

Б.В. Федоров, Д.Р. Коргасбеков
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 бурении технологический инструмент в скважине под влиянием осевой нагрузки и крутящего момента теряет устойчивость и приобретает волнообразную форму. В результате создаются дополнительные условия, способствующие искривлению скважины и ее уходу от проектной трассы.

Любая длина полуволны в сжатой части снаряда рассчитывается по формуле Г.М. Саркисова [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, см⁴; 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 , 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

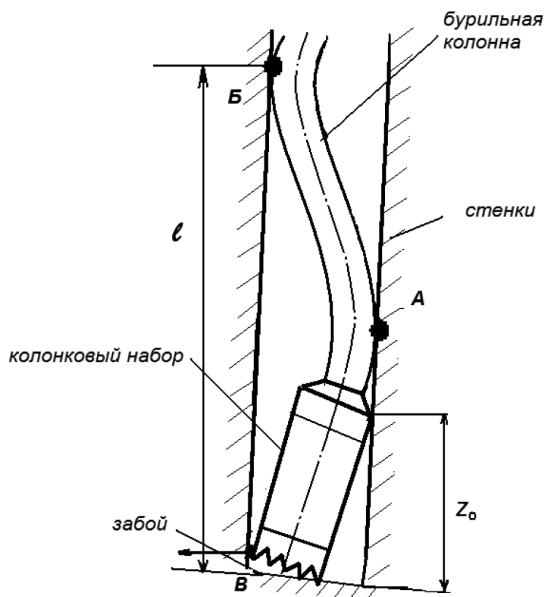


Рис. 1. Искривление призабойной части бурового снаряда под влиянием внешних нагрузок

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 полуволны 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 полуволны (центробежных и осевой нагрузки) переходит в потенциальную энергию искривленного стержня (бурового снаряда) на той же длине: $V = A_{\text{II}} + A_{\text{I}}$ (V – потенциальная энергия искривленного стержня; A_{II} , A_{I} – соответственно работа центробежных и продольных (осевая нагрузка) сил).

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:

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

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, $y = e \sin \pi x / l$ (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

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

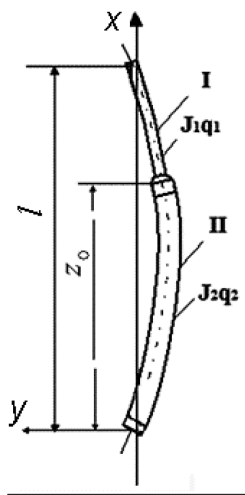


Рис. 2. Модель призабойной части бурового снаряда: I – бурильная колонна; II – колонковый набор

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:

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

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

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

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

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

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

Здесь

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

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

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

$$\text{где } \gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_1}{\alpha q_1 D}}; \quad \psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_0}{\alpha^2 q_1}} DB;$$

n – частота вращения бурового снаряда, об/мин.

Проанализируем формулу (13) в зависимости от величины отношения $\varphi = z_0/l$. Если $\varphi = 0$, тогда $D = I; B = I$. Коэффициенты γ_0 и ψ_0 соответственно равны

$$\gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_1}{\alpha q_1 D}}; \quad \psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_0}{\alpha^2 q_1}} DB.$$

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 $D = K = J_2/J_1; B = m = q_2/q_1$. Коэффициенты γ_0 и ψ_0 равны

$$\gamma_0 = 6,28 \sqrt{\frac{J_2}{\alpha^2 q_1}}; \quad \psi_0 = 0,0942 \sqrt{\frac{J_2}{\alpha^2 q_1}} \cdot \sqrt{\frac{q_2}{q_1}}.$$

В этом случае формула (13) примет вид

$$l = \sqrt{\frac{q_1}{q_2}} \cdot \frac{\gamma_0}{\psi_0 n} \sqrt{-z + \sqrt{z^2 + \frac{q_2}{q_1} (\psi_0 n)^2}}. \quad (14)$$

Формула (14) выражает второй частный случай, когда длина колонкового набора равна или больше длины первой от забоя

