

УДК 622.24

КОНТРОЛЬ РЕСУРСА PDC-ПЛАСТИН БУРОВОГО ДОЛОТА

Третьяк Александр Яковлевич¹,
13050465@mail.ru

Сидорова Елена Владимировна¹,
sidorova_ev@npi-tu.ru

Литкевич Юрий Федорович¹,
13050465@mail.ru

Лубянова Светлана Ивановна¹,
13050465@mail.ru

Бурцев Алексей Алексеевич¹,
13050465@mail.ru

Мохов Александр Вадимович²,
mochov@mmbi.krine.ru

¹ Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) им. М.И. Платова, Россия, 346428, г. Новочеркасск, ул. Просвещения, 132.

² Южный научный центр Российской Академии наук, Россия, г. Ростов-на-Дону, ул. Чехова, 42.

Актуальность исследования обусловлена тем, что в настоящее время разведка георесурсов без выполнения буровых работ практически невозможна. Основной объём буровых работ выполняется с использованием долот, армированных PDC-пластинами, которые, помимо этого, широко применяются и при бурении скважин для последующей добычи нефти и газа. Техническое обслуживание долот, базирующееся на своевременном учёте отработки и степени износа, является важным фактором в повышении технико-экономических показателей строительства скважин. Одной из существенных проблем при эксплуатации буровых долот PDC является разное время выхода из строя пластин, приводящее к дополнительным вибрациям и, как следствие, к повышенному нагружению инструмента и поломкам. Кроме того, очевидно, что в таких условиях техническое обслуживание, связанное с восстановлением и заменой пластин, приходится проводить чаще. Обеспечение близкого к равному ресурса режущих пластин бурового долота позволяет увеличивать период эксплуатации и сокращать время технического обслуживания буровых долот, связанного с восстановлением и заменой PDC.

Цель: обеспечение близкого к равному ресурса PDC-пластин бурового долота для повышения производительности геолого-разведочных работ и бурения скважин на нефть и газ.

Объекты: механическое нагружение бурового долота, ресурс PDC-пластин.

Методы: метод конечных элементов, принципы механики сплошных сред, элементы теории износа, методы анализа и синтеза, алгоритмизация.

Результаты. Решение поставленной задачи позволило увеличить период эксплуатации и сократить время технического обслуживания буровых долот, связанного с восстановлением и заменой PDC-пластин, за счёт использования различных по прочности PDC, отличающихся геометрическими или структурными решениями, на базе анализа распределения механических напряжений для всей эксплуатационной гаммы режимов бурения.

Ключевые слова:

Разведка георесурсов, бурение нефтяных и газовых скважин, буровое долото, PDC-пластина, напряжение, ресурс, износ, механическое нагружение, МКЭ.

Введение

В настоящее время разведка георесурсов без выполнения буровых работ практически невозможна. Основной объём буровых работ выполняется с использованием долот, армированных PDC-пластинами, которые, помимо этого, широко применяются и при бурении скважин для последующей добычи нефти и газа.

Техническое обслуживание долот, базирующееся на своевременном учёте отработки и степени износа, является важным фактором в повышении технико-экономических показателей строительства скважин [1].

Одной из существенных проблем при эксплуатации буровых долот PDC является разное время выхода из строя пластин [2], приводящее к дополнительным вибрациям и, как следствие, к повышенному нагружению инструмента, и поломкам [3]. Кроме того, очевидно, что в таких условиях техническое обслуживание, связанное с восстановлением и заменой пластин, приходится проводить чаще [4].

Различное время износа PDC обусловлено неравномерным нагружением долота ввиду его специфической сложной криволинейной формы. Решение проблемы заключается в идентификации степени нагружения пластин при различных режимах бурения раз-

личных видов пород. При этом перераспределить напряжения в пластинах можно за счёт оптимизации пространственной ориентации PDC [5]. Однако разработка конструкций долот с адаптированным положением пластин для всех условий бурения является нецелесообразной. Вторым вариантом решения поставленной задачи может быть контроль режима бурения, обеспечивающего близкое к равномерному распределение нагружения. Такой подход только частично решит поставленную задачу. В качестве третьего, наиболее рационального, решения можно рассмотреть установку PDC различной прочности. В наиболее нагруженных зонах следует устанавливать высокопрочные пластины, а в менее нагруженных – стандартные пластины, стоимость которых существенно не увеличит расходы на эксплуатацию такого долота [6].

Качество PDC-пластин часто определяется процентным содержанием кобальта и размером алмазного зерна [7] или функциональной геометрической формой.

Для анализа и прогнозирования износа пластин разрабатываются различные расчётные модели. Несмотря на достаточно высокую точность в некоторых случаях (например, в [8] максимальная погрешность составляет 15,3 %), применение таких моделей в реальных производственных условиях бывает затруднительным. Требуются менее наукоёмкие, но в то же время учитывающие физико-механические особенности процесса, методы [8].

