



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **104382** (13) **C2**  
(51) МПК (2013.01)  
**E21B 47/00**  
**G01V 9/00**

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ  
УКРАЇНИ

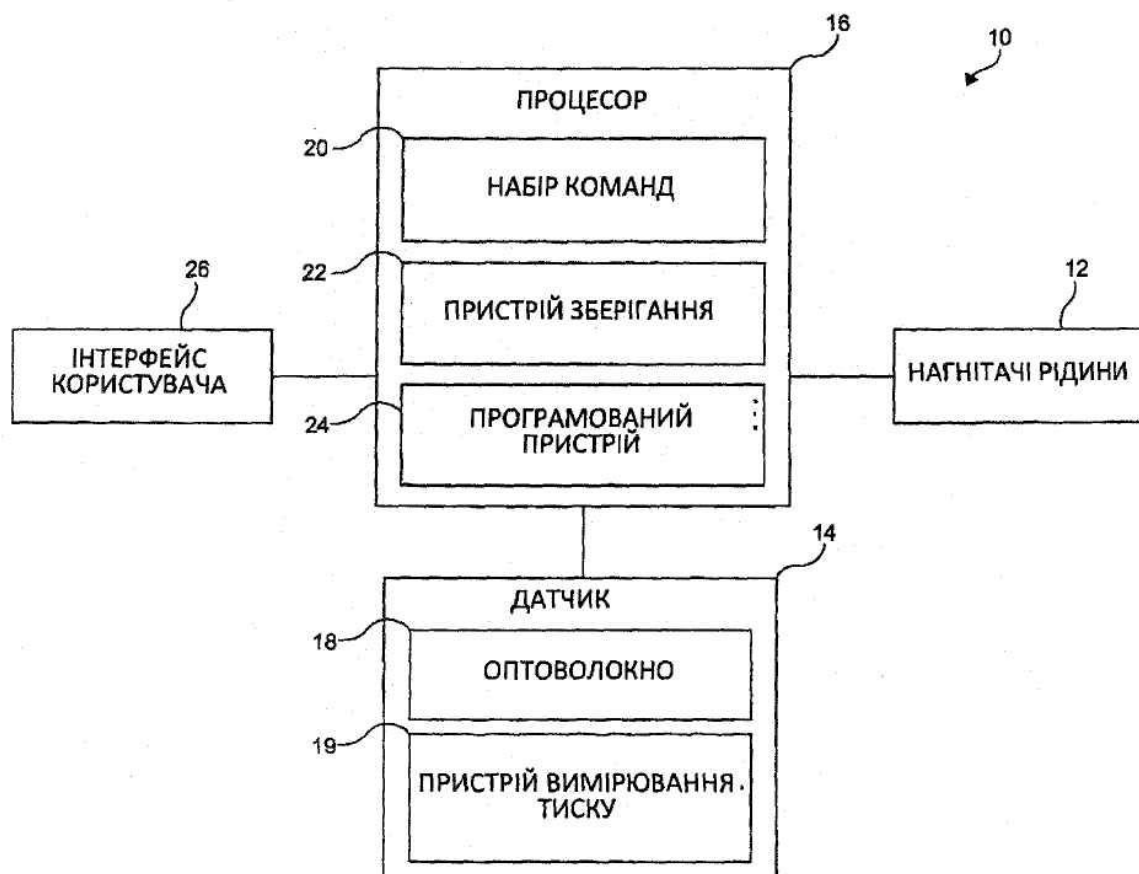
**(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД**

<b>(21)</b> Номер заявки:	<b>а 2012 14657</b>	<b>(72)</b> Винахідник(и):	<b>Венг Сяовей (US),</b>
<b>(22)</b> Дата подання заявки:	<b>23.05.2011</b>		<b>Піпчук Даг (CA),</b>
<b>(24)</b> Дата, з якої є чинними права на винахід:	<b>27.01.2014</b>		<b>Бергос Рекс (US),</b>
<b>(31)</b> Номер попередньої заявки відповідно до Паризької конвенції:	<b>12/785,142</b>		<b>Тарді Філіпп М. дж. (FR)</b>
<b>(32)</b> Дата подання попередньої заявки відповідно до Паризької конвенції:	<b>21.05.2010</b>	<b>(73)</b> Власник(и):	<b>ШЛЮМБЕРГЕР ТЕКНОЛОДЖИ Б.В.,</b>
<b>(33)</b> Код держави-учасниці Паризької конвенції, до якої подано попередню заявку:	<b>US</b>		<b>Parkstraat 83-89, NL-2514 JG The Hague,</b>
<b>(41)</b> Публікація відомостей про заявку:	<b>11.03.2013, Бюл.№ 5</b>		<b>The Netherlands (NL)</b>
<b>(46)</b> Публікація відомостей про видачу патенту:	<b>27.01.2014, Бюл.№ 2</b>	<b>(74)</b> Представник:	<b>Мошинська Ніна Миколаївна, реєстр.</b>
<b>(86)</b> Номер та дата подання міжнародної заявки, поданої відповідно до Договору РСТ	<b>PCT/US2011/037561, 23.05.2011</b>		<b>№115</b>
		<b>(56)</b> Перелік документів, взятих до уваги експертизою:	<b>US 6585044 B2, 01.07.2003</b>
			<b>US 20090198478 A1, 06.08.2009</b>
			<b>US 6595294 B1, 22.07.2003</b>

**(54) СПОСІБ ІНТЕРПРЕТАЦІЇ РОЗПОДІЛЕНИХ ТЕМПЕРАТУРНИХ ДАТЧИКІВ ПІД ЧАС ОБРОБКИ СТОВБУРА СВЕРДЛОВИНИ****(57) Реферат:**

Спосіб для визначення розподілу потоку у формації, що має утворений стовбур свердловини, що включає етапи розміщення датчика у свердловині, де цей датчик виробляє сигнал зворотного зв'язку, що представляє щонайменше одне з температури або тиску, вимірюваних датчиком, нагнітання рідини у стовбур свердловини і щонайменше в ділянку формації поруч із датчиком, зупинку свердловини на визначений період зупинки, створення імітаційної моделі, що представляє щонайменше одну з характеристик змодельованої температури або характеристик змодельованого тиску формації під час періоду зупинки, створення моделі даних, що представляє щонайменше одну з характеристик фактичної температури або характеристик фактичного тиску формації під час періоду зупинки, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку, порівняння моделі даних з імітаційною моделлю і регулювання параметрів імітаційної моделі для практичної відповідності моделі даних.

**UA 104382 C2**



Фіг. 2

Твердження в цьому розділі просто надають довідкову інформацію, яка стосується даного винаходу, і не можуть являти собою відомий рівень техніки.

Даний винахід в цілому належить до обробки свердловини і розробки пластового резервуару, та, зокрема, способу визначення розподілу потоку у свердловині під час обробки.

5 Гідророзрив шару, кислотна обробка під тиском нижче тиску гідророзриву та інші види обробки пласта для інтенсифікації припливу в плановому порядку проводяться у нафтових і газових свердловинах для підвищення видобутку вуглеводнів. Свердловини під час обробки пласта для інтенсифікації припливу часто включають більшу секцію перфорованої обсадної колони або відкритий стовбур свердловини і мають значні відмінності у петрофізичних і  
10 механічних властивостях гірської породи. У результаті рідина для обробки, яка нагнітається у свердловину, може потрапляти не в усі бажані несучі пласти вуглеводнів, що потребують обробки для інтенсифікації припливу. Для досягнення ефективної інтенсифікації припливу при обробці в рідинах для обробки часто використовуються матеріали для селективного гідророзриву пласта, такі як хімічний або зернистий матеріал, що допомагає зменшити приплив у більш проникні пласти, які більше потребують інтенсифікації припливу, і збільшити приплив у менш проникні пласти.

