



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **145761** (13) **U**
(51) МПК (2021.01)
F04B 47/00

НАЦІОНАЛЬНИЙ ОРГАН
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
ДЕРЖАВНЕ ПІДПРИЄМСТВО
"УКРАЇНСЬКИЙ ІНСТИТУТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ"

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

(21) Номер заявки: u 2020 01389	(72) Винахідник(и): Хачатуров Дмитро Валерійович (UA)
(22) Дата подання заявки: 02.03.2020	(73) Володілець (володільці): Хачатуров Дмитро Валерійович,
(24) Дата, з якої є чинними права інтелектуальної власності: 07.01.2021	вул. Коломенська, буд. 27, кв. 25, м. Харків, 61166 (UA)
(46) Публікація відомостей про державну реєстрацію: 06.01.2021, Бюл.№ 1	

(54) СИСТЕМА ОПТИМІЗАЦІЇ ЕКСПЛУАТАЦІЇ ВОДОНАПОВНЕНОЇ ГАЗОВОЇ АБО ГАЗОКОНДЕНСАТНОЇ СВЕРДЛОВИНИ

(57) Реферат:

Система оптимізації експлуатації водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини включає основну ліфтову колону із розміщеною в її порожнині колоною насосно-компресорних труб (НКТ), оснащеною насосним засобом відкачки рідини з приводом від електродвигуна. Містить лінійний вентильний заглибний електродвигун (ЛВЕД), оснащений засобами вимірювання. Рухома частина ЛВЕД зв'язана із наземним блоком управління, оснащеним програмованим логічним контролером (ПЛК). Вказаний контролер містить принаймні блок обробки даних засобів вимірювання, блок контролю параметрів тиску ΔP і генерації сигналів управління ЛВЕД, блок завдання кількості ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини лінійного заглибного електродвигуна в хвилину залежно від тиску ΔP .

