

УДК 622.24(075.8)

ПЕРСПЕКТИВНІ НАПРЯМКИ РЕСУРСОЗБЕРЕЖЕННЯ ПРИ БУДІВНИЦТВІ СВЕРДЛОВИН РОДОВИЩ ВАТ «УКРНАФТА»

¹Є.Р. Мрозек, ¹І.І. Наритник, ¹М.В. Лігоцький, ²Б.А. Тершак

¹ ВАТ «Укрнафта»

04053, м.Київ, пров. Несторівський 3-5, тел/факс (044) 2724335,
e-mail:mrozek@ukrnafta.com

²Науково-дослідний і проектний інститут ВАТ «Укрнафта» (НДПІ)

76019, м. Івано-Франківськ, Північний бульвар ім. О. Пушкіна, 2, тел/факс (03422) 776137,
e-mail:tershak@ndpi.ukrnafta.com

Очерчены перспективные направления ресурсосбережения при строительстве скважин месторождений ОАО «Укрнафта». Показано, что на сегодняшний день имеются существенные резервы повышения эффективности бурения за счет снижения непроизводительных потерь времени и средств. Для этого необходимо оптимизировать траекторию и конструкцию скважин, регламентировать и организовать технологический процесс, обеспечивая наилучшие технико-экономические показатели, сделать максимально эффективным процесс вскрытия и освоения продуктивных отложений.

The perspective directions of resources conservation for wells construction of JSC "Ukrnafta" fields are defined. It is shown, there are essential reserves of drilling efficiency increase by to decrease of unproductive losses of time and means. For this purpose it is necessary to optimize a trajectory and a design of wells, to regulate and organize a technological process, providing the best technical and economic parameters, to make maximum effective process of opening and development of productive deposits.

В сучасних ринкових умовах господарювання перед нафтогазовою галуззю країни постають якісно нові вимоги. Екстенсивні чинники зростання виробництва себе практично вичерпали. Завдання полягає в тому, щоб компенсувати зменшення приросту ресурсів додатковим підвищенням ефективності виробництва, прикладом чого може бути ВАТ «Укрнафта». Станом на 01.01.2006 р. Компанія здійснювала промислово та дослідно-промислово розробку 91 родовища з видобутку нафти, газу та конденсату, з них на заході – 34 родовища і на сході – 57 родовищ. Більшість з них перебувають на пізній стадії розробки, характеризуються збільшенням обводнення продукції, зниженням рівня видобутку пластових флюїдів та

збільшенням відбору рідини із продуктивних горизонтів. Це призвело до спаду по ВАТ «Укрнафта» обсягів видобування нафти з конденсатом з 13,9 млн. тонн у 1972 році до 2,9 млн. тонн у 2000 р. [1]. За таких умов абсолютно правильним є рішення керівництва Компанії щодо оптимізації структури фонду свердловин, покращання якості їх будівництва, запровадження ресурсозберігаючих технологій у бурінні та нафтогазовидобутку (таблиця 1). Як результат, починаючи з 2003 року спостерігається позитивна динаміка основних показників діяльності Товариства, навіть незважаючи на деяке підвищення вартості буріння, обумовлене значним ростом цін на матеріали та обладнання.

Таблиця 1 - Динаміка основних показників роботи ВАТ «Укрнафта» за 2003-2005 рр.

№ п/п	Показники	2003 р.	2004 р.	2005 р.
1	Видобуток нафти з газовим конденсатом, т В тому числі: видобуток нафти видобуток газоконденсату	2 901581	3 032512	3 117654
		2 595889	2 739555	2 808823
		305692	292957	308831
2	Видобуток природного і нафтового газу, тис. м ³ В тому числі: газ природний газ нафтовий	3 264562	3 350025	3 271725
		2 569429	2 559793	2 420067
		695133	790232	851658
3	Обсяги буріння, м В тому числі: експлуатація розвідка	183 104	159 917	160 674
		164 144	134 573	141 916
		18 960	25 344	24 103
4	Вартість 1 метра буріння, грн В тому числі: експлуатація розвідка	2 397	2 835	2 763
		2 275	2 737	2 629
		3 353	3 361	3 765

