної з щонайменше двох свердловин (2_1-2_N).

13. Спосіб за п. 12, який **відрізняється** тим, що довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубах вздовж свердловини (2_1-2_N) варіюються, і ці зміни враховуються при визначенні елементів ($R_{h1}-R_{hN}$, $R_{v1}-R_{vN}$, e^{2s} , a_1-a_N , b_1-b_N , $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$) мережевої схеми (N).

14. Спосіб за п. 12 або 13, який **відрізняється** тим, що коефіцієнти тертя в трубах змінюються в залежності від проходження потоку через свердловину (2_1-2_N) і враховуються відповідно в залежності від потоку.

15. Спосіб за одним з пп. 12-14, який **відрізняється** тим, що довжини труб, що змінюються вздовж свердловини (2_1-2_N), діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубах зберігаються в банку даних (61).

16. Спосіб за одним з пп. 1-15, який **відрізняється** тим, що в процесі відкачування контролюються різниці тисків ($p_{1O-P}-p_{NO-P}$) між шаром зберігання (P_1-P_N) і устьовим обладнанням (O_1-O_N) свердловини, розташованим на протилежному від шару зберігання (P_1-P_N) кінці свердловини (2_1-2_N) на одній з щонайменше двох свердловин (2_1-2_N), з тим щоб значення різниці тисків ($p_{1O-P}-p_{NO-P}$) не перевищувало певне граничне значення.

17. Регулюючий пристрій для експлуатації підземного газосховища, для здійснення способу за одним з пп. 1-16, що містить інтерфейс, через який регулюючий пристрій сполучений з групою свердловин, що складається щонайменше з двох свердловин для закачування середовища в газосховище або для відкачування середовища з газосховища.

газосховища, і через який регулюють щонайменше дві свердловини, причому щонайменше дві свердловини належать до відповідного шару зберігання P_1-P_N , через який відповідна свердловина сполучена для проходження потоку з газосховищем, в якому середовище знаходиться під тиском, який **відрізняється** тим, що регулюючий пристрій (6) виконаний з можливістю регулювання щонайменше двох свердловин (2_1-2_N) так, щоб різниці (p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1}) в значеннях гідравлічного тиску середовища в групі свердловин (2_1-2_N) була зведена до мінімуму.

18. Регулюючий пристрій за п. 17, який **відрізняється** тим, що містить банк даних (61) для зберігання параметрів, що характеризують свердловини (2_1-2_N) і газосховище (1), у вигляді технічних і геологічних даних і заархівованих вимірних величин.

19. Регулюючий пристрій за п. 18, який **відрізняється** тим, що регулюючий пристрій (6) виконаний з можливістю актуалізування даних (61) параметрів свердловин, що зберігаються в банку під час експлуатації газосховища.

20. Регулюючий пристрій за одним з пп. 17-19, який **відрізняється** тим, що регулюючий пристрій (6) містить модуль керування (67) експлуатацією для регулювання свердловин (2_1-2_N).

21. Регулюючий пристрій за одним з пп. 19-20, який **відрізняється** тим, що регулюючий пристрій (6) містить еталонний модуль (63) свердловин для визначення параметрів, що описують свердловини (2_1-2_N).

22. Регулюючий пристрій за одним з пп. 17-21, який **відрізняється** тим, що регулюючий пристрій (6) містить взаємодіючий з банком даних (61) модуль паспорта (64) свердловини для керування параметрами свердловин.

Винахід стосується способу експлуатації підземного газосховища згідно з обмежувальною частиною пункту 1 формули винаходу і регулюючого пристрою для експлуатації підземного газосховища згідно з обмежувальною частиною пункту 17 формули винаходу.

Подібний спосіб експлуатації підземного газосховища служить, передусім, для проведення процесу закачування в газове сховище середовища і відкачування середовища з нього. При використанні даного способу певне середовище закачується в газосховище і викачується з нього, причому для закачування і відкачування середовища використовується група свердловин, що складається щонайменше з двох свердловин, через які середовище протікає при закачуванні і відкачуванні. Кожна з свердловин стосується певного шару зберігання P_1-P_N , через який відповідна свердловина сполучена з всім сховищем для протікання середовища. Швидкість течії середовища встановлюється на основі заданих значень.

Встановлення заданих значень для регулювання процесів закачування і розвантаження є, як правило, задачею відповідального за резервуар інженера, який визначає відповідні значення, що задаються, і задає їх обслуговуючому персоналу установки для експлуатації і регулювання свердловин. Продуктивність газосховища, зокрема, ефективність процесів закачування і відкачування, і місткість газосховища для прийому середовища залежить, таким чином, значною мірою від досвіду і компетенції відповідального за резервуар інженера-оператора.

З DE 19653725 C1 відомі спосіб і пристрій для контролю і регулювання процесів закачування і відкачування середовища в газосховищах з певним геометричним об'ємом. При цьому контроль і регулювання здійснюються на основі заміряного на устьовому обладнанні свердловини тиску і похідної від нього швидкості потоку або об'ємного потоку певного середовища в свердловині без необхідності безпосереднього вимірювання кіль-

кості переміщеного по свердловині текучого середовища.

Спосіб, відомий з DE 19653725 C1, полегшує контроль і регулювання процесів закачування і відкачування в газосховищі, по якому можна одержати певні дані про швидкість потоків в свердловинах для реалізації процесів закачування і відкачування. Інженеру, що відповідає за резервуар і за експлуатацію свердловин, надаються при цьому параметри стану, що характеризують процеси закачування і відкачування, причому саме регулювання системи знаходиться у відповідальності цього інженера.

В основі даного винаходу лежить задача надання способу і регулюючого пристрою для експлуатації підземного газосховища, за допомогою яких для відповідального за резервуар інженера поліпшується регулювання роботи газосховища при реалізації процесів закачування і відкачування середовища і забезпечується оптимальне використання газосховища при більш високій експлуатаційній надійності.

Дана задача вирішується за рахунок способу з ознаками п. 1 формули винаходу.

При цьому згідно з винаходом передбачається, що задані значення визначаються таким чином, щоб різниця в значеннях гідравлічного тиску середовища у відповідних групах свердловин була зведена до мінімуму.

Винахід виходить з основної ідеї, що ґрунтується на тому, щоб описати поведінку газосховища і сполучених з ним свердловин для закачування і відкачування середовища за допомогою математичної моделі і на основі математичної моделі розрахувати значення, що задаються для регулювання свердловин. Спосіб згідно з винаходом надає, таким чином, можливість максимальної автоматизації процесів регулювання і надання всілякої підтримки інженеру, що відповідає за експлуатацію газосховища, шляхом видачі значень, що задаються.

