

Schlumberger Ltd. gibt Ergebnisse das 1. Quartal 2014 bekannt

23.04.2014 | [Business Wire](#)

[Schlumberger Ltd.](#) (NYSE: SLB) gab heute einen Umsatz von 11,24 Mrd. USD für das erste Quartal 2014 bekannt. Zum Vergleich betrug der Umsatz 11,91 Mrd. USD im vierten Quartal 2013 und 10,57 Mrd. USD im ersten Quartal 2013.

Die auf Schlumberger entfallenden Einnahmen aus laufender Geschäftstätigkeit unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften betrugen 1,59 Mrd. USD – ein Rückgang um 11 Prozent gegenüber dem Vorquartal, aber eine Steigerung um 23 Prozent im Jahresvergleich. Der verwässerte Gewinn je Aktie aus laufender Geschäftstätigkeit unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften betrug 1,21 USD gegenüber 1,35 USD im Vorquartal und 0,97 USD im ersten Quartal 2013.

Schlumberger verzeichnete im vierten Quartal 2013 Belastungen in Höhe von 0,09 USD pro Aktie und von 0,07 USD pro Aktie im vierten Quartal 2013. Schlumberger erfasste im ersten Quartal 2014 weder Belastungen noch Gutschriften.

Der Umsatz im Segment Oilfield Services sank mit 11,24 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 6 Prozent, stieg im Jahresvergleich jedoch um 6 Prozent. Die Betriebseinnahmen vor Steuern für das Segment Oilfield Services sanken mit 2,37 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 9 Prozent, stiegen im Vergleich zum Vorjahr jedoch um 21 Prozent.

Der CEO von Schlumberger, Paal Kibsgaard, sagte dazu: „Ein wachsender Absatz bei neuen Technologien und die Erweiterung der Integrationstätigkeit waren trotz des harten Winterklimas, das sich auf die Tätigkeiten in Russland, China und Nordamerika auswirkte, förderlich für unsere Ergebnisse im ersten Quartal. Während bei den sequentiellen Ergebnissen nach starken Zahlen zum Jahresende die übliche Abnahme bei den Produkt-, Software- und Multiclient-Lizenzverkäufen zu beobachten war, wurde unser solides Wachstum zum Jahresende von den Gebieten Naher und Mittlerer Osten und Asien sowie Nordamerika angeführt, obwohl alle geographischen Räume von einem stärker werdenden Fokus auf betriebliche Exzellenz und Effizienz profitierten.“

International wurden die Ergebnisse von weiterem Wachstum bei zentralen Märkten in Saudi-Arabien, den Vereinigten Arabischen Emiraten und der australischen Tiefsee angeführt, sowie durch starke Leistungen in Subsahara-Afrika, Projektarbeit in Ecuador und aktienbezogene Aktivität in Argentinien. Die Landaktivität in Nordamerika war angesichts gestiegener Serviceintensität, von Zugewinnen bei den Marktanteilen sowie aufgrund der Übernahme neuer Technologien trotz Gegenwind durch das Winterklima und Kampfpreisen bei Druckpumpen stabil. Der Bereich Offshore Nordamerika ging bei Betriebsverzögerungen und erweiterten Workover-Aktivitäten leicht zurück.

Hinsichtlich der Preisgebung konnten wir wenige Änderungen bei den allgemeinen Trends beobachten, aber neue Technologien zu Spitzenpreisen durchdrangen weiterhin den Markt und trugen, insbesondere in Verbindung mit der erstklassigen Servicequalität, zu den Ergebnissen der Umsatzrendite bei. Unsere Gesamtleistung in diesem Bereich wurde weiter von unserem Firmenbereich für Technologie, Fertigung und Wartung unterstützt, die weiterhin neue und innovative Produkte für die von uns ausgeführten Tätigkeiten mit starker unmittelbar umsetzbarer Leistung liefert.

Die Grundlagen der Erholung der globalen Wirtschaftslage bleiben trotz des ungewöhnlich harten Winterklimas in Teilen der nördlichen Hemisphäre, einiger Anzeichen von Verlangsamung beim Wachstum in China und der ungeklärten Situation in der Ukraine intakt. Diese Faktoren sind jedoch wahrscheinlich von vorübergehender Art, und die Lage auf den Ölmarkten ist weiterhin angespannter als einmal angenommen. Gründe für diese Anspannung sind starke Trends bei der Nachfrage, niedrigere Zahlen bei ungenutzten Kapazitäten und ein Rückgang der OECD-Aktien. Das Angebot steigt in Nordamerika weiterhin, während andere Gebiete sich schwer tun, ihre Förderungsziele zu erreichen. In den USA wurden die Trends beim Erdgas durch die Temperaturen angekurbelt, aber es wird davon ausgegangen, dass sich Angebot und Nachfrage in den kommenden Monaten normalisieren werden.

Infolgedessen denken wir weiterhin, dass sich die Ausgaben unserer Kunden im Zusammenhang mit Bohrungen 2014 um 6 Prozent erhöhen können, und dass die Wachstumsraten bei den Ausgaben relativ gleichmäßig zwischen dem internationalen und dem nordamerikanischen Markt, angetrieben vom

unabhängigen und nationalen Ölunternehmen, aufgeteilt werden. Wir bleiben daher positiv bezüglich des kommenden Jahres, da wir über eine breite geographische Präsenz, ein ausgewogenes Technologieportfolio und eine flexible Organisation verfügen, die uns sowohl vor potenziellen Störungen des Marktes schützt als auch die Möglichkeit gibt, Kapital aus Marktchancen zu schlagen.“

Sonstige Ereignisse

- In diesem Quartal kaufte Schlumberger 9,96 Mio. Stammaktien zu einem Durchschnittspreis von 90,31 USD für insgesamt 899 Mio. USD zurück.
- Am 13. März 2014 gab Schlumberger bekannt, dass das Unternehmen eine Vereinbarung eingegangen ist, die verbleibenden Aktien von SES Holdings Limited („Saxon“), eines Anbieters internationaler Bohrdienstleistungen zu Land mit Sitz in Calgary, von First Reserve und bestimmten Mitgliedern der Unternehmensleitung von Saxon zu erwerben. Saxon betreibt momentan eine Flotte von 87 Plattformen (70 Bohr- und 17 Workover-Plattformen) in zehn Ländern und bietet Supportleistungen für weitere 35 Plattformen weltweit. Die Übernahme ist vorbehaltlich der üblichen Abschlussbedingungen, darunter der Erteilung der entsprechenden behördlichen Genehmigungen.

