

NEWS

**OF THE NATIONAL ACADEMY OF SCIENCES OF THE REPUBLIC OF KAZAKHSTAN
SERIES OF GEOLOGY AND TECHNICAL SCIENCES**

ISSN 2224-5278

Volume 4, Number 424 (2017), 170 – 176

B. V. Fedorov, B. T. Ratov, A. B. Sharauova

Kazakh national research technical university named after K. I. Satpayev, Almaty, Kazakhstan.
E-mail:ratov69@mail.ru

**MODEL OF PURIFICATION OF PDC BOLTS
FOR WALKING WELLS ON OIL-GAS FIELD NAME**

Abstract. The geological section of the Uzen oil deposit (Republic of Kazakhstan) is represented by soft rocks, the depth of the wells is small (1200–1400 m). Drilling under the production column is carried out in the interval of 220 m and up to the actual depth of the PDC bits with a diameter of 220.7 mm with diamond-carbide weapons. The greater durability of the bit allows drilling the above interval in several wells. To compile the PDC drillability model, the entire array of performance data for the PDC bits is divided into groups according to the number of drill hole intervals for the ex-column, in which each bit is used prior to its deterioration and replacement. Then the resulting variational series were processed by mathematical statistics methods to obtain the weighted average speed and drilling time of the drilling interval, taking into account the previous bit wear, dispersion, standard deviation and coefficient of variation. As a result, the technique of approximate estimation of the process of bit wear PDC is obtained after the penetration of each interval under the column, taking into account its previous use. A mathematical model of drillability has been established, which takes into account the initial mechanical speed of the new, unused bit, the rate of decrease in the rate of flow as the bit is used, and the exponent in which the drilling time is being built.

A similar model of drillability is also made for roller bits used earlier in the Uzen field. A comparative evaluation of both instruments showed that the durability of the PDC bit exceeds the cone crusher by 7 times, and by productivity - by 1.6-1.8 times.

Keywords: model of drillability, RDS bit, soft rocks, Uzen deposit, mathematical statistics, wear.

УДК 628.243.2

Б. В. Федоров, Б. Т. Ратов, А. Б. Шарауова

Казахский национальный исследовательский технический университет им. К.И. Сатпаева,
Алматы, Казахстан

**МОДЕЛЬ БУРИМОСТИ ДОЛОТАМИ PDC
ДЛЯ ПРОХОДКИ СКВАЖИН
НА НЕФТЕГАЗОВОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УЗЕНЬ**

Аннотация. Геологический разрез нефтяного месторождения Узень (Республика Казахстан) представлен мягкими породами, глубина скважин небольшая (1200–1400 м). Бурение под эксплуатационную колонну осуществляется в интервале 220 м и до проектной глубины долотами PDC диаметром 220,7 мм с алмазно-твердосплавным вооружением.

Большая стойкость долота позволяет бурить упомянутый интервал в нескольких скважинах.

Для составления модели буримости PDC весь массив данных о производительности долотами PDC разделен на группы по количеству интервалов бурения под эксколону, в которых использовано каждое долото до его износа и замены. Затем полученные вариационные ряды обрабатывались методами математической статистики с получением средневзвешенной скорости и времени бурения интервала бурения с учетом предшествующего износа долота, дисперсии, среднего квадратического отклонения и коэффициента вариации. В результате получена методика приближенной оценки процесса износа долота PDC после проходки каждого

интервала под экс колонну с учетом предыдущего его использования. Установлена математическая модель буримости, учитывающая начальную механическую скорость новым, неиспользованным ранее долотом, темп снижения скорости проходки по мере использования долота и показатель степени, в которую возводится время бурения.

Подобная модель буримости составлена также для шарошечных долот, применяющихся ранее на месторождении Узень. Сравнительная оценка обоих инструментов показала, что стойкость долота PDC превосходит шарошечные в 7 раз, а по производительности – в 1,6–1,8 раза.

