

ПІДВИЩЕННЯ НАДІЙНОСТІ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН

Я.С. Коцкулич, М.В. Сенюшкович, І.М. Ковбасюк, О.Б. Марцинків

ІФНТУНГ, 76019, м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, тел. (03422) 42153,
e-mail: drill@nung.edu.ua

Проблеми надійності кріплення свердловин стають актуальними у зв'язку зі зростанням глибин буріння, ускладненням геолого-технічних умов та збільшенням частки буріння похило-скерованих свердловин у загальному обсязі бурових робіт.

Проаналізовано основні причини виникнення ускладнень та аварій у процесі кріплення нафтових і газових свердловин. Досліджено умови виникнення негерметичності різьбових з'єднань обсадних труб. Для усунення цього ускладнення розроблено ефективно уцільнююче мастило УС-ОТ, яке полімеризується через певний час після нанесення його на різьбу.

Розраховано величини крутних моментів для згинчування різних типорозмірів різьбових з'єднань обсадних труб, що дасть змогу уникнути їх перевантаження та пошкодження з забезпеченням необхідного терміну експлуатації.

Обґрунтовано необхідність врахування навантажень, які виникають унаслідок плинності гірських порід, а також згинаючого моменту на викривлених ділянках свердловин під час розрахунку обсадних труб на міцність.

Ключові слова: обсадні труби, різьбові з'єднання, навантаження, герметичність, зім'яття, крутний момент

Проблеми надежности крепления скважин становятся актуальными в связи с увеличением глубин бурения, осложнением горно-геологических условий и ростом доли бурения наклонно-направленных скважин в общем объеме буровых работ.

Проанализированы главные причины возникновения осложнений и аварий при креплении нефтяных и газовых скважин. Исследованы условия возникновения негерметичности резьбовых соединений обсадных труб. Для устранения этого осложнения разработана эффективная уплотняющая смазка УС-ОТ, полимеризующаяся спустя некоторое время после нанесения ее на резьбу.

Рассчитаны величины крутящих моментов для свинчивания различных типоразмеров резьбовых соединений обсадных труб, что позволит избежать их перегрузок и нарушений с обеспечением необходимого срока эксплуатации.

Обоснована необходимость учета нагрузок, возникающих вследствие текучести горных пород, а также изгибающего момента на искривленных участках скважин при расчете обсадных труб на прочность.

Ключевые слова: обсадные трубы, резьбовые соединения, нагрузка, герметичность, смятие, крутящий момент.

Problems of well casing reliability become relevant because of increasing drilling depth, mining and geological conditions complication and growth of directional drilling use in general drilling operation scope.

The main causes of complications and collapsing while oil and gas well casing are analyzed. Reasons of threaded connections leakage are investigated, УС-ОТ effective dope, that polymerizes after a certain period of past its application on the thread is developed to solve this problem.

Torques for screwing different casing pipes thread connections are calculated, which would prevent their overweighting and damaging and would guarantee a necessary operation life.

The necessity of load consideration, that occurs in the appears result of rock flow and flexing moment on curved well sections while casing pipes durability calculation is reasoned.

Keywords: casing pipes, thread connections, load, leak resistance, collapse, torque

Вітчизняна та зарубіжна практика спорудження свердловин поставила перед фахівцями низку важливих проблем, до яких належить і забезпечення необхідного рівня надійності їх кріплення. Від цього показника залежить довговічність свердловини, тривалість її експлуатації та міжремонтних періодів, забезпечення вимог охорони надр та довкілля. Надійність кріплення визначається багатьма чинниками, з яких слід виділити відповідність конструкції свердловини геолого-технічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методик розрахунку обсадних колон на міцність, якість виготовлення обсадних труб та їх з'єднань, технологія кріплення.

Оскільки свердловина є довговічною капітальною спорудою, її конструкція має відповідати таким вимогам [1]:

– можливість створення умов для доведення свердловини до проектної глибини. Тому конструкція свердловини має передбачити можливість уникнення ускладнень в процесі буріння, а за необхідності – спуск додаткової проміжної колони;

– конструкція свердловини має бути міцною і забезпечувати герметичне розмежування всіх проникних пластів, розкритих свердловиною;

– конструкція свердловини має бути економічною;

– можливість вирішення геологічних та інших дослідних завдань в процесі буріння;

– запроєктовані режими експлуатації свердловини на всіх етапах розробки родовища мають бути реалізовані;

– необхідно суворо дотримуватися вимог законів з охорони надр та довкілля.

Вибір конструкції свердловини залежить від низки геологічних, технічних, технологічних, організаційних та економічних чинників, головними з яких слід вважати:

- призначення свердловини (розвідувальна, експлуатаційна на нафту або газ, нагнітальна та ін);

- проектна глибина свердловини;

- особливості геологічної будови родовища (наявність тектонічних порушень, соляних штоків, кількість продуктивних об'єктів та їх характеристика);

- ступінь вірогідності даних про геологічну будову родовища;

- характер зміни з глибиною коефіцієнтів аномальності пластових тисків та індексів тисків поглинання;

- хімічний склад і стан пластових флюїдів (крапельна рідина, газ, газорідинна суміш);

- місце розташування устя свердловини (на суші або в акваторії водного басейну);

- спосіб буріння і профіль свердловини;

- метод входження в продуктивний пласт;

- температурний режим в процесі буріння та експлуатації свердловини;

- дебіт і способи експлуатації свердловини на різних етапах розробки родовища;

- вимоги законів з охорони надр і довкілля;

- економічність та ряд інших.

