

Burintekh Designs a Tool to Improve Drilling Efficiency in Eastern Siberia

«Буринтех» создает инструмент для эффективного бурения в Восточной Сибири

A. Baluta, A. Sharipov, A. Lozukov

А.Г. Балута, А.Н. Шарипов, А.В. Лозуков

Until recently, the inconvenience of complex geological sections has hampered development of production drilling in Eastern Siberia.

Wider application of PDC drilling tools is one way to increase drilling efficiency in Eastern Siberian fields. However, the question arises of whether extensive introduction of PDC drill bits in Eastern Siberia will have the same success as in Western Siberia. Results of applying drill bits and core drill bits from the NPP (Research and Production Enterprise) Burintekh show this to be quite possible. Table 1 presents Surgutneftegaz' results at the fields of the Republic of Sakha-Yakutia in 2007.

● Table 1. Performance Data from Surgutneftegaz on Burintekh's Core Drill Bits

Core Drill Bit Type	Drilling Interval, m	Average Meterage, m	Average Rate of Penetration, m/h
BIT 144/80 V 1208	1,200-2,000	79.27	0.96
BIT 144/80 V 910	1,200-1,800	81.00	0.67
BIT 140/80 V 910	1,400-1,500	58.00	0.52
BIT 212/80 V 910	1,100-1,300	116.00	0.57

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

It bears mentioning that in certain drilling intervals, the rate of penetration of PDC core drill bits is inferior to that of rolling-cutter core drill bits. However, PDC core drill bits have two significant advantages: higher core recovery percentage and no accidents related to the destruction of rolling cutters at the bottomhole.

● Table 2. Comparison of the Results of Core Drill Bit Application by Lenaneftegaz

Performance Parameters	Diameter, mm	Depth, m		Drilling Time, h	Coring Interval, m	Average Meterage per Core Drill Bit, m	Rate of Penetration, m/h	Number of Core Drill Bits per Well	Number of Runs	Core Recovery, %
		from	to							
Core Drill Bit Type										
K187,3/80 TKZ	187.3	1,557	1,646	151.5	77	8.56	0.508	9	9	98
BIT-140/80 V 1208	140	1,954	2,329	196.5	151	151	0.768	1	25	100

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

Одним из факторов, до последнего времени сдерживавших широкое развитие эксплуатационного бурения в Восточной Сибири, является сложный и «неудобный» геологический разрез.

Решить проблему повышения эффективности бурения на месторождениях Восточной Сибири можно, в частности, за счет более широкого применения PDC (Polycrystalline Diamond Compact) инструмента.

Однако при этом возникает вопрос: будет ли, после широкого внедрения PDC-долот, достигнут такой технологический прорыв, как в Западной Сибири?

Результаты применения на месторождениях Республики Саха-Якутия долот и буровых головок, спроектированных НПП «Буринтех», позволяют говорить о том, что подобный прорыв возможен.

● Табл. 1. Показатели работы буроголовок производства НПП «Буринтех», отработанных ОАО «Сургутнефтегаз»

Тип буровой головки	Интервал применения, м	Средняя проходка, м	Средняя мех. скорость, м/ч
БИТ 144/80 В 1208	1 200-2 000	79,27	0,96
БИТ 144/80 В 910	1 200-1 800	81,00	0,67
БИТ 140/80 В 910	1 400-1 500	58,00	0,52
БИТ 212/80 В 910	1 100-1 300	116,00	0,57

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

В табл. 1 приведены результаты, полученные ОАО «Сургутнефтегаз» на месторождениях Республики Саха-Якутия в 2007 году.

AUTHORS' BIO

A. Baluta - Deputy Director, Head of the Center for Drilling Tool Development;
A. Sharipov - Design Engineer; A. Lozukov - Design Engineer

ОБ АВТОРАХ

Балута А.Г. - заместитель директора, начальник Центра разработки бурового инструмента; Шарипов А.Н. - инженер-конструктор; Лозуков А.В. - инженер-конструктор

The efficiency of PDC core drill bits is increasingly notable with well depth. Lenaneftegaz's comparison of various core drill bits for the drilling of exploratory wells at the Oldonskaya group of fields is shown in Table 2.

