

УДК 620.179

АНАЛІЗ МЕТОДІВ ТА ЗАСОБІВ КОНТРОЛЮ ТЕХНІЧНОГО СТАНУ ОБСАДНИХ КОЛОН В УМОВАХ ЕКСПЛУАТАЦІЇ

© Карнаш О. М., Векерик В. В., 2002

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу

© Криничний П. Я., 2002

НВФ "ЗОНД", м. Івано-Франківськ

Обґрунтовано актуальність проблеми контролю технічного стану обсадних колон. Проаналізовано існуючі методи і засоби, які використовуються для оцінки технічного стану обсадних колон в умовах експлуатації.

Стан обсадних труб впливає на продуктивність та безпеку будь-якої нафтової та газової свердловини. Аналіз промислових даних показує, що серед різних видів аварій в нафтогазовому комплексі відмови елементів обсадних колон є досить поширеними і складають біля 10 % [1]. Ці порушення проявляються як при спуску і кріпленні колони, так і в процесі освоєння та експлуатації свердловини.

Вивчення відмов обсадних колон дозволяє класифікувати їх на такі основні види порушень [2, 3, 4]: змін обсадної колони під дією зовнішніх тисків в процесі буріння та експлуатації свердловини, розрив обсадної колони внутрішнім тиском, обрив обсадних колон по різьбових з'єднаннях та по тілу під впливом розтягуючих сил ваги колони, негерметичність різьбових з'єднань або тіла труби внаслідок корозійного зношення або порушення правил згинчування. Найбільш часто зустрічаються в процесі експлуатації свердловин відмови останнього виду. В процесі довготривалої експлуатації свердловини обсадна колона піддається дії агресивних пластових вод і закачуваних рідин, що приводить до корозійного зношення колони та порушення герметичності. Найбільше піддається корозійному зношенню зовнішня поверхня труби, а вона найменш доступна для дослідження і аналізу при стандартному каротажі через відсутність апаратури для контролю цієї поверхні. Негерметичність обсадної колони є однією з основних причин простоїв свердловини, забруднення водойм, втрати продукту, що видобувається (нафти, газу, конденсату), передчасного обводнення добувних нафтових свердловин і втрати закачуваної води в нагнітальних свердловинах. В деяких випадках місця негерметичності стають шляхом прориву газу.

Зважаючи на значну вартість та досить тривалий термін експлуатації (20 і більше років), обсадні труби потребують особливої уваги щодо їх технічного стану. Тому цілком обґрунтоване різке зрос-

тання вимог до їх якості. При цьому можливо розглянути чотири етапи контролю якості обсадних труб: перший – контроль якості виготовлення на заводах, другий – вхідний контроль на трубних базах та бурових підприємствах, третій – контроль при компонуванні та підготовці колони до спуску в свердловину і четвертий етап – оцінка технічного стану обсадних труб в умовах експлуатації.

Обсадні труби вітчизняного виробництва виготовляються згідно ГОСТ 632-80 [5]. Виготовлювачі імпортованих обсадних труб додержуються, в основному, вимог стандартів Американського нафтового інституту [6]. Закордонні фірми-виготовлювачі пропонують споживачу великий вибір обсадних труб як щодо конструкції з'єднань, так і характеристик матеріалу для різних умов експлуатації [3]. Згідно нормативних документів [5, 6] обсадні труби на заводах-виготовлювачах повинні піддаватися таким видам контролю: візуальний контроль зовнішньої та внутрішньої поверхні, інструментальний контроль геометричних розмірів тіла труб та різьби за допомогою калібрів, гідровипробування та контроль неруйнівними методами (дефектоскопія тіла та різьбових частин труб на наявність дефектів заводського походження; дефектоскопія муфт; контролю геометричних характеристик (діаметра, товщини стінки); контролю фізико-механічних властивостей (групи міцності, твердості поверхневого шару)). При дотриманні вимог стандартів на труби видається сертифікат відповідності. Однак аналіз результатів вхідного контролю обсадних труб на бурових підприємствах свідчить про їх недостатню якість та про невиконання заводами вимог стандарту [5] щодо 100 % контролю виготовлених труб. Тому на трубних базах та бурових перед спуском обсадної колони в свердловину з метою відбракування дефектних труб та забезпечення експлуатаційної надійності колони всі труби повинні піддаватися ретельному вхідному контролю [3]. Види перевірок та вимоги

до якості труб залежать від геолого-технічних умов буріння, обумовлених агресивністю середовищ, глибиною свердловин, величиною тисків, температур тощо. Навіть за даними американських джерел [7] під час контролю на трубних базах біля 20 % обсадних труб відбракується, коли застосовуються технічні умови на випробування, розроблених Американським нафтовим інститутом. Третій етап контролю якості обсадних труб – при спуску обсадної колони в свердловину. На цьому етапі надзвичайно важливим є дотримання технології згвинчування (оптимальний момент згвинчування, правильний вибір мастила і т.д.), а також контроль якості згвинчування методом гелієвого течешоку та акустичними методами [8, 9].

