

УДК 622.24.051.64

ОПРЕДЕЛЕНИЕ УСЛОВИЙ РЕАЛИЗАЦИИ ВРАЩЕНИЯ ДЕФОРМИРОВАННОЙ БУРОВОЙ КОМПОНОВКИ В РЕЖИМЕ СТАБИЛИЗАЦИИ НАПРАВЛЕНИЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ

Буглов Николай Александрович¹,
bna@ex.istu.edu

Пушмин Павел Сергеевич¹,
pps@ex.istu.edu

¹ Национальный исследовательский Иркутский государственный технический университет,
Россия, 664074, г. Иркутск, ул. Лермонтова, 83.

Актуальность исследования обусловлена необходимостью создания общей методики определения величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора, что позволит значительно сократить нерациональные материальные и энергетические затраты на проходку скважин, буримых в условиях естественного искривления их стволов, а также оптимизировать технико-экономические показатели производства буровых работ.

Цель: повышение производительности геологической разведки при работе в условиях естественного искривления стволов скважин.

Объекты: буровая скважина, колонковый набор, буровой снаряд, бурильная колонна, естественное искривление ствола скважины, траектория ствола скважины.

Методы: анализ литературных источников по теме исследования; обработка данных производственных организаций; графоаналитический метод.

Результаты. Для устранения некоторых имеющихся на сегодняшний день недостатков в вопросе поддержания траектории ствола скважины, буримой в условиях естественного искривления, предлагается общая методика, обеспечивающая в процессе углубки минимизацию отклоняющего усилия на породоразрушающий инструмент. Предлагаемая методика разделена на две составляющие: использование предварительно деформированных колонковых наборов; создание при вращении компоновки прямой прецессии с непрерывным контактом гребня полушпиль со стенкой скважины.

Для реализации первого случая в работе приведена методика определения значения остаточной или предварительной деформации прямолинейной колонковой трубы. Практически предлагаемая методика реализуется последовательным выполнением трех основных операций: определяется плоскость деформации колонкового набора в процессе бурения; производится корректировка параметров колонкового набора путем его остаточного деформирования на расчетную величину; осуществляется бурение скважины предварительно деформированным колонковым набором.

Для реализации второго случая в работе приведена методика определения величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора. В данном случае для реализации метода необходимо: производить рациональное компонование нижней части бурильной колонны; процесс бурения осуществлять на максимально возможных частотах вращения бурильного вала; использовать эмульсионные промывочные жидкости; уменьшать величину изгибающего момента за счет эксплуатации алмазных коронок, эффективно работающих при низких осевых усилиях.

Обе предлагаемые методики обоснованы и подкреплены результатами экспериментальных работ.

Выводы. Представлен и обоснован принципиально новый способ снижения кривизны стволов скважин, основанный на применении предварительно деформированных колонковых наборов, получена зависимость для определения оптимальной величины их остаточного начального изгиба, реализующей близкое к нулевому значение отклоняющей силы на породоразрушающем инструменте.

Величина эксцентриситета стабилизирующей компоновки, гарантирующая работу направляющего участка в режиме прямой прецессии: прямо пропорциональна усилию взаимодействия его со стенками скважины; обратно пропорциональна его массе и частоте вращения; прямо пропорциональна коэффициенту трения скольжения.

Ключевые слова:

буровая скважина, бурильный вал, колонковый набор, анизотропия горных пород, естественное искривление ствола скважины.

Введение

В работе [1] отмечено, что в анизотропных горных породах величину интенсивности естественного искривления скважины можно заметно снизить (в два и более раз), если существенно уменьшить значение отклоняющего усилия на породоразрушающем инструменте, обусловленного действием ряда технико-технологических факторов.

При холостом вращении бурильного инструмента к верхней части колонкового набора со стороны потерявшей устойчивость бурильной колонны всегда приложен момент $M_{б.в.}$, под действием которого набор изгибается в плоскости деформации бурильного вала, а его полушпиль получает стрелу прогиба $f_{к.н}^x$ [2, 3]. В процессе бурения по мере приложения

осевой нагрузки её значение, от которого прямым образом зависит отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте, становится равным $f_{к.н}^6$.

Однако, как свидетельствует анализ результатов производственных исследований, представленный в работе [4], все это имеет место только в той ситуации, если используется изначально прямолинейный колонковый набор. В противном случае, когда колонковая труба обладает первоначальным остаточным прогибом, особенно в своей нижней части, расположенным в одной плоскости, конечная величина деформации полушпиль под действием данного момента будет определяться положением плоскости её изгиба относительно плоскости изгиба нижней части бурильного вала.

Теоретическое обоснование способа стабилизации направления стволов скважин в анизотропных породах при помощи предварительно деформированных колонковых наборов

Для решения задачи по определению значения остаточной или предварительной деформации прямолинейной колонковой трубы, обеспечивающей в процессе бурения минимизацию отклоняющего усилия на породоразрушающий инструмент, воспользуемся схемой, представленной на рис. 1, где приняты следующие обозначения: $L_{к.н.} - L_{к.н.}^l$ – длина полуволны

колонкового набора, см; $M_{заб}$ – реактивный забойный изгибающий момент, даН·см; $M_{б.в.}$ – изгибающий момент, действующий на отрезок колонковой компоновки длиной $(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)$ со стороны потерявшего устойчивость бурильного вала, даН·см; N_a и N_b – соответственно реакции в опорах А и В, даН; $P_{ос}$ – осевое усилие на породоразрушающий инструмент, даН; f – расстояние от оси гребня полуволны компоновки в процессе бурения до оси Х, см; f_g – значение предварительного изгиба полуволны колонковой компоновки, см.