Oilfield Services

Der Umsatz im ersten Quartal sank mit 11,24 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 6 Prozent, stieg im Jahresvergleich jedoch um 6 Prozent. Aufgeschlüsselt nach geographischen Kriterien stieg der Umsatz international mit 7,48 Mrd. USD im Vergleich zum Vorjahr um 322 Mio. USD bzw. 5 Prozent an, während der Umsatz in Nordamerika mit 3,68 Mrd. USD im Vergleich um 394 Mio. USD bzw. 12 Prozent anstieg. Die saisonal starken Produkt-, Software- und Multiclient-Umsätze, die im vierten Quartal 2013 verzeichnet wurden, waren für fast die Hälfte des Umsatzrückgangs gegenüber dem Vorquartal verantwortlich. Der Rest des Umsatzrückgangs gegenüber dem Vorquartal erfolgte aufgrund jahreszeitlich bedingter Geschäftsabschwünge wegen des Wetters in Russland und China, aufgrund der Durchführung seismischer Untersuchungen im Meer in Brasilien, Norwegen, Malaysia und dem Kaspischen Meer sowie aufgrund von Vertrags- und Betriebsverzögerungen in Brasilien und Mexiko. Diese sequentiellen Auswirkungen wurden jedoch teilweise durch starke Aktivitäten mit Druckpumpen im US-amerikanischen und kanadischen Inland, die teilweise durch harten Winterklima gebremst wurden, aufgewogen.

Angesichts der erheblichen Auswirkungen am Jahresende und der Jahreszeiten auf die sequenziellen Ergebnisse wird der Schwerpunkt in den folgenden Abschnitten, sofern nicht anders angegeben, auf den Jahresvergleich gelegt.

Die Umsätze im Gebiet Nordamerika in Höhe von 3,68 Mrd. USD stiegen um 12 Prozent. Obwohl die Aktivitäten im Inland zeitweise durch das harte Winterklima unterbrochen wurden, wurden die insgesamt stabilen Ergebnisse durch erhöhte Serviceintensität, Zugewinne bei den Marktanteilen und die Übernahme neuer Technologien auf dem Druckpumpenmarkt angetrieben, auf dem weiterhin Kampfpreise herrschten. Die Umsätze im Inland stiegen ebenfalls aufgrund des expandierenden Geschäfts mit Fördersystemen. Im Bereich Offshore in Nordamerika gab es einen marginalen Rückgang aufgrund von Betriebsverzögerungen und gestiegenen Workover-Aktivitäten.

Die internationalen Umsätze stiegen um 5 Prozent, angeführt vom Gebiet Naher und Mittlerer Osten und Asien mit Umsätzen von 2,84 Mrd. USD, die um 19 Prozent angestiegen sind. Dieser Anstieg resultiert hauptsächlich aus starken Aktivitäten in Saudi-Arabien und den Vereinigten Arabischen Emiraten, stabiler Bohraktivitäten und der Integration neuer Technologien in Südostasien und der australischen Tiefsee. Die Umsätze im Gebiet Europa/GUS/Afrika von 2,88 Mrd. USD stiegen um 1 Prozent, angeführt vom GeoMarket im zentralen Westafrika mit einer starken Erschließungs- und Explorationsaktivität sowie von Norwegen aufgrund von Zugewinnen bei den Marktanteilen bei den Bohrdienstleistungen. Die Umsätze der Regionen Russland und Zentralasien stiegen nur leicht, da die wachsende Aktivität in der Arktis und dem Kaspischen Meer durch Störungen aufgrund des harten Winters und der Auswirkungen eines schwächeren Rubels aufgewogen wurde. Der Umsatz der Region im vierten Quartal spiegelt das Fehlen der Ergebnisse des Framo-Unterwassergeschäfts wider, das am Ende des zweiten Quartals 2013 dem Joint Venture OneSubsea™ übertragen wurde. Unter Ausschluss des Effekts dieses Geschäftstransfers stieg der Umsatz in der Region Europa/GUS/Afrika um 3 Prozent. Die Umsätze im Gebiet Lateinamerika von 1,76 Mrd. USD sanken um 8 Prozent, hauptsächlich aufgrund deutlich geringerer Aktivität und niedrigerer Preise in Brasilien in Verbindung mit einer geringeren Anzahl von Plattformen in Mexiko aufgrund der Budgetausgaben. Diese Auswirkungen wurden jedoch teilweise durch vermehrte Arbeiten beim Shushufindi-Projekt des Schlumberger Project Management (SPM) in Ecuador sowie durch starke Aktivität im Schiefergebiet Vaca Muerta in Argentinien aufgewogen.

Nach Segment stieg der Umsatz der Reservoir Characterization Group (Reservoircharakterisierungsgruppe)

mit 2,85 Mrd. USD um 51 Mio. USD bzw. 2 Prozent, angeführt durch Wireline und Testing Services aufgrund verbesserter Offshore-Explorationsaktivitäten und durch Schlumberger Information Solutions (SIS) aufgrund höherer Softwareumsätze in sämtlichen internationalen Bereichen. WesternGeco ging aufgrund geringerer Nutzung der Schiffsflotte und gesunkenener Multiclient-Absätze zurück. Die Umsätze der Drilling Group von 4,33 Mrd. USD stiegen um 269 Mio. USD oder 7 Prozent, angeführt von einer stabilen Nachfrage nach Bohrungen sowie Messungen und M-I-SWACO-Technologien in Saudi-Arabien, Australien und der Region Südostasien. Die Umsätze der Förderungsgruppe von 4,12 Mrd. USD stiegen um 357 Mio. USD oder 10 Prozent, wobei Druckpumpentechnologien von Well Services in Nordamerika und erhöhte SPM-Aktivität ein zweistelliges Wachstum verbuchen konnten.

Die Betriebseinnahmen vor Steuern für das erste Quartal sanken mit 2,37 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 9 Prozent, stiegen jedoch im Jahresvergleich um 21 Prozent. International stiegen die Betriebseinnahmen vor Steuern mit 1,71 Mrd. USD im Jahresvergleich um 278 Mio. USD bzw. 20 Prozent, während die Betriebseinnahmen vor Steuern in Nordamerika mit 683 Mio. USD im Jahresvergleich um 56 Mio. USD bzw. 9 Prozent stiegen.

Im Vergleich zum Vorjahresquartal sank die Umsatzrendite vor Steuern aufgrund von Effekten der Faktoren Jahresende und Jahreszeit um 80 Basispunkte (bps) auf 21,1 Prozent ab. Die Margenverwässerung des ersten Quartals aufgrund typischer Effekte der Faktoren Jahresende und Winter betrug 127 bps. Der internationale Gewinn ging um 73 bps auf 22,8 Prozent zurück, während der Gewinn für Nordamerika um 107 bps zurückging, um sich bei 18,5 Prozent einzupendeln.

