

УДК 622.243

РЕЗУЛЬТАТЫ ТЕОРЕТИЧЕСКИХ И ОПЫТНЫХ РАБОТ ПО ИЗУЧЕНИЮ МЕХАНИЗМА РАБОТЫ БУРОВЫХ КОМПОНОВОК СО СМЕЩЕННЫМ ЦЕНТРОМ МАСС ПОПЕРЕЧНОГО СЕЧЕНИЯ

Нескоромных Вячеслав Васильевич¹,
sovair@bk.ru

Петенёв Павел Геннадьевич¹,
pavel-whait@mail.ru

¹ Институт горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета, Россия, 660095, г. Красноярск, пр. им. газеты «Красноярский рабочий», 95.

Актуальность работы: необходимость повышения эффективности бурения геолого-разведочных скважин в сложных горно-геологических условиях, в том числе связанных с естественным искривлением скважин.

Цель исследования: разработка методики использования и конструкций буровых компоновок со смещенным центром масс (тяжести) поперечного сечения, позволяющих повысить эффективность бурения геолого-разведочных скважин.

Методы исследования: аналитические исследования, опытно-конструкторские работы и экспериментальные опытные работы.

Результаты. Разработаны теоретические положения, методика применения и конструкции буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения; проведены производственные испытания различных конструкций буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения при различных способах бурения.

Выводы. На основе разработанной модели движения буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения получены аналитические зависимости для расчета величин эксцентриситета оперечного сечения буровых компоновок, обеспечивающие их вращение вокруг оси скважины (вид Φ_1), а также длину вовлекаемого в режим вращения Φ участка колонны, что позволяет создавать компоновки бурильной колонны, способные работать в более благоприятном режиме и обеспечивать повышение эффективности бурового процесса. На основе стандартных снарядов со съёмным керноприемником типоразмера HQ разработаны и изготовлены трубы со смещенным центром тяжести, которые испытаны на производственных скважинах в составе компоновки, в которой размещено три трубы со смещенным центром тяжести поперечного сечения. Результаты испытаний показали, что в составе высокосбалансированных бурильных колонн снаряда со съёмным керноприемником эффективно применение труб со смещенным центром тяжести: достигается снижение интенсивности естественного искривления скважин, снижается вибрация и затраты мощности на работу бурильной колонны.

Ключевые слова:

скважина, бурение, бурильная колонна, компоновка, искривление скважины.

Бурение скважин в твердых и особенно анизотропных горных породах представляет из себя многофакторный процесс со многими влияющими на производственный результат условиями и параметрами.

Для снижения искривления скважин, буримых в анизотропных горных породах, например, созданы различные методики и технические средства [1–10]. Но с точки зрения повышения эффективности бурения, особенно алмазного высококачественного бурения, данные разработки могут рассматриваться только как методы и средства вспомогательного характера, не влияющие непосредственно на рост производительности и ресурс бурового инструмента, повышение таких показателей, как выход керна и его качество. Исследования процесса алмазного бурения на стенде [11], многочисленные производственные данные указывают, что все основные показатели высокоэффективного бурения связаны с режимом работы бурильной колонны.

Современная технология алмазного бурения геолого-разведочных скважин в твердых породах предусматривает использование статически сбалансированных бурильных колонн с уменьшенными радиальными зазорами между колонной и стен-

кой скважины [11]. Особенно ярко эти свойства технологии бурения проявляются при применении системы алмазного бурения со съёмным керноприемником (ССК) в зарубежном исполнении. ССК зарубежных компаний, таких как *AtlasCopco* и *Boart Longyear*, отличаются высоким качеством изготовления бурильных и колонковых труб (относительно равная толщина стенок, высокопрочная сталь) и высоким уровнем соосности резьбовых соединений, что позволяет характеризовать данные бурильные трубы и колонны, составленные из них, как высоко статически сбалансированные системы. Статическая сбалансированность колонн позволяет реализовать высокопроизводительное алмазное бурение на форсированных режимах, но зачастую лишь при проходке скважин в относительно благоприятных горно-геологических условиях. При сложном геологическом разрезе, в котором может происходить непредвиденное расширение ствола скважины, кавернообразование, искривление скважины в анизотропных и перемежающихся по твердости горных породах, при наклонном положении ствола скважины и др. сложных моментах, эффективность применения высоко сбалансированных бурильных колонн может быть недостаточной, поскольку любые статически сбалан-

сированные колонны оказываются динамически несбалансированными из-за высокой степени деформации под действием осевых и центробежных сил, что обеспечивает появление возмущающих равномерное вращение сил трения, и характер движения колонны становится вибрационным. Подобный режим работы колонны приводит к снижению эффективности бурения, поскольку колонна, по мере снижения жесткости и повышения параметров режима бурения, теряет свои качества канала передачи энергии и разрушающих усилий к забою скважины. Вследствие этого снижается механическая скорость бурения, повышается износ элементов колонны, растут затраты мощности на бурение, становится недостаточным выход керна, возрастает кривизна и снижается технологическая надежность регулирования направления и искривленности стволов скважин. В некоторой степени негативные проявления устраняются использованием различных смазывающих веществ, которые позволяют снизить силы трения в системе «колонна–скважина». Для снижения искривления скважин при бурении статически сбалансированными колоннами целесообразны центрированные колонковые наборы и иные компоновки [12–15].

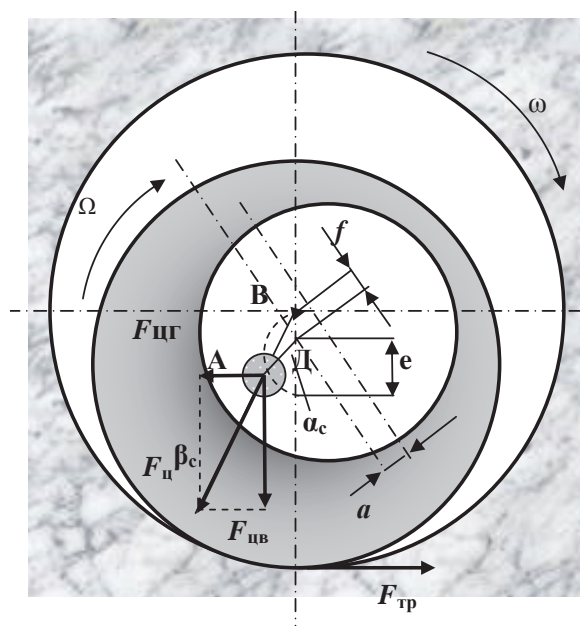


Рис. 1. Схемы для анализа работы компоновки со смещенным центром тяжести поперечного сечения: ω – направление вращения колонны, задаваемое буровым станком; Ω – направление качения колонны по стенке скважины

Fig. 1. Schemes for analysis of operation of configuration with the displaced cross section mass center: ω is the direction of a column rotation set by the drilling rig; Ω is the direction of a column swing on a well wall

Согласно экспериментальным данным [11], наиболее устойчивым видом движения статически сбалансированных колонн на форсированных ре-

жимах является обратная процессия (гипоциклическое движение колонны, которое заключается в качении колонны по стенке скважины в обратную сторону от направления вращения колонны), с которой связаны все основные нежелательные влияния на процесс и показатели бурения.

