

ФЕДОРОВ Б.В. (КазНИТУ)

КОРГАСБЕКОВ Д.Р. (КазНИТУ)

## О ДЛИНЕ ПОЛУВОЛНЫ ПРИЗАБОЙНОЙ ЧАСТИ КОЛОНКОВОГО БУРОВОГО СНАРЯДА, СОСТАВЛЕННОГО ИЗ КОНСТРУКТИВНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ РАЗНОЙ ЖЕСТКОСТИ

При формировании скважины под влиянием осевой нагрузки и частоты вращения колонковый буровой снаряд искривляется, причем его нижняя призабойная часть состоит из элементов разной жесткости: колонкового набора и бурильной трубы. Для определения длины полуволны в этой части технологического инструмента использовал энергетический метод, в соответствии с которым вся работа внешних сил на упомянутой длине переходит в потенциальную энергию искривленного бурового снаряда. Решение соответствующего уравнение позволило получить формулу для определения длины полуволны призабойной части снаряда. Полученная зависимость отличается от известной формулы Б.И. Воздвиженского, и М.Г. Васильева тем, что она дополнительно учитывает отношение длин колонкового набора и полуволны, отношение моментов инерции колонкового набора и бурильных труб и отношение масс колонковой и бурильных труб, приходящихся на единицу длины. Для уменьшения искривления скважины рекомендуется устанавливать в «гребнях» полуволн призабойной части снаряда ребра жесткости.

**Ключевые слова:** искривление, колонковый буровой снаряд, ребра жесткости, длина полуволны, гребни полуволн.

Известно, что при вращательном бурении технологический инструмент в скважине под влиянием осевой нагрузки и крутящего момента теряет устойчивость и приобретает волнообразную форму спирали с переменным шагом. Исследования российских [1, 2] и западных ученых [6, 7, 8] свидетельствует о том, что полученные формулы для определения длины полуволны в любом сечения колонны бурильных или утяжеленных труб справедливы при неизменной жесткости бурового снаряда по всей длине, что в данном случае означает неизменность его диаметра. Наиболее часто длина полуволны сжатой части технологического инструмента рассчитывается по формуле Саркисова Г.М. [1, 2]:

$$l = \frac{9500}{n} \sqrt{\pm z + \sqrt{0.25z^2 + \frac{1.1jn^2}{100q}}}, \quad (1)$$

где  $l$  – длина полуволны, см

$n$  – частота вращения снаряда, об/мин;

$z$  – расстояние от нулевого сечения, в котором сжатие нижней части снаряда, обусловленное реакцией забоя, переходит в растяжение, см;

$j$  – осевой момент инерции поперечного сечения снаряда, см<sup>4</sup>;

$q$  – масса 1 см бурильных труб, составляющих снаряд, кг/см.

Формула (1) справедлива, если длина первой от забоя скважины полуволны снаряда состоит из элемента одинаковой жесткости (например, из утяжеленных бурильных труб при роторном бурении).

При бурении с отбором керна упомянутая длина полуволны в общем случае состоит из двух конструктивных элементов: колонкового набора и бурильной трубы (рис. 1)

В точках  $A$ ,  $B$ ,  $V$  и т.д. буровой снаряд касается стенок скважины. Наибольшее влияние на направление скважины оказывает положение первой точки касания направляющей части бурового снаряда со стенкой скважины (точка  $A$  на рис. 1). Чем ближе точка  $A$  размещается к забою скважины, тем большим будет отход трассы скважины от запроектированного направления (по стрелке  $B$  на рис. 1). Чтобы удалить точку  $A$  от забоя на большее расстояние скважины,



