

Schlumberger gibt Finanzergebnis des zweiten Quartals 2013 bekannt

25.07.2013 | [Business Wire](#)

[Schlumberger Ltd.](#) (NYSE: SLB) hat heute einen Ertrag von 11,18 Milliarden US-Dollar für das zweite Quartal 2012 bekannt gegeben, eine Steigerung gegenüber 10,57 Milliarden US-Dollar im ersten Quartal 2013 und 10,34 Milliarden US-Dollar im zweiten Quartal 2012.

Die auf Schlumberger entfallenden Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit beliefen sich unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften auf 1,54 Milliarden US-Dollar – eine Steigerung um 19 Prozent gegenüber dem Vorquartal und um 14 Prozent gegenüber dem gleichen Zeitraum des Vorjahrs. Der verwässerte Gewinn je Aktie aus laufender Geschäftstätigkeit betrug unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften 1,15 US-Dollar gegenüber 0,97 US-Dollar im Vorquartal und 1,01 US-Dollar im zweiten Quartal 2012.

Schlumberger schloss die Abwicklung ihrer Geschäftstätigkeit im Iran im zweiten Quartal 2013 ab. Die in der Vergangenheit erzielten Ergebnisse dieser Geschäftstätigkeit wurden als „Eingestellte Tätigkeit“ neu erfasst, und alle vorhergehenden Berichtszeiträume wurden entsprechend umbucht.

Schlumberger verzeichnete im zweiten Quartal 2013 Nettogutschriften in Höhe von 0,51 US-Dollar je Aktie gegenüber Nettogutschriften in Höhe von 0,07 US-Dollar je Aktie im Vorquartal und 0,02 US-Dollar je Aktie im zweiten Quartal 2012.

Der Umsatz im Segment Oilfield Services war mit 11,18 Milliarden US-Dollar 6 Prozent höher als im Vorquartal und 8 Prozent höher als im Vorjahr. Die Betriebserträge vor Steuern für das Segment Oilfield Services stiegen mit 2,28 Milliarden US-Dollar gegenüber dem Vorquartal um 16 Prozent und gegenüber dem Vorjahr um 12 Prozent.

Dazu sagte der CEO von Schlumberger, Paal Kibsgaard: „Die soliden Ergebnisse von Schlumberger zeichnen sich im zweiten Quartal durch eine erhebliche Ausweitung der internationalen Geschäftstätigkeit offshore und in wichtigen Märkten an Land aus. In Nordamerika profitierte das Unternehmen von seiner fundierten Durchführung auf dem Festland und auch von seiner Stärke im Tiefseebereich, und konnte so trotz wettbewerbsfähiger Preise an Land und den Auswirkungen der Tauphase in Westkanada (Frühlingsbeginn) solide allgemeine Fortschritte erzielen. Die Reservoir Characterization Group erzielte in den Regionen Naher/Mittlerer Osten und Asien sowie in Europa/GUS/Afrika zweistellige Gewinne gegenüber dem Vorquartal. In allen Regionen war Schlumberger in der Ausführung und in der Integration erfolgreich; dank dieser Tatsache und des Umsatzes neuer Technologie lagen die operativen Margen in allen Regionen mindestens bei 20 Prozent.

Die Erfolge im internationalen Geschäft verdankten sich vor allem der Region Naher/Mittlerer Osten und Asien, wobei die Exploration und Bohrtätigkeit sich in China und Australien erholte und das Wachstum in den Schlüsselmärkten Saudi-Arabien und dem Irak weiter anstieg. Die erforschenden seismischen Aktivitäten auf dem Festland und im Offshore-Bereich nahmen ebenfalls weiter zu. Im Bereich Europa/GUS/Afrika erholte sich die Tätigkeit in Russland, und die Zunahme der Exploration in der Region südlich der Sahara steigerte das Wachstum zusätzlich. In Lateinamerika erhöhte sich der Anteil an integriertem Projektmanagement, wenn auch dessen Wirkung durch saisonalen Durchfahrtsverkehr der Seismikschiffe ausgeglichen wurde.

Solide verhielt sich der Bereich ‚Einsatz neuer Technologien‘, wobei die Kunden wachsendes Interesse an Bewertungen neuer Gesteinsinformationen, Bohrspitzen sowie Produkten und Leistungen für Bohrloch-Eingriffe zeigten. Mit Cameron gründete Schlumberger das Gemeinschaftsunternehmen OneSubsea™, und das Unternehmen freut sich auf Gelegenheiten für den Einsatz der in ihrem Bereich besten Meeresbodentechnologien und -lösungen, die das neue Unternehmen voraussichtlich liefert. An anderer Stelle führten die zunehmenden Fähigkeiten von Schlumberger zur Integration zu Änderungen in der Organisation, sodass seine führenden Projekt- und Produktmanagementbereiche dank ihres beiderseitigen Know-hows und ihrer Portfolioausrichtung gemeinsam auf Wachstum hinarbeiten.

Die makroökonomischen Daten der Weltwirtschaft haben sich seit dem ersten Quartal nicht wesentlich verändert. Die Zwangssparmaßnahmen („financial sequester“) hatten praktisch keinen Einfluss auf die Entwicklung in den USA, die Eurozone bleibt in der Rezession und die Daten aus China sind weiterhin gemischt. Vor dem Hintergrund dieser unveränderten internationalen Großwetterlage änderten sich auch Angebot und Nachfrage beim Öl und Erdgas nicht, sodass die Öl- und Erdgaspreise stabil blieben. Die

Ausgaben für Exploration und Förderung wurden nach oben korrigiert, sodass die Ausgaben im vierten Jahr in Folge zweistellig gestiegen sind, ein Hinweis auf die Langfristigkeit der Öl- und Gaserschließung.

Aufgrund dessen erzielt das Unternehmen kontinuierliches Wachstum, da das Ausgabenbudget durch die Prognosen zur Anzahl der Bohranlagen und durch die Tätigkeit von Kunden gerechtfertigt erscheint. Schlumberger setzt Vertrauen in die Entwicklung der Branche, in seine strategische Positionierung in seinen Märkten, in die Stärke seines technologischen Portfolios und in seine Fähigkeit zu weiterer Verbesserung der Gesamtleistung.“

Sonstige Ereignisse

- In diesem Quartal hat Schlumberger den Rückkauf von 6,8 Millionen Stammaktien für insgesamt 500 Millionen US-Dollar getätigt (Durchschnittspreis je Aktie: 73,07 US-Dollar). Dieser Rückkauf schloss im Wesentlichen das vom Board of Directors im April 2008 genehmigte Aktienrückkaufprogramm in Höhe von 8 Milliarden US-Dollar ab. Mit Stand vom 30. Juni 2013 hatte Schlumberger gemäß diesem Programm 105 Millionen Stammaktien für insgesamt 7,8 Milliarden US-Dollar zurückgekauft. Der verbleibende Saldo von 187 Millionen US-Dollar wird im dritten Quartal 2013 ausgegeben. Am 18. Juli 2013 hat das Board of Directors ein neues Aktienrückkaufprogramm in Höhe von 10 Milliarden US-Dollar genehmigt, das spätestens am 30. Juni 2018 abgeschlossen sein wird.

- Cameron und Schlumberger haben am 24. Juni 2013 bekannt gegeben, dass ihrem Gemeinschaftsunternehmen OneSubsea™ zur Entwicklung und Herstellung von Produkten, Systemen und Dienstleistungen im Markt für unterseeische Öl- und Gasexplorationen und -bohrungen alle aufsichtsrechtlich vorgeschriebenen Genehmigungen erteilt worden sind. Die Vertragsparteien haben das Geschäft am 30. Juni 2013 abgeschlossen. Schlumberger hat aufgrund dieses Geschäfts einen Gewinn von 1,03 Milliarden US-Dollar verbucht.

Oilfield Services

Der Ertrag des zweiten Quartals von 11,18 Milliarden US-Dollar bedeutet einen Anstieg um 6 Prozent gegenüber dem Vorquartal und um 8 Prozent gegenüber dem Vorjahr, wobei der Ertrag von 7,70 Milliarden US-Dollar im internationalen Bereich um 543 Millionen US-Dollar bzw. 8 Prozent gegenüber dem Vorquartal zulegte, während der Ertrag in der Region Nordamerika mit 3,36 Milliarden US-Dollar im Vergleich zum Vorquartal um 67 Millionen US-Dollar beziehungsweise 2 Prozent anstieg.

Nach Segmenten betrachtet stieg der Ertrag gegenüber dem Vorquartal bei der Reservoir Characterization Group um 10 Prozent auf 3,01 Milliarden US-Dollar und bei der Drilling Group um 4 Prozent auf 4,29 Milliarden US-Dollar. Diese Zunahmen lassen sich auf saisonale Erholungen, Gewinne bei den Marktanteilen und eine verstärkte Explorationstätigkeit in Offshore- und wichtigen Festlandmärkten zurückführen, besonders auf die Wireline-Technologien. Auch andere Technologien erzielten im Quartal erhebliche Zuwächse, darunter insbesondere WesternGeco, Schlumberger Information Solutions (SIS), Drilling & Measurements und M-I SWACO. Trotz des saisonalen Rückgangs in Kanada aufgrund des Frühlingsbeginns mit Tauphase konnte die Production Group einen Anstieg gegenüber dem Vorquartal um 4 Prozent verbuchen. Die Ausnutzung der Druckförderungskapazitäten auf dem US-Festland wurde verbessert, sodass der Einsatz von Coiled-Tubing bei Bohrloch-Eingriffen zunahm; der solide internationale Produktumsatz im Bereich Completions trug zum Anstieg bei.