UA 145761 U

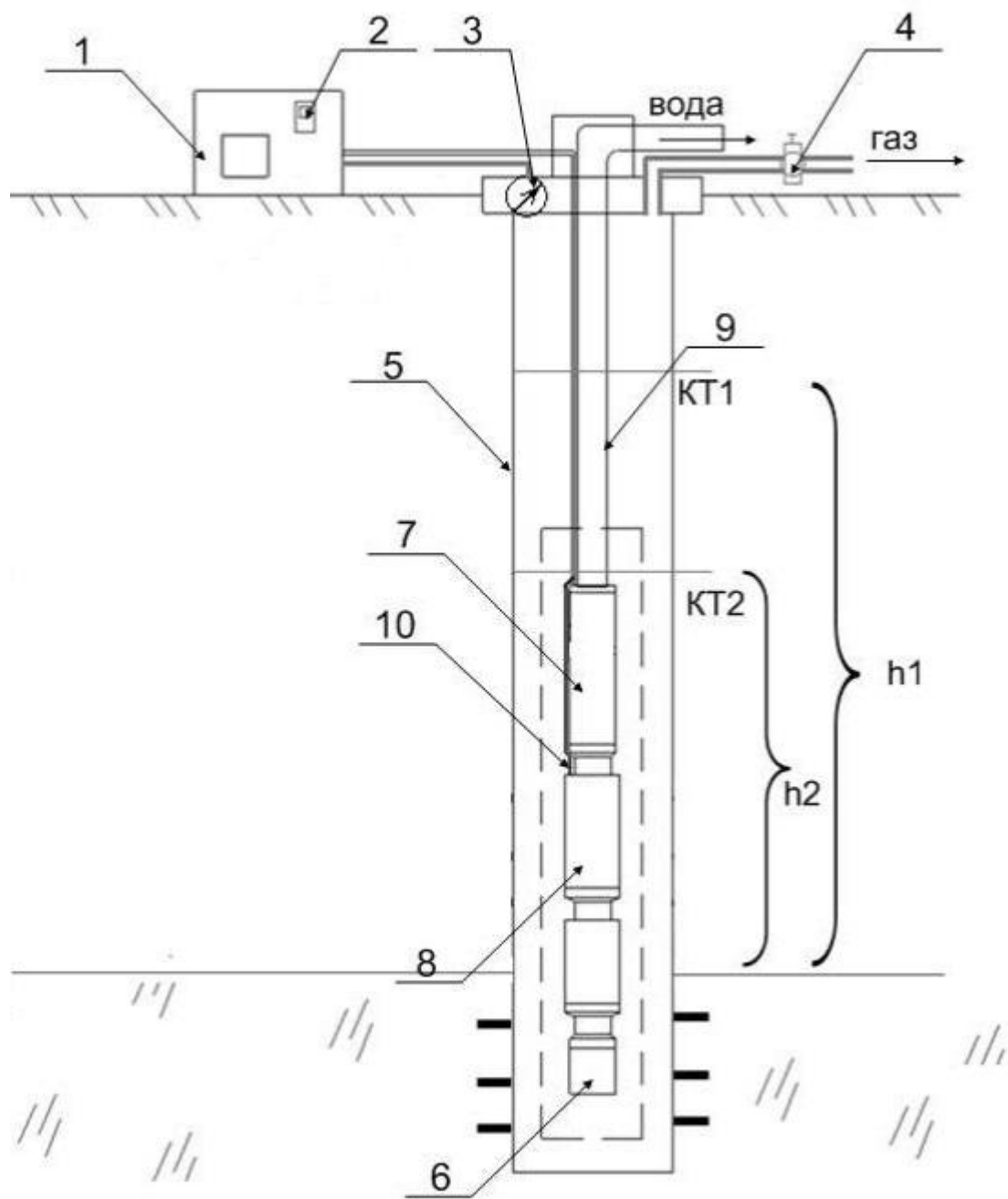


Fig. 1

Корисна модель належить до галузі видобування вуглеводнів, зокрема до способів і систем оптимізації експлуатації газових свердловин з ускладнюючим фактором у вигляді водонаповнення експлуатаційної колони газової свердловини.

Як відомо, більшість вуглеводневих свердловин на початковому етапі експлуатації мають високу продуктивність, яка знижується із часом по мірі вироблення свердловини. З плином часу, тиск газу в ліфтовій колоні і об'ємна швидкість потоку знижуються так, що вони більше не дозволяють піднімати продукти свердловини на поверхню. Зокрема, по мірі збільшення терміну служби свердловини для видобутку природного газу, знижується тиск пласта, що піднімає газ на поверхню, що призводить до зниження продуктивності свердловини.

З плином часу у нижній частині свердловини накопичується рідина.

Накопичення рідин у свердловині створює додаткову протидію, при підйманні газу на поверхню, в результаті чого обмежується потік газу і значно знижується продуктивність свердловини.

Таким чином, накопичення рідин, таких як вода, у свердловині природного газу призводить до зниження тиску природного газу та скороченню продуктивності свердловини.

У зв'язку з цим роблять механічні заходи впливу для видалення накопиченої рідини зі свердловини і відновлення оптимального тиску природного газу у ліфтовій колоні.

Спосіб видалення таких накопичених рідин зі свердловини зазвичай називають зневодненням.

З рівня техніки відомі різні методи зневоднення газових свердловин, основними недоліками яких є можливість застосування тільки після суттєвого зниження продуктивності, складність конструкції, не можливість автономної роботи.

Сучасним і технологічним способом видалення рідини з газових свердловин є застосування мультифазних насосних станцій. Мультифазні системи виробництва Leistritz, які дозволяють відкачати свердловинний флюїд, знизити тиск на виході свердловини і в насосно-компресорних трубах (НКТ).