Среди различных причин износа PDC-пластин основная связана с величиной механических напряжений [9]. На это указывают и разрабатываемые prognostические модели износа [10]. Следует получить информацию о максимальных напряжениях, возникающих в каждой режущей пластине долота для всех комбинаций условий его эксплуатации. Методы численного физико-механического конечно-элементного моделирования позволяют получать такие данные.

После идентификации зон нагружения можно рационализировать установку различных по прочности PDC-пластин на буровом долоте.

На кафедре нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова в рамках госконтракта с Фондом содействия инновациям (программа «Старт-1») было разработано двухъярусное долото принципиально нового вида, усовершенствование установки PDC-пластин которого будет рассмотрено.

Таким образом, целью данной работы является обеспечение близкого к равному ресурса режущих пластин PDC бурового долота. Для этого необходимо решить следующие задачи:

- разработать САД-модель двухъярусного долота в конечно-элементной программной среде;
- определить условия эксплуатации долота, выраженные через механические нагружения;
- разработать план имитационных исследований, методику идентификации зон нагружения и алгоритм принятия решений;

- определить механические напряжения, возникающие в каждой режущей пластине долота для всех комбинаций условий его эксплуатации;
- в зависимости от зон нагружения определить виды и расположение PDC-пластин, обеспечивающие близкий к равному ресурс на буровом долоте.

Методика контроля ресурса PDC-пластин бурового долота

Для анализа механического нагружения долота могут использоваться как аналитические методы [11, 12], так и численные [13, 14], в своём большинстве базирующиеся на принципах механики сплошных сред и методе конечных элементов. Ввиду сложности практической апликации аналитических методов численные представляют больший интерес. В случае неизвестного силового нагружения могут разрабатываться и реологические модели, учитывающие динамическое разрушение породы (например, модель Друкера–Прагера [12] и её реализация в конечно-элементной программной среде SIMULIA/Abaqus Explicit [15]).

3D CAD-модель двухъярусного долота, состоящая из хвостовика, PDC с плоской передней гранью и с конической поверхностью, забуривающей и разбуривающей секцией, была разработана в конечно-элементной программной среде и представлена на рис. 1.

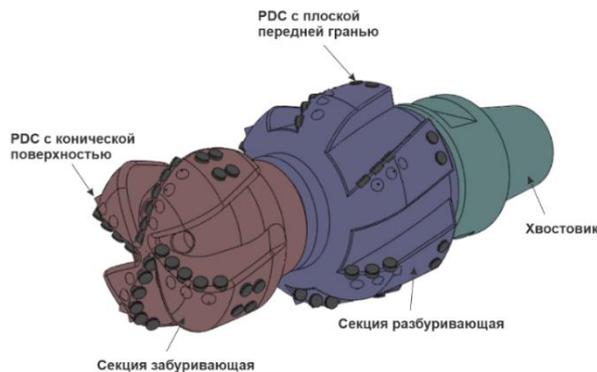


Рис. 1. 3D CAD-модель двухъярусного долота
Fig. 1. Double deck bit 3D CAD-model

На рис. 2, 3 представлено antivибрационное, стабилизирующее двухъярусное долото, разработанное на кафедре нефтегазовых техники и технологий (патент RU № 2740954).

Все PDC с плоской передней гранью были пронумерованы $n=1..68$ в целях дальнейшей их идентификации при имитационных экспериментах (рис. 4). Расположенные под углом 20° пластины предназначены для разрушения породы, а по окружности – для калибровки инструмента. PDC с конической поверхностью в исследовании не рассматривались.

Корпус бурового долота изготовлен из коррозионностойкой стали 20X17H2, а PDC-пластины – из вольфрамкобальтовой карбидной подложки ВК6 и алмазного слоя PDC в стандартном исполнении. Свойства указанных материалов представлены в табл. 1.

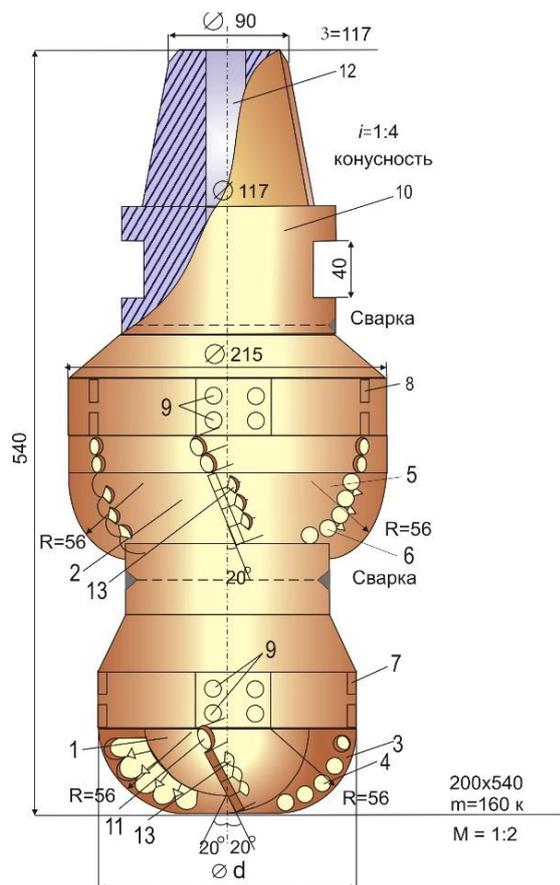


Рис. 2. Антивибрационное, стабилизирующее двухъярусное долото

Fig. 2. Vibration proof double deck bit for stability

При эксплуатации долото подвергается следующим нагрузкам (рис. 4):

