DOI: 10.31660/0445-0108-2019-4-100-112

УДК 622.24

Исследование методов повышения точности измерения параметров процесса бурения глубоких скважин

В. А. Кузнецов, С. А. Михеев*

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия *e-mail: mixs817@yandex.ru

> Аннотация. Предложены алгоритмические методы повышения точности измерения веса бурильного инструмента и осевой нагрузки на долото, в частности метод образцовых мер и тестовые методы. Описаны методы измерения перемещения бурильной колонны по углу поворота талевого блока. Рассмотрены принципиально новый метод измерения положения верхнего конца буровой колонны по гидростатическому давлению и метод измерения механической скорости бурения. Представлена схема автоматической следящей системы, реализующей интегральный способ измерения скорости бурения, отличающийся высокой помехоустойчивостью.

> *Ключевые слова:* вес бурильного инструмента; перемещение бурильной колонны; механическая скорость бурения

Studying of methods to improve the accuracy of process parameters in deep-well drilling

Vladimir A. Kuznetsov, Sergey A. Mikheev*

Samara State Technical University, Samara, Russia *e-mail: mixs817@yandex.ru

Abstract. The article deals with the studying of methods to improve the accuracy of process parameters in deep-well drilling. The algorithmic methods of increasing the accuracy of measuring the weight of drilling tool and the axial load on the bit, in particular, the method of standard measures and test methods are proposed. Methods are described for measuring the displacement of the drill string by the rotation angle of the pulley-block unit. A fundamentally new method of measuring the position of the upper end of the drill string by hydrostatic pressure and the method of measuring the mechanical speed of drilling are considered. The scheme of the automatic tracking system, which implements an integral method for measuring the drilling speed, characterized by high noise immunity, is presented.

Key words: weight of drilling tool; moving the drill string; mechanical drilling speed

Введение

Прогресс и высокие показатели при сооружении скважин во многом зависят от оперативного контроля и организации, применения высокоточной контрольно-измерительной аппаратуры, внедрения средств автоматики. Применение аппаратуры и средств автоматики обеспечивает безаварийность работ,

100

Нефть и газ

улучшает технико-экономические показатели, требует повышения технической грамотности обслуживающего персонала, влечет за собой повышение культуры производства.

Повысить точность аппаратуры возможно, используя алгоритмы, включающие несколько косвенных измерений для определения действительного значения нужного параметра.

Методы повышения точности измерения веса бурильного инструмента и осевой нагрузки на долото

Существующие гидравлические и электрические измерительные устройства (ИУ) позволяют определять значение веса бурильного инструмента Q и осевой нагрузки на долото P в лучшем случае с погрешностью 2,5 %, причем погрешность измерения увеличивается на 1 % при изменении окружающей температуры на каждые 10 °С.

Разработка точных и стабильных ИУ для измерения Q и P представляет собой сложную техническую задачу, которая связана еще и с удорожанием средств измерения. Развитие микровычислительной техники и применение ее в целях управления технологическими процессами обеспечат точность измерения Q и P алгоритмическими методами с использованием существующих с невысокой точностью, но дешевых и надежных ИУ.

В настоящее время вес бурильного инструмента определяется по натяжению неподвижного конца талевого каната. Если статическая характеристика ИУ является линейной, то модель измерительной цепи в этом случае можно представить в виде

$$Y = \frac{K_{\rm w}}{K_{\rm o}} \cdot \left(Q \pm T_{\rm c} \pm T_{\rm \kappa}\right) + a,\tag{1}$$

где Y — результат измерения веса бурильного инструмента; K_{μ} — коэффициент преобразования ИУ; K_0 — коэффициент оснастки талевой системы; T_c — сила трения колонны бурильных труб о стенки скважины; T_{κ} — сила трения в талевой системе; a — аддитивная помеха, действующая на ИУ.

Цель исследования — коррекция погрешностей измерения веса бурильного инструмента.

Источниками погрешностей измерения являются нестабильность коэффициента $K_{\rm u}$, силы трения $T_{\rm c}$, $T_{\rm k}$, знак которых определяется направлением движения бурильной колонны, и аддитивная помеха *a*.

