

Бурение через НКТ на месторождении Statoil в Северном море

Стайн Кристиан Андерсен, Консультант по технологии. Бурение и Заканчивание через НКТ, Statoil

Statoil's through-tubing drilling operations in the North Sea

Stein Kristian Andersen, Discipline Advisor – Through Tubing Drilling & Completion, Statoil

Общая информация

Зарезка бокового ствола через НКТ в эксплуатируемых скважинах позволяет операторам месторождений добиться значительной экономии. Применение технологии бурения через НКТ (БЧНКТ) позволяет производить зарезку нового ствола в скважине на большой глубине, ниже эксплуатационного пакера, для вовлечения в добычу дополнительных запасов углеводородов. Это достигается установкой отклоняющего клина на заданной глубине и фрезерованием "окна" в хвостовике, иногда и в хвостовике и в колонне. Для этого используются специальные фрезы для вырезания отверстий в стали. Обычно спуск отклоняющего клина (уипстока) и последующее вырезание окна проводится одним спуском.

В результате получаем экономию времени в связи с отсутствием необходимости бурить интервал до места зарезки бокового ствола. Для некоторых нефтепромыслов это означает возможность избежать одновременного разбуривания некоторых вышележащих пластов: По мере все большего истощения эксплуатируемых продуктивных пластов, в то время как вышележащие продуктивные пласты остаются невовлеченными в добычу, их одновременное разбуривание может представлять собой довольно сложную задачу, требующую много времени на ее реализацию.

Применение технологии БЧНКТ на морских скважинах позволило получить экономию \$2-3 миллиона на скважину, главным образом за счет отсутствия необходимости замены уже спущенной лифтовой колонны. Довольно часто удается достичь значительно большей экономии. Это происходит потому, что альтернативой БЧНКТ часто становится замена и подъем эксплуатационной колонны, а затем зарезка 2х интервального ствола вместо одноинтервального, что влечет за собой значительные дополнительные расходы. Применение БЧНКТ на подводном добывающем комплексе позволяет добиться еще большей экономии (\$15-20 миллионов на одну зарезку). Такая экономия получается за счет сочетания высокой точной стоимости буровых установок при работе на подводном основании и большого количества сэкономленного времени. Последнее является результатом того, что работы на подводном основании обычно занимают довольно много времени, и, таким образом, уменьшение числа СПО способствует значительной экономии средств. Данный метод зарезки также способствует увеличению уровня извлечения углеводородов, поскольку позволяет направить сэкономленные средства на разведку и разработку небольших или неточно определенных продуктивных пластов. На сегодняшний день компания Statoil провела зарезку боковых стволов бурением через НКТ в 20 скважинах, и во всех случаях добилась успеха в техническом плане. Впервые в мире были выполнены две зарезки на скважинах подводного добывающего комплекса с мобильной морской буровой установки.

Историческая справка

Впервые технология бурения через НКТ была внедрена в 1997 г. В 1997-98 гг. были выполнены две зарезки боковых стволов и заканчивание с использованием гибкой трубы. На эксплуатационной платформе пришли к выводу, что более экономичным и технически эффективным способом БЧНКТ для зарезки бокового ствола было использование вместо гибкой трубы колонны соединяемых труб, то есть применение методики бурения через НКТ с вращением

Introduction

Drilling sidetracks from older wells through the existing production tubing has provided operators with substantial cost savings. By applying the TTD (Through Tubing Drilling) technique a sidetrack can be drilled from deep within the well, below the production packer, in order to access additional hydrocarbon reserves. This is done by installing a ramp, a whipstock, at the selected depth and milling a "window" in the liner, sometimes through both liner and casing. This is done with mills specially designed for milling through steel. The installation of the whipstock and the consecutive window milling is typically done in one run.

As a result, the "transport stage" of drilling above that level will already have been completed, hence time is saved. For some oil-fields this means that "troublesome" overburden is avoided: Since the reservoirs become more and more depleted, while the overburden remains more or less virgin, drilling though both can be challenging and time-consuming at times.

