

© Є.М. Ставичний
С.А. П'ятківський
М.М. Плитус
Л.Я. Притула
НДПІ ПАТ «Укрнафта»
М.Б. Ковальчук
ІФНТУНГ

Відновлення свердловин – перспективний напрям збільшення обсягів видобутку вуглеводнів у Західному нафтопромисловому районі України

УДК 622.24.06

Проведено аналіз робіт із відновлення свердловин другим стовбуром. Розроблено техніко-технологічні рішення для відновлення та кріплення свердловин Орів-Уличнянського родовища, які дають можливість мінімізувати витрати на спорудження другого стовбура.

Ключові слова: відновлення свердловин, обсадна колона, тампонажна суміш, буферна суміш, цементний камінь.

Проведен анализ работ по восстановлению скважин вторым стволом. Разработаны технико-технологические решения для восстановления и крепления скважин Орив-Уличнянского месторождения, позволяющие минимизировать затраты на сооружение второго ствола.

Ключевые слова: восстановление скважин, обсадная колонна, тампонажная смесь, буферная смесь, цементный камень.

Works on wells recovery by sidetracking are analysed. Technical and technological solutions for wells recovery and casing of Oriv-Ulychnyansky field to minimize costs for well construction by sidetracking are developed.

Key words: wells recovery, well casing, plug-back mixture, buffer solution, cement stone.

Як показують розрахунки вітчизняних спеціалістів та досвід інших країн, збільшити обсяги видобутку нафти і газу можна завдяки зростанню обсягів вилучення вуглеводнів на родовищах шляхом відновлення свердловин недіючого фонду [1].

Ефективність відновлення свердловин обумовлена меншими матеріальними і часовими витратами порівняно з бурінням нової свердловини. Проведення робіт із відновлення свердловин також допомагає уникнути проблем щодо землевідведення, пов'язаних зі зміною структури форми власності, оптимізувати розробку родовищ тощо.

У разі відсутності техніко-технологічних методів та засобів щодо можливості проведення капітального ремонту свердловин (обхід зони забруднених колекторів чи механічних перешкод у колоні) здійснюють буріння бокових стовбурів, економлячи таким чином матеріальні та фінансові ресурси [2].

Зарізування і буріння другого стовбура включає роботи, пов'язані з руйнуванням обсадної колони та виходом руйнівного інструмента за межі існуючого стовбура. Подальші роботи здійснюють за технологією буріння похило-скерованих свердловин.

Існує дві технологічні схеми зарізування та буріння другого стовбура в закріпленій свердловині:

вирізування «вікна» в експлуатаційній колоні з подальшим зарізуванням другого стовбура зі стаціонарного чи знімного клина-відхилювача;

вирізування ділянки експлуатаційної колони і забурювання другого стовбура роторним способом або вибійним двигуном.

Відновлення свердловин необхідно проводити тільки після проведення аналізу щодо економічної доцільності цих робіт порівняно з бурінням нової свердловини.

Новий стовбур (оптимальний варіант – горизонтальний) доцільно проектувати на ділянці пласта з максимальною на-

фтонасиченістю та передбачити максимальну довжину другого стовбура в продуктивній товщі із кутом входження в продуктивний пласт не менше 40–50°. Згідно з промисловими даними, збільшення довжини стовбура у нафтонасиченому пласті за рахунок зміни кута входження в пласт з 10 до 45° супроводжується приростом дебіту до 30 %, а до 60° – приріст дебіту може становити до 50 %.

Наприклад, згідно з [3], компанією «Білорусьнафта» протягом року споруджено 12–21 додатковий стовбур, що сприяло збільшенню видобутку на 1200–3700 т нафти на рік. Так, на св. 47-Речицькій із середнім дебітом 0,5–0,8 т/добу за 27 років видобуто 1500 т нафти. Буріння додаткового стовбура з горизонтальною ділянкою завдовжки 182 м у продуктивному пласті дало змогу отримати дебіт 7 т/добу і за 8 місяців експлуатації видобути 1350 т нафти.

