

Эдвин Фелцак
Ариэль Торре
Оклахома-Сити, штат Оклахома, США

Нил Д. Годвин
Кейт Мантл
Сивараман Наганатан
Стоунхауз, Англия

Ричард Хокинс
Ке Ли
Шугар-Ленд, штат Техас, США

Стивен Джонс
Кейти, штат Техас, США

Фред Слейден
Хьюстон, штат Техас, США

Нефтегазовое обозрение, зима 2011—2012, том 23, № 4.

Copyright © 2013 Schlumberger.

Данная статья является русским переводом статьи «Best of Both Worlds—A Hybrid Rotary Steerable System», *Oilfield Review* Winter 2011/2012: 23, no. 4. Copyright © 2012 Schlumberger.

За помощь в подготовке этой статьи благодарим Элизабет Хаттон и Эммануэль Регрейн (Хьюстон, штат Техас, США), а также Эдварда Паркина (Стоунхауз, Англия).

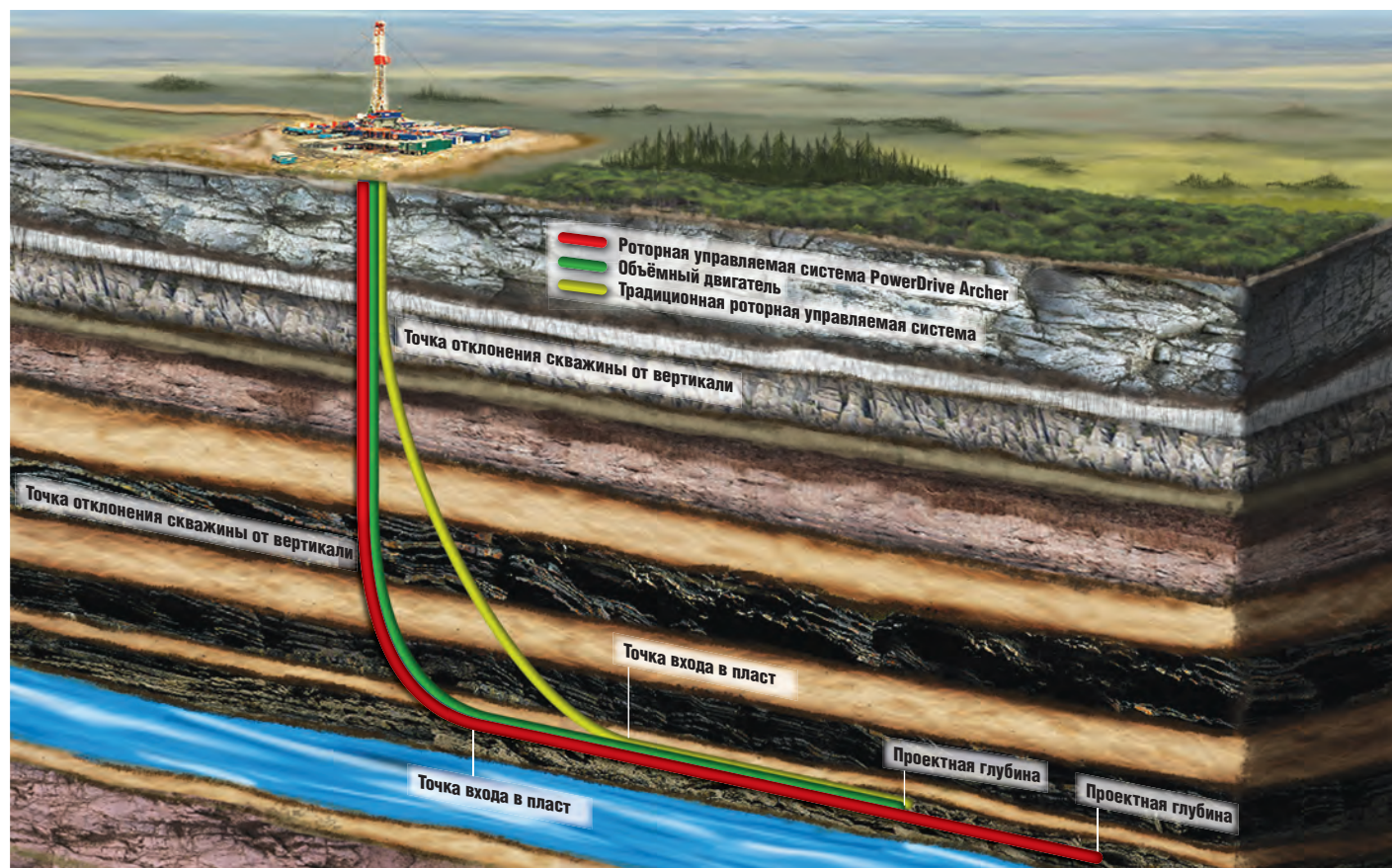
DOX, Drilling Office, IDEAS, PERFORM Toolkit, PowerDrive Archer, PowerDrive X5 и PowerPak являются товарными знаками компании Schlumberger.

Гибридная роторная управляемая система бурения — сочетание лучшего

Растущий интерес нефтегазовых компаний к строительству горизонтальных скважин во многом стимулирован значительным развитием арсенала бурового оборудования, включающего ныне не только традиционные компоновки низа бурильной колонны и клиновые отклонители, но и гидравлические забойные двигатели и роторные управляемые системы бурения. Последнее нововведение представляет собой гибридную систему, совмещающую функциональные возможности роторной управляемой системы с высоким темпом набора кривизны ствола наклонной скважины, обеспечиваемым двигателем объемного типа.

Кратчайшая траектория между двумя точками — прямая линия. Однако этот вариант не всегда наиболее быстрый или самый экономичный, если речь идет о наклонно-направленном бурении. Нефтедобывающие компании все чаще обращаются к сложным траекториям скважин для вскрытия

удаленных объектов, пересечения трещин, преодоления ступенчатых сбросов и проникновения вглубь пласта. Хотя такие скважины бурить намного сложнее, эффективность извлечения в них зачастую выше благодаря увеличению площади контакта ствола скважины с продуктивным пластом.



На сегодняшний день верхом развития наклонно-направленного бурения являются сложные горизонтальные скважины и скважины с большим отходом от вертикали. Первые неvertикальные скважины были пробурены случайно, однако к концу 1920-х гг. буровики начали понимать, как преднамеренно изменять траекторию ствола в определенном направлении. С тех пор технология наклонно-направленного бурения эволюционировала от управления направлением движения бурового долота с применением тех или иных базовых компоновок низа буровой колонны к контролю движения с использованием управляемых с поверхности роторных систем, способных точно нацелить буровое долото на конечную точку назначения. В последнее десятилетие развитие новых технологий бурения продолжает набирать обороты.

В настоящей статье описаны технологические достижения, которые привели к созданию роторных управляемых систем, и рассказано об одной из последних разработок — роторной управляемой системе PowerDrive Archer. Эта гибридная система совмещает высокий темп набора кривизны ствола наклонной скважины, обеспечиваемый двигателем объемного типа, с высокой скоростью проходки роторной управляемой системы.

Краткая история

Преднамеренное отклонение ствола скважины от вертикали вошло в практику в конце 1920-х гг., когда операторы искали способы резать боковые стволы мимо препятствий, бурить наклонные скважины для глушения других скважин и обходить наземные культурные объекты; технологии наклонного бурения применяли даже для предотвращения искривления вертикальных скважин.

Появление возможности бурения наклонно-направленных скважин было отчасти обусловлено развитием роторного бурения и разработкой шарошечных долот. В силу своей конструкции такие долота

уходят в сторону при определенных значениях различных параметров пласта или режима бурения, как то: падение или твердость пласта, скорость вращения, нагрузка на долото и конструкция шарошек. В ряде регионов опытные буровики отметили присущее долоту стремление отклоняться в сторону в некоторой степени предсказуемым образом. По этой причине они нередко пытались несколько увеличить угол наклона скважины, чтобы компенсировать ожидаемый снос между положением скважины на поверхности земли и кругом допуска забоя (рис. 1).