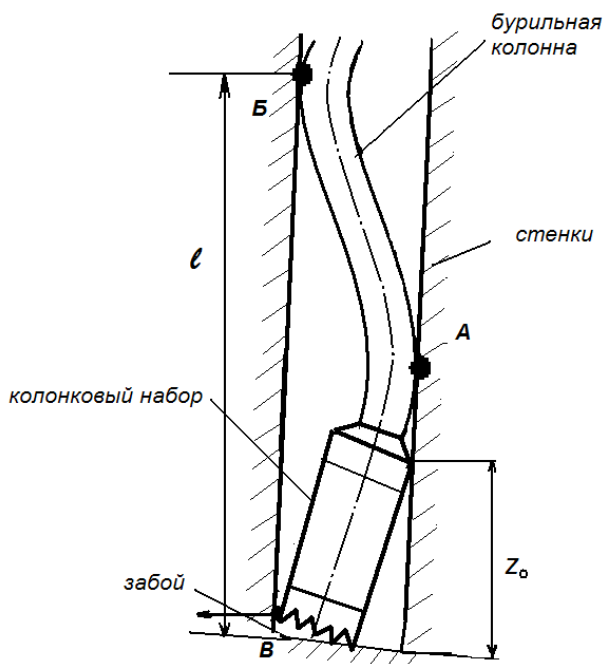


Рис. 1. Искривление призабойной части бурового снаряда под влиянием внешних нагрузок

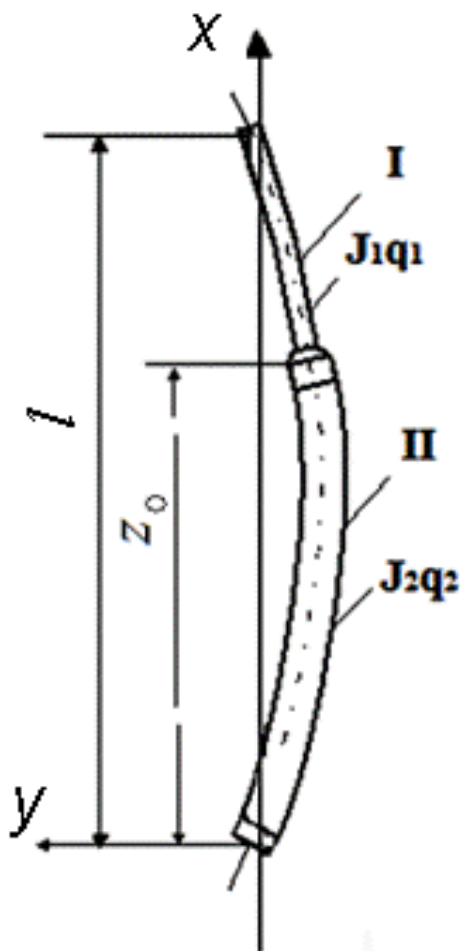


Рис. 2. Модель призабойной части бурового снаряда: I – бурильная колонна; II – колонковый набор

нужно повышать жесткость бурового снаряда, что способствует меньшему искривлению скважины.

Кардинальным решением повышения жесткости снаряда является установка в зоне точек *A* и *B* центраторов, диаметр которых приближен к диаметру скважины.

В точках *A*, *B*, *B* и т.д. буровой снаряд касается стенок скважины. Наибольшее влияние на направление скважины оказывает положение первой точки касания направляющей части бурового снаряда со стенкой скважины (точка *A* на рис. 1). Чем ближе точка *A* размещается к забою скважины, тем большим будет отход трассы скважины от запроектированного направления (по стрелке *B* на рис. 1). Чтобы удалить точку *A* от забоя на большее расстояние скважины, нужно повышать жесткость бурового снаряда, что способствует меньшему искривлению скважины.

Кардинальным решением повышения жесткости снаряда является установка в зоне точек *A* и *B* центраторов, диаметр которых приближен к диаметру скважины.

Диаметры бурильных и колонковых труб, из которых состоит призабойная часть бурового снаряда, стандартизованы. При отборе керна применяются следующие диаметры, мм: 42, 50, 63 (бурильные трубы), 46, 57, 73, 89, 108, 127 (колонковые трубы). Поэтому длина первой от забоя полутолны бурового снаряда в общем случае равна сумме длин двух элементов различного диаметра: колонкового набора и бурильной трубы. Модель призабойной части бурового снаряда представляет стержень с двумя участками жесткости (рис. 2), причем нижний моделирует колонковый набор, а верхний – бурильную колонну.