Цикл видалення рідини за допомогою мультифазної станції Leistritz проводиться таким чином. Мобільна мультифазна станція підключається в режимі байпасу у лінію транспортування газу. Мультифазний насос запускається на повний протитиск напірного трубопроводу. Через невеликий проміжок часу станція створює перепад тиску, знижуючи при цьому тиск на оголовку свердловини, і відкачує рідину і газ із свердловини. Таким чином, віддача газу буде збільшуватися. Зі збільшенням швидкості газу в НКТ буде забезпечуватися безперервне видалення рідини з свердловини, при цьому в свердловині відновлюються необхідна продуктивність і тиск. Після відновлення обсягу перекачки газу мультифазна станція Leistritz може бути зупинена і відключена від трубопроводу.

Інформацію було взято із мережі Інтернет:

<http://chemtech.ru/sovremennye-tehnologii-udalenie-zhidkosti-iz-gazovyh-skvazhin/> (дата звернення 10.02.2020).

До недоліків описаного технічного рішення можна віднести високу чутливість насосної системи до механічних домішок у рідині, що не дозволяє застосовувати систему у більшості свердловин. Також описане технічне рішення не усуває вищенаведених складнощів пов'язаних із процесом зневодненням свердловин.

Із патенту на винахід RU 2708430 C1 від 24.12.2018 відомий спосіб експлуатації водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини, відповідно до якого у центральній ліфтовій колоні газорідинну суміш пропускають через диспергатори у вигляді кільця з конусоподібною поверхнею, при цьому висота кільця диспергатора становить 5-7 мм, ширина - 10-14 мм, а кут між конусною внутрішньою поверхнею кільця і внутрішньою поверхнею труби становить 130-140°, що встановлюються всередині торцевої частині центральної ліфтової колони через кожні 200-250 м від башмака, газорідинну суміш центральної ліфтової колони сепарують на поверхні з отриманням газу і рідини, рідину утилізують після вилучення цінних компонентів, а з рідини газоконденсатних свердловин попередньо виділяють конденсат.

До недоліків описаного рішення можна віднести складність адаптації системи до динамічних змін стану вуглеводневого пласта, а також відсутність контролю за станом свердловини у режимі реального часу.

Із патенту на винахід RU 2540348 C2 від 22.12.2010 відомий насос, система і спосіб зневоднення свердловин. Згідно описаного винаходу спосіб оптимізації експлуатації водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини, включає оснащення свердловини основною ліфтовою колоною із поміщення в її порожнині колони насосно-компресорних труб (НКТ), оснащеної насосним засобом для відкачування рідини з приводом від електродвигуна, де відбір газу здійснюють ліфтовою колоною. Причому насос для зневоднення містить:

(А) флюїдний кінцевий насос;
гідравлічний насос, пов'язаний з флюїдним кінцевим насосом;
електродвигун, пов'язаний з гідравлічним насосом; і
сепаратор, пов'язаний з електродвигуном;

5 (В) приведення у дію флюїдного кінцевого насоса за допомогою гідравлічного насоса;

(С) приведення у дію гідравлічного насоса за допомогою електродвигуна;

(D) всмоктування свердловинних флюїдів у сепаратор, причому свердловинні флюїди;
містять рідку фазу і безліч твердих частинок, що знаходяться у рідкій фазі;

10 (Е) відділення щонайменше порції твердих частинок від рідкої фази, щоб утворити
оброблені свердловинні флюїди;

(F) забезпечення протікання оброблених свердловинних флюїдів у флюїдний кінцевий
насос; і

(G) подача оброблених свердловинних флюїдів на поверхню за допомогою флюїдного
кінцевого насоса.

15 До недоліків описаного рішення можна віднести складність адаптації системи до динамічних
змін стану вуглеводневого пласта, а також відсутність контролю за станом свердловини у
режимі реального часу за рахунок інтелектуальної системи управління з використанням
показників тиску газу і рідини.

Приймаємо вказане технічне рішення за найближчий аналог.

20 В основу корисної моделі поставлено задачу створення способу оптимізації експлуатації
водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини із забезпеченням сталого
функціонування свердловини з оптимальним дебітом і мінімальними витратами енергії.

