УДК 622.23.055.8; https://doi.org/10.37878/2708-0080/2022-2.07
https://orcid.org/0000-0003-3579-9054
https://orcid.org/0000-0001-9135-4848
https://orcid.org/0000-0001-5442-4763

# ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ КОНСТРУКЦИИ БУРОВЫХ ДОЛОТ, ВООРУЖЕННЫХ РЕЗЦАМИ PDC

**А.А. КАБДУШЕВ[1],**
PhD, зав. кафедрой
«Нефтегазовое и горное дело»,
*arman-kz@mail.ru*

**Д.Р. КОРГАСБЕКОВ[2],**
PhD докторант,
лектор кафедры
«Нефтяная Инженерия»,
*dkorgasbekov@gmail.com*

[1]ТАРАЗСКИЙ РЕГИОНАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ ИМ. М.Х. ДУЛАТИ
Республика Казахстан, 080014, г. Тараз, ул. Толе би, 60

[2]SATPAYEV UNIVERSITY
Республика Казахстан, 050000, г. Алматы, ул. Сатпаева 22а

*В исследовании рассматриваются подходы к решению проблемы с «зависанием» породоразрушающего инструмента и в следствии улучшения механической скорости бурения путем повышения эффективности буровых PDC долот и продления срока службы их резцов.*

*По результатам проведенного анализа разрушения резцами PDC для повышения продолжительности работы резцов было выявлено, что большая часть режущей кромки PDC долот ограничивает контакт резца с породой и больше половины длины окружности режущей кромки резца остается неиспользуемой в процессе разрушения забоя скважины.*

*Предлагается два подхода решения проблемы: 1) использование конусообразных резцов в центральной части долота или коронкообразная конструкция долота, которая позволит с помощью раздавливания центральной части долота конусообразным резцом решить проблему «зависание» центральной части породы; 2) использование вращающих резцов PDC или равномерных прямоугольных резцов, которые обеспечат оптимальное расположение в зонах наибольшего износа режущей структуры долота. Здесь для резания породы используется вся длина режущей кромки.*

*По результатам исследований было разработано PDC долото с кольцевым пилотом разрушения пород. Это решает проблему «зависания» долота в центральной части забоя скважины, что значительно снижает производительность породы.*

*Усовершенствование конфигурации резцов PDC долота или их вращение при бурении, а также разработки, позволяющей устранить зависание долота в процессе проходки скважины позволит значительно повысить производительность бурения этими породоразрушающими инструментами и стойкость их вооружения.*

***КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА**: бурение, долото, буровой инструмент, режущий элемент, лопастные долото, PDC резцы.*

# PDC КЕСКІШТЕРМЕН ЖАБДЫҚТАЛҒАН БҰРҒЫ ҚАШАУЛАРЫНЫҢ КОНСТРУКЦИЯСЫН ЖЕТІЛДІРУ ЖОЛДАРЫ

**А.А. КАБДУШЕВ[1],** PhD, «Мұнай газ және тау-кен ісі» кафедрасының меңгерушісі, *arman-kz@mail.ru*
**Д.Р. КОРГАСБЕКОВ[2],** PhD докторанты, «Мұнай инженериясы» кафедрасының оқытушысы, *dkorgasbekov@gmail.com*

[1]М.Х. ДУЛАТИ АТЫНДАҒЫ ТАРАЗ ӨҢІРЛІК УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 080014, Тараз қ., көш. Төле би, 60

[2]СӘТБАЕВ УНИВЕРСИТЕТІ,
Қазақстан Республикасы, 050000, Алматы қ., көш. Сәтпаев 22а, 701

*Зерттеу кезінде тау жыныстарын кесу құралының «тұрып қалу» мәселесін шешу тәсілдері талқыланады және соның нәтижесінде PDC бұрғы қашауларының тиімділігін арттыру және олардың кескіштерінің қызмет ету мерзімін ұзарту арқылы бұрғылаудың механикалық жылдамдығын арттыру. Кескіштердің жұмыс істеу ұзақтығын ұлғайту үшін PDC кескіштердің бұзылуын талдау нәтижелері бойынша PDC қашауларының кесу жиегінің көп бөлігі кескіштің жыныспен жанасуын шектейтіні және шеңбердің жартысынан көбін шектейтіні анықталды. кескіштің кесу жиегі ұңғы түбін жою процесінде пайдаланылмай қалады.*