Із метою мінімізації витрат на відновлення свердловин шляхом буріння другого стовбура в НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено такі техніко-технологічні рішення, що передбачають:

проектування оптимального профілю другого стовбура з урахуванням траєкторії існуючого стовбура;

проектування траєкторії другого стовбура у просторових координатах та на горизонтальну і вертикальну площини;

побудову проектного профілю, що забезпечує зарізування і буріння другого стовбура у продуктивному горизонті;

застосування технології, що забезпечує можливість вирізування «вікна» і вихід руйнівним інструментом у заколонний простір за один рейс, використовуючи КНБК: клин-відхилювач із пристроєм для закріплення в обсадній колоні плашками, віконний фрез (зарізне долото ІНМ), з'єднаний із клином-відхилювачем за допомогою зрізного гвинта, нижній райбер, гнучкий патрубков, верхній райбер, ОБТ завдовжки 3,5 м, пристрій для орієнтування, бурильні труби;

Таблиця 1

Порівняльні властивості буферних сумішей

Показники	Тип буферних сумішей (БС)		
	СБС	БС зарубіжного виробництва	БС вітчизняного виробництва
Густина, кг/м ³	1640	1640	1710
Розтічність, мм	200	195	210
Водовідділення, мл	0	0	0
Показник фільтрації, см ³ за 30 хв	8	8	9
Пластична в'язкість, мПа·с	65	28	48
Динамічне напруження зсуву, дПа	288	259,2	211,2
Відмивальна здатність, %	49	15	43
Вартість 1 м ³ буферної рідини, грн	2410	9100	3919

застосування технології, що включає вирізування ділянки обсадної колони та зарізування другого стовбура КНБК за допомогою вибірного двигуна з перекосом осей у 2–3,5°;

використання для поглиблення свердловини після зарізування другого стовбура такі КНБК:

- долото III 120,6 С-ЦВ, вибірийний двигун ДІ-105 (кут перекосу секцій 3°30"), телеметрична система ГУОБИТ-42, ОБТ діаметром 89 мм та довжиною 150 м, НКТ діаметром 101,6 мм;
- долото III 139,7 С-ЦВ, вибірийний двигун ДГ-106 із кутом перекосу секцій 2–3°, гіроскопічний відхиляючий пристрій «ЗЕНІТ-106», НКТ діаметром 101,6 мм;
- долото 190,5 С-ЦВ (або ДЕЛС), ОБТ діаметром 146 мм та довжиною 18 м (50 м), бурильні труби діаметром 114 мм.

Загалом, протягом 2006–2012 рр. фахівці ПАТ «Укрнафта» успішно провели у західному регіоні відновлення 6 свердловин шляхом забурювання другого стовбура, з яких: у НГВУ «Долиналифтогаз» – двох свердловин (св. 77 і 148 Північно-Долинського родовища); у НГВУ «Надвірналифтогаз» – трьох свердловин (св. 455, 580, 586 Битківського родовища); у НГВУ «Бориславнафтогаз» – однієї свердловини (св. 33 Орів-Уличнянського родовища).

Беручи до уваги актуальність цього питання, а також враховуючи досвід проведених у НДПІ ПАТ «Укрнафта» робіт, розроблено техніко-технічні рішення для відновлення свердловин НГВУ «Бориславнафтогаз» на Орів-Уличнянському родовищі (св. 10, 15, 17, 53, 102, 104, 160, 23, 26, 31 та 38).

Проектування параметрів, вибраних для відновлення свердловин, передбачало першочергове визначення конфігурації профілю та технологій зарізування, буріння і кріплення бокового стовбура на основі аналізу геолого-технічних умов, можливих ускладнень, буримості гірських порід, фактичної кривизни та стану стовбура тощо.