Навіть якщо вжити всі вищезгадані запобіжні заходи при формуванні обсадної колони, то це ще не гарантує її безвідмовну роботу протягом тривалого терміну. В умовах тривалої експлуатації змінюється технічний стан обсадних труб, що приводить до появи дефектів та виникнення аварійних ситуацій. На ліквідацію відмов обсадних колон витрачаються значні кошти і час. Необхідні періодичні обстеження обсадної колони, які дозволять при потребі своєчасно застосувати відповідні профілактичні заходи, провести ремонт та уникнути аварійної ситуації. Технічний стан обсадних колон необхідно визначати практично протягом всього часу експлуатації свердловини. Перед введенням видобувної або нагнітальної свердловин в експлуатацію потрібно перевірити їх технічний стан з метою виявлення дефектів, обумовлених неякісним цементуванням або процесом механічного буріння. Таким чином, виникає необхідність забезпечення проведення четвертого етапу контролю якості – оцінки технічного стану обсадних труб безпосередньо в свердловині в процесі її експлуатації, що дасть можливість своєчасно попередити руйнування, виявити та ліквідувати дефекти.

Для усунення дефектів в обсадних колонах і вибору правильного способу та ефективних параметрів технології їх ремонту потрібна перш за все достовірна інформація про стан пошкодження колони: на якій глибині колони розміщений дефект; які його форма, розміри і характер; положення відносно осі свердловини; місце знаходження дефекту (на тілі труби чи у муфтовому з'єднанні).

На основі проведеного аналізу патентної і науково-технічної літератури існуючі методи оцінки технічного стану обсадних колон можуть бути поділені на три основні групи: фізико-хімічні, геофізичні і газогідродинамічні. Більшість з цих методів не дозволяють передбачити аварію та порушення герметичності, дають можливість проконтролювати тільки внутрішню поверхню обсадних труб в свердловині, однак з їх допомогою можна визначити міс-

це вже існуючої негерметичності. Методи визначення місць негерметичності з допомогою вимірювання густини, температури, хімічного складу рідини в колоні, питомого електроопору, шуму [10, 11] (фізико-хімічні методи) застосовують у випадку притоку рідини з затрубного простору в свердловину через дефект. В цих випадках використовують також гідродинамічні методи з використанням витратомірів. При русі рідини у зворотному напрямі, тобто, коли в свердловині відбувається поглинання рідини через дефект, для визначення місця дефекту використовують радіоактивні індикатори (при умові, що рідина, яка потрапляє в колону, містить радіоактивні ізотопи). Однак, якщо поглинання проходить досить інтенсивно, то ізотопи поширюються на велику віддал від місця пошкодження і цей метод не дає достатнього ефекту. Великі дефекти обсадної колони можна виявити резистивиметрами (співставлення питомого електроопору бурового розчину і рідини, що поступає в колону з пласта через місце порушення), термометрами (свердловина заповнюється рідиною, температура якої відрізняється від температури пластової води і визначається зміна температури), магнітними локаторами, витратомірами, але точність визначення їх місцезнаходження невелика (декілька метрів) і вони є недостатньо інформативними. Негерметичність на початковій стадії (до промиву значного каналу) як правило характеризується малими притоками, тому витратометрія, термометрія та резистивиметрія не дозволяють виявити таке порушення.

Дещо точнішими та надійнішими в оцінці технічного стану обсадних колон (крім пошуку місць негерметичності вони дозволяють проводити дефектоскопію та товщинометрію стінки труби) є індукційні та гамма-дефектоскопи, а також гамма-товщиноміри. З допомогою апаратури для проведення дефектоскопічних досліджень, яка містить індукційний зонд, можна отримати значно більший об'єм інформації. Такий метод є безконтактним, високопродуктивним, однак дозволяє виявити лише поверхневі та підповерхневі дефекти. Електромагнітні свердловинні індикатори дефектів в обсадних колонах дозволяють отримати відмітки про муфтові з'єднання та діаграми розподілу інформаційного параметру, який характеризує наявність дефектів та діаметр колони, по довжині колони. Такі засоби дозволяють виявити повздовжні тріщини, обриви, здуття і зминання труб. Але широке застосування такої апаратури для дефектоскопії колон стримується сильним спотворенням реєструючих кривих, що затрудняє їх інтерпретацію. Ці спотворення обумовлені впливом електромагнітних завод і тому можна зробити хибні висновки про порушення цілісності обсадної колони, які не підтверджуються результатами інших досліджень. Неоднорідність магнітних