*Мәселені шешудің екі тәсілі ұсынылады: 1) қашаудың орталық бөлігінде конус тәріздес кескіштерді пайдалану немесе қашаудың орталық бөлігін конус тәріздеспен ұсақтауға мүмкіндік беретін қашаудың коронка тәрізді конструкциясын қолдану. Кескіш қашаудың орталық бөлігін «тұрып қалу» мәселесін шешу үшін; 2) қашау құрылымының ең жоғары тозу аймақтарында оңтайлы орналасуын қамтамасыз ететін айналмалы PDC кескіштерді немесе біркелкі төртбұрышты кескіштерді пайдалану. Мұнда тау жынысын бұрғылау үшін кескіш жиектің бүкіл ұзындығы бойынша қолданылады.*

*Зерттеу нәтижелері бойынша сақиналы тау жыныстарын бұзу ұшқышы бар PDC қашау әзірленді, ол түбіндегі тесіктің орталық бөлігіндегі қашудың «тұрып қалу» мәселесін шешеді, бұл айтарлықтай тау жыныстарының өнімділігін төмендетеді.*

*Аталған PDC қашауын жақсарту үшін жүргізілген зерттеу, яғни PDC кескіштердің конфигурациясын немесе бұрғылау кезінде олардың айналуын жақсарту, сондай-ақ бұрғылау кезінде қашауды тұрып қалу мәселесін шешуге мүмкіндік беретін әзірлемелер осы тау жыныстарын кесу құралдарымен бұрғылау өнімділігін және олардың кескіш құралдарының ұзақ мерзімділігін айтарлықтай арттырады.*

***ТҮЙІН СӨЗДЕР**: бұрғылау, қашау, бұрғылау құралы, кесу элементі, қалақшалар, PDC кескіштер.*

# WAYS TO IMPROVE THE DESIGN OF DRILL BITS EQUIPPED WITH PDC CUTTERS

**A.A. KABDUSHEV**[1], PhD, Head of the Department of Petroleum and Mining, *arman-kz@mail.ru*
**D.R. KORGASBEKOV**[2], PhD student, lecturer of the Department of Petroleum Engineering, *dkorgasbekov@gmail.com*

[1]TARAZ REGIONAL UNIVERSITY NAMED AFTER M.KH. DULATI
60 Tole bi st. Taraz, 080014, Republic of Kazakhstan

[2]SATPAYEV UNIVERSITY,
22 Satpaev st., off. 701, Almaty, 050043, Republic of Kazakhstan

*The study discusses approaches to solving the problem with the «hanging» of the rock cutting tool and, as a result, improving the mechanical speed of drilling by increasing the efficiency of PDC drill bits and extending the life of their cutters. According to the results of the analysis of the destruction of PDC cutters to increase the duration of the cutters, it was revealed that most of the cutting edge of the PDC bits limits the contact of the cutter with the rock and more than half of the circumference of the cutting edge of the cutter remains unused in the process of bottomhole destruction.*

*Two approaches to solving the problem are proposed: - the use of cone-shaped cutters in the central part of the bit or a crown-shaped design of the bit, which allows, by crushing the central part of the bit with a cone-shaped cutter, to solve the problem of "hanging" of the central part of the rock; - use of rotating PDC cutters or uniform rectangular cutters, which provide optimal location in areas of the greatest wear of the cutting structure of the bit. Here, the entire length of the cutting edge is used to cut the rock.*

*Based on the results of the research, a PDC bit with an annular rock destruction pilot was developed (RK patent for the invention No. 34527), which solves the problem of bit "hanging" in the central part of the bottom hole, which significantly reduces the productivity of the rock.*