Die Umsatzrendite vor Steuern erhöhte sich im Vergleich zum Vorjahr um 248 bps, während die internationale Umsatzrendite vor Steuern um 286 bps stieg und im Gegensatz dazu die Umsatzrendite vor Steuern in Nordamerika um 53 bps sank. Der Nahe Osten und Asien verzeichneten im Jahresvergleich eine Verbesserung der Marge um 349 bps auf 26,3 Prozent, in Europa/GUS/Afrika stieg sie um 253 bps auf 20,3 Prozent, und Lateinamerika verbesserte sich um 160 bps auf 21,1 Prozent. Der leichte Rückgang bei der Marge in Nordamerika lässt sich vor allem auf eine Preisschwäche auf dem Land bei Druckpumpentechnologien von Well Services und Verzögerungen bei Offshore-Bohrungen im US-amerikanischen Teil des Golfs von Mexiko zurückführen. Die stabile Ausdehnung der internationalen Marge erfolgte aufgrund der Übernahme neuer Technologie, der starken Konzentration auf Kosten- und Ressourcenmanagement und des stetigen Beitrags integrationsbezogener Aktivitäten zur Zunahme der Marge.

Im Vergleich zum Vorjahr stieg die Umsatzrendite vor Steuern der Reservoir Characterization Group nach Segment aufgrund verbesserter Profitabilität von Wireline und Testing Services und verbesserter SIS-Softwareumsätze um 129 bps auf 27,3 Prozent, während die Umsatzrendite vor Steuern der Drilling Group durch erhöhte Integration von Technologien, höhere vom Bereich Bohrungen und Messungen verbuchte Margen sowie verbesserte Profitabilität der Projektaktivität beim Integrierten Projektmanagement (IPM) um 249 bps auf 20,3 Prozent stieg. Die Umsatzrendite vor Steuern der Förderungsgruppe stieg hauptsächlich aufgrund verbesserter Kosteneffizienzen sowie der Umsätze durch neue Technologien bei Well Services und Durchführungen um 313 bps auf 17,9 Prozent, obwohl dieser Effekt teilweise durch Preise von Vertragsverlängerungen aufgewogen wurde.

Die Gesamtergebnisse von Schlumberger während des ersten Quartals waren von einer Reihe technischer Höhepunkte geprägt, die durch Effizienz, Zuverlässigkeit und Serviceintegration möglich wurden.

In China wurden Technologien der Drilling Group für ConocoPhillips China eingesetzt, um die Bohreffizienz zu verbessern und zuverlässige Messungen des Reservoirdrucks in einem Offshore-Bohrloch im Ölfeld Peng Lai 19-3 in der Bohai Bay zu erhalten. Die Kombination der steuerbaren Rotationstechnologien Drilling & Measurements PowerDrive Xceed* und PowerDrive vorteX* mit dem Kommunikationssystem C-Link IMAG ermöglichte eine präzise Kontrolle der Anlagenverlaufskontrolle, eine erhöhte Durchdringungsrate (ROP) und eine verbesserte Bohrlochreinigung. Außerdem wurde das wasserbasierte Hochleistungs-Flüssigkeitssystem M-I SWACO ULTRADRIL* eingesetzt, um die Schieferstabilität und ROP zu verbessern. Dadurch konnte die Gesamtbohreffizienz weiter erhöht werden. Infolgedessen konnten sowohl für 12 1/4-Zoll- als auch 8 1/2-Zoll-Abschnitte Rekord-ROPs erzielt werden, durch die eine Gesamtverbesserung um 22 Prozent gegenüber dem letzten Rekord erreicht werden konnte. Ebenfalls im 8 1/2-Zoll-Abschnitt sicherte die Technologie für Formationsdruck mit gleichzeitigem Bohren StethoScope* Druckmessungen in Echtzeit, um Tendenzen beim Porendruck im Reservoir vorherzusagen. Insgesamt bot diese Kombination von Schlumberger-Technologien dem Kunden eine verbesserte Formationsbewertung, eine qualitativ hochwertige Abwicklung ohne Ausfallzeiten und AFE-Gesamteinsparungen von vier Tagen.

In Mexiko konnte Schlumberger mit Pemex drei integrierte Projektverträge über mehrere Jahre mit einem Gesamtvolumen von über 1,9 Mrd. USD abschließen, und so beim kürzlich durchgeführten Mega Tender das größte kombinierte Auftragsvolumen für sich gewinnen. Schlumberger ist der einzige Serviceanbieter, der sich für jedes Projekt einen Vertrag gesichert hat. Dabei handelt es sich etwa um die laufende integrierte

Projektaktivität in der Region Süd, und der fortgesetzte Aktivität in der Region Pemex Nord. Der Preis basierte auf Handelsbedingungen, QHSE und der dokumentierten Erfolgsgeschichte von Schlumberger in Mexiko in den tiefgelegenen, komplexen Anlagen im Süden sowie auf effizienten Bohrverfahren und dazugehörigen Dienstleistungen bei früheren Projekten. Außerdem hat Schlumberger mit der Umsetzung eines Vertrags für integrierte Dienstleistungen in der Tiefsee vor der mexikanischen Küste im Wert von 240 Mio. USD begonnen. Das erste Tiefseebohrloch nach diesem Vertrag wurde im März 2014 in Betrieb genommen.

In Norwegen hat Schlumberger einen Vertrag für integrierte Dienstleistungen im Anlagenbau von Det norske oljeselskap ASA für Erkundungsbohrungen und Erschließung des Ivar-Aasen-Ölfeldes im nördlichen Teil der Nordsee westlich des Johan-Sverdrup-Ölfeldes erhalten. Der Fünfjahresvertrag mit zwei optionalen Zeiträumen von jeweils einem Jahr umfasst die Bereitstellung des vollständigen Angebots von Baudienstleistungen für Bohrlöcher von der Erkundung bis zur Erschließung. Diese Verleihung basierte auf der vollständig integrierten technischen Lösung, die Schlumberger hinsichtlich technischer und finanzieller Ergebnisse angeboten hat, mit dem Ziel, einen sicheren und effizienten Betrieb zu ermöglichen. Schlumberger wird auch integral beim Anlagenbau und Dienstleistungen beim Vertrag wirken, die potenziellen Zugewinne durch technische Innovationen, Zuverlässigkeit und effiziente Verfahren maximieren.

Vor der thailändischen Küste führte Schlumberger eine in der Branche erstmalige seismische Untersuchung mit gleichzeitigem Bohren für Salamander Energy durch. Die Technologie Drilling & Measurements seismicVISION* für seismische Untersuchungen mit gleichzeitigem Bohren wurde bei einer seismischen Walkabove-Untersuchung verwendet, um Geschwindigkeitsinformationen und seismische Abbildungen in Echtzeit zu erhalten. Eine Kombination von Wireline-Q-Borehole*-integrierter Bohrloch-Seismiktechnologie, der seismischen Navigations- und Positionierungstechnologie SWINGS* und der Schallquellentechnologien WesternGeco TRISOR* wurde mit ferngesteuerten Schüssen von der Bohrplattform aus eingesetzt. Dabei wurde Radiotechnologie genutzt, um die Schüsse auszulösen und Daten von der Quelle auf dem Boot zu übertragen. Insgesamt wurden 53 seismische Grade in Echtzeit hintereinander verwendet, um die Umwandlung Zeit-Tiefe zu aktualisieren, sodass die Bohrspitze auf der seismischen Karte platziert werden konnte. Außerdem erbrachten gespeicherte Daten über 100 seismische Grade hintereinander für die endgültigen seismischen Abbildungen. Die Schlumberger-Technologien boten operative Effizienz und halfen dem Betreiber bei der Reduzierung von Unsicherheiten beim Bohren, was ein erfolgreiches Bohren des Loches bis zur geplanten Gesamttiefe ermöglichte.