Ключевые слова: модель буримости, долото PDC, мягкие породы, месторождение Узень, математическая статистика, износ.

Введение. Модель буримости представляет аналитическую зависимость, отражающую процесс взаимодействия породоразрушающего инструмента с забоем скважины во времени.

Удачно установленная модель буримости всегда учитывает основные факторы, влияющие на углубление скважины. Она позволяет прогнозировать работу долота, формировать скважину с наименьшими удельными эксплуатационными затратами и оптимизировать буровой процесс.

Наиболее известной моделью буримости является следующая [1]:

$$v(t) = v_0 \exp(-\beta t), \quad (1)$$

где $v(t)$ – скорость бурения в момент времени t ; v_0 – начальная скорость бурения (формально при $t=0$); β – постоянная, зависящая от параметров режима бурения, конструкции долота и свойств горной породы.

Другая известная модель буримости выглядит следующим образом [2]:

$$v(t) = v_0 - \Delta v t^m, \quad (2)$$

где Δv – темп снижения механической скорости; m – показатель степени, от величины которого зависит характер изменения скорости бурения: с постоянным снижением скорости ($m=1$); нарастающей интенсивностью снижения $v(t)$ ($m>1$); с замедленной интенсивности падения $v(t)$ ($m<1$).

Существуют и другие модели буримости, относящиеся главным образом к работе шарошечного долота в породах любой твердости и абразивности [3, 4], модель Р.А.Бадалова [3], модель Р.М.Эйгелеса [4] и другие. Однако все они описывают взаимодействие шарошечного долота с забоем скважины. Учитывая конструкцию упомянутых долот, их стойкость делают соответствующие выводы о технологической проходке скважин.

Например, из рекомендаций В.С. Федорова [6] и других авторов следует, что если шарошечное долото более чем вдвое снизило скорость в сравнении сначальной, то его следует поднять из скважины и заменить новым.

Однако с появлением современных типов долот, отличающихся другими принципами разрушения горных пород, высокой износостойкостью и большой производительностью, упомянутые выше рекомендации о времени смены долота вызывают большие сомнения в их правомерности. Это в полной мере относится к долотам PDC (polycrystalline diamond cutter), вооруженным алмазно-твердосплавным вооружением [1].

Долота PDC нашли широкое применение при бурении нефтегазовых скважин. Такие показатели, как проходка на долото, механическая скорость и стойкость, кратно выше в сравнении с шарошечными долотами. Эти данные получены при разбуривании мягких пород и пород средней твердости, таких, как мел, мергель, глины, глинистые сланцы, алевролиты, малоабразивные известняки, песчаники и др. При бурении таких пород проходка на долото PDC достигает 5000 м [1]. Именно в таких горно-геологических условиях осуществляется бурение нефтяных скважин при эксплуатации месторождения Узень.

Буровые работы осуществляет ТОО «Бургылау», являющееся дочерней компанией АО «Озеньмунайгаз». Фрагмент геолого-технического наряда на бурение нефтедобывающей скважины показан на рисунке 1. Как следует из описания пород, все они относятся к вышеупомянутой группе, где применение долот PDC наиболее эффективно. Конструкция скважин включает направление, кондуктор и эксплуатационную колонну.

Длина основного интервала (от 220 м до проектной глубины) занимает до 85% от общего метража скважины.