Алгоритмические методы повышения точности измерения основаны на получении дополнительной измерительной информации и соответствующих алгоритмах обработки этой информации. Из существующих методов повышения точности измерения при измерении Q и P наиболее просто реализуемыми являются метод образцовых мер и тестовые методы.

Метод образцовых мер основан на подключении к входу ИУ образцовой меры, однородной с измеряемой величиной. При измерении веса бурильного инструмента удобно в качестве одной образцовой меры использовать нулевой сигнал на входе ИУ, например, во время «холостых рейсов» талевой системы, когда талевый блок не нагружен. В качестве второй меры можно использовать заранее определенный с высокой точностью вес турбобура или первой «свечи», составленной из утяжеленных бурильных труб.

Алгоритм коррекции погрешностей заключается в следующем.

Проводится первое измерение при ненагруженном талевом блоке (Q = 0, $T_c = 0$). Чтобы силы трения были одного знака, измерительные операции вы-

№ 4, 2019

полняются при одном и том же направлении движения талевого блока. Согласно выражению (1) результат первого измерения выразится в виде

$$Y_1 = \frac{K_{\scriptscriptstyle \rm H}}{K_{\scriptscriptstyle \rm O}} \cdot (-T_{\scriptscriptstyle \rm K}) + a.$$

Второе измерение проводится при спуске первой «свечи» или турбобура, вес которых Q_{3T} известен заранее,

$$Y_2 = \frac{K_{\mathrm{H}}}{K_{\mathrm{o}}} \cdot (Q_{\mathrm{yT}} - \mathrm{T}_{\mathrm{K}}) + a.$$

Третье измерение выполняется при необходимости определения веса бурильного инструмента

$$Y_3 = \frac{K_{\mu}}{K_0} \cdot (Q - T_c - T_{\kappa}) + a.$$

Решая систему этих трех уравнений относительно Q, получим

$$K_{\rm H} = \frac{K_{\rm o}(Y_2 - Y_1)}{Q_{\rm yr}},\tag{2}$$

$$Q = \frac{Y_3 - Y_1}{Y_2 - Y_1} \cdot Q_{\Im T} + T_c.$$
 (3)

Таким образом, результат измерения веса бурильного инструмента, определенный по алгоритму (3), не зависит от параметров ИУ (K_{μ} , a). Остался только один источник погрешностей измерения — силы трения колонны о стенки скважины. Для уменьшения и стабилизации этих сил трения колонну рекомендуется медленно проворачивать при проведении измерительных операций.

Осевая нагрузка на долото P создается частью веса колонны бурильных труб и определяется как разность веса бурильного инструмента Q_0 до начала бурения, когда долото не касается забоя скважины, и веса бурильного инструмента Q_t в процессе бурения

$$P = Q_0 - Q_t.$$

Для определения осевой нагрузки на долото проводятся еще два измерения:

$$Y_4 = \frac{K_{\mu}}{K_0} \cdot (Q_0 - T_c - T_{\kappa}) + a,$$

$$Y_5 = \frac{K_{\mu}}{K_0} \cdot (Q_t - T_c - T_{\kappa}) + a.$$

С учетом выражения (2) получим

$$P = \frac{Y_4 - Y_5}{Y_2 - Y_1} Q_{\text{эт.}}$$
(4)

Точность определения осевой нагрузки по алгоритму (4) не зависит от параметров ИУ и определяется точностью образцовой меры $Q_{\rm эт}$ и вычислительных операций.

Тестовые методы. Сущность тестовых методов повышения точности измерения заключается в периодическом подключении к ИУ теста, представ-

ляющего собой образцовое приращение измеряемой величины. Преимуществом тестовых методов является то, что они не требуют отключения измеряемой величины от входа ИУ, что, например, важно при измерении осевой нагрузки на долото. В процессе бурения к талевому блоку постоянно приложен вес бурильного инструмента, отключить который от входа ИУ невозможно.

