

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОВОДКИ
СКВАЖИН НА ОСНОВЕ КОМБИНИРОВАННОЙ КОМПОНОВКИ
НИЗА БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ С СИСТЕМОЙ ИЗМЕРЕНИЯ
ПАРАМЕТРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ**

Студент 2 курса магистратуры, Садрутдинов Тимур Рашидович
*Уфимский государственный нефтяной технический университет,
г. Уфа, Российская Федерация*

***IMPROVING WELL DRILLING TECHNOLOGY BASED ON A COMBINED
BOTTOM HOLE ASSEMBLY WITH A MEASUREMENT-WHILE-DRILLING
SYSTEM***

*2nd-year Master's student, Timur Rashidovich Sadrutdinov
Ufa State Petroleum Technological University,
Ufa, Russian Federation*

Аннотация. В статье рассматриваются современные подходы к совершенствованию проводки скважин путём интеграции комбинированных компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с системами измерения параметров в процессе бурения. Проанализированы технические решения по оптимизации размещения измерительных модулей вблизи долота, снижению вибрационных нагрузок и повышению точности геонавигации. Приведены результаты внедрения технологий приближённых измерений, альтернативных каналов связи и управляемых расширителей ствола. Показано, что применение комбинированных КНБК с интегрированными измерительными системами позволяет сократить непроизводительное время на 15–25 % и снизить риски аварийных ситуаций при бурении сложнопостроенных коллекторов.

Ключевые слова: компоновка низа бурильной колонны, измерение параметров при бурении, приближённые к долоту измерения, телеметрия, вибрации бурильной колонны, управление траекторией.

Abstract. The article discusses modern approaches to improving well drilling by integrating combined bottom hole assemblies (BHAs) with measurement-while-drilling systems. Technical solutions for optimizing the placement of measurement modules near the bit, reducing vibration loads, and increasing geonavigation accuracy are analyzed. The results of implementing near-bit measurements, alternative communication channels, and controlled reamers are presented. It is shown that the use of combined BHAs with integrated measurement systems makes it possible to reduce non-productive time by 15–25% and mitigate emergency risks when drilling complex reservoirs.

Keywords: bottom hole assembly, measurement while drilling, near-bit measurements, telemetry, drill string vibrations, trajectory control.

Современное состояние нефтегазовой отрасли характеризуется вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов, бурением горизонтальных и многоствольных скважин с увеличенным отходом от вертикали. Усложнение горно-геологических условий проводки скважин предъявляет повышенные требования к точности навигации, надежности работы бурильного инструмента и оперативности принятия решений. В этих условиях ключевым направлением технического развития становится совершенствование компоновок низа бурильной колонны (КНБК) с интеграцией систем измерения параметров в процессе бурения (MWD, LWD) [1].

Традиционные схемы размещения измерительных модулей на значительном удалении от долота создают следующие проблемы: задержка получения информации о геологических параметрах призабойной зоны, снижение точности геонавигации в тонких коллекторах, ограниченные возможности контроля динамических нагрузок. Решением является разработка комбинированных КНБК с максимальным приближением измерительных систем к забою (near-bit технологии) и интеграцией дополнительных устройств (расширителей, вибраторов) с обратной связью по параметрам бурения [2].

Современные MWD/LWD системы представляют собой multifunctional комплексы, обеспечивающие непрерывный контроль навигационных, геофизических и динамических параметров. Типовой представитель (например, сервис компании Halliburton) в компактном корпусе длиной около 4 м объединяет датчики положения, вибраций, крутящего момента, осевой нагрузки и давления в кольцевом пространстве [3].

