

The cover features a dark blue background with a bright, glowing light source in the upper left. A large magnifying glass with a gold-colored frame is positioned over a blue globe showing a world map. The globe is centered on the Atlantic Ocean. The text is arranged in a vertical stack on the right side of the cover.

**Строительство
нефтяных
и
газовых
СКВАЖИН**

**на суше
и на море**

**Construction
of oil and gas wells on land
and sea**

НАУЧНО - ТЕХНИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2023. № 1(361). С. 20–25.

Construction of oil and gas wells on land and sea. 2023; (1(361)):20-25

Научная статья

УДК 550.822.7

DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-20-25

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ПРОБЛЕМЫ С ВИБРАЦИЯМИ В ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ И МОДЕРНИЗАЦИЯ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ

Б.А. Овезов¹, К.О. Щербакова², Л.Р. Календарова³, Д.А. Кузнецова⁴

^{1, 2, 3, 4}Российский государственный геологоразведочный университет имени Серго Орджоникидзе (МГРИ),
Москва, Россия

¹ovezovba@mgri.ru

Аннотация. Согласно статистике, непроизводительное время, вызванное вибрациями на бурильную колонну, ежегодно составляет 25 % от общего числа непроизводительного времени. Сегодня вибрации в процессе бурения являются наиболее острой проблемой, так как по этой причине участились случаи отказов оборудования. Для лучшего понимания проблемы, связанной с невозможностью своевременного контроля вибрации, необходимо более детально рассмотреть процесс декодирования.

Ключевые слова: бурение, телеметрические системы, вибрации, алгоритмы работы, осевая, поперечная и торсионная вибрации, гидравлический канал, FID, кодирование

Для цитирования: Анализ существующей проблемы с вибрациями в телеметрических системах и модернизация алгоритмов работы / Б.А. Овезов, К.О. Щербакова, Л.Р. Календарова, Д.А. Кузнецова // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 1(361). – С. 20–25. – DOI: 10.33285/0130-3872-2023-1(361)-20-25

Original article

ANALYSIS OF THE EXISTING PROBLEM WITH VIBRATIONS IN TELEMETRY SYSTEMS AND MODERNIZATION OF OPERATION ALGORITHMS

B.A. Ovezov¹, K.O. Shcherbakova², L.R. Kalendarova³, D.A. Kuznetsova⁴

^{1, 2, 3, 4}Sergo Ordzhonikidze Russian State Geological Prospecting University (MGRI), Moscow, Russia

¹ovezovba@mgri.ru

Abstract. According to statistics, non-productive time caused by vibrations on the drill string is annually 25 % of the total non-productive time. Today, vibrations during the drilling process are the most acute problem, as equipment failures have become more frequent for this reason. To better understand the problem associated with the impossibility of timely vibration control, it is required to consider the decoding process in more detail.

Keywords: drilling, telemetry systems, vibrations, operation algorithms, axial, transverse and torsional vibrations, hydraulic channel, FID, coding

Телеметрическая система обеспечивает контроль траектории скважины, резистивиметрию и гамма-каротаж во время бурения. Конфигурация системы обеспечивается использованием элементов телесистемы, таких как пульсатор, инклинометр, гамма-сенсор, резистивиметр, элементы питания или генератор. Существуют варианты использования телесистемы с литиевыми батареями или скважинным генератором. Система используется при проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин, предоставляя точные значения зенитного угла, азимута и положения по всей траектории [1, 2].

Измерение вибрации в телесистемах происходит по одному и тому же принципу. Скважинный прибор, встроенный в телесистемы, производит измерение и запись значений вибрации. Далее он передает данные на поверхность с помощью пульсатора через гидравлический канал [3]. На поверхности данные, отправ-

ленные пульсатором, регистрируются датчиком давления.