Одной из удобных точек подключения теста является неподвижный конец талевого каната, на котором устанавливается датчик веса бурильного инструмента. При подключении, например, с помощью электромагнита к неподвижному концу талевого каната груза с заранее известной массой в талевом канате создается дополнительное тестовое усилие $q_{\rm T}$, которое, минуя преобразование в талевой системе, приложено непосредственно к входу ИУ. Однако этот метод формирования теста вызывает появление дополнительного тягового усилия $Q_{\rm d}$ на крюке талевого блока

$$Q_{\rm d} = K_0 \cdot q_{\rm T}$$

Поэтому практически этот метод повышения точности измерения можно применить, например, при определении места прихвата бурильного инструмента по величине деформации бурильной колонны под действием эталонного усилия.

При измерении осевой нагрузки на долото можно сформировать косвенный тест. Если верхний конец бурильной колонны опустить на величину Δl , то на основании закона Гука осевая нагрузка возрастет на величину

$$\Delta P = \frac{EF}{L} \cdot \Delta l,$$

где *Е* — модуль упругости материала труб; *F* — площадь поперечного сечения труб; *L* — длина колонны бурильных труб.

При малых значениях Δl силы трения колонны о стенки скважины сохраняются неизменными, и образцовое приращение осевой нагрузки на долото ΔP , являющееся забойным параметром, может быть определено по перемещению верхнего конца бурильной колонны.

Тестовый алгоритм коррекции погрешностей заключается в следующем.

После спуска бурильной колонны проводится первое измерение ее полного веса

$$Y_1 = \frac{K_{\scriptscriptstyle \rm H}}{K_{\scriptscriptstyle \rm o}} \cdot (Q_0 - T_{\rm c} - T_{\scriptscriptstyle \rm K}) + a.$$

В процессе бурения устанавливается осевая нагрузка на долото Р', несколько меньшая заданного значения, и проводится второе измерение

$$Y_2 = \frac{K_{\mu}}{K_0} \cdot (Q_0 - P' - T_c - T_{\kappa}) + a.$$

Затем осевая нагрузка доводится до заданного значения Р, проводится третье измерение, одновременно измеряется величина перемещения верхнего конца бурильной колонны Δl

$$Y_3 = \frac{K_{\mu}}{K_0} \cdot (Q_0 - P - T_c - T_\kappa) + a.$$

№ 4, 2019 Нефть и газ 103

Система этих трех уравнений решается относительно Р

$$P = \frac{Y_1 - Y_3}{Y_2 - Y_3} \Delta P = \frac{Y_1 - Y_3}{Y_2 - Y_3} \cdot \frac{EF}{L} \cdot \Delta l.$$
(5)

Результаты. Точность определения осевой нагрузки на долото по алгоритму (5) зависит от точности измерения перемещения верхнего конца бурильной колонны Δl , точности задания величин E, F, L и точности вычислительных операций.

Перемещение верхнего конца бурильной колонны, являющееся наземным параметром, без затруднений может быть измерено с погрешностью не выше 1 % во всем возможном диапазоне рабочих температур. Точность задания величин E и F не ограничена, так как эти величины могут быть измерены заранее с любой требуемой точностью. Длина бурильной колонны L даже в наихудшем случае может быть измерена с погрешностью ± 5 м, что на глубине 1 000 м составит 0,5 %. Погрешность определения осевой нагрузки по алгоритму (5) в этом случае не превосходит 1,5 % во всем диапазоне рабочих температур.

Рассмотренные методы повышения точности измерения позволяют повысить точность измерения Q и P, используя простые, нестабильные, а следовательно, недорогие ИУ. Наибольший эффект от реализации этих методов достигается применением микропроцессорной техники, но возможна и ручная обработка информации по приведенным алгоритмам.

Методы повышения точности измерения перемещения бурильной колонны по углу поворота талевого блока

Осевая нагрузка на долото, частота вращения долота, вес бурильного инструмента, механическая скорость бурения, проходка, перемещение и скорость движения верхнего конца буровой колонны относятся к важнейшим технологическим параметрам процесса бурения глубоких скважин.