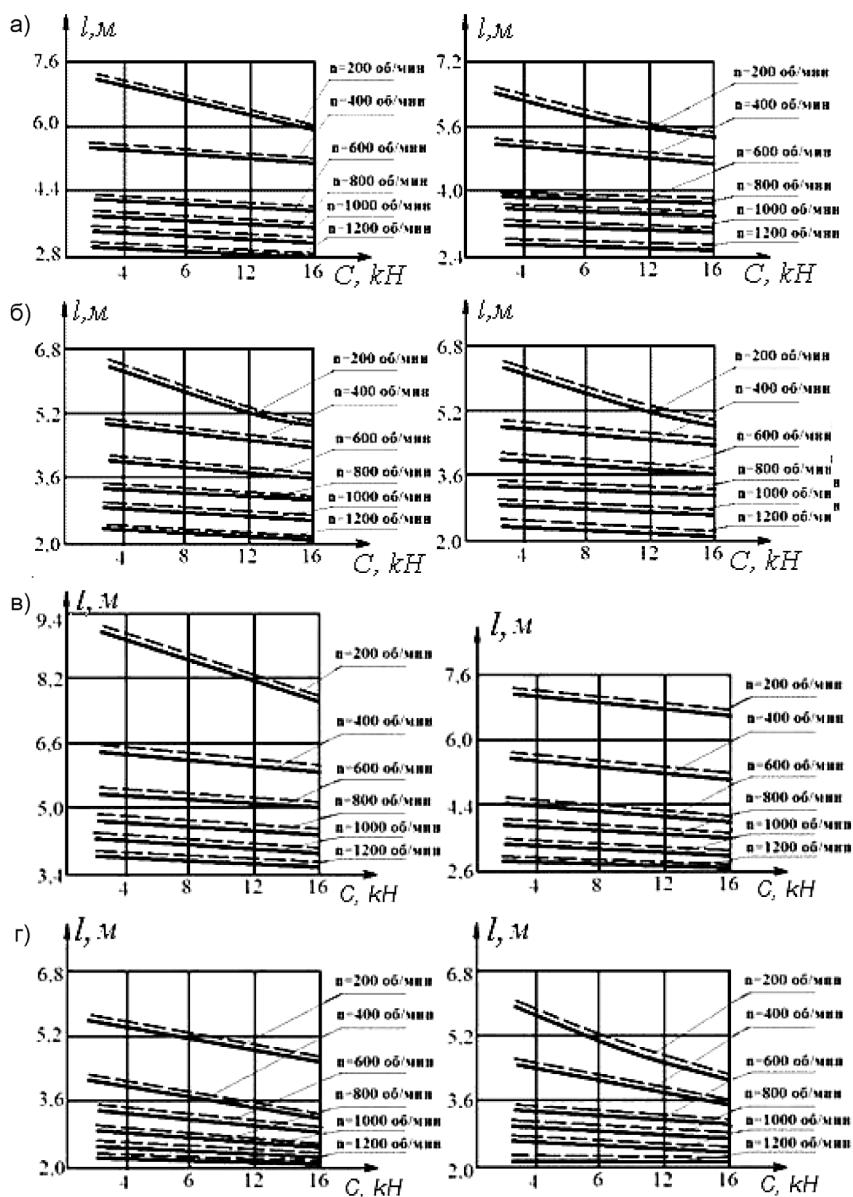


Рис. 3. Зависимость длины полуваклы l от осевой нагрузки C при различных n ; диаметр буровых труб: 50 мм (а, в, г), 42 мм (б); колонковых труб: 73 мм (а), 57 мм (б, г), 89 мм (в); — — длина полуваклы без учета гидравлических сил; - - - - длина полуваклы с учетом гидравлических сил

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 ($\varphi = z_0/l$); соотношения моментов инерции поперечных сечений колонковой и бурильной труб ($K = J_2/J_1$), а также от соотношения масс колонковой и бурильной труб, приходящихся на единицу длины ($m = q_2/q_1$).

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, *a—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 линиями — с учетом влияния. Как следует из графиков, промывочная жидкость, заполняющая скважину, несколько увеличивает полуволну снаряда, как бы выпрямляя последнюю, но это влияние незначительно (увеличению длины полуволны составляет 3—5%).

