

УДК 622.245.42.004.6

ТЕРШАК Б. А., НАРИТНИК І. І. (Івано-Франківський національний технічний університет нафти і газу)

СТАН ТА ПЕРСПЕКТИВИ ПІДВИЩЕННЯ ЕФЕКТИВНОСТІ ПОВТОРНОЇ ІЗОЛЯЦІЇ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИН НАФТОГАЗОВИХ РОДОВИЩ ДДЗ

В сучасних ринкових умовах господарювання перед нафтогазовою галуззю України постають якісно нові вимоги. Екстенсивні чинники зростання виробництва себе практично вичерпали. Головне завдання полягає в тому, щоб компенсувати зменшення приросту запасів нафти і газу підвищенням ефективності виробництва, зростання якого, за наявної ресурсної бази вуглеводнів, у першу чергу можливе за рахунок забезпечення та підтримання експлуатаційної надійності діючого фонду свердловин. Це особливо актуально для родовищ Дніпровсько-Донецької западини (ДДЗ), де зосереджено основний потенціал нафтогазовидобутку країни (табл. 1).

Табл. 1. Динаміка розвитку фонду свердловин родовищ ВАТ «Укрнафта»

№ п/п	Фонд свердловин	Роки					
		2001	2002	2003	2004	2005	2006
1	Нафтові, з них:	2194	2178	2188	2195	2261	2227
	- бездіючі	42	61	71	124	93	148
2	Газові, з них:	231	237	241	243	250	265
	- бездіючі	24	32	17	42	50	64
3	Спеціальні	803	594	628	665	667	668
4	Ліквідовані	3743	3841	4467	4234	4283	4152

Родовища ДДЗ характеризуються високою проникністю продуктивних горизонтів і наявністю активної гідродинамічної системи. Початкову розробку здійснювали на природних режимах з використанням енергії активних контурних вод. Стабілізацію та нарощування видобутку вуглеводнів на пізній та завершальній стадіях розробки родовищ пов'язують з реалізацією комплексу геолого-технічних заходів, скерованих на удосконалення методів закінчування та експлуатації свердловин. Для таких родовищ характерні: нестационарний бародинамічний стан покладів, порушена система розробки, велика (до 98 %) обводненість продукції, низькі (2-10 т/д) дебіти пластових флюїдів, жорсткі режими експлуатації, що спричиняють негативні впливи на якість будівництва та подальшу експлуатацію свердловин. Диференціювання поточних пластових тисків за розрізом продуктивного покладу з різнонапірними пластами призводить до складного гідродинамічного стану системи за колонного простору кріплення. Настає безпосередня взаємодія нафто-, газо- та водонасичених пластів. Ці нестационарні процеси з часом тільки інтенсифікуються, що викликає зниження кінцевої нафтовіддачі пластів, порушення вимог охорони надр та довкілля. За таких умов для забезпечення експлуатаційної надійності свердловини як інженерної споруди визначальний вплив мають конструкція вибою та стан кріплення.

Багаточисельні дослідження та промисловий досвід переконливо свідчать, що на етапах формування кріплення, вторинного розкриття та освоєння свердловин, як правило, настає втрата герметичності за колонного простору. Подальше формування гідравлічного каналу триває під час експлуатації свердловин, особливо за умови здійснення обробок привибійної зони, використання різноманітних методів підвищення нафтовіддачі пластів, а також виконання ремонтно-ізоляційних робіт.

Характерним прикладом такої ситуації може бути Анастасіївське родовище (Роменська група), яке є одним з найбільш складних за своєю будовою. У зв'язку з

промисловою розробкою, починаючи з 1978 року, пластовий тиск у нафтоносних горизонтах візейського ярусу В-19, В-20 та В-21 став швидко падати і 1984 року зменшився з 49-51 МПа до 23-27 МПа. Якщо в перші роки експлуатації баланс тисків у продуктивних та близько розташованому водоносному горизонті (В-18) дозволяв успішно освоювати та експлуатувати свердловини, то нині тут спостерігаються інтенсивні заколонні перетоки. Всього за час експлуатації на родовищі в результаті заколонних перетоків обводнилось понад 50 % від загальної кількості експлуатаційних та нагнітальних свердловин, пробурених на нафтові горизонти візейського ярусу і зацементованих за традиційними технологіями.