В настоящее время все эти параметры определяются косвенными методами по наземной измерительной информации, получаемой с помощью измерительных преобразователей, устанавливаемых на буровые установки.

Целью исследования является разработка устройства измерения перемещения бурильной колонны.

Основными элементами грузоподъемного механизма являются лебедка 1, которая приводится в движение электродвигателем 2, кронблок 3 (система неподвижных блоков), талевый блок 4 (система подвижных блоков), грузоподъемный крюк 5, закрепленный на талевом блоке, и талевый канат 6. Неподвижный конец талевого каната 7 крепится к основанию буровой установки, а подвижный конец 6 закреплен на барабане буровой лебедки.

В процессе бурения и во время спускоподъемных операций колонна бурильных труб подвешена на крюке талевого блока и перемещается в вертикальном положении с помощью лебедки.

Измерение перемещения талевого блока и всех других параметров, связанных с этим перемещением, может производиться следующими методами [1]:

- 1) по углу поворота барабана лебедки *1*;
- 2) по углу поворота шкива кронблока 3;
- 3) по углу поворота шкива талевого блока 4;
- 4) по перемещению талевого каната 6;

5) по перемещению мерного тросика, закрепленного на талевом блоке 4.

№ 4, 2019

Каждый из этих методов имеет свои достоинства и недостатки.

Первый метод удобен при монтаже и обслуживании измерительного преобразователя, так как он будет находиться в доступной зоне буровой лебедки. Однако недостатком этого метода является большая погрешность измерения, связанная с изменением радиуса навивки талевого каната при переходе с одного слоя на другой, что приводит к изменению коэффициента преобразования.

Недостатком второго метода является сложность монтажа и обслуживания измерительного преобразователя, который в этом случае находится на самой высокой точке буровой установки.



Puc. 1. Схема грузоподъемного механизма буровой установки

Сложность реализации третьего метода связана с отсутствием электрических каналов связи с талевым блоком, а также с его подвижностью.

Четвертый метод отягощен низкой надежностью рабочего измерительного преобразователя, входящего в механический контакт с талевым канатом.

Пятый метод также не обеспечивает достаточную надежность устройства, так как существует большая вероятность обрыва мерного тросика при закручивании струн талевого блока.

В работе рассматривается способ реализации метода измерения перемещения талевого блока по углу поворота его шкива с передачей измерительной информации по радиоканалу.

При использовании этого метода минимизируется погрешность измерения, так как из измерительной цепи исключены промежуточные элементы, входящие в грузоподъемный механизм.

Для измерения нагрузки, приложенной к крюку талевого блока, применяются следующие методы (рис. 1):

 с установкой первичного измерительного преобразователя на неподвижном конце талевого блока 7;

2) с установкой первичного измерительного преобразователя на кронблоке 3;

3) с установкой первичного измерительного преобразователя на талевом блоке 4.

Наиболее эффективным с точки зрения метрологии является третий метод, так как в этом случае так же исключаются все промежуточные элементы из измерительной цепи.

Для реализации выбранных методов измерения нагрузки и перемещения талевого блока разработаны специальные измерительные преобразователи, устанавливаемые на талевом блоке и питаемые от автономного источника энергии, также находящегося на талевом блоке.

На буровой установке кроме самого процесса бурения и спускоподъемных операций имеют место вспомогательные работы большой продолжительности, при которых грузоподъемный механизм не используется. Для экономного расходования энергии автономного источника разработано специальное устройство, переводящее измерительные преобразователи в дежурный режим при отсутствии работ на буровой установке.

Устройство работает следующим образом: в исходном состоянии, когда талевый блок (крюкоблок) *1* неподвижен, ключ *4* закрыт, второй датчик *5*, генератор *6*, модулятор *7*, передатчик *8* отключены от блока *9* питания, напряжение подается только на первый датчик *2* и таймер *3*. Устройство находится в дежурном режиме, при котором от блока питания потребляется минимальное количество энергии при отсут-



Рис. 2. Структурная схема устроиство для передачи информации

ствии измерений.