By applying TTD on platform wells, the savings per well is at least USD 2 – 3 million, mainly since replacement of the existing tubing is avoided. The savings will, however, often be significantly higher. This is so because the alternative to TTD commonly turns out to be replacement and pulling of the production casing also, followed by, instead of a 1-section, an expensive 2-section sidetrack. On sub sea templates TTD creates an even higher upside, in the range of USD 15 - 20 million saved per operation. This is mainly due to the combination of higher rig rates when operating sub sea and increased number of days saved. The last effect is a result of sub sea operations in general being more time consuming, hence reducing number of trips in the well will have a big impact, cost-wise. The method can also improve recovery because reduced operational costs permit the exploration and production of small or uncertain reservoirs. Statoil has to date performed TTD operations in 20 wells and all have technically been successes. The two operations performed on sub sea templates were the world's first to be performed from floating mobile drilling units.



Иллюстрация: Thor Oliversen

Illustration: Thor Oliversen

History

TTD was first adopted by the industry in 1997. Two sidetracks were drilled and completed with the aid of coiled tubing in 1997 and -98. On production platforms it eventually proved that instead of using coiled tubing it was more cost-effective and technically efficient to drill TTD sidetracks with jointed pipe, i.e. by using the through tubing rotational drilling (TTRD)

колонны. Первая резка с применением БЧНКТ с вращением была выполнена компанией Statoil в 2000 г. Летом 2005 г., после почти 2 лет детальной разработки и 30 дней бурения, специалисты компании Statoil завершили бурение первого в мире бокового ствола через НКТ с вращением колонны бурильных труб, выполненное на месторождении Norne с мобильной буровой платформы. Работы были выполнены с ППБУ Transocean Arctic в пределах запланированного бюджета без аварий и других проблем в отношении техники безопасности.

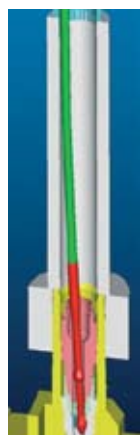
Без подъема 7-дюймовой колонны НКТ из скважины было вырезано окно в 7-дюймовом хвостовике на глубине 3073 м, после чего был пробурен новый ствол 5 3/4" до глубины 3775 м (глубина по стволу). Заканчивание в этом стволе проводилось спуском хвостовика 4 1/2" и сетчатого фильтра 4" с установкой пакеров, расширяющихся под действием скважинного флюида, для изоляции зон.

Значительная часть подготовительной работы была связана с защитой "елки" для заканчивания и горизонтальной фонтанной арматуры. Риск повреждения в этих областях весьма вероятен при БЧНКТ с вращением (БЧНКТВ), однако в морских скважинах последствия такого повреждения могут оказаться весьма плачевными. Поэтому необходимо было принять специальные меры для уменьшения степени риска повреждения и его возможных последствий.

Для снижения риска повреждения использовалось следующее оборудование:

- Специальные защитные манжеты для зон уплотнения в фонтанной арматуре для заканчивания.
- Специальные "неабразивные" твердосплавные наплавки.
- Применение КНБК неагрессивной конфигурации для предотвращения повреждения фонтанной арматуры.
- Применение накладной заглушки с эластомерным элементом, вместо уплотнений типа "металл-металл". Такие элементы могут уплотнять область с поврежденным уплотнением.

Для разработки некоторых специальных мер для снижения риска повреждения был проделан значительный объем работы. Особенно заслуживают внимания новые и весьма технологичные защитные манжеты. По сравнению с использовавшимися на тот момент манжетами, в новой конструкции было сделано более 20 усовершенствований. Защитные манжеты новой конструкции с большим успехом использовались Statoil во всех операциях по резке с применением технологии БЧНКТВ. Эластомерная накладная заглушка была разработана совместно с поставщиком подводного устьевоего оборудования для Statoil, а также при участии инженеров-исследователей Санкт-Петербургского Государственного Университета. Геометрическая конструкция заглушки и состав эластомерного элемента были тщательно спроектированы для обеспечения надежного уплотнения при максимальном повреждении в зоне уплотнения подвески НКТ. Ниже приведена иллюстрация подготовительной работы к первой в мире операции резки бокового ствола с подводного устья на морской скважине с применением технологии БЧНКТВ:



Были проведено моделирование всех забойных компоновок с применением САПР, для определения максимального боковой силы внутри НКТ. Вызываемые боковой силой повреждения были определены в ходе натурных испытаний на испытательной площадке с использованием серийно изготовленной подвески НКТ.

CAD simulations of all bottom hole assemblies were performed in order to determine worst case side-force in tubing. The damage caused by the side-forces were found in full scale yard testing in actual tubing hanger.

-technique. The first TTRD operation in Statoil was carried out in 2000.

