



УКРАЇНА

(19) UA

(11) 54582

(13) C2

(51) 7 E21B43/08

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

(54) СВЕРДЛОВИННИЙ ФІЛЬТР

1

2

(21) 2000095151

(22) 05 09 2000

(24) 17 03 2003

(46) 17 03 2003, Бюл. № 3, 2003 р.

(72) Гнтко Володимир Петрович, Строгий Анатолій
Якович, Хаєцький Юрій Броніславович, Гнтко
Андрій Володимирович(73) ДОЧІРНЯ КОМПАНІЯ "УКРГАЗВИДОБУВАН-
НЯ" УКРАЇНСЬКИЙ НАУКОВО-ДОСЛІДНИЙ
ІНСТИТУТ ПРИРОДНИХ ГАЗІВ /ФІЛІЯ/(56) SU 1161692, А, 15 06 1985
Гаврилко В.М., Алексеев В.С. Фильтры буровых
скважин - М. "Недра", 1985

(57) Свердловинний фільтр, що складається з перфорованого трубчатого каркаса, отвори якого перекриті фільтруючим елементом, муфти перехідної і заглушки, який відрізняється тим, що він споряджений концентрично розташованою в перфорованому трубчатому каркасі центральною трубою, верхня частина якої герметично з'єднана з колоною насосно-компресорних труб, утворюючи при цьому кільцевий простір для формування напрямку потоку газу або нафти через низ фільтра, а нижній її кінець встановлений нижче нижніх перфораційних отворів каркаса

Винахід відноситься до гірничої промисловості, а точніше до підземного устаткування газових і нафтових свердловин, що експлуатують слабоцементовані пласти-колектори і може бути використаний на родовищах і підземних сховищах газу.

Відомий свердловинний фільтр, що складається із трубчатого каркаса з дірочкою або щільною перфорацією, перекритий фільтруючим елементом (Гаврилко В.М., Алексеев В.С. "Фильтры буровых скважин" М. Недра, 1985).

Найбільш близьким технічним рішенням до запропонованого є свердловинний фільтр, що включає перфорований трубчатий каркас і фільтруючий елемент, встановлений поперек зовнішньої поверхні перфорованого каркаса, з можливістю самоочищення його при штанговій експлуатації (А.с. № 1161692 Е21 В 43/08, 1985, Бюл. № 22).

Основним недоліком даної конструкції є те, що шар піску та мулу, що відфільтровуються на поверхні фільтроелемента, при зворотному ході поршня насоса відокремлюються від поверхні фільтроелемента і осідають на вибої. Через деякий період часу, у залежності від кількості механічних домішок, що надходять із продуктивного шару, відбувається перекриття зовнішньої поверхні фільтроелемента і накопичення їх в початковий період експлуатації у внутрішній порожнині фільтра, тому що розрахунок фільтроелементів виконується на середній діаметр зерен піску.

В міру засипання механічними домішками кі-

льцевого простору між фільтром і обсадною колоною, а також внутрішнього об'єму фільтра відбувається перерозподіл потоків газу. Засипані перфораційні отвори обсадної колони і каркаса фільтра створюють більший опір і основний потік газу із продуктивного шару спрямовується у верхні, не засипані отвори. Швидкість газу в них зростає в десятки разів, і механічні домішки викликають ерозію фільтра.

Продуктивність свердловинного фільтра значно обмежується, що викликає необхідність виконання підземного ремонту свердловини.

Задачею даного винаходу є підвищення ефективності роботи фільтра за рахунок очищення його внутрішньої порожнини від механічних домішок і рідини шляхом формування напрямку потоку газу через низ фільтра.

Для рішення поставленої задачі у відомому свердловинному фільтрі, що включає перфорований трубчатий каркас, фільтруючий елемент, муфту перехідну і заглушку, споряджений концентрично розташованою в перфорованому каркасі центральною трубою, верхній кінець якої герметично з'єднаний з колоною насосно-компресорних труб (НКТ), а нижній встановлений нижче нижніх перфораційних отворів каркаса утворюючи при цьому кільцевий простір для формування напрямку потоку газу через низ фільтра.

На фіг. схематично зображений свердловинний фільтр, що складається з перфорованого тру-

(13) C2

(11) 54582

(19) UA

бчатого каркаса 1, перфораційні отвори якого перекриті фільтруючим елементом 2, усередині трубчатого каркаса концентрично розташована центральна труба 3, муфти перехідної 4, кільцевого простору 5, утвореного внутрішньою поверхнею перфорованого каркаса 1 і зовнішньою поверхнею центральної труби 3, заглушки 6 і колони НКТ 7.