- осевой нагрузке F_a (в диапазоне 2000–150000 Н);
 - реакции породы F_c (в диапазоне 500–2000 Н);
 - крутящему моменту T (в диапазоне 6400–9000 Н·м).
- Осевая нагрузка и крутящий момент обусловлены режимом бурения, а реакция породы – прочностью разбуриваемой породы.

В САЕ-модуле конечно-элементной программной среды в нелинейной формулировке создаётся расчётная физико-механическая модель, учитывающая геометрию и материалы бурового долота, а также экс-

плуатационная схема нагружения с учётом граничных условий [16, 17].

В имитационных моделях определяются максимальные значения напряжений по Мизесу. Варьирование значений входных параметров представлено в табл. 2.

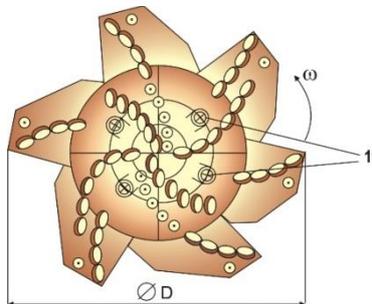


Рис. 3. Антивибрационное, стабилизирующее двухъярусное долото (вид снизу)

Fig. 3. Vibration proof double deck bit for stability (underside view)

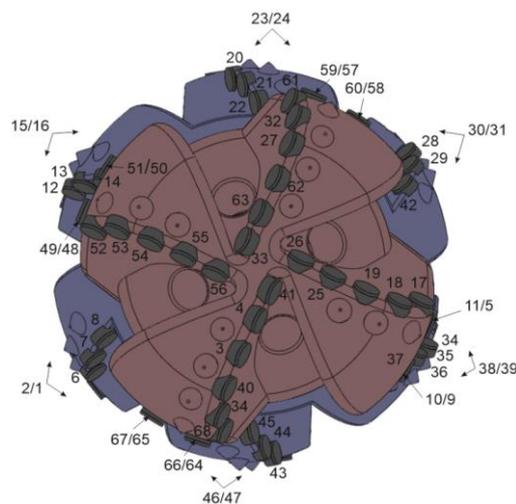


Рис. 4. Нумерация PDC-пластин (вид снизу: нумерация со слешем указывает на пластины верхнего и нижнего ряда забуривающей секции, а со стрелками – на пластины на разбуривающей секции)

Fig. 4. PDC-plates numeration (underside view: numeration with slash points at the plates of top and bottom sets of drilling-in section, numeration with arrows points at the plates of drilling-out section)

Таблица 1. Физико-механические свойства материалов бурового долота [4, 10]

Table 1. Drilling bit materials physical and mechanical properties [4, 10]

Параметр/Parameter	Единица измерения/Unit	20X17H2	BK6	PDC
Модуль Юнга Young modulus	МПа/MPa	215000	579000	890000
Коэффициент Пуассона Poisson's ratio	–	0,28	0,22	0,07
Модуль сдвига Rigidity modulus	ГПа/GPa	79000	280000	545000
Плотность Density	кг/м ³ /kg/m ³	7700	15000	3510
Коэффициент теплового расширения Temperature-expansion coefficient	мм/(мм·°C)/mm/(mm·°C)	11e-006	5,2e-006	2,5e-006
Теплопроводность Heat transfer	Дж/(м·с·°C)/J/(m·s·°C)	14	100	543
Удельная теплоёмкость Specific heat	Дж/(кг·°C)/J/(kg·°C)	440	230	790

Таблица 2. Варьирование значений входных параметров
Table 2. Inlet conditions variations

Параметр Parameter	Минимальное значение Minimum	Шаг Step	Максимальное значение Maximum
Осевая нагрузка F_a , Н Axial stress F_a , N	2000	74000	150000
Реакция породы F_c , Н Rock reaction F_c , N	500	750	2000
Крутящий момент T , Н·м Rotation moment T , N·m	6400	1300	9000

Матрица экспериментов представлена в табл. 3.

Алгоритм обработки данных, полученных в ходе серии имитационных испытаний, и идентификации относительной степени нагружения PDC-пластин представлен на рис. 5.