Geografisch ist der Anstieg gegenüber dem Vorquartal vor allem auf die Region Naher/Mittlerer Osten und Asien zurückzuführen, die mit einem Ertrag von 2,7 Milliarden US-Dollar um 11 Prozent zulegte, hauptsächlich aufgrund der saisonalen Erholung der Explorations- und Bohrtätigkeit in China und Japan, höhere Produktivität in der Seismik von WesternGeco UniQ* auf dem Festland in der gesamten Region und weiteres Wachstum von Projekten und Tätigkeiten in vielen verschiedenen Bereichen in Saudi-Arabien und im Irak. Die verbesserte Ausnutzung der Seeschiffe von WesternGeco und die robuste Bohrtätigkeit im australasiatischen Geomarkt haben ebenfalls zum Wachstum beigetragen. Der Europa/GUS/Afrika-Ertrag von 3,1 Milliarden US-Dollar stieg aufgrund höherer WesternGeco-Umsätze in Bezug auf Mandantenfähigkeit vor der Lizenzvergabe in Norwegen sowie aufgrund der saisonalen Verstärkung der Explorations- und Bohrtätigkeit in Russland und in der Nordsee um 10 Prozent an. Der Ertrag der Teilregion Afrika südlich der Sahara wuchs dank hoher Explorationsaktivität im Golf von Guinea, während die Aktivitäten in Angola aufgrund von Projektverzögerungen nachließen. Der Lateinamerika-Ertrag von 1,9 Milliarden US-Dollar bedeutet ein leichtes Wachstum, wobei die Erträge aus der Tätigkeit des integrierten Projektmanagement (IPM) in Argentinien größtenteils nach der geplanten Verbringung der Schiffe aus Brasilien vom Rückgang der Meeresnutzung seitens WesternGeco ausgeglichen wurden. Der Nordamerika -Ertrag von 3,36 Milliarden US-Dollar bedeutet einen Anstieg um 2 Prozent, wobei der Ertrag aus der US-Offshore-Tätigkeit aufgrund der erfolgreichen Tiefseeaktivität von Wireline und WesternGeco anstieg.

Der Teilbereich US-Festland verzeichnete ein zweistelliges Wachstum, dem jedoch der saisonale Rückgang in Westkanada nach der Tauphase des Frühlingsbeginns gegenüberstand. Während die Anzahl der Bohranlagen auf dem US-Festland nur geringfügig anstieg, stieg die Anzahl der Bohrlöcher und im Bau befindlichen Anlagen aufgrund der Bohreffizienz an, die sich in einer verbesserten Nutzung der Druckförderungskapazitäten der Branche niederschlug.

Das operative Ergebnis vor Steuern des zweiten Quartals in Höhe von 2,28 Milliarden US-Dollar stieg gegenüber dem Vorquartal um 16 Prozent und gegenüber dem Vorjahr um 12 Prozent an. International erhöhte sich das operative Ergebnis vor Steuern von 1,69 Milliarden US-Dollar gegenüber dem Vorquartal um 18 Prozent, während das operative Ergebnis vor Steuern in Nordamerika mit 662 Millionen US-Dollar gegenüber dem Vorquartal um 6 Prozent anstieg.

Die entsprechende operative Marge von 20,4 Prozent erhöhte sich gegenüber dem Vorquartal um 178 Basispunkte (bps), während die operative Marge im Bereich International um 202 Basispunkte auf 22,0 Prozent anstieg, die Region Naher/Mittlerer Osten und Asien einen Margenanstieg gegenüber dem Vorquartal um 178 Basispunkte auf 24,6 Prozent verzeichnete, die Region Europa/GUS/Afrika um 275 Basispunkte auf 20,6 Prozent anstieg und Lateinamerika sich um 107 Basispunkte auf 20,6 Prozent verbesserte. Der Anstieg der Margen im Bereich International ist insbesondere saisonaler Tätigkeit sowie soliden Ergebnissen in der Region Afrika südlich der Sahara und der Region Naher/Mittlerer Osten und Asien zu verdanken. Der Anstieg bei margenintensiver Exploration sowie bei Seismik- und Tiefseeaktivitäten trug ebenfalls zur Erhöhung der internationalen Margen bei. In der Region Nordamerika stieg die operative Marge vor Steuern trotz der Auswirkungen der Tauphase des westkanadischen Frühlingsbeginns um 65 Basispunkte gegenüber dem Vorquartal auf 19,7 Prozent. Die Marge für das US-Festlandgeschäft erhöhte sich aufgrund verbesserter Effizienz, besserer Auslastung und niedrigerer Rohstoffkosten bei der Druckförderung, während die Offshore-Marge in der Region Nordamerika aufgrund der kräftigen Tiefseeaktivität von Wireline und WesternGeco anstieg.

Gegenüber dem Vorquartal verbesserte sich die operative Marge vor Steuern bei der Reservoir Characterization Group aufgrund der guten Ergebnisse von WesternGeco und Wireline um 380 Basispunkte auf 30,1 Prozent. Die operative Marge vor Steuern stieg bei der Drilling Group aufgrund der verbesserten Bohr- und Messleistung und erhöhter Ertragsfähigkeit der IPM-Projekte im Nahen/Mittleren Osten und Lateinamerika um 97 Basispunkte auf 18,7 Prozent an. Bei der Production Group erhöhte sich die operative Marge vor Steuern aufgrund der verbesserten Ertragsfähigkeit des Bereichs Well Services im Hinblick auf die gestiegene Nutzung der Druckförderung und der Druckförderungseffizienz um 116 Basispunkte auf 15,9 Prozent.

Eine Reihe von Höhepunkten technologischer und integrativer Art trug zu den Ergebnissen im zweiten Quartal bei.

Shell erteilte Schlumberger einen fünfjährigen, für mehrere Länder geltenden Auftrag über integrierte Leistungen im Hinblick auf Ölförderungs- und Erdgasexplorationsbohrungen auf einer vor Kurzem in Betrieb genommenen Tiefseeböhrinsel. Das Konzept der Nutzung einer hochmobilen Bohranlage für die Exploration in entlegenen Tiefsee-Fördergebieten wird verstärkt durch die Integration der Leistungen, was einen verringerten Aufwand ausmacht, sodass sich insgesamt die Effizienz verbessert. Zudem stellt die Kontinuität von Mitarbeitern und Prozessen zusammen mit der Anwendung des Gelernten einen wichtigen Faktor für die Verringerung operativer Risiken sowie unproduktiver Zeit dar.

Im norwegischen Sektor der Nordsee wurden insgesamt elf Aufträge von Schlumberger über Ölfeld-Leistungen für BG Norge für weitere fünf Jahre verlängert, wodurch sowohl das Knarr-Ölfeld als auch andere Tätigkeiten auf dem Kontinentalschelf abgedeckt sind. Die Aufträge umfassen die Leistungen Richtbohren, Messungen und Aufzeichnung während des Bohrens, Mud Logging (Schlammmessung), Wireline Logging (drahtgesteuerte Messung), Bohrflüssigkeitsmanagement, Coiled-Tubing-Einsatz, Bohrlochprüfung, Perforierung, Abschluss und Einzementierung.

In den VAE wurde der in einzelnen Bohranlagen vor Ort einsetzbare Wireline MicroPilot* als verbesserte EOR-Bewertungstechnik seitens der Abu Dhabi Company for Onshore Operations (ADCO) in einer Bohranlage zur Entfernung von Wasser im Schacht und zum Einspritzen von Formationsöl eingesetzt. Die MicroPilot-Technologie brachte wertvolle Informationen über die Gesteinseigenschaften, die die Öl- und Wasserbewegung im Reservoir bestimmen. Dank dieser Informationen konnte auch die Lücke zwischen Kern- und Reservoirvorkommen geschlossen werden, sodass die Modellierung des Reservoirs verbessert werden konnte.

Vor der Küste des Kongo wurden Technologien von Schlumberger für ENI bei der Bohrung und dem Abschluss einer hochkomplexen Bohranlage im Mwafi-Feld eingesetzt. Drilling and Measurements setzte das hochleistungsfähige Drehsteuersystem PowerDrive Archer* mit maßgefertigten Smith-Bohrköpfen zur Bohrung eines 3D-Bohrlochprofils durch den Abraum ein. Die Platzierung des Bohrlochs im Reservoir wurde

in Echtzeit durchgeführt, wofür das Bed-Boundary-Mapping-Instrument PeriScope*, die Dienstleistung adnVISION* zur Azimutdichte-Neutron-Bestimmung und die Sonar-Multipol-Technologie SonicScope* eingesetzt wurden. Das Bohrloch erreichte über 20 Tage vor dem Termin seine geplante Tiefe und wurde unter Anwendung der faserbasierten Stützmittelbehandlung zur Rücklaufkontrolle der PropGUARD*-Technologie und des Stimulationsschiffs des Unternehmens Bourbon Herald Well Services mit einem Drei-Phasen-Formationsbrechen fertiggestellt.

