

Principles of PDC Drilling Bits Selection

Принципы подбора долот PDC

Rtishchev K.M., Sharipov A.N., Lozukov A.V.

Ртищев К.М., Шарипов А.Н., Лозуков А.В.

Сomplex geological environment requiring for a full set of efforts to achieve stable flow rates are typical for the majority of a newly developed oil fields. For implementation of such projects it is essential to ensure that the grid of drilled wells is put into operation as soon as practicable. This makes the leading oil producing companies to focus on the improvement of well drilling and completion technological programs and to revise their approaches in search of new solutions based on the up-to-date technologies resulting in higher technical and economical efficiency.

Special attention is lately paid to the increase of mechanical parameters of penetration rate due to application more effective drill bits.

Hence development of new reserves for PDC drill bits productivity growth is an essential issue requiring for detailed and careful investigation of various basic factors and parameters.

Integrated organizational structure of SPE BURINTEKH Ltd. providing a perfect team of engineering and production subdivisions makes possible the optimization of the tool for customer's specific drilling conditions as soon as practicable.

All other things being equal the drilling efficiency is a function of correct selection of a drilling bit. Due to this BURINTEKH pinpoints attention upon determination of reasonable application range of various types of drilling bits and creation of tools for specific conditions.

Unbiased assessment of technological parameters and geological conditions is BURINTEKH's way to improve the design and to develop new ranges of PDC bits for specific conditions resulting in higher penetration rates.

BURINTEKH has developed general recommendations on the use of the applicable PDC drill designs based on classification of rock hardness and abrasiveness (Handbook of Mechanical and Abrasive Properties of Rock in Oil and Gas Boreholes, M., Nedra Publishing House, 1984).

The recommendations provided in Fig. 1 determine the range of application of PDC bits with different number of blades and types of bit inserts.

BURINTEKH drill bits are designed for drilling of soft, medium and hard rock of various abrasiveness. Bit body is fitted with PDC inserts subject to technical and technological conditions as well as to the requirements to technical and operational parameters of the bit such as: the required penetration rate of the drill bit that is the bit service life, guarantee of a specific mechanical velocity, etc.

On the other hand, it should be noted that maximum efficiency is achieved due to the fact that our bits may be considered custom made or fabricated in small lots because we make all possible efforts

Для большинства вновь осваиваемых нефтяных месторождений характерны сложные геологические условия, обуславливающие необходимость целого комплекса мероприятий с целью получения стабильного дебита. При реализации таких проектов важно в кратчайшие сроки обеспечить ввод в действие целой сетки пробуренных скважин. Поэтому ведущие нефтяные компании обращают внимание на совершенствование технологических программ бурения и заканчивания скважин, благодаря передовым разработкам находят новые решения, получая при этом более высокие технико-экономических показатели.

Последнее время особое внимание уделяется повышению скорости бурения за счет использования более эффективного породоразрушающего инструмента. В связи с этим весьма актуальным вопросом является поиск резервов повышения производительности долот PDC, что требует всестороннего и тщательного изучения факторов, определяющих его.

Интегрированная организационная структура предприятия ООО НПП «Буринтех», где в одной связке работают проектные и производственные подразделения, позволяет нам в кратчайшие сроки оптимизировать инструмент под конкретные условия бурения.

Эффективность бурения при прочих равных условиях зависит от правильного выбора породоразрушающего инструмента. В связи с этим в НПП «Буринтех» уделяют большое внимание определению рациональных областей применения долот различных типов и созданию инструмента для конкретных условий в скважине. Объективная оценка технологических параметров и горно-геологических условий позволяет НПП «Буринтех» вносить усовершенствования в конструкцию и проектировать новые типоразмеры долот PDC для таких условий.

В ООО НПП «Буринтех» разработаны обобщенные рекомендации по применению выпускаемых конструкций PDC долот, основанные на классификации горных пород по твердости и абразивности («Справочник по механическим и абразивным свойствам горных пород нефтяных и газовых скважин», М., Недра, 1984 год).

