

Литература

1. Добыча нефти [Электронный ресурс]// Все о нефти. Информационный сайт. Режим доступа: <http://vseonefti.ru/upstream/>.
2. Нигматулин Р.И., Нигматулин Б.И. Нефть, газ, энергия, мир, Россия: состояние и перспективы [Электронный ресурс]//ProAtom. Информационный сайт, 2006. Режим доступа: <http://www.proatom.ru/>.
3. Горизонтальное бурение RPI [Электронный ресурс]//Rogtec. Russianoil&gastechologies. Информационный сайт. – 2014. Режим доступа: <http://www.rogtecmagazine.com>.
4. Богоявленский В.И. Достижения и проблемы геологоразведки и ТЭК России // *Бурение и нефть*, 2013. - №3. – С. 3-7.
5. ГОСТ 14169-93 Системы наземного контроля процесса бурения нефтяных и газовых скважин. Общие технические требования и методы испытаний [Электронный ресурс]//Помощь по ГОСТам. Информационный сайт. Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru/text/GOST1416993Sistemnazemno.html>.

**АНАЛИЗ ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ И ВЫБОР АКТУАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
РОТОРНЫХ УПРАВЛЯЕМЫХ СИСТЕМ ПРИ СООРУЖЕНИИ СКВАЖИН НА НЕФТЬ И ГАЗ**
Д.И. Новосельцев

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Увеличение объемов добычи углеводородов связано с вводом в эксплуатацию новых площадей, а также доработкой ранее открытых месторождений. Решение этих задач невозможно без строительства наклонно-направленных скважин, отработки методик проектирования и корректирования их траектории, совершенствования техники и технологии направленного бурения. При проектировании скважин операторы все чаще закладывают сложные траектории для вскрытия удаленных объектов, разработки нескольких залежей из одной скважины, проникновения вглубь пласта и преодоления разрывных нарушений. Сложность бурения подобных скважин компенсируется повышенной эффективностью извлечения углеводородов из них за счет увеличенной площади контакта с продуктивным пластом. Одной из перспективных технологии в наклонно-направленном бурении на сегодняшний день является применение роторных управляемых систем (РУС). Их использование значительно упрощает проводку скважин сложной траектории, в том числе с протяженным горизонтальным участком.

Роторные управляемые системы были разработаны в середине 1990-х как альтернатива традиционным методам искривления траектории скважины, таким как, отклонение управляемым двигателем (совмещение забойного двигателя и кривого переводника), использование клинового отклонителя, изменение положения стабилизаторов. Эти методы имеют ряд недостатков: необходимость многочисленных спускоподъемных операций (смена компоновки низа буровой колонны, установка клина-отклонителя), сложность контроля азимута, некачественный ствол скважины.

Последние десятилетия в большинстве случаев используется искусственное искривление с помощью управляемого двигателя, которое вполне удовлетворяет требованиям заказчика. Однако бурение скважин с увеличенным горизонтальным участком управляемым двигателем имеет практически неустраняемые недостатки, причиной которых является «скользящий» режим бурения. В этом режиме вращается только долото, а буровая колонна просто следует за направляющей компоновкой. Сам переход после вертикального участка с вращательного режима на скользящий является сложной задачей, так как буровику необходимо ориентировать изгиб забойного инструмента в направлении необходимой траектории, при этом крутящие силы заставляют буровую колонну вести себя как сжатая пружина. Основные сложности в этом случае вызваны недостатком вращения колонны труб. В процессе проходки буровая колонна скользит по лежачей стенке скважины, промысловая жидкость движется вокруг нее неравномерно, что уменьшает выносящую способность раствора и способствует повышению риска прихвата колонны. Также из-за скольжения снижается полезная мощность, затрачиваемая на вращение долота, что в сочетании с трением скольжения уменьшает скорость проходки. Иногда осевой нагрузки просто недостаточно для преодоления трения колонны о стенки скважины. Кроме того, бурение управляемым двигателем характеризуется низким качеством ствола, волнообразными неровностями и резкими изгибами (рис. 1) [1].

Часть перечисленных проблем могут быть устранены применением роторных управляемых систем (РУС). Ключевой особенностью РУС является непрерывное вращение буровой колонны, исключающей наличие интервалов, где ведется бурение со «скольжением».

