



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **94980** (13) **U**
(51) МПК (2014.01)
E21B 43/34 (2006.01)
B01D 19/00

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІ
УКРАЇНИ

(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА КОРИСНУ МОДЕЛЬ

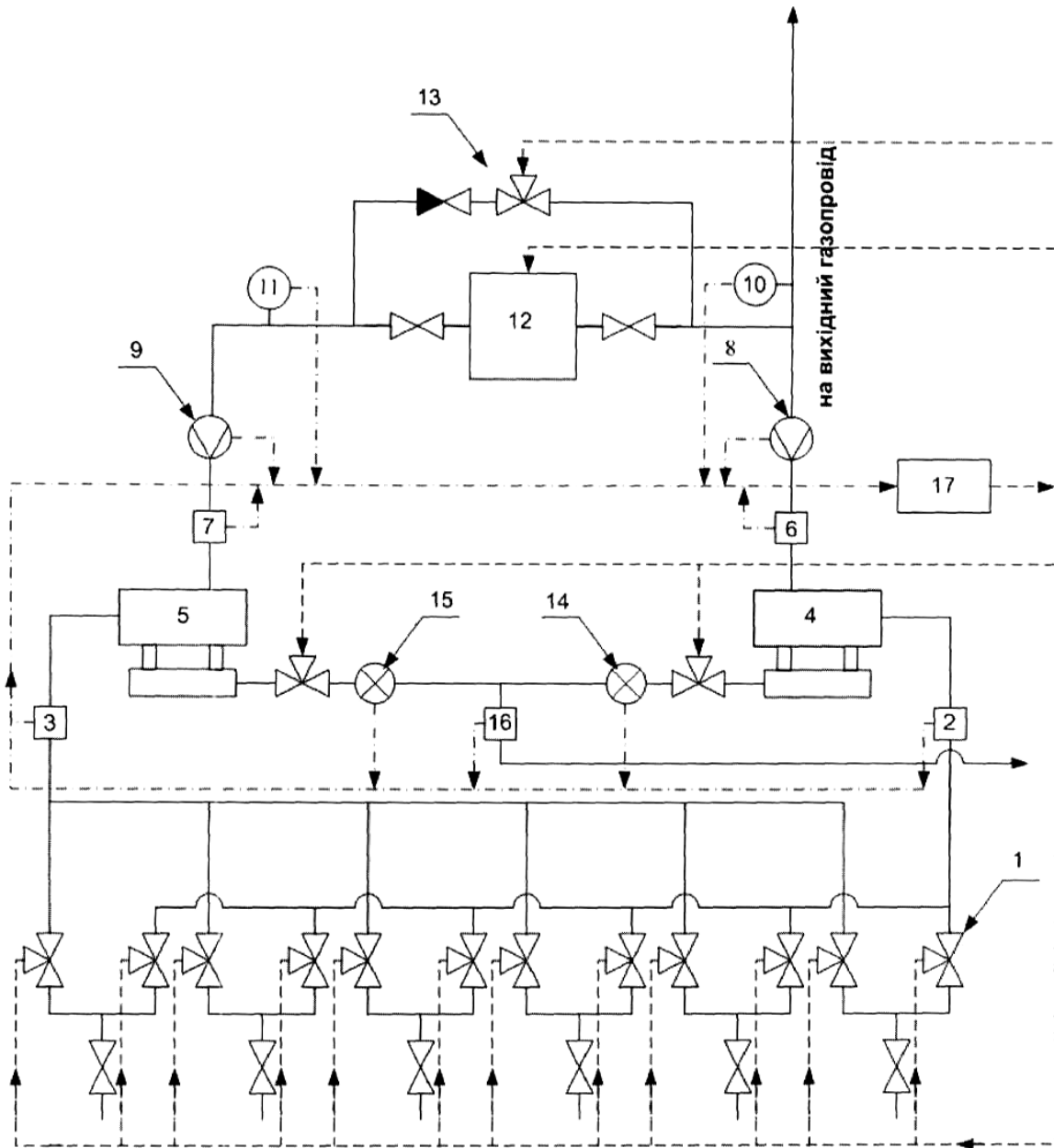
<p>(21) Номер заявки: u 2014 06065</p> <p>(22) Дата подання заявки: 02.06.2014</p> <p>(24) Дата, з якої є чинними права на корисну модель: 10.12.2014</p> <p>(46) Публікація відомостей про видачу патенту: 10.12.2014, Бюл.№ 23</p>	<p>(72) Винахідник(и): Фесенко Юрій Леонідович (UA), Кривуля Сергій Вікторович (UA), Шендрик Олексій Михайлович (UA), Фик Михайло Ілліч (UA), Синюк Борис Борисович (UA), Вахрив Андрій Петрович (UA)</p> <p>(73) Власник(и): ПУБЛІЧНЕ АКЦІОНЕРНЕ ТОВАРИСТВО "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ", вул. Кудрявська, 26/28, м. Київ, 04053 (UA)</p> <p>(74) Представник: Савченко Галина Миколаївна, реєстр. №291</p>
--	--

