



НАЗАД В БУДУЩЕЕ?



Р.Р. ХАЕРЛАНАМОВ,
к.т.н., директор по сервису
ОАО НПП «Бурсервис»
Khaerlanamov.drill@burservice.ru



А.И. МУХАЧЕВ,
начальник департамента сервиса
ОАО НПП «Бурсервис»
Mukhachev.drill@burservice.ru

Когда в марте 2010 г. успешно завершилась апробация новой конструктивной линейки долот, созданной с учетом требований современных технологических режимов бурения, мы считали, что сделали большой шаг вперед. Однако, как показало время, праздновать победу было рано!

BACK TO THE FUTURE?

R. KHAERLANAMOV, A. MUKHACHEV, Burservice SPE

Burservis Company, a manufacturer of Russian drill bits, provides an outlook of searching advanced process modes increasing penetration rates.

Key words: Burservice SPE, four and six blade PDC drill bits, increase of penetration rate, UNBT-600 pumps, triplex, SBK LLC, Orekhovo-Ermakovskoye field, drilling technologies



УДК 622.24+622.23.051.64

Действительно, новые конструкции четырех- и шестипластных PDC-долот, разработанные в ОАО НПП «Бурсервис», обеспечили высокие механические скорости, обладая хорошей управляемостью. Они эффективно и стабильно работали с современными забойными двигателями, оснащенными пятиметровыми рабочими парами, но оказались недостаточно востребованными. Причина банальна: современные технологические подходы к проводке скважин являются для российского бурения редким исключением.

Почти 80% бурового оборудования, находящегося на вооружении буровых подрядчиков, морально устарело. Еще большая беда – в том, что срок его эксплуатации переваливает за 20 – 25 лет. Не случайно так часто в кулуарах буровые называют просто «металлоломом». Отсутствие верхнего привода и слабый привод ротора усугубляются ветхой насосной группой. При таких условиях рассчитывать на реализацию современных технологических режимов бурения почти нереально.

Самое интересное, что в рассмотренных условиях преимущество получают производители долот, делающие основную ставку на конструктивные линейки, которые можно считать морально устаревшими. Сравните, чем такие режимы отличаются от тех, что применялись 10 – 15 лет назад, в самом начале внедрения PDC-долот? Ничем! Поэтому предлагаемые долота и позволяют получать стабильные результаты при низкой подаче насосов, обеспечивая небольшой, но достаточный для отчетности, ежегодный прирост показателей механической скорости на 5 – 10%. Но по своим значениям эти скорости значительно

не уступают тем результатам, которые могут быть получены при правильном технологическом подходе.

Лучшим примером, подтверждающим наше мнение, можно считать показатели, получаемые сегодня на проектах, где оборудование используется исходя из его максимальных возможностей. В частности, наш опыт работы с «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», ОАО «Сургутнефтегаз», Муравленковским филиалом ОАО «Газпромнефть-ННГ» показывает, что бурение со скоростями, превышающими на 50 – 60% показатели, имеющиеся на соседних месторождениях, вполне возможно. Достигается это при переходе на бурение с высокими подачами раствора оптимизирующих энергетические возможности забойных двигателей с удлиненной рабочей парой. Прежде всего это касается интервала бурения под эксплуатационную колонну, где подача свыше 32 л/с обеспечивается одновременным включением двух насосов УНБТ-600 или применением триплексов. Самое удивительное, что при таких режимах бурения куда-то исчезают преимущества долот, предлагаемых производителями, считающими себя лидерами российского рынка.

Складывается ощущение, что противодействие технологическим инновациям для ряда компаний превращается в некую маркетинговую стратегию. Возможно, поэтому многие заказчики в последнее время сетуют на отсутствие предложений в области оптимизации режимов бурения. Понятно, что при таком положении дел, не видя достаточной инициативы от своих партнеров, заказчик начинает активно искать другие решения для повышения технико-экономических показателей. В нашем



Рис. Показатели бурения на Орехово-Ермаковском месторождении



случае все свои усилия он переносит на долотный ряд, постоянно настаивая на предоставлении новых конструкций долот, улучшающих показатели механической скорости, или на снижении цены на поставляемые долота. Но рано или поздно такой подход приведет к тупиковой ситуации, когда огромные усилия, затрачиваемые на конструктивные доработки, будут давать мизерный по своей значимости результат. При этом существенно повысится скорость бурения не удастся, а время на плодотворную работу будет упущено.

Поверьте, нам есть с чем сравнивать. С одной стороны, начав работу на ряде объектов, где обеспечение подачи более 32 л/с считается невозможным, мы прилагаем большие усилия на адаптацию долот под условия бурения. Вся беда в том, что при таких режимах на первый план выходят второстепенные факторы – литологические особенности отдельных интервалов, азимутальное направление скважины, углы входа в более плотные породы и т. д. Отсечь их все одновременно не получается, поэтому идет сложная и кропотливая работа по совершенствованию конструкции долота для обеспечения стабильной работы на протяжении всего интервала бурения.

