

УДК 622.24.051.64

ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ СТАБИЛИЗИРУЮЩИХ КОЛОНКОВЫХ КОМПОНОВОК ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ЕСТЕСТВЕННОГО ИСКРИВЛЕНИЯ

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 совершенствования технологии бурения разведочных скважин в условиях естественного искривления их стволов, что позволит значительно снизить нерациональные материальные и энергетические затраты на проходку скважин, оптимизировать технико-экономические показатели производства буровых работ, а также повысить качество кернового опробования выработок.

Цель: повышение эффективности геологоразведочных работ в сложных горно-геологических условиях.

Объекты: буровая скважина, колонковый набор, стабилизирующая компоновка, бурильная колонна, искривление ствола скважины, траектория ствола скважины.

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

Результаты. Сформулированы и обоснованы главные требования к стабилизирующим колонковым компоновкам нижней части бурильной колонны, являющиеся основным критерием при выборе и расчете оптимальных параметров колонковых наборов. Главными требованиями к стабилизирующей колонковой компоновке названы следующие: длина колонковой компоновки не должна превышать критического значения во избежание образования спиральной формы ее упругого равновесия при работе в стволе скважины; жесткость колонковой компоновки должна быть максимально возможной для данных условий бурения; угол отклонения оси колонковой компоновки от оси ствола скважины должен быть минимизирован с целью снижения стрелы прогиба; усилие прижатия породоразрушающего инструмента к стенке скважины должно быть минимизировано; наиболее оптимальным видом движения колонкового набора является вращение вокруг оси ствола скважины с непрерывным контактом гребня полушпона со стенкой скважины в течение всего времени бурения контакта пород. Названные требования являются основным критерием при выборе и расчете оптимальных параметров колонковых наборов.

Выводы. Предложенный критерий для выбора и расчета оптимальных параметров стабилизирующих колонковых компоновок позволяет взаимно увязать между собой через их геометрические размеры, а также конструктивные параметры бурильного вала все основные факторы, оказывающие влияние на величину интенсивности искривления стволов скважин, буримых в анизотропных горных породах.

Ключевые слова:

Буровая скважина, компоновка бурильной колонны, колонковый набор, снаряд со съемным керноприемником, анизотропия горных пород, естественное искривление ствола скважины.

Введение

Под влиянием совокупности технико-технологических факторов колонковый набор в процессе бурения разведочных скважин всегда находится в скважине в изогнутом состоянии [1–3]. Породоразрушающий инструмент отклоняется от оси ствола скважины в призабойном участке на угол γ_0 и прижимается к стенке скважины с некоторым усилием P_k (рис. 1).

Под действием усилия P_k происходит разработка стенки скважины боковой поверхностью породоразрушающего инструмента и, как следствие, увеличение поперечного сечения ствола [4, 5]. Степень призабойной разработки ствола, в свою очередь, обуславливает значение величины угла отклонения γ_0 .

Траектория оси ствола скважины в данном случае будет представлять собой сумму движений в направлении плоскости угла γ_0 и действия отклоняющего усилия P_k .

Кривизна ствола скважины, обуславливаемая асимметричным разрушением забоя и разработкой его стенки, при условии, что вектор отклоняющей си-

лы расположен в плоскости угла γ_0 , может быть найдена из выражения [6]:

$$R_0^{-1} = R_1^{-1} + R_2^{-1}, \quad (1)$$

где R_1 – радиус скважины, реализуемый под действием отклоняющего усилия, м; R_2 – радиус скважины, реализуемый за счет асимметричного разрушения забоя, м; R_0 – радиус кривизны ствола скважины, реализуемый за счет совместного влияния отклоняющего усилия и асимметричного разрушения забоя, м.

Наибольшее искривление ствола скважины под действием указанных факторов происходит в том случае, если плоскость угла отклонения γ_0 неподвижна либо совершает колебательное движение в каком-либо секторе поперечного сечения ствола, или вращается вокруг оси ствола скважины с неравномерной угловой скоростью, а плоскость угла γ_0 большую часть периода времени каждого оборота находится возле апсидальной плоскости. Возникновение данного явления при бурении стандартными колонковыми наборами обуславливается главным образом геологическими факторами, чаще всего анизотропией разрушаемых горных пород [7–9].

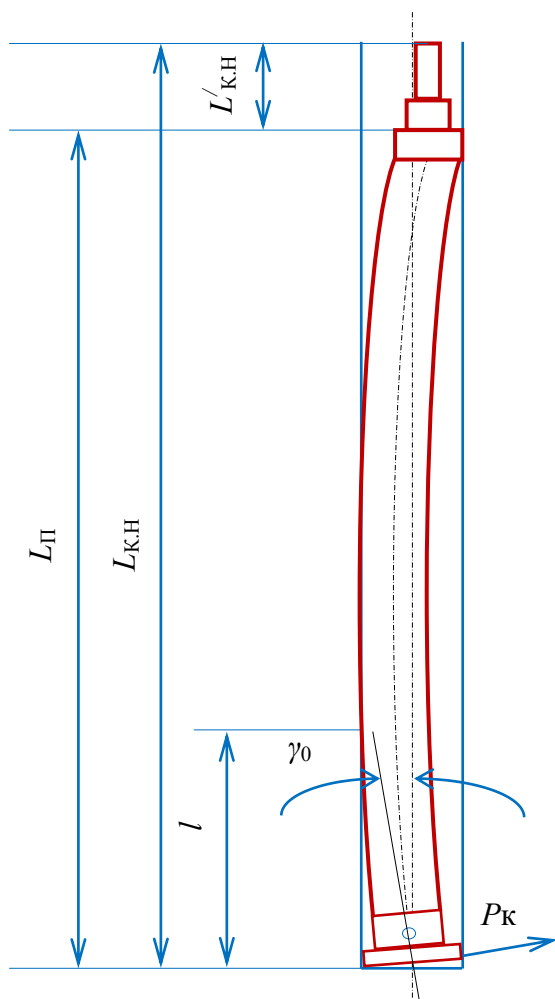


Рис. 1. Схема для анализа работы колонкового набора
Fig. 1. Diagram for analyzing the operation of the column set