Гірничо-геологічні фактори об'єктивні і здебільшого незмінні для певного родовища. Вони впливають на кількість обсадних колон, інтервали їх спуску, інтервали цементування та, частково, на діаметр обсадних колон і свердловини.

Наприклад, нестійкі породи повинні перекиватися обсадною колоною одразу ж після їх розкриття, оскільки вони здатні осипатися та обвалюватися, що значно ускладнює або унеможливує процес буріння. За наявності в розрізі пластів, схильних до поглинання промивальної рідини та до флюїдопроявів, їх необхідно розмежувати шляхом спуску обсадних колон і заповнення затрубного простору тампонажним розчином.

Підвищена схильність свердловини до викривлення пов'язана з негоризонтальністю залягання та частим чергуванням порід за твердістю. Це спричиняє перегини стовбура свердловини, утворення жолобів, які можуть стати причиною недопуску обсадних колон до проектної глибини. Крім того, в інтервалах похилих ділянок свердловини створюються умови для підвищеного одностороннього зношування проміжних колон бурильним інструментом при спуско-підіймальних операціях і його обертанні при роторному бурінні.

Очікуваний дебіт свердловини безпосередньо впливає на вибір діаметра експлуатаційної колони. При проектуванні конструкції газових та газоконденсатних свердловин необхідно враховувати їхні особливості, а саме:

- тиск газу на усті близький до тиску на вибої;

- низька в'язкість газу зумовлює його високу проникливість, тому до обсадних колон,

призначених для кріплення газових свердловин, висуваються підвищені вимоги щодо герметичності їх з'єднань та затрубного простору;

- раціональне використання пластової енергії вимагає зменшення її втрат на транспортування газу, тому діаметр експлуатаційних колон в газових свердловинах вибирають більшим, ніж у нафтових;

- коефіцієнт аномальності пластового тиску в газоносному пласті великої товщини змінюється з глибиною настільки суттєво, що в інтервалі його залягання можуть виникнути зони з несумісними умовами буріння.

Так, в пошукових свердловинах діаметр експлуатаційної колони залежить від необхідної кількості проміжних обсадних колон, включаючи резервні діаметри; від можливості проведення електрометричних робіт, відбору керна і випробування пластів. Для кріплення таких свердловин допускається використання експлуатаційних колон зменшеного діаметра (114 мм і менше).

В розвідувальних свердловинах конструкція має забезпечувати умови для випробування пластів і подальшої експлуатації промислових об'єктів. В експлуатаційних свердловинах зазори між стінкою свердловини та обсадною колоною вибираються меншими, ніж у розвідувальних свердловинах, що стає можливим внаслідок накопичення інформації про умови буріння. Діаметр експлуатаційної колони розраховується чи підбирається згідно з умовами експлуатації свердловини (вид флюїду, очікуваний дебіт, можливість проведення ремонтних робіт тощо).

Діаметр експлуатаційної колони нагнітальної свердловини залежить від тиску, при якому закачується робочий агент (вода, газ, повітря) в пласт і від приймальності пласта.

Отже при проектуванні конструкції свердловини в кінцевому варіанті необхідно виходити з умов досягнення максимальної швидкості буріння, мінімального обсягу робіт з кріплення, вибору мінімально допустимих зазорів між обсадними колонами і стінками свердловини, максимально можливого виходу колони, що спускається, з башмака попередньої, а також з умов мінімізації діаметра експлуатаційної колони. Тоді конструкція свердловини буде найекономічнішою.

Надійність кріплення свердловини залежить від багатьох чинників, з яких слід виділити: відповідність конструкції свердловини гірничо-геологічним умовам буріння та її призначенню, обґрунтованість методики розрахунку обсадних колон на міцність, конструктивні особливості і якість виготовлення обсадних труб та їх з'єднань, технологія кріплення та ряд інших [2].

Аналіз промислових даних з будівництва свердловин буровими підприємствами ДК "Укргазвидобування" та ПАТ "Укрнафта" свідчить, що за останні 10 років прийняті конструкції свердловин відповідають гірничо-геологічним умовам і забезпечують їх доведення до проектних глибин.