Таблица 1 – Сравнение характеристик MWD/LWD систем различных производителей

Параметр	Система А	Микроизмеритель (MEMS)	Система Б (интегрированная)
Длина модуля, м	4,0	0,02 (диаметр 8 мм)	Интегрирована в долото
Измеряемые параметры	Инклинация, азимут, давление, вибрации, гамма-каротаж	Температура, давление, магнитное поле, динамика	Формационное изображение, удельное сопротивление
Точность измерения	$\pm 0,1^\circ$	—	—

Параметр	Система А	Микроизмеритель (MEMS)	Система Б (интегрированная)
инклинации			
Частота обновления данных	Высокая (непрерывно)	Зависит от циркуляции	Реального времени
Тип телеметрии	Многоканальная (гидроимпульсная/электромагнитная)	Беспроводная (Bluetooth) или извлечение на поверхности	Гидроимпульсная

Особенностью является возможность проведения измерений как в режиме циркуляции («насос включён»), так и при остановленной циркуляции («насос выключен»). В последнем случае измеряются минимальные, максимальные и средние значения давлений, что позволяет более точно оценивать стабильность ствола скважины и эффективность очистки забоя [3].

Значительным прорывом стало внедрение измерительных систем, интегрированных непосредственно в режущую структуру долота (например, разработка компании SLB). Система использует датчики взаимодействия резцов с породой для создания азимутального изображения формации с разрешением, превосходящим стандартные каротажные методы [4]. Лабораторные и промысловые испытания показали, что такой подход позволяет фиксировать тонкие детали текстурных изменений, слоистость, трещиноватость и структурные падения пластов, открывая новые возможности для геонавигации в сложных резервуарах.

Альтернативным направлением является разработка микроизмерителей, циркулирующих с буровым раствором. Устройство объемом около 0,65 см³ интегрирует датчик температуры (диапазон –40...200 °С, точность ±0,1 °С), датчик давления (0–200 МПа, точность 0,2 МПа) и шестиосевой инерциальный измерительный модуль. Микроизмеритель перемещается с потоком жидкости от поверхности к забою и обратно, позволяя построить профили температуры и давления по всей длине ствола. Беспроводной интерфейс (Bluetooth 5.2) обеспечивает передачу данных, что исключает риск потери информации при отказе традиционных каналов связи [5].

Комбинированные КНБК предполагают размещение измерительных систем, управляющих устройств (роторно-управляемые системы RSS, винтовые забойные двигатели) и дополнительных инструментов (расширители, калибраторы) в определённой последовательности. Ключевым требованием является минимизация расстояния от долота до измерительных датчиков (near-bit расстояние) при сохранении надёжности связи и управляемости.

Типовая архитектура современной комбинированной КНБК (снизу вверх):

1. Долото PDC с интегрированными датчиками (опционально).
2. Near-bit модуль (инклинатор, гамма-датчик).
3. Роторно-управляемая система RSS или винтовой забойный двигатель.
4. Расширитель ствола (при необходимости).
5. MWD/LWD пакет (многофункциональный).
6. Генератор и система телеметрии.
7. Утяжелённые бурильные трубы.

Особого внимания заслуживают интеллектуальные расширители ствола, размещаемые вблизи долота. Традиционная схема (расширитель над MWD/LWD пакетом) приводит к образованию неприхваченной зоны («хвоста») длиной до 60 м, что требует дополнительного спуска расширителя [6]. Применение проводного расширителя между RSS и измерительными приборами с активацией через RFID-метки или команды давлением позволяет открывать и закрывать расширитель многократно за один рейс. В глубоководных скважинах это позволяет сократить неприхваченную зону до 37 м и уменьшить количество спуско-подъёмных операций на 30–50 % в сложных проектах [6].

Таблица 2 – Сравнение эффективности различных схем размещения расширителей

Параметр	Традиционная схема	Двухрасширительная схема	Интеллектуальный near-bit расширитель
Количество расширителей	1	2	1
Длина прихватной зоны, м	60–100	20–30	<40
Количество рейсов (спуско-подъёмных)	2	1	1

Параметр	Традиционная схема	Двухрасширительная схема	Интеллектуальный near-bit расширитель
операций)			
Возможность многократного открытия	Нет	Ограничена	Да (RFID / давление)
Риск прихвата инструмента	Высокий	Средний	Низкий
Экономия времени, сутки (относительная)	—	2–3	3–5

Вибрационные нагрузки являются одной из основных причин преждевременного выхода из строя компонентов КНБК и снижения механической скорости бурения. Выделяют три основных типа вибраций: осевые (биение долота), крутильные (стик-слип) и поперечные (вихревые движения). В условиях полных поглощений бурового раствора, когда отсутствует демпфирующее действие жидкости, интенсивность вибраций многократно возрастает [7].

