

Изобретение относится к буровой технике и может быть использовано при бурении скважин как с прямым, так и искривленным стволом.

При существующих способах проводки скважин для бурения прямых (вертикальных) стволов скважин применяют различные конструкции компоновок низа бурильных колонн (КНБК): жесткие и маятниковые, включающие маховики, калибраторы, стабилизаторы и т.д. Для снижения искривления ствола скважины, как правило, применяют маятниковые компоновки, которые требуют почти кратного снижения осевой нагрузки на долото, т.е. перехода из объемного режима разрушения породы в поверхностный. При этом заметно снижается скорость бурения. Снижают осевые нагрузки на долото при необходимости бурения вертикальных скважин в сложных геологических условиях. При этом снижается и темп углубления скважин.

Известен способ проводки скважин, включающий приложение осевой нагрузки на долото и регулирование траектории ствола с изменением азимута путем поворота бурильной колонны на угол 1-180° в сторону вращения долота для увеличения азимута и противоположную для уменьшения.

Недостаток известного способа заключается в том, что способ предназначен только для турбинного способа бурения и обеспечивает изменение только азимута путем поворота бурильной колонны. Он не может применяться для изменения или стабилизации зенитного угла при роторном способе бурения.

Наиболее близким к описываемому по технической сущности является способ проводки скважин, в частности наклонно направленных, предусматривающий определение параметров компоновки низа бурильной колонны по осевой нагрузке. Способ заключается в установлении расчетного режима осевой нагрузки на направляющую штангу шарнирной компоновки низа бурильной колонны. Режим осевой нагрузки и параметры компоновки устанавливают по зависимости

$$\left[(G - \delta_{np} S_k) \left(\frac{L^2}{\rho} \pm \frac{D - D_T}{2} \right) - \frac{qL^2}{2} \sin \varphi + \right. \\ \left. + \frac{\delta_{np} S_k L h}{2} \sin 2(\Theta_0 - \varphi) \right] \leq \delta_{np} \cdot S_k \left(\frac{4D}{9\pi} + 2K_T r \right)$$

где G - осевая нагрузка;

δ_{np} - крепость;

S_k - площадь контакта долота с забоем;

L - длина направляющей штанги;

ρ - радиус искривления скважины в предыдущем интервале;

D, D_T - диаметры соответственно долота и бурильной колонны над шарнирным соединением;

q - вес направляющей штанги в буровом растворе, отнесенный к ее длине;

φ - угол наклона скважины;

h - показатель анизотропности породы;

Θ_0 - угол падения пород;

K_T - коэффициент трения в шарнирном соединении;

r - радиус сферы подпятника шарнира

Недостаток способа заключается в возможности проводки только прямолинейных интервалов скважины при разбуривании анизотропных наклонно залегающих пород. Реализация способа требует компоновки низа бурильной колонны, использующей шарнирное соединение с подпятником, опасного в аварийном состоянии. Кроме того, способ предусматривает расчет осевой нагрузки по твердости пород, контактной площади долота. При частом чередовании пород различной твердости расчетная осевая нагрузка будет изменяться в широком диапазоне, в связи с чем способ может быть применен только в случае разбуривания однородных по твердости пород. В процессе бурения площадь контакта увеличивается. При этом расчетная нагрузка в начале обработки долота и в конце долбления будет различной, что требует в процессе бурения изменения компоновки. Указанное в процессе бурения нельзя реализовать. Кроме этого расчетная нагрузка из-за записания бурильной колонны не доводится на долото. Фактическая нагрузка на долоте всегда на 25-50% меньше расчетной.

Задача изобретения - расширение технологических возможностей за счет обеспечения регулирования набором и снижением кривизны ствола, стабилизацией проводки прямолинейных интервалов без ограничения параметров режима бурения в различных по твердости породах. Способ позволяет упростить конструкцию компоновки низа бурильной колонны за счет исключения установки в ней калибраторов, центраторов, стабилизаторов, маховиков, шарнирных устройств или гибких узлов.