Также было обнаружено, что изменяя конструкцию роторной забойной компоновки, можно изменить угол наклона буровой колонны. Изменение места расположения стабилизатора позволило влиять на состояние равновесия забойной компоновки, заставляя ее увеличивать, сохранять или уменьшать угол отклонения ствола от вертикали. Скорость, с которой роторная забойная компоновка наращивает или уменьшает угол, определяется такими переменными как расстояние между стабилизаторами, диаметр и жесткость утяжеленных буровых труб (УБТ), угол падения пласта, скорость вращения, нагрузка на долото, твердость пласта и тип долота. Способность обеспечить равновесие забойной компоновки с учетом всех этих факторов определяет успех достижения объекта бурения.

Забойная компоновка, в которой наддолотный стабилизатор буровой колонны располагается под несколькими УБТ, будет стремиться наращивать угол при оказании нагрузки на долото (рис. 2). В такой конфигурации УБТ над стабилизатором будут изгибаться, а наддолотный стабилизатор будет играть роль точки опоры, толкая долото к верхней части скважины. Для уменьшения угла используют другую забойную компоновку. В ней присутствует один или несколько стабилизаторов; УБТ под нижним стабилизатором в забойной компоновке играют роль маятника,

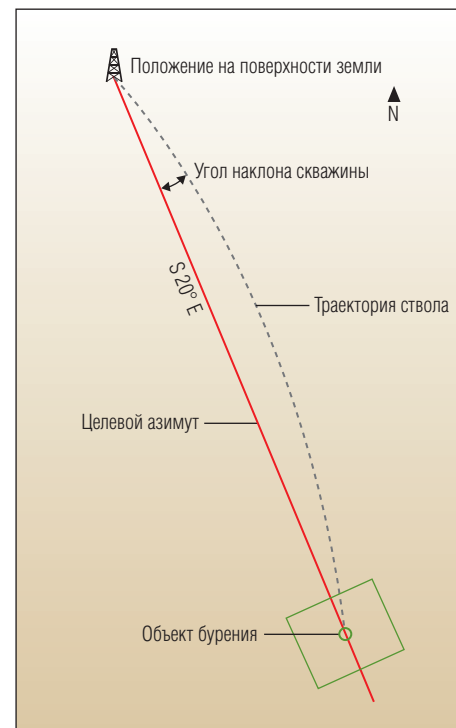


Рис. 1. Угол наклона скважины, вид сверху. — Шарошечные долота обычно забирают вправо. Зная это, буровики иногда бурили скважину под некоторым углом, направляя траекторию ствола влево от целевого азимута.

что обеспечивает стремление долота к нижней части скважины под действием силы тяжести. После достижения желаемого угла можно использовать другую забойную компоновку для его сохранения. В стабилизированной компоновке имеется несколько стабилизаторов, расположенных равномерно по всей ее длине, которые служат для повышения жесткости компоновки.

Для отклонения скважины от вертикальной траектории применяются и другие механические средства, чаще всего — клиновый отклонитель. Принцип его действия прост: он представляет собой длинный стальной клин, вогнутый с одной стороны, для удержания и направления буровой компоновки. Клиновый отклонитель можно ис-

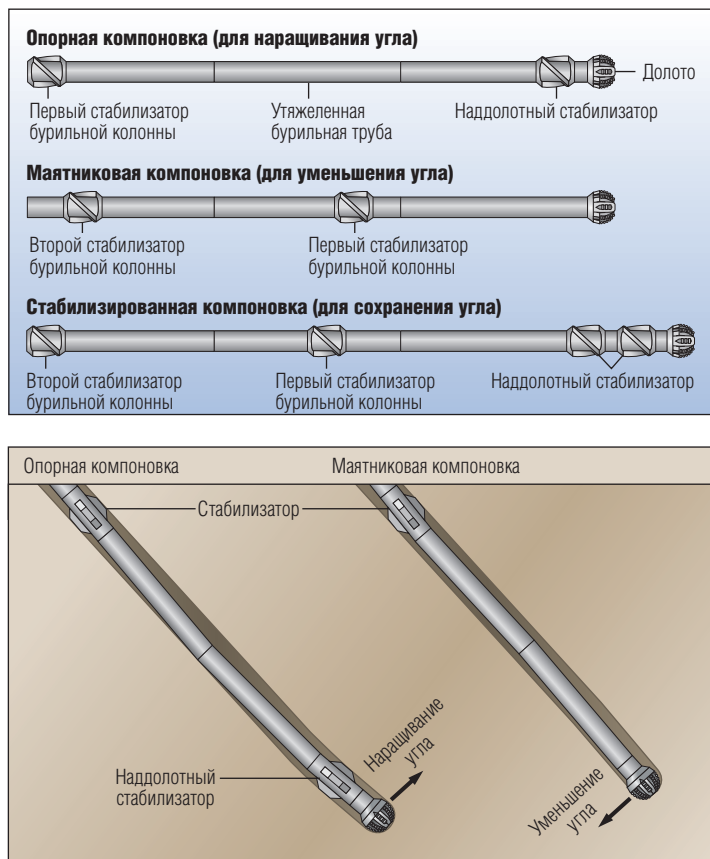


Рис. 2. Использование компоновки низа буровой колонны для изменения наклона скважины. — Размещая утяжеленные буровые трубы и стабилизаторы в нижней части буровой колонны с учетом стратегических соображений, буровики приобретают возможность изменять гибкость (кривизну) низа буровой колонны. Они используют эту гибкость для наращивания, уменьшения или сохранения угла. В опорной компоновке (вверху на верхнем рис.) применяют полноразмерный наддолотный стабилизатор буровой колонны. Искривление утяжеленных буровых труб выше наддолотного стабилизатора отклоняет долото вверх, и угол растет (слева на нижнем рис.). В маятниковой компоновке (в центре на верхнем рис.) присутствуют один или несколько стабилизаторов буровой колонны. Первый стабилизатор играет роль точки опоры, обеспечивая возможность изгиба низа буровой колонны под ним и уменьшения угла (справа на нижнем рис.). В стабилизированной компоновке имеются один или два наддолотных стабилизатора и один или два стабилизатора буровой колонны для поддержания полной жесткости низа буровой колонны (внизу на верхнем рис.). Благодаря меньшей склонности к искривлению, стабилизированная компоновка используется для сохранения угла.

пользовать как в открытом, так и в обсаженном стволе. Его спускают на требуемую глубину, ориентируют на желаемый азимут, а затем закрепляют, создавая направляющую для начала отклонения ствола от вертикали (рис. 3).

Ранние методы позволяли в некоторой степени контролировать наклон ствола, однако они прак-

тически не давали возможности управлять азимутом. Кроме того, они были малоэффективны, поскольку требовали многочисленных спусков и подъемов оборудования для установки клинового отклонителя или для изменения конфигурации забойной компоновки.

Начало 1960 гг. ознаменовалось существенным прорывом в области наклонно-направленного бурения, когда забойная компоновка с фиксированным углом наклона порядка $0,5^\circ$ была объединена с забойным двигателем для приведения в действие бурового долота.¹ Гидравлическая энергия бурового раствора превращается в двигателе в механическую, благодаря которой вращается долото.² Совмещение двигателя и кривого переводника позволило намного более точно контролировать направление наклона, чем прежние забойные компоновки, одновременно значительно увеличив угол возможного набора кривизны. Первые забойные компоновки имели фиксированный угол наклона, и для его корректировки требовалось извлекать их из скважины.

С помощью таких управляемых двигателей наклон скважины создается следующим образом. Кривой переводник обеспечивает снос долота, необходимый для инициации и сохранения изменений в направлении его движения. Через три геометрические точки прикосновения — долото, наддолотный стабилизатор буровой колонны на двигателе и стабилизатор над двигателем — проходит дуга, по которой следует траектория скважины.³

В некоторых двигателях используется забойная турбина, в других — комбинация винтового ротора и статора для создания двигателя объемного типа (объемного двигателя). В результате совершенствования базового объемного двигателя с кривым переводником был создан управляемый забойный двигатель. В современных компоновках с управляемыми двигателями все еще используются объемные двигатели, но также имеются управляемые с поверхности кривые переводники (рис. 4). Стандартный управляемый двигатель включает силовой блок, через который закачивают буровой раствор для приведения в движение ротора, вращающего несущий вал и долото. Изгиб, задаваемый с поверхности, можно

установить в диапазоне от 0° до 4°, позволяя направить долото под совсем небольшим углом отхода от оси ствола; такое, казалось бы, незначительное отклонение играет определяющую роль в скорости наращивания угла. Значение кривизны ствола, задаваемое в месте изгиба, зависит от его угла, внешнего диаметра и длины двигателя, места расположения стабилизатора и размера УБТ относительно диаметра скважины.

