

# Результаты применения новых технологий в бурении при разработке Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения

## Results of New Drilling Technologies Applied at the Verkhnechonskoye Field



Photo courtesy Nikolay Chebanov / Николай Чебанов

Программа разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения предусматривает бурение в 2007-2021 годах более 500 горизонтальных скважин. Чтобы успешно выполнить эту программу и выйти на плановые объемы добычи (10 млн т в год), необходимо было сократить сроки строительства скважин и максимально увеличить отношение эффективной длины горизонтальной секции к ее общей длине. Для решения этой задачи специалисты Департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» и Департамента по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger полностью пересмотрели технологию бурения и методы получения геофизических данных, применяемые на месторождении.

The field development plan for the Verkhnechonskoye (VC) oil and gas condensate field provides for over 500 horizontal wells to be drilled between 2007-2021. To meet this schedule and the production targets of up to 10 million tons of oil per year, it was necessary to significantly improve the well construction time and maximize the net-to-gross pay ratio of the horizontal sections. To do this, VCNG Drilling Dept. partnered with Schlumberger's Subsurface Dept. to completely redesign the VC drilling programs and data acquisition methods.

Кевин Уилсон, директор по бурению, ОАО «Верхнечонскнефтегаз»;

Иван Шокарев, инженер по бурению, Schlumberger;

Джон Смолл, директор по маркетингу, Schlumberger;

Эльнур Ахундов, менеджер по продажам бурового и телеметрического оборудования, Schlumberger

Kevin Wilson, Drilling Director, VCNG

Ivan Shokarev, Drilling Engineer, Schlumberger

John Small, Marketing Director, Schlumberger

Elnur Akhundov, Drilling and Measurements Sales Manager, Schlumberger

Геологическая структура Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения уникальна: продуктивный пласт ВЧ залегает на относительно небольшой глубине и характеризуется малой мощностью – менее 10 м. Из-за отложений минеральных солей коллектор неоднороден по проницаемости, поэтому эффективная нефтенасыщенная мощность еще больше сокращается

The complexity of subsurface structure in Verkhnechonskoye (VC) oil and gas condensate field is unique: the VC reservoir is rather shallow (true vertical depth (TVD) is 1,650 m) and the productive horizon is less than 10 m thick. The reservoir is heterogeneous with areas of different permeability due to the mineral salt deposits; therefore, the net pay zone in the 10-meter thin section is even smaller reaching about 3 m. To make matters worse

и составляет всего 3 м. Кроме того, прежде чем достичь продуктивный пласт, необходимо перекрыть отложения солей, твердых доломитов и нестабильных аргиллитов. Все эти факторы значительно снижают эффективность бурения и препятствуют реализации намеченной программы строительства скважин.

Изначально разработка Верхнечонского месторождения велась с помощью вертикальных скважин, однако они в силу малой эффективной мощности пласта ВЧ не отличались высокой продуктивностью. В 2007 году был предложен новый план разработки месторождения, предусматривающий бурение не вертикальных, а наклонно-направленных и горизонтальных скважин, благодаря чему число скважин сократилось вдвое при сохранении общего объема добычи. Однако бурение с использованием винтового забойного двигателя (ВЗД) и гамма-каротажа не обеспечивало проводку стволов по наиболее продуктивным участкам пласта, поэтому дебиты некоторых наклонно-направленных и горизонтальных скважин оказались недостаточно высокими.

Для того чтобы повысить эффективность бурения и оптимизировать цикл строительства скважин, специалисты Департамента буровых работ ОАО «Верхнечонскнефтегаз» совместно с Департаментом по геологии и разработке месторождений компании Schlumberger предложили новую методологию, предусматривающую использование роторно-управляемой системы (РУС), каротажа во время бурения (КВБ) и геонавигации. Сочетание технологий РУС и КВБ обеспечило необходимый контроль траектории и важную информацию о геофизических свойствах пород, а благодаря применению геонавигации продуктивность каждой скважины увеличилась более чем вдвое.

#### Тщательное предварительное планирование

Для использования на Верхнечонском месторождении был выбран тип РУС, получивший название push-the-bit (Рис. 1): при использовании данной технологии набор параметров кривизны осуществляется за счет трех педалей, работающих от гидравлического привода, которые отталкиваются от стенок скважины, тем самым отклоняя долото в нужном направлении. Кроме того, в отличие от ВЗД, РУС является полностью вращающейся

salt deposits, hard dolomites and unstable shales have to be drilled prior to penetrating the reservoir itself. These challenges affect drilling efficiency and interfere with the well construction schedules.

In the beginning, VC was developed with vertical wells only. Yet considering the thin net pay of VC formation those wells did not show good productivity. In 2007, an updated development plan was proposed that relied on directional and horizontal wells rather than vertical wells. This helped halve the number of wells while maintaining the overall productivity. However, traditional technology using positive displacement motors (PDM) and gamma ray measurements was not able to ensure the trajectory within the sweet spot of the reservoir and consequently some of the directional and horizontal wells

had low flow rates.

To boost drilling efficiency and optimize well cycle time, the VCNG Drilling Dept. worked with Schlumberger's Subsurface Dept. to develop a brand new drilling methodology that relied on rotary steerable systems (RSS), logging while drilling (LWD) and geosteering technologies. The use of RSS coupled with LWD measurements provided proper trajectory control and important information about rock geophysics while the use of geosteering more

than doubled productivity of each of the new wells.

#### Thorough Pre-Job Planning

Push-the-bit type of RSS tool was selected to be used in VC (Fig. 1). This system steers by using hydraulically actuated pads to push against the side of the wellbore, thus displacing the tool and the bit in the desired direction. Moreover, RSS is a fully rotating system and therefore transfers more weight to the bit than a conventional motor, which allows the use of aggressive bits and improves hole cleaning.

Bottomhole assembly (BHA) design was analyzed from main aspects, steerability and reliability. To have good steering tendency during the landing of the well and then dropping at the end of the 152.4 mm section, RSS was run with 147.64 mm stabilizer. A flex collar was run as a precautionary measure to guarantee the buildup rate capabilities of 3° per 30 m.

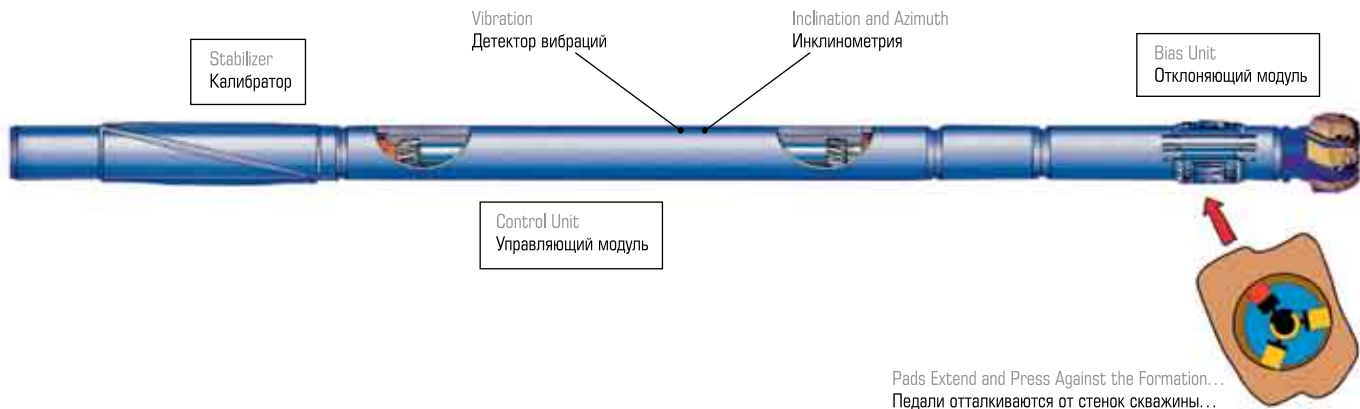
Given the limited options of bits, the selecting of the right bit to try to drill the section in one run while minimizing torsional

“ Для повышения эффективности бурения и оптимизации цикла строительства скважин была разработана новая методология, предусматривавшая использование роторно-управляемой системы, каротажа во время бурения и геонавигации

*To boost drilling efficiency and optimize well cycle time, a brand new drilling methodology was developed that relied on rotary steerable systems, logging while drilling and geosteering* ”

Рис. 1 Роторно-управляемая система, работающая по принципу Push-the-Bit

Fig. 1 Push-the-Bit Rotary Steerable System



системой, поэтому передает большую нагрузку на долото, что позволяет использовать более агрессивные долота и гарантировать лучшую промывку ствола.