За измерение вибрации в скважинном приборе отвечает модуль вибрации, в котором установлено три акселерометра. Значения вибрации измеряются данными акселерометрами и приводятся в значениях гравитации g , где $1 g$ равно $9,81 \text{ м/с}^2$, что является ускорением свободного падения. Модуль вибрации измеряет осевую, поперечную и торсионную вибрацию [5]. Средние и пиковые значения запоминаются с настраиваемым интервалом. Метрологические характеристики модуля вибрации представлены в табл. 1.

Сигналы гидроимпульсной скважинной телеметрии обнаруживаются датчиком давления и передаются по каналам связи на искробезопасный разъем блока управления с помощью интерфейсного кабеля датчика давления [4, 9].

Таблица 1

Метрологические характеристики модуля вибрации

Частота дискретизации	Акселерометры – 100 Гц Магнитометры – 100 Гц
Сохраняемые данные	
Максимальная осевая вибрация	0–120 g
Максимальная поперечная вибрация	0–169,7 g
Торсионная вибрация	±18 град/с

Известны три метода кодирования данных гидроимпульсной скважиной телеметрии в процессе передачи данных:

- Vi-phase (двухфазная) – метод кодирования с использованием фазовой модуляции;
- Time Base (временная) – метод кодирования с использованием модуляции позиции по времени;
- RLL (кодированная временная) – с использованием дополнительной кодировки.

На практике хорошо зарекомендовал себя тип кодирования RLL, так как он имеет большую скорость передачи данных по сравнению с Time Base, лучшую помехоустойчивость по сравнению с Vi-phase и оптимальное энергопотребление (табл. 2).

Таблица 2

Соотношение между длительностью импульса и скоростью передачи данных

Длительность импульса, с	Метод Vi-phase, бит/с	Метод Time Base (на временной основе), бит/с
0,75	1,33	0,51
1,00	1,00	0,38
1,25	0,80	0,30
1,50	0,67	0,25
1,75	0,57	0,22
2,00	0,50	0,19
2,25	0,44	0,17
2,50	0,40	0,15
2,75	0,36	0,14
3,00	0,33	0,13

Методы кодирования позиции импульса для гидроимпульсной скважинной телеметрии обеспечивают разумный компромисс между разрешающей способностью и временем передачи, а также могут выдерживать такие ошибки данных, как ложные и пропущенные импульсы, не теряя при этом синхронизацию сигнала [7, 8]. Рассмотрим один из методов кодирования более подробно. На рис. 1 представлен пример одного из трех методов кодировки. Каждый импульс кодирует четырехбитную величину от нуля до пятна-

дцати (полубайт). У каждого импульса есть собственный временной диапазон [10]. Положение импульса в пределах его диапазона определяет его цифровое значение. Например, на рис. 1 передний фронт первого импульса проходит в пределах временного отрезка 2, поэтому значение полубайта 1 составляет 2. Аналогично этому значение полубайта 2 равно 6, значение полубайта 3 равно 15 (в шестнадцатеричном исчислении), и значение полубайта 4 равно 0.

Каждая передача в кодировке данного метода начинается с серии четырех импульсов синхронизации, разделенных между собой двумя импульсами, как показано на рис. 1. Это обеспечивает уникальную последовательность импульсов, которая не будет повторяться в течение оставшейся части передачи данных.