Технічний результат, досягнутий від реалізації корисної моделі, полягає у підвищенні
продуктивності газових свердловин, зниженні витрат на експлуатацію обладнання для
25 зневоднення свердловин.

Поставлена задача вирішується наступним чином. Як привід для насосного пристрою
використовують лінійний вентильний заглубний електродвигун (ЛВЕД). ЛВЕД з'єднують із
насосним засобом, формуючи електрозаглибну насосну установку (ЕНУ). Управління ЕНУ
реалізують витримуючи необхідну різницю тиску ΔP рідини $P_{\text{забіл}}$ у нижній частині ліфтової
30 колони і тиску газу $P_{\text{затруб}}$ на виході основної ліфтової колони, при цьому необхідну різницю тиску
 ΔP підтримують у режимі реального часу, контролюючи параметри стовпа рідини у ліфтовій
колоні.

Відповідно до одного з варіантів реалізації корисної моделі параметри тиску $P_{\text{забіл}}$ фіксують
за рахунок вимірювальної системи електрозаглибної насосної установки (ЕНУ). Параметри
35 тиску $P_{\text{затруб}}$ фіксують за рахунок наземних вимірювальних засобів, сигнали з параметрами тиску
обробляють за рахунок програмованого логічного контролера (ПЛК) наземного блока
управління ЛВЕД.

Дотримання необхідної різниці тиску ΔP і параметрів стовпа рідини у ліфтовій колоні
забезпечують за рахунок задання кількості ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини ЛВЕД.

40 Лінійна електрозаглибна насосна установка виконана з можливістю роботи у принаймні двох
робочих режимах "режим екстракції" і "режим моніторингу", при цьому перехід між режимами
здійснюють при фіксації перевищення/відповідності вимірюваних параметрів заданій різниці
тиску ΔP , де $\Delta P_{\text{min}} \leq \Delta P \leq \Delta P_{\text{max}}$.

В "режимі екстракції" за рахунок ПЛК постійно задають оптимальну кількість ходів $K_{\text{ход}}$
рухомої частини ЛВЕД, автоматично підтримують параметри тиску ΔP у заданих межах.

Суть заявленого технічного рішення пояснюється, але не обмежується наступними
графічними матеріалами:

фіг. 1 – принципова схема системи оптимізації експлуатації водо наповненої газової
свердловини;

50 фіг. 2 - варіант блок-схеми способу оптимізації експлуатації водонаповненої газової
свердловини.

Заявлена система оптимізації експлуатації водонаповненої газової свердловини,
переважно, може бути реалізована на базі заглубної насосної установки з лінійним
електродвигуном, описаної у патентних документах UA118287 від 26.12.2018, UA118520 від
55 25.01.2019, RU2615775 від 11.04.2017, а також заявок на винаходи WO/2019/108160 від
11.07.2018, US20170284177A1 від 05.10.2017.

Відповідно до заявленої корисної моделі система оптимізації експлуатації водонаповненої
газової свердловини (фіг.1) представлена наземною і заглубною частинами.

60 Наземна частина містить наземний блок управління 1 у вигляді станції управління (СУ),
оснащеної інверторним модулем, наземним блоком телеметрії, а також апаратно програмним

комплексом (АПК) автоматизованої системи управління (АСУ) і моніторингу на базі програмованого логічного контролера (ПЛК) 2. Вказаний контролер (ПЛК) містить принаймні блок обробки даних засобів вимірювання, блок контролю параметрів тиску ΔP і генерації сигналів управління ЛВЕД, блок задання кількості ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини лінійного заглибного електродвигуна в хвилину залежно від тиску ΔP . АПК здійснює збір та обробку даних вимірювальної системи.

