



УКРАЇНА

(19) UA (11) 55656 (13) A

(51) 7 E21B7/00, E21B23/00

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА ВИНАХІДвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) СПОСІБ ТА ПРИСТРІЙ ДЛЯ РОЗКРИТТЯ НАФТОГАЗОВОГО ПЛАСТА БЕЗ КОНТАКТУ ЙОГО З БУРОВИМ РОЗЧИНОМ

1

2

(21) 2002032512

(22) 29 03 2002

(24) 15 04 2003

(46) 15 04 2003, Бюл. № 4, 2003 р.

(72) Губеев Едуард Хабібович, Парахін Богдан Григорович

(73) Губеев Едуард Хабібович, Парахін Богдан Григорович

(57) 1 Спосіб розкриття нафтогазового пласта без контакту його з буровим розчином, що підтримує прямолінійність стовбура свердловини, який відрізняється тим, що буровий розчин подається вище продуктивного пласта через суміщені отвори і не попадає в пласт, а вибурена порода виноситься з вибою свердловини висхідним потоком нафти і газу, підхоплюється буровим потоком і виноситься на поверхню

2 Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що після закінчення буріння в бурильні труби подається цементний розчин, який через отвори в долоті попадає в затрубний простір, цементуючи кожух, який залишається у свердловині

3 Спосіб за п. 1, який відрізняється тим, що спрацьоване долото (1), відрізок (2) обваженої бурильної труби (ОБТ), стабілізатор (3), кулачкова півмуфта (7), втулка (5), залишаються на вибої у свердловині разом із зацементованим кожухом

4 Пристрій для розкриття нафтогазового пласта без контакту його з буровим розчином, що містить ОБТ та кожух, який відрізняється тим, що має отвори (14) у верхній частині пристрою для виходу бурового розчину вище продуктивного пласта

5 Пристрій за п. 4, який відрізняється тим, що має кулачкову півмуфту (4) і кулачкову півмуфту (9) з лівую різь, призначену для вивільнення інструменту

6 Пристрій за п. 4, який відрізняється тим, що має накладки (13), які передають обертання від ОБТ до кожуха

7 Пристрій за п. 4, який відрізняється тим, що має пакер (8), який не пропускає цементний розчин у середину кожуха

Запропонований спосіб і пристрій призначені для буріння свердловин на нафту і газ при розкритті продуктивного пласта без контакту нафто-вміщуючих порід з буровим розчином

На теперішній час продуктивний пласт розкривається обваженим буровим розчином, який запобігає викиду нафти і газу на поверхню при його розкритті. За технічними вимогами тиск такого розчину повинен перевищувати пластовий тиск продуктивного пласта на 4 - 5% для глибоких свердловин, а для неглибоких - на 10%. Такий спосіб розкриття пласта приводить до того, що в привибійній зоні свердловини забруднюється пласт колектора, пластова нафта не попадає у свердловину

Уникнути контакту бурового розчину з нафтогазонасиченим пластом намагалися давно. При цьому застосування різних запропонованих методів наражалося на низку труднощів. Так розкриття продуктивного пласта з продуванням повітрям

приводило до вибухів газоповтряної суміші. Розкриття його на природному та інертному газі (азоті) потребує будівництва потужних компресорів. Наявність пластових вод також ускладнює проблему розкриття продуктивного пласта газоподібними агентами. Розчини на нафтовій основі та інвертні емульсії руйнуються на вибої свердловини від температури і потребують великого об'єму приготування, це також пожежонебезпечно.

Практичне застосування отримала лише обробка бурового розчину хімічними реагентами. В кращому варіанті це сприяє утворенню непронижного (кольматційного) шару в привибійній зоні свердловини для попередження надходження бурового розчину в пласт. Після закінчення буріння свердловини з метою припливу нафти з пласта цей шар потрібно зруйнувати, що майже неможливо.

У першому випадку, в результаті температури на вибої та інших причин, структура розчину руй-

(13) A

(11) 55656

(19) UA

нується, прісний фільтрат веде до розбухання монтморилонітових і меншою мірою каолінових глин та повного закриття каналів надходження нафти і газу у свердловину. В дійсності причин зменшення нафтовилучення багато і вони різні в комбінаціях. Час контакту розчину з пластом є головним фактором його зниження.

Близькими до запропонованого пристрою та способу є винахід а с СССР №250790 - прототип), який являє собою обважені бурильні труби (ОБТ) телескопічно вставлені в кожух з обсадних труб експлуатаційної колонії. Проте прототип немає отворів у верхній частині, що не дає можливості буровому розчину вийти вище продуктивного пласта.