Как только талевый блок начинает перемещаться, первый датчик 2 преобразует угол поворота шкива талевого блока в последовательность электрических импульсов. Первым импульсом преобразо-вателя запускается таймер 3, который своим выходным сигналом откроет ключ 4, в результате чего подается напряжение питания на остальные блоки устройства. Устройство переходит в рабочий режим, и потребление энергии от блока питания возрастает.

Нагрузка на талевый блок преобразуется вторым датчиком 5 в электрический сигнал,

который управляет частотой управляемого генератора 6, осуществляя частотную модуляцию сигнала генератора. Далее этот сигнал поступает на второй вход модулятора 7, где посредством амплитудной модуляции на этот сигнал наносится информация о перемещении талевого блока, поступающая на первый вход модулятора 7. Таким образом, на вход передатчика 8 поступает дважды модулированный сигнал, несущий информацию о нагрузке на талевый блок и о перемещении талевого блока. Передатчик с помощью антенны преобразует модулированный сигнал в электромагнитные волны (рис. 2).

В приемной части электромагнитные волны воспринимаются приемником и преобразуются в электрический сигнал, который поступает на вход демодулятора. В демодуляторе производятся частотная и амплитудная демодуляция сигнала и разделение его по двум каналам. На первый выход подается сигнал, пропорциональный нагрузке на талевый блок, а на второй выход подаются импульсы, число которых пропорционально перемещению талевого блока, причем амплитуда импульсов несет информацию о направлении перемещения талевого блока.

Генерирование выходного импульса таймера 3, поддерживающего открытое состояние ключа 4, начинается с приходом каждого нового импульса от первого датчика 2. Длительность этого выходного импульса определяется параметрами таймера и устанавливается такой, чтобы при самых малых скоро-

№ 4, 2019

стях бурения она была больше интервала времени между запускающими импульсами. В этом случае ключ 4 открыт, а устройство находится в рабочем режиме.

При остановке талевого блока измерительное устройство продолжает работать в течение времени, определяемого длительностью выходного импульса таймера, после чего ключ 4 закрывается и основные блоки устройства отключаются от блока питания. Устройство автоматически переходит в дежурный режим с малым потреблением энергии от блока питания.

Результаты. Расчеты показали, что применение этого устройства обеспечивает экономию в расходовании энергии блока питания до 80 %, что повышает продолжительность срока его службы в 3–4 раза.

Передача измерительной информации непосредственно с талевого блока уменьшает погрешности измерения перемещения и нагрузки на талевый блок и повышает удобство эксплуатации устройства [2, 3].

Исследование методов измерения механической скорости бурения

Здесь рассматривается принципиально новый метод измерения положения верхнего конца буровой колонны по гидростатическому давлению.

Цель исследования — повышение точности измерения скорости бурения.

Верхняя часть буровой колонны заканчивается вертлюгом, через который с помощью гибкого высокопрочного бурового шланга подается промывочная жидкость. Для обеспечения свободного вертикального перемещения буровой колоны буровой шланг образует две

петли, как показано на рисунке 3.

Для измерения перемещения верхнего конца буровой колонны вдоль бурового шланга прокладывается дополнительный измерительный шланг малого диаметра, заполненный под небольшим избыточным давлением антифризом. На концах измерительного шланга устанавливаются датчики давления.

Измерительный шланг прокладывается вплотную с буровым шлангом, что обеспечивает защиту измерительного шланга от механических повреждений.

На рисунке 3 представлена схема гидравлического измерительного устройства для определения положения вертлюга буровой установки.

Устройство состоит из гибкого

Puc. 3. Схема измерительного устройства для определения положения вертлюга буровой установки

измерительного шланга 1, заполненного под избыточным давлением незамерзающей жидкостью, двух преобразователей гидростатического давления в электрический сигнал 2 и 3, установленных на концах измерительных шлангов, и дифференциального усилителя 4.

№ 4, 2019

Нефть и газ

Подвижный конец измерительного шлага 1 закрепляется на вертлюге 5, а неподвижный конец измерительного шланга с преобразователем 2 закрепляется на уровне нижнего начального положения вертлюга.