In Kolumbien kam auf dem Festland bei der Stilllegung einer Bohranlage für Chevron die digitale Slickline-Technologie von Well Intervention LIVE* zum Einsatz. Der LIVE-Service erbringt mechanische und Echtzeit-Dienstleistungen im verrohrten Bohrloch als eine Einheit zum Herausziehen eines das Bohrloch isolierenden Pfropfens, setzt mit den tief eindringenden geformten Ladungen des Wireline PowerJet Omega* mehrere Rohre und verwendet einen sauberen chemischen Rohrschneider (die in Echtzeit korrelierte elektronische Zündkopftechnologie eFire*). Die operative Effizienz dieser Kombination der von Schlumberger eingesetzten Technologien sparte Chevron erhebliche Logistikkosten und verringerte die Gesamtbetriebszeit von 27 Tagen nach Plan auf 21 Tage.

Mitte 2012 gründeten Liquid Robotics und Schlumberger das Gemeinschaftsunternehmen Liquid Robotics Oil & Gas zur Entwicklung von Diensten für die Öl- und Gasindustrie mit Wave Glider®, dem ersten autonomen Seeschiff mit Wellenkraftantrieb. Kürzlich wurden für Chevron im Wheatstone-Ölfeld in Nordwestaustralien mit auf die Trübung erfassenden Messsensoren ausgestattete Wave Gliders eingesetzt, die vor Beginn der Upstream- und Downstream-Baggerarbeiten zuverlässige grundlegende Vermessungen vornahmen. Insgesamt wurde innerhalb von 60 Tagen ein Gebiet von 1.424 Seemeilen erfasst. Weitere Zeitspannenstudien finden während und nach den Arbeiten zur Prüfung der Einhaltung der Umweltauflagen statt. Mit dem sich stetig vermehrenden Einsatz der Wave Glider-Technologie bauen die Offshore-Öl- und Gasfördergesellschaften weiter Vertrauen auf, dass sie einige der Schwierigkeiten der Branche bei der Exploration und Umweltüberwachung tatsächlich lösen können.

In Nordamerika war Schlumberger das erste Unternehmen, das vor über zwei Jahren in Kanada die Zweistoff-Technologie („Dual Fuel“) für bei der hydraulischen Frakturierung genutzten Dieselmotoren einführte. Der Zweistoffbetrieb ermöglicht es einem Dieselmotor mit einer Mischung aus Dieselöl und Erdgas wie etwa Druckgas, Flüssiggas oder Propangas zu laufen. Auf dem US-Festland setzt Schlumberger im ganzen Land mehrere Teams mit Zweistofftechnik ein, da die Entwicklung der Technologie inzwischen den Punkt erreicht hat, an dem Kraftwerkszulieferer optimierte Lösungen für den US-Markt umsetzen. Schlumberger stellte im Juni 2013 seinen 600. Auftrag unter Einsatz von Zweistofftechnologie fertig, und seine Zweistofftechnologie trug dazu bei, die Gesamtbrennstoffkosten und die Umwelteinwirkungen um 25 Prozent bis 40 Prozent zu senken, ohne dass die Sicherheit oder die Motorleistung abnahmen.

Reservoir Characterization Group

Der Ertrag belief sich im zweiten Quartal auf 3,01 Milliarden US-Dollar und war damit um 10 Prozent höher als im Vorquartal und um 11 Prozent höher als im Vorjahr. Der Betriebsgewinn vor Steuern lag mit 908 Millionen US-Dollar um 25 Prozent höher als im Vorquartal und um 21 Prozent höher als im Vorjahr. Der Anstieg beim Ertrag gegenüber dem Vorquartal ist hauptsächlich auf die Zunahme des Einsatzes der Dienste von Wireline aufgrund der starken Explorationstätigkeit im US-Teil des Golfs von Mexiko, in Brasilien, in Afrika südlich der Sahara und dem Nahen/Mittleren Osten zurückzuführen. Der Ertrag in Russland und China nahm gegenüber dem Vorquartal nach der Erholung der saisonalen Tätigkeiten ebenfalls zu. Der Ertrag von WesternGeco stieg aufgrund des höheren Umsatzes aus mandantenfähigen Geschäften vor der Vergabe der Lizenzen in Norwegen, der saisonal bedingten Wiederaufnahme des Seeschiffbetriebs in der Nordsee und höherer UniQ*-Seismik-Produktivität auf dem Festland in Saudi-Arabien und Kuwait an. Der SIS-Ertrag erhöhte sich aufgrund eines höheren Produktumsatzes und einer höheren Zahl an Softwarepflege-Aufträgen in Lateinamerika und Europa/GUS/Afrika.

Die operative Marge vor Steuern stieg mit 30,1 Prozent gegenüber dem Vorquartal um 380 Basispunkte an, wofür der solide margenintensive Umsatz von WesternGeco in Bezug auf Mandantenfähigkeit und die kräftige Tiefseeaktivität von Wireline verantwortlich sind.

Eine Reihe von technologischen Höhepunkten bei der Reservoir Characterization Group trug zum Ergebnis des zweiten Quartals bei.

In der Nordsee hat WesternGeco mit der Akquisition der beiden komplexen Breitband-4D-Vermessungen für BP begonnen und nutzt dafür die Deep Interpolated Streamer-Technologie von DISCover*, die erstmals in der Nordsee eingesetzt wird. Bei den Vermessungen, die etwa 740 km² der Ölfelder Magnus, Foinaven, Schiehallion und Loyal umfassen, werden Hindernisse umgangen und wird in erheblichem Umfang simultan gearbeitet.

WesternGeco hat mit der Akquisition der neuen mandantenfähigen Vierpunkte-3D-Breitband-Vermessung in

den Feldern DeSoto Canyon, Mississippi Canyon und Lloyd Ridge im Osten des Golfs von Mexiko begonnen. Die Narrow-Azimuth-Vermessung erfasst etwa 400 Blöcke und 9.600 km² des äußeren Festlandsockels und verwendet die ObliQ*-Gleitkerben-Breitband-Technologie, um die aufgezeichnete Bandbreite des seismischen Signals zu optimieren. Die Datenverarbeitung umfasst vollständige Wellenforminversion und geneigte transversale, isotrop ausgerichtete Bildgebung.

WesternGeco erhielt einen Auftrag von RWE Dea Norge AS über die Akquisition von etwa 1.250 km² seismischer Breitbanddaten hinsichtlich ihrer neuen Lizenz APA 2012 für den norwegischen Teil des Meeres. Es handelt sich um die erste unabhängige firmeneigene Vermessung des norwegischen Offshore-Gebiets mit Hilfe der ObliQ*-Gleitkerben-Breitband-Akquisitions- und Bildgebungstechnik. Q-Marine Solid*-Streamer und kalibrierte, breitbandige Delta*-Meeresquellen werden ebenfalls verwendet, und zwar mit dem Ziel der Erhöhung der Auflösung und Verbesserung der Definition von Verwerfungen in den Gesteinszonen Tertiär, Kreidezeit und Jura, wo die vorhandene Datenqualität schlecht ist.

WesternGeco erhielt von Shell Canada Limited einen mehrjährigen Auftrag über die Akquisition und Verarbeitung einer 3D-Wide-Azimuth-Vermessung von 12.000 km² offshore in Nova Scotia, die erste vor der kanadischen Küste akquirierte Wide-Azimuth-Vermessung und das größte Seismik-Programm in der Geschichte von Nova Scotia. Die Vermessung betrifft die neuen Explorationszulassungen, die Shell im Shelburne-Becken etwa 275 km südlich von Halifax erhalten hat und wird von WG Magellan und WG Cook unter Anwendung von Q-Marine Solid-Streamer-Technologie durchgeführt und von zwei für die Aufgabe abgestellten Quellschiffen, der Geco Tau und der Ocean Odyssey, unterstützt. Die Vermessung begann im Juni 2013 und wird mit der Akquisition weiterer Daten bis 2014 dauern.

Im britischen Sektor der Nordsee wurde die Wireline Saturn* 3D Radial Probe-Technologie für EnQuest eingesetzt, um in flachen lockeren Bodenformationen qualitativ hochwertige viskose Ölproben zu erhalten. Der größere Fließbereich des Saturn-Prüfgeräts aufgrund des elliptischen Konstruktionsdesigns führte auch zu Verbesserungen der operativen Effizienz, sodass der Betreiber verglichen mit konventionellen Probennahmemethoden bis zu 75 Prozent der Flüssigprobennahmezeit einspart.