При дизайне компоновки низа буровой колонны (КНБК) учитывались такие основные аспекты как управляемость и надежность. Для того чтобы обеспечить эффективное управление во время углубления скважины и последующего сбрасывания угла при добурировании секции диаметром 152,4 мм, была запроектирована РУС, имеющая калибратор диаметром 147,64 мм. Также использовался гибкий переводник для обеспечения плановой интенсивности искривления ствола (3° на 30 м).

Выбор оптимального долота, позволяющего пробурить секцию за один рейс и, в то же время, снизить возникающие скручивающие колебания, осложнялся ограничениями в гамме долот, поскольку технология РУС ранее не применялась при бурении коллекторов, аналогичных пласту ВЧ. Гидравлические характеристики были рассчитаны для достижения необходимого перепада давления в РУС (50 атм.), позволяющего использовать систему максимально эффективно. Гидравлическое моделирование и анализ работы буровой колонны доказали выполнение всех критериев, обеспечивающих совместимость РУС с буровыми установками, используемыми на Верхнечонском месторождении (по крутящему моменту и ограничениям по давлению).

#### Успех пилотного проекта

В сентябре-октябре 2009 года на Верхнечонском месторождении стартовал пилотный проект по строительству скважин с использованием систем РУС и КВД, предусматривавший бурение четырех горизонтальных секций диаметром 152,4 мм. Все работы осуществлялись при поддержке удаленного оперативного центра в Иркутске и команды геологов, что обеспечивало безаварийное ведение буровых

vibrations induced by the bit was a difficult process since the RSS service had never been used in reservoirs similar to VC. The hydraulics were designed to get the required 50 atm pressure drop across the pads to ensure the maximum RSS efficiency. Hydraulic simulations and time vs. depth analysis proved that all criteria were met to run the RSS successfully while at the same time meeting rig's torque and pressure limitations.

#### Pilot Project Success

An RSS+LWD pilot project was launched in VC in September-October 2009 and provided for drilling of four 152.4 mm horizontal sections. Each job was supported by specialists in a remote operation support center located in Irkutsk and a Geological team to ensure trouble-free drilling and proactive geosteering.

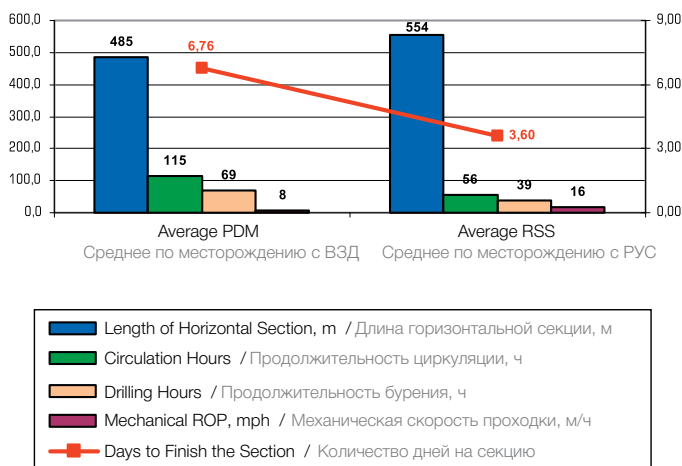


Рис. 2 Сравнение показателей ВЗД и РУС в секции диаметром 152,4 мм

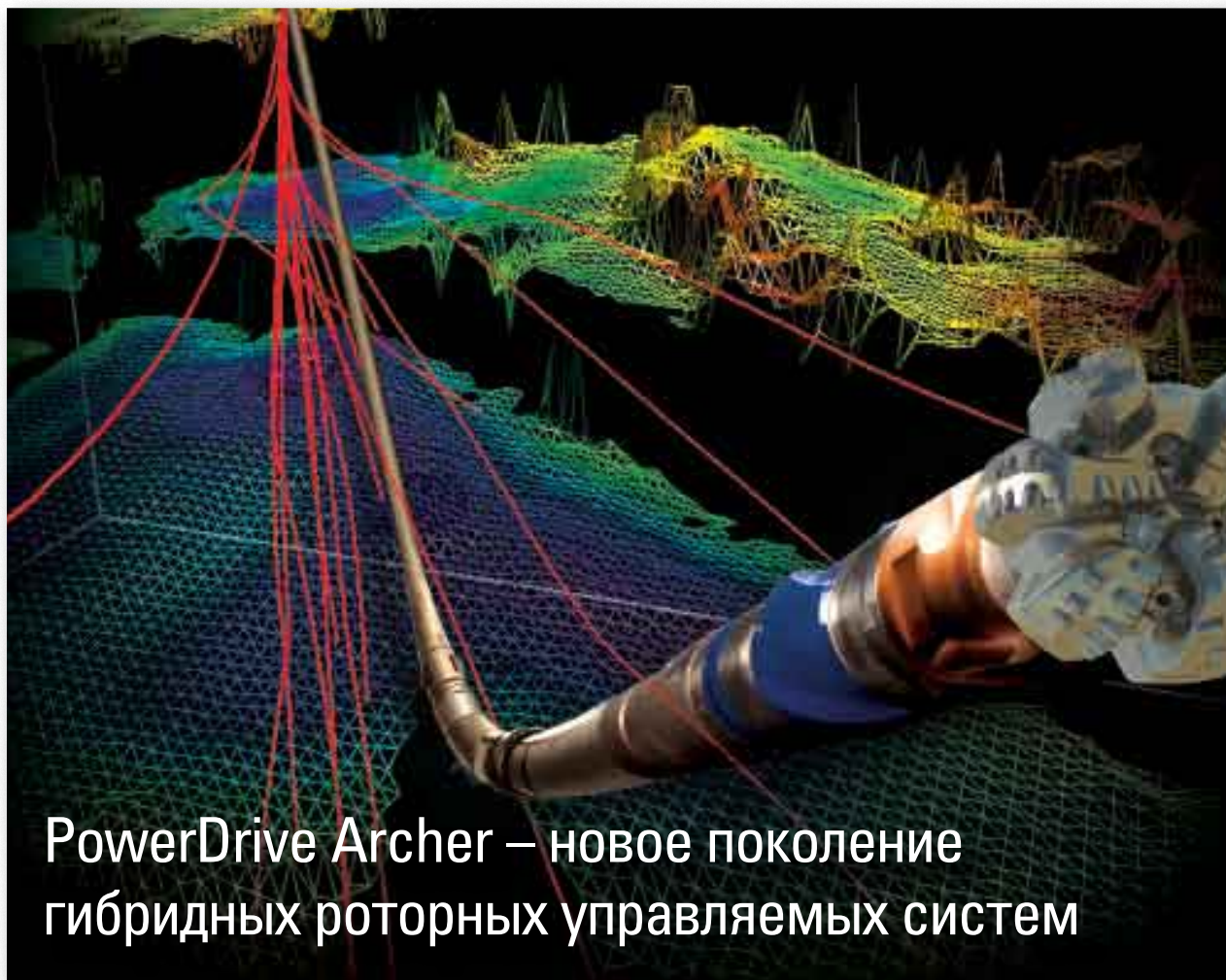
Fig. 2 PDM vs. RSS Performance in 152.4 mm Section

While RSS allows the use of aggressive bits, the average rate of penetration (ROP) for the four wells was about 16 mph, which is a 100-percent increase over the average PDM ROP, while record RSS ROP reached 21.85 mph.