Прототип підтримує прямолінійність стовбура свердловини, а цього недостатньо для досягнення очікуваного результату - ліквідувати забрудненість продуктивного пласта фільтратом прісної води, частинками обважнювача тощо.

Суть способу полягає в тому, що буровий розчин через отвори у верхній частині запропонованої конструкції виходить вище продуктивного пласта, а вибурена порода виноситься з вибою свердловини висхідним потоком нафти і газу, підхоплюється буровим розчином і виноситься на поверхню. На гирлі свердловини встановлено заперну арматуру, яка запобігає відкритому викиду, тобто буріння ведеться в режимі регульованого фонтанування.

Технічне завдання, поставлене перед запропонованим способом і пристроєм полягає в тому, щоб при розкритті нафтогазоносного пласта не допустити контакту бурового розчину (робочого органу) з пластом (середовищем). Це необхідно тому, що в протилежному випадку, тобто при контакті, зменшується проникність нафтогазоносного пласта, а як наслідок і продуктивність свердловини.

Пристрій призначений для етапу буріння розвідувальних свердловин на нафту і газ під час розкриття продуктивного пласта. В його конструкції час застосовані обважені бурильні труби (ОБТ), вставлені усередину кожуха з обсадних труб нижньої частини експлуатаційної колонії. При перших ознаках нафтогазопрояву вказана конструкція низу бурильної колонії (НБК) опускається на бурильних трубах 12 у свердловину разом з долотом, яке потім залишається на вибої свердловини.

На фіг. приведено креслення, на якому зображено конструкцію цього пристрою. Обважені бурильні труби 10 вставлені всередину кожуха 11, нижня частина якого наглухо з'єднана з долотом ОБТ в нижній частині з'єднані з долотом кулачковою муфтою 7, яка здійснює передачу обертання долоту і кожуху. Кутлова швидкість ОБТ і кожуха однакова за рахунок глухого з'єднання і накладок 13. У верхній частині НБК зроблені отвори для виходу розчину вище продуктивного пласта. Для ежекційного ефекту струменя отвори можуть бути зігнуті. Довжина НБК не менше 100м і більше товщини продуктивної товщі порід.

На початку розкриття продуктивного пласта буровий розчин через отвори 14 виходить вище його залягання. Це відбувається тому, що навантаження на долото дорівнює вазі ОБТ до отворів

14, тому останні збігаються. Момент збігу отворів 14 визначається також за різким падінням тиску на насосах порівняно з тиском при звичайному бурінні з промивкою через долото.

Вибурена порода під дією висхідного струменя нафтогазової суміші виноситься до отворів 14, підхоплюється буровим розчином і виноситься на поверхню. Таким чином розбурюється продуктивний пласт, товщина якого не повинна перевищувати довжину ОБТ.

Після розкриття свердловиною продуктивного пласта приступають до цементування обсадних труб нижньої частини експлуатаційної колонії (кожуха). Для цього підіймають інструмент на декілька метрів. Отвори 14 перебиваються, цементний розчин поступає на вибір свердловини. Продавочна пробка сідає в типі долота, визначаючи момент «стоп». Знаючи вагу на гаку ари суміщених отворах 14, промивають свердловину, при цьому зрізається верхня частина ("голова") цементу. Потім дають велике розвантаження інструменту на долото. Отвори 14 перекриваються за рахунок вигину ОБТ, пакер 8 не допускає попадання цементу всередину НБК, пробка перекрила давали в долоті і цементування закінчено.

Якщо свердловина "проявляє" (що в розвідувальних свердловинах трапляється часто), знову суміщаються отвори 14, орієнтуючись за індикатором ваги і тиском на насосі і обважненим буровим розчином "задавляють" свердловину.

Позначення до фіг. Пристрій для розкриття нафтогазового пласта без контакту його з буровим розчином:

- 1 - долото,
- 2 - відрізок обважнених бурильних труб (ОБТ),
- 3 - стабілізатор,
- 4 - кулачкова напівмуфта,
- 5 - втулка,
- 6 - муфта обсадної колонії з лівою різьбою,
- 7 - кулачкова муфта для передачі обертання від ОБТ до долота,
- 8 - пакер,
- 9 - кулачкова напівмуфта з лівою різьбою,
- 10 - ОБТ,
- 11 - кожух з обсадних труб нижньої частини експлуатаційної колонії,
- 12 - бурильні труби,
- 13 - накладки, які передають обертання від ОБТ до кожуха,
- 14 - отвори в ОБТ і обсадній колонії для виходу розчину вище продуктивного горизонту.

