

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТ ДОЛОТ PDC**
TECHNOLOGY SOLUTION FOR IMPROVEMENT
OF THE PDC DRILL BITS PERFORMANCE

Л. Б. Хузина, А. Ф. Шайхутдинова

L. B. Khuzina, A. F. Shaikhutdinova

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск

Ключевые слова: наклонно направленная скважина; нагрузка на долото; компоновка низа бурильной колонны; долото PDC; осциллятор; механическая скорость бурения

Key words: directional well; load on the drill bit; bottom-hole assembly; PDC bit; oscillator; mechanical drilling speed

На современном этапе разработки нефтегазовых месторождений России существенно увеличилась доля трудноизвлекаемых запасов, сосредоточенных в низкопроницаемых и неоднородных пластах, что послужило импульсом к развитию инновационных технологий строительства скважин. Так, по данным компании ОАО «Газпром

нефть», в 2014 году пробурено 249 горизонтальных скважин (ГС), 184 ГС с многостадийным гидроразрывом (МГРП) и 36 многоствольных скважин [1].

Рост количества горизонтальных скважин наблюдается и в компании ПАО «Татнефть». Так, в 2015 году было пробурено 130 горизонтальных и 125 наклонно направленных скважин, тогда как в 2014 году эти цифры составили 90 и 108 скважин соответственно [2].

Одной из значимых проблем при бурении горизонтальных скважин является недоведение нагрузки до долота. Следствием недостаточной нагрузки до долота являются такие негативные последствия, как преждевременный износ долот, снижение скорости бурения, прихваты и др.

Для уменьшения этих негативных последствий и повышения качества строительства скважин с горизонтальным окончанием применяются различные технические устройства, смазочные добавки, компоновки с элементами, способные усилить нагрузку на долото и т. д. [3, 4].

Известно [5], что осевая нагрузка на шарошечное долото имеет, помимо статической составляющей, динамическую, которая по мнению Балицкого П. В., Султанова Б. З. и др. авторов, составляет 0,3–0,5 от статической:

$$P_{дин} = P_{ст} (c_5 \sin(2\pi\omega t) + c_8 \sin(6\pi\omega t))$$

где C_5 — коэффициент интенсивности колебаний с частотой ω вращения двигателя;

C_8 — коэффициент интенсивности колебаний с частотой 3ω (утроенная частота вращения ввиду ухабистости забоя) вращения двигателя.

Окончательная сила на забое:

$$P_{заб} = P_{ст} + P_{дин} = P_{ст} (1 + c_5 \sin(2\pi\omega t) + c_8 \sin(6\pi\omega t)).$$

В случае бурения долотами PDC это уравнение меняет вид на

$$P_{заб} = P_{ст} (1 + c_5 \sin(2\pi\omega t)),$$

так как известно, что член, связанный с динамическими явлениями, характерными для шарошечных долот, будет равен нулю, поскольку данный тип долот образует ровную цилиндрическую выработку без ухабов на забое.

В последние годы долота с поликристаллическими алмазно-твердосплавными режущими элементами стремительно завоевывают популярность тем, что увеличивают проходку на долото, механические скорости бурения, сокращают время на спускоподъемные операции, тем самым вытесняют долота шарошечного типа. PDC долота получили широкое применение в Западной Сибири, месторождения которой сложены мягкими и мягкими с включениями средних по твердости пород [6]. Также неплохо зарекомендовали себя долота PDC и в Республике Татарстан. Так, при бурении скважин на месторождении Татарстана долотами PDC средние механические скорости бурения горизонтальных участков саргаевских и кыновских отложений возросли в 2–3 раза, а средние механические скорости бурения интервалов продуктивных горизонтов наклонно направленных скважин — в 4–5 раз [7].

Однако при бурении твердых и крепких пород долота PDC не показывают столь значимые результаты из-за недостаточной динамической составляющей осевой нагрузки на долото.

Благодаря преимуществам долот типа PDC, становятся актуальными разработки новых типов КНБК с включением долот PDC, обеспечивающих эффективное разбуривание твердых пород без аварий и осложнений, значительную экономию капитальных затрат и улучшение технико-экономических показателей бурения.

На кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» Альметьевского государственного нефтяного института была разработана и запатентована компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой, состоящая из долота PDC, скважинного осциллятора, винтового забойного двигателя, телесистемы и бурильных труб (рисунок) [8].

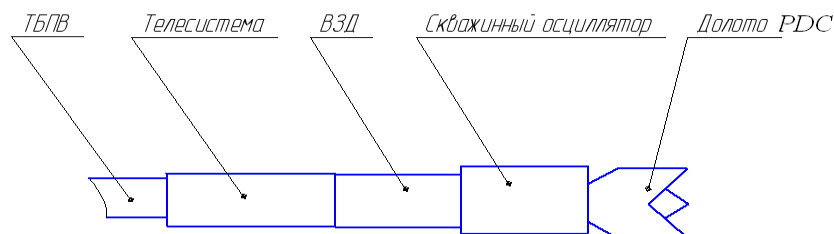


Рисунок. Компоновка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото

Включенный в КНБК скважинный осциллятор позволяет усилить динамическую составляющую осевой нагрузки на долото благодаря низкочастотным колебаниям промывочной жидкости, достигающим забоя скважины, и способствует более эффективному разрушению горной породы. Малоамплитудные продольные колебания осциллятора снижают силы трения бурильной колонны о стенки скважины и способствуют дохождению осевой нагрузки на долото. Плавность подачи нагрузки на долото и упрощение управления компоновкой с включением в нее наддолотного скважинного осциллятора становится возможным при использовании долота типа PDC.

