

# ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ РАДИАЛЬНОГО БУРЕНИЯ: СЕВЕРНЫЙ УРТАБУЛАК

## IMPLEMENTATION OF RADIAL DRILLING TECHNOLOGY TO ENHANCE LIQUID HYDROCARBON PRODUCTION FROM A MATURE OIL FIELD IN THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN – NORTH URTABULAK: A CASE STUDY

Стив ЭЛЛИОТ, менеджер по развитию проектов Tethys Petroleum Limited  
Steve ELLIOTT, General Manager of Tethys Production Uzbekistan

*Стив Эллиот, менеджер по развитию проектов Tethys Petroleum Limited (часть группы компаний Tethys Petroleum). До перехода в Tethys Стив работал в группе компаний Baker Hughes в течение 22 лет на проектах на Северном море, в Африке и недавно – в Центральной Азии. Стив обладает обширными знаниями и опытом в области проведения буровых работ, а в последнее время и управления проектами, проведения и координации интегрированных сервисных контрактов.*



*Steve Elliott is currently General Manager of Tethys Production Uzbekistan (Part of The Tethys Petroleum Group of Companies). Prior to joining Tethys, Steve was with the Baker Hughes Group of Companies for 22 years, working in the North Sea, Africa and latterly Central Asia. Steve has detailed knowledge and experience of drilling operations, with recent focus on project management and the execution and co-ordination of Integrated Services contracts.*

### МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА ЗРЕЛОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В РЕСПУБЛИКЕ УЗБЕКИСТАН

Эффективность технологии радиального бурения уже давно считается спорным вопросом в отрасли. В атмосфере этих противоречий Tethys Petroleum Limited в 2010 году начала кампанию по внедрению технологии радиального бурения с целью повышения нефтеотдачи на месторождении в поздней стадии разработки в Республике Узбекистан. Для Узбекистана это первый опыт использования данной технологии.

Компания Tethys Petroleum Limited занимается разведкой и добычей нефти и газа. В настоящее время в центре внимания компании – Центральная Азия и принадлежащие Tethys Petroleum проекты в Казахстане, Таджикистане и Узбекистане. Это единственная независимая компания, которая работает во всех этих трех республиках.

Нефтяное месторождение Северный Уртабулак находится на юге Узбекистана и было открыто в 1972 году с геологическими запасами нефти приблизительно 124,2 млн баррелей. На сегодняшний день на структуре пробурено 119 скважин, и остаточные запасы, по оценкам специалистов, составляют 7,3 млн баррелей.

Месторождение представляет собой карбонатную

The effectiveness of radial drilling technology has long been a contentious issue within our industry, and it was into this climate of controversy that Tethys Petroleum Limited in 2010 embarked upon a campaign of radial drilling to enhance oil recovery from a mature oil field in the Republic of Uzbekistan. This would be the first application of radial drilling technology in Uzbekistan.

Tethys Petroleum Limited is an oil and gas exploration and production company currently focused on Central Asia with projects in Kazakhstan, Tajikistan and Uzbekistan. It is the only independent oil and gas company operating in all three Republics.

The North Urtabulak oil field in southern Uzbekistan was discovered in 1972, with calculated oil in-place of approximately 124.2 million barrels (“MMbbls”). To date, 119 wells have been drilled on the structure, and remaining oil thought to be in the region of 7.3 MMbbls.

The field is a carbonate reef structure of Jurassic age, with an average reservoir thickness of approximately 320 m.

In March of 2010, Tethys Petroleum Limited via its subsidiary Tethys Production Uzbekistan acquired the Contractor rights to the North Urtabulak Production Enhancement Contract, whereby the Contractor is obligated to implement new technologies and

рифтовую структуру Юрского возраста, со средней мощностью пласта около 320 м.

В марте 2010 года Tethys Petroleum Limited через свое дочернее предприятие Tethys Production Узбекистан приобрела права подрядчика по договору об увеличении добычи на Северном Уртабулаке, согласно которому подрядчик обязуется внедрить новые технологии и методики повышения добычи жидких углеводородов на месторождении Северный Уртабулак. В свою очередь, подрядчик получает право на получение своей доли увеличенной (приращенной) добычи. Модель пласта Северного Уртабулака, созданная Tethys Petroleum при помощи программного обеспечения Petrel/Eclipse в 2010 году, показала присутствие значительных запасов оставшейся нефти, большая часть которых оказалась «защемленной» между существующими скважинами. Ситуацию осложняли многочисленные повреждения призабойной зоны скважин и истощенное на данный момент давление пласта на месторождении Северный Уртабулак.