Поиск и обоснование оптимальных параметров стабилизирующей колонковой компоновки нижней части бурильной колонны

Для выявления зависимости между величиной отклоняющего усилия P_K , определяющего скорость разработки стенки скважины, и кривизной реализуемого ствола рассмотрим схему, приведенную на рис. 2, где приняты следующие обозначения: l – длина направляющего участка колонкового набора (расстояние от торца породоразрушающего инструмента до места контакта со стенкой скважины), м; AA_1 – осевое перемещение компоновки, м; BB_1 – боковое перемещение породоразрушающего инструмента, м; $d\gamma_0'$ – изменение угла наклона скважины, рад.

За время dt породоразрушающий инструмент переместится в осевом направлении на величину AA_1 , а в боковом – на величину BB_1 , что вызовет поворот оси направляющего участка на угол $d\gamma_0'$. Угловая скорость породоразрушающего инструмента при этом равна:

$$d\gamma_0'^{-1}(dt)^{-1} = \omega = V_6(l)^{-1}, \quad (2)$$

где V_6 – скорость разработки стенки ствола скважины, м/ч.

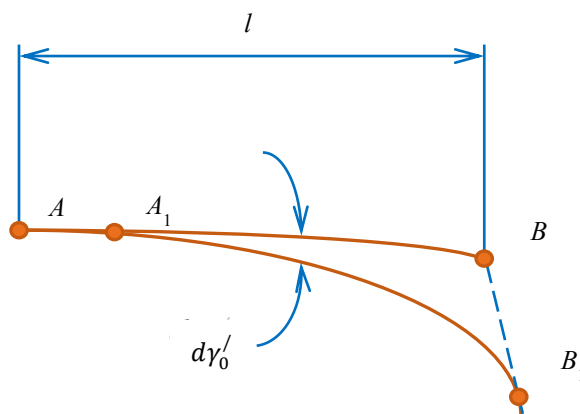


Рис. 2. Схема искривления скважины под действием отклоняющего усилия, реализуемого породоразрушающим инструментом

Fig. 2. Diagram of well curvature under the action of the deflecting force realized by the rock-breaking tool

Механическая скорость бурения в данном случае:

$$V_M = dAA_1 \cdot (dt)^{-1}. \quad (3)$$

Кривизна участка ствола скважины на отрезке dAA_1 составляет:

$$R_1^{-1} = d\gamma(dAA_1)^{-1}. \quad (4)$$

Преобразуем зависимость (4), поделив с учетом (3) правую и левую части формулы (2) на dAA_1 :

$$R_1^{-1} = d\gamma_0'(dAA_1)^{-1} = V_6(V_M \cdot l)^{-1}. \quad (5)$$

В работе [10] установлена связь между углом перекоса породоразрушающего инструмента плоско-изогнутого колонкового набора γ_0 , вращающегося в режиме Φ_2 (ориентированный изгиб с вращением вокруг собственной изогнутой оси), и максимальной кривизной реализуемого ствола скважины:

$$R_2^{-1} = \pi^2 \gamma_0 (L_n)^{-1}, \quad (6)$$

где L_n – длина полуволны колонкового набора, м.

Преобразуем (6), учитывая, что при плоской форме равновесия колонковой компоновки ее направляющий участок AB равен $0,5L_n = 0,5(L_{К.Н.} - L'_{К.Н.})$:

$$R_2^{-1} = 4 \cdot \pi^3 \cdot f_{К.Н.}^6 (L_{К.Н.} - L'_{К.Н.})^{-2}, \quad (7)$$

где $f_{К.Н.}^6$ – стрела прогиба колонкового набора, м; $L_{К.Н.}$ – длина колонкового набора, м; $L'_{К.Н.}$ – изменение длины колонкового набора в результате изгиба, м.

Подставив в зависимость (1) формулы (5) и (7), получим выражение для определения максимальной кривизны ствола скважины, реализуемой компоновкой, работающей в режиме Φ_2 :

$$R_0^{-1} = 2V_6[V_M(L_{К.Н.} - L'_{К.Н.})]^{-1} + 4\pi^3 f_{К.Н.}^6 (L_{К.Н.} - L'_{К.Н.})^{-2}. \quad (8)$$

При движении колонкового набора в режиме Φ_1 (прямая прецессия с вращением компоновки вокруг оси ствола скважины) или Φ_2 в анизотропных горных породах будет происходить неравномерное расширение ствола скважины и его уход в сторону линии наименьшего сопротивления разрушению данного массива пород. При этом его интенсивность пропор-

циональна отклоняющему усилию, а кривизна оси ствола скважины определяется из соотношения:

$$R_0^{-1} = 2(V_6^{max} - V_6^{min}) \cdot [V_M(L_{К.Н.} - L_{К.Н.}^l)]^{-1}, \quad (9)$$

где V_6^{max} и V_6^{min} – соответственно максимальная и минимальная скорость разработки стенки ствола скважины, м/ч.