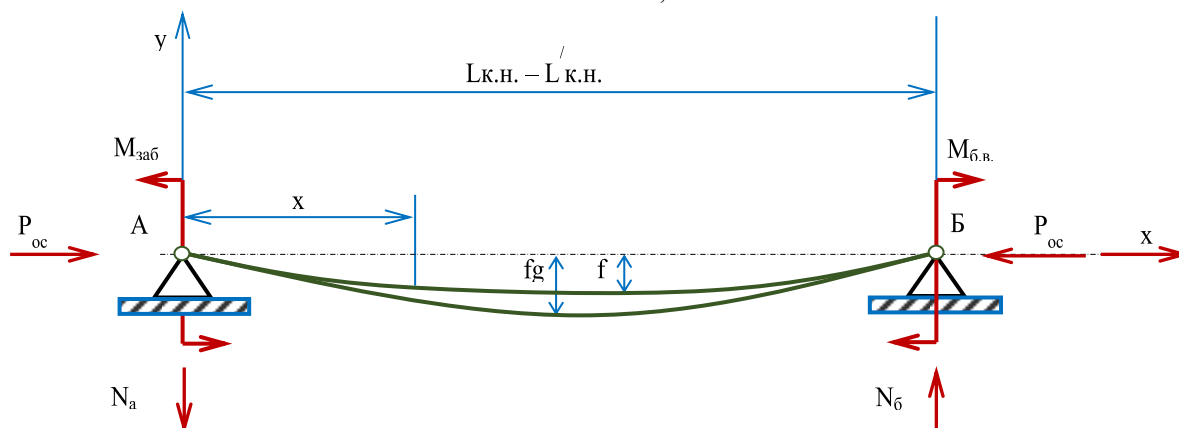


Рис. 1. Схема для определения предварительной деформации колонкового набора, обеспечивающей нулевое отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте

Fig. 1. Scheme for determining the preliminary deformation of the core set, providing zero deflecting force on the rock-breaking tool

Уравнение оси стержня (полуволны колонкового набора) до приложения осевого усилия и моментов $M_{заб}$ и $M_{б.в.}$ имеет следующий вид:

$$y_1 = fg \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}.$$

После воздействия на полуволну компоновки данных нагрузок её прогиб в любой точке относительно оси Х вычисляется из зависимости:

$$y_2 = f \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}. \quad (1)$$

Дифференциальное уравнение равновесия рассматриваемого стержня в пределах упругой деформации определяется следующим выражением:

$$EI_{y''} = -P_{y_2} + N_a x.$$

Таким образом,

$$y = (fg - f) \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l}. \quad (2)$$

Учитывая, что:

$$N_a x = \frac{M_{б.в.} - M_{заб}}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{a y_2' x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2},$$

запишем:

$$EI_{y''} = -P_{y_2} + \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2}. \quad (3)$$

Подставив в (3) уравнение (1) и вторую производную от (2), получим:

$$-\frac{\pi^2 EI (fg - f)}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2} \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} = -P f \sin \frac{\pi x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} + \frac{M_{б.в.} x}{L_{к.н.} - L_{к.н.}^l} - \frac{\pi a f x}{(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2}. \quad (4)$$

После небольших преобразований зависимость (4) примет следующий вид (для $x = 0,5(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)$):

$$f = \frac{f_g + \frac{M_{б.в.}}{2P_{к.р.}}}{1 + P/P_{к.р.} + \frac{\pi a}{2P_{к.р.}(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)}},$$

где $P_{к.р} = \pi^2 EI (L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)^2$ – «критическая» осевая сила по Л. Эйлеру, даН.

Величина деформации полуволны колонкового набора в процессе бурения при такой ориентации компоновки относительно плоскости действия момента определяется из выражения:

$$f_{к.н.}^6 = f_g - f.$$

Согласно работам [5–7], сила прижатия породоразрушающего инструмента к стенке скважины будет минимизирована только в том случае, если $(f_g - f) \rightarrow 0$, или:

$$\frac{f_g + \frac{M_{б.в.}}{2P_{к.р.}}}{1 + P/P_{к.р.} + \frac{\pi a}{2P_{к.р.}(L_{к.н.} - L_{к.н.}^l)}} = f_g. \quad (5)$$

После преобразований формула (5) примет следующий вид:

$$f_g = \frac{M_{б.в.}}{2 \left(p + \frac{\pi \alpha}{2(L_{к.н.} - L_{к.н.})} \right)}. \quad (6)$$

Полученная зависимость (6) позволяет в каждом конкретном случае определять оптимальную величину предварительной деформации полутолны колонковой компоновки, гарантирующую близкое к нулевому значение отклоняющей силы на подрезных резцах породоразрушающего инструмента.

Практическая реализация способа заключается в последовательном выполнении трех основных операций, а именно:

1. Определяется плоскость деформации колонкового набора в процессе бурения по местам (пятнам) контакта со стенками выработки либо по износу его тела, либо по износу окрашенной поверхности компоновки. Если имеется факт спирального изгиба колонковой трубы, то за счет мероприятий, изложенных в работах [1, 4], добиваемся плоской формы её упругого равновесия в стволе скважины.
2. Производится корректировка параметров колонкового набора путем его остаточного деформирования на расчетную величину f_g в точке, находящейся на расстоянии l от переходника в сторону, противоположную первому от породоразрушающего инструмента месту износа компоновки.
3. Осуществляется бурение скважины предварительно деформированным колонковым набором.