Задача по вычислению упомянутой длины *l* (см. рис.1) решена энергетическим методом, согласно которому вся работа внешних сил на длине полутолны (центробежных и осевой нагрузки) переходит



в потенциальную энергию искривленного стержня (бурового снаряда) на той же длине:

$V = A_{\text{ц}} + A_{\text{п}}$  ( $V$  – потенциальная энергия искривленного стержня;  $A_{\text{ц}}$ ,  $A_{\text{п}}$  – соответственно работа центробежных и продольных (осевая нагрузка) сил).

Сначала вычислим потенциальную энергию стержня:

Сначала вычислим потенциальную энергию стержня:

$$V = V_1 + V_2. \quad (2)$$

Потенциальная энергия верхнего I ( $V_1$ ) и нижнего II ( $V_2$ ) стержней равна:

$$V_1 = \frac{EJ_1}{2} \int_{\xi}^1 y''^2 dx; \quad V_2 = \frac{EJ_2}{2} \int_0^{\xi} y''^2 dx \quad (3)$$

где  $E$  – модуль упругости материала стержня (снаряда), для стали  $E = 2 \cdot 10^5$  МПа ;

$J_1, J_2$  – моменты инерции поперечного сечения бурильной и колонковой труб,

$y$  – функция кривой, по которой изогнулся буровой снаряд,  $y = e \sin \frac{\pi x}{l}$

(см. рис. 2) ( $e$  – стрела прогиба колонкового набора, равная зазору между скважиной и колонковой трубой;  $l$  – длина полуволны снаряда).

Вычислив вторую производную функции ( $y$ ), подставив ее в выражение для  $V_1$  и  $V_2$ , обозначив  $z_0/l = \varphi$ , получим

$$\begin{aligned} V_1 &= \frac{EJ_1 e^2 \pi^4}{4l} \left( 1 - \varphi + \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right), \\ V_2 &= \frac{EJ_2 e^2 \pi^4}{4l} \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right). \end{aligned} \quad (4)$$

Подставив (4) в (2), получим полную величину потенциальной энергии стержня:

$$V = \frac{EJ_1 e^2 \pi^4}{4l^3} \left[ 1 + K - 1 \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right) \right], \quad (5)$$

где  $K = J_2 + J_1$ .

Вычислим работу внешних поперечных (центробежных) сил, величина которых равна

$$A_{\text{ц}} = A_1 + A_2. \quad (6)$$

Величина работ центробежных сил на верхнем  $A_1$  и нижнем  $A_2$  участках стержня составляет:

$$\begin{aligned} A_1 &= \frac{q_1 \omega^2}{2g} \int_{\xi}^1 y^2 dx = \frac{q_1 \omega^2}{2g} \int_{\xi}^1 e^2 \sin^2 \frac{\pi x}{l} dx =, \\ &= \frac{q_1 \omega^2 e^2 l}{4g} \left( 1 - \varphi + \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right), \end{aligned} \quad (7)$$

$$\begin{aligned} A_2 &= \frac{q_2 \omega^2}{2g} \int_0^{\xi} y^2 dx = \frac{q_2 \omega^2}{2g} \int_0^{\xi} e^2 \sin^2 \frac{\pi x}{l} dx =, \\ &= \frac{q_2 \omega^2 e^2 l}{4g} \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right) \end{aligned} \quad (8)$$

где  $q_1, q_2$  – масса 1 м соответственно бурильных и колонковых труб:

$\omega$  – угловая скорость вращения бурового снаряда;

$g$  – ускорение силы тяжести, равное  $9,81 \text{ м/с}^2$ .

Общая работа центробежных сил с учетом (7) и (8) равна

$$A_{\text{ц}} = A_1 + A_2 = \frac{q_1 \omega^2 e^2 l}{4g} \left[ 1 + m - 1 \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right) \right], \quad (9)$$

где  $m = q_2 / q_1$ .

