

УДК 622.24.051

Є. Р. Мрозек, канд. техн. наук¹, А. І. Вдовиченко, акад. АТН України²

¹ТОВ «Укрбурсервіс», Україна, м. Київ

²Спілка буровиків України, м. Київ

ДОСВІД ВИКОРИСТАННЯ ДОЛІТ PDC НА РОДОВИЩАХ БОРИСЛАВСЬКОГО НАФТОГАЗОВОГО ПРОМИСЛОВОГО РАЙОНУ

Наведені результати впровадження доліт PDC в комплексі з гвинтовими вибійними двигунами на родовищах Бориславського нафтогазового промислового району. Доведена їх суттєва перевага над шарошковими долотами і роторним бурінням. Визначено перспективи застосування доліт PDC при бурінні похило-скерованих свердловин із горизонтальним закінченням.

Ключові слова: долото PDC, гвинтовий вибійний двигун, шарошкове долото, горизонтальна свердловина, сервісний супровід.

В останні роки при бурінні нафтогазових свердловин широкого використання все більше набувають безопорні долота, армовані штучними полікристалічними алмазними різцями типу PDC (Polycrystalline Diamond Compact).

Враховуючи їх високу вартість, порівняно з шарошковими долотами визначення оптимальних умов ефективного використання породоруйнівного інструменту такого типу потребує спеціальних підходів.

Метою даної роботи – визначення оптимальних умов ефективного використання доліт PDC на підставі аналізу їх застосування при бурінні свердловин на родовищах Бориславського нафтогазового промислового району (БНГПР).

Аналіз опублікованих праць із застосування доліт PDC. Аналіз відпрацювання доліт PDC на різних родовищах України і світу висвітлений в роботах Т. О. Пригоровська, О. Т. Драганчук [1; 2], М. О. Бондаренко, Д. Л. Коростишевського [3], Я. С. Коцкулича, Є. Р. Мрозека, Я. С. Яремійчука [4; 5] та інших. Оцінка зносу доліт PDC та розробка відповідних рекомендацій у промислових умовах надана в роботі Я. В. Мясникова, А. В. Йоненка та ін. [6].

Незважаючи на широку область застосування доліт PDC різного виробництва, в опублікованих роботах відсутня інформація про їх відпрацювання на родовищах БНГПР, геолого-технічні умови буріння свердловин якого суттєво відрізняються від інших деякими особливостями. Тому результати перших впровадження в таких умовах представляють науково-практичний інтерес.

Основне дослідження. Протягом 2013–2014 років Прикарпатським УБР ПАТ «Укрнафта» було відпрацьовано 5 доліт типу PDC виробництва ВАТ «Пермнафтомашремонт» на свердловинах № 3 Перемишлянського (ЗП), № 1 Південного Бориславського (ІПБ) і № 100 Верхньомасловецького (100ВМ) родовищ БНГПР.

Результати відпрацювання доліт PDC представлені в табл.1. Для порівняння наведені також показники відпрацювання в аналогічних умовах шарошкових доліт.

Таблиця 1. Показники відпрацювання доліт PDC та шарошкових. P_d – проходка на долото, T_b – тривалість буріння, $V_{мех}$ – механічна швидкість

№ п.п.	№ свердл.	Тип долота, способ буріння	Дата буріння	Інтервал буріння, м		P_d , м	T_b , год	$V_{мех}$, м/год
				від	до			
1	ЗП	295.3СТ-619СА PDC ГВД	27.11.13–30.11.13	503	829	326	51,4	6,34
2	ЗП	295.3МС-619СА PDC ГВД	08.12.13–11.12.13	986	1100	115	39,8	2,88
3	ІПБ	295.3 МС-619СА PDC ГВД	08.12.13–13.12.13	393	683	290	46,5	6,09
4	100ВМ	215.9 ТАКГ-СТА-613П, PDC ГВД	07.06.14–14.06.14	1210	1458	248	154,5	1,6
5	100ВМ	215.9 ТАКГ-СТА-613П, PDC ГВД	14.06.14 – 20.06.14	1458	1700	242	79,0	3,1