# PowerDrive Archer

РУС С ВЫСОКИМ ТЕМПОМ НАБОРА УГЛА



\*PowerDrive Archer и Измеримый результат являются торговыми марками Schlumberger. © 2011 Schlumberger. 11-DR-0266

## PowerDrive Archer – новое поколение гибридных роторных управляемых систем

Роторная управляемая система (РУС) PowerDrive Archer позволяет бурить скважины с большей интенсивностью кривизны ствола, что ранее было доступно только для гидравлических забойных двигателей. При этом сохраняются механическая скорость проходки и качество ствола, присущие бурению с РУС, в которой все внешние элементы вращаются.

[www.slb.com/Archer](http://www.slb.com/Archer)

Мировой опыт | Инновационные технологии | Измеримый результат

# Schlumberger

работ и эффективную геонавигацию.

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 ВЗД. Это позволило сократить цикл бурения горизонтальных секций на три дня – до 3,62 суток (Рис. 2, 3). Иными словами, на бурение 100 м с использованием РУС требуется вдвое меньше времени – 0,65 суток вместо 1,39 суток.

Кроме того, применение РУС позволило эффективнее проводить скважину с использованием КВБ и размещать ее в самых продуктивных зонах (Рис. 4). При этом эффективная длина горизонтальной секции увеличилась до более чем 70 % (скв. 814 – 86%), в то время как на скважинах, пробуренных с использованием ВЗД, этот показатель составляет всего 30%. В результате, дебиты скважин увеличились вдвое – до 200-250 т в сутки (скв. 814 – 290 т в сутки).

Сравнительный анализ бурения с РУС и с ВЗД также выявил преимущества новой технологии. Как показано на Рис. 5А, траектория ствола с ВЗД представлена простой нисходящей линией от середины продуктивной зоны до ее подошвы.

The increased ROP enabled VCNG to drill horizontal sections in 3.62 days saving about three days over PDM (Fig. 2, 3). In other words, it takes half as much time to drill 100 m – this parameter reduced from 1.39 days to 0.65 days.

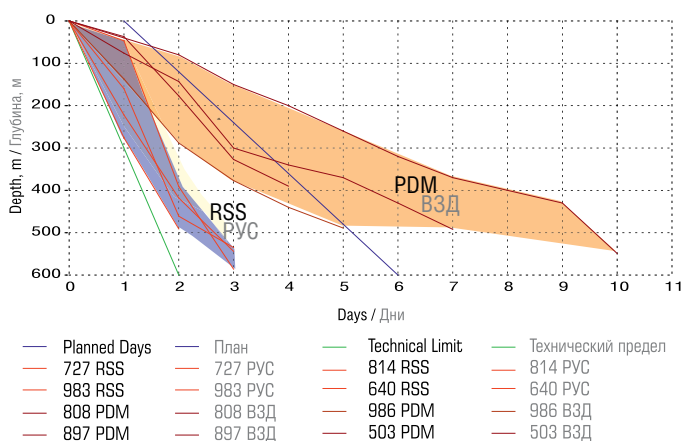


Рис. 3 График «глубина-день» для секции диаметром 152,4 мм (без времени на спуско-подъемные операции)  
Fig. 3 Time vs. Depth Curve to Drill 152.4 mm Section (Without Trip Time)

Moreover, RSS allowed geologists to effectively steer the well using LWD to ensure the trajectory within the

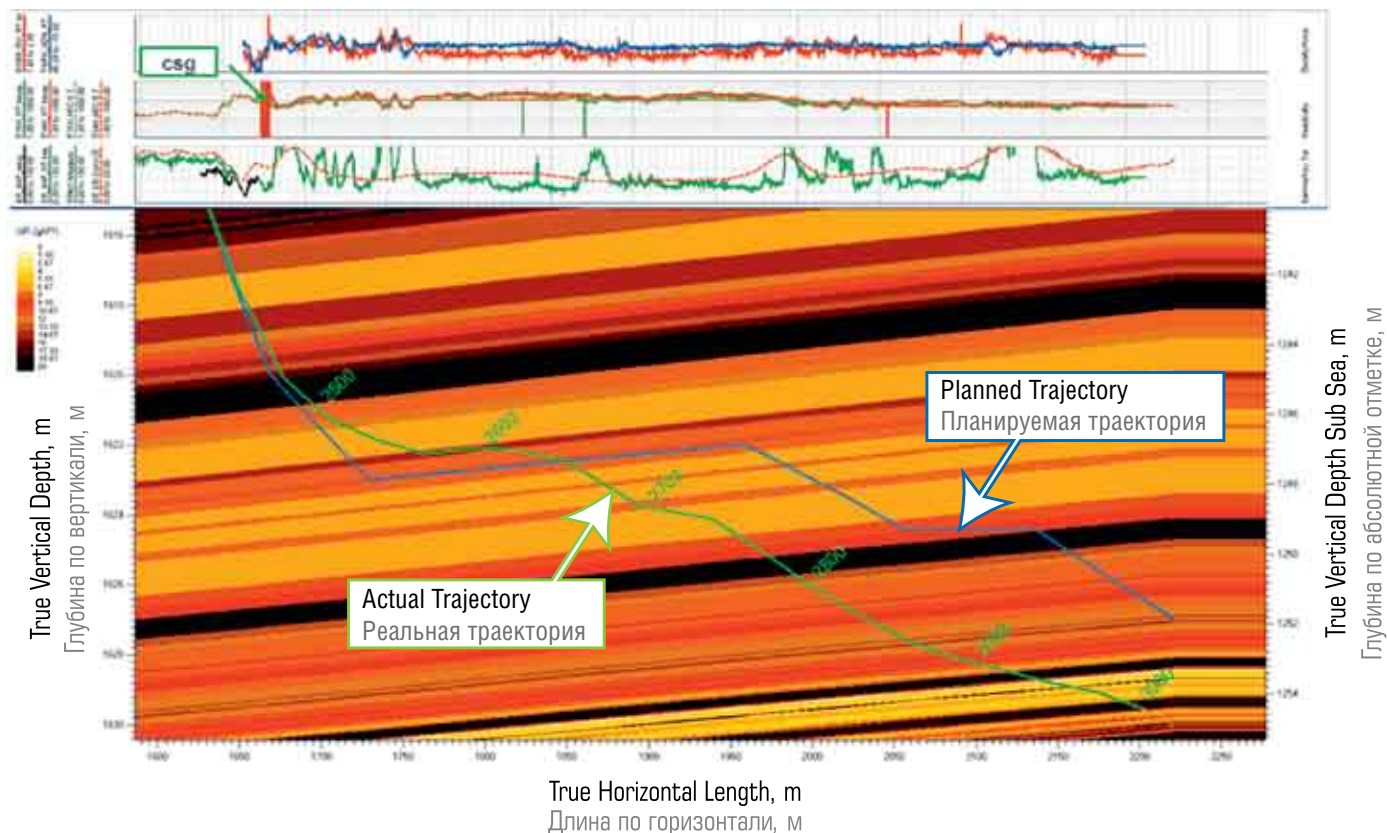


Рис. 4 Пример проводки скважины с КВБ и геонавигацией  
Fig. 4 Well Placement with LWD and Geosteering

# Новый уровень энергоэффективности



Насосно-компрессорные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK FMT для газовых и нефтяных скважин с высоким газовым фактором и работы в H<sub>2</sub>S и CO<sub>2</sub> среде.