Перфораційні отвори трубчатого каркаса 1 перекриті фільтруючим елементом 2, що складається з декількох шарів фільтрувальної тканини ТСФ. Нижній кінець каркаса 1 закритий заглушкою 6, а верхній за допомогою муфти перехідної 4 з'єднаний з колоною НКТ 7. Центральна труба 3, концентрично розташована в трубчатому каркасі 1, верхній кінець якої за допомогою муфти перехідної 4 герметично з'єднана з колоною НКТ 7, а нижній установлений нижче нижніх перфораційних отворів каркаса 1, утворює кільцевий простір 5 по якому формується потік газу або нафти.

Свердловинний фільтр опускається на колону НКТ 7 у свердловину, що експлуатує нестійкий пласт-колектор із перемінним гранулометричним складом піску. Розрахунок фільтруючих елементів ведеться відносно середнього діаметра зерен піску, визначеному по його гранулометричному складу, отже в початковий період роботи фільтра частина піску проходить у внутрішню порожнину фільтра. При подальшій експлуатації фільтра, при визначеному співвідношенні між розмірами отворів і діаметром зерен піску, на зовнішній стороні фільтруючого елементу 2 формується прифільтрована зона із зерен піску більшого діаметру і подальший винос його припиняється.

Фільтр, як правило, повинний перекривати продуктивний пласт-колектор, що складає по потужності, наприклад на Червонопартизанському ПСГ, від 8 до 12 м. Тому що швидкість руху газу в нижній, внутрішній, порожнині фільтра значно менша ніж у верхній, відбувається осідання піщаних фракцій і рідини. У залежності від швидкості газового потоку накопичення механічних домішок і рідини складає від 30 до 50% внутрішнього об'єму фільтра. Це приводить до зменшення видобувних можливостей свердловини і передчасному виходу з ладу фільтроелементів (фільтра).

Завдяки тому, що нижній кінець центральної труби 3 установлений нижче нижніх перфораційних отворів корпусу 1, можна формувати потік газу, що пройшов через фільтрувальний елемент 2, перфораційні отвори трубчатого каркаса 1, по кільцевому просторі 5, у нижню частину фільтра і через внутрішню порожнину центральної труби 3 у колону НКТ 7.

Внутрішній діаметр центральної труби 3 значно менший внутрішнього діаметру трубчатого каркаса 1. Сформований у кільцевому просторі 5 потік

газу при вході в центральну трубу 3, збільшуючи швидкість, захоплює і виносить з порожнини фільтра частки піску і рідини, що пройшли в початковий період через фільтроелемент 2 на денну поверхню (у породовловлювач або сепараційну установку), запобігаючи їх накопичення в нижній внутрішній порожнині фільтра. Таким чином у фільтрувальному процесі буде використовуватися вся поверхня фільтруючого елементу 2.

Запропонована конструкція свердловинного фільтра підвищує ефективність його роботи і збільшує міжремонтний період свердловини.

Заглушити свердловину, демонтувати гірлове обладнання і підняти насосно-компресорні труби. В процесі підйому НКТ зробити промивання стовбура свердловини. Прошаблонувати стовбур свердловини. Змонтувати фільтр і на колону НКТ спустити його в інтервал перфорації експлуатаційної колони. Замінити розчин глушіння на воду, оброблену поверхнево-активною речовиною, понизити рівень рідини і освоїти свердловину.

Пустити свердловину в роботу з дебітом на 30 - 40% меншим від максимального. При відсутності центральної труби в перші дні роботи свердловини відбувається часткове накопичення піщаних фракцій, які пройшли через фільтруючий елемент. В залежності від фракційного складу пласта-колектора і продуктивності свердловини накопичення механічних домішок складає від 30 до 50% внутрішнього об'єму фільтра, тобто при загальній довжині фільтра в 10 м у фільтрувальному процесі буде брати лише 5 - 7 м фільтра. Наявність центральної труби цей недолік ліквідує.

Після 10 - 12 діб роботи свердловини збільшити її дебіт до максимального і дослідити на продуктивність і наявність механічних домішок (піску).

Найбільше складною проблемою експлуатації свердловин у слабозцементованих піщаних пластах-колекторах є руйнування привибійної зони, обвалення стінок і осідання порід, винос на денну поверхню піску і зв'язані з цим ускладнення в роботі свердловини і наземного устаткування. Факторами, що впливають на інтенсивність виносу піску, є дебіт свердловини, фракційний склад піску, міра зцементованості пласта-колектора, стан поверхні вибою та інші.

Зниження продуктивності свердловин підземних сховищ газу заперечує їх головному призначенню - забезпечувати подачу газу в необхідному об'ємі. Облаштування свердловин протипіщаними фільтрами є одним із засобів запобігання виносу піску на денну поверхню. Наявність центральної труби в протипіщаних фільтрах дає змогу підвищити ефективність їх роботи за рахунок очищення внутрішньої порожнини від механічних домішок і рідини.