Закінчення табл. 1

6	10BM	215,9Z-34RS, шарошечне роторне буріння	20.04.11- 26.04.11	1593	1685	92	130,0	0,71
7	10BM	215,9Z-34RS, шарошечне роторне буріння	26.04.11- 06.05.11	1685	1774	89	207,0	0.43
8	21BM	215,9GF-15 PS, шарошечне роторне буріння	16.03.12- 24.03.12	1323	1470	147	169,5	0,87
9	31BM	215,9GF- 15 PS, шарошечне роторне буріння	20.09.12- 30.09.12	1291	1402	111	125,8	0,88
10	31BM	215,9 BSZIGHL, шарошечне роторне буріння	30.09.12- 03.10.12	1402	1443	41	46,5	0,88
11	31BM	215,9GF- 15 PS, шарошечне роторне буріння	04.10.12- 07.10.12	1443	1304	61	61,8	0,99

Долота PDC використовувались в комплексі з гвинтовими вибійними двигунами (ГВД) виробництва ВАТ «Пермнафтомашремонт» спеціальної конструкції з профільованим статором [7].

На похило - скерованих свердловинах 3П і 1БП в інтервалах 503–1100 м по м'яким і середнім породам з прошаруванням твердих були використані долота діаметром 295,3 мм типу МС і СТ 619 СА. Проходка на долото складала від 115 до 326 м, а механічна швидкість – 2,88–6,34 м/год (при плановій для трьох шарошкового буріння роторним способом – 2.8 – 3.5 м/год).

Найвищі показники були досягнуті при буріння похило-скерованої свердловини з горизонтальним закінченням № 100BM. Проектування та сервісне супроводження буріння цієї свердловини здійснювалось сервісним підприємством ТОВ «Укрбурсервіс» [8]. Проектний профіль свердловини показаний на рис. 1.

Вертикальний стовбур до глибини 750 м, похило-скерований (по горизонтальній проекції) – 405 м, горизонтальний – 203 м. Загальна довжина свердловини – 1700 м.

Інтервал 1210–1700 пройдений двома

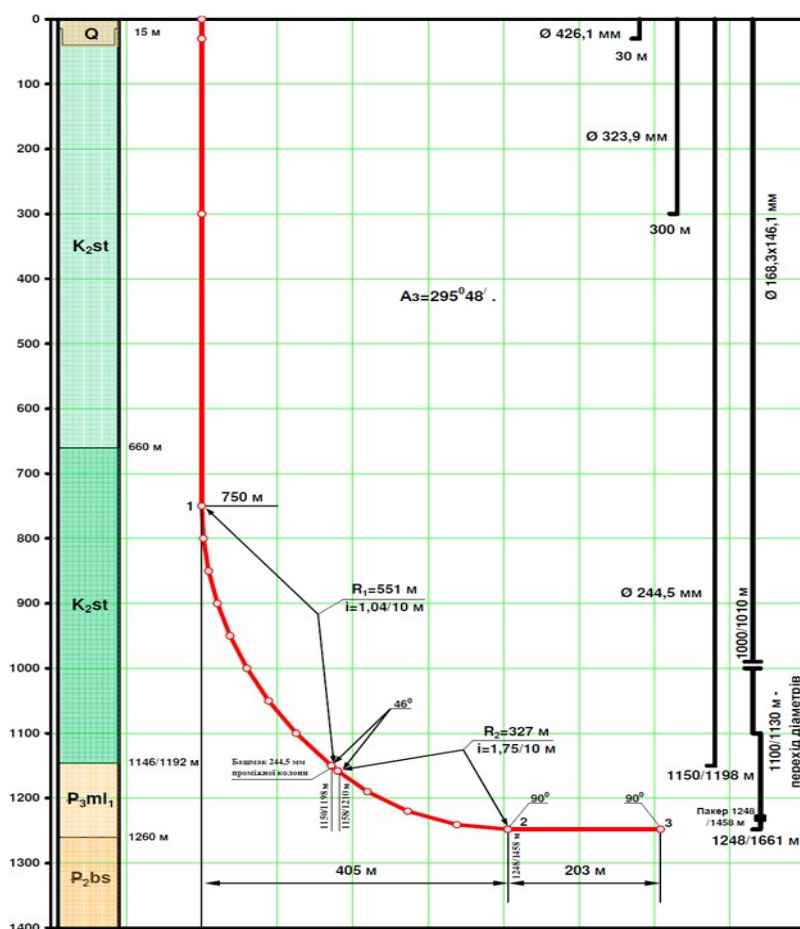


Рис. 1. Проектний профіль стовбура свердловини №100
Верхньомасловецького родовища

удосконаленими долотами 215,9 ТАКГ – СТА-613П з оптимальною конструкцією озброєння, застосуванням різців підвищеної ударної та абразивної стійкості, підсилення калібруючої частини термостійкими алмазними вставками та додатковими стабілізаційними вставками.