В случае работы спирально изогнутого колонкового набора в режиме Φ_2 , выражение (1) будет иметь следующий вид:

$$R_0^{-1} = 5V_6(V_M \cdot L_{К.Н.})^{-1} + 25\pi^3 f_{К.Н.}^6 \cdot (L_{К.Н.})^{-2}. \quad (10)$$

Анализ зависимостей (8) и (10) показывает, что условие минимизации радиуса кривизны ствола скважины выполнимо, если компоновка одновременно реализует:

- минимально возможные угол перекоса породоразрушающего инструмента и отклоняющее усилие на его боковой поверхности;
- максимально возможную механическую скорость бурения;
- вид движения компоновки, при котором скорость разработки стенки скважины минимальна;
- максимальную длину направляющего участка.

Необходимо отметить, что в глубоком бурении в настоящее время выбор оптимальных параметров стабилизирующей компоновки нижней части бурильной колонны производится только по двум критериям – равенству нулю отклоняющей силы на долоте и минимуму угла поворота нижнего конца КНБК в функции от некоторых технико-технологических факторов, вычисленных с помощью аналитической модели упругой оси компоновки [11–13]. Следует указать, что эти критерии не взаимосвязаны друг с другом, и поэтому в каждом конкретном случае, в зависимости от субъективного мнения исследователя, за основной принимается один из них, по которому и определяются необходимые параметры КНБК.

Известно, что проходка скважин с применением разнотипных бурильных колонн осуществляется с неодинаковыми режимными параметрами, экстремальные значения которых ограничиваются их энергоемкостью в каждом конкретном случае [14, 15]. В силу этого вариация кривизны стволов скважин, пробуренных трубами с разными жесткостными и весовыми характеристиками, будет определяться различием в величинах отклоняющего усилия P_k и угла γ_0 .

Результаты обработки производственных данных гольца «Студенческий» Мамско-Чуйской ГРЭ ПГО «Иркутскгеология» говорят о том, большая интенсивность естественного искривления стволов скважин (в 1,2 раза) получена при эксплуатации бурильного вала СБТМ-50/42 по сравнению с ЛБТМ-54 при равных углах γ_0 и длинах колонкового набора, что обусловлено главным образом более высоким (в 1,24 раза) значением отклоняющего усилия на породоразрушающем инструменте.

По нашему мнению, более эффективного снижения кривизны скважин в данном случае можно было добиться за счет рационального комплектования нижней части бурильного вала ЛБТМ-54, заключаю-

щегося, например, в установке над колонковым набором отрезка УБТ-73. Согласно произведенным расчетам, предложенная компоновка позволит уменьшить в 2,7 раза отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте по отношению к базовому значению при весьма незначительном повышении угла γ_0 . При этом снижение интенсивности естественного искривления будет происходить без каких-либо отрицательных воздействий на технико-экономические показатели бурения.

Проведенный анализ также показал, что повышение в 1,15 раза жесткости поперечного сечения колонковой компоновки позволяет практически во столько же раз снизить числовые значения отклоняющих факторов. Однако создание более жесткого цельного колонкового набора, чем колонковый набор, соответствующий ГОСТ6238-77, не представляется на сегодняшний день возможным ввиду ограничения его геометрических размеров по внутреннему диаметру.

Результаты бурения в алевритистых сланцах на участках «Цыбульском», «Верхний Угахан» и «Догоалдын» позволили объяснить причину существующего различия в кривизне скважин на данных участках, пробуренных разными компоновками нижней части колонны.

Так, более высокая интенсивность естественного искривления при использовании бурильного вала ЛБТН-54 (в среднем в 1,53 раза) по сравнению с ССК-59 обусловлена большим отклоняющим усилием на алмазной коронке (1,51 раза) и меньшей механической скоростью бурения (в 1,35 раза). Этот вывод основывается на том, что в данном случае величины углов перекоса γ_0 практически равны у рассматриваемых снарядов и поэтому не могут оказывать заметно влияния на кривизну стволов скважин на указанных участках.

В свою очередь, анализ результатов бурения в алевритистых сланцах в технико-технологических условиях участка «Кавказ» говорит о том, что большая интенсивность естественного искривления скважин при использовании комплекса ССК-59 (в 2,2 раза) по сравнению с бурильной колонной ЛБТН-54 обусловлена существенно меньшими значениями отклоняющих факторов, реализуемых колонковой компоновкой последней. Так, например, отклоняющее усилие на алмазной коронке и угол ее перекоса относительно оси скважины γ_0 в данных условиях у ССК-59 превышает аналогичные показатели у бурильного вала ЛБТН-54 соответственно в 1,5 и 2,0 раза.

Сравнительные расчеты угла искривления вертикальной скважины при бурении контакта известняка и гранита (угол падения 25°) комплексом ССК-59 (коронки К-09 и К-08) и бурильным валом ЛБТН-54 (набор К-57, коронка 02ИЗК200К60) показали, что в первом случае его величина составляет соответственно 0,72 и 1,26 град., а во втором – 0,98 град. Полученные результаты свидетельствуют о более высоких стабилизирующих способностях коронки К-09 комплекса ССК-59 по отношению к его же коронке К-08 (в 1,75 раза) и к указанной компоновке бурильной колонны ЛБТН-54 (в 1,35 раза).

Согласно материалам по бурению скважин на участках месторождения «Сухой лог», колонковый набор ССК-59 имеет в 1,5 раза большую стрелу прогиба в стволе выработки, по сравнению со стандартным колонковым набором К-57, что указывает на необходимость центрации колонкового набора ССК-59. Реализация этого мероприятия на практике позволит существенно снизить интенсивность естественного искривления за счет уменьшения величины угла γ_0 .

Длина стабилизирующего колонкового набора, с одной стороны, должна быть максимально возможной с целью получения наибольшей углубки за рейс, с другой стороны, этот размер компоновки должен быть оптимальным, позволяющим ей сформировать ствол скважины с минимальной кривизной.