Значення, що задаються, визначаються згідно з винаходом таким чином, що різниця між значеннями гідравлічного тиску в групах свердловин, тобто між свердловинами в газосховищі, зводиться до мінімуму. Група свердловин налічує дві або більшу кількість свердловин. При цьому не всі свердловини газосховища повинні бути віднесені до якоїсь групи свердловин. Можливий, наприклад, варіант об'єднання двох свердловин газосховища в одну групу свердловин і зведення до мінімуму різниці між значеннями гідравлічного тиску в цих свердловинах. Можна, однак, розглядати всі свердловини газосховища як одну групу свердловин і звести до мінімуму різницю між всіма значеннями гідравлічного тиску.

За рахунок мінімізації різниці тиску запобігається виникнення процесів обтікання між свердловинами в газосховищі для вирівнювання різниці в тиску, завдяки чому надається можливість рівномірного закачування і відкачування середовища з газосховища. Математична модель описує установку, що складається з газосховища і з свердловин, настільки повно, що на основі параметрів, одержаних і розрахованих внаслідок вимірювань,

надійним чином можуть бути виведені значення швидкості течії, що задаються, які повинні бути встановлені в окремих свердловинах і які запобігають появі різниці в значеннях гідравлічного тиску в свердловинах.

Переважаю математична модель являє собою мережеву схему, що описує взаємодію щонайменше двох свердловин і газосховища у вигляді мережі. З цією метою мережа має в своєму розпорядженні елементи у вигляді елементів опору, джерел напруги і елементів, які описують поведінку щонайменше двох свердловин і газосховища, тобто опору потоків, місткості і тому подібне. Математична модель у вигляді мережевої моделі може бути потім розрахована за відомими в електротехніці принципами теорії неупорядкованої безперервної сітки.

Значення, що переважно задаються, коректуються таким чином, що відповідні різниці в гідравлічному тиску між свердловинами значення різниці напруг між точками мережі, які відповідають значенням гідравлічного тиску щонайменше двох свердловин, зводяться до мінімуму. Різниця тиску між гідравлічним тиском в свердловинах газосховища виражаються в цьому випадку у вигляді різниці напруг і за рахунок установки заданих значень зводяться до мінімуму до такої міри, що в ідеальному випадку різниця тиску дорівнює нулю.

Стан газосховища і пов'язаних з ним свердловин може постійно змінюватися під час експлуатації, зокрема, в процесі закачування і відкачування, внаслідок зміни співвідношень тиску в газосховищі і в свердловинах. Переважаю тому елементи мережі, що описує свердловини і газосховище, визначаються і постійно коректуються в режимі реального часу в залежності від поточного стану газосховища. Параметри елементів залежать при цьому, з одного боку, від статичних умов, наприклад, від виконання бурових свердловин і від використаних на свердловинах вузлів, таких як фільтри і колони обсадних труб, а з іншого боку - від величин, що динамічно змінюються, наприклад, від виду виникаючого турбулентного або ламінарного потоку і від співвідношення тиску. Завдяки тому, що елементи мережі розраховуються в режимі реального часу на основі зібраних вимірюваних величин, то гарантується, що обов'язково беруться до уваги актуальний стан газосховища і, передусім, його параметри, що динамічно змінюються.

Переважаю передбачене, що значення, які задаються також коректуються в залежності від стану газосховища. Коректування значень, що задаються, здійснюється тут при зміні елементів мережі, значення яких перевищує певне задане граничне значення. Зміна встановленого стану газосховища, що безпосередньо веде за собою зміну значень елементів мережі, яка описує стан свердловин і газосховища, не викликає, тим самим, безпосереднє коректування заданих значень, а тільки в тому випадку, коли величина зміни перевищує задане граничне значення. Завдяки цьому можна уникнути непотрібного подальшого регулювання заданих значень.

Переважаю значення елементів мережі і/або задані значення зберігаються згідно з їх призна-

ченням. Для цього значення елементів мережі як функція часу протягом процесу закачування або відкачування вводяться в банк даних і можуть бути використані при подальшій експлуатації.

Наприклад, в зв'язку з цим збережені раніше задані значення і елементи мережі можуть використовуватися при експлуатації газосховища для визначення його стану. Зокрема, можливий варіант збереження в банку даних архівних значень і елементів всієї мережі. Шляхом порівняння одержаних актуальних заданих значень і елементів мережі, що стосуються свердловин, з одержаними раніше і збереженими значеннями можна судити про елементи, які описують опори потоку і місткість газосховища і які разом з раніше одержаними значеннями можуть бути збережені і внесені в банк даних, а звідси можна зробити висновок про стан установки, наприклад, про рівень заповнення газосховища.

В одному з переважних варіантів виконання при визначенні елементів мережі враховуються довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубах свердловин. Довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубах можуть варіюватися вздовж кожної свердловини і враховуються відповідно при визначенні елементів мережі. З цією метою свердловина може бути розділена на окремі ділянки, до яких відповідно належать певна довжина труби, певний діаметр труби і певний коефіцієнт тертя в трубі, на основі яких з використанням інтегрального методу можна судити про опір потоку у всій свердловині.

Для визначення елементів для техніко-мережевого опису свердловини характеризуючи виконання свердловини довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубі переважно заздалегідь зберігаються в банку даних і запитуються звідти для визначення елементів. Банк даних містить детальну інформацію про специфічне виконання свердловин, про їх спрямування в створюючій газосховище гірській породі, про вузли, що використовуються в свердловині, і про точне виконання свердловин, зокрема, про їх довжини, діаметри і коефіцієнти тертя в трубі.

Ще в одному варіанті реалізації способу в процесі відкачування на кожній свердловині додатково контролюють різниці тиску між шаром зберігання і устьовим обладнанням свердловини, розташованим на протилежному шару зберігання закінченні свердловини, з тим щоб значення різниці тиску не перевищувало певне граничне значення. Тим самим відстежується, щоб різниця тиску між устьовим обладнанням свердловини і шаром зберігання в межах однієї свердловини не ставала дуже великою, і щоб швидкість потоку в свердловині не перевищувала певного значення.

Задача вирішується далі за рахунок регулюючого пристрою для експлуатації підземного газосховища для реалізації описаного вище способу з ознаками п. 17 формули винаходу.

