

АНАЛІЗ ПРОБЛЕМ ТА ШЛЯХІВ ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ І ГЕРМЕТИЧНОСТІ МУФТОВИХ З'ЄДНАНЬ ОБСАДНИХ КОЛОН

¹І.І. Палійчук, ¹В.Я. Васишин, ²П.В. Щеглюк, ²С.П. Рокецький

¹ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 44277, e-mail: public@nung.edu.ua

²НГВУ "Долинанафтогаз" ВАТ "Укрнафта", 77503, Івано-Франківська обл., м. Долина, вул. Промислова 7, тел./факс: (03477) 95617

Проаналізовано працездатність муфтових з'єднань обсадних труб на основі промислових даних на підприємствах "Укрбургаз", "Укрнафта", "Долинанафтогаз". Часті випадки негерметичності цих з'єднань створюють складну проблему міжколонних тисків у свердловинах. Їх ліквідація вимагає додаткових витрат матеріальних коштів і трудових ресурсів. Одною з причин зниження міцності і герметичності муфтових з'єднань обсадних труб виявляється нарізання різьб на заводах-виробниках з відхиленнями, які зменшують натяг у з'єднанні. Виявлена тенденція до прихованого заниження натягу у різьбових з'єднаннях труб і муфт при повній відповідності їх геометричних параметрів стандарту. Сучасні методи забезпечення надійності і працездатності з'єднань обсадних колон спрямовані на підвищення їх міцності і герметичності конструктивно-технологічними методами або на відновлення їх працездатності у свердловині. Високогерметичні різьбові з'єднання з вбудованим ущільненням типу "метал-метал" мають найвищі технічні показники при кріпленні і експлуатації свердловин порівняно з іншими типами з'єднань, що існують на світовому ринку трубної продукції нафтогазового сортаменту. Це пов'язано зі зростанням обсягів похило-скерованого і горизонтального буріння та впровадженням нових технологій будівництва свердловин у складних гірничо-технологічних умовах. Висока ефективність цих з'єднань спонукає до пошуку шляхів удосконалення їх конструкції з метою усунення виявлених практикою експлуатаційних вад. Тому підвищення надійності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з вузлами ущільнень є актуальним і перспективним завданням.

Ключові слова: обсадна труба, різьбове з'єднання, герметичність, відхилення, дефекти, вузол ущільнення.

Проанализирована работоспособность муфтовых соединений обсадных труб по промышленным данным предприятий "Укрбургаз", "Укрнефть", "Долинанафтогаз". Учащение случаев негерметичности этих соединений создают проблему межколонных давлений в скважинах. Их ликвидация требует дополнительных затрат материальных средств и трудовых ресурсов. Одной из причин снижения прочности и герметичности муфтовых соединений обсадных труб является нарезка резьбы на заводах-изготовителях с отклонениями, которые уменьшают натяги в соединениях. Выявлена тенденция к скрытому понижению натяга в резьбовых соединениях труб и муфт при полном соответствии их геометрических параметров стандарту. Современные методы обеспечения надежности и работоспособности соединений обсадных колонн направлены на повышение их прочности и герметичности конструктивно-технологическими методами или на восстановление их работоспособности в скважине. Высокогерметичные резьбовые соединения со встроенным уплотнением типа "металл-металл" обладают высокими техническими показателями при креплении и эксплуатации скважин по сравнению с другими типами соединений и преобладают на мировом рынке трубной продукции нефтегазового сортамента. Это связано с ростом объемов наклонно-направленного и горизонтального бурения и внедрением новых технологий строительства скважин в сложных горно-технологических условиях. Высокая эффективность этих соединений побуждает к поиску путей совершенствования их конструкций для устранения выявленных практикой эксплуатационных недостатков. Поэтому повышение надежности обсадных колонн на основе усовершенствования соединений с узлами уплотнений является актуальной и перспективной задачей.

Ключевые слова: обсадная труба, резьбовое соединение, герметичность, отклонения, дефекты, узел уплотнения.

The analysis of the efficiency of casing string couplings connections was conducted on the basis of data from industrial enterprises "Ukrburgaz", "Ukrnafta", "Dolynanastogaz". Frequent cases of leakage of these couplings create a complex problem of the internal pressures in the casing strings in wells. Their elimination requires additional spending of material and labour resources. It was discovered that one of the reasons for casing string couplings strength and leakproofness loss consists in the inaccurate thread cutting at the manufacturing plants which reduces connection tightness. It was discovered that there exists a trend toward implicit underestimation of tightness in the threaded connections of pipes and couplings, while their geometric parameters fully correspond to the standard. Modern methods of ensuring reliability and efficiency of casing string connections are aimed at increasing their strength and leakproofness applying design and engineering methods or at their efficiency restoration downhole. Gastighhigh threaded connections with integral seal of metal-metal type have the highest performance characteristics when cementing and operating the well in comparison with other types of connections in the world market of tubular goods. It is connected with the increase of directional and horizontal drilling and the introduction of new technologies of well construction in difficult mining and technological conditions. High effectiveness of these connections motivates to look for the ways of their design improvement in order to eliminate

operational problems revealed in practice. That is why improving casing reliability on the basis of enhancement of connections whit seal assemblies is a burning and perspective task.

Key words: casing string, threaded connection, leakproofness, deviations, defects, seal assembly.

Складність гірничо-технічних умов роботи обсадної колони нафтової чи газової свердловини може спричинювати ускладнення і аварії у процесі її спорудження та експлуатації. При цьому відбуваються роз'єднання муфт і труб, падіння секцій труб у свердловину, ускладнення при цементуванні та експлуатації обсадної колони, спричинені міжколонними та заколонними проявами і викидами. Через порушення працездатності різьбових з'єднань трапляється близько 90% з усіх аварій обсадних колон, з них 40% через втрату міцності різьби чи розрив труби у різьбі і 50% через негерметичність з'єднань [1].