Для буріння глибоких свердловин на нафту і газ витрачається 70% всіх матеріальних та енергетичних ресурсів нафтогазовидобувної галузі [2]. За таких умов надзвичайно актуальною є проблема пошуку подальших шляхів оптимізації діяльності з будівництва свердловин. Світова наука і практика за останні 10-15 років досягли у цьому напрямку значних успіхів, що дає можливість зарубіжним компаніям бурити надглибокі свердловини довжиною до 12 км за 7-8 місяців (родовища Фітч Фарм у Північному морі та інші). Таких результатів було досягнуто за рахунок оптимального поєднання організаційно-технічних заходів, досконалого обладнання і інструменту, а також нового етапу розвитку техніки і технології буріння свердловин [3].

Успішним прикладом скоординованого та високоєфективного технологічного процесу є спорудження свердловини № 510 Бугруватівського родовища ВАТ «Укрнафта» з горизонтальним закінченням стовбура довжиною 139 м, відходом по горизонталі 483 м, глибиною по вертикалі 3416 м, по довжині стовбура – 3737 м.

Будівництво свердловини здійснювалось за триінтервальним профілем: вертикальна ділянка -0-2988 м, ділянка набору zenітного кута з інтенсивністю від 1° до 2,5°/ 10 м - 2988 – 3558 м та горизонтальна ділянка - 3558-3737 м. Проектна та фактична вертикальні і горизонтальні проекції траєкторії стовбура свердловини наведено на рис. 1

Поглиблення свердловини з-під 245 мм проміжної колони (табл. 2) проводилось із застосуванням обладнання фірми Шлюмберже наступною КНБК:

- долото діаметром 215,9 мм - 0,3 м;
- гвинтовий вибійний двигун Ø 171,4 мм «Power Pak» з кутом перекосу осей 1,5° - 8,08 м;
- немагнітний зворотній клапан Ø 165,1 мм – 0,7 м;
- геонавігаційний прилад (резистивіметр) RAB – 6 w/8 1/4" sleeve Ø 171,4 мм – 3,45 м;
- прилад телеметрії Power Pulse діаметром 171,4 мм – 8,42 м;
- немагнітна обважнена труба діаметром 139,7 мм – 8,75 м;