Каждая уникальная последовательность импульсов представляет собой FID. Информация передается с помощью пакетов данных (FID – Format Identification Date), которые кодируются по определенному методу, как было сказано выше. Телесистемы в основном используют тип кодировки RLL, максимальная скорость передачи которого равна 0,89 бит/с, при ширине импульса 0,75 с. Каждый пакет данных может нести в себе информацию о показаниях инклинометрии, гамма-каратаже и резистивиметрии, температуре, уровне вибрации и т. д. В зависимости от назначения телесистемы устанавливаются определенные последовательности передачи данных (FID), в которых имеются данные об измерениях. В зависимости от режима бурения в телесистему "зашивается" определенная последовательность выводимых данных (FID). Как говорилось выше, данные выходят в определенной последовательности и время выхода каждого зависит от набора данных в FIDe (об инклинометрии, гамма-каратаже и резистивиметрии, температуре, уровне вибрации и т. д.). В табл. 3 представлена последовательность выхода данных как для роторного режима бурения, так и для слайдового режима, на которых в основном работают телесистемы. Из таблицы мы видим, что выход данных о вибрации осуществляется один раз за один FID. Время выхода данных о значениях гаммы по паспорту составляет 22,5 с для ширины импульса 1,25 (табл. 2 и 3). Ширина импульса зависит от глубины бурения. На практике время выхода значений гаммы и отклонителя с учетом обработки на поверхности составляет около 30 с, выход значений резистивиметра составляет 35 с.

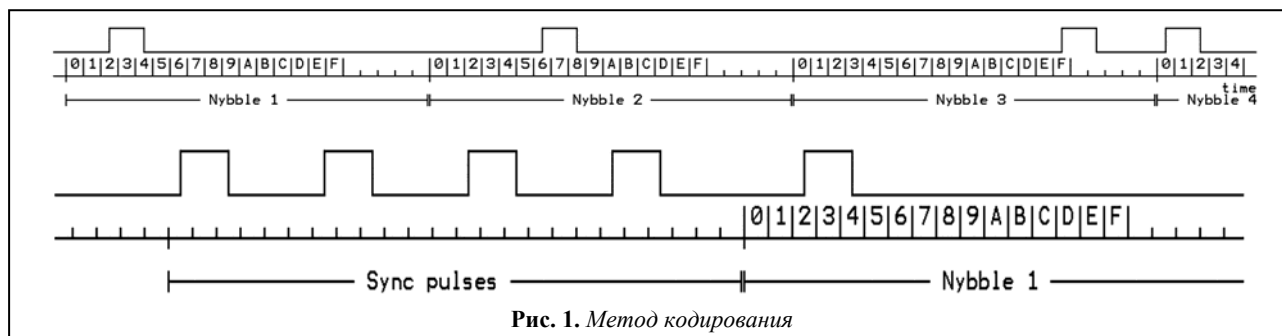


Таблица 3

Последовательность выхода данных в FID

Режим бурения	Данные и их последовательность									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Роторный	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Виб-ия
Режим направленного бурения	Откл.	Гамма	Откл.	Рез-р 1	Откл.	Рез-р 2	Откл.	Гамма	Откл.	Виб-ия

Примечания: Гамма – значения гамма-датчика
 Откл. – значения отклонителя
 Рез-р 1 – значения резистивиметра (2 МГц)
 Рез-р 2 – значения резистивиметра (400 кГц)
 Виб-ия – значения вибрации

оборудования и соблюдение траектории ствола скважины.

Как было сказано выше, в связи с ограниченностью гидроканала, постоянный контроль на поверхности в реальном времени за значениями вибрации невозможен. Необходимо искать решения, не связанные с передачей информации, или рассмотреть ее упрощение.

Упрощение заключается в применении методов, сигнализирующих о наличии высоких вибраций.

Анализируя данные о вибрациях на работах, в которых происходили отказы, можно сделать вывод, что на поверхности достаточно лишь своевременно узнавать о наличии высоких вибраций для их своевременного предотвращения. Поскольку вибрации на начальных стадиях возникновения имеют прямолинейный характер, своевременное определение высоких значений позволит предотвратить и пиковые скачки вибраций, возникающие в связи с резонансным эффектом.

Можно рассмотреть три метода усовершенствования системы:

- метод своевременной сигнализации;
- метод прерывания процесса декодирования;
- метод перехода телеметрической системы в режим самосохранения.

Данные методы направлены на то, что система сможет сигнализировать о высоких и критических вибрациях. При этом усовершенствованная система будет обладать свойством самосохранения, то есть в случае продолжительных критических вибраций она будет отключаться. При отключении системы на поверхности обнаруживаются отсутствие пульсации, которое свидетельствует о критических вибрациях и необходимости изменения режимов бурения. Рассмотрим данные методы более подробно.