Необходимость вычисления места предварительного изгиба компоновки связана с тем, что визуально эту точку определить в производственных условиях часто бывает трудно из-за существенной длины потертости колонковой трубы в её нижней части [8–11].

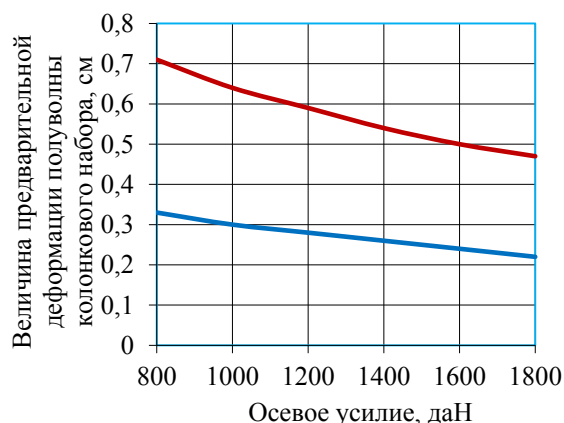


Рис. 2. Зависимость величины предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с частотой вращения 715 мин^{-1} от осевого усилия при использовании алмазной коронки 02ИЗ-59 и бурильного вала ЛБТН-54

Fig. 2. Dependence of the magnitude of the preliminary deformation of the K-57 core set with a length of 5,0 m when drilling a well in granites with a rotation speed of 715 мин^{-1} on the axial force when using the 02ИЗ-59 diamond crown and the LBTN-54 drill shaft

На рис. 2 приведены зависимости изменения предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с частотой вращения 715 мин^{-1} при использовании алмазной коронки 02ИЗК200К60Г-59 и бурильного вала ЛБТН-54 от осевого усилия, а на рис. 3 – от частоты вращения бурильного инструмента. Из представленных графиков видно, что в первом случае с ростом осевого усилия данный параметр колонковой компоновки уменьшается, а во втором увеличение частоты вращения бурильного вала приводит к его повышению.

Определение величины эксцентриситета центра инерции поперечного сечения колонкового набора

В работах [1, 4] отмечено, что существенное снижение угла искривления оси скважины на контакте пород с разными физико-механическими свойствами можно достигнуть, если колонковый набор будет всегда двигаться в режиме прямой прецессии Φ_1 с непрерывным контактом гребня полутолны со стенкой скважины.

Одним из эффективных путей реализации прямой прецессии колонковой компоновки является смещение центра инерции (центра тяжести) её поперечного сечения относительно геометрического центра на величину эксцентриситета e . Однако существующие к настоящему времени методики расчета числового значения этого параметра колонкового набора [12–15] не учитывают усилия взаимодействия последнего с забоем и стенками ствола скважины. Данный факт вызывает необходимость определения требуемой величины эксцентриситета стабилизирующей компоновки с учетом влияния технико-технологических и геологических факторов, которая бы гарантировала её работу в режиме Φ_1 .

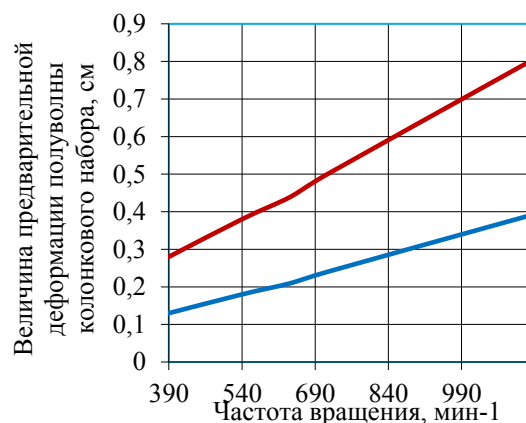


Рис. 3. Зависимость величины предварительной деформации колонкового набора К-57 длиной 5,0 м при бурении скважины в гранитах с осевым усилием 1500 даН от частоты вращения при использовании алмазной коронки 02ИЗ-59 и бурильного вала ЛБТН-54

Fig. 3. Dependence of the magnitude of the preliminary deformation of the K-57 core set with a length of 5,0 m when drilling a well in granites with an axial force of 1500 daN on the rotational speed when using the 02ИЗ-59 diamond crown and the LBTN-54 drill shaft

Для решения поставленной задачи участок колонкового набора длиной $(L_{к.н.} - L'_{к.н.})$ представим симметричным относительно своей срединной плоскости диском массы m , закрепленным с некоторым эксцентриситетом e в центральной части вращающегося с постоянной скоростью ω , деформированного под действием внешних нагрузок вала, помещенного, в свою очередь, в жесткую трубу с зазором f (рис. 4).

Вал изогнут в плоскости наименьшего момента инерции поперечного сечения, который составляет угол α с плоскостью вектора эксцентриситета и взаимодействует через диск со стенкой трубы с усилием P_c .

Для определения требуемой величины e , обеспечивающей валу вид движения Φ_1 , воспользуемся схемой, приведенной на рис. 4, где приняты следующие обозначения: т. C – центр тяжести диска; т. B – геометрический центр; т. A – центр вращения; $AB=f$ – зазор между поверхностью диска и поверхностью трубы, см; $CB=e$ – эксцентриситет диска, см; α – угол между плоскостью изгиба вала и вектором эксцентриситета, град; P_c – усилие взаимодействия диска со стенкой трубы, даН; $P_c k$ – сила трения, даН; k – коэффициент трения скольжения.

