

**Влияние типоразмера долота на устойчивость равновесия
нижней части бурильной колонны при бурении
горизонтального ствола скважины**

В. Г. Григулецкий^{1*}, А. Б. Кузнецов²

¹Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, Россия

²ГУП Республика Крым «Черноморнефтегаз», г. Симферополь, Россия

*e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Аннотация. В работе показано, что изменение типа долота оказывает большое влияние на значение «критической длины» нижней части бурильной колонны при бурении горизонтальной части ствола скважины. Впервые сформулирована и решена задача об упругой устойчивости равновесия компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального ствола скважины, с учетом особенностей конструкций долот (шарошечное, лопастное, долото PDC) и механизма разрушения горных пород в процессе бурения скважин.

При исследовании используются общепринятые положения линейной теории упругости материалов, теории устойчивости стержней и оболочек. Принято, что нижняя часть бурильной колонны представляет собой тяжелый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса труб и осевой нагрузки на долото, а скручивающий момент от стола ротора, действующий на колонну труб, не учитывается.

Для нахождения «критической длины» получены простые приближенные формулы, учитывающие типоразмер долота, утяжеленных бурильных труб и осевую нагрузку.

Ключевые слова: бурильная колонна; упругая устойчивость низа; шарошечное долото; лопастное долото; изгиб оси нижней части бурильной колонны; горизонтальный участок ствола скважины

**Influence of bit size on stability bottom drill column balance
when drilling a horizontal well**

Vladimir G. Griguletsky^{1*}, Alexander B. Kuznetsov²

National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, Russia

State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomorneftegaz", Simferopol, Russia

*e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Abstract. The article raises the question that if you change the bit type, the "critical length" of the lower part of the drill string change too. For the first time, the issue of the stability of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the wellbore was formulated and solved, taking into account the features of the bit designs (roller bit, wing bit, PDC bit) and the mechanism of rock destruction in well drilling.

The research uses the generally accepted provisions of the linear theory of elasticity of materials, the theory of stability of rods and shells. It is assumed that the lower part of the drill string is a heavy elastic rod, experiencing the combined action of the forces of the pipe's own weight and the axial load on the bit, and the twisting moment from the rotor table acting on the pipe string is not taken into account.

To find the "critical length" of the lower part of the drill string, simple approximate formulas are obtained that take into account the bit size, drill collar and axial load.

Key words: drill string; elastic stability of the bottom; roller bit; wing bit; bending the axis of the lower part of the drill string; horizontal section of the wellbore

Введение

Долото по определению представляет собой специальный инструмент для разрушения горной породы при бурении нефтяных, газовых, водяных, геолого-разведочных и других скважин. Различают шарошечные долота, лопастные долота, долота PDC (polycrystalline diamond compact) и др. [1–4]. В первых фундаментальных работах академика Л. С. Лейбензона [5, 6] и академика А. Н. Динника [7, 8] именно неустойчивость равновесия нижней части бурильной колонны считалась главной причиной искривления ствола скважины при бурении. В работах [5–11] и др. изучены многие вопросы устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны при бурении *вертикального ствола* скважины. Полученные при этом результаты можно использовать при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях для предупреждения искривления ствола. В работах [5–11] не рассматривались вопросы устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны при бурении *горизонтального* участка скважины; необходимость исследования этой проблемы отмечалась в статьях [12, 13]. В работах [14, 15] определены технологические рекомендации проектирования направленных и горизонтальных скважин, выбора компоновок низа бурильной колонны (КНБК) на основе опыта бурения скважин на севере Тюменской области, а вопросы проектирования и расчета параметров нижней части бурильной колонны на устойчивость равновесия не рассматривались. В работах [16, 17] рассмотрены вопросы выбора параметров неориентируемых КНБК с целью увеличения бурения длины горизонтального участка скважины. Установлено, в частности, что уменьшение удельного расхода бурового раствора позволяет увеличить длину горизонтального участка скважины, однако вопросы упругой устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны не рассматривались. В настоящее время значительно увеличиваются объемы бурения скважин с горизонтальным стволом. Только за 2014 год в ОАО «Газпромнефть» пробурено 249 горизонтальных скважин и 36 многоствольных горизонтальных скважин [18]. Из-за изгиба оси нижней части бурильной колонны происходят желобообразование, интенсивный износ

калибраторов, центраторов, долот и утяжеленных бурильных труб [19, 20]. Потеря прямолинейной формы равновесия оси компоновки нижней части приводит к недоведению осевой нагрузки на долото и, как следствие, к снижению механической скорости бурения скважины. Из-за изгиба оси труб вследствие потери устойчивости равновесия бурильной колонны в скважине происходят эксцентричное смещение и прижатие труб к стенкам скважины, что вызывает прихваты, «затяжки» и «посадки» бурильной колонны, а это приводит к тяжелым авариям в процессе строительства скважин и большим материальным и временным затратам, ухудшению технико-экономических показателей бурения скважин [21, 22]. Нижняя часть колонны бурильных труб по существу формирует ось скважины в процессе бурения, поэтому определение условий устойчивости и/или неустойчивости форм равновесия весьма важно для практики. При разных способах бурения скважин (турбинный, роторный, с применением ВЗД) колонна бурильных труб изменяет форму движения своей оси, и при потере устойчивости нижней части возникают интенсивные продольные, поперечные и крутильные колебания труб [23–25]. Весьма важно установить параметры режима бурения, исключающие потерю прямолинейной формы равновесия оси труб для проводки горизонтальных и разветвленно-многозбойных скважин, чтобы обеспечить проектный профиль ствола и, особенно, конфигурацию разветвленных горизонтальных ответвлений при заданных геологических условиях [26–31].