Перше долото відпрацьоване в інтервалі 1200–1458 м. Проходка по ньому досягла 248 м (рис. 2 а) при середній швидкості $V_{\text{мех}}=1,6$ м/год (планова – 1,5 м/год). Долото знято з роботи з оцінкою зносу по API [7] (CT, LM, LT, WT, N, T, S, G, I, NR, PR)

Друге долото відпрацьоване в інтервалі 1458–1700 м. Знято з роботи по досягненні проектної глибини свердловини із зносом CT, WT, CR, C, N, T, S, G, I, NR, TD. Проходка склала 242 м (рис. 2 б) при середній швидкості $V_{\text{мех}}=3,1$ м/год (планова – 1,7 м/год).

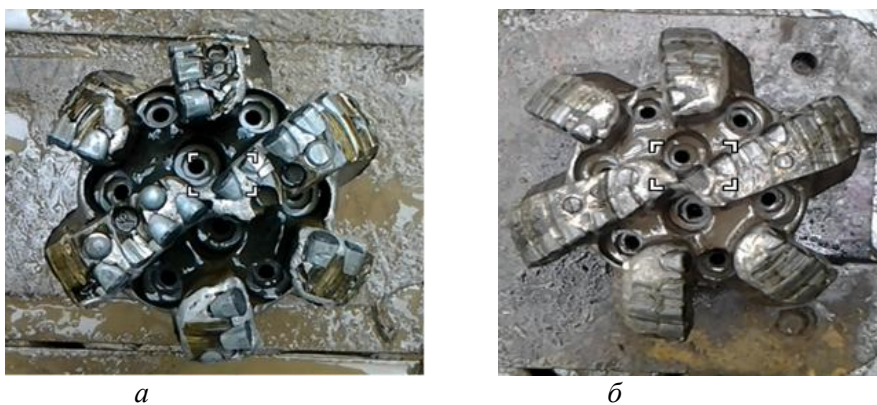


Рис. 2. Вигляд торця доліт PDC після відпрацювання: а – 248 м , б – 242 м у свердловині №100 Верхньомасловецького родовища

Для порівняння взято відпрацювання 6 шарошкових долот діаметром 215.9 мм на свердловинах Верхньомасловецького родовища № 10ВМ, 21ВМ та 31ВМ в інтервалі 1294– 774 м роторним способом. Проходка склала від 41–147 м при середніх швидкості $V_{\text{мех}} = 0,87\text{--}0,99$ м/год. Порівняння показників відпрацювання доліт PDC і шарошкових наведено в табл. 2.

Таблиця 2. Порівняння показників відпрацювання доліт PDC і шарошкових на свердловинах Верхньомасловецького родовища

Показник	Шарошкові долота	Долота PDC	Порівняння PDC/Шар.
Номер свердловини	10ВМ, 21ВМ, 31ВМ	100ВМ	–
Інтервал буріння, м	1200– 1700	1291–1774	–
Обсяг буріння, м	541	490	–
Кількість доліт	6	2	–
Тривалість буріння, год	741	234	–
Середня проходка на долото, м	90	245	2,72
Максимальна проходка на долото, м	147	248	1,69
Середня механічна швидкість буріння, м/год	0,73	2,09	2,87

За рахунок застосування доліт PDC з підвищеною стійкістю та високоефективних гвинтових вибійних двигунів виробництва ВАТ «Пермнафтомашремонт» у комплексі з спеціальними полімерними промивальними рідинами KCl/Polymer – ProductionZone свердловина була пробурена за 45 діб, що на 14 діб швидше планового терміну.

Застосування телеметричної системи з електромагнітним каналом зв'язку дозволило вивести свердловину під необхідним кутом з заданими координатами та отримати дебіт до 90 т нафти за добу, що в декілька разів перевищує показники сусідніх подібних свердловин (рис. 3).