Вимірювальна система включає засоби вимірювання і представлена принаймні наземними приладами 3, 4 фіксації тиску газу на виході основної ліфтової колони 5, вимірювальними засобами станції управління 1 (на зображеннях не показані), а також вимірювальними засобами заглибної насосної установки, зокрема вимірювальним блоком 6 системи заглибної телеметрії. Вказані елементи забезпечують фіксацію параметрів тиску стовпа рідини $P_{\text{забій}}$, тиску газу $P_{\text{затруб}}$, тиску рідини на прийомі насосного засобу, температури ЛВЕД, навантаження на плунжері насосного засобу, напруги на обмотках статора ЛВЕД.

Заглибна частина представлена насосним засобом 7 у вигляді плунжерного одно- або двоходового плунжерного насоса з приводом від лінійного заглибного вентильного електродвигуна (ЛВЕД) 8. Насосна установка у складі ЛВЕД з насосним засобом, встановлена у нижній частині колони 9 насосно-компресорних труб НКТ і з'єднана з наземною частиною за допомогою силового кабелю 10, а також комунікує з елементами АСУ по вимірювальному інформаційному каналу (на зображеннях не показаний).

Наземний прилад 3 фіксації тиску газу, по суті, дублює показання вимірювального засобу 4 і забезпечує передачу сигналів тиску газу $P_{\text{затруб}}$ на виході основної ліфтової колони 5 в АПК для їх подальшої обробки та формування команд управління ЛВЕД.

Описана система працює таким чином (фіг. 2).

Газову свердловину, сформовану основною ліфтовою колоною 5 із розміщеною у її порожнині колоною насосно-компресорних труб 9 НКТ, оснащують насосним засобом 7 для відкачування рідини з приводом від лінійного вентильного заглибного електродвигуна 8 (разом формують заглибну насосну установку), де відбір газу здійснюють основною ліфтовою колоною. Тиск газу $P_{\text{затруб}}$ на виході основної ліфтової колони контролюють вимірювальними засобами 3, 4.

Управління заглибною насосною установкою реалізують, виходячи з дотримання необхідної різниці тиску ΔP рідини $P_{\text{забій}}$ у нижній частині основної ліфтової колони і тиску газу $P_{\text{затруб}}$ на виході основної ліфтової колони, при цьому, необхідну різницю тисків ΔP підтримують у режимі реального часу, контролюючи параметри стовпа рідини (h_1 , h_2) у основній ліфтовій колоні 5.

Параметри тиску $P_{\text{забій}}$ фіксують за допомогою вимірювальної системи електрозаглибної насосної установки, зокрема вимірювальним блоком 6 телеметрії, параметри тиску $P_{\text{затруб}}$ фіксують за допомогою наземних вимірювальних засобів 3, 4, сигнали з параметрами тиску обробляють за допомогою програмованого логічного контролера (ПЛК) 2 наземного блока управління 1 ЛВЕД.

Дотримання необхідної різниці тиску ΔP і параметрів оптимального стовпа рідини h_2 у основній ліфтовій колоні 5 забезпечують шляхом задання кількості ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини ЛВЕД в хвилину. Тиск $P_{\text{забій}}$ стовпа рідини h_2 має бути меншим за тиск газу $P_{\text{затруб}}$ принаймні удвічі. Величина тиску $P_{\text{затруб}}$ має зворотну залежність від величини стовпа рідини і відповідно тиску $P_{\text{забій}}$.

Відповідно до одного з можливих варіантів реалізації лінійну електрозаглибну насосну установку виконують з можливістю роботи у принаймні двох робочих режимах, "режим екстракції" і "режим моніторингу". Перехід між режимами здійснюють при встановленні перевищення/відповідності вимірюваних параметрів заданій різниці тиску ΔP , де:

$$\Delta P_{\text{max}} \leq \Delta P \leq \Delta P_{\text{min}},$$

ΔP_{max} - поріг включення роботи насоса, значення різниці тиску нижче контрольної точки КТ1, в даному випадку необхідно контролювати тиск газу, виходячи з якого, здійснювати управління двигуном "режим екстракції",

ΔP_{min} - поріг зупинки роботи насоса, значення різниці тисків нижче контрольної точки КТ2, необхідно призупинити роботу насосної установки. Система управління може бути налаштована таким чином, щоб підтримувати рівень тиску ΔP на рівні, достатньому для безперебійної роботи ЛВЕД, що дозволить підвищити її ефективність.