Im US-Teil des Golfs von Mexiko setzte Wireline die neueste Generation der Reservoir-Flüssigprobennahme-Technologie im Auftrag von Shell ein, um die Unsicherheit bezüglich eines kürzlich erzielten Tiefsee-Explorationserfolgs zu mindern. Mithilfe des modularen, dynamischen MDT*-Prüfgeräts, das mit den Messwerten der InSitu Density*-Reservoir-Flüssigkeitsdichte, der InSitu Viscosity*-Reservoir-Viskosität und des InSitu Color*-Reservoir-Flüssigkeitsfarbensensors programmiert war, konnten mehr als 64 Liter (17 Gallonen) unkontaminierte Reservoir-Flüssigkeit aufgesogen werden. Die relativ große, qualitativ hochwertige Flüssigprobe gewährte dem Kunden eine der vielfachen Gewährleistungen, die zur Fortführung des Projekts von der Explorations- zur Entwicklungsphase notwendig sind. Zudem reduzierte die Vielfalt der während der Probennahme an der Flüssigkeit vorgenommenen Messungen die für die Laboranalyse benötigte Zeit um etwa zwei Wochen.

In Australien wurde die dielektrische Mehrfrequenz-Dispersionstechnologie des Wireline Dielectric Scanner* erstmals für ConocoPhillips eingesetzt, um zuverlässige Messwerte für die Wassersättigung in einem Reservoir mit komplexen mineralogischen Verhältnissen zu erlangen. Die Berechnung der Wassersättigungswerte in diesem Reservoir war aufgrund der Auswirkungen der mineralogischen Verhältnisse auf konventionelle Widerstandsmessungen schwierig. Die dielektrische Scanner-Technologie konnte, unabhängig von Widerstandsmessungen, Kernanalysedaten und Salinitätsanalysen des Wassers im ölbasierten Schlamm nicht reduzierbare Wassersättigungswerte erreichen und dadurch die Unsicherheit des Kunden in Bezug auf kritische Parameter des Reservoirs verringern.

In Katar wurde der Wireline Sonic Scanner* mit einer akustischen Scanning-Plattform-Technologie unter Einsatz eines Borehole Acoustic Reflection Survey (BARS) für Total E&P Qatar eingesetzt, um Formationen durch die Verrohrung vom Bohrloch aus zu beurteilen. Die mit dieser Technologie akquirierten Daten lieferten noch bis zu 30 Meter vom Bohrloch weg zuverlässige Bilder, die mit den Bildern der seismischen 3D-Oberflächenvermessung integriert werden konnten. Die Fähigkeit der BARS-Technik, Formationsmerkmale zu beurteilen und Reflektoren hinter den Rohren verbesserte die Bohrlochplatzierung und optimierte den Abschluss der Bohranlage in reifen Ölfeldern durch Sidetracking oder die Neukonstruktion vorhandener Bohrlöcher.

In Südtexas wurden die Bohrlochmessungs- und Entsorgungsdienste von Wireline ThruBit* eingesetzt, um ein horizontales Bohrloch nach exzessiver Wasserproduktion zu versorgen. Ein ThruBit-Werkzeug zur Speicherung von Dichte-, Porositäts-, sonischen und Widerstandssensormessungen wurde durch die Versorgungsrohre in den unverrohrten Abschluss gepumpt. Die sich ergebenden Daten zeigten, dass das Wasser aus einer einzigen Bruchzone kam, die daraufhin verschlossen wurde.

Im US-Bundesstaat North Dakota wurde die Zementbewertungstechnologie Wireline Isolation Scanner* für Zenergy im Schiefergebiet Bakken eingesetzt. Aufgrund seiner besonderen Biegedämpfungswerte konnten

die Leistungen des Isolation Scanner den leichtgewichtigen Zement hinter der Verrohrung klar abbilden und damit die Schwierigkeiten konventioneller Technologien überwinden. Zudem misst der Isolation Scanner 72 radiale Ultraschallstärken und kann so den Verschleiß am Bohrkopf quantifizieren, wodurch der Betreiber in Bezug auf teure Bruchstellen und nachträgliche Betonabdichtungen erhebliche Einsparungen hat.

In Russland kaufte Surgutneftegas zusammen mit einem dreijährigen Wartungsvertrag Lizenzen für die SIS Petrel*- E&P-, GeoFrame*-Reservoircharakterisierungs-, ECLIPSE*-Reservoirsimulations- und Techlog*-Wellbore-Softwareplattformen. Surgutneftegas nutzt die SIS-Software seit 1995 und entschied sich für eine weitere Übernahme der SIS-Softwareplattformen in ihren neu geschaffenen Abteilungen Geology and Geophysics und Reservoir Engineering, um die Effizienz der Entscheidungsfindung bei Exploration und Produktion zu erhöhen, das Management von Reservegewinnungen zu verbessern und Bohrloch-Eingriffe zu optimieren.

Drilling Group

Der Ertrag belief sich im zweiten Quartal auf 4,29 Milliarden US-Dollar und war damit um 4 Prozent höher als im Vorquartal und um 8 Prozent höher als im Vorjahr. Der Betriebsgewinn vor Steuern lag mit 804 Millionen US-Dollar um 10 Prozent höher als im Vorquartal und um 11 Prozent höher als im Vorjahr.

Der Anstieg des Ertrags gegenüber dem Vorquartal ist primär auf die kräftige internationale und Offshore-Tätigkeit von Drilling & Measurements und M-I SWACO Technologies, vor allem in den Regionen Russland sowie Naher/Mittlerer Osten und Asien zurückzuführen. Zudem verzeichneten sowohl Drilling & Measurements als auch M-I SWACO kräftige Ergebnisse auf dem US-Festland mit höherer Aktivität, wobei dies großteils durch die Auswirkungen der Tauphase des westkanadischen Frühlingsbeginns aufgewogen wurden.

Die operative Marge vor Steuern stieg aufgrund der verstärkten Festlandsaktivitäten von Drilling & Measurements in den USA, Russland und dem Nahen/Mittleren Osten und der gestiegenen Ertragsfähigkeit der IPM-Projekte Nahen/Mittleren Osten und in Lateinamerika um 97 Basispunkte auf 18,7 Prozent an.

Eine Reihe von Technologien der Drilling Group trug zu den Ergebnissen des zweiten Quartals bei.

In China wurden Technologien von Drilling & Measurements im Auftrag der PetroChina Tarim Oilfield Company eingesetzt, um 20 Bohrungen in bisher nicht erkundeten Reservoirs im Hade-Ölfeld im Westen des Landes abzusetzen, einer Region, die für ihre komplexe Geologie und ihr schwieriges Bohrfeld bekannt ist. Eine Kombination der hochleistungsfähigen Drehsteuertechnik des PowerDrive Archer, des Instruments zur quellenfreien Formationsbewertung während des Bohrvorgangs NeoScope*†, des Bed-Boundary-Mapping Instruments PeriScope und des während des Bohrvorgangs bildgebenden Instruments geoVISION* ermöglichten die genaue Platzierung des Bohrlochs entlang dünner Zielschichten und konnten das Anbohren von daneben liegenden wasserführenden Schichten vermeiden. Trotz der harten Formation erreichten die Bohrtechnologien die erforderliche Leistungsfähigkeit, erzeugten mehr Vorschub pro Durchlauf und erhöhten die Penetrationsrate. Aufgrund dessen konnte die Gesamtbohrzeit bis zum Erreichen der Gesamttiefe von 67 auf 42 Tage verringert werden. Zudem erwies sich, dass die durchschnittliche Förderung aus den ersten fünf Bohrlöchern bereits zu Anfang um 50 Prozent über der Zielmenge des Betreibers lag.

In Zentralchina wurden die Technologien der Schlumberger Drilling Group in einer Partnerschaft mit der CNPC Chuanqing Drilling Engineering Company Limited, einer Tochtergesellschaft der China National Petroleum Corporation (CNPC), im Shell China Sichuan Project eingesetzt, um Test- und horizontale Bohrlöcher im Fushun-Schiefergasfeld zu bohren. Die Drehsteuertechnologien von Drilling & Measurements, PowerDrive X6*, PowerDrive vorteX* und PowerDrive Archer wurden zusammen mit dem Gerät für Widerstandsmessung und Bildgebung während des Bohrvorgangs MicroScope* und dem Bed-Boundary-Mapping-Instrument PeriScope bei der Bohrung der Kurve und der horizontalen Abschnitte eingesetzt. Ermöglicht wurden diese integrierten Bohrdienstleistungen von der ROPO*-Penetrationsratenoptimierung; dazu trugen auch für Schiefer optimierte, stählerne Bohrköpfe vom Typ Smith Spear* mit einer polykristallinen Diamantkompaktspitze (PDC) und die Druckausgleichs-Kreislauftechnologie WELL COMMANDER* von M-I SWACO bei. Insgesamt wurden drei horizontale Bohrungen zur Schiefergasförderung abgesetzt und abgeschlossen, die alle nach dem Ranking von Shell Best-in-Class sind und Bohrleistungen im obersten Quartil erreicht haben. Die seitlichen Abschnitte wurden vollständig und ohne Sidetracking in den Sweetspots des Reservoirs platziert, sodass der Betreiber mehr als 54 Tage Zeit gespart hat.