Один спосіб включає виконання обробки за допомогою гнучких насосно-компресорних труб малого діаметра, які можуть бути розташовані у свердловині для спрямування рідини безпосередньо поруч із пластами, які необхідно закупорити при перекачуванні відхильника  
20 потоку, і поруч із пластами, які потребують інтенсифікації припливу, при перекачуванні рідини для впливу на пласт. Однак, технологія роботи із гнучкими насосно-компресорними трубами малого діаметру вимагає знання оператором того, які пласти необхідно обробляти відхильником потоку, а які пласти обробляти рідиною для впливу на пласт. У свердловині з довгими перфорованими або відкритими інтервалами з досить неоднорідними і невідомими реологічними властивостями, типовими для горизонтальних свердловин, ефективна обробка  
25 вимагає знання розподілу потоку в оброблюваному інтервалі.

Загальноприйняте вимірювання потоку у свердловині, як правило, виконується шляхом гідродинамічного каротажу з використанням витратоміра для вимірювання швидкості видобутку вуглеводнів або швидкості нагнітання у свердловину залежно від глибини. На основі  
30 зареєстрованих витрат у стовбурі свердловини видобуток з неї або швидкість нагнітання в кожен інтервал глибин формації визначається, виходячи з вимірних осьових витрат в цьому інтервалі. Загальноприйняте вимірювання потоку обґрунтовано може застосовуватись за умови, що розподіл потоку у свердловині не змінюється протягом періоду часу, коли проводиться реєстрація.

Однак, при обробці для інтенсифікації припливу розподіл потоку у свердловині може швидко змінюватися внаслідок або обробки пластів формації для збільшення їхнього обсягу потоку, або тимчасового зниження обсягу потоку в результаті відхиляючих агентів. Для визначення ефективності інтенсифікації або відхилення у свердловині бажане миттєве вимірювання, що дає  
35 з"німок" розподілу потоку у свердловині. На жаль, таких способів усього декілька.

Одна методика для практично миттєвого вимірювання - це технологія оптоволоконного вимірювання розподільної температури. Звичайне розподільне вимірювання температури включає оптоволоконно, розташоване у стовбурі свердловини (наприклад, за допомогою постійної оптоволоконної лінії, зацементованої в обсадній трубі, оптоволоконної лінії, розгорнутої за допомогою гнучких насосно-компресорних труб малого діаметра або пристрою з талевим канатом для робіт у свердловині). Оптоволоконно вимірює розподіл температур по довжині на  
40 основі оптичних часових інтервалів (наприклад, оптичного вимірювання відбитого сигналу, широко використовуваного у телекомунікаційній галузі).

Однією із переваг технології вимірювання розподільної температури є здатність одержувати в короткий проміжок часу розподіл температур уздовж свердловини без необхідності переміщення датчика, як при традиційному каротажі свердловин, що може бути дуже тривалим. Технологія вимірювання розподільної температури ефективно забезпечує з"німок" профілю температури у свердловині. Технологія вимірювання розподільної температури була використана для вимірювання зміни температур у свердловині після нагнітання рідини для інтенсифікації припливу, із чого можна якісно оцінити розподіл потоку нагнітуваної рідини.  
50 Висновок про розподіл потоку звичайно ґрунтується на величині повернення температури під час періоду зупинки після нагнітання рідини у стовбур свердловини і навколишні ділянки формації. Рідина, що нагнітається, звичайно холодніша, ніж температура формації, і пласт формації, що одержує більші витрати рідини під час нагнітання, має більш тривалий час повернення температури у порівнянні із пластом або зоною формації, що одержує відносно

менший потік рідини.

Як необмежувальний приклад, на Фіг. 1 показане графічне зображення 2 множини викликаних нагнітанням рідини температурних профілів 4 шаруватої формації 6 під час шестигодинного періоду часу повернення температури відповідно до відомого рівня техніки. Як показано, вісь X 8 графічного зображення 2 представляє температуру в Кельвінах (K), а вісь Y 9 графічного зображення 2 представляє глибину в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. Як показано, проникність кожного пласта шаруватої формації 6 оцінюється в одиницях мілідарсі (мД). Пласти формації 6, що мають відносно високу проникність, одержують більше рідини під час нагнітання, і період часу повернення температури відносно довший (тобто після певного періоду часу зміна в температурі менша, ніж зміни в температурі пластів, що мають більш низьку проникність). Пласти формації 6, що мають відносно низьку проникність, одержують менше рідини під час нагнітання, і період часу повернення температури відносно коротший (тобто після певного періоду часу зміна в температурі більша, ніж зміни в температурі пластів, що мають більш високу проникність).

Шляхом одержання і аналізу декількох температурних кривих вимірювання розподільної температури під час періоду зупинки може бути визначений розподіл швидкостей нагнітання по різних пластах формації. Однак, наявні прийоми і способи інтерпретації вимірювання розподільної температури базуються на візуалізації зміни температури в журналі даних вимірювання розподільної температури і, в кращому випадку, виражаються в якісній формі. Загальноприйняті способи інтерпретації ще більше ускладнюються у випадках, коли хімічно активні рідини, такі як кислота, нагнітаються у свердловину, де ця хімічно активна рідина реагує з породою формації і може вплинути на температуру формації, що призводить до помилкової інтерпретації. Для досягнення ефективної інтенсифікації припливу необхідні більш точні способи інтерпретації вимірювання розподільної температури, які допоможуть інженерам визначити розподіл потоку у свердловині і, відповідно, внести корективи в обробку.

У цьому описі винаходу пропонується декілька способів для кількісного визначення розподілу потоку з вимірювання розподільної температури. Ці способи докладно розглядаються нижче.

#### Суть винаходу

Варіант втілення способу визначення розподілу потоку у формації, що має утворену в ній свердловину, включає етапи: розміщення датчика у стовбурі свердловини, причому цей датчик виробляє сигнал зворотного зв'язку, який представляє щонайменше одне з температури й тиску, вимірюваних датчиком; нагнітання рідини у стовбур свердловини і щонайменше в ділянку формації поруч із датчиком; зупинку свердловини на визначений період зупинки; створення імітаційної моделі, що представляє щонайменше одну з характеристик змодельованої температури і характеристик змодельованого тиску формації під час періоду зупинки; створення моделі даних, що представляє щонайменше одну з характеристик фактичної температури і характеристик фактичного тиску формації під час періоду зупинки, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку; порівняння моделі даних з моделлю інтенсифікації припливу; і регулювання параметрів моделі інтенсифікації припливу для практичної відповідності моделі даних.

У варіанті втілення спосіб визначення розподілу потоку у формації, що має утворену в ній свердловину, включає етапи: розміщення *датчика* у стовбурі свердловини, де датчик забезпечує практично постійний контроль температури уздовж визначеного інтервалу і де датчик генерує сигнал зворотного зв'язку, що представляє температуру, виміряну датчиком; нагнітання рідини в стовбур свердловини і щонайменше в ділянку формації поруч із цим інтервалом; зупинку свердловини на визначений період зупинки; створення імітаційної моделі, що представляє теплові змодельовані характеристики щонайменше відрізка інтервалу в період зупинки; створення моделі даних, що представляють фактичні теплові характеристики щонайменше відрізка інтервалу, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку; порівняння цієї моделі даних з імітаційною моделлю; і регулювання параметрів імітаційної моделі для практичної відповідності моделі даних.

У варіанті втілення спосіб визначення розподілу потоку у формації, що має утворену в ній свердловину, включає етапи: а) розміщення датчика розподіленої температури на волокні, що тягнеться уздовж інтервалу в свердловині, де датчик розподіленої температури забезпечує практично постійний контроль температури уздовж інтервалу і де датчик виробляє сигнал зворотного зв'язку, що представляє температуру, вимірювану цим датчиком; б) нагнітання рідини в свердловину і щонайменше в ділянку формації поруч із інтервалом; с) зупинку свердловини на визначений період зупинки; d) створення імітаційної моделі, що представляє теплову змодельовану характеристику відрізка інтервалу під час періоду зупинки; e) створення

моделі даних, що представляє фактичну температурну характеристику відрізка інтервалу, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку; f) порівняння моделі даних з імітаційною моделлю; g) регулювання параметрів імітаційної моделі для практичної відповідності моделі даних; i h) повторення етапів від d) до g) для кожного з множини відрізків, що визначають інтервал у стовбурі свердловини, з метою створення профілю потоку, показового для всього інтервалу.