Объект и методы исследования

Компоновка нижней части бурильной колонны включает в себя долото, утяжеленные бурильные трубы (УБТ), калибраторы, центраторы, расширители, забойный двигатель и их замковые соединения.

Размеры калибраторов, центраторов и расширителей в основном определяют с учетом требований предупреждения искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования [32]. Известно, что параметры калибраторов и/или центраторов оказывают значительное влияние на азимутальное искривление ствола скважины [33]. Известна методика расчета компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом скважины [34]. Полученные в работах [33, 34] результаты нуждаются в уточнении и развитии, так как не учтены особенности изгиба труб из-за потери устойчивости. При бурении скважин важно исключить желобообразование, предотвратить азимутальное и зенитное изменения углов оси ствола; эти факторы определяются положением оси нижней части бурильной колонны в скважине, которое зависит от совокупности силовых факторов, действующих на нижнюю часть бурильной колонны и вызывающих изгиб оси труб. В процессе бурения скважины нижняя часть бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб, центробежных сил, сил инерции, сил сжатия и растяжения от перепада давления бурового раствора, скручивающего момента от ствола ротора и осевой нагрузки на долото. В классической теории устойчивости упругих стержней [35, 36] рассматривается устойчивость прямолинейной формы равновесия вертикальных стержней без учета сил собственного веса стержня. В качестве «критической силы» принимается «наименьшее значение

внешних нагрузок, при котором становится возможным несколько форм равновесия. Пока нагрузка меньше критической, возможна лишь одна-единственная форма равновесия, и эта форма, очевидно, будет устойчивой. При нагрузках, больших критической, возможны, по крайней мере, две формы равновесия. Устойчивой формой будет та, которой соответствует минимум потенциальной энергии» [36]. Это положение можно использовать при исследовании упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия нижней части буровой колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины. В соответствии с общепринятыми в технической литературе по бурению [2–4, 10, 11] положениями принимаем, что нижняя часть буровой колонны испытывает совместное действие сил собственного веса труб и осевой нагрузки на долото, а в процессе бурения вращается вокруг собственной оси, поэтому не учитываем центробежные силы; материал буровых и/или утяжеленных буровых труб является упругим и изотропным; изменения линейных размеров труб от движения бурового раствора и перепада давления внутри и снаружи труб не учитываются; поперечные смещения долота, труб, УБТ, центраторов и калибраторов ограничены стенками скважины; напряженное состояние нижней части буровой колонны описывается уравнениями линейной теории упругости; прогибы оси труб удовлетворяют условиям «малости», внутренний изгибающий момент колонны труб определяется зависимостью, основанной на гипотезе «плоских сечений»; *осевая нагрузка на долото равна весу части буровой колонны в буровом растворе, расположенной ниже нейтрального сечения*; скручивающий момент от стола ротора, действующий на колонну труб при бурении скважины, не учитывается. Отметим, что изучению разных вопросов упругой устойчивости колонны буровых труб в вертикальной скважине посвящены работы Л. С. Лейбензона, А. Н. Динника, С. И. Шищенко, Р. И. Шищенко, В. И. Григорьева, Н. А. Сидорова, М. П. Гулизаде, Г. М. Саркисова, А. Е. Сарояна, Л. Е. Симонянца, Н. Г. Середы, Н. А. Сесюнина, Е. В. Шеберстова, С. А. Ширин-Заде, И. М. Аметова, Н. Ф. Лебедева, В. С. Федорова, А. Н. Шаньгина, Н. А. Кулигина, И. Л. Барского, А. Гринхилла, Ф. Виллеса, А. Лубинского, Г. Вудса и многих других авторов, однако устойчивость форм равновесия нижней части буровой колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины в этих работах не исследовалась [2–4, 10–13].

Рассмотрим устойчивость равновесия нижней части буровой колонны с *шарошечным долотом* без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины. Расчетная схема положения нижней части буровой колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины показана на рисунке 1.

Для изогнутой оси нижней части буровой колонны $y(x)$, испытывающей совместное действие сил собственного веса (qx) и осевой нагрузки на долото (F), можно записать основное линейное дифференциальное уравнение четвертого порядка [4–10, 29–31] в виде

$$EJ \frac{d^4 y}{dx^4} + F \frac{d^2 y}{dx^2} = q, \quad (1)$$

где EJ — жесткость поперечного сечения труб при изгибе (E — модуль упругости материала труб; J — момент инерции поперечного сечения труб и/или УБТ); q — вес единицы длины труб и/или УБТ в буровом растворе; F — осевая нагрузка на долото.