Решение проблемы повышения показателей буровых работ, связанных с работой колонны, состоит в подборе значений параметров (системы «колонна–скважина»), которые снижают вероятность возникновения обратной процессии. С другой стороны, вид движения деформированной буровой компоновки, который бы обеспечивал минимальность кривизны ствола при бурении анизотропных горных пород, – вращение деформированной компоновки вокруг оси скважины (вид движения Φ_1) [11].

Один из путей решения проблемы эффективно бурения в сложных горно-геологических условиях – применение буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения (КСМ) [14, 15]. Среди этих разработок есть ряд запатентованных технических средств [16–19].

К настоящему времени накоплен некоторый опыт использования в бурении подобных технических средств [13]. Например, фирма *Xp. Por Drilling* использует УБТ типа *Woodpecker* с боковым смещением центра тяжести. Результаты использования таких УБТ показывают, что происходит рост механической скорости бурения на 24 %, расход долот (не смотря на рост скорости) не увеличивается, сокращается число усталостных поломок соединений труб, вибрация колонны уменьшается. Кроме того, отмечено улучшение качества ствола скважины, что положительно влияет на спуск колонн. Приведенные результаты работ фирмы *Xp. Por Drilling* полностью подтверждаются исследованиями, проводимыми специалистами КазИМСа и ИрГТУ при алмазном и бескерновом бурении геолого-разведочных скважин [13].

Механизм работы компоновок КСМ предусматривает проявление нового технического свойства динамической стабилизации или самоцентрирования, которое состоит в регулировании центробежной силы $F_{ц}$ с одновременным обеспечением вида движения Φ_1 , что позволяет повысить эффективность бурения [13]. Опыт применения таких компоновок, размещаемых в нижней части буровой колонны непосредственно над породоразрушающим инструментом [20], показал возможность как снижения искривления скважины, так и повышения таких показателей бурения, как механическая скорость, ресурс бурового инструмента, снижение вибрации и затрат мощности на бурение.

Анализ работы несбалансированных компоновок различного типа выполнялся в следующих работах [11, 12, 16, 20, 21].

При вращении КСМ в скважине с частотой ω (рис. 1) усилие $F_{ц}$ направлено из точки вращения колонны через центр тяжести поперечного сече-

ния. В точке контакта со стенкой скважины возникает сила трения $F_{тр}$, под действием которой КСМ занимает такое положение в скважине, при котором $F_{ц}$ получает направленность с отклонением от точки контакта со стенкой скважины, что нехарактерно для бурильных труб с поперечным сечением в виде кольца. Угол β_c (рис. 1) вектора $F_{ц}$ определяется в зависимости от направления вращения инструмента и суммы других факторов. При росте $F_{ц}$, например из-за повышения частоты

вращения, $F_{тр}$ достигает величины $F_{т.к.}$, которая способна создать условия для качения КСМ в направлении Ω , но качение может происходить лишь как проворот КСМ вокруг продольной оси своей наружной поверхности, поскольку при этом происходит уменьшение расстояния AB от центра тяжести поперечного сечения компоновки до оси вращения, что не дает роста центробежной силы, т. к. последняя пропорциональна этому расстоянию.

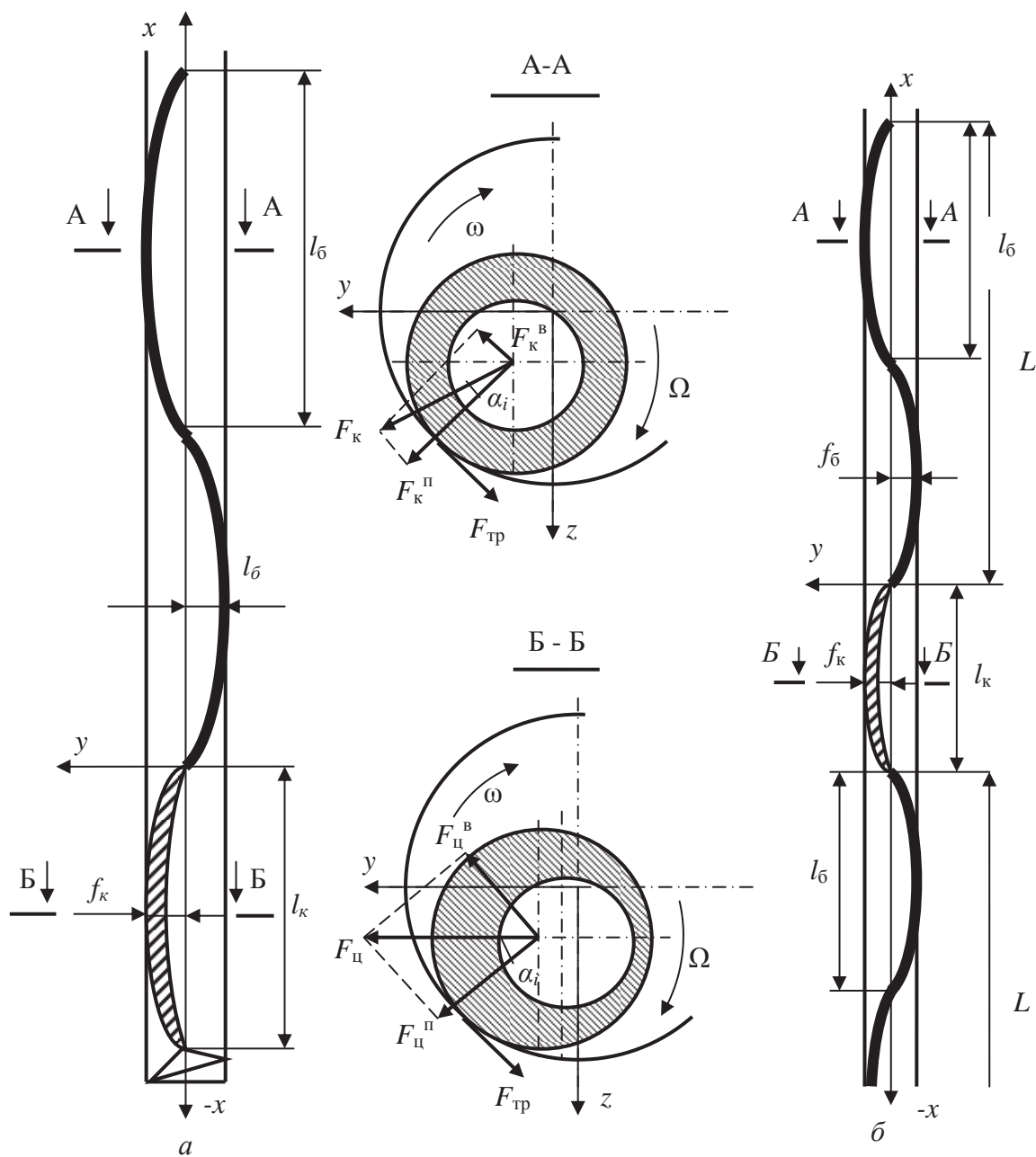


Рис. 2. Схемы для определения эксцентриситета центра масс буровой компоновки: а) над буровым инструментом; б) в составе бурильной колонны

Fig. 2. Schemes for defining the eccentricity of the mass center of the boring configuration: a) over the boring tool; б) as a part of a boring column

Таким образом, вероятностное повышение центробежной силы, соответственно, силы прижатия компоновки к стенке скважины и силы трения компоновки о стенку скважины, вызванное, например, ростом частоты вращения колонны, приводит только к провороту компоновки на угол α_c , после чего устанавливается прежний (до повышения частоты вращения) уровень сил и их соотношение, а потому качения КСМ в скважине не происходит. Расстояние AB , из геометрических построений (рис. 1), равно:

$$AB = \frac{\sin \alpha_c e}{\sin \beta_c},$$

где $\beta_c = \arctg \frac{\sin \alpha_c e}{(f + \cos \alpha_c e)}$.