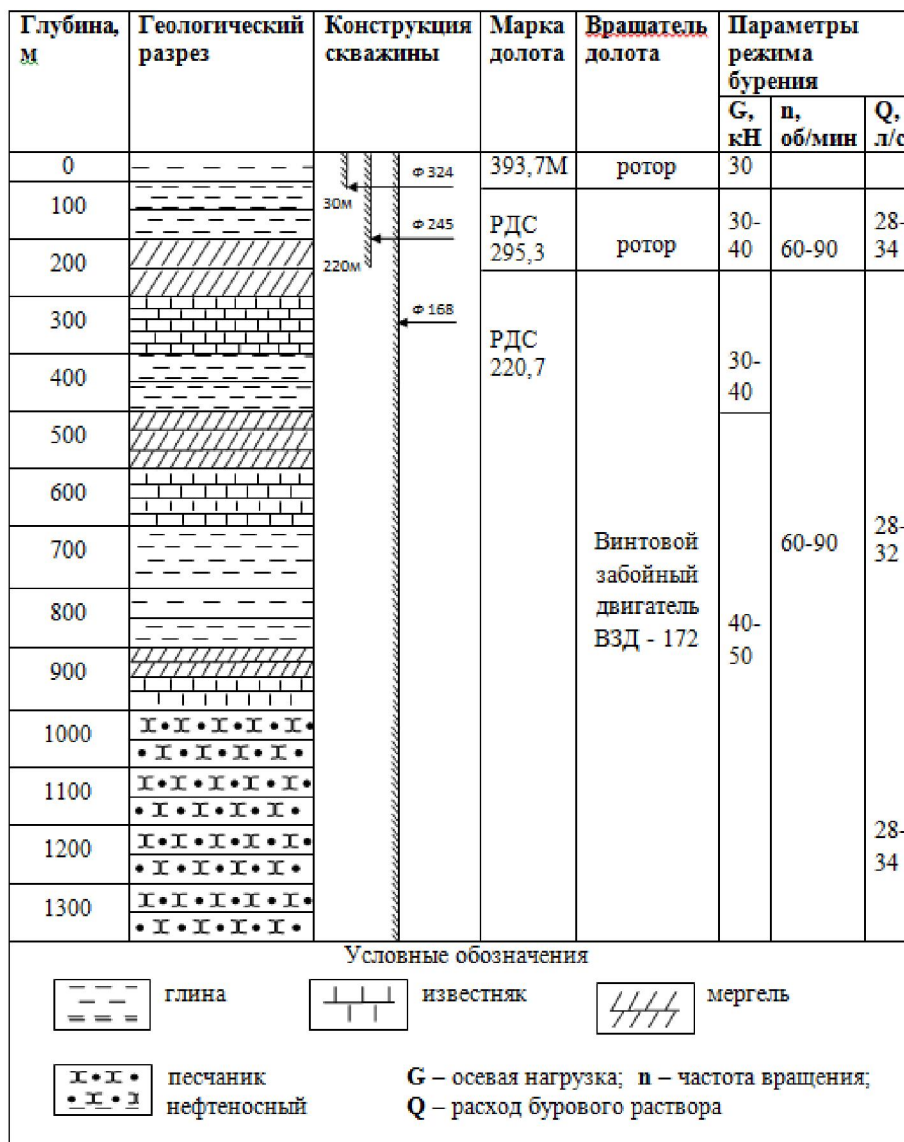


Рисунок 1 – Фрагмент геолого-технического наряда (ГТН) для бурения нефтедобывающей скважины (месторождение Узень)

Figure 1 – A fragment of the geological and technical order (Geological Engineering Sciences) for drilling an oil well (Uzen deposit)

Для вращения долота РДС 220,7 мм при бурении упомянутого интервала под эксплуатационную колонну используется винтовой забойный двигатель Д-172, имеющий крутящий момент по валу 6000–6500 Нм при частоте вращения 3-3,7с⁻¹. Это позволило значительно снизить нагрузки на бурильную колонну и облегчило проведение скважины по проектной вертикальной трассе.