In Russland führte PetroStim, ein Schlumberger-Unternehmen, eine Kartierung für Fracking mit Microseismic Services StimMAP* für eine große russische Ölgesellschaft in Westsibirien durch. Vier Stufen des Fracking wurden in einem Bohrloch für horizontale Bearbeitung durchgeführt und von einer nahegelegenen Beobachtungsplattform überwacht, wobei die vielseitige Technologie für seismische Abbildungen Wireline VSI* mit Dreikomponenten-Untertagesensoren zum Einsatz kam. Die Richtungen für das Risswachstum wurden trotz geringer Formationsdurchlässigkeit und reduzierter Pumpfrequenzen für alle Stufen klar festgestellt. Insgesamt konnten über 400 mikroseismische Ereignisse mit der für eine gute mikroseismische Interpretation erforderlichen statistischen Sicherheit festgestellt werden, sodass der Kunde Unsicherheiten bei der Planung von Bohrungen und der Erschließung des Ölfeldes reduzieren und potenziell deutlich Kosten einsparen konnte.

Reservoir Characterization Group

Der Umsatz im ersten Quartal sank mit 2,85 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 14 Prozent, stieg im Jahresvergleich jedoch um 2 Prozent. Der Rückgang gegenüber dem Vorquartal ist hauptsächlich auf geringere Multiclient-Umsätze bei WesternGeco und Software-Umsätze bei SIS im Anschluss an die Spitzenwerte zum Jahresende zurückzuführen. Der Umsatzwachstum gegenüber dem Vorjahr konnte durch Wireline und Testing Services mit einem starken Geschäft bei Offshore-Erkundungen und von SIS durch höhere Softwareumsätze in sämtlichen internationalen Gebieten erreicht werden. WesternGeco musste jedoch aufgrund einer geringeren Nutzung der Schiffsflotte und reduzierter Multiclient-Umsätze Rückgänge verbuchen.

Die Betriebseinnahmen vor Steuern waren mit 779 Mio. USD im Vergleich zum Vorquartal um 24 Prozent niedriger, im Jahresvergleich aber 7 Prozent höher. Der sequenzielle Rückgang der Umsatzrendite vor Steuern von 27,3 Prozent um 384 bps lässt sich auf die jahreszeitlich bedingt schwächeren Umsätze mit Multiclient-Daten von WesternGeco und SIS-Software zurückführen. Im Jahresvergleich stieg die Umsatzrendite vor Steuern aufgrund verbesserter Profitabilität bei Wireline und höheren Umsätzen bei SIS-Software um 129 bps.

Eine Reihe entscheidender technischer Erfolge und neu gewonnene Verträge trugen zu den Ergebnissen der Reservoir Characterization Group im ersten Quartal bei.

In Norwegen hat die Statoil Petroleum AS als Betreiber im Namen einer Partnergruppe von 33 Öl- und

Gasunternehmen ein großes gemeinsames Projekt zu Seismik und Datenverarbeitung an WesternGeco vergeben, das aus drei 3D-Erhebungen besteht, die insgesamt etwa 8.000 km² in der südöstlichen Barentssee auf dem norwegischen Festlandsockel (NCS) abdecken. Dies ist das erste neue Gebiet, das seit 1994 auf dem NCS eröffnet wird. Bei dem Projekt mit mehreren Schiffen wird die Sliding-Notch-Broadband-Erfassungs- und -Bildgebungstechnologie ObliQ* genutzt werden, wobei Daten auch an Bord der Schiffe verarbeitet werden sollen.

In der Nordsee hat BP in der Nordseesaison 2014-2015 einen Vertrag über mehrere Projekte für die Streamer-Übernahme an WesternGeco vergeben. Diese Projekte umfassen u. a. eine 4D-Monitorerhebung über 220 km² mit Undershooting im Tambar-Feld in Norwegen gehört, gefolgt von einer 3D-Erhebung über 1.000 km² westlich der Shetland-Inseln. Mit dem Undershooting können Daten unterhalb von Hindernissen wie Förderungsanlagen erfasst werden. Diese Vergabe folgt auf einen früheren Vertrag, der 2013 abgeschlossen wurde und eine Option einer Verlängerung bis 2016 enthält.

Die Kuwait Gulf Oil Company (KGOC) und die saudi-arabische Chevron Inc. haben an WesternGeco einen Vertrag für eine seismische 3D-Erhebung über 4.612 km² vergeben, mit der das gesamte Gebiet der Partitioned Zone (PZ) auf dem Festland, eines Gebietes zwischen dem Königreich Saudi-Arabien und Kuwait, das von Wafra Joint Operations betrieben wird, abgedeckt wird. Ein UniQ*-integriertes Landseismiksystem mit Empfängerantenne und über 150.000 Kanälen wird für das Projekt genutzt werden, womit es die zweitgrößte Landseismikerhebung ist, die hinsichtlich der Anzahl der Kanäle je durchgeführt wurde.

Im britischen Teil der Nordsee hat Chevron eine „Q-on-Q“-4D-Kontrollerhebung des Alba-Feldes an WesternGeco vergeben, ein komplexes Datenerfassungsprojekt, das vom Amazon Warrior mit den dynamischen Spread-Kontrolltechnologien Q-Marine* Seismic und DSC* übernommen werden wird, um die Wiederholbarkeit der Erhebung zu gewährleisten. Zu der Vergabe zählen auch drei umfassende Datenverarbeitungsprojekte, bei denen eine 4D-Verarbeitung von vier Datenerhebungen sowie eine vollständige 3D-Prestack-Tiefenmigration der Daten von 2014 durchgeführt werden wird. WesternGeco kann auf eine lange Zusammenarbeit mit Chevron im Alba-Feld zurückblicken.

In Libyen wurden Wireline-Technologien für die WAHA OIL COMPANY eingeführt, um die Darstellung des Hauptreservoirs im nubischen Sandstein zu unterstützen. Das Logging-Tool CMR-Plus* trug zur Behebung niedriger Resistivitäts-Ergebnisse oberhalb des Hauptreservoirs bei, während die CMR-MRF*-Fluid-Beschreibung anzeigen, dass das Reservoir ölfreudig war, was sich auf Erschließungspläne für die Zukunft auswirkt. Die ECS*-Spektroskopiesonde für die elementare Erfassung quantifizierte die Mineralogie- und Porositätsschätzung der Tonerde- und Calcitmengen. Die Kombination der Ölbasis-Mikroimagetechnologie OBMI* und der Ultraschall-Bohrloch-Bildgebungstechnologie UBI* ermöglichten es WAHA, eine vollständige geologische Interpretation mit einer Einsparung von über zehn Stunden Rüstzeit durchzuführen. Eine hochauflösende Shear-Anisotropie von der akustischen Messplattform Sonic Scanner* in Kombination mit hochauflösenden UBI- und OBMI-Bildern bot eine Beschreibung der Bruchspannung des dicht aufgebrochenen Reservoirs.