Пошкодження обсадних колон складає 5-7% від усіх аварій у свердловинах, а на їх ліквідацію витрачається 10-12% загального аварійно-ремонтного часу, і частка цих витрат зростає зі збільшенням глибини буріння [1]. 70% усіх ускладнень з обсадними трубами спричинені негерметичністю їх різьбових з'єднань. Особливо гостро виявляється втрата герметичності цих з'єднань при розвідці та розробці газових і газоконденсатних родовищ.

Вітчизняна і світова практика будівництва свердловин свідчить про значні матеріальні витрати, спричинені розладами різьбових з'єднань обсадних колон. Так, від травня 1978 р. до вересня 1979 р. у штаті Техас, США [2], споруджена надглибока свердловина Емма Лоу №2, яка була кріплена обсадними трубами на рекордну глибину 9028 м. При опусканні проміжної колони діаметром 339,7 мм ($13\frac{3}{8}$ ") і товщиною 11 мм на глибину 2998 м секція труб довжиною 1311 м впала у вибій внаслідок виривання труби з муфти. Ліквідувати аварію вдалося шляхом приєднання наступної секції обсадних труб з тією, що впала, безпосередньо у свердловині. Місце з'єднання загерметизували, після чого усю колону шаблонували долотами діаметрами 241,3 мм ($9\frac{1}{2}$ ") і 317,5 мм ($12\frac{1}{2}$ ").

Під час цементування цієї колони її нижня частина виявилась погано зацементованою через негерметичність різьбових з'єднань обсадних труб, про що свідчила дочасна поява тампонажного розчину на поверхні. Довелося розбурювати цементний корок, перфорувати колону у нижній частині і знову додатково її цементувати. Внаслідок аварії та ускладнень, спричинених недосягненням міцності і негерметичністю окремих різьбових з'єднань, на кріплення цієї свердловини було витрачено 35 діб (втричі більше запланованого) та 950 тис. дол. замість 717 тис. дол. [2], тобто витрати на 32,5% перевищили кошторисну вартість свердловини.

Аварійно-ремонтні роботи з відновлення свердловини завжди є надзвичайно витратними у зв'язку з їх складністю або неможливістю досягнення результату і виведенням свердловини з експлуатації. Тому важливим напрямком підвищення її надійності і безпеки будівництва та

експлуатації є удосконалення конструкції і технології виготовлення з'єднань обсадних труб.

Найчастіше втрата працездатності обсадної колони пов'язана з ненадійністю та розладами їх муфтових різьбових з'єднань, які виявляються у недосягненні їх необхідної міцності і герметичності. Причиною цього є технологічні відхилення у якості і точності виготовлення та згвинчування різьбових з'єднань, які неминучі у промислових умовах. Через це, навіть при повній відповідності геометричних параметрів до стандарту, у таких з'єднаннях виникає широке розсіювання силових параметрів взаємодії, які не витримують експлуатаційних навантажень на обсадну колону у свердловині.

Аналіз промислових даних

З метою оцінки надійності обсадних колон проведено аналіз даних про кріплення свердловин на бурових підприємствах БУ "Укрбургаз". Як правило, конструкції цих свердловин містять кондуктор діаметром 324 або 426 мм, проміжні колони діаметром 324 або 245 мм та експлуатаційні колони діаметрами 168x140 мм, у яких використовують муфтові з'єднання обсадних труб типу ОТТМ і ОТТГ [3].

Хоча підприємства БУ "Укрбургаз" застосовують сучасні технології і мають великий досвід роботи, під час кріплення свердловин виникали ускладнення з обсадними колонами (у 2005 році таких випадків було 10, у 2006 – 5, у 2007 – 7, у 2008 – 4, у 2009 – 1). Опускання експлуатаційної колони проводять на елеваторах. Муфтові з'єднання труб згвинчують гідравлічним ключем; при цьому контролюють крутний момент згвинчування. Незважаючи на це, мали місце випадки негерметичності різьбових з'єднань експлуатаційних колон.

Оскільки технологія згвинчування здебільшого витримується, то причиною негерметичності виявляється занижений натяг у з'єднаннях внаслідок граничних відхилень різьбових поверхонь муфти і труби. Як заходи з відновлення герметичності проводилось закачування суміші полімерів і крейди у затрубний простір свердловини. При цьому на ліквідування негерметичності витрачалось від 70 до 85 годин, а матеріальні витрати складали від 150 до 230 тисяч гривень.

Негерметичність з'єднань обсадних труб створює складну проблему міжколонних тисків (МКТ). Аналіз якості кріплення свердловин по ВАТ "Укрнафта" показав, що МКТ виникали у 33 % споруджених свердловин, і це не завжди залежало від умов конкретного нафтового чи газового родовища.