Для определения работоспособности предлагаемой компоновки были проведены лабораторные исследования на обкаточно-испытательном стенде типа СОИ-500 при различных расходах промывочной жидкости. В качестве контрольно-измерительного прибора использовался виброизмерительный прибор АГАТ-М фирмы «Диамех», который предназначен для контроля и анализа вибрационного состояния промышленного оборудования. В результате проведенных исследований компоновка показала свою работоспособность. Проведенные лабораторные испытания подтвердили работоспособность осциллятора при различных значениях расхода промывочной жидкости, в частности при расходе 12 л/с работы осциллятора получена частота 24 Гц [9].

С целью определения влияния предлагаемой КНБК на основные технико-экономические показатели бурения были проведены промысловые испытания, которые проводились на скв. 6 053 Шереметьевского месторождения ПАО «Татнефть». Месторождение площадью 19,13 кв. км расположено на северо-западном склоне Южного купола Татарского свода. Бурение скважины велось буровой установкой БУ – 2000/125 ЭБМ. Для подачи промывочной жидкости (техническая вода) применяли буровые насосы БРН-1, осевая нагрузка на долото составила 9–10 т. Для бурения скважины использовали винтовой забойный двигатель ДРУ172, долото PDC215,9. Опытное бурение проводилось в интервале 305–800 м, геологический разрез сложен твердыми и крепкими породами. Проектная глубина скважины составила 1 115 м. В процессе бурения контролировались такие параметры, как механическая скорость бурения, проходка на долото, осевая нагрузка на долото, давление промывочной жидкости, расход промывочной жидкости.

Для оценки эффективности данной компоновки был выполнен сравнительный анализ результатов бурения соседних скважин без применения осциллятора в аналогичных геолого-технических условиях на том же месторождении.

В результате проведенных испытаний проходка на опытной скважине на долото возросла в среднем на 35 %, а механическая скорость — на 21 % по сравнению с бурением соседних скважин в аналогичных геолого-технических условиях. Осциллятор проработал без аварий и осложнений и показал хорошую работоспособность и надежность. После проведения промысловых испытаний осциллятор был в рабочем состоянии, износ деталей незначительный, менее 5 % [10].

Таким образом, проведенные исследования показали, что применение предлагаемой КНБК в составе с наддолотным скважинным осциллятором совместно с долотами PDC позволяет эффективно использовать ее при бурении твердых пород, тем самым

увеличить механическую скорость бурения и проходку на долото, и способствует повышению технико-экономических показателей бурения.

Список литературы

1. Ипатов А. И., Кременецкий М. И., Гуляев Д. Н. и др. Гидродинамический и геофизический мониторинг разработки сложнопостроенных месторождений углеводородов // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 9. – С. 68-72.
2. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.tatneft.ru/press-tsentr/press-relizi/more/3676/?lang=ru>
3. Хузина Л. Б., Любимова С. В. Разработка вспомогательного оборудования, снижающего коэффициент трения бурильной колонны о стенки скважины при бурении скважин с горизонтальным участком // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. – № 2. – С. 12-16.
4. Хузина Л. Б., Петрова Л. В., Шайхутдинова А. Ф., Мухутдинова А. А. Конструкция низа бурильной колонны при разработке залежей высоковязких нефтей // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – № 5. – С. 55-61 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: http://www.ogbus.ru/authors/Khuzina/Khuzina_3.pdf
5. Султанов Б. З., Габдрахимов М. С., Сафиуллин Р. Р., Галеев А. С. Техника управления динамикой бурильного инструмента при проводке глубоких скважин. – М.: Недра, 1997. – 191 с.
6. Шарипов А. Н., Храмов Д. Г., Ковалевский Е. А. Оптимизация конструкций долот PDC, направленная на снижение времени бурения секции под эксплуатационную колонну // Бурение и нефть. – 2013. – № 6. – С. 20-23.
7. Хузина Л. Б., Шайхутдинова А. Ф. КНБК с усилителем нагрузки на долото // Труды IX Международной научно-практической конференции «Ашировские чтения». – Уфа, Россия. – 2012. – С. 44-48.
8. Патент №126748 U1 RU, E21B7/08. Компонировка низа бурильной колонны с усиленной динамической нагрузкой на долото / Л. Б. Хузина, А. Ф. Шайхутдинова, Р. Х. Фаткуллин, А. А. Мухутдинова, Э. А. Теляшева (Россия) – № 2012146106/03; Заявлено 29.10.2012; опубл. 10.04.2013, Бюл. № 10
9. Хузина Л. Б., Шайхутдинова А. Ф. Лабораторные испытания наддолотного осциллятора: материалы всероссийской научно-практической конференции «Нефтегазовый комплекс: образование, наука и производство» 14-18 апреля 2014 г. Часть I. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2014. – С. 187-191.
10. Хузина Л. Б., Шайхутдинова А. Ф. Повышение качества строительства скважин применением эффективной компоновки низа бурильной колонны // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2015. – № 2. – С. 52-56.

Сведения об авторах

Хузина Лилия Булатовна, д. т. н., профессор, зав. кафедрой бурения нефтяных и газовых скважин, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, тел. 8(8553)310071, e-mail: lhyzina@yandex.ru

Шайхутдинова Алия Фаритовна, аспирант, Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, тел. 8(8553)310071

Information about the authors

Khuzina L. B., Doctor of Engineering, professor, head of the chair «Drilling of oil and gas wells», Almetievsk State Petroleum Institute, Almetievsk, phone: 8(8553)310071, e-mail: lhyzina@yandex.ru

Shaikhutdinova A. F., postgraduate of the Almetievsk State Petroleum Institute, Almetievsk, phone: 8(8553)310071