Расчеты, произведенные для условий участка «Центральный» Байкальского железорудного месторождения (горная порода эндербиты), показали, что с увеличением длины колонковой трубы, прогиб которой ограничен стенкой выработки, угол γ_0 и отклоняющее усилие P_k уменьшается до тех пор, пока компоновка имеет плоскую форму упругого равновесия. На границе существования смежных видов изгиба колонкового набора происходит скачкообразное (теоретически) возрастание числовых значений данных показателей. Следовательно, максимально возможная длина стабилизирующей компоновки должна гарантированно исключать реализацию спиральной формы ее устойчивости в скважине при любых технико-технологических условиях. Выполнение этого требования на практике позволит осуществлять проходку

скважины с наименьшими затратами средств на корректировку направления ее ствола.

Анализируя изложенную информацию, можно отметить следующее:

- основной причиной повышения интенсивности естественного искривления на участке «Центральный» с увеличением длины колонкового набора является смена формы его упругого равновесия в скважине;
- для технико-технологических условий проходки скважин на участке «Центральный» оптимальная длина стандартной колонковой компоновки, с точки зрения снижения кривизны их стволов, составляет 5,0 м.

Графики, приведенные на рис. 3, показывают, что рост длины колонкового набора с 3,0 до 6,0 м приводит при прямой прецессии (вид движения Φ_1) к уменьшению отклоняющего усилия в 5,48 раза, а при обратной прецессии (вид движения Φ_3) только в 2,7 раза. Также следует отметить, что отношение числового значения данного показателя при виде движения компоновки Φ_3 к его значению при виде движения Φ_1 не является постоянным, а повышается с увеличением длины колонкового набора. Так, при его длине 3,0 м оно составляет 1,5, а при длине 6,0 м – уже 3,04.

Таким образом, работа компоновки нижней части бурильной колонны в режиме Φ_3 крайне нежелательна, так как в этой ситуации отклоняющее усилие на породоразрушающем инструменте существенно превышает аналогичный показатель при ее виде движения Φ_1 .

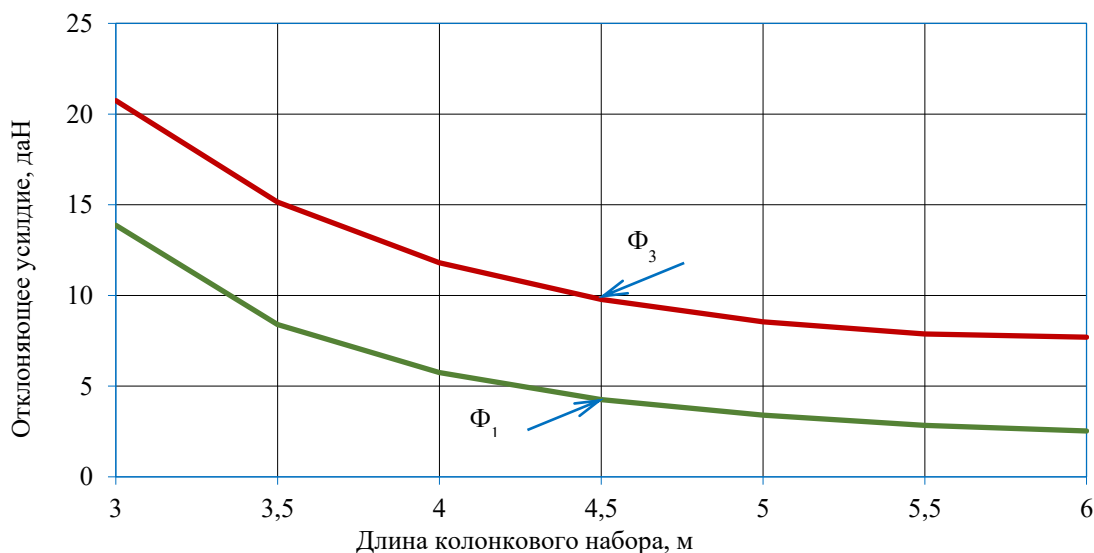


Рис. 3. Зависимость отклоняющего усилия на импрегнированной алмазной коронке при бурении гранитов от длины колонкового набора и вида движения бурильного вала ЛБТН-54

Fig. 3. Dependence of the deflecting force on the impregnated diamond crown during granite drilling on the length of the core set and the type of movement of the drill shaft LBTN-54

Указанные факты говорят о существенно более слабом влиянии роста длины колонкового набора на снижение интенсивности естественного искривления скважин в анизотропных породах при работе компоновки в режиме Φ_3 по сравнению с Φ_1 .

Помимо этого, обратная прецессия нижней части бурильной колонны также приводит к значительному снижению механической скорости бурения (в среднем на 40 %), что в совокупности с большей, чем при прямой прецессии, величиной отклоняющего усилия

P_k будет, согласно выражению (9), способствовать повышенному искривлению стволов скважин.

Исследования, выполненные на вертикальном стенде, включающем станок СКБ-4, бурильную трубу СБТ-33 с закрепленными тензодатчиками ПКБ-100, колонковую трубу К-57, комплект измерительной и регистрирующей аппаратуры, с применением в качестве породоразрушающего инструмента алмазных коронок для обычного снаряда (02ИЗ-59, А4ДП-59) и комплекса ССК-59 (БС16, К-08 и К-09) позволили сделать следующие основные выводы:

- величина максимального прогиба колонковой компоновки пропорциональна осевому усилию и зависит от коэффициента закрепления на забое конкретной пары «алмазная коронка – горная порода», при этом деформация компоновки меньше у той алмазной коронки, которая реализует большее значение коэффициента защемления;
- существенное различие в величинах условной деформации компоновки при её шарнирном и жестком закреплении на забое имеет место при осевых усилиях свыше 500 даН;
- при адекватности осевых усилий поперечная деформация компоновки при шарнирном закреплении на забое всегда больше, чем при жестком.