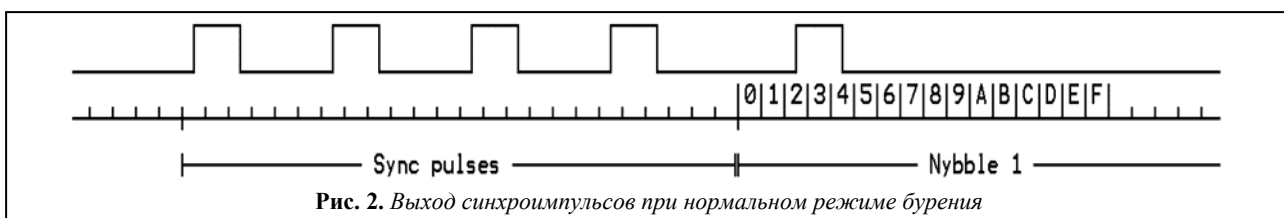
Идея первого метода своевременной сигнализации заключается в том, чтобы во время высоких и критических вибраций производить прерывание последовательности данных FID с выходом последовательности синхроимпульсов, сигнализирующих о наличии высоких или критических вибраций до того времени, пока данные вибрации не будут устранены. Данная последовательность может отличаться от стандартной на одну или две дополнительные пульсации и регистрироваться на поверхности как синхроимпульсы, сигнализирующие о наличии высоких или критических вибраций (рис. 3–5). Также возможна сигнализация с

Таким образом, ориентируясь на табл. 3 последовательности выхода данных FID, можно определить частоту выхода данных о вибрации [6]. Для роторного и для режима направленного бурения она составляет один раз в 5–6 мин.

Столь низкая частота выхода данных о вибрации объясняется тем, что в процессе бурения заказчик выдвигает требования как к скорости бурения, так и к количеству замеров на один метр. Например, при проходке 20 метров в час один метр проходится за 3 минуты. За данные 3 мин необходимо произвести замер гаммы два раза и замер резистивиметра. В режиме роторного бурения проходка достаточно высока, поэтому если установить вывод данных по вибрации чаще, то в данные нормы заказчика два замера на один метр уже не уложиться, либо придется ограничивать скорость проходки, что невыгодно заказчику. В режиме направленного бурения основной информацией являются положение ВЗД (отклонителя) и данные замеров гамма-датчика и резистивиметра, поэтому частый опрос вибрации приведет к отсутствию данных каротажа или отсутствию показаний положения отклонителя и в дальнейшем к отклонению от планируемой траектории скважины. Поэтому регистрация значений данных о вибрации на поверхности возможна лишь раз в 5–6 мин.

Таким образом, как мы рассмотрели выше, постоянный контроль за значениями вибрации невозможен в силу особенности гидроканала (ограниченности скорости передачи данных). Поэтому необходимо искать другие решения, связанные не с каналом передачи данных, а с осуществлением ограничивающих способов, при которых можно было экстренно определять высокие или критические вибрации, тем самым предотвращая их пагубное влияние на оборудование и на скважину.

Своевременное выявление высокой вибрации в телесистемах поможет повысить отказоустойчивость