In Kurdistan wurde die Radialsondentechnologie Wireline Saturn* 3D für OMV eingesetzt, um qualitativ hochwertige Ölproben in einer vertikalen Erkundungsbohrung im BinaBawi-Feld zu erhalten. Das größere Flow-Gebiet, das die elliptische Gestaltung der Saturn-Sonde bietet, führte zu Verbesserungen der Betriebseffizienz mit der Erfassung von vier Fluidproben in zwei verschiedenen Abschnitten, darunter ein Fluiderkennungsprofil, und ermöglichte es dem Kunden, im Vergleich zu konventionellen Methoden der Probenentnahme bis zu 50 Prozent der Zeit für die Entnahme von Fluidproben einzusparen.

In Trinidad und Tobago wurde Wireline MDT*, die modulare Technologie zum Testen von Formationsdynamiken mit Doppel-Packerelementen, in einem Bohrloch für Centrica Energy eingesetzt, um zuverlässige Daten zur Durchlässigkeit zu erhalten. Der „Mini-Drillsteifigkeitstest“ deckte vier Abschnitte ab und wurde in einem einzigen Aufzeichnungsdurchgang durchgeführt, durch den es dem Kunden ermöglicht wurde, im Vergleich mit einem konventionellen Bohrlochtest etwa sieben Tage Rüstzeit einzusparen. Außerdem wurde die Kombination der dreiaxialen Induktionstechnologie Rt Scanner*, der akustischen Messplattform Sonic Scanner, der Multifrequenz-Technologie für dielektrische Dispersion Dielectric Scanner* und der Ölbasis- Mikroimagetechnologie OBMI genutzt, um das Reservoir zu beschreiben.

In Kasachstan wurde das integrierte Wireline-Tool Wireline Platform Express* für Altius Petroleum International B.V. genutzt, um Aufzeichnungen bei flachen Bohrungen im auf dem Festland gelegenen Akzhar-Feld zu erhalten. Die Entscheidung für Schlumberger als einzigen Anbieter für Aufzeichnungs- und Interpretationsdienstleistungen an offenen Bohrlöchern ermöglichte es der Altius Petroleum International, im

Rahmen eines Budgets für 38 Bohrungen zu bleiben und den Zeitaufwand für die Bereitstellung von Informationen um 50 Prozent zu verkürzen. Durch diese zeitnahen Informationen konnte der Kunde unnötige Kosten im Zusammenhang mit der Zementierung von Bohrlöchern und Vorbereitung von Einschalungen vermeiden.

Die National Oil Corporation of Kenya (National Oil) hat einen Kooperationsvertrag mit Schlumberger für eine seismische 2D-Multiclient-Erhebung über einen 9.500 km lange Ausläufer unterzeichnet, die ein umfassendes Tiefseegebiet vor der kenianischen Küste abdeckt. Gemäß dem Vertrag werden Technologien der Schlumberger Reservoir Characterization Group eingesetzt, um die Daten in Zusammenarbeit mit National Oil zu erfassen, zu verarbeiten und zu interpretieren, einen Wissenstransfer zu ermöglichen und zur Ausbildung technischen Personals beizutragen. Die Erhebung wird mit der Streamer-Technologie Q-Marine Solid* und der Sliding-Notch-Broadband-Technologie ObliQ durchgeführt. Schlumberger PetroTechnical Services wird für Bildgebung und Verarbeitung die Software Omega* für die Verarbeitung seismischer Daten sowie die Software-Plattform SIS Petrel* E&P für Interpretation und geologische Modellbildung einsetzen. Der Vertrag umfasst auch Unterstützungsdiensleistungen, um das integrierte Datenmanagement und die Informationssystem-Infrastruktur von National Oil zu verbessern.

In Indien wurden die Systeme Wireline Flow Scanner* für die Aufzeichnung der Bohrförderung, und MaxTRAC* für Untertage-Wireline-Traktoren für die Oil and Natural Gas Corporation Limited (ONGC) genutzt, um Informationen zum Förderungs-Profiling bei einer anspruchsvollen horizontalen Bohrung bei hoher Temperatur im Offshore-Feld Mumbai High South zu gewinnen. Der MaxTRAC-Traktor transportierte den Flow Scanner erfolgreich innerhalb eines Förderungsabschnitts, der eine intelligente Durchführung umfasste, bis zur Gesamttiefe. Die gewonnenen zuverlässigen Messungen der Untertage-Förderungsrate ermöglichten es dem Kunden, wichtige Entscheidungen zur Felderschließung zu treffen.

Drilling Group

Der Umsatz im ersten Quartal sank mit 4,33 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 2 Prozent, stieg im Jahresvergleich jedoch um 7 Prozent. Die Umsätze sanken aufgrund eines Rückgangs der M-I-SWACO-Produktverkäufe nach einem starken Jahresende 2013 gegenüber dem Vorquartal. Im Jahresvergleich stiegen die Umsätze um 269 Mio. USD, angeführt von stabilem Wachstum bei Bohr- und Messtechnologien, da die Bohraktivität in Saudi-Arabien, Irak, Norwegen, China, Australien und Südostasien gestärkt wurden.

Die Betriebseinnahmen vor Steuern waren mit 881 Mio. USD niedriger als im Vorquartal, legten im Jahresvergleich jedoch um 22 Prozent zu. Die Umsatzrendite von 20,3 Prozent stieg infolge besserer Preise aus einem Mix höherer Technologien für Bohr- und Messdienstleistungen gegenüber dem Vorquartal um 51 bps. Dieser Anstieg war hauptsächlich durch das Geschäft im Nahen Osten und Asien sowie einer verbesserten Profitabilität bei IPM-Projekten möglich. Im Jahresvergleich stieg die Umsatzrendite vor Steuern aufgrund verstärkter Technologieintegration, besserer Gewinne bei Bohrungen und Messungen sowie verbesserter Profitabilität bei der IPM-Projektaktivität um 249 bps.

Die Ergebnisse des ersten Quartals waren durch Technologieintegration und Serviceeffizienz in allen Produktlinien der Drilling Group geprägt.