#### Короткий опис креслень

Ці та інші особливості і переваги даного винаходу будуть краще зрозумілі після звернення до нижченаведеного докладного опису при розгляді його разом із доданими фігурами:

На Фіг. 1 показане графічне зображення множини профілів змодельованої температури шаруватої формації під час шестигодинного періоду часу повернення температури відповідно до відомого рівня техніки;

Фіг. 2 є схематичною діаграмою варіанта втілення системи обробки свердловини;

На Фіг. 3 показане графічне зображення варіанта втілення профілю змодельованої температури і профілю фактично виміряної температури обробки стовбура свердловини в перший період часу;

На Фіг. 4 представлені графічні зображення, які показують профіль змодельованої температури і профіль фактично виміряної температури обробки стовбура свердловини, показаний на Фіг. 3, узятий в другий період часу;

На Фіг. 5 представлене схематичне зображення, що показує варіант втілення множини профілів виміряної температури, узятих в період дискретного часу під час періоду зупинки обробки свердловини;

На Фіг. 6 показане графічне зображення температури відносно часу для підінтервалів профілю, представленого на Фіг. 5;

На Фіг. 7 показане графічне зображення інтерпретованого профілю потоку обробки стовбура свердловини, представленого на Фіг. 5;

На Фіг. 8A показане графічне зображення профілю виміряної температури шаруватої формації, представленого на Фіг. 1;

На Фіг. 8B показане графічне зображення інтерпретованої температури рідини перед нагнітанням у шарувату формацію, представлену на Фіг. 1;

На Фіг. 8C показане графічне зображення інтерпретованої температури шаруватої формації, представленого на Фіг. 1, до процедури нагнітання; і

На Фіг. 8D показане графічне зображення інтерпретованого об'єму рідини, яка нагнітається в шарувату формацію, представлену на Фіг. 1, при різних її глибинах.

#### Докладний опис винаходу

На Фіг. 2 показаний варіант втілення системи обробки свердловини відповідно до винаходу, загалом позначеної 10. Як показано, система 10 включає нагнітач(чі) рідини 12, датчик 14 і процесор 16. Зрозуміло, що система 10 може включати додаткові компоненти.

Нагнітач рідини 12 звичайно є гнучкими насосно-компресорними трубами малого діаметра, які можуть бути розташовані у свердловині, утвореній у формації, для вибіркового спрямування рідини на певну глибину або пласт формації. Наприклад, нагнітач 12 рідини може направити відхильник безпосередньо поруч із пластом формації для закупорки цього пласта і зведення до мінімуму його проникності. Як ще один приклад, нагнітач 12 рідини може спрямовувати рідину для впливу на пласт поруч із пластом для інтенсифікації припливу. Як очевидно фахівцям в галузі обробки свердловин, для спрямування рідин до різних глибин і пластів можуть використовуватися й інші засоби. Крім цього, зрозуміло, що для обробки різних пластів певної формації можуть використовуватися різні рідини для обробки, відхильники і рідини для впливу на пласт.

Звичайно датчик 14 за технологією вимірювання розподільної температури включає оптоволокну 18, розташоване у стовбурі свердловини (наприклад, за допомогою постійної оптоволоконної лінії, зацементованої в обсадній трубі, оптоволоконної лінії, розгорнутої за допомогою гнучких насосно-компресорних труб малого діаметра, або пристрою з талевим канатом для робіт у свердловині). Оптоволокну 18 вимірює розподіл температур по своїй довжині на основі оптичних часових інтервалів (наприклад, оптичного вимірювання відбитого сигналу). У деяких варіантах втілення датчик 14 включає пристрій 19 для вимірювання тиску для вимірювання розподілу тиску у свердловині і навколишній формації. У деяких варіантах втілення датчик 14 аналогічний датчику за технологією вимірювання розподільної температури, описаною в патенті США № 7055604 B2.

Процесор 16 знаходиться в стані передачі даних з датчиком 14 для одержання від нього сигналів даних (наприклад, сигналу зворотного зв'язку) і аналізу сигналів на основі, наприклад,

визначеного алгоритму, математичного процесу або рівняння. Як показано на Фіг. 2, процесор 16 аналізує та оцінює отримані дані на основі набору 20 команд. Набір 20 команд, що може бути втілений у будь-якому програмно-апаратному комп'ютері, включає виконуваних команди процесора згідно з налаштуванням процесора 16 для виконання різних завдань і розрахунків. Як

5 необмежувальний приклад, набір 20 команд може включати повний набір рівнянь, які керують фізичними явищами потоку рідини у формації, потоку рідини в стовбурі свердловини, взаємодію рідини/формації (наприклад, гірської породи) у хімічно активній рідині для впливу на пласт, потік рідини у зламі і його деформацію у випадку гідравлічного розриву пласта, і теплопровідність у стовбурі свердловини та у формації. Як ще один необмежувальний приклад, набір 20 команд

10 включає універсальну числову модель для карбонатної кислотної обробки, такої як описана в документі Товариства інженерів-нафтовиків (ТИН) № 107854 під назвою "Експериментально перевірена модель " нори крота " для самовідхилення і звичайних кислот у карбонатних породах за умов радіального потоку" авторства Р. Tardy, B. Lecerf і Y. Christanti. Фахівцям в галузі обробки свердловин зрозуміло, що для моделювання потоку рідини і теплопровідності у стовбурі свердловини і прилягаючих формацій можуть використовуватися будь-які рівняння.

15 Крім того, зрозуміло, що процесор 16 може виконувати різні функції, такі, наприклад, як керування різними налаштуваннями датчика 14 і нагнітача 12 рідини.

Як необмежувальний приклад, процесор 16 включає пристрій 22 зберігання. Пристрій 22 зберігання може бути одним накопичувачем або декількома пристроями зберігання даних.

20 Більше того, пристрій 22 зберігання може бути твердотілою системою зберігання, магнітною системою зберігання, оптичною системою зберігання або будь-якою іншою прийнятною для зберігання системою або пристроєм. Зрозуміло, що пристрій 22 зберігання пристосований для зберігання набору 20 команд. У деяких варіантах втілення дані, отримані з датчика 14, такі як, наприклад, результати вимірювання температури і результати вимірювання тиску, а також історія попередніх вимірювань і розрахунків, зберігаються у пристрої 22 зберігання. Інші дані та інформація, такі, наприклад, як параметри, обчислені процесором 16 і база даних петрофізичних і механічних властивостей різних формацій, можуть зберігатися у пристрої 22 зберігання. Крім того, зрозуміло, що деякі відомі параметри і числові моделі для різних формацій і рідин можуть зберігатися у пристрої 22 зберігання і потім витягуватися процесором

25 16.

Як необмежувальний приклад, процесор 16 включає програмований пристрій або компонент 24. Зрозуміло, що програмований пристрій або його елемент 24 може підтримувати зв'язок з будь-яким іншим компонентом системи 10, таким як, наприклад, нагнітач 12 рідини і датчик 14. У деяких варіантах втілення програмований компонент 24 виконаний для керування і контролю функцій обробки процесора 16. Зокрема, програмований компонент 24 виконаний для керування аналізом сигналів даних (наприклад, сигналу зворотного зв'язку, який виробляється датчиком 14), одержування від процесора 16. Зрозуміло, що програмований компонент 24 може бути виконаний для зберігання даних та інформації у пристрої 22 зберігання і для одержання даних та інформації із пристрою 22 зберігання.

30

У деяких варіантах втілення користувацький інтерфейс 26 підтримує зв'язок, безпосередньо або опосередковано, щонайменше з одним із нагнітачів 12 рідини, датчиком 14 і процесором 16, що дозволяє користувачеві вибірково взаємодіяти з ними. Як необмежувальний приклад, користувацький інтерфейс 26 є людино-машинним інтерфейсом, що дозволяє користувачеві вибірково і вручну змінювати параметри розрахункової моделі, створеної процесором 16.

