

Б.Т. Ратов<sup>1</sup>, Б.В. Федоров<sup>1</sup>,  
И.А. Руслякова-Куприянова<sup>2</sup>, А.С. Косьминов<sup>3</sup>

<sup>1</sup>Казахский научно-исследовательский технический университет  
им. К. Сатпаева, г. Алматы, Казахстан

<sup>2</sup>JTG Kazakhstan, г. Алматы, Казахстан

<sup>3</sup>Геосервис, г. Алматы, Казахстан

---

---

## КОНСТРУКТИВНЫЕ ПАРАМЕТРЫ ЛОПАСТНОГО ДОЛОТА ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

---

---

**Аннотация.** Из практики бурения скважин лопастными долотами, известно, что при проходке перемежающихся по твердости горных пород достаточно часто происходит «зависание» инструмента. На основе теории вращательного бурения проф. Владиславлева В.С. установлено реальное распределение осевой нагрузки на резцы радиальных лопастей долота. Несмотря на резкое повышение нагрузки на резцы, установленные в околоосевой области вращения долота, при проходке твердых пластов пород часто наблюдается упомянутое осложнение. Для ликвидации такого осложнения фирма Smith bits предложила установить в центре торцевой части долота конус из сверхтвердого материала и устранить из этой области часть лопастей с резцами. Для ликвидации «зависания» инструмента при бурении любых пород предложено и запатентовано техническое решение, заключающееся в установке в центральной торцевой части долота кольцевого пилота малого диаметра, торец которого оснащен резцами PDC.

**Ключевые слова:** «зависание» лопастного долота, твердые породы, кольцевой пилот, малый диаметр, разрушение керна, повышение производительности бурения.

• • •

**Түйіндеме.** Ұңғыларды қалақты қашаулармен бұрғылау тәжірибесінен қатылығы бойынша қиылысатын тау жыныстарын қазу кезінде құралдың «қатып қалуы» жиі болатыны белгілі. Бұл құбылыс проф. В.С.Владиславлевтің айналмалы бұрғылау теориясының негізінде қашаудың радиалды пышақтарына орнатылған кескіштерге осьтік жүктеменің таралатыны анықталды. Қашау айналатын осьтің қасында орнатылған кескіштерге жүктеменің күрт артуына қарамастан, қатты тау жыныстарын қазу кезінде жиі аталған қиындықтар байқалады. Осындай қиындықтарды жою үшін «Smith bits» компаниясы қашаудың шет жағына өте қатты материалдан жасалған конус қойып, осы аймақтан пышақтардың бір бөлігін кескіштерімен алып тастауды ұсынды. Кез-келген тау жыныстарын бұрғылау кезінде құралдың "қатып қалуын" жою үшін қашаудың орта тұсындағы ұшына ұшы PDC кескіштерімен жабдық-

талған кіші диаметрлі сақиналы кескішті орнатуды қажет ететін техникалық шешім ұсынылады және патенттеледі.

**Түйінді сөздер:** қалақты қашаудың «ілінуі», қатты тау жыныстар, сақиналы кескіш, шағын диаметрі, керннің бұзылуы, бұрғылау өнімділігінің артуы.

• • •

**Abstract.** From the practice of drilling wells with paddle bits, it is known that when drilling rocks alternating in hardness, the tool hangs quite often. This phenomenon consists in the fact that the rotating tool stops deepening for a while, then drilling resumes until the next “freeze”, etc. Based on the theory of rotary drilling by prof. Vladislavlev V.S. the real distribution of the axial load on the cutters installed on the radial blades of the bit was established. Despite a sharp increase in the load on the cutters installed in the near-axis region of the bit rotation, the mentioned complication is often observed when driving hard rock layers. To eliminate this complication, Smith bits proposed to install a cone made of super-hard material in the center of the end part of the bit and remove part of the blades with cutters from this area. To eliminate the “freezing” of the tool when drilling any rocks, a technical solution has been proposed and patented, which consists in installing a small diameter annular pilot in the central end part of the bit, the end of which is equipped with PDC cutters. In the process of drilling, a core is drilled in the central part of the bottom hole, and the higher its height, the less it is associated with the massif and is easily destroyed by the core breaker, and the products of destruction are carried away by the flow of drilling fluid.