Обсадные трубы с высокогерметичным резьбовым соединением TMK PF ET для газовых и нефтяных скважин, 100% эффективность на растяжение и сжатие, применимы для спуска обсадных колонн с вращением верхним приводом и бурения на обсадной колонне.

Высокопрочные бурильные трубы с высокомоментным замком TMK TDS и увеличенным циркуляционным каналом, совместимы с трубами по API, ГОСТ и применимы для бурения скважин с S-образным профилем.

Комплексное применение высокотехнологичных труб TMK способно увеличить энергоэффективность при освоении месторождений на **25–30%**



ЗАО «Торговый Дом «ТМК»  
105062, Россия, Москва, ул. Покровка, д.40, стр. 2а  
тел.: +7 495 775-7600, факс: +7 495 775-7601  
E-mail: [tmk@tmk-group.com](mailto:tmk@tmk-group.com)  
[www.tmk-group.ru](http://www.tmk-group.ru)

TMK-Премиум Сервис  
105064, Россия, Москва, М. Казенный пер., д. 3,  
Бизнес-центр «Покровский Двор»  
тел.: +7 495 411-5353, факс: +7 495 411-5363  
E-mail: [premium@tmk-group.com](mailto:premium@tmk-group.com)



Бурение последних 200 м горизонтальной секции сопровождалось значительными осложнениями. Результатом низкой эффективности направленного бурения и непредсказуемого падения зенитного угла стал тот факт, что конечная глубина по вертикали была достигнута на 100 м ранее проектной глубины по стволу, и геологические цели скважиной выполнены не были – в отличие от скважины, пробуренной с применением РУС и КВБ (Рис. 5В). Таким образом, новые технологии открывают широкие возможности для максимально эффективной разработки продуктивных горизонтов ВЧ1 и ВЧ2.

Использование РУС в сочетании с технологией геонавигации отлично зарекомендовало себя при

sweet spot of the reservoir (Fig. 4). This improved the ratio of net length to gross reservoir exposure to over 70 percent (86 percent in Well 814) as opposed to 30 percent demonstrated by PDM. High net-to-gross resulted in doubled production rate that reached 200 tpd to 250 tpd (290 tpd in Well 814).

RSS vs. PDM analysis has also proved the advantages of the new technology. As shown in Fig. 5A, the PDM well path is a simple descending line from the middle of the pay zone to its bottom. Moreover, the drilling of the last 200 m of the horizontal section encountered significant difficulties in sliding. As a result of low slide efficiency and unpredicted dropping tendency, final TVD was reached 100 m before target depth. This well failed to meet its

Рис. 5А Типовая траектория ствола скважины с ВЗД

Fig. 5A Typical PDM Trajectory

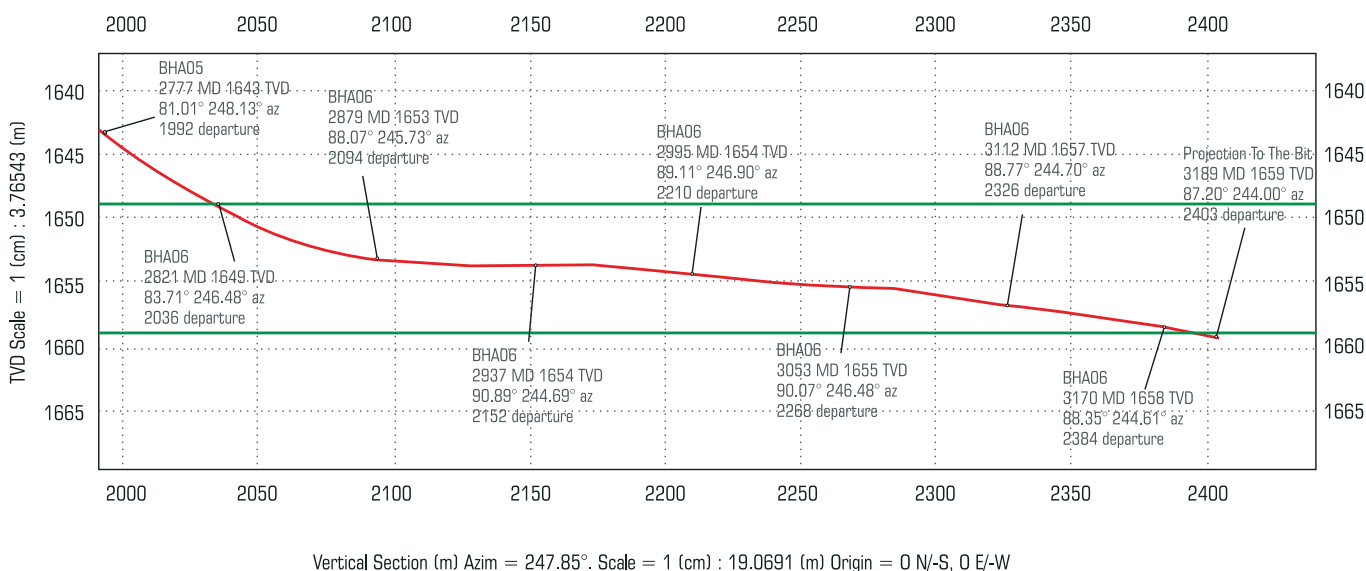


Рис. 5В Траектория ствола скв. 640 (РУС+КВБ)

Fig. 5B Well 640 Trajectory (RSS+LWD)

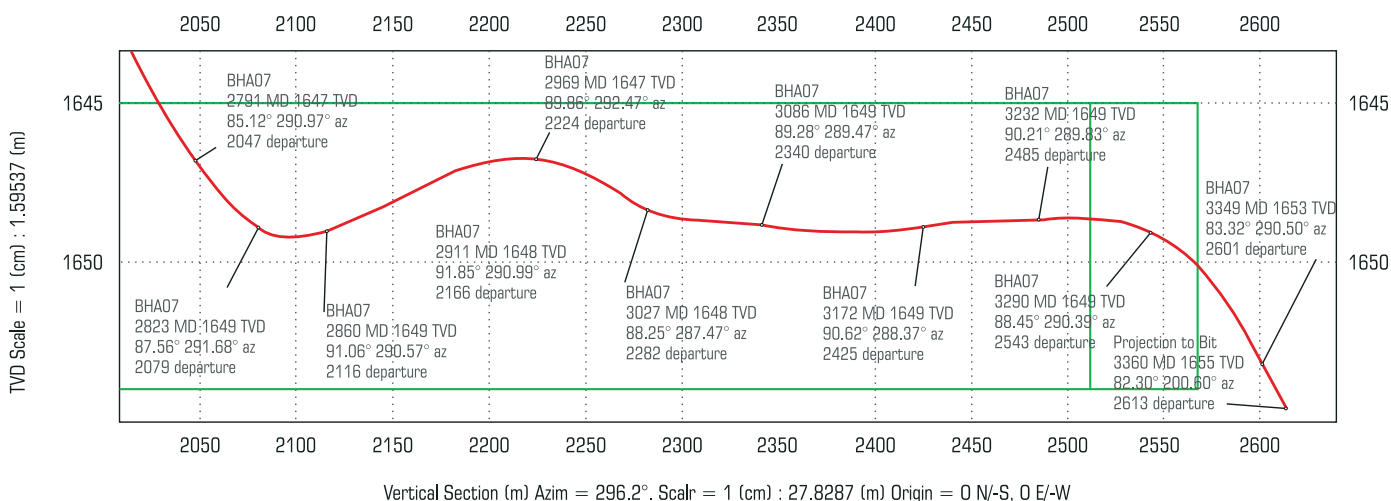


Рис. 5 Сравнение траекторий скважин с ВЗД и РУС  
Fig. 5 PDM vs. RSS Well Trajectory