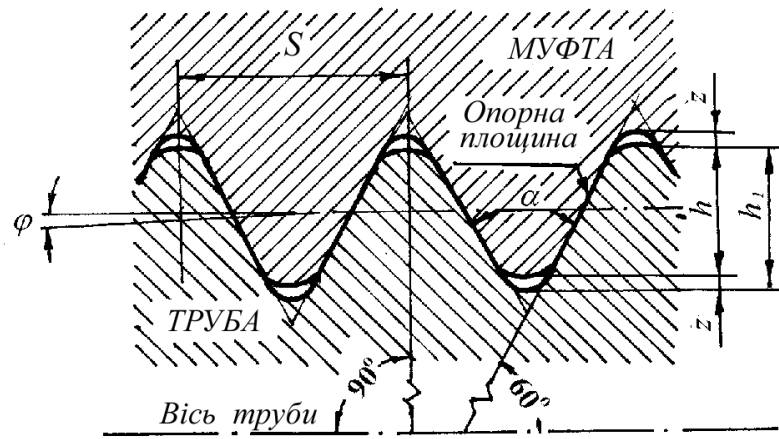


Рисунок 1 – Різьбове з'єднання з трикутним профілем

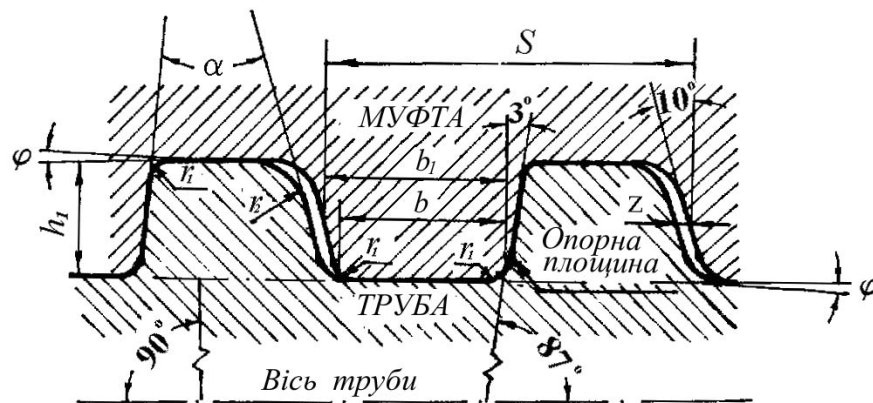


Рисунок 2 – Різьбове з'єднання з трапецієподібним профілем

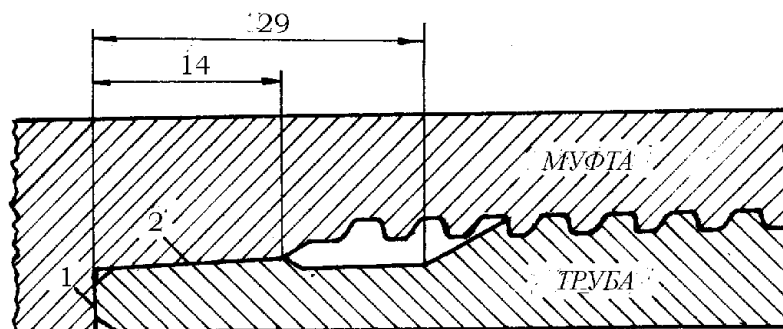
Перед спуском у свердловину обсадні труби шаблонуєть, різьбові з'єднання перевіряють різьбовими калібрами, згвинчування обсадних труб здійснюється з контролем величини крутного моменту із застосуванням гідравлічних ключів вітчизняного та зарубіжного (TS-135) виробництва. Для забезпечення герметичності різьбових з'єднань використовуються мастила ГС-1, ГС-5, Р2-МВП, УС-ОТ, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон проводиться трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності і міцності типу ОТТГ і ОТТМ та трубами імпортного виробництва. Час на кріплення свердловин становить (13÷20)% від загального календарного часу на будівництво свердловин.

Незважаючи на застосування передових технологій кріплення свердловин та великий досвід роботи, цей процес супроводжується ускладненнями, які в окремих випадках спричиняють аварії. Найхарактернішими при кріпленні свердловин у ПАТ "Укрнафта" та БУ "Укрбургаз" є такі ускладнення, як недопущання обсадних колон до проектної глибини, недопідіймання цементного розчину за колоною, оголення башмака обсадної колони, залишення в колоні цементних стаканів висотою 100 м і більше, одностороннє цементування, зім'яття та розрив обсадних колон, порушення герметичності різьбових з'єднань.

Аналіз статистичних даних засвідчує, що із всіх аварій та ускладнень в процесі будівництва свердловин на ускладнення з обсадними колонами припадає (5÷7)%, а на їх усунення витрачається (10÷12)% від всього часу на ліквідацію аварії. Однак аварії з обсадними колонами є найскладнішими при будівництві та експлуатації свердловин. Вони не лише уповільнюють темпи будівництва свердловин, але нерідко стають причиною ліквідації практично закінчених і виведення з експлуатації вже діючих свердловин [3].

Конструктивно конічне з'єднання з різьбою трикутного профілю негерметичне, оскільки при спряженні різьб труби і муфти між вершинами і западинами витків утворюються серповидні зазори висотою 0,076 мм (рис. 1). Зазори зливаються в два наскрізні гвинтові канали, які з'єднують внутрішню порожнину труб із зовнішнім середовищем. Наприклад, для обсадних труб діаметром 146 мм площа поперечного перерізу одного каналу становить 0,045 мм², а довжина – 9,05 м.

Профіль трапецієподібної різьби також не забезпечує герметичності з'єднання, оскільки конструктивно передбачена наявність зазору між гранями витків, величина якого дорівнює різниці між шириною западини профілю і його вершини і становить 0,14 мм (рис. 2).