З огляду на фактичний стан свердловин (діаметр спущених обсадних колон, глибини розташування штучних вибоїв), геолого-технічні умови буріння, розкриття продуктивних горизонтів боковими стовбурами можливе долотами діаметром 120,6–139,7 мм. Для збільшення площі дренажу рекомендовано здійснювати буріння другого стовбура за профілем із мінімально можливим радіусом кривизни і входження в продуктивний пласт під кутом 40–90°.

Виходячи з вищенаведеного, для свердловин, що пропонуються до відновлення, розроблено рекомендації щодо способів, КНБК, режимів руйнування обсадної колони для зарізування, буріння та кріплення другого стовбура [4].

Кріплення свердловин рекомендовано проводити шляхом спускання і цементування потайних обсадних колон із застосуванням комплексної технології кріплення.

З метою забезпечення якісного кріплення свердловин за нашою участю розроблено та апробовано рецептури стабілізованої буферної суміші (СБС) і тампонажного розчину з пониженою водовіддачею (на основі тампонажного матеріалу ТС-100 ПВ).

Відомо, що загально визнаним напрямом підвищення якості цементування свердловин складної просторової архітектури є застосування буферних рідин із необхідними експлуатаційними властивостями, оскільки відсутність ефективних буферних систем призводить до зростання ділянки змішування технологічних рідин у свердловині. При цьому об'єм зони змішування може змінюватися у межах від 33 до 75 % об'єму закачуваного тампонажного розчину, що відповідає коефіцієнту витіснення бурового розчину 0,4–0,6 [5]. Особливо актуальним є питання вибору буферних систем в умовах кріплення колон у разі малих кільцевих зазорів (менше 12 мм на сторону), а також похило-спрямованих свердловин.

Відповідно до вимог до кріплення свердловин у складних гірничогеологічних умовах, СБС розроблено та композиційно спроектовано з урахуванням максимальної сумісності з типовими промивальними рідинами і тампонажними матеріалами [6]. СБС характеризується підвищеною стабільністю за нульового водовідділення та мінімальної водовіддачі, хорошими технологічними властивостями, зокрема розтічністю, відмивальною здатністю та задовільними реологічними властивостями.

За своїми технологічними властивостями та економічною складовою СБС суттєво переважає відомі вітчизняні аналоги і закордонні буферні системи. Порівняльні властивості буферних сумішей наведено в табл. 1.

Буферна рідина, приготовлена на основі буферної суміші СБС за базовою рецептурою, має нульове водовідділення, хорошу прокачуваність (розтічність не менше 200 мм), необхідні структурно-реологічні властивості (пластична в'язкість до 65 мПа·с, динамічне напруження зсуву 288 дПа) та відмиваючу здатність (для нескранованої глинистої кірки до 49 %).

Виготовлення буферної суміші здійснюють відповідно до технічних умов ТУ У 23.2-32571045-002:2012 «Сухі буферні суміші». Упродовж 2010–2013 рр. під час цементування експлуатаційних та проміжних колон, а також установа мостів на нафтогазових родовищах України використано понад 680 т СБС.



Рис. 1. Мікроструктура цементного каменю

Таблиця 2

Рецептури та основні параметри тампонажного розчину для умов цементування експлуатаційної колони 146 мм у продуктивній товщі у св. 148, 202 Північно-Долинського родовища

Параметри	Свердловина		
	148-Північно-Долинська	202-Північно-Долинська	
	Рецептура: ПЦТ-I-100 – 100 мас. ч Finn-Fix HC – 0,04 мас. ч НТФК – 0,02 мас. ч Пластифікатор – 0,35 мас. ч Піногасник – 0,1 мас. ч В/С – 0,47	Рецептура: ТС-100 ПВ – 100 мас. ч НТФК – 0,04 мас. ч В/С – 0,44	
значення параметрів			
Густина цементного розчину, г/см ³	1,88	1,88	
Розтічність цементного тіста, мм	225	220	
Водовідділення, мл	4,5	0,0	
Час загуснення до 30 одиниць Бердена, год-хв	2–30	2–50	
Температура досліджень, °С	65	62	
Строки схоплення, год-хв, (початок/кінець)	2–45/3–10	3–00/3–20	
Міцність цементного каменю, МПа, у віці 1 доби	при вигині	6,8	5,6
	при стисканні	20,3	20,6
Водовіддача, см ³ /30 хв	> 450	15	

