

3. Треба мати на увазі, що на ділянці викривлення стовбура свердловини можуть спостерігатися випадки ілюзорного прихвату бурильного інструменту внаслідок дії гідростатичного тиску, який притискає бурильні труби до нижньої стінки свердловини.

Література

1. Оганов К. О., Кунцяк Я. В., Гаврилов Я. С., Дубленич Ю. В., Наритник І. І. Практика буріння і експлуатації свердловин з горизонтальними стовбурами. – Київ: в-во "Наукова думка", 2002. – 198 с.
2. Лехницький Г. С. Определение напряжений в упругом изотропном массиве вблизи вертикальной цилиндрической выработки кругового сечения. // Известия АН СССР, ОТН. – № 7 – 1938. – С. 17–20.
3. Безухов Н. И. Основы теории упругости, пластичности и ползучести. – М.: "Высшая школа", 1988. – 512 с.

УДК 622.245

СТАН КРІПЛЕННЯ НАФТОГАЗОВИХ СВЕРДЛОВИН І ШЛЯХИ ЙОГО ПОКРАЩАННЯ

Я. С. Коцкулич, І. І. Витвицький

Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу,
м. Івано-Франківськ, вул. Карпатська, 15, drill@nuing.edu.ua

Приведены показатели крепления нефтяных и газовых скважин на месторождениях Украины. Сформированы пути повышения качества вскрытия продуктивных горизонтов, надежности крепления и цементирования скважин.

The fastening indices of oil and gas wells on the Ukraine's field have been adduced. The ways of increase of exposing quality of productive strata, fastening reliability and wells cementing have been formed.

Кінцевою метою буріння свердловин є створення герметичного і довговічного каналу зв'язку між пластом і денною поверхнею.

Враховуючи, що розріз свердловини складають породи, які різняться між собою літологічним складом, фізико-механічними властивостями, видом насичуваного флюїду, можуть бути стійкими або слабозцементованими і крихкими.

Тому, щоб створити можливість продовжувати буріння до проектної глибини, стовбур свердловини потрібно закріплювати.

Найпоширенішим способом кріплення є спуск у свердловину колони сталевих обсадних труб і заповнення заколонного простору цементним розчином.

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

Аналіз промислових даних із будівництва свердловин буровими підприємствами ДК "Укргазвидобування" та ВАТ "Укрнафта" засвідчує, що за 1999–2003 роки прийняті конструкції свердловин відповідають гірничо-геологічним умовам і забезпечують їх проходження до проектних глибин.

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, стрічка ФУМ. Комплектування обсадних колон здійснюється трубами з різьбовими з'єднаннями підвищеної герметичності й міцності типу ОТТГ і ОТТМ (від 30 до 60%) та імпорними трубами (від 5 до 25%).

Дані про кріплення свердловин буровими підприємствами БУ "Укрбургаз" за 1994–2003 роки подані в таблиці 1.

З таблиці 1 видно, що з 1995 року спостерігається тенденція нарощування обсягів буріння. Це призвело до збільшення витрат часу та матеріалів на кріплення свердловин. Час на кріплення свердловин становить 13÷20% від загального календарного часу на будівництво свердловин. Витрати матеріалів і часу на кріплення 1 м проходки коливаються у вузьких межах і залежать в основному від середньої глибини буріння.

Таблиця 1. Показники кріплення свердловин на площах БУ “Укрбургаз”

Показник	Рік									
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Проходка, м	155754	150297	163396	187043	205606	230267	255703	270796	255634	270343
Кількість опущених колон	162	160	197	230	245	280	289	292	300	297
Витрата цементу, т	11631	10796	15113	15423	15724	17280	16204	18260	20139	19166
Витрата обсадних труб, м	14975	13262	15389	19344	20758	23100	23942	23411	25779	24278
Витрата цементу на 1 м проходки, т/м	0,075	0,072	0,092	0,082	0,078	0,075	0,066	0,067	0,079	0,071
Витрата обсадних труб 1 м проходки, т/м	0,096	0,087	0,094	0,103	0,101	0,100	0,094	0,086	0,101	0,090
Загальний час на кріплення свердловини, год.	36909	40825	44856	58113	57987	60728	69517	77451	74916	77152
Час на кріплення 1 м проходки, год./м	0,237	0,272	0,275	0,31	0,282	0,264	0,272	0,286	0,293	0,285

Незважаючи на застосування передових технологій кріплення та великий досвід роботи, процес кріплення свердловин супроводжується ускладненнями, які в окремих випадках спричиняють аварії. Найхарактернішими при кріпленні свердловин у БУ “Укрбургаз” є такі ускладнення як недопуск обсадних колон до проектної глибини, недопідйом цементного розчину за колоною, оголення башмака обсадної колони, залишення в колоні цементних стаканів заввишки 100 м і більше, одностороннє цементування та інші.