Регулюючий пристрій має в своєму розпорядженні інтерфейс, через який регулюючий пристрій сполучається з групою свердловин, що складається щонайменше з двох свердловин для закачування середовища в газосховищі або для

відкачування середовища з газосховища і регулює щонайменше дві свердловини, причому щонайменше дві свердловини належать відповідно до одного шару зберігання, через який відповідна свердловина сполучена для протікання середовища з газосховищем, в якому середовище має певний тиск. Згідно з винаходом регулюючий пристрій виконаний так, що щонайменше дві свердловини регулюються таким чином, що різниця в гідравлічному тиску середовища в свердловинах всередині групи свердловин зведена до мінімуму.

За допомогою регулюючого пристрою згідно з винаходом надається можливість максимальної автоматизації процесу експлуатації газосховища. Регулюючий пристрій надає відповідальному за резервуар інженеру всіляку підтримку при виконанні ним своїх задач і автоматично бере на себе виконання процесів закачування і відкачування, що піддаються автоматизації і необхідних для реалізації задач. При цьому відповідальному за резервуар інженеру цілеспрямовано вносяться пропозиції, завдяки яким забезпечується ефективна і надійна експлуатація газосховища.

Переважно регулюючий пристрій має в своєму розпорядженні банк даних для накопичення параметрів свердловин, що стосуються свердловин і газосховища, у вигляді технічних і геологічних даних, а також заархівованих вимірних величин. Для експлуатації газосховища регулюючий пристрій використовує велику кількість інформації, накопиченої в банку даних, і регулює роботу газосховища на основі цих накопичених даних в їх комбінації з поточними вимірними величинами, що описують стан газосховища в конкретний момент. Дані в банку даних переважно регулярно оновлюються і розширюються за рахунок поточних, описуючих стан газосховища даних.

Переважно регулюючий пристрій має модуль керування експлуатацією для регулювання свердловин. Модуль керування експлуатацією бере на себе виконання задач в підтримку відповідального за резервуар інженера, розраховує і визначає значення, що задаються для регулювання швидкості течії середовища в свердловинах і надає, таким чином, можливість ефективної і надійної експлуатації газосховища при максимальному використанні його місткості і оптимізації процесів закачування і відкачування.

Крім цього, регулюючий пристрій включає в себе еталонний модуль свердловини для визначення параметрів свердловини, що описують її стан. Еталонний модуль свердловини здійснює збір і попередню обробку даних про поточний стан свердловин, заміряє і розраховує швидкість потоків, а також елементи мережі математичної моделі, що описують свердловини, і характеризує, таким чином, актуальний стан кожної свердловини.

Для керування параметрами свердловин, зібраних еталонним модулем свердловин, служить переважно модуль паспорта свердловини регулюючого пристрою, який взаємодіє з банком даних регулюючого пристрою і керує і робить доступними параметри, внесені в банк даних і, що описують стан свердловин.

Ідея, що лежить в основі винаходу, буде детальніше роз'яснена нижче на прикладах виконання винаходу, зображених на фігурах. На них представлені наступні:

фіг.1 - схематичне оглядове зображення підземного газосховища для зберігання середовища, зокрема, природного газу, з трьома свердловинами для закачування і відкачування середовища;

фіг.2 - схематичне зображення мережі для визначення значень, що задаються, для регулювання швидкості течії середовища в свердловинах при закачуванні і відкачуванні середовища;

фіг.3 - блок-схема програми регулювання роботи газосховища, і

фіг.4 - схематичне зображення регулюючого пристрою для регулювання роботи газосховища.

На фіг.1 приводиться схематичне оглядове зображення газосховища 1, яке сполучене з трьома свердловинами 2_1 , 2_2 , 2_N для закачування і відкачування середовища, що складається в газосховищі 1. Газосховище 1 може бути виконане, наприклад, у вигляді сховища у водоносному горизонті і використовуватися для зберігання природного газу або інших середовищ.

Сполучені з газосховищем 1 свердловини 2_1 - 2_N мають відповідно по одній трубі 4_1 - 4_N свердловини, що проходить між газосховищем 1 і поверхнею землі, яка сполучена для потоку середовища на одному своєму кінці, в основі P_1 - P_N свердловини 2_1 - 2_N , з газосховищем 1, а на іншому кінці - з регулювальним механізмом 3_1 - 3_N . До кожного регулювального механізму 3_1 - 3_N приєднується відповідно трубопровід 5_1 - 5_N свердловини, який з'єднує свердловину 2_1 - 2_N з не зображеною на фігурі установкою на поверхні землі для подальшої переробки середовища, що зберігається в газосховищі 1.

Для закачування текуче середовище прямує з установки на поверхні землі через свердловини 2_1 - 2_N по трубопроводах 5_1 - 5_N і трубах 4_1 - 4_N в газосховище 1. В зворотному напрямі для відкачування середовища воно прямує через свердловини 2_1 - 2_N з газосховища 1 на установку на поверхні землі. Швидкість течії середовища в газосховищі 1 або з нього встановлюється для кожної свердловини окремо за допомогою регулювальних механізмів 3_1 - 3_N , які можуть бути виконані, наприклад, у вигляді регулювальних клапанів і які встановлюють кількість середовища, що протікає в одиницю часу через свердловину 2_1 - 2_N .

Регулювальні механізми 3_1 - 3_N керуються за допомогою регулюючого пристрою 6, який задає значення S_1 - S_N і встановлює за допомогою заданих значень S_1 - S_N швидкість течії середовища в свердловинах 2_1 - 2_N .

У процесі закачування і відкачування може виникнути різниця між гідравлічним тиском в свердловинах 2_1 - 2_N , яка може негативно позначитися на процесі закачування і відкачування. Подібні різниці тиску p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1} можуть привести до обтікання середовища в газосховищі 1 і знижують продуктивність газосховища 1, особливо його місткість і ефективність процесів закачування і відкачування.

Тому згідно з винаходом передбачена установка заданих значень S_1 - S_N на регулювальних механізмах 3_1 - 3_N свердловин 2_1 - 2_N таким чином, щоб різниця в гідравлічному тиску p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1} групи свердловин, що складається з свердловин 2_1 - 2_N , була зведена до мінімуму. Таким чином, досягається стан, коли між значеннями гідравлічного тиску p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1} всіх свердловин 2_1 - 2_N не виникає різниці тиску і коли можна максимально позбутися процесів обтікання між окремими свердловинами P_1 - P_N в резервуарі.

При цьому можливо також віднесення тільки двох з свердловин 2_1 - 2_N до однієї групи свердловин і зведення до мінімуму різниці тиску тільки між цими свердловинами 2_1 - 2_N . Однак всі свердловини 2_1 - 2_N можна з успіхом розглядати як одну групу свердловин і до мінімуму зводити різницю між всіма значеннями гідравлічного тиску p_{P1-2} , p_{P2-N} , p_{PN-1} в газосховищі 1.