При кріпленні свердловин, розбурювання яких провело Прикарпатське УБР, у 19 свердловинах спостерігались міжколонні перетоки і газопрояви. За даними НГВУ "Долина нафтогаз" за 7 років такі прояви мали місце у 16-ти

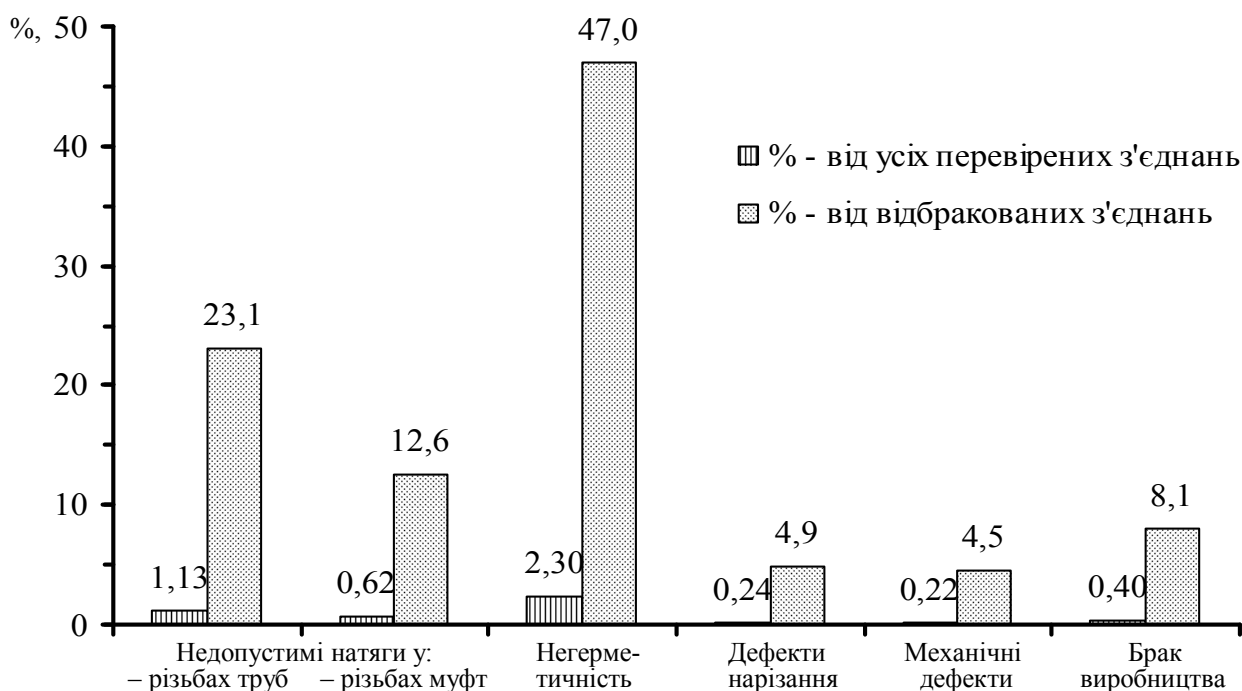


Рисунок 1 – Гістограма розподілу дефектів (%) з'єднань обсадних труб і муфт, перевірених у НГВУ "Долинанфтогаз" протягом 2004-2008 років

свердловинах Долинського та 3-ох Північно-Долинського родовищ, де відзначали МКТ від 30 до 58 атм (2,9...5,7 МПа). Для їх усунення у затрубний простір закачували високов'язкий розчин КМЦ з наповнювачами. Але три свердловини повністю відремонтувати не вдалося, тому їх переведено у дефектні зі спеціальним режимом експлуатації.

Проведено аналіз виникнення МКТ також на родовищах східного регіону по 20 свердловинах Полтавського та Охтирського нафтовидобувних управлінь ВАТ "Укрнафта". Протягом 2003-2009 років тут МКТ мали місце у 14 свердловинах.

Причинами міжколонних перетоків були:

- негерметичність різьбових з'єднань обсадних труб;
- порушення технології кріплення свердловини;
- порушення герметичності колонної головки;
- формування неякісного ізоляційного екрану за обсадною колоною.

Виникнення МКТ можливе і від поєднання вказаних чинників. Основною причиною проявів МКТ є негерметичність різьбових з'єднань, на яку впливає крутий момент згвинчування, типи різьби і мастила.

Для оцінки надійності та герметичності стандартних різьбових з'єднань обсадних труб на трубній базі нафтогазовидобувного управління "Долинанфтогаз" ВАТ "Укрнафта", м. Долина Івано-Франківської області, були проведені спостереження за перевіркою, опресуванням і відбракуванням обсадних труб та їх муфтових різьбових з'єднань, які надходили для спорудження свердловин Долинського нафтопромислового регіону у 2001-2010 роках.

Перевірку обсадних труб і муфт тут проводять відповідно до стандарту [3]. Контроль різьб здійснюють комплектом гладких і різьбових калібрів за осьовим натягом; опресування з'єднань труб і муфт – на гідравлічній випробувальній установці У-700 з максимальним тиском до 63 МПа. Якщо перевірені параметри обсадних труб, муфт чи їх з'єднань виходять за допустимі межі, встановлені стандартом, актом проводять їх відбракування.

Аналіз зібраних даних свідчить, що з усіх обсадних труб з муфтами, отриманих від заводів-виробників за останні 5 років, у середньому 4,9% підлягали відбракуванню. Встановлені такі фактичні види дефектів труб, муфт, їх різьб і з'єднань, що були причиною їх відбракування:

- недопустимі відхилення осьових натягів за різьбовими калібрами;
- негерметичність згвинчених з'єднань;
- дефекти заводського нарізання різьб (чорнота, переріз, злам витків);
- механічні пошкодження, отримані при транспортуванні (ум'ятини);
- брак трубного виробництва (тріщини, раковини, окалина, недопустима тонкостінність, різностінність, опуклість стінок, недостатня довжина труб, їх значна кривизна).

Найбільшу частку відбракувань складають негерметичні з'єднання, згвинчені на заводах-виробниках, та недопустимі натяги різьб, визначені за калібрами. Аналіз показав, що більшість цих натягів виходять за мінімально допустиму межу (рис. 1), тобто 1,75% (1,13+0,62) усіх з'єднань можуть бути згвинчені над свердловиною із заниженим натягом у різьбі, що загрожує втратою їх міцності, а понад 4% (1,75+2,30) можуть виявитись негерметичними.