Більшість випадків недопуску обсадних колон пов'язані з прихопленнями, причому недопуск колон найбільш характерний для проміжних колон. Головними причинами залишення цементних стаканів заввишки понад 100 м є передчасне загуснення тампонажного розчину та непередбачувані зупинки в процесі цементування. Дані про ускладнення при кріпленні свердловин в БУ “Укрбургаз” подані в таблиці 2.

Таблиця 2. Дані про ускладнення при кріпленні свердловин в БУ “Укрбургаз”

Показник	Рік									
	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003
Недопуск колон	4	2	9	8	8	4	5	4	3	3
Недопідйом цементного розчину	2	7	2	2	-	1	3	1	4	1
Оголювання башмака	-	-	-	4	1	3	2	1	-	1
Залишення цементних стаканів заввишки 100 м і більше	11	22	18	23	13	18	22	24	23	18
Невдале цементування	-	-	3	1	1	2	2	2	2	-
Разом	17	31	32	38	23	28	34	32	32	23

Аналогічні технології кріплення застосовуються під час будівництва нафтових свердловин буровими підприємствами ВАТ “Укрнафта”. Наприклад, за період з 1995 року до 2002 року у Бориславському УБР щорічно проводилися спуски 18÷20 обсадних колон. На кріплення свердловин за вказаний період витрачалося від 13,6 до 22,6% загального календарного часу. Дані про кріплення свердловин у Бориславському УБР за 1995–2002 рр. подані в таблиці 3.

Однією з найважливіших задач цементування свердловин є надійність розмежування пластів, що може бути досягнуте при забезпеченні повного заміщення бурового розчину тампонажним. Найбільш повного заміщення можна досягнути за умови реалізації комплексу технологічних заходів і технічних пристроїв, які створюють можливість регулювання режимів течії промивальної рідини і цементного розчину в необсадженому просторі.



Таблиця 3. Показники кріплення свердловин у Бориславському УБР

Показник	Рік							
	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Загальна довжина обсадженого стовбура, м	42859	39678	32560	31966	24924	31930	39166	43277
Кількість обсадних колон	24	19	12	15	7	21	21	23
Витрата обсадних труб, т	2684	2281	1656	1889,5	1241	1840	2228,3	2259
Витрата цементу, т	1659	1416	1070	1134,5	857	1287,5	1402,9	1209,5
Час на кріплення свердловин, год	9904	8707	6119	6152	7707	9149	8726	8514
Частка у загальному балансі календарного часу, %	16,1	14,0	14,3	13,6	18,29	25,1	15,0	22,6

Аналіз результатів експериментальних і промислових досліджень встановив, що найбільшій повноті заміщення бурового розчину (до 95–98%) можна досягнути при турбулентному режимі течії цементного розчину, для чого необхідно створювати високі швидкості руху потоку рідини (не менше 1,5–2,0 м/с). Але, по-перше, турбулентний режим течії забезпечити технічно не завжди можливо (особливо за великих кільцевих зазорів і діаметрів свердловин), а по-друге, це не завжди доцільно, якщо виходити з оптимальної величини градієнта швидкості.

Про можливість ефективного заміщення промивальної рідини цементним розчином при структурному (пробковому) режимі течії згадували Т. Ю.Єременко і Д. Ю.Мочернюк ще у 60-х роках минулого століття. Це знайшло втілення в методиці розрахунку цементування свердловин, що була розроблена кафедрою буріння ІФНТУНГ, а також в технологічних регламентах із закінчування свердловин, згідно яких в усіх випадках цементування необсадженої частини свердловини рекомендується підтримувати в за колонному просторі мінімальну швидкість (не вище 0,5 м/с).

Розрахунки процесу цементування свердловин із застосуванням сучасних комп'ютерних програм через відсутність надійної вихідної інформації, зокрема, про реологічні параметри тампонажних розчинів на їх зміну в процесі цементування, не можуть повною мірою відобразити реальну обстановку в свердловині. У зв'язку з цим актуальною є проблема вибору такого критерію керування процесом, використання якого створило б умови проведення цементування без поглинання рідин з одночасним виконанням робіт при максимально допустимих швидкостях руху потоку рідин у за колонному просторі.