*Implementation of the mentioned PDC bit improvements, i.e. improvements in the configuration of PDC cutters or their rotation during drilling, as well as developments that allow the bit to hang during drilling, will significantly increase the productivity of drilling with these rock cutting tools and the durability of their cutting tools.*

***KEYWORDS:*** *drill, chisel, drilling tool, cutting element, shovels, PDC cutters.*

ВВЕДЕНИЕ. Проблема строительста скважин и повышения эффективности бурения в значительной мере зависит от конструкции буровых долот, способных повысить механическую скорость проходки и продлить срок службы его вооружения. Выбор наилучшего породоразрушающего интрумента для определенных условий буровых работ является одной из проблем, с которыми сталкиваются буровые компании.

Известно, что при вращательном способе разрушения забоя скважины происходит за счет осевой нагрузки, передаваемой рабочим элементам долота, и крутящего момента. Однако при приближении к оси вращения долота, крутящий момент становится равным нулю. Это означает, что процесс резания рабочими элементами невозможен, т.е. наступает явление, так называемого «зависания» долота.

Разрушение центральной части забоя в такие моменты происходит за счет медленного раздавливания породы, что снижает механическую скорость бурения [1].

**Методы и материалы исследования**. *Рассматриваем следующие недостатки, выявленные в ходе эксплуатации долот PDC*: 1 – снижение механической скоро-

сти и проходки долот при бурении скважин; 2 – в бурении лопастными долотами известна проблема «зависания» долота над центральной частью забоя скважины. В такие моменты падает скорость бурения, происходит медленное раздавливание породы под осью вращения долота, что негативно влияет на производительность бурового процесса.

Для решения таких проблем проведен анализ разрушения резцами PDC для повышения продолжительности работы резцов.

Большая часть режущей кромки PDC долот зафиксирована в лопасти долота, ограничивая таким образом контакт резца с породой; более 60% длины окружности режущей кромки резца остается неиспользуемой в процессе разрушения забоя скважины (*рисунок 1*).

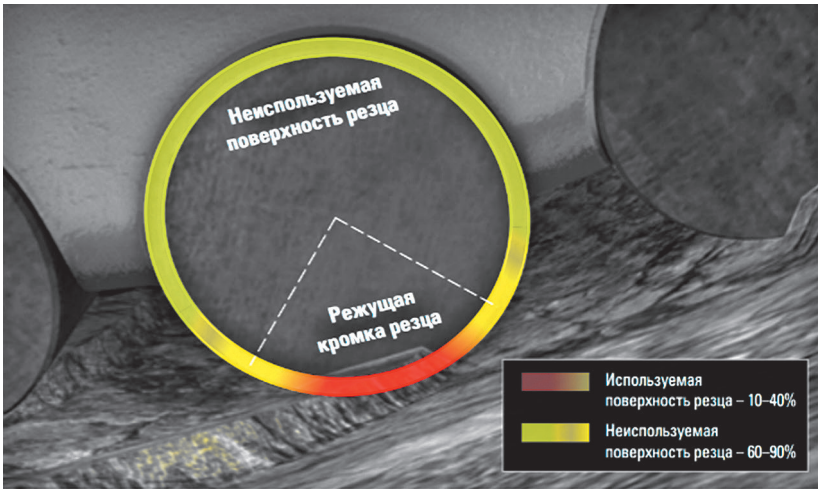


*Рисунок 1* – **Традиционная контрукция режущих элементов PDC долот**

**Результаты**. Новый этап повышения продолжительности работы PDC – вращающие резцы ONYX 360 (*рисунок 2*), которые значительно повышают продолжительность работы долот PDC, при вращении на 360°. Благодаря оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для резания породы используется вся длина режущей кромки. Вращение резцов позволяет алмазной кромке дольше сохранять остроту, увеличивая продолжительность работы резцов ONYX 360 по сравнению с фиксированными резцами класса Premium.

При сравнении с долотами, имеющими только фиксированные резцы, долота PDC с вращающимися резцами ONYX 360 продемонстрировали увеличение длины проходки на 57%, что позволит уменьшить количество СПО и снизить затраты на бурение [2].