В формулах α_c изменяется от 0 до 180 градусов, а расстояние AB , таким образом, от максимального $(f+e)$ уменьшается по мере поворота компоновки и сближения центра тяжести поперечного сечения компоновки (точка А на рис. 1) с центром вращения компоновки (точка В) (при $e=f$ это расстояние равно 0). При этом поворот КСМ происходит на угол, который уменьшает расстояние AB ровно на столько, насколько это требуется для предотвращения качения компоновки по стенке скважины. В результате практически всегда проявляется свойство КСМ обеспечивать в скважине вид движения Φ_1 .

Для вывода основных зависимостей расчета параметров КСМ рассмотрены действующие силы при бурении, когда нижняя часть колонны имеет равномерно распределенный по длине эксцентриситет центра масс в виде компоновки длиной l_k (рис. 2, а, б). В первом случае компоновка КСМ расположена в нижней части колонны, а во втором – в интервале сжатой зоны с некоторым шагом длиной L .

При вращении КСМ действует центробежная сила (рис. 2, а, б, сечение Б-Б):

$$F_n = \frac{(e+f)q_k \omega^2 l_k}{2g},$$

где f_k – прогиб КСМ в скважине, м; q_k – весовая характеристика КСМ, даН/м; ω – частота вращения буровой колонны, с⁻¹; g – ускорение силы тяжести, м/с².

Вследствие проявляющейся силы трения $F_{тр}$ компоновка проворачивается на угол α_c и потому сила F_n ориентирована с некоторым смещением от точки контакта КСМ со стенкой скважины. В направлении точки контакта действует составляющая силы $F_n^n = F_n \cos \alpha_c$. Другая составляющая центробежной силы, которая определяет вид движения КСМ, будет равна: $F_n^b = F_n \sin \alpha_c$.

При вращении в режиме Φ_1 на полуволну буровой колонны оказывает действие также центробежная сила F_k и её составляющие F_k^n и F_k^b :

$$F_k = \frac{f_6 q_6 \omega^2 l_6}{2g}; \quad F_k^n = \cos \alpha_i; \quad F_k^b = \sin \alpha_i,$$

где f_6 – прогиб буровых труб в скважине, м; q_6 – весовая характеристика буровых труб колонны, даН/м; l_6 – длина полуволны изгиба буровых труб, м; α_i – угол поворота участка колонны под действием центробежной силы и силы трения колонны о скважину, град.

Угол α_i может изменяться от α_c до 0 последовательно от КСМ и до n -й полуволны колонны. Число полуволн n , вовлеченных КСМ в режим вращения Φ_1 , определяется величиной центробежной силы от вращающейся в скважине КСМ и силами сопротивления движению колонны в скважине. Если угол поворота КСМ равен α_c , то для каждой последующей полуволны угол α_i уменьшается на величину α_c/n . Таким образом, для каждой полуволны угол α_i будет равен:

$$\alpha_i = \alpha_c - \frac{\alpha_c (i-1)}{n}.$$

Выше компоновки КСМ участок колонны не имеет эксцентриситета центра масс и деформирован с числом полуволн изгиба от $(i+1)$ до n , где $i=1$. Общее уравнение равновесия сил для участка колонны, двигающегося в режиме Φ_1 , вызванного работой КСМ, будет иметь вид:

$$F_n^b + \sum_{n} F_k^b \geq \left(F_n^n + \sum_{n} F_k^n + P_k + \sum_{n} P_6 \right) \mu + P_m, \quad (1)$$

где P_k , P_6 – соответственно результирующие силы прижатия деформированной КСМ и полуволн буровых труб, работающих в режиме вращения Φ_1 , к стенке скважины за счет действия осевой нагрузки и силы упругости изогнутого участка колонны, даН; P_m – сила, деформирующая компоновку и стремящаяся вызвать вращение вида Φ_2 , определяемая соотношением изгибающего момента со стороны забоя скважины $M_{от}$ и упруго-реактивного момента M_p , даН; μ – коэффициент трения-скольжения компоновки и колонны о стенку скважины.

При решении уравнения (1) форма изгиба участков колонны (длина полуволны l) в пределах радиального зазора f принимается синусоидальной, которую можно описать уравнением

$$y = f \sin \frac{\pi x}{l}.$$

Силы P_k и P_6 определяются через работу этих сил A_p по деформированию компоновки и буровых труб на величину прогиба в пределах радиального зазора:

$$A_p = 0,5 P_{oc} \int_0^l \left(\frac{dx}{dy} \right)^2 dx = 2,46 \frac{P_{oc} f^2}{l}.$$

В результате имеем следующие зависимости для расчета сил P_k и P_6 :

$$P_k = 2,46 \frac{P_{oc} f_k}{l_k}; \quad P_6 = 2,46 \frac{P_{oc} f_6}{l_6}.$$

Составляющие сил P_k и P_6 , действующие на стенку скважины, определяются, соответственно, через углы α_i и α_c :

$$P_{\kappa}^n = P_{\kappa} \cos \alpha_c; P_6^n = P_{\kappa} \cos \alpha_i.$$

Усилие прижатия P_m , вызванное опрокидывающим моментом со стороны забоя скважины, определим через уравнение работы момента сил M при деформировании компоновки с длиной полуволны l :

$$A_m = 0,5 \int_0^l \frac{M^2}{EJ} dx = \frac{M^2 l}{2EJ};$$

$$P_m = \frac{[M_p^2 \pm (M_{оп}^2)] J_{\kappa}}{2EJ f_{\kappa}},$$

где M_p , $M_{оп}$ – реактивный и опрокидывающий моменты, действующие на буровую компоновку со стороны забоя скважины при бурении анизотропной горной породы, даН·м; EJ – жесткость буровой компоновки, даН·м².

