

Актуальні питання нафтогазової галузі

УДК 622.245.42. 004.6

ДОСВІД ВІДНОВЛЕННЯ ГЕРМЕТИЧНОСТІ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТОРУ КРІПЛЕННЯ СВЕРДЛОВИНИ

Б.А.Тершак

Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ «Укрнафта»
76018, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О.Пушкіна, 2,
e-mail: tershak@ndpi.ukrnafta.com

Виконано аналіз ефективності ремонтно-ізоляційних робіт щодо ліквідації заколонних перетікань та відновлення герметичності кріплення свердловин нафтогазових родовищ України. Вивчено досвід формування та відновлення кріплення у свердловині 52-Росільнянська. Наведено результати контролю якості цементного каменя, сформованого з тампонажного розчину в умовах свердловини. Показано, що цементний камінь додатково містить суттєву домішку компонентів промивальної рідини, у тому числі баритового наповнювача. За допомогою сучасних методів дослідження вивчено структуру та компонентний склад вказаного матеріалу. Розглянуто особливості виконання робіт за удосконаленою технологією.

Ключові слова: заколонний простір, кріплення свердловини, цементний камінь, буровий розчин

Выполнен анализ эффективности ремонтно-изоляционных работ по ликвидации заколонных перетоков и возобновления герметичности крепи скважин нефтегазовых месторождений Украины. Изучен опыт формирования и возобновления крепи в скважине 52-Росильнянска. Приведены результаты контроля качества цементного камня, сформированного из тампонажного раствора в условиях скважины. Показано, что цементный камень дополнительно содержит существенную примесь компонентов промывочной жидкости, в том числе баритового наполнителя. С помощью современных методов исследования изучена структура и компонентный состав указанного материала. Рассмотрены особенности выполнения работ по усовершенствованной технологии.

Ключевые слова: заколонное пространство, крепь скважины, цементный камень, буровой раствор

The analysis of squeeze cementing efficiency is executed for behind-the-casing flow liquidation and renewal of well support impermeability of oil-and-gas fields of Ukraine. The experience of forming and renewal of well support is studied for 52-Rosilnyanska well. The results of control of cement stone quality, which formed from plugging solution in the well conditions, are presented. It is give that the cement stone additionally contains the substantial admixture of cleansing compound components, including barite bulk additive. The structure and component composition of this material are studied by the modern researches methods. The properties of works implementation on the improved technology are considered.

Keywords: bore hole annulus, well support, plugging material, drilling mud

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 ВАТ «Укрнафта», де зосереджено основний потенціал нафтовидобутку країни (табл. 1).

Більшість родовищ компанії належать до важковидобувних, для яких характерні: нестаціонарний 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 розміром продуктивного покладу з різнонапірними пластами призводить до складного гідродинамічного стану системи заколонного простору кріплення. Настає безпосередня взаємодія пластів, насичених різними

Таблиця 1 – Динаміка розвитку фонду свердловин родовищ ВАТ «Укрнафта»

№ з/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

Таблиця 2 – Результати проведення операцій зі встановлення ізоляційних екранів

№ з/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	-

пластовими флюїдами. 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 заколонного простору кріплення.

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 ВАТ «Укрнафта» залишається актуальною. Так, у 2003-2005 рр. позаколонні перетікання на етапі будівництва зафіксовано у свердловинах 452-, 513-Бугруватівські, 54-Коржівська, 71-, 73-Східно-Рогінцівські, 27-Гоголівська, 12-Артюхівська, 32-Волошківська, 80-Сахалінська. Наприклад, середній рівень обводненості нафти, видобутої на родовищах НГВУ "Полтаванaftогаз" за період 2003-2005 рр., знаходиться в межах від 70,6% до 82,8%. Найбільшу ж обводненість має нафта, що одержана зі свердловин НГВУ "Чернігівнафтогаз", – понад 90%. Особливо гостро проблема ліквідації водоперетікань стоїть для Анастасіївського, Артюхівського, Бугруватівського, Долинського, Коржівського, Перекопівського, Північно-Долинського, Рибальцівського та інших родовищ.

Зростання кількості перетікань, інтенсивне обводнення продуктивних пластів, насамперед, свідчать 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 [1]. Незважаючи на уявну простоту, ефективність таких робіт залишається досить низькою. Так, для відновлення герметичності кріплення на 32 свердловинах ВАТ „Укрнафта” та ДК „Укргазвидобування” 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. Як бачимо такі роботи є надзвичайно затратними та водночас низькоєфективними.

