



УКРАЇНА

(19) **UA** (11) **103542** (13) **C2**  
(51) МПК (2013.01)  
**E21B 43/00**  
**E21B 7/00**

ДЕРЖАВНА СЛУЖБА  
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ  
ВЛАСНОСТІ  
УКРАЇНИ

**(12) ОПИС ДО ПАТЕНТУ НА ВІНАХІД**

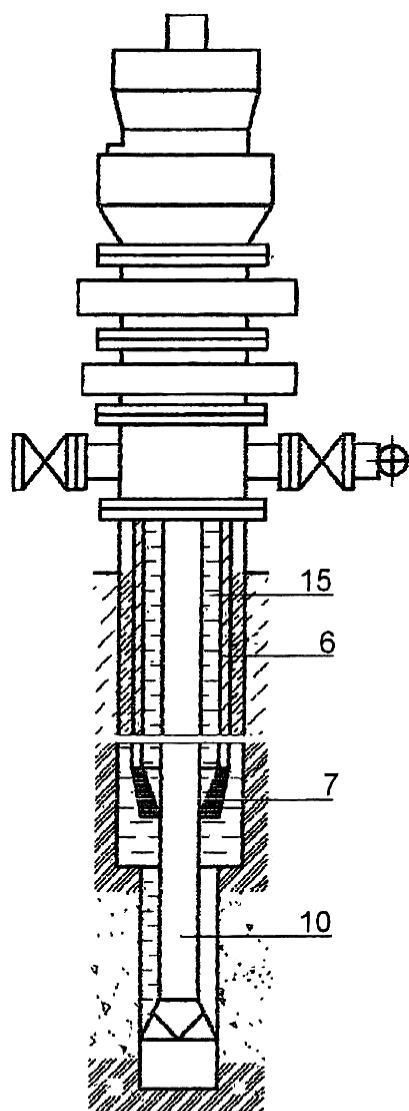
<b>(21)</b> Номер заявки:	<b>а 2012 01387</b>	<b>(72)</b> Винахідник(и):	<b>Александров Павел Дмитрієвіч (RU), Александров Дмитрій Івановіч (RU)</b>
<b>(22)</b> Дата подання заявки:	<b>07.06.2010</b>	<b>(73)</b> Власник(и):	<b>Александров Павел Дмитрієвіч, Канонерский остров, 7-251, г. Санкт-Петербург, 198184, RU (RU)</b>
<b>(24)</b> Дата, з якої є чинними права на винахід:	<b>25.10.2013</b>	<b>(74)</b> Представник:	<b>Якобчук Олена Миколаївна, реєстр. №268</b>
<b>(31)</b> Номер попередньої заявки відповідно до Паризької конвенції:	<b>2009126531</b>	<b>(56)</b> Перелік документів, взятих до уваги експертизою:	<b>UA 58767 A, 15.08.2003 RU 2250354 C2, 20.04.2005 SU 1661356 A1, 07.07.1991 SU 1816030 A1, 20.07.1996 US 20090065257 A1, 12.03.2009</b>
<b>(32)</b> Дата подання попередньої заявки відповідно до Паризької конвенції:	<b>10.07.2009</b>		
<b>(33)</b> Код держави-учасниці Паризької конвенції, до якої подано попередню заявку:	<b>RU</b>		
<b>(41)</b> Публікація відомостей про заявку:	<b>25.05.2012, Бюл.№ 10</b>		
<b>(46)</b> Публікація відомостей про видачу патенту:	<b>25.10.2013, Бюл.№ 20</b>		
<b>(86)</b> Номер та дата подання міжнародної заявки, поданої відповідно до Договору РСТ	<b>PCT/RU2010/000293, 07.06.2010</b>		

**(54) СПОСІБ ЗАКІНЧУВАННЯ СВЕРДЛОВИНИ**

**(57) Реферат:**

Винахід належить до нафтогазовидобувної промисловості та може бути використано при розкритті продуктивних пластів та закінчуванні свердловин. Експлуатаційну колону 6 із герметизувальним пристроєм 7 спускають в свердловину 1 і за допомогою пристрою 7 розділюють свердловину 1 на верхню порожнину 8 та нижню порожнину 9, забезпечуючи тим самим гідравлічний зв'язок "уста свердловини-продуктивний пласт". Спосіб підвищує ефективність та якість проведення технологічних операцій та попереджує несанкціонований приплив пластових флюїдів.

