



УКРАЇНА

6784 <,,, C1

(5D5 E2I B 4/00

ДЕРЖАВНЕ
ПАТЕНТНЕ
ВІДОМСТВООПИС ДО ПАТЕНТУ
НА ВІНАХІД

(54) СПОСІБ БУРІННЯ СВЕРДЛОВИНИ

1

(20)94270995, 19.07.93
(21)4798267/03 (22)30
01.90, SU (46)29.12.94.

Бюл. № 8-І

(56) Авторское свидетельство СССР
№ 1465523, М. кл. Е 21 В 4/00, 1987(71) Куртов Веніамін Дмитрович, Глушаков
Адольф Якович, Озарчук Петро Антонович,
Волошнівський Богдан Онуфрійович(72) Куртов Веніамін Дмитрович, Глушаков
Адольф Якович, Озарчук Петро Антонович,
Волошнівський Богдан Онуфрійович

(73) Куртов Веніамін Дмитрович, UA

(57) Способ бурения скважины, включающий
спуск бурового инструмента в скважину,

подачу промывочной жидкости, создание осевой нагрузки, проработку ствола скважины и приработку долота в забое роторным способом, а углубку скважины турбинным способом после запуска турбобура путем выравнивания момента, необходимого для вращения долота, с тормозным моментом турбобура, отличающийся тем, что в процессе проработки ствола скважины и приработки долота количество промывочной жидкости подают меньше рабочего, не менее чем на 20%, а запуск турбобура осуществляют при невращающейся бурильной колонне снижением осевой нагрузки.

Изобретение относится к области бурения глубоких скважин с помощью турбобуров.

Известен способ бурения, включающий спуск бурового инструмента в скважину, подачу промывочной жидкости, создание осевой нагрузки, проработку ствола скважины и приработку долота на забое роторным способом, а углубку скважины турбинным способом после запуска турбобура путем выравнивания момента, необходимого для вращения долота, с тормозным моментом турбобура [1].

В процессе переработки ствола скважины происходит сильное колебание величины крутящего момента, необходимого на вращение долота. При этом в некоторые моменты величина крутящего момента для вращения долота может превосходить величину тормозного момента турбобура. Например, при заклинке долота из-за неравномерной его

поддачи в процессе проработки. В результате в этот момент происходит рассоединение подвижных элементов устройства для соединения вала турбобура с колонной бурильных труб. Преждевременное рассоединение с колонной бурильных труб приводит к повышенному износу контактирующих между собой поверхностей подвижных элементов устройства. Особенно большой износ происходит при значительном интервале проработки ствола скважины, когда приходится несколько раз наращиваться. При этом при каждом включении - выключении буровых насосов происходят "подвижки" телескопических элементов устройства и соответствующий износ этих деталей.

Названный момент рассоединения вала турбобура с колонной бурильных труб во время проработки в большинстве случаев невозможно заменить на поверхности. Атак как при этом подается постоянно рабочее

V C

00

O

количество промывочной жидкости, то в результате в обязательном порядке происходит запуск турбобура. С момента запуска турбобура дальнейшая проработка ствола скважины и приработка долота ведется только турбинным способом, хотя при этом бурильный инструмент продолжают вращать ротором.

Такие произвольные многократные запуски турбобура приводят не только к снижению стойкости устройства, но вызывают усиленный износ долота, затрудняют работу бурильщика и снижают производительное время в бурении.

Все это снижает эксплуатационные качества способа бурения с применением устройства для соединения вала турбобура с колонной бурильных труб.

В основу изобретения положена задача усовершенствования способа бурения скважин за счет изменения количества промывочной жидкости, что обеспечивает надежность соединения вала турбобура с колонной бурильных труб при проработке ствола скважины и приработке долота на забое и тем самым расширяет эксплуатационные возможности способа бурения.

Эта задача достигается тем, что в известном способе бурения, включающем спуск бурового инструмента в скважину, подачу промывочной жидкости, создание осевой нагрузки, проработку ствола скважины и приработку долота на забое роторным способом, а углубку скважины турбинным способом после запуска турбобура путем выравнивания момента, необходимого для вращения долота, с тормозным моментом турбобура, в процессе переработки ствола скважины и приработки долота количество промывочной жидкости подают меньше рабочего, не менее чем на 20%, а запуск турбобура осуществляют при невращающейся бурильной колонне снижением осевой нагрузки на долота

Способ бурения скважины осуществляют следующим образом.

После спуска в скважину бурового инструмента, содержащего долото, турборур, устройство для соединения вала турбобура с колонной бурильных труб, включает буровые насосы для промывки скважины.