Решение уравнения (1) относительно « e » позволило получить выражение для расчета значения эксцентриситета центра масс буровой компоновки в случае её размещения непосредственно над породоразрушающим инструментом:

$$e \geq \frac{1}{q_{\kappa} (\sin \alpha_c - \cos \alpha_c \mu)} \times$$

$$\left\{ \frac{q_6 f_6 l_6}{l_{\kappa}} \sum_n^{i=1} (\cos \alpha_i \mu - \sin \alpha_i) + \right.$$

$$\left. \times \left[\frac{4,9 P_{ос} \mu g}{l_{\kappa} \omega^2} \left(\frac{f_{\kappa}}{l_{\kappa}} \cos \alpha_c + \frac{f_6}{l_6} \sum_n^{i=1} \cos \alpha_i \right) + \right. \right.$$

$$\left. \left. \frac{(M_{оп}^2 \pm M_p^2) g}{E_{\kappa} J_{\kappa} f_{\kappa} \omega^2} \right] \right\} - f_{\kappa}. \quad (2)$$

Зависимость (2) позволяет получить достаточно полную качественную и количественную характеристику влияния суммы всех основных параметров компоновки буровой колонны, режимов бурения и других факторов на величину достаточного для реализации вида движения Φ_1 эксцентриситета центра масс КСМ, а также числа полуволн и, соответственно, длины участка колонны вовлеченного в этот вид движения ведущей их компоновкой. Анализ формулы (2) позволяет ответить на вопросы о влиянии ряда основных факторов на величину эксцентриситета, угол поворота компоновки и другие параметры. В формуле (2), в случае, если бурится изотропная горная порода, $M_{оп}=0$, а если при этом буровая компоновка над породоразрушающим инструментом сохраняет прямолинейность, то и $M_p=0$.

На рис. 3 приведены зависимости величины эксцентриситета, рассчитанные по формуле (2), от частоты вращения колонны и коэффициента трения колонны о стенку скважин, при $M_{оп}=2$ даН·м, $f_{\kappa}=0,5$ мм, компоновки массой 50 кг, длиной 5 м и при бурении колонной ЛБТН-54.

Графики показывают зависимость эксцентриситета от коэффициента трения колонны о стенку скважины и частоты вращения. Рост $M_{оп}$ приводит

к повышению величины достаточного для эффективной работы компоновки в режиме Φ_1 эксцентриситета, а его значения вполне реальны с точки зрения реализации при изготовлении буровых компоновок.

Соответственно, стабильность движения вида Φ_1 повышается с ростом эксцентриситета центра масс, веса отдельной КСМ и числа КСМ, распределенных вдоль сжатого участка буровой колонны с некоторым шагом.

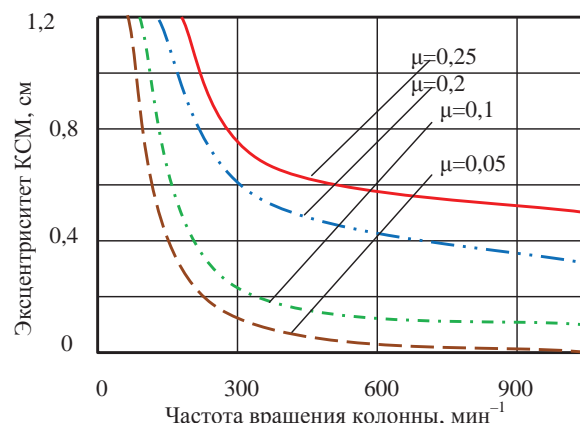


Рис. 3. Расчетные графические зависимости эксцентриситета буровой компоновки от частоты вращения колонны, коэффициента трения колонны о стенку скважины и величины опрокидывающего момента $M_{оп}$.

Fig. 3. Calculated graphic dependences of the boring configuration eccentricity on the column rotation frequency, coefficient of column friction on the well wall and the size of the overturning moment $M_{оп}$.

Влияние анизотропии горных пород на работу компоновки и вид ее движения велико и существенная доля центробежной силы, задаваемой эксцентриситетом поперечного сечения компоновки, направлена на преодоление фиксирующего действия опрокидывающего момента. Очевидно для надежной работы труб с эксцентриситетом центра масс в режиме Φ_1 в колонне на удалении от забоя величина эксцентриситета может быть меньше полученных значений (графики на рис. 3), так как в этом случае последнее слагаемое в скобках формулы (2) не должно учитываться. Так, например, при частоте вращения 10–15 с⁻¹ и $\mu=0,2$ будет достаточным для реализации вращения вида Φ_1 эксцентриситет, равный 3–4 мм.

Анализ уравнения (2) и расчетных зависимостей эксцентриситета поперечного сечения буровой компоновки позволяет выделить два основных направления совершенствования колонн с КСМ:

1. Трубы со смещенным центром масс используются в нижней части стандартной статически сбалансированной буровой колонны в качестве буровых наборов для бурения с отбором керна (возможен вариант, реализованный нами в ПГО «Сосновгеология» [13,18] – колонковая труба и установленная над ней толстостенная

КСМ) или компоновки для бескернового бурения. Схема такой компоновки дана на рис. 2, а.

2. Трубы со смещенным центром масс устанавливаются по всей длине сжатой зоны бурильной колонны с определенным шагом L , причем последний обеспечивает всему сжатому участку колонны режим вращения Φ_1 и возрастает от забоя к нулевому сечению по мере уменьшения степени деформированности и роста длины полуволны изгиба. Схема такой компоновки дана на рис. 2, б.

Анализ зависимости (2) показывает, что наиболее активно влияет на достаточную величину эксцентриситета, гарантирующую стабильный вид вращения колонны в режиме Φ_1 , величина коэффициента внешнего трения колонны о стенку скважины. Учитывая это обстоятельство, для активного снижения коэффициента трения между КСМ и стенкой скважины нами разработана конструкция КСМ с опорами качения, что позволяет снизить коэффициент трения в несколько раз [22].

Опытные работы по испытанию компоновок КСМ выполнены в производственных условиях и заключались в изучении износа поверхности КСМ, отработанных при испытании в ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология» [13, 18].

При поиске оптимальной конструкции КСМ проводились испытания макетов компоновок, которые отличались величиной эксцентриситета центра масс. Макет КСМ изготавливался из колонковых труб диаметром 57 и 44 мм. Груз массой 9,5 кг (свинец) размещался вдоль компоновки на боковой поверхности внутренней трубы, которая центрировалась в наружной трубе кольцами. Длина компоновки – 4,0 м, вес – 40 даН. Величина эксцентриситета составила 8 мм (КСМ-8). Компоновка использовалась без центраторов, зазор $f_k=1-2$ мм.

Испытания проводились на плановой скважине при бескерновом бурении.

Горные породы в интервале испытаний – анизотропные трахидациты, дациты, антрезито-базальты VIII–IX категорий по буримости, подверженные аргиллитизации, карбонатизации и гематизации. Показатель анизотропности по модулю упругости составляет значение от 1,2 до 1,7.

Результаты бурения компоновкой КСМ-8 сопоставлялись с результатами бурения жестким трехгранным стабилизатором ЗК длиной 6 м [13, 18].

Как следует из полученных данных, в сравнении с компоновкой ЗК, снижение интенсивности искривления скважин при бурении компоновками КСМ составило 1,4–1,5 раза, но при этом отмечено повышение механической скорости бурения на 10 % и рост стойкости долот до 30 %.

При анализе работоспособности макета КСМ-8 произведена обработка данных по лентам записи затрат мощности стандартным киловаттметром типа Н-348. Обработка показала существенное снижение уровня затрат мощности и колебательных процессов колонны в скважине при бурении КСМ.