UA 103542 C2



Фиг.3

Галузь техніки

Винахід належить до нафтогазовидобувної промисловості, а саме до буріння та експлуатації нафтових та газових свердловин, та може бути використано при розкритті продуктивних пластів та закінчуванні свердловини.

5 Попередній рівень техніки

Відомий спосіб первинного розкриття продуктивних пластів при бурінні на нафту та газ, який полягає в створенні оптимальних умов первинного розкриття з використанням різних складів бурових розчинів, RU № 2283418 C2, E21B33/13, 27.10.1999.

10 Відомий спосіб забезпечує зниження величини репресії за рахунок перекриття експлуатаційною колоною високонапірних пластів при установлюванні її в покрівлі продуктивного пласту.

Відомий клапан-відсікач, який відноситься до свердловинного устаткування та використовується при експлуатації нафтових та газових свердловин під тиском, RU № 2311526 C2, E21B34/06, 27.11.2007; RU № 2250354 C2, E21B34/06, 20.04.2005.

15 Керує відкриттям або закриттям відомих клапан-відсікачів спецінструмент у складі бурильної або експлуатаційної колони в залежності від робіт, що проводяться.

Відомі технічні умови для проведення розкриття продуктивного пласта при наявності постійного гідродинамічного зв'язку в системі продуктивний пласт - устя, що включає заповнення свердловини промивною рідиною і створення надлишкового тиску (репресії) на продуктивний пласт промивочної рідини з підвищеною щодо еквівалента градієнта пластового тиску щільністю, "Единые технические правила ведения работ при строительстве скважин на нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождениях", НПАОП 11,2,1,18-82.

Мінімально допустима величина репресії не повинна бути менше 3 % величини пластового тиску:

25 
$$P_r > 1,03 P_{пл},$$

Де  $P_r$  - гідростатичний тиск стовпа промивної рідини на продуктивний пласт;

$P_{пл}$  - пластовий тиск.

При прокачуванні промивної рідини репресія на забій (з урахуванням втрат напору в кільцевому просторі і тиску затопленого струменя, що витікає з сопел долота) зростає.

30 Відомий спосіб закінчування свердловини, що забезпечена експлуатаційною колоною, свердловинним обладнанням (бурильною колоною), проти викидним обладнанням, що полягає в спуску експлуатаційної колони в покрівлю продуктивного пласта, встановлення свердловинного устаткування (бурильної колони), поглибленні свердловини до проектної глибини з циркуляцією промивної рідини, запобігання припливу пластових флюїдів, підйомі свердловинного устаткування (бурильної колони) і кріпленні інтервалу залягання продуктивного пласта, А.И. Булатов, П.П. Макаренко, В.Ф. Будников, Ю.М. Басарыгин "Теория и практика заканчивания скважин". Под. ред. А.И. Булатова. - М.: ОАО "Издательство "Недра", 1998. Т.4.

Дане технічне рішення прийнято в якості "найближчого аналога" цього винаходу.

40 У "найближчому аналогу" при розкритті продуктивного пласта запобігання припливів пластових флюїдів здійснюють створенням репресії стовпом промивної рідини, що тягне за собою поглинання, збільшення витрати промивної рідини, зменшення фазової проникності продуктивного пласта та зниження нафтовіддачі.

