



УДК 622.24

## РАЗРАБОТКА КОМПОНОВКИ С ДИНАМИЧЕСКИ АКТИВНЫМ ЭЛЕМЕНТОМ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ДОЛОТАМИ PDC



### DEVELOPMENT OF BHA WITH DYNAMIC ACTIVE ELEMENT TO INCREASE WELL DRILLING EFFICIENCY WITH PDC DRILL BITS

**Шайхутдинова Алия Фаритовна**

кандидат технических наук,  
старший преподаватель,  
Альметьевский государственный  
нефтяной институт  
alia.ingener@mail.ru

**Sheikhutdinova Aliya Faritovna**

Ph.D. in Technical Sciences,  
Senior Lecturer,  
Almetyevsk State Oil Institute  
alia.ingener@mail.ru

**Аннотация.** Как показывают многочисленные исследования и опыт бурения, значительного улучшения показателей бурения можно добиться путем наложения динамических нагрузок на породоразрушающий инструмент при сохранении его непрерывного контакта с забоем. Автором разработана схема динамической компоновки низа бурильной колонны, позволяющая сочетать статическую нагрузку на долото с динамическим импульсом. В качестве динамически активного участка в компоновке применяется наддолотный осциллятор-турбулизатор, разработанный на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института.

**Annotation.** As is proved by numerous studies and by drilling experience the higher drilling indices may be achieved through imposing the dynamic loads upon rock-cutting tools while preserving its constant contact with BH. The author has designed the scheme of dynamic bottom-hole assembly (BHA) that enable combining drill bit load with dynamic impulse. For the dynamically active section of BHA they use the near-bit oscillating baffle designed at the Chair of «Drilling Oil and Gas Wells» at Almetyevsk State Petroleum Institute.

**Ключевые слова:** породоразрушающий инструмент, компоновка низа бурильной колонны (КНБК), наддолотный осциллятор-турбулизатор, строительство скважин, долота PDC (Polycrystalline Diamond Compact).

**Keywords:** rock-cutting tool, bottom-hole assembly (BHA), near-bit oscillating baffle, well construction, PDC (Polycrystalline Diamond Compact) drill bit.

Среди задач, стоящих перед нефтегазовыми сервисными компаниями, осуществляющими эксплуатационное бурение, актуальной является сохранение конкурентоспособности на российском рынке нефтесервисных услуг, которое невозможно без качественного строительства скважин. В связи с этим, повышение технико-экономических показателей строительства скважин является одним из наиболее приоритетных направлений деятельности нефтесервисных буровых компаний.

Как показывает практика, за счёт правильного подбора породоразрушающего инструмента, можно увеличить механическую скорость бурения, проходку на долото и получить экономию капитальных затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин до 30-40 % от общей стоимости скважины. Отмечается, что в последние годы наблюдается значительный рост применения долот PDC (Polycrystalline Diamond Compact) в компоновке низа бурильной колонны, в частности, на месторождениях Республики Татарстан доля использования долот PDC в 2012 году составляла 0,5 %, а в 2019 году составила 85 %. Однако при прохождении пород, перемежающихся по твёрдости (Республика Татарстан, Восточная Сибирь), у долот типа PDC, как правило, наблюдаются низкая механическая скорость бурения и стойкость инструмента.

Одним из путей улучшения эффективности разрушения горной породы является включение в компоновку низа бурильной колонны (КНБК) наддолотных технических устройств, усиливающих динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Однако практическая реализация преимуществ, связанных с внедрением в практику бурения динамических КНБК, оказалась сопряжена со значительными трудностями, которые, в первую очередь, касаются сложности конструкций существующих устройств [1, 2].

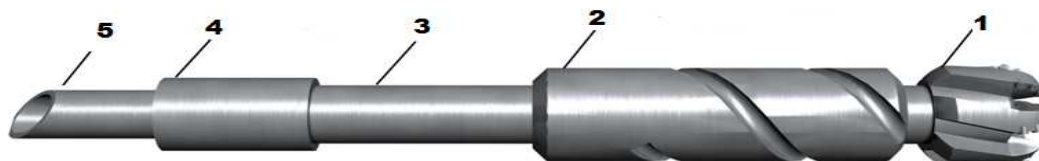
Таким образом, проведение комплекса работ по исследованию и разработке динамической компоновки, позволяющей сочетать статическую нагрузку на долото PDC с динамическим импульсом, при сохранении непрерывного контакта долота с забоем и улучшение качества проводки скважины, является актуальной задачей для нефтегазовой отрасли.