Для забезпечення якісного розмежування продуктивних горизонтів та створення надійного ізоляційного екрану запроєктовано тампонажну суміш ТС-100 ПВ, яку отримано на основі композиційного тампонажного матеріалу та модифікуючих добавок нового покоління.

Використання базових матеріалів для приготування ТС-100 ПВ із питомою поверхнею понад 320 м²/кг забезпечує формування цементного каменю зі щільно упакованою кристалічною ґраткою (рис. 1).

Відомо, що щільно упакована структура цементного каменю є передумовою його високих міцнісних характеристик і забезпечує підвищення корозійної стійкості та температурного діапазону використання тампонажного матеріалу ТС-100. Для підтвердження вищесказаного наведено результати цементування св. 148 та 202 Північно-Долинського родовища.

Результати порівняння базової рецептури та основних параметрів тампонажного розчину на основі ПЦТ I-100, яку застосовано під час відновлення св. 148-Північно-Долинська, та рецептури і основних параметрів тампонажного розчину на основі ТС-100 ПВ (св. 202-Північно-Долинська) наведено в табл. 2.

Як бачимо, рецептура тампонажного розчину, апробована на св. 202-Північно-Долинській, має нульове водовідділення та понижено водовіддачу і дещо поступається базовій (св. 148-Північно-Долинська) за міцнісними характеристиками цементного каменю. Відсутність водовідділення та мінімальна водовіддача тампонажного розчину за достатньо високих міцнісних характеристик цементного каменю мінімізують негативний вплив фільтрату тампонажного розчину на фільтраційно-ємнісні характеристики продуктивних відкладів і забезпечують формування надійного цементного кільця. Тампонажний матеріал ТС-100ПВ виготовлено на спеціалізованих змішувальних вузлах у заводських умовах, і він характеризується гомогенністю суміші та простотою і зручністю приготування.

Якість цементування нижньої секції експлуатаційної колони у св. 148 та 202-Північно-Долинських за результатами АКЦ характеризується як добра. У св. 202-Північно-Долинській в інтервалі продуктивних відкладів коефіцієнт якості цементування становить 384, що переважає якість цементування у св. 148-Північно-Долинській, – 325 (критерії цементування «якість добра» при $K_c = 300-400$).

Запропоновані техніко-технологічні рішення щодо технології буріння та кріплення є однією з основних передумов успішного відновлення свердловин. Їх рекомендовано застосовувати під час цементування бокових стовбурів, у тому числі на свердловинах Західного нафтопромислового району України.

Як приклад розглянуто особливості відновлення св. 10-Орив-Уличнянської шляхом забурювання другого стовбура. Вихідні проектні параметри другого стовбура від гирла: азимут – 320°, горизонтальне зміщення вибою від гирла на глибині 3000–125 м.

На основі аналізу геологічної будови родовища (мінералогічного складу порід, розташування водоносних і продуктивних горизонтів), можливих ускладнень, технічного стану свердловини, аналітичних розрахунків та графічних побудов