властивостей, яка викликана неоднорідністю структури, внутрішніми напруженнями і іншими причинами, створює завади при контролі з допомогою вихреструмового перетворювача. Окрім того, феромагнітним виробам, якими є обсадні труби, притаманне явище гістерезису, тому після зняття зовнішнього магнітного поля, прикладеного до обсадної колони, в ній зберігається залишкова індукція, яка обумовлює залишкову намагніченість. Все це є найбільш ймовірною причиною завад, що спотворюють реєструючі криві при електромагнітному методі контролю. Чутливість електромагнітної геофізичної апаратури до дефектів досить низька, виявляються тріщини протяжністю більше 60 мм [12].

Гамма-дефектоскопи-товщиноміри дозволяють методом розсіяного гамма-випромінювання визначити якість цементного кільця в затрубному просторі та товщини стінок обсадних труб, але вони мають малу продуктивність, а експлуатація таких засобів пов'язана з небезпекою для обслуговуючого персоналу.

Геофізична апаратура, яка призначена для каротажу свердловин (механічні профілеміри, радіусоміри, каверноміри, інкленоміри та інші), дає скоріше якісну, ніж кількісну оцінку невеликої точності [2, 11, 12]. Ці методи потребують досить значних затрат часу, дозволяючи отримати коректно інтерпретуючі результати лише на пізніх стадіях зношення колони. Такий недолік притаманний також методу поінтервальної опресовки обсадної колони з допомогою подвійного пакера та методу отримання відбитків з дефекту шляхом притиснення до нього штемпелю з пластичного матеріалу [2]. Відбиток з місця негерметичності можна зробити тільки попередньо визначивши іншими методами глибину знаходження дефекта. Недоліком опресовки є те, що великі внутрішні тиски приводять до збільшення початкових розмірів тріщин в тілі труби. З метою визначення розмірів порушень крім печаті використовуються ще глибинні фотоапарати та акустичні телевізори, але фон завад, викликаний корозійним і механічним зношенням колони, сильно знижує якість відеозапису внутрішньої поверхні обсадної колони [2].

Аналіз літературних джерел показує, що вітчи-

зняна промисловість не забезпечена надійними засобами неруйнівного контролю обсадних колон в експлуатаційних умовах, за допомогою яких можна було б одержати достовірну інформацію про фактичний технічний стан обсадної колони. Тому існує потреба в створенні надійних і простих в експлуатації технічних засобів та методик проведення контролю за технічним станом обсадних колон в умовах експлуатації.

1. Пустовойтенко И. П. Предупреждение и ликвидация аварий в бурении. - 2-е изд. - М.: Недра, 1988.
2. Мамедов А. А. Предотвращение нарушений обсадных колонн. - М.: Недра, 1990.
3. Сароян А. Е., Щербюк Н. А., Якубовский Н. В. Трубы нефтяного сортамента - М.: Недра, 1987.
4. Баитанников Л. А. Неразрушающий контроль буровых и обсадных колонн в практике отечественного и зарубежного бурения. - М.: ВНИИЭгазпром, 1988.
5. ГОСТ 632-80 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия.
6. Recommended Practice for Care and Use of Casing and Tubing API recommended practice 5C1 (RP 5C1), fifteenth edition, may 31, 1987.
7. Moyer M. C., Dale B. A. Methods for Evaluating the Quality of Oilfield Tubular Inspections // Journal of Petroleum Technology. - 1986. - № 1. - P. 88-96.
8. Карнаш О. М., Бажалук Я. М., Зінчак Я. М., Подільчук Ю. М., Рубцов Ю. К. Про один з підходів до контролю якості скручування різьбових з'єднань в трубах нафтового сортаменту // Зб. Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. - 1992. - № 29. - С. 73-77.
9. Способ контроля качества сборки резьбовых соединений А.с.1767373 / Карнаш О. М., Турко Ф. И. - 1992, БИ №1 5.
10. Заворотько Ю. М. Геофизические методы исследования скважин. - М.: Недра, 1983.
11. Молчанов А. А., Лаптев В. В., Моисеев В. Н. Аппаратура и оборудование для геофизических исследований нефтяных и газовых скважин: Справочник. - М.: Недра, 1987.
12. Колесниченко А. Т., Дулаев В. Х.-М., Петерсон Л. Я., Терещенко Ю. П. Повышение информативности электромагнитной дефектоскопии обсадных колонн в скважинах // Экспресс информация ВНИИОЭНГ, серия Бурение. - М. - 1986. - Вып. 7.