Применение ONYX 360 способствует оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для реза породы используется вся длина режущей кромки. Инженеры-проектировщики SmithBits, группы «Шлюмберже», разработали специальный интегрированный корпус, впаянный в лопасть долота. Данная конструкция фиксирует и защищает резец, обеспечивая при этом

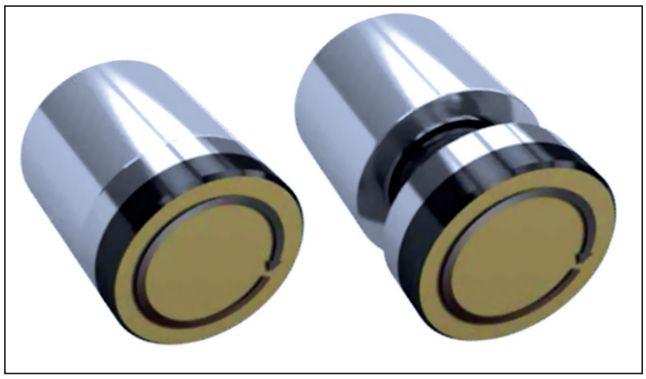

*Рисунок 2* – **Вращающие резцы ONYX 360**

его вращение. С помощью интегрированной инженерно-аналитической платформы IDEAS, инженеры могут определить оптимальную ориентацию вращающихся резцов в лопасти относительно поверхности породы. Точное расположение в сочетании с энергией вращения долота обеспечивает вращение резцов. Благодаря использованию всей алмазной режущей кромки интенсивность износа снижается, обеспечивая постоянную механическую скорость проходки [3].

Недостатком существующего долота является уваливающаяся при абразивном износе площадь контакта круглых алмазно-твердосплавных пластин с забоем, что при постоянной величине осевой нагрузки вызывает уменьшение скорости бурения. Для повышения необходимо увеличивать осевую нагрузку, что может вызвать негативные явления, связанные с повышением крутящего момента, приводящие к заклиниванию и поломке долота.

Задачей исследования является сохранение постоянства суммарной площади контакта вооружения долота PDC с породой забоя скважины в процессе рейса бурения. Задача решается за счет того, что в конструкции лопастного долота PDC, размещены алмазно-твердосплавные резцы PDC прямоугольной формы (*рисунок 3*), причем поликристаллический – алмазный слой выполнен в виде полос, перпендикулярных поверхности забоя и образующих своеобразную «гребенку», а суммарная площадь поперечного сечения поликристаллических алмазных слоев в торцевой части долота остается постоянной в течение всего рейса долота [4].

В ходе анализа процесса разрушения породы при бурении резцами долота типа PDC получены геометрические зависимости нормальной силы резания и ее составляющих от переднего угла резания и параметров площади, разбуриваемой резцом. При изучении стойкости резцов определен оптимальный дисперсионно твердеющий сплав в качестве матрицы долота и рациональный угол резания для этого сплава. Выявлены причины ухудшения процесса резания-скалывания при развороте под небольшим углом резцов в долоте.

Анализ исследования заключается в том, что при осевой нагрузки $P_0$ на долото с цилиндрическими конструкциями резцов, при постепенной изношенности требуется увеличение осевой нагрузки на долото, P/Fдолжно > $P_0$. (F – площадь касания резца и породы, $P_0$ – твердость породы) (*рисунок 3*).