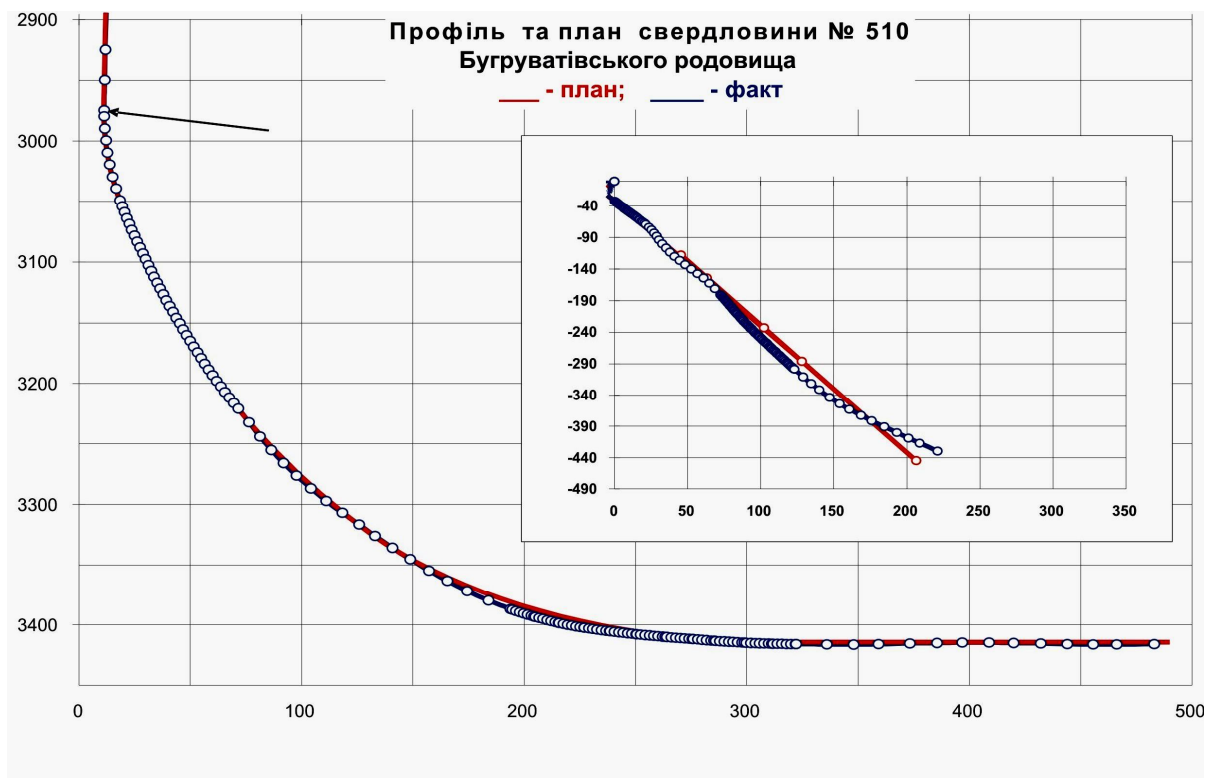


Рисунок 1 – Профіль та план свердловини № 510 Бугруватівського родовища

Таблиця 2 – Конструкція свердловини

Назва обсадної колони	Діаметр обсадної колони, мм	Глибина спуску колони по вертикалі/ по стовбуру, м		Номінальний діаметр стовбура, мм
		проектна	фактична	
Кондуктор	426	90/90	85/85	550
1-а проміжна	324	1100/1100	1095/1095	393,7
2-а проміжна	245	3230/3238	3230/3237	295,3
Експлуатаційна в т.ч. фільтрова частина (по довжині стовбура)	168/146	3415/3737	3414,4/3735	215,9
	146	3575-3725	3549-3724	

Таблиця 3 – Показники роботи доліт при бурінні під експлуатаційну колону

Типорозмір долота	Інтервал буріння, м	Проходка на долото, м	Час буріння, год	Механічна швидкість, м/год
215,9 MXL-20	3237 – 3396	159	53	3,0
215,9 MXL-20	3396 – 3535	139	62	2,2
215,9 MXL-20 б/у	3535 – 3591	56	29	1,9
215,9 MX -20	3591 – 3737	146	49	3,0
ВСЬОГО:	3237 – 3737	500	193	2,6

Таблиця 4 – Компонентний склад розчину «Flo-Pro N T»

Назва хімреагенту	Призначення	Витрата, кг/м ³
MgO	Контроль лужності розчину	4
Flo-Vis Pluse	Біополімер, контроль реології	5,5-6
Flo-Trol	Модифіков. крохмаль, понижувач водовіддачі	16
KCL	Інгібітор глинистих мінералів	210
CaCO ₃ F, M	Кольматант	90
Defoam-A	Піногасник	114 л всього
Dril-Free	Масильна домішка	2080 л всього
M-I Side	Рідкий бактерицид	0,6
Kla-Cure	Органічний інгібітор	20

- ПОБТ 127 x 19,05 «Д» -301,3 м;
- ЯСС діаметром 165,1 мм - 10,62 м;
- ПОБТ 127 x 19,05 «Д» - 75,41 м;
- акселератор діаметром 165,1 мм – 10,25 м;
- ПОБТ 127 x 19,05 «Д» - 113,19 м;
- БТ 127 x 9,2 «Л» до гирла.

Даною компоновкою здійснювалось буріння до глибини 3535 м у результаті чого було досягнуто Zenітного кута 82,3°. Подальше поглиблення в інтервалі 3535 – 3737 м виконано цією ж компоновкою, тільки над немагнітною обважненою трубою було додатково встановлено 298 м ТБПВ 127 x 9,2 Л – 297,6 м. За час буріння під експлуатаційну колону в інтервалі 3237-3737 м здійснено чотири довбання (табл.3).