Целью работы является установление зависимости механической скорости бурения от времени, т.е. от начала использования долота РДС до момента выработки его полного ресурса, когда скорость проходки снижается до 1,5–2 м/ч. Аналитически установленная модель буримости позволит прогнозировать показатели бурового процесса и в дальнейшем оптимизировать его параметры. Своеобразие задачи заключается в том, что при сравнительно небольшой глубине буримых скважин (1200–1400 м) ресурс долота РДС позволяет пробурить 4–5 скважин до его износа. Другими словами, необходимо установить, как изменяется скорость при проходке первой скважины новым, неиспользованным ранее долотом, затем установить ту же зависимость при бурении второй скважины с учетом износа долота при формировании первой скважины, далее подобная зависимость устанавливается при бурении третьей скважины с учетом ранее произошедшего износа инструмента и т.д. до полного износа долота.

Задача облегчается тем, что, судя по геологическому разрезу, породы однородные, имеют примерно одинаковую буримость, о чем, в частности, свидетельствуют малоизменяемые величины параметров технологического режима бурения пересекаемых пластов, указанных в геолого-техническом наряде.

Предметом исследования изменения скорости бурения от времени стал самый длинный интервал скважины, который бурится под эксплуатационную колонну.

Исходными данными для исследований послужили следующие материалы ТОО «Бургылау»:

- максимальная начальная скорость бурения новым долотом PDC по породам разреза составляет 19 м/ч;

- минимальная скорость бурения долотом PDC, выработавшей свой ресурс, составляет 1,5-2 м/ч;

- данные о механической скорости бурения исследуемого интервала $/(220-1340)/\text{м}$ (1340 м – средняя глубина) по 116 скважинам, имеющим геологический разрез, аналогичный показанному на рисунке 1;

- примерный ресурс долота PDC, составляющий 4500–5000 м, т.е. такой ресурс достаточен для бурения указанного интервала в 4-х скважинах.

Для составления модели буримости все скважины, в которых исследуемый интервал разбуривался долотом PDC 220,7, разделены на группы. В первую группу вошли скважин, в которых упомянутый интервал разбуривался новыми, не использованными ранее долотами PDC, во вторую группу – скважины, в которых упомянутый интервал разбуривался долотами, которые ранее применяли только при бурении в первой группе скважин, в третьей группе сгруппированы скважины, в которых тот же интервал разбуривался долотами, ранее применявшимися в скважинах первой и затем второй групп, в четвертую группу вошли скважины, в которых интервал разбуривался долотом PDC, применявшимися ранее в скважинах первой, второй и третьей групп.

Величины скоростей бурения, входящих в каждую группу скважин, представляют вариационный ряд. В соответствии с методикой, изложенной в работах [7, 8], вычислены основные показатели вариационного ряда данных, входящих в каждую группу скважин: средняя скорость бурения $V_{\text{ср}}$, дисперсия D , среднее квадратическое отклонение σ , коэффициент вариации V . Указанные показатели приведены в таблице.

Показатели статистической обработки скорости бурения долотами PDC по группам скважин

№ гр. скважин	Количество скважин в группе	Изменение скорости бурения, м/ч	Средняя скорость бурения $V_{\text{ср}}$, м/ч	Время бурения интервала t_n , ч	Дисперсия D	Среднее квадратическое отклонение σ	Коэффициент вариации V
1	21	19-14	17,0	64,6	0,25	0,7	0,047
2	60	14-12	13,05	78,1	0,16	0,58	0,052
3	20	12-8	10,5	97,6	0,122	0,46	0,048
4	15	8-6,5	6,98	133,6	0,09	0,41	0,056
Итого	116						

При бурении исследуемого интервала, как новым долотом PDC (1-ая группа скважин), так и использование этих же долот последовательно в следующих группах скважин приводит к постепенному их износу с уменьшением ресурса работы.