Управляемые двигатели осуществляют бурение в одном из двух режимов: во вращательном и направленном (скользящем). При вращательном режиме роторный стол или верхний привод буровой установки вращает всю бурильную колонну для передачи усилия на долото. В скользящем режиме

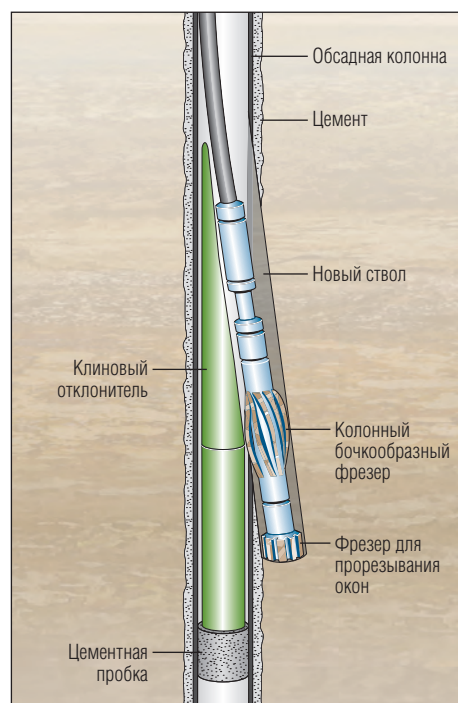


Рис. 3. Клиновое отклонение в обсаженной скважине. — Цилиндрический стальной клин (показан зеленым) спускают в скважину на заранее определенную глубину начала отклонения ствола от вертикали и ориентируют на требуемый азимут. Фрезером прорезают окно в обсадной колонне, которое затем зачищают при помощи колонного бочкообразного фрезера. После этого данную компоновку поднимают и заменяют на буровую забойную компоновку.

бурильная колонна не вращается; вместо этого поток бурового раствора направляется на забойный двигатель для приведения долота в действие. В скользящем режиме вращается только долото, а невращающаяся часть бурильной колонны просто следует за направляющей компоновкой.

Выбор конкретного двигателя зависит от его способности наращивать, сохранять или уменьшать угол в ходе вращательного бурения. Обычная практика предполагает вращательное бурение при малом числе оборотов в минуту, приведение в действие бурильной колонны с поверхности и создание изгиба равномерного во всех направлениях, тем самым формируя прямую траекторию. Измерения наклона и азимута можно получать в режиме реального времени при помощи инструментов инклинометрии в процессе бурения, чтобы сообщать буровику о всех отклонениях от намеченного курса. Для корректировки таких отклонений необходимо перейти с вращательного на скользящий режим для изменения траектории скважины.

Для перехода в скользящий режим необходимо остановить вращение бурильной колонны, чтобы буровик мог ориентировать изгиб забойного двигателя (задать угол торца бурильного инструмента) в направлении желаемой траектории. Это непростая задача, принимая во внимание крутящие силы, которые могут заставить бурильную колонну вести себя как сжатая пружина.⁴ После учета крутящего момента долота, скручивания и контактного трения бурильной колонны буровик должен с поверхности постепенно поворачивать бурильную колонну с небольшим шагом, используя измерения в процессе бурения для определения направления движения торца бурильного инструмента. Поскольку бурильная колонна может амортизировать крутящий момент на длинных интервалах, может потребоваться совершить несколько вращений на поверхности, чтобы только один раз повернуть снаряд в скважине. После подтверждения

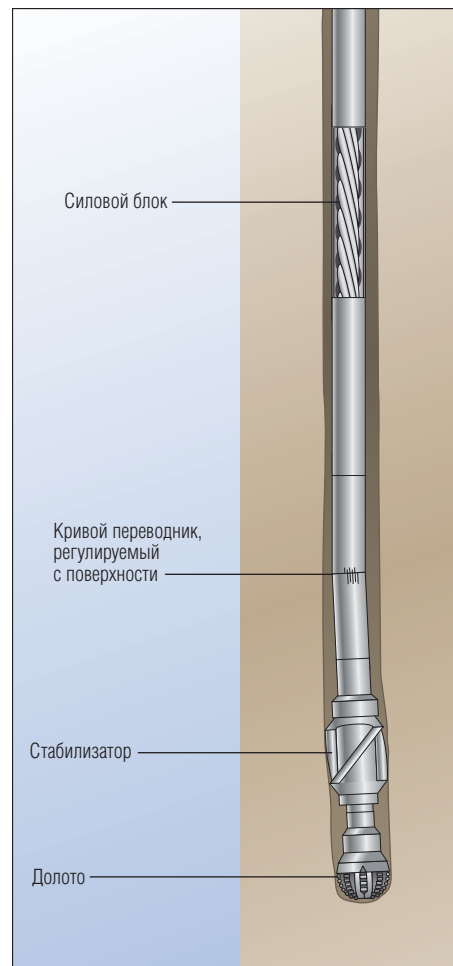


Рис. 4. Объемный двигатель. — Забойные двигатели, такие как данный управляемый двигатель PowerPak, предоставляют намного больше возможностей контроля направления, чем традиционные забойные компоновки.

1. McMillin K: "Rotary Steerable Systems Creating Niche in Extended Reach Drilling," *Offshore* 59, no. 2 (February 1999): 52, 124.
2. В отличие от традиционных методов поворотного бурения, в которых для движения долота требуется вращение всей бурильной колонны, при использовании гидравлического забойного двигателя бурильная колонна не вращается. Вместо этого в гидравлическом забойном двигателе движение вала, приводящего в действие долото, обеспечивается гидравлической энергией, передаваемой циркулирующей буровой жидкостью.
3. Allen F, Tooms P, Conran G, Lesso B and Van de Slijke P: "Extended-Reach Drilling: Breaking the 10-km Barrier," *Oilfield Review* 9, no. 4 (Winter 1997): 32–47.
4. Downton G, Hendricks A, Klausen TS and Pafitis D: "New Directions in Rotary Steerable Drilling," *Oilfield Review* 12, no. 1 (Spring 2000): 18–29.

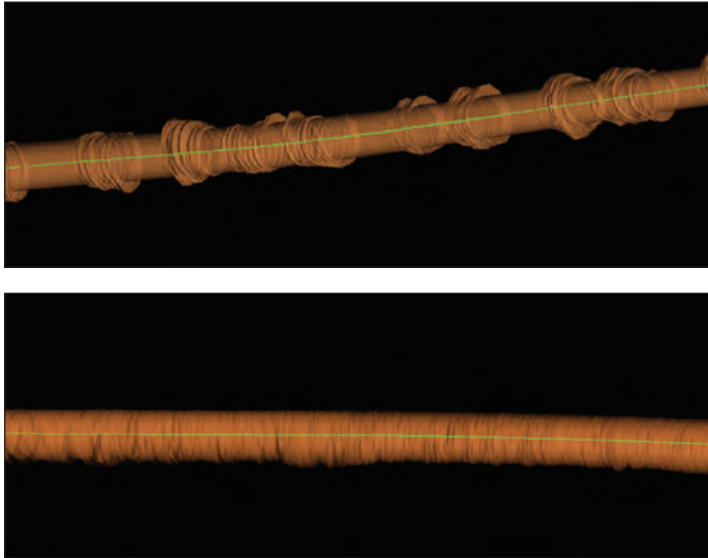


Рис. 5. Сравнение качества ствола скважины. — Изображения, полученные с помощью каверномера, показывают, что путем бурения с использованием объемного двигателя получается ствол скважины со спиралевидной канавкой (вверху на рис.), в то время как роторная управляемая система создает намного более гладкий ствол (внизу на рис.).

надлежащей ориентации торца бурильного инструмента, буровик включает забойный двигатель для начала бурения в заданном направлении. Эту процедуру, возможно, придется повторить несколько раз в ходе бурения, поскольку реактивный крутящий момент, возникающий при продвижении долота в породу, может вызвать изменение ориентации торца бурильного инструмента.