Слід зазначити, що проектна траєкторія була успішно реалізована, у першу чергу, завдяки телеметричній системі Power Pulse. Крім вимірювання Zenітного кута і азимута реєстрували дані гамма-каротажу, резистивиметрії та механічного каротажу. За допомогою даних досліджень стовбур свердловини провели по траєкторії пласта з найкращими колекторськими властивостями. Додатково отримано інформацію про кути нашарування та азимутальний напрямок залягання порід, кавернозність стовбура свердловини, зону проникнення фільтрату бурового розчину, динаміку температур тощо.

Для розкриття продуктивних відкладів було використано безглинисту, полімерну систему «Flo-Pro N T», що володіє необхідними структурно-реологічними властивостями, та максимально захищає привибійну зону продуктивного горизонту від забруднення (табл.4).

Кріплення 146 x 168 мм експлуатаційної колони виконано двома секціями. З метою збереження колекторських властивостей горизонту В-18 в горизонтальній ділянці встановлено све-

рдловинні фільтри Ф-146 загальною довжиною 156,47м. Для надійного розмежування фільтрової частини і верхніх продуктивних горизонтів на глибині 3545,77 м використано пакер-муфту ПДМ-146-2 (рис. 2).

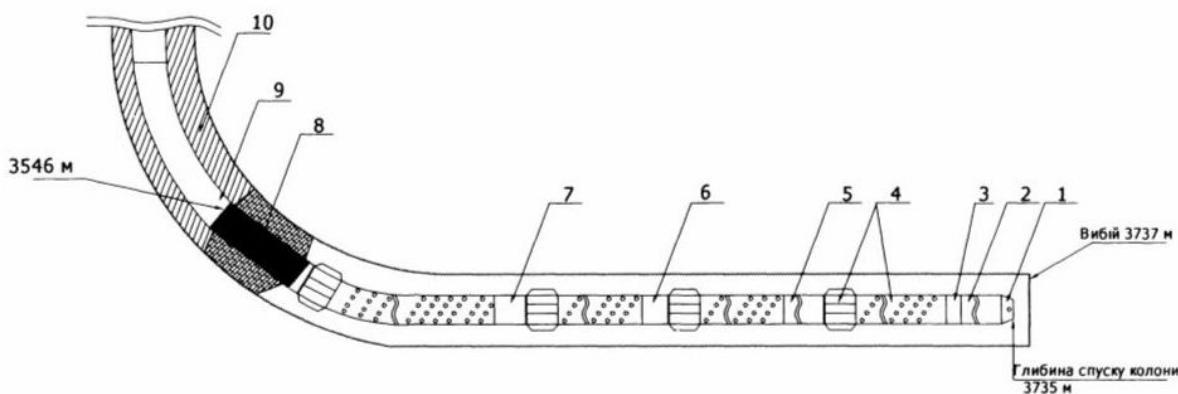
За результатами освоєння свердловини було отримано фонтануючий приплив в'язкої нафти густиною 930 кг/м³. На момент передачі свердловини замовнику вона працювала з дебієм 170-180 м³/д.

Спорудження цієї свердловини підтвердило високий фаховий рівень буровиків ВАТ «Укрнафта», стало результатом скоординованих дій усіх служб, задіяних у технологічному процесі, підтвердило тезу про необхідність зосередження відповідних ресурсів на пріоритетних напрямках робіт.

Результати виробничої діяльності за 2006 р. свідчать, що існують суттєві резерви підвищення ефективності бурових робіт. У минулому році підприємствами ВАТ «Укрнафта» пробурено 151 141 м гірських порід. У той же час сумарні втрати проходки склали 54 341 м або 35,95%, в тому числі Прикарпатське УБР – 37 334 м, Охтирське УБР – 9 589 м, Прилуцьке УБР – 7 418 м (рис. 3). Таким чином, втрати проходки по Прикарпатському УБР сягають 67,15 % від виконаних обсягів робіт.

На рис. 4 зображено структуру втрат. Як видно з наведених результатів, 62,1% загального балансу складають втрати організаційного характеру, яких можна уникнути, зосередивши зусилля на розв'язанні пріоритетних завдань у цьому напрямку.