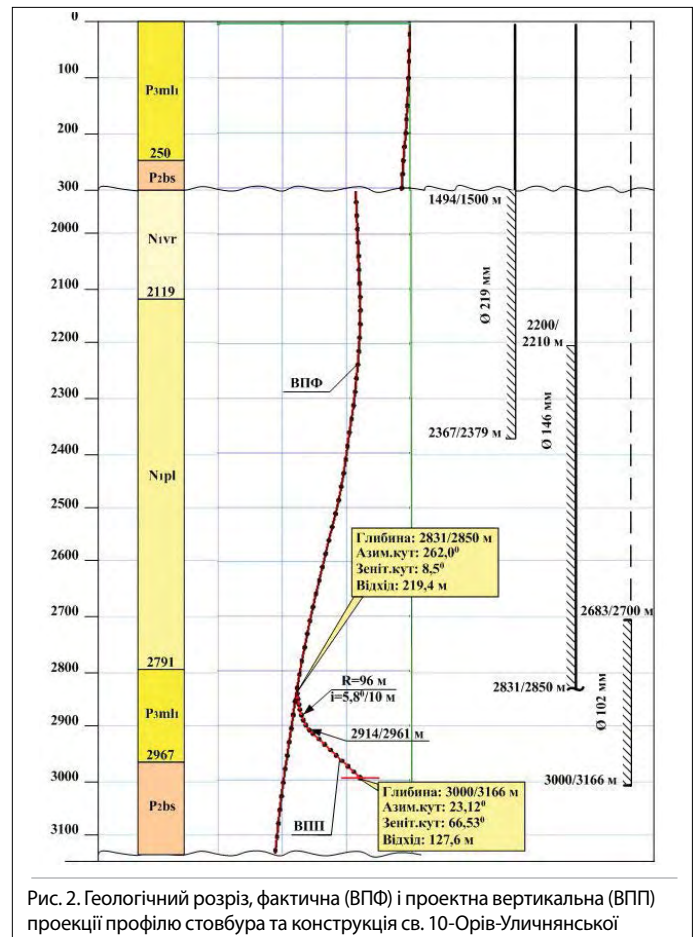


Рис. 2. Геологічний розріз, фактична (ВПФ) і проектна вертикальна (ВПП) проекції профілю стовбура та конструкція св. 10-Орив-Уличнянської

вибрано місце зарізування, що забезпечує буріння другого стовбура за оптимальною просторовою архітектурою (інтервал буріння складається з ділянки набору кривизни в інтервалі 2850–2961 м та стабілізації), а також задовольняє умови розкриття продуктивного горизонту. Так, азимут буріння з глибини місця зарізування 2850 м становить 23°, радіус кривизни – 96 м, інтенсивність набору кривизни – 5,8° на 10 м, кут входження в продуктивний пласт – 39°, довжина другого стовбура за траєкторією – 316 м, відхід від місця зарізування до проектного вибою – 246 м, із яких 83 м розташовано в продуктивному пласті.

На рис. 2 зображено геологічний розріз св. 10-Орив-Уличнянської, фактичну і проектну вертикальну проекції профілю стовбура та її конструкції.

Рекомендовано основні техніко-технологічні рішення для відновлення цієї свердловини шляхом забурювання додаткового стовбура:

руйнування ділянки експлуатаційної колони діаметром 146 мм в інтервалі 2840–2860 м провести за допомогою універсального вирізного пристрою УВП-114;

під час зарізування другого стовбура використати КНБК: долото діаметром 120,6 мм, гвинтовий двигун Д1-105 із перекосом осей 3,5°, телеметрична система ГУО-БИТ-42;

кріплення другого стовбура проводити шляхом спускання в інтервал 2700–3166 м і цементування (СБС та тампонажний розчин на основі ТС-100 ПВ) потайної колони діаметром 102 мм.

Реалізація розроблених техніко-технічних рішень на вищезазначених свердловинах Орив-Уличнянського родовища забезпечить збільшення видобутку нафти у 2,4 раза.

Висновки

На основі проведеної роботи зроблено такі висновки.

Повернення до фонду аварійних, бездіючих чи ліквідованих свердловин шляхом буріння другого стовбура є одним із основних актуальних методів для отримання додаткового видобутку вуглеводнів.