Исследования, проведённые на месторождениях со сложными условиями, показывают, что уровень ударных нагрузок может превышать допустимые значения для забойных двигателей и телеметрических систем. Традиционное ограничение нагрузки на долото и частоты вращения снижает механическую скорость, но не всегда гарантирует защиту КНБК. Современный подход предполагает использование замкнутого цикла управления параметрами бурения на основе данных с забойных датчиков вибраций: варьирование нагрузки и частоты вращения в процессе бурения при непрерывном мониторинге позволяет определить для каждого типа пород оптимальные параметры с максимальной скоростью без риска разрушения инструмента [7].

Эффективность комбинированных КНБК во многом определяется надёжностью каналов передачи данных с забоя на поверхность. Традиционная гидроимпульсная телеметрия имеет ограничения по скорости передачи (1–3 бит/с) и подвержена влиянию свойств промывочной жидкости. Электромагнитная (ЕМ) телеметрия обеспечивает более высокую скорость, но эффективна только в определённых диапазонах удельного сопротивления горных пород.

При бурении на воздухе или аэрированной жидкостью, когда гидроимпульсная телеметрия невозможна, применяются ЕМ-системы и забойные пневмоударники. В сланцевых коллекторах успешно применяются усиленные ЕМ MWD системы, устойчивые к вибрациям [9].

Перспективным направлением является использование циркулирующих микроизмерителей в качестве альтернативного канала передачи данных. Микроизмерители с данными от LWD инструментов могут быть сброшены в кольцевое пространство и подняты на поверхность с потоком раствора, после чего передают данные через беспроводной интерфейс, обеспечивая дополнительный канал связи [5].

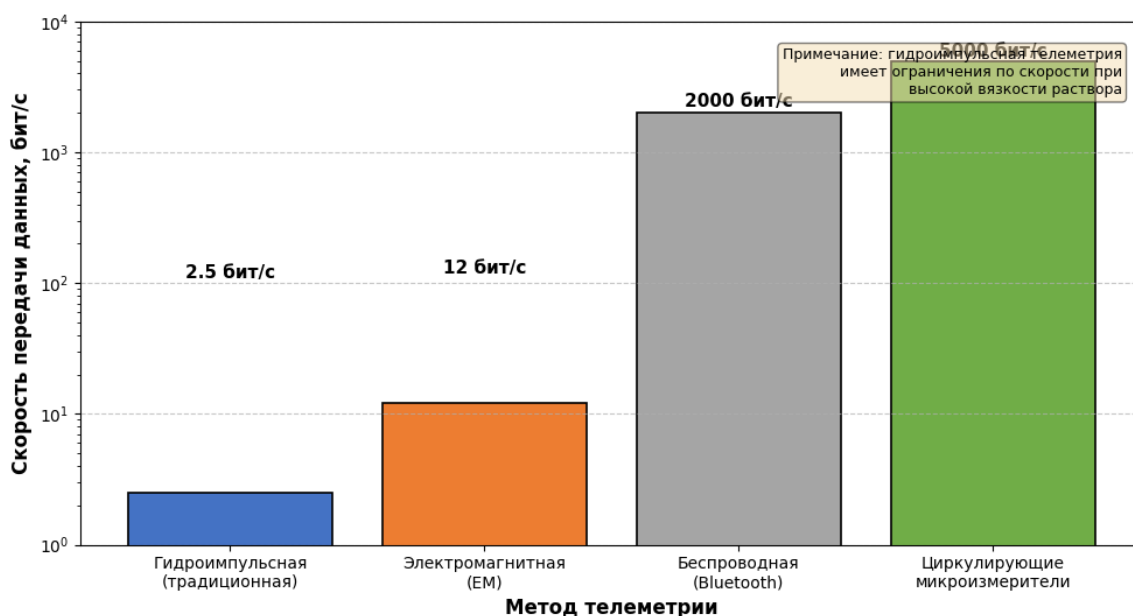


Рисунок 1 – Сравнительная характеристика скорости передачи данных для различных методов телеметрии

