



Технические решения НПП «БУРИНТЕХ» увеличения подвижности бурильной колонны при наклонно-направленном бурении

Г.Г. ИШБАЕВ^{1,2},

д.т.н., профессор, заведующий
кафедрой бурения нефтяных и
газовых скважин;
генеральный директор

А.Г. БАЛУТА²,

заместитель генерального
директора – начальник центра
разработок

В.В. МЫКАЛКИН²,

заместитель главного
конструктора

А.А. ЩЕВЕЛЕВ²,

руководитель расчетной
группы

И.С. ГУРЯЕВ²,

инженер-конструктор

К.Р. ВАЛЯМОВ^{1,2},

к.т.н., доцент кафедры бурения
нефтяных и газовых скважин;
инженер-конструктор

¹ ФГБОУ ВО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет»
г. Уфа, 450064,
Российская Федерация

² ООО НПП «БУРИНТЕХ»
г. Уфа, 450112,
Российская Федерация

G.G. ISHBAEV^{1,2},

A.G. BALUTA²,

V.V. MYKALKIN²,

A.A. SHCHEVELEV²,

I.S. GURYAEV²,

K.R. VALYAMOV^{1,2}

¹ Federal State Budgetary Educa-
tional Institution
of Higher Education
Ufa State Petroleum
Technological University
Ufa, 450064, Russian Federation

² NPP BURINTEKH LLC
Ufa, 450112, Russian Federation

В связи с ростом капитальных затрат на освоение месторождений, остро возникает потребность нефтегазодобывающих предприятий в увеличении протяженности горизонтальных окончаний скважин. В настоящее время имеется ряд технических и технологических решений, позволяющих повышать эффективность доведения нагрузки до забоя в совокупности со снижением коэффициентов трения бурильной колонны. Предлагаемые решения являются одним из возможных способов повышения эффективности бурения наклонно-направленных скважин и скважин с большим отходом от вертикали.

Ключевые слова: ООО НПП «БУРИНТЕХ», нефть, газ, бурение, наклонно-направленное бурение, горизонтальные окончания скважин, Stick&Slip, подвижность колонны, коэффициент трения, бурильная колонна, механическая скорость проходки

Technical solutions of NPP BURINTEKH to increase the mobility of the drill string during directional drilling

Due to the growth of capital expenditures on field development, there is an urgent need for oil and gas producing enterprises to increase the length of horizontal well endings. Currently, there are a number of technical and technological solutions that allow increasing the efficiency of bringing the load to the bottomhole in combination with a decrease in the friction coefficients of the drill string. The proposed solutions are one of the possible solutions for increasing the efficiency of drilling directional wells and wells with a large departure from the vertical.

Keywords: NPP BURINTEKH LLC, oil, gas, drilling, directional drilling, horizontal well completions, Stick&Slip, column mobility, friction coefficient, drill string, mechanical rate of penetration

В современных условиях нефте-сервисного рынка наблюдается интенсификация разработки нефтяных и газовых месторождений с применением передовых технологий, таких как применение роторно-управляемых систем, однако в большинстве случаев ориентирование и подвод энергии к долоту осуществляется КНБК с ВЗД и телеметрической системой. При бурении направленно, без вращения бурильной колонны, наблюдаются такие негативные факторы, как рост коэффициента трения, снижение эффективности доведения нагрузки на долото. Целесообразно выделить еще ряд технологических вызовов, которые встречаются при бурении скважин с горизонтальными окончаниями и значимыми отходами от вертикали:

– неравномерность вращения бурильной колонны, так называемый эффект Stick&Slip при бурении секций под эксплуатационную колонну и хвостовик, при котором происходит «залипание» и «проскальзывание» инструмента, вызывая вибрации и нестабильность в процессе бурения, приводя к снижению производительного времени;

– снижение управляемости КНБК и возникновение ударно-вибрационных нагрузок, в том числе, неравномерность вращения КНБК, в первую очередь, негативно влияющих на ресурс телеметрического оборудования и породоразрушающего инструмента.

Указанная проблематика имеет высокий приоритет решения, так как конструкции скважин от года к году пересматриваются в сторону увеличения сложности, протяженности, интенсификации параметров кривизны и отходов от вертикали. К способам снижения вышеуказанных негативных факторов можно отнести использование модифицированных буровых промывочных растворов, применение гидроимпульсных устройств – осцилляторов, совершенствование дизайна КНБК и породоразрушающего инструмента [1].