Согласно матрице экспериментов проводятся имитационные испытания, которые позволяют получить сведения о напряжениях по Мизесу в буровом долоте. Формируется банк данных максимальных напряжений в каждой пластине n для соответствующих условий бурения i (осевая нагрузка F_a), j (реакция породы F_c) и k (крутящий момент T) σ_{ijk}^n . По отношению к максимальной нагрузке пластины классифицируются следующим образом: класс нагружения $PDC_{ijk}^n = 3 \geq 66\%$ от максимальной нагрузки, класс нагружения $PDC_{ijk}^n = 2 \geq 33\%$, класс $PDC_{ijk}^n = 1 < 33\%$.

На основании анализа всей совокупности условий эксплуатации каждой пластине присваивается общий класс нагружения: $PDCG_n=3$, если $\Sigma PDC^n/(ijk) > 2$;

$PDCG_n=2$, если $\Sigma PDC^n/(ijk) > 1$; $PDCG_n=1$, если $\Sigma PDC^n/(ijk) \leq 1$.

Таблица 3. Матрица экспериментов
Table 3. Experiments matrix

Код эксперимента Experiment code	Уровни факторов Factors levels			F_a , Н	F_c , Н	T , Н·м
	F_a , Н	F_c , Н	T , Н·м			
X ₁₁₁	-1	-1	-1	2000	500	6400
X ₁₁₂	-1	-1	0	2000	500	7700
X ₁₁₃	-1	-1	+1	2000	500	9000
X ₁₂₁	-1	0	-1	2000	1250	6400
X ₁₂₂	-1	0	0	2000	1250	7700
X ₁₂₃	-1	0	+1	2000	1250	9000
X ₁₃₁	-1	+1	-1	2000	2000	6400
X ₁₃₂	-1	+1	0	2000	2000	7700
X ₁₃₃	-1	+1	+1	2000	2000	9000
X ₂₁₁	0	-1	-1	76000	500	6400
X ₂₁₂	0	-1	0	76000	500	7700
X ₂₁₃	0	-1	+1	76000	500	9000
X ₂₂₁	0	0	-1	76000	1250	6400
X ₂₂₂	0	0	0	76000	1250	7700
X ₂₂₃	0	0	+1	76000	1250	9000
X ₂₃₁	0	+1	-1	76000	2000	6400
X ₂₃₂	0	+1	0	76000	2000	7700
X ₂₃₃	0	+1	+1	76000	2000	9000
X ₃₁₁	+1	-1	-1	150000	500	6400
X ₃₁₂	+1	-1	0	150000	500	7700
X ₃₁₃	+1	-1	+1	150000	500	9000
X ₃₂₁	+1	0	-1	150000	1250	6400
X ₃₂₂	+1	0	0	150000	1250	7700
X ₃₂₃	+1	0	+1	150000	1250	9000
X ₃₃₁	+1	+1	-1	150000	2000	6400
X ₃₃₂	+1	+1	0	150000	2000	7700
X ₃₃₃	+1	+1	+1	150000	2000	9000

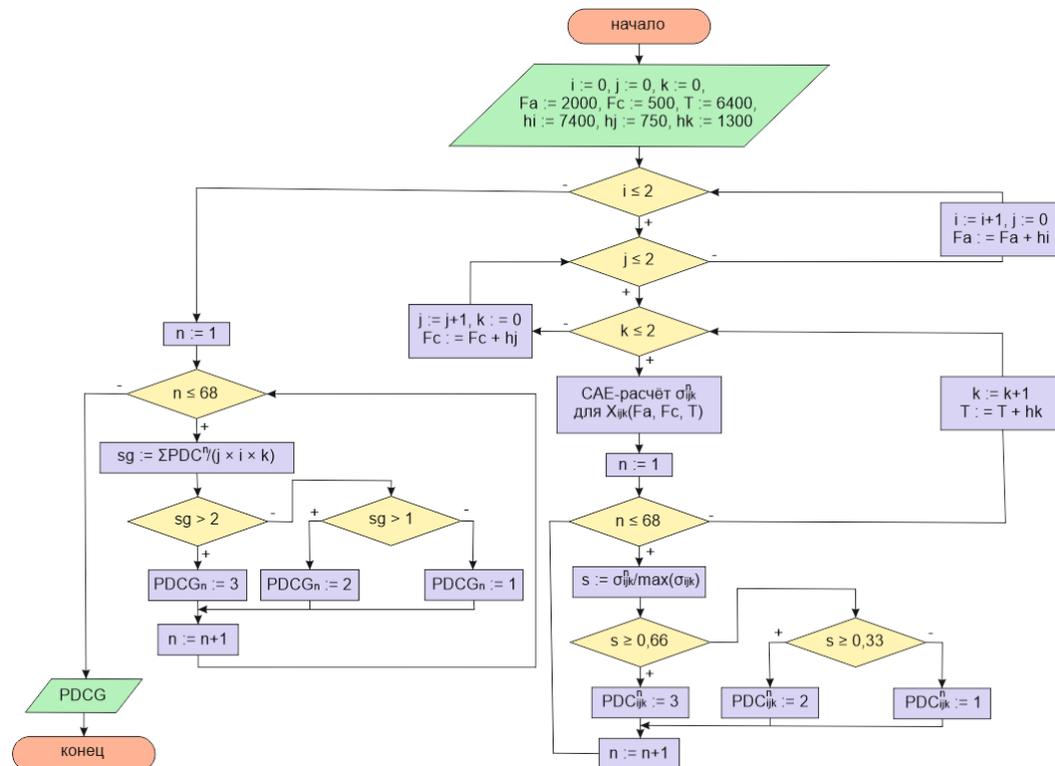


Рис. 5. Алгоритм обработки данных, полученных в ходе серии имитационных испытаний, и идентификации относительной степени нагружения PDC-пластин