Проведенные исследования позволяют определить места установки центраторов на теле колонкового набора и бурильной колонны. Первое место находится на расстоянии, равном $1/2$ полуволны, второе — на расстоянии, равном длине полуволны (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 твердосплав-

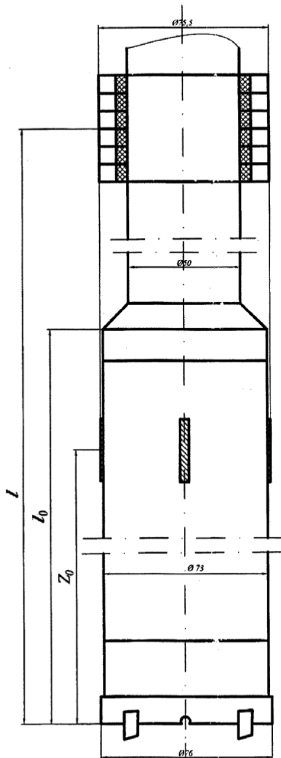


Рис. 4. Снаряд повышенной жесткости

ной 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 полуволены снаряда оказалась равной $l_1 = 5,1$ м. Таким образом, места установки центраторов: $5,1:2 = 2,55$ м и $5,1$ м.

В месте первого «гребня» полуволены $l_{ц1} = 2,55$ м наплавляем по окружности колонковой трубы четыре твердосплавных шва. Длина швов принята 20 см, чтобы компенсировать возможные перемещения «гребня» полуволены при изменении режима бурения. В месте второго «гребня» $l_{ц2} = 5,1$ 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.

Длина полуволены l уменьшается с увеличением осевой нагрузки C и уменьшением диаметра бурения (снижением жесткости колонкового набора).

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

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

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

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. Федоров Б. В. Касенов А. К. и др. Патент № 14120 РК KZ (13) А (Буровой снаряд), опубли. 2010, Бюл. № 3.
5. Иогансен К. В. Спутник буровика: Справочник. – М.: Недра, 1990. **ГИАБ**

КОРОТКО ОБ АВТОРАХ

Федоров Б.В.¹ — доктор технических наук, профессор,
Коргасбеков Д.Р.¹ — младший научный сотрудник,
e-mail: daha_korg@mail.ru,

¹ Казахский национальный исследовательский технический университет имени К.И. Сатпаева, e-mail: allnt@ntu.kz.

Gornyy informatsionno-analiticheskiy byulleten'. 2016. No. 9, pp. 156–164.

UDC 622.34

B.V. Fedorov, D.R. Korgasbekov

ABOUT A HALF-WAVE LENGTH OF THE BOTTOM-HOLE CORE DRILL COMPOSED OF STRUCTURAL ELEMENTS OF DIFFERENT STIFFNESS

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.

Key words: bending, core drill, ribs, half-wave length, half-wave crests.

AUTHORS

Fedorov B.V.¹, Doctor of Technical Sciences, Professor,
Korgasbekov D.R.¹, Junior Researcher,

¹ Kazakh National Research Technical University named after K.I. Satpayev,
050013, Almaty, Kazakhstan, e-mail: allnt@ntu.kz.

REFERENCES

1. Tuyakbaev N. T., Fedorov B. V. *Teoriya formirovaniya i tekhnicheskie sredstva otbora kerna iz skvazhin* (Theory and equipment for core sampling by drilling), Alma-Ata, Nauka, 1988.
2. Gandzhumyan R. A., Kalinin A. G., Nikitin B. A. *Inzhenernye raschety pri burenii glubokikh skvazhin* (Engineering designs in deep drilling), Moscow, Nedra, 2000.
3. Zaurbekov S. A., Fedorov B. V. *Napravlennoe burenie skvazhin* (Directional drilling), Almaty, KazNTU, 2015, pp. 292.
4. Fedorov B. V. Kasenov A. K. *Patent 14120 RK KZ (13) A*, 2010.
5. Iogansen K. V. *Sputnik burovika: Spravochnik* (Driller's attendant: Handbook), Moscow, Nedra, 1990.