Одна з найважливіших задач при експлуатації газосховища 1, зокрема, сховища природного газу, полягає в розподілі кількості середовища, що підлягає закачуванню або відкачуванню по свердловинах 2_1 - 2_N , що є в розпорядженні, в залежності від їх продуктивності. При цьому необхідно мати на увазі, що не повинна виникати велика різниця між значеннями гідравлічного тиску в свердловинах 2_1 - 2_N для цілеспрямованого досягнення певних механічних процесів течії всередині резервуара газосховища 1. Це розповсюджується на процеси закачування і відкачування середовища. При відкачуванні додатково необхідно контролювати свердловини 2_1 - 2_N на предмет того, щоб різниця тиску p_{10-P} , p_{20-P} , p_{NO-P} (депресія) між устьовим обладнанням O_1 - O_{2N} свердловини і шаром зберігання P_1 - P_N свердловини 2_1 - 2_N не перевищувала певного значення.

Кількість середовища, що відкачується або закачується регулюється на свердловинах 2_1 - 2_N за рахунок значень, що задаються, які встановлюються на регулювальних механізмах 3_1 - 3_N S_1 - S_N . Регулювальні механізми 3_1 - 3_N виконані, наприклад, у вигляді регулювальних клапанів і регулюють за рахунок установки значень S_1 - S_N , що задаються, швидкість течії середовища через свердловини 2_1 - 2_N .

Для визначення значень S_1 - S_N , що задаються, використовується математична модель, яка описує поведінку свердловин 2_1 - 2_N і газосховища 1 за допомогою нелінійної мережі, що містить елементи у вигляді елементів опору, джерел напруги і елементів, що характеризують поведінку свердловин 2_1 - 2_N і газосховища 1.

Схематичне зображення мережі, що описує взаємодію свердловин 2_1 - 2_N і газосховища 1, наводиться на фіг.2. У мережі кожна свердловина 2_1 - 2_N зображається у вигляді мережевої гілки O_1 - P_1 , O_2 - P_{21} , O_N - P_N і описується на основі її горизонтального опору потоку R_{h1} - R_{hN} , її вертикального опору потоку R_{v1} - R_{vN} , коефіцієнта фільтрації a_1 - a_N , коефіцієнта турбулентності b_1 - b_N і коефіцієнтів Горнера α_1 - α_N і β_1 - β_N . На своєму устьовому обладнанні свердловини O_1 - O_N свердловини 2_1 - 2_N сполучені з установкою на поверхні землі, а в шарі зберігання P_1 - P_N - з газосховищем 1. Сполучення

свердловин 2₁-2_N через газосховище 1 характеризується відповідним опором потоку R_{s1} - R_{sN} і елементом C_{s1} - C_{sN} .

При визначенні значень S_1 - S_N , що задаються, проблемними є різні величини опору свердловин 2₁-2_N - через виконання труб 4₁-4_N свердловин, що є в свердловині 2₁-2_N фільтрів і т.д. - і газосховища 1.

Нижче буде стисло узагальнене визначення швидкості течії через свердловину 2₁-2_N з урахуванням виконання свердловин 2₁-2_N, що складаються з окремих ділянок.

Для кожної свердловини 2₁-2_N дистанція між газосховищем 1 і установкою на поверхні землі розраховується таким чином:

Спочатку розраховується дистанція між газосховищем 1 і шаром зберігання P_1 - P_N свердловини

$$p_{BS-R}^2 - p_{уст-ка на пов. землі}^2 \cdot e^{2S} = a \cdot Q + (b + \Theta_{комплекс}) Q^2 \quad (2)$$

і шляхом рішення (1) і (2) по Q в рівняння

$$Q = \frac{\sqrt{a^2 + 4(b + \Theta_{компл}) \left(p_{BS-R}^2 - p_{установка на пов. землі}^2 \cdot e^{2S} \right)} - a}{2(b + \Theta_{компл})}, \quad (3)$$

У приведених вище рівняннях використані наступні позначення:

Q - швидкість течії,

p_{BS-F} - гідравлічний тиск в шарі зберігання P_1 - P_N свердловини 2₁-2_N,

p_{BS-R} - повний тиск потоку в шарі зберігання P_1 - P_N свердловини 2₁-2_N,

p_{st-F} - гідравлічний тиск на устьовому обладнанні O_1 - O_N свердловини 2₁-2_N,

$p_{уст-ка на пов. землі}$ - гідравлічний тиск в кінцевій точці трубопроводу 5₁-5_N на установці на поверхні землі,

$\Theta_{свердловини}$ - опір потоку труби 4₁-4_N свердловини,

$\Theta_{трубопроводу}$ - опір потоку трубопроводу 5₁-5_N,

$\Theta_{комплекс}$ - опір потоку свердловини 2₁-2_N загалом,

a - коефіцієнт фільтрації за Мінським,

b - коефіцієнт турбулентності за Мінським,

e^{2S} - барометричний коефіцієнт в свердловині 2₁-2_N.

Рівняння (3) використовується для створення кривих продуктивності для кожної свердловини 2₁-2_N і представляє як параметр для кожної свердловини 2₁-2_N у вигляді сімейства кривих швидкості течії Q в залежності від повного тиску потоку p_{BS-R} в шарі зберігання P_1 - P_N з гідравлічним тиском $p_{уст-ка на пов. землі}$ на установці на поверхні землі. Для визначення кривих продуктивності розраховується сімейство кривих $Q=f(p_{BS-R}, p_{уст-ка на пов. землі})$ для $p_{уст-ка на пов. землі} < p_{BS-R}$ і зображається у вигляді сімейства кривих $Q=f(p_{BS-R})$ для різних $p_{уст-ка на пов. землі}$.

