

## **СУЧАСНІ НАПРЯМИ УДОСКОНАЛЕННЯ ТЕХНОЛОГІЧНИХ РІШЕНЬ КРІПЛЕННЯ ПОХИЛИХ І ГОРИЗОНТАЛЬНИХ ДІЛЯНОК СВЕРДЛОВИН**

Практика спорудження похило-скерованих свердловин (ПСС) поставила низку проблем, найважливіша серед яких - забезпечення необхідного рівня надійності їх кріплення. Кріплення нафтогазових свердловин є одним з найвідповідальніших етапів у циклі їх спорудження, від надійності якого залежить довговічність її експлуатації, кількість і тривалість міжремонтних періодів, забезпечення дотримання вимог охорони надр і довкілля. У зв'язку зі зростанням обсягів спорудження похилих та горизонтальних стовбурів свердловин збільшується кількість проблем, пов'язаних з їх кріпленням. Аналіз промислових даних підтверджує, що у ПСС втрата цілісності кріплення трапляється у 1,5-2 рази частіше, ніж у вертикальних. Незважаючи на широкий спектр інженерних рішень щодо підвищення надійності кріплення свердловин, розв'язок задачі ефективного центрування обсадної колони (ОК) за складної конфігурації осі свердловини (траєкторії) на сьогодні залишається актуальною та потребує подальшого дослідження.

Центрування ОК – найважливіший технологічний прийом, відсутність якого не може бути виконана жодним з відомих заходів, спрямованих на підвищення якості кріплення свердловин. Центрування сприяє рівномірному розподілу цементного розчину навколо ОК, підвищує якість відокремлення пластів, покращує прохідність ОК по стовбуру свердловини.

Відомі методики по центруванню ОК базуються на положенні, що виштовхувальна сила прикладена до її низу (за наявності зворотного клапану) або до її поперечного перерізу (при відсутності зворотного клапану). При вказаній схемі центрування ОК потрібне не лише для підвищення якості цементування, але і для попередження поздовжнього згину. Кріплення ПСС ускладнюється тим, що ОК, крім осьових і радіальних навантажень, піддаються дії згинальних моментів, що знижує характеристики міцності обсадних труб і довговічність роботи ОК та свердловин загалом. Найнебезпечнішою є сумісна дія декількох видів навантажень, основними з яких є осьова сила розтягу від ваги колони труб,

зовнішній надлишковий тиск і згинальний момент. Систематизовані дані про зношування ОК при спорудженні ПСС свідчать про те, що найбільша величина зношування припадає на ділянки інтенсивного викривлення, що є однією з головних причин ушкодження ОК і кріплення свердловини загалом.

Забезпечення концентричності ОК може бути вирішена шляхом обґрунтування величини мінімального зазору між ОК та гірською породою, при якому неможливе утворення зон «защемлення» і довжини інтервалу конкретної свердловини, у якому повинна бути відцентрована ОК. Урахування ступеню впливу комплексу чинників на довжину півхвилі згину та оцінка величини сили, що діє на центратор дозволить визначити кількість центруючих пристроїв та інтервали їх розташування на ОК у ПСС.

У загальному випадку ПСС може мати такі варіанти розташування осі у просторі: свердловина викривлена в одній площині (тип 1D), в двох площинах (тип 2D), просторово викривлена (тип 3D).

За результатами багатофакторного аналізу впливу різних чинників (товщина стінки обсадних труб, zenітний кут нахилу осі свердловини, густина рідини у середині колони та у кільцевому просторі на момент закінчення процесу цементування, відстань між центруючими пристроями, розтягуюча сила ваги труби нижче першого центратора) на величину кільцевого зазору (в т. ч. на величину прогину ОК) можна узагальнити:

1. Тип 1D: при зміні товщини стінки труби в 1,83 рази кільцевий зазор збільшується в 1,33 рази (лінійна залежність); при зміні zenітного кута в 14 разів, кільцевий зазор збільшується в 10 разів; при зміні густини тампонажного розчину в за колонному просторі в 1,27 разів, кільцевий зазор зменшується в 2,74 рази; при зміні густини буферної рідини в трубному просторі в 1,43 рази, кільцевий зазор збільшується в 1,53 рази; при зміні відстані між центраторами при збільшенні в 5 разів, кільцевий зазор зростає суттєво в 600 разів.