Приведенные выше пути снижения негативного влияния имеют ряд общих недостатков, которые можно обобщить высокой стоимостью, нестабильностью достижения результата. Одним из ключевых ограничивающих факторов применения гидроимпульсных устройств является обеспечение

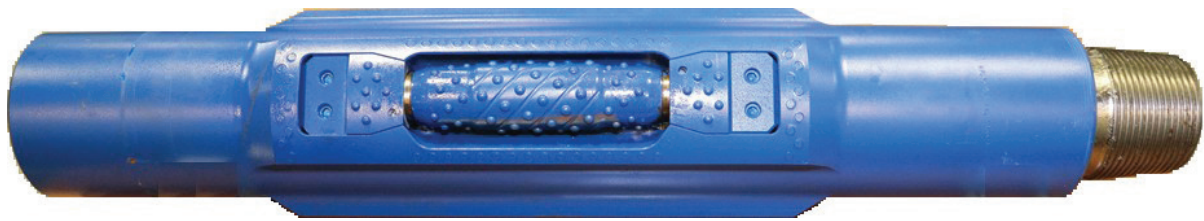


Рис. 1. Шарошечный калибратор КР2 производства НПП «БУРИНТЕХ»

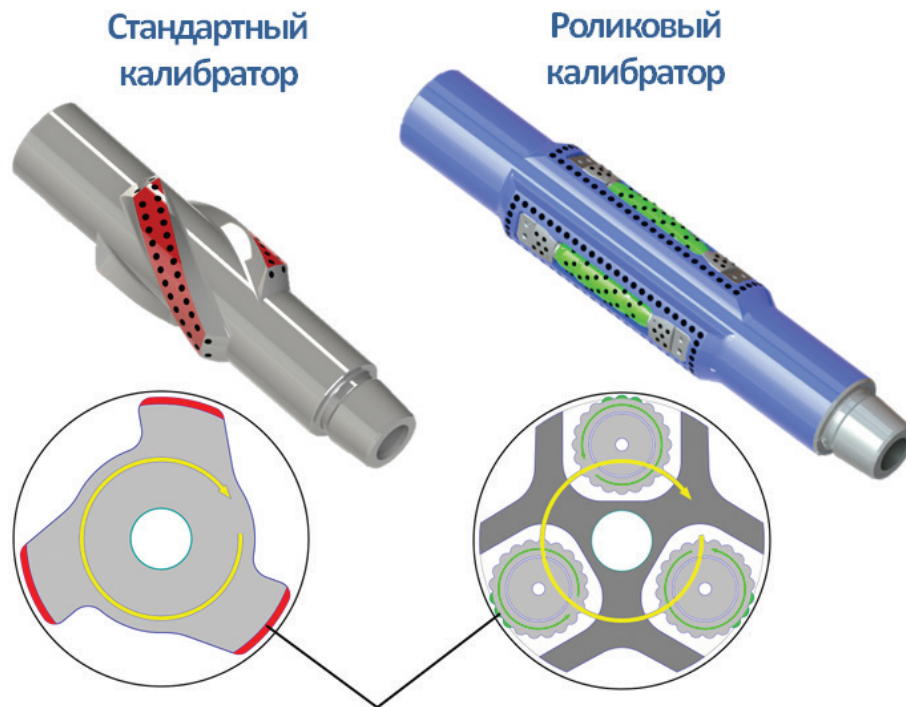


Рис. 2. Шарошечный калибратор КР2 ООО НПП «БУРИНТЕХ»

особых требований к насосной группе для создания и поддержания повышенного давления на стояке. Применение в КНБК стандартных спиральных и прямолопастных калибраторов не обеспечивает решения поставленных задач.

Одним из эффективных технико-технологических решений, имеющихся в арсенале нефтесервисной компании «БУРИНТЕХ» для бурения в КНБК с ВЗД и ТС, является применение шарошечных калибраторов собственной запатентованной конструкции (рис. 1). Указанный шарошечный калибратор относится к опорно-центрирующим устройствам и предназначен для оптимизации дизайна КНБК путем снижения крутящего момента и коэффициента трения, уменьшения «залипания» при работе без вращения БК, повышения управляемости БК при бурении «направленно», дополнительного калибрования стенок скважины в процессе всего времени вращения БК. [2].

Результат достигается благодаря наличию в шарошечном калибраторе трех цилиндрических шарошек, размещенных в ассиметричных пазах и закрепленных на валах вдоль оси шарошечного калибратора посредством герметизированного подшипникового узла, и армированных твердосплавными зубками. Имеется возможность вариации номинального диаметра, исходя из проектных данных по интенсивности искривления ствола скважины и поставленных задач.