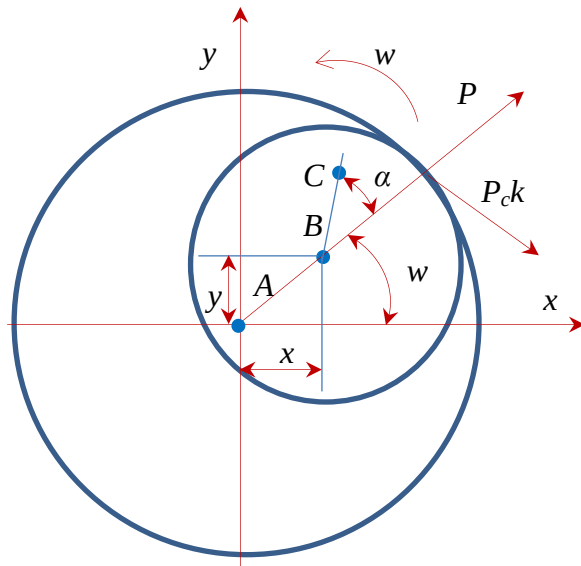


Рис. 4. Схема для определения условий существования прямой прецессии колонкового набора

Fig. 4. Scheme for determining the conditions for the existence of a direct precession of a column set

Разложив силы по осям x и y , получим:

$$m \cdot d^2(dt)^{-2}[x + e \cdot \cos(\omega t + \alpha)] = -P_c \cos \omega t + P_c k \sin \omega t;$$

$$m \cdot d^2(dt)^{-2}[-e \cdot \sin(\omega t + \alpha)] = -P_c \sin \omega t - P_c k \cos \omega t.$$

После преобразований будем иметь:

$$m \omega^2 = m \omega^2 - s(\omega t + \alpha) - P_c - s \omega t + P_c k \sin \omega t;$$

$$m \omega^2 = m \omega^2 \sin(\omega t + \alpha) - P_c \sin \omega t - P_c k \cos \omega t. \quad (7)$$

Рассмотрим случай существования движения типа Φ_1 , при котором т. B изменяет свои координаты по закону:

$$x = f \cdot \cos \omega t;$$

$$y = f \cdot \sin \omega t. \quad (8)$$

Подставив зависимости (8) в выражения (7) и проведя преобразования, получим систему двух однородных уравнений относительно $\cos \omega t$ и $\sin \omega t$:

$$-(mf\omega^2 + me\omega^2 \cos \alpha + P_c) \cos \omega t + (me\omega^2 \sin \alpha - P_c k) \sin \omega t = 0;$$

$$-(me\omega^2 \sin \alpha - P_c k) \cos \omega t - (mf\omega^2 + me\omega^2 \cos \alpha + P_c) \sin \omega t = 0.$$

Система допускает решение при любом t , если выполняются условия:

$$P_c + mf\omega^2 = -me\omega^2 \cos \alpha;$$

$$P_c k = me\omega^2 \sin \alpha. \quad (9)$$

Возведя в квадрат и суммировав правые и левые части уравнений (9), будем иметь:

$$(P_c + mf\omega^2)^2 + P_c^2 k^2 = m^2 e^2 \omega^4. \quad (10)$$

Решив зависимость (10) относительно f , получим:

$$f = \{-2m\omega^2 P_c \pm [4m^2 \omega^4 P_c^2 - 4m^2 \omega^4 ((P_c^2 (1 + k^2) - m^2 e^2 \omega^4))^{\frac{1}{2}}] \cdot (4m\omega^2 P_c)^{-1}. \quad (11)$$

Следует отметить, что существование движения компоновки в режиме Φ_1 , возможно, только в том случае, если $f > 0$. Учитывая это, из выражения (11) определим условие реализации прямой прецессии колонкового набора, которое имеет следующий вид:

$$e > P_c (1 + k^2)^{\frac{1}{2}} \cdot (m\omega^2)^{-1}. \quad (12)$$

В работах [1, 4, 16, 17] отмечено, что при разбуривании наклонно-залегающего контакта пород с разными физико-механическими свойствами направляющий участок колонкового набора, работающего в режиме Φ_1 , взаимодействует со стенкой ствола скважины с непостоянным по величине усилием.

Так, в положении I данное усилие равняется сумме сил P_c и P_r , а в положении II – их разности (рис. 5).

Наиболее опасным, с точки зрения сохранения режима работы компоновки, является положение I, так как в этом случае вышеупомянутые усилия суммируются. Это, в свою очередь, увеличивает силу сопротивления движению компоновки в режиме Φ_1 и способствует возникновению режима Φ_2 .

Следовательно, величину эксцентриситета колонкового набора при бурении перемежающихся по физико-механическим свойствам пород, необходимо определять из условия неизменности его работы в режиме Φ_1 в положении I.

С учетом вышесказанного выражение (12) примет следующий вид:

$$e > (P_c + P_r)(1 + k^2)^{\frac{1}{2}} \cdot (m\omega^2)^{-1}. \quad (13)$$

Проведенный анализ показывает, что для выполнения условия $e \rightarrow \min$ необходимо:

- производить рациональное компонование нижней части буровой колонны, обеспечивающее при пересечении контакта пород постоянное соблюдение равенства величин стрелы прогиба колонкового набора и радиального зазора;

- процесс бурения осуществлять на максимально возможных частотах вращения бурильного вала [18];
- использовать эмульсионные промывочные жидкости [19, 20];
- уменьшать величину изгибающего момента за счет эксплуатации алмазных коронок, эффективно работающих при низких осевых усилиях.