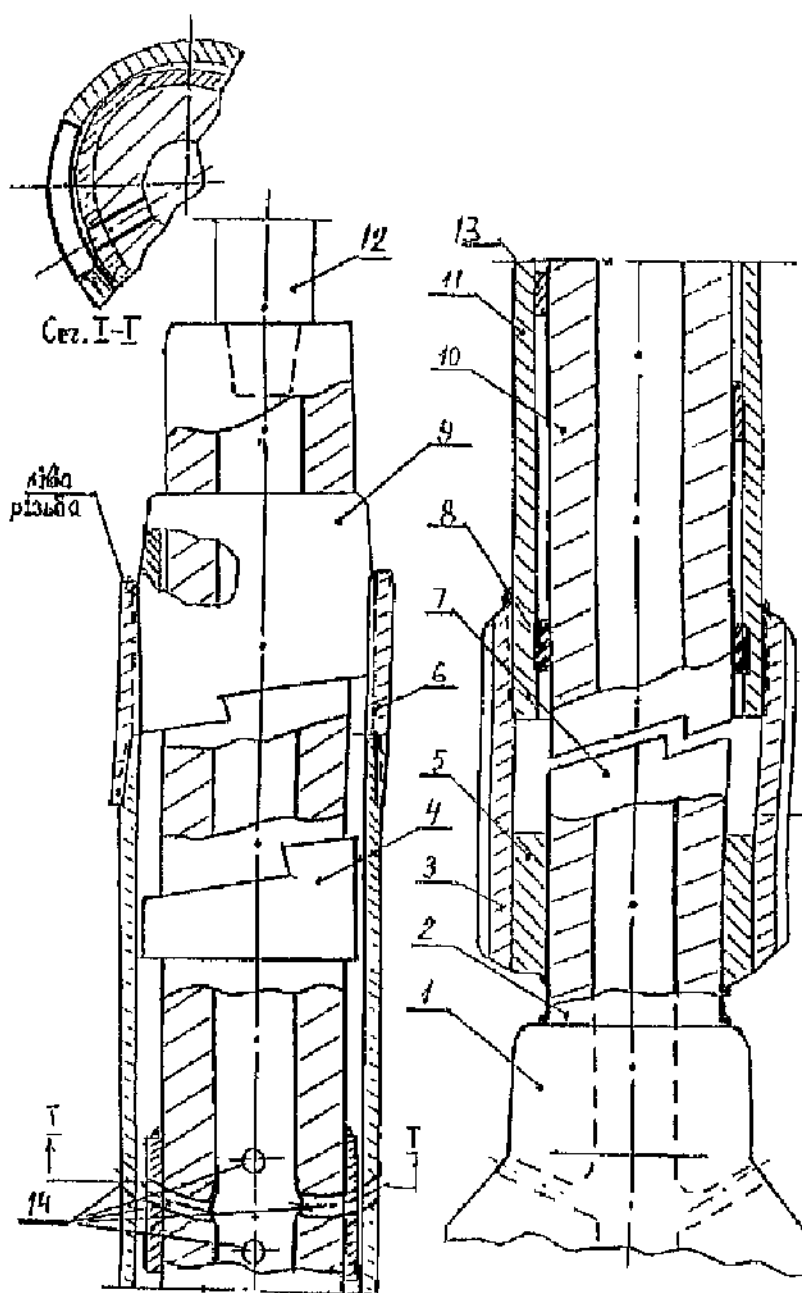
Після чекання затвердіння цементу підіймають інструмент на 6м (довжина однострубки) і обертують за годинниковою стрілкою як звичайно. Кулачкова напівмуфта 4 з'єднується з напівмуфтою 9, ліва різьба на муфті обсадної труби 6 відвертається, інструмент звільнюється і піднімається на поверхню. Долото - 1, відрізок ОБТ - 2, стабілізатор - 3, кулачок напівмуфта - 7, втулка - 5 залишаються на вибої свердловини. Потім опускається верхня секція. Спуск обсадних колон секціями постійно застосовується на практиці.

Технологічним результатом є відсутність контакту бурового розчину (робочого органу) з нафтовміщачими породами (середовищем).

Технічне завдання вирішується за допомогою

пристрою для розкриття нафтогазового пласта без контакту з буровим розчином. Всі деталі його виготовляються зі звичайних сортів сталі, які застосовуються в бурінні

інші способи і пристрої, які запобігають контакту бурового розчину з продуктивним пластом, запропоновані в патентах, авторських свідоцтвах і науковій літературі, нам не зустрічались



Фіг.