Із заниженими натягами за калібрами були виготовлені 37,7% (23,1+12,6) різьб. Сумарна частка відбракувань через дефекти нарізки і натягів різьб, які є причиною негерметичності, складає 40,6% (37,7+4,9) з усіх відбракувань. Ці ж вади різьб є причиною негерметичності у такої ж частки відбракованих з'єднань, згвинчених на заводі, тобто у 19% (0,406×47) з них. Тому решта 28% (47-19) з'єднань мали інші причини негерметичності.

Відбраковані з'єднання розгвинчували для ремонту. Гладким калібром перевіряли різьби на розгвинчених і на вільних кінцях усіх труб. Перевірка виявила овальність конусів частини різьб. Це свідчить, що у таких з'єднань витки різьб не входили у контакт суцільно по усій гвинтовій поверхні, а мали дві діаметрально протилежні ділянки із зазором, який був видимий на просвіт між гладким калібром і вершинами різьби труб.

Підрахунками встановлено, що кількість труб, відбракованих через овальність різьб, здебільшого залежить від діаметра труб (рис. 2). У середньому з усіх обсадних труб за овальністю конусів різьб було відбраковано 14,8%.

Причиною зростання кількості труб з овальністю різьб є менша жорсткість їх стінок при більших діаметрах. Різьби нарізають на трубо-різних верстатах, де трубу затискають у 4-кулачковій планшайбі. Кулачки стискають трубу незалежно один від одного, а силу затиску не контролюють. Внаслідок цього тонка стінка труби отримує деформації у вигляді овальності.

Контроль заводських з'єднань, відбракованих як негерметичні, показав, що вони були згвинчені за стандартом (торець муфти і кінець різьби труби співпадали). Якщо не враховувати різьби з овальністю, то понад 13% (28-14,8)

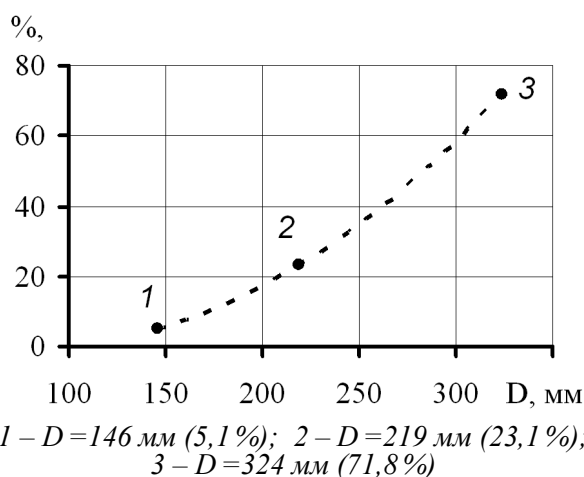


Рисунок 2 – Розподіл частки (%) труб, відбракованих через овальність різьб, залежно від діаметра D обсадних труб

негерметичних заводських з'єднань були згвинчені із заниженим крутним моментом, тобто необхідна їх міцність не була досягнута.

Для порівняння проведено аналіз дефектів обсадних труб, муфт і їх з'єднань, які були відбраковані раніше, у 2001-2004 роках. Динаміка змін розподілу їх дефектів, яка відбулась за останні 10 років, зображена на рис. 3. Зменшився відсоток відбракувань через недоліки трубо-прокатного виробництва і пошкодження при транспортуванні, що свідчить про підвищення якості цих технологічних процесів. За цей час не змінилась кількість дефектів нарізання (4,9%), а також збереглась пропорція між кількістю відбракувань різьб з недопустимими натягами – на 18 відбракованих різьб труб припадає 10 відбракованих різьб муфт (29,9:16,6=23,1:12,6). Це