Работа продольной силы (осевой нагрузки  $C$ ) на длине полуволны равна:

$$A_{\text{п}} = \frac{C}{2} \int_0^1 y''^2 dx = \frac{C e^2 \pi}{4l}, \quad (10)$$

Нагрузка на забой  $C$ , создаваемая частью массы бурового снаряда, составляет:  $C = \alpha q_1 z$ ,

( $\alpha$  – коэффициент, учитывающий дополнительный вес соединений бурильных труб;  $z$  – длина сжатой части бурового снаряда).

Так как  $V = A_{\text{ц}} + A_{\text{п}}$ , то, подставив значения  $V, A_{\text{ц}}, A_{\text{п}}$  из (5), (9) и (10), получим

$$\frac{DEJ_1 e^2 \pi^4}{4l^3} = \frac{Bq_1 \omega^2 e^2 l}{4g} + \frac{C e^2 \pi}{4l}. \quad (35)$$



Здесь  $D = 1 + K - 1 \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right);$

$$B = 1 + m - 1 \left( \varphi - \frac{\sin 2\pi\varphi}{2\pi} \right).$$

Следовательно, для определения длины полуволны следует решить биквадратное уравнение

$$Bq_1\omega^2 l^4 + Cg\pi^2 l^2 - DEJ_1\pi^4 g = 0. \quad (12)$$

Решая уравнение (12), после алгебраических преобразований получим

$$l = \frac{\gamma_0}{\psi_0 n} \sqrt{-z + \sqrt{z^2 + \psi_0 n^2}}, \quad (13)$$

где  $\gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_1}{\alpha q_1 D}};$

$$\psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_0}{\alpha^2 q_1}} DB;$$

$n$  – частота вращения бурового снаряда, об/мин.

Проанализируем формулу (13) в зависимости от величины отношения  $\varphi = \frac{z_0}{l}$ .

Если  $\varphi = 0$ , тогда  $D = 1; B = 1$ .

Коэффициенты  $\gamma_0$  и  $\psi_0$  соответственно равны

$$\gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_1}{\alpha q_1}}; \quad \psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_1}{\alpha^2 q_1}}.$$

Получаем первый частный случай: формулу Б.И. Воздвиженского и М.Г. Васильева для определения полуволны бурового снаряда, составленного из бурильных труб. Если  $\varphi = 1$ ,

тогда  $D = K = \frac{J_2}{J_1}; B = m = \frac{q_2}{q_1}$ . Коэффициенты

$\gamma_0$  и  $\psi_0$  равны  $\gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_2}{\alpha^2 q_1}};$

$\psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_2}{\alpha^2 q_1}} \cdot \sqrt{\frac{q_2}{q_1}}$ . В этом случае

формула (13) примет вид

$$l = \sqrt{\frac{q_1}{q_2}} \cdot \frac{\gamma_0}{\varphi_0 n} \sqrt{-z + \sqrt{z^2 + \frac{q_2}{q_1} \varphi_0 n^2}}. \quad (14)$$

Формула (14) выражает второй частный случай, когда длина колонкового набора равна или больше длины первой от забоя полуволны, а нагрузка на забой осуществляется массой бурильных труб.

Таким образом, длина первой от забоя полуволны в общем случае, когда буровой снаряд на этом участке состоит из элементов разного диаметра, зависит не только от режимов бурения и жесткости бурильных труб, но и от отношения длин бурильной и колонковой труб, составляющих полуволну ( $\varphi = \frac{z_0}{l}$ ); соотношения моментов инерции поперечных сечений колонковой и бурильной труб ( $K = \frac{J_2}{J_1}$ ), а также от соотношения масс колонковой и бурильной труб, приходящихся на единицу длины ( $m = \frac{q_2}{q_1}$ ).

В общем случае на изгиб бурового снаряда будут влиять осевая нагрузка  $C$ , центробежные силы, обусловленные частотой вращения и массой снаряда, также давлением промывочной жидкости, находящейся в скважине.