**Keywords:** Paddle bit “hanging”, hard rocks, ring pilot, small diameter, core breakdown, increasing drilling productivity.

**Введение.** Сама специфика формирования забоя скважины при вращательном бурении лопастными долотами обуславливает линейные распределения скоростей по радиусу лопастей: от максимальной на периферии до нулевой скорости на оси инструмента. Одной из проблем, осложняющих технологию бурения лопастными долотами, работающими в режиме резания-скалывания, является так называемое «зависание» долота над центральной частью забоя скважины. Визуально это явление заключается в том, что вращающийся инструмент на некоторое время перестает углублять забой. Затем происходит медленное раздавливание породы, находящейся в околосевой области вращения долота, и бурение возобновляется до следующего «зависания» и т.д. Такое явление неоднократно наблюдалось при бурении лопастными долотами нефтегазовых скважин в перемежающихся по твёрдости горных породах [1]. В упомянутой работе отмечалось резкое уменьшение интенсивности разрушения забоя по мере приближения к оси вращающегося долота, а

увеличенная осевая нагрузка приводила к чрезмерному износу резцов, размещенных в этой области. В итоге все перечисленные явления снижают механическую и рейсовую скорости бурения и в целом производительность буровых работ.

Работами [2,3] установлена на основе теории бурения резанием проф. В.С.Владиславлева [4-10] причина «зависания» лопастных долот. Она заключается в крайне неравномерном распределении осевой нагрузки на рабочие элементы (резцы), размещенные на лопастях долот, в радиальном направлении. Методика расчёта распределения нагрузок на резцы долота по его радиусу изложена в упомянутых работах [2, 3]. Ниже в качестве примера приведен график упомянутой зависимости (рисунок 1), рассчитанной при следующих исходных данных: скорость бурения  $V_m = 18$  м/ч; диаметр скважины  $D = 220$  мм; сопротивление буримой породе сдвигу  $\tau_{сдв} = 40$  МПа; частота вращения долота  $n = 100$  об/мин; количество лопастей долота  $m = 4$ ; количество резцов, перекрывающих по радиусу ширину забоя  $K = 6$ ; модуль упругости буримой породы  $E = 60\,000$  МПа; ширина конца резца в направления его движения  $\delta = 0,2$  мм; коэффициент Пуассона породы  $\mu = 0,3$ ; коэффициент, учитывающий стесненные условия скважины  $\gamma = 1,38$ ; коэффициент трения резцов о породу забоя  $\mu = 0,4$ .

Из зависимости  $Q_2^* = f(R_1)$  (рисунок 1) следует, что минимальная нагрузка при разрушении забоя скважины с заданной скоростью находится на периферии долота, где при  $R_1 = 110$  мм.  $Q_1^* \approx 3$  кН. Напротив, вблизи оси вращения инструмента нагрузка достигает огромной величины. Например, при  $R_1 = 8$  мм,  $Q_1^* \approx 25$  кН. Расчеты при других исходных данных показывают аналогичную картину распределения  $Q_1^*$ . Объяснение такому распределению следующее. При бурении к пикобуру приложена осевая статическая сила  $Q$  и крутящий момент, трансформирующийся в частоту вращения инструмента. Разные участки лезвия перемещаются по окружностям, длина которых пропорциональна радиусам их вращения. Максимальный путь будут совершать резцы, расположенные у наружного края долота. Резцы, расположенные вблизи оси инструмента, будут пробегать путь, в разы меньший, а на оси вращения долота он будет равен нулю. Одним из основных положений теории бурения решением [2,3] является линейная зависимость углубления резца в породу от длины пути, пройденным упомянутым резцом.

Но так как речь идёт об едином целом лезвии, то углубка для всех его участков должна быть одинаковой. Равная углубка для резцов, пробегающих разный путь, обеспечивается за счёт перераспределения

действующей на пикообразной осевой нагрузке, и поэтому она растёт на режущей кромке лезвия в направлении к оси вращения, как бы компенсируя уменьшение пути. В результате происходит остановка, «зависание» долота, которому потребуется некоторое время для раздавливания породы в центральной части забоя скважины, так как прочность твёрдых пород на сжатие на порядок выше, чем на сдвиг, это явление негативно влияет на процесс бурения и снижает его производительность.