Сигналы с преобразователей 2 и 3 подаются на входы дифференциального усилителя, собранного на операционном усилителе DA.

Выходной сигнал усилителя пропорционален разности давлений, приложенных к измерительным преобразователям 2 и 3

$$U_{\rm GBLX} = K(P_2 - P_1),$$

где P_1 — давление, приложенное к подвижному измерительному преобразователю 3; P_2 — давление, приложенное к неподвижному измерительному преобразователю 2.

Гидростатическое давление, приложенное к измерительным преобразователям,

$$P = \rho g h + P_0,$$

где ρ — плотность рабочей жидкости в шланге; g — ускорение свободного падения; h — положение измерительного преобразователя относительно нижнего начального уровня; P_0 — начальное избыточное давление.

Когда вертлюг занимает крайнее нижнее положение, то оба преобразователя 2 и 3 находятся на одном уровне, и сигналы их равны друг другу, а сигнал на выходе дифференциального усилителя равен нулю

$$P_1 = \rho g h_0 + P_0; P_2 = \rho g h_0 + P_0; \Delta P = P_2 - P_1 = 0,$$

где h_0 — высота начальной петли бурового шланга.

При $h < h_0$

$$P_1 = \rho g(h_0 - h) + P_0; \ P_2 = \rho g h_0 + P_0; \ \Delta P = P_2 - P_1 = \rho g h,$$

При $h > h_0$

$$P_1 = P_0; P_2 = \rho g h + P_0; \Delta P = P_2 - P_1 = \rho g h.$$

На рисунке 4 показана схема возможных положений подвижного преобразователя.



Рис. 4. Схема возможных положений подвижного измерительного преобразователя 3

Таким образом, при перемещении вертлюга от крайнего нижнего положения к крайнему верхнему положению разность гидравлических давлений *P*₂ и *P*₁ всегда остается пропорциональной положению вертлюга *h*.

Дифференциальное включение измерительных преобразователей позволяет компенсировать некоторые погрешности измерения. Так, изменение параметров измерительного шланга приводит к изменению избыточного давления жидкости, а

Нефть и газ

так как это давление в равной степени прилагалось к обоим преобразователям, то сигнал на выходе дифференциального усилителя не изменяется. Использование разностного выходного сигнала позволяет компенсировать погрешности измерения, связанные с влиянием температуры, атмосферного давления, влажности, колебания напряжения питания.

Выходной сигнал с дифференциального усилителя подается на вход микроконтроллера, с помощью которого производится калибровка этого сигнала и вычисляются перемещение и скорость движения верхнего конца колонны.

Вертлюг поднимается в крайнюю верхнюю точку, положение которой измеряется с высокой точностью h_{max} , при этом выходное напряжение на выходе дифференциального усилителя — U_{max} .

Калибровочный коэффициент

$$K = \frac{h_{max}}{U_{max}}.$$

Текущее положение вертлюга определяется

$$h = K \cdot U_{\scriptscriptstyle Bblx}$$

Перемещение верхнего конца колонны

$$h(t) = h_2 - h_1 = K \cdot (U_{BDIX2} - U_{BDIX1}).$$

Скорость движение верхнего конца буровой колонны

$$V = \frac{\Delta h}{\Delta t} = \frac{h_2 - h_1}{\Delta t} = K \frac{U_{Gblx2} - U_{Gblx1}}{\Delta t}$$

Измерение скорости движения нижнего конца буровой колонны и скорости механического бурения производится интегральным методом.

Скорость перемещения долота при бурении скважин, называемая механической скоростью бурения, является важнейшим технологическим параметром процесса бурения. Этот параметр определяет эффективность выбранного режима бурения и рациональность компоновки породоразрушающего инструмента.

Весом нижней части колонны бурильных труб создается осевая нагрузка на долото, которую оператор регулирует подачей бурильного инструмента.