Указанная задача достигается тем, что в известном способе проводки скважин, предусматривающем определение параметров компоновки низа бурильной колонны по осевой нагрузке с последующим бурением скважины, а предлагается предварительно определять фактическую осевую нагрузку на долото на забое скважины, а расстояние установки средней части технологического переводника компоновки относительно нижней кромки долота рассчитывать по формуле:

$$h = a \cdot K_d \cdot \frac{\sqrt{3EJ}}{P_{з.ф.}} (1 \pm \sin \alpha),$$

где a - коэффициент пропорциональности компоновки;

K_d - коэффициент, учитывающий тип долота;

EJ - жесткость бурильных или утяжеленных труб;

$P_{з.ф.}$ - фактическая осевая нагрузка на долото;

α - зенитный угол оси ствола скважины.

В процессе бурения в зависимости от величины осевой нагрузки, частоты вращения породоразрушающего инструмента, состояния ствола скважин нижняя часть бурильных труб принимает форму пространственной спирали с различными размерами ее элементов (шаг, радиус, прогиб).

Наиболее распространенным видом длительного вращения низа бурильной колонны является вращение вокруг собственной искривленной оси или вокруг оси скважин. При вращении вокруг собственной оси и действия больших осевых нагрузок на долото создаются условия для интенсивного искривления ствола скважины. Поэтому, в случае необходимости набора зенитного угла ствола скважины, требуется создать условия для возникновения в нижней части колонны пространственной спирали и вращение колонны вокруг собственной искривленной оси. Это достигается исключением в нижней части компоновки стабилизаторов, маховиков, снятием ограничения с жесткости утяжеленных бурильных труб (т.е. прогиб под собственным весом без его ограничения) и установлением в верхней части на расчетном расстоянии от долота технологического переводника (с перекосом осей резьбы, наличие эксцентрика и т.п.). Снятие ограничения прогиба низа колонны достигается при условии, что собственный вес низа жесткость EI превосходит в 3 раза фактическую осевую нагрузку на долото на забое ($P_{з.ф.}$). т.е. в случае выполнения условия $EI > P_{з.ф.}$ в 3 раза,

$$h \approx \frac{\sqrt{3EI}}{P_{з.ф.}}$$

тогда длина полуволны h . Длина полуволны увеличивается или уменьшается в зависимости от величины зенитного угла и типа породоразрушающего инструмента. При бурении шарошечными долотами длина полуволны практически не изменяется, так как конструкция долота зацепляет низ колонны на забое, а при использовании алмазных долот жесткость низа уменьшается, а длина полуволны увеличивается в 1,2 раза.

Для снятия нейтрализации опрокидывающего момента, действующего на нижнюю часть колонны в вертикальной скважине необходимо, чтобы он стремился к 0, а это может иметь место при установке на определенном расстоянии, которое определяется коэффициентом "а". Фактическая сущность коэффициента "а" - пропорциональности компоновки объясняется условиями работы колонны в стволе скважины. Если место пересечения оси скважины с осью колонны находится в нижней, наддолотной части колонны, то отталкивающие упругие усилия нижней полуволны направлены в противоположную сторону от направления ствола. Возникают условия для выполаживания ствола и снижения зенитного угла скважины.

Экспериментально установлено, что для стабилизации и снижения зенитного угла коэффициент составляет 0,33. Для набора кривизны необходимо увеличить плечо приложения отталкивающих сил, т.е. сместить выше центр пересечения осей скважины и бурильной колонны. Экспериментально установлено, что коэффициент пропорциональности в этом случае равен 1,15.

После обобщения условий работы компоновки получим формулу определения места установки технологического переводника с учетом искривления ствола скважины, типа породоразрушающего инструмента и фактической нагрузки на долото на забое:

$$h = Q \cdot K_d \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot E \cdot J}}{P_{з.ф.}} (1 \pm \sin \alpha),$$

где Q - коэффициент пропорциональности компоновки: при наборе угла он равен 1,15, при снижении - 0,33;

K_d - коэффициент, учитывающий тип долота: для шарошечных долот $K_d=1$, для алмазных $K_d=1,2$;

EI - жесткость УБТ, $\text{kH} \cdot \text{м}^2$;

$P_{з.ф.}$ - фактическая осевая нагрузка на долото на забое, kH ;

α - зенитный угол ствола скважины.