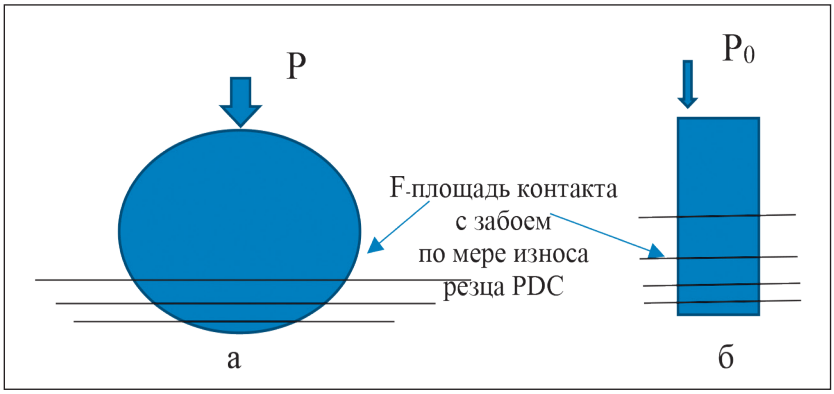


*Рисунок 3* – **Цилиндрические (а) и прямоугольные (б) резцы долот PDC**

Второй этап исследования ликвидация проблемы «зависания» предлагается применить разработки компании BakerHughes с ипользованием резцов Stinger, которые позволят с помощью раздавливания центральной части долота конусообразным резцом решить проблему «зависания» центральной части породы [5].

Компания BakerHughes разработала новую конструкцию буровых долот PDC. Буровое долото предназначено для работы в переходных зонах, отличающихся наличием пропластков твердой породы, перемежающихся породами с обычной компрессионной прочностью. В компании Schlumberger разработали технологию бурения с использованием головок, режущих элементов, покрытыми алмазным напылением получившие название Stinger (*рисунок 4*) [6].

*Рисунок 4* – **Алмазные резцы с элементами технологии Stinger**

Конструкция долота предусматривает наличие расположенного в центре высоко твердого конического режущего элемента с алмазным напылением, направленного строго вниз по направлению бурения. Линейные скорости стандартных режущих элементов в долоте PDC снижается по мере их приближения к центру долота, расположенные ближе к центру элементы оказываются менее эффективными в плане разрушения породы [7].

Второй этап решения проблемы «зависания» предложено использование пилота для бурения кольцевым забоем. Пилот для бурения врубовой колонковой скважины малого диаметра состоит из нескольких кольцевых породоразрушающих инструментов, телескопически размещенных друг в друге и выполненных с возможностью взаимного замещения, а внутри кольцевого породоразрушающего инструмента меньшего диаметра размещен механический кернолом с твердым клинообразным рабочим элементом, имеющим каналы для подачи промывочной жидкости на забой скважины.

Повышение эффективности работы бурового лопастного долота по разрушению и углублению забоя скважины за счет снижения энергоемкости достигается за счет того, что в буровом лопастном долоте, имеющим трубчатый корпус, жестко связанные с ним ступенчатые лопасти, вооруженные по боковой поверхности и ступеням рабочими элементами (например, твердосплавными резцами), систему промывки, включающую систему каналов с соплами, соединенными с внутренней полостью трубчатого корпуса (*рисунок 5*) [8].