На рис. 3, а–г представлены зависимости длины первой от забоя полуволны  $l$  бурового снаряда от осевой нагрузки  $C$  на забой при различной частоте оборотов  $n$  бурильной колонны. Сплошными линиями обозначены длины полуволн без учета влияния промывочной жидкости, пунктирными линия – с учетом влияния. Как следует из графиков, промывочная жидкость, заполняющая скважину, несколько увеличивает полуволну снаряда, как бы выпрямляя последнюю, но это влияние незначительно (увеличение длины полуволны составляет 3–5%).

Проведенные исследования позволяют определить места установки центраторов на теле колонкового набора и бурильной колонны. Первое место находится на



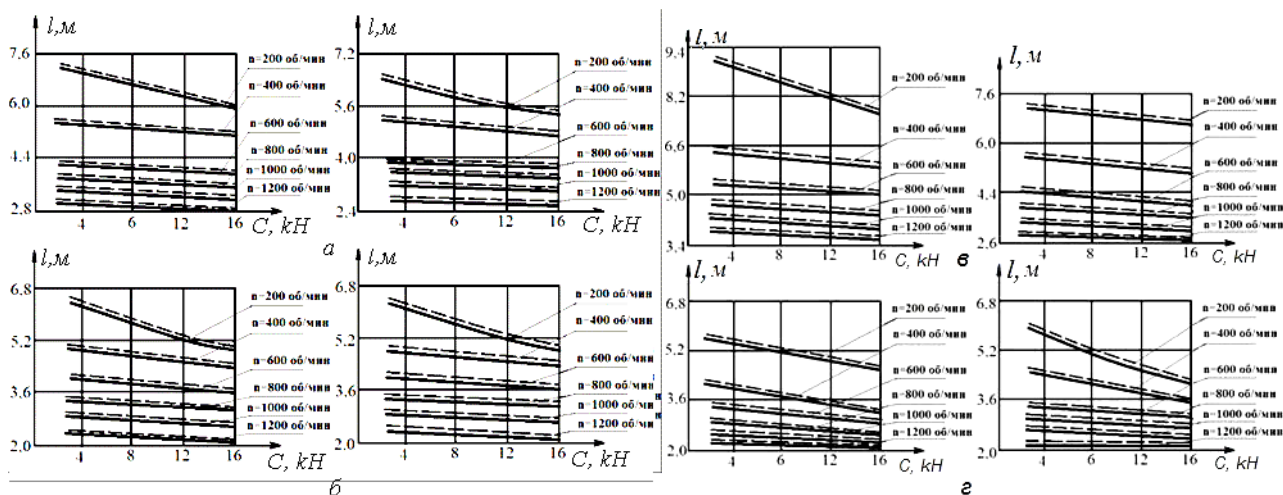


Рис. 3. Зависимость длины полувоины  $l$  от осевой нагрузки  $C$  при различных  $n$ . Диаметр бурильных труб: а, в, г – 50 мм; б – 42 мм; колонковых труб: а – 73 мм; б, Гг – 57 мм; Вв – 89 мм; \_\_\_\_\_ – длина полувоины без учета гидравлических сил; - - - - - – длина полувоины с учетом гидравлических сил.

расстоянии, равном  $\frac{1}{2}$  полувоины, второе – на расстоянии, равном длине полувоины (рис 1). При этом необходимо получить информацию о параметрах режима бурения.

В качестве примера на рис. 4 представлен буровой снаряд с отбором керна, состоящий из буровой твердосплавной коронки диаметром 76 мм, колонковой трубы диаметром 73 мм длиной 3,5 м и бурильной колонны диаметром 50 мм. Предполагается осуществлять бурение при осевой нагрузке  $C = 5$  кН и частоте вращения  $n = 390$  об/мин. При расчете по формуле (13) длина первой от забоя полувоины снаряда оказались равной  $l_1 = 5,1$  м. Таким образом, места установки центраторов:  $5,1 : 2 = 2,55$  м и 5,1 м.