2. Тип 2D: при зміні товщини стінки труби в 1,83 рази кільцевий зазор збільшується в 1,29 рази (лінійна залежність); при зміні zenітного кута в 14 разів, кільцевий зазор збільшується в 1,1 разів; при зміні густини тампонажного розчину в за колонному просторі в 1,27 разів, кільцевий зазор зменшується в 2,3 рази; при зміні густини буферної рідини в трубному просторі в 1,43 рази, кільцевий зазор збільшується в 1,53 рази; при зміні відстані між центраторами при збільшенні в 5 разів, кільцевий зазор зростає в 597 разів.

3. Тип 3D: при зміні товщини стінки труби в 1,83 рази кільцевий зазор збільшується в 1,2 рази (лінійна залежність); при зміні густини тампонажного розчину в за колонному просторі в 1,27 разів, кільцевий зазор зменшується в 1,25 рази; при зміні густини буферної рідини в трубному просторі в 1,43 рази,

кільцевий зазор збільшується в 1,25 рази; при зміні відстані між центраторами при збільшенні в 5 разів, кільцевий зазор зростає в 825 разів.

При цьому найбільший вплив на зміну зазору кільцевого простору серед перерахованих чинників має зміна відстані між центраторами.

## **УДК 622.244.443**

*А.С. Приходько, технік-технолог, завідувач ВЛТМ ТОВ «Техкор», Полтава, Україна*  
*Є.Є. Довгополій, інженер-лаборант ТОВ «Техкор», Полтава, Україна*  
*О.Л. Зімін, аспірант, Національний університет «Полтавська політехніка імені Юрія Кондратюка», Полтава, Україна*

# **ВПЛИВ ФІЛЬТРАЦІЙНИХ ВЛАСТИВОСТЕЙ ЦЕМЕНТНОГО КАМЕНЮ НА ЯКІСТЬ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН**

Якість кріплення свердловин оцінюється герметичністю системи «обсадна колона-цементний камінь-стінка свердловини» в заданих умовах, з урахуванням дії механічних та гідравлічних навантажень, агресивного середовища та інших факторів, протягом всього терміну експлуатації.

Герметичність вищезазначеної системи в суттєвій мірі залежить від фільтраційних властивостей цементного каменю, зокрема, показників газо- та водопроникності, які визначають його здатність зберігати свою цілісність у часі під дією навантажень та агресивного середовища. Ці показники в свою чергу залежать від пористості та проникності матеріалу.

На проникність цементного каменю впливає багато факторів, серед яких найбільш важливими є природа цементу та наповнювачів, водоцементне відношення, умови тужавіння [1]. Крім того, посилення вимог щодо технологічності сучасних тампонажних матеріалів, зумовлене зростанням глибин буріння, вибійних температур, ускладненням гірничо-геологічних умов [2], супроводжується, в свою чергу, ускладненням рецептур тампонажних цементів. Застосування широкого спектру наповнювачів та хімічних домішок, одночасно з поліпшенням робочих характеристик матеріалу, гіпотетично може мати негативний вплив на процеси структуроутворення та, відповідно, властивості цементного каменю.

З метою порівняльної оцінки фільтраційних властивостей тампонажних матеріалів та визначення ступеню впливу на них модифікуючих добавок, були проведені випробування по визначенню пористості газоволюметричним методом та методом насичення зразків гасом, а також абсолютної газопроникності зразків різних типів сучасних матеріалів, у тому числі матеріалів на вуглеводневій основі.