Відомий спосіб розкриття продуктивного пласта підтверджує наявність постійного гідравлічного зв'язку "продуктивний пласт - устя свердловини", що виконується промивної рідиною, яка запобігає несанкціоноване надходження пластових флюїдів в свердловину. Це досягається створенням надлишкового тиску на продуктивний пласт промивною рідиною. Перевищення тиску промивальної рідини над пластовим тиском тягне неминуче перетікання її в продуктивний пласт. Інтенсивність і обсяги поглинань залежать від колекторських властивостей, розкриття пластових порід, і становлять від декількох кубічних метрів до десятків і навіть сотень, крім того, промивна рідина, що потрапила в продуктивний пласт, значно знижує фазову проникність і, відповідно, продуктивності свердловини, що призводить до зниження нафтовіддачі, та збільшує вартість і час здійснення робіт.

Отже, на якість свердловини, що споруджується, в першу чергу впливає наявність і величина репресії на продуктивний пласт при закінчуванні свердловини. Неякісне розкриття веде до погіршення колекторських властивостей продуктивного пласта - його закупорки. Це може бути викликано великим перепадом між тиском продуктивного пласта і гідравлічним тиском свердловини, фізико-хімічними властивостями промивної рідини і часом контакту "продуктивний пласт-устя свердловини".

Розкриття винаходу

Винахід вирішує задачу, що дозволяє підвищити ефективність і якість проведення технологічних операцій і запобігти несанкціонованому притоку пластових флюїдів.

Згідно винаходу ця задача вирішується за рахунок того, що спосіб закінчування свердловини, що забезпечена експлуатаційною колоною, свердловинним обладнанням (бурильною колоною), противикидним обладнанням, полягає в спуску експлуатаційної колони в покрівлю продуктивного пласта, установки свердловинного устаткування (бурильної колони), заглиблення свердловини до проектної глибини з циркуляцією промивної рідини, запобіганні припливу пластових флюїдів, підйомі свердловинного устаткування (бурильної колони) і кріпленні інтервалу залягання продуктивного пласта.

Спускають герметизувальний пристрій на експлуатаційній колоні, яка розділяє свердловину на верхню і нижню порожнини при наявності гідравлічного зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина" і "нижня порожнина - продуктивний пласт", відповідально, і має можливість обертання.

Встановлюють поетапно свердловинне обладнання (бурильну колону) до герметизувального пристрою і зворотній клапан.

Проводять заміну промивної рідини на промивну рідину, що створює гідростатичний тиск менше за пластовий.

Пропускають свердловинне обладнання (бурильну колону) через герметизувальний пристрій, який має можливості роз'єднання при установці свердловинного устаткування (бурильної колони) і відновлення гідравлічного зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина - нижня порожнина - продуктивний пласт" по кільцевому каналу.

Здійснюють поглиблення свердловини до появи припливу пластових флюїдів свердловинним обладнанням (бурильною колоною), розміщеним в нижньому пласті герметизувального пристрою, з регулюванням диференціального тиску в гідравлічній системі "устя свердловини - продуктивний пласт" засобом зворотного клапана і противикидного обладнання.

Витягують свердловинне обладнання (бурильну колону) при закінченні поглиблення з нижньої порожнини із закриттям герметизувального пристрою при відділенні нижньої порожнини від верхньої порожнини і перериванням гідравлічного зв'язку "продуктивний пласт - верхня порожнина".

Заявником не встановлено будь-які джерела інформації, які містили б відомості про технічні рішення ідентичні заявленому способу. Це, на думку заявника, визначає відповідність винаходу критерію "новизна" (N).

Безпосередній технічний результат полягає в здійсненні гідравлічної циркуляції промивної рідини до розкриття продуктивного пласта і після його розкриття при використанні зворотного клапана і противикидного обладнання, за рахунок установки герметизувального пристрою та поділу свердловини на верхню і нижню порожнини при забезпеченні для кожної гідравлічного зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина" і "нижня порожнина - продуктивний пласт", за рахунок установки та пропуску свердловинного устаткування (бурильної колони) через герметизувальний пристрій при відновленні гідравлічного зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина - нижня порожнина - продуктивний пласт", поглибленні продуктивного пласта до появи припливу пластових флюїдів з регулюванням диференціального тиску в гідравлічній системі "устя свердловини-продуктивний пласт" за допомогою зворотного клапана і противикидного обладнання та при перериванні гідравлічного зв'язку "продуктивний пласт - верхня порожнина" після вилучення свердловинного устаткування (бурильної колони) з нижньої порожнини із закриттям герметизувального пристрою.