Исследования устойчивости снарядов со съёмным керноприёмником были проведены в Ярославской ГРП Артемовской ГРЭ ГПП «Приморгеология» на Пограничном флюоритовом месторождении. Работы осуществлялись с применением комплекса КССК-76 по методике установления закономерностей расположения потертостей по длине окрашенной наружной поверхности компоновки, которые, как и пики износа, являются индикаторами мест контакта колонкового набора со стенками ствола скважины в процессе его углубки.

На рис. 4 представлены развертки колонковых наборов с указанием мест износа краски на их поверхности (выделены серым цветом). Анализ полученной информации однозначно свидетельствует о том, что наружные керноприёмные трубы комплекса КССК-76 в процессе бурения теряют прямолинейную форму упругого равновесия. Пики максимального износа располагаются у переходника на бурильные трубы и на некотором расстоянии от алмазной коронки практически в диаметрально противоположных частях поперечного сечения компоновки.

Зависимость изменения общей кривизны ствола скважины, буримой в анизотропных горных породах, от режима работы низа бурильной колонны, реализующего на породоразрушающем инструменте угол γ_0 и отклоняющее усилие P_k , соответствующее конкретному виду движения, можно представить графически кривой, показанной на рис. 5.

Таким образом, оптимальным видом движения стабилизирующего колонкового набора, при котором отсутствует его ориентированный изгиб, а на породоразрушающем инструменте обеспечивается минимальное отклоняющее усилие, является прямая прецессия Φ_1 – вращение вокруг оси ствола скважины.

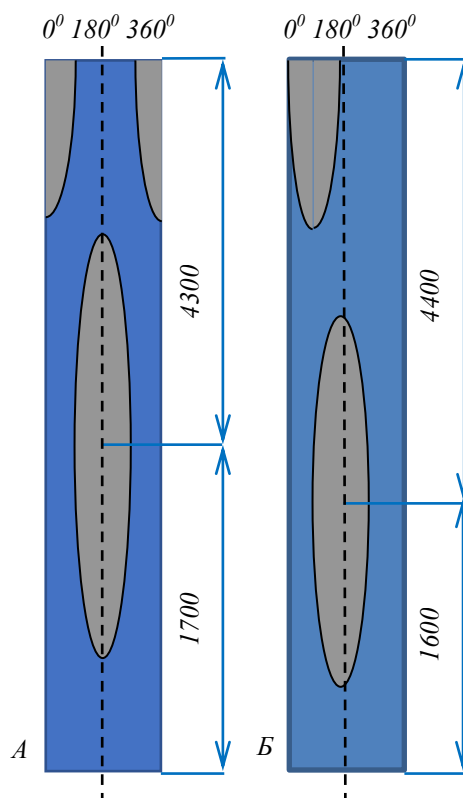


Рис. 4. Развертки наружной поверхности колонковых наборов КССК-76: А) $n=254 \text{ мин}^{-1}$; $P=1200 \text{ даН}$; Б) $n=470 \text{ мин}^{-1}$; $P=1200 \text{ даН}$

Fig. 4. Scans of the outer surface of the KSSK-76 column sets: А) $n=254 \text{ min}^{-1}$; $P=1200 \text{ daN}$; Б) $n=470 \text{ min}^{-1}$; $P=1200 \text{ daN}$

При прохождении наклонно залегающего контакта горных пород с различными физико-механическими свойствами направляющий участок колонковой компоновки, первоначально работающий как и вся нижняя часть бурильной колонны в режиме прямой прецессии, будет соприкасаться со стенкой скважины уже с непостоянным по величине усилием P_C в диаметрально противоположных точках ствола, расположенных в плоскости действия изгибающего момента (рис. 6). Так, в положении I оно равно:

$$P_{CI} = P_C + P_\Gamma,$$

а в положении II:

$$P_{CII} = P_C - P_\Gamma,$$

где P_Γ – дополнительное усилие, обусловленное влиянием изгибающего момента, даН.

Таким образом, в процессе бурения анизотропных горных пород может наступить такой момент, когда гребень полуволны колонкового набора будет взаимодействовать со стенкой скважины с нулевой силой или вообще её не касаться в положении II. Это станет возможным только в случае, если соответственно выполняются следующие условия:

$$\begin{aligned} f_{к.н.}^b &= f_{СКВ}, \\ f_{к.н.}^b &< f_{СКВ}, \end{aligned}$$

где $f_{СКВ}$ – радиальный зазор, м.