Проведённый анализ обработки долот на 220 скважинах, пробуренных на месторождениях Татарстана, показал износ вооружения долот PDC, низкую механическую скорость проходки при бурении под эксплуатационную колонну, что, скорее всего, связано с прохождением перемежающихся по твёрдости горных пород, а также подвисанием долота, недохождением необходимой нагрузки до него и плохим контактом с забоем. Включение в компоновку специальных вибрационных наддолотных механизмов при бурении нефтяных скважин оказывает положительное влияние на эффективность разрушения



горной породы. На сегодняшний день разработано мало надежных, эффективных и недорогих элементов КНБК, способных усилить динамическую нагрузку на долото, с применением современного породоразрушающего инструмента типа PDC [3].

На рисунке 1 представлена типовая компоновка низа бурильной колонны с динамически активным элементом на долото PDC [4], где в качестве динамически активного элемента включён скважинный осциллятор. Рассмотрим более подробно механизм работы скважинного осциллятора, разработанного на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» АГНИ [5]. Скважинный осциллятор работает следующим образом. Промывочная жидкость (техническая вода, глинистый раствор, нефтяная эмульсия и т.п.) закачивается с поверхности насосными агрегатами и проходит по колонне бурильных труб к скважинному осциллятору-турбулизатору. Через проходной канал струя жидкости попадает на клапанный узел. Под ее действием клапан начинает совершать колебательные движения, наклоняясь то одной, то другой стороной к внутренней стенке корпуса, в результате чего в определенные моменты времени проходной канал оказывается перекрытым. Это приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости.



**Рисунок 1** – Типовая компоновка низа бурильной колонны с динамически активным элементом:

1 – долото PDC, 2 – осциллятор-турбулизатор, 3 – винтовой забойный двигатель (ВЗД),  
4 – телесистема, 5 – бурильные трубы

Впервые скважинный осциллятор был предложен на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института в 2011 году. Однако, для дальнейших проведенных опытно-промысловых испытаний на скважинах и создания его устойчивой работы были необходимы изменения в конструкции скважинного осциллятора:

- наружный диаметр осциллятора 203 мм, предложено изготовить диаметром 178 мм, так как при работе в 216мм стволе диаметр более 195 мм считается неизвлекаемым при возникновении слома, а также возникает опасность непрогнозируемого поведения траектории ствола скважины;
- резьбу между корпусом и верхним переводником рекомендовано заменить на МК-156 (или подобную);
- отсутствует герметизация диффузоров (насадок) и вставки, из-за чего возможно неконтролируемое размытие вставки, корпуса, диффузора и, как следствие, аварийный слом;
- отсутствует крепление диффузоров (насадок) из-за чего возможно неконтролируемое перемещение вставки, диффузора и, как следствие, отказ в работе;
- материал для изготовления должен быть не ниже по прочностным характеристикам Ст.40ХН;
- на корпусе осциллятора появились винтовые насечки (пазы), которые будут способствовать лучшему выносу шлама на горизонтальном участке скважины.

На усовершенствованную конструкцию скважинного осциллятора был получен патент «Осциллятор-турбулизатор» [6]. Для снятия гидравлических и технических характеристик скважинного осциллятора-турбулизатора были проведены испытания на обкаточно-испытательном стенде типа СОИ-500, установленном в цеху № 4 ООО «РИНПО» р.п. Карабаш «УК «Система-Сервис». Проведенные лабораторные исследования скважинного осциллятора-турбулизатора в условиях максимально приближенным к промысловым показали его работоспособность [7]. Определены рабочие параметры осциллятора-турбулизатора, что послужило основанием для проведения испытаний на скважине. Стендовыми испытаниями установлено:

- при расходе промывочной жидкости 0,008 м<sup>3</sup>/с частота колебаний осциллятора-турбулизатора составила 18Гц, при 0,012 м<sup>3</sup>/с – 24Гц; 0,016 м<sup>3</sup>/с – 32 Гц; 0,020 м<sup>3</sup>/с – 48 Гц; 0,025 м<sup>3</sup>/с -56Гц; 0,030 м<sup>3</sup>/с – 64 Гц; 0,035 м<sup>3</sup>/с – 78 Гц;
- при расходе промывочной жидкости от 0,008 до 0,035 м<sup>3</sup>/с перепад давления со временем увеличивается от 1,2 МПа до 11,89 МПа соответственно.