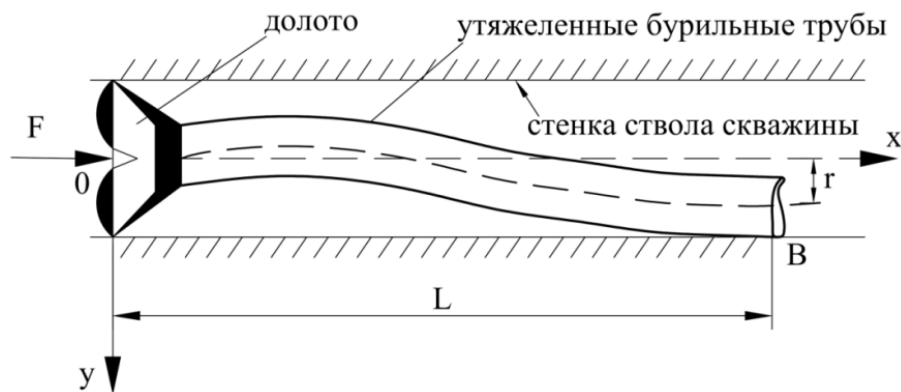


Рис. 1. Положение нижней части буровой колонны с шарошечным долотом без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины (F — осевая нагрузка на долото; B — первая точка контакта труб со стенками скважины)

Уравнение (1) можно записать в виде

$$y^{IV}(x) + a^2 y''(x) = \beta, \quad (2)$$

$$F = a^2 EJ, \quad q = \beta EJ.$$

Общее решение обыкновенного линейного дифференциального уравнения четвертого порядка (2), определяющее прогиб оси труб $y(x)$, можно записать в виде

$$y(x) = C_1 + C_2 x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \quad (3)$$

затем найти производные

$$y'(x) = C_2 + C_3 a \cos ax - C_4 a \sin ax + \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x, \quad (4)$$

$$y''(x) = -C_3 a^2 \sin ax - C_4 a^2 \cos ax + \left(\frac{\beta}{a^2} \right), \quad (5)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 — постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий

$$y(0) = 0; \quad y''(0) = 0; \quad (6)$$

$$y'(L) = 0; \quad y''(L) = 0. \quad (7)$$

Уравнения (6) отражают тот факт, что нижний конец КНБК считается *шарнирной опорой*: на долоте отсутствуют прогиб оси труб $y(0) = 0$ и изгибающий момент $EJy''(0) = 0$. Уравнения (7) отражают тот факт, что нижняя часть бурильной колонны ($x = L$) контактирует в точке B со стенкой скважины, поэтому касательная к оси труб параллельна оси скважины $y'(L) = 0$, и отсутствует изгибающий момент $EJy''(L) = 0$ в точке B .

Если при бурении скважины используется шарошечное долото и над ним непосредственно не установлен центратор (стабилизатор или калибратор) номинального диаметра, то нижний конец бурильной колонны (долото) можно считать шарнирной опорой.

Такое допущение ранее использовалось в известных работах Л. С. Лейбензона, А. Н. Динника, Г. М. Саркисова, А. Е. Сарояна, Г. Вудса, А. Лубинского и других исследователей при изучении разных вопросов устойчивости равновесия нижней части бурильной колонны в вертикальной скважине [4–9, 10–13].

Отметим дополнительно, что конструктивно шарошечное долото представляет породоразрушающий инструмент *дробяще-скалывающего* действия. Механическое разрушение горной породы при этом происходит за счет вращения шарошек, оснащенных зубьями, или штырей из твердого или сверхтвердого материала (никель, вольфрам и др.). При вращении долота шарошки совершают сложное движение относительно собственной оси и вращательное движение вокруг оси долота.

Лабораторные испытания загруженности венцов шарошечных буровых долот показывают, что *наибольшая доля всей осевой нагрузки, действующей на долото, приходится на средний венец первой шарошки* [37].

Относительная загруженность этого венца при нагрузке на долото 80 кН и угловой скорости долота $3,3 \text{ с}^{-1}$ составляет 19,1 % от общей осевой нагрузки на долото.

Это значительно превосходит относительную загруженность соседних с ним периферийного и вершинного венцов, воспринимающих, соответственно, 10,6 и 13,4 % всей осевой нагрузки на долото [37].

При таком характере взаимодействия долота с горной породой действительно на долоте приближенно реализуются условия шарнирного закрепления нижнего конца КНБК.

Используя граничные условия (6) и (7), находим значения постоянных интегрирования

$$\begin{aligned} C_1 &= -\frac{\beta}{a^4}; & C_2 &= \frac{\beta}{a^3} \left(\frac{1 - \cos aL}{\sin aL} - aL \right); \\ C_3 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{1 - \cos aL}{\sin aL} \right); & C_4 &= \frac{\beta}{a^4}. \end{aligned} \quad (8)$$

Для функции $y(x)$, определяющей кривую изгиба оси бурильных и/или утяжеленных бурильных труб, можно записать соотношение

$$y(x) = \frac{\beta}{a^4} \left[(1 - \cos aL) \frac{\sin ax}{\sin aL} - (1 - \cos ax) - 0,5a^2 x(L - x) \right]. \quad (9)$$

Структура соотношения (9) показывает, что величина прогиба оси труб *неограниченно возрастает*, если выполняется условие

$$\sin aL = 0. \quad (10)$$

Таким образом, наименьшее положительное значение ($L = L_{кр}$), получаемое из уравнения (10), равно

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}}, \quad (11)$$

определяет «критическую длину» компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото (F) и типоразмерах утяжеленных бурильных труб (то есть заданных значениях изгибной жесткости — EJ) при использовании *шарошечных долот*.

Пример расчета 1

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *шарошечного долота* диаметром 295,3 мм ($D_d = 0,2953$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ($D_n = 0,203$ м; $D_{вн} = 0,100$ м; $EJ = 1\,659\,000$ кг·м² [11]), осевая нагрузка на долото равна 10 тс ($F = 10\,000$ кг).