В месте первого «ребра» полувоины  $l_{ц1} = 2,55$  м наплавляем по окружности колонковой трубы четыре твердосплавных шва. Длина швов принята 20 см, чтобы компенсировать возможные перемещения «ребра» полувоины при изменении режима бурения. В месте 2-гвторого «ребра»  $l_{ц2} = 5,1$  м устанавливаем резиновые кольца-протекторы с продольными каналами для прохода бурового раствора. Длина второго центратора протектора принята равной 30–40 см из опыта разведочного бурения, когда подобным средством предотвращался износ бурильных труб.

Проведенные исследования позволили сформулировать ряд выводов.

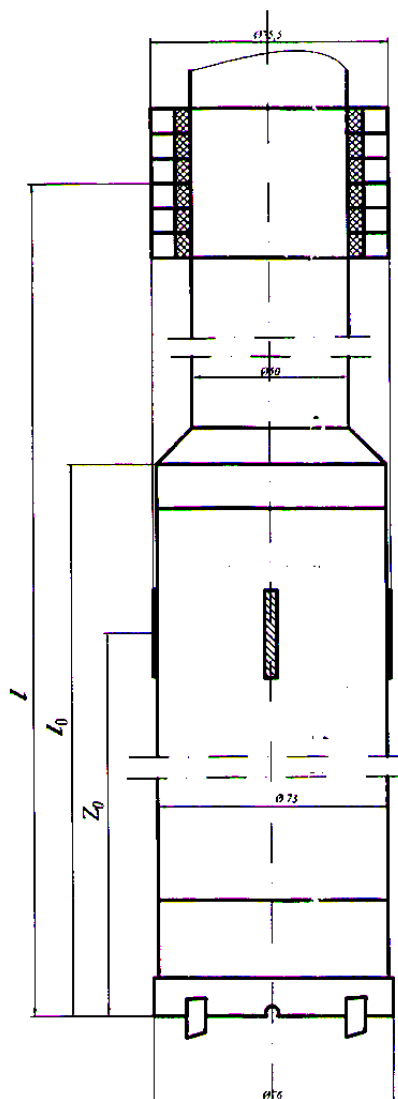


Рис. 4. Снаряд повышенной жесткости



Длина полуволны  $l$  уменьшается с увеличением осевой нагрузки  $s$  и уменьшением диаметра бурения (снижением жесткости колонкового набора).

Для бурового снаряда определенных размеров интенсивность уменьшения длины полуволны с увеличением числа оборотов  $n$  колонны значительно выше, чем при увеличении осевой нагрузки  $S$ .

Полученная формула для определения первой от забоя длины полуволны колонкового бурового снаряда, составленного из элементов различной жесткости, позволяет определить места установки центраторов, повышающих жесткость призабойной части инструмента и способствующих меньшему искривлению скважины.

### Библиографический список

1. Туякбаев Н.Т., Федоров Б.В. Теория формирования и технические средства отбора керна из скважин. Алма-Ата: Наука, 1988.
2. Ганджумян Р.А., Калинин А.Г., Никитин Б.А. Инженерные расчеты при бурении глубоких скважин. М: Недра, 2000.

3 Заурбеков С.А., Федоров Б.В. Направленное бурение скважин. Алматы: КазНТУ, 2015. – С. 292.

4 Пат. №14120 РК KZ (13) А(Буровой снаряд) /Федоров Б.В. Касенов А.К. и др.; опубл. 2010, Бюл. № 3.

5 Иогансен К.В. Спутник буровика: Справочник - М.: Недра, 1990.

6 Flemings, P.B., Polito, P.J., Pettigrew, T.L., Iturrino, G.J., Meissner, E., Aduddell, R., Brooks, D.L., Hetmaniak, C., Huey, D., Germaine, J.T., and the IODP Expedition 342 Scientists, 2013. The Motion Decoupled Delivery System: a new deployment system for downhole tools is tested at the New Jersey Margin. Scientific Drilling, 15:51–56.