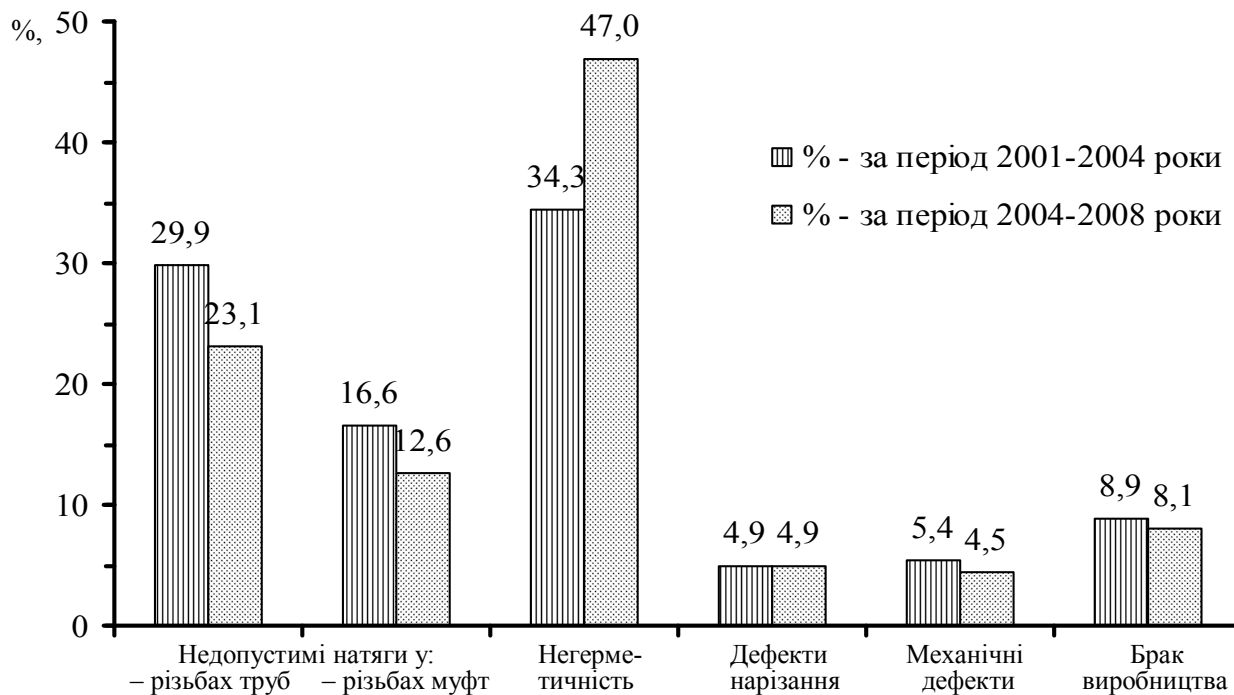


Рисунок 3 – Порівняльна гістограма динаміки змін розподілу дефектів (%) з'єднань обсадних труб і муфт, яка відбулась протягом 2001-2008 років

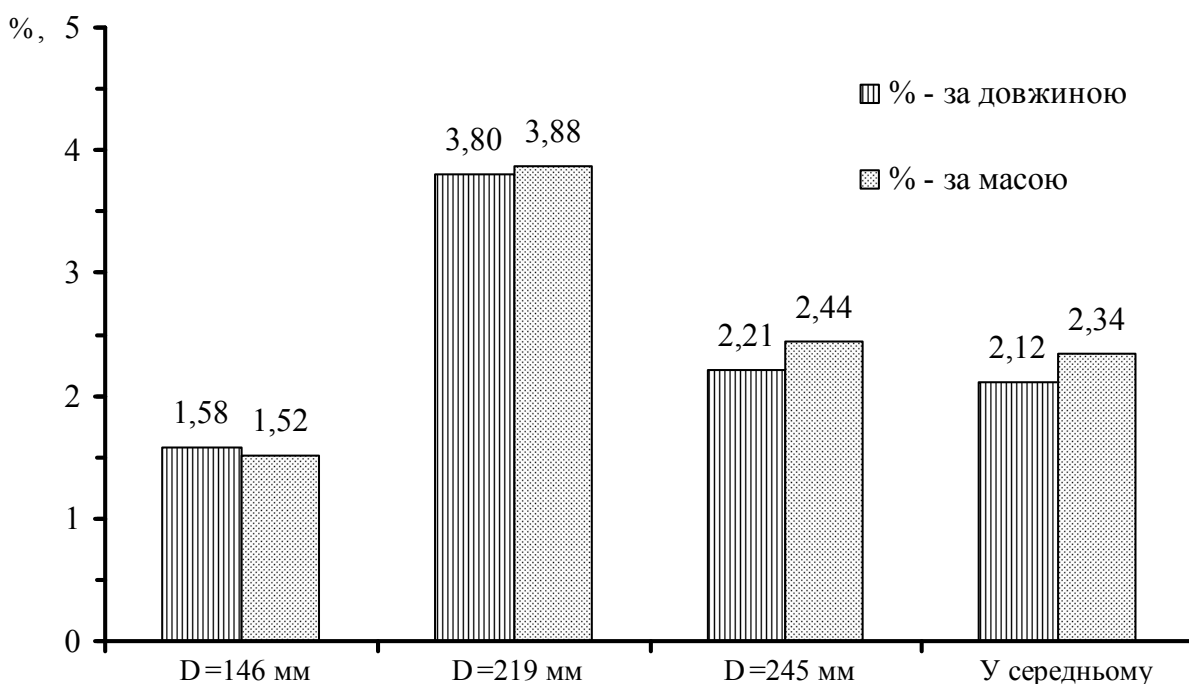


Рисунок 4 – Гістограми розподілу втрат від ремонту обсадних труб (%), проведеного у НГВУ "Долинанафтогаз" у 2005-2006 роках, залежно від їх діаметра D

свідчить про те, що на заводах-виробниках технологія нарізання різьб у муфтах і на трубах не змінилась.

Загальна кількість відбракувань через недопустимі натяги різьб зменшилась на 10,8%. Це зрозуміло, оскільки вимоги промислових споживачів до якості муфтових різьбових з'єднань обсадних труб зростають, а контроль різьб калібрами регламентується стандартом і є простим у здійсненні. Проте кількість негерметичних з'єднань зросла на 12,7%. Це означає, що підвищені вимоги до різьб виробники компенсують заниженням величин крутних моментів згвинчування. Нарізаючи різьби з мінімальними натягами, вони легко досягають вимоги стандарту, щоб торець муфти співпадав з кінцем різьби труби.

Таким чином, виявлено тенденцію до прихованого заниження міцності і герметичності різьбових з'єднань обсадних труб і муфт при повній відповідності їх геометричних параметрів до стандарту [1]. Останній не регламентує вимоги згвинчування із заданим крутним моментом; щодо цього розроблені лише рекомендації і вони не завжди дотримуються заводами-виробниками. Вимога, щоб торець муфти співпадав з кінцем різьби труби, є ненадійним критерієм працездатності з'єднання. Це вимагає пошуку нових технічних рішень для підвищення надійності та забезпечення міцності і герметичності цих з'єднань.

При можливості виправити брак, проводять ремонт з'єднань труб і муфт на токарній дільниці трубної бази. Оскільки більше 87 % (100–8,1–4,5) відбракувань пов'язано з вадами різьб, то рішення про вид ремонту приймають після їх всебічного контролю і встановлення типу дефекта. Технологія ремонту така: дефект-

ний кінець труби відрізають, відтак нарізають нову різьбу і згвинчують з муфтою з натягом у відповідності до стандарту. Хоча такий ремонт і зменшує матеріальні втрати через відбракування обсадних труб і муфт, але він є нераціональним, бо спричинює значні власні витрати.