(54) СПОСІБ КОНТРОЛЮ ТА РЕГУЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОБОТИ СВЕРДЛОВИН

(57) Реферат:

В способі контролю та регулювання режимів роботи свердловин, що підключені до установки підготовки газу, шляхом проведення поточного аналізу дебіту та вологовмісту природного газу і організацією періодичного підключення в роботу окремих свердловин, що підключені за куцковою схемою, в пасивному режимі та з використанням компресорного обладнання, вимірюють вологість, дебіт та тиск спочатку на технологічних лініях підготовки газу, а потім з відключеною окремою свердловиною, після чого визначають різниці цих показників, які за допомогою блока керування свердловинами в автоматичному режимі фіксують, оброблюють та використовують для визначення оптимального режиму роботи родовища.

UA 94980 U



Спосіб належить до технології експлуатації газових свердловин і може бути використаний для організації дистанційного контролю та керування процесом видобування газу.

Відомий спосіб оптимальної експлуатації свердловини в умовах критичних параметрів (патент України № 9720 U, МПК E21B 43/00, публ. 17.10.2005, бюл. № 10), відповідно до якого регулювання режимів роботи свердловин в умовах критичних параметрів здійснюється за допомогою автоматичного пристрою регулювання тиску, який забезпечує баричні параметри газу свердловини в межах, що визначені експлуатаційними дослідженнями і виключають можливість утворення аварійних ситуацій. При цьому використовується один пристрій для групи свердловин із схожими параметрами роботи.

Найбільш близьким аналогом до запропонованого є спосіб автоматичного регулювання дебіту свердловини (А.І.Акульшин, В.С.Бойко, Ю.А.Зарубин, В.М. Дорошенко "Эксплуатация нефтяных и газовых скважин" - Москва: Недра, 1989, с. 392-393), за яким вимірюється тиск газу на виході газозбірного пункту манометром з пневмоперетворювачем, сигнал від якого надходить до автоматичного регулятора. Цей регулятор видає корегувальний імпульс до системи автоматичного регулювання дебіту свердловин. Дистанційний сигнал може бути перетворений у пневматичний і подаватись до регулятора витрати. Однак, завдяки тому, що всі свердловини поєднані у спільний газозбірний колектор і мають взаємний газодинамічний зв'язок, коливання тиску у газозбірній мережі впливає на роботу інших свердловин.

Наведені аналоги мають спільний недолік, який полягає у тому, що неможливо організувати постійний індивідуальний контроль за видобуванням газу та рідини кожної свердловини в умовах їх куцовой експлуатації одним технологічним об'єктом. Неприпустимо проводити поточний статистичний аналіз роботи кожної з таких свердловин з метою оптимізації і корегування режимів відбирання газу та роботи компресорних блоків та дожимних компресорних станцій за умов зміни динаміки припливу газу, баричних умов відбирання газу, надходження пластової рідини, утворення аварійних ситуацій, тощо. Тому наведені технічні рішення не дозволяють забезпечувати ефективну експлуатацію свердловин, які працюють методом постійних відборів газу.

Задачею запропонованого способу є забезпечення оптимальних режимів експлуатації свердловин в умовах їх куцовой експлуатації одним технологічним об'єктом.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що експлуатація свердловин ведеться почергово по двох технологічних лініях, що обладнані ділянками обліку газу (ДОГ), вологомірами, лічильниками рідини та засобами дистанційного контролю і керування технологічним процесом. Відбирання газу із свердловин ведеться в автоматичному режимі з безперервним контролем за дебітом по обом ДОГ. Загальний дебіт свердловин визначається як сума дебітів обох ДОГ. Індивідуальний дебіт свердловин визначається шляхом автоматичного переключення роботи свердловини з однієї ДОГ на іншу і обраховується як різниця між дебітом первинної ДОГ при роботі з даною свердловиною і дебіту ДОГ без неї. Дебіт рідини визначається шляхом автоматичного переключення роботи свердловини з однієї технологічної лінії на іншу і обраховується як різниця між сумою показів вологоміра та лічильника рідини при роботі з даною свердловиною і відповідною сумою даних без неї. При цьому, у випадку коли наповнення рідиннозбірника сепаратора протягом еталонного циклу переключення не відбулося, то рідиннозбірник продувається від рідини до газу. Визначення моменту закінчення продувки здійснюється за допомогою вологоміра, що розташований на лінії продувки сепараторів шляхом фіксації зниження вологовмісту із значень 80-100 % до значного усталеного зниження показника вологовмісту. У разі розділення рідини на вуглеводневий конденсат та супутно-пластову воду, на лінії продування води та лінії продування вуглеводневого конденсату встановлюються свої лічильники рідини.