In Russland erzielten die Smith-Bohrköpfe neue Rekorde, während sie die vertikalen Abschnitte der Explorationsbohrungen von Wolgademinoil im Feld Avilovskoe bohrten. In dem mit einem 11 5/8-Zoll-Bohrkopf gebohrten Abschnitt eines Bohrlochs erhöhten die stählernen Smith-PDC-Bohrköpfe mit

Premium-Schneideflächen im Vergleich zu den besten Offset-Bohrlöchern die Penetrationsrate um das Fünffache und den Vorschub um 350 Prozent. Im mit einem 15 1/2-Zoll-Bohrkopf gebohrten Abschnitt des gleichen Bohrlochs wurde die Penetrationsrate verdoppelt und der Abschnitt in einem Durchlauf abgeschlossen, und der gebohrte Vorschub erhöhte sich um 130 Prozent.

Im Kaspischen Meer führte der Schlumberger-Geschäftsbereich Drilling & Measurements im Auftrag von LUKOIL-Nizhnevolzhskneft bei einem Extended-Reach-Offshore-Bohrprojekt im Korchagina-Ölfeld das Drehsteuersystem PowerDrive Xceed* ein. Die PowerDrive Xceed-Technologie ermöglichte die effiziente Bohrung des längsten jemals mit einem 9 1/2-Zoll-Bohrkopf gebohrten Abschnitts und eine entsprechende Einsparung von zwei Tagen gegenüber dem Bauplan der Bohranlage.

In Angola wurden die Drilling & Measurements-Technologien im Auftrag der Cabinda Gulf Oil Company zur Bewertung eines Entwicklungsbohrlochs in einem kanalisierten Tiefsee-Reservoirsystem eingesetzt. Die Technologien StethoScope* für Formationsdruck während des Bohrvorgangs und EcoScope*† für multifunktionelles Aufzeichnen während des Bohrvorgangs wurden für die Bewertung der petrophysischen Daten und zur Beurteilung des Erschöpfungsumfangs des Reservoirs und seiner Konnektivität verwendet. Die Kombination petrophysischer Daten, Azimutdichte-Bildern und Spülschlammdaten führte zur Identifikation weiterer 9 Meter niedrigen Widerstands, sodass der Betreiber den gesamten Abschluss noch vertiefen und den Perforierungsabstand erhöhen konnte. Neben der Erhöhung der Reserven sorgten die Technologien von Drilling & Measurements durch höhere Datenakquisitionsraten für operative Effizienz und dadurch für eine erhebliche Verringerung der nicht produktiven Zeiten und sparten dem Betreiber Kosten im Umfang von etwa 60 Stunden Betriebszeit auf der Bohrinself.

In Südmexiko führten die Schlumberger-Geschäftsbereiche IPM und Drilling Group Technologies die Anwendung TURBODRILLING im Auftrag von Pemex in Gesteinsformationen mit hoher Zusammendrückwilligkeit ein. Dank der Kombination der Drilling Tools & Remedial Neyfor*-Turbodrilling-Systeme und der speziell angefertigten, imprägnierten Smith-Hybrid-Bohrköpfe konnte die Bohrung in einem hauptsächlich aus zusammendrückwilligem Tonstein mit bis zu 40 Prozent abrasivem Kugelhornstein bestehenden Bohrlochabschnitt effektiv und im entsprechenden Winkel erfolgen. Der Bohrlochabschnitt wurde in unter 211 Stunden mit einer Durchschnittspenetrationsrate von 2,1 m/h gebohrt, sodass Pemex im Vergleich zur Leistung konventioneller Bohrsysteme etwa 96 Stunden einsparte.

In Kolumbien erbrachte das Petrotechnical Engineering Center der Schlumberger Drilling Group Bohrlochplatzierungsleistungen und firmeneigene Workflows für ein horizontales Bohrloch mit komplexer Lithologie im Apiay-Ölfeld für Ecopetrol. Die integrierte Lösung umfasste die Nutzung der Echtzeit-Bohrvisualisierung von PERFORMView*, Zusammenarbeits- und Analysesoftware. Das Bohrloch wurde wie geplant gebohrt und platziert, ohne dass es zu Sidetracking oder sogenannten „Lost-in-Hole“-Ereignissen kam.

In der kanadischen Provinz Alberta nutzte Shell die Dienstleistungen von Schlumberger Managed Pressure Drilling (MPD) zur Reduzierung von Bohrzeiten im unkonventionellen Gasfeld. Die horizontalen Abschnitte dieser Bohrlocher haben enge Druckfenster und erreichen eine Länge von über 2.133 Metern. Zur Überwindung dieser Herausforderungen trug die Anwendung des konstruierten MPD als Teil eines größeren Pakets von Verbesserungen des Konstruktionsdesigns der Bohranlage bei. Shell konnte so seine Bohrraten um 124 Prozent steigern.

In Brasilien wurde im Auftrag von HRT Oil & Gas das M-I SWACO DRILPLEX*-System mit einer aus Metalloxiden und Wasser gemischten Bohrrflüssigkeit verwendet, um den schweren Flüssigkeitsverlust zu verringern, der beim Bohren der ersten Offshore-Bohrlocher im Solimões-Becken auftrat. Das DRILPLEX-System erwies seine Wirksamkeit bei der Minimierung von Auswaschungen und Flüssigkeitsverlusten an die Formation, wodurch die Bohrlochsäuberung optimiert werden konnte. Aufgrund dessen wurde die Bohrzeit für den schwierigen Abschnitt im Vergleich mit zuvor mit traditionellen Flüssigkeiten gebohrten Offset-Bohrlöchern von sechs bis acht Tagen auf 1,8 Tage verringert und die Kosten um 45 Prozent reduziert.

In Brasilien nutzte die Firma Diamond Offshore Brasdril die M-I SWACO MD-3-Shaker-Technologie auf der halbtauchfähigen Tiefsee-Plattform Ocean Star. Das MD-3-Verbundscreen-Konstruktionsdesign und das optimierte Screening ermöglichte durch die Entfernung von Feststoffen und niedrigere Verwässerungsraten eine erheblich höhere Durchflussrate, eine Steigerung der Penetrationsrate und geringere Kosten für die Bohrrflüssigkeit. Insgesamt wurden an diesem einen Bohrloch Einsparungen von 13 Millionen US-Dollar erzielt.

Production Group

Der Ertrag belief sich im zweiten Quartal auf 3,93 Milliarden US-Dollar und war damit um 4 Prozent höher als

im Vorquartal und um 6 Prozent höher als im Vorjahr. Das Betriebsergebnis vor Steuern stieg mit 625 Millionen US-Dollar um 13 Prozent gegenüber dem Vorquartal und um 4 Prozent gegenüber dem Vorjahr. Trotz des saisonal bedingten Rückgangs wegen der Tauphase des Frühlingsbeginns in Westkanada verbuchte der Geschäftsbereich „Production Group“ insgesamt einen Anstieg gegenüber dem Vorquartal, und zwar aufgrund der sich verbessernden Auslastung der Druckförderungskapazitäten auf dem US-Festland, des gestiegenen Einsatzes von Coiled-Tubing bei Bohrloch-Eingriffen und des starken internationalen Umsatzes von Produkten der Abteilung Completions. Während die Anzahl der Bohranlagen auf dem US-Festland nur geringfügig anstieg, stieg die Anzahl der Bohrlöcher und im Bau befindlichen Anlagen aufgrund der Bohreffizienz an, die sich in einer verbesserten Nutzung der Druckförderungskapazitäten der Branche niederschlug. Obwohl die Preise weiter unter Druck stehen, ist der Preisverfall gegenüber dem Vorquartal zurückgegangen.

Die operative Marge vor Steuern von 15,9 Prozent bedeutete einen Anstieg gegenüber dem Vorquartal um 116 Basispunkte, ging jedoch gegenüber dem Vorjahr um 23 Basispunkte zurück. Die Marge erhöhte sich trotz Preisdrucks in erster Linie aufgrund verbesserter Ertragsfähigkeit, besserer Auslastung und niedrigerer Rohstoffkosten der Well Services-Technologien bei der Druckförderung auf dem US-Festland. Zudem bewiesen die Abteilungen Completions und Well Intervention Technologies eine verbesserte internationale Ertragsfähigkeit.

Zu den Höhepunkten im Bereich Production Group Technologies während des Quartals gehörte eine Reihe von Erfolgen.

Die saudi-arabische Ölgesellschaft Aramco erteilte Schlumberger Completions erstmals einen Vertrag von fünf-plus-zwei Jahren für die Lieferung von mit Bohrlochabschlusstätigkeiten in Saudi-Arabien verbundenen Produkten und Leistungen. Dabei handelt es sich um den ersten Vertrag der gemäß einem kürzlich von beiden Unternehmen unterzeichneten, auf zehn Jahre angelegten Konzern-Beschaffungsvertrag, der den Rahmen für weitere Verträge gemäß diesem Rahmenvertrag schafft. Die Auftragserteilung gründete auf der bewährten Schlumberger-Bilanz bei der Qualität von Produkten und Leistungen, Termineinhaltung und inländischer Beschaffung von Materialien.

