

Не говорите мне, что эта проблема сложна. Будь она проста, не было бы проблемы.

Фердинанд Фош.

ботка собственного клиента мониторинга параметров как системы ЧПУ, так и различного технологического оборудования.

Список литературы

1. *Martinov G.M., Sokolov S.V., Martinova L.I., Grigoryev A.S., Nikishechkin P.A.* Approach to the Diagnosis and Configuration of Servo Drives in Heterogeneous Machine Control Systems // 8th International Conference, ICSI 2017 Fukuoka, Japan. Proceedings, Part II, pp.586-594.
2. *Мартинов Г.М., Мартинова Л.И.* Перспективы развития систем числового программного управления в концепции Industry 4.0 // Инновации. 2016. №8. с.17-20.
3. *Martinov Georgi M., Khoury Akram Al, Issa Ahd.* An approach of developing low cost ARM based CNC systems by controlling CAN drives. In: MATEC Web Conf. Vol. 224, 2018. International Conference on Modern Trends in Manufacturing Technologies and Equipment (ICMTMTE 2018). pp.1-6.
4. *Мартинов Г.М., Козак Н.В., Нежметдинов Р.А., Григорьев А.С., Обухов А.И., Мартинова Л.И.* Метод декомпозиции и синтеза специализированных систем ЧПУ // Автоматизация в промышленности. 2013. № 5. С. 08-14.
5. *Сосонкин В.Л., Мартинов Г.М.* Концепция числового программного управления мехатронными системами: интеграция на основе открытого управления и стандарта OPC // Мехатроника, автоматизация, управление. 2003. №8. С. 12-18.
6. *Мартинова Л.И., Мартинов Г.М.* Практические аспекты реализации модулей открытой системы ЧПУ // Авто-тракторное электрооборудование. 2002. № 3. С. 31-37.
7. *Мартинов Г.М., Козак Н.В., Нежметдинов Р.А., Григорьев А.С., Обухов А.И., Мартинова Л.И.* Метод декомпозиции и синтеза специализированных систем ЧПУ // Автоматизация в промышленности. 2013. № 5. С. 08-14.
8. *Григорьев С.Н., Мартинов Г.М.* Настройка и диагностика металлорежущих станков с использованием Web-технологий // Автоматизация в промышленности. 2014. №6. с.3-7.
9. *Martynova L.I., Kozak N.V., Nezhmetdinov R.A., Pushkov R.L., Obukhov A.I.* The russian multi-functional cnc system axioma control: practical aspects of application // Automation and Remote Control. 2015. Т. 76. № 1. С. 179-186.

Мартинов Георгий Мартинович – д-р техн. наук, проф., зав кафедрой компьютерных систем управления, Аль Хури Акрам и Исса Ахед – аспиранты ФГБОУ ВО «МГТУ «СТАНКИН». Контактный телефон (499) 972-94-40. E-mail: e-mail@ncsystems.ru

МЕТОД ИЗМЕРЕНИЯ ВИБРАЦИЙ СКВАЖИННОГО ИНСТРУМЕНТА ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ

К.А. Башмур, Э.А. Петровский,

В.В. Богачев (ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет»)

Рассмотрены основные проблемы контроля вибрационного состояния бурильной колонны и скважинного инструмента. Выделены недостатки применяемых измерительных инструментов и комплексов на их основе. Описан предлагаемый метод измерения вибраций в скважине, позволяющий повысить достоверность измеряемых параметров. Предложено устройство датчика, с помощью которого реализуется новый метод измерения, проведен анализ работы датчика.

Ключевые слова: бурильная колонна, вибрации, скважинный инструмент, надежность, измерительный комплекс.

Совершенствование и развитие технико-экономических показателей бурения нефтегазовых скважин напрямую связано с необходимостью измерения и контроля совокупности эксплуатационных параметров бурения. Наряду с ростом числа контролируемых параметров предъявляются требования к достоверности результатов измерений. Это связано с увеличением скорости бурения, ростом глубин наклонно-направленных скважин, высокой стоимостью оборудования и величиной ответственности за управляющие решения в технологическом процессе [1]. Поэтому разработка надежных и эффективных устройств и способов измерения и контроля скважинных параметров является одной из важнейших задач нефтегазовой отрасли.