В таких условиях требовалось найти решение, при котором оставшиеся запасы нефти могли быть извлечены наиболее рентабельным способом. Tethys Petroleum и ее предшественники по договору о повышении нефтеотдачи совместно с государственной нефтяной компанией «Узбекнефтегаз» ранее уже использовали технологии горизонтального бурения и резки боковых стволов с целью извлечения дополнительных запасов нефти. Тем не менее эти капиталоемкие и довольно рискованные методы были признаны экономически неэффективными в условиях месторождения Северный Уртабулак, учитывая его истощенность. Также на месторождении предпринимались попытки стимулирования притока нефти при помощи кислотной обработки, но результаты показали, что стимулирующий раствор распространялся по пути наименьшего сопротивления, то есть устойчиво по нижележащим продуктивным зонам пласта. Учитывая вышесказанное, ожидалось, что радиальное бурение позволит компании Tethys более эффективно и точно получить доступ к защемленной нефти и/или к тем углеводородам, которые ранее были недостижимы.

Основной областью использования радиального бурения до сегодняшнего дня были малодебитные и истощенные месторождения с низкой производительностью и неглубокими (менее 2750 м) скважинами. В радиальном бурении эффективно используется модифицированная технология гибкой НКТ для бурения боковых стволов диаметром 50 мм и протяженностью до 100 м от основного ствола. Основная цель этого метода заключается в улучшении производительности основной скважины за счет бурения радиальных стволов за пределы поврежденной призабойной зоны и обеспечении



new techniques to enhance liquid hydrocarbon production from the North Urtabulak field. In return the Contractor receives an allocation of this increased (incremental) production.

A Petrel/Eclipse reservoir model of North Urtabulak commissioned by Tethys Petroleum in 2010 indicated the presence of significant volumes of remaining oil in place, much of which was ‘trapped’ between existing wells – a situation exacerbated by severe near-wellbore skin damage and the currently pressure-depleted condition of the North Urtabulak reservoir. A solution was therefore required whereby these remaining oil reserves could be accessed in a cost-effective manner.

Tethys Petroleum and its contractual predecessors to the Production Enhancement Contract with the state-owned oil company Uzbecneftegaz, had previously implemented horizontal drilling and sidetracking technologies as means of accessing additional oil reserves. However, these capital intensive and relatively high-risk technologies were no longer considered to be cost effective for the North Urtabulak reservoir in its current state of depletion. Similarly, acid stimulation of the reservoir had also been attempted at North Urtabulak, although it was found that the stimulation fluid tended to follow the path of least resistance, which is invariably into the lower productivity zones of the reservoir. It was therefore hoped that radial drilling might allow Tethys to more efficiently and more accurately access trapped and/or previously inaccessible hydrocarbons.

Radial drilling’s principal application to date

доступа к недренируемым участкам пласта. В настоящее время эта технология применяется только в вертикальных или почти вертикальных скважинах, хотя продолжаются исследования по доработке этой технологии для использования в наклонных и горизонтальных скважинах. Решения по выбору скважин-кандидатов принимаются совместно оператором и подрядчиком по радиальному бурению, в основном в зависимости от механического состояния скважины и ее производственного потенциала.

При выборе скважин-кандидатов для радиального бурения принимаются в расчет следующие ключевые моменты.

### МЕХАНИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

**Размер колонны.** Существующее на сегодня оборудование для радиального бурения позволяет работать в колоннах наружным диаметром 5-1/2 дюйма и выше. Оборудование также позволяет работать в открытых стволах номинальным диаметром 4-1/2 дюйма или выше.

**Несколько обсадных колонн.** Существующая система радиального бурения позволяет вырезать окна только в одной колонне. Фрезеровка через несколько обсадных колонн невозможна, учитывая существующую систему фрезеровки.

**Марка колонн.** Долота из карбида вольфрама, используемые для фрезеровки окон в колонне могут быть использованы только в обсадных колоннах марки N-80 (категория «Д» в российской классификации) или ниже.