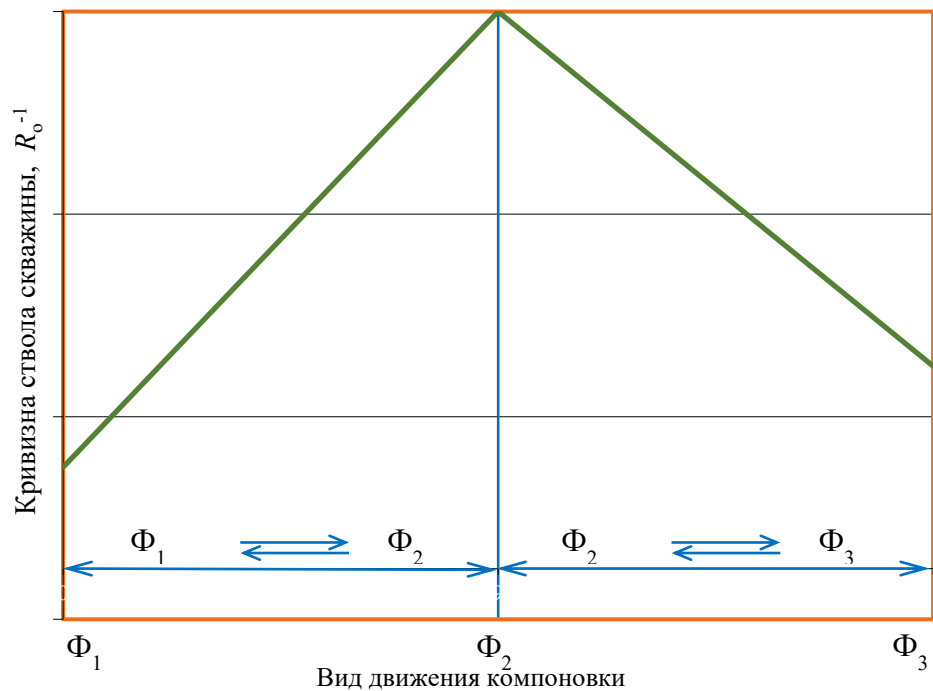


Рис. 5. Зависимость кривизны ствола скважины от вида движения нижней части бурильной колонны
Fig. 5. Dependence of the curvature of the borehole on the type of movement of the lower part of the drill string

Величина изгибающего момента $M_{ИЗ}$, действующего на нижнюю часть колонковой компоновки при бурении перемежающихся по физико-механическим свойствам наклонно-залегающих пород, определяется

значениями осевого усилия на породоразрушающий инструмент, геометрических характеристик инструмента и коэффициента анизотропии контактируемых слоёв [16–18].

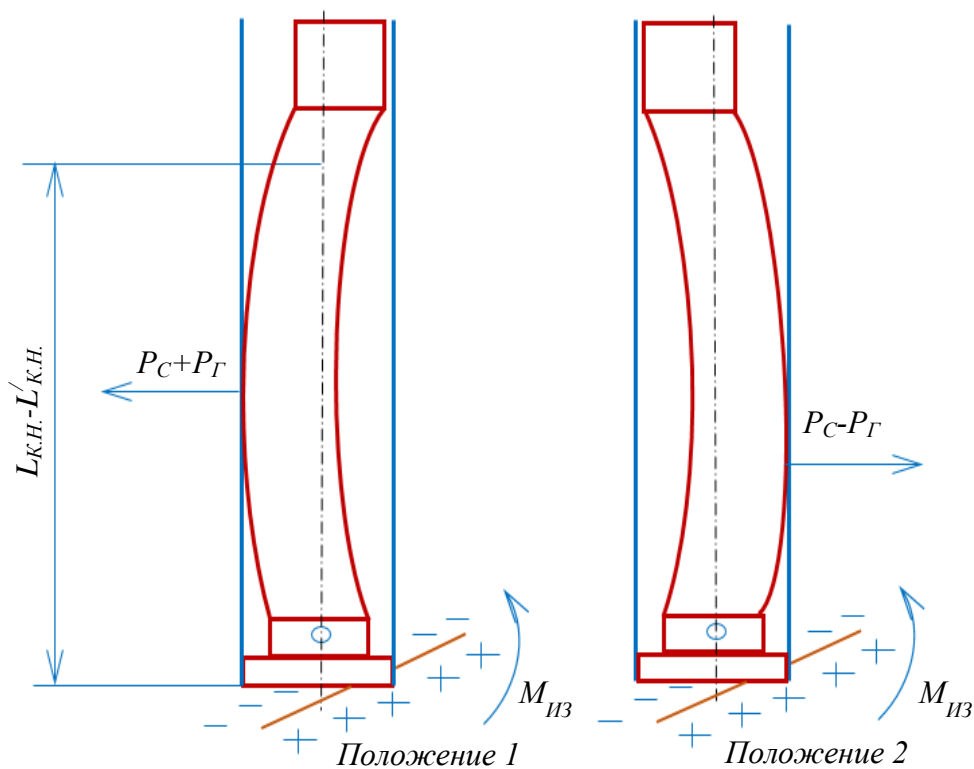


Рис. 6. Схема взаимодействия колонкового набора со стенками скважины при бурении анизотропных горных пород
Fig. 6. Scheme of interaction of the core set with the well walls during drilling of anisotropic rocks

Производственные исследования, проведенные в Комсомольской ГРЭ ГПП «Дальгеология» и Ангарской ГРЭ ГПП «Иркутскгеология», позволяют оценить влияние конструктивных параметров алмазного

инструмента комплекса ССК-59 на интенсивность естественного искривления направленных скважин (таблица).