Макет КСМ-1,6 испытан на скважине 6749 ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология» и показал очень высокие результаты. Интенсивность искривления составила $0,95^\circ$ на 100 м на интервале бурения 110 м (базальт IX–X категории по буримости). При алмазном бурении нижезалегających пород интенсивность искривления составила $2,9^\circ$ на 100 м, а при бурении скважины 6747 (параллельный профиль на расстоянии 100 м) алмазным колонковым способом в том же интервале, в котором работала КСМ-1,6 в скважине 6649 – $4,7^\circ$ на 100 м.

Аналогичная компоновка испытана в ГРЭ-324 ПГО «Сосновгеология». Здесь за базу сравнения принята компоновка, изготовленная из колонковой трубы диаметром 57 мм без центраторов с долотом ДДА-59. Данной компоновкой пробурен интервал 58,4–223 м (фельзиты, дациты) и получена интенсивность искривления $0,43^\circ$ на 10 м. Макетом КСМ-1,6 с долотом ДДА-59 пробурен последующий интервал 223–330 м и получена интенсивность искривления $0,075^\circ$ на 10 м. При бурении использовались равные параметры режима: $P_{oc}=20$ кН, $\omega=510$ мин⁻¹.

Анализ экспериментальных материалов показал, что колонны с КСМ работают в скважине с минимальной вибрацией, что и обеспечивает более эффективное бурение. Так, например, для описанного выше случая отмечено снижение интенсивности естественного искривления в 5,7 раза, повышение механической скорости бурения на 14–28 %, увеличение стойкости долот на 41 %. Ресурс самих компоновок возрос в 2,7 раза, а стоимость станко-смены снизилась на 5 %.

Для случая, когда КСМ располагается между бурильными трубами и выполняет роль маховика, организующего вращение деформированной бурильной колонны, величина эксцентриситета может определяться по следующей формуле:

$$e \geq \frac{1}{q_k (\sin \alpha_c - \cos \alpha_c \mu)} \times \left\{ \frac{q_6 f_6 l_6}{l_e} \sum_n^{i=1} (\cos \alpha_i \mu - \sin \alpha_i) + \frac{4,9 P_{oc} \mu g}{l_k \omega^2} \left(\frac{f_k}{l_k} \cos \alpha_c + \frac{f_6}{l_6} \sum_n^{i=1} \cos \alpha_i \right) \right\} - f_k.$$

Минимально допустимые значения эксцентриситета e для реализации компоновкой КСМ вида вращения Φ_1 для разных типоразмеров труб при рекомендуемых параметрах нагрузки представлены в табл. 1 и на рис. 4.

Для обеспечения стабильного вида Φ_1 при минимальном эксцентриситете центра масс требуется соблюдение следующих условий:

- высокие частоты вращения бурильных колонн;
- минимальная деформированность колонны, что предполагает использование технологий и инструментов, позволяющих эффективно бу-

речь при минимальных P_{oc} , а также использование систем «колонна–скважина» с минимальными радиальными зазорами;

- минимальное значение коэффициента трения между компоновкой, колонной и стенкой скважины;
- снижение изгибающих моментов, действующих на торец бурового инструмента и компоновку при бурении анизотропных горных пород со стороны забоя скважины.

Таблица 1. Минимальные необходимые значения эксцентриситета для реализации вращения компоновки по типу Φ_1 в зависимости от частоты вращения при рекомендуемой осевой нагрузке

Table 1. Minimum required values of the eccentricity for implementation of the configuration rotation in terms of Φ_1 depending on rotation frequency at the recommended axial loading

| Частота вращения, мин ⁻¹ Rotation frequency, min ⁻¹ | Значения эксцентриситета e для размеров труб, мм Values of eccentricity e for the sizes of pipes, mm | | | |
|--|---|------|------|------|
| | BQ | NQ | HQ | PQ |
| 400 | 1,61 | 1,67 | 1,51 | 1,72 |
| 600 | 1,46 | 1,43 | 1,30 | 1,51 |
| 800 | 1,30 | 1,11 | 1,12 | 1,31 |
| 1000 | 1,21 | 1,0 | 0,96 | 1,16 |

В соответствии с указанными требованиями максимально подходят для эффективного применения КСМ бурильные колонны ССЖ, используемые при алмазном высокочастотном бурении.

Анализ полученных формул позволяет установить природу сдвига фаз α_c между векторами центро-

бежной силы при реализации колонной вращения вида Φ_1 . Из данных зависимостей следует, что при условии $F_{\kappa\kappa}^b = F_{\kappa\kappa}^n$ коэффициент внешнего трения $\mu = \text{tg} \alpha_c$, что указывает на то, что сдвиг фаз является результатом действия силы трения, так как полученный тангенс угла α_c и есть классическая интерпретация коэффициента трения, а угол α_c таким образом, есть угол трения системы «колонна–скважина».

С целью определения длин участков колонны, вовлеченных в режим обращения (режим, близкий к Φ_1), составим новое энергетическое уравнение сил и моментов сил:

$$F_{\kappa\kappa}^b + \sum_n^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{b^i} + \sum_n^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{b^i} = \left(F_{\kappa\kappa}^n + \sum_n^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{n^i} + \sum_n^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{n^i} + P_{\kappa} + \sum_n^{i=1} P_{\kappa}^i \right) \mu,$$

где $F_{\kappa\kappa}^b, F_{\kappa\kappa}^{b^i}, F_{\kappa\kappa}^{n^i}, F_{\kappa\kappa}^n$ – составляющие центробежной силы, действующей на нижний (расположенный под КСМ) и верхний (расположенный над КСМ) участки бурильной колонны, соответственно, силы возмущающая и прижатия, даН.

В данной формуле есть смысл объединить работы сил $F_{\kappa\kappa}^b$ и $F_{\kappa\kappa}^{b^i}$ с учетом числа полуоволн N , вовлеченных в режим вращения Φ_1 . В этом случае уравнение будет выглядеть иначе:

$$F_{\kappa\kappa}^b + \sum_{2n}^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{b^i} = \left(F_{\kappa\kappa}^n + \sum_{2n}^{i=1} F_{\kappa\kappa}^{n^i} + P_{\kappa} + \sum_n^{i=2} P_{\kappa}^i \right) \mu,$$

где $F_{\kappa\kappa}^b, F_{\kappa\kappa}^{b^i}$ – составляющие центробежной силы, действующей на нижний и верхний участки бурильной колонны, соответственно, силы возмущающая и прижатия, даН.