Ймовірніші дані можуть бути одержані шляхом обробки статистичних даних цементування свердловин в однакових геолого-технічних умовах, однак обсяги буріння в Україні для використання цього методу недостатні. Тому необхідно здійснювати експериментальні дослідження зміни реологічних характеристик тампонажного розчину в часі за умов, наближених до реальних.

Важливим напрямком забезпечення якісного розмежування пластів з одночасним збереженням колекторських властивостей продуктивних горизонтів слід вважати використання полегшених тампонажних матеріалів і тампонажних розчинів, які розширюються при твердненні.

В зарубіжній практиці використовуються піноцементи, які володіють високою пластичністю і забезпечують межу міцності для циклів релаксації напруження, співставиму із звичайним тампонажним каменем.

Виходячи із складності гірничо-геологічних умов буріння, зростання глибини свердловин, збільшення частки буріння похило-спрямованих і горизонтальних свердловин у загальному обсязі, високих пластових тисків і температур та інших факторів, 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 провідки свердловин, мінімального об'єму робіт із кріплення, вибору мінімально допустимих зазорів між обсадними колонами і стінками свердловини, а також з умови мінімізації діаметра експлуатаційної колони;

для комплектування обсадних колон проектувати використання обсадних труб з високоміцними (ОТМ), а для кріплення газових свердловин навіть високогерметичними з'єднаннями (ОТГ, ТБО та інші);

з метою зменшення витрати обсадних труб на кріплення свердловин та уникнення ускладнень, пов'язаних зі стійкістю стінок свердловини, передбачати спуск обсадних колон секціями та використання обсадних колон-хвостовиків;

для забезпечення герметичності різьбових з'єднань обсадних труб використовувати технології покриття різьбових поверхонь м'якими металами (мідь, алюміній, цинк) та ущільнюючі мастила, що полімеризуються (УС-0Т, УС-1);

при кріпленні свердловин за наявності агресивного середовища (H_2S , CO_2) використовувати обсадні труби з антикорозійним покриттям;

підготовку обсадних труб перед спуском у свердловину здійснювати з перевіркою їх якості методами неруйнівного контролю (дефектоскопія та ін.);

згвинчування обсадних труб у процесі спуску обсадної колони здійснювати з контролем осового натягу, а також величини крутного моменту згвинчування труб;

при спуску обсадних колон у похило-спрямовані свердловини враховувати вплив напружень згину на міцність обсадних труб та додаткових сил опору на викривлених ділянках свердловини;

проводити дослідження з розробки нових конструкцій з'єднань обсадних труб та використання нових матеріалів для їх виготовлення.

Головними шляхами забезпечення якісного розмежування продуктивних пластів слід вважати:

застосування тампонажних матеріалів, які відповідають гірничо-геологічним умовам свердловини (очікувані пластові тиски і температури, коефіцієнти аномальності пластових тисків, наявність у розрізі поглинаючих пластів, мінералізованих пластових вод тощо);

проведення перед цементуванням свердловини лабораторних випробувань з визначення консистенції цементного тіста, в т. ч. при тисках і температурах, що відповідають пластовим, водовідведення і седиментаційної стійкості тампонажної суспензії тощо;

проведення перед спуском обсадної колони повного комплексу геофізичних досліджень у свердловині згідно існуючих регламентів;

забезпечення центрування обсадної колони в свердловині, особливо в інтервалах залягання продуктивних пластів;

використання облежених тампонажних розчинів в умовах аномально низьких пластових тисків, а при неможливості попередження поглинання тампонажного розчину за рахунок зниження його густини – застосування ступеневого цементування;

використання при цементуванні газових свердловин тампонажних розчинів, які збільшуються в об'ємі при твердненні;

забезпечення турбулентного режиму течії рідини у відкритому затрубному просторі свердловини (швидкість течії більше $1,5$ м/с), а при небезпеці гідророзриву пласта або поглинання цементного розчину цементування здійснювати при ламінарному режимі течії (швидкість не більше $0,5$ м/с);

використання буферних рідин, які дозволяють підвищити повноту заміщення бурового розчину й наблизити фізико-хімічну спорідненість фільтраційної кірки і цементного розчину;

проведення цементувальних робіт із застосуванням осереднюючих емоностей, що забезпечує однорідність тампонажного розчину;

використання армованих тампонажних цементів та піноцементів, особливо при цементуванні нагнітальних свердловин, що буряться на підземних сховищах газу, в яких обсадні колони й тампонажний камінь підпадають під знакозмінні навантаження.