In the summer of 2005, after nearly 2 years of detailed engineering and 30 days of operations, Statoil completed the world's first sub sea TTRD operation from a mobile drilling unit on the Norne Field. The operation was completed from the semi-submersible drilling unit Transocean Arctic on budget and without HES incidents: Without pulling the 7" completion string in the parent well, a window was made in the existing 7" liner at 3073 m and thereafter a new 5 3/4" open hole section was drilled to a depth of 3775 m (MD). The well was completed with a combined 4 1/2" liner and 4" screens, using swelling rubber packers for zonal isolation.

A significant part of the upfront work was related to protection of the completion and the horizontal christmas tree. The risk of damage in these areas is a general concern in TTRD operations, but in subsea wells the consequence of damage was found to be unacceptably high. Hence compensating measures to reduce both risks and consequences had to be introduced.

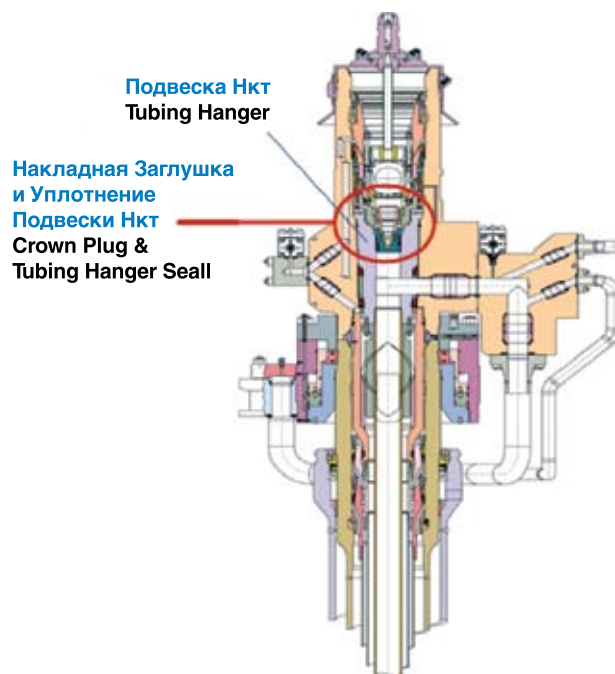
The main tools to reduce the risk were found to be:

- Fit-for-purpose protection sleeves for the seal areas in the completion.
- Properly designed "non-abrasive" hard banding.
- Bottom hole assembly designs that would not be aggressive to the completion/christmas tree.
- A crown plug with elastomer instead of metal-to-metal seals, capable of sealing on a damaged seal area.

The development of some of these risk reducing measures involved quite comprehensive work. Particularly worth mentioning is the new and quite sophisticated protection sleeves. Compared to the existing design at the time, more than 20 improvements were implemented. These sleeves have since performed 100% in all of Statoil's TTRD operations.

The elastomer crown plug was developed together with the Statoil's subsea equipment supplier and Saint-Petersburg State University. The plug's geometrical design and elastomer composition was carefully made to obtain seal on a predetermined worst case damage in the tubing hanger seal area.

Illustrations of preparatory work for the first subsea TTRD operations:



Подводная горизонтальная "ёлка" и зоны возможных повреждений
Horizontal Christmas Tree (subsea) & area of concern



Накладная заглушка модифицированной конструкции с эластомерным уплотнением.

Modified Crown Plug with elastomeric seals.