По формуле (11) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{10000}} = 40,4 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 20 тс ($F = 20\,000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 28,6 \text{ м.}$$

Пример расчета 2

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *шарошечного долота* диаметром 215,9 мм ($D_d = 0,2159$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 178 мм ($D_n = 0,178$ м; $D_{вн} = 0,080$ м; $EJ = 628\,000$ кг·м² [11]), осевая нагрузка на долото равна 10 тс ($F = 10\,000$ кг).

По формуле (11) находим «критическую длину» КНБК:

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{628000}{10000}} = 24,9 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 12 тс ($F = 12\,000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{кр} = \pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 3,14 \sqrt{\frac{628000}{12000}} = 22,7 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{кр} = 40,4$ м и $L_{кр} = 24,9$ м, можно отметить существенное влияние (более 60 %) диаметра долота на величину «критической длины» компоновки при одинаковой осевой нагрузке на долото (в данном примере).

Рассмотрим положение нижней части бурильной колонны без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины, когда применяются *лопастные и/или долота PDC* (рис. 2).

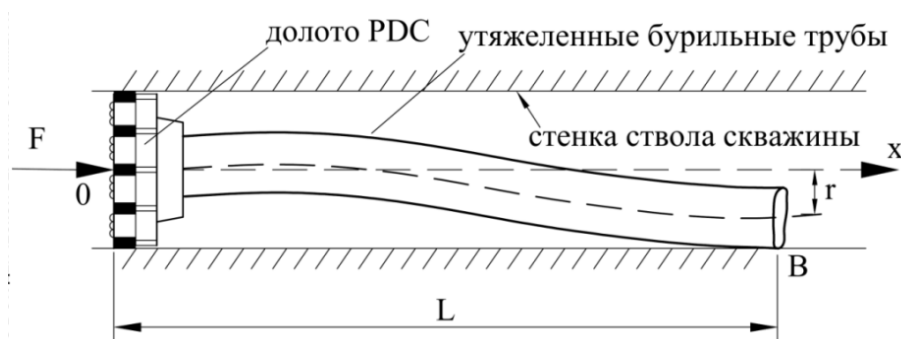


Рис. 2. Положение нижней части бурильной колонны с долотом PDC без центраторов на горизонтальном участке ствола скважины (F — осевая нагрузка на долото; B — первая точка контакта труб со стенками скважины)

В случае, когда при бурении скважины используются лопастные долота (алмазные долота) или долота с матричным корпусом (PDC), существенно изменяются условия работы нижнего конца КНБК.

Во-первых, изменяется механизм разрушения горной породы при бурении скважины — *разрушение горной породы происходит истирающе-режущим способом.*

Во-вторых, на практике для уменьшения поперечных колебаний низа КНБК непосредственно над долотом устанавливают наддолотный калибратор (и/или центратор) номинального диаметра.

Лопастные долота используют, как правило, при бурении горных пород низкой и средней твердости, а алмазные долота — при бурении твердых и крепких горных пород.

Долота с матричным корпусом обладают высокой износостойкостью. Как правило, долота PDC имеют на корпусе три спаренных радиальных сектора, а торцовая и калибрующие поверхности армированы природными или искусственными алмазами и/или вольфрамовыми и никелевыми ство-

лами. Долота PDC обладают повышенной термостойкостью, что позволяет использовать их при бурении горных пород разной твердости.

При описанных условиях взаимодействия долота и горной породы (при использовании долот PDC, лопастных и алмазных долот) можно приближенно считать, что нижний конец бурильной колонны находится в условиях «жесткого» закрепления (или «защемления»), как это принято в общей теории устойчивости упругих систем [35, 36].

Изогнутая ось нижней части бурильной колонны испытывает совместное действие сил собственного веса (qx), осевой нагрузки на долото (F) и описывается по-прежнему линейным дифференциальным уравнением четвертого порядка (1), поэтому его общее решение можно записать в виде

$$y(x) = C_1 + C_2x + C_3 \sin ax + C_4 \cos ax + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2, \quad (12)$$

где C_1, C_2, C_3, C_4 – постоянные интегрирования, определяемые из граничных условий:

$$y(0) = 0; \quad y'(0) = 0; \quad (13)$$

$$y'(L) = 0; \quad y''(L) = 0. \quad (14)$$

Уравнения (13) отражают тот факт, что нижний конец компоновки нижней части бурильной колонны (долота) считается «защемленной» опорой. Первое уравнение (13) отражает условие отсутствия радиального смещения долота ($y(0) = 0$) относительно оси скважины, а второе граничное условие ($y'(0) = 0$) показывает, что касательная к изогнутой оси КНБК совпадает с осью скважины.

Граничные условия (14) отражают тот факт, что в точке $x = L$ (L — расстояние от долота до точки контакта труб с нижней стенкой скважины) и выше, нижняя часть бурильной колонны лежит на нижней стенке скважины (см. рис. 2).