35

При експлуатації рідина нагнітається у формацію (наприклад, шарувату геологічну формацію) для видалення або обходу присвердловинного ушкодження, що може бути викликане проникненням бурового розчину або іншими механізмами, або для створення гідророзриву, що тягнеться на сотні футів у формацію, з метою посилення продуктивності свердловини. Температура рідини, яка нагнітається, звичайно нижча, ніж температура кожного із пластів формації. Протягом періоду нагнітання більш холодна рідина відводить теплову енергію зі стовбура свердловини і прилягаючих зон формації. Як правило, чим вища величина припливу у формацію, тим об'єм рідини, що нагнітається, більший (тобто глибина її проникнення у формацію) і тим більша охолоджена зона. У випадку гідророзриву пласта рідина, що нагнітається, входить у створений гідророзрив і охолоджує зону, що прилягає до поверхні зламу. Після зупинки нагнітання теплопровідність із пластового резервуару поступово зігріває рідину у стовбурі свердловини. Там, де частина формації не одержує приплив під час нагнітання, повернення тепла в свердловину відбувається швидше внаслідок меншого охолодження зони, тоді як формація, що одержала більший приплив, повертає тепло у свердловину повільніше.

40

45

50

55

На Фіг. 3 показане графічне зображення 28, що відображає профіль змодельованої

60

температури 30 і профіль 32 фактично виміряної температури обробки стовбура свердловини (наприклад, кислотної обробки в горизонтальній свердловині в карбонатній формації) у перший період часу. Як необмежувальний приклад, перший період часу виникає відразу ж після початку процедури зупинки (наприклад, зупинки обробки стовбура свердловини і зупинки потоку рідини у формацію або подібне). Як показано, вісь X 34 графічного зображення 28 представляє температуру в градусах Цельсія (°C), а вісь Y 36 графічного зображення 28 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. У деяких варіантах втілення профіль 30 змодельованої температури ґрунтується щонайменше на одній із оцінюваних петрофізичних, механічних і термічних властивостей формації, теплових властивостях (наприклад, теплопровідності і теплоємності) рідини, що нагнітається, і реологічних властивостях рідини, що нагнітається, і формації. Як необмежувальний приклад, оцінювані властивості формації можуть задаватися користувачем вручну. Як ще один необмежувальний приклад, оцінювані властивості можуть бути згенеровані процесором 16 на основі збережених даних і відомої або оцінюваної інформації про формацію. Зрозуміло, що профіль змодельованого тиску (не показаний) може бути згенерований процесором 16 на основі оцінених властивостей формації. Профіль 32 фактичної виміряної температури оснований на даних, отриманих датчиком 14 під час зупинки після періоду нагнітання рідини.

На Фіг. 4 показане графічне зображення 38, що відображає профіль 40 змодельованої температури і профіль 42 фактично виміряної температури обробки стовбура свердловини (наприклад, кислотної обробки в горизонтальній свердловині в карбонатній формації) у другий період часу. Як необмежувальний приклад, другий період часу становить приблизно чотири години після першого періоду часу. Зрозуміло, що може використовуватися будь-який період часу. Як показано, вісь X 44 графічного зображення 38 представляє температуру в градусах Цельсія (°C), а вісь Y 46 графічного зображення 38 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. У деяких варіантах втілення профіль 40 змодельованої температури ґрунтується щонайменше на одній із оцінюваних петрофізичних, механічних і термічних властивостей формації, теплових властивостях (наприклад, теплопровідності і теплоємності) рідини, що нагнітається, і реологічних властивостях рідини, що нагнітається, і формації. Як необмежувальний приклад, оцінювані властивості формації можуть задаватися користувачем вручну. Як ще один необмежувальний приклад, оцінювані властивості можуть бути згенеровані процесором 16 на основі збережених даних і відомої інформації про розміщення формації. Зрозуміло, що профіль змодельованого тиску (не показаний) може бути згенерований процесором 16 на основі оцінених властивостей формації. Фактично виміряна температура 32 ґрунтується на даних, отриманих датчиком 14 під час зупинки після періоду нагнітання рідини.

Як наочний приклад, пласт формації на певній глибині, відповідно до оцінок, має перший набір петрофізичних властивостей, що мають конкретну проникність, а профілі 30, 40 змодельованих температур генеруються на основі моделі оцінених властивостей формації (наприклад, прогресивної імітаційної моделі). Однак, де фактично виміряні температури 32, 42 не вирівняні із профілями 30, 40 змодельованих температур, користувач змінює щонайменше одну із оцінених властивостей формації і параметрів моделі, якою керується для створення профілів 30, 40 змодельованих температур, таким чином, що профілі 30, 40 змодельованих температур практично відповідають фактично виміряним температурам 32, 42. Таким чином, модель, використовувана для створення профілів 30, 40 змодельованої температури оновлюється на основі фактичних вимірювань датчика 14. Зрозуміло, що оновлена модель може використовуватися як базова модель для майбутніх додатків на такий же або аналогічний формації. Крім того, зрозуміло, що розподіл потоку у формації може бути кількісно визначений з оновленої моделі.

На Фіг. 5-7 показаний спосіб визначення розподілу потоку у формації відповідно до іншого варіанта втілення даного винаходу. Як необмежувальний приклад, розподіл потоку у формації визначається з використанням алгоритму числової інверсії. Як ще один необмежувальний приклад, крива змодельованої температури (тобто зімітована модель) створюється для заданих витрат, температури рідини для нагнітання і початкової температури формації для будь-якої заданої глибини шляхом вирішення моделі теплопередачі для числових кінцевих різниць з метою моделювання конвективного потоку більш холодної рідини у проникну формацію, що очевидно для фахівців у даній галузі техніки.

На Фіг. 5 показане схематичне зображення 47, що відображає множину із виміряних профілів 48 температури, кожен із виміряних температурних профілів 48 узятий у дискретному періоді часу  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$  під час періоду зупинки після нагнітання. Як показано, вісь X 49 графічного зображення 47 представляє температуру, а вісь Y 50 графічного зображення 47

представляє глибину формації, виміряну від визначеного рівня поверхні. У деяких варіантах втілення інтервал 52, що цікавить, стовбура свердловини розділяється на множину відрізків 54 визначеної профільної довжини. Для кожного з відрізків 54 профіль виміряної температури відображається відносно часу, як показано на Фіг. 6.

Зокрема, на Фіг. 6 показане графічне зображення 56, що відображає множину дискретних температурних вимірювань 58 датчика 14, кожне з вимірювань узятو в дискретні періоди часу  $t_1$ ,  $t_2$ ,  $t_3$ ,  $t_4$ , відповідно. Розрахункова температурна крива 60 (тобто імітована модель) змодельована перетинати дискретні 58 вимірювання. Як показано, вісь X 62 графічного зображення 56 представляє час, а вісь Y 64 графічного зображення 56 представляє температуру.

Зокрема, вимірювання 58 температури для конкретного одного з відрізків 54 вирівнюються з розрахунковою температурною кривою 60. У деяких варіантах втілення алгоритм числової оптимізації застосовується до вимірювань 58 виміряної температури і розрахункової температурної кривої 60 для знаходження "найкращої відповідності" і зведення до мінімуму різниці помилок між ними. Наприклад, алгоритм числової оптимізації є сумою квадратів різниці між значеннями даних вимірювань 58 температури і відповідних точок уздовж розрахункової температурної кривої 60. Як ще один приклад, множина вхідних параметрів для генерації розрахункової температурної кривої 60 (тобто імітованої моделі) автоматично змінюються для одержання найкращої відповідності між розрахунковою температурною кривою 60 і вимірюваннями 58 температури. У деяких варіантах втілення вхідні параметри включають витрати під час нагнітання, температуру рідини, початкову температуру формації і швидкість потоку під час зупинки, наприклад. Зрозуміло, що число дискретних комбінацій вхідних параметрів може згенерувати таку ж розрахункову температурну криву. Таким чином, середнє значення вхідних параметрів може використовуватися для процедури підгонки між розрахунковою температурною кривою 60 і вимірюваннями 58 температури.