У перспективі для всіх нафтогазових регіонів України характерне ускладнення умов ведення бурових робіт. Спорудження свердловин доведеться здійснювати на глибинах 5500-7000 метрів, в аномальних термобаричних умовах, за наявності агресивних середовищ тощо. Через



1 – башмак БП-146; 2 – обсадна труба 146x10,7 Д; 3 – зворотний тарільчастий клапан;
 4 – свердловинні фільтри з центраторами діаметром 195 мм;
 5 – обсадна труба 146 x 10,7 Д; 6 – патрубок 146 x 10,7 Д L=3 м; 8 – ПДМ-146-2;
 9 – обсадні труби з пружними центраторами; 10 – цементний камінь
Рисунок 2 – Схема компоновки низу експлуатаційної колони

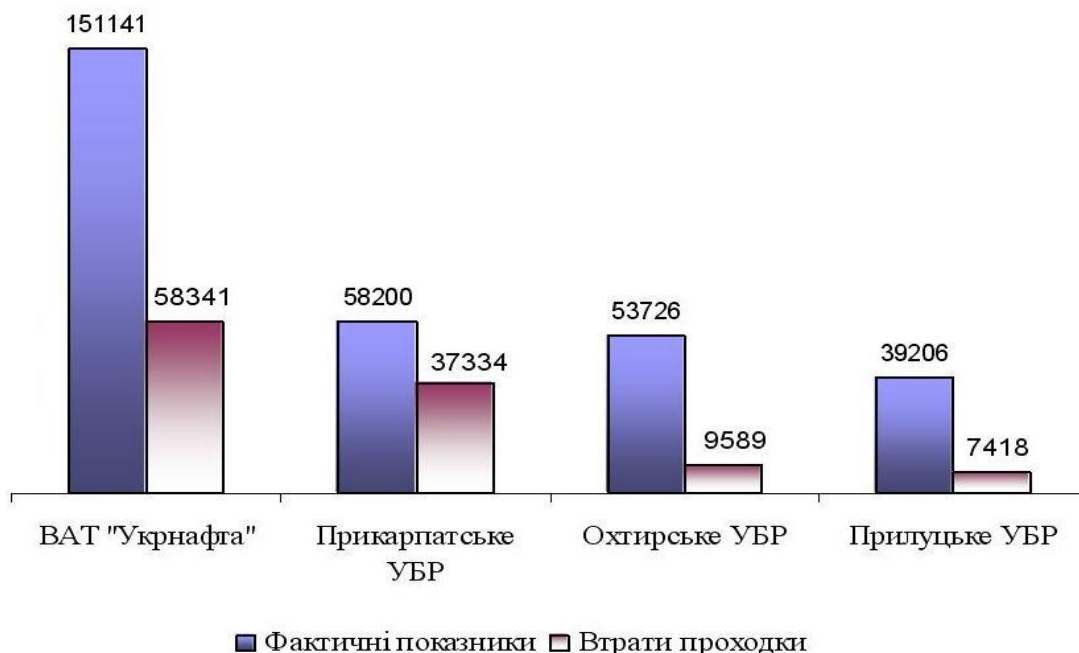


Рисунок 3 – Обсяги буріння по ВАТ „Укрнафта” за 2006 р. (м)

труднощі із землевідведенням слід очікувати суттєвого росту обсягів похило-спрямованого буріння. Крім того, зі вступом країни до Світової організації торгівлі (СОТ) можуть постати проблеми оцінювання якості випуску продукції, в тому числі надійності будівництва свердловин, де будуть запроваджені стандарти Американського нафтового інституту (АІІ) [4].

Зменшення термінів та вартості будівництва свердловин потребують розробки та ефективного впровадження техніко-технологічних та організаційних заходів, які можуть бути швидко реалізовані. До числа таких слід віднести: забезпечення бурових підприємств новітнім нафтопромисловим обладнанням, вибір та реалізацію проектного профілю (у тому числі з врахуванням особливостей природного викрив-

лення), що особливо актуально для свердловин зі складною просторовою архітектурою; оптимізацію їх конструкції; вибір та реалізація раціональної технології буріння (у тому числі застосування високоефективних бурових доліт, КНБК, параметрів режиму буріння); використання ефективних промивальних систем; формування надійного кріплення свердловини; забезпечення якісного первинного та повторного розкриття продуктивних пластів.