# Ваши бурильные трубы заслуживают лучшего!

Сплавы

## Duraband® NC

## Tuffband® NC

для поверхностного упрочнения



**Уже  
в России!**

Посетите нас

MIOGE 2011  
Павильон 2  
Москва, Россия  
21-24 июня

Проверенный временем выбор операторов промыслов, буровых подрядных фирм и компаний, сдающих оборудование в аренду

- Не подвержены растрескиванию
- Способствуют сохранению обсадных колонн
- 100% ремонтпригодность



Поверхностное упрочнение  
Duraband NC Hardbanding  
Использование: для первичного  
и повторного использования на  
бурильных замках

Сертифицировано Fearnley Procter NS-1™



Поверхностное упрочнение  
Tuffband NC Hardbanding  
Использование: для первичного  
использования на бурильных  
замках

**POSTLE**  
INDUSTRIES INC.

Штаб-квартира в США:  
г. Кливленд, штат Огайо  
sparky@postle.com  
Тел. 216-265-9000

Европа/Россия/Западная  
Африка: Колин Дафф  
colin@mathiesonweld.co.uk  
Тел. +44 1563 820505

[www.hardbandingsolutions.com](http://www.hardbandingsolutions.com)



Рис. 6А Складывание буровой колонны на глубине 3 270 м

Fig. 6A Slack-Off Buckles Drillstring at 3,270 m

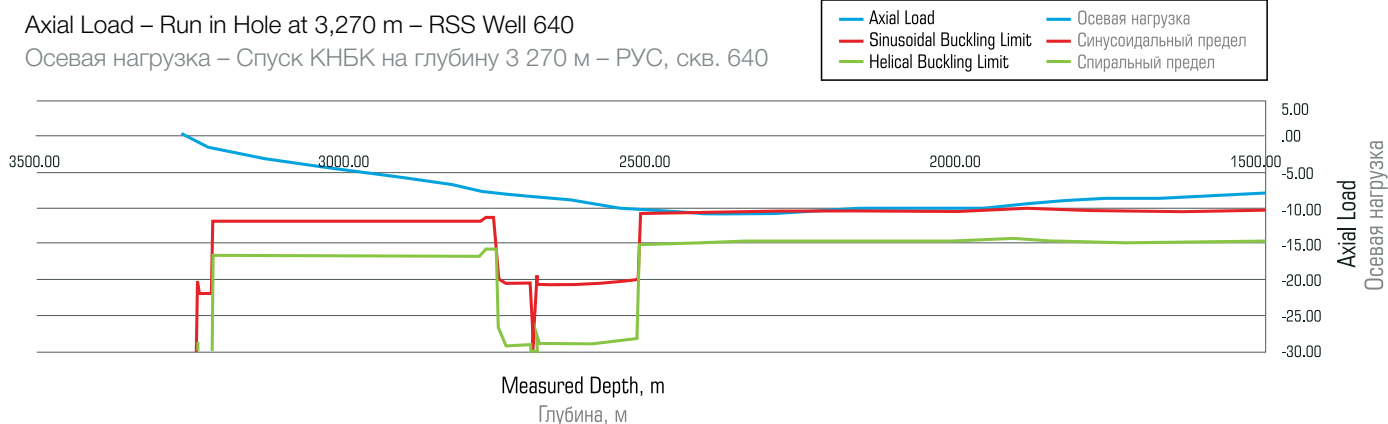


Рис. 6В Роторное бурение на глубине 3 270 м

Fig. 6B Rotary Drilling at 3,270 m

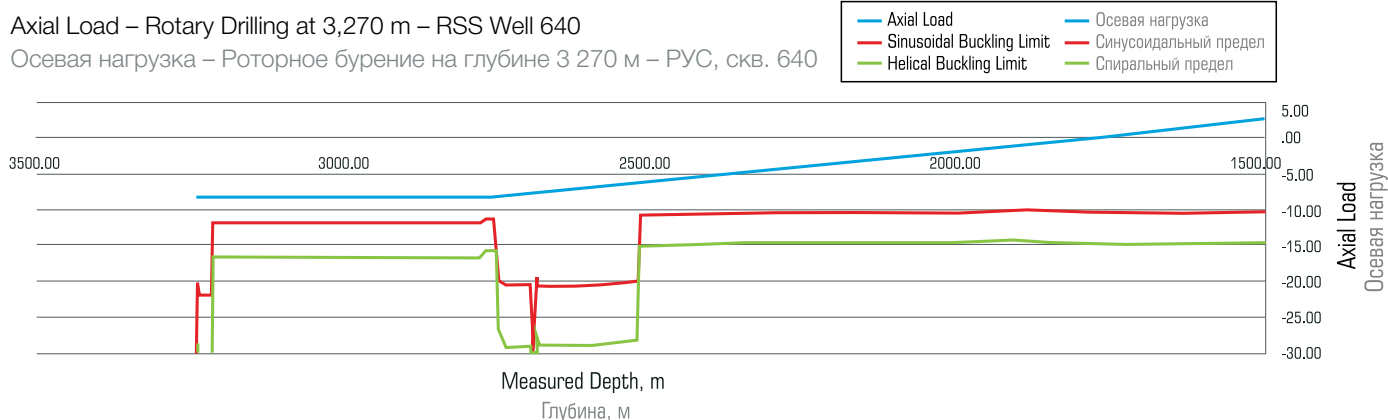


Рис. 6 Преимущества бурения с РУС на больших глубинах

Fig. 6 RSS Advantages While Drilling Deep Wells

бурении на больших глубинах. Так, из-за сложности траектории скв. 640, на определенной глубине (3 270 м) невозможно было достигнуть забоя без вращения – буровая колонна складывалась даже без нагрузки на долото (Рис. 6А). Решить эту проблему позволило применение РУС: после каждого наращивания верхний привод обеспечивал вращение буровой колонны для достижения забоя без посадок и складывания, в результате чего следующие 90 м были пробурены без проблем (Рис. 6В), и проектная глубина была достигнута в установленные сроки. В итоге, скв. 640 стала самой глубокой в рамках пилотного проекта – 3 360 м.

В общем же, технологии КВБ и геонавигации доказали свою эффективность при разработке Верхнечонского месторождения, поскольку геологическая неопределенность пласта очень высока: скважины могут значительно отличаться от соседних. Геонавигация позволила увеличить эффективную длину горизонтальной секции в условиях неопределенности

geological objectives, while the well drilled with RSS+LWD succeeded (Fig. 5B). Therefore, new technology opens new opportunities for improved development of VC1 and VC2 reservoirs.

RSS coupled with geosteering made a good show while drilling deep wells. When Well 640 was drilled to a measured depth of 3,270 m it was not possible to reach the bottom without rotation: the drillstring was buckling even with no weight on bit because of the complexity of the well path (Fig. 6A). RSS was the solution: after each connection the top drive rotated the drillstring to reach bottom by eliminating drag and friction. Thus, VCNG was able to drill another 90 m without any problems (Fig. 6B) and reach planned target depth; Well 640 became the longest well on the pilot project with measured depth of 3,360 m.