В рекомендациях, представленных на рис.1 определены области применения долот PDC с разным количеством лопастей и типом устанавливаемых резцов.

Долота, выпускаемые НПП «Буринтех» применяются для бурения мягких, средних и твердых пород с различной абразивностью. Корпуса долот оснащаются типами резцов PDC, которые определяются техническими и технологическими условиями, а также требованиями к технико-эксплуатационным характеристикам долот, например, требуемая проходка на долото – ресурс долота, обеспечение определенной механической скорости и т.д.

AUTHORS' BIOS

Rtishchev K.M., Sharipov A.N., Lozukov A.V. are the SPE employees.

ОБ АВТОРАХ

Ртищев К.М., Шарипов А.Н., Лозуков А.В. - сотрудники SPE.

to investigate drilling environment of any specific well and to select a unique type of the drill bit from a wide range of tools, and, respectively, to select the optimal set of PDC inserts for the bit, even despite the issue that our production facilities and technologies ensure steady output of several thousands of drill bits per year.

When selecting drill bits for specific geological conditions the following factors shall be considered:

1. lithological and stratigraphical data;
2. well design;
3. drilling method and parameters, pressures, circulation fluid flow rate;
4. downhole motor type;
5. drilling mud parameters;
6. dog-leg severity.

To assess the potential enhancement of technical and economical parameters it is essential to select the best drilling parameters within each borehole interval based on the geological criteria. The key drilling parameters providing for drilling control is the axial weight on a drill bit and bit speed. Drilling at various axial weights and speeds is the most secure way for identification of the optimal drilling parameters providing for achievement of the acceptable drilling rate.

Practical application of the above recommendations is based on tables for drilling rate V_M conversion to a penetration rate per one rotation h for all bit speeds and specific drive type by the formula:

$$h = \frac{V_M}{60 \cdot n}$$

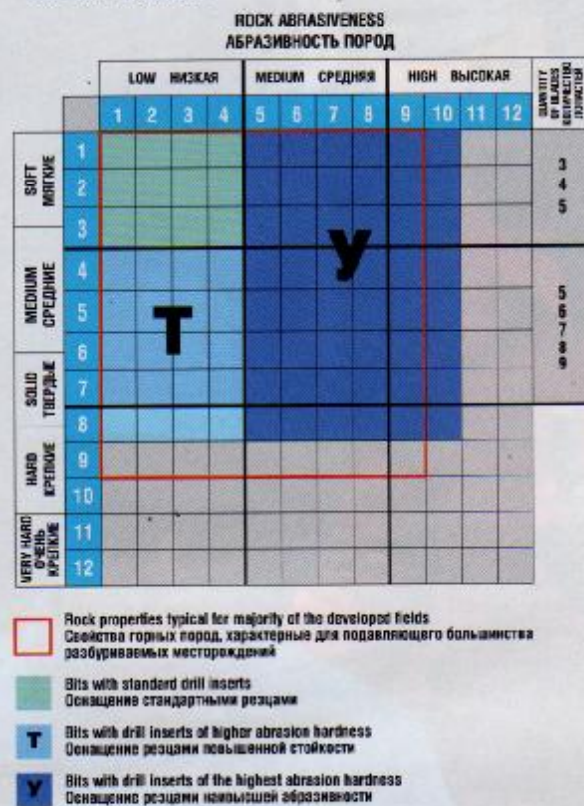
It should be noted that the given penetration rate value per one rotation in many cases is a key parameter that the driller is recommended to ensure in the course of drilling. Thus, the efficient penetration rate per one drill bit rotation is a sort of criterion of the best drilling parameters corresponding to the minimal cost of 1m of borehole.