Таблица. Технические результаты бурения скважин коронками различных конструкций в Комсомольской геолого-разведочной экспедиции

Table. Technical results of drilling wells with crowns of various designs in Komsomolskaya geological exploration expedition

Наименование показателей Name of indicators	Единица измерения Unit of measurement	Тип алмазной коронки Type of diamond crown			
		К-08	К-09	БС-09	БА-24
Ресурс коронки/Crown resource	м/м	18,1	50,0	40,2	29,4
Средняя механическая скорость бурения Average mechanical drilling speed	м/ч/м/h	2,4	2,5	2,0	2,3
Средняя интенсивность естественного искривления скважин по полному углу Average intensity of natural curvature of wells by full angle	градус/м degree/m	0,031	0,022	0,0185	0,0265
Стабилизирующая способность по отношению к коронке К-08 Stabilizing ability in relation to the crown К-08	–	–	1,4	1,68	1,17

Анализ представленных в таблице данных показал следующее:

- интенсивность естественного искривления скважин зависит от конструктивных параметров (типа) алмазных коронок;
- максимальное искривление скважин имеет место при использовании коронок К-08, а минимальное – при эксплуатации БС-09;
- стабилизирующая способность коронок БС-09 по отношению к коронкам К-08 составляет 1,68;
- коронки, имеющие одинаковую (неизменную) зернистость объемных алмазов (К-09, БС-09, БА-24), при постоянстве прочих технико-технологических факторов, реализуют меньшую кривизну стволов скважин;
- выбор типа коронки по критерию минимальной интенсивности естественного искривления не всегда соответствует их выбору по критерию минимальной стойкости 1 м бурения скважин в одном и том же комплексе пород.

Таким образом, интенсивность искривления оси скважины i_T при проходке контакта пород является величиной переменной и зависит от параметров режима бурения, параметров системы «нижняя часть бурительной колонны – ствол скважины», степени различия в их физико-механических свойствах, конструктивных особенностей породоразрушающего инструмента и величины его углубки за один оборот бурительного вала [19, 20]. При бурении перемежающихся пород выполнение условия $i_T \rightarrow 0$ возможно только в тех случаях, если колонковый набор полностью центрирован в скважине или если он движется в режиме Φ_1 с непрерывным контактом гребня полутолны со стенкой её ствола. При его реализации, в отличие от обратной прецессии Φ_3 , увеличение длины плоскоизогнутой компоновки более эффективно воздействует на снижение интенсивности естественного искривления скважин в анизотропных породах.

Выводы

Проведенное исследование позволяет сформулировать главные требования к стабилизирующей колонковой компоновке нижней части бурительной колонны, которые могут быть изложены следующим образом:

1. *Длина колонковой компоновки* не должна превышать критического значения во избежание образования спиральной формы ее упругого равновесия при работе в стволе скважины.
2. *Жесткость* колонковой компоновки должна быть максимально возможная для данных условий бурения.
3. *Угол отклонения* оси колонковой компоновки от оси ствола скважины должен быть минимизирован с целью снижения стрелы прогиба.
4. *Усилие прижатия* породоразрушающего инструмента к стенке скважины должно быть минимизировано.
5. *Интенсивность искривления*, реализуемая комплексом ССК, всегда меньше, чем при использовании соответствующей стандартной компоновки нижней части бурительной колонны ЛБТН.
6. Наиболее оптимальным *видом движения* колонкового набора является Φ_1 – вращение вокруг оси ствола скважины с непрерывным контактом гребня полутолны со стенкой скважины в течение всего времени бурения контакта пород.

Совокупность перечисленных требований может являться основным критерием для выбора и расчета оптимальных параметров стабилизирующих колонковых наборов, позволяющим взаимно увязывать их между собой через геометрические размеры, конструктивные параметры бурительного вала и породоразрушающего инструмента, а также все значимые факторы, оказывающие влияния на величину интенсивности естественного искривления скважин, буримых в анизотропных горных породах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. 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.
2. Оценка влияния геологических, технологических и технических факторов на параметры искривления наклонных скважин и пути их устранения / Н.П. Юсубов, С.А. Рзазаде, А.Б. Агакишиев, Н.Р. Ахундова // Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2021. – № 11. – С. 20–25.
3. 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.
4. 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.
5. Нескоромных 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.
6. Kryzhanivskiy Ye.I., Vytyaz O.Yu., Tyrlych V. Evaluation of the conditions of drill pipes failure during tripping operations // SOCAR Proceedings. – 2021. – № 1. – P. 36–48.
7. 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.
8. Григулецкий В.Г. К вопросу расчета компоновок нижней части буровой колонны для предупреждения искривления стволов скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2021. – № 9 (345). – С. 10–14.
9. Millheim K.K., Apostol M.S. The influence of the dynamics of the layout of the bottom of the drill string on the trajectory of the bit // JPT. – 1981. – V. 33. – № 12. – P. 2323–2338.
10. Буглов Н.А. Оптимизация параметров колонковых снарядов для алмазного бурения направленных геологоразведочных скважин: дис. ... канд. техн. наук. – Иркутск, 1988. – 257 с.
11. Ho H.-S. Forecasting the trajectory of drilling directional wells using a new model of rock-bit interaction // Proceedings of the annual Technical Conference and exhibition SPE. – Dallas, Texas, USA, 1987. – P. 112–121.
12. 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.
13. Lyagov I.A. Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels: experimental research of a new technology // Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference. – Dresden: Springer International Publishing, 2014. – P. 1221–1229.
14. Нескоромных В.В., Петенев П.Г. Результаты теоретических и опытных работ по изучению механизма работы буровых компоновок со смещенным центром масс поперечного сечения // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2016. – Т. 327. – № 5. – С. 75–86.
15. Fischer F.J. Analysis of drill strings in curved wells // 49th Annual Autumn meeting of SPE. – Houston, Texas, USA, 1974. – P. 68–78.
16. Williamson J.S., Lubinski A. Forecasting the operation of the bottom layout of the drill string // SPE Drill. – 1987. – V. 2. – № 1. – P. 13–20.
17. Киселев В.А. Строительная механика. – М.: Стройиздат, 1980. – 615 с.
18. Lubinski A., Woods H.B. The use of stabilizers to control the curvature of the borehole // Drilling and production practice. – New York, New York, USA: American Petroleum Institute. – 1953. – V. 4. – P. 45–58.
19. Пушмин П.С. Механика буровой колонны. – Иркутск: Изд-во ИрГТУ, 2007. – 68 с.
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 26.05.2022 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

SUBSTANTIATION OF OPTIMAL PARAMETERS OF STABILIZING COLUMN ARRANGEMENTS WHEN DRILLING WELLS IN CONDITIONS OF NATURAL CURVATURE

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 improve the technology of drilling exploration wells in conditions of natural curvature of their trunks, which will significantly reduce the irrational material and energy costs of drilling wells, optimize the technical and economic indicators of drilling operations, as well as improve the quality of core testing of workings.