1 – торцеве упорне ущільнення; 2 – бокове кінцеве ущільнення

Рисунок 3 – Герметизуючі елементи з'єднань ОТТГ і ТБО

Тому безупорні різьбові з'єднання типу ОТТМ не забезпечують герметичності. Тільки з'єднання типу ОТТГ і ТБО, що мають упорні вузли, забезпечують їх герметичність (рис. 3).

Консистентні мастила, які найчастіше застосовуються при комплектуванні обсадних колон, не забезпечують герметичності з'єднання протягом тривалого часу. Теоретичні розрахунки показали, що мастило Р-2МВП витісняється водою через канал у різьбовому з'єднанні із середньою швидкістю 10,5 мм/с за критичного перепаду тиску (мінімально необхідний тиск, при якому можливий рух мастила). При такій швидкості на витіснення всього мастила з каналу різьбового з'єднання потрібно дещо більше 14 хв.

В реальних трубах розміри і форма каналів здебільшого значно відрізняються від розрахункових, що підтверджується експериментальними дослідженнями [4]. Мастило Р-2 МВП з різьбового з'єднання 146-мм обсадних труб витісняється вже через (4÷15) хв.

Слід зазначити, що стандартом передбачено при гідровипробуванні витримувати різьбове з'єднання під тиском протягом 10 с. За такий короткий проміжок часу можна виявити тільки явний брак, тому така перевірка не відповідає умовам експлуатації обсадних труб.

Враховуючи те, що витримувати під тиском протягом 15 хв. кожне муфтове з'єднання для перевірки герметичності на стендах трубопрокатних заводів нерационально, необхідно знайти надійніші засоби підвищення їх герметичності.

Більшість ущільнюючих мастил, які використовують для герметизації різьбових з'єднань обсадних труб, малоефективні, особливо в газових свердловинах за високих тисків і температур. Враховуючи згадане, авторами розроблено ущільнююче мастило (УС-ОТ), яке полімеризується після спуску обсадної колони на проектну глибину [5]. До складу мастила входить: в'язуче (карбамідна смола у кількості 83-89,5%), наповнювачі (органофільний аеросил – 4-6% та графіт – 5-8%), розчинник (уайт-спирит, ацетон, бензин або ДП у кількості 0,5-1%), отверджувач (хлористий амоній – 1-2%). Термін полімеризації регулюється додаванням отверджувача з урахуванням температури на

вибої і часу спуску обсадної колони. Ущільнююче мастило УС-ОТ пройшло широке промислове випробування при будівництві свердловин буровими підприємствами ПАТ “Укрнафта”, ВГО “Ямалнафтогазгеологія”, ВО “Сахалінморнафтогаз” та інших. Результати випробувань підтвердили високу ефективність і технологічність застосування мастила УС-ОТ в різних температурних умовах.

В [6] визначені основні експлуатаційні характеристики кінцевих різьбових з'єднань: міцність і герметичність під дією на обсадні труби навантажень, які можливі в свердловині в процесі кріплення та експлуатації. Згідно з чинним ГОСТ 632-80 за критерій якісного згвинчування прийнято умовний осьовий натяг, величина якого рекомендована з допустимими відхиленнями, в залежності від типу різьби. З ряду причин цей критерій неповноцінний, насамперед через відхилення геометричних параметрів різьби, неоднаковий стан згвинчуваних поверхонь, різні умови згвинчування.

В зарубіжній практиці згвинчування обсадних труб основним критерієм якісного згвинчування прийнято вважати крутний момент, величина якого регламентується в залежності від групи міцності металу труб, їх діаметра та товщини стінки. Однак величина крутного моменту для одного і того ж типорозміру труб залежить від багатьох показників, тому контроль якості згвинчування різьбових з'єднань повинен проводитись комплексно, тобто за величинами осьового натягу і крутного моменту.

Аналіз літературних джерел свідчить, що рекомендовані величини крутних моментів для однакових типорозмірів обсадних труб суттєво різняться між собою, що ставить під сумнів їх вірогідність. Причому деякі автори наводять величину крутного моменту залежно від товщини стінки та групи міцності сталі, інші тільки від товщини стінки, треті дають середні значення для певного діаметра труб. Деякі величини крутних моментів мають теоретичний характер, оскільки потребують перевірки площі контакту витків різьби труби і муфти, що не може бути прийнятним в виробничих умовах. Окремі автори штучно занижують величини крутних моментів, наближаючи їх до зарубіжних стандартів. Менші значення крутних моме-

Таблиця 1 – Рекомендовані значення крутних моментів згвинчування обсадних труб з трикутним профілем різьби

Номинальний діаметр труб, мм	Товщина стінок, мм	Крутний момент згвинчування (Н·м) для труб	
		з короткою різьбою	з подовженою різьбою
		М	М
140	6,2	3500	-
	7,0	3900	5000
	7,7	4300	5500
	9,2	5100	6600
	10,5	5900	7500
146	6,5	3800	-
	7,0	4200	5400
	7,7	4500	6000
	8,5	5000	6600
	9,5	5600	7400
	10,7	6300	8300
168	7,3	4500	5900
	8,0	5500	7200
	10,6	6600	8600
	12,1	7500	9800

нтів, рекомендовані стандартами АНІ, пояснюються підвищеними вимогами до величин допусків на виготовлення різьби.