Ефективність роботи сепараторів визначається за вологовмістом по воді та вуглеводням, який обраховується як різниця між показами вологоміра до і після сепаратору.

Газодинамічні параметри роботи обох ДОГ повинні бути ідентичні, це дозволить визначити фактичні показники роботи свердловин.

Збір та аналіз даних про дебіт ДОГ, розрахунки індивідуальних дебітів та спільного дебіту всіх свердловин, переключення свердловин, корегування режимів роботи обладнання та інші операції з обладнанням КВП проводить БКС (блок керування свердловинами).

Для оптимізації режимів відбирання газу використовуються керовані запірні органи та компресорний блок, які дозволяють змінювати депресію на окремих свердловинах або групах свердловин, для виконання базових та тимчасових технологічних операцій (швидкісне вилучення рідини), організації тривалих усталених режимів відбору із розрахунковими депресіями.

Для пояснення принципу використання запропонованого способу, на кресленні зображено принципова схема збору і підготовки газу.

За наведеною схемою на вході до установки підготовки газу встановлені керовані запірні органи 1. Далі послідовно встановлені вологоміри 2 та 3, сепаратори 4 та 5, вологоміри 6 та 7, дільниці обліку газу 8 та 9, датчики тиску 10 та 11, компресор 12 та керований запірний орган 13.

Рідина із рідиннозбірників сепараторів 4, 5 проходить лічильники рідини 14, 15 та вологомір 16. Всі дані від вимірювальних пристроїв 2, 3, 6, 7, 8, 9, 10, 11, 14, 15, 16 надходять на блок керування свердловинами 17, який на підставі поточного аналізу відповідних показників газу проводить керування процесом його відбирання та підготовки через переключення керованих запірних органів 1 та 8 і регулювання роботи компресору 12.

Спосіб реалізується таким чином.

Газ із свердловин надходить до керованих запірних органів 1, що встановлені на вузлах входу в установку підготовки. Керовані запірні органи 1 використовуються для керування потоками газу - переключення роботи свердловини із входу до сепаратору 4 на вхід сепаратору 5. На шляху руху газу до сепараторів 4, 5 розташовані вологоміри 2 та 3, які визначають вологовміст газового потоку до сепарації та передають відповідні показники у контролер-блок керування свердловинами (БКС) 17, після сепараторів 4,5 газовий потік проходить через додаткові вологоміри 6,7, які визначають вологовміст газу після очищення та передають отримані дані на БКС 17. Рідина, яка отримана в процесі сепарації під час продування із рідиннозбірників сепараторів 4,5, проходить через лічильники рідини 14 і 15, які також передають дані про облік рідини у БКС 17. Крім того, встановлений після лічильників рідини 14, 15 вологомір 16 дозволяє визначити момент закінчення процесу продування рідиннозбірників сепараторів 4,5 по різкому зниженню вологовмісту газового потоку.