При включении в состав бурильной колонны одного или нескольких шарошечных калибраторов и бурении

вертикального участка скважины шарошечный калибратор вращается в составе бурильной колонны и попеременно касается шарошками стенок скважины, увеличивая равномерность передачи крутящего момента к забой, калибруя ствол скважины и центрируя бурильную колонну. При бурении наклонно-направленной скважины или скважины с горизонтальным окончанием шарошечный калибратор, как и бурильная колонна, под действием силы тяжести «ложится» на стенку скважины, и за счет создания нагрузки на шарошки осуществляется их проворот, обеспечивающий снижение контактного трения о стенку скважины, как калибратора, так и всей бурильной колонны на заданном участке.

При этом, площадь контактных поверхностей роликового калибратора кратно меньше (рис. 2) по сравнению с лопастным, что в совокупности с отличным принципом воздействия рабочих элементов на стенку скважины приводит не только к калиброванию стенки скважины путем резания горной породы, но и уплотнению стенок скважины, что также приводит к кратному снижению момента трения колонны о стенку скважины.

Указанные теоретические изыскания подтверждаются опытом применения шарошечных калибраторов на одном из месторождений Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Среди обозначенных задач применения шарошечного калибратора было, в том числе, снижение прихватаопасности за счет калибрования стенок



Рис. 3. Внешний вид шарошечного калибратора KP2 после подъема

скважины при прохождении интервалов неустойчивых глин, склонных к набуханию [3]. Компания «БУРИНТЕХ» предложила комплексное решение, включающее в себя предварительное моделирование различных вариантов КНБК в совокупности с применением шарошечного калибратора KP2 (рис. 1). Для проведения анализа и оценки эффективности данных решений, достигнутые результаты при бурении скважин с KP2 сравнивались с показателями бурения скважин схожего профиля того же куста, пробуренными без применения калибратора KP2.

Шарошечный калибратор использовался в КНБК для бурения наклонно-направленных участков скважин под эксплуатационную колонну. Согласно инженерным расчетам, было выбрано место расположения шарошечного калибратора в КНБК.

В качестве оценки применяемых технологических решений были проведены сравнения со скважинами, в которых не было применения KP2 с аналогичными индексами сложности бурения DDI в совокупности с аналогичной кривизной и схожей максимальной пространственной интенсивностью на тождественных глубинах.

Применение шарошечного калибратора позволило снизить крутящий момент во время бурения более чем на 20 %. Сложности с ориентированием КНБК с калибратором KP2 при направленном бурении отсутствовали, что свидетельствует о минимизации эффекта Stick&Slip в сравнении с аналогичными скважинами. Важным фактором, косвенно характеризующим эффективность применения KP2, являлось снижение давления до 12 % – 5 % при равных значениях параметра расхода буровой промывочной жидкости, варьирувавшейся от 35 л/с до 40 л/с в связи с сохранением номинального диаметра ствола скважины за счет использования шарошечного калибратора.

Сравнение фактических значений крутящего момента с расчетным крутящим моментом, рассчитанным

по фактической траектории в специализированных расчетных модулях при коэффициентах трения (сопротивления) 0,3/0,4 (обсаженный ствол/открытый ствол) послужило обоснованием для оценки эффективности включения KP2 в состав бурильной колонны.

Для примера, возможно отметить, что без применения KP2 фактический крутящий момент достигал величин 20–25 кН*м и практически совпадал с расчетными значениями при коэффициентах трения 0,3/0,4. На скважинах, в которых KP2 был включен в состав БК, фактический крутящий момент был в диапазоне от 16 до 21 кН*м при расчетных значениях 20–25 кН*м.

Для комплексного анализа опыта применения шарошечного калибратора KP2 также важен сравнительный анализ веса на долоте для потери устойчивости. При использовании KP2 имеется большой запас по минимальному весу на долоте. На практике это позволит бурить более протяженные участки в секциях под транспортную колонну и хвостовик, с возможностью бурения в слайде и выполнения корректировок геологической службы.

Немаловажным фактором для обеспечения безаварийного бурения и увеличения технико-экономических показателей строительства скважин является ресурс скважинного инструмента.