**Толщина стенки колонны.** При нынешней конструкции возможна фрезеровка колонны с максимальной толщиной 10 мм.

**Цемент за колонной.** Для успешной фрезеровки окна в колонне оборудованием радиального бурения необходимо хорошее сцепление цемента между колонной и породой. При слабой цементации могут возникать сложности или сбои при гидравлической промывке. Качество цементажа обычно оценивается при использовании АКЦ.

**Наклон скважины.** Поскольку радиальное бурение использует эффект гравитации, уклон скважины не должен превышать 60 градусов от вертикали.

**Глубина скважины.** Существующая система способна работать при максимальной глубине скважины 3000 м.

**Шурф в скважине.** Для осаждения вымытого шлама под отклонителем необходим шурф глубиной 10 м.

**Температура на забое скважины.** Не должна превышать 120 °С.

**Давление на забое скважины.** Не должно превышать 6500 psi (фунтов на кв. дюйм).



has been in marginal and mature fields with low productivity and shallow (<2750 m) wells. Radial drilling effectively applies modified coiled tubing technology to penetrate lateral holes of 50 mm in diameter up to 100 m from the original wellbore. The principal objective of this technique is to improve the production profile around the original wellbore by penetrating beyond the damaged skin zone and by accessing trapped pockets of hydrocarbons. At present this technology can only be applied in vertical (or near-vertical) wells, although research is ongoing to adapt this technique to deviated and horizontal wells. Suitable well candidates for radial drilling are mutually agreed between the operator and the radial drilling contractor, based principally upon the mechanical condition of the well and its production potential.

The principal factors to be taken into consideration when selecting suitable well candidates for radial drilling operations are as follows.

### MECHANICAL FACTORS

- Casing Size: The current radial drilling equipment can operate in production casing sizes of 5-1/2" OD or greater. The equipment can also operate in 4-1/2" or greater in-gauge open hole.
- Multiple Casing Strings: The current radial drilling configuration can only penetrate single strings of casing. Overlapping casing strings cannot be milled with the existing cutting system.
- Casing Grade: The tungsten carbide bits used to mill casing exits are limited to casing grades of N-80 (Russian grade 'D') or less.
- Casing Wall Thickness: In its current design, the maximum casing wall thickness able to be milled is 10 mm.
- Casing Cementation: In order to successfully initiate a casing exit, the radial drilling equipment requires a good cement bond between the casing and the



## ПЛАСТОВЫЕ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ

**Наклонные пласты.** Пласты с большим углом падения в целом не подходят для радиального бурения, особенно те, где наблюдается разная пористость между близлежащими пластами.

**Несогласные напластования.** Фациальные изменения, выклинивания и несогласные напластования обычно приводят к задержкам или полной остановке процесса промывки.

**Минерализация.** Известковая или кремниевая минерализация в карбонатах и песках может быть причиной нулевой пористости, что делает скважину не подходящей для радиального бурения.

**Кавернозные и пористые формирования.** Поскольку проникновение гидромониторной системы требует определенных границ, кавернозные и пористые формирования в целом не подходят для радиального бурения.

**Рыхлые пласты.** Промывка рыхлых пластов в целом приводит к вымыванию пород, что препятствует продвижению промывочной компоновки.

**Эвапориты.** Соли, гипс и ангидриты в целом не поддаются проникновению гидромониторной струей.

Для месторождения Северный Уртабулак керновые пробы пластовых пород были отправлены в лабораторию систем радиального бурения (RDS) для экспериментальных испытаний. На самом месторождении были использованы агрегат с гибкой НКТ компании RDS в сочетании со станком по капремонту скважин XJ-450, взятым на подряд компанией Tethys.

После выбора подходящих скважин радиальное бурение происходит следующим образом:

1. Глушение скважины. Монтаж установки для капремонта скважины. Подъем труб.
2. Спуск в скважину скребка и шаблона для обсадных труб.
3. Присоединение отклонителя к НКТ и спуск на необходимую глубину.
4. Ориентирование отклонителя (при необходимости).
5. Монтаж гибкой НКТ и стояка (гусака).
6. Спуск фрезы и фрезеровка отверстия в колонне.
7. Спуск в скважину компоновки с насадкой, присоединенной к 100-метровому гибкому шлангу и гибкой НКТ.
8. Бурение ствола диаметром 50 мм и протяженностью до 100 м.
9. Поворот отклонителя на 90 градусов.
10. Повтор шагов 6–9 до завершения бурения всех четырех стволов.
11. Подъем отклонителя до второго уровня (если необходимо).