В настоящее время применяются две концепции РУС: с отклонением долота («push-the-bit») и с направлением долота («point-the-bit»). В системе с отклонением долота ориентация буровой колонны в желаемом направлении производится путем нажатия на стенку скважины. В такой РУС используется блок отклонения с тремя выдвигаемыми башмаками, приводимыми в движение буровым раствором и расположенными возле долота для создания бокового усилия на стенки скважины. Для увеличения угла соответствующие башмаки нажимают на лежачую стенку скважины, а для снижения угла – на висячую стенку скважины. Текущее значение координат ствола и другие рабочие параметры РУС от забоя к поверхности, а команды от оператора с поверхности на забой, передаются при помощи телеметрических систем 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 башмаки в соответствии с поворотом буровой колонны. Система синхронно изменяет амплитуду и силу давления башмаков, когда каждый из них проходит определенную ориентирующую точку [1].



Рис. 1 Сравнение качества ствола скважины, построенного по данным каверномера: сверху – забойный двигатель с кривым переводником, снизу – роторная управляемая система [1]

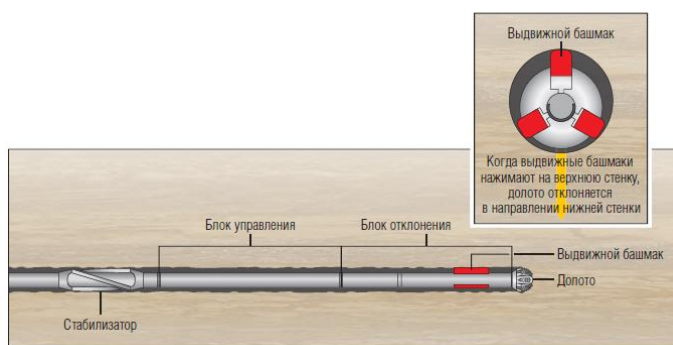


Рис. 2 Роторная управляемая система с отклонением долота [1]

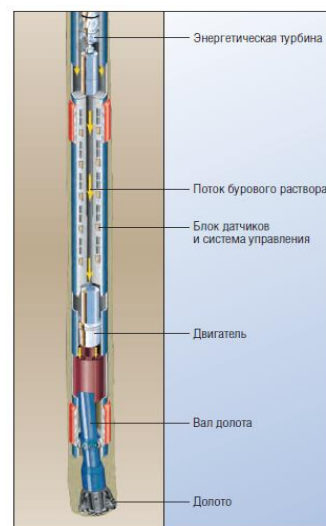


Рис. 3 Роторная управляемая система с направлением долота [1]

В системе с направлением долота используется внутренний изгиб для отклонения оси снаряда от текущей оси скважины и смены направления бурения. В такой системе точка изгиба находится в утяжеленной буровой трубе (УБТ) сразу над долотом. Системы с направлением долота меняют траекторию скважины путем изменения угла торца бурильного инструмента относительно забоя скважины. Траектория изменяется в направлении изгиба. Ориентация изгиба контролируется при помощи серводвигателя, который вращается с той же скоростью, что и буровая колонна, но в обратном направлении. Это позволяет сохранять геостационарную ориентацию торца бурильного инструмента при вращении УБТ [1].

Одной из последних разработок в области управляемых систем является гибридная РУС – устройство, сочетающее в себе характеристики систем с отклонением долота и с направлением долота. Примером такой РУС является PowerDrive Archer производства Schlumberger. В этой системе не используются выдвижные башмаки для оказания давления на стенки скважины. Вместо этого четыре поршня привода внутри УБТ 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.

Практический опыт применения РУС обширен не только за рубежом, но и в отечественной практике бурения. Наибольшее количество РУС предлагают сервисные компании Baker Hughes INTEQ (10 наименований), Halliburton Sperry Drilling (17 наименований) и Schlumberger (9 наименований) [2].

В США на месторождении Алпайн Северного склона Аляски с использованием новых роторных управляемых систем было пробурено более 180 тысяч метров (порядка 100 скважин с горизонтальным участком ствола). Диаметр ствола этих скважин варьировался от 120,6 до 222,2 мм. Почти 300 тысяч метров с использованием РУС было пробурено на Северном склоне Аляски, что позволило успешно бурить скважины с большим отходом забоя от вертикали и установить рекорды по длине горизонтальных участков стволов скважин. Глубина скважин по вертикали в среднем составляла 2100 м, отход – от 2700 до более 6000 м [2].

Компания Ultra Petroleum выбрала РУС Power Drive Archer для бурения скважин на месторождении сланцевого газа Марселлус (Marcellus Shale) более высокими темпами и для точного ориентирования участка скважины в интервале продуктивного пласта. 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 боковые стволы зарезали с изменением азимута на 90 и более градусов для выхода на уровень проектного горизонта при одновременном наращивании зенитного угла с интенсивностью искривления до 8 град/30 метров [1]. Все скважины, пробуренные после контрольной, обеспечили существенную экономию времени бурения и, благодаря увеличению площади вскрытия продуктивного пласта, было обеспечено двойное увеличение дебита. Кроме того, все обсадные колонны были спущены без осложнений.