Используя граничные условия (13) и (14), находим значения постоянных интегрирования

$$\begin{aligned} C_1 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_2 &= \frac{\beta}{a^3} \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{\cos aL - 1} \right); \\ C_3 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL} \right); \\ C_4 &= \frac{\beta}{a^4} \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL} \right). \end{aligned} \quad (15)$$

Для функции $y(x)$, определяющей кривую изгиба оси бурильных и/или утяжеленных бурильных труб, можно записать соотношение

$$y(x) = \left(\frac{\beta}{a^4} \right) \left(\frac{\sin aL - aL \cos aL}{1 - \cos aL} \right) (\sin ax - ax) + 0,5 \left(\frac{\beta}{a^2} \right) x^2 + \left(\frac{\beta}{a^4} \right) \left(\frac{\cos aL - 1 + aL \sin aL}{1 - \cos aL} \right) (\cos ax - 1). \quad (16)$$

Структура соотношения (16) показывает, что величина прогиба оси труб *неограниченно возрастает*, если выполняется условие

$$1 - \cos aL = 0. \quad (17)$$

Наименьшее положительное значение ($L = L_{кр}$), получаемое из уравнения (17), равно

$$L_{кр} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}}, \quad (18)$$

определяет «критическую длину» компоновки нижней части бурильной колонны, при которой становится возможным существование нескольких форм равновесия при заданной осевой нагрузке на долото (F) и типоразмерах утяжеленных бурильных труб (значение изгибной жесткости — EJ) при использовании *лопастных долот* (долот PDC или алмазных долот).

Пример расчета 3

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из *лопастного долота* диаметром 295,3 мм ($D_d = 0,2953$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 203 мм ($D_n = 0,203$ м; $D_{вн} = 0,100$ м; $EJ = 1\,659\,000$ кг·м² [11]), осевая нагрузка на долото равна 20 тс ($F = 20\,000$ кг).

По формуле (18) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{кр} = 2\pi \sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28 \sqrt{\frac{1659000}{20000}} = 57,2 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{кр} = 28,6$ м и $L_{кр} = 57,2$ м, можно отметить, что замена шарошечного долота на долото PDC (или алмазное долото), при осевой нагрузке 20 тс, позволяет увеличить критическую длину низа бурильной колонны в 2 раза при бурении горизонтального участка ствола скважины.

Пример расчета 4

Пусть компоновка нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины состоит из долота PDC диаметром 215,9 мм ($D_d = 0,2159$ м), утяжеленных бурильных труб с наружным диаметром 178 мм ($D_n = 0,178$ м; $D_{вн} = 0,080$ м; $EJ = 628\,000$ кг·м² [11]), осевая нагрузка на долото равна 15 тс ($F = 15\,000$ кг).

По формуле (18) находим «критическую длину» КНБК без центраторов для заданной осевой нагрузки на долото

$$L_{кр} = 2\pi\sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28\sqrt{\frac{628000}{15000}} = 40,6 \text{ м.}$$

Если осевая нагрузка на долото (F) при данной КНБК равна 20 тс ($F = 20\,000$ кг), то «критическая длина» компоновки нижней части бурильной колонны без центраторов при бурении горизонтального участка ствола скважины будет равна

$$L_{кр} = 2\pi\sqrt{\frac{EJ}{F}} = 6,28\sqrt{\frac{628000}{20000}} = 35,2 \text{ м.}$$

Сравнивая значения $L_{кр} = 28,6$ м (шарошечное долото и УБТ диаметром 203 мм) и $L_{кр} = 35,2$ м (долото РДС и УБТ диаметром 178 мм), можно отметить, что смена типа долота позволяет существенно увеличить «критическую длину» КНБК при равной осевой нагрузке на долото.

Выводы

1. На основе общепринятых положений линейной теории упругости материалов и теории устойчивости упругих стержней и оболочек впервые сформулирована приближенная задача об упругой устойчивости прямолинейной формы равновесия компоновки нижней части бурильной колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины; принято, что КНБК представляет тяжелый упругий стержень, испытывающий совместное действие сил собственного веса и осевой нагрузки на долото.
2. Впервые учтены особенности изгиба оси нижнего конца КНБК, обусловленные конструкцией породоразрушающего инструмента (долота) и механизмом разрушения горных пород при бурении горизонтального участка ствола скважины.
3. Для нахождения «критической длины» КНБК при бурении горизонтального участка ствола скважины получены простые приближенные формулы, учитывающие осевую нагрузку, типоразмер УБТ и долота.
4. Приведены примеры расчетов.

Библиографический список

1. Бурение нефтяных и газовых скважин : [учебник] / Н. И. Шацов, В. С. Федоров, С. М. Кулиев [и др.] ; под общей редакцией Н. И. Шацова. – Москва : Гостоптехиздат, 1961. – 666 с. – Текст : непосредственный.
2. Федоров, В. С. Изучение природы искривления скважин / В. С. Федоров. – Текст : непосредственный // Труды Грозненского нефтяного института. – 1948. – Вып. 5. – С. 37–41.
3. Сулакшин, С. С. Искривление скважин и способы его измерения / С. С. Сулакшин. – 2-е изд., доп. и перераб. – Москва : Госгеолтехиздат, 1960. – 187 с. – Текст : непосредственный.
4. Мидхейм, К. К. Влияние компоновок низа бурильной колонны на отклонение долота / К. К. Мидхейм. – Текст : непосредственный // Нефть, газ и нефтехимия за рубежом. – 1982. – № 4. – С. 52–59.
5. Лейбензон, Л. С. Неустойчивость направления вращательного бурения / Л. С. Лейбензон. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1922. – № 8. – С. 67–72.