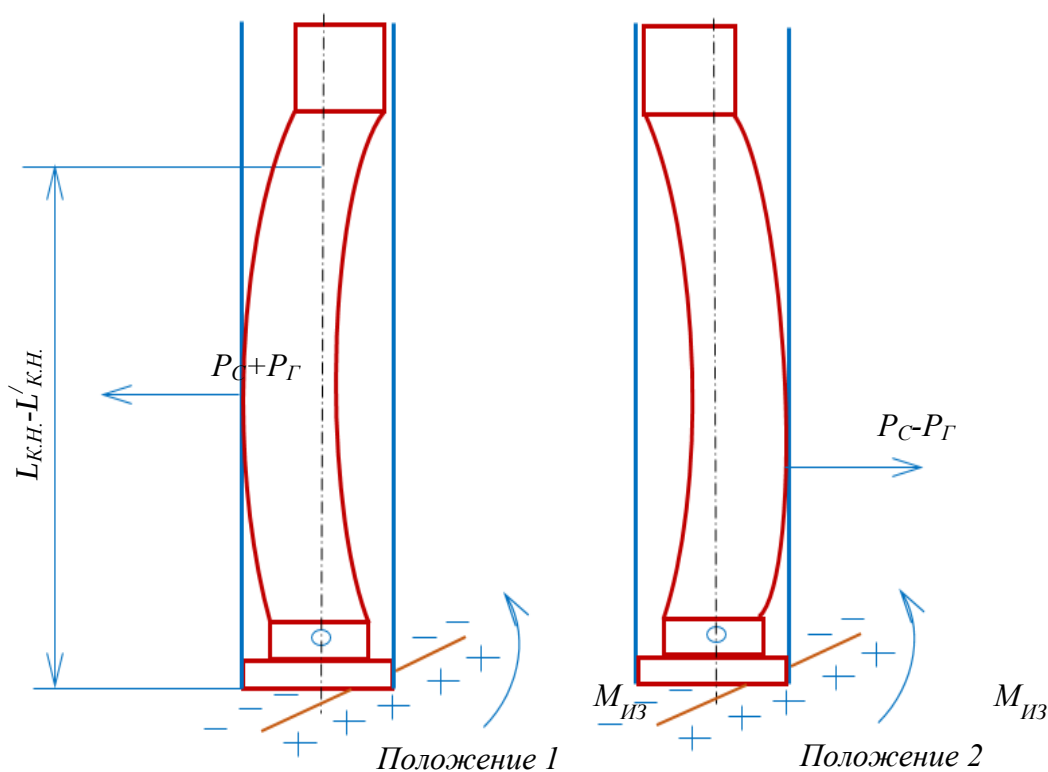
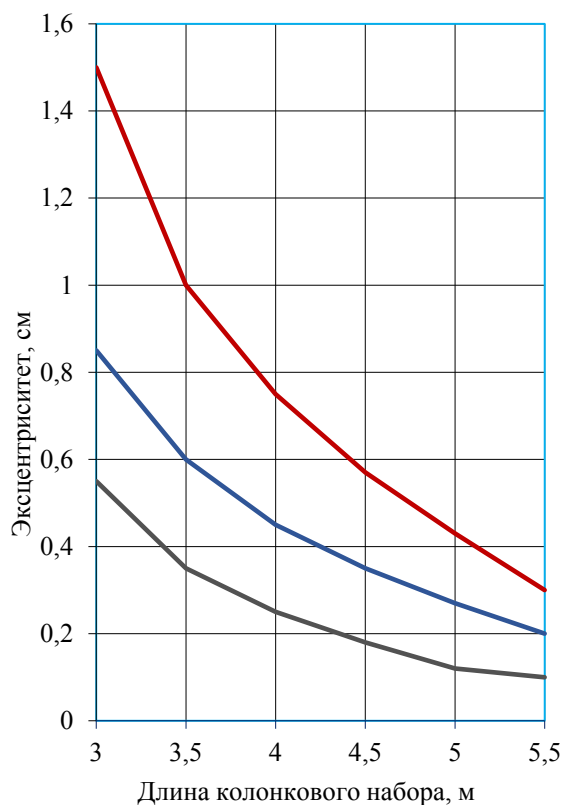


Рис. 5. Схема взаимодействия колонкового набора со стенками скважины при бурении анизотропных горных пород
Fig. 5. Scheme of the core set interaction with the walls of the well during drilling of anisotropic rocks



На рис. 6 приведены кривые изменения значений нижней границы эксцентриситета колонкового набора К-57 в зависимости от его длины и частоты вращения бурильного вала ЛБТН-54 при пересечении контакта пород, представленного гранитом и известняком ($\mu=2,57$), с осевым усилием 1500 даН при $k=0,2$.

В процессе расчетов во внимание во всех случаях принималась максимальная величина $M_{из}$, имеющая место при пересечении контакта пород геометрическим центром алмазной коронки.