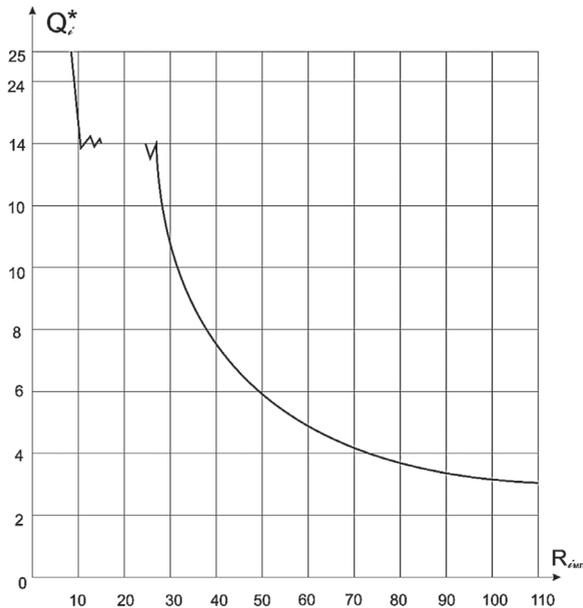


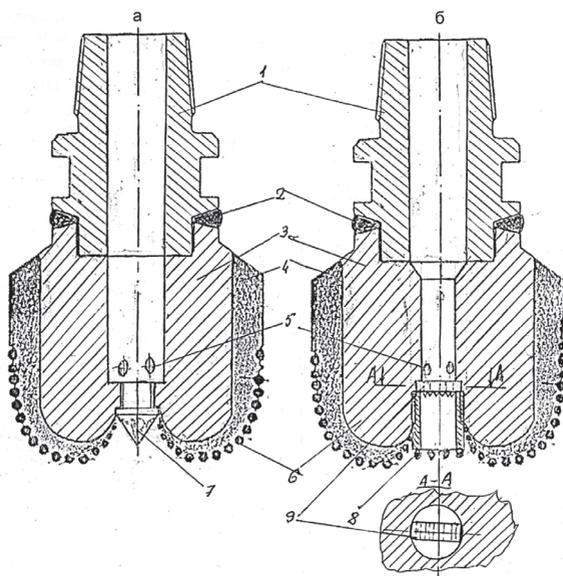
Рисунок 1 - Распределение осевой нагрузки,  $Q_i^*$  действующей на четыре лопасти пикообразного долота, в зависимости от радиуса вращения  $R_{вин}$  резцов

Анализируя зависимость  $Q_i^* = f(R_i)$  (рисунок 1), приходим к выводу, что в конструкции долота необходимо устранить из околоосевой зоны вращения инструмента часть лапастей с резами, на которые действуют чрезмерные высокие нагрузки. Оставшийся, формирующийся в центральной части скважины целик породы можно разрушить двумя способами:

1) установка в торцевой части инструмента, по его оси конуса из сверхтвёрдого материала с алмазным напылением (рисунок 2а), который по мере углубления забоя при встрече с целиком раздавли-

вает последний, а продукты разрушения диспергируются и выносятся потоком бурового раствора;

2) установка в центральной торцевой части долота кольцевого пилота (буровой коронки) малого диаметра, торец которого оснащен резами PDC (рисунок 2б); при углублении скважины из центральный части забоя выбурируется керн, причем чем больше его высота, тем меньше он связан с массивом, легко разрушается керноломом и выносятся потоком бурового раствора.