В сентябре-октябре 2009 года на Верхнечонском месторождении стартовал пилотный проект по строительству скважин с использованием систем РУС, предусматривавший бурение четырех горизонтальных секций диаметром 152,4 мм [3]. Благодаря применению более агрессивных долот, средняя механическая скорость проходки с использованием РУС на четырех скважинах составила 16 м/ч (рекорд – 21,85 м/ч), что вдвое выше, чем при использовании винтовых забойных двигателей. Это позволило сократить цикл бурения горизонтальных секций на три дня – до 3,62 суток. Кроме того, применение РУС позволило качественнее вскрывать продуктивный пласт с достижением эффективной длины горизонтальной секции до 70 %, в то время как на скважинах, пробуренных с использованием винтовых забойных двигателей, этот показатель составляет всего 30%. В результате, дебиты скважин увеличились вдвое – до 200-250 т/сут [3, 4].

Компанией «Газпром нефть» ведется бурение с использованием технологии роторных систем на Романовском, Вынгапуровском и Северно-Янгтинском месторождениях, пробурены уже 11 скважин. Скважины, пробуренные с применением технологии РУС, позволили увеличить дебит по сравнению с проектным. На Вынгапуровском месторождении скважина № 6634 при запланированном дебите 125 т/сут дала 140 т/сут, дебит скважины № 6635 при плане в 80 т/сут составил 151 т/сут; на Северо-Янгтинском месторождении при запланированном дебите 60 т/сут – полученный дебит составил 200 т/сут. При строительстве скважин по технологии с применением РУС удалось добиться сокращения цикла бурения в среднем на 2–3 суток [5].

Не смотря на проведенный анализ, следует отметить, что РУС не обделены недостатками. Ключевым из них является – высокая стоимость эксплуатации. Например, если РУС будет потеряна в скважине во время бурения, стоимость замены данного оборудования может превысить 1 млн. долларов, в то время как замена ВЗД обойдется примерно в 200 тыс. долларов [6-7]. Если согласно геологическим данным основные осложнения связаны с неустойчивостью ствола скважины, что может привести к потере компоновки низа бурильной колонны, то более обоснованным станет выбор именно забойного двигателя. Кроме того, РУС в отличие от забойных двигателей совместимы не со всеми типами и классами долот. В случае неправильного выбора долота может снизиться механическая скорость проходки. При эксплуатации РУС требуется проектировать буровую установку с ротором соответствующей мощности, поэтому небольшие буровые установки не могут обеспечить скорость, необходимую для максимальной эффективности роторной управляемой системы, сводя на нет ее преимущества. Моторизованная РУС (роторная управляемая система, совмещенная с забойным двигателем) может использоваться для обеспечения необходимой скорости вращения, но это увеличит общую стоимость работ. Высокая скорость вращения роторной управляемой системы может вызвать износ обсадной колонны и повреждение бурильной колонны [6-7].

Согласно анализу данных практического применения РУС выделены следующие положительные аспекты их применения для сооружения нефтяных и газовых скважин: улучшение качества ствола сооружаемой скважины с последующим облегчением спуска обсадной колонны; сокращение сроков бурения; улучшение расположения ствола в продуктивном пласте, позволяющее повысить дебит скважины; возможность бурения скважин с большим отходом от вертикали и сооружения протяженных горизонтальных участков ствола. Анализ литературы позволил выделить перспективные направления разработок в области РУС: создание гибридных систем, сочетающих в себе преимущества различных подходов к отклонению скважины, оптимизация и удешевление конструкции управляемых систем, обеспечение совместимости с различными типами долот.

Литература

1. Фелцак Э., Торре А., Годвин Н., Мантл К., Нагнатан С., Хокинс Р., Ли Ке, Джонс С., Слейден Ф. Гибридная роторная управляемая система бурения – сочетание лучшего // Нефтегазовое обозрение, 2012. – Т.23. – №4. – С.60-52.
2. Шевченко И.А. Бурение скважин с большим отходом от вертикали с использованием роторных управляемых

- систем при контроле геофизических параметров в режиме реального времени // Естественные и технические науки, 2014. – №1/2. – С.36-39.
3. Уилсон К., Шокарев И., Смолл Дж., Ахунжов Э. Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири - Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения // Нефтегазовая вертикаль, 2011. – № 2. – С.54-55.
 4. Заикин И.П., Панков М.В., Исмаилов Н.А., Пушкарев С.В. Применение роторной управляемой системы PowerDrive и системы каротажа PeriScore при бурении горизонтальной скважины // Нефтяное хозяйство, 2009. – №11. – С.2-4.
 5. Калинин В. Роторные возможности управляемого бурения // Сибирская нефть, 2012. – №9. – С. 36-41.
 6. Kelly K. Rotary steerable. Enable extended-reach and precision control in tight zones // Oil&Gas. EURASIA, 2012. - №6. – P. 44-46.
 7. Matheus J., Ignova M., Hornblower P. A hybrid approach to closed-loop directional drilling control using rotary steerable systems // SPE Latin America and Caribbean Petroleum Engineering Conference, 21-23 May, Maracaibo, Venezuela. – P. 84-89.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМАТИКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