Анализ промысловых данных по внедрению комбинированных КНБК позволяет выделить следующие эффекты:

1. Сокращение непроизводительного времени (НПВ): применение near-bit расширителей и интеллектуальных систем активации позволило сократить количество спуско-подъемных операций на 30–50 % в сложных проектах [6].
2. Повышение точности геонавигации: системы формирования изображений в долоте обеспечивают определение границ пластов с точностью до 0,5 м, что критически важно для тонких (менее 2 м) коллекторов [4].
3. Оптимизация режимов бурения: непрерывный мониторинг вибраций позволяет увеличить механическую скорость бурения на 15–40 % при сохранении ресурса КНБК [7].

4. Снижение аварийности: раннее обнаружение аномальных вибраций и зашламования ствола предотвращает прихваты бурильной колонны и поломки инструмента.

Таблица 3 – Техничко-экономическая эффективность внедрения комбинированных КНБК (относительные показатели)

Технология	Сокращение непроизводительного времени, %	Относительная экономия времени на скважину, %	Увеличение механической скорости, %
Near-bit MWD/LWD	15–20	10–15	10–15
Интеллектуальный расширитель	20–30	15–20	5–10
Система контроля вибраций	10–15	5–10	20–40
Циркулирующие микроизмерители (MEMS)	5–10	3–7	–

Совершенствование технологии проводки скважин на основе комбинированных КНБК с системами измерения параметров является одним из наиболее динамично развивающихся направлений. Ключевыми трендами являются: минимизация расстояния от долота до измерительных датчиков (near-bit технологии), интеграция интеллектуальных устройств с обратной связью, развитие альтернативных каналов телеметрии (включая циркулирующие микроизмерители) и внедрение систем замкнутого цикла управления режимами бурения. Практические результаты подтверждают сокращение непроизводительного времени на 15–30 %, снижение рисков аварийных ситуаций и повышение точности вскрытия целевых коллекторов.

Список использованных источников

1. An, Y., Suo, Y., Zhang, R., et al. Study on downhole monitoring and early warning method of drilling overflow based on dual-pressure while drilling // Petroleum Science. – 2023. – Vol. 20. – P. 1-15.
2. Brands, S., et al. Scaled Tortuosity Index: Quantification of Borehole Undulations in terms of Hole Curvature, Clearance and Pipe Stiffness // IADC/SPE 151274. – 2012.

3. Halliburton. BaseStar® integrated measurements-while-drilling service [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://www.halliburton.com/en/products/basestar-service> (дата обращения: 22.04.2026).
4. SLB. A New Measurement with the World's First At-Bit Imaging Systems // SPE-225716. – 2025.
5. Li, X., Wang, Z., Zhang, Y., et al. Measurement while drilling of downhole engineering parameters by application of a newly designed micro-measurer // Petroleum Science. – 2025. – Vol. 22, Issue 7. – P. 2905-2919.
6. Valverde, E., Goodwin, A. Near-bit underreamer improves hole enlargement-while-drilling efficiency // Offshore Magazine. – 2015. – June 10.
7. SPE. BHA dynamic study in total loss scenario to optimize drilling performance // SPE Conference Paper. – Middle East, 2021.
8. MWD STD. BHA Sag Correction [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://mwdstd.com/bha-sag-correction-2/> (дата обращения: 22.04.2026).
9. Maranuk, C., Rodriguez, A., Trapasso, J., Watson, J. Unique System for Underbalanced Drilling Using Air in the Marcellus Shale // SPE-171024-MS. – 2014.
10. Maurer Technologies, Inc. Drilling Optimization Utilizing Surface Instrumentation for Downhole Event Recognition // DE-FC26-03NT41782. – NETL, 2005.