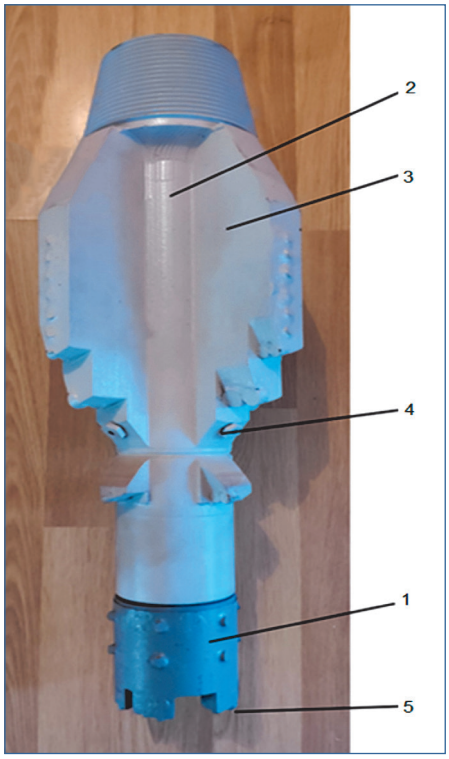


*Рисунок 5* – **Буровой инструмент лопастного типа [8]**

Для решения таких задач был разработан буровой лопастной инструмент [8], состоящий из расширителя с трубчатым корпусом *1*, верхний конец которого оканчивается резьбой для соединения с компоновкой нижней части бурильной колонны, жестко связанными с корпусом четырьмя ступенчатыми лопастями *3*, вооруженными по боковой поверхности и ступеням твердосплавными резцами *3* и *5* или алмазно-твердосплавными резцами PDC, между ступенями лопастей выполнены четыре наклонных канала *4*, оканчивающиеся соплами, отличающееся тем, что для бурения врубовой колонковой скважины в нижней части корпуса *2* расширителя присоединено пилот-долото, состоящее из концентрично расположенных наружного и внутреннего кольцевых корпусов, наружный кольцевой корпус *1* в верхний части имеет резьбу для соединения с расширителем, а в нижней части – трапецеидальные выступы, на наклонных плоскостях которых закреплены рабочие элементы – алмазнотвердосплавные резцы PDC; каналы *4*; корпус *2* имеет внутри перегородку с квадратным отверстием, в которую вставлен кернолом; на верхнюю резьбу кернолома навинчена зажимная гайка, а на нижнюю – внутренний корпус, нижний торец которого выполнен в виде трапецеидальных выступов с рабочими элементами, аналогичными рабочим элементам наружного корпуса [9].

В работе было аналитически выведена зависимость начальной скорости $\vartheta_0$ разрушения забоя скважины долотами PDC в следующем виде:

$$\vartheta_0 = \frac{(f\ cos\gamma - sin\gamma)Cg \cdot n}{f^2 0.62 P_ш K_1 R g tg\gamma}, \quad (1)$$

где $f$ – коэффициент трения на контакте «алмазный резец – порода забоя»; можно принять $f$ = 0,3; γ – угол резания; для снижения растягивающих напряжений в алмазном слое вооружения долот PDC угол ɣ выполняют тупым и по величине равным $\gamma \approx 20^0$. Cg – общая осевая нагрузка на долото, kH; n – частота вращения, об/мин. Рш – твердость породы по штампу, МПа. $K_1$ – коэффициент, учитывающий расположение алмазно-твердосплавных элементов лопастях долота «вразбежку» (не вплотную); можно принять K=0,8; R – радиус торцевых лопастей долота [9,10].

Приняв наиболее характерные величины в формуле (*1*).
($f$ = 0,3; $\gamma \approx 20^0$) её можно записать в следующем виде:

$$\vartheta_0 = \frac{K_0 Cg \cdot n}{K_1 P_ш R g}, \quad (2)$$

где $K_0 = \frac{f\cos\gamma - \sin\gamma}{f^2 0.62 \cdot tg\gamma} \approx 2.9$. K1=0,8.

Так как $K_0$ и $K_1$ являются конструктивными параметрами долота PDC, то окончательно можно записать

$$\vartheta_0 = 3{,}6\frac{Cg \cdot n}{P_ш R g}, \quad (3)$$

Анализ формулы (*3*) показывает, что при бурении конкретной горной породы долотом PDC заданного диаметра, (Рш=const; Rg=const) производительность проходки прямо пропорциональна осевой нагрузке на породоразрушающий инструмент Cg и частота его вращения n [11].