Реалізація відмінних ознак винаходу обумовлює цілий ряд важливих технічних ефектів:

Звільнення промивної рідини від функцій створення репресії на продуктивний пласт установкою в покрівлі продуктивного пласта герметизувального пристрою, що запобігає несанкціонованому припливу пластових флюїдів, скорочує витрату промивальної рідини і підвищує продуктивність свердловини.

Поділ свердловини герметизувальним пристроєм на верхню і нижню порожнини забезпечує створення гідравлічних зв'язків "устя свердловини - верхня порожнина" і "нижня порожнина - продуктивний пласт", відповідно, порушуючи прямий гідравлічний зв'язок "продуктивний пласт - устя свердловини", запобігаючи несанкціонованому припливу пластових флюїдів.

Виконання герметизувального пристрою з можливістю роз'єднання при установці свердловинного устаткування і відновлення гідравлічного зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина - нижня порожнина - продуктивний пласт", обмежує час дії прямого гідравлічного зв'язку "продуктивний пласт - устя свердловини", скорочуючи час дії припливу пластів флюїдів.

Поглиблення свердловини до появи припливу пластових флюїдів свердловинним обладнанням (бурильної колоною) з регулюванням диференціального тиску в гідравлічній системі "устя свердловини - продуктивний пласт" за допомогою зворотного клапана і противикидного обладнання дозволяє запобігти припливу пластових флюїдів і підвищити ефективності закінчення свердловини.

Даний технічний результат не є наслідком відомих властивостей, при цьому не відомі будь-які публікації, які містили б відомості про вплив відрізняючи ознак винаходу на досягнення технічного результату, що дозволяє, на думку заявника, визнати заявлене технічне рішення, таким що відповідає критерію "винахідницький рівень" (IS).

Реалізацію заявленого технічного рішення підтверджують проектно-конструкторські розробки й випробування дослідних партій, для здійснення способу використано обладнання, що широко застосовується в нафтогазовидобувній промисловості, що обумовлює, на думку заявника, його відповідність критерію "промислова застосовність" (PS).

Короткий опис креслень

Надалі заявлене технічне рішення пояснюється описом прикладу його здійснення з посиланнями на прикладені креслення, де

на фіг. 1 - Свердловина, схематично;

на фіг. 2 - Свердловина з герметизувальним пристроєм, схематично;

на фіг. 3 - Свердловина в робочому положенні, схематично;

на фіг. 4 - Герметизувальний пристрій, розріз.

Кращий варіант здійснення винаходу.

На фіг. 1-4 представлено:

Свердловина -1.

Устя - 2.

Противикидне обладнання - 3.

Промивна рідина - 4.

Продуктивний пласт - 5.

Експлуатаційна колона - 6.

Герметизувальний пристрій - 7.

Верхня порожнина (свердловини 1) - 8.

Нижня порожнина (свердловини 1) - 9.

Свердловинне обладнання (бурильна колона) із зворотним клапаном -10.

Корпус (пристрою 7) -11.

Нарізь (на корпусі 11) -12.

Вальниця -13.

Ущільнювач у вигляді цанги -14.

Промивна рідина -15.

Свердловина 1 з устям 2, обладнана для проведення робіт з первинного розкриття продуктивного пласта 5. Свердловина 1 заповнена промивною рідиною 4.

На усті 2 встановлено противикидне обладнання 3 у вигляді універсального та плашкових превенторів (фіг. 1) для запобігання викидів пластових флюїдів і маніфольд зі штуцером (фіг.1) для регулювання інтенсивності витікання промивної рідини з свердловини 1 при проведенні технологічних операцій з поглиблення свердловини 1.