In China konnten durch Bohr- und Messtechnologien Bohrrekorde für Shell im Schiefergasprojekt in der Provinz Sichuan erzielt werden. Die Drehsteuertechnologie mit hoher Absetzgeschwindigkeit PowerDrive Archer* bewies ihre Zuverlässigkeit mit einer Rekordzeit von 309 Stunden Dauerbetrieb und trug zur Bewältigung hoher Formationsgefälle während der Platzierung einer anspruchsvollen horizontalen Bohrung bei. Außerdem lieferte der Service MicroScope* für Resistivität und Bildgebung mit gleichzeitigem Bohren qualitativ hochwertige Bildinformationen innerhalb eines Reservoirabschnitts der Rekordgröße von 2.043 m. Bei einer weiteren Bohrung konnte das steuerbare Rotationssystem PowerDrive den Rekord für Filmaufnahmen einer Bohrung für das Ölfeld brechen und bot im Vergleich mit Ausläufer-Bohrungen eine Verbesserung der Bohrleistung von 92 Prozent. Infolgedessen haben Bohr- und Messtechnologien auf der Grundlage von Serviceleistung und Kosteneinsparungen beim Kunden bisher eine Bohrung im oberen Viertel und vier erstklassige Bohrungen ermöglicht.

Ebenfalls in China wurden Bohr- und Messtechnologien für die CNOOC Panyu Operating Company eingesetzt, um horizontale Bohrungen im ausgereiften Panyu-Ölfeld vorzunehmen, das einen durchschnittlichen Wasseranteil innerhalb des Feldes von 91 Prozent besitzt. Ein Kombination der Drehsteuertechnologie mit hoher Absetzgeschwindigkeit PowerDrive Archer und PowerDrive Xceed, der Technologie PeriScope* zur Abbildung von Flächengrenzen, der Multifunktionstechnologie EcoScope†* für Aufzeichnungen mit gleichzeitigem Bohren und dem Neutronenwerkzeug für azimutale Dichte adnVISION* bot eine erhöhte Bohreffizienz und ermöglichte, dass die Bohrungen in der optimalen Position platziert werden konnten, um den übrigen Kohlenwasserstoff ablaufen zu lassen. Mit dieser Kombination von

Technologien konnten erfolgreich insgesamt 25 horizontale Bohrungen vorgenommen werden, und sie trug zur Aufhebung des Trends zum Förderungsrückgang in dem Feld bei, was zu einer im Vergleich zum ursprünglichen Plan um 68 Prozent höheren Ölförderung und einem Gesamtwuchs von 45 Prozent mehr Öl gegenüber der Prognose führte.

In Russland wurden Bohr- und Messtechnologien für die VSNK-Rosneft Oil Company genutzt, um eine anspruchsvolle horizontale Bohrung im unkonventionellen Feld Yurubcheno-Tohomskoe in Ostsibirien vorzunehmen. Die Kombination der Technologie ImPulse* für integrierte Messungen mit gleichzeitigem Bohren, dem Neutronenwerkzeug für azimutale Dichte adnVISION und der akustischen Mehrpoltechnologie SonicScope* für gleichzeitiges Bohren boten die für die Beschreibung des Formations-Fracturing nötigen Qualitätsmessungen. Außerdem boten die Technologien von Schlumberger für Aufzeichnungen mit gleichzeitigem Bohren Verbesserungen der Effizienz, sodass der Kunde drei Tage Rüstzeit und die damit verbundenen Kosten einsparen konnte.

In Ägypten trug die Technologie mit konischen Diamantelementen Schlumberger Stinger* dazu bei, dass BAPETCO, ein Joint Venture zwischen Shell und der Egyptian General Petroleum Cooperation, fortlaufende Top-Bohrleistungen für das Quartal bei Bohrungen im Obayed-Feld erzielen konnte. Im 8 1/2-Zoll-Abschnitt der ersten Bohrung konnten von Smith angepasste polykristalline Diamantbohrspitzen (PDC) mit Stinger-Technologie die ROP im Vergleich zu den besten Aufrechnungen des Feldes über 30 Prozent erhöhen. Im 8 1/2-Zoll-Abschnitt der zweiten Bohrung erreichte die ROP mit Stinger-Technologie zu dem der besten Ölfeld-Leistung, und der Abschnitt wurde bis zur Gesamttiefe gebohrt, wobei zwei konventionelle Bohrspitzen ersetzt und die Gesamtlänge der Bohrung um 45 Prozent erhöht wurden. Die Kombination von Stinger-Technologie und Berechnung der Fluidodynamik validierten Hydraulik ermöglichte ebenfalls neue Bohrrekorde für die längsten und schnellsten Bohrungen im Obayed-Feld.

Auf US-amerikanischem Boden ermöglichten es Schlumberger Drilling Group Technologies der Cimarex Energy Co., Rekordbohrzeiten bei Bohrlöchern im Delaware-Becken zu erzielen. Die steuerbare Drehsteuertechnologie mit hoher Absetzgeschwindigkeit PowerDrive Archer* mit speziell angepasster, abnutzungsresistenter PDC-Bohrspitze von Smith und der Viskosifizierungstechnologie M-I SWACO DUO-VIS* konnte innerhalb von nur acht Tagen eine Rekordbohrung im Sandabschnitt Second Bone Spring vornehmen, d. h. innerhalb von zweieinhalb Tagen weniger als bei der letztbesten Bohrung und vier Tage weniger als beim Durchschnittswert für dieses Gebiet. Diese Technologiekombination resultierte in einer Einsparung von 170.000 USD gegenüber der letztbesten Bohrung und 260.000 USD gegenüber dem Mittelwert für dieses Gebiet.

Ebenfalls auf US-amerikanischem Boden ermöglichte es, die Bohrspitzentechnologie von Smith der Linn Energy LLC, die durchschnittliche Anzahl von Bohrspitzen zu senken, die für das Bohren der seitlichen Abschnitte der Bohrlöcher im Anadarko-Becken verwendet werden. Eine speziell angepasste PDC-Bohrspitze mit der Schneidetechnologie ONYX 360* von Smith konnte einen gesamten 8 3/4-Zoll-Abschnitt bohren, ohne in dieser Formation eine Bohrspitze irreparabel zu beschädigen. Als Ergebnis der Schneidetechnologie ONYX 360 wurden die Seiten effizient gebohrt, mit ähnlichen Rüstzeit und Kosteneinsparungen für Bohrspitzen von über 85.000 USD pro Bohrung.

Anderswo auf US-amerikanischem Boden trugen SHARC*-PDC-Bohrspitzen mit hoher Abnutzungsresistenz von Schlumberger dazu bei, dass die Murex Petroleum Corporation bei einer Bohrung im Williston-Becken eine Rekord-Bohrleistung erzielen konnte. Die Bohrspitzen-Technologie SHARC konnte in Kombination mit einer weiteren speziell angepassten PDC-Bohrspitze von Smith eine Bohrung von der Oberflächeneinschalung bis zu einer Gesamttiefe von ca. 5.740 m vornehmen. Diese Tiefe konnte mit nur drei Bohrspitzen, davon eine im vertikalen, eine im Kurven- und eine im seitlichen Abschnitt, umgesetzt werden. Außerdem war die durchschnittliche Durchdringungsrate zu 15 Prozent schneller als beim besten Ausläufer-Feld, was zu einer Kosteneinsparung für die Bohrung von 100.000 USD führte.