За таких обставин позитивний досвід селективної ізоляції заколонного простору кріплення свердловини 52-Росільнянська має велике практичне значення. Під час її будівництва на глибині 2130 м розкрито лінзовидний поклад газу, що в даній частині структури не дренувалося іншими свердловинами. У промивальній рідині густиною 1500 кг/м^3 на виході привибійної пачки бурового розчину газокаротажною станцією зафіксовано вміст газу в розчині 70% (у тому числі метану – до 30%). Підвищення густини до 1800 кг/м^3 з метою запобігання флюїдопроявам дало змогу зменшити вміст газу в розчині до фонових показників. Для забезпечення якісного кріплення проектом передбачено використання розширювального тампонажного матеріалу (РТМ) густиною до 1780 кг/м^3 . Виходячи з реальних умов, що склалися на свердловині, зокрема необхідності збільшення густини бурового розчину, використання РТМ стало технологічно недоцільним.

Перед цементуванням хвостовика параметри промивальної рідини (температура замірів досліджень 20°C) були наступними: густина – 1770 кг/м^3 ; умовна в'язкість – 42 с; водовіддача за 30 хв. – 20 см^3 ; статична напруга зсуву $\text{СНЗ}_{1/10}$ – $14,7/38,22 \text{ дПа}$; пластична в'язкість – $79 \text{ мПа}\cdot\text{с}$; динамічне напруження зсуву – $91,5 \text{ дПа}$; водневий показник (рН) фільтрату – 12. Для регулювання густини використовувався баритовий обважнювач. З урахуванням технологічної ситуації для цементування нижньої секції експлуатаційної колони $\varnothing 168,3 \text{ мм}$ в інтервалі 2438-1611,5 м використано пластифіковану тампонажну суспензію зі зменшеним водоцементним відношенням на базі портландцементу ПЦТ І-50 густиною 1960 кг/м^3 . Під час очікування затвердіння в'язучого (ОЗЦ) з постійним промиванням свердловини протягом 15 год. та технологічної зупинки 3 год. присутності газу в буровому розчині не зафіксовано. Під час підймання і розкручування підвіски бурильних труб (через 34 год. після завершення цементування) спостерігалася розгазованість бурового розчину. Після спуску фальшконуса (для перевірки можливості стикування секцій) до глибини 1574 м під час промивання свердловини максимальний вміст газу у розчині становив 74%, а також спостерігалось зменшення густини бурового розчину до 1720 кг/м^3 . Газопрояви вдалось ліквідувати збільшенням густини бурового розчину до 2030 кг/м^3 . Ймовірно причиною ускладнення є одностороннє заповнення тампонажною суспензією заколонного простору свердловини, що з урахуванням подальших контракційних ефектів та суффозії глинистої кірки могло призвести до формування потенційних каналів для міграції пластового флюїду. За результатами геофізичних досліджень свердловин (ГДС) із застосуванням методу акустичної цементометрії (АКЦ) щільність контакту сформованого цементного каменю навпроти продуктивних горизонтів (2397-2339 м) можна оцінювати як «часткову» або «відсутню».