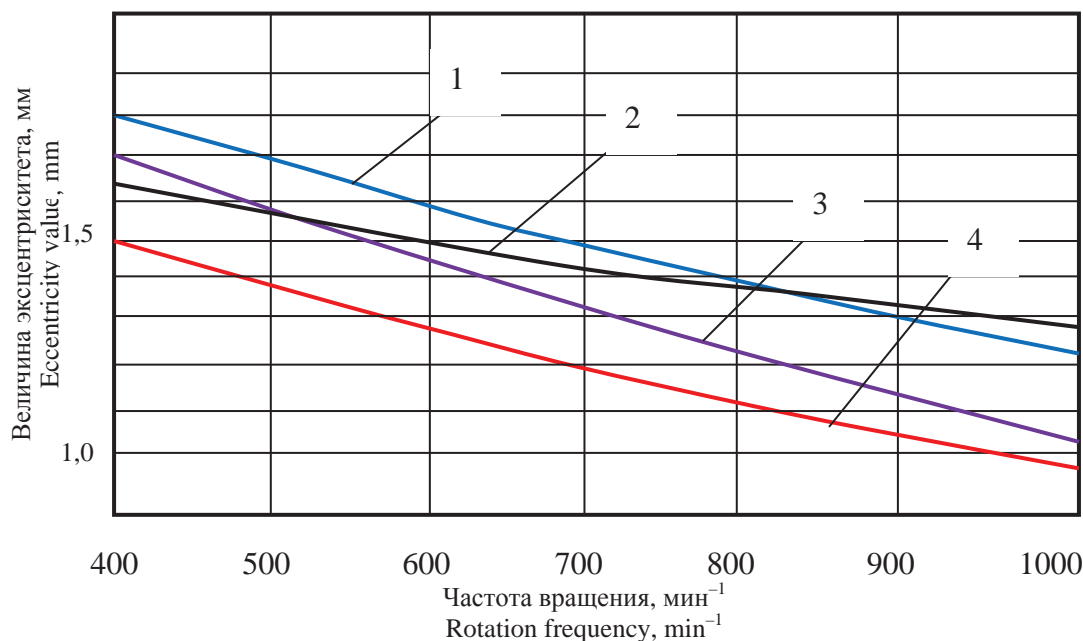


Рис. 4. График зависимости эксцентриситета от частоты вращения колонны: 1 – PQ; 2 – BQ; 3 – NQ; 4 – HQ

Fig. 4. Schedule of eccentricity dependence on a column rotation frequency: 1 – PQ; 2 – BQ; 3 – NQ; 4 – HQ

С учетом входящих в данную зависимость выражений путем преобразования можно получить квадратное уравнение следующего вида:

$$AL_6^2 + BL_6 - L_6 = 0.$$

Решение данного уравнения позволяет рассчитать длину вовлекаемого в режим Φ_1 участка буровой колонны $L_6=2L$ (рис. 2, б):

$$L_6 = \frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A},$$

где

$$A = \frac{f_6 q_6 \omega^2}{2g} (\sin \alpha_{тс} - \cos \alpha_{тс} \mu);$$

$$B = \frac{(e + f_к) q_к \omega^2 l_к}{2g} (\sin \alpha_{кс} - \tilde{n} \alpha_{кс} \mu) - 2,46 P_{oc} \frac{f_к}{l_к} \cos \alpha_{тс} \mu;$$

$$C = 2,46 P_{oc} f_6 \cos \alpha_{тс} \mu,$$

где f_6 – прогиб буровых труб, м; q_6 – масса одного метра трубы, кг; ω – частота вращения; e – величина эксцентриситета, м; l_6 – длина полуволны буровой трубы, м; $l_к$ – длина КСМ, м; $\alpha_{кс}$, $\alpha_{тс}$ – углы проворота трубы КСМ и буровых труб под действием сил трения, град; μ – коэффициент трения-скольжения между элементами буровой колонны и стенками скважины.

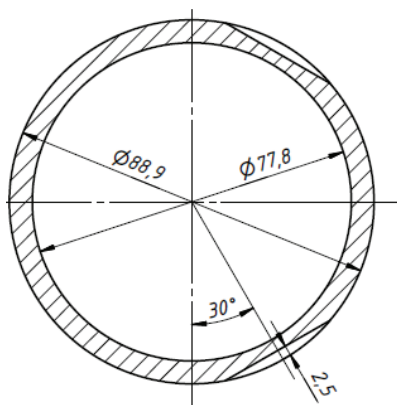


Рис. 5. Опытный образец трубы КСМ типоразмера НQ

Fig. 5. Prototype of the HQ standard size KSM pipe

Угол проворота участка буровой колонны $\alpha_{тс}$ меняется от максимального значения, равного углу проворота КСМ $\alpha_{кс}$, до нуля, поэтому при расчетах величина этого угла будет равна половине угла $\alpha_{кс}$.

В табл. 2 приведены расчетные данные зависимости длины вовлекаемого участка буровой колонны в режим вращения Φ_1 от частоты вращения колонны при заданном угле проворота КСМ и минимально допустимом эксцентриситете при коэффициенте трения $\mu=0,2$.

Исходя из данных расчетов, определены длины вовлекаемых участков колонны в режим движения

Φ_1 в зависимости от типоразмера труб и при различной частоте вращения снаряда. При этом для каждого значения частоты вращения колонны в расчетах использованы соответствующие углы проворота компоновки (определены экспериментально по схемам износа буровых компоновок) КСМ $\alpha_{кс}$.

Таблица 2. Расчетные данные длины вовлекаемого в вид движения Φ_1 участка буровой колонны

Table 2. Design values of the length of a boring column site involved in the movement Φ_1

| Частота вращения, мин ⁻¹ Rotation frequency, min ⁻¹ | Типоразмер буровой колонны Standard size of a boring column | | | |
|--|--|-------|-------|-------|
| | BQ | NQ | HQ | PQ |
| | Параметр L, м/Parameter L, m | | | |
| 1000 $\alpha_{кс}=70^\circ$ | 8,11 | 7,46 | 7,22 | 7,25 |
| 800 $\alpha_{кс}=65^\circ$ | 8,50 | 7,82 | 7,60 | 7,60 |
| 600 $\alpha_{кс}=55^\circ$ | 9,91 | 9,28 | 8,81 | 8,80 |
| 400 $\alpha_{кс}=45^\circ$ | 11,59 | 10,93 | 10,29 | 10,25 |

Опытные образцы буровых труб КСМ для бурения ССК изготавливались из стандартных труб НQ. Смещение центра тяжести поперечного сечения обеспечивалось удалением двух лысок вдоль корпуса трубы, расположенных своими осями относительно друг друга под углом в 120° с образованием плоских продольных участков наружной поверхности трубы (рис. 5). Глубина снимаемых лысок составила 2,5 мм. Лыски выполнялись с отступом от резьб на расстояние 125 мм. В центре трубы на интервале 250 мм лыски не фрезеровались с целью максимального сохранения устойчивости КСМ при бурении. Смещение центра тяжести поперечного сечения в данном случае составило 1,66 мм.

Производственные испытания, проведенные летом 2015 г., трех опытных образцов КСМ, установленных в нижней части буровой колонны (первая над колонковым набором, вторая через две трубы, т. е. на расстоянии 6 м от первой КСМ, третья КСМ установлена через 9 м, т. е. через три буровые трубы от второй КСМ), показали рост механической скорости бурения на 10–20 %, уменьшение затрат мощности на вращение на 10 %, значительное снижение уровня вибрации буровой колонны, а также снижение естественного искривления скважины. Величина естественного искривления по зенитному углу при использовании КСМ в составе сжатой части буровой колонны снизилась в 2,9 раза.

На рис. 6 представлены кривые, отражающие изменение зенитного угла на интервалах бурения протяженностью примерно по 300 м на четырех плановых скважинах Попутнинского месторождения.