6. Лейбензон, Л. С. Неустойчивость направления вращательного бурения / Л. С. Лейбензон. – Текст : непосредственный // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 1923. – № 1. – С. 124–126.
7. Динник, А. Н. К вопросу об отклонении буровых скважин при алмазном бурении / А. Н. Динник. – Текст : непосредственный // Нефтяное и сланцевое хозяйство. – 1925. – № 1. – С. 33–35.
8. Динник, А. Н. Причины искривления буровых скважин при вращательном бурении / А. Н. Динник. – Текст : непосредственный // Горный журнал. – 1925. – № 10. – С. 823–830.
9. Вудс, Г. Искривление скважин при бурении : [сборник статей] / Г. Вудс, А. Лубинский ; перевод с английского. – Москва : Гостоптехиздат, 1960. – 161 с. – Текст : непосредственный.
10. Григулецкий, В. Г. Расчет компоновок буровой колонны для борьбы с искривлением скважины при роторном и турбинном бурении / В. Г. Григулецкий. – Москва : ВНИИОЭНГ, 1982. – 57 с. – Текст : непосредственный.
11. Григулецкий, В. Г. Проектирование компоновок нижней части буровой колонны / В. Г. Григулецкий, В. Т. Лукьянов. – Москва : Недра, 1990. – 302 с. – Текст : непосредственный.
12. Григулецкий, В. Г. Об упругой устойчивости колонны буровых труб / В. Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Межвузовский тематический сборник «Технология бурения нефтяных и газовых скважин». – Уфа, 1978. – Вып. 5. – С. 45–50.
13. Григулецкий, В. Г. Упругая устойчивость колонны буровых труб в скважине. Статические задачи / В. Г. Григулецкий. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1979. – № 3. – С. 19–23.
14. Инструкция по бурению наклонных и горизонтальных скважин на севере Тюменской области / В. А. Сехниашвили, А. М. Кириенко, А. П. Туршиев [и др.]. – Тюмень : ТюменьНИИгипрогаз, 2001. – 126 с. – Текст : непосредственный.
15. Проектирование компоновок низа буровой колонны : монография / Е. Г. Гречин, В. П. Овчинников, А. В. Будько [и др.] ; ОАО «Газпром», ООО «Газпром экспо». – Москва : ООО «Газпром экспо», 2012. – 222 с. – Текст : непосредственный.
16. Гречин, Е. Г. Неориентируемые компоновки для бурения горизонтального участка скважин / Е. Г. Гречин, С. Н. Бастриков, В. Г. Кузнецов. – DOI 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-5-9. – Текст : непосредственный // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 12 (336). – С. 5–9.
17. Гречин, Е. Г. Теория и практика бурения горизонтальных стволов в продуктивных пластах месторождений Западной Сибири : монография / Е. Г. Гречин, С. Н. Бастриков ; Министерство науки и высшего образования Российской Федерации, Тюменский индустриальный университет. – Тюмень : ТИУ, 2020. – 163 с. – (University). – Текст : непосредственный.
18. Хузина, Л. Б. Технологическое решение для повышения эффективности работы долот PDC / Л. Б. Хузина, А. Ф. Шайхутдинова. – DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-84-87. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 84–87.
19. Юзбашев, Г. С. Искривление скважин и меры борьбы с кривизной / Г. С. Юзбашев, В. С. Федоров. – Ленинград – Москва – Новосибирск, 1933. – 67 с. – Текст : непосредственный.
20. Балицкий, П. В. Взаимодействие буровой колонны с забоем скважины / П. В. Балицкий. – Москва : Недра, 1975. – 294 с. – Текст : непосредственный.
21. Погарский, А. А. Оптимизация процессов глубокого бурения / А. А. Погарский, К. А. Чефранов, О. П. Шишкин. – Москва : Недра, 1981. – 296 с. – Текст : непосредственный.
22. Спивак, А. И. Разрушение горных пород при бурении скважин : учебник / А. И. Спивак, А. Н. Попов. – Москва : Недра, 1994. – 260 с. – Текст : непосредственный.
23. Кулябин, Г. А. Измерения в скважине крутильных колебаний бурового инструмента / Г. А. Кулябин, В. Е. Копылов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1970. – № 6. – С. 33–36.
24. Симонов, В. В. Влияние колебательных процессов на работу бурового инструмента / В. В. Симонов, Е. К. Юнин. – Москва : Недра, 1977. – 217 с. – Текст : непосредственный.
25. Султанов, Б. З. Управление устойчивостью и динамикой буровой колонны / Б. З. Султанов. – Москва : Недра, 1991. – 208 с. – Текст : непосредственный.