На рис. 4 відображено виробничі дані про втрати від ремонту обсадних труб. Вони свідчать, що, крім матеріальних витрат на виконання ремонту, щорічно втрачається від 1,5 % до 4 % обсадних труб за довжиною і масою залежно від їх діаметра (у середньому – до 2,5 %). Враховуючи світове зростання цін на трубний прокат, постає завдання підвищити працездатність муфтових з'єднань обсадних труб конструкторсько-технологічними методами.

Шляхи підвищення працездатності муфтових різьбових з'єднань обсадних труб

Заходи для забезпечення надійності з'єднань обсадних колон проводять у двох напрямках – підвищення їх міцності і герметичності конструктивно-технологічними методами та відновлення їх працездатності у свердловині.

У першу чергу, важливим завданням є вірний вибір ущільнювальних мастил чи спеціальних герметиків, які повинні відповідати певним вимогам, зокрема, витримувати високі тиски і температури, дію агресивних середовищ. Герметизуючі матеріали залежать від типу різьбових з'єднань і умов їх експлуатації та мають широкую номенклатуру. Продовжуються пошуки нових таких засобів для роботи у конкретних експлуатаційних умовах свердловин.

Підбір мастила, яке не витискається із зазорів різьби, ускладнений тим, що необхідне для цього збільшення в'язкості погіршує властивос-

ті змащення та умови згвинчування. Самотвердіюче мастило УС-1 ефективно застосовують у газових, газоконденсатних і нафтових свердловинах. Але ці мастила на полімеризаційній основі швидко густіють, підвищена вологість знижує їх адгезію з металом, вони вимагають збільшення крутного моменту на 40-60% при згвинчуванні і утворюють нерозбірні з'єднання.

Різьби герметизують також еластичною стрічкою ФУМ з фторопласту, який є нетоксичним, стійким до агресивних середовищ. Проте він втрачає свої властивості при температурі 200°C, а через слабку адгезію з металом відомі випадки послаблення з'єднань у свердловині.

Важливе значення у забезпеченні працездатності обсадної колони має вибір тампонажних розчинів і відповідного процесу цементування свердловини, для чого вироблено методики, перевірені практикою.

Найважливішим параметром герметичності муфтових з'єднань труб є пружний натяг у різьбі, який створює необхідний контактний тиск на її витках, більший за експлуатаційні тиски у свердловині.

Для створення необхідного пружного натягу у різьбових з'єднаннях розроблено багато рекомендацій з вибору крутного моменту згвинчування. Проте усі вони відрізняються, оскільки крутний момент залежить від міцності матеріалу, діаметра і товщини обсадних труб, типу різьби і герметиків [1]. Встановлено, що крутний момент треба збільшувати на 25 % для обсадних труб з товщиною стінки більше 12 мм внаслідок зменшення її радіальної податливості.

Для контролю крутних моментів промислові механічні ключі для згвинчування обсадних труб (універсальні, серії АКБ) оснащують моментомірами. На кафедрі буріння нафтових і газових свердловин ІФНТУНГ розроблено вимірювач крутного моменту ИМ-3 з діапазоном вимірювання до 19 кНм, який пройшов промислові випробування [1].

Крутний момент згвинчування суттєво залежить від допустимих відхилень осьового натягу. Різниця між величинами цих моментів при граничних значеннях натягу складає 54% для з'єднань ОТТМ та 50% – для ОТТГ [1]. Для з'єднань типу ОТТГ необхідно одночасно враховувати умову вибору осьового натягу у різьбі і забезпечення щільності вузла герметичності. Усе це потребує для кожного з'єднання вибору індивідуальної величини крутного моменту згвинчування, що залежить від очікуваного натягу, який можна визначити лише після заміру відхилень розмірів різьб муфти і труби.

Для герметизації різьбових з'єднань Т.Ю. Єрьоменко, Д.Ю. Мочернюк, О.В. Тищенко, інші розробили способи металізації поверхонь різьб [4]. Їх суть полягає у нанесенні на різьбу шару м'якого металу, який заповнює впадини трикутного профілю. У процесі згвинчування верхини витків різьби заглиблюються у м'який метал, який за рахунок своєї пластичності заповнює зазори та нерівності на поверхнях різьби, чим створює металічне ущільнення.

Для цього застосовували спеціальний електродуговий металізаційний апарат ЭМ-6 [4]. При плавленні двох алюмінієвих дрозтів у електродузі краплі металу підхоплювались струменем стисненого повітря, розпоршувались на дрібні частки і сильно вдарялись до поверхні різьби. Для покращення їх зчеплення з основою муфти повільно обертали і нагрівали до 400°C.

Напилення алюмінію підвищує антикорозійну стійкість різьб у агресивних середовищах при високих температурах, тисках і глибинах. Дослідні і промислові випробування підтвердили надійність ущільнених м'яким металом різьбових з'єднань трикутного профілю, які залишались герметичними при граничних внутрішніх тисках, допустимих міцністю тіла труби [4].

Спосіб електродугового плавлення зумовив застосування алюмінієвого дроту як дешевого і недефіцитного, хоча хороші результати показали більш пластичні олово і свинець. Для створення електродуги необхідний генератор постійного струму з жорсткою характеристикою і низькою електромагнітною інерцією, що не вимагає джерела змінного струму. Стиснене повітря потребує ретельного очищення від вологи і масел. Для металізації внутрішніх різьб муфт необхідні спеціальні пристрої та устаткування [4].