Каждый режим бурения сопряжен со своими трудностями. При вращательном бурении изгиб буровой компоновки заставляет долото вращаться с отклонением от оси забойной компоновки, из-за чего ствол скважины имеет несколько больший диаметр и спиралевидную канавку. Стенки ствола получаются более шершавыми, что повышает скручивающие и осевые нагрузки на бурильную колонну, а также может вызвать проблемы при спуске в скважину оборудования заканчивания — особенно на длинных горизонтальных участках. Спиралевидная канавка в стволе скважины может также влиять на показания каротажного зонда.

В скользящем режиме недостаток вращения создает другие сложности. Если бурильная колонна прилегает к нижней стороне скважины, буровой раствор движется вокруг трубы неравномерно, что ослабляет способность раствора по отводу выбуренной породы. Это, в свою очередь, может привести к образованию слоя выбуренной породы или накоплению обломков на нижней стороне скважины, что повышает риск прихвата трубы. Скольжение также снижает имеющуюся мощность для вращения долота, что в сочетании с трением скольжения уменьшает скорость проходки и повышает вероятность прихвата под действием перепада давлений.

В стволах с большим отходом от вертикали силы трения могут расти до тех пор, пока осевой нагрузки не станет недостаточно для преодоления торможения бурильной колонны о стенки скважины. Это делает дальнейшее бурение невозможным и оставляет ряд объектов бурения

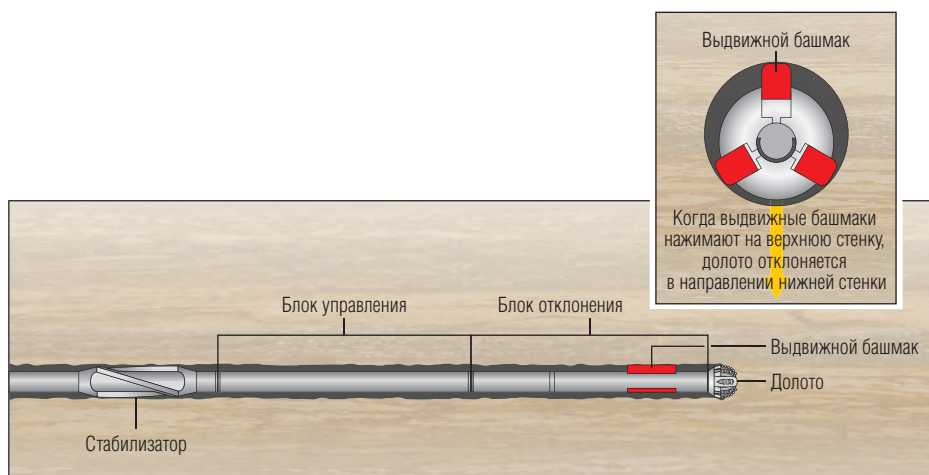


Рис. 6. РУС с отклонением долота. — Башмаки динамически выдвигаются из вращающегося корпуса для создания бокового усилия на пласт, что, в свою очередь, приводит к изменению направления бурения.

вне пределов досягаемости. Кроме того, смена режима бурения со скользящего на роторный и обратно может создавать волнообразные неровности или резкие изгибы ствола, что повышает его извилистость, тем самым увеличивая трение в процессе бурения и спуска обсадной колонны или оборудования заканчивания.⁵ Такие волнообразные неровности могут также создавать углубления, где будет собираться раствор или обломки породы, препятствуя притоку флюида после заканчивания скважины.

Некоторые из перечисленных проблем были решены в конце 1990-х гг. с созданием роторной управляемой системы (РУС). Наиболее важная особенность РУС состоит в том, что она обеспечивает непрерывное вращение бурильной трубы, тем самым исключая необходимость скольжения в ходе наклонно-направленного бурения. Инструменты РУС практически мгновенно реагируют на команды с поверхности, когда буровику необходимо изменить траекторию забоя. На раннем этапе такие системы использовали, главным образом, для бурения скважин с большим отходом от вертикали, в которых возможность протаскивания управляемых двигателей ограничивается трением в стволе скважины. Их применение часто обеспечивало улучшенную скорость проходки и качество ствола скважины по сравнению с прежними системами (рис. 5). Сегодня РУС широко применяют благодаря возможности бурения прямолинейных скважин, промывки ствола и точного контроля параметров бурения.

Принципиально новые управляемые системы

Роторные управляемые системы претерпели немало изменений с момента своего создания. В ранних версиях для изменения направления использовали приводимые в движение буровым раствором выдвигающиеся башмаки или стабилизаторы — конструкторское решение, которое продолжает пользоваться успехом и в наши дни. Поскольку управление азимутом искривления ствола скважины зависит от площади соприкосновения со стенкой, на эксплуатационные показатели этих инструментов могут иногда влиять размывы или шероховатости стенок скважины. Более поздние версии предусматривали конструкцию, в которой изменения угла торца бурильного инструмента снова обуславливалось изгибом, что снижало влияние характеристик ствола скважины на работу инструмента.⁶ Таким образом, родились две концепции управляемых систем: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»).

В системе с отклонением долота наведение бурильной колонны в желаемом направлении производится путем нажатия на стенку скважины. В одной из версий такой РУС используется блок отклонения с тремя выдвижными башмаками, приводимыми в движение буровым раствором и расположенными возле долота для создания бокового усилия на пласт (рис. 6). Для увеличения угла каждый башмак, находясь в нижней части ствола, нажимает на нижнюю часть ствола, а для уменьшения угла каждый башмак, находясь в верхней части ствола, нажимает на верхнюю часть. Команды, направляемые буровиком в скважину при помощи телеметрии по гидроимпульсному каналу связи, определяют время и мощность срабатывания башмака. Блок управления, расположенный над блоком отклонения, приводит в действие поворотный клапан, который открывает или перекрывает подачу бурового раствора на выдвижные

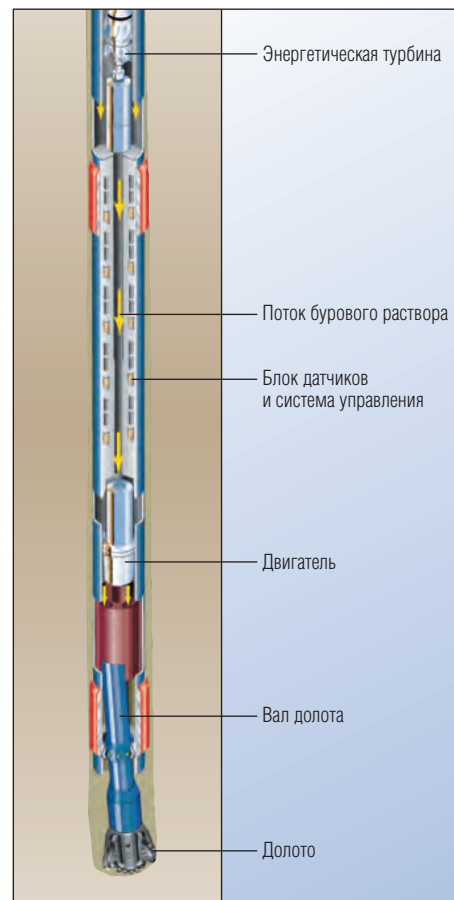


Рис. 7. РУС с направлением долота. — Ось вала долота наклонена под некоторым углом к оси бурового снаряда. Этот угол поддерживается геостационарным с помощью серводвигателя со встречным вращением.

башмаки в соответствии с поворотом бурильной колонны. Система синхронно изменяет длину и контактное давление башмаков, когда каждый из них проходит определенную ориентирующую точку. Оказывая гидравлическое давление каждый раз при прохождении конкретной точки, башмак отклоняет бурильную колонну в обратную сторону, тем самым направляя ее в желаемом направлении.

В системе с направлением долота используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения.⁷ В такой системе точка изгиба находится в УБТ сразу над долотом (рис. 7). Системы с направлением долота меняют

5. Под резким изгибом («dogleg») понимается любое значительное изменение направления ствола скважины.

6. Schaaf S, Pafitis D and Guichemerre E: "Application of a Point the Bit Rotary Steerable System in Directional Drilling Prototype Wellbore Profiles," paper SPE 62519, presented at the SPE/AAPG Western Regional Meeting, Long Beach, California, USA, June 19–23, 2000.

7. Bryan S, Cox J, Blackwell D, Slayden F and Naganathan S: "High Dogleg Rotary Steerable System: A Step Change in Drilling Process," paper SPE 124498, presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, New Orleans, October 4–7, 2009.

траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента. Траектория изменяется в направлении изгиба. Ориентация изгиба контролируется при помощи серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и бурильная колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранять геостационарную ориентацию торца бурильного инструмента при вращении УБТ.⁸

Последнее достижение в области таких управляемых роторных систем — РУС PowerDrive Archer с высокой скоростью наращивания угла. Это гибридное устройство, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением долота и с направлением долота (рис. 8).

Гибридная роторная управляемая система

До недавнего времени компоновки РУС не позволяли создавать настолько же сложные траектории скважин, как при использовании управляемого забойного двигателя. Однако роторная управляемая система PowerDrive Archer доказала свою способность обеспечивать высокую интенсивность отклонения ствола скважины, при этом достигая скорости проходки, характерной для роторных управляемых

систем.⁹ Не менее важен тот факт, что это система является полноповоротной, т.е. все внешние детали снаряда вращаются в бурильной колонне, что обеспечивает более качественную промывку ствола и сокращает риск прихвата.

В отличие от некоторых других роторных управляемых систем, в РУС PowerDrive Archer не используются выдвигаемые наружу башмаки для оказания давления на пласт. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ изнутри нажимают на цилиндрический поворотный хомут, который вращается на универсальном шарнире, ориентируя долото в желаемом направлении. Кроме того, четыре лопасти стабилизатора, расположенные на внешней части хомута над универсальным шарниром, оказывают боковое усилие на долото при контакте со стенкой скважины, что заставляет РУС работать в режиме системы с отклонением долота. Такая РУС имеет более низкий риск отказа или повреждения, поскольку все подвижные детали находятся внутри, что защищает их от воздействия неблагоприятной внутрискважинной среды. Такая конструкция также способствует увеличению срока эксплуатации РУС.

Внутренний клапан, удерживаемый в геостационарном положении относительно торца бурильного инструмента, отводит небольшую часть бурового раствора на поршни. Этот буровой раствор приводит в действие поршни, которые нажимают на поворотный хомут. В нейтральном режиме клапан бурового раствора непрерывно вращается; таким образом, усилие бурового долота распределяется равномерно по стенке скважины, что позволяет РУС сохранять курс.¹⁰

Наддолотные измерения таких параметров как интенсивность гамма-излучения, угол наклона и азимут, позволяют оператору тщательно контролировать процесс бурения. Текущее значение курса и другие рабочие параметры передаются оператору через блок управления, который направляет эту информацию на поверхность путем непрерывной телеметрии по гидроимпульсному каналу связи. С поверхности специалисты по наклонному бурению направляют команды вниз на блок управления, расположенный над блоком навигации. Эти команды превращаются в колебания скорости подачи бурового раствора. Каждой команде соответствует уникальный набор таких колебаний в отдельных точках



Рис. 8. Роторная управляемая система PowerDrive Archer. — Эта гибридная система совмещает в себе выдвигаемые башмаки и вал с управляемым отклонением; все эти детали расположе-

ны внутри УБТ, что защищает их от воздействия внутрискважинной среды.

карты навигации, которая вносится в программу бурового снаряда до начала бурения.

Операторы немедленно воспользовались возможностями управляемой системы PowerDrive Archer. Поскольку данная система может бурить как вертикальные, так и изогнутые и горизонтальные участки скважины, ее можно применять для создания сложных трехмерных траекторий и бурения от одного забивного башмака до другого за один спуск инструмента.

Испытание системы

До недавних пор управляемые объемные двигатели играли доминирующую роль при реализации проектов бурения с высокой интенсивностью отклонения ствола скважины. Однако бурение с использованием объемных двигателей может занимать продолжительное время. Для бурения вертикального участка скважины, как правило, используют традиционную роторную забойную компоновку. После достижения точки отклонения скважины от вертикали снаряд извлекают из скважины для смены забойной компоновки. После этого спускают объемный двигатель с кривым переводником, установленным под необходимым углом кривизны бурения. После достижения долотом целевого пласта бурильную колонну снова извлекают для уменьшения угла регулируемого кривого переводника на более низкую интенсивность набора кривизны, после чего инструмент снова спускают в скважину для бурения бокового ствола. В результате этих процедур время работы без углубления забоя — когда долото не находится в забое и фактически не осуществляет активное бурение — оказывается весьма продолжительным.

Используя РУС PowerDrive Archer, можно бурить вертикальные, искривленные и боковые участки скважины при помощи одной и той же забойной компоновки, тем самым повышая эффективность бурения, скорость проходки и качество ствола. А благодаря возможности отказаться от постоянной смены

режима бурения с вращательно-го на скользящий и наоборот, при бурении этой РУС снижается извилистость скважины, сопротивление и трение, связанное с низким качеством ствола. Это позволяет бурить боковые стволы большей длины для проникновения глубже в пласт-коллектор.

РУС PowerDrive Archer применяется во всевозможных условиях — как на суше, так и на море, и во всем мире — от США до Ближнего Востока и Австралии. Возможности быстрого набора кривизны ствола наклонной скважины, впервые продемонстрированные в глинистых комплексах пород, теперь используются для сохранения заданной траектории ствола при прохождении через проблемные рыхлые пласты. Операторы начинают понимать преимущества гибкого проектирования и корректировки траекторий скважин, обеспечиваемые такой гибридной системой РУС, при разбуривании различных поисковых комплексов.

Один из таких нефтегазоносных комплексов — месторождение сланцевого газа Марселлус (Marcellus Shale) в Аппалачском бассейне Северной Америки — занимает территорию, которая примерно в 3,5 раза превышает площадь месторождения сланцевого газа Барнетт (Barnett Shale), которое оказалось одним из наиболее продуктивных источников нетрадиционного газа в США. Залежи сланцевого газа Марселлус в девонских отложениях предположительно содержат 363 трлн фут³ (10,3 трлн м³) извлекаемых запасов газа. Геологоразведкой и освоением этого газоносного комплекса занимается корпорация Ultra Petroleum.¹¹

В прошлом операторы заканчивали скважины на месторождении Марселлус вертикально, вследствие чего площадь контакта газоматеринской породы со стволом скважины была сравнительно небольшой. Внедрение технологии горизонтального бурения оказало существенное влияние на экономические показатели добычи газа на месторождении Марселлус; при этом горизонтальные скважины бурили с куста на несколько скважин и заканчивали с использованием многоинтервального гидроразрыва пласта в боковом стволе. Операторы часто применяли воздух для бурения вертикальных интервалов и переходили на бурение с промывкой после достижения точки начала отклонения ствола. После задавливания обсадной трубы диаметром 9 7/8 дюймов начинали резку наклонного ствола на 8 3/4 дюйма с наращиванием угла при помощи объемного двигателя до вскрытия залежи Марселлус. На искривленных и боковых участках объемный двигатель может бурить до 90% интервала в скользящем режиме. Этот подход имеет ряд недостатков, в том числе малую скорость проходки, низкую скорость промывки ствола и извилистые траектории скважин, и часто требует подъема инструмента из скважины для корректировки угла кривого переводника в тех случаях, когда корректировка траектории ствола необходима из-за геологических неопределенностей.

В рамках бурения на этом месторождении может потребоваться создание сложных трехмерных профилей скважин с большой скоростью изменения кривизны и кор-

8. Al-Yami HE, Kubaisi AA, Nawaz K, Awan A, Verma J and Ganda S: "Powered Rotary Steerable Systems Offer a Step Change in Drilling Performance," paper SPE 115491, presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition, Perth, Western Australia, Australia, October 20–22, 2008.

9. Для количественной характеристики резкого изгиба обычно используется величина интенсивности отклонения ствола, измеряемая в градусах на единицу расстояния.

10. Bryan et al, сноска 7.

11. Auflick R, Slayden F and Naganathan S: "New Technology Delivers Results in Unconventional Shale Play," presented at the Mediterranean Offshore Conference and Exhibition, Alexandria, Egypt, May 18–20, 2010.