Рис. 6. Зависимость нижней границы эксцентриситета колонкового набора К-57 от своей длины и частоты вращения бурильного вала ЛБТН-54 при проходке контакта пород, представленного гранитом и известняком ($m=2,57$), с осевым усилием 1500 даН при $k=0,2$

Fig. 6. Dependence of the lower limit of the eccentricity of the core set K-57 on its length and rotation frequency of the drill shaft LBTN-54 during the penetration of the contact of rocks represented by granite and limestone ($m=2,57$) with an axial force of 1500 daN at $k=0,2$

Из анализа графиков видно следующее. Допустим, что колонковая компоновка имеет длину 5,0 м и $e=0,16$ см. Данные параметры будут способствовать её устойчивой работе в режиме Φ_1 только при $n=1130$ мин⁻¹. При переходе на частоту вращения $n=715$ мин⁻¹ или $n=540$ мин⁻¹, что может быть вызвано увеличением глубины скважины, существующего эксцентриситета станет недостаточно для реализации прямой прецессии колонкового набора в рассматриваемых условиях.

Из приведенного выше примера следует, что колонковая компоновка в каждой конкретной ситуации должна иметь максимально возможную длину, обеспечивающую ей плоскую форму упругого равновесия в стволе выработки, экстремальный эксцентриситет, и эксплуатироваться на максимально возможных частотах вращения.

Однако вполне очевидно, что колонковый набор любого типоразмера ввиду ограничений по внутреннему и наружному диаметрам всегда имеет предельное значение эксцентриситета центра инерции поперечного сечения, которого может быть недостаточно для реализации его движения в режиме Φ_1 на контакте пород с высоким коэффициентом анизотропии.

Заключение

1. Выполненные теоретические исследования позволили обосновать принципиально новый способ снижения кривизны стволов скважин, буримых в анизотропных горных породах, основанный на применении предварительно деформированных колонковых наборов, и получить выражение (6) для определения в каждом конкретном случае оптимальной величины их остаточного начального изгиба, гарантирующей близкое к нулевому значение отклоняющей силы на подрезных резцах алмазной коронки.
2. Величина эксцентриситета стабилизирующей компоновки, имеющей плоскую форму упругого равновесия, гарантирующая работу направляющего участка в режиме Φ_1 :
 - прямо пропорциональна усилию взаимодействия его со стенками ствола скважины, обуславливаемому действием технико-технологических и геологических факторов;
 - обратно пропорциональна его массе и частоте вращения;

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Буглов Н.А., Карпиков А.В., Скрипченко И.А. Исследование влияния технико-технологических факторов на распределение осевого усилия под торцом алмазной коронки // Труды ежегодной научно-технической конференции геологоразведочного факультета. – Иркутск: ИрГТУ, 1993. – С. 71–76.
2. Owawa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation // American Journal of Mechanical Engineering. – 2016. – V. 4. – № 4. – P. 153–162.
3. Пушмин П.С., Романов Г.Р. Способ снижения величины естественного искривления стволов разведочных скважин // Известия Сибирского отделения РАН. Геология, поиски и разведка рудных месторождений. – 2016. – № 4 (57). – С. 43–47.
4. Буглов Н.А., Пушмин П.С. Обоснование оптимальных параметров стабилизирующих колонковых компоновок при буре-

- прямо пропорциональна коэффициенту трения скольжения.
3. Колонковый набор любого типоразмера ввиду ограничений по внутреннему и наружному диаметрам всегда имеет предельное значение эксцентриситета центра инерции поперечного сечения, которого может быть не достаточно для пород с высоким коэффициентом анизотропии.
 4. Проведенные на горизонтальном стенде исследования однозначно свидетельствуют о том, что:
 - повышение величины эксцентриситета колонкового набора способствует росту механической скорости бурения независимо от типа бурильного вала;
 - темп роста механической скорости бурения при увеличении эксцентриситета колонковой компоновки зависит от типа бурильной колонны;
 - характер изменения затрат мощности на бурение определяется типом бурильного вала;
 - повышение эксцентриситета колонковой компоновки независимо от типа бурильной колонны приводит к росту механической скорости бурения при всех частотах вращения ($P_{oc}=\text{const}$) и любых значениях осевого усилия ($n=\text{const}$);
 - увеличение эксцентриситета колонкового набора сдвигает границу возбуждения режима обратной прецессии Φ_3 при работе бурильного вала в сторону более высоких осевых усилий ($n=\text{const}$) и больших частот вращения ($P_{oc}=\text{const}$);
 - при низких частотах вращения вид движения в скважине эксцентричной колонковой компоновки соответствует первоначальному виду движения бурильной колонны;
 - степень деформации первоначального вида движения бурильного вала пропорциональна частоте вращения, массе и величине эксцентриситета колонковой компоновки;
 - синхронное движение в скважине колонкового набора с призабойным участком бурильного вала в режиме Φ_1 , при котором первый выполняет функции ведущего звена, имеет место только при высоких значениях его эксцентриситета ($e>3,4$ мм) и частотах вращения более 700 мин⁻¹.

нии скважин в условиях естественного искривления // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333. – № 7. – С. 20–29.

5. Лягов А.В., Лягов И.А., Сулейманов И.Н. Антивибрационные-стабилизирующие компоновки бурильной колонны для технической системы «Перфобур» // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – № 4. – С. 24–32.
6. Петенев П.Г., Нескормных В.В., Попова М.С. Опыт и результаты внедрения динамически стабилизирующего инструмента при бурении геологоразведочных скважин комплексами ССК // Разведка и охрана недр. – 2022. – № 3. – С. 57–64.
7. Petrov V., Sadridinov A., Pichuev A. Research and analysis of the efficiency of power consumption in tunneling sections // Lecture Notes in Electrical Engineering. – 2022. – V. 823. – P. 109–117.
8. Киреев А.М. Интеллектуальные скважинные компоновки // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 11 (252). – С. 65–68.

