



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 49907

(13) C2

(51) 6 E21B33/14

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ
І НАУКИ УКРАЇНИДЕРЖАВНИЙ ДЕПАРТАМЕНТ
ІНТЕЛЕКТУАЛЬНОЇ
ВЛАСНОСТІОПИС
ДО ПАТЕНТУ НА ВИНАХІД

(54) СПОСІБ ЗВОРОТНОГО ЦЕМЕНТУВАННЯ СВЕРДЛОВИН

1

2

(21) 99021090

(22) 25 02 1999

(24) 15 10 2002

(46) 15 10 2002, Бюл. № 10, 2002 р.

(72) Локтєв Сергій Валентинович, Филь Володимир Григорович, Фільов Віктор Миколайович, Матушек Ростислав Романович, Єзлова Лариса Олександрівна, Напєв Алє Гєсович, Розновець Володимир Степанович

(73) Дочєрня компанєя "Укргазвидобування" Український науково-дослідний інститут природних газів "УКРНДІГАЗ"

(56) UA 14199, A, 25 04 1997

SU 571584, 05 09 1977

SU 717283, 25 02 1980

(57) Спосіб зворотного цементування свердловин, що передбачає спуск додаткової колони в колону, закачування цементного розчину в затрубний простір, який відрізняється тим, що додаткову колону опускають вище башмака встановленої колони і цементують при розкритому продуктивному пласті аномально високого тиску вище башмака додаткової колони з наступною промивкою під час очікування тужавлення цементу через насосно-компресорні труби, при цьому густина тампонажного розчину нижча за густину бурового розчину, а обважнений буровий розчин створює протитиск на розкритий газовий горизонт

Винахід відноситься до роздіду буріння свердловин, точніше до способу кріплення експлуатаційних і розвідувальних свердловин, що характеризуються пластивим тиском і температурою

Відомий спосіб цементування свердловин з аномально високим пластивим тиском шляхом закачки цементного розчину в обсадну колону і створення протитиску на пласт через внутрішньотрубний простір свердловини, що з'єднується з затрубним простором (див а с №717283, СССР М, кл 2 E21 B 33/13)

Недоліком відомого способу є складність створення оптимального протитиску на пласт, що створює рівновагу в системі свердловина - пласт, так як закон зменшення гідростатичного тиску цементного розчину в умовах свердловини наперед невідомий

Найбільш близьким до пропонованого винаходу за технічною сутністю є спосіб зворотного цементування обсадних колон, що передбачає спуск додаткової колони в колону, закачку тампонажного розчину в затрубний простір (див а с №571584, СССР кл E21 B33/14)

Недоліками відомого способу є те, що після початку тужавлення цементу з утворенням його структури гідростатичний тиск в затрубному просторі починає зменшуватися. При зменшенні тиску нижче пластивого створюються сприятливі

умови для притоку флюїда з пласта в заколонний простір свердловини. При цьому під дією перепаду тиску флюїд переміщується по заколонному простору по каналах, а там де їх немає під дією того ж перепаду тиску він створює канали в цементному розчині або камені, що знаходиться на початковій стадії гідратації і тому не має достатньої міцності. Таким чином виникають міжколонні водогазопроявлення в більшості випадків уже на ранній стадії формування цементного каменю в заколонному просторі, що особливо характерно при аномально високих пластивих тисках в продуктивному горизонті

Завданням данного винаходу є підвищення якості цементування при розкритому продуктивному горизонті аномально високого тиску за рахунок можливості створення оптимального протитиску на пласт

Це досягається тим, що у відомому способі, що передбачає спуск додаткової колони в колону при закачці цементного розчину в затрубний простір, колону, що опускається, не доходить до башмака встановленої колони, а цементний розчин не доходить до башмака додаткової колони на 200 - 300 м. Після закінчення цементування здійснюється промивка під час очікування тужавлення цементу через насосно-компресорні труби в середині додаткової колони. Густина цементного розчину нижча від густини

(13) C2

(11) 49907

(19) UA

бурового розчину на $0,1 - 0,15 \text{ г/см}^3$, а обважений буровий розчин, що знаходиться в середині трубного простору створює протитиск на розкритий газовий горизонт

Основні відмінності

- закачка цементного розчину в затрубний простір здійснюється при розкритому продуктивному горизонті аномально високого тиску,

- додаткова експлуатаційна колона, спущена вище башмака встановленої колони, цементується вище башмака додаткової колони на $200 - 300 \text{ м}$ з наступною промивкою під час очікування тужавлення цементу через насосно-компресорні труби,

- цементний розчин має густину нижчу від густини бурового розчину на $0,1 - 0,15 \text{ г/см}^3$, а обважений буровий розчин створює протитиск на пласт за рахунок закритого на усті затрубного простору