Продуктивна частина розрізу перфорована в інтервалі 2397-2390 м кумулятивним пристроєм ПКО-89 щільністю 18 отв/м, в інтервалах 2384-2383 м, 2381-2380 м, 2370-2358 м та 2352-2339 м – пристроєм ПКС-80 щільністю 18 отв/м. Освоєння свердловини проводилось шляхом заміни бурового розчину густиною 1820 кг/м^3 на технічну воду, оброблену поверхнево-активними речовинами (ПАР), з наступним запуском свердловини зі встановленням штуцера $\varnothing 10 \text{ мм}$ в трубному просторі. На початку фонтанування замінено штуцер $\varnothing 5 \text{ мм}$ і свердловина працювала 9 і 10 січня 2008 р. по 6 і 8 годин, відповідно. В результаті вибіркового освоєння менілітових відкладів отримано приплив газу, газового конденсату орієнтованим дебітом 10-15 тис. $\text{м}^3/\text{д}$ та пластової мінералізованої води $30 \text{ м}^3/\text{д}$ при постійному фонтануванні ($P_{\text{тр}} = 8,0 \text{ МПа}$; $P_{\text{затр}} = 20,0-21,0 \text{ МПа}$). Для ізоляції свердловини в інтервалі 2418-2343 м встановлено під тиском цементний міст, який в подальшому розбурено до глибини 2375 м. Під час повторного освоєння отримано приплив мінералізованої води дебітом $3,6 \text{ м}^3/\text{д}$. Виконано комплекс ГДС, за результатами яких встановлено поступлення води на ділянках 2350-2352 м та 2358-2362 м. Для ізоляції перетікання виконано тампонування під тиском частини перфорованого інтервалу (2339-2352 м) та отримано: інтервал 2339-2342 м – мінералізована вода дебітом до $1 \text{ дм}^3/\text{хв}$, інтервал 2339-2352 м – мінералізована вода дебітом до $3 \text{ дм}^3/\text{хв}$, інтервал 2358-2362 м – мінералізована вода $2 \text{ дм}^3/\text{хв}$ та газ (факел 0,3-0,5 м). Вирізання «вікна» у системі кріплення свердловини та формування штучного уступу виконано за допомогою пристрою УВУ-168 в інтервалі 2359,5-2364,5 м (рис.1). Як бачимо, в результаті цієї операції діаметр стовбура свердловини збільшено із номінального ($215,9 \text{ мм}$) до 250 мм . У той же час, за даними мікрокавернометрії існує на значне пошкодження внутрішньої поверхні обсадної колони в інтервалі 2336-2376 м, що в першу чергу викликано пульсацією тиску промивальної рідини під час формування уступу. На цю обставину необхідно звертати увагу під час виконання аналогічних операцій у інших свердловинах. Під час формування технологічного вікна відібрано зразки цементного каменя, сформованого у свердловині. На зовнішній поверхні зразків, утворених у заколонному просторі, спостерігаються характерні сліди взаємодії каменю з обсадною колоною. Товщина зразків становила від 9 мм до 11 мм , що, очевидно, обумовлено ексцентричним розташуванням обсадної колони у свердловині, коли труби опираються на муфти.

У таблиці 3 наведено результати рентгеноструктурного аналізу, виконаного в лабораторії ВАТ «Івано-Франківськцемент» на приладі ARL-9800.

Як бачимо з наведених результатів, порівняно з контрольним зразком (ПЦТ-1-100), цементний камінь, сформований у свердловині, містить меншу кількість CaO (замість 65,7% лише 32,4-42,6%) та SiO_2 (замість 21,2% лише

