



УКРАЇНА

(19) UA (11) 2085 (13) U
(51) 7 E21B33/00МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ДЕКЛАРАЦІЙНОГО ПАТЕНТУ
НА КОРИСНУ МОДЕЛЬвидається під
відповідальність
власника
патенту

(54) ПАКЕР МЕХАНІЧНИЙ

1

(21) 2003010710

(22) 27 01 2003

(24) 15.10 2003

(46) 15 10 2003, Бюл. № 10, 2003 р

(72) Бондарев Віктор Артемович, Вайсберг Григорій Львович, Дітковський Анатолій Вікторович, Ленкевич Юрій Євгенович, Римчук Данило Васильович

(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРГАЗВИДОБУВАННЯ" ВОСНІЗОВАНА ГАЗОРЯТУВАЛЬНА ПРОТИФОНТАННА ЧАСТИНА "ЛІКВО"

(57) Пакер механічний, що містить складений корпус з центральним осьовим каналом і розтискні герметизуючі елементи з механічним приводом,

2

який відрізняється тим, що складові частини корпусу розміщені з можливістю взаємного осьового переміщення, закріплені між собою зрізними штифтами і виконані у вигляді стовбурної і муфтової частин, пакер оснащений додатковим герметизуючим елементом, що самоушільнюється, розміщеним на корпусі пакера під розтискними герметизуючими елементами з механічним приводом, пакер оснащений опорною шайбою, яка жорстко закріплена на стовбурній частині корпусу, механічний привід розтискних герметизуючих елементів містить натискну шайбу і жорстко зв'язані з нею штовхачі, які розміщені рівномірно по колу і жорстко зв'язані з муфтовою частиною корпусу

Корисна модель відноситься до нафтогазовидобувної промисловості і призначена для роз'єднання стовбура свердловини від потайної колоні (хвостовика) малого діаметра при наприклад, підравлінному розриві пласта, котрий здійснюється шляхом створення високого надлишкового тиску у трубному просторі хвостовика і розкритому продуктивному горизонті

Найбільш близьким до запропонованого є пакер ПНМШ, (см. Мурах В.М. Експлуатація нефтяних і газових скважин. М., «Недра», 1978, с.392) - прототип

Цей пакер не може бути установлений у колонах малого діаметра (хвостовиках) через конструктивні обмеження самого пакера при малих діаметрах. Якщо ж пакер буде установлений в експлуатаційній колоні над хвостовиком, то високий тиск для підорозриву не завжди можливо створити через обмеження величини тиску допустимого для самої експлуатаційної колоні, що обмежує можливість застосування пакера ПНМШ.

В основу корисної моделі поставлена задача удосконалення пакера механічного, у якому за рахунок додаткового герметизуючого елемента, що самоушільнюється, забезпечується можливість використання пакера для відокання високих тисків при, наприклад, підравлінному розриві пласта у свердловинах із хвостовиком малого діаметра.

Поставлена задача вирішується за рахунок того, що у пакері механічному, котрий містить складений корпус з центральним осьовим каналом і

розтискні герметизуючі елементи з механічним приводом, новим є те, що складові частини корпусу розміщені з можливістю взаємного осьового переміщення, закріплені між собою зрізними штифтами і виконані у вигляді стовбурної і муфтової частин, пакер оснащений додатковим герметизуючим елементом, що самоушільнюється, розміщеним на корпусі пакера під розтискними герметизуючими елементами з механічним приводом, пакер оснащений опорною шайбою, яка жорстко закріплена на стовбурній частині корпусу, механічний привід розтискних герметизуючих елементів містить натискну шайбу і жорстко зв'язані з нею штовхальники, котрі розміщені рівномірно по колу і жорстко зв'язані з муфтовою частиною корпусу.

Введення в конструкцію пропонованого пакера додаткового герметизуючого елемента, що самоушільнюється, дозволяє підвищити робочий тиск, що відтинається пакером, і котрий необхідно створити в трубному просторі хвостовика газонафтової свердловини для гідравлічного розриву пласта.

На кресленні фіг. зображений пакер механічний, поздовжній переріз, ліва половина - у вихідному положенні, права - у робочому.

Пакер механічний містить складений корпус, що складається із стовбурної 1 і муфтової 2 частин, установлених з можливістю взаємного осьового переміщення і скріплених зрізними штифтами 3. У нижній частині стовбурної частини 1 корпусу закріплений герметизуючий елемент 4, що самоушільнюється і герметизує простір між стовбурною

(19) UA (11) 2085 (13) U

частиною 1 корпусу пакера і хвостовиком 5. У верхній частині стовбурної частини 1 корпусу жорстко закріплена опорна шайба 6, що опирається на торець хвостовика 5. Вище герметизуючого елемента 4, що самоущільнюється, на стовбурній частині 1 корпусу розміщені розтискні герметизуючі елементи 7. Над герметизуючими елементами 7 установлена натискна шайба 8, жорстко зв'язана за допомогою штовхальників 9 з муфтовою частиною 2 корпусу. Штовхальники 9 розміщені рівномірно по колу і пропущені крізь осьові отвори, виконані в опорній шайбі 6. Знизу на стовбурній частині 1 корпусу пакера закріплений направляючий конус 10. У верхній частині муфтової частини 2 корпусу виконане приєднувальне різьблення.

Пакер механічний працює наступним чином.

Пакер з'єднують різьбленням з колоною бурильних труб і опускають у свердловину. За допомогою направляючого конуса 10 пакер потрапляє у хвостовик 5 свердловини і його опускають до посадки опорної шайби 6 на торець хвостовика 5. При цьому стовбурна частина 1 корпусу пакера фіксується від переміщення вниз. Герметизуючий елемент 4, що самоущільнюється, герметизує зазор між корпусом пакера і хвостовиком 5 свердловини. При подальшому переміщенні бурильних

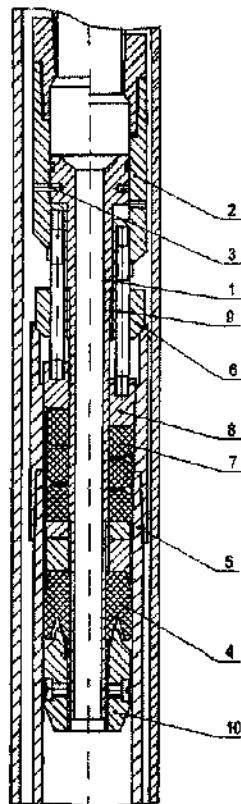
труб і жорстко зв'язаної з ними муфтової частини 2 корпусу пакера униз відбувається зрізання штифтів 3. Штовхальники 9, жорстко зв'язані з муфтовою частиною 2 корпусу, переміщуються униз і переміщують униз натискну шайбу 8. Остання стискає розтискні герметизуючі елементи 7, установлені на стовбурній частині 1 корпусу пакера.

Стиснуті герметизуючі елементи 7 перекривають зазор між корпусом пакера і хвостовиком 5, забезпечуючи додаткову герметичність до герметичності, що створюється герметизуючим елементом 4, що самоущільнюється.

Після того, як хвостовик 5 свердловини надійно загерметизований герметизуючим елементом 4, що самоущільнюється, і розтискними герметизуючими елементами 7, у трубному просторі колоны бурильних труб створюють високий тиск, необхідний для гідророзриву пласта.

Для більш надійної фіксації пакера у хвостовику 5 від переміщення вгору при дії високого тиску гідророзриву, у затрубному просторі створюють тиск, припустимий для експлуатаційної колоны свердловини.

Після закінчення робіт пакер вилучають, піднімаючи колону бурильних труб із свердловини.



Фиг.