9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well // Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics. – Rio de Janeiro, Brazil, 2018. – P. 325–339.
10. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well // Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE. – Houston, Texas, USA, 2004. – P. 234–241.
11. Мухаметов Ф.Х., Левинсон Л.М. Разработка компоновки буровой колонны для скважин с большой протяженностью горизонтального участка на шельфе северных морей // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 2. – С. 27–36.
12. Sugiyama J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions // SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro. – Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. – V. 4. – P. 223–247.
13. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques // Petrophysics. – 2016. – V. 57. – Iss. 4. – P. 351–368.
14. Кузнецов А.Б., Григулецкий В.Г. Упругая устойчивость компоновки нижней части буровой колонны при бурении горизонтального участка ствола скважины // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 5 (341). – С. 5–8.
15. Нескормных В.В., Еловых П.Ф., Еловых В.Ф. Определение коэффициента боковой фрезерующей способности отклоняющей системы при бурении наклонно-направленного ствола скважины // Инженер-Нефтяник. – 2018. – № 1. – С. 11–14.
16. Захаров Д.О., Соколов А.П. Автоматизированное проектирование оптимального состава компоновки низа буровой колонны // Газовая промышленность. – 2020. – № 8 (804). – С. 64–73.
17. Pushmin P., Romanov G. Efficiency increase of hard rock destruction with the use of eccentric pulses // IOP Conference Series: Earth and Environmental Science. – Tomsk, 6–10 April 2015. – Tomsk: Institute of Physics Publ., 2015. – P. 012052.
18. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells // Drilling and production practice. – New York, New York, USA: American Petroleum Institute, 1953. – P. 222–250.
19. Жданев О.В., Зайцев А.В., Продан Т.Т. О возможностях создания российской высокотехнологичной компоновки низа буровой колонны // Записки Горного института. – 2021. – Т. 252. – № 6. – С. 872–884.
20. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories // Drilling and completion SPE. – 2004. – V. 20. – № 2. – P. 101–108.

Поступила: 27.01.2023 г.

Прошла рецензирование: 31.01.2023 г.

Информация об авторах

Буглов Н.А., кандидат технических наук, заведующий кафедрой нефтегазового дела Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета.

Пушмин П.С., кандидат технических наук, доцент кафедры нефтегазового дела Национального исследовательского Иркутского государственного технического университета.

UDC 622.24.051.64

DETERMINATION OF THE CONDITIONS FOR THE IMPLEMENTATION OF THE DEFORMED DRILLING LAYOUT ROTATION IN THE MODE OF STABILIZATION OF THE BOREHOLE DIRECTION

Nikolay A. Buglov¹,
bna@ex.istu.edu

Pavel S. Pushmin¹,
pps@ex.istu.edu

¹ National Research Irkutsk State Technical University,
83, Lermontov street, Irkutsk, 664074, Russia.

The relevance of the study is caused by the need to create a general methodology for determining the eccentricity of the inertia center of the core set cross-section, which will significantly reduce the irrational material and energy costs of drilling wells drilled in conditions of natural curvature of their trunks, as well as optimize the technical and economic indicators of drilling operations.

Objective: to increase the productivity of geological exploration when working in conditions of natural curvature of boreholes.

Objects: drilling well, column set, drilling shell, drill string, natural curvature of the borehole, the trajectory of the borehole.

Methods: analysis of literature sources on the research topic; processing data of production organizations; graphoanalytic method.

Results. To eliminate some of the shortcomings currently available in the issue of maintaining the trajectory of the borehole drilled in conditions of natural curvature, a general technique is proposed that ensures minimization of the deflecting force on the rock-breaking tool during the deepening. The proposed technique is divided into two components: the use of pre-deformed core sets; the creation of a direct precession with continuous contact of the half-wave crest with the well wall during rotation of the arrangement.

To implement the first case, the paper presents a method for determining the value of residual or preliminary deformation of a rectilinear core pipe. Practically, the proposed technique is implemented by sequentially performing three basic operations: the plane of deformation of the core set is determined during drilling; the parameters of the core set are adjusted by its residual deformation by the calculated value; the well is drilled with a pre-deformed core set.

To implement the second case, the paper presents a method for determining the magnitude of the eccentricity of the inertia center of the column set cross-section. In this case, in order to implement the method, it is necessary: to make a rational arrangement of the lower part of the drill string; to carry out the drilling process at the maximum possible rotation frequencies of the drill shaft; to use emulsion washing fluids; to reduce the amount of bending moment due to the operation of diamond crowns that work effectively at low axial forces.

Both proposed methods are justified and supported by the results of experimental work.

Conclusions. The conducted research allowed us to present and justify a fundamentally new method of reducing the curvature of boreholes based on the use of pre-deformed core sets, as well as to obtain a dependence for determining the optimal value of their residual initial bending, which guarantees a deflection force close to zero on a rock-breaking tool.

The magnitude of the eccentricity of the stabilizing arrangement, which guarantees the operation of the guide section in the mode of direct precession: is directly proportional to the force of its interaction with the walls of the well; is inversely proportional to its mass and rotational speed; is directly proportional to the coefficient of sliding friction.

Key words:

drilling well, drill shaft, column set, anisotropy of rocks, natural curvature of the borehole.