У "режимі екстракції" за допомогою ПЛК постійно визначають оптимальну кількість ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини ЛВЕД, автоматично підтримують заданий тиск, на прийомі насосного пристрою, збільшуючи декомпресію на пласт.

Реалізація заявленого способу дозволяє інтегрувати значення тиску газу на виході основної ліфтової колони в систему автоматизованого управління роботою заглибної насосної установки на газовому фонді і домогтися:

- 5 підвищення дебіту газу за рахунок зниження динамічного рівня рідини над насосом;
 - безупинної роботи установки за рахунок автоматичного підбору кількості ходів в хвилину.
- Кореляції переданих параметрів з заглибного блока телеметрії і датчика тиску на виході основної ліфтової колони, що є додатковим захистом установки від зриву подачі.

ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

- 10 1. Система оптимізації експлуатації водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини, що включає основну ліфтову колону із розміщеною в її порожнині колоною насосно-компресорних труб (НКТ), оснащеною насосним засобом відкачки рідини з приводом від електродвигуна, яка **відрізняється** тим, що містить лінійний вентильний заглибний
- 15 електродвигун (ЛВЕД), оснащений засобами вимірювання, рухома частина ЛВЕД зв'язана із наземним блоком управління, оснащеним програмованим логічним контролером (ПЛК), вказаний контролер містить принаймні блок обробки даних засобів вимірювання, блок контролю параметрів тиску ΔP і генерації сигналів управління ЛВЕД, блок задання кількості ходів $K_{\text{ход}}$ рухомої частини лінійного заглибного електродвигуна в хвилину залежно від тиску ΔP .
- 20 2. Система оптимізації експлуатації водонаповненої газової або газоконденсатної свердловини за п. 1, яка **відрізняється** тим, що засоби вимірювання включають елементи фіксації параметрів тиску стовпа рідини $P_{\text{забій}}$, тиску газу $P_{\text{затруб}}$, тиску рідини на прийомі насосного засобу, температури ЛВЕД, навантаження на плунжері насосного засобу, напруги на обмотках статора ЛВЕД.