Fig. 5. Algorithm for processing data obtained during a series of simulation tests and identifying the relative degree of PDC plates loading

Для оценки относительного ресурса PDC-пластины используется коэффициент износа W_H [2]

$$W_H = K_{1C}^{0,5} \cdot E^{-0,8} \cdot H_K^{1,43},$$

где K_{1C} – вязкость разрушения, МПа·м^{0,5}; E – модуль Юнга, ГПа; H_K – микротвёрдость, ГПа.

Результаты и обсуждение

Исследования позволили идентифицировать значения общего класса нагружения PDC-пластин бурового долота (табл. 4).

Таблица 4. Общий класс нагружения пластин

Table 4. General class of plates loading

Общий класс нагружения General class of loading	Номера пластин Plates numbers
1	1, 2, 5, 9, 10, 11, 15, 16, 23, 24, 30, 31, 38, 39, 46, 47, 48, 49, 50, 51, 57, 58, 59, 60, 64, 65, 66, 67
2	3, 6, 7, 8, 12, 13, 14, 17, 18, 19, 25, 27, 29, 32, 34, 35, 40, 43, 44, 45, 52, 53, 54, 55, 61, 62, 68
3	4, 22, 26, 28, 33, 36, 37, 41, 42, 56, 63

Очевидно, что наименьшим нагрузкам (общий класс нагружения 1) подвержены PDC-пластины, служащие для калибровки и расположенные по окружности. Преимущественным видом износа этих пластин будет истирающий износ. Здесь можно применять стандартные PDC-пластины.

Сопротивление более высоким нагрузкам может решаться за счёт применения высокопрочных структур материалов PDC-пластин или за счёт геометрических решений.

В качестве возможных вариантов материалов PDC-пластин была рассмотрена линейка от Element Six: Syndrill, Syndite и Syndax3.

Таблица 5. Свойства материалов PDC-пластин [18]

Table 5. PDC-plates materials quality [18]

Свойство Quality	Материалы PDC-пластин Element Six PDC-plates materials Element Six		
	Syndrill	Syndite	Syndax3
K_{1C} , вязкость разрушения, МПа·м ^{0,5} K_{1C} , crack resistance, МПа·м ^{0,5}	9,8	8,8	6,9
H , микротвёрдость, ГПа H , micro-hardness, GPa	50	50	50
E , модуль Юнга, ГПа E , Young modulus, GPa	810	776	925
W_H , коэффициент износа W_H , coefficient of wear	3,97	3,89	2,99

Наибольшие нагрузки (общий класс нагружения 3) испытывают пластины, расположенные преимущественно в нижних частях забуривающей и разбуривающей секций. В этом случае необходимо применять пластины с наибольшим коэффициентом износа – Syndrill.

Syndrill представляет собой слой поликристаллических алмазов, синтезированных на подложку из твердого сплава под воздействием давления и высокой температуры, размер алмазных зерен которых колеблется от 20 до 40 мкм, средний размер частиц

твердого сплава 3–6 мкм, а среднее содержание кобальта 13 % [19].

Остальные пластины относятся ко второму классу нагружения. Рациональным является применение Syndax3.

Среди геометрических решений можно рассмотреть формы CDE и 3-RDE или PDC с волнистой передней поверхностью.

CDE представляет собой коническую форму алмазного резца. Такая форма позволяет иным образом распределять напряжения, обеспечивая стойкость до 2,5 раз выше, чем в традиционных цилиндрических пластинах [20]. CDE следует применять для второго класса нагружения.

В 2015 г. китайской компанией Sifangda была предложена концепция 3-RDE с тремя режущими кромками. Лабораторные испытания показали ещё более высокую износостойкость и сопротивление усталости по отношению к классической форме [16].

PDC с волнистой передней поверхностью позволяет перераспределить механическую и тепловую нагрузку в контактной зоне, что является преимуществом по отношению к традиционным PDC [21].

Несмотря на то, что 3-RDE и PDC с волнистой передней поверхностью являются дорогостоящим вариантом, их применение для максимально нагруженных пластин (общий класс нагружения 3) является обоснованным.

Разделение PDC-пластин на три общих класса нагружения является наиболее целесообразным в современных условиях бурения нефтяных скважин. Тем не менее более прецизионная классификация позволит в лучшей степени решить проблему обеспечения близкого к единому ресурса PDC-пластин бурового долота. Обратной стороной повышения точности является увеличение гаммы применяемых пластин, что не всегда экономически обосновано [22].