Враховуючи, що реально осьовий натяг має плюсові і мінусові відхилення, рекомендовані величини крутних моментів знаходяться в широкому діапазоні.

Проведений аналіз вказує на протиріччя між підходами до визначення величини крутного моменту згвинчування обсадних труб та його залежності від різних чинників. Тому вивчення та вирішення цієї проблеми залишається актуальним завданням і сьогодні.

Методика розрахунку величини крутного моменту згвинчування обсадних труб залежить від профілям різьби [7]. Для визначення величини крутного моменту згвинчування рекомендуються формули, що базуються на розв'язку задачі Ламе

$$M = \frac{2\pi E f l D_{cp} \operatorname{tg} \varphi (D_{cp} - d)(D_m - D_{cp}) A}{D_m^2 - d^2}, \quad (1)$$

де: D_{cp} – діаметр різьби в середній площині; D_m – зовнішній діаметр муфти; d – зовнішній діаметр труби; E – модуль Юнга; f – коефіцієнт тертя; l – довжина різьби; A – розрахунковий осьовий натяг; $\operatorname{tg} \varphi$ – тангенс кута нахилу різьби, $\operatorname{tg}(\varphi) = 1/32$.

Розрахунки, виконані за формулою (1) для обсадних труб діаметром 146мм, дають результат, близький до 12000 Н·м. Очевидно, що розрахункові значення моментів згвинчування різьбових з'єднань обсадних труб в перерізі середньої частини зони згвинчування завищені. Це пояснюється тим, що під час розрахунку не враховано припасовування різьбового з'єднання в процесі згвинчування.

Для одержання точніших результатів слід врахувати зменшення натягу через припасовування. Для цього необхідно від величини розрахункового осьового натягу A відняти величину A_n , яку можна подати у вигляді $A_n = c \cdot A$, де величина c (коефіцієнт припасовування) змінюється в межах від 0,135 до 0,55. Тоді в формулу для розрахунку M_p замість величини A треба підставити еквівалентне значення осьового натягу A_3 , рівне $A - A_n$, чи, що те ж саме, $A(1 - c)$.

Підставивши значення A_3 в формулу(1) і спростивши її з певними припущеннями, одержимо

$$M = \pi \cdot E \cdot f \cdot l \cdot \delta \cdot A(1 - c) \operatorname{tg} \varphi, \quad (2)$$

де: δ – товщина стінки труби; c – коефіцієнт припасовування поверхонь різьби (у розрахунках прийнято $c = 0,5$).

Рекомендовані значення величин крутних моментів для обсадних труб окремих діаметрів з трикутним профілем різьби подані в таблиці 1.

Аналіз даних таблиці 1 свідчить, що величина крутного моменту згвинчування обсадних труб з трикутним профілем різьби суттєво залежить від товщини стінки труби (для максимальних товщин стінок труби величини момент на 68% перевищує цю величину для мінімальних товщин). Зазначене є наслідком збільшення жорсткості труби. Довжина різьби також впливає на величину моменту, і для подовженої різьби він на 28% більший, ніж для короткої. Слід зауважити, що величина крутного моменту згвинчування, необхідного для вибору пружного натягу, не залежить від групи міцності сталі.

При розрахунку величини крутного моменту згвинчування обсадних труб з трапецієподібним профілем різьби за оптимальну приймається його величина, визначена з умови вибору пружного діаметрального натягу та подолання сил тертя на з'єднаних поверхнях:

а) для обсадних труб типу ОТТМ

$$M_{кр} = \frac{\pi f A t g(\varphi)(1-c) E \delta_T \delta_m R_c l_p}{(R_m^2 \delta_T + R_T^2 \delta_m) f} \times \left(\frac{d_1^2 - d_e^2}{4 \cos(\alpha_1)} + b(d_1 + d_e) \right); \quad (3)$$

б) для обсадних труб типу ОТТГ

$$M_{кр} = \frac{1,15 \pi f A t g(\varphi)(1-c) E \delta_T \delta_m R_c}{(R_m^2 \delta_T + R_T^2 \delta_m)} \times \left\{ \frac{l_p - 0,029}{t} \left(\frac{d_1^2 - d_e^2}{4 \cos(\alpha_1)} + (d_1 + d_e) \right) + \frac{d_{yuc}^2 - d_m^2}{4} + d_2 l_{yuc} \right\}; \quad (4)$$

де: f – коефіцієнт тертя;

A – рекомендована величина осьового натягу, м;

$t g(\varphi)$ – тангенс кута нахилу різьби, $t g(\varphi) = 1/32$;

c – коефіцієнт припасовування різьби, $c = 0,5$;

E – модуль Юнга, $E = 2,1 \cdot 10^{11}$ Па;

δ_T, δ_m – відповідно товщина стінки труби і муфти в основній площині різьби, м;

R_T і R_m – відповідно радіус серединної поверхні труби і муфти в основній площині різьби, м;

R_c – середній радіус різьби в основній її площині, м;

t – крок різьби, $t = 5,08 \cdot 10^{-3}$ м;

l_p – відстань від торця труби до основної площини різьби, м;

d_1 – діаметр вершини витків різьби труби в основній площині, м;

d_e – внутрішній діаметр різьби в основній її площині, м;

d_{yuc} – діаметр конічної ущільнюючої розточки муфти, м;

d_m – діаметр упорного виступу муфти, м;

d_2 – діаметр ущільнюючого конічного пака труби, м;

l_{yuc} – довжина ущільнюючого конічного пака труби, м;

$\cos(\alpha_1)$ – кут нахилу опорної поверхні витків різьби, градус;

b – ширина вершини витка різьби, м.