З метою мінімізації витрат на відновлення свердловин, із урахуванням досвіду проведених робіт у НДПІ ПАТ «Укрнафта» розроблено техніко-технологічні рішення, що включають етапи від проектування оптимального профілю другого стовбура до моменту кріплення свердловини.

У західному регіоні фахівцями ПАТ «Укрнафта» протягом 2006–2012 рр. успішно проведено відновлення шести свердловин шляхом буріння бічного стовбура.

На основі лабораторних досліджень, а також промислового застосування обґрунтовано та підтверджено необхідність використання стабілізованої буферної суміші та тампонажного розчину з пониженою водовіддачею для забезпечення якісного кріплення свердловин.

Запровадження техніко-технологічних рішень для відновлення свердловин шляхом буріння додаткових стовбурів на Орив-Уличнянському родовищі забезпечить збільшення видобутку нафти у 2,4 раза.

Список літератури

1. **David Hill.** Reentry Drilling Gives New Life to Aging Fields / Eric Neme, Miguel Mollinedo // Oilfield Review. – 1996. – Autumn. – P. 4–17.

2. **Maurer W.C.** Recent Advances in Horizontal Drilling / Maurer W.C. // The Journal of Canadian Petroleum Technology 34. – 1995. – November № 9. – P. 25–33.

3. **Бескопильный В.Н.** Основные критерии и прогноз продуктивности дополнительных стволов скважины / В.Н. Бескопильный; РУП «ПО «Белоруснефть». – Гомель: БелНИПинефть, 2007. – С. 288–303.

4. **Уточнений проект розробки Орив-Уличнянського родовища:** звіт про НДР/ НДПІ ПАТ «Укрнафта»; кер. Шуміліна Х.Р. – Івано-Франківськ, 2011. – 288 с.

5. **Уханов Р.Ф.** Применение буферных жидкостей при креплении скважин / Р.Ф. Уханов // Бурение. – 1977. – № 12. – С. 21–24.

6. **Пат. 70694 Україна,** МПК E21B33/128. Стабілізована буферна суміш (СБС) / Тершак Б.А., Ставичний Є.М., Сук Ю.Г.; заявник та патентовласник ПАТ «Укрнафта»; № 201113544; заявл. 17.11.2011; опубл. 25.06.2012, Бюл. № 12.

Автори статті

Ставичний Євген Михайлович

Начальник відділу техніки, технології буріння та кріплення свердловин (ВТТБ і КС) НДПІ ПАТ «Укрнафта». Закінчив ІФНТУНГ, спеціальність буріння нафтових і газових свердловин. Сфера наукових інтересів – кріплення свердловин.



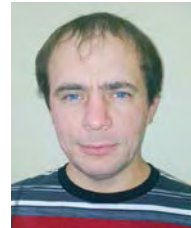
П'ятківський Станіслав Андрійович

Начальник групи породоруйнівного інструменту ВТТБ і КС НДПІ ПАТ «Укрнафта». Закінчив ІФНТУНГ, спеціальність буріння. Сфера наукових інтересів – похило-скероване буріння, відпрацювання породоруйнівного інструменту.



Плитус Михайло Михайлович

Начальник групи попередження та ліквідації ускладнень ВТТБ і КС НДПІ ПАТ «Укрнафта». Закінчив ІФНТУНГ, спеціальність буріння нафтових і газових свердловин. Сфера досліджень – кріплення свердловин.



Притула Людмила Ярославівна

Інженер I категорії групи породоруйнівного інструменту ВТТБ і КС НДПІ ПАТ «Укрнафта». Закінчила ІФНТУНГ, спеціальність буріння. Сфера досліджень – відпрацювання породоруйнівного інструменту, кріплення свердловин.



Ковальчук Мар'яна Богданівна

Аспірантка кафедри буріння нафтогазових свердловин, ІФНТУНГ. Закінчила ІФНТУНГ за спеціальністю геологія нафти і газу та Краківську гірничу академію за спеціальністю геологія нафти. Сфера наукових інтересів – кріплення свердловин.