На усті 2 встановлено превентор, що обертається, (фіг.3) для герметизації свердловинного обладнання (бурильної колони) 10 і стінки свердловини 1 в усті 2 при проведенні технологічних операцій з поглиблення свердловини 1.

Свердловинне обладнання (бурильна колона) 10 містить зворотний клапан (не показаний). Зворотний клапан встановлюється на експлуатаційній колоні 6 в процесі спуску свердловинного обладнання (бурильної колони) 10 по досягненні нижньої його (її) частини герметизувального пристрою 7 (до пропуску свердловинного устаткування (бурильної колони) 10 через герметизувальний пристрій 7).

У покрівлі продуктивного пласта 5 встановлена експлуатаційна колона 6 з герметизувальним пристроєм 7.

Герметизувальний пристрій 7 поділяє свердловину 1 на верхню 8 і нижню 9 порожнини (фіг.2).

Герметизувальний пристрій 7 виконано, наприклад, у вигляді цанги, що має можливість роз'єднання при установці свердловинного устаткування (бурильної колони) 10.

Герметизувальний пристрій 7 містить корпус 11, вальницю 13 і ущільнювач 14. Корпус 11 виконано з нарізю 12 для з'єднання з експлуатаційною колоною 6. Ущільнювач у вигляді цанги 14 розміщений в корпусі 11, закріпленому у вальниці 13 (фіг.4).

Герметизувальний пристрій 7 має можливості обертання, забезпечення положень "закрито" або "відкрито", пропуску свердловинного устаткування (бурильної колони) 10 і перекриття поперечного перерізу експлуатаційної колони 6.

Розглянутий герметизувальний пристрій 7 не може обмежити заявлений винахід і є прикладом підтвердження здійснення запропонованого способу.

Герметизувальний пристрій може бути виконано у вигляді будь-якого відомого пристрою, що відповідає вимогам надійної герметизації з можливістю роз'єднання при взаємодії зі свердловинним обладнанням (бурильною колоною) для його пропуску та установки в робочому положенні.

Спосіб здійснюють наступним чином. Свердловина 1 заповнена промивною рідиною 4.

В покрівлю продуктивного пласта 5 на експлуатаційній колоні 6 спускають герметизувальний пристрій 7.

Спуск герметизувального пристрою 7 здійснюють у відкритому положенні, а після витіснення цементного розчину і зміщення відокремлювальної пробки вниз герметизувальний пристрій 7 приймає положення - закрито.

Розділяють свердловину 1 герметизувальним пристроєм 7 на верхню 8 і нижню 9 порожнину.

Верхня порожнина 8, забезпечує створення гідравлічного зв'язку "гирло свердловини - верхня порожнина".

Нижня порожнина 9 забезпечує створення гідравлічного зв'язку "нижня порожнина - продуктивний пласт".

Прямий гідравлічний зв'язок "продуктивний пласт - устя свердловини" при цьому відсутній.

Встановлюють оснащене зворотним клапаном свердловинне обладнання (бурильну колону) 10 до герметизувального пристрою 7.

Установку свердловинного устаткування (бурильної колони) 10 проводять після цементування обсадної колони і виконання підготовчих робіт.

Встановлюють поетапно свердловинне обладнання (бурильну колону) 10 до герметизувального пристрою 7 і зворотній клапан.

Проводять заміну промивної рідини 4 на промивну рідину 15, що створює гідростатичний тиск менший за пластовий.

Замінують промивальну рідину 4 на промивну рідину 15, гідростатичний тиск якої в сумі з втратами напору в кільцевому просторі, буде відповідати вимозі:

$$P_r + P_n < P_{пл},$$

де  $P_r$  - гідростатичний тиск;

$P_n$  - втрати напору в кільцевому просторі;

$P_{пл}$  - пластовий тиск.