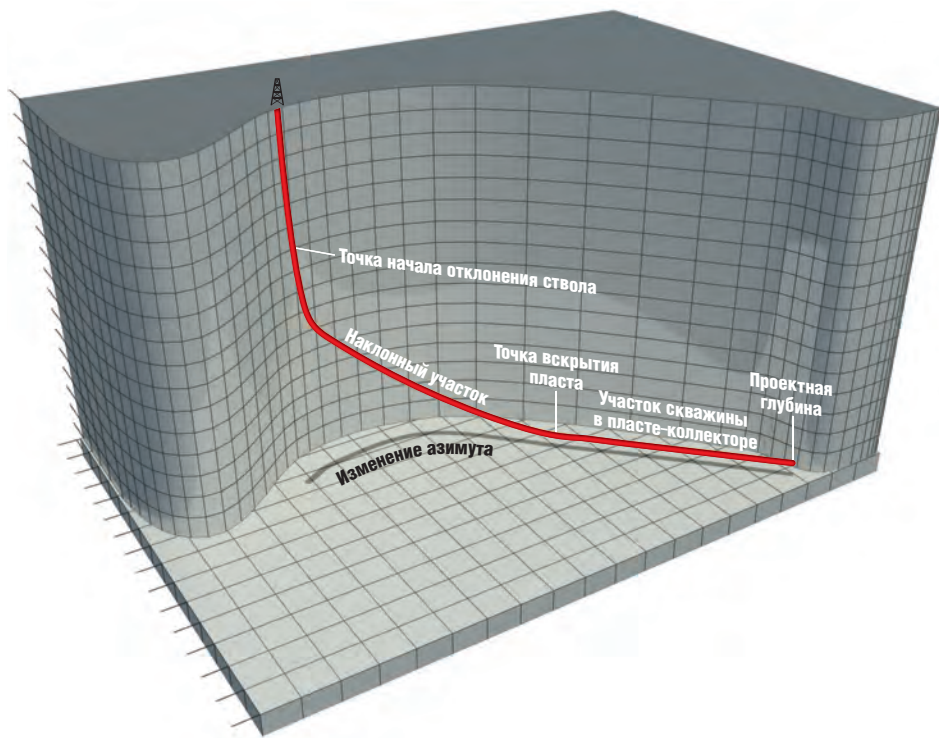


Рис. 9. Трехмерная траектория скважины. — В этой скважине, пробуренной на месторождении сланцевого газа Марселлус, оператор использовал РУС PowerDrive Archer для отхода забоя от вертикали, бурения трехмерной дуги с изменением азимута более чем на 100° и последующего бурения наклонного участка. Неопределенность геологической модели заставила оператора изменить место вскрытия пласта более чем на 70 футов (21 м). После определения местоположения геологического маркирующего горизонта система РУС быстро увеличила угол до $16^\circ/100$ футов ($16^\circ/30$ м) для достижения целевого объекта, после чего оператор переключился на интенсивность набора кривизны 2° для плавной проводки скважины в пласт-коллектор.

ректировкой интенсивности отклонения ствола в зависимости от угла падения пласта. Компания Ultra Petroleum осознала сложность таких проблем на последнем проекте и выбрала РУС PowerDrive Archer для их решения, для бурения скважин более высокими темпами и для точного позиционирования участка скважины в продуктивных зонах пласта. В 2010 г. компания Ultra приступила к реализации ускоренной программы бурения, наметив несколько объектов бурения в рамках этого перспективного комплекса пород. Компания пробурила первую (контрольную) скважину

на месторождении Марселлус с использованием управляемого объемного двигателя. Следующие 10 скважин были пробурены при помощи РУС PowerDrive Archer. В некоторых из них боковой ствол зарезали долгим поворотом на азимут 90° или более для выхода на уровень целевого горизонта при одновременном наращивании угла со скоростью до $8^\circ/100$ футов ($8^\circ/30$ м). Возникновение геологических неопределенностей возле точки входа в пласт иногда требовало принятия корректирующих мер, например, часто было нужно увеличить темп набора кривизны (рис. 9).

За одним исключением, скважины, пробуренные после первой, контрольной, обеспечили существенную экономию времени бурения. Кроме того, все колонны заканчивания были спущены без происшествий. Гибридная РУС также позволила глубже проникнуть в целевой объект, что привело к повышению дебитов добычи более чем вдвое.

Другой комплекс нефтегазоносных пород, заслуживающий особого внимания, находится в центральной части штата Оклахома, США, где компания Cimarex Energy Company осуществляет бурение на сланцевом месторождении Вудфорд (Woodford Shale). Компания Cimarex выбрала компанию PathFinder, принадлежащую компании Schlumberger, для использования РУС PowerDrive Archer при бурении искривленного участка скважины «Каппус 1-22Эйч» (Kappus 1-22H). Использование этой РУС для бурения ствола диаметром $8\frac{3}{4}$ дюйма со скоростью набора кривизны $8^\circ/100$ футов позволило оператору увеличить скорость проходки на 80% по сравнению со скважинами, пробуренными ранее при помощи объемных двигателей. После бурения гладкого ствола на всем изогнутом участке оператор смог перейти на РУС PowerDrive X5, которая пробурила боковой ствол длиной 4545 футов (1385 м) на проектную глубину всего за один проход. Высокая скорость проходки изогнутого интервала в сочетании с высокой скоростью набора кривизны и гладкостью пробуренного бокового ствола позволил сократить время бурения на 10 дней (рис. 10).

12. Eltayeb M, Heydari MR, Nasrumminallah M, Bugni M, Edwards JE, Frigui M, Nadjeh I and Al Habsy H: "Drilling Optimization Using New Directional Drilling Technology," paper SPE/IADC 148462, presented at the SPE/IADC Middle East Drilling Technology Conference and Exhibition, Muscat, Oman, October 24–26, 2011.

Быстрый набор кривизны ствола с помощью такой гибридной РУС обеспечивает укорачивание изогнутого участка, позволяя операторам проектировать траектории скважин с точкой начала отхода, расположенной глубже. Глубоко расположенная точка начала отхода позволяет оператору увеличивать длину вертикального участка, который, как правило, бурится быстрее, чем изогнутый участок. Один оператор на Ближнем Востоке использовал РУС PowerDrive Archer для бурения изогнутого участка диаметром $8\frac{1}{2}$ дюйма и длиной 846 футов (258 м) со скоростью набора кривизны $7,6^\circ/100$ футов ($7,6^\circ/30$ м). После достижения поставленных целей в данной скважине оператор выбрал эту же систему для бурения второй скважины.

Во второй скважине требовалось обеспечить более высокую скорость набора кривизны, однако при реализации этой программы, оператору удалось повысить общую скорость проходки благодаря бурению более длинного вертикального участка до точки начала отклонения и более высокой скорости его проходки. После бурения вертикального участка диаметром $12\frac{1}{4}$ дюйма оператор задал обсадную трубу и зарезал боковой ствол диаметром $8\frac{1}{2}$ дюйма. Гибридная РУС обеспечила сохранение стабильной интенсивности отклонения ствола $11^\circ/100$ футов ($11^\circ/30$ м) и бурение интервала длиной 742 футов (226 м) за один спуск продолжительностью 15 ч (рис. 11). Размеры области входа скважины в целевой интервал составили 1 фут (0,3 м) по вертикали и 3,8 футов (1,2 м) по горизонтали. Вследствие укорачивания ствола диаметром $8\frac{1}{2}$ дюйма оператору также удалось сэкономить порядка 700 футов (210 м) хвостовика. Перенос точки начала зарезки бокового ствола на большую глубину уменьшил радиус кривизны дуги, что сократило необходимую длину проходки для достижения коллектора и позволило инженерам рассмотреть возможность уменьшения размеров обсадных колонн для дополнительного сокращения затрат.¹²

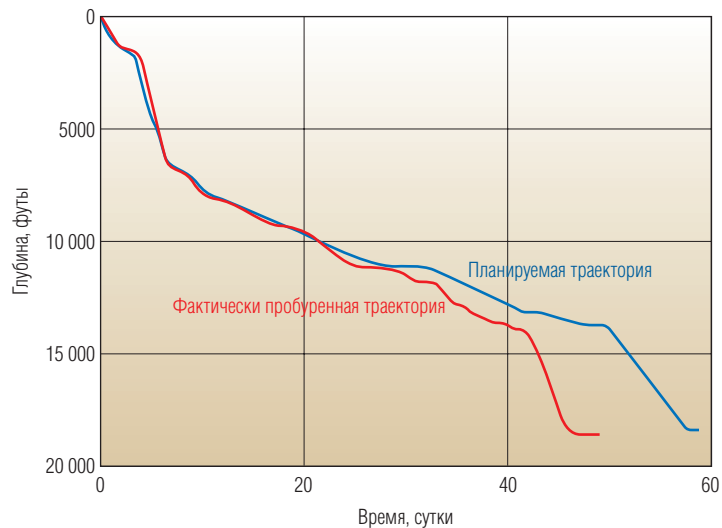


Рис. 10. График строительства скважины. — Компания Cimarex использовала систему PowerDrive Archer для бурения скважины «Каппус 1-22Эйч» (Kappus 1-22H) на сланцевом месторождении Вудфорд. Оператору удалось пробурить скважину на проектную глубину за 49 дней вместо 59, сэкономив 10 дней от запланированного срока бурения.