Выполним приближенную оценку процесса износа долота PDC. При бурении пород новым долотом (1-ая группа скважин) механическая скорость с $V_{\text{max}} = 19$ м/ч упала до $V_{\text{min}} = 14$ м/ч (таблица). Главной причиной такого процесса является износ долота, A_{u1} , который ориентировочно можно определить из уравнения:

$$A_{u1} = (1 - V_{\text{min}} / V_{\text{max}}) 100\% \quad (3)$$

После подстановки данных из таблицы в (3) получим: $A_{u1} = (1 - 14 / 19) 100\% = 26,3\%$; во второй группе с учетом износа долота в 1-ой группе $A_{u2} = A_{u1} + (1 - 12 / 14) 100 = 40,6\%$, в третьей группе с учетом предыдущего износа $A_{u3} = A_{u1} + A_{u2} + (1 - 8 / 12) 100 = 74\%$

На заключительном этапе при бурении интервала в 4-ой группе скважин износ долота достигнет величины равной $A_{u4} = A_{u1} + A_{u2} + A_{u3} = 74 + (1 - 6,5 / 8) 100\% = 94\%$

Таким образом, ресурс долота PDC после бурения четвертой скважины (интервал 220-1340 м) почти выработан. Одним новым долотом пройдено: $(1340-220) \times 4 = 4480$ м. скважин, что в целом подтверждается практикой бурения нефтегазовых скважин на месторождении Узень.

Полученные данные о скорости бурения каждой группы позволяют установить модель буримости долотом PDC. Время бурения скважин из каждой группы под номером n определяется:

$$t_n = S_{\text{инт}} / V_{\text{срп}}, \quad (4)$$

где $S_{\text{инт}}$ – длина пробуренного интервала в каждой группе скважин $S_{\text{инт}} = 1120$ м; $V_{\text{срп}}$ – скорость бурения, соответствующая длине интервала в $S_{\text{инт}}$ группе под номером n ($n=1, 2, 3, 4$). Время бурения интервала ствола под эксколону в зависимости от степени износа долота приведено для каждой групп скважин в таблице.

Вычисления по (4) показывают, что новым долотом PDC основной интервал скважины (220-1380 м) проходится за 64,6 часа (2,7 суток). При бурении 2-ой скважины тот же интервал проходится за 78 часа (3,25 суток) при суммарном износе долота 40,6%. Тот же интервал при бурении в 3-ей скважины пройден за 97,6 часа (4,1 суток) при суммарном износе долота 74% и, наконец, при проходке упомятого интервала в 4-ой скважине затрачено 133,6 часа (5,57 суток), а суммарной износ инструмента составил 94%. Оставшиеся 6% ресурса долота, судя по крутизне графика функции $\vartheta = f(t)$ на заключительном этапе бурения интервала в 4-ой скважине круто уходит вниз, что говорит об ускоренном износе ресурса долота по воокружению буквально в течение 15-20 часов работы.

С учетом данных скорости бурения долот PDC и соответствующем времени пребывания долота на забое, получена зависимость $V=f(t)$, изображенная на рисунок 2.

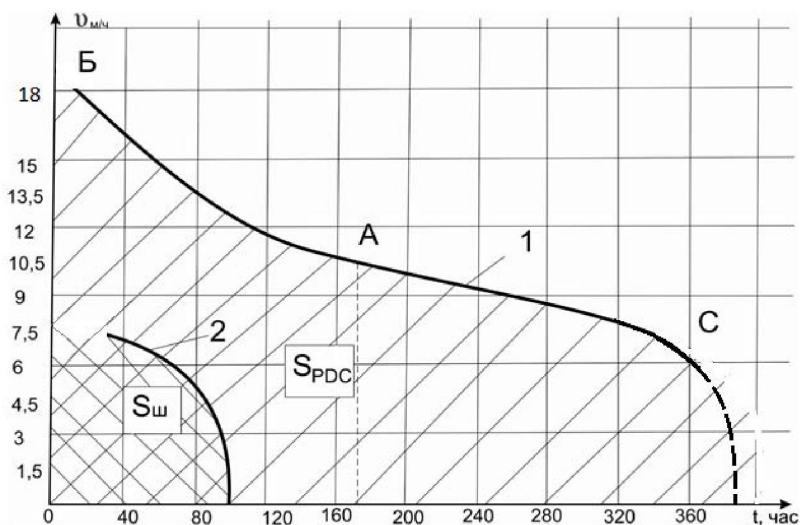


Рисунок 2 – Зависимость скорости и бурения долотом PDC(кривая 1) и шарошечного долотом III- 215,9 NAT (КНР) в зависимости от времени t их работы на забое