Повний тиск потоку p_{BS-R} виражає тиск в газосховищі в шарі зберігання P_1 - P_N . Крива продуктив-

2₁-2_N, що позначається також як забій свердловини, по формулі

$$p_{BS-R}^2 - p_{BS-F}^2 = a \cdot Q + b \cdot Q.$$

Для дистанції труби свердловини 4₁-4_N між шаром зберігання P_1 - P_N свердловини 2₁-2_N і устьовим обладнанням свердловини O_1 - O_N виходить

$$p_{BS-F}^2 - p_{st-F}^2 \cdot e^{2S} = \Theta_{свердловини} \cdot Q^2$$

а для дистанції трубопроводу 5₁-5_N між устьовим обладнанням свердловини O_1 - O_N і установкою на поверхні землі

$$p_{st-F}^2 - p_{уст-ка на пов. землі}^2 = \Theta_{трубопроводу} \cdot Q^2.$$

Ці рівняння можна з'єднати в рівняння

$$p_{BS-F}^2 - p_{уст-ка на пов. землі}^2 \cdot e^{2S} = \Theta_{комплекс} \cdot Q^2, \text{ де } (1)$$

$$\Theta_{компл} = (\Theta_{свердловини} + \Theta_{трубопроводу}) \cdot e^{2S}$$

і в рівняння

ності дозволяє тим самим виробити думку, яку швидкість течії Q може забезпечити свердловина 2₁-2_N при певному тиску в газосховищі p_{BS-R} , коли на установці на поверхні землі утримується заданий тиск $p_{уст-ка на пов. землі}$.

Визначення параметрів a і b здійснюється експериментально за допомогою тесту свердловини. Інші параметри газосховища, такі як температура шару, в'язкість текучого середовища, реальний газовий фактор, провідність газу, проникність, провідність під тиском, комплексні параметри, міра реальності газу, ефективний радіус бурової свердловини, визначаються за допомогою перевірки свердловини на основі вимірів зростання і падіння тиску.

Як звичайно, в рівнянні (1) робиться спрощення в тому вигляді, що $\Theta_{комплекс}$ встановлюється як постійна величина. Це не зовсім точно і приводить до неповного обліку опору потоку свердловини 2₁-2_N, що змінюється вздовж труби свердловини. Тому в рамках представленого тут способу опір потоку $\Theta=f(Q)$ розраховується як функція швидкості течії Q і виконання свердловини 2₁-2_N і враховується в рівнянні (3) таким чином, що беруться до уваги довжини труб, діаметри труб і коефіцієнти тертя в трубі, накопичені в банку даних регулюючого пристрою 6.

Розрахунок функції $\Theta=f(Q)$ як функції швидкості течії Q і виконання свердловин 2₁-2_N дуже трудомісткий, оскільки для кожної свердловини необхідно враховувати велику кількість вузлів, наприклад, ділянки труб, фільтри, клапани і т.п., тому він здійснюється за допомогою комп'ютера регулюючого пристрою 6.

Опір потоку розраховується (по ділянках) таким чином:

$$\Theta = k * \lambda * \frac{z^2 * T^2}{d^5} (e^{2s} - 1), \quad (4)$$

Причому λ означає коефіцієнт тертя в трубі, d - діаметр труби, T - середня температура середовища, e^{2s} - барометричний коефіцієнт, а z - реальний газовий фактор. Довжина труби враховується при визначенні ваги стовпа середовища. На основі одержаних значень опори потоку можуть бути потім безпосередньо виведені характеризуючі опір потоку значення елементів опору $R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}$ мережі N .

У залежності від так званого числа Рейнольдса Re виходять різні значення опору потоку для турбулентних або ламінарних потоків. Вид потоку враховується тому при розрахунку опору потоку. У результаті виходить рівняння для $Q=f(p_{BS-R}, \Theta)$, яке служить для визначення сімейства кривих продуктивності і досконало точно враховує виконання свердловин 2_1-2_N .

При закачуванні середовища в газосховище 1 і відкачуванні середовища з нього, по можливості, взагалі не повинна виникати різниця в гідравлічному тиску свердловин 2_1-2_N , з тим щоб можна було запобігти виникненню процесів обтікання всередині газосховища 1. Для досягнення цього розраховується цілковитий тиск, і звідси виводяться відповідні значення S_1-S_N , що задаються, для регулювання швидкості течії Q в кожній окремій свердловині 2_1-2_N .

Для розрахунку використовуються приведена на фіг.2 мережа N з елементів опору $R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}, R_{s1}-R_{sN}$ джерел живлення, барометричного коефіцієнта (e^{2s}), а також елементів $C_{s1}-C_{sN}$, яка дозволяє зробити розрахунок взаємодії свердловин 2_1-2_N і газосховища 1 згідно із законами електротехніки з метою розрахувати значення S_1-S_N , що задаються, таким чином, щоб звести до мінімуму різницю напруг (відповідно до різниці тиску $p_{p1-2}, p_{p2-N}, p_{PN-1}$) між точками P_1-P_N . Таким чином, надається можливість закачування середовища в газосховище 1 і відкачування його при граничному уникненні виникнення процесів обтікання в газосховищі 1.

Зображена на фіг.2 мережа N містить елементи опору $R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}, a_1-a_N, b_1-b_N, \alpha_1-\alpha_N, \beta_1-\beta_N$, які були визначені при попередньому проведенні перевірки свердловин і збережені в банку даних регулюючого пристрою 6. Опори $R_{h1}-R_{hN}$ і $R_{v1}-R_{vN}$ являють собою горизонтальні і вертикальні складові опорів окремих свердловин 2_1-2_N і розраховуються для кожної окремої свердловини 2_1-2_N в залежності від накопичених в банці даних довжин труб, що змінюються, діаметрів труб і коефіцієнтів тертя в трубах.

Елементи опору і накопичувальні елементи $R_{s1}-R_{sN}$ і $C_{s1}-C_{sN}$ утворюють мережу RC еквівалентних опорів, яка описує з'єднання між свердловинами 2_1-2_N і залежить від поточного стану накопичувача.

На фіг.3 в схематичному вигляді наводиться послідовність, що реалізовується за рахунок регулюючого пристрою 6 регулювання. Спочатку на рівні 99 встановлюються значення S_1-S_N , що задаються. На основі заміряних в режимі реального

часу станів тиску, які являють собою вектор стану, з системи керування (що складається з свердловин 2_1-2_N і їх вузлів) на рівні 100 на рівні 101 здійснюється постійний розрахунок значень елементів опору $R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}$. Якщо внаслідок постійного визначення елементів опору $R_{h1}-R_{hN}$ і $R_{v1}-R_{vN}$ з'являються зміни, значення яких перевищує певну межу, то на рівні 102 проводиться новий розрахунок значень S_1-S_N , що задаються. Значення S_1-S_N , що задаються, перевіряються на рівні 103 функцією "порівняння граничних значень" разом із заміряним в режимі реального часу вектором стану системи керування на предмет їх достовірності і пропонуються на рівні 104 оператору як нові значення, що задаються. Оператор звіряє на рівні 105 задані значення S_1-S_N і передає їх на рівні 106 в систему керування. Задані значення S_1-S_N вносяться на рівні 107 в архів банку даних регулюючого пристрою 6.