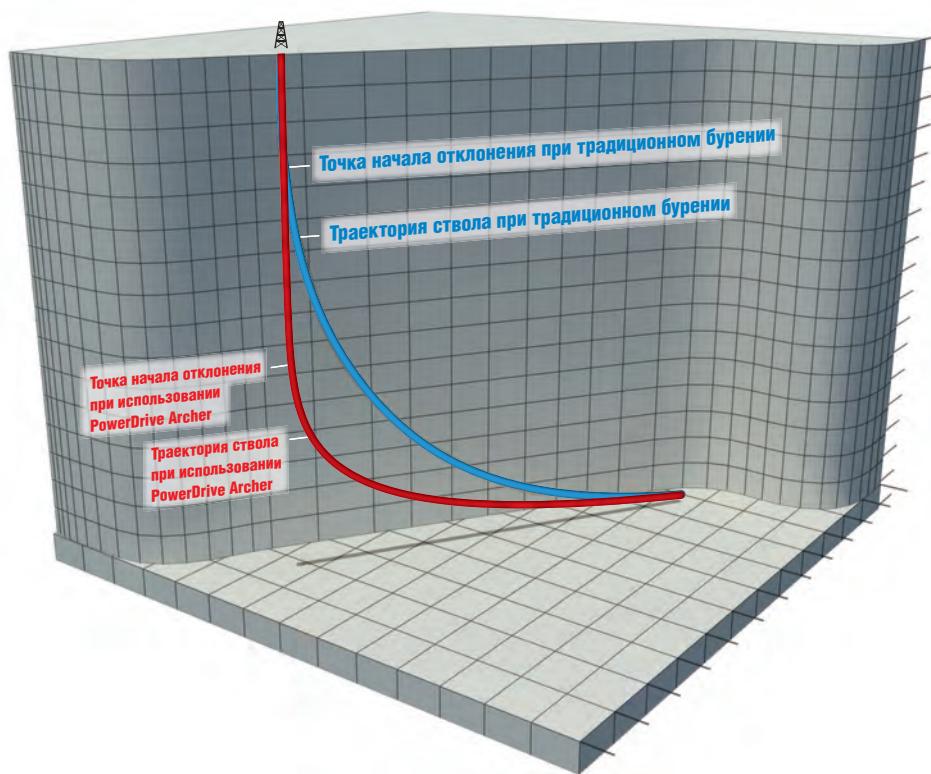


Рис. 11. Укорачивание дуги. — Использование РУС PowerDrive Archer обеспечило возможность увеличения темпа набора кривизны до $11^\circ/100$ футов, что позволило оператору удлинить вертикальный участок траектории и уменьшить длину дуги, тем самым сократив время бурения и необходимую величину хвостовика.

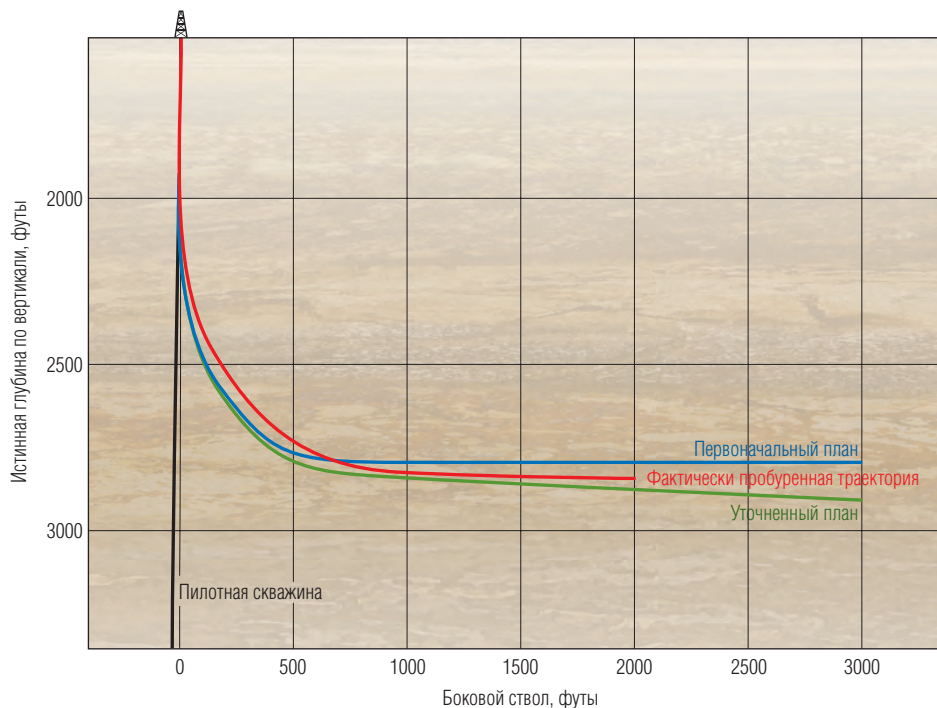


Рис. 12. Двумерная дуга и боковой ствол. — Компания SEECO разработала два сценария бурения для учета неопределенностей угла падения пласта Атока. Фактическая траектория скважины (красная линия) отличается от двух запланированных траекторий. Геонавигационные датчики каротажа во время бурения показали, что угол наклона находится между этими двумя вариантами. Пласт был ограничен сбросом, что значительно сократило длину бокового ствола. (Vryan et al, сноска 7.)

На северо-западе штата Арканзас, США, компания SEECO, находящаяся в полной собственности Southwestern Energy Company, провела функциональные испытания системы PowerDrive Archer при бурении вертикальных, искривленных и боковых участков скважин в пласте Атока (Atoka Formation). Был пробурен горизонтальный интервал, после чего был зарезан боковой ствол по запланированному азимуту. Буровик увеличивал угол со скоростью набора $10^\circ/100$ футов ($10^\circ/30$ м), а затем выполнил плавный вход скважины в целевой

объект под углом $88,2^\circ$. Система РУС продолжала бурение с применением функции выдерживания постоянного угла наклона в пределах $0,5^\circ$ от плановой траектории. После бурения порядка 1000 футов (305 м), специалист по бурению направил траекторию скважины немного вверх, в соответствии с общим углом падения пласта, и РУС нарастила угол наклона до 92° , после чего пласт-коллектор был резко ограничен внезапным сбросом (рис. 12).

Тщательное планирование для достижения успеха

Успех применения управляемой технологии PowerDrive Archer во многом зависит от тщательного планирования, моделирования и испытаний. Конструкция компоновки низа бурильной колонны и моделирование реакции долота и компоновки являются неотъемлемой частью каждой операции с применением PowerDrive Archer.

Первым делом буровые инженеры компании Schlumberger получают от оператора информацию по соседним скважинам и внимательно изучают проблемы бурения и рабочие характеристики долота. Инженеры используют интегрированное программное обеспечение DOX Drilling Office для проектирования траектории, обеспечивающей вход скважины в целевой интервал, при оптимизации эффективности бурения. С помощью этого пакета программ проходка скважины может быть разработана с учетом технических характеристик бурильной колонны и конструкции забойной компоновки, гидравлических параметров и скручивающих и осевых нагрузок на бурильную колонну. Программное обеспечение DOX позволяет инженерам-буровикам быстро прогонять различные сценарии с целью оптимизации траектории скважины. После этого вырабатывается проект скважины и оборудования, позволяющий достигнуть намеченного объекта, с учетом известных проблем бурения. Мониторинг по предупреждению столкновений позволит избежать столкновений предложенной траектории с соседними скважинами.