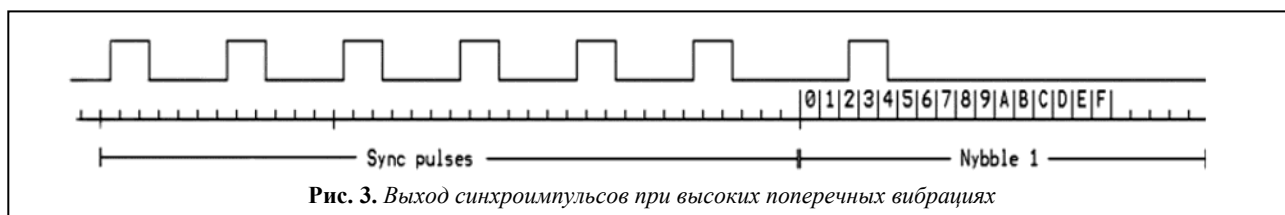


Рис. 3. Выход синхроимпульсов при высоких поперечных вибрациях

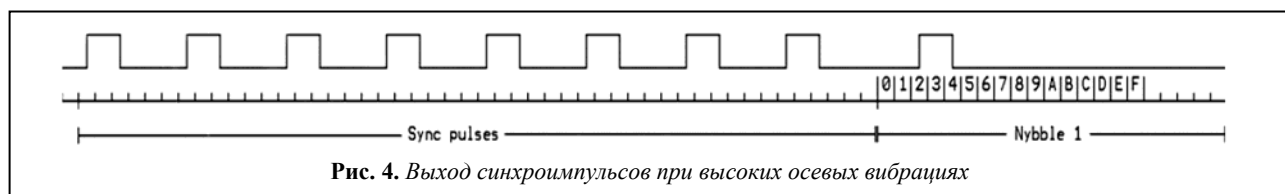


Рис. 4. Выход синхроимпульсов при высоких осевых вибрациях

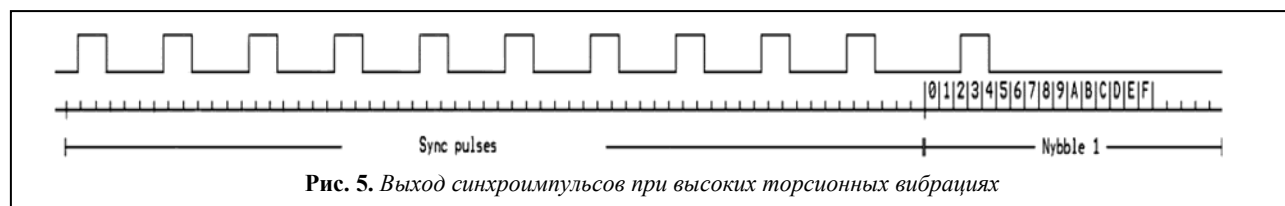


Рис. 5. Выход синхроимпульсов при высоких торсионных вибрациях

указанием вида превышающей вибрации. То есть количество импульсов может указывать на превышение осевой, поперечной или вибрации прерывистого вращения в заданный момент.

На поверхности при появлении данных синхроимпульсов предполагается изменение режимов бурения для предотвращения вибрации. После изменения параметров бурения данные синхроимпульсы пропадают, и продолжается декодинг в нормальном режиме.

Как видно из рис. 2–5, отличие количества синхроимпульсов заключается в двух дополнительных синхроимпульсах. Данные два импульса установлены с учетом возможности выхода ложного сигнала и, соответственно, лучшего декодирования на поверхности. Также учитывалась вероятность появления вибрации и воздействия на оборудование. Наиболее короткими являются синхроимпульсы при поперечных вибрациях, вероятность их появления очень высока и существует высокий риск повреждения оборудования. Далее следует осевая вибрация, которая также является частым явлением в процессе бурения. Третьей по частоте возникновения будет торсионная вибрация – она появляется реже, чем остальные.

Рассмотрим пример работы усовершенствованной системы при возникновении высоких или критических вибраций. Если в процессе бурения система будет сигнализировать о возникновении высоких поперечных вибраций, необходимо применять один из методов снижения вибраций, описанных ниже:

- изменение скорости вращения буровой колонны, чтобы частота вынужденных колебаний не совпала с частотой её собственных колебаний;
- изменение нагрузки на долото;
- приработка долота для улучшения формы забоя;
- изменение количество ходов насоса.