Аналогічна ситуація простежується і на інших родовищах ДДз, (Бугруватівському, Рибальцівському, Арпохівському, Перескопівському, Коржівському тощо). Наприклад, середній рівень обводненості нафти, видобутої на родовищах НГВУ «Полтаванафтогаз» за період 2003-2005 рр., знаходиться в межах 70,6%-82,8 %. Найбільшу ж обводненість має нафта, що одержана зі свердловин НГВУ «Чернігівнафтогаз», – понад 90 %, а при газліфтному способі експлуатації за 2005 р. – 97,8 %.

Незважаючи на розроблення та використання різноманітних заходів (застосування пакерів, розширюючих цементів, диференціювання технологічних властивостей тампонажних сумішей тощо) проблема забезпечення герметичності заколонного простору свердловин під час їх будівництва на родовищах ДДз залишається актуальною. Так, у 2003-2005 рр. на чотирьох свердловинах (452, 513-Бугруватівські, 54-Коржівська, 71-Східно-Рогинцівська) відбувались міжпластові перетоки. У ряді свердловин (27-Гоголівська, 73-Східно-Рогинцівська, 12-Арпохівська, 32-Волошківська, 80-Сахалінська та інші) зафіксовано міжколонні тиски.

Зростання кількості перетоків, інтенсивне обводнення продуктивних пластів свідчить про недостатню ефективність відомих технологій первинного та повторного розмежування пластів у складних гірничо-геологічних умовах.

У практиці буріння та експлуатації нафтових і газових свердловин серед методів ізоляції заколонних перетоків найбільш поширеним є встановлення мостів під тиском. При цьому відповідні роботи, як правило, виконують за наступною традиційною схемою. У кріпленні свердловини навпроти каналу перетоку виконують перфораційні отвори, через які в подальшому під тиском нагнітають ізоляційний матеріал. Незважаючи на уявну простоту, ефективність таких робіт залишається досить низькою. Так, для відновлення герметичності кріплення на 32 свердловинах ВАТ «Укрнафта» та ДК «Укргазвидобування» було проведено 81 операцію, з яких тільки 9 виявились успішними з першої спроби, а у свердловинах 4-Тищенківська та 14-Козіївська ВАТ «Укрнафта» для отримання позитивного результату було проведено по 5 операцій.

У табл. 2 наведено відомості про основні види операцій зі встановлення ізоляційних екранів у свердловинах родовищ НГВУ «Чернігівнафтогаз» ВАТ «Укрнафта» за 2004-2005 рр.

Табл. 2. Результати проведення операцій зі встановлення ізоляційних екранів

№ п/п	Вид проведення операції	Кількість ремонтів, шт.		Тривалість ремонтів, год		Вартість ремонтних робіт, тис. грн	
		2004 р.	2005 р.	2004 р.	2005 р.	2004 р.	2005 р.
1	Відокремлення нижнього пласта мостом	31	29	11581	14279	3144,36	4144,52
2	Перехід на верхній горизонт з відокремленням нижнього пласта мостом	13	17	6373	3963	1907,45	1435,53
3	Перехід на нижній горизонт з відокремленням верхнього пласта тампонуванням	3	3	5287	3920	1197,94	1004,80
4	Відокремлення проміжного пласта тампонуванням	–	1	–	429	–	111,41
5	Ізоляція без розмежування пластів	3	–	898	–	173,33	–

Такий стан справ, на наш погляд, викликаний низкою причин, пов'язаних з технологічними особливостями операції. Для ізоляції, як правило, використовують тампонажні суміші на базі цементів ПЦТ-1-50, ПЦТ-1-100, ШЩС-120 з водоцементним відношенням $0,45 \div 0,55$. Вибір ізоляційного матеріалу суспензії відповідно до [1] виконують за програмою, що імітує як термобаричні умови, так і характерні особливості технологічного процесу. Це не тільки вимагає ретельного підбору рецептури, але і її успішної реалізації, що надзвичайно складно за умови виконання робіт на великих глибинах, можливості формування зони змішування тощо.