Objective: to increase the efficiency of geological exploration in difficult mining and geological conditions.

Objects: drilling well, core set, stabilizing layout, drill string, borehole curvature, borehole trajectory.

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

Results. The main requirements for stabilizing core arrangements of the lower part of the drill string, which are the main criterion for the selection and calculation of optimal parameters of core sets, are formulated and justified. The main requirements for the stabilizing column layout are the following: the length of the column layout should not exceed a critical value in order to avoid the formation of a spiral shape of its elastic equilibrium when working in the wellbore; the rigidity of the column layout should be the maximum possible for these drilling conditions; the angle of deviation of the axis of the column layout from the axis of the wellbore should be minimized in order to reduce the deflection boom; the force of pressing the rock-crushing tool to the well wall should be minimized; the most optimal type of movement of the core set is rotation around the axis of the borehole with continuous contact of the crest of the half-wave with the wall of the well during the entire drilling time of rock contact. These requirements are the main criterion for the selection and calculation of optimal parameters of column sets.

Conclusions. The proposed criterion for the selection and calculation of optimal parameters of stabilizing column layouts makes it possible to correlate with each other through their geometric dimensions, as well as the design parameters of the drill shaft, all the main factors influencing the intensity of curvature of boreholes drilled in anisotropic rocks.

Key words:

Drilling well, drill string layout, core set, projectile with removable core receiver, rock anisotropy, natural curvature of the borehole.

REFERENCES

1. 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.
2. Yusubov N.P., Rzazade S.A., Agakishiev A.B., Ahundova N.R. Assessment of the influence of geological, technological and technical factors on the parameters of the curvature of inclined wells and ways to eliminate them. *Azerbaijan Oil Industry*, 2021, no. 11, pp. 20–25. In Rus.
3. 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.
4. Buglov N.A., Karpikov A.V., Skripchenko I.A. Issledovanie vliyaniya tekhniko-tekhnologicheskikh faktorov na raspredelenie oseвого usiliya pod torsom 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-tekhnicheskoy konferentsii geologorazvedochnogo fakulteta* [Proceedings of the annual scientific and technical conference of the Geological Exploration Faculty]. Irkutsk, Irkutsk State Technical University, 1993. pp. 71–76.
5. Neskormnyh V.V., Elovyyh P.F., Elovyyh 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.
6. Kryzhanivskiy Ye.I., Vytyaz O.Yu., Tyrlych V. Evaluation of the conditions of drill pipes failure during tripping operations. *SOCAR Proceedings*, 2021, no. 1, pp. 36–48.
7. 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.
8. Griguleckij V.G. On the issue of calculating the layouts of the lower part of the drill string to prevent the curvature of the boreholes. *Construction of oil and gas wells on land and at sea*, 2021, no. 9 (345), pp. 10–14. In Rus.
9. Millheim K.K., Apostol M.S. The influence of the dynamics of the layout of the bottom of the drill string on the trajectory of the bit. *JPT*, 1981, vol. 33, no. 12, pp. 2323–2338.
10. Buglov N.A. *Optimizatsiya parametrov kolonkovykh snaryadov dlya almaznogo bureniya napravlenykh geologorazvedochnykh skvazhin*. Dis. Kand. nauk [Optimization of parameters of core equipment of drilling directional exploration wells. Cand. Diss.]. Irkutsk, 1988. 257 p.
11. Ho H.-S. Forecasting the trajectory of drilling directional wells using a new model of rock-bit interaction. *Proceedings of the annual Technical Conference and exhibition SPE*. Dallas, Texas, USA, 1987. pp. 112–121.
12. 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.
13. Lyagov I.A. Bottomhole formation zone completion through ultra deep multibranch channels: experimental research of a new technology. *Mine Planning and Equipment Selection Proceedings of the 22nd MPES Conference*. Dresden, Springer International Publ., 2014. pp. 1221–1229.
14. Neskormnyh V.V., Petenev P.G. The results of theoretical and experimental work on the study of the mechanism of drilling arrangements with a displaced center of mass of the cross section.

- Bulletin of the Tomsk Polytechnic University. Geo assets Engineering*, 2016, vol. 327, no. 5, pp. 75–86. In Rus.
15. Fischer F.J. Analysis of drill strings in curved wells. *49th Annual Autumn meeting of SPE*. Houston, Texas, USA, 1974. pp. 68–78.
 16. Williamson J.S., Lubinski A. Forecasting the operation of the bottom layout of the drill string. *SPE Drill*, 1987, vol. 2, no. 1, pp. 13–20.
 17. Kiselev V.A. *Stroitel'naya mekhanika* [Construction mechanics]. Moscow, Stroyizdat Publ., 1980. 615 p.
 18. Lubinski A., Woods H.B. The use of stabilizers to control the curvature of the borehole. *Drilling and production practice*. New York, New York, USA, American Petroleum Institute, 1953. Vol. 4, pp. 45–58.
 19. Pushmin P.S. *Mekhanika burilnoy kolomy* [Drill string mechanics]. Irkutsk, IrGTU Publ., 2007. 68 p.
 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: 26 May 2022.

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.