Эта процедура может повторяться при бурении на любом необходимом количестве уровней.

formation. A poor casing bond generally results in difficulty or failure in jetting operations. The competence of the cement bond is generally assessed by CBL.



- Wellbore Inclination: Since the system relies upon gravity to seat the radial drilling, the well inclination should not exceed 60 degrees from vertical.
- Wellbore Depth: The present system is designed to operate at a maximum depth of 3000 m.
- Wellbore Rathole: A rathole of 10 m is required to allow the jetted debris to settle beneath the deflector shoe.
- Bottomhole Temperature: BHT should not exceed 120 Deg C.
- Bottomhole Pressure: BHP should not exceed 6500 psi.

## RESERVOIR & GEOLOGICAL FACTORS

- Dipping Formations: Steeply dipping formations are generally not suitable for radial drilling operations, particularly where there are porosity differences between adjacent formations.
- Unconformities: Facial changes, pinch-outs and unconformities generally result in a stalling or stoppage of the jetting process.
- Mineralization: Calcitic or siliceous mineralization in carbonates and sands can result in zero porosity which renders the well unsuitable for radial drilling.
- Cavernous and Vuggy Formations: Since the forward penetration of the jetting system relies upon some lateral constraint, cavernous and vuggy formations are not generally suitable for radial drilling operations.
- Unconsolidated Formations: jetting of unconsolidated formations generally causes washouts which impedes forward progress of the jetting assembly.
- Evaporites: Salts, gypsum and anhydrite are generally not penetrable by jetting action.

In the case of the North Urtabulak reservoir, core samples of the reservoir rock were sent to Radial Drilling Systems' (RDS) laboratory for pilot testing. At North Urtabulak the RDS coiled tubing unit was operated in conjunction with Tethys' contracted XJ-450 truck-mounted workover rig.

В процессе радиального бурения по гибким НКТ циркулирует фильтрованная (<10 микрон) вода, а перфорация достигается за счет выброса воды через сопла под высоким давлением, соответствующим прочности на сжатие пород пласта. Сдерживание струи гибкой НКТ и контроль на поверхности позволяют поддерживать постоянное напряжение гибкого шланга в радиальном стволе. Это натяжение вместе с точкой выхода из колонны дает возможность образованию только прямой линии при выходе из колонны при условии сохранения этого натяжения. В карбонатных (и карбонатно-цементированных) пластах после бурения боковых стволов может использоваться кислотная промывка 10%-м раствором соляной кислоты. В среднем на бурение каждого стометрового бокового ствола потребовалось менее двух часов на Северном Уртабулаке.

Всего для радиального бурения на Северном Уртабулаке было выбрано пять скважин, представляющих из себя обсаженные и необсаженные, находящиеся в разных частях месторождения. Все скважины были вертикальные или почти вертикальные. На четырех скважинах-кандидатах были предприняты попытки бурения четырех боковых стволов на одном уровне, а на скважине NU-116 – по четыре боковых ствола на двух уровнях. За исключением скважины NU-44, где удалось пробурить лишь два боковых ствола, на всех остальных скважинах бурение оказалось успешным и были пробурены боковые стволы длиной около 100 м на всех планируемых уровнях. Все боковые стволы были обработаны 10%-м раствором соляной кислоты сразу после бурения. Результаты радиального бурения на месторождении Северный Уртабулак показаны на следующей сводной диаграмме.

**NU-87** – с боковым открытым стволом, расположенная чуть южнее центра месторождения. Всего пробурено четыре радиальных ствола, каждый длиной 98 м на глубине 2450,9 м. Дебит скважины увеличился с 56,6 баррелей нефти в сутки (бнс) перед радиальным бурением до 69,8 бнс после него. Таким образом, добыча увеличилась на 13,2 бнс (23%).

**NU-79** – вертикальная скважина, расположенная чуть к северу от центра месторождения и единственная обсаженная скважина, на которой проводилось радиальное бурение. Всего пробурено 4 боковых ствола, каждый длиной 100 м.