7 Paul Bommer. A Primer of Oilwell Drilling. - University of Texas Continuing education, 2008.

8 Wilson Bridge Rd., Water Well Journal. National Water Well Association, 500 W. Suite 130, Columbus, Ohio 43085 U.S.A. (Monthly periodical.) Intended for commercial well drillers and water well equipment suppliers in the U.S. The magazine annually publishes a buyers' guide and a directory of manufacturers as well as offering interesting articles on new and old techniques and equipment, business and industry practices.

### “Gornye nauki i tehnologii”/ “Mining science and technology”, 2015, № 1, pp. 33–38

<b>Title:</b>	About a half-wave length of the bottom-hole core drill composed of structural elements of different stiffness
<b>Author 1</b>	Name&Surname: <b>FEDOROV B.V.</b> Company: <b>Kazakh national research technical university after K.I.Satpaev</b> Work Position: <b>Professor</b> Contacts: <a href="mailto:kuzinevgen@gmail.com">kuzinevgen@gmail.com</a>
<b>Author 2</b>	Name&Surname: <b>KORGASBEKOV D.R.</b> Company: <b>Kazakh national research technical university after K.I.Satpaev</b> Work Position: <b>Teacher</b> Contacts: <a href="mailto:daha_korg@mail.ru">daha_korg@mail.ru</a>
<b>Abstract:</b>	In the formation of the well under the influence of an axial load and speed core drilling shell is curved, with its lower bottomhole part consists of elements of different stiffness: a set of core and drill pipe. To determine the length of the half-wave in this part of the technological tools used energy method, according to which the whole work of external forces on the length of said potential energy goes into twisted drill. The solution of the corresponding equation is possible to obtain a formula for determining the length of the half-wave of the bottom-hole shell. The resulting relationship is different from the well-known formula B. I. Vozdvizhenskogo, MG Vasilyeva that it additionally takes into account the ratio of the core set, and half-wave ratio of moments of inertia and the core set of drill pipes and the mass ratio of coring and drilling labor per unit length. To reduce the curvature of the wells is recommended to install in the "crests" half-waves of the bottomhole shell ribs.
<b>Keywords:</b>	bending, core drill, ribs, half-wave length, half-wave crests.



### References:

1. Tujakbaev N.T., Fedorov B.V. Teorija formirovanija i tehničeskie sredstva otbora kerna iz skvazhin. [*Theory formation and technical means of the coring holes.*] Alma-Ata: Nauka, 1988
2. Gandzhumjan R.A., Kalinin A.G., Nikitin B.A. Inženernye rasčety pri burenii glubokih skvazhin. [*The theory of formation and technical means of coring wells*] M.: Nedra, 2000.
3. Zaurbekov S.A., Fedorov B.V. Napravlennoe burenie skvazhin. [*Directional drilling*] KazN 2015. – P. 292.
4. Pat. No 14120 PK KZ (13) A(Drill)/ Fedorov B.V. Kasenov A.K. and others; 2010,
5. Iogansen K.V. Sputnik burovika [*Satellite driller*] Manual. – M: Nedra, 1990
6. Flemings, P.B., Polito, P.J., Pettigrew, T.L., Iturrino, G.J., Meissner, E., Aduddell, R., Brook D.L., Hetmaniak, C., Huey, D., Germaine, J.T., and the IODP Expedition 342 Scientists, 2013. Motion Decoupled Delivery System: a new deployment system for downhole tools is tested at New Jersey Margin. *Scientific Drilling*, 15:51–56.
7. Paul Bommer. A Primer of Oilwell Drilling. - University of Texas Continuing education, 20
8. Wilson Bridge Rd., Water Well Journal. National Water Well Association, 500 W. Suite 130 Columbus, Ohio 43085 U.S.A. (Monthly periodical.) Intended for commercial well drillers and water well equipment suppliers in the U.S. The magazine annually publishes a buyers' guide and directory of manufacturers as well as offering interesting articles on new and old techniques and equipment, business and industry practices.