Змінні величини визначають із співвідношень:

$$\begin{aligned} \delta_T &= \frac{d_e - d + 2\delta}{2}; \\ \delta_M &= \frac{D_M - d_e}{2}; \\ R_T &= \frac{d_e + d - 2\delta}{4}; \\ R_M &= \frac{D_M + d_e}{4}; \\ R_c &= \frac{d_e + h}{2}, \end{aligned} \quad (5)$$

де: d – зовнішній діаметр обсадних труб, м; D_M – зовнішній діаметр муфти, м; δ – номінальна товщина стінки труби, м;

Величини крутного моменту для окремих діаметрів обсадних труб типу ОТТМ та ОТТГ подані в таблиці 2.

Аналізуючи дані таблиці 2, можна зробити такі висновки:

1) величина крутного моменту згвинчування суттєво залежить від осьового натягу і коливається в широких межах. При максимальному осьовому натягу величина крутного моменту на 54% більша, ніж при мінімальному для обсадних труб типу ОТТМ і на 50% – для труб типу ОТТГ. Тому для запобігання перевантаженню різьбових з'єднань в процесі згвинчування обсадних колон необхідно мати дані про величини їх осьового натягу;

2) із збільшенням товщини стінки труб величина крутного моменту зростає внаслідок зменшення її радіальної податливості. Тому для вибору пружного натягу необхідно створювати більший крутний момент;

3) для забезпечення міцності і герметичності різьбових з'єднань обсадних труб типу ОТТГ, при розрахунку величини крутного моменту згвинчування, треба враховувати як умову забезпечення вибору осьового натягу, так і щільності вузла герметичності;

4) величина крутного моменту згвинчування, необхідного для вибору пружного натягу, не залежить від групи міцності сталі.

5) при згвинчуванні обсадних труб слід здійснювати контроль, щоб максимальні значення крутного моменту не перевищували допустимих величин, особливо для труб малих діаметрів, виготовлених зі сталі групи міцності Д.

Аналізуючи характер та причини зім'яття обсадних колон на родовищах Прикарпаття, автори [8] дійшли висновку, що основною причиною зім'яття обсадних колон в інтервалах залягання плинних порід є нерівномірне навантаження на колону, яке спричиняє виникнення контактних тисків. Передумовою зім'яття обсадних колон у вказаних інтервалах є відсутність цементного каменя за колоною, наявність каверн та зосереджена дія на експлуатаційну колону з боку зім'ятої проміжної колони. Авторами [8] аналітично розв'язано задачу з ви-

Таблиця 2 – Величини крутних моментів згинчування обсадних труб залежно від осевого натягу

Діаметр труб, мм	Товщина стінки, мм	ОТТМ			ОТТГ		
		Осьовий натяг, мм					
		A-3	A	A+3	A-2	A	A+2
		Крутний момент, Н·м					
140	7,0	3830	4870	5910	-	-	-
	7,7	4120	5240	6380	-	-	-
	9,2	4660	5920	7180	4740	5920	7070
	10,5	5040	6410	7780	5150	6420	7690
146	7,0	4300	5480	6650	-	-	-
	7,7	4590	5840	7090	-	-	-
	8,5	4970	6320	7670	5040	6300	7550
	9,5	5390	6860	8330	5480	6840	8170
168	10,7	5850	7440	9030	5940	7420	8900
	7,3	4740	6030	7320	-	-	-
	8,0	5110	6500	7890	-	-	-
	8,9	5550	7060	8570	5570	6960	8340
	10,6	6270	7970	9670	6290	7860	9420
	12,1	6800	8660	10500	6820	8520	10220

значення величини контактного тиску, який виникає при зазначеній схемі взаємодії обсадних колон. Розрахунки свідчать, що величина контактного тиску, який передається експлуатаційній колоні при зім'ятті проміжної, значно перевищує міцність труб. Тому опірність системи кріплення з двох концентрично розміщених колон зовнішньому тиску в плинних породах за відсутності тампонажного матеріалу між ними або низької його якості слід оцінювати за величиною тиску зім'яття зовнішньої колони.

На сьогодні при виконанні проектних розрахунків припускається, що механічні характеристики сталі обсадних труб, їх геометричні розміри, коефіцієнти запасу міцності, навантаження, що діють у свердловині, та властивості тампонажного каменю - сталі величини впродовж тривалого часу. Це призводить до того, що достовірність розрахунків знижується в міру збільшення терміну експлуатації свердловин, внаслідок чого чинні методики їх розрахунку на міцність не забезпечують безаварійної роботи свердловин. Через певний час окремі обсадні колони виходять з ладу, незважаючи на те, що всі розрахунки виконувались відповідно до вимог чинних нормативних документів. З промислової практики відомі випадки, коли обсадна колона, розрахована з достатнім запасом міцності, через певний період експлуатації виходить з ладу під дією різних видів навантажень. Одним з найпоширеніших видів пошкодження обсадних колон є їх деформування як рівномірним, так і нерівномірним зовнішнім тиском, який створюється оточуючим середовищем через певний час після початку експлуатації. Отже, запропоновані методи розрахунку обсадних колон справедливі тільки для початкового періоду експлуатації свердловин.