REFERENCES

1. Buglov N.A., Karpikov A.V., Skripchenko I.A. Issledovanie vliyaniya tekhniko-tehnologicheskikh faktorov na raspredelenie osevoogo usiliya pod tortsom almaznoy koronki [Investigation of the influence of technical and technological factors on the distribution of axial force under the end of a diamond crown]. *Trudy ezhegodnoy nauchno-tehnicheskoy konferentsii geologorazvedchnogo fakulteta* [Proceedings of the annual scientific and technical conference of the Geological Exploration Faculty]. Irkutsk, 1993. pp. 71–76.
2. Owowa R.O., Ossia C.V., Akhigbemidu C.O. Analyses of pipelines for deep horizontal directional drilling installation. *American Journal of Mechanical Engineering*, 2016, vol. 4, no. 4, pp. 153–162.
3. Pushmin P.S. Romanov G.R. A method for reducing the magnitude of the natural curvature of the trunks of exploration wells. *Izvestiya Sibirskogo secession of the Russian Academy of Sciences. Geology, prospecting and exploration of ore deposits*, 2016, no. 4 (57), pp. 43–47. In Rus.
4. Buglov N.A., Pushmin P.S. Substantiation of optimal parameters of stabilizing column arrangements when drilling wells in conditions of natural curvature. *Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo Assets Engineering*, 2022, vol. 333, no. 7, pp. 20–29. In Rus.
5. Lyagov A.V., Lyagov I.A., Suleymanov I.N. Anti-vibration-stabilizing drill string layouts for the Perforbur technical system. *Scientific works of NIPi Neftegaz SOCAR*, 2020, no. 4, pp. 24–32. In Rus.
6. Petenev P.G., Neskromnykh V.V., Popova M.S. Experience and results of the introduction of a dynamically stabilizing tool when drilling geological exploration wells by SSK complexes. *Exploration and protection of the subsoil*, 2022, no. 3, pp. 57–64. In Rus.
7. Petrov V., Sadridinov A., Pichuev A. Research and Analysis of the Efficiency of Power Consumption in Tunneling Sections. *Lecture Notes in Electrical Engineering*, 2022, vol. 823, pp. 109–117.
8. Kireev A.M. Intelligent borehole layouts. *Oil. Gas. Innovations*, 2021, no. 11 (252), pp. 65–68. In Rus.
9. Nguyen K.-L., Tran Q.-T., Andrianoely M.A. A rotordynamics model for rotary drillstring with nonlinear interactions in a 3D well. *Proc. 10th International Conference on Rotor Dynamics*. Rio de Janeiro, Brazil, 2018. pp. 325–339.
10. Heisig G., Cavallaro G., Jogi P. Continuous estimates of the curvature of the wellbore during drilling based on measurements of the bending moment in the well. *Proceedings of the annual technical Conference and exhibition SPE*. Houston, Texas, USA, 2004. pp. 234–241.
11. Mukhametov F.H., Levinson L.M. Development of a drill string layout for wells with a long horizontal section on the shelf of the

- Northern seas. *Oil and gas business*, 2021, vol. 19, no. 2, pp. 27–36. In Rus.
12. Sugiura J., Jones S. A drill bit and drilling motor with embedded high-frequency 1600 Hz drilling dynamics sensors provide new insights into challenging downhole drilling conditions. *SPE/IADC International Drilling Conference and Exhibition. OnePetro*. Hague, Netherlands, 4–7 March 2019. Vol. 4, pp. 223–247.
 13. Kwak H., Hursan G., Shao W. Predicting carbonate rock properties using NMR data and generalized interpolation-based techniques. *Petrophysics*, 2016, vol. 57, Iss. 4, pp. 351–368.
 14. Kuznetsov A.B., Griguletsky V.G. Elastic stability of the layout of the lower part of the drill string when drilling a horizontal section of the borehole. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2021, no. 5 (341), pp. 5–8. In Rus.
 15. Neskromnyh V.V., Elovych P.F., Elovych V.F. Determination of the coefficient side of the milling abilities of the deflection system in the drilling of a directional wellbore. *Oil engineer*, 2018, no. 1, pp. 11–14. In Rus.
 16. Zakharov D.O., Sokolov A.P. Computer-aided design of the optimal composition of the layout of the bottom of the drill string. *Gas industry*, 2020, no. 8 (804), pp. 64–73. In Rus.
 17. Pushmin P., Romanov G. Efficiency increase of hard rock destruction with the use of eccentric pulses. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*. Tomsk, Institute of Physics Publishing, 2015. pp. 012052.
 18. Lubinski A., Woods H.B. Factors influencing the angle of inclination and curvature of rotating wells. *Drilling and production practice*. New York, New York, USA, American Petroleum Institute, 1953. pp. 222–250.
 19. Zhdaneev O.V., Zaitsev A.V., Prodan T.T. On the possibilities of creating a Russian high-tech layout of the bottom of the drill string. *Notes of the Mining Institute*, 2021, vol. 252, no. 6, pp. 872–884. In Rus.
 20. Chow J., Schubert J., Skirts-Wald H. Analysis of well management on extended and multi-barrel trajectories. *Drilling and completion SPE*, 2004, vol. 20, no. 2, pp. 101–108.

Received: 27 January 2023.

Reviewed: 31 January 2023.

Information about the authors

Nikolay A. Buglov, Cand. Sc., head of the Department of Oil and Gas Engineering, National Research Irkutsk State Technical University.

Pavel S. Pushmin, Cand. Sc., associate professor, National Research Irkutsk State Technical University.