Актуальность разработки и исследования надежных способов измерений эксплуатационных параметров

Современные буровые скважинные средства измерения и их комплексы, такие как системы MWD (Measurement While Drilling) и LWD (Logging While Drilling), как правило, реализованы с использованием электронных систем [2]. При этом процесс углубления скважины неизбежно связан с возникновением различного рода динамических нагрузок — это, прежде всего, вибрационные нагрузки и увеличивающиеся с глубиной скважины температурные напряжения, негативно влияющие на измерительные комплексы в целом и на их электронные компоненты в частности. Абразивный и физико-химический износ также воздействует на оборудование бурильных

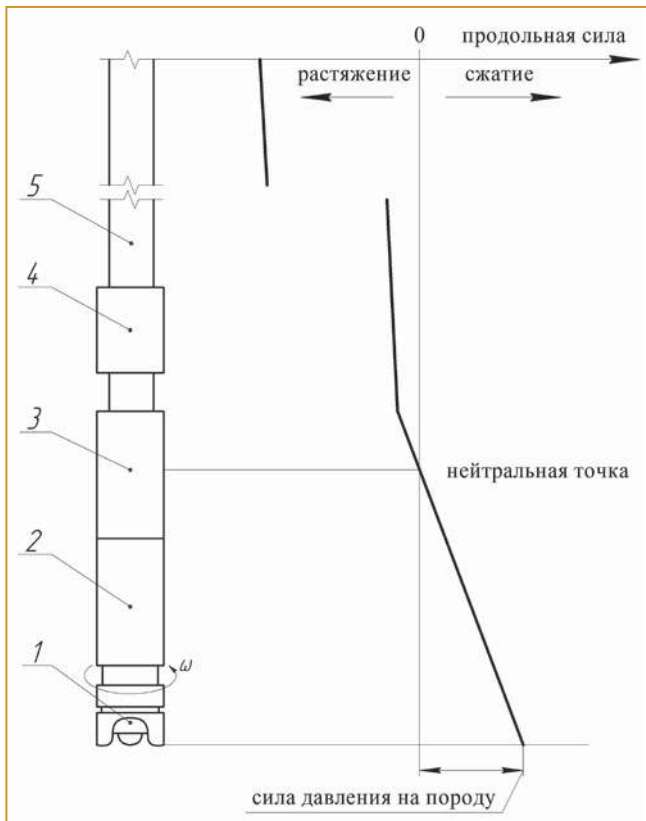


Рис. 1. Способ измерения вибраций БК в скважине: 1 – долото; 2 – забойный двигатель; 3 – тахометр и/или скважинный расходомер; 4 – гидромеханический датчик вибрации; 5 – буровая колонна

колонн (БК) и, следовательно, на измерительные комплексы в их составе. В частности, геотермальный градиент накладывает определенные ограничения на использование тех или иных измерительных приборов в достоверном диапазоне, например, устройств с постоянными магнитами на больших глубинах скважин [3, 4].

Влияние данных факторов может привести к нарушению достоверности значений измеряемых параметров, а также к нарушению работоспособности и отказу систем измерения и контроля параметров бурения.

Наиболее пагубными нагрузками, возникающими во время бурения, являются динамические нагрузки при взаимодействии скважинного инструмента (долота) с породой. Влияние вибраций на оборудование БК заключается в нарушении устойчивости режимов бурения, снижении качества проводки ствола скважины и ресурса скважинного оборудования [5].

Для контроля вибрационного состояния БК используют различные системы регулирования, имеющие в своем составе датчики измерения амплитуды и частоты возникающих колебаний [6]. Эти датчики имеют электронные компоненты, обладающие невысокой эксплуатационной надежностью в условиях высоких динамических нагрузок, а также зачастую требуют наличия источников питания, что в сква-

жинных условиях не всегда рационально, так как повышает риск нарушения работоспособности устройства в целом.

В связи с этим разработка и исследование надежных средств измерения вибраций, мало зависящих от воздействующих внешних факторов, представляется актуальной задачей. В частности, подобные принципы могут быть реализованы на основе механических устройств, в которых исключены электронные компоненты.

Новый метод измерения вибрационного состояния оборудования в скважине

Предложен метод измерения вибраций в скважинных условиях, который может быть применен для непрерывной оценки характера вибрационного состояния без использования электронных компонентов в качестве первичной анализирующей системы.

При возникновении продольных и/или крутильных вибраций БК происходит отрыв долота от породы, что вызывает перемещение жестко связанной с ним компоновки низа буровой колонны. Над утяжеленными буровыми трубами, в зоне действия растягивающих нагрузок БК (рис. 1), устанавливают гидромеханический датчик вибрации, который воспринимает вибрационную нагрузку.