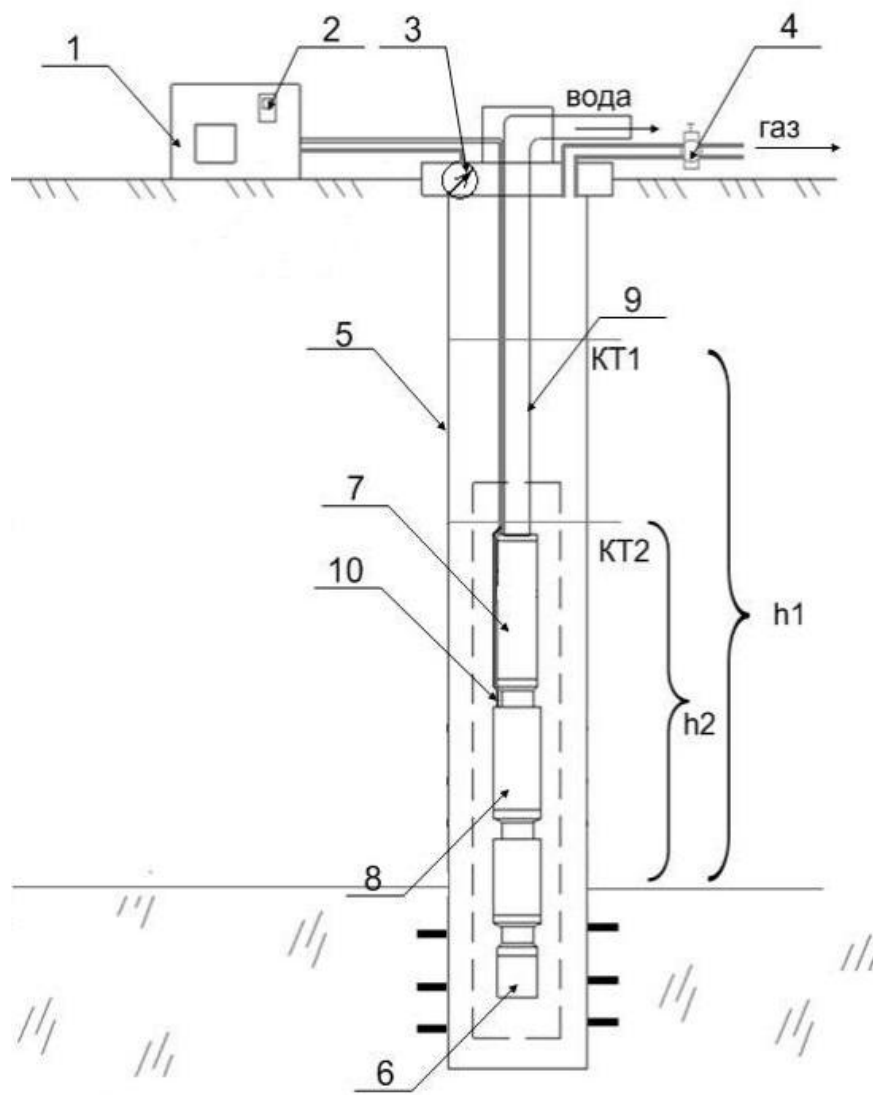
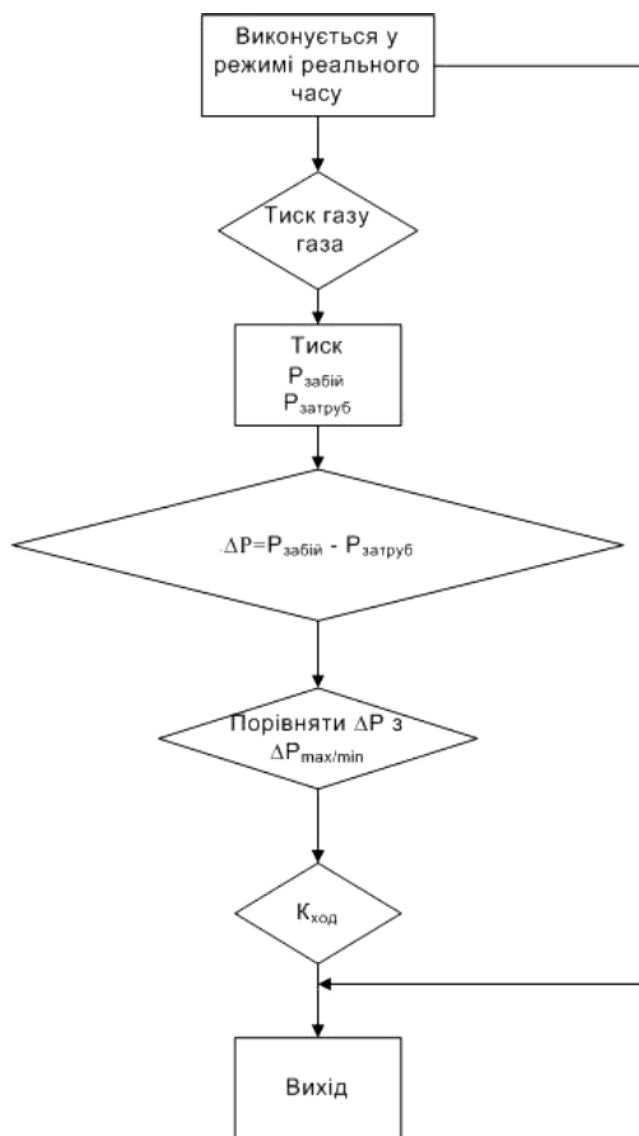


Fig. 1



Фіг. 2