In Saudi-Arabien wurde die digitale Well Intervention LIVE-Slickline-Technologie für Saudi Aramco zu Reparaturen an Bohrlöchern im Hyra-Ölfeld eingesetzt, die zur Ermöglichung der Telemetrie eine Schlumberger-eigene Beschichtung auf einem konventionellen Slickline-Drahtkern verwendet. Das LIVE-Kabel kann aufgrund seines Slickline-Kerns freigeschüttelt werden, falls es bei einem Ausweitungsdurchlauf im Schrottkorb stecken bleibt. Danach wurde ein elektrohydraulisches Einsetzgerät verwendet, um die Pfropfen, ohne Sprengstoff anwenden zu müssen, mit Echtzeit-Gammastrahlenkorrelation von den Bohrkragen zu trennen. Der Einsatz von Aufzeichnungsprogrammen zusätzlich zu den mechanischen Werkzeugen ermöglichte die Ausweitung des Bohrlochs und die gleichzeitige Korrelierung der Markierungen auf dem Gestänge bei einer Perforierung. Die Gesamteffizienz des LIVE-LKWs und seines Teams ermöglichte die Verringerung der Anzahl von Arbeitern vor Ort und vereinfachte die Logistik.

In Mexiko kam an einer Bohranlage im Offshore-Ku-Maloob-Zaap-Ölfeld im Auftrag von Pemex die digitale Slickline-Technologie von Well Intervention LIVE zum Einsatz. Die LIVE-Technologie erbrachte Echtzeit-Verrohrungsleistungen und Kapazitäten für mechanische Dienstleistungen mit einer einzigen mobilen Einheit, bei der nur ein Aufbau erforderlich ist, um die Bohranlage zu warten, Druck- und Temperaturmessgeräte laufen zu lassen und mithilfe des in Echtzeit korrelierten elektronischen eFire-Zündkopfsystems einen Bohrröhrzirkulationsperforator einzusetzen. Dank der Effizienz des LIVE-Systems in einer räumlich sehr begrenzten Offshore-Produktionsplattform konnte Pemex die Ölförderung erhöhen, ohne dass eine teure Überholung der Bohranlage erforderlich gewesen wäre.

In Russland führte PetroStim, ein Schlumberger-Gemeinschaftsunternehmen, im Auftrag von Slavneft-Megionneftegas im reifen Vatinskoe-Ölfeld versuchsweise ein Wiederaufbrechen mit der Flusskanaltechnologie von Well Services HiWAY* durch. Der Großteil der Bohrlöcher dieses Feldes wurde mindestens einmal zuvor hydraulisch aufgebrochen und konventionelle Neustimulierungstechniken haben sich in diesem Feld als ineffektiv erwiesen. Jedoch betrug die Fördermenge nach den ersten HiWAY-Behandlungen in den Jura-Sandstein-Reservoirs das Doppelte des Erwarteten und erweiterte so die Anwendungsmöglichkeiten der Technologie in reifen Feldern als bewährte Lösung für die Steigerung der Ölförderung.

In Russland wurde das multilaterale Abschlusssystem von Schlumberger, Completions RapidX* Level 5, in einer Bohranlage für Exxon Neftegas Limited vor der Küste der Insel Sachalin installiert. Es handelte sich um das erste in Sachalin abgeschlossene multilaterale Bohrloch und die erste Offshore-Installation der Verbindungs-Technology Advancement for Multilaterals (TAML) Level 5 in Russland. Das RapidX-System ermöglicht dem Betreiber neue Abschnitte des Reservoirs zu erschließen, indem er vorhandene Bohrlöcher nutzt und zusätzliche Lateralbohrungen absetzt, um die Gesamtförderung zu erhöhen.

In Kuwait führte Schlumberger Well Intervention einen Eingriff zur Beendigung des Wasserzuflusses für Joint Operations Wafra in einem nicht verrohrten horizontalen Bohrloch durch. Mithilfe von CoilFLATE*-Coiled-Tubing und einem durch die bestehenden Rohre geführten aufblasbaren Packer sowie der im Bohrloch eingesetzten Live-Technologie ACTive* wurden die Bedingungen im Bohrloch genau definiert, die für die kontrollierte Packer-Einsetzung und Aufblasung benötigt wurden. Die Nutzung dieser Technologien führte zu erheblich weniger Wasserzufluss.

Vor der Küste Ägyptens setzte Well Intervention ACTive mittels Coiled-Tubing-Technologie im Bohrloch ein, um eine unterseeische Erdgasbohrung im Sapphire-Feld zu stimulieren, die unter Feinschmutz litt, der sich in der Nähe des Bohrlochs abgesetzt hatte und die Förderung verringerte. Die ACTive-Technologie ermöglichte die kontrollierte Platzierung der organischen Tonflüssigkeit von Well Services OCA* im unterseeischen Bohrloch, indem der Flüssigkeitslevel überwacht und die Menge des durch das Coiled-Tubing gepumpten Stickstoffs optimiert wurde. ACTive verteilte die während der laufenden Förderung im Bohrloch akquirierten Temperaturmessungen und lieferte ein quantitatives Förderprotokoll der Förderzonen. Aufgrund des Ergebnisses des Eingriffs verdreifachte sich die Gasförderung.

In Brunei setzte Schlumberger Sand Management Services die Systeme des OptiPac* Alternate Path mit mehreren Maßanfertigungen für Shell Petroleum (BSP) ein, um vom Land aus in Flachwasser offshore gebohrte, ansteigend verlaufende Bohrlöcher (sogenannte Angelhaken-Bohrungen) zur Förderung zu nutzen. Um die mit traditionellen Gravel-Pack-Abschlüssen verbundenen Einschränkungen zu überwinden, wurde die OptiPac-Technologie, wozu Shunt-Swell-Packer, Quasi-Blanks und Umleitungsventile gehören, in sieben steil angewinkelten Bohrlöchern ausgebracht und erzielten bisher gute Ergebnisse. Im Februar 2013 erzielte die Abteilung Schlumberger Sand Management Services einen Weltrekord, indem sie unter Einsatz der OptiPac-Technologie mit 578 Metern Filter das längste Gravel-Pack in einem Angelhaken-Bohrloch komplettierte.

Schlumberger Completions erhielt bereits mehrere Aufträge von Petrobras für den Einbau geladener TRC-II*-Sicherheitsventile, die mit dem Fördergestänge zurückgezogen werden. Laut diesen Verträgen sollen für die außerordentlich schwierige brasilianische Tiefsee und Ultratiefsee 108 Sicherheitsventile unterirdisch installiert werden, eine noch nie erreichte Zahl.

In Oman wurde der Abteilung Schlumberger Artificial Lift von der Daleel Petroleum Company ein leistungsbasierter Auftrag im Wert von etwa 40 Millionen US-Dollar über die Lieferung, Installation, Inbetriebnahme und das Management von etwa 200 elektrischen Pumpsystemen erteilt. Der Fünfjahresvertrag, der eine Option auf eine zweijährige Verlängerung enthält, schließt die Lieferung der elektrischen Tauchpumpentechnologie REDA Maximus* sowie die Lieferung von XT150-Messgeräten und insgesamt 18 Gleichrichtersystemen ein.

Finanzübersicht

Zusammengefasste konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung

(Angaben in Millionen, außer Angaben je Aktie)

Zweites Quartal Sechs Monate

Zeiträume bis zum 30. Juni 2013 2012 2013 2012

Umsatz \$ 11.182 \$ 10.341 \$ 21.752 \$ 20.150

Zinsen und sonstige Erträge, netto (1) 30 45 63 92

Gewinn aus der Gründung von OneSubsea(2) 1.028 - 1.028 -

Ausgaben

Umsatzkosten 8.712 8.119 17.118 15.884

Forschung und Engineering 293 287 585 558

Vertriebsgemeinkosten 100 101 196 199

Fusion und Integration(2) - 22 - 37

Wertminderungen und Sonstiges(2) 364 - 456 -

Zinsen 98 78 197 158

Ertrag vor Steuern 2.673 1.779 4.291 3.406

Ertragsteuer(2) 449 439 855 833

Erträge aus fortgeführten Geschäftsbereichen 2.224 1.340 3.436 2.573

Gewinne (Verluste) aus eingestellten Geschäftsbereichen (124) 75 (69) 147

Nettogewinn 2.100 1.415 3.367 2.720

Nettogewinn aus Minderheitsbeteiligungen 5 12 13 17

Auf Schlumberger entfallender Nettogewinn \$ 2.095 \$ 1.403 \$ 3.354 \$ 2.703

Auf Schlumberger entfallende Beträge sind wie folgt zuzuordnen:

Erträge aus fortgesetzten Geschäftsbereichen(2) \$ 2.219 \$ 1.328 \$ 3.423 \$ 2.556

Gewinne (Verluste) aus eingestellten Geschäftsbereichen (124) 75 (69) 147

Nettogewinn \$ 2.095 \$ 1.403 \$ 3.354 \$ 2.703

Verwässerter Gewinn je Aktie von Schlumberger

Erträge aus fortgesetzten Geschäftsbereichen(2) \$ 1,66 \$ 0,99 \$ 2,56 \$ 1,91

Gewinne (Verluste) aus eingestellten Geschäftsbereichen (0,09) 0,06 (0,05) 0,11

Nettogewinn \$ 1,57 \$ 1,05 \$ 2,51 \$ 2,02

Mittelwert der im Umlauf befindlichen Aktien 1.327 1.331 1.329 1.333

Mittelwert der im Umlauf befindlichen Aktien mit angenommener Verwässerung 1.336 1.339 1.339 1.341

In Ausgaben enthaltene Wertminderungen und Abschreibungen(3) \$ 910 \$ 854 \$ 1.806 \$ 1.706

1) Enthält folgende Zinserträge:

Zweites Quartal 2013 – 6 Mio. US-Dollar (2012 – 6 Millionen US-Dollar)

Sechs Monate 2013 – 11 Millionen US-Dollar (2012 – 16 Millionen US-Dollar)

2) Eine Einzelaufstellung der Belastungen und Gutschriften findet sich auf Seite 13-14.