Умова, що забезпечує створення промивною рідиною 15 гідростатичного тиску меншого пластовий, дозволяє проводити подальші технологічні операції без репресії.

В якості промивної рідини 15 найбільше віддають перевагу використанню нафти або нафтопродуктів, при цьому не відбувається змочування колекторів водними фільтрами і, відповідно, не знижується фазова проникність.

Пропускають свердловинне обладнання (бурильну колону) 10 через герметизувальний пристрій 7.

При пропуску свердловинного устаткування (бурильної колони) 10 через герметизувальний пристрій 7, воно відкривається і при нагнітанні промивної рідини 15 в свердловинне обладнання (бурильну колону) 10 по кільцевому каналу відновлюється гідравлічний зв'язок "устя свердловини - верхня порожнина - нижня порожнина - продуктивний пласт".

Проводять поглиблення свердловини 1 до появи ознак притоку з циркуляцією промивної рідини 15.

Перед початком розкриття продуктивного пласта 5 включається в роботу превентор, що обертається, (Фіг.3) і промивна рідина 15, піднявшись до гирла 2 направляється в маніфольд і через регульовний штуцер (Фіг.1) в циркуляційну систему.

Проводять подальше поглиблення свердловини 1.

Свідченням початку розкриття продуктивного пласта 5 є зростаюча інтенсивність надходження потоку до устя 2. Інтенсивність потоку, що виходить із свердловини, регулюється за допомогою штуцера маніфольда (Фіг. 1).

Поглиблення свердловини 1 проводять з регулюванням інтенсивності закінчення промивної рідини.

Інтенсивність закінчення промивної рідини регулюється штуцером маніфольда (Фіг.1) противикидного обладнання 3.

Закінчують поглиблення свердловини 1 і припиняють циркуляцію промивної рідини 15.

Після повного розкриття продуктивного пласта 5 прокачування промивальної рідини 15 припиняють, при цьому автоматично закривається зворотний клапан і переривається гідравлічний зв'язок по внутрішньому каналу труб.

5 Проводять підйом свердловинного обладнання 10, перериваючи гідравлічний зв'язок "продуктивний пласт - верхня порожнина".

Після вилучення свердловинного устаткування (бурильної колони) 10 з нижньої порожнини 9 свердловини 1 герметизувальний пристрій 7 закривається і гідравлічний зв'язок "продуктивний пласт - верхня порожнина" припиняється, при цьому нижня порожнина 9 герметизується від верхньої, перебуваючи постійно під пластовим тиском ( $P_{пл}$ ), при цьому приплив пластових флюїдів з нижньої порожнини в верхню стає неможливим. Подальші дії визначаються співвідношенням:

$$P_{пл} - P_r < P_{рв}$$

де  $P_{пл}$  - пластовий тиск;  
15  $P_r$  - гідростатичний тиск;  
 $P_{рв}$  - робочий тиск герметизувального пристрою.

При дотриманні вимог цього співвідношення можливий подальший підйом свердловинного устаткування (бурильної колони) 10.

20 Якщо різниця між пластовим ( $P_{пл}$ ) і гідростатичним ( $P_r$ ) тиском промивної рідини 15 у верхній порожнини 8 більше робочого тиску ( $P_{рв}$ ) герметизувального пристрою 7, то проводять заміну промивної рідини 15 на іншу рідину, щільність якої дозволить дотримуватися вимоги описаного співвідношення, після чого здійснюють подальший підйом свердловинного устаткування (бурильної колони) 10.

Проводять кріплення інтервалу продуктивного пласта 5.  
25 Для кріплення інтервалу залягання продуктивного пласта 5 спускають хвостовик (не показаний) аналогічно спуску свердловинного обладнання (бурильної колони) 10, при цьому хвостовиком можна перекривати тільки нижню порожнину 9, а герметизувальний пристрій 7, в цьому випадку, буде виконувати функцію клапан-відсікача.