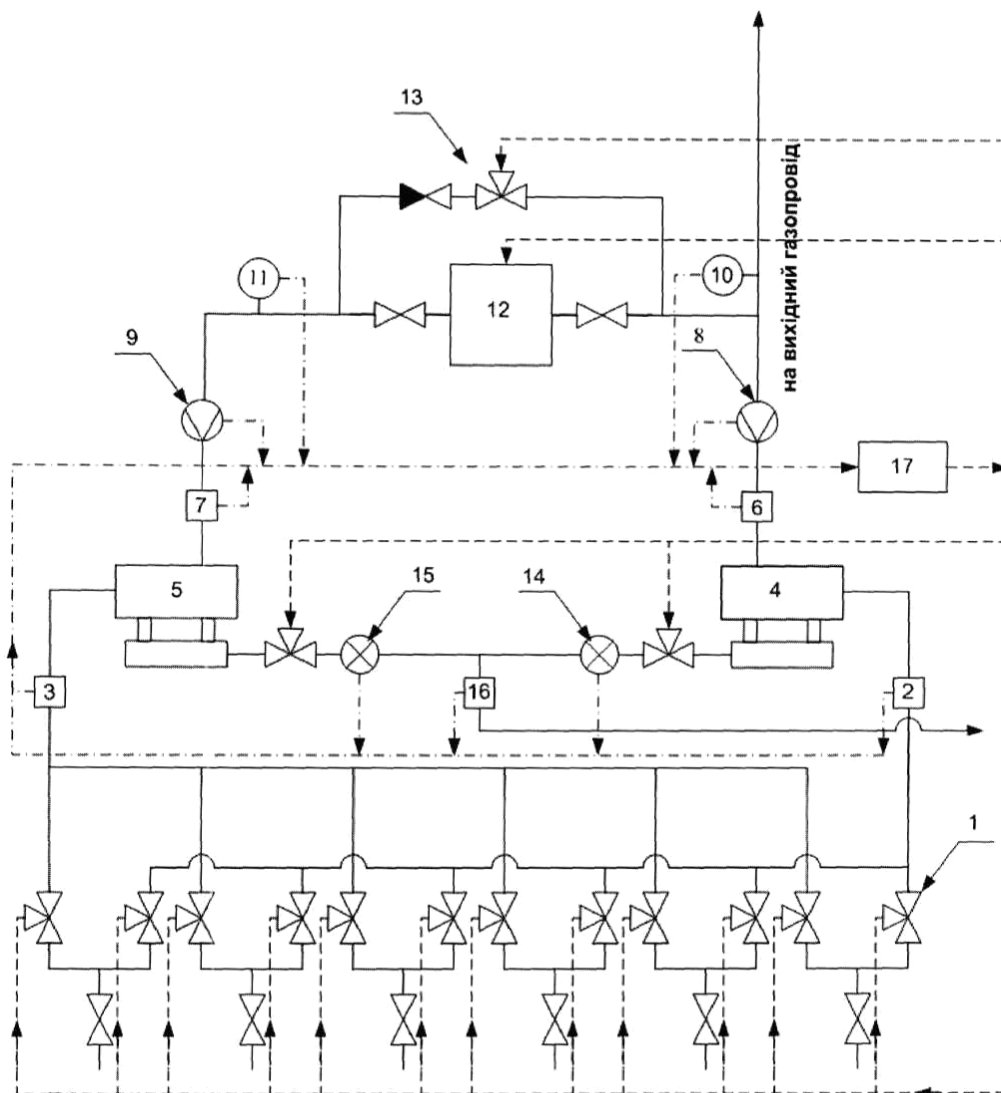
Після сепараторів 4,5 та вологомірів 6,7 газ надходить до ділянок обліку газу 8,9, при цьому поточні дані про кількість газу надсилаються у БКС 17. На основі даних, що отримано від вологомірів 2 і 6 та 3 і 7, лічильників рідини 14 і 15 та замірних ділянок 8 і 9 - БКС 17 визначає поточний баланс газу та рідини яка надійшла із свердловин, а потім поступає у газопровід. При переключенні свердловин із входу сепаратору 4 на вхід сепаратора 5 або навпаки, БКС 17 визначає різницю в балансі до і після переключень, яка і відповідає індивідуальному дебіту газу та рідини кожної із свердловин, що підключені до установки підготовки газу. В разі появи значень показників, що передбачені алгоритмом - настання критичної ситуації чи погіршення показників роботи свердловини, за допомогою БКС проводиться почергове переключення свердловин та визначається, на якій із свердловин відбулась зміна поточних параметрів роботи. Відповідні дані вносяться в архів даних БКС 17 та передаються на спеціальні засоби відображення інформації для сповіщення оператора в видобування газу.

Після ділянок обліку газу 8 та 9 газ проходить датчики тиску 10 та 11, де визначається поточний тиск газу і відповідні дані передаються на БКС 17. Після сепаратора 5 та датчика тиску 11 також встановлений компресор 12, який також керується через БКС 17 і дозволяє підвищувати видобуток шляхом зниження тиску газу на вході відповідних свердловин до установки підготовки газу. У випадках, коли дебіт свердловин які підключені до сепаратора 5, перевищує продуктивність компресору 12, а показники тиску на датчику 11 перевищують показники тиску на датчику 10, за допомогою БКС 17, відкривається керований запірний орган 13, який забезпечує безперешкодний рух газу у газопровід.

Замість декількох однопоточних вологомірів можливо використання багатопоточного вологоміру з відбиранням проб у точках 2, 6, 7, 16, 17 або однопоточного вологоміру з системою відбирання проб у вказаних точках, яка керується за допомогою БКС 17.

ФОРМУЛА КОРИСНОЇ МОДЕЛІ

Спосіб контролю та регулювання режимів роботи свердловин, що підключені до установки підготовки газу, шляхом проведення поточного аналізу дебіту та вологовмісту природного газу і організацією періодичного підключення в роботу окремих свердловин, що підключені за куцшовою схемою, в пасивному режимі та з використанням компресорного обладнання, який **відрізняється** тим, що вимірюють вологість, дебіт та тиск спочатку на технологічних лініях підготовки газу, а потім з відключеною окремою свердловиною, після чого визначають різниці цих показників, які за допомогою блока керування свердловинами в автоматичному режимі фіксують, оброблюють та використовують для визначення оптимального режиму роботи родовища.



Комп'ютерна верстка І. Мироненко

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