

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 гідравлічного 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 гідравлічного 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 гідравлічному 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) ідентифікуються 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 ( $p_{IO-P}-p_{NO-P}$ ) 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 ( $p_{IO-P}-p_{NO-P}$ ) 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, 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 різниця ( $p_{P1-2}$ ,  $p_{P2-N}$ ,  $p_{PN-1}$ ) 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.