Соответственно амплитуде действующих вибраций датчик перераспределяет часть потока бурового раствора в полость датчика. Это приводит к изменению расхода через основной ствол БК, что регистрируется либо скважинным расходомером, либо влияет на число оборотов забойного двигателя, что регистрируется тахометром.

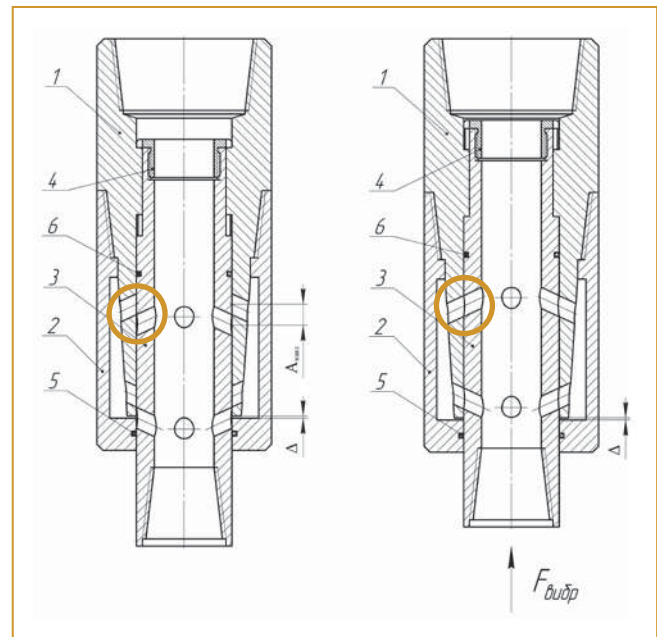


Рис. 2. Гидромеханический датчик вибрации: 1 – корпус; 2 – стакан; 3 – ствол; 4 – регулировочная втулка; 5, 6 – уплотняющие кольца, цветом показаны крайние положения (открыт/закрыт)

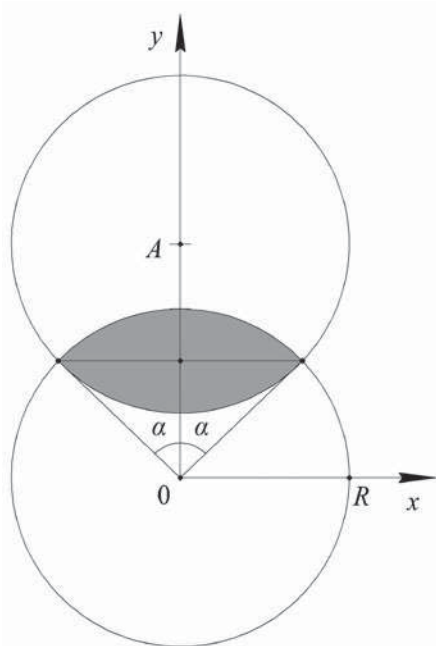


Рис. 3. Расчетная схема для определения площади

Разработанное устройство измерения вибрационного состояния оборудования в скважине

Для реализации предлагаемого метода измерения вибраций разработан гидромеханический датчик вибрации (рис. 2). Это механическое устройство, устанавливаемое в компоновку БК, воспринимающее вибрационную нагрузку от скважинного инструмента и формирующее сигнал о возникновении вибраций.

Датчик работает следующим образом. При отрыве долота от забоя вибрационная сила $F_{\text{вибр}}$ воздействует на ствол 1 датчика и перемещает его по направляющим шлицам в корпусе 2 в промежуточное или крайнее положение при максимальной амплитуде колебаний $A_{\text{макс}}$. Происходит пересечение или совпадение отверстий в датчике, через которые часть потока бурового раствора, протекающего в полости БК, перетекает в полость, образованную корпусом 1 и стаканом 2. Вследствие этого изменяется расход бурового раствора через основной ствол БК, что регистрируется забойными датчиками. Таким образом, реализуется предлагаемый способ.

Отверстия в стволе и корпусе сообщаются (пересекаются) в зависимости от амплитуды вибраций на некую величину. На рис. 2 изображены крайние возможные положения. Но также могут быть и промежуточные. Одно из возможных положений изображено на рис. 3 для упрощения вывода зависимости расхода.