Функція "порівняння граничних значень" згідно з рівнем 103 містить нижнє і верхнє граничні значення для подачі сигналу попередження або тривоги, які встановлюються оператором, як правило, відповідальним за резервуар інженером, в залежності від місцевих умов в газосховищі 1, від оснащення вимірювальною технікою (доступні значення вимірювань) і від бажаного режиму експлуатації.

В одному з переважних варіантів елементи $R_{s1}-R_{sN}, C_{s1}-C_{sN}$ мережі RC еквівалентних опорів ідентифікуються з накопичених архівних даних. В архіві зберігаються представляють параметри мережі N параметри $S_1-S_N, a_1-a_N, b_1-b_N, \alpha_1-\alpha_N, \beta_1-\beta_N, R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}$, а також баланси закачування і відкачування середовища для кожної окремої свердловини 2_1-2_N . Шляхом порівняння одержаних поточних параметрів $S_1-S_N, a_1-a_N, b_1-b_N, \alpha_1-\alpha_N, \beta_1-\beta_N, R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}$ з накопиченими в архіві параметрами може бути визначений стан свердловин 2_1-2_N і газосховища 1, а також можуть бути безпосередньо виведені також елементи $R_{s1}-R_{sN}$ і $C_{s1}-C_{sN}$, що зберігаються в архіві мережі RC еквівалентних опорів, і таким чином може бути зроблений висновок про поточний стан газосховища 1.

Регулюючий пристрій 6 виконаний переважно у вигляді обчислювальної системи і налагоджений для регулювання системи керування, що включає свердловини 2_1-2_N , газосховище 1 і установку на поверхні землі. Для реалізації цієї мети регулюючий пристрій 6 має в своєму розпорядженні систему програмного забезпечення, яка бере на себе виконання задач по регулюванню і встановлена в обчислювальній системі.

Система програмного забезпечення виконує функцію регулювання системи керування, значною мірою в автоматичному режимі, і надає підтримку відповідальному за резервуар інженеру при керуванні роботою газосховища 1. За допомогою системи програмного забезпечення оптимізується експлуатація газосховища 1 і ефективно реалізуються процеси закачування і відкачування середовища. Завдяки оптимальному регулюванню свердловин 2_1-2_N системи керування може бути поліпшена місткість газосховища 1, а крім цього, можуть бути збільшені терміни служби свердловин

2₁-2_N, скорочені виробничі витрати і завчасно виявлений вихід з ладу обладнання.

Огляд функціональної реалізації регулюючого пристрою 6 наводиться на фіг.4. Регулюючий пристрій 6 включає в себе окремі модулі 61-64, 66-67, які в якості частини системи програмного забезпечення встановлені в обчислювальній системі регулюючого пристрою 6.

Система програмного забезпечення має в своєму розпорядженні модуль керування експлуатацією 67, який проводить оцінку і аналіз всіх важливих параметрів, визначає і граничні значення, що задаються, а також виконує прогнозуючі функції. Модуль керування експлуатацією 67 надає можливість експлуатації газосховища 1 значною мірою в автоматичному режимі.

Релевантні технічні і геологічні дані, а також архівні значення вимірювань зберігаються в банку даних 61 (модуль "база знань"), який актуалізується під час експлуатації.

Модуль звітів 62 виробляє на базі розроблених з урахуванням специфіки експлуатації шаблонів і на основі інформації, що міститься в банку даних 61 документи з таблицями і графіками для менеджменту накопичувача і документацію по поточних процесах.

Еталонний модуль 63 свердловин служить для визначення і перевірки параметрів свердловин і властивостей резервуара і дозволяє зробити порівняння з колишніми тестами і з іншими свердловинами 2₁-2_N.

Модуль паспорта 64 свердловини бере на себе керування даними, що стосуються свердловин 2₁-2_N, і забезпечує швидкий доступ до всіх параметрів свердловин.

Система програмного забезпечення регулюючого пристрою 6 надає можливість спостереження і контролю над процесами закачування і відкачування середовища і інформує оператора про поточні виміряні величини, а також про актуальний стан підземного обладнання газосховища 1. При експлуатації сховища у водоносному горизонті необхідно додатково брати до уваги геологічні особливості відповідного родовища в зв'язку з параметрами свердловин і з текучим середовищем, що використовується. Нарівні з виміряними на установці величинами буде надаватися велика кількість інформації (частково після додаткових розрахунків), з тим щоб можна було визначити значення S₁-S_N, що задаються, для процесів закачування і відкачування середовища, особливо з урахуванням механічних обмежень в резервуарі. Система програмного забезпечення надає підтримку обслуговуючому персоналу і звільняє його від виконання рутинних операцій (наприклад, таких як визначення параметрів свердловин 2₁-2_N і газосховища 1, керування даними по свердловинах і бурових свердловинах, а також підготовка діаграм, оглядів і доповідей для складання документації про експлуатацію сховища).

Система програмного забезпечення регулюючого пристрою 6 надає, крім того, підтримку при прийнятті рішень по оптимальній експлуатації газосховища 1 і бере на себе контроль за процесами закачування і відкачування середовища, зокрема,

в тих випадках, коли газосховище 1 повинно експлуатуватися на межі своєї потужності.

Перед введенням в дію регулюючого пристрою 6 система програмного забезпечення проводить аналіз особливостей газосховища 1 з його свердловинами 2₁-2_N, а також вимог до ведення процесу експлуатації. На основі цих результатів система програмного забезпечення підстроюється під конкретний спосіб експлуатації, з тим щоб забезпечити оптимальне, орієнтоване на газосховище 1 ведення процесу роботи.

До задач відповідального за резервуар інженера належить визначення значень S₁-S_N, що задаються, для процесів закачування і відкачування середовища в газосховище 1 і надання цих даних обслуговуючому персоналу. Система програмного забезпечення регулюючого пристрою 6 являє собою систему технологічного процесу і пропонує функції, які надають підтримку відповідальному за резервуар інженеру при експлуатації газосховища 1 з буровими свердловинами і свердловинами 2₁-2_N, забезпечують оптимальне використання місткості газосховища 1 і підвищують експлуатаційну надійність установки.

Використання системи програмного забезпечення для регулювання роботи газосховища 1 надає наступні переваги:

- підвищення продуктивності свердловин 2₁-2_N і продуктивності сховища загалом;
- зменшення виробничого ризику завдяки завчасному розпізнаванню неполадок;
- гарантію щадячого режиму роботи газосховища 1, тобто збільшення терміну служби свердловин 2₁-2_N і агрегатів установки;
- передбачуваність і відновлюваність поведінки обладнання при переналаштуваннях;
- більш швидке і надійне реагування при зміні навантаження;
- простий доступ до геологічних даних і настановних параметрів кожної свердловини 2₁-2_N;
- спрощену обробку і оцінку даних;
- ефективну розробку доповідей і документів;
- підвищену зручність в обслуговуванні системи керування.