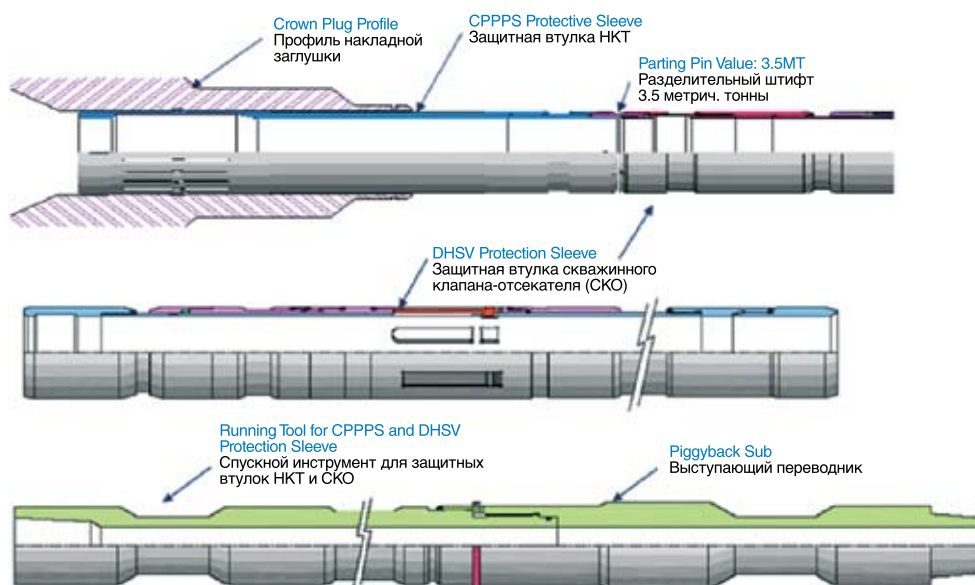


Долото, покрытое специальным 2-компонентным составом от фирмы Smith для защиты от повреждения зон уплотнения и НКТ при использовании технологии БЧНКТВ.

Bit coated with 2-component "Steel Filler" (Smith); to prevent damage on seal areas and completion in a TTRD operation.

Новые защитные втулки. В подводной скважине спускаются 2 сдвоенные втулки на БТ и подвешивают, проходя зону уплотнения подвески НКТ и скважинный клапан-отсекатель соответственно, обеспечивая защиту обеих зон.

New protection sleeves. Subsea 2 sleeves are run "tandem" on drill-pipe and hung off when passing tubing hanger seal area and downhole safety valve, respectively, protecting both of these areas



Перспективы

Технология бурения и заканчивания через НКТ применялась до сих пор на скважинах, выведенных из эксплуатации. В таких скважинах устанавливался цементный мост в существующем стволе, и бурился боковой ствол в другую часть продуктивного пласта, где все еще оставались незатронутые разработкой карманы с углеводородами. Учитывая накапливаемый успешный опыт, Statoil прогнозирует значительное увеличение потенциальных возможностей применения технологии БЧНКТВ. В настоящее время проводится работа по определению углеводородонасыщенных коллекторов на месторождениях в Северном море, которые можно было бы вовлечь в разработку с помощью этой технологии.

В то же время, существующая сейчас нехватка буровых установок не позволяет пока в полной мере реализовать потенциал технологии БЧНКТВ. Для успешного выполнения программы применения технологии БЧНКТВ на морских скважинах с подводными устьями было бы весьма разумно использовать специальное буровое судно. Недавно компанией Statoil была сформирована группа, которая в настоящее время изучает вопросы целесообразности, стоимости и преимущества приобретения такого судна.

Для максимального использования потенциала такого судна и эффективного выполнения работ с использованием технологии БЧНКТВ необходимо применять нижеописанные специализированные методики:

1) Обеспечение реззки бокового ствола в эксплуатируемой

Future

Through-tubing drilling and completion have so far primarily been applied in existing wells which have ceased to produce. In such cases the existing wellbore has been abandoned, and the sidetrack has been drilled to another part of the reservoir where hydrocarbon pockets still remain to be tapped.

Thanks to synergies and learning-curve effects, Statoil envisions a relatively big potential for TTRD performed in campaigns. Work is going on in order to map the number of possible targets for TTRD in the North Sea. The current limited availability of a drilling rig makes the planning of sub sea TTRD operations uncertain. In order to succeed with efficient campaigns on the sub sea wells a dedicated vessel for TTRD would probably be highly beneficial. Statoil has recently established a group that is currently investigating the feasibility and the cost/benefit of acquiring such a vessel.

In order to fully utilize such a vessel, and in general be able to perform TTRD efficiently, some key technologies are of particular interest:

1) The capability of drilling sidetracks from producing wells without losing existing reserves from the parent track.

Statoil has accordingly pursued efforts to develop fit-for-purpose multilateral (ML) systems for TTRD operations and has developed a level 4 system together with Weatherford in 2004 and is now together with Smith Red Baron and Schlumberger developing other ML systems (level 3 and 5). The reason for developing several systems is that the requirements for ML integrity and physical access (for intervention) changes significantly

скважине без потери добычи из основного ствола.