Для досягнення абсолютної герметичності обсадних колон застосовують їх зварювання з різними конструкціями зварних з'єднань. Поряд з безумовними позитивними якостями практика зварювання обсадних труб виявила серйозні недоліки. Це нерозбірність з'єднань, додаткові пристрої для утримання колони над свердловиною, необхідність спеціального зварювального обладнання, складність підготовки і технології зварювання на промислі, додаткові механізми для знімання ґрату, необхідність дефектоскопії зварного шва. Навіть незначні віхиленьня від режиму зварювання призводять до утворення пор, тріщин, недоплавлення, що зменшує міцність з'єднання і може спричинити його розрив. Час з'єднання труб збільшується удвічі, що сповільнює будівництво і створює загрозу обвалювання стінок свердловини чи прихоплення обсадної колони.

При опусканні і встановленні обсадних труб у свердловині спостерігаються прояви послаблення і негерметичності різьбових з'єднань. Розроблено ряд способів усунення цього явища шляхом їх догвинчування. При згвинчуванні над свердловиною кожного різьбового з'єднання проводять кількарізовий цикл його навантаження вагою колони, розвантаження на клини і догвинчування. Цей метод є трудомістким та енерговитратним.

Після цементування застосовують також догвинчування усієї обсадної колони з устя свердловини. Цей спосіб є ефективним лише для частини колони, яка незацементована, тому що у цементному камені виникає значний опір тертя чи защемлення труб, що вимагає збільшення крутного моменту. При цьому теж необхідне кількарізове натягування колони, від чого зростають розтягуючі навантаження на з'єднання.

Розроблено пристрої, які опускають у свердловину для догвинчування обсадних труб внизу колони чи безпосередньо негерметичних різьбових з'єднань. Усі способи догвинчування виконують на обсадній колоні у свердловині, вони є технологічно складними, потребують додаткового спеціального обладнання та значних витрат часу.

Для ремонтно-ізоляційних робіт з ліквідації негерметичності обсадних колон розроблено цілий ряд різноманітних полімерних тампонажних матеріалів, які нагнітають у свердловину. Поширеними є композиції водяних розчинів фенолформальдегідних смол (ТСД-9, ТС-10, ФР-12), які використовують для герметизації зазорів різьбових з'єднань, заповнення тріщин і пор у цементному камені, коли застосування сумішей на основі мінеральних в'язучих не ефективне. Їх значними вадами є токсичність, висока вартість, велика чутливість до температури і відхилень у співвідношенні компонентів, властивості яких при зберіганні змінюються.

Тому використовують самотвердіючі глинисті розчини ОГР (тампонажні суміші на основі полімерних смол), у яких замість води застосовують буровий глинистий розчин. З цією ж метою інститутом ВНИИТнефть розроблені в'язко-пружні суміші ВУС на основі водяних розчинів поліакриламиду (ПАА) і гексарезорцинової смоли. Після конденсації ВУС перетворюється у пружну гелеподібну масу, яка утворює у пористому середовищі та у вузьких зазорах різьб непорушній непроникний екран.

Для ізоляційних робіт застосовують гідрофобний тампонажний матеріал ГТМ-3, розроблений інститутом ВНИИБТ. Він має пружно-еластичні та адгезійні властивості, стійкий до агресивних середовищ, не дає усадки, непроникний для газу, води і нафти при перепаді тисків до 25 МПа.

Згадані полімерні матеріали не можна застосувати при температурах, вищих за 80°C. Тому для ізоляційних робіт при 70°...110°C розроблені тампонажні рідини на основі фенолоспиртових і фенолошлакових композицій, які твердіють при температурі вище 65°C, а для високих температур (вище 140°C) застосовують кремнійорганічні сполуки – силани. Але усі ці рідини є високотоксичними і пожежонебезпечними.

В УкрНДГаз розроблені нові полімерні рідини та суміші з твердими дрібнодисперсними частинками, які закачують у затрубний простір, де вони заповнюють і тампонує зазори різьбових з'єднань та тріщини і пори цементного каменю. Ізоляційні заходи проводять уже після газопровів, що призводить до невиправдано високих перевитрат цих матеріалів.

Для ліквідації пошкоджень обсадної колони розроблено метод її ремонту сталевими пластирами у свердловині. Його застосовують для перекриття і зміцнення ділянок колони з пошкодженням стінок (тріщини, корозія, спрацювання) та її негерметичних з'єднань. Поздовжньо гофровану тонкостінну трубу опускають до проблемної ділянки і розширюють спеціальним

інструментом – дорном, до розтискання стінок колони. При цьому між пластирем і стінкою виникає контактний тиск, який разом із герметиком на пластирі забезпечує відновлення герметичності. Ефективність цього методу обмежується необхідністю цілого комплексу спеціального обладнання та технологічною складністю і трудомісткістю його проведення.

Найвищі технічні показники при кріпленні та експлуатації свердловин мають високогерметичні різьбові з'єднання з вузлом ущільнення типу "метал-метал". Вони показали високу ефективність у складних гірничо-геологічних умовах та в похило-скерованих і горизонтальних свердловинах. Проте промислова практика виявила їх окремі експлуатаційні вади. Тому підвищення міцності і герметичності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з вбудованим вузлом ущільнення є актуальною і перспективною задачею.

Високогерметичні різьбові з'єднання набули широкого застосування у світовій промисловій практиці. Розвиток їх модифікацій, наприклад, у Росії, утворив окремий клас "Преміум" з'єднань труб з металічними ущільненнями.

