

Винахід стосується нафтогазовидобувної промисловості, а саме, способів відновлення герметичності свердловин.

Відомий спосіб відновлення герметичності свердловин шляхом спуску в неї колони меншого діаметром нижче місця порушення експлуатаційної колони і заповнення міжтрубного простору закачкою цементного розчину в нього зверху вниз. З метою зменшення забруднення продуктивних пластів цементний розчин закачують в об'ємі, який дозволяє залишити незаповненими 50 - 100м нижньої частини міжтрубного простору. Крім того, після припинення закачки міжтрубний простір герметизують на гирлі, а через трубний простір в пласт нагнітають воду з витратою, яка забезпечує створення тиску на вибої не менше, ніж різниця гідростатичних тисків стовпа цементного розчину а міжтрубному просторі та води в трубному. Нагнітання води в пласт з таким режимом здійснюють протягом часу до тужавіння цементного розчину (Авт. св. СРСР №1074988, кл. E21B33/14, 1984).

Недоліком способу є те, що існуюча негерметичність в експлуатаційній колоні приводить до поглинання цементного розчину при його закачці та витримці під тиском в період тужавіння. За рахунок цього, кількість цементного розчину в міжтрубному просторі зменшується і, як наслідок, погіршується якість його герметизації. Якість операції погіршується і за рахунок того, що цемент, яким заповнюють міжтрубний простір, попадає у водне середовище, де він розбавляється, втрачаючи свої властивості як тампонажного реагента.

Недоліком є і те, що при наявності негерметичності експлуатаційної колони біля інтервалу перфорації (в межах 50 - 100м) спосіб не дозволяє відновлювати герметичність свердловини, тому що цей інтервал залишається незаповненим цементним розчином. Встановлення ж надлишкового тиску на вибої може привести до гідравлічного розриву пласта і зниження ефективності процесу нагнітання води.

Відомий також спосіб ізоляції свердловини шляхом заповнення затрубного простору сумішшю водорозчинного полімеру і хромокарбоксильних комплексів у якості зшиваючого агента (Патент США №4730674, кл. E21B33/13, НКВ 166/296, 1986) - прототип.

Недоліком способу є те, що утворення гелю відбувається через деякий час після відтискання розчину у зону негерметичності, а це, в свою чергу, приводить до часткового або і повного розбавлення композиції в процесі її нагнітання. Крім того, сам склад композиції не дозволяє одержати міцну тампонує будову внаслідок активної адсорбції іонів хрому на метали і неглибокої зшивки молекул полімеру у його водному розчині.

Крім того, як перший, так і другий способи вимагають припинення процесу нагнітання води на період проведення робіт і тужавіння реагентів.

В процесі робіт по герметизації експлуатаційної колони такий фактор, як надійність утворення тампонує будови в зоні негерметичності впливає на якість відновлення герметичності свердловини. Розбавлення тампонує реагентів в стовбурі свердловини в процесі їх витримки на період тужавіння сприяє погіршенню як повноти заповнення зони негерметичності, так і міцності самої тампонує будови.

В основу винаходу покладене завдання створення такого способу відновлення герметичності свердловин, при якому новий технологічний зв'язок дозволив би запобігти можливості розбавлення тампонує реагенту і збільшити надійність повного заповнення їм зони негерметичності.

Задача вирішується слідуючим чином. В затрубний простір закачують композицію на основі поліакриламід, рідкого скла та кислоти з групи карбонових кислот, а процес тужавіння композиції починається в процесі заповнення нею зони негерметичності.

Кількість композиції, що дорівнює об'єму затрубного простору, заводять у затрубний простір і протискають у зону негерметичності шляхом одночасно-паралельної закачки рідини у трубний і затрубний простори при тисках, не вище за тиск опресовки колони. Залишки композиції вимивають на поверхню і свердловину вводять в експлуатацію.

Приклад. Нагнітальна свердловина, глибиною 2800м, діаметром 168мм, продуктивний інтервал якої 2550 - 2703м, має негерметичність обсадної колони на глибині 2270м. Колона опресована тиском 15МПа. У свердловину спущені НКТ, діаметром 73мм на глибину 2500м. По НКТ, при відкритому затрубному просторі, закачується тампонує композиція об'ємом 4,5м (об'єм затрубного простора від кінця НКТ до відмітки, яка на 100м вище місця негерметичності), яка тужавіє підчас продавки її по НКТ. Перед і після тампонує композиції закачують по 0,5м<sup>3</sup> нафти, після цього в свердловину одночасно по трубному і затрубному просторах закачують протискуючу рідину (пластову воду), доводячи тиск нагнітання до тиску опресовки колони (15МПа). Після півгодинної витримки свердловину промивають і переводять на встановлений режим роботи.