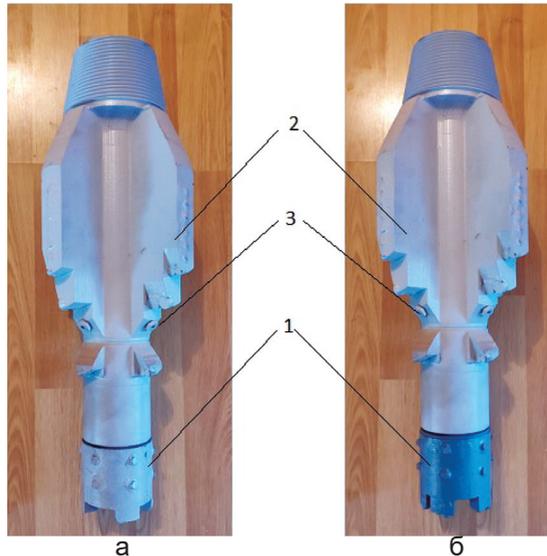
а – раздавливание породы в центральной части забоя сверхтвердым конусом;  
б – формирование керна кольцевым пилотом малого диаметра с последующим разрушением породы керноломом, 1 – соединительный ниппель; 2 – сварочный шов; 3 – стальной корпус; 4 – карбидовольфрамовая матрица; 5 – каналы для бурового раствора; 6 – алмазотвердосплавные резацы; 7 – твердосплавный конус с алмазным напылением; 8 – пилот кольцевой формы; 9 – кернолом.

Рисунок 2 - Конструктивные варианты лопастных долот для разрушения породы в центральной части забоя скважины

По первому пути пошла компания Smith bits [1] - дочерняя компания Sehlum berger, - которая вышла на рынок с новой технологией бурения с использованием долот, конструктивно отличающихся от применяемых. Новизна конструкции заключается в наличии в центре

торца долота высокотвердого конуса с алмазным напылением и укороченными лопастями за счёт отсутствия части последних в околоосевой зоне инструмента. Соответствующая технология, получившая название Stinger, позволила весьма эффективно решить проблему разрушения центральной части забоя скважины, особенно если последний представлен твердыми хрупкими породами. В ходе лабораторных исследований технологии Stinger получен 70%-ный прирост эффективности работы долота в сравнении с традиционными лопастными долотами.

Однако упомянутая конструкция долота не является идеальной по эффективному применению в любых породах. Например, если твёрдые породы имеют повышенную вязкость и недостаточную хрупкость, то при воздействии твердого конуса на забой практически в одной точке формирующийся центральный выступ – целик не может диспергироваться на достаточное количество мелких кусков. Выступ – целик в центре забоя в таких породах будет разрушаться медленно, за счёт радиального биения долота, что затруднит углубление скважины.



1 – кольцевой пилот; 2 – лопастной расширитель, 3 - гидромониторные насадки;  
а - кольцевой пилот оснащен резцами PDC; б – кольцевой пилот оснащен твердосплавными резцами.

Рисунок 3 - Лопастное долото с кольцевым пилотом  
(опытный натурный образец)

Поэтому представляется предпочтительнее второй путь совершенствования конструкции лопастных долот. Выбуриваемый кольцевым пилотом керн, у которого по мере углубления кольцевого забоя увеличивается высота и ослабляется прочность, т.к. возрастает его обнажение по боковой поверхности и связан он с массивом лишь основанием. Предусмотренный в конструкции кернолом без труда его разрушает в любой породе, а продукты разрушения без затруднений удаляются буровым раствором. На последнее техническое решение получен патент Республики Казахстан [7]. Опытное лопастное долото с кольцевым пилотом (рисунок 3) и подготовлено к испытаниям для бурения нефтегазовых скважин.

### **Выводы.**

1. Установлена причина осложнений в процессе бурения лопастными долотами, которая заключается в периодическом «зависании» инструмента над забоем. Сущность этого явления заключается в крайне неравномерном распределении осевой нагрузки на породоразрушающие элементы лопастей. Максимальная нагрузка сосредоточена в околоосевой зоне вращения инструмента, где резцы имеют околонулевую скорость вращения.

2. Проанализированы технические решения, способные ликвидировать осложнения при бурении лопастными долотами, особенно в перемежающихся и твёрдых породах. Предпочтительной является конструкция долота, у которого центральная торцевая часть оснащена кольцевым пилотом с резцами PDC и керноломом для разрушения формирующегося керна.