Опытно-промысловые испытания проводились на четырех скважинах месторождений Республики Татарстан. Для оценки результатов опытного бурения были выбраны соседние скважины, пробуренные в равноценных геолого-технических и технологических условиях, при одинаковых параметрах режима бурения. Скважинный осциллятор устанавливался в компоновке над долотом. Результаты опытно-промысловых испытаний на скважинах ПАО «Татнефть» приведены в таблице 1. В результате опытно-промысловых испытаний с помощью осциллятора-турбулизатора было пробурено более 2305 метров горных пород, средняя механическая скорость составила 23 м/ч, что превысило показатели механических скоростей бурения до 20–35 % и проходки на долото на 10 % по сравнению с опытными скважинами. Включенный в КНБК скважинный осциллятор-турбулизатор проработал без аварий и



осложнений, при этом износ долот PDC незначительный, что объясняется лучшим контактом долота с забоем, устранением подвисания породоразрушающего инструмента, которому способствуют, создаваемые осциллятором, малоамплитудные продольные колебания, усиливающие динамическую составляющую осевой нагрузки на долото. Предполагаемый экономический эффект от внедрения предлагаемой разработки составляет более 650 тыс. рублей в расчёте на одну скважину, который достигается за счет увеличения механической скорости бурения, проходки на долото, сокращения непроизводительного времени, связанного с подъёмом КНБК для смены породоразрушающего инструмента [8].

**Таблица 1** – Результаты опытно-промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора на скважинах ПАО «Татнефть»

Площадь (месторождение)	№ скв.	Интервал бурения, м	Средняя проходка на долото, м	Средние показатели мех. скорости бурения, м/ч	КНБК
1. Шереметьевское месторождение	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	305–800	495	30,8	PDC 215,9 + осциллятор + ДР-172 + центратор 212 + 72 м УБТ (178) + 18 м ЛБТ+ бурильный инструмент
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	685–921	236	21,6	PDC 215,9 + ДР-172 + центратор 212 + 72 м УБТ (178) + 18 м ЛБТ + бурильный инструмент
	Скв. 2	328–650	322	21	
	Скв. 3	495–712	217	24	
Средние показатели по оценочным скважинам			258	22	
2. Аканское месторождение (скважина малого диаметра)	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	53–490	437	21,9	PDC215.9 + осциллятор + ВЗД + центратор 212 + УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	53–493	440	13	PDC215.9 + ВЗД + центратор 212 + 100 м УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скв. 2	48–483	435	19	
	Скв. 3	49–495	446	14	
Средние показатели по оценочным скважинам			440	15,3	
3. Аканское месторождение (скважина малого диаметра)	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв.2	51–470	419	21,3	PDC215.9 + осциллятор + ВЗД + центратор 212 + 49 м УБТ (178) + бурильный инструмент (89)
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	50–470	420	13	PDC215.9 + ВЗД+ центратор 212 + 49 м УБТ (178) + бурильный инструмент
	Скв. 2	50–471	421	20	
	Скв. 3	52–475	423	14	
Средние показатели по оценочным скважинам			421	15,6	
4. Берёзовская площадь	Скважина, пробуренная с применением осциллятора				
	Скв. 1	266–1220	954	16,3	PDC215.9 + Осциллятор + переводник + ДШОТР-178 + КОБ + Телесист.: АТЗ + Пер-к ТБПК + УБТ + Пер-к + ТБПК + Вед. труба
	Скважины, пробуренные без применения осциллятора				
	Скв. 1	286–1219	933	21	PDC215.9 + переводник + ДШОТР-178 + КОБ + Телесист.: АТЗ + Пер-к ТБПК + УБТ + Пер-к + ТБПК + Вед. труба
Скв. 2	244–1242	998	13,8		
Средние показатели по оценочным скважинам			965	17,4	



Таким образом, применение разработанной КНБК в составе с наддолотным скважинным осциллятором-турбулизатором совместно с долотами PDC позволяет эффективно использовать ее, увеличивая механическую скорость бурения и проходку на долото.