Оскільки розрахункова температурна крива 60 «підганяється» до вимірювань 58 температури, змінені вхідні параметри розрахункової температурної кривої 60 представляють середні витрати, температуру рідини і початкову температуру формації. Профіль потоку (тобто профіль об'єму рідини, що нагнітається протягом періоду нагнітання) можна одержати, повторюючи процес порівняння і підгонки, описаний вище, для інших відрізків 54. Як приклад, на Фіг. 7 показане графічне зображення 65, що відображає профіль 66 потоку (тобто розподіл потоку). Як показано, вісь X 67 графічного зображення 65 представляє об'єм закачаної рідини, а вісь Y 68 графічного зображення 65 представляє глибину формації, виміряну від визначеного рівня поверхні.

На Фіг. 8A-8D показаний приклад застосування алгоритму числової інверсії для синтетичних даних, згенерованих числовим імітатором, як показано на Фіг. 1. Зокрема, на Фіг. 8A показане графічне зображення 69, що відображає профіль 70 першої виміряної температури, узятий у перший період часу, і профіль 72 другої виміряної температури, узятий у другий період часу. Як необмежувальний приклад, перший період часу - відразу ж після початку процедури зупинки, а другий період часу — шість годин після першого періоду часу. Зрозуміло, що може використовуватися будь-який період часу. Як показано, вісь X 74 графічного зображення 69 представляє температуру у Кельвінах (K), а вісь Y 76 графічного зображення 69 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні.

При роботі розрахункова температурна крива (тобто зімітована модель) створюється на основі числової кінцево-різницевої моделі теплопередачі для моделювання конвективного потоку більш холодної рідини в проникну формацію, як це зрозуміло фахівцям у даній галузі техніки. Як необмежувальний приклад, вхідні параметри моделі теплопередачі включають оцінки витрат під час нагнітання, температуру рідини, початкову температуру формації і витрати під час зупинки. Температурні профілі 70, 72 порівнюються з розрахунковою кривою аналогічним шляхом, показаним на Фіг. 6. У деяких варіантах втілення алгоритм числової оптимізації застосовується до профілів 70, 72 виміряної температури і розрахункової кривої для автоматичного знаходження "найкращої відповідності" і зведення до мінімуму різниці помилок між температурними профілями 70, 72 і розрахунковою кривою. Як необмежувальний приклад, вхідні параметри змінюються таким чином, щоб отримана розрахункова температурна крива практично збігалася з відповідним одним із профілів 70, 72 температури. Оскільки розрахункова крива «підганяється» до відповідного одного із профілів 70, 72 температури, змінені вхідні параметри розрахункової кривої представляють середні витрати, температуру рідини і початкову температуру формації, як показано на Фіг. 8B, 8C і 8D, відповідно. Зрозуміло, що кількість дискретних комбінацій вхідних параметрів може генерувати таку ж розрахункову температурну криву. Таким чином, середнє значення вхідних параметрів може



використовуватися для процедури підгонки між розрахунковою температурною кривою і температурою температурних профілів 70, 72.

Зокрема, на Фіг. 8В показане графічне зображення 78, що відображає інверсну (тобто інтерпретовану з алгоритму інверсії) температурну криву 80 для закачаної рідини. Як показано, вісь X 82 графічного зображення 78 представляє температуру у Кельвінах (K), а вісь Y 84 графічного зображення 78 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. На Фіг. 8С показане графічне зображення 86, що відображає профіль середньої температури 88 для формації до одержання рідини, що нагнітається (зі стандартним відхиленням, показаним у вигляді затіненої області). Як показано, вісь X 90 графічного зображення 86 представляє температуру у Кельвінах (K), а вісь Y 92 графічного зображення 86 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. На Фіг. 8D показане графічне зображення 94, що відображає криву змодельованого середнього об'єму 96 для рідини, що нагнітається (зі стандартним відхиленням, показаним у вигляді затіненої області). Як показано, вісь X 98 графічного зображення 94 представляє об'єм у кубічних метрах рідини, що нагнітається, в одному метрі формації ( $\text{м}^3/\text{м}$ ), а вісь Y 100 графічного зображення 94 представляє глибину формації в метрах (м), виміряну від визначеного рівня поверхні. Таким чином, крива температури 80, профіль температури 88 і крива об'єму 96 забезпечують точний профіль розподілу потоку для формації, на який можна опиратися під час наступних процесів обробки.

В одному варіанті втілення дані температури, виміряні датчиком 14, порівнюються з набором попередньо створених розрахункових кривих, які називаються типовими кривими. Типові криві звичайно знаходяться у безрозмірній формі з безрозмірними змінними, вираженими у вигляді сполучення фізичних змінних. Температурні дані, отримані з датчика 14, попередньо обробляються з метою представлення в безрозмірній формі і накладення на розрахункові типові криві. Зміщенням вимірених температурних даних для знаходження найвідповіднішої типової кривої можна визначити фізичні параметри, які відповідають цій найбільш прийнятній типовій кривій, включаючи витрати у формацію. Виконуючи ту ж процедуру для всіх глибин, можна побудувати профіль потоку уздовж стовбура свердловини, як і в попередніх способах. Приклад методики типових кривих для інтерпретації вимірювання розподільної температури описується у Заявці на патент США, видання № 2009/0216456.

Тут були обговорені кілька способів інтерпретації вимірювання розподільної температури. Ці способи пов'язані з використанням математичної моделі (імітованої моделі) для прогнозування очікуваної температурної характеристики і порівняння цього прогнозу з фактичними вимірюваннями (модель вимірених даних). За допомогою регулювання параметрів імітованої моделі для відповідності моделі вимірених даних виводиться розподіл потоку у свердловині. Фахівцям у даній галузі техніки зрозуміло, що для досягнення відповідності з виміреними даними вимірювання розподільної температури можуть використовуватися різні температурні моделі або різні способи. Однак, такі варіації відповідають духу цього винаходу.

Інтерпретований профіль потоку забезпечує область стимуляції фахівцям-практикам із глибокими знаннями для прийняття рішень у реальному часі з метою адаптації роботи з інтенсифікації припливу для одержання максимальної ефективності такої інтенсифікації. Робота з інтенсифікації припливу може включати наступні заходи: розташування гнучких насосно-компресорних труб малого діаметра в зоні, що не була ефективно інтенсифікована, для максимізації припливу в цю зону; розташування гнучких насосно-компресорних труб малого діаметра, які вже були повністю стимульовані, з метою визначення відволікаючого агента тимчасово закупорити зону так, щоб рідина для інтенсифікації припливу могла текти в інші зони, які потребують подальшої стимуляції, а не втрачати рідину в зоні вже стимульованій; перемикання обробної рідини, якщо вона показала свою неефективність; перемикання перемикача, якщо він показав неефективність; і установку тимчасових штекерів або інших видів механічного бар'єра у свердловині з метою ізоляції вже стимульованих зон для дозволу окремих обробок зон, що залишилися. На профіль потоку, згенерований варіантами втілення винаходу, описаними тут, можна опиратися і при інших роботах.

Для максимізації ефективності інтенсифікації припливу робота з інтенсифікації припливу може бути так спланована, що буде складатися з декількох циклів нагнітання, які йдуть через періоди зупинки, під час яких отримуються дані вимірювання розподільної температури. З метою надання оператору розподілу потоку у свердловині дані вимірювання розподільної температури відразу ж аналізуються, а це може використовуватися для коригування графіка наступної обробки при необхідності максимізувати ефективність інтенсифікації припливу. Відповідно, у результаті оптимізованої інтенсифікації припливу видобуток у свердловині може бути максимально підвищений.