Анализ расчетной формулы показывает, что существует функциональная зависимость фактической осевой нагрузки, угла наклона скважины, жесткости низа колонны и места установки технологического переводника.

Таким образом, использование предлагаемой формулы приводит к созданию способа бурения с широкими технологическими возможностями (бурение вертикального ствола. снижение или увеличение зенитного угла) без снижения осевой нагрузки, т.е. без снижения темпа углубления ствола скважины.

Способ реализуют следующим образом. После получения технологического задания на снижение или увеличение зенитного угла скважины в нее спускают устройство для замера фактической осевой нагрузки на долото. После замера осевой нагрузки в предлагаемую формулу подставляем значения всех параметров, входящих в нее, и определяем место установки средней части технологического переводника компоновки относительно нижней кромки долота. Технологический переводник может быть с перекосом осей $0,5 - 1,5^\circ$. Инструмент спускают в скважину и осуществляют процесс бурения при замеренной осевой нагрузке. Через каждые 25 м проводки контролируют состояние скважины, измеряя зенитный угол, и корректируют его в случае необходимости путем использования другого типа технологического переводника.

Пример 1. При бурении скважин №14 Ильичевской площади в производственном геологическом объединении "Полтава-нефтегазгеология" на глубине 2400 м зенитный угол составил $10^\circ 30'$. Никакие компоновки, способы бурения, технологические приемы, расчеты не позволяли снизить зенитный угол. Скважина углублялась трех-шарошечными долотами 215,9 С-ГН при частоте вращения 80 с^{-1} . Нагрузка на долото по нашим замерам составила 180 kH . Над долотом были утяжеленные бурильные трубы диаметром 178 мм. Применив технологический переводник с перекосом осей резьбы $0^\circ 45'$ длиной 1 м, рассчитав место его установки над долотом по выражению

$$h = a \cdot K_d \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot E J}}{P_{с.а.}} \cdot (1 + \sin \alpha):$$

$$h = 0,33 \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot E J}}{P_{с.ф.}} \cdot (1 + \sin 10^{\circ}30') = 5 \text{ м.}$$

за два рейса при проходке 57 м удалось снизить зенитный угол на $1^{\circ}30'$. При дальнейшем углублений скважины на 100 м зенитный угол снизился еще на 2° .

Расчеты приведены с учетом выражения $(1 + \sin \alpha)$.

Пример 2. Для глушения открытого фонтана на Матвеевской площади производственного геологического объединения "Полтавнефтегазгеология" необходимо было провести наклонно направленную скважину №14 (существенно увеличить зенитный угол в определенном интервале) с

высокими темпами углубления забоя, т.е. требовалось выдерживать большие осевые нагрузки на долото. Рост зенитного угла в интервале 1650-1750 м должен был составить $3^{\circ}30' - 4^{\circ}00'$ на 50 м, т.е. достичь зенитного угла при забое 1750 м $12^{\circ}30' - 13^{\circ}00'$. Бурение скважины осуществлялось трехшарошечными долотами 295 Т,С, для создания осевой нагрузки на долото применялись утяжеленные бурильные трубы диаметром 203 мм. Известные методы, технические средства не позволяли набрать такой зенитный угол при требуемых скоростях бурения 3 м/ч.

Для набора кривизны скважины по предложенному выражению было определено место установки технологического переводника с перекосом осей равным 1° .

$$h = a \cdot K_d \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot E J}}{P_{с.ф.}} (1 - \sin \alpha) =$$

$$= 1,15 \cdot 1 \cdot \frac{\sqrt{3 \cdot 17075}}{240} \cdot (1 - \sin 5^{\circ}) = 15,3 \text{ м}$$

С глубины 1650 м ствол бурился трехшарошечными долотами 295,3 Т,С. На расстоянии 15,3 м от кромки долота в утяжеленных бурильных трубах был установлен технологический переводник с перекосом осей 1° . Осевая нагрузка на долото выдерживалась 240 кН. За 28 часов пройдено 101 м, т.е. механическая скорость составила 3,6 м/ч. Зенитный угол увеличился с 5° до 13° .

Расчеты проведены с учетом выражения $(1 - \sin \alpha)$.