3) Einschließlich Aufwendungen für seismische Multiclient-Daten.

Zusammengefasste konsolidierte Bilanz

(Angaben in Millionen)

30. Juni 31. Dez.

Gesamtvermögen 2013 2012

Umlaufvermögen

Barmittel und kurzfristige Kapitalanlagen \$ 5.925 \$ 6.274

Forderungen 11.277 11.351

Sonstiges Umlaufvermögen 6.597 6.531

23.799 24.156

Bis zur Fälligkeit gehaltene festverzinsliche Kapitalanlagen 417 245

Anlagevermögen 14.742 14.780

Seismische Multiclient-Daten 634 518

Firmenwert (Goodwill) 14.407 14.585

Sonstige immaterielle Vermögenswerte 4.673 4.802

Sonstige Vermögenswerte 4.579 2.461

\$ 63.251 \$ 61.547

Passiva

Kurzfristige Verbindlichkeiten

Laufende Verbindlichkeiten und Rückstellungen \$ 7.815 \$ 8.453

Geschätzte Verbindlichkeiten für Ertragsteuer 1.361 1.426

Kurzfristige Kredite und kurzfristiger Anteil an langfristigen Verbindlichkeiten

2.858 2.121

Auszuschüttende Dividenden 420 368

12.454 12.368

Langfristige Schulden 9.098 9.509

Pensionsnebenleistungen 2.031 2.169

Latente Steuern 1.450 1.493

Sonstige Verbindlichkeiten 1.170 1.150

26.203 26.689

Eigenkapital 37.048 34.858

\$ 63.251 \$ 61.547

Nettoverbindlichkeiten

„Nettoverbindlichkeiten“ sind Bruttoverbindlichkeiten abzüglich Barmittel, kurzfristige Kapitalanlagen und bis

zur Fälligkeit gehaltene festverzinsliche Kapitalanlagen. Die Geschäftsführung ist der Ansicht, dass die Nettoverbindlichkeiten eine nützliche Kennzahl in Bezug auf den Verschuldungsgrad von Schlumberger sind, weil sie die Barmittel und Kapitalanlagen enthalten, die zur Rückzahlung von Verbindlichkeiten verwendet werden könnten. Einzelheiten zu Veränderungen bei Nettoverbindlichkeiten seit Jahresbeginn folgen:

(Angaben in Millionen)

Sechs Monate 2013

Nettoverbindlichkeiten zum 1. Januar 2013 \$ (5.111)

Erträge aus fortgeführten Geschäftsbereichen 3.436

Wertminderungen und Abschreibungen 1.806

Gewinn aus der Gründung von OneSubsea (1.028)

Pensionsleistungen und andere Aufwendungen für Pensionsnebenleistungen 255

Aufwendungen für aktienbasierte Vergütungen 168

Pensionsleistungen und andere Mittel für Pensionsnebenleistungen (231)

Betriebskapitalerhöhung (1.140)

Kapitalaufwendungen (1.800)

Kapitalisierte seismische Multiclient-Daten (222)

Ausgeschüttete Dividenden (781)

Erträge aus Mitarbeiterbeteiligungsprogrammen 189

Aktienrückkaufprogramm (692)

Zahlung für das OneSubsea-Geschäft (600)

Firmenübernahmen, abzüglich übernommener liquider Mittel und Verbindlichkeiten (117)

Sonstige 190

Währungseffekte auf Nettoverbindlichkeiten 64

Nettoverbindlichkeiten zum 30. Juni 2013 \$ (5.614)

Bestandteile der Nettoverbindlichkeiten

30. Juni
2013

31. Dez.
2012

Barmittel und kurzfristige Kapitalanlagen \$ 5.925 \$ 6.274

Bis zur Fälligkeit gehaltene festverzinsliche Kapitalanlagen 417 245

Kurzfristige Kredite und kurzfristiger Anteil an langfristigen Verbindlichkeiten (2.858) (2.121)

Langfristige Schulden (9.098) (9.509)

\$ (5.614) \$ (5.111)

Belastungen und Gutschriften

Zusätzlich zu den Finanzergebnissen, die in Übereinstimmung mit den in den USA allgemein anerkannten Grundsätzen der Rechnungslegung (GAAP) ermittelt wurden, umfasst diese Pressemitteilung zum zweiten Quartal auch nicht GAAP-konforme Finanzkennzahlen (gemäß Definition nach Verordnung G der US-Börsenaufsichtsbehörde SEC). Nachfolgend dargestellt ist die Abstimmung dieser nicht GAAP-konformen Kennzahlen mit den vergleichbaren GAAP-Kennzahlen:

(Angaben in Millionen, außer Angaben je Aktie)

Zweites Quartal 2013
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässertes
Ergebnis je Aktie
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen

\$ 2.673 \$ 449 \$ 5 \$ 2.219 \$ 1,66

Gewinn aus der Gründung des Gemeinschaftsunternehmens OneSubsea (1.028) - - (1.028) (0,77) Gewinn

aus der Gründung von OneSubsea
Wertminderung von Anlagen nach der Equity-Methode (1) 364 19 - 345 0,26 Wertminderungen und
Sonstiges
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 2.009 \$ 468 \$ 5 \$ 1.536 \$ 1,15

Erstes Quartal 2013
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässertes
Ergebnis je Aktie
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen
\$ 1.618 \$ 406 \$ 9 \$ 1.203 \$ 0,90
Verlust durch Währungsabwertung in Venezuela 92 - - 92 0,07 Wertminderungen und Sonstiges
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 1.710 \$ 406 \$ 9 \$ 1.295 \$ 0,97

Zweites Quartal 2012
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässertes
Ergebnis je Aktie
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen
\$ 1.779 \$ 439 \$ 12 \$ 1.328 \$ 0,99
Fusions- und Integrationskosten 22 1 - 21 0,02 Fusion und Integration
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 1.801 \$ 440 \$ 12 \$ 1.349 \$ 1,01

Erstes Quartal 2012
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässertes
Ergebnis je Aktie
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen
\$ 1.628 \$ 394 \$ 5 \$ 1.229 \$ 0,91
Fusions- und Integrationskosten 15 2 - 13 0,01 Fusion und Integration
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 1.643 \$ 396 \$ 5 \$ 1.242 \$ 0,92

Sechs Monate 2013
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässertes
Ergebnis je Aktie
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen
\$ 4.291 \$ 855 \$ 13 \$ 3.423 \$ 2,56
Verlust durch Währungsabwertung in Venezuela 92 - - 92 0,07 Wertminderungen und Sonstiges
Gewinn aus der Gründung des Gemeinschaftsunternehmens OneSubsea (1.028) - - (1.028) (0,77) Gewinn
aus der Gründung von OneSubsea
Wertminderung von Anlagen nach der Equity-Methode (1) 364 19 - 345 0,26 Wertminderungen und
Sonstiges
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 3.719 \$ 874 \$ 13 \$ 2.832 \$ 2,12

Sechs Monate 2012
Vor Steuern Steuer

Minderheits-
beteiligung
Netto

Verwässerter
Gewinn je Aktie(2)
Aufschlüsselung der Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

wie ausgewiesen
\$ 3.406 \$ 833 \$ 17 \$ 2.556 \$ 1,91
Fusions- und Integrationskosten 37 3 - 34 0,03 Fusion und Integration
Erträge aus fortgesetzter Geschäftstätigkeit von Schlumberger,

unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften
\$ 3.443 \$ 836 \$ 17 \$ 2.590 \$ 1,93

(1) Bezieht sich auf die Wertminderung zweier bohrbezogener Anlagen nach der Equity-Methode.

(2) Keine Zunahme aufgrund der Auf-/Abrundung.