Figure 2 – Dependence of speed and drilling with the PDC bit (curve 1) and roller bit III-215.9 NAT (China), depending on the time t of their work at the bottom

Из анализа графика функции $V=f(t)$ следует, что верхняя часть кривой БА вогнута, а нижняя АС выпукла.

Полученные зависимости хорошо аппроксимируются уравнением параболы следующего вида; состоящей из двух сопряженных кривых:

$$\text{Кривая БА: } \vartheta = 1,02 * 10^{-4}t^2 - 7,04 * (10^{-2})t + 19,2; \quad (0 < t < 170) \quad (5)$$

$$\text{Кривая АС: } \vartheta = 8,17 * (-10^{-4})t^2 + 2,402 * 10^{-2}t + 8,278; \quad (170 < t < 360) \quad (6)$$

Модель буримости будем искать в виде уравнения (2), где в качестве констант идентификации используется начальная скорость V_0 , темп снижения механической скорости проходки ΔV и показатель степени m , в которую возводится время бурения t . Так как кривая $V=f(t)$ имеет точку перегиба (точка А на рисунке 2), то модель буримости будут выражены двумя математическими уравнениями.

Константы ΔV и попределены по методике, изложенной в работе [1] и для рассмотренных условий равны:

для верхней части БА кривой $V=f(t)$:

$$\Delta V = 0,107 \text{ м/ч}; m = 0,83; V_0 = 19 \text{ м/ч},$$

для нижней части АС кривой $V'=f(t)$:

$$\Delta V = 0,037 \text{ м/ч}; m = 0,87; V_0 = 10,4 \text{ м/ч}.$$

Таким образом, модели буримости выглядят следующим образом:

$$V_t = 18 - 0,107t^{0,83}, \quad (7)$$

где t изменяется в интервале $0 \leq t \leq 170$ ч,

$$V_t = 10,5 - 0,037t^{0,87}, \quad (8)$$

где t изменяется в интервале $170 \leq t \leq 370$ ч. – бурение основного интервала в скважинах 3-ей и 4-ой групп.

Из (7 и 8) следует, что темп снижения механической скорости ΔV при бурении новым долотом в 1-ой группе скважин значительно выше, что, очевидно, связано с конфигурацией алмазно-твердосплавных пластин, которыми армировано долото PDC.

Первоначально бурение на месторождение Узень осуществляли роторным способом. Формирование скважины под эксплуатационную колонну проводилось с применением шарошечных долот III-215,9 НАТ китайского производства при следующих параметрах технологического режима: осевая нагрузка на долото – 160-180 кН; частота вращения долота – 90 аб/мин; расход бурового раствора – 28 л/с.

Анализ технологической документации (режимно-технологические карты, геолого-технической наряд) установили следующие показатели бурения применяемых шарошечных долот:

- начальная механическая скорость бурения $\vartheta_0 = 8$ м/с;
- средняя скорость бурения $\vartheta_{op} = 6,5$ м/с;
- средняя проходка на долото $S_{ш} = 630$ м;
- время работы долота на забое – 95-100 ч;

Обработка результатов по такой же методике, которая применялась для долот PDC, позволяет определить следующую модель буримости для применявшихся долот III-215,9 НАТ (КНР):

$$\vartheta_t = 8 - 0,018 t^{1,3} \text{ м/ч} \quad (9)$$

На рисунке 2 приведена кривая 2, графически отображающая модель буримости (9) шарошечными долотами. Следует отметить, что заштрихованные площади $S_{ш}$ и S_{PDC} под кривыми 1 и 2, означают стойкость соответствующих инструментов. Следовательно, в условиях буровых работ на месторождении Узень долота PDC значительно превосходят шарошечные долота, как по производительности, так и по износостойкости. Кроме того, при использовании долот PDC резко снижаются затраты на СПО, уменьшается износ бурильных труб.