Із зазначеного вище можна зробити висновок, що пошкодження обсадних колон в різних

умовах може відбуватись за неоднакової тривалості дії навантаження (від декількох діб після тампонування колони до декількох десятків років після початку експлуатації свердловини), причому зовнішній тиск за обсадною колоною може бути як меншим, так і більшим за гірський тиск, а навантаження на обсадні труби може мати рівномірний або нерівномірний характер. Перелічені чинники, а також зміна властивостей металу обсадних труб і тампонажного каменю визначають довговічність кріплення нафтових і газових свердловин [9, 10].

Одним з перспективних шляхів нарощування обсягів видобутку вуглеводнів є буріння похило-скерованих та горизонтальних свердловин. Умови роботи обсадних колон у таких свердловинах складніші, ніж у вертикальних. Внаслідок дії згинаючих моментів під час викривлення обсадної колони виникають додаткові тангенціальні та нормальні напруження, які негативно впливають на міцність обсадних труб та герметичність різьбових з'єднань [11].

Сьогодні в нафтогазовій галузі України відсутній керівний документ з розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин. Чинною інструкцією даються рекомендації щодо розрахунку обсадних колон на міцність для кріплення похило-скерованих свердловин, однак ці рекомендації не достатньо обґрунтовані, особливо стосовно розрахунку обсадних труб з трапецієподібною різьбою типу ОТТМ і ОТТГ.

На підставі результатів теоретичних та експериментальних досліджень, проведених авторами [11], встановлено, що в різьбових з'єднаннях обсадних труб типу ОТТМ та ОТТГ переважаючий вплив на міцність мають нормальні напруження у разі їх згину.

Значення допустимого осевого розтягуючого навантаження для різьбового з'єднання з

урахуванням нормальної складової від згинального моменту, може бути знайдено з виразу

$$[G] = (G_{кр} - G_{32}) / n_3, \quad (6)$$

де: $G_{кр}$ – критичне навантаження для різьбового з'єднання під час дії осьової розтягуючої сили; G_{32} – додаткове осьове розтягуюче навантаження від дії згинаючого моменту; n_3 – коефіцієнт запасу міцності на розтяг.

Значення додаткових осьових розтягуючих навантажень на різьбові з'єднання внаслідок дії згинаючого моменту визначалися нами експериментально на зразках натурних обсадних труб. Дослідження проводились з обсадними трубами діаметром 146 мм, 168 мм та 219 мм при зміні інтенсивності викривлення їх осі від 0° до 7° на 10 метрів.

На підставі результатів експериментальних досліджень встановлено:

1 Значення додаткового осьового розтягуючого навантаження, яке виникає внаслідок дії згинаючого моменту в межах прийнятої інтенсивності викривлення, змінюється пропорційно до зміни інтенсивності викривлення поздовжньої осі обсадної труби

$$\Delta G_{32} = G_{32(m)} - G_{32(m-1)} \approx const, \quad (7)$$

де $G_{32(m)}$ і $G_{32(m-1)}$ – значення осьових розтягуючих навантажень, виміряних під час викривлення осі обсадної труби з інтенсивностями, що різняться між собою на 1°/10 м.

2 Для будь-якого типорозміру обсадних труб справедливе співвідношення

$$Z = \frac{\Delta G_{32,cr}}{G_{кр,cr}} \approx \frac{\Delta G_{32(1..m)}}{G_{кр(1..m)}}, \quad (8)$$

де $G_{32(1..m)}$ і $G_{кр(1..m)}$ – відповідно значення осьового розтягуючого навантаження від дії згинаючого моменту та критичне навантаження для труб з товщиною стінки від δ_1 до δ_m .

Середні значення цих навантажень обчислюють за формулами

$$\Delta G_{32,cr} = \sum \frac{\Delta G_{32i}}{m}; \quad G_{кр,cr} = \sum \frac{\Delta G_{крi}}{m}. \quad (9)$$

Скориставшись встановленими залежностями (8) і (9), можна записати вираз для визначення величини осьового розтягуючого навантаження внаслідок дії згинального моменту

$$G_{32} = Z \cdot i \cdot G_{кр}, \quad (10)$$

де i – інтенсивність викривлення обсадної труби, в градусах на 10 м.

Підставивши формулу (9) у формулу (7), одержимо розрахункову формулу для визначення допустимого розтягуючого навантаження, у якій враховується інтенсивність викривлення обсадної труби

$$[G] = \left[\frac{G_{кр}}{n_3} \right] (1 - Z \cdot i). \quad (11)$$

У процесі розрахунку різьбових з'єднань обсадних труб на розтяг від дії власної ваги в

інтервалі викривлення свердловини з інтенсивністю i труби підбирають, виходячи з умови

$$[G] \geq G, \quad (12)$$

де G – розтягуюче навантаження від ваги колони труб, які розташовані нижче за розглядуваний переріз.