Auf US-amerikanischem Boden setzte M-I SWACO mit RHE-USE* chemisch verbesserte Technologie für Noble Energy ein, um Feststoffe mit geringem Gewicht aus nichtwässrigen Bohrfluiden zu entfernen, die bei Bohrungen im Nordost-Becken verwendet werden. Infolge der Nutzung der RHE-USE-Technologie konnte der Kunde die Nutzung von Grundöl und Baryt senken, Vorrichtungen für den Transfer von Feststoffen bei der Bohrung unnötig machen, und Schlamm- und Transportkosten senken. Dies resultiert in Gesamteinsparungen von 200.000 USD im Vergleich zu konventionellen Fluid-Pads zur Feststoffkontrolle.

Im US-amerikanischen Teil des Golfs von Mexiko führte Well Services das Schlammentfernungsystsem auf stabiler Mikroemulsions-Ölbasis MudSCRUB-SX* bei einer Tiefseebohrung für einen großen Kunden vor der Küste Louisianas ein. Zu den Anwendungen des MudSCRUB-SX-Systems zählten die Platzierung eines Ppropfens in der 20-Zoll-Verschalung des Bohrloches und eines Ppropfens während einer 16-Zoll-Shoe-Squeeze-Aktion zur Isolierung einer schwachen Ausbohrformation. Die Kombination der proprietären Formulierung des MudSCRUB-SX-Systems und der Software von Well Services zur Ppropfenplatzierung resultierte in einer ausgezeichneten Bohrlochreinigung sowie reduzierter

Fluidkontamination. Diese optimalen Schlammergebnisse erlaubten es dem Kunden, die Kosten und Zeit einzusparen, die mit den Extra-Zusatzstoffen und mehreren Pumpphasen verbunden sind, wie sie üblicherweise bei traditionellen Schlammentfernung verwendet werden, sowie die potenzielle Reparaturzeit im Zusammenhang mit nachfolgenden Zementierungsaktivitäten zu verkürzen.

In Polen wurde die steuerbare Drehsteuertechnologie mit hoher Absetzgeschwindigkeit PowerDrive Archer für Bohren und Messungen für BNK Petroleum bei der horizontalen Bohrung Gapowo B-1 verwendet, um in den Schiefergebieten des Untersilur und Ordovizium mit Überdruck zu bohren. Die Technologie PowerDrive Archer machte es möglich, dass die Bohrung nach Plan durchgeführt werden konnte, sodass Herausforderungen bewältigt werden konnten, die sich beim Erreichen der notwendigen Absetzgeschwindigkeit mit konventionellen Bohrmethoden stellen. Bei derselben Bohrung wurde das steuerbare Rotationssystem PowerDrive X6* eingesetzt, um den bisher längsten seitlichen Abschnitt in einem einzigen Durchgang bei einer Schiefergasbohrung in Polen zu bohren. Außerdem bestätigten Echtzeit-Gammastrahlenbilder des Service geoVISION* für Bildgebung mit gleichzeitigem Bohren die Formationsstruktur beim seitlichen Abschnitt, sodass das Bohrloch innerhalb der angestrebten Zonen gesteuert und gewartet werden konnte, um den Kontakt mit dem Schieferreservoir zu maximieren.

Production Group

Der Umsatz im ersten Quartal sank mit 4,12 Mrd. USD gegenüber dem Vorquartal um 2 Prozent, stieg im Jahresvergleich jedoch um 10 Prozent. Der sequenzielle Rückgang ist hauptsächlich auf geringere Produktumsätze bei Completions und Artificial Lift im Anschluss an die Spitzenwerte zum Jahresende zurückzuführen. Die Druckpumpentechnologien von Well Services lagen aufgrund gestiegener Serviceintensität auf US-amerikanischem Boden trotz schwerer Störungen durch das Winterklima und der Preise der Vertragsübernahme höher. Die Umsätze bei Well Services legten außerdem aufgrund der Aktivitätsspitze im Winter im Westen Kanadas zu.

Im Jahresvergleich stiegen die Umsätze um 357 Mio. USD. Angeführt wurden sie durch ein zweistelliges Wachstum bei Druckpumpentechnologien von Well Services in Nordamerika. Die SPM-Umsätze stiegen um mehr als 50 Prozent, da Projekte in Lateinamerika weiterhin den Arbeitsplänen vorausseilten.

Die Betriebseinnahmen vor Steuern waren mit 737 Mio. USD rund 1 Prozent höher als im Vorquartal und lagen 33 Prozent über dem Vorjahr. Die Umsatzrendite vor Steuern von 17,9 Prozent stieg gegenüber dem Vorquartal um 60 bps, aufgrund verbesserter Profitabilität für Well Services und Well Intervention Technologies, sowohl auf nordamerikanischem Boden als auch in den internationalen Gebieten. Diese Verbesserung erfolgte aufgrund von Spaltenaktivitäten im Westen Kanadas sowie von Betriebseffizienzen auf US-amerikanischem Boden, obwohl diese durch fortwährende Preisschwäche auf US-amerikanischem Boden gebremst wurden.

Im Jahresvergleich stieg die Umsatzrendite vor Steuern um 313 bps hauptsächlich durch verbesserte Kosteneffizienz und Umsätze mit neuen Technologien bei Well Services und Completions, obwohl die Auswirkungen hiervon teilweise durch die Preise der Vertragsübernahme aufgewogen wurden.

Das erste Quartal wurde von zahlreichen Höhepunkten bei technischen Innovationen, Integrationen, Verfahrenseffizienz und Zuverlässigkeit in der gesamten Production Group geprägt.

Im Westen von Texas wurde eine Kombination von Schlumberger-Technologien für Clayton Williams verwendet, um die Stimulation von Bohrungen in deren Schiefergebiet Upper Wolfcamp zu optimieren. Die Software für reservoirzentriertes Stimulationsdesign Mangrove* von Well Services mit den Aufzeichnungsservices Wireline ThruBit* mit spektraler Gammastrahlung machte es möglich, dass die 30-tägigen Spitzen-Förderungsraten bei den neuen Bohrlöchern im Vergleich zu vorher hier abgeschlossenen Bohrungen um mehr als 100 Prozent gesteigert werden konnten. Clayton Williams schreibt die Förderungsverbesserung dem Mangrove-Workflow sowie den qualitativ hochwertigen aufgezeichneten Daten von offenen Bohrlöchern zu, die in den seitlichen Abschnitten gewonnen wurden.