Шарошечный калибратор KP2 производства НПП «БУРИНТЕХ» отличаются высокие показатели износостойкости при работе в широком спектре горно-геологических условий, обусловленные применением подшипникового узла запатентованной конструкции в совокупности с применением фиксаторов с дополнительной фиксацией крепежными винтами с ассиметрично выполненными пазами для предотвращения спрессовывания шлама под роликами.

Визуальный осмотр после подъема (рис. 3) определил, что шарошечный калибратор не получил видимых повреждений, присутствует лишь равномерный



Рис. 4. Шарошечный калибратор ООО НПП «БУРИНТЕХ» со спиральным расположением шарошек

естественный износ твердосплавных зубков, характеризующий их работу в стволе скважины.

Также важно отметить, что указанная серия испытаний носила не единичный характер и вся серия применений в конкретных горно-геологических условиях характеризовалась положительно.

По результатам применения КР2 можно сделать ряд заключений:

- конструкция калибратора имеет высокую работоспособность и износостойкость;
- обеспечивается снижение момента при бурении с вращением буровой колонны до 20 % по сравнению со скважиной без применения КР2;
- подтверждается снижение фактического коэффициента трения от расчетных значений и показателей на скважине без применения КР2;
- обеспечивается наличие большего запаса по минимальному весу на долоте до потери устойчивости.

Резюмируя опыт применения комплексного подхода шарошечного калибратора и расчетно-проектировочных решений, можно с уверенностью говорить об эффективности предложенных идей. Является необходимостью масштабирование отработок шарошечных калибраторов соответствующих диаметров под бурение секций не только под эксплуатационные колонны, а также под хвостовики с пилотными долотом 155,6 мм. Рассматривается внедрение указанных конфигураций КНБК наряду с гидроимпульсными и иными технологическими решениями повышения подвижности буровой колонны в процессе строительства наклонно-направленных скважин и скважин с горизонтальными окончаниями.

В качестве дальнейшего развития направления шарошечных опорно-центрирующих элементов буровых колонн Компания открыта к совместным проектам с применением шарошечных калибраторов, в том числе со спиральным расположением шарошек (рис. 4).

На современном рынке скважинного инструмента актуальны инновационные решения, предлагаемые

компанией НПП «БУРИНТЕХ», подтверждающей высокие результаты в области разработки и внедрения отечественного инструмента для бурения нефтяных и газовых скважин.

Литература

1. Н.И. Гирфанова, А.А. Щевелев, Л.М. Левинсон, Ф.Н. Янгиров / Обзор классификации опорно-центрирующих элементов и их назначение в буровой колонне // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2019. – № 3 (119). – С. 35–45.
2. Патент РФ на полезную модель № 191488. Шарошечный калибратор / Ишбаев Г.Г., Мыкалкин В.В., Валямов К.Р., Гурьев И.С., Щевелев А.А. опублик. 07.08.2019 г.
3. Щевелев А.А., Ишбаев Г.Г. / Обзор методов снижения сил трения при бурении горизонтальных скважин // Нефтегазовое дело. – 2019. – Т. 17. – № 3. – С. 38–47.
4. Калинин А.Г., Григорян Н.А., Султанов Б.З. Бурение наклонных скважин. – М.: Недра, 1990. – 352 с.
5. Левинсон Л.М., Чуктуров Г.К., Левинсон М.Л., Мухаметов Ф.Х. Технология бурения и навигация сложнопрофильных скважин. – Уфа: Монография, 2016. – 164 с.

References

1. N.I. Girfanova, A.A. Shchevelev, L.M. Levinson, F.N. Yangirov / Review of the classification of support-centering elements and their purpose in the drill string // *Problems of collection, preparation and transportation of oil and oil products*. – 2019. – No. 3 (119). – Pp. 35–45.
2. Patent of the Russian Federation for utility model No. 191488. Roller calibrator / Ishbaev G.G., Mykalkin V.V., Valyamov K.R., Guryaev I.S., Shchevelev A.A. publ. 07.08.2019.
3. Shchevelev A.A., Ishbaev G.G. / Review of methods for reducing friction forces when drilling horizontal wells // *Oil and Gas Business*. – 2019. – Vol. 17. – No. 3. – Pp. 38–47.
4. Kalinin A.G., Grigoryan N.A., Sultanov B.Z. Drilling inclined wells. – Moscow: Nedra Publ., 1990. – 352 p.
5. Levinson L.M., Chukturov G.K., Levinson M.L., Mukhametov F.Kh. Drilling technology and navigation of complex-profile wells. – Ufa: Monograph, 2016. – 164 p.