Этим можно добиться результатов, приведенных на графике вибрации (рис. 6). На данном графике

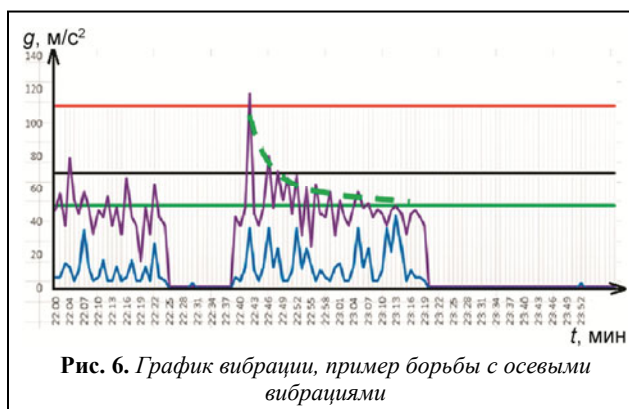


Рис. 6. График вибрации, пример борьбы с осевыми вибрациями

видно, что изменение режимов бурения позволит уменьшить вибрации при дальнейшем бурении. Подобным образом с помощью метода сигнализации можно будет своевременно предпринимать меры по устранению высоких значений осевых и торсионных вибраций.

Метод прерывания процесса декодирования представляет собой выход сигнала о высоком уровне вибрации вместо данных об измерениях и периодическое ее появление до устранения высоких значений вибраций. Для его реализации необходимо пересмотреть режим декодирования. Необходимо произвести изменение в программе работы как наземной системы, так и скважинного оборудования. Наземная система должна постоянно отслеживать возможность появления высоких значений вибрации на поверхности. Для реализации данного метода необходимо изменить алгоритм декодирования. Скважинное оборудование в случае появления высоких вибраций должно изменять последовательность отправки данных на поверхность, при этом на поверхности наземная система должна постоянно отслеживать возможность появления данных о вибрации.

Таким образом, для реализации метода прерывания процесса декодирования необходимо, чтобы при передаче данных FID была возможность его прерывания и выход значения вибрации. Чтобы передаваемые данные вибрации не привели к рассинхронизации процесса декодирования, необходимо перед выходом значения о вибрации установить синхронизацию импульсов (синхроимпульсы). Данные по вибрации устанавливаются с определённой периодичностью, пока проблема не будет устранена. При этом после вывода значений вибраций будет продолжен выход данных FID. Сравнительный пример прерванной последовательности выхода данных представлен в табл. 4.

При применении данного метода предполагается, что вибрации будут своевременно выявлены и предотвращены.

Метод перехода телеметрической системы в режим самосохранения может применяться как в отдельности, так и совместно с двумя предыдущими. Данный метод предполагает временное отключение пульсаций, создаваемых пульсатором, если на телесистему продолжительный период времени действуют высокие вибрации. Далее, при отсутствии синхронизации на поверхности, производят остановку бурения и расхаживание инструмента. Затем производят изменение режимов бурения и продолжают бурение с изменёнными параметрами.

Для реализации данного метода необходимо всего лишь изменить программное обеспечение в скважинном оборудовании, которое будет приостанавливать работу пульсатора.

Анализируя рассматриваемые методы по своевременному определению и предотвращению высоких вибраций, можно сделать вывод о том, что каждый

метод имеет свои преимущества и недостатки, которые мы рассмотрим ниже.

Метод своевременной сигнализации по сравнению с двумя другими обладает рядом преимуществ, таких как:

- большая достоверность, так как вероятность выхода ложного сигнала практически сведена к минимуму;
- большая надёжность;
- простота в реализации: необходимо всего лишь изменить программное обеспечение в скважинном оборудовании;
- малая вероятность ошибки.

Минусом данного метода является низкая информативность, так как на поверхности будет отображаться лишь сигнал о высоком значении определенного вида вибрации без количественной оценки.