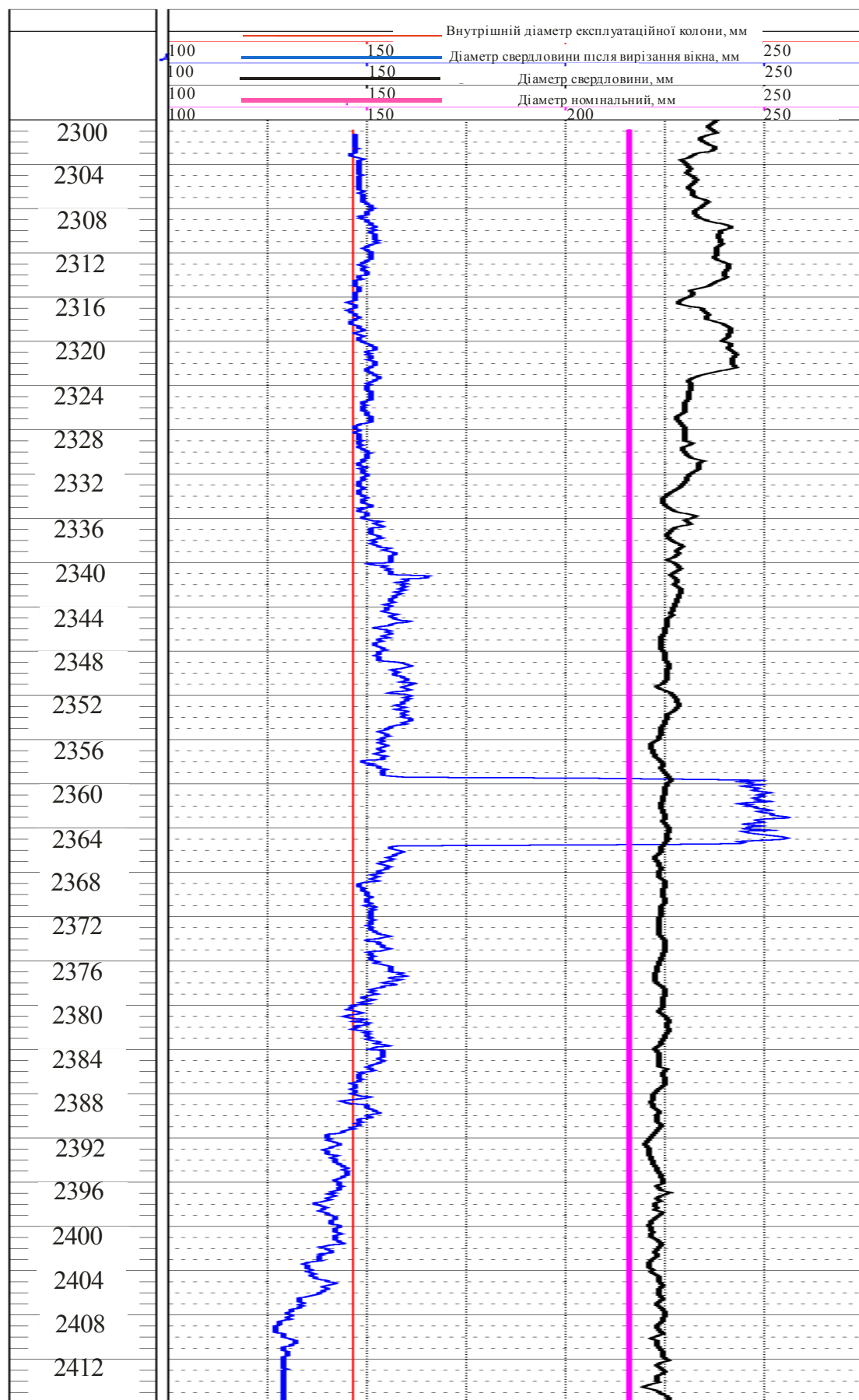


Рисунок 1 – Результати кавернометрії та мікрокавернометрії стовбура після вирізання "вікна"

Таблиця 3 – Компонентний склад матеріалів

Тип матеріалу	Компонентний склад											
	CaO	BaO	SiO ₂	SO ₃	Fe ₂ O ₃	Al ₂ O ₃	MgO	TiO ₂	SrO	K ₂ O	P ₂ O ₅	Інші
Баритовий обважнювач	0,17	56,9	4,04	35,8	0,698	0,825	0,314		0,528		0,171	0,346
Контрольний зразок ПЦТ І-100	65,7	-	21,2	2,94	3,93	5,14	0,684	0,388	0,89	0,225	0,94	0,84
Цементний камінь зі свердловини	32,4-42,6	16,2-20,7	14,3-16,1	10,1-12,3	3,17-3,92	3,3-3,83	0,038-0,424	0,18-0,37	до 0,23	0,15-0,19	0,11-0,16	до 0,4

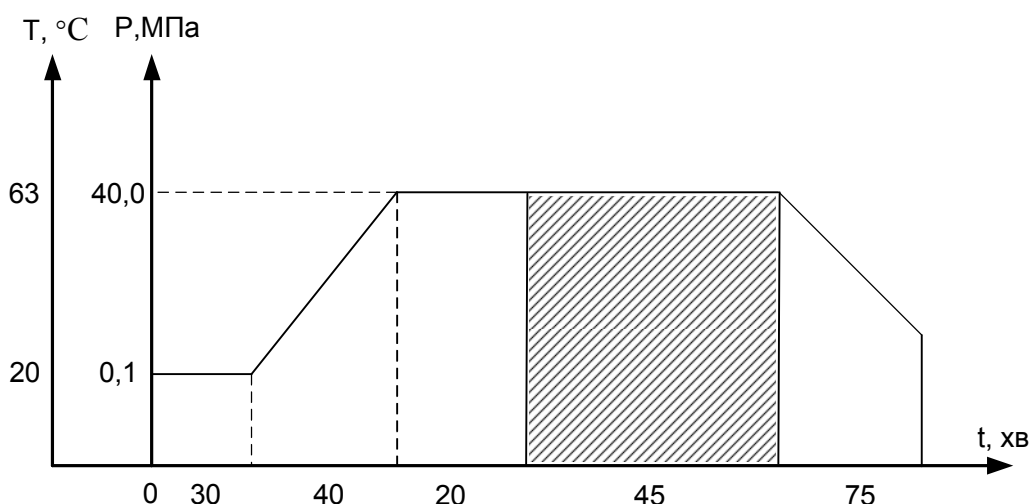


Рисунок 2 – Графік термобаричних і технологічних умов випробувань тампонажного розчину для установки ізоляційного цементного моста у свердловині 52-Росільнянська

14,3-16,1%). У той же час у камені додатково з'явився BaO (16,2-20,7%) та збільшився з 2,94% до 10,1-12,3% вміст SO₃, що підтверджує присутність у камені баритового обважнювача.