Выводы:

1. Сопоставление моделей буримости долотами PDC и шарошечными долотами показал несомненное преимущество долот PDC в условиях бурения скважин на месторождении Узень (мягкие и средней твердости неабразивные породы). Так, по стойкости долота PDC превосходят шарошечные в 7 раз, а по производительности – в 1,5–1,6 раза.

2. Предложен приближенный метод определения износа многократно используемого долота PDC, основанный на измерении отношения падения скорости бурения на мерном интервале глубки скважины.

3. Дальнейшие работы будут направлены на прогнозирование показателей бурения долотами PDC в течение рейса, а также на целенаправленное регулирование режима формирования скважины с наименьшими эксплуатационными затратами.

ЛИТЕРАТУРА

- [1] Попов А.Н., Спивак А.И. и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М.: Недра, 2007. – 508 с.
- [2] Левицкий А.З. Исследование данных геолого-технического контроля для оптимизации бурения. – М.: ВНИИОЭНГ, 1987. – 42 с.
- [3] Бадалов Р.А. Развитие методик и разработки программных средств оптимизации бурения: Автореферат докторской диссертации. – М., 2014.
- [4] Эйгелес Р.М., Стрекалова Р.В. Расчет и оптимизаций процессов бурения скважин. – М.: Недра, 1977.
- [5] Калинин А.Г., Оганова А.С. и др. Строительство нефтегазовых скважин. – М.: РГУ им. Губкина, 2013. – 580 с.
- [6] Федоров В.С. и др. Практические расчеты в бурении. – М.: Недра, 1986.
- [7] Танатаров Т.Т., Билецкий М.Т. Основы научных исследований и оптимизации в бурении. – Алматы: РИК, 1998. – 291 с.
- [8] Ганджумян Р.А. Математическая статистика в разведочном бурении. – М.: Недра, 2013. – 210 с.
- [9] Ситников Н.Б. Моделирование и оптимизация процессов бурения геологоразведочных скважин: Автореферат докторской диссертации. – Екатеринбург, 2000.
- [10] Долгущин В.В. Развитие методологии моделирования процессов технологии бурения и скважинных механизмов: Автореферат докторской диссертации. – Тюмень, 2008.
- [11] Шиповский К.А. Методика оптимизации процессов строительства скважины на основе моделирования строительства скважины // Журнал «Бурение и нефть».
- [12] Козловский Е.А. Оптимизация процесса разведочного бурения. – М.: Недра, 1990.
- [13] Егоров И.С. Использование прогнозных формул механической скорости бурения в экспериментальных исследованиях // Сборник научных трудов: Разработка и совершенствование технологий.