Метод прерывания процесса декодирования является более информативным, что делает борьбу с высокой вибрацией более эффективной. Но он обладает рядом недостатков, таких как:

- более сложная схема реализации и, соответственно, меньшая надёжность;
- высокая вероятность появления ошибки;
- долгий выход значения вибрации.

Метод перехода телеметрической системы в режим самосохранения имеет следующие преимущества:

- возможно использование совместно с двумя другими методами;
- малая вероятность ошибки;
- высокая надёжность.

Недостатком данного метода является малая информативность.

Для получения большинства данных по вибрациям существуют стандарты компаний-

производителей оборудования, позволяющие легко сравнивать данные и оптимизировать работу. Хотя в последние годы проблеме вибраций бурильной колонны уделяется повышенное внимание, до сих пор не существует отраслевого стандарта по интерпретации и обработке данных о вибрации в скважине. Сервисные компании измеряют одни и те же параметры, однако используют различные способы проведения измерений и интерпретации результатов и имеют свои собственные рейтинги по влиянию вибраций на оборудование. В данной статье предлагается модернизация алгоритмов работы телесистемы для

Таблица 4

Пример прерванной последовательностей выхода данных

Последовательность данных в отсутствие высокой вибрации										
Режим бурения	Данные и их последовательность									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Роторный	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Гамма	Рез-р 1	Рез-р 2	Виб-ия
Режим направленного бурения	Откл.	Гамма	Откл.	Рез-р 1	Откл.	Рез-р 2	Откл.	Гамма	Откл.	Виб-ия
Последовательность данных при высокой вибрации										
Режим бурения	Данные и их последовательность									
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Роторный	Гамма	Рез-р 1	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия
Режим направленного бурения	Откл.	Гамма	Откл.	Рез-р 1	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия	Виб-ия

Примечания: Гамма – значения гамма-датчика
 Откл. – значения отклонителя
 Рез-р 1 – значения резистивиметра (2 МГц)
 Рез-р 2 – значения резистивиметра (400 кГц)
 Виб-ия – значения вибрации

раннего обнаружения вибраций и своевременного реагирования на них, помогающая уберечь телесистему от разрушения.

ванных PDC // *Разведка и охрана недр.* – 2019. – № 12. – С. 33–37.

SPISOK ISTOCHNIKOV

СПИСОК ИСТОЧНИКОВ

1. APS Technology. MWD Surface Systems. – URL: <http://www.aps-tech.com/products/mwd-systems/components/surface-systems> (дата обращения 17.09.2022).
2. APS Technology. Rotary Steerable System for Directional Drilling. – URL: <https://www.aps-tech.com/systems/suresteer-drilling-systems/suresteer-rss-rotary-steerable-system/> (дата обращения 17.09.2022).
3. Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и троичного кодирования / Л.Р. Календарова, А.М. Машкова, Н.В. Соловьев [и др.] // *Деловой журн. Neftegaz.RU.* – 2021. – № 10(118). – С. 62–64.
4. APS Technology. Downhole Drilling Optimization Software. – URL: <http://www.aps-tech.com/products/drilling-optimization/software> (дата обращения 17.09.2022).
5. Инклинометр МГРИ – вибрации во время бурения / Е.Г. Шихбабаева, Н.В. Соловьев, А.М. Машкова [и др.] // *Молодые – наукам о Земле: тез. докл. X Междунар. науч. конф. молодых ученых, М., 31 марта – 01 апр. 2022 года: в 7 т. – М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. – Т. 4. – С. 300–304.*
6. APS Technology. Mud Pulse Telemetry MWD System. – URL: <https://www.aps-tech.com/systems/sureshot-mwd-systems/sureshot-mp-mud-pulse-telemetry-mwd-system/> (дата обращения 17.09.2022).
7. Puebla H. *Suppression of stick-slip in drillstrings: a control approach based on modeling error compensation* // *J. of Sound and Vibration.* – 2008. – Vol. 310, Issue 4-5. – P. 881–901. – DOI: 10.1016/j.jsv.2007.08.020
8. Богомолов Р.М., Мозговой Г.С. *Буровое долото PDC с разжимным стопором для вращающихся резцов* // *Вестн. Ассоциации буровых подрядчиков.* – 2022. – № 1. – С. 8–12.
9. *A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits* / J.R. Jain, G. Ricks, B. Baxter [et al.] // *SPE Drilling & Completion.* – 2016. – Vol. 31, Issue 4. – P. 286–294. – DOI: 10.2118/178815-PA
10. Борисов К.А., Третьяк А.А., Сидорова Е.В. *Влияние вибраций на прочностные свойства буровых долот, армиро-*