Заключение

Обеспечение близкого к равному ресурса режущих пластин бурового долота при выполнении разведки георесурсов или бурении нефтяных и газовых скважин возможно за счёт использования различных по прочности PDC, отличающихся геометрическими или структурными решениями, на базе анализа распределения механических напряжений для всей эксплуатационной гаммы режимов бурения. Предложенная методика принятия решения, разработанная исходя из принципа качественной оценки и минимизации наукоёмких операций, тем не менее, имеет под собой обоснованную физико-механическую модель, реализуемую в нелинейной конечно-элементной программной среде. Алгоритм является гибким и может быть адаптирован в зависимости от требований к уровню прецизионности и возможностей увеличения линейки применяемых PDC-пластин.

В дальнейшем представленная модель может быть усовершенствована посредством учёта динамических и вибрационных факторов, а также гидродинамического действия буровых растворов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методические основы расчета затрат на ремонт долота PDC / А.П. Герасименко, А.А. Искорнев, А.А. Липатников, Е.Г. Леонов // Бурение и нефть. – 2016. – № 12. – С. 44–48.
2. Geometry and force modeling, and mechanical properties study of polycrystalline diamond compact bit under wearing condition based on numerical analysis / Z. Huang, Y. Ma, Q. Li, D. Xie // Advances in Mechanical Engineering. – 2017. – V. 9. – № 6. – 1687814017702080 p.
3. Vibration failure and anti-vibration analysis of an annular-grooved PDC bit / K. Huang, Y. Yang, Y. Liu, Q. Niu // Engineering Failure Analysis. – 2020. – V. 115. – 104658 p.
4. Numerical investigations on the effect of ultra-high cutting speed on the cutting heat and rock-breaking performance of a single cutter / M. Gao, K. Zhang, Q. Zhou, H. Zhou, B. Liu, G. Zheng // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 190. – 107120 p.
5. Abrasion rule of polycrystalline diamond compact bit cutter / J. Wu, S. Zhang, X. Ding, F. Qu, X. Xie // Journal of Failure Analysis and Prevention. – 2019. – V. 19. – № 4. – P. 1135–1143.
6. Методика управления процессом бурения и экспериментальные исследования сил сопротивления при бурении долотами с резцами PDC / В.В. Нескоромных, М.С. Попова, А.Е. Головаченко, В.Г. Плетнев, Л. Баочанг // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246. – С. 539–546.
7. A study on PDC drill bits quality / M. Yahiaoui, L. Gerbaud, J.Y. Paris, J. Denape, A. Dourfaye // Wear. – 2013. – V. 298. – P. 32–41.
8. Wang C., Li S., Zhang L. Evaluation of rock abrasiveness class based on the wear mechanisms of PDC cutters // Journal of Petroleum Science And Engineering. – 2019. – V. 174. – P. 959–967.
9. Abbas R.K. A review on the wear of oil drill bits (conventional and the state of the art approaches for wear reduction and quantification) // Engineering Failure Analysis. – 2018. – V. 90. – P. 554–584.
10. Investigation on the effect of changing rotary speed and weight bit on PCD cutter wear / A.M. Abdul-Rani, K. Ibrahim, A.H. Ab Adzis, B.T. Maulianda, M.M. Asri // Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2020. – V. 10. – P. 1063–1068.
11. Li W., Ling X., Pu H. Development of a cutting force model for a single PDC cutter based on the rock stress state // Rock Mechanics and Rock Engineering. – 2020. – V. 53. – № 1. – P. 185–200.
12. Mestat P. Loi de Drucker-Prager // Revue française de génie civil. – 1997. – V. 1. – № 2. – P. 367–371.
13. Simulation and experimental study on temperature and stress field of full-sized PDC bits in rock breaking process / Z. Zhang, D. Zhao, Y. Zhao, Y. Zhou, Q. Tang, J. Han // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – V. 186. – P. 106679.
14. Three-dimensional simulation of rock breaking efficiency under various impact drilling loads / Y. Yang, H. Liao, J. Niu, Z. Wang, J. Chen // Arabian Journal of Geosciences. – 2020. – V. 13. – P. 1–6.
15. Mechanism and numerical analysis of cutting rock and soil by TBM cutting tools / G. Li, W. Wang, Z. Jing, L. Zuo, F. Wang, Z. Wei // Tunnelling and Underground Space Technology. – 2018. – V. 81. – P. 428–437.
16. 3D numerical simulation of rock cutting of an innovative non-planar face PDC cutter and experimental verification / J. Liu, H. Zheng, Y. Kuang, H. Xie, C. Qin // Applied Sciences. – 2019. – V. 9. – № 20. – 4372 p.
17. Analytical modelling of rock cutting force and failure surface in linear cutting test by single PDC cutter / Z. Cheng, G. Li, Z. Huang, M. Sheng, X. Wu, J. Yang // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2019. – V. 177. – P. 306–316.
18. Dubrovinskaia N., Dub S., Dubrovinsky L. Superior wear resistance of aggregated diamond nanorods // Nano letters. – 2006. – V. 6. – № 4. – P. 824–826.
19. Износостойкость PCD режущих элементов, применяемых для комплектации PDC буровых долот / Р.Ю. Куфтырев, Н.И. Полушин, О.С. Котельникова, А.И. Лагтев, М.Н. Сорокин // Известия высших учебных заведений. Черная Металлургия. – 2017. – Т. 60 (9). – С. 745–751.
20. Zhang L. Development of the new type conical teeth of PDC drill bit // Advances in Petroleum Exploration and Development. – 2019. – V. 17. – № 1. – P. 79–84.
21. 3D numerical simulation study of rock breaking of the wavy PDC cutter and field verification / Z. Zhang, D. Zhao, Y. Zhao, K. Gao, C. Zhang, X. Lü // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2021. – V. 203. – P. 108578.
22. Инновационные подходы к конструированию высокоэффективного породоразрушающего инструмента / А.Я. Третьяк, В.В. Попов, А.Н. Гроссу, К.А. Борисов // Горный информационно-аналитический бюллетень (научно-технический журнал). – 2017. – № 8. – С. 225–230.