Напрацювання у цьому напрямку є у дослідників ІФНТУНГ, фахівців ВАТ "Укрнафта", ДК "Укргазвидобування", УкрДГРІ, ЗАТ "НДІ КББ", НВП "Спецматеріали" та інших організацій. Однак часто їх застосування має нескоординований, хаотичний характер. Так, при будівництві свердловин на родовищах ВАТ



Рисунок 4 – Структура втрат проходки по ВАТ „Укрнафта” за 2006 р.

«Укрнафта» щорічно застосовується понад 4 тисяч доліт, у тому числі декілька сот – імпортного виробництва. Для їх ефективного використання необхідно забезпечити відповідність типорозміру долота реальним гірничо-геологічним умовам, підготувати вибій свердловини, підтримувати відповідні параметри режиму та тривалості буріння тощо. Досвід свідчить про доцільність надзвичайно зваженого підходу до цих питань. Наприклад, бурові долота 11 5/8 СН 24 MS фірми «VAREL» призначені для розбурювання м'яких і середніх за твердістю порід (глина, сіль, сланець, мергель). На Прикарпатті такими породами складені відклади воротищенської світи (до глибини 2500-3000 м). Від застосування 7 вказаних доліт на буровій 1 Вигода-Витвиця отримано збитки в сумі в сумі 246, 5 тис. грн., а на буровій 93-Спас одне долото дало чистий прибуток 79,7 тис. грн.

Розроблені в НДПІ ВАТ «Укрнафта» системи малоглинистих бурових промивальних рідин з органоколоїдними складовими для розбурювання нестійких порід та якісного розкриття пластів відповідають світовим вимогам і здатні забезпечити підвищення техніко-економічних показників буріння і продуктивність свердловин. Однак їх застосування вимагає відповідної технологічної культури, використання новітніх систем очищення промивальної речовини.

За таких умов першочерговим завданням постає розробка низки нормативних документів, які б синтезували результати досліджень та виробничий досвід:

– комплексних технологічних регламентів на основні види робіт під час спорудження свердловин, а саме: технологія буріння, промивальні рідини, закінчування свердловин тощо, в яких були б визначені технічні засоби і технології, основні режимні параметри;

– державних стандартів на породоруйнівний інструмент, бурильні та обсадні труби, інструкцій та нормативних документів для їх розрахунку у тому числі з урахуванням вимог АНП.

Крім цих, переважно техніко-технологічних, рішень існує проблема забезпечення бурових підприємств сучасними верстатами та обладнанням. Існуючий парк бурових верстатів практично зношений, а заходи матеріально-технічного забезпечення дають змогу за рахунок виконання ремонтних робіт, підтримувати мінімально необхідний технічний рівень діючого обладнання. Управління бурових робіт використовують морально застарілі бурові верстати російського виробництва, які до того ж споживають на 40% більше енергії, ніж аналогічне зарубіжне обладнання, не кажучи вже про астрономічно велику різницю в тривалості їх монтажу та демонтажу [3].

Отже оперативне вирішення наведених нижче завдань сприятиме суттєвому ресурсозбереженню під час будівництва свердловин.

Література

1. Демченко П.М. Стан, проблеми та перспективи видобування нафти, конденсату та газу у ВАТ «Укрнафта» // Матеріали 7-ої Міжнародної науково-практичної конференції «Нафта і газ України – 2002». – С. 22-24.
2. Дверій В.П., Буняк Б.Т., Бойко В.Я. та ін. Ресурсозберігаюча технологія буріння глибоких свердловин на нафту і газ // Зб. тез доп. VIII Міжнар. конференції „Ресурсозберігаючі технології у ринкових відносинах”. – К., 2001. – С. 26-27.
3. Коцкулич Я.С., Яремійчук Р.С. Проблеми і перспективи розвитку буріння на нафту і газ // Проблеми нафтогазового комплексу України. – 2002. – С. 52-58.
4. Кузнецов Б. Проблемы супервайзинга в бурении // Бурение и нефть. – 2006. – №12. – С. 8-9.