

Ткаченко Є.Я. студент гр. 185м-20-1

(Національний технічний університет "Дніпровська політехніка", м. Дніпро, Україна)

ОСНОВНІ НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ ТУРБУЛІЗУЮЧИХ ПРИСТРОЇВ ПРИ ЦЕМЕНТУВАННІ СВЕРДЛОВИН НА НАФТУ І ГАЗ

Висока якість цементування нафтових і газових свердловин відбувається тільки у разі повного заміщення бурового розчину тампонажним. Досягнення турбулізації за рахунок збільшення швидкості потоку дуже складне завдання. Альтернативою цьому може бути використання турбулізаторів для механічного впливу на потік. В роботі проаналізовані результати попередніх теоретичних і експериментальних досліджень, а також визначені основні напрямки удосконалення турбулізаторів.

Для досягнення високої якості кріплення свердловин потрібно найбільш повне витіснення бурового розчину тампонажним. При ексцентричному розташуванні обсадної колони в свердловині заміщення розчинів істотно утруднюється через виникнення зон зі зниженою швидкістю перебігу рідини. Внаслідок утворення нерівномірного фронту витіснення за обсадною колоною можуть залишатися місця без тампонажного розчину, відбувається його забруднення через збільшення зони змішування.

Для центрації обсадної колони у свердловині використовуються спеціальні опорно-центрувальні пристрої – центратори.

Для забезпечення турбулентного потоку при ступені центрації обсадної колони 80 % необхідно збільшити швидкість закачування більш ніж у 1,5 рази, проте слід враховувати, що такий ступінь центрування досягається тільки в зоні установки центратора, а в міру віддалення від нього центрація ще більше зменшується. На ступінь центрування обсадної колони впливає наявність перегинів стовбура свердловини.

Дослідниками виконано великий обсяг теоретичних, експериментальних та промислових досліджень процесів змішування та витіснення бурових та тампонажних розчинів, буферної рідини у свердловині.

Основні результати теоретичних робіт, лабораторних та промислових експериментів полягають у наступному.

Чим вище в'язкість витісняючої рідини, в порівнянні з рідиною, що витісняється, а отже, чим більша динамічна напруга зсуву і ламінарна в'язкість першої рідини, тим більше коефіцієнт витіснення за умови, що обидві рідини рухаються в ламінарному режимі течії. Співвідношення густин рідин за зазначених умов перебігу на коефіцієнт витіснення не впливає.

Якщо витісняюча рідина тече в ламінарному режимі, а рідина, що витісняється - в турбулентному, то ступінь витіснення можна підвищити, збільшивши в'язкість рідини, що витісняє, знизивши щільність витісняється, а також зменшивши швидкість течії. Зміна в'язкості рідини, що витісняється, не надає істотного впливу на процес витіснення.

Якщо режим течії рідини, що витісняє, турбулентний, а рідини, що витісняється - ламінарний, то ступінь витіснення можна підвищити в основному за рахунок збільшення щільності рідини, що витісняє, і зменшення в'язкості витісняється. Підвищення швидкості течії також сприяє покращенню витіснення.

Різниця густин рідин не є визначальним фактором при цементуванні свердловин, так як не надає помітного впливу на зміну повноти витіснення з кільцевого простору.

Турбулентний режим течії рідин, що витісняють, - один з головних факторів, що визначають найбільш повне витіснення бурового розчину цементним.

Якщо режим перебігу обох рідин турбулентний, то основна дія на зростання коефіцієнта витіснення надає збільшення співвідношення густин рідини, що витісняє і витісняється.

Для забезпечення турбулізації рекомендується розчин вводити пластифікатори.

Досягнення турбулізації за рахунок збільшення швидкості потоку в умовах малих кільцевих зазорів та високих реологічних показників цементних розчинів – завдання дуже складне і часто нерозв'язне. У подібній ситуації турбулізації потоку може бути забезпечена шляхом механічного впливу на потік елементами, що турбулізують - турбулізаторами.

Турбулізатори застосовуються для завихрення висхідного потоку тампонажного розчину в затрубному просторі при цементуванні свердловини, що встановлюються на обсадній колоні. Турбулізатори рекомендується розміщувати проти меж зон розширення стовбура свердловини на відстані не більше 3 м один від одного. Лопаті турбулізатора можуть бути виконані як з гуми, так і з металу. На обсадній колоні турбулізатори закріплюються за допомогою спеціальних гвинтів або стопорних кілець.

При промиванні та цементуванні обсадної колони лопаті турбулізатора змінюють напрямок руху висхідного потоку бурового та тампонажного розчинів та сприяють створенню турбулентного режиму течії. Завдяки цьому підвищується здатність тампонажного розчину, що витісняє, і забезпечується більш повне заповнення ним затрубного простору. На ефективність роботи турбулізатора впливають ексцентриситет обсадної колони, кавернозність та розширення стовбура свердловини.

Можна виділити такі практичні рекомендації щодо розробки та розміщення турбулізаторів.

Кут нахилу лопатей турбулізатора до осі слід приймати рівним 35–40°. Турбулізатори з невеликими кутами нахилу лопатей більш технологічні у виготовленні та значно меншою мірою сприяє сальнікоутворенню, обвалам і осипам при спуску колони.

Число лопатей треба приймати рівним 0-8, при цьому довжина вибирається таким чином, щоб забезпечувалося повне перекриття кільцевого каналу лопатями турбулізатора.

Розстановлювати турбулізатори доцільно на відповідальних ділянках стовбура з урахуванням зони їхньої дії у кільцевому просторі свердловини. Довжина зони турбулізації залежить від величини кільцевого зазору, режиму течії цементного розчину та кавернозності стовбура свердловини.

Для визначення режиму течії цементного розчину (узагальненого параметра Re^*) необхідно користуватися усередненими реологічними параметрами цементних розчинів, які застосовуються на конкретному родовищі, усередненими величинами швидкостей продавки цементного розчину.

Для роз'єднання сильнокавернозних ділянок і вимиву з каверн турбулізатори треба встановлювати можна ближче до нижнього краю каверн на стовбурі номінального діаметра. Максимальний ефект у цьому випадку досягається при розходженні колони.

При встановленні турбулізаторів необхідно центрувати колону труб, тому що тільки таким чином можна отримати максимальну довжину турбулізації.

При розміщенні турбулізаторів слід враховувати турбулізуючу здатність центратора та муфт.

При роз'єднанні пластів з низькими пластовими тисками треба враховувати гідравлічні опори, що додатково створюються турбулізаторами і центраторами.

Не рекомендується встановлювати турбулізатори на проникних пластах із низьким пластовим тиском через небезпеку розмиву кірок та зневоднення цементного розчину при зіткненні з проникними породами.

У разі безперервного ходіння обсадної колони довжину зони турбулізації рекомендується збільшити на висоту ходіння.