Як приклад в табл. 3 наведено підбір рецептури тампонажної суспензії для встановлення ізоляційного моста у свердловині 10-Лопушнянська (4300-4277 м).

Табл. 3. Результати досліджень щодо підбору рецептури тампонажного розчину для встановлення моста у свердловині 10 Лопушанська

№ досліду	Склад тампонажного розчину				Параметри тампонажного розчину		Час загуснення, год.-хв.	Строки схоплення, год.-хв		Міцність цементного каменю на вигин через 1-2 д твердіння, МПа
	тип цементу	В/Ц	Домішка		розтічність, мм	густина, г/см ³		Початок	Кінець	
			назва	Вміст, мас.ч						
1	ПЦТ 1-100	0,50	-	-	225	1,83	1-45	2-00	2-15	4,8
2		0,52	НТФК Finn-Fix НС	0,08 0,1	250	1,81	4-00	4-00	6-30	3,5
3		0,52	НТФК Finn-Fix НС	0,09 0,05	250	1,81	5-40	8-00	14-00	-

За результатами досліджень було рекомендовано застосувати наступну суміш, мас. ч.: ПЦТ І-100 – 100, НТФК– 0,08, Finn-Fix– 0,1, вода – 52. У той же час (табл. 3, дослід 3) незначна зміна структури рідини замішування (НТФК – 0,09, Finn-Fix – 0,05) може призвести до збільшення термінів схоплення практично удвічі.

Надлишкові тиски під час протискування розчинів в умовах, характерних для більшості родовищ ДДз, часто в 1,5-2,0 рази перевищують пластові. В цьому випадку відбувається практично миттєва фільтрація води з тампонажної системи у гірську породу і, як наслідок, створення тонкого кольматаційного екрану при вході в інтервал перфорації, що перешкоджає проникненню решти суміші в канали перетоку. У випадку перфорації кріплення навпроти низько проникних пластів в інтервал перетоку спочатку потрапляє рідина для глушіння свердловини. Тампонажний розчин, що нагнітають в подальшому, дуже часто, в залежності від типу рідини, може створювати високов'язкі суміші чи матеріал з уповільненим структуроутворенням та пониженою міцністю, що перешкоджає формуванню надійного ізоляційного екрану. Крім того, внаслідок зміни термобаричних умов, в період очікування затвердіння цементу, такий ізоляційний екран швидко руйнується [2].

З метою підвищення ефективності операцій з відновлення герметичності заколонного простору кріплення свердловин розроблено технологію селективної ізоляції [3], суть якої полягає в наступному (рис. 1).

У свердловину, до нижньої межі ізоляційних робіт, спускають колону насосно-компресорних труб (НКТ) 1. Готують розрахункову кількість тампонажної суспензії з початком тужавіння 5-6 годин. Через цементувальну головку опускають герметизуючу пробку 2, після чого здійснюють встановлення моста «балансовим» методом [4]. Закачують розрахункову кількість першої буферної рідини 4, тампонажного розчину 3, другу буферну та протискувальну рідини за умови забезпечення балансу тисків у трубах та затрубному