Модулі регулюючого пристрою будуть більш детально описані нижче.

1. Модуль "база знань" 61

Основою для реалізації всіх функцій системи програмного забезпечення є модуль "база знань" у вигляді банку даних 61. У ньому збережені всі дані і вся інформація, які необхідні для функціонування системи програмного забезпечення. До них належать:

- структурний опис установки/геометрії накопичувача;
- дані по накопичувачу і по бурових свердловинах;
- настановні параметри свердловин 2₁-2_N і їх оснащення вимірювальною технікою;
- значення, що задаються вручну, імпортовані і розраховані значення;
- специфічні для проекту константи і установки.

Дані в режимі реального часу і архівні дані надаються на свердловини 2₁-2_N через інтерфейс 65.

2. Модуль керування експлуатацією 67

Задачею модуля керування експлуатацією 67 є контроль над продуктивністю кожної свердловини 2_1-2_N відповідно до вказівок з керування роботою сховища, а також з розпорядженнями по економічності і техніці безпеки. Спостереження за всіма свердловинами 2_1-2_N дозволяє знов-таки інтерпретувати проходячі в сховище процеси і розрахунок місткості сховища з метою оптимізації його роботи. Так формулюються прогнози на спеціальні вимоги і виявляється підтримка при вивченні різних режимів експлуатації. Модуль керування експлуатацією 67 ретельно приводиться у відповідність до особливостей ведення процесу роботи в кожному окремому газосховищі 1.

Модуль керування експлуатацією 67 готує на основі одержаних характеристик і спеціально заданих, специфічних для кожного конкретного випадку використання правил рекомендації по експлуатації газосховища 1, зокрема, з якими заданими значеннями S_1-S_N і в яких межах повинна здійснюватися експлуатація. Останнє слово в прийнятті рішення про значення S_1-S_N , що фактично задаються, належить відповідальному за резервуар інженеру. Але в зв'язку з цим цілком можливий і варіант повної автоматизації роботи газосховища 1 за допомогою модуля керування експлуатацією 67, тобто здійснення регулюючим пристроєм 6 самостійної установки заданих значень S_1-S_N .

Модуль керування експлуатацією 67 надає певні значення S_1-S_N , що задаються, по інтерфейсу 65 свердловин 2_1-2_N і керує регулювальними механізмами 3_1-3_N для регулювання швидкості течії в свердловинах 2_1-2_N .

3. Модуль паспорта 64 свердловини

Модуль паспорта 64 свердловини служить для керування даними по бурових свердловинах і свердловинах. У модулі паспорта 64 дані по геології газосховища 1 і по бурових свердловинах, а також специфічна для бурових свердловин інформація про стан підземного вироблення зберігаються в банку даних 61. Тим самим в розпорядженні геолога або відповідального за резервуар інженера є збірки даних зі значеннями і параметрами кожної свердловини 2_1-2_N , в якому він в будь-який час може одержати актуальну інформацію про кожну свердловину 2_1-2_N , наприклад, для проведення технічного обслуговування або ремонтних робіт. Крім цього, зберігаються результати геологічних вимірювань на свердловинах 2_1-2_N . У банку даних 61 міститься інформація про:

- сховище (розташування, об'єми газу, геологічна структура, площа, глибина і т.д.);
- бурову свердловину (розташування, висота основи, тип, період буріння, спосіб буріння, завершення і т.д.);
- свердловини 2_1-2_N (технічна колона обсадних труб, колона транспортних труб, фільтри, перфорація, цементування/заповнення затрубного простору);
- літології і стратиграфії і
- даних вимірювань (радіоактивні відмітки, калотажні криві).

4. Еталонний модуль 63 свердловини

Еталонний модуль 63 свердловини служить для збору і розрахунку параметрів свердловин і шарів і надає інформацію про продуктивність свердловин 2_1-2_N в процесі закачування і відкачування середовища. За необхідності враховуються дані аналізу текучого середовища для визначення його властивостей (динамічної в'язкості, фактора Z , фактора розширення і т.д.).

Визначення параметрів свердловини базується на тестуванні свердловин по методу Мінського (Хуперта) (MINSKY, HOUPERT) або Ролінса Шеллхардта (Rawlins, Schellhardt). Параметри свердловини визначаються, наприклад, за допомогою рівняння Мінського на основі даних тестування свердловини, одержаних при тестуванні в процесі відкачування середовища. Для цього інтерактивно визначається індикаторна крива для одержаних коефіцієнтів a , b рівняння Мінського. На основі даних тестування свердловини можуть бути розраховані і коефіцієнти c , n по Ролінсу Шеллхардту, що використовуються на американському просторі. За допомогою результатів тестування свердловин і оцінки по Мінському може бути розрахована крива продуктивності для закачування і відкачування середовища. Вони зображаються на діаграмах як сімейство кривих або в формі таблиці і дозволяють зробити висновок про те, яку норму в процесі відкачування середовища може виконати певна свердловина 2_1-2_N при певному значенні тиску в сховищі, якщо на установці на поверхні землі утримується заданий тиск.

Система програмного забезпечення підтримує порівняння даних тестування якої-небудь свердловини 2_1-2_N з використанням своїх власних архівних даних або даних тестування інших свердловин 2_1-2_N . Продуктивність газосховища 1 може бути узагальнена в підсумковій кривій.

Для визначення параметрів шару може використовуватися, наприклад, спосіб по Горнеру (Horner), за допомогою якого, зокрема, можна визначити коефіцієнти Горнера $\alpha_1-\alpha_N$, $\beta_1-\beta_N$. Діаграми для вимірювання підвищення і падіння тиску створюються графічно системою програмного забезпечення, причому на основі графічного зображення можна визначити екстрапольований тиск, який дозволяє потім оцінити середній тиск в резервуарі, проникність сховища і скін-фактор протестованої свердловини.

5. Модуль звітів 62

Модуль звітів 62 виступає в ролі асистента по складанню звітів, за допомогою якого можуть готуватися звіти і інша документація у вигляді спеціалізованих формулярів, причому відповідальний за резервуар інженер може визначати, до якого моменту часу повинні видаватися окремі звіти.