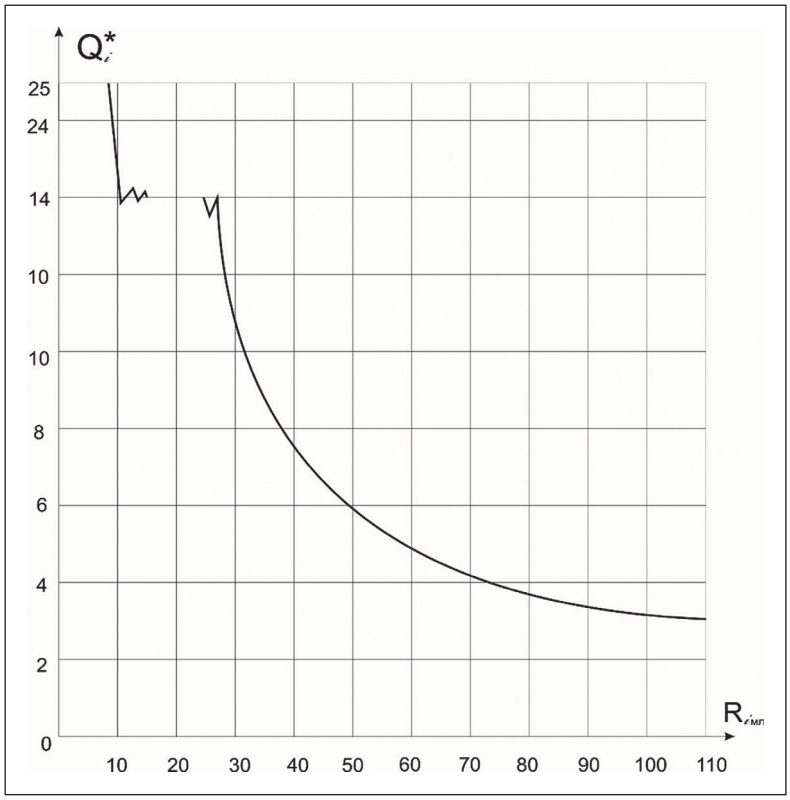


*Рисунок 6* – **График распределения нагрузки на долото**

ВЫВОДЫ. Для повышения механической скорости бурения определено применение ONYX 360, которое способствует оптимальному расположению в зонах наибольшего износа режущей структуры долота, для резца породы используется вся длина режущей кромки.

А также, применение прямоугольной формы PDC сохраняет постоянство суммарной площади контакта вооружения долота с породой.

Применение элементов Stinger позволит решить проблему за счет разрушения породы центральным режущим телом, а не дробления ее боковыми элементами. Кроме того, применение этой технологии позволит свести до минимума неустойчивость ствола скважины. Долота типа PDC с элементами технологии Stinger на 14% повысило механическую скорость проходки в скважине [12,13].

Разработанное долото PDC с кольцевым пилотом разрушения пород [14], решает проблему «зависания» долота в центральной части забоя скважины, что значительно снижает производительность породы. Усовершенствование конфигурации резцов PDC или их вращение при бурении, а также разработки, позволяющие устранить зависание долота в процессе проходки скважины позволит значительно повысить производительность бурения этими породоразрушающими инструментами и стойкость их вооружения [15].

## ЛИТЕРАТУРА


1 Федоров Б.В., Надиров К.С., Коргасбеков Д.Р., Байбоз А.Р., Ратов Б.Т. Совершенствование технологии и техники бурения резцовыми инструментами // Нефть и газ. – 2019. – №3. – С. 67–75. [Fedorov B.V., Nadirov K.S., Korgasbekov D.R., Bajboz A.R., Ratov B.T. Sovershenstvovanie tekhnologii i tekhniki bureniya rezcovymi instrumentami // Neft' i gaz. – 2019. – №3. – S. 67–75.]

2 Федоров Б.В., Хузина Л.Б., Ратов Б.Т., Шарауова А.Б. Моделирование процесса углубления скважины долотами PDC // Нефть и газ. – 2017. – №4. – С. 77–85. [Fedorov B.V., Huzina L.B., Ratov B.T., Sharauova A.B. Modelirovanie processa uglubleniya skvazhiny dolotami PDC // Neft' i gaz. – 2017. – №4. – S. 77-85.]

3 Долото с вращающимися резцами. Интернет ресурсы https://www.slb.ru/services/drilling/drill bits/bits new technologies/ onyx 360 [Doloto s vrashchayushchimisya rezcami. Internet resursy https://www.slb.ru/services/drilling/drill bits/bits new technologies/ onyx360]

4 Инновационный патент на изобретения № 33852 РК. Буровое лопастное долото / Федоров Б.В., Нусенов Ж.М., Ратова А.Б. 2019 г. [Innovacionnyj patent na izobreteniya № 33852 RK. Burovoe lopastnoe doloto / Fedorov B.V., Nusenov Zh.M., Ratova A.B. 2019 g.]