Statoil прилагал усилия для разработки специальных многозабойных систем для операций БЧНКТВ. В 2004 г. совместно с Wetherford была создана система 4 уровня, а в настоящее время совместно с компаниями Smith Red Baron и Schlumberger разрабатываются другие системы многозабойного бурения (уровни 3 и 5). Причина для разработки нескольких систем заключается в том, что требования к надежности многозабойных систем и возможности физического доступа к ним (для проведения работ в скважине) различаются для каждой скважины, и с увеличением функциональности таких систем значительно растут и их цена.

На сегодняшний день ситуация такова, что когда скважины перестают работать проводятся резки одиночных боковых стволов с применением технологии БЧНКТВ. При использовании систем для многозабойного заканчивания резку с помощью БЧНКТВ можно производить в скважинах, из которых ведется добыча. Это позволяет применять данную технологию в большем количестве скважин, проводя такие работы по заранее разработанной программе. Опыт и наличие соответствующего комплекса технических средств при выполнении программы по резке боковых стволов в большом числе скважин позволяют значительно снизить эксплуатационные затраты.

2) Оборудование для применения в скважинах с резкими искривлениями ствола.

Поскольку резки боковых стволов с БЧНКТВ выполняются на больших глубинах, после вырезания окна обычно бывает необходимо сделать резкое изменение угла в новом стволе. Применяемые в настоящее время системы для направленного бурения с роторным вращением имеют ограниченные возможности по выполнению резкого искривления ствола. Поэтому Statoil сотрудничает сейчас с компанией Schlumberger в разработке роторных систем для направленного бурения (РСНБ) с возможностью достижения интенсивности набора угла 15 град/30 м. Одним из решающих факторов для инвестиций в разработку этих систем был тот факт, что забойные двигатели, которые обычно способны обеспечить необходимую степень набора кривизны, как обнаружилось, вызывали повреждение уплотняющей накладной заглушки при выполнении БЧНКТВ на морских скважинах с подводным устьем.

3) БЧНКТ в истощенных продуктивных пластах

При строительстве боковых стволов с помощью технологии БЧНКТ зачастую приходится сталкиваться с тем, что разбуриваемые продуктивные пласты оказываются истощенными, и таких становится все больше по мере старения месторождения. Это означает, что при использовании технологии БЧНКТ все чаще придется иметь дело с небольшим зазором между поровым давлением и градиентом давления разрыва пласта. Сейчас рассматривается возможность использования нескольких технологий для решения этой проблемы:

- Технология бурения с хвостовиком и расширяющиеся трубы: При использовании технологии БЧНКТВ невозможно при необходимости просто спустить хвостовик для изоляции проблемных интервалов. Поскольку диаметр такого хвостовика довольно мал, диаметр последующего интервала будет еще меньше, зачастую, слишком маленьким. Применение технологии бурения с хвостовиком и расширяющихся труб, удается избежать снижения диаметра ствола, обеспечивая, таким образом, 2 (или более) интервала ствола при резке с помощью БЧНКТВ.
- Бурение под давлением, для обеспечения возможности использования ротора, при небольшой разнице между поровым давлением и давлением разрыва пласта.
- Бурение с помощью гибкой трубы: При возможности использования установки гибкой трубы на буровом судне, бурение с ее помощью может стать интересной альтернативой, поскольку в принципе может быть легко осуществимо при бурении как на депрессию, так и на репрессию. Кроме того, применение стационарно смонтированной установки гибкой

from well to well, and there is a significantly added price-tag connected with added functionality.

Today the situation is such that single-standing TTRD operations are performed when a well stops producing. With ML systems a TTRD sidetrack can be made in producing wells, hence the main benefits of this technology are that higher number of TTRD well candidates will emerge, and that it will allow for the operations to be performed in campaigns. The synergy and learning curve effects of campaigns will reduce operational cost significantly.

2) Equipment capable of high doglegs.

Since the through-tubing sidetracks are deep there is typically a need for high doglegs after making the window. The current RSS (Rotary Steerable Systems) have quite limited dogleg capacity, hence Statoil is now funding and working with Schlumberger to develop a high-dogleg RSS, capable of ca 15 deg/30 m dogleg. One main decisive factor to invest in this development was that mud motors, which can normally provide high doglegs, were found to be damaging to the crown plug seal area when performing sub sea TTRD.