26. Филимонов, Н. М. Колебания нижней части бурильного инструмента при работе долота / Н. М. Филимонов, М. Р. Мавлютов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1964. – № 10. – С. 19–23.
27. Вибрации при алмазном бурении / В. Е. Копылов, Ю. А. Чистяков, Э. М. Мухин. – Москва : Недра, 1967. – 128 с. – Текст : непосредственный.
28. Санников, Р. Х. Вынужденные продольные колебания бурильного инструмента при работе долота / Р. Х. Санников, М. Р. Мавлютов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1971. – № 10. – С. 29–34.
29. Сароян, А. Е. Проектирование бурильных колонн / А. Е. Сароян. – Москва : Недра, 1971. – 182 с. – Текст : непосредственный.
30. Сароян, А. Е. Бурильные колонны в глубоком бурении / А. Е. Сароян. – Москва : Недра, 1979. – 230 с. – Текст : непосредственный.
31. Григулецкий, В. Г. Оптимальное управление при бурении скважин / В. Г. Григулецкий. – Москва : Недра, 1988. – 229 с. – Текст : непосредственный.
32. Методика определения размеров центратора с учетом требований искривления ствола скважины и предотвращения желобообразования / М. П. Гулизаде, С. А. Оганов, И. З. Гасанов, С. М. Джалалов. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1978. – № 4. – С. 21–24.
33. Сесюнин, Н. А. Влияние диаметра калибратора на азимутальное искривление скважины / Н. А. Сесюнин, А. С. Утробин, А. В. Банных. – Текст : непосредственный // Бурение. – 1982. – № 2. – С. 8–9.
34. К расчету компоновки низа бурильной колонны, применяемой для безориентированного управления зенитным углом / М. П. Гулизаде, Л. Я. Сушон, П. В. Емельянов, Л. Я. Кауфман. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 1974. – № 1. – С. 13–16.
35. Тимошенко, С. П. Устойчивость упругих систем / С. П. Тимошенко ; перевод с английского И. К. Снитко. – 2-е изд. – Москва : Гостехиздат, 1955. – 568 с. – Текст : непосредственный.
36. Тимошенко, С. П. Устойчивость стержней, пластин и оболочек / С. П. Тимошенко ; избр. работы под редакцией Э. И. Григолюка. – Москва : Наука, 1971. – 807 с. – Текст : непосредственный.
37. Исследование загруженности венцов шарошек буровых долот / В. А. Пяльченков, В. В. Долгушин, Г. А. Кулябин [и др.] // DOI 10.31660/0445-0108-2016-4-81-84. – Текст : непосредственный // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2016. – № 4. – С. 81–84.

References

1. Shatsov, N. I., Fedorov, V. S., Kuliev, S. M., Ioannesyan, R. A., Shishchenko, R. I., Glikman, L. S., & Balitskiy, P. V. (1961). Burenie neftyanykh i gazovykh skvazhin. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 666 p. (In Russian).
2. Fedorov, V. S. (1948). Izuchenie prirody iskrivleniya skvazhin. Trudy Groznenskogo neftyanogo instituta, (5), pp. 37-41. (In Russian).
3. Sulakshin, S. S. (1960). Iskrivlenie skvazhin i sposoby ego izmereniya. 2nd edition, revised and expanded. Moscow, Gosgeoltekhizdat Publ., 187 p. (In Russian).
4. Milheim, K. K. (1982). Vliyanie komponovok niza buril'noy kolonny na otklonenie dolota. Neft', gaz i neftekhimiya za rubezhom, (4), pp. 52-59. (In Russian).
5. Leybenzon, L. S. (1922). Neustoychivost' napravleniya vrashchatel'nogo bureniya. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (8), pp. 67-72. (In Russian).
6. Leybenzon, L. S. (1923). Neustoychivost' napravleniya vrashchatel'nogo bureniya. Azerbaydzhanskoe neftyanoe khozyaystvo, (1), pp. 124-126. (In Russian).
7. Dinnik, A. N. (1925). K voprosu ob otklonenii burovyykh skvazhin pri almaznom burenii. Neftyanoe i slantsevoe khozyaystvo, (1), pp. 33-35. (In Russian).
8. Dinnik, A. N. (1925). Prichiny iskrivleniya burovyykh skvazhin pri vrashchatel'nom burenii. Gornyi Zhurnal, (10), pp. 823-830. (In Russian).
9. Vuds, G., & Lubinskiy, A. (1960). Iskrivlenie skvazhin pri burenii. Moscow, Gostoptekhizdat Publ., 161 p. (In Russian).
10. Griguletsky, V. G. (1982). Raschet komponovok buril'noy kolonny dlya bor'by s iskrivleniem skvazhiny pri rotornom i turbinnom burenii. Moscow, VNIIOENG Publ., 57 p. (In Russian).