Качество ствола является ключевым вопросом в скважинах с высокой интенсивностью отклонения или большим отходом от вертикали; низкое качество ствола может влиять на успех бурения, затрудняя попытки спустить оборудование для бурения и заканчивания в стволы малого радиуса кривизны, а также может ограничивать возможную длину проходки бокового ствола. Обширные испытания сыграли важную роль в совершенствовании



Рис. 13. Бурение скважин с ровными стенками на испытательных стендах. — Лазерные кавернометры не обнаружили шероховатостей ствола в скважине, пробуренной при помощи РУС PowerDrive Archer RSS (внизу на рис.). (Фотографии Эдварда Паркина, Стоунхауз, Англия.)

способности бурить высококачественные скважины. Одно из таких испытаний проводилось на серии блоков породы с различной прочностью сжатия. Такие блоки располагали бок о бок, создавая прямоугольник длиной 45 м (150 футов). С помощью РУС PowerDrive Archer проводили бурение этих блоков с использованием разных комбинаций долот и настроек мощности, моделируя различные внутрискважинные условия бурения. После бурения лазерная кавернометрия отверстия в каждом блоке не выявила никаких шероховатостей стенок ствола (рис. 13).

Хотя моделирование реакции компоновки низа бурительной колонны и долота, как известно, яв-

ляется сложной задачей, последние достижения обеспечили возможность анализировать динамические забойные условия и рассчитывать напряжения в бурительной колонне. Создаваемые долотом силы и их воздействие на управляемую работу забойной компоновки также можно спрогнозировать. После этого проводят лабораторные и, наконец, полевые испытания для разработки оптимальной конструкции забойной компоновки и долота.

Инженеры компании Schlumberger исследовали компоненты компоновки низа бурительной колонны PowerDrive Archer путем анализа методом конечных элементов, а также путем анализа и моделирования изгибающего момента (рис. 14).

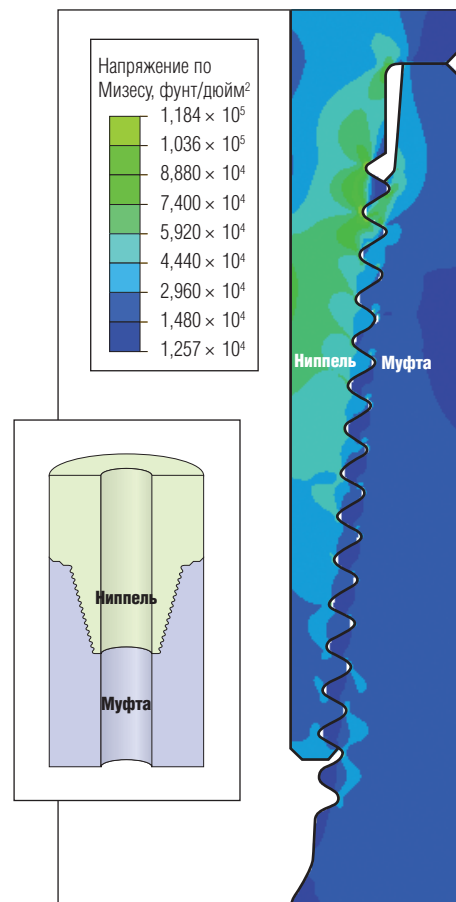


Рис. 14. Контуры распределения напряжений в замке бурительной трубы. — На замки бурительных труб действуют различные нагрузки, влияющие на их усталостную прочность. В частности, на них действует крутящий момент при их соединении на полу буровой, когда ниппель одной бурительной трубы ввинчивают в муфту другой (врезка). Впоследствии, при бурении криволинейного участка, на замок действует изгибающий момент. Для прогнозирования напряжений в резьбовом соединении с учетом ожидаемых крутящего и изгибающего моментов при каждой операции можно использовать анализ методом конечных элементов. На рисунке видно, что в резьбовом соединении, на которое действует изгибающий момент, напряжение по Мизесу на ниппеле оказывается выше, чем напряжение на муфте. Эта информация полезна для прогнозирования усталостной прочности соединения.

В ходе полевых испытаний было доказано, что характеристики забойной компоновки обеспечивают управляемость при высоких темпах набора кривизны. После подготовки окончательного проекта компоновки инженеры провели испытания на ударные нагрузки и вибрации для выявления критических резонансных частот и частот вращения, которых следует избегать при бурении. Было проведено моделирование скручивающих и осевых нагрузок на бурильную колонну в ходе буровых и спуско-подъемных операций для обеспечения целостности забойной компоновки. Также было проведено моделирование гидравлических нагрузок при различных значениях плотности бурового раствора и диапазонах расхода.

Конструкция бурового долота — еще один ключевой фактор для обеспечения успеха строительства любой скважины. Долото влияет на эффективность бурения, т.е. на способность достичь и поддерживать высокую среднюю скорость проходки. Конструкция долота также влияет на управляемость, т.е. на возможность проводки скважины в нужную часть пласта. Для управляемых систем с отклонением долота, как правило, требуются долота с боковыми шарошками с высоким темпом набора кривизны ствола для создания резких изгибов, в то время как в системах с направлением долота в большей степени применяется стабилизация при помощи долот с более длинной боковой стороной и меньшим темпом набора кривизны ствола. В гибридной системе правильный выбор долота особенно важен. Для данной РУС инженеры провели обширные испытания для описания взаимного влияния долота, буровых снарядов и пласта с целью оптимального подбора профиля торца долота для бурового инструмента и обеспечения максимальной производительности.

Долота в системе PowerDrive Archer можно подбирать для повышения управляемости и увеличения скорости проходки на конкретном

месторождении. Интегрированная платформа для проектирования долот IDEAS позволяет инженерам-буровикам оптимизировать подбор долота на основании результатов моделирования всей буровой системы в целом.¹³ Программное обеспечение IDEAS дает возможность учесть огромное количество параметров при оптимизации конструкции долот и компоновки низа бурильной колонны:

- тип породы и характеристики пласта;
- взаимодействие поверхности реза долота с плоскостью забоя;
- контакт бурильной колонны со скважиной;
- детальный проект компоновки низа бурильной колонны;
- программа крепления ствола скважины;
- траектория скважины;
- параметры бурения.

Данные моделирования также вводились в систему контроля усталостной прочности, которая прогнозирует усталостную прочность для каждой детали забойной компоновки. При вращении в стволах с резкими изгибами компоновки низа бурильной колонны испытывали большой крутящий момент. Усталостный ресурс экспоненциально снижается при повышении темпа набора угла, что может сократить срок эксплуатации деталей стандартной компоновки до нескольких часов. Моделирование и отслеживание усталости деталей компоновки помогает буровикам избежать поломок вследствие скручивания бурильных труб и других катастрофических разрушений.

Компания Schlumberger автоматически отслеживает усталостную прочность для обеспечения целостности деталей компоновки низа бурильной колонны. При помощи программы оптимизации и анализа данных PERFORM Toolkit инженер на буровой может регистрировать частоту вращения, скорость проходки, интенсивность отклонения ствола и другие факторы усталости и получать в режиме реального времени информацию о контроле усталости и прогноз усталостной проч-

ности. Мониторинг усталостной прочности — задача непростая: необходимо отслеживать положение каждого компонента на траектории скважины и измерять изгибающий момент, вызванный резким изгибом ствола, а также частоту вращения и время. Отслеживание усталости в режиме реального времени, включая время вращения до забоя, может существенно повысить точность оценки усталостной прочности. Такие данные об усталости можно отслеживать удаленно из центров поддержки операций, где буровые эксперты могут анализировать данные и консультировать операторов по срокам необходимой замены важнейших деталей.

Достижения в области технологии направленного бурения помогают операторам получить доступ к тем углеводородам, которые иначе добыть невозможно. Последнее поколение роторных управляемых систем обеспечивает бурение таких траекторий и отходов от вертикали, которые раньше нельзя было себе представить, параллельно снижая затраты и риски бурения скважин и повышая дебит. Такие траектории скважин постоянно возрастающей сложности стимулируют компании нефтегазовой отрасли проникать все глубже в недра в поиске новых запасов.

—МВ

13. Система IDEAS была разработана в 1990-х гг. компанией Smith Bits, впоследствии приобретенной компанией Schlumberger. Подробнее о проектировании долот с использованием системы IDEAS см.: Centala P, Challa V, Durairajan B, Meehan R, Paez L, Partin U, Segal S, Wu S, Garrett I, Teggart B and Tetley N: "Bit Design—Top to Bottom," *Oilfield Review* 23, no. 2 (Summer 2011): 4–17.