The upper drilling interval is the most complicated

● Табл. 2. Сравнение результатов работы буровых головок в ОАО «Ленанефтегаз»

Показатели Тип головки	Диаметр, мм	Глубины, м		Время бурения, ч	Интервал отбора керна, м	Средняя проходка на бурголовку, м	Мех. скорость, м/ч	Кол-во головок на скважину, шт.	Кол-во долблений, шт.	Вынос керна, %
		от	до							
K187,3/80 ТКЗ	187,3	1 557	1 646	151,5	77	8,56	0,508	9	9	98
БИТ-140/80 В 1208	140	1 954	2 329	196,5	151	151	0,768	1	25	100

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

for the use of rock-cutting tools with PDC technologies. Currently, it is impractical to use PDC drill bits for surface hole drilling shallower than 400 m.

Burintekh's Center for Drilling Tool Design is therefore focusing on the selection of drill bits for production hole drilling.

Since the beginning of 2007, the company has collaborated with the Drilling Office of Surgutneftegaz on a program to optimize PDC drill bit design for maximal economic and operating efficiency at the fields of the Republic of Sakha-Yakutia. This program systematically analyzes the parameters for successful drill bit operation with the goal of improving the design and practicality of the bits. In general, optimizing PDC bit design requires selecting the appropriate size and density of cutters, a bit profile and a hydraulic system best suited to the specific geological and technical conditions.

The data on drilling and bit performance are recorded and analyzed, and the results are used to develop the bit designs for the next test. This research cycle is repeated until it produces the optimal design.

To date, two drill bits have passed field tests (see Table 3).

● Table 3. Performance Data of PDC Drill Bits Manufactured by Burintekh

Dimension type	Number	Drilling Interval, m	Meterage, m	Drilling Time, h	ROPav, m/h
БИТ 215.9 V913 UN	5207	460-595 823-1,039	351	87	4.03
БИТ 215.9 713 U	5445	405-625	220	40	5.49

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

● Табл. 3. Показатели работы PDC-долот НПП «Буринтех»

Типоразмер	Номер	Интервал бурения, м	Проходка, м	Время бурения, ч	$V_{\text{ср}}$ мех, м/ч
БИТ 215,9 В913 УН	5207	460-595 823-1 039	351	87	4,03
БИТ 215,9 713 У	5445	405-625	220	40	5,49

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

Results show that PDC bits can drill rocks of up to 6 or 7 category hardness, with rates of penetration exceeding those of rolling-cutter bits by 50 to 100 percent and with higher meterage per bit. The offered bit designs operate well in the hole angle buildup intervals when positive displacement downhole motors are used. Problems arise in intervals with highly fractured rocks and alternating rocks of different hardness categories. In these intervals, PDC drill bits are subject to significant dynamic loads, causing intensive cutter destruction.

Нужно отметить, что в отдельных интервалах бурения механическая скорость PDC-головок несколько уступает показателям, полученным при использовании шарошечных буровых головок. Тем не менее, у PDC-инструмента есть два важных преимущества: более высокий

процент выноса керна и отсутствие аварийности, связанной с разрушением шарошек на забое.

Эффективность PDC-головок растет с увеличением глубины скважин. Результаты применения различных головок в ОАО «Ленанефтегаз» при бурении поисково-разведочных скважин на Олдонской группе месторождений приведены в табл. 2.

Наиболее сложным для применения породоразрушающего инструмента, созданного на основе PDC-технологий, является верхний интервал бурения. Можно уверенно сказать, что сегодня при бурении под кондуктор до 400 м PDC-долота использовать нецелесообразно.

Именно поэтому Центр разработки бурового инструмента НПП «Буринтех» уделяет основное внимание программе по подбору долот для бурения эксплуатационной колонны.

С начала 2007 года, совместно с Управлением по бурению ОАО «Сургутнефтегаз», выполняется исследовательская программа, направленная на оптимизацию конструкции PDC-долот с целью достичь максимальной экономической и эксплуатационной эффективности на месторождениях в Республике Саха-Якутия. Она включает методологию систематического исследования параметров успешной работы долот для внесения усовершенствований в конструкцию.

В целом, оптимизация конструкции PDC-долота включает выбор необходимого размера и плотности режущих элементов, профиля долота и устройства гидравлики для конкретных горно-геологических и технико-технологических условий.

Все данные по бурению и работе долот учитываются, анализируются, и на их основе разрабатываются рекомендации по изменению конструкции к следующему испытанию. Этот

цикл исследований повторяется до тех пор, пока не будет определена оптимальная конструкция.

На сегодняшний день промышленные испытания прошли два долота (табл. 3).

Можно с уверенностью говорить о том, что PDC-долота могут работать по породам до VI-VII категории твердости с механической скоростью, в 1,5-2 раза превышающей скорость шарошечных долот, и показывать более высокую проходку. При этом предложенные конструкции хорошо управляются в интервале набора кривизны при работе с забойными объемными двигателями.