З метою підвищення ефективності будівництва та надійності експлуатації свердловин, враховуючи складність гірничо-геологічних умов буріння, зростання глибин свердловин, збільшення частки буріння похило-скерованих і горизонтальних свердловин у загальному обсязі, високі пластові тиски й температури та інші чинники, концептуальні засади технології кріплення свердловин повинні визначатися з таких передумов:

– на стадії проектування конструкції свердловини в кінцевому варіанті потрібно виходити з умов досягнення максимальних темпів проводки свердловин та мінімального обсягу робіт з кріплення;

– для комплектування обсадних колон використовувати обсадні труби з високоміцними (ОТТМ), а для кріплення газових свердловин – високогерметичними з'єднаннями (ОТТГ, ТБО та ін.).

ВИСНОВКИ

1 На основі результатів теоретичних, лабораторних та промислових досліджень розроблено і впроваджено методики, технології і засоби підвищення герметичності різьбових з'єднань обсадних колон, що підтвердило їх високу ефективність та технологічність.

2 За даними теоретичних і стендових досліджень розроблені методики проектування обсадних колон для кріплення похило-скерованих свердловин, кріплення інтервалів свердловин, складених плинними породами, впровадження яких забезпечує надійність і довговічність роботи свердловин.

3 Розроблені низькозатратні і високоефективні методи, технічні засоби і технології відновлення герметичності обсадних колон в процесі експлуатації свердловин.

4 Для попередження перевантаження різьбових з'єднань, згвинчування обсадних труб необхідно проводити з контролем величини крутного моменту, щоб максимальні його значення не перевищували допустимих величин, особливо для труб малих діаметрів, виготовлених зі сталі групи міцності Д.

5 Кріплення свердловин обсадними трубами повинно проводитись з урахування відхилення осі свердловини від вертикалі. Умова міцності буде виконуватись у тому випадку, коли сумарні напруження від згинального моменту та осьової сили не перевищуватимуть напружень плинності.

6 При проектуванні свердловини у розрахунках використовується проектний радіус викривлення, який повинен бути уточнений перед кріпленням за результатами інклінометрії.

7 У разі просторового викривлення осі свердловини інтенсивність викривлення певної ділянки розраховують за величинами Zenітних та азимутальних кутів, виміряних при інклінометрії.

8 На підставі проведених досліджень розраховано величини додаткових навантажень на різьбові з'єднання від згинального моменту, у залежності від діаметра обсадних труб, товщини стінки та інтенсивності викривлення.

Розрахунок обсадних колон на міцність проводять з використанням запропонованої методики з урахуванням сили ваги колони труб та додаткового навантаження від згинального моменту.

Література

1 Коцкулич Я.С. Закінчування свердловин: підручник / Я.С. Коцкулич, О.В. Тищенко. – К.: Інтерпрес ЛТД, 2009. – 366 с.

2 Коцкулич Я.С. Стан кріплення нафтогазових свердловин і шляхи його покращання / Я.С.Коцкулич, І.І. Витвицький // Науковий вісник ІФНТУНГ. – 2005. - №2. – С.41-44.

3 Коцкулич Я.С. Стан і перспективи підвищення надійності кріплення свердловин / Я.С. Коцкулич // Нафтова і газова промисловість. – 2007. – №5. – С.22-24.

4 Коцкулич Я.С. Резервы повышения надежности работы обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах / Я.С. Коцкулич // Техн., технол. и организация геол.-развед. работ. Обзор ВИЭМС МГП Геоинформмарк. – М. – 1991.

5 А.с. 1707978 СССР. Уплотнительная смазка для резьбовых соединений обсадных труб / Я.С. Коцкулич, Я.С. Билецкий, О.В. Тищенко, В.А. Зольников. – 22.09.91.

6 Трубы нефтяного сортамента: Справочник / Под общей ред. Сарояна А.Е. – М.: Недра, 1987. – 485 с.

7 Коцкулич Я.С. О выборе оптимальных значений крутящих моментов свинчивания обсадных труб / Я.С. Коцкулич, Я.С. Билецкий // Разведка и разработка нефт. и газ. месторождений. – 1987. – Вып. 24. – С. 56-57

8 Коцкулич Я.С. Оцінка величини контактного тиску при з'єднанні обсадних колон / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 2. – С.18-19.

9 Коцкулич Я.С. Про вплив геолого-технічних факторів на довговічність обсадних колон / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Нафтова і газова промисловість. – 1997. – № 4. – С.19-20.

10 Коцкулич Я.С. До попередження з'єднання обсадних колон внаслідок їх зношування / Я.С.Коцкулич, І.М. Ковбасюк // Розвідка та розробка нафтових і газових родовищ. Науково-технічний збірник. – 2001. – Т.2. – № 38. – С.48-53.

11 Коцкулич Я.С. Урахування згину під час розрахунку обсадних труб на міцність / Я.С.Коцкулич, М.В.Сенюшкович, О.В.Тищенко // Нафтова і газова промисловість. – 2000. – № 3. – С. 30-31

Стаття надійшла до редакційної колегії

14.02.12

Рекомендована до друку професором

Черновим Б.О.