Поступила 16.06.2021 г.

Информация об авторах

Третьяк А.Я., доктор технических наук, заведующий кафедрой нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова.

Сидорова Е.В., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова.

Литкевич Ю.Ф., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова.

Лубянова С.И., старший преподаватель кафедры нефтегазовых техники и технологий Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) имени М.И. Платова.

Бурицев А.А., доктор геолого-минералогических наук, доцент кафедры прикладной геологии Южно-Российского государственного политехнического университета (НПИ) им. М.И. Платова.

Мохов А.В., доктор технических наук, ведущий научный сотрудник Федерального исследовательского центра Южного научного центра Российской Академии наук.

UDC 622.24

DRILLING BIT PDC PLATES LIFETIME CONTROL

Aleksandr Ya. Tretyak¹,
13050465@mail.ru

Elena V. Sidorova¹,
sidorova_ev@npi-tu.ru

Yuriy F. Litkevich¹,
13050465@mail.ru

Svetlana I. Lubianova¹,
13050465@mail.ru

Aleksey A. Burtsev¹,
13050465@mail.ru

Aleksandr V. Mokhov²,
mochov@mmbi.krine.ru

¹ Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI),
132, Prosvesheniya street, Novocheboksak, 346428, Russia.

² Federal Research Centre of the Southern Scientific Center of the Russian Academy of Sciences,
42, Chekhov street, Rostov-on-Don, Russia.

The relevance of the research is caused by the fact that nowadays it will be impossible to explore the georesources if we don't provide the drilling operations. A great part of the drilling operation is provided with the aid of PDC-bits that beyond that are used for drilling for oil and gas follow-up production. Drilling bits maintenance support that is based on the timely drilling bit wear degree metering is an important well construction technical-and-economic values improving factor. One of the major problems in drilling bits operation is that the plates fail at different times that drives up the additional pulsation and as a result the increased boring tool load and bit breakages. Additionally it is obvious that under such conditions you have to service, restore and replace drilling bit platens more often. Near-equivalent drilling bit cutting plates lifetime providing makes it possible to extend the drilling bits operational life and cut the time for drilling bits maintenance operation due to PDC reconstruction and replacer.

The main aim of the research is the near-equivalent drilling bit cutting plates lifetime providing for oil and gas exploration and oil-and-gas wells drilling productivity elevation.

Objects of the research are the drilling bit loading, PDC plates lifetime.

Methods: finite-element technique, continuum mechanics principle, abrasion theory elements, analysis-and-synthesis methods, algorithmization.

Results. Achieving of the goal made it possible to extend the drilling bits operational life and cut its maintenance operation time through using the PDC of varying strength that are different in geometrical solutions or architectural decisions on the basis of the stress distribution analysis for all the drilling regimes.

Key words:

Georesources exploring, oil-and-gas wells drilling, drilling bit, PDC-plate, stress, lifetime, wear, loading, finite-element technique.