Если Q_{μ} — начальный вес бурильной колонны, а Q_1 — текущий вес колонны в процессе бурения, то осевая нагрузка на долото определяется их разностью

$$P=Q_{\mu}-Q_{1}.$$

Колонна бурильных труб представляет собой упругий стержень, поэтому связь между перемещением верхнего конца бурильной колонны и изменением ее веса выражается законом Гука

$$l_{g} = -\frac{\Delta Q_{t} \cdot L}{EF},\tag{6}$$

109

где l_s — перемещение верхнего конца колонны труб; Q_t — изменение текущего веса колонны; L — длина колонны труб; E — модуль упругости материала труб; F — площадь поперечного сечения труб.

С учетом, что в процессе бурения перемещается и нижний конец колонны, выражение (6) принимает вид

$$l_{\theta} - l_{\mu} = \frac{\Delta Q_t \cdot L}{EF},$$

где l_{μ} — перемещение нижнего конца колонны.

Дифференцируя левую и правую части этого выражения, получим

$$V_{\tilde{o}} = V_n + \frac{L}{EF} \cdot \frac{dQ_t}{dt},\tag{7}$$

где V_{δ} — механическая скорость бурения или скорость перемещения нижнего конца колонны; V_n — скорость подачи бурильного инструмента или скорость перемещения верхнего конца колонны.

Зависимость (7) лежит в основе современных методов измерения мгновенной механической скорости бурения [4].

На рисунке 5 представлены графики измерения скорости бурения V_{δ} , скорости подачи бурильного инструмента V_n и текущего веса бурильной колонны Q_t при ручном регулировании осевой нагрузки на долото с помощью тормоза буровой лебедки. Как видно из рисунка, скорость подачи бурильного инструмента существенно отличается от скорости бурения.



Рис. 5. Графики изменения скорости бурения V_б, скорости подачи бурильного инструмента V_п и веса бурильной колонны Q_t при ручном регулировании процесса бурения

Обработка измерительной информации по алгоритму (7) позволяет получить значения мгновенной скорости бурения. Для реализации этого алгоритма необходимы датчик подачи и датчик веса бурильного инструмента. Обычно датчик подачи размещается или на кронблоке, или на валу лебедки буровой установки, а датчик веса устанавливается на неподвижном конце талевого каната грузоподъемного механизма.

Недостаток способа измерения скорости бурения по алгоритму (7) связан с наличием операции дифференцирования. Сигнал с датчика веса бурильного инструмента подвержен воздействию помех.

При дифференцировании этого сигнала высокочастотные помехи усиливаются, что приводит к погрешности измерения.

Интегрируя выражение (7), получим

$$Q_t = \frac{EF}{L} \int (V_n - V_{\delta}) dt.$$
(8)

110

Нефть и газ

Из этого выражения видно, что интеграл разности скоростей V_n и V_{δ} соответствует весу бурильного инструмента, который измеряется на буровой установке. Это обстоятельство позволяет применить интегральный способ изменения скорости бурения, отличающийся высокой помехоустойчивостью [5].

В этом случае измерительное устройство представляет собой автоматическую следящую систему, в которой сравниваются сигнал веса бурильной колонны Q_t , получаемый с датчика веса, и сигнал веса, вычисляемый по алгоритму (8).

Разность этих сигналов

$$\Delta U = K[Q_t - Q_{\theta}].$$

Или с учетом (8)

$$\Delta U = K[Q_t - \frac{EF}{L}\int (V_n - V_{\delta})dt].$$

Сигнал Δ*U* представляет собой статизм следящей системы, который должен быть минимизирован.

Данная схема автоматической следящей системы, реализующей интегральный способ измерения скорости бурения, представлена на рисунке 6.



Рис. 6. Структурная схема устройства для измерения скорости бурения

Устройство содержит датчик скорости подачи бурильного инструмента (ДП), интегросумматор (ИС), датчик веса бурильной колонны (ДВ), блок сравнения сигналов (БС), регулирующий блок (РБ), задатчик сигнала скорости бурения (ЗС) и задатчик параметров бурильной колонны (ЗП).