Окупятся ли эти затраты? Скорее всего – нет. Ставки, действующие для долотного сопровождения, снижаются ежегодно. Можно ли считать такие разработки перспективными? С учетом их ценности для условий одного конкретного месторождения – весьма сомнительно. Так что приходится рассматривать такую работу как шаг назад.

Еще один важный вопрос: останется ли в выигрыше буровой подрядчик? На первый взгляд – да! Поскольку он решает свои текущие задачи минимальными затратами. Но если посмотреть на рынок буровых услуг в целом, то можно увидеть, что конкурентная борьба среди компаний ведется и в этом сегменте. Причем преимущество компаний, обладающих парком новых станков, оснащенных верхним приводом и современными насосами, со временем становится все более явным. Увы, это не российские компании. Тем не менее их результаты уже сегодня превосходят достижения конкурентов, и все говорит о том, что перераспределение объемов бурения в ближайшем будущем будет происходить в их пользу.

К сожалению, «в строю» на буровых предприятиях остается все меньше специалистов, работавших в 80-х и 90-х годах с первыми долотами режущего типа ИСМ и ДАП. Они очень хорошо знают, что тогда при повсеместном преобладании турбобуров для достижения высоких показателей бурение велось на двух насосах, собранных с втулками 140 мм. Работающие тогда буровые «Урал-маш-3000» не сильно отличались новизной, да и со снабжением были проблемы. Но насосное оборудование при равномерной нагрузке работало в таком режиме годами, без существенных поломок гидравлической части и «механики». Что мешает в сегодняшних условиях воспользоваться этим опытом? Ответ на этот вопрос нам неизвестен. Но есть предположение, что виной всему – уход из практического бурения опытных специалистов и, конечно, свойственный всем буровикам консерватизм, ставший притчей во языцех.

Еще, конечно, можно упомянуть постоянную борьбу за экономии средств, которая часто становится слишком прямолинейной, а также структурные проблемы буровых предприятий. Судите сами: как главный технолог может оперативно управлять режимом бурения, если решение о включении бурового насоса принимает не он, а главный механик? Причем благодаря вертикальной структуре управления согласование происходит не в регионе проведения работ, а в головном офисе в Москве. Технолог, не управляющий технологией, – нонсенс. Очень хочется процитировать Владимира Высоцкого: «Если не свободен нож от ножен, он опасен меньше, чем игла. Вот и я – оседлан и стреножен, рот мне разрывают удила...». В то же время можно привести ряд примеров, когда совместная рабо-

та с заказчиком завершилась успешным результатом. Самый примечательный из них – оптимизация режима бурения на Орехово-Ермаковском месторождении, проведенная специалистами ОАО НПП «Бурсервис» и ООО «СБК».

Главной задачей, требующей решения, считалось обеспечение механической скорости не менее 20 м/ч в интервале бурения под эксплуатационную колонну. На первых скважинах интервал бурился в два долбления, со сменой ВЗД и долот. Тем не менее фактический показатель скорости находился в пределах 19 м/ч. Анализ полученных результатов показал, что существенное влияние на показатели бурения оказывает, в первую очередь, литологическая неоднородность нижней части разреза. Работа по подбору долот и ВЗД не давала положительных результатов из-за невозможности максимально использовать их потенциал. На совместном совещании было принято решение перейти на бурение с применением двух насосов. Самый большой риск, по мнению специалистов ООО «СБК», был связан с возможностью регулярных поломок насосного оборудования.



На текущий момент мы имеем полугодовой опыт бурения интервала под эксплуатационную колонну с использованием двух насосов. Поломок оборудования, напрямую связанных с выбранным режимом бурения, слава богу, не произошло! На скважине, законченной в начале апреля 2011 г., этот интервал пробурен одним долблением со средней скоростью 32,69 м/ч. Экономия времени только в процессе бурения превысила 35 часов. Сюда можно прибавить и время, сэкономленное за счет сокращения планового СПО. Средние показатели, получаемые на скважинах Орехово-Ермаковского месторождения (рис.), вызывают заслуженное чувство гордости и у нас, и у наших коллег из ООО «СБК».

В заключение хочется сказать, что мы готовы предоставить заказчикам не только производимые в ОАО НПП «Бурсервис» долота, но и поделиться опытом оптимизации процесса бурения, накопленным на десятках месторождений по всей России. Главное – постоянно идти вперед, не останавливаясь на достигнутых результатах, какими бы привлекательными они ни казались на первый взгляд.

Говорят, даже самый дальний путь начинается с первого шага. Давайте сделаем этот шаг вместе! ■

Ключевые слова: ОАО НПП «Бурсервис», четырех- и шестилопастные PDC-долота, увеличение механической скорости бурения, насосы УНБТ-600, триплекс, ООО «СБК», Орехово-Ермаковское месторождение, технологии бурения