Спосіб, схема реалізації якого зображена на фіг здійснюється таким чином

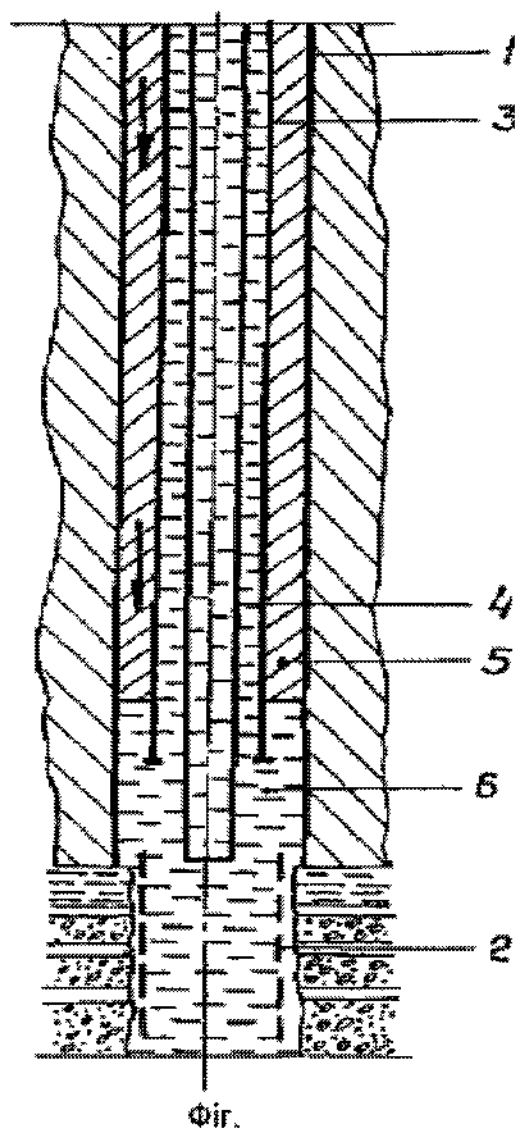
В зацементовану експлуатаційну колону 1, що встановлена над розкритим продуктивним газовим горизонтом аномально високого тиску, перекритим фільтром 2 спускають додаткову експлуатаційну колону 3 вище башмака встановленої колони. Після цього здійснюється промивка свердловини до повного вирівнювання густини бурового розчину. Спускаються насосно-компресорні труби 4 і здійснюється обв'язка устя. Після цього здійснюється цементування додатково спущеної колони через затрубний простір. Цементний розчин 5 не доходить до башмака додаткової колони на $200 - 300 \text{ м}$ і має густину нижчу від густини бурового розчину на $0,1 - 0,5 \text{ г/см}^3$. Про закінчення цементування свідчить закачка розрахованої кількості цементного розчину. Після чого крани нагнітальної лінії закривають. Свердловину залишають на очікування тужавлення цементу. Під час очікування тужавлення цементу здійснюється промивка свердловини через насосно-компресорні труби в середині додаткової експлуатаційної колони з

метою попередження попадання цементного розчину в башмак цієї колони і виключення розгазування бурового розчину. Обважений буровий розчин 6, яким заповнений внутрішній простір труб створює протитиск за рахунок закритого на усті затрубного простору.

Приклад реалізації. В свердловині глибиною 5435 м покривля продуктивного пласта залягає на глибині 5260 м . Пластовий тиск в продуктивному горизонті становить 900 кг/см^2 . В інтервалі $5158 - 5326 \text{ м}$ спущений перфорований фільтр. В інтервалі $5201 - 5201 \text{ м}$ спущена експлуатаційна колона $\varnothing 168 \text{ мм}$ і зацементована. Для попередження виникнення міжколонних перетоків і підвищення надійності кріплення при розкритому продуктивному горизонті високого пластового тиску додатково в експлуатаційну колону $\varnothing 168 \text{ мм}$ спущена експлуатаційна колона $\varnothing 114 \text{ мм}$ на глибину 5140 м . Проводиться обв'язка устя і здійснюється цементування експлуатаційної колони $\varnothing 114 \text{ мм}$ шляхом зворотної закачки в затрубний простір $\varnothing 114 \text{ мм} \times \varnothing 166 \text{ мм}$ до глибини 4850 м . Після закачки розрахованої кількості цементного розчину, густина якого складає $1,86 - 1,90 \text{ г/см}^3$, закриваються крани нагнітальної лінії. Залишається свердловина на очікування тужавлення цементу. Під час очікування тужавлення цементу здійснюють промивку свердловин через НКТ в середині експлуатаційної колони $\varnothing 114 \text{ мм}$ з поступовим допуском НКТ до 5320 м і наступним підняттям НКТ до 5130 м .

Буровий розчин густиною $2,0 \text{ г/см}^3$, що заповнює внутрішній простір труб створює протитиск на розкритий газовий горизонт за рахунок закритого на усті затрубного простору.

Запропонований спосіб зворотного цементування експлуатаційних колон забезпечує гарантовану високу якість цементування в складних гірничо-геологічних умовах при розкритому продуктивному аномально високого тиску, при цьому значно скорочуються витрати часу та засобів зв'язаних з розкурюванням цементних стаканів в обсадних колонах.



ДП «Український інститут промислової власності» (Укрпатент)
вул. Сим'ї Хохлових, 15, м. Київ, 04119, Україна
(044) 456 – 20 – 90

ТОВ «Міжнародний науковий комітет»
вул. Артема, 77, м. Київ, 04050, Україна
(044) 216 – 32 – 71