### Литература

1. Динамика бурильного инструмента при проводке вертикальных, наклонных и горизонтальных скважин / М.С. Габдрахимов [и др.]. – СПб. : ООО «Недра», 2011. – 244 с.
2. Хузина Л.Б. Повышение эффективности бурения наклонных и горизонтальных скважин с использованием комплекса виброусилителей. Автореф. дисс. ... д-ра техн. наук : специальность: 25.00.15 – Технология бурения и освоения скважин. – Уфа, 2006. – 42 с.
3. Шайхутдинова А.Ф., Хузина Л.Б., Хузин Б.А. Анализ и предложение по эффективному применению долот PDC на месторождениях ПАО «Татнефть» // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2017. – № 11. – С. 15–19.
4. Патент № 126748. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фаткуллин Р.Х., Мухутдинова А.А., Теляшева Э.А. Опубл. 10.04.2013. – Бюл. № 10.
5. Патент РФ № 96160. Скважинный осциллятор / Хузина Л.Б., Набиуллин Р.Б., Любимова С.В. Опубл. 20.07.2010. – Бюл. № 20.
6. Патент № 131792. Осциллятор-турбулизатор / Хузина Л.Б., Фархутдинов Ш.Х., Хузин Б.А., Еромасов А.В. Опубл. 27.08.2013. – Бюл. № 24.
7. Хузина Л.Б., Шайхутдинова А.Ф., Фахрутдинов Ш.Х. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора // Материалы Всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14–18 апреля 2014 г. Часть I. – Альметьевск : АГНИ, 2014. – С. 187–191.
8. Промысловые испытания компоновки низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Л.Б. Хузина [и др.] // Территория «НЕФТЕГАЗ». – 2016. – № 12. – С. 18–22.

### References

1. Drilling tool dynamics at vertical, inclined and horizontal wells / M.S. Gabdrakhimov [et al.]. – St. Petersburg : Nedra, 2011. – 244 p.
2. Khuzina L.B. Improving the Efficiency of Drilling of Slope and Horizontal Wells using a Complex of Vibration Amplifiers. Author's abstract of the dissertation for the degree of Doctor of Technical Sciences : speciality : 25.00.15 – Technology of drilling and well development. – Ufa, 2006. – 42 p.
3. Shaikhutdinova A.F., Khuzina L.B., Khuzin B.A. Analysis and proposal for effective application of PDC drill bits in the fields of PJSC TATNEFT // Construction of oil and gas wells on land and at sea. – 2017. – № 11. – P. 15–19.
4. Patent № 126748. Bottom of the drill string with increased dynamic load on the bit / L.B. Khuzina, A.F. Shaikhutdinova, R.H. Fatkullin, A.A. Muhutdinova, E.A. Telasheva Opuble 10.04.2013. – Bul. № 10.
5. Patent of the Russian Federation № 96160. Well oscillator / Khuzina L.B., Nabiullin R.B., Lyubimova S.V. Obbl. 20.07.2010. – Bul. № 20.
6. Patent № 131792. Turbulizer oscillator / Khuzina L.B., Farkhutdinov Sh.H., Khuzin B.A., Eromasov A.V. Obbl. 27.08.2013. – Bul. № 24.
7. Khuzina L.B., Shaikhutdinova A.F., Fakhrutdinov Sh.H. Laboratory tests of supra-high-grade oscillator // Proceedings of the All-Russian scientific-practical conference «Oil and gas complex: education, science and production» April 14–18, 2014. Part I. – Almet'yevsk : AGNI, 2014. – P. 187–191.
8. Field tests of drill string bottom assembly with increased dynamic load on bit / L.B. Khuzina [et al.] // Territory «NEFTEGAZ». – 2016. – № 12. – С. 18–22.