Попередній опис був представлений з посиланням на переважні на даний час варіанти втілення винаходу. Фахівцям у даній галузі техніки зрозуміло, що модифікації і видозміни в описаних конструкціях і способах роботи можуть бути здійснені без відступу від принципу і обсягу цього винаходу. Відповідно, вищенаведений опис не слід розглядати як такий, що

5 стосується тільки конструкцій, точно описаних і показаних у супровідних кресленнях, але скоріше варто розглядати його з урахуванням цього і як підтримку для нижченаведених пунктів формули винаходу, які повинні мати свій повний і достатній обсяг.

## 10 ФОРМУЛА ВИНАХОДУ

1. Спосіб визначення розподілу потоку у формації, що має стовбур свердловини, утворений у ній, що включає:

розміщення датчика в стовбурі свердловини, причому цей датчик виробляє сигнал зворотного зв'язку, що представляє щонайменше одне з температури і тиску, вимірюваних датчиком;

15 нагнітання рідини в стовбур свердловини і щонайменше в ділянку формації поруч із датчиком; зупинку свердловини на визначений період зупинки;

створення імітаційної моделі, що представляє щонайменше одну з характеристик змодельованої температури і характеристик змодельованого тиску формації під час періоду зупинки;

20 створення моделі даних, що представляє щонайменше одну з характеристик фактичної температури і характеристик фактичного тиску формації під час періоду зупинки, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку;

порівняння моделі даних з моделлю інтенсифікації припливу; і

25 регулювання параметрів моделі інтенсифікації припливу для практичної відповідності моделі даних.

2. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що додатково містить етап одержання першого профілю формації на основі сигналу зворотного зв'язку у перший період часу, при цьому перший профіль представляє щонайменше одне з температури і тиску як функцію від глибини у

30 формації з визначеної поверхні, а модель даних отримується із першого профілю.

3. Спосіб за п. 2, який **відрізняється** тим, що додатково містить етап одержання другого профілю формації на основі сигналу зворотного зв'язку в другий період часу, що відрізняється від першого періоду часу, при цьому другий профіль представляє щонайменше одне з температури і тиску як функцію від глибини у формації з визначеної поверхні, а модель даних

35 отримується щонайменше з одного серед першого профілю, другого профілю і відхилення другого профілю від першого профілю.

4. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що датчик виконаний по технології розподілених температур, що має оптичне волокно, розподілене уздовж інтервалу у стовбурі свердловини.

5. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що рідина є щонайменше одним із відхиляючих агентів і рідини для інтенсифікації припливу.

40

6. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що етап корегування параметрів імітованої моделі практично відповідає моделі даних, що виконується автоматично за допомогою алгоритму числової оптимізації.

7. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що параметри імітаційної моделі включають оцінки щонайменше однієї з фізичної, теплової або потокової властивості щонайменше однієї з формацій на різних глибинах і рідини.

45

8. Спосіб за п. 1, який **відрізняється** тим, що параметри імітаційної моделі включають оцінку щонайменше одного з витрат під час нагнітання, температури рідини до нагнітання, температури формації до нагнітання і витрат під час періоду зупинки.

9. Спосіб визначення розподілу потоку у формації, що має стовбур свердловини, утворений у ній, що включає:

50

розміщення датчика у стовбурі свердловини, який забезпечує практично постійний контроль температури уздовж визначеного інтервалу стовбура свердловини і причому датчик генерує сигнал зворотного зв'язку, що представляє температуру, виміряну датчиком;

нагнітання рідини у стовбур свердловини і щонайменше в ділянку формації поруч із цим інтервалом;

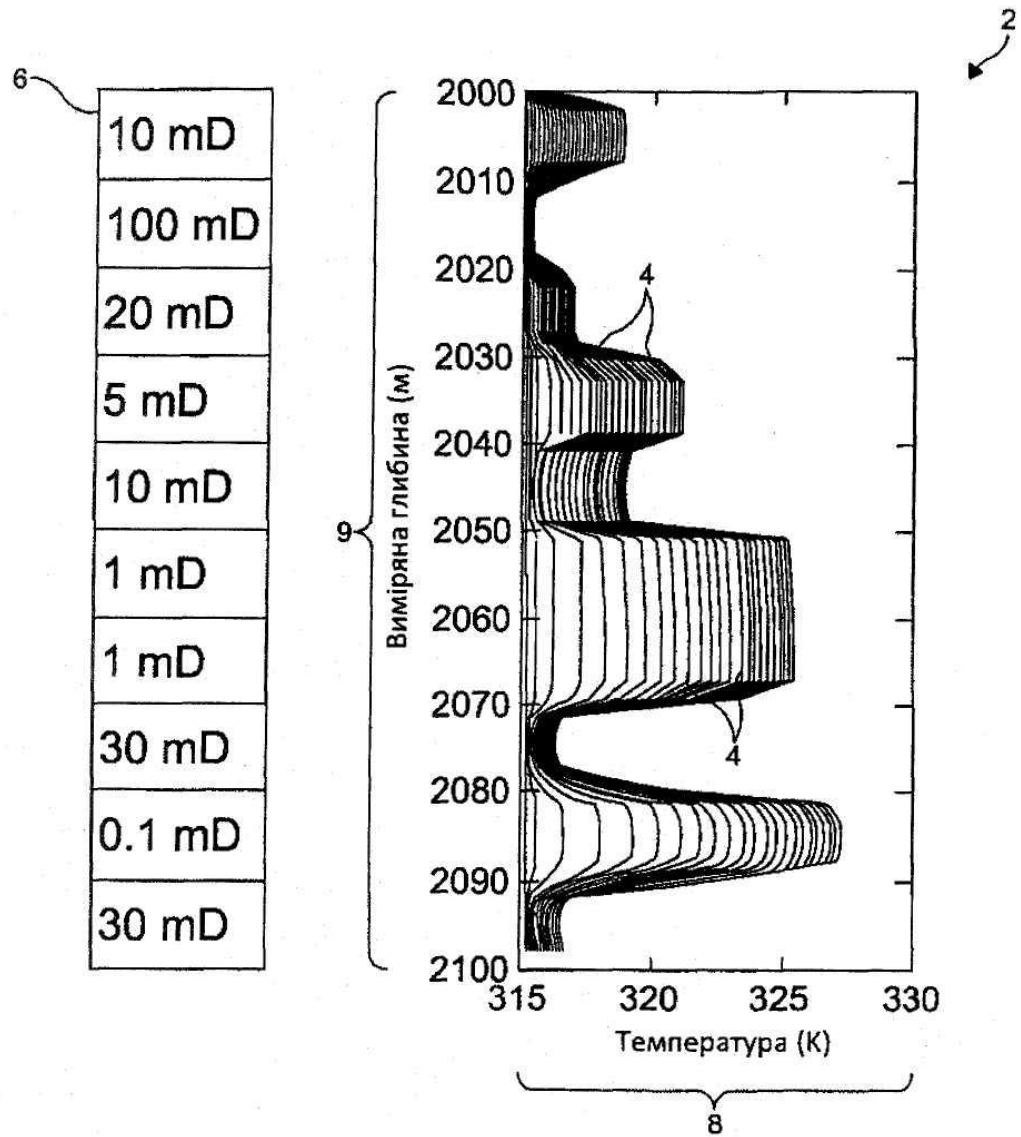
55

зупинку свердловини на визначений період зупинки;