По азимутальному углу значительных искривлений не наблюдалось, тем не менее азимутальное направление скважин оказалось более выдержанным при бурении снарядом с КСМ (снижение интенсивности искривления наблюдалось в 1,15 раза).

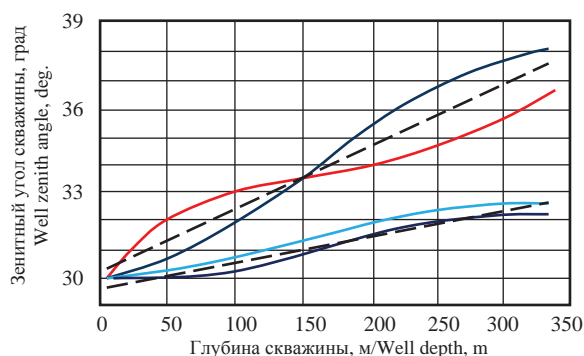


Рис. 6. Результаты инклинометрии по зенитному углу на типовых скважинах Попутнинского месторождения (расстояние между профилями скважин 50 м): 1, 2 – бурение стандартным снарядом HQ; 3, 4 – бурение снарядом HQ с тремя КСМ; 4, 5 – средние значения зенитного угла по двум скважинам

Fig. 6. Results of directional survey on a zenith angle on standard wells of the Poputninskoye field (distance between profiles of wells is 50 m): 1, 2 – drilling with a standard shell HQ; 3, 4 – drilling with HQ shell with three configurations with the displaced cross section mass center; 4, 5 – average values of a zenith angle on two wells

Таким образом, компоновки КСМ показали свою высокую эффективность как технического средства, улучшающего условия работы буровой колонны посредством изменения характера ее вращения.

Подтверждена возможность изготовления компоновок КСМ с достаточным эксцентриситетом центра масс для основных типоразмеров колонн, используемых при геолого-разведочных работах при бурении скважин с применением комплексов ССК.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- Bonnar R., Panagapko O.A., Williams G.I. Deep deflection coreholing // *Engineer and Mining J.* – 1985. – № 8. – P. 26–30.
- Holbert D.R. New interest in drainhole drilling revives technology // *World oil.* – 1981. – № 4. – P. 7–10.
- Williams G.I. Operation experience with wireline technique // *Geodrilling.* – June, 1986. – № 7. – P. 7–10.
- Bredley W.B. Formation characteristics have a key effect on hole direction // *Oil and gas J.* – 1975. – V. 73. – № 31. – P. 77–80.
- Steuung horizontaler Kernbohrungen grosser lange im Salzgestein / G. Boning, H. Ieziarski, W. Pitz, M. Sohlocbaoch // *Erzmetall.* – 1984. – № 5. – P. 8–11.
- Holbert D.R. How rotary speed affect bits trajectory // *Drilling Contractor.* – July, 1986. – № 7. – P. 92–94.
- Riley L., Swarts H., Anderson M. Large diameter bi-center bits and drilling casts // *Petroleum Engineer International.* – 1990, August. – № 8. – P. 25–30.
- Нескоромных В.В. Результаты экспериментальных исследований буримости анизотропной горной породы // *Известия вузов «Геология и разведка».* – 2013. – № 6. – С. 79–84.
- Нескоромных В.В. Анализ процесса разрушения анизотропной горной породы шарошечными долотами // *Инженер-нефтяник.* – 2014. – № 3. – С. 5–11.
- Лесин В.С., Рычков Е.И. Исследование трения в анизотропных горных породах // *Сб. конференции «Проблемы геологии и освоения недр».* – Томск: Изд-во ТПУ, 2014. – С. 346–347.
- Повышение эффективности колонкового алмазного бурения / Б.И. Воздвиженский, Г.А. Воробьев, Л.К. Горшков и др. – М.: Недра, 1990. – 208 с.
- Современные методы и технологии по управлению траекториями геологоразведочных скважин / Ю.С. Костин, Ю.Г. Соловов, Р.Б. Закиев и др. – Чита: ООО «Издательский дом "Ресурсы Забайкалья"», 2004. – 352 с.
- Нескоромных В.В. Направленное бурение и основы кернометрии. – М.: Инфра-М, 2016. – 336 с.
- Нескоромных В.В. Оптимизация в геолого-разведочном производстве. – М.: Инфра-М, 2015. – 199 с.
- Уржумов А.И. Снижение интенсивности искривления скважин при бурении ССК-59 // *Разведка и охрана недр.* – 1982. – № 8. – С. 28–31.
- Буглов Н.А. Оптимизация параметров колонковых снарядов для алмазного бурения направленных геолого-разведочных скважин: автореф. дис. ... канд. техн. наук. – М., 1988. – 22 с.
- Компоновка низа бурильной колонны / Б.А. Новожилов, Г.П. Новиков, Г.А. Воробьев и др.: авторское свидетельство СССР № 1680939; заявл. 10.10.89; опубл. 30.09.91, Бюл. № 36. – 3 с.
- Страбыкин И.Н., Нескоромных В.В. Колонна бурильных труб для высокочастотного бурения: авторское свидетельство СССР № 1406332; заявл. 18.04.85; опубл. 30.06.88, Бюл. № 24. – 3 с.
- Kernrohre fur richtungsstabiles Bohren. Patent DDR, no. 260629 A3, 1988.

Методика определения достаточной величины эксцентриситета для реализации вращения КСМ по типу Φ_1 , шага установки КСМ в составе бурильной колонны позволяют, исходя из конкретных технико-технологических параметров, определить нужную конструкцию и места установки компонентов КСМ.

Выводы

- На основе разработанной модели движения буровых компоновок со смещенным центром тяжести поперечного сечения получены аналитические зависимости для расчета величины эксцентриситета компоновки, обеспечивающие её вращение в режиме Φ_1 , а также длину вовлекаемого в режим вращения Φ_1 участка колонны, что позволяет создавать компоновки бурильной колонны, способные работать в более благоприятном режиме и обеспечивать повышение эффективности бурового процесса.
- На основе стандартных бурильных труб для ССК типоразмера HQ разработаны и изготовлены трубы со смещенным центром тяжести, которые испытаны на производственных скважинах в составе компоновки, в которой размещено три трубы КСМ. Результаты испытаний показали, что в составе высокосбалансированных бурильных колонн ССК эффективно применение труб со смещенным центром тяжести: достигается снижение интенсивности естественного искривления скважин, вибрации и затрат мощности на работу бурильной колонны.

20. Нескоромных В.В., Страбыкин И.Н. Анализ работы несбалансированной компоновки бурового снаряда // Известия вузов «Геология и разведка». – 1988. – № 10. – С. 79–84.
21. Бобылев Ф.А. К вопросу изучения работы неуравновешенной компоновки бурового снаряда на математической модели // Технический прогресс в разведочном бурении. – Алма-Ата: КазИМС, 1980. – С. 34–37.
22. Компоновка бурильной колонны: пат. РФ № 2078194; заявл. 21.07.93; опубл. 27.04.97, бюл. № 12. – 5 с.

Поступила 11.04.2016 г.