В связи с возникшими при бурении этих стволов сложностями, два из них были пробурены на глубине 2436,7 м, а два других на глубине 2476 м. Предполагается, что возникшие трудности были связаны с плохим качеством цементажа между обсадной колонной и породой. Дебит нефти на этой скважине вырос с 10,6 баррелей в сутки до 54 баррелей в сутки после радиального бурения. Таким образом, увеличение составляет 43,4 баррелей в сутки (409%).

Upon selection of suitable well candidates the radial drilling procedure is as follows;

1. Kill well. Rig up workover unit. Retrieve existing completion string.
2. Run in hole with casing scraper and casing drift assemblies.
3. Connect deflector shoe to tubing and run in hole to required depth.
4. Orient deflector shoe (if required).
5. Rig up coil tubing unit and gooseneck.
6. Run in hole with casing cutter and initiate casing exit.
7. Run in hole with jet assembly connected to 100 m flexible hose and coiled tubing.
8. Perforate 50 mm diameter hole up to 100 m in length.
9. Rotate deflector shoe through 90 degrees.
10. Repeat steps 6 through 9 until all four laterals are completed.
11. Raise deflector shoe to second level (if required).

This procedure may be repeated for as many additional levels of penetration as required.

Throughout the radial drilling process the coiled tubing string is circulated with filtered (< 10 microns) water, and penetration is achieved through high pressure jetting via nozzles matched to the compressive strength of the formation. By maintaining control of the coiled tubing from surface the jetting string is held in constant tension thus permitting only straight forward departure perpendicular to the original wellbore. In carbonate (and carbonate-cemented) reservoirs, a 10% HCl acid wash can be applied after drilling each lateral. On average, it took less than two hours to complete the radial drilling of each 100 m lateral at North Urtabulak.

In total, five well candidates were selected for the radial drilling trial at North Urtabulak. These were a combination of cased-hole and open-hole completions located in different parts of the field. All wells were vertical or near vertical. In four of the well candidates one level of four laterals were attempted and in well NU-116 two levels of four laterals were attempted. With the exception of well NU-44 (where only two laterals were achieved), in all the remaining wells four laterals of ~100 m were successfully achieved at each level. All laterals were treated with a 10% hydrochloric acid wash immediately after drilling.

The results of radial drilling at North Urtabulak are summarized in the chart below.

**NU-87** – is an open-hole sidetracked well located slightly south of centre of the field. In total, four laterals (each of 98 m in length) were radially drilled at a depth of 2450.9 m. Oil production from this well has increased from 56.6 barrels of oil per day (“bopd”) prior to radial drilling to 69.8 bopd after radial drilling. This represents an increase of 13.2 bopd (23%).

**NU-79** – is a vertical well located slightly north of centre of the field, and is the only cased-hole well candidate on which radial drilling operations were

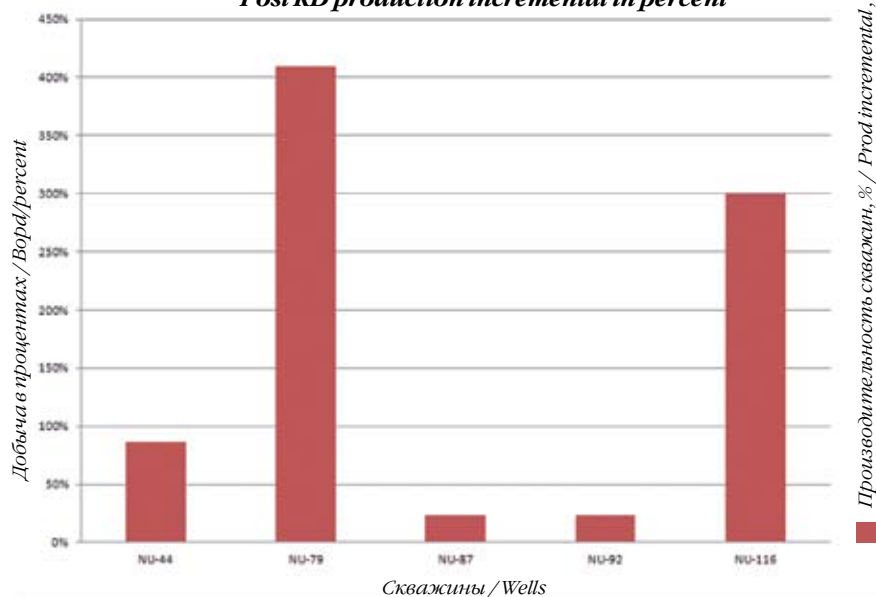
**NU-92** – необсаженная скважина с зарезанным боковым стволом на востоке месторождения. Всего пробурено 4 боковых ствола, каждый длиной 100 м на глубине 2457 м. Дебит нефти на этой скважине возрос с 64,1 до 79,2 бнс после радиального бурения, что составляет увеличение производительности на 15,1 бнс (24%).