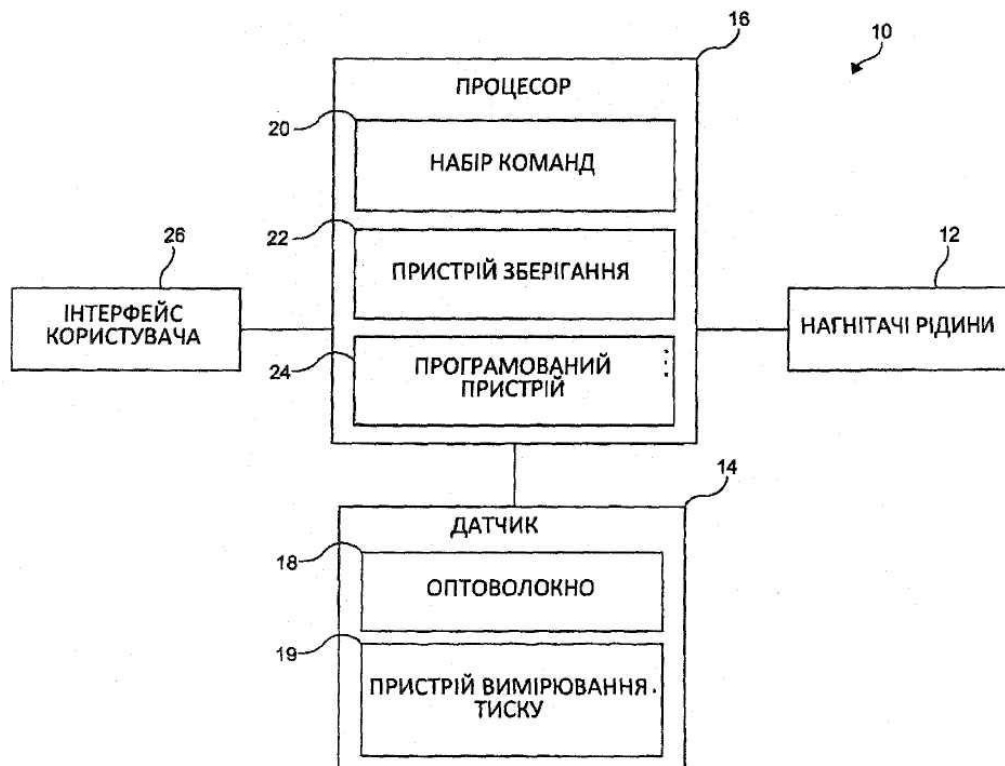
створення імітаційної моделі, що представляє теплові змодельовані характеристики щонайменше відрізка інтервалу в період зупинки;

створення моделі даних, що представляють фактичну теплову характеристику щонайменше відрізка інтервалу, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку; порівняння цієї моделі даних з імітаційною моделлю; і регулювання параметрів імітаційної моделі для практичної відповідності моделі даних.

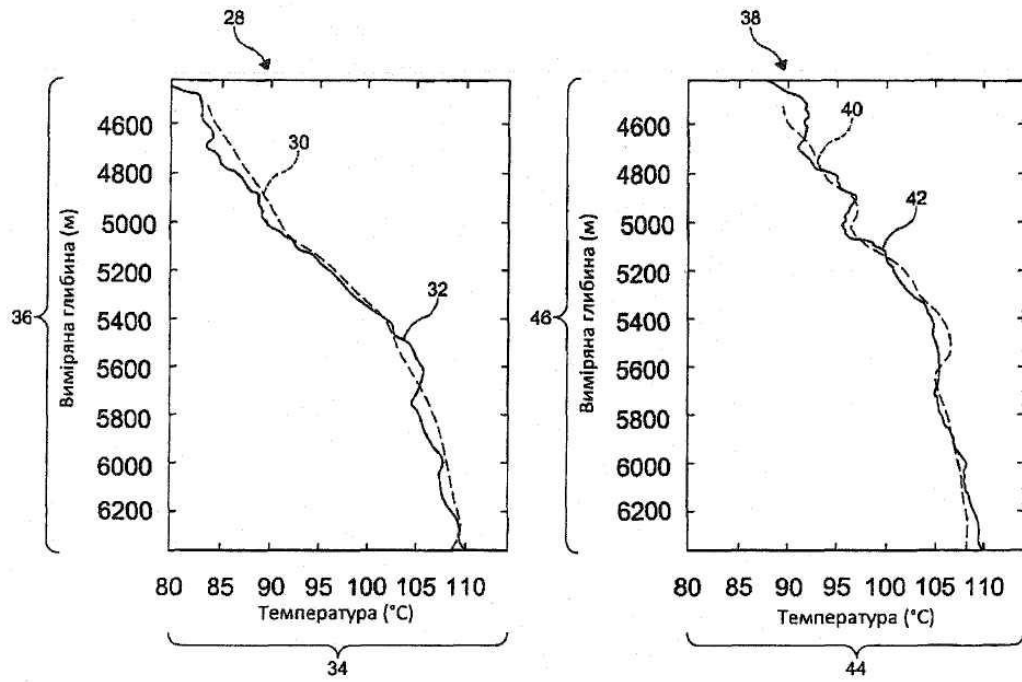
- 5 10. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що додатково містить етап одержання першого профілю формації на основі сигналу зворотного зв'язку в перший період часу, при цьому перший профіль представляє щонайменше одне з температури і тиску як функцію глибини у формації з визначеної поверхні, а модель даних отримується із першого профілю.
- 10 11. Спосіб за п. 10, який **відрізняється** тим, що додатково містить етап одержання другого профілю формації на основі сигналу зворотного зв'язку в другий період часу, що відрізняється від першого періоду часу, де другий профіль представляє щонайменше одне з температури і тиску як функцію глибини у формації з визначеної поверхні і де модель даних отримується щонайменше з одного серед першого профілю, другого профілю і відхилення другого профілю від першого профілю.
- 15 12. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що датчик виконаний по технології визначення розподілених температур, що має оптоволокну, розподілене уздовж інтервалу у стовбурі свердловини.
- 20 13. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що рідина є щонайменше одним з відхиляючих агентів і рідини для інтенсифікації припливу.
- 20 14. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що етап коригування параметрів імітаційної моделі, яка практично відповідає моделі даних, виконується автоматично за допомогою алгоритму числової оптимізації.
- 25 15. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що параметри імітованої моделі включають оцінки щонайменше однієї з фізичної, теплової або потокової властивості щонайменше з однієї із формацій на різних глибинах і рідинах.
- 25 16. Спосіб за п. 9, який **відрізняється** тим, що параметри імітованої моделі включають оцінку щонайменше одного із витрат під час нагнітання, температури рідини до нагнітання, температури формації до нагнітання і витрат під час періоду зупинки.
- 30 17. Спосіб визначення розподілу потоку у формації, що має стовбур свердловини, утворений у ній, що включає:
  - а) розміщення розподіленого температурного датчика на волокні, що тягнеться уздовж інтервалу у стовбурі свердловини, при цьому розподілюваний температурний датчик забезпечує практично постійний температурний контроль впродовж інтервалу і генерує сигнал зворотного зв'язку, що представляє температуру, виміряну датчиком;
  - 35 б) нагнітання рідини у стовбурі свердловини і щонайменше у частині формації, суміжної з інтервалом;
  - в) зупинку свердловини за визначений період зупинки;
  - г) створення імітаційної моделі, що представляє імітовані теплові характеристики у відрізку інтервалу протягом періоду зупинки;
  - 40 д) створення моделі даних, що представляє фактичні температурні характеристики відрізка інтервалу, де модель даних отримується із сигналу зворотного зв'язку;
  - е) порівняння моделі даних з імітаційною моделлю;
  - ж) регулювання параметрів імітованої моделі для практичної відповідності моделі даних; і
  - з) повторення етапів від г) до ж) для кожного з множини відрізків, що визначають інтервал у стовбурі свердловини, з метою створення профілю потоку, репрезентативного для всього
  - 45 інтервалу.
- 50 18. Спосіб за п. 17, який **відрізняється** тим, що етап коригування параметрів імітаційної моделі для практичної відповідності моделі даних виконується автоматично за допомогою алгоритму числової оптимізації.
- 50 19. Спосіб за п. 17, який **відрізняється** тим, що параметри імітаційної моделі включають оцінки щонайменше однієї з фізичної, теплової або потокової властивості щонайменше із однієї з формацій на різних глибинах і рідині.
- 55 20. Спосіб за п. 17, який **відрізняється** тим, що параметри імітаційної моделі включають оцінку щонайменше одного з витрат під час нагнітання, температури рідини до нагнітання, температури формації до нагнітання і витрат під час періоду зупинки.