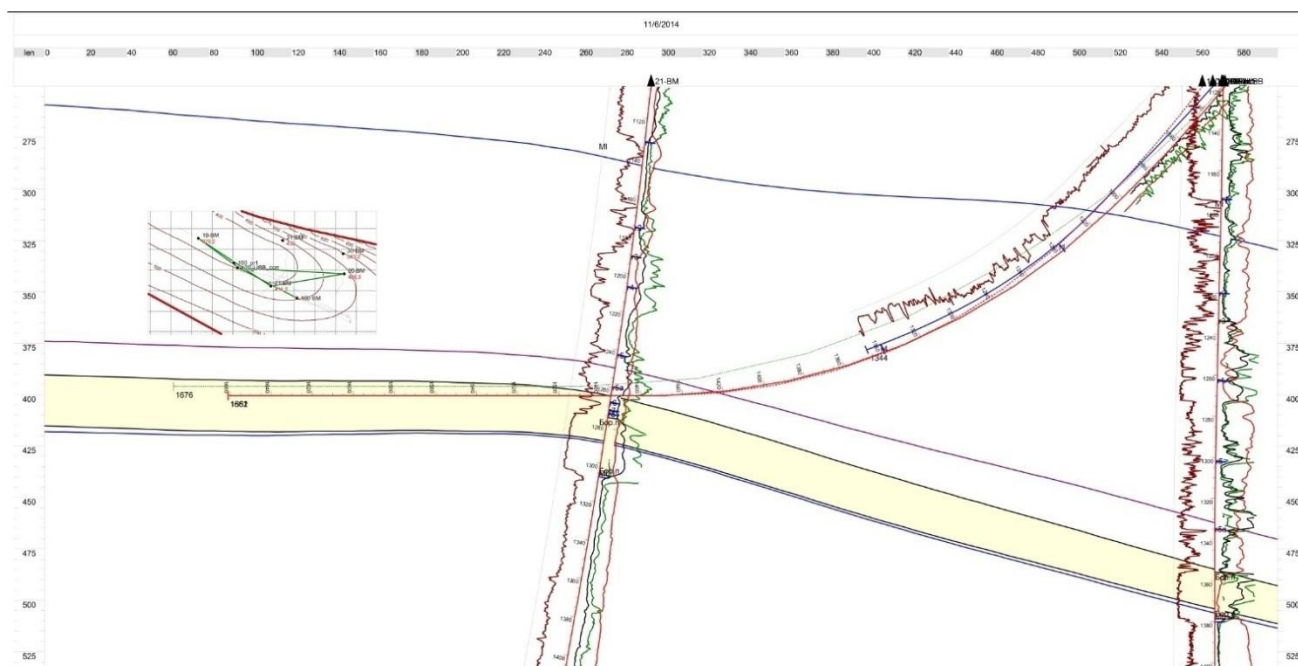


Рис. 3. Фактичний профіль свердловини №100 Верхньомасловецького родовища

Висновки

1. Підтверджено високу ефективність використання доліт типу PDC в умовах родовищ Бориславського нафтогазового промислового району.
2. Кращі результати застосування доліт PDC досягнуто при бурінні горизонтального стовбура в комплексі з ГВД.
3. В цілому застосування доліт PDC підвищеної стійкості в комплексі із високомоментними ГВД, спеціальними полімерними промивальними рідинами, сучасними телеметричними системами та висококваліфікованим сервісним супроводом дозволяє на 25% скоротити терміни спорудження скерованої свердловини із горизонтальним закінченням та суттєво підвищити якість і результативність бурових робіт.

Приведены результаты использования долот в комплексе с винтовыми забойными двигателями на месторождениях Бориславского нефтегазового промышленного района. Доказано их существенное преимущество по сравнению шарошечными долотами и роторным бурением. Определены перспективы применения долот PDC при бурении наклонно-направленных скважин из горизонтальным окончанием.

Ключевые слова: долото PDC, винтовой забойный двигатель, шарошечное долото, горизонтальная скважина, сервисное сопровождение.

The brought results over of introduction of chisels of PDC in a complex with spiral downhole motors on the deposits of Borysav of oil and gas industrial district. Well proven them substantial advantage above roller bits and rotor boring drilling. Certain prospects of application of chisels of PDC at the boring drilling of the aslope directed mining holes from horizontal completion.

Keywords: chisels of PDC, spiral downhole motor, roller bit, horizontal mining hole, service accompaniment.