11. Griguletsky, V. G., & Luk'yanov, V. T. (1990). Proektirovanie komponovok nizhney chasti buril'noy kolonny. Moscow, Nedra Publ., 302 p. (In Russian).
12. Griguletsky, V. G. (1978). Ob uprugoy ustoychivosti kolonny buril'nykh trub. Mezhvuzovskiy tematcheskiy sbornik "Tekhnologiya bureniya neftyanykh i gazovykh skvazhin". Vypusk. 5. Ufa, pp. 45-50. (In Russian).
13. Griguletsky, V. G. (1979). Uprugaya ustoychivost' kolonny buril'nykh trub v skvazhine. Staticheskie zadachi. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (3), pp. 19-23. (In Russian).
14. Sekhniashvili, V. A., Kirienko, A. M., Turshiev, A. P., Shesteryakov, M. N., Grachev, S. I., & Mnatsakanov, V. A. (2001). Instruksiya po bureniyu napravlennykh i gorizont'nykh skvazhin na Severe Tyumenskoy oblasti. Tyumen, Tyumen'NIIGiprogaz Publ., 126 p. (In Russian).
15. Grechin, E. G., Ovchinnikov, V. P., Bud'ko, A. V., Ovchinnikov, P. V., & Bud'ko, D. G. (2012). Proektirovanie komponovok niza buril'noy kolonny. Moscow, Gazprom ekspoz LLC Publ., 222 p. (In Russian).
16. Grechin, E. G., Bastrikov, S. N., & Kuznetsov, V. G. (2020). Non-orientated assemblies for horizontal well sections drilling. Construction of Oil and Gas Wells on Land and Sea, (12(336)), pp. 5-9. (In Russian). DOI: 10.33285/0130-3872-2020-12(336)-5-9
17. Grechin, E. G., & Bastrikov, S. N. (2020). Teoriya i praktika bureniya gorizont'nykh stvolov v produktivnykh plastakh mestorozhdeniy Zapadnoy Sibiri. Tyumen, Industrial University of Tyumen Publ., 163 p. (In Russian).
18. Khuzina, L. B., & Shaikhutdinova, A. F. (2016). Echnology solution for improvement of the PDC drill bits performance. Oil and Gas Studies, (4), pp. 84-87. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-84-87
19. Yuzbashev, G. S., & Fedorov, V. S. (1933). Iskrivlenie skvazhin i mery bor'by s kriviznoy. Leningrad - Moskva - Novosibirsk, 67 p. (In Russian).
20. Balitskiy, P. V. (1975). Vzaimodeystvie buril'noy kolonny s zaboem skvazhiny. Moscow, Nedra Publ., 294 p. (In Russian).
21. Pogarskiy, A. A., Chefranov, K. A., & Shishkin, O. P. (1981). Optimizatsiya protsessov glubokogo bureniya. Moscow, Nedra Publ., 296 p. (In Russian).
22. Spivak, A. I. & Popov, A. N. (1994). Razrushenie gornykh porod pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 260 p. (In Russian).
23. Kulyabin, G. A. & Kopylov, V. E. (1970). Izmereniya v skvazhine krutyl'nykh kolebaniy buril'nogo instrumenta. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (6), pp. 33-36. (In Russian).
24. Simonov, V. V. & Yunin, E. K. (1977). Vliyanie kolebatel'nykh protsessov na rabotu buril'nogo instrumenta. Moscow, Nedra Publ., 217 p. (In Russian).
25. Sultanov, B. Z. (1991). Upravlenie ustoychivost'yu i dinamikoй buril'noy kolonny. Moscow, Nedra Publ., 208 p. (In Russian).
26. Filimonov, N. M., & Mavlyutov, M. R. (1964). Kolebaniya nizhney chasti buril'nogo instrumenta pri rabote dolota. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (10), pp. 19-23. (In Russian).
27. Kopylov, V. E., Chistyakov, Yu. A., & Mukhin, E. M. (1967). Vibratsii pri almaznom burenii. Moscow, Nedra Publ., 128 p. (In Russian).
28. Sannikov, R. Kh., & Mavlyutov, M. R. (1971). Vynuzhdennye prodol'nye kolebaniya buril'nogo instrumenta pri rabote dolota. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (10), pp. 29-34. (In Russian).
29. Saroyan, A. E. (1971). Proektirovanie buril'nykh kolonn. Moscow, Nedra Publ., 182 p. (In Russian).
30. Saroyan, A. E. (1979). Buril'nye kolonny v glubokom burenii. Moscow, Nedra Publ., 230 p. (In Russian).
31. Griguletsky, V. G. (1988). Optimal'noe upravlenie pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., 229 p. (In Russian).
32. Gulizade, M. P., Oganov, S. A., Gasanov, I. Z., & Dzhahalov, S. M. (1978). Metodika opredeleniya razmerov tsentratora s uchetom trebovaniy iskrivleniya stvola skvazhiny i predotvrashcheniya zheloboobrazovaniya. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (4), pp. 21-24. (In Russian).
33. Sesyunin, N. A., Utrobin, A. S., & Bannykh, A. V. (1982). Vliyanie diametra kalibratora na azimutal'noe iskrivlenie skvazhiny. Burenie, (2), pp. 8-9. (In Russian).
34. Gulizade, M. P., Sushon, L. Ya., Emel'yanov, P. V., & Kaufman L. Ya. (1974). K raschetu komponovki niza buril'noy kolonny, primenyaemoy dlya bezorientiro-vannogo upravleniya zenitnym uglom. Izvestiya vysshikh uchebnykh zavedeniy. Neft' i gaz, (1), pp. 13-16. (In Russian).

35. Timoshenko, S. P. (1955). Ustoychivost' uprugikh system. 2nd edition. Moscow, Gostekhizdat Publ., 568 p. (In Russian).

36. Timoshenko, S. P. (1971). Ustoychivost' sterzhney, plastin i obolochek. Moscow, Nauka Publ., 807 p. (In Russian).

37. Pyalchenkov, V. A., Dolgushin, V. V., Kulyabin, G. A., Kuznetsov, V. G., & Grechin, E. G. (2016). The study load of the cutters of drill bits. Oil and Gas Studies, (4), pp. 81-84. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2016-4-81-84

Сведения об авторах

Григулецкий Владимир Георгиевич, д. т. н., профессор, Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И. М. Губкина, г. Москва, e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Кузнецов Александр Борисович, генеральный директор ГУП Республика Крым «Черноморнефтегаз», г. Симферополь

Information about the authors

Vladimir G. Griguletsky, Doctor of Engineering, Professor, National University of Oil and Gas "Gubkin University", Moscow, e-mail: gvg-tnc@mail.ru

Alexander B. Kuznetsov, General Director of State Unitary Enterprise of the Republic of Crimea "Chernomornteftegaz", Simferopol