When selecting a type of drive (rotary or a hydraulic turbine downhole motor) it should be kept in mind that penetration rate is a direct function of the axial weight on a drill bit. Plenty of hydraulic turbine downhole motors do not have sufficient torque that is required to achieve the best penetration rate per one rotation. That is why it is essential to select a proper bit/motor pair. However application of a powerful downhole motor will never ensure desirable effect, when the surface equipment specifications do not provide for the required power supply downhole.

This factor may actually be a criterion of optimization and automatic adjustment of drilling parameters. Here we refer to the search of $h_{min} < h < h_{max}$. Exceedance of h value beyond the established limits results in decrease of penetration rate, drill inserts increased wear, loss of control as well as drilling costs growth. 🔴

● Fig. 1. Range of application of BURINTEKH drill bits.

● Рис. 1. Область применения долот производства ООО НПФ «Буринтех».



- Rock properties typical for majority of the developed fields
Свойства горных пород, характерные для подавляющего большинства разрабатываемых месторождений
- Bits with standard drill inserts
Оснащение стандартными резцами
- T Bits with drill inserts of higher abrasion hardness
Оснащение резцами повышенной стойкости
- Y Bits with drill inserts of the highest abrasion hardness
Оснащение резцами наивысшей абразивности

SOURCE: SPE BURINTEKH LTD / ИСТОЧНИК: ООО НПФ «БУРИНТЕХ»

В тоже время для получения максимальной эффективности необходимо принять во внимание, что наш инструмент можно назвать «штучным» или «мелкосерийным», так как мы стремимся тщательно изучить условия бурения конкретной скважины и из широкой гаммы подобрать тот или иной тип бурового инструмента и, соответственно, оптимальный набор резцов PDC для него, даже несмотря на то, что технологическое оснащение производства позволяет нашему предприятию уверенно выпускать несколько тысяч долот в год.

При выборе долота для конкретных горно-геологических условий необходимо также учитывать:

1. литологические и стратиграфические данные;
2. конструкцию скважины;
3. способ и параметры бурения, давление, расход промывочной жидкости;
4. тип забойного двигателя;
5. параметры бурового раствора;
6. параметры кривизны скважины.

При оценке возможности улучшения технико-экономических показателей важно подобрать оптимальный режим бурения для каждого выделяемого по геологическим признакам интервала. Основными параметрами бурения, с помощью которых можно управлять этим процессом, являются осевая нагрузка на долото и частота вращения долота. Бурение при различных осевых нагрузках и частотах вращения является наиболее надежным способом определения оптимальных параметров режима бурения, обеспечивающих достижение наиболее приемлемого уровня механической скорости.

Для практического применения указанных выше рекомендаций целесообразно иметь, таблицы пересчета механической скорости V_M проходки за один оборот h для всех частот вращения n данного типа двигателя по формуле:

$$h = \frac{V_M}{60 \cdot n}$$

Следует отметить, что заданная величина проходки за один оборот в ряде случаев является основным показателем, который оператору рекомендуется обеспечивать в процессе бурения. Таким образом, рациональная проходка долота за один оборот – это своего рода критерий оптимальности режима бурения, который соответствует минимуму стоимости 1 м скважины.

При выборе типа двигателя (ротор или ГЗД) следует помнить, что проходка за оборот непосредственно зависит от осевой нагрузки на долото. Многие ГЗД не имеют крутящего момента, достаточного для достижения оптимальной проходки за оборот. В связи с этим подбору пары «долото – забойный двигатель» уделяется особое внимание. Однако даже применение мощного забойного двигателя не даст желаемого результата, если технические возможности оборудования на устье скважины не позволят обеспечить передачи требуемой мощности на забой.

Данный показатель действительно может служить критерием оптимизации и автоматического регулирования параметров режима бурения. В этом случае речь идет о поиске $h_{min} < h < h_{max}$. Выход значения h за установленные для данных условий пределы приводит к снижению скорости бурения, увеличению износа резцов, потере управляемости, а также к увеличению стоимости бурения. 🔵