Информация об авторах

Нескоромных В.В., доктор технических наук, профессор, заведующий кафедрой технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

Петенёв П.Г., старший преподаватель кафедры технологии и техники разведки Института горного дела, геологии и геотехнологий Сибирского федерального университета.

UDC 622.243

RESULTS OF THEORETICAL AND SKILLED WORKS ON STUDYING THE MECHANISM OF OPERATION OF BORING CONFIGURATIONS WITH A DISPLACED CROSS SECTION MASS CENTER

Vyacheslav V. Neskoromnykh¹,

E-mail: sovair@bk.ru

Pavel G. Petenev¹,

E-mail: pavel-whait@mail.ru

¹ Siberian Federal University,

95, «Krasnoyarskiy rabochy» newspaper Avenue, Krasnoyarsk, 660095, Russia.

Relevance of the research is explained the necessity to increase the efficiency of drilling prospecting wells in difficult mining-and-geological conditions, including those related to a natural curvature of wells.

The aim of the research is to develop a technique of using and designs of boring configurations with the displaced cross section mass center which allow increasing the efficiency of drilling the prospecting wells.

Research methods: analytical researches, developmental works and experimental skilled works.

Results. The authors have developed the theoretical regulations, a technique of application and a design of boring configurations with the displaced cross section mass center and carried out the production tests of various designs of boring configurations with the displaced cross section mass center when drilling.

Conclusions. Based on the developed model of movement of boring configurations with the displaced center of gravity of cross section the authors obtained the analytical dependences for calculating the sizes of eccentricity of boring configuration cross section providing their rotation round a well axis (Φ_1 type), as well as the length of the column part involved in the rotation mode Φ_1 that allows developing the configurations of a boring column capable of operating in more favorable mode and providing the increase of boring efficiency. Based on standard shells with the removable core receiver of a standard HQ size the pipes with the displaced cross section mass center were developed and produced. They were tested on production wells as a part of configuration in which three pipes with the displaced cross section mass center were placed. The results of the tests showed that it is efficient to apply the pipes with the displaced cross section mass center as a part of the high-balanced boring columns as the decrease in intensity of natural curvature of wells is reached, vibration and costs of power for boring column operation decrease.

Key words:

well, drilling, boring column, configuration, well curvature.

REFERENCES

- Bonnar R., Panagapko O.A., Williams G.I. Deep deflection co-reholing. *Engineer and Mining J.*, 1985, no. 8, pp. 26–30.
- Holbert D.R. New interest in drainhole drilling revives technology. *World oil*, 1981, no. 4, pp. 7–10.
- Williams G.I. Operation experience with wireline technique. *Geo-drilling*, June, 1986, no. 7, pp. 7–10.
- Bredley W.B. Formation characteristics have a key effect on hole direction. *Oil and gas J.*, 1975, vol. 73, no. 31, pp. 77–80.
- Boning G., Ieziarski H., Pitz W., Sohlochbaoch M. Steueung horizontaler Kernbohrungen grosser lange im Salzgestein. *Erzmetal*, 1984, no. 5, pp. 8–11.
- Holbert D.R. How rotary speed affect bits trajectory. *Drilling Contractor*, July, 1986, no. 7, pp. 92–94.
- Riley L., Swarts H., Anderson M. Large diameter bi-center bits and drilling casts. *Petroleum Engineer International*, 1990, August, no. 8, pp. 25–30.
- Neskoromnykh V.V. Results of pilot studies of drilling capacity of anisotropic rock. *Izvestiya vuzov. Geologiyairazvedka*, 2013, no. 6, pp. 79–84. In Rus.
- Neskoromnykh V.V. Analysis of anisotropic rock destruction with roller bits. *Inzhener-neftyanik*, 2014, no. 3, pp. 5–11. In Rus.
- Lesin V.S., Ritschkov E.I. Issledovanie treniya v anizotropnoy gornoy porode [Research of friction in anisotropic rocks]. *Sb. Konferentsii. Problemy geologii i osvoeniya neдр* [Proc. of the conference. Problems of geology and subsoil exploration]. Tomsk, TPU Publ. house, 2014. pp. 346–347.
- Vozdvizhensky B.I., Vorobev G.A., Gorshkov L.K. *Povyschenie effektivnosti kolonkovogo almaznogo bureniya* [Increase of efficiency of diamond core drilling]. Moscow, Nedra Publ., 1990. 208 p.
- Kostin Yu.S., Solovov Yu.G., Zakiev R.B. *Sovremennyye metody i tekhnologii po upravleniyu traektoriyami geologorazvedochnykh skvazhin* [Modern methods and technologies on management of trajectories of prospecting wells]. Chita, Resursy Zabaykaliya Publ. house, 2004. 352 p.
- Neskoromnykh V.V. *Napravlennoe burenie i osnovy kernometrii* [Directed drilling and bases of core orient]. Moscow, INFRA-M Publ., 2016. 336 p.
- Neskoromnykh V.V. *Optimizatsiya v geologorazvedochnom proizvodstve* [Optimization in prospecting production]. Moscow, INFRA-M Publ., 2016. 199 p.
- Urzhumov A.I. Snizhenie intensivnosti iskrivleniya skvazhin pri burenii SSK-59 [Decrease in intensity of wells curvature when drilling SSK-59]. *Razvedka i okhrana neдр*, 1982, no. 8, pp. 28–31.
- Buglov N.A. *Optimizatsiya parametrov kolonkovykh snaryadov dlya almaznogo bureniya napravlennykh skvazhin. Autoreferat Dis. Kand. nauk* [Optimization of parameters the core equipment for core drilling of the directed wells. Cand. Diss. Abstract]. Moscow, 1988. 22 p.
- Novozhilov B.A., Novikov G.P., Vorobev G.A. *Komponovka niza burilnoy kolonny* [Configuration of a bottom of a boring column]. Author certificate, USSR, no. 1680939, 1991.
- Strabikin I.N., Neskoromnykh V.V. *Kolonna burilnykh trub dlya vysokot chastotnogo bureniya* [Column of boring pipes for high-frequency drilling]. Author certificate, USSR, no. 1406332, 1988.

19. *Kernrohre für richtungsstabiles Bohren*. Patent DDR, no. 260629 A3, 1988.
20. Neskoromnykh V.V., Strabikin I.N. Analiz raboty nesbalansirovannoy komponovki burovogo snaryada [Analysis of operation of unbalanced configuration of a boring shell]. *Izvestiya vuzov. Geologiya i razvedka*, 1988, no. 10, pp. 79–84.
21. Bobilev F.A. K voprosu izutcheniya raboty neuravnoveshennoy komponovki burovogo snaryada na matematicheskoy modeli [On the issue of studying the operation of unbalanced configuration of a boring shell on a mathematical model]. *Tekhnicheskyy progress v razvedochnom burenii* [Technical advance in exploration drilling]. Alma-Ata, KazIMS Publ., 1980. pp. 34–37.
22. Neskoromnykh V.V. *Komponovka burilnoy kolonny* [Configuration of a boring column]. Patent RF, no. 2078194, 1997.

Received: 11 April 2016.

Information about the authors

Vyacheslav V. Neskoromnykh, Dr. Sc., professor, head of the department, Siberian Federal University.

Pavel G. Petenev, senior teacher, Siberian Federal University.