5 Ратов Б.Т., Шарауова А.Б., Федоров Б.В. Моделирование процесса бурения скважин долотами PDC на нефтегазовом месторождении Узень / Булатовские чтения. – 2017. – С. 267–272. [Ratov B.T., Sharauova A.B., Fedorov B.V. Modelirovanie processa bureniya skvazhin dolotami RDS na neftegazovom mestorozhdenii Uzen' / Bulatovskie chteniya. – 2017. – S. 267–272.]

6 Технологическое сопровождение совершенствования буровых долот // Offshore. – 2013. – №1. – С. 12. [Tekhnologicheskoe soprovozhdenie sovershenstvovaniya burovyh dolot // Offshore. – 2013. – №1. – S. 12]

7 Федоров Б. В. Бурение скважин. – Алматы: КазНИТУ, 2016. – С. 365. [Fedorov B. V. Burenie skvazhin. – Almaty: KazNITU, 2016. – C. 365.]

8 Инновационный патент на изобретения №34527 РК. Буровой инструмент / Федоров Б.В., Коргасбеков Д.Р, Ратов Б.Т. 2020 г. [Innovacionnyj patent na izobreteniya №34527 RK. Burovoj instrument / Fedorov B.V., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. 2020 g.]

9 Попов А.Н., А.И. Спивак и др. Технология бурения нефтяных и газовых скважин. – М: Недра, 2007. – С. 507. [Popov A.N., A.I. Spivak i dr. Tekhnologiya bureniya neftyanyh i gazovyh skvazhin. – M: Nedra, 2007. – C. 507.]

10 Федоров Б. В., Коргасбеков Д. Р. Влияние трещиноватости горных пород на процесс колонкового бурения / International Scientific and Rost Publishing. Dubai, 2015. – С. 139–147. [Fedorov B. V., Korgasbekov D. R. Vliyanie treshchinovatosti gornyh porod na process kolonkovogo bureniya / International Scientific and Rost Publishing. Dubai, 2015. – S. 139–147.]

11 Назарбаева Д.К. Сравнительная оценка эффективности работы долот шарошечного и безшарошечного типа PDC / Сб. межд. научно-практической конференции «Инновация-2017». – Ташкент: Навруз, 2017. – С. 171–172. [Nazarbaeva D.K. Sravnitel'naya ocenka effektivnosti raboty dolot sharoshechnogo i bezsharoshechnogo tipa PDC / Sb. mezhd. nauchno-prakticheskoj konferencii «Innovaciya-2017». – Tashkent: Navruz, 2017. – S. 171–172.]

12 Федоров Б.В. Бурение скважин. – Алматы: Центр КазНИТУ им. Сатпаева, 2016. – 364 с. [Fedorov B.V. Burenie skvazhin. – Almaty: Centr KazNITU im. Satpaeva, 2016. – 364 s.]

13 Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Сердюк Н.И. Расчеты в бурении.. – М.:РГГУ, 2007. – 668 с. [Gandzhumyan R.A., Kalinin A.G., Serdyuk N.I. Raschety v burenii. – M.:RGGU, – 2007. – 668 s.]

14 Федоров Б. В., Коргасбеков Д.Р., Ратов Б.Т. Долото типа пикобур и научное обоснование его параметров // Горный журнал Казахстана. – 2018. – № 11. – С. 39–43 [Fedorov B.V., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. Doloto tipa pikobur i nauchnoe obosnovanie ego parametrov // Gornyj zhurnal Kazahstana. – 2018. – № 11. – S. 39–43]

15 Fedorov B.V., Omirzakova E.J., Korgasbekov D.R., Ratov B.T. Development and improvement of design factors for PDC cutter bits // Mining Informational and Analytical Bulletin. – 2019. – №11. – P. 73-80.