Speaking of the entire project, LWD coupled with geosteering proved its worth in VC since reservoir uncertainty is very high and a well may be very much

расположения продуктивного коллектора за счет своевременной корректировки траектории скважины. Это способствовало проводке стволов в наиболее продуктивных зонах, таким образом, улучшая начальный дебит и сокращая период окупаемости.

Итак, в ходе пилотного проекта был выявлен ряд преимуществ технологий РУС и КВБ как с технической, так и с экономической точек зрения:

- » экономия затрат на строительство скважин;
- » сокращение сроков бурения и снижение связанных с бурением рисков;
- » улучшение расположения скважины в пласте и повышение качества ствола;
- » ускорение ввода скважин в эксплуатацию и обеспечение более высоких дебитов;
- » возможность бурения скважин с большим отходом от вертикали.

#### Широкомасштабное внедрение

Вслед за успехом пилотного проекта, технологии РУС и КВБ нашли применение в масштабах всего Верхнечонского месторождения – с осени 2009 года с использованием новой методики было пробурено около 90 % всех секций диаметром 152,4 мм. Дополнительные преимущества РУС и КВБ были выявлены при резке бокового ствола из основной секции диаметром 152,4 мм – на сегодняшний день, проведено уже две таких операции. В одном из

unlike its neighbors. Geosteering significantly improved net-to-gross in the high reservoir uncertainty due to timely adjustment of the designed well trajectory. This helped increase the length of the borehole in the net pay, thus improving initial flow rates and reducing the payback period. Thus, the pilot project execution helped clearly determine major advantages of RSS+LWD from both technical and economical viewpoints:

- » Well construction cost savings
- » Decreased drilling time and associated risks
- » Improved well placement and borehole quality
- » Early production with higher oil production rates
- » Increased well step out option

#### Large-Scale RSS Drilling

Good results of the pilot project led VCNG to expand RSS+LWD application across VC field. Since autumn 2009, about 90 percent of all 152.4 mm sections were drilled with utilization of the new methodology.

Further advantages of RSS+LWD were demonstrated when sidetracking from the original 152.4 mm section. Two successful sidetracks have been performed to date. In one case, the openhole sidetracking was initiated even without pulling the BHA out of the hole. The manner of ledge creation can be explained as time drilling: pick up from sidetracking point for 1 m, then time drilling with about 0.3 mph, then pick up again for 2 m and start time drilling with 0.6 mph. Drilling continued in



Износостойчивые сплавы поверхностных упрочнений  
бурового снаряда для мировой нефтяной отрасли

## Лидер в области технологий защиты от износа бурильных колонн и бурового снаряда

- Самая известная в мире марка сплавов для поверхностных упрочнений
- Самая прочная и наилучшая в отрасли защита от износа буровых колонн
- Первый в отрасли восстанавливаемый, устойчивый к появлению трещин сплав для поверхностных упрочнений
- Сплав Arnco 150XT недавно получил сертификат NS-1™ для начального и повторного использования

На нашем сайте вы найдете дополнительную информацию, включая подробные данные по оценке производственных показателей продукта.

ARNCO TECHNOLOGY TRUST LTD - EMAIL: ARNCO@ARNCOTECH.COM - TEL: (1) 832-214-5200

[www.hardbanding.com](http://www.hardbanding.com)



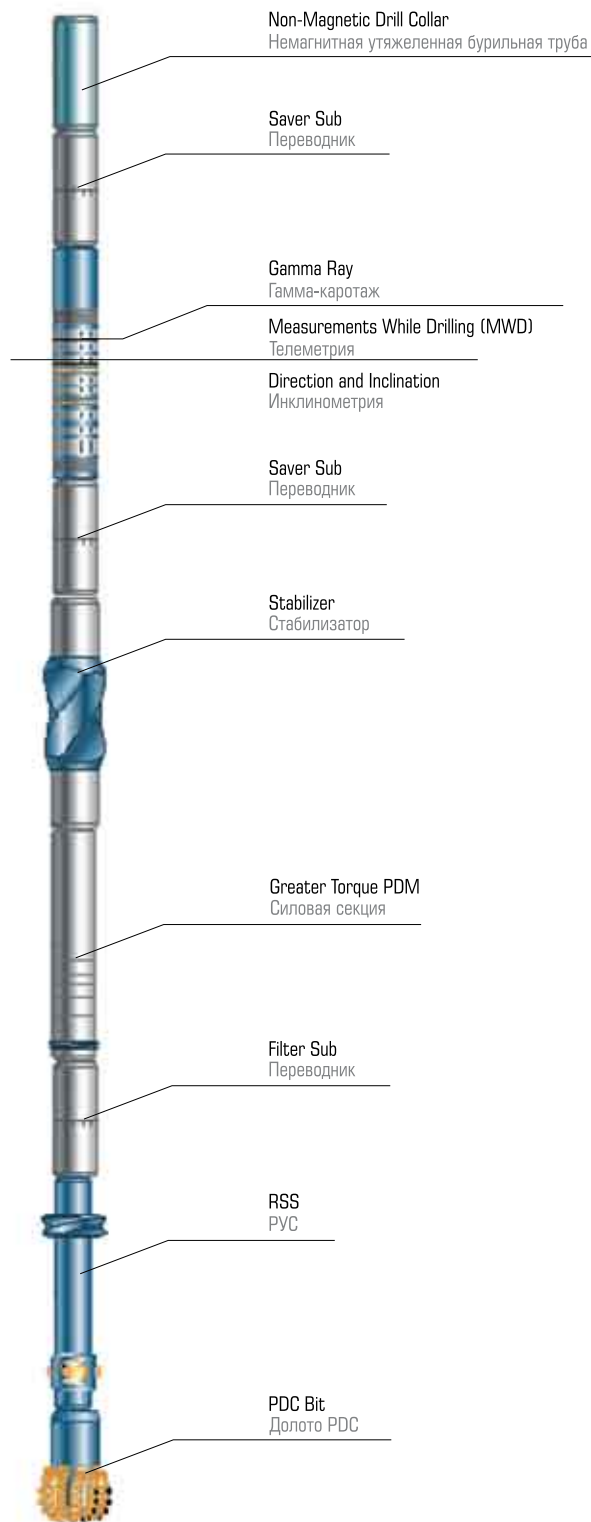
случаев, зарезка в открытом стволе была произведена без подъема КНБК после бурения основного ствола. Операция проводилась по специальной мето- дике – «бурение по времени», предусматривавшей подъем на 1 м от точки зарезки, затем бурение с ограниченной нагрузкой на долото со скоростью 0,3 м/ч, затем подъем на 2 м и ограниченное бурение со скоростью 0,6 м/ч. Подобным образом осуществлялось бурение всего интервала 7-10 м. Зарезка бокового ствола была завершена за один день, позволив сэкономить время и затраты на установку цементного моста, спуско-подъемные операции и замену КНБК.

Выполнение зарезки по азимутальному направлению с РУС является возможным благодаря отталкиванию долота педалями в необходимую сторону от ствола скважины с одновременным действием силы гравитации. Режущее действие долота направлено на нижнюю стенку ствола скважины, что обеспечивает отход от основного ствола в кратчайшие сроки. При этом, опыт двух операций на Верхнечонском месторождении показывает, что «бурение по времени» необходимо производить как минимум на всю длину прибора РУС.

С другой стороны, такой способ зарезки боковых стволов открывает дорогу использованию РУС для бурения многоствольных скважин для одновременной добычи нефти из пластов ВЧ1 и ВЧ2 с оптимальной динамикой флюида.