На выходе интегросумматора формируется сигнал

$$U_{\mu} = K \int (U_n - U_{\delta}) dt,$$

где U_n — сигнал с датчика скорости подачи бурильного инструмента; U_{δ} — сигнал задатчика скорости бурения; K — коэффициент, учитывающий параметры бурильной колонны и задаваемый элементами R_1 , R_2 и C.

Сигнал U_{μ} соответствует вычисляемому по алгоритму (8) значению веса бурильного инструмента. На выходе блока сравнения (БС) формируется разность сигналов

$$\Delta U = U_0 - U_{_{H}}$$

111

где U_Q — сигнал, получаемый с датчика веса бурильного инструмента.

№ 4, 2019 Нефть и газ

Если применять астатическую следящую систему, для чего в регулятор (РБ) вводится интегрирующее устройство, то $\Delta U = 0$.

Результаты. Таким образом, предложенный способ измерения скорости бурения позволил заменить операцию дифференцирования измерительного сигнала, применяемую в классическом способе измерения по алгоритму (7), на операцию интегрирования, повышающую помехоустойчивость и точность измерительного устройства. Кроме того, интегрирующее устройство обладает фильтрующим свойством, освобождающим измерительный сигнал от высокочастотных помех.

Выводы

В данной работе были рассмотрены различные методы коррекции погрешностей, повышения эффективности и скорости бурения, а следовательно, совершенствования функциональных возможностей и снижения экономической стоимости всего процесса.

Библиографический список

1. Кузнецов В. А., Михеев С. А. Проблемы измерения параметров движения бурильной колонны // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2017. – № 5. – С. 66–71. DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-66-71

 Демихов В. И., Леонов А. И. Контрольно-измерительные приборы при бурении скважин. – М.: Недра, 1980. – С. 142–143.

3. А. С. 1416677 СССР, МКИЗ Е21 В45/00. Устройство для передачи информации / В. А. Кузнецов, В. Н. Евдокимов, М. В. Фалеева. – № 3925995/22-03; заявл. 11.07.85.

4. Бражников В. А., Кузнецов В. А. Информационные устройства для определения эффективности управления процессом бурения. – М.: Недра, 1978. – 146 с.

5. А. С. 907226 СССР. Устройство для измерения механической скорости бурения / В. А. Кузнецов.

References

1. Kuznetsov, V. A., & Mikheew, S. A. (2017). Problems of measuring of motion parameters of the drill string. Oil and Gas Studies, (5), pp. 66-71. (In Russian). DOI: 10.31660/0445-0108-2017-5-66-71

2. Demikhov, V. I., & Leonov, A. I. (1980). Kontrol'no-izmeritel'nye pribory pri burenii skvazhin. Moscow, Nedra Publ., pp. 142-143. (In Russian).

Kuznetsov, V. A., Evdokimov, V. N., & Faleeva, M. V. (1985). A. S. 1416677 SSSR, MKI3
 E21 V45/00. Ustroystvo dlya peredachi informatsii. No. 3925995/22-03. Applied: 11.07.85. (In Russian).
 Brazhnikov, V. A. & Kuznetsov, V. A. (1978). Informatsionnye ustroystva dlya oprede-

4. Brazhnikov, V. A., & Kuznetsov, V. A. (1978). Informatsionnye ustroystva dlya opredeleniya effektivnosti upravleniya protsessom bureniya. Moscow, Nedra Publ., 146 p. (In Russian).

5. Kuznetsov, V. A. A. S. 907226 SSSR. Ustroystvo dlya izmereniya mekhanicheskoy skorosti bureniya. (In Russian).

Сведения об авторах

Information about the authors

Кузнецов Владимир Андреевич, к. т. н., доцент кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, г. Самара

Михеев Сергей Андреевич, аспирант кафедры информационно-измерительной техники, Самарский государственный технический университет, e-mail: mixs817@yandex.ru Vladimir A. Kuznetsov, Candidate of Engineering, Associate Professor at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University

Sergey A. Mikheev, Postgraduate at the Department of Information and Measuring Equipment, Samara State Technical University, e-mail: mixs817@yandex.ru

Нефть и газ