REFERENCES

1. Gerasimenko P., Iskornev A.A., Lipatnikov A.A., Leonov E.G. The methodology of the calculation of cost for PDC drilling bit reparation. *Drilling and Oil*, 2016, no. 12, pp. 44–48. In Rus.
2. Huang Z., Ma Y., Li Q., Xie D. Geometry and force modeling, and mechanical properties study of polycrystalline diamond compact bit under wearing condition based on numerical analysis. *Advances in Mechanical Engineering*, 2017, vol. 9, no. 6, pp. 1687814017702080.
3. Huang K., Yang Y., Liu Y., Niu Q. Vibration failure and anti-vibration analysis of an annular-grooved PDC bit. *Engineering Failure Analysis*, 2020, vol. 115, pp. 104658.
4. Gao M., Zhang K., Zhou Q., Zhou H., Liu B., Zheng G. Numerical investigations on the effect of ultra-high cutting speed on the cutting heat and rock-breaking performance of a single cutter. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 190, pp. 107120.
5. Wu J., Zhang S., Ding X., Qu F., Xie X. Abrasion rule of polycrystalline diamond compact bit cutter. *Journal of Failure Analysis and Prevention*, 2019, vol. 19, no. 4, pp. 1135–1143.
6. Neskromnyh V.V., Popova M.S., Golovchenko A.E., Pletnev V.G., Baochang L. Methods of drilling process management and experimental investigation of the resistance force during drilling by PDC bits. *Notes of the Mining Institute*, 2020, vol. 246, pp. 539–546. In Rus.
7. Yahiaoui M., Gerbaud L., Paris J.Y., Denape J., Dourfaye A.A. A study on PDC drill bits quality. *Wear*, 2013, no. 298, pp. 32–41.
8. Wang C., Li S., Zhang L. Evaluation of rock abrasiveness class based on the wear mechanisms of PDC cutters. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, no. 174, pp. 959–967.
9. Abbas R.K. A review on the wear of oil drill bits (conventional and the state of the art approaches for wear reduction and quantification). *Engineering Failure Analysis*, 2018, no. 90, pp. 554–584.
10. Abdul-Rani A.M., Ibrahim K., Ab Adzis A.H., Maulianda B.T., Asri M.M. Investigation on the effect of changing rotary speed and weight bit on PCD cutter wear. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 2020, vol. 10, pp. 1063–1068.
11. Li W., Ling X., Pu H. Development of a cutting force model for a single PDC cutter based on the rock stress state. *Rock Mechanics and Rock Engineering*, 2020, vol. 53, no. 1, pp. 185–200.
12. Mestat P. Loi de Drucker-Prager [Drucker-Prager law]. *Revue française de génie civil*, 1997, vol. 1, no. 2, pp. 367–371.
13. Zhang Z., Zhao D., Zhao Y., Zhou Y., Tang Q., Han J. Simulation and experimental study on temperature and stress field of full-

- sized PDC bits in rock breaking process. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2020, vol. 186, pp. 106679.
14. Yang Y., Liao H., Niu J., Wang Z., Chen J. Three-dimensional simulation of rock breaking efficiency under various impact drilling loads. *Arabian Journal of Geosciences*, 2020, vol. 13, pp. 1–6.
 15. Li G., Wang W., Jing Z., Zuo L., Wang F., Wei Z. Mechanism and numerical analysis of cutting rock and soil by TBM cutting tools. *Tunnelling and Underground Space Technology*, 2018, no. 81, pp. 428–437.
 16. Liu J., Zheng H., Kuang Y., Xie H., Qin C. 3D numerical simulation of rock cutting of an innovative non-planar face pdc cutter and experimental verification. *Applied Sciences*, 2019, vol. 9, no. 20, pp. 4372.
 17. Cheng Z. Analytical modelling of rock cutting force and failure surface in linear cutting test by single PDC cutter. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2019, vol. 177, pp. 306–316.
 18. Dubrovinskaja N., Dub S., Dubrovinsky L. Superior wear resistance of aggregated diamond nanorods. *Nano letters*, 2006, vol. 6, no. 4, pp. 824–826.
 19. Kuftyrev R.Yu., Polushin N.I., Kotelnikova O.S., Laptev A.I., Sorokin M.N. The wear resistance of the PDC cutters that are used for PDC drilling bits configuration. *Proceedings of higher educational institutions. Ferrous metallurgy*, 2017, vol. 60 (9), pp. 745–751. In Rus.
 20. Zhang L. Development of the new type conical teeth of PDC drill bit. *Advances in Petroleum Exploration and Development*, 2019, vol. 17, no. 1, pp. 79–84.
 21. Zhang Z., Zhao D., Zhao Y., Gao K., Zhang C., Lü X. 3D numerical simulation study of rock breaking of the wavy PDC cutter and field verification. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 2021, vol. 203, p. 108578.
 22. Tretyak A.Ya., Popov V.V., Grossu A.N., Borisov K.A. Innovative approaches to the design of a highly efficient rock cutting tool. *Mining information and analytical bulletin (scientific and technical journal)*, 2017, no. 8, pp. 225–230. In Rus.

Received: 16 June 2021.

Information about the authors

Aleksandr Ya. Tretyak, Dr. Sc., professor, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI).

Elena V. Sidorova, Cand. Sc., associate professor, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI).

Yuriy F. Litkevich, Cand. Sc., associate professor, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI).

Svetlana I. Lubianova, senior lecturer, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI).

Aleksey A. Burtsev, Dr. Sc., associate professor, Platov South-Russian State Polytechnic University (NPI).

Aleksandr V. Mokhov, Dr. Sc., main scientific researcher, Federal Research Centre of the Southern Scientific Center of the Russian Academy of Sciences.