**Оптимизация строительства секции диаметром 215,9 мм**  
В соответствии с типовым дизайном скважин на Верхнечонском месторождении, секция диаметром 215,9 мм является самой длинной. Необходимо отметить, что ее бурение зачастую осложняется низкой скоростью проходки в твердых доломитах, риском прихвата в нестабильных аргиллитах, расположенных над продуктивной зоной, а также сни- жением эффективности направленного бурения в нижней части секции. Большинство проблем можно решить с использованием специальной РУС с силовой секцией (Рис. 7).

Эта система использует полностью интегрированный силовой привод, представленный высокомоментным забойным двигателем, который преобразует гидравлическую энергию раствора в механическую энергию. В сочетании с вращением от верхнего привода, эта энергия увеличивает мощность, поступающую на долото, что позволяет применять для направленного бурения более агрессивные долота PDC (с поликристаллическими алмазными вставками) и оптимально использовать нагрузку на долото, что приводит к повышению механической скорости проходки и сокращению цикла строительства скважины (Рис. 8).



**Рис. 7 Дизайн комбинированной КНБК, включающей РУС с силовым приводом (секция диаметром 215,9 мм)  
Fig.7 PRSS BHA Design for 215.9 mm Section**

such a way for the next 7 m to 10 m. The sidetrack was completed in about one day, saving time and money on the cement plug installation and pulling and running different BHA's.



К настоящему времени с применением силовой РУС на Верхнечонском месторождении пробурено четыре скважины – и новая технология доказала свою эффективность. Более гладкий ствол обеспечил снижение осевых и скручивающих нагрузок, действующих на бурильную колонну. Повышенные скорости вращения на долоте и менее интенсивное вращение бурильной колонны привели к снижению уровня вибраций в бурильной колонне и, следовательно, увеличению проходки – в среднем, на 58 %. При этом отработанные долота PDC оставались в хорошем состоянии, что позволяет увеличить время работы долота и заканчивать секцию за один рейс.

Одним из наиболее важных положительных эффектов применения РУС с силовой секцией является стабильность КНБК: во время бурения наблюдались очень слабые вибрации за счет отделения поверхностного вращения от вращения на долоте. Дополнительными преимуществами использования силовой РУС стали сокращение извилистости и улучшение очистки ствола скважины.

Таким образом, очевидно, что ключевыми компонентами дальнейшей оптимизации процесса бурения на Верхнечонском

месторождении являются оптимизация КНБК с силовой РУС и правильный выбор долот PDC, а сокращение продолжительности бурения секции диаметром 215,9 мм и оптимизация спуска обсадной колонны способны значительно улучшить эффективность и прибыльность проекта в целом.

### Золотой стандарт

Использование технологий РУС и КВБ стало одной из главных составляющих успешного бурения на Верхнечонском месторождении. И если раньше цикл строительства добывающих скважин с использованием ВЗД и стандартной технологии наклонно-направленного бурения составлял в среднем 63 дня, а эффективная длина горизонтальной секции не превышала 30% от ее общей длины, то, благодаря внедрению технологий РУС, КВБ и геонавигации, к июлю 2010 года цикл строительства скважины удалось сократить до 22,3 суток (и это с учетом бурения дополнительных 100 м горизонтальной секции!), а эффективная длина секции увеличилась до 70%, что привело и к кратному росту добычи.

Azimuthal sidetracking with RSS is possible since the RSS's pads help push the bit to the side helped by gravitational forces, while the bit cutting action acts on the low side of borehole. At the same time, the first sidetracking experience in VC shows that time drilling approach should be applied for at least the length of the RSS tool.

On the other hand, this sidetracking experience opens up future applications of RSS for multilateral drilling to help improve oil production from both VC1 and VC2 sandstones with proper fluid dynamics.

### Construction Cycle Optimized for 215.9 mm Sections

In the typical well design for VC wells, the longest section is the one of 215.9 mm. Drilling of this section is often associated with low ROP in hard dolomites, risk of sticking in unstable shale located just above the pay zone and sliding efficiency decreases in the lower part of the section. Most of these issues can be resolved

with the use of a power rotary steerable system (PRSS) (Fig. 7).

PRSS has a fully integrated high-torque power section that converts mud hydraulic power to mechanical energy. This energy combined with rotation provided by the rig's top drive significantly increases downhole power at the bit. The additional torque

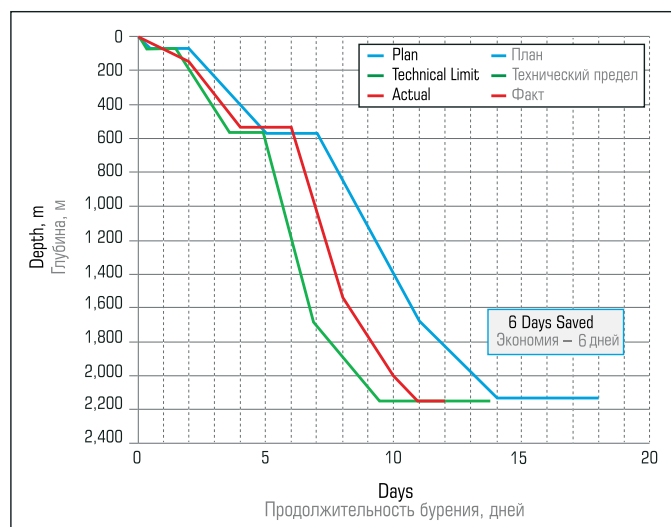
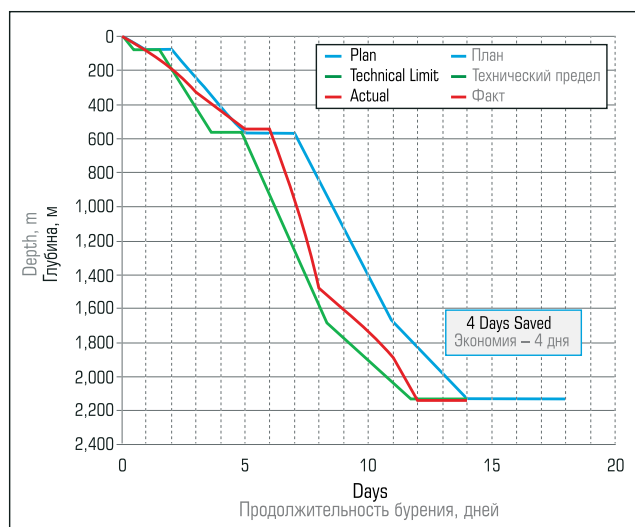
capacity allows more aggressive PDC (polycrystalline diamond cutter) bits for directional applications and high weight on bit resulting in increased ROP and reduced well cycle time (Fig. 8).

To date, VCNG has drilled four wells with PRSS and the new technology has proved very efficient. The smoother borehole drilled with PRSS helped reduce torque and drag. Higher rotary speeds at the bit and slower drillstring rotation reduced the vibrations in the drillstring, hence improving penetration rates by 58 percent on average. Moreover, PDC bits were pulled out of the hole in good condition; therefore, PRSS can prolong bit life and this opens an opportunity to finish the section in one run.

One of the most important lessons learned from the drilled wells was the positive effect of PRSS on BHA stability, since very low vibrations were observed while drilling each well. This stability was achieved by decoupling the surface rotation from the bit rotation with greater torque PDM. Other benefits offered by PRSS were reduced tortuosity and better hole cleaning.

“Геонавигация позволила увеличить эффективную длину горизонтальной секции в условиях неопределенности расположения продуктивного коллектора за счет своевременной корректировки траектории скважины”

*Geosteering improved net-to-gross in the high reservoir uncertainty due to timely adjustment of the designed well trajectory*”



Wells 5003 and 5002 are gas injectors with 250 m of 215.9 mm horizontal sections and were drilled with PRSS:  
Well 5003 was finished in 14 days and Well 5002 was finished in record breaking 12 days.