6. Стратегічний модуль 66

За необхідності регулюючий пристрій 6 може мати ще один модуль, стратегічний модуль 66, який служить для стратегічного планування ведення процесу роботи газосховища 1. За допомогою стратегічного модуля 66 розробляються плани експлуатації газосховища на майбутнє з технічної і виробничо-економічної точки зору, і відповідні пропозиції надаються в розпорядження відповідального за резервуар інженера. Стратегічний мо-

дуль 66 разом з модулем керування експлуатацією 67 (який відповідає за поточне регулювання роботи свердловин 2_1-2_N) надає можливість повної автоматизації експлуатації газосховища 1.

Ідея, що лежить в основі винаходу, не обмежується описаними вище прикладами виконання винаходу. Зокрема, спосіб згідно з винаходом може використовуватися для керування газосховищами у вигляді сховищ у водоносних горизонтах, в яких може зберігатися текуче середовище у вигляді природного газу. Важливе те, щоб даний спосіб - за рахунок автоматичної установки значень, що задаються - надавав можливість оптимальної експлуатації газосховища при максимальній ефективності процесів закачування і відкачування середовища і повному використанні місткості сховища.

Перелік позначень

1 газосховище

2_1-2_N свердловина

3_1-3_N регулювальний механізм

4_1-4_N труба свердловини

5_1-5_N трубопровід свердловини

6 регулюючий пристрій

61 банк даних

62 модуль звітів

63 еталонний модуль свердловини

64 модуль паспорта свердловини

65 інтерфейс

66 стратегічний модуль

67 модуль керування експлуатацією

$a_1-a_N, b_1-b_N, \alpha_1-\alpha_N, \beta_1-\beta_N$ елемент опору

e^{2s} барометричний коефіцієнт

$C_{s1}-C_{s2}$ елемент

N мережева схема

O_1-O_N устя свердловини

$p_{p1-2}, p_{p2-N}, p_{pN-1}$ різниці тиску

$p_{10-p}, p_{20-p}, p_{N0-p}$ різниці тиску

P_1-P_N шар зберігання

$R_{h1}-R_{hN}, R_{v1}-R_{vN}, R_{s1}, R_{s2}$ елемент опору

S_1-S_N задане значення/значення, що задасться

ся

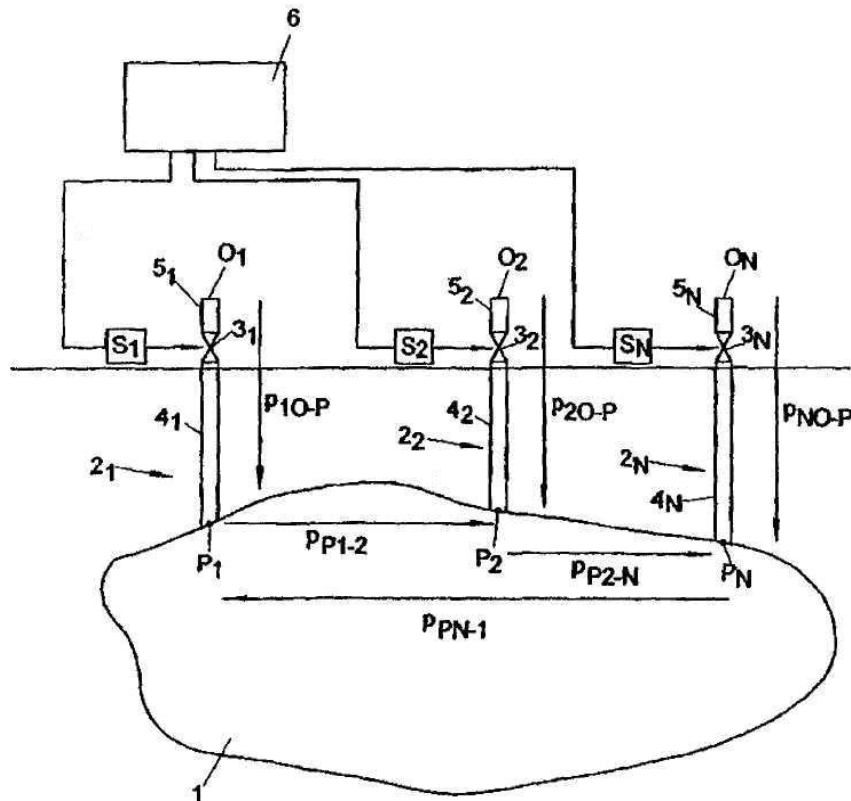


Fig. 1

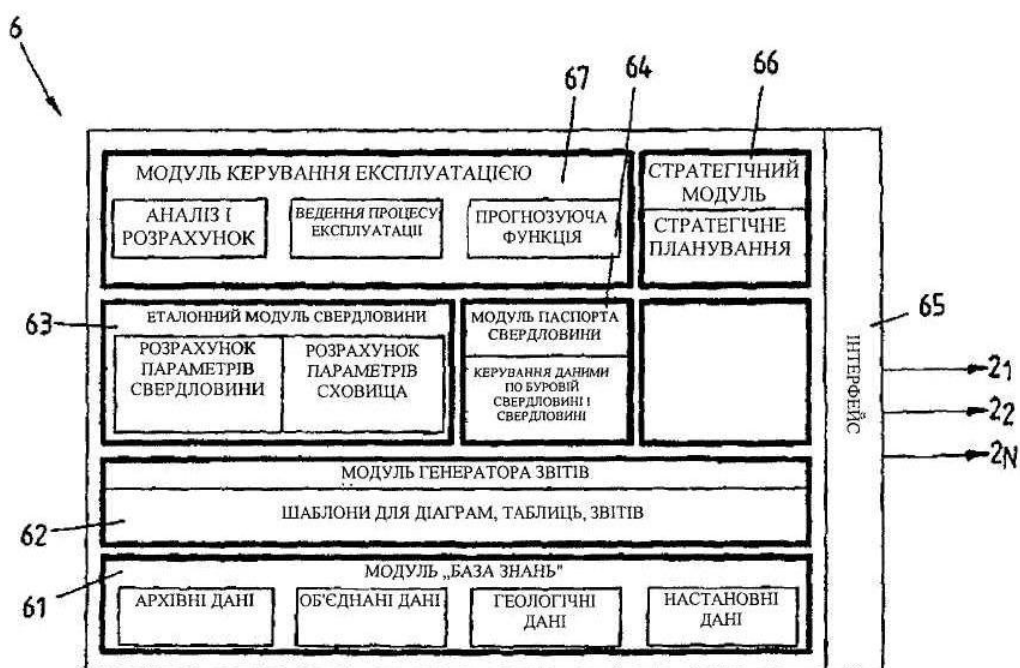


Fig. 4