Фіг. 1

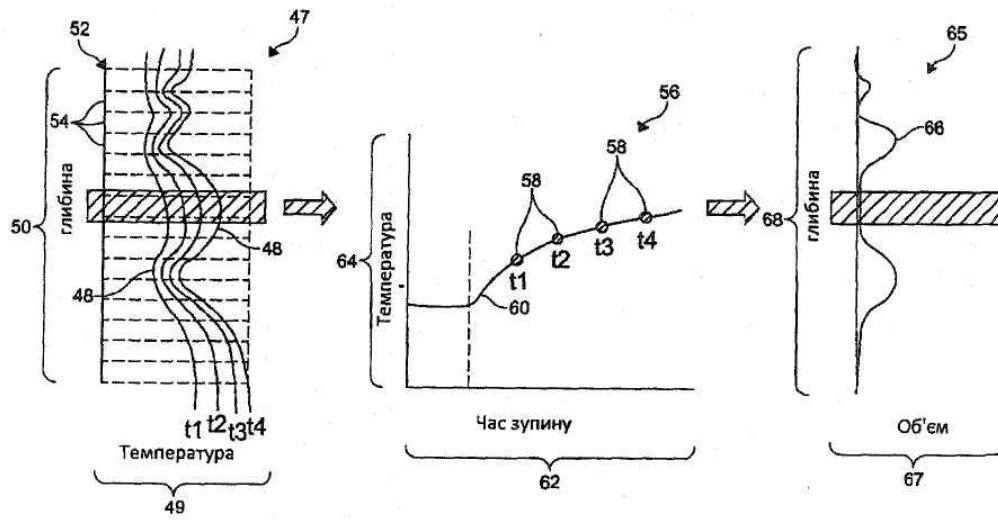


Фіг. 2



Фіг. 3

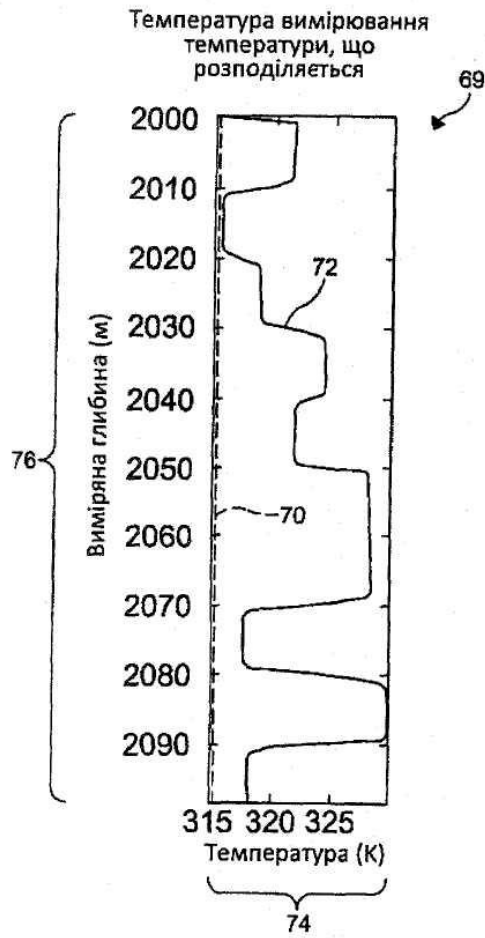
Фіг. 4



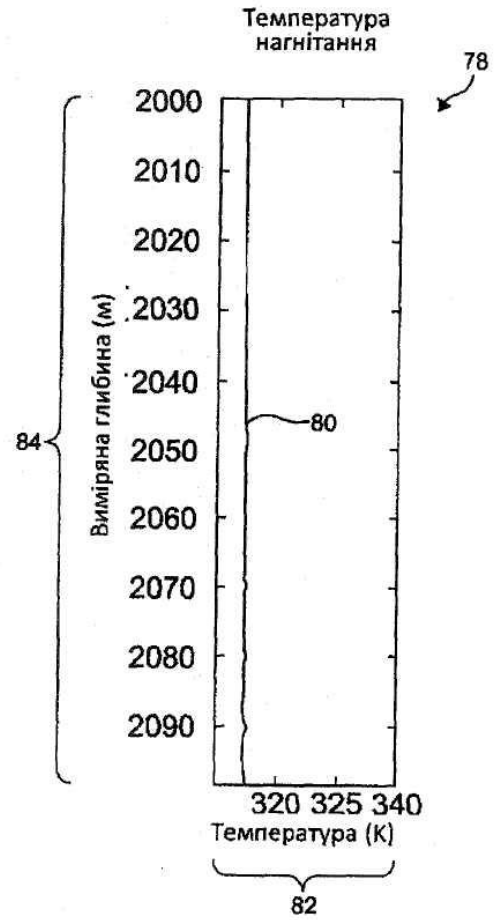
Фіг. 5

Фіг. 6

Фіг. 7



Фіг. 8А



Фіг. 8В

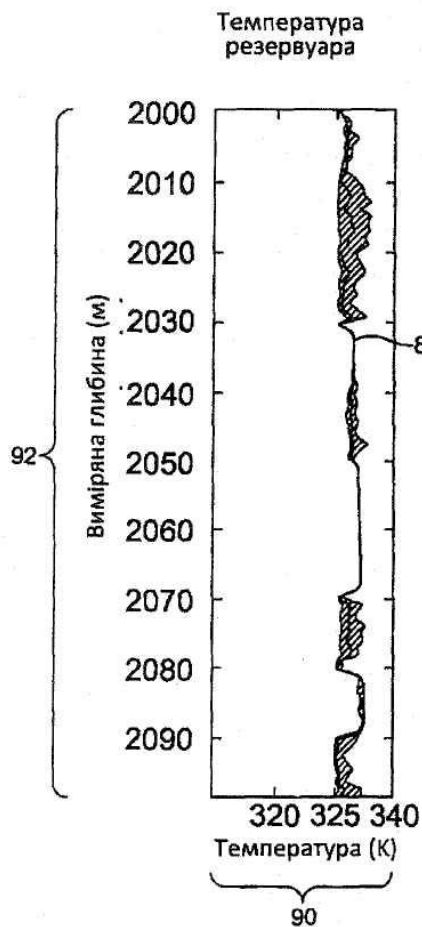


Fig. 8C

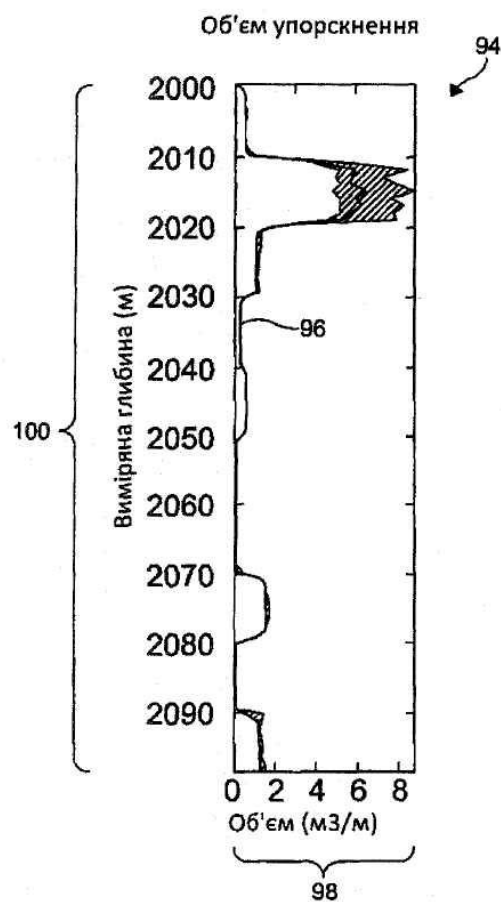


Fig. 8D

Комп'ютерна верстка А. Крижанівський

Державна служба інтелектуальної власності України, вул. Урицького, 45, м. Київ, МСП, 03680, Україна

ДП "Український інститут промислової власності", вул. Глазунова, 1, м. Київ – 42, 01601