Література

1. Пригоровська Т.О., Драганчук О.Т. Аналіз відпрацювання доліт PDC на родовищах України і світу // Нафтогазова енергетика. – 2008. – № 4(9). – С. 33–39.
2. Пригоровская Т.А. Статистический анализ отработки долот типа PDC и прогнозирование их стойкости // Электронный науч. журн. «Нефтегазовое дело». – 2011. – № 3. – С. 41–56. [Электронный ресурс] http://www.ogbus.ru/authors/Prigorovskaya/Prigorovskaya_1.pdf
3. Бондаренко Н.А., Коростышевський Д.Л. Результаты отработки долот и бурильных головок ИСМ АП на площадях Хрестыщенского УБР // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. научн. тр. – К. : ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2010. – Вып. 13. – С. 59–62.

4. Коцкулич Я.С., Мрозек Є.Р., Яремійчук Я.С. Аналіз відпрацювання породоруйнівного інструменту при бурінні свердловин на нафтогазових родовищах України // Породоразрушающий и металлообрабатывающий инструмент – техника и технология его изготовления и применения: Сб. научн. тр. – К.: ИСМ им. В.Н. Бакуля НАН Украины, 2011. – Вып. 14. – С. 22–28.
5. Мрозек Є.Р. Результати промислових випробувань гвинтових вибійних двигунів і доліт підвищеної стійкості // БУРІННЯ. – 2012. – № 9. – С. 61–64.
6. Руководство по оценке износа долот типа PDC в промысловых условиях / Я.В. Мясников, А.В. Ионенко, С.Г. Гаджиев, и др. // Бурение и Нефть. – 2014. – № 3. – С. 14 – 18.
7. Мрозек Є.Р. Повышение ресурса работы и результаты отработки ВЗД с профилированной двигательной секцией и долот в Украине // Инженерная практика. – 2012. – № 7. – С. 46–49.
8. Мрозек Є.Р. Вдосконалення техніки та технології буріння похило-спрямованих та горизонтальних свердловин // БУРІННЯ. – 2013. № 10. – С. 41–44.

Надійшла 16.06.15

УДК 622.24.085

А. К. Хамидуллин, Т. А. Саакян, Н. В. Кисляков, В. П. Оницин, д-р техн. наук

ЗАО «ЭЗТАБ», Санкт-Петербург, Россия

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ ОАО АК «АЛРОСА»

В работе описываются варианты технологических и технических решений, внедрение которых позволило в значительной степени улучшить технико-экономические показатели буровых работ на объектах АК «АЛРОСА».

Ключевые слова: пневмударное бурение, экспресс-тампонирование, колонковую труба.

Значительный объем бурения на объектах АК «АЛРОСА», связанный с проходкой поисковых, разведочных и структурных скважин в чрезвычайно сложных геолого-технических условиях, требует постоянного совершенствования технологии буровых работ, позволяющей достигать наиболее высоких технико-экономических показателей, совершенной методики проводки скважин при оптимальных режимах бурения с высоким качеством получаемых образцов кернового материала.

В сущности, технология бурения скважин представляет собой широкий комплекс способов, приемов и средств бурения в соответствии с их назначением, включая определение конструкции скважины, сборку бурового снаряда, спуск в скважину и подъем из нее бурового инструмента и колонны труб, крепление интервалов скважины обсадными трубами, выбор породоразрушающего инструмента, типа очистного агента, подбор оптимальных режимов бурения горных пород, искривление, расширение и проработку ствола скважины, устранение осложнений и т.д.

В 2012 г. НИГП АК «АЛРОСА» заключила хозяйственный договор с отечественной организацией ЗАО ГПГ «ЭЗТАБ» по теме «Совершенствование буровых технологий и технических средств, применяемых для бурения поисковых скважин глубиной до 200 м».

Основные проблемы, которые необходимо было решить при выполнении договорных работ, заключались в следующем.

- В экспедициях используют довольно низкие параметры режимов бурения, при которых невозможно достичь высокой производительности.

- Отсутствуют средства очистки оборотной промывочной жидкости, вследствие чего раствор интенсивно обогащается шламом и илом, увеличивается содержание в нем песка, снижаются реологические параметры промывочной жидкости, повышается износ плунжерных пар бурового насоса.

- Применяемая конструкция буровых установок не позволяет забуривать скважины под проектным углом, из-за чего приходится выводить скважину на проектную трассу с помощью установления съемных клиньев.

- Недостаточный и некондиционный выход керна в разрушенных, слабосцементированных породах.