**NU-44** – необсаженная скважина с зарезанным боковым стволом на северо-западе месторождения. При бурении радиальных стволов возникли серьезные трудности, предположительно связанные с тем, что скважина ранее подвергалась кислотной обработке. Данная кислотная обработка и последующее увеличение диаметра ствола, скорее всего, и послужили причиной невозможности центровки отклонителя в скважине. Тем не менее удалось зарезать два боковых ствола в этой скважине (один длиной 94 м и второй – 23 м) на глубине 2451,3 м. Несмотря на то что удалось пробурить лишь два боковых ствола, дебит скважины увеличился с 50,9 до 94,9 бнс, т.е. на 44 бнс (86%).

**NU-116** – недавно пробуренная вертикальная скважина на северо-западе месторождения. Эта скважина, по сути, никогда не добывала сколько-либо значимых объемов нефти, что, по общему мнению, связано с ее расположением в той части месторождения, где наблюдается исключительно низкая пористость и проницаемость пород. Предполагалось, что бурение боковых стволов в этой скважине, возможно, позволит выйти за пределы низкопроницаемых пород и обеспечит доступ к запасам более продуктивной части месторождения. Всего было зарезано по 4 боковых ствола на двух уровнях, каждый длиной 100 м. Несмотря на то что в этой скважине было пробурено 8 боковых стволов, надежды не оправдались. Производительность скважины до радиального бурения составляла 1,25 бнс, после – 5 бнс.

В целом радиальное бурение на Северном Уртабулаке можно считать довольно успешным. За возможным исключением скважины NU-116 (по обоснованным причинам, связанным с коллекторскими свойствами), все скважины, предполагаемые для этих экспериментальных испытаний, показали значительный рост производительности в результате радиального бурения. Однако следует заметить, что хотя производительность многих из этих скважин, где проводилось радиальное бурение, впоследствии

Результаты применения радиального бурения, %  
Post RD production incremental in percent



performed. In total, four laterals were drilled (each 100m in length). Due to difficulties in initiating these laterals, two were drilled at 2436.7 m and a further two were drilled at 2476 m. It is believed that the problems encountered in drilling the final two laterals may have been due to a poor cement bond between the casing and the formation. Oil production from this well increased from 10.6 bopd to 54 bopd after radial drilling. This represents an increase of 43.4 bopd (409%).

**NU-92** – is an open-hole sidetracked well in the east of the field. In total, four laterals were drilled (each 100m in length) at a depth of 2457 m. Oil production from this well has increased from 64.1 bopd prior to radial drilling to 79.2 bopd post radial drilling. This represents an increase of 15.1 bopd (24%).

**NU-44** – is an open-hole sidetrack in the north-west of the field. Some considerable difficulties were encountered in initiating laterals in this well and this thought to be because the well had been previously acidized. This acidization and consequent hole enlargement undoubtedly affected the ability of the deflector shoe to centralize in the wellbore. However, we did still manage to drill two laterals in this well (1 x 94 m and 1 x 23 m) at a depth of 2451.3 m. Despite only having achieved two laterals in this well, oil production increased from 50.9 bopd prior to radial drilling to 94.9 bopd after radial drilling, resulting in an increase of 44 bopd (86%).

**NU-116** – is a newly-drilled vertical well in the north-west of the field. This well has never really produced any significant quantities of oil and the consensus of opinion is that the well is located in a part of the field with exceptionally low porosity and permeability. It was hoped that laterals drilled from this well might

упала, мы полагаем, что это случилось, скорее, вследствие общего падения пластового давления, нежели по причинам, связанным с самим радиальным бурением.