Конструкція високогерметичних з'єднань, як правило, включає конічні різьби трапецієвидного профілю, ущільнення типу метал-метал і упорні торці. Високоміцні різьби типу ОТТМ і поширеного у світі типу Buttress (відповідно до стандартів Американського нафтового інституту API 5CT і API 5B), передбачають посадку по внутрішньому чи зовнішньому діаметру при згвинчуванні. Завдяки упорній грані витка вони витримують набагато більші осьові та згинальні навантаження, ніж трикутні різьби. Проте конструктивно ці різьби не виконують ущільнювальної функції.

Герметизація вказаних з'єднань відбувається завдяки вбудованому ущільненню. Принцип його роботи полягає у тому, що при згвинчуванні різьби зовнішня ніпельна поверхня труби входить з радіальним натягом у внутрішню поверхню муфти і на площі їх контакту виникають напруження стискання. Ущільнюючі поверхні можуть мати таку форму: внутрішня – конус, циліндр; зовнішня – конус або опукла (сфера, бочкоподібна). Крім ОТТГ, спряження конус-конус мають ущільнення фірми Hydril (США): CTS, CTS-4, RB, FJ, Super FJ, FJ-40, EU, Tripleseal; фірми Societe Valurec (Франція): VAM, VAM AF, VAM AT-AF, New VAM; фірми Nippon Steel (Японія) NS-CC та інші. Опукла форма ніпеля у таких ущільнень, як Extreme Line, Tenaris Blue, Antares MS, BDS, NK-3SB тощо. В ущільненнях KS Bear, FOX у спряження входять випукла і увігнута поверхні. В ущільненнях фірми Atlas Bredford (США) TS-4S, Jj-4S, FL-4S, Jj-3SS розміщені тефлонові кільця [5].

Основною функцією упорних торців є обмеження згвинчування і досягнення точного осьового позиціонування поверхонь різьби і ущільнення із заданими натягами. Торці бувають плоскі або у формі зворотного конуса. Збільшенням моменту згвинчування досягають кон-

тактичних напружень на цих торцях. Проте значні осьові розтяги, на які розраховані з'єднання "Преміум", зменшують торцьову взаємодію або розкривають стик. Однак, у разі завищення напружень можливий розлад торцьових ущільнень у викривлених свердловинах. Розгерметизація виникає внаслідок пластичних деформацій стискання торців при згині колони на викривлених ділянках та їх розведення на ділянках прямих чи з іншим напрямом кривизни.

Виготовлення з'єднань з ущільненням метал-метал пов'язане з рядом високих технологічних умов. Поряд з ускладненою конструкцією вони вимагають підвищеної точності нарізання та взаємного розміщення ущільнюючих, різьбових та упорних поверхонь. Це необхідно для їх одночасної узгодженої взаємодії і досягнення заданих натягів у з'єднанні, оскільки натяги у різьбі і в ущільненні суттєво впливають один на одного. При їх заниженні не досягається міцність у різьбі чи герметичність в ущільненні, при їх завищенні виникають задири та адгезія контактних поверхонь при згвинчуванні.

Такі з'єднання чутливі до недотримання встановлених крутних моментів, особливо до їх перевищення. В умовах традиційного використання на промислах для згвинчування обсадних труб ключів з високими робочими зусиллями для бурильних труб виникають пластичні деформації упорних поверхонь різьб і торців цих з'єднань. Це відчутно знижує рівень їх міцності на розтяг. Саме у місцях пластичних деформацій у першу чергу проходить корозійне руйнування металу за наявності агресивних компонентів у свердловині.

У похило-скерованих і горизонтальних свердловинах найбільш ефективні ущільнення з опуклою поверхнею ніпеля. Але таке спряження має меншу площу контакту, вимагає більшого радіального натягу і досягає високих контактних напружень. Швидке настання пластичних деформацій, крім корозії, веде до відхилення форми поверхонь, зменшення натягу, порушення герметичності, погіршення умов повторного згвинчування.

Висновки

Високогерметичні різьбові з'єднання з вбудованим ущільненням типу "метал-метал" мають найвищі технічні показники при кріпленні і експлуатації свердловин порівнянно з іншими типами з'єднань на світовому ринку трубної продукції нафтогазового сортаменту. Це пов'язано зі зростанням обсягів похило-скерованого і горизонтального буріння та впровадженням нових технологій будівництва свердловин у складних гірничо-технологічних умовах. Висока ефективність цих з'єднань спонукає шукати шляхи удосконалення їх конструкцій для усунення виявлених практикою експлуатаційних вад. Тому підвищення надійності обсадних колон на основі удосконалення з'єднань з ущільнюючими вузлами є актуальним і перспективним завданням.

Література

- 1 Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – № 5. – С. 22–24.
- 2 Серенко И.А. Бурение на нефть и газ в США: Обзорная информация / И.А. Серенко, Н.А. Сидоров, О.А. Сурикова и др. // Нефтяная промышленность. – 1983. – Вып. 16 (55) – 104 с. – Серия: Бурение.
- 3 Трубы обсадные и муфты к ним. Технические условия: ГОСТ 632–80. – М.: Изд-во стандартов, 1980. – 66 с.
- 4 Еременко Т.Е. Герметизация резьбовых соединений обсадных колонн нефтяных и газовых скважин / Т.Е. Еременко, Д.Ю. Мочернюк, А.В. Тищенко. – К.: Техника, 1967. – 170 с.
- 5 Анализ научных и практических решений заканчивания скважин: У 2-х книгах / С.И. Иванов, А.И. Булатов и др. – М.: Недра, 2004. – Книга 1 – 334 с.; Книга 2 – 266 с.

*Стаття надійшла до редакційної колегії
06.03.12*

*Рекомендована до друку професором
Копесм Б.В.*