Produktgruppen

(Angaben in Millionen)
Dreimonatszeitraum bis
30. Juni 2013 31. Mär. 2013 30. Jun. 2012
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern
Umsatz

Gewinn
vor

Steuern
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern

Oilfield Services – Dienstleistungen für die Betreiber von Ölfeldern
Reservoir Characterization – Reservoircharakterisierung \$ 3.014 \$ 908 \$ 2.750 \$ 724 \$ 2.714 \$ 749
Drilling – Bohren 4.292 804 4.113 730 3.977 727
Produktion 3.926 625 3.759 555 3.718 601
Konsolidierungen und Sonstiges (50) (59) (52) (44) (68) (38)
11.182 2.278 10.570 1.965 10.341 2.039
Konzern und Sonstiges - (181) - (168) - (169)
Zinserträge(1) - 4 - 6 - 7
Zinsaufwendungen(1) - (92) - (93) - (76)
Belastungen und Gutschriften - 664 - (92) - (22)
\$ 11.182 \$ 2.673 \$ 10.570 \$ 1.618 \$ 10.341 \$ 1.779

Geografische Regionen

(Angaben in Millionen)
Dreimonatszeitraum bis
30. Juni 2013 31. Mär. 2013 30. Jun. 2012
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern
Oilfield Services
Nordamerika \$ 3.357 \$ 662 \$ 3.290 \$ 627 \$ 3.376 \$ 693
Lateinamerika 1.913 394 1.904 371 1.857 354
Europa/GUS/Afrika 3.125 643 2.851 508 2.924 592
Naher/Mittlerer Osten und Asien 2.667 655 2.406 548 2.091 445
Konsolidierungen und Sonstiges 120 (76) 119 (89) 93 (45)
11.182 2.278 10.570 1.965 10.341 2.039
Konzern und Sonstiges - (181) - (168) - (169)
Zinserträge(1) - 4 - 6 - 7
Zinsaufwendungen(1) - (92) - (93) - (76)
Belastungen und Gutschriften - 664 - (92) - (22)
\$ 11.182 \$ 2.673 \$ 10.570 \$ 1.618 \$ 10.341 \$ 1.779

(1) Ohne Zinsen, die in den Ergebnissen der Produktgruppen und geografischen Regionen enthalten sind.

Produktgruppen

(Angaben in Millionen)
Sechsmonatszeitraum bis
30. Juni 2013 30. Jun. 2012
Umsatz

Gewinn
vor
Steuern
Umsatz

Gewinn
vor

Steuern

Oilfield Services – Dienstleistungen für die Betreiber von Ölfeldern

Reservoir Characterization – Reservoircharakterisierung \$ 5.764 \$ 1.633 \$ 5.231 \$ 1.384

Drilling – Bohren 8.405 1.534 7.737 1.374

Produktion 7.684 1.181 7.241 1.209

Konsolidierungen und Sonstiges (101) (105) (59) (45)

21.752 4.243 20.150 3.922

Konzern und Sonstiges - (348) - (339)

Zinserträge(1) - 9 - 16

Zinsaufwendungen(1) - (185) - (156)

Belastungen und Gutschriften - 572 - (37)

\$ 21.752 \$ 4.291 \$ 20.150 \$ 3.406

Geografische Regionen

(Angaben in Millionen)

Sechsmonatszeitraum bis

30. Juni 2013 30. Jun. 2012

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Oilfield Services

Nordamerika \$ 6.647 \$ 1.289 \$ 6.809 \$ 1.470

Lateinamerika 3.817 765 3.623 676

Europa/GUS/Afrika 5.976 1.151 5.501 1.020

Naher und Mittlerer Osten und Asien 5.073 1.203 4.046 861

Ausbuchungen und Sonstiges 239 (165) 171 (105)

21.752 4.243 20,150 3.922

Konzern und Sonstiges - (348) - (339)

Zinserträge(1) - 9 - 16

Zinsaufwendungen(1) - (185) - (156)

Belastungen und Gutschriften - 572 - (37)

\$ 21.752 \$ 4.291 \$ 20,150 \$ 3.406

(1) Ohne Zinsen, die in den Ergebnissen der Produktgruppen und geografischen Regionen enthalten sind.

Über Schlumberger

Schlumberger ist der weltweit führende Anbieter von Lösungen in den Bereichen Technologie, integriertes Projektmanagement und Informationslösungen für Kunden aus der Erdöl- und Erdgasindustrie auf der ganzen Welt. Mit etwa 120.000 Mitarbeitern mit über 140 verschiedenen Nationalitäten, die in mehr als 85 Ländern tätig sind, bietet Schlumberger die branchenweit umfassendste Produkt- und Dienstleistungspalette von der Exploration bis hin zur Förderung.

Schlumberger Limited hat seine Hauptniederlassungen in Paris, Houston und Den Haag und wies 2012 einen Umsatz aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 41,73 Milliarden US-Dollar aus. Weitere Informationen finden Sie unter www.slb.com.

*Marke von Schlumberger oder von Schlumberger-Unternehmen.

†Japan Oil, Gas and Metals National Corporation (JOGMEC), ehemals Japan National Corporation (JNOC), und Schlumberger arbeiteten an einem Forschungsprojekt zur Entwicklung der LWD-Technologie zusammen. Bei den Dienstleistungen EcoScope und NeoScope wird Technologie verwendet, die ein Ergebnis dieser Zusammenarbeit ist.

‡Alternate Path ist eine Marke der ExxonMobil Corporation; die Technologie wurde exklusiv an Schlumberger lizenziert.

Anmerkungen

Schlumberger veranstaltet am Freitag, den 19. Juli 2013, eine Telefonkonferenz zur Besprechung der obigen Bekanntgabe und Geschäftsprognose. Die Telefonkonferenz beginnt um 8:00 Uhr US Central Time (CT) , das heißt um 15:00 Uhr MESZ. Um an dieser öffentlich zugänglichen Konferenz teilzunehmen, rufen Sie bitte ungefähr 10 Minuten vor Beginn die Konferenzzentrale an, entweder unter +1-800-230-1085 für Anrufe aus Nordamerika oder unter +1-612-288-0340 für Anrufe von außerhalb Nordamerikas. Fragen Sie nach dem „Schlumberger Earnings Conference Call“. Nach dem Ende der Telefonkonferenz steht Ihnen bis zum 19. August 2013 eine Wiederholung zur Verfügung. Wählen Sie dazu bitte +1-800-475-6701 für Anrufe aus Nordamerika oder +1-320-365-3844 für Anrufe von außerhalb Nordamerikas und geben Sie den Zugangscode 291800 ein.

Gleichzeitig zur Telefonkonferenz steht Ihnen unter www.slb.com/irwebcast ein Webcast zum Mithören zur Verfügung. Bitte loggen Sie sich 15 Minuten vor Beginn ein, um Ihren Browser zu testen und sich für die Konferenz anzumelden. Eine Wiederholung des Webcasts wird auf derselben Seite ebenfalls zur Verfügung stehen.

Zusätzliche Informationen in Form eines Frage-Antwort-Dokuments zu dieser Pressemitteilung sowie Finanzaufstellungen sind unter www.slb.com/ir erhältlich.

Die Ausgangssprache, in der der Originaltext veröffentlicht wird, ist die offizielle und autorisierte Version. Übersetzungen werden zur besseren Verständigung mitgeliefert. Nur die Sprachversion, die im Original veröffentlicht wurde, ist rechtsgültig. Gleichen Sie deshalb Übersetzungen mit der originalen Sprachversion der Veröffentlichung ab.

Kontakte

Schlumberger Limited
Malcolm Theobald, +1-713-375-3535
Vice President Investor Relation
oder
Joy V. Domingo, +1 713 375-3535
Schlumberger Limited, Managerin Investor Relations
investor-relations@slb.com

Dieser Artikel stammt von Rohstoff-Welt.de

Die URL für diesen Artikel lautet:

<https://www.rohstoff-welt.de/news/44206--Schlumberger-gibt-Finanzergebnis-des-zweiten-Quartals-2013-bekannt.html>

Für den Inhalt des Beitrages ist allein der Autor verantwortlich bzw. die aufgeführte Quelle. Bild- oder Filmrechte liegen beim Autor/Quelle bzw. bei der vom ihm benannten Quelle. Bei Übersetzungen können Fehler nicht ausgeschlossen werden. Der vertretene Standpunkt eines Autors spiegelt generell nicht die Meinung des Webseiten-Betreibers wieder. Mittels der Veröffentlichung will dieser lediglich ein pluralistisches Meinungsbild darstellen. Direkte oder indirekte Aussagen in einem Beitrag stellen keinerlei Aufforderung zum Kauf-/Verkauf von Wertpapieren dar. Wir wehren uns gegen jede Form von Hass, Diskriminierung und Verletzung der Menschenwürde. Beachten Sie bitte auch unsere [AGB/Disclaimer!](#)

Die Reproduktion, Modifikation oder Verwendung der Inhalte ganz oder teilweise ohne schriftliche Genehmigung ist untersagt!
Alle Angaben ohne Gewähr! Copyright © by Rohstoff-Welt.de -1999-2026. Es gelten unsere [AGB](#) und [Datenschutzrichtlinien](#).