### **Список литературы**

1 *Дик Гисмин.* Технологическое сопровождение совершенствования буровых долот. Offshore (Russia), №1 (1) -2013.-с.42-45. [Dik Gismin Tekhnologicheskoe soprovozhdenie sovershenstvovaniya burovyy`kh dolot.. Offshore Russia, N1(1).-2013.-s.42-45]

2 *Ратов Б.Т., Билецкий М.Т., Байбоз А.Р.* Использование компьютерных пользовательских программ для анализа теоретических моделей разрушения горных пород при бурении скважин. Новости науки Казахстана, 2018.- №3.- с 80-93. [Ratov B.T., Biletskij M.T., Bajboz A.R. Ispol'zovanie komp'yuterny`kh pol'zovatel'skikh program dlya analiza teoreticheskikh modelej razrusheniya gorny`kh porod pri burenii skvazhin, Novosti nauki Kazakhstana, 2018.-N3.-s.80-93]

3 *Fedorov B.V., Kudaikulova G.A., Ratov B.T., Baiboz A.R.* Comprehensive Research on Development of the New Blade Bits Design. American Journal of

Engineering and Technology Management. Vol. 5, No. 1, 2020, pp. 12-17. doi: 10.11648/j.ajetm.20200501.12. Received: January 8, 2020; Accepted: January 31, 2020; Published: February 20, 202

4 *Полов А.Н., Сливак А.И., Акбулатов Т.О.* Технология бурения нефтяных и газовых скважин. М.: Недра-Бизнесцентр, 2003. — 509 с. [Porov A.N., Spivak A.I., Akbulatov T.O. Tekhnologiya neftyany`kh I gazovy`kh skvazhin, M., Nedra, 2003.-509s.]

5 *Оганов А.С., Калинин А.Г., Сазонов А.А., Бастриков С.Н.* Строительство нефтегазовых скважин, Т. 1., Изд. центр РГГУ нефти и газа, 2013.- с. 691. [Oganov A.S., Kalinin A.G., Sazonov A.A., Bastrikov S.N. Stroitel`stvo neft-egazovy`kh skvazhin, T.1, Izd.tsentr RGGU nefti I gaza, 2013.-s.691]

6 *Владиславлев В.С.* Разрушение горных пород при бурении скважин. М., Недра, 1958.- 242с. [Vladislavlev V.S. Razrushenie gorny`kh porod pri bureanii skvazhin, M., Nedra, 1958.-242s.]

7 *Фурментро Д.* Анализ проблем, возникающих в процессе использования буровой машины, Сб. Механика горных пород применительно проблемам разведки и добычи нефти М: Мир, Эдьф Экитен, 1994, с 195-219. [Furmentro D. Analiz problem, voznikayushhikh v protsesse ispol`zovaniya burovoj mashinoj, Sb. Mekhanika gorny`kh porod primeritel`no problemam razvedki I doby`chi nefti, M.: Mir, Ed`f Ekiten, 1994.-s.195-219]

8 Патент на изобретение Республики Казахстан №33077 Буровое долото типа пикобур. Авторы Ратов Б.Т., Байбоз А.Р. и др. бюл №28.- 2018. [Patent na izobreteniyе Respubliki Kazakhstan N33077 Burovoye doloto tipa pikobur. Avtory` Rato B.T., Bayboz A.R. I dr. byul.N28.-2018]

9 *Ratov B.T., Fedorov B. V., Khomenko V.I., Baiboz A.R, Korgasbekov D. R.* / Some features of drilling technology with pdc bits / Naukovyi Visnyk Natsionalnoho Hirnychoho Universytetu, 2020, № 3. ISSN 2071-2227, E-ISSN: 2223 - 2362. <https://doi.org/10.33271/nvngu/20203/013>

10 *Biletskiy M., Nifontov Iu., Ratov B., Delikesheva D.* The problem of drilling mud parameters continuous monitoring and its solution at the example of automatic measurement of its density // News of the national academy of sciences of the republic of Kazakhstan series of geology and technical sciences. ISSN 2224-5278 Volume 6, Number 438 (2019), 46 – 54. <https://doi.org/10.32014/2019.2518-170X.154>

**Ратов Б.Т.** - доктор технических наук, профессор  
**Фёдоров Б.В.** - доктор технических наук, профессор  
**Руслякова-Куприянова И.А.** - инженер  
**Косьминов А.С.** - докторант PhD