30 Запропонованим способом можуть бути розкриті будь-які пластові флюїди, в тому числі: нафта, газ, вода або їх комбінації.

Запропонований спосіб може бути здійснено в свердловинах з будь-яким кутом нахилу.

Запропонований спосіб дозволяє:

35 -збільшити ефективність і якість проведення технологічних операцій при закінченні свердловини;  
-запобігти несанкціонованому припливу пластових флюїдів без створення при цьому репресії промивною рідиною на продуктивний пласт;  
-підвищити продуктивність свердловини;  
-скоротити час дії прямого гідравлічної зв'язку "продуктивний пласт - устя свердловини".

Промислова придатність

40 В запропонованому способі використано обладнання, що широко застосовується в нафтогазовидобувній промисловості, це обумовлює, на думку заявника, його відповідність критерію "промислова придатність" (IA).

#### ФОРМУЛА ВИНАХОДУ

45 Спосіб закінчування свердловини, яка обладнана експлуатаційною колоною, свердловинним обладнанням (бурильною колоною), противикидним обладнанням, що полягає в спусканні експлуатаційної колони в покрівлю продуктивного пласта, установці свердловинного устаткування (бурильної колони), поглибленні свердловини до проектної глибини з циркуляцією промивної рідини, запобіганні припливу пластових флюїдів, підйомі свердловинного устаткування (бурильної колони) і кріпленні інтервалу залягання продуктивного пласта, який  
50 **відрізняється** тим, що спускають герметизувальний пристрій на експлуатаційній колоні, який розділяє свердловину на верхню і нижню порожнини при наявності гідравлічної зв'язку "устя свердловини - верхня порожнина" і "нижня порожнина-продуктивний пласт", відповідно, і має  
55 можливість обертання, установлюють поетапно свердловинне обладнання (бурильну колону) до герметизувального пристрою і зворотний клапан, виконують заміну промивної рідини на промивну рідину, що створює гідростатичний тиск менше пластового, пропускають свердловинне обладнання (бурильну колону) через герметизувальний пристрій, який має  
60 можливості роз'єднання при установці свердловинного устаткування (бурильної колони) і відновленні гідравлічного зв'язку "устя свердловини-верхня порожнина-нижня порожнина-

- продуктивний пласт" по кільцевому каналу, здійснюють поглиблення свердловини до появи припливу пластових флюїдів свердловинним обладнанням (бурильної колоною), розміщеним в нижній порожнині свердловини, з регулюванням диференціального тиску в гідравлічній системі "устя свердловини-продуктивний пласт" за допомогою зворотного клапана і противикидного устаткування, витягають свердловинне обладнання (бурильну колону) при закінченні поглиблення з нижньої порожнини із закриттям герметизувального пристрою при відділенні нижньої порожнини від верхньої порожнини і перериванням гідравлічного зв'язку "продуктивний пласт - верхня порожнина".