Анализ работоспособности гидромеханического датчика вибрации

Для оценки работоспособности разработанного датчика получим зависимость расхода $Q(A)$ бурового раствора через отверстие от амплитуды A действующих вибраций. В общем случае расход через отверстие определяется следующим образом:

$$Q(A) = \mu \cdot S_o(A) \cdot \sqrt{2g \cdot H}, \quad (1)$$

где μ — коэффициент расхода; S_o — площадь открытия отверстия, H — высота гидростатического столба бурового раствора над отверстием.

Зависимость $S_o(A)$ вычисляется из решения геометрической задачи определения площади, образованной при пересечении двух окружностей (рис. 3).

Запишем систему уравнений двух окружностей:

$$\begin{cases} x^2 + y^2 = R^2, \\ x^2 + (y - A)^2 = R^2; \end{cases} \quad (2)$$

где R — радиус окружности; A — расстояние между центрами окружностей.

Преобразуя систему уравнений (2), получим очевидное его решение $y = \frac{A}{2}$.

Площадь, образованная пересечением двух окружностей будет равна удвоенной площади сегмента круга:

$$S_{\text{откр}} = R^2 \cdot (2\alpha - \sin 2\alpha).$$

С помощью очевидных геометрических преобразований преобразуем выражение для $S_{\text{откр}}$ к следующему виду:

$$S_{\text{откр}}(A) = 2R^2 \cdot \arccos\left(\frac{A}{2R}\right) - \frac{A}{2} \cdot \sqrt{4R^2 - A^2}.$$

Тогда величина S_o запишется в виде:

$$S_o(A) = \pi R^2 - 2R^2 \cdot \arccos\left(\frac{A}{2R}\right) + \frac{A}{2} \cdot \sqrt{4R^2 - A^2}. \quad (3)$$

Подставив выражение (5) в формулу (1) получим зависимость $Q(A)$:

$$Q(A) = \mu \cdot \left[\pi R^2 - 2R^2 \cdot \arccos\left(\frac{A}{2R}\right) + \frac{A}{2} \cdot \sqrt{4R^2 - A^2} \right] \cdot \sqrt{2g \cdot H}. \quad (4)$$

Коэффициент расхода μ определяется из эмпирического выражения, зависящего от числа Рейнольдса. При $Re > 10000$ [7]:

$$\mu = 0,592 + \frac{5,5}{\sqrt{Re}}.$$

По формуле (4) и приближенным к реальным данным из таблицы, построим график зависимости подачи бурового раствора через отверстие гидромеханического датчика от амплитуды действующих вибраций (рис. 4).

Таблица. Параметры для построения графика зависимости Q через отверстие гидромеханического датчика от амплитуды действующих вибраций A

Параметр	R , мм	Re	μ	H , м
Значение	8	24519	0,627	60

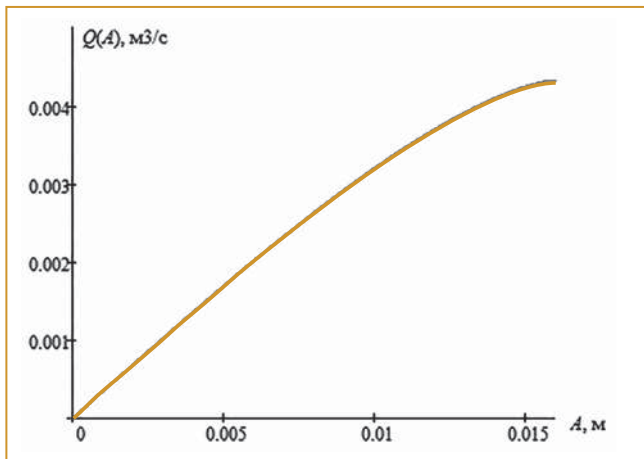


Рис. 4. Зависимость расхода бурового раствора через отверстие гидромеханического датчика от амплитуды вибраций

Таким образом, одним из преимуществ созданного метода является его простота в оценке вибрационных параметров. При этом не требуется дополнительных скважинных анализирующих устройств.

Для определения распределения скоростей и давления потоков в рабочем положении гидромеханического датчика было проведено моделирование в программном модуле SolidWorks Flow Simulation. Результаты моделирования приведены на рис. 5.

Из полученных распределений потоков видно, что обратные потоки практически отсутствуют, а созданные гидравлические сопротивления мало влияют на поток бурового раствора. Таким образом, предложенный метод и устройство измерения вибрационного состояния БК работоспособны и могут быть использованы для оценки параметров вибрации.