Газонагнетательные скважины 5003 и 5002 были пробурены с применением силовой РВС и имеют горизонтальные секции диаметром 215 мм и длиной 250 м.  
Скв. 5003 была закончена за 14 дней, скв. 5002 — за рекордные 12 дней.

**Рис. 8 Графики «глубина-день» для скважин, пробуренных с силовой РВС**  
**Fig. 8 Time vs. Depth Curves for Wells Drilled with PRSS**

В ближайшие два года ОАО «Верхнечонскнефтегаз» планирует продолжить совершенствование процесса бурения:

- » увеличить длину скважины по стволу до 3 600 м и более;
- » реализовать пилотный проект бурения скважин с большим отходом от вертикали (горизонтальная секция диаметром 152,4 мм длиной 1 500 м);
- » сократить число кустов на месторождении за счет увеличения отхода стволов от вертикали.

Все это было бы невозможно без использования роторно-управляемых систем.

Опыт применения роторно-управляемых систем и каротажа во время бурения в ОАО «Верхнечонскнефтегаз» установил новые технологические стандарты, своеобразную новую «точку отсчета» в эффективности и затратах на разработку месторождений Восточной Сибири, а предложенные основы проектирования скважин, теоретические пределы бурения и новые технологии, опробованные на Верхнечонском месторождении, могут быть применимы и на других проектах региона.

Доклад «Результаты применения новых технологий в бурении при разработке сложного месторождения Восточной Сибири – Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения» был подготовлен для представления в 2010 году в рамках Российской нефтегазовой технической конференции и выставки SPE. Номер доклада – SPE 135969. Спасибо компании TNK-BP и журналу «Новатор» за предоставление материалов

Therefore, the key components for drilling optimization in VC are further PRSS BHA design optimization and improved PDC bit selection. While less days in finishing the 215.9 mm section and casing running optimization will significantly improve the overall project efficiency and profitability.

#### Gold Standard

RSS and LWD significantly contributed to overall drilling optimization in VC field. As compared to the initial well cycle for a development well (63 days) and net-to-gross ratio (30 percent) achieved with a conventional PDM, RSS helped reduce well construction cycle to 22.3 days (including an addition of 100 + m of lateral section) and boost net-to-gross to exceed 70 percent by July 2010. This resulted in a significant production increase. Rotary steerable systems and LWD significantly contributed to overall drilling optimization in VC.

VCNG is going to further optimize its drilling performance in the next two years, which would not be possible without rotary steerable systems:

- » Increasing well length up to 3,600 m of measured depth and above
- » Piloting extended reach drilling (152.4 mm horizontal section of 1,500 m)
- » Decreasing the number of pads by increasing wells step out

VCNG experience with rotary steerable systems, logging while drilling and geosteering has set new standards and a benchmark for drilling efficiency and cost in East Siberia. The well designs, technical limits and new technologies tested in Verkhnechonskoye field may also be applied in other fields of the region.

## Наша справка

### Результаты использования РУС и КВБ в секции диаметром 152,4 мм:

- » самая глубокая скважина: скв. 894 (глубина по стволу –3 506 м);
- » наибольшая скорость проходки: скв. 730 (секция длиной 520 м пробурена за 1,65 дня со средней механической скоростью 40 м/ч);
- » скорость проходки увеличилась в среднем на 110%;
- » продолжительность бурения 100 м сократилась на 50%;
- » эффективная длина горизонтальной секции превышает 65% (скв. 730–91%);
- » дебит нефти увеличился более чем вдвое, до 200-250 т в сутки (скв. 814–290 т в сутки);
- » проведено две успешных зарезки бокового ствола в открытом стволе.

### Результаты использования РУС с силовым приводом в секции диаметром 215,9 мм:

- » газонагнетательная скважина 5002 завершена за 12 днейновый рекорд;
- » скорость проходки увеличилась на 58%, с 17 м/ч до 27 м/ч;
- » 547 м в сутки–рекордная суточная проходка;
- » продолжительность бурения 100 м сократилась на 50%.

## Project Highlights

### Major Achievements of RSS+LWD Application in 152.4mm Section:

- » The longest well on the project is Well 894 (3,506 m of measured depth)
- » The fastest section was drilled in Well 730 (a section of 520 m was finished in 1.65 days with an average ROP of 40 mph)
- » Overall ROP improvement is 110 percent
- » 50-percent reduction in days per 100 m
- » Net-to-gross ratio exceeds 65 percent (91 percent in Well 730)
- » Well productivity more than doubled to reach 200 tpd to 250 tpd (290 tpd in Well 814)
- » Two successful openhole sidetracks were performed

### Major Achievements of PRSS Application in 215.9 mm Section:

- » Gas injection well 5002 was finished in record breaking 12 days
- » ROP improvement is 58 percent (from 17 mph to 27 mph)
- » Record daily meterage is 547 m drilled per day
- » 50-percent reduction in days per 100 m

This paper on «Results of New Drilling Technology Application on the Development of Verkhnechonskoye, a Complex East Siberian Field» was prepared for presentation at the 2010 SPE Russian Oil and Gas Technical Conference and Exhibition; paper number is SPE 135969. *Published with thanks to TNK-BP and Innovator Magazine and Innovator Magazine*

РЕКЛАМА



## Раскройте истинный потенциал Арктики на Конференции и Выставке SPE по разработке месторождений в осложненных условиях и Арктике

- ◆ Геология и разведка
- ◆ Бурение и строительство скважин
- ◆ Разработка наземных и морских месторождений
- ◆ Технология разработки и добыча
- ◆ Новейшие технологии и пределы их использования
- ◆ Кадровые ресурсы
- ◆ Промышленная безопасность, охрана окружающей среды, социальная ответственность
- ◆ Технические задачи и нерешенные проблемы
- ◆ Сбор метеорологических и морских данных и наблюдения за окружающей средой

- **Новое техническое мероприятие уровня b2b для специалистов нефтегазовой отрасли:**  
уникальная возможность доступа к новейшим технологиям, работам ведущих технических специалистов, инженеров и экспертов, платформа для профессионального общения и обмена мнениями
- **Конференционная программа, составленная SPE, под общей темой «Экстремальные проблемы для разведки и добычи».**  
Сопредседатели оргкомитета: С.В. Брезицкий (исполнительный вице-президент по разведке и добыче компании TNK-BP) и А.Б. Золотухин (проректор Российского Государственного Университета Нефти и Газа им. И.М. Губкина)
- **Уникальная возможность участия – «Инкубатор технологий»:**  
возможность для развивающихся, инновационных компаний продемонстрировать свои разработки и применение новых технологий

### Контакты в Москве:

Наталья Ситникова, менеджер проекта:

Тел.: +7 495 937 6861, доб. 136. E-mail: [natalia.sitnikova@reedexpo.ru](mailto:natalia.sitnikova@reedexpo.ru)

Свяжитесь с нами сейчас, чтобы зарезервировать стенд на выставке!

### Контакты в Лондоне:

Наталья Яценко, менеджер проекта:

Тел.: +44 (0)20 8910 7194. E-mail: [natalia.yatsenko@reedexpo.co.uk](mailto:natalia.yatsenko@reedexpo.co.uk)

Подробная информация о мероприятии на сайте [www.arcticoilgas.ru](http://www.arcticoilgas.ru)

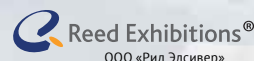


Конференция



Выставка

Организаторы



ООО «Рид Элсивер»



Society of Petroleum Engineers