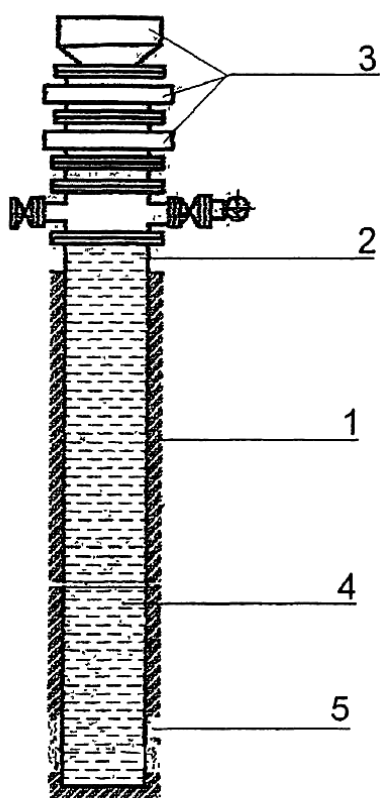


Fig. 1

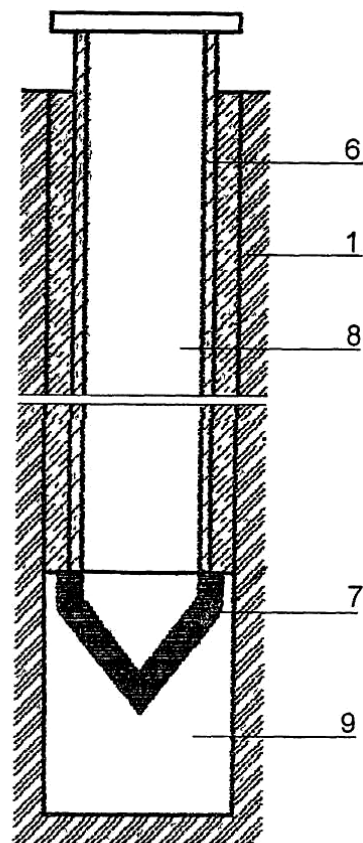
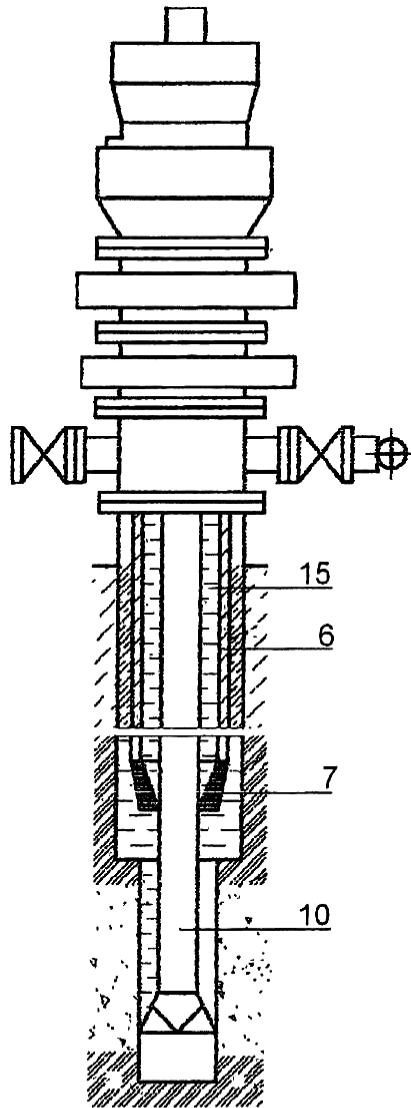
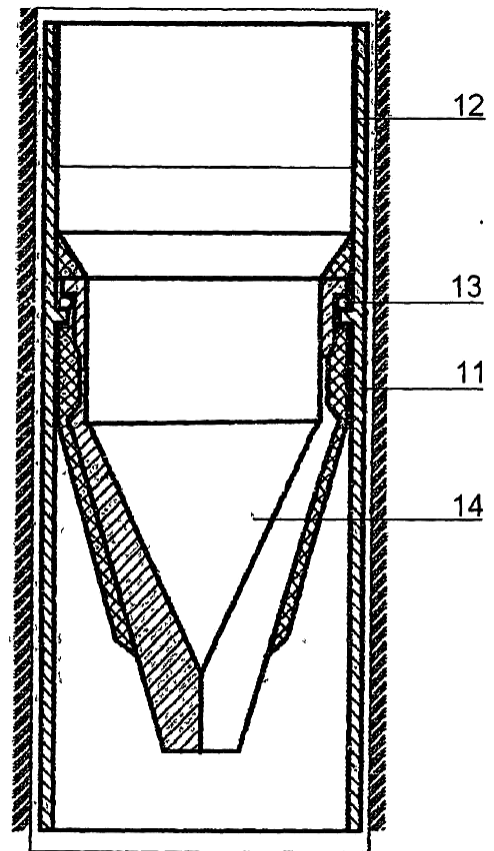


Fig 2





Фиг.3



Фиг 4

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