просторі. В результаті герметизуюча пробка 2 виштовхується з НКТ 1 у свердловину. На ній накопичується тампонажний розчин. Встановлена під мостом пробка 2 виконує роль утримуючого та герметизуючого екрану, запобігаючи просіданню тампонажної суспензії та міграції пластових флюїдів через ізоляційний екран (рис. 1, а). Піднімають труби з зони моста і виконують зворотне промивання свердловини. В інтервал ізоляції опускають перфоратор 5, за допомогою якого у кріпленні свердловини виконують отвори 6. Після вибуху зарядів за потоком газів утворюється зона розрідження, тому в новосформовані отвори безперешкодно втягується тампонажний розчин, заповнюючи канали перетоку в кріпленні свердловини (рис. 1, б). Далі перфоратор 5 піднімають на поверхню. Починається відфільтровування незв'язаної рідини з тампонажного розчину в розроблений гірський масив, що призводить до прискореного формування ізоляційного екрану за обсадною колоною (рис. 1, в). Встановлений над мостом екран з буферної рідини 4 виключає можливість перемішування тампонажної суспензії. У разі необхідності подальші роботи проводять у відповідності з рекомендаціями [1].

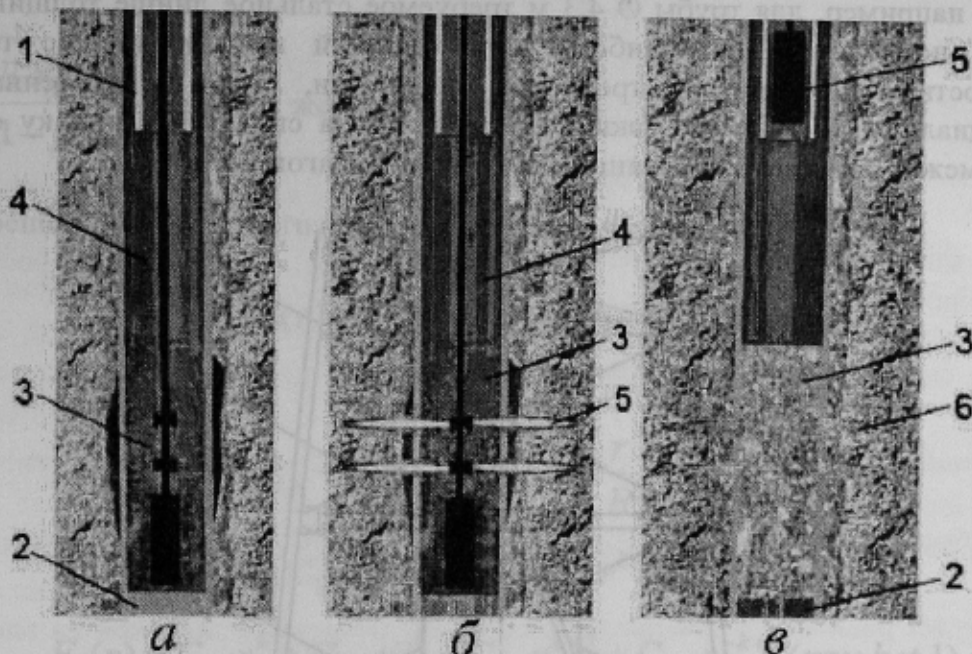


Рис. 1. Технологія селективної ізоляції кріплення

1 – НКТ; 2 – герметизуюча пробка; 3 – тампонажний розчин; 4 – буферна рідина;
5 – перфоратор; 6 – перфораційні отвори

Дана технологія пройшла успішні промислові випробування на родовищах Західного Сибіру і може бути рекомендована для відновлення герметичності заколонного простору свердловин нафтогазових родовищ ДДз.

Литература

1. Серенко П.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин. – М.: Недра, 1988. – 263с.
2. Булатов А.П. Формирование и работа цементного камня в скважине. – М.: Недра, 1990. – 409с.
3. Тершак Б.А., Тершак Ф.А., Набока И.Н. Способ установки разделительного моста в скважине. – А.с. СССР № 1659627, МПК E21B33/13, 1991, Бюл. № 24.
4. Коцкулич Я.С., Тершак Б.А., Сенишквич Н.В. и др. Устройство для установки разделительного моста. – А.с. СССР № 1689591, МПК E21B 33/14, 1991, Бюл. № 41.

© Тершак Б. А., Наритник І. І., 2007