При этом количество промывочной жидкости подают меньше, чем требуется для работы турбобура, не менее чем на 20%. Например, для работы турбобура требуется количество промывочной жидкости 25 л/сек, подают 20 л/сек. Так как этого количества жидкости недостаточно для сжатия пружины 12 и рассоединения устройства, а также учитывая то, что с момента подачи промыв-

очной жидкости проявляются силы трения, удерживающие устройство в рабочем состоянии, то все это обеспечивает надежное соединение вала турбобура с колонной бурильных труб.

Включив ротор буровой установки, начинают производить проработку ствола скважины. Проработку ведут на пониженной осевой нагрузке (0-4)т, чтобы не вызвать заклинивания долота в суженной части ствола скважины. В момент проработки не может произойти рассоединения устройства, так как количество промывочной жидкости, подаваемое в скважину недостаточно для сжатия пружины устройства. После достижения забоя начинают прирабатывать долото с режимом, рекомендуемым заводом-изготовителем. Как правило, с нагрузкой 2-6 тс и при скорости вращения ротора 50-100 об/мин.

Окончив приработку долота, включают ротор и увеличивают подачу промывочной жидкости до рабочей, при которой турбобур будет работать в оптимальном режиме (например 30 л /сек) Одновременно увеличивают нагрузку на долото до этой величины, которая требует момента, равного тормозному моменту турбобура. В этот момент под действием гидравлического усилия сжимается пружина 12 и происходит рассоединение вала турбобура от колонны бурильных труб. Так как после остановки вращения ротора на подвижные элементы устройства действуют только гидравлические силы и силы трения от тормозного момента турбобура, но нет сил от крутящего момента при вращении долота ротором, то состояние устройства происходит надежно.

После рассоединения Устройства подымают буровой инструмент от забоя. В момент приподъема инструмента происходит запуск турбобура. В этот момент, как только крутящий момент, необходимый для проворота долота, станет меньше тормозного момента турбобура, последний запускается. Наличие выработки в процессе нагружения турбобура свидетельствует о работе турбобура. В процессе бурения подвижные элементы устройства находятся в рассоединенном положении.

Возможен и другой вариант запуска турбобура.

После приработки долота останавливают вращение ротора и нагружают долото осевой нагрузкой, большей чем может "применять" турбобур (то есть требующей крутящего момента, большего чем величина тормозного момента). Увеличивают подачу промывочной жидкости до рабочего и начинают приподнимать буровой инструмент.

Как только осевая нагрузка станет равной той, которая требует крутящего момента, равного величине тормозного момента турбобура, и подвижные элементы устройства освобождаются от сил трения и происходит рассоединение вала турбобура от колонны бурильных труб. При дальнейшем приподъеме инструмента происходит запуск турбобура. Запустив турбобур, приступают к бурению скважины.

Пример реализации способа.

Реализация производилась на скважинах Солоховской площади Опошнянской НГРЭ.

Глубина скважин - (4800-5200) м.

Тип применяемых турбобуров - "АГШ", долот - "УИСМ-214ТЗ".

Интервал бурения - (3900-5200) м.

Так как алмазные долота "УИСМ-214ТЗ" спускались после бурения верхних интервалов шарошечными долотами 0215,9 мм, то приходилось прорабатывать призабойную зону ствола скважины в 15-25 м.

Проработку вели на пониженных нагрузках: от 0 до 2 тс, при подаче промывочной жидкости 18-20 л/сек и постоянном вращении инструмента ротором со скоростью 70 об/мин. После достижения забоя произ-

вели приработку долота при осевой нагрузке 2-4 тс и скорости вращения ротора 70 об/мин. После приработки долота в течение 15 мин приступила к запуску турбобура. Для этого остановили вращение ротора и нагрузили долото осевой нагрузкой в 16 тс. После этого увеличили подачу промывочной жидкости до 28 л/сек и начали приподнимать буровой инструмент от забоя. Как только осевая нагрузка на долото оставалась равной 6 тс произошло рассоединение вала турбобура с колонной бурильных труб и при дальнейшем подъеме происходил запуск турбобура. Об этом свидетельствовало то, что на стояке в буровой давление по манометру в этот момент возросло с 110 до 140 кгс/см².

После этого приступали к углублению скважины. Бурение вели при нагрузке на долото до 10-20 тс.

Применение способа позволяет повысить проходку на долото на 16% и увеличить межремонтный период работы турбобуров на 12%. Упрощается работа бурильщика в период проработки ствола скважины и проработки долота на забое. Повысилась стойкость устройства для соединения вала турбобура с колонной бурильных труб. Все это снижает расходы на бурение скважин.

Упорядник В. Куртов

Техред М.Моргентал

Коректор М.

Замовлення 644

Тираж
Державне патентне відомство України,
254655, ГСП, Київ-53. Львівська пл., 8

Підписне