REFERENCES

- [1] Popov A.N., Spivak A.I. i dr. Tehnologija burenija neftjanyh i gazovyh skvazhin. M.: Nedra, 2007. 508 p.
- [2] Levickij A.Z. Issledovanie dannyh geologo-tehnicheskogo kontrolja dlja optimizacii burenija. M.: VNIIOJeNG, 1987. 42 p.
- [3] Badalov R.A. Razvitie metodik i razrabotki programmyh sredstv optimizacii burenija: Avtoreferat doktorskoj dissertacii. M., 2014.
- [4] Jejegeles R.M., Strekalova R.V. Raschet i optimizacij processov burenija skvazhin. M.: Nedra, 1977.
- [5] Kalinin A.G., Oganov A.S. i dr. Stroitel'stvo neftegazovyh skvazhin. M.: RGU im. Gubkina, 2013. 580 p.
- [6] Fedorov V.S. i dr. Prakticheskie raschety v burenii. M.: Nedra, 1986.
- [7] Tanatarov T.T., Bileckij M.T. Osnovy nauchnyh issledovanij i optimizacii v burenii. Almaty: RIK, 1998. 291 p.
- [8] Gandzhumjan R.A. Matematicheskaja statistika v razvedochnom burenii. M.: Nedra, 2013. 210 p.
- [9] Sitnikov N.B. Modelirovanie i optimizacija processov burenija geologorazvedochnyh skvazhin: Avtoreferat doktorskoj dissertacii. Ekaterinburg, 2000.
- [10] Dolgushin V.V. Razvitie metodologii modelirovanija processov tehnologii burenija i skvazhinnyh mehanizmov: Avtoreferat doktorskoj dissertacii. Tjumen', 2008.
- [11] Shipovskij K.A. Metodika optimizacii processov stroitel'stva skvazhini na osnove modelirovanija stroitel'stva skvazhini // Zhurnal «Burenie i neft'».
- [12] Kozlovskij E.A. Optimizacija processa razvedochnogo burenija. M.: Nedra, 1990.
- [13] Egorov I.S. Ispol'zovanie prognoznyh formul mehanicheskoj skorosti burenija v jeksperimental'nyh issledovanijah // Sbornik nauchnyh trudov: Razrabotka i sovershenstvovanie tehnologij.

Б. В. Федоров, Б. Т. Рагов, А. Б. Шарауова

Қ. И. Сәтбаев атындағы Қазақ ұлттық техникалық зерттеу университеті, Алматы, Қазақстан

ӨЗЕНЬ МҰНАЙҒАЗ КЕН ОРНЫН PDC ҚАШАУЫ МЕН ҰҢҒЫНЫ БҰРҒЫЛАУДЫҢ МОДЕЛІ

Аннотация. Өзен (Қазақстан Республикасы) мұнай кен орнының геологиялық кимасында жұмсақ тау жыныстары көрсетілген, ұңғы тереңдігі аз (1200-1400). Пайдалану тізбегін бұрғылау 220 м аралығында жүргізіледі және жобаланған тереңдікке дейін 220,7 мм алмазды-қатты қорытпалы PDC қашауымен жеткізіледі. Қашаудың беріктігі ескерілген аралықта бірнеше ұңғыны бұрғылауға мүмкіндік береді. PDC қашауының бұрғылау моделін құрастыру үшін PDC қашаудың өнімділігі бойынша барлық мәліметтер құрамы пайдалану тізбегін бұрғылау аралықтарының саны әр қашаудың тозуы және ауыстырылуы бойынша топтарға бөлінген. Соңынан орта салмақты жылдамдықпен, алдын ала қашаудың тозу есебімен, дисперстер, орта квадраттық ауытқу және вариация коэффициентін математикалық сраптау әдістерімен вариациялық қатар алынған. Нәтижеде пайдалану тізбегін әр бұрғылау аралығынан кейін оның алдыңғы пайдаланған PDC қашауларының тозу үрдісін жуықталған бағалау әдісі алынған. Бұрғылау кезінде болатын қашауды пайдалану шарасы және көрсеткіш дәрежесі бойынша бұрын қашаумен қолданылмаған жаңа бастапқы механикалық жылдамдық, бұрғылау жылдамдығының төмендеуі ескере отырып бұрғылау моделі анықталған. Бұл бұрғылау моделі Өзен кен орнында бұрын қолданылған шарошқалы қашаулар үшін де жасалған. Екі аспапты салыстырмалы бағалау PDC қашауларын шарошқалы қашаулардан 7 есе берік және өнімділігі бойынша 1,6-1,8 есе жоғары екенін көрсетті.

Түйін сөздер: бұрғылау моделі, PDC қашауы, жұмсақ тау жынысы, Өзен кен орны, математикалық статистика, тозу.