1. APS Technology. MWD Surface Systems. – URL: <http://www.aps-tech.com/products/mwd-systems/components/surface-systems> (дата обращения 17.09.2022).
2. APS Technology. Rotary Steerable System for Directional Drilling. – URL: <https://www.aps-tech.com/systems/suresteer-drilling-systems/suresteer-rss-rotary-steerable-system/> (дата обращения 17.09.2022).
3. Аппаратный комплекс для увеличения передаваемой информации в процессе бурения с помощью комбинированного канала связи и троичного кодирования / Л.Р. Календарова, А.М. Машкова, Н.В. Соловьев [и др.] // *Деловой журн. Neftegaz.RU.* – 2021. – № 10(118). – С. 62–64.
4. APS Technology. Downhole Drilling Optimization Software. – URL: <http://www.aps-tech.com/products/drilling-optimization/software> (дата обращения 17.09.2022).
5. Инклинометр МГРИ – вибрации во время бурения / Е.Г. Шихбабаева, Н.В. Соловьев, А.М. Машкова [и др.] // *Молодые – наукам о Земле: тез. докл. X Междунар. науч. конф. молодых ученых, М., 31 марта – 01 апр. 2022 года: в 7 т. – М.: РГГУ им. С. Орджоникидзе, 2022. – Т. 4. – С. 300–304.*
6. APS Technology. Mud Pulse Telemetry MWD System. – URL: <https://www.aps-tech.com/systems/sureshot-mwd-systems/sureshot-mp-mud-pulse-telemetry-mwd-system/> (дата обращения 17.09.2022).
7. Puebla H. *Suppression of stick-slip in drillstrings: a control approach based on modeling error compensation* // *J. of Sound and Vibration.* – 2008. – Vol. 310, Issue 4-5. – P. 881–901. – DOI: 10.1016/j.jsv.2007.08.020
8. Bogomolov R.M., Mozgovoy G.S. *Burovye doloto PDC s razzhimnym stoporom dlya vrashchayushchikhsya reztsov* // *Vestn. Assotsiatsii burovyykh podryadchikov.* – 2022. – № 1. – С. 8–12.
9. *A Step Change in Drill-Bit Technology with Self-Adjusting Polycrystalline-Diamond-Compact Bits* / J.R. Jain, G. Ricks, B. Baxter [et al.] // *SPE Drilling & Completion.* – 2016. – Vol. 31, Issue 4. – P. 286–294. – DOI: 10.2118/178815-PA
10. Borisov K.A., Tret'yak A.A., Sidorova E.V. *Vliyanie vibratsiy na prochnostnye svoystva burovyykh dolot, armirovannykh PDC* // *Razvedka i okhrana neдр.* – 2019. – № 12. – С. 33–37.

Информация об авторах

Батыр Аннамухаммедович Овезов, старший преподаватель
 Ксения Олеговна Щербаклова, старший преподаватель
 Лейли Рустамовна Календарова, аспирант
 Дарья Александровна Кузнецова, студент

Information about the authors

Batyr A. Ovezov, senior lecturer
 Kseniya O. Shcherbakova, senior lecturer
 Leyli R. Kalendarova, postgraduate student
 Darya A. Kuznetsova, student