Выводы

Выявлена актуальность разработки и исследования надежных методов измерений вибраций БК в скважине. Предложен способ измерения вибраций, основанный на применении гидромеханического датчика, воспринимающего вибрационную нагрузку от долота, что приводит к изменению величины подачи бурового раствора через основной ствол БК. Предложена конструкция гидромеханического датчика, реализующая данный метод измерения ви-

браций. Проведен анализ работоспособности способа и получена зависимость расхода от амплитуды действующих вибраций, которые свидетельствуют о том, что разработанный метод достаточно прост в анализе для оценки вибрационных параметров и не требует дополнительных скважинных анализирующих устройств. Также из полученных моделей распределений потоков через гидромеханический датчик видно, что обратные потоки в нем практически отсутствуют, а созданные гидравлические сопротивления мало влияют на поток бурового раствора.

Список литературы

1. Petrovskii E.A., Bashmur K.A., Nashivanov I.S. Adaptive Control of Drill String Vibrations//Chemical and Petroleum Engineering. 2019. V.54 (9-10). p. 711-716.
2. Двойников М.В., Овчинников В.П., Будько А.В., Овчинников П.В. Управление и контроль параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями. Белгород: Белгородская областная типография. 2009. 136 с.
3. Нескоромных ВВ. Бурение скважин: учеб. пособие. Красноярск: Сиб. федер. ун-т. 2014. 400 с.
4. Bukhtoyarov V.V., Bashmur K.A., Nashivanov I.S., Petrovsky E.A., Tynchenko V.S. Magnetic impact dampening of vibrations in technological equipment for oil and gas production//Multidisciplinary Scientific GeoConference Surveying Geology and Mining Ecology Management (SGEM 2018). 2018. V.18 (1.4). P. 573-580.
5. Юнин Е.К. Динамика бурения нефтяных и газовых скважин. Уч. пособие. Ухта: УГТУ. 2004. 90 с.
6. Dong G., Chen P. A review of the evaluation, control, and application technologies for drill string vibrations and shocks in oil and gas well//Shock and Vibration. 2016. V.2016. P. 1-34.
7. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления. 2-е изд. перераб. и доп. М.: Недра. 1982. 224 с.

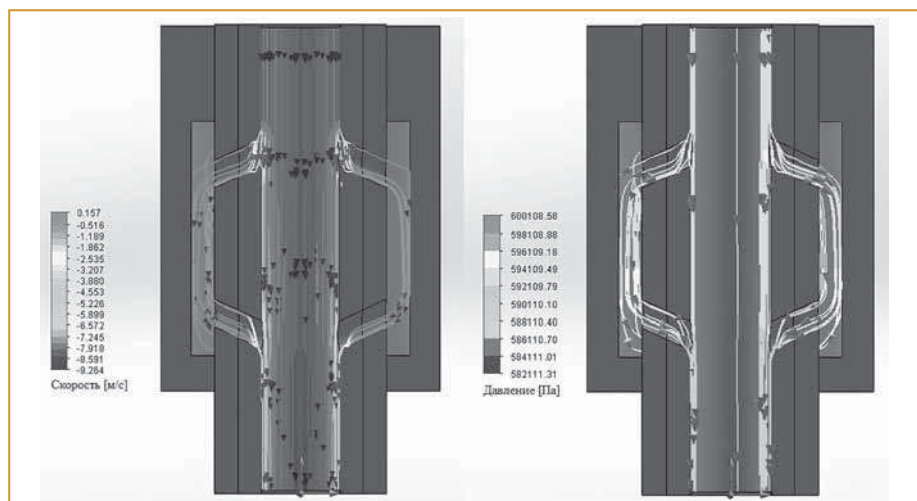


Рис. 5. Модель распределения скоростей (слева) и давления (справа) потока бурового раствора в гидромеханическом датчике

Башмур Кирилл Александрович — старший преподаватель, **Петровский Эдуард Аркадьевич** — д-р техн. наук, проф., заведующий кафедрой «Технологические машины и оборудование нефтегазового комплекса», **Богачев Валерий Викторович** — магистрант ФГАОУ ВО «Сибирский федеральный университет», Институт нефти и газа, г.Красноярск.
E-mail: bashmur@bk.ru petrovsky_quality@mail.ru haros.dem@gmail.com
Контактный телефон +7(983)576-70-11.