Можна стверджувати, що цементний камінь, сформований в умовах свердловини 52-Росільнянська, суттєво відрізняється від контрольного щільністю структури, компонентним складом, наявністю мікротрещин та мікропор, а, відповідно, і міцнісними характеристиками та корозійною стійкістю. Останні обставини є надзвичайно важливими для забезпечення довговічності ізоляційного цементного кільця [2].

Причинами змішування і неповного заміщення бурового розчину тампонажним та формування саме такої структури каменю є:

- складні геологічні умови (буріння вздовж нашарування пластів, що викликає порушення стінок свердловини і утворення каверн);
- неефективна підготовка стовбура свердловини перед цементуванням;
- ексцентричне розташування обсадної колони у свердловині, недостатня кількість елементів технологічного оснащення обсадної колони;
- формування застійних зон промивальної рідини у кавернозній частині стовбура свердловини.

Подальшими геофізичними дослідженнями встановлено, що приплив мінералізованої води густиною 1150 кг/м³ (дебіт 25 дм³/хв, тиск на глибині 2300 м – 35,13 МПа) відбувається в інтервалі 2358-2366 м і газу – в інтервалі 2339-2349 м.

Підбір рецептури тампонажної суспензії для ремонтно-ізоляційних робіт в інтервалі 2414-2354 м виконано фахівцями НДПІ ВАТ «Укрнафта» згідно з режимом дослідження (рис. 2), з урахуванням термобаричних, гірничо-геологічних та техніко-технологічних особливостей виконання операції.

За результатами дослідження розроблено рецептуру модифікованої тампонажної композиції на базі цементу ПЦТ І-100 з такими основними технологічними властивостями: густина 1870 кг/м³; розтічність 230 мм; час загуснення 4 год 00 хв; міцність на вигин цементного каменю у віці 1 доби 5,0 МН/м².

Ліквідація поза колонного перетікання, шляхом установлення контактного цементного моста в інтервалі 2414-2354 м виконано за спеціальною технологією, розробленою фахівцями Прикарпатського УБР та НДПІ ВАТ «Укрнафта» з урахуванням особливостей [3]. Роботи виконано у два етапи. На першому установлено нижній міст до глибини 2366 м. Після 48 годин

очікування затвердіння цементу (ОЗЦ) у свердловину спустили підвіску труб, оснащену спеціальним пристроєм з боковими гідромоніторними насадками. За рахунок інтенсивного промивання, яке супроводжувалось осьовим та радіальним переміщенням, забезпечено ефективне очищення новоствореної каверни. Установлення верхньої частини моста виконували шляхом подачі тампонажної суспензії безпосередньо в зону уступу при одночасному розходжуванні та обертанні підвіски труб.

Після завершення ОЗЦ і заміни бурового розчину на воду встановлено, що приплив мінералізованої води у за колонному просторі припинився.

Досвід первинного та повторного кріплення свердловини 52-Росільнянська ВАТ «Укрнафта» може бути корисним для фахівців нафтогазової галузі України.

Література

1 Серенко И.А. Повторное цементирование при строительстве и эксплуатации скважин / Серенко И.А., Сидоров Н.А., Кошелев А.Т. – М.: Недра, 1988. – 263 с.

2 Булатов А.И. Формирование и работа цементного камня в скважине / А.И. Булатов – М.: Недра, 1990. – 408 с.

3 Пат. 44098 Україна, МПК E21B33/13, E21B43/00. Спосіб ізоляції міжпластових перетікань у за колонному просторі свердловини / Мрозек Є.Р., Наритник І.І., Тершак Б.А., Шумєга С.В.; заявник та патентовласник ВАТ "Укрнафта". – № u200812596; заявл. 27.10.2008; опубл. 25.09.2009, Бюл. № 18.

Стаття постуила в редакційну колегію

23.10.09

Рекомендована до друку професором

Коцкуличем Я.С.