3) TTD in depleted reservoirs

It is in the nature of TTD that the reservoirs drilled are often depleted, and more and more so as the fields age. This means that TTD operations will more frequently have to deal with a narrow window between pore pressure and fracture gradient. Several technologies are now being looked into in order to address this challenge, among them:

- Liner drilling and expandable technology: In a TTRD operation an "intermediate" liner can not simply be installed if difficult formations are encountered: Since the dimension of such a liner is small, the subsequent hole size will naturally be even smaller, and often too small. With liner drilling and expandable tubulars the loss of hole size is reduced, hence enabling 2 (or perhaps more) hole sections in TTRD-operations.
- Managed pressure drilling to enable rotary drilling with small margin between fracturing and pore-pressure
- Coiled tubing drilling: If installed on a dedicated vessel, coiled tubing drilling might be an interesting alternative since both MPD and under balanced drilling (UBD) in principle are easily done with coiled tubing. On a dedicated vessel/rig with permanently installed coiled tubing, the rig-up time, which is very long on a platform, might be significantly reduced.

4) On sub sea templates: Operability throughout the year

Due to the small-size equipment in TTRD, both rig/vessel and compensating systems will likely have to be purpose-made. In the 2nd sub sea TTRD operation a prototype "inline" compensator directly connected to the top-drive was tried out. This equipment enabled fine-tuning of set-down/pick-up weights even with very light string weight, and turned out to increase the weather window of sub sea TTRD significantly.

5) On seabed templates: High pressure riser

Sub sea TTRD today is performed through the marine drilling riser. This is a low-pressure riser which necessitates the installation of a separate high pressure riser if live-well work is to be performed. Statoil, together with FMC, is now developing and building a high pressure riser with a fit-for-purpose BOP system. This system is designed for easy installation and use on different rigs, and will due to the reduced size, be suitable for use on a tentatively smaller vessel. Since the same riser can be used for live-well intervention and TTRD, the time to change from one operation to another may be reduced. The high pressure riser will also be an enabler for sub sea MPD and UBD.

Overview of TTRD technical capabilities

- Achievable open hole length: More than 2000 m when performed through 7" tubing. The longest TTRD open hole drilled in to date was 1428 m, but at the time no drilling parameters indicated that maximum reach was approached.
- Exit through both production casing and liner (typically 7" and 9 5/8") in one run (including whipstock setting). Statoil has 5 times performed successful exits through 2 tubulars.

трубы позволяет значительно снизить затраты времени на монтаж, который на платформе обычно занимает довольно много времени.

4) Работа через подводные добывающие комплексы:

Возможность круглогодичной работы

Из-за малого диаметра используемого в БЧНКТВ оборудования, по-видимому, потребуется изготовление специальных буровых и компенсационных систем. При резке бокового ствола с БЧНКТВ на 2ой скважине с подводным устьем был опробован линейный компенсатор, непосредственно соединенный с верхним приводом. Это оборудование обеспечило возможность тонкой регулировки веса буровой колонны при подъеме и опускании даже при очень малом весе колонны, и позволило значительно увеличить производительное время работы за счет возможности работы в более сложных погодных условиях.

5) Бурение через временный донный кондуктор:

Водоотделяющая колонна (райзер) высокого давления

Сегодня БЧНКТВ выполняется и через морской буровой райзер. Обычно при бурении морских скважин используется райзер низкого давления, в то время как для БЧНКТВ в действующих скважинах необходим отдельный райзер высокого давления. Statoil совместно с компанией FMC разрабатывает и создает сейчас райзер высокого давления со специальной системой ПВО. Данная система предназначена для быстрого и простого монтажа и эксплуатации на различных буровых установках, и, благодаря небольшим габаритам может применяться на небольшом судне. Поскольку такой райзер может быть использован для проведения работ в действующей скважине и проведения БЧНКТВ, время на переход от одного вида работ к другому значительно сокращается. Райзер высокого давления будет необходимо при бурении на депрессию и репрессию.