Наиболее важным выводом экспериментальных испытаний радиального бурения на Северном Уртабулаке следует признать тот факт, что залогом успешного осуществления работ по радиальному бурению является правильный выбор месторождения и скважин. К примеру, на этапе планирования наш подрядчик по радиальному бурению предупреждал нас о том, что технология радиального бурения наиболее эффективна на месторождениях, где пластовое давление составляет не ниже 70% от первичного. Конечно же, Северный Уртабулак не подходит под этот критерий, что, вероятно, и привело к тому, что дебит скважин на месторождении после подъема в результате радиального бурения не сохранился на этом же уровне. И хотя Tethys Petroleum и была осведомлена об этом препятствии, компания предпочла доказать эффективность технологии своему партнеру «Узбекнефтегазу», чтобы обеспечить доступ к другим проектам по реабилитации месторождений как в Узбекистане, так и в других регионах.

Мы столкнулись с проблемами при бурении радиальных стволов только на тех скважинах, которые не соответствовали одному или нескольким критериям, описанным выше. В частности, на скважине NU-44 возникли трудности с увеличенным диаметром ствола в результате ранее проведенной кислотной обработки, что привело к невозможности центровки отклонителя в скважине. Схожим образом возникли проблемы при зарезке радиальных стволов на скважине NU-79 в связи с плохим качеством цементажа между обсадной колонной и породой. Это еще раз подчеркивает важность и необходимость точного планирования и выбора скважин до начала радиального бурения.

В заключение хотелось бы добавить, что, несмотря на истощенность пластового давления на месторождении, испытания на Северном Уртабулаке, несомненно, доказали, что радиальное бурение может являться не только экономически эффективным методом, позволяющим увеличить производительность и обеспечить доступ к «защемленным» углеводородам, но и кратчайшим путем достижения данных целей. Этот метод позволяет добиться точного размещения боковых стволов и расширенного вскрытия пластовых пород по сравнению с традиционной перфорацией. Tethys Petroleum планирует внедрять и использовать эту технологию повсеместно на своих месторождениях как в Узбекистане, так и на других проектах компании в Центральной Азии. ☉

extend beyond this poor poro-perm area and access reserves in a more productive part of the field. In total, two levels of laterals (each of 4 x 100 m) were radially drilled from open hole. However, despite having drilled a total of 8 laterals from this well, results have been somewhat disappointing. Oil production prior to radial drilling was 1.25 bopd, and after radial drilling it increased to 5 bopd.

Overall, the radial drilling trial at North Urtabulak can reasonably be judged to have been a success. With the possible exception of NU-116 (for justifiable reservoir-related reasons) all well candidates in the trial demonstrated a significant uplift in production as a result of radial drilling. It must however be said that whilst production from many of these radially-drilled wells has subsequently dropped off, we believe to be due more to reasons of an overall decline in reservoir pressure than to any radial drilling related factors.

By far the single most important lesson-learned from the radial drilling trial at North Urtabulak is that careful field and well selection are paramount in assuring the successful outcome of radial drilling operations. For example, we were advised by our radial drilling contractor during the planning phase that radial drilling technology is most effective in fields which retain at least 70% of the original reservoir pressure. The North Urtabulak field certainly does not fulfill this criterion, which is probably why the post-radial drilling uplift in production was not sustained. However, Tethys Petroleum was well aware of this impediment but was keen to prove the effectiveness of the technology to Uzbekneftegaz as a means of securing additional field rehabilitation projects in Uzbekistan and elsewhere.

The only well candidates in which we had problems initiating and progressing radially drilled laterals fell foul of one or more of the well selection criteria outlined above. Specifically, well NU-44 suffered from hole enlargement as a result of a previous acid stimulation, which resulted in an inability to centralize the deflector shoe in the wellbore. Similarly, we had problems in initiating laterals in NU-79 due to a poor cement bond between casing and formation. Again, this re-emphasizes the need for careful planning and well selection prior to the commencement of radial drilling operations.

In conclusion, and despite the pressure depleted condition of the reservoir, the trial at North Urtabulak proved emphatically that radial drilling can be a cost-effective and time-efficient application to increase production and to access trapped hydrocarbons. It allows accurate placement of laterals and extended horizontal penetration over conventional perforating. It is a technology which Tethys Petroleum Limited fully intends to implement elsewhere, both in Uzbekistan and within the Tethys Petroleum Group's other assets in Central Asia. ☉