С.К. Пандей

Научный руководитель старший преподаватель А.В. Епихин

Национальный исследовательский Томский политехнический университет, г. Томск, Россия

Гидроразрыв пласта - это технология интенсификации нефтедобычи путем создания высокопроводящей трещины в продуктивном пласте. Гидравлический разрыв пластов (ГРП) в настоящее время является одним из самых эффективных методов разработки низкопроницаемых терригенных отложений. Более 50% остаточных извлекаемых запасов нефти Западной Сибири сосредоточено именно в низкопроницаемых пластах. По оценкам экспертов применение ГРП позволяет повысить коэффициент извлечения нефти и газа до 10-15%, а дебит скважин в 2-3 и более раз [1, 2]. В настоящее время около трети запасов углеводородов могут быть извлечены только с использованием этой технологии [3].

Технология ГРП в настоящее время обеспечивает более 40% дополнительной добычи нефти. На долю других методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притоков - гидродинамических, физико-химических - также приходится до 40% дополнительной добычи нефти. Бурение горизонтальных скважин и резка вторых стволов обеспечивают до 3%, на долю прочих технологий приходится 17% дополнительной добычи нефти.

Применение технологии гидравлического разрыва пласта достаточно обширно: от низкопроницаемых до высокопроницаемых коллекторов в газовых, газоконденсатных и нефтяных скважинах. С помощью этой технологии можно решать специфические задачи: ликвидировать пескопроявления в скважинах, получать информацию о фильтрационно-емкостных свойствах объектов испытания в поисково-разведочных скважинах и др. [4]

Одним из сдерживающих факторов повышения эффективности применения ГРП является отсутствие четких представлений о том, в каких отложениях и каких пластах приемлемо применять ту или иную технологию ГРП [5]. Учитывая сложность технологии и возможность возникновения экологических последствий при неправильном проектировании и проведении ГРП актуальными являются исследования по ее комплексному совершенствованию. Таким образом, задачей исследования является определение проблемных направлений и оценка возможности их успешного совершенствования.

Впервые ГРП был применен в 1947 году в США компанией [Halliburton](#). В качестве жидкости разрыва в тот момент использовалась техническая вода, в качестве расклинивающего агента — речной песок. В СССР ГРП стал производиться с 1953 года. Разработчиками теоретической основы явились советские учёные [Христианович С. А.](#), Желтов Ю. П. [2]. Впервые в мире гидроразрыв угольного пласта (для добычи [метана из угольных пластов](#)) был произведён в [1954 году](#) в [Донбассе](#). В настоящее время ГРП используют также для добычи газа из уплотненных песчаников, а также [сланцевого газа](#) и [нефти](#) [3]. В Западной Сибири, впервые в России, ОАО «Лукойл» успешно применил многостадийный ГРП в боковом горизонтальном стволе скважины по уникальной технологии гидropескоструйной перфорации и ГРП [6]. Для ООО «Ямбурггаздобыча» в 2002 году ОАО «Лукойл» было предложено проведение ГРП с целью интенсификации неокрепших газоконденсатных скважин [4].

Технология осуществления ГРП при добыче углеводородов включает в себя закачку в скважину с помощью мощных насосных станций жидкости разрыва (гель, в некоторых случаях вода, либо кислота) при давлениях выше давления разрыва продуктивного пласта. Для поддержания трещины в открытом состоянии, как правило, в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент — пропант, в карбонатных — кислота, которая разъедает стенки созданной трещины. Однако и в карбонатных коллекторах может быть использован пропант [3].

ГРП в вертикальных скважинах может увеличить площадь контакта скважины с пластом в сотни раз, а в горизонтальных – в десятки раз (рис.1). ГРП в наклонно-направленных скважинах с большим отходом от вертикали дает обнадеживающие результаты, однако, во многих случаях оказывается бессилем обеспечить ожидаемый прирост рентабельности или добычи. Причиной тому являются методы заканчивания, не позволяющие обеспечить эффективное взаимодействие продуктивного пласта со стволом скважины. Чтобы максимизировать их контакт скважины, в которых планируется ГРП, традиционно заканчиваются открытым стволом, либо в их продуктивные зоны вставляются щелевые или предварительно перфорированные хвостики.