■ Резюме возможностей технологии БЧНКТВ

- Возможность бурения расширенного интервала большой длины: Бурение интервала длиной свыше 2000 м через колонну 7". Самый протяженный интервал, пробуренный с применением технологии БЧНКТВ, составил 1428 м. При этом, параметры бурения не указывали на то, что была достигнута максимально возможная длина участка.
- Бурение осуществлялось одним спуском через эксплуатационную колонну и хвостовик (7" и 9 5/8"), включая установку отклоняющего клина. Statoil в пяти случаях проводил успешное бурение через 2 трубы.
- Достигнутый максимальный угол: 131.1 градуса.
- Достигнутая максимальная интенсивность набора угла: 51 градус/30 м (с забойным двигателем и БТ 2 7/8")
- Каротаж в процессе бурения (LWD): Возможно проведение более-менее полного комплекса исследований, включая нейтронный плотностной каротаж, при выполнении БЧНКТВ через НКТ 7" (в настоящее время ведутся работы по созданию технического комплекса для определения пластового давления в процессе бурения ПДПБ). Однако при БЧНКТВ через НКТ 5 1/2" и меньшего диаметра нет возможности проводить нейтронный плотностной каротаж и определение пластового давления в процессе бурения.
- Работа через НКТ малого диаметра: В настоящее время ситуация такова, что установка забойных датчиков и систем управления после бурения по технологии БЧНКТВ не целесообразна, поскольку новая НКТ не поднимается на устье. Задача установки новых втулок для линий и кабелей управления через скважинный клапан-отсекатель (СКО) и фонтанную арматуру будет как довольно затратной, так и весьма технически сложной. Кроме этого, существует еще несколько ограничений, однако зацементированный хвостовик, хвостовик со

- Maximum deviation achieved: 131,1 deg.
- Maximum dogleg: 51 deg/30 m (with motor and 2 7/8" drill pipe).
- Logging While Drilling: More or less full package available, including density/neutron, when TTRD is done through 7" completion . There is, however, no density/neutron/FPWD available when performing TTRD through 5 1/2" completion (or smaller).
- Lower completion options: The current status is that installation of DIACS after a TTRD operation is not practical, mainly since the new completion is not brought to surface. The task of retrofitting bushings for the control lines/cables through the downhole safety valve and the christmas tree will be both expensive and complicated. Except from this there are few limitations, i.e. cemented liner, slotted liner, screens, liner with swelling rubber, multilateral systems (and more) can all be installed through tubing.
- Multilateral (ML) systems: Perforated hollow whipstock (level 4) exists for through tubing installation through both 7" and 5 1/2" tubing. Production control in the junction is a challenge. Only simple wireline operated chokes and sliding sleeves can likely be installed today. The following through tubing ML-systems are under development:
 - Level 3 with large intervention pass-through to both bores.
 - Level 5 with reduced pass through in both bores when installed in 7" liner.
- Good protection of completion. There have been no incidents of irreparable damage on the completion during Statoil's TTRD operations. It is believed that the success in this field is partly due to best practice operational procedures and personnel training, partly due technical solutions like to fit-for-purpose protection sleeves in the exposed areas, non-abrasive hard banding on drill pipe and BHA components and specially made, and coated, bits and mills.

щелевидными продольными отверстиями, фильтры, хвостовик с набухающей резиной, системы для многозабойного заканчивания могут быть установлены через НКТ.

- Системы многозабойного заканчивания: Возможна установка полого отклоняющего клина с отверстиями (уровень 4) через НКТ 7" и 5 1/2". Регулирование дебита в месте стыковки является непростой задачей. На сегодня возможна только установка с помощью канатной техники простых штуцеров и скользящих муфт. В настоящее время разрабатываются следующие системы для многозабойного заканчивания, устанавливаемые через НКТ:
 - Уровень 3, с большим проходным отверстием для возможности спуска внутрискважинного инструмента в обоих стволах.
 - Уровень 5, с уменьшенным проходным отверстием в обоих стволах при установке в хвостовик 7"
- Надежная защита НКТ. Не было отмечено случаев невосстановимых повреждений НКТ при проведении компанией Statoil работ с применением технологии БЧНКТВ. Успех в этой области может быть достигнут частично за счет применения самых эффективных методик и использования специально обученного персонала, частично за счет внедрения новых технических решений, например, специализированных защитных манжет, устанавливаемых в уязвимых зонах, неабразивных твердосплавных накладок на БТ и элементах КНБК, а также специальных покрытий для долот и фрез.

MIOGE

26 - 29 June 2007

MOSCOW • RUSSIA • EXPOCENTRE



MIOGE

9th MOSCOW INTERNATIONAL OIL & GAS EXHIBITION

26 - 29 June 2007



RPGC

5th RUSSIAN PETROLEUM & GAS CONGRESS

26 - 28 June 2007

Organised by:



ITE Group plc

105 Salisbury Road, London NW6 6RG, UK

Tel. +44 (0) 20 7596 5016 Fax. +44 (0)20 7596 5111

Email: oilgas@ite-exhibitions.com

www.mioge.com