PHOTO: BURINTEKH / ФОТО: БУРИНТЕХ

- Drilling bit БИТ 142.9 V613 UN.30.
- Буровая головка БИТ 142,9 В 613 УН.30.

Основной проблемой становится наличие в разрезе участков, представленных высокотрещиноватыми породами и чередованием пород с различной категорией твердости. В этих интервалах PDC-долота испытывают значительные динамические нагрузки, приводящие к интенсивному разрушению резцов.

В нижних интервалах, представленных терригенными отложениями, PDC-долота могут быть также более эффективными, чем шарошечные.

Показателен пример применения долота БИТ 215,9 В 913 Н в интервале 2 897-3 121 м (неравномерно ангидризованные крепкие и средней твердости породы представлены переслаиванием песчаников с каменной солью, мергелем, доломитами, аргилитами и алевролитами) при бурении разведочной скважины в Красноярском крае. При общей проходке 172 м и средней механической скорости бурения 0,64 м/ч (время бурения 287 ч) выигрыш во времени, по сравнению с использованием трехшарошечных долот, составил 15,5 суток.

Другой пример – отработка долота БИТ 142,9 В 613 УН в ОАО «Ленанефтегаз» при бурении разведочно-поисковой скважины на Олдонской группе месторождений в интервале Паршинской свиты, представленной чередованием аргилитов и песчаников IV-VII категории буримости. Сравнительные результаты представлены в табл. 4.

In lower intervals of terrigenous deposits, PDC drill bits can be also more efficient than rolling-cutter ones.

An illustrative example is bit BIT 215.9 V 913 N, used in the interval 2,897-3,121 m (nonuniformly anhydritized hard and medium-hard rocks, consisting of sandstone alternated with rock salt, marl, dolomite, argillite and siltstone) during the drilling of an exploratory well in the Krasnoyarsk Territory. With a total meterage of 172 m and an average penetration rate of 0.64 m/h (287 h drilling time), 15.5 days were saved compared to three-rolling cutter drill bits.

Another example is BIT 142.9 V 613 UN, run by Lenanafetgaz to drill an exploratory well at the Oldonskaya group of fields through the Parshinskaya formation with alternating argillite and sandstone of drillability index ranging from 4 to 7. Comparative results are shown in Table 4.

Wide application of PDC technologies for drilling in Eastern Siberia might seem confined to the future. However, the promising results of utilizing PDC drill bits and core drill bits at various fields allow optimism about the prospects of implementing these rock cutting tools and of further optimizing their designs. ●

● Table 4. Comparison of Performance of PDC Drill Bits and Rolling-Cutter Drill Bits

Drill bit	Well	Drilling Interval	Meterage, m	Drilling Time, h	Rate of Penetration, m/h	Note
БИТ 142.9 V613 UN.30 №. 7171	421-9P	2,364-2,424	60	25.9	2.32	Bit in working condition
142.9 SZ-GAU R-239 №. 080	421-9P	2,325-2,364	39	46.5	0.84	Bit pulled out due to low ROP
142,9 СЗ-ГАУ R-239 №. 545	421-7P	2,195-2,219	24	48.25	0.75	
142.9 SZ-GAU R-239 №. 526	421-7P	2,219-2,244	25	26.75	0.93	Bit run interrupted (coring)

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

● Табл. 4. Сравнение результатов PDC- и шарошечных долот

Долото	Скважина	Интервал бурения	Проходка, м	Время бурения, ч	Мех. скорость, м/ч	Примечание
БИТ 142,9 В 613 УН.30 №7171	421-9П	2 364-2 424	60	25,9	2,32	В рабочем состоянии
142,9 СЗ-ГАУ R-239 № 080	421-9П	2 325-2 364	39	46,5	0,84	Поднято в связи с низкой V _{мех}
142,9 СЗ-ГАУ R-239 № 545	421-7П	2 195-2 219	24	48,25	0,75	
142,9 СЗ-ГАУ R-239 № 526	421-7П	2 219-2 244	25	26,75	0,93	Долбление прервано (отбор керна)

SOURCE: BURINTEKH / ИСТОЧНИК: БУРИНТЕХ

Очевидно, что широкое применение PDC-технологий при бурении скважин в Восточной Сибири – дело будущего. Однако те положительные результаты, которые получены на различных месторождениях при использовании PDC-долот и буровых головок, позволяют с оптимизмом смотреть на перспективы внедрения этого породоразрушающего инструмента и вести работу по оптимизации применяемых конструкций. ●