In China wurde die Flow-Kanal-Fracturing-Technologie Well Services HiWAY* für die PetroChina Changqing Oil Company bei zwei vertikalen Pilotbohrungen im Sulige-Gasfeld im Ordos-Becken genutzt. Früher haben im engen und von Unterdruck geprägten Reservoirs des Ölfelds getätigte Bohrungen nur eine marginale Förderung erbracht. Infolge des HiWAY-Einsatzes überschritt die Anfangsförderung jeder Bohrung die Durchschnittsförderung vertikaler Ausläufer-Bohrungen um einen Faktor von dreieinhalb. Sie entsprach der Durchschnittsförderung horizontaler Ausläufer-Bohrungen. Die Anwendung der Technologie HiWAY ermöglichte dem Kunden die mit einer reduzierten Nutzung von Wasser und Stützmitteln verbundenen Einsparungen sowie eine erhöhte Machbarkeit bei marginalen Zielen, die mit konventionellen Fracturing-Bearbeitungen nicht möglich sind.

In China wurde die Fasertechnologie zur Fluidableitung Well Services StimMORE* für die CNPC Tarim

Oilfield Company beim Fracking bei Bohrlöchern mit extrem hohem Druck und hohen Temperaturen im Kuche-Feld im Tarim-Becken genutzt. Ein integrierter Ansatz, der aus Reservoir-Verständnis in Verbindung mit der Nutzung der Umleitungstechnologie StimMORE bestand, trug zur Maximierung des Kontakts mit der Fracking-Oberfläche mit Reservoir und Bohrloch bei. Insgesamt wurden acht Bohrlöcher erfolgreich mit der StimMORE-Technologie bearbeitet, und die durchschnittlichen Bohrförderungsraten nach dem Verfahren waren um 60 Prozent höher als die durchschnittlichen mit konventionellen Methoden im selben Feld stimulierten Ausläufer-Bohrlöcher.

In Kasachstan schloss Well Services die erste zehnphasige Stimulationskampagne bei einer horizontalen Bohrung im Karachaganak-Feld für die Karachaganak Petroleum Operating B.V. ab. Teil der Aktivität waren fünf Säure-Fracking- und fünf Matrixsäuerungs-Behandlungen in einem natürlicherweise frakturierten Karbonat. Dies wurde innerhalb von 28 Tagen durchgeführt, was mehr als doppelt so schnell ist als frühere Kampagnen bei ähnlichen Bohrungen im gleichen Feld. Außerdem ergaben die erste Reinigung nach der Stimulation und der Bohrloch-Flowback, dass diese unter insgesamt 90 produzierenden Bohrlöchern im oberen Viertel lagen.

Im US-amerikanischen Golf von Mexiko setzte Well Intervention die digitalen LIVE*-Slickline-Services bei einem Zonenisolierungs- und Fertigstellungsprozess für Walter Oil & Gas ohne Bohrvorrichtung ein. Die LIVE-Services kombinierten Echtzeit-Korrelations- und Perforationskapazitäten mit einer effizienten, leichten, kleineren Lösung, um eine erfolgreiche Intervention innerhalb der Beschränkungen des Kran- und Deckraumes der Plattform durchzuführen.

Ebenfalls im US-amerikanischen Teil des Golfs von Mexiko wurde die Technologie für verlorenes Kreislaufmaterial Well Services PressureNET* zum ersten Mal in eine gewichtete Distanzflüssigkeit integriert und pumpte vor einem Zementsystems mit der modernen CemNET*-Fasertechnologie, um Verluste zu kontrollieren und gleichzeitig das Förderungsrohr in einem Bohrloch einzustellen. Diese Kombination von Technologien von Well Services bot zuverlässige Zementabdeckung in allen entscheidenden Zonen, und ein potenzieller Betrag von 2,7 Mrd. USD für Reparaturarbeiten für den Tiefseekunden konnte umgangen werden.

In Australien wurde ein Vertrag in Höhe von 40 Mio. USD von INPEX an Schlumberger Completions vergeben. Der Vertrag beinhaltet den oberen und mittleren Abschluss der ersten 20 Bohrungen in Phase I der kommenden Ichthys-Erschließung. Zum Projektbereich gehören Gasbohrungen für hohe Förderraten, die topmoderne Durchführungen mit hochlegierten Rohren für große Bohrlöcher erfordern.

In Brasilien wurde Schlumberger Artificial Lift von Petrobras ein leistungsbasierter Vertrag im Wert von etwa 50 Mio. USD verliehen, um elektrische Tauchmotorpumpen in sechs Unterseebohrlöchern im Offshore-Ölfeld Parque Das Baleias zu liefern, zu installieren und zu kontrollieren. Der Fünfjahresvertrag basierte auf der Erfolgsgeschichte von Schlumberger bei der Bereitstellung der äußerst zuverlässigen elektrischen Tauchmotorpumpentechnologie REDA Maximus* in den äußerst anspruchsvollen Tiefsee- und Ultratiefseegebieten Brasiliens.

Finanzübersicht

Zusammengefasste konsolidierte Gewinn- und Verlustrechnung (Angaben in Mio., außer Angaben je Aktie)

Dreimonatszeitraum
Zeiträume bis zum 31. März 2014 2013

Umsatz \$ 11.239 \$ 10.570
Zinsen und sonstiges Einkommen, netto 76 33
Ausgaben
Umsatzkosten 8.745 8.409
Forschung und Engineering 284 292
Vertriebsgemeinkosten 106 95
Wertminderungen und Sonstiges(1) - 92
Zinsen 103 98
Ertrag vor Steuern 2.077 1.617
Ertragsteuer(1) 469 406
Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit 1.608 1.211
Erträge aus nicht fortgeführter Geschäftstätigkeit - 56
Nettoertrag 1.608 1.267
Nettogewinn aus Minderheitsbeteiligungen 16 8

Auf Schlumberger entfallender Nettogewinn \$ 1.592 \$ 1.259

Auf Schlumberger entfallende Beträge sind wie folgt zuzuordnen:
Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit(1) \$ 1.592 \$ 1.203
Erträge aus nicht fortgeführter Geschäftstätigkeit - 56
Nettoertrag \$ 1.592 \$ 1.259

Verwässerter Gewinn je Aktie von Schlumberger
Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit(1) \$ 1,21 \$ 0,90
Erträge aus nicht fortgeführter Geschäftstätigkeit - 0,04
Nettoertrag \$ 1,21 \$ 0,94

Mittelwert der im Umlauf befindlichen Aktien 1.306 1.330
Mittelwert der im Umlauf befindlichen Aktien mit angenommener Verwässerung 1.318 1.340

In Ausgaben enthaltene Wertminderungen und Abschreibungen(2) \$ 932 \$ 896

(1) Eine Einzelaufstellung der Belastungen und Gutschriften finden Sie auf Seite 13.

(2) Einschließlich Aufwendungen für seismische Multiclient-Daten

Zusammengefasste konsolidierte Bilanz (Angaben in Mio.)

31. März 31. Dez.

Gesamtvermögen 2014 2013

Umlaufvermögen

Barmittel und kurzfristige Kapitalanlagen \$ 7.078 \$ 8.370

Forderungen 11.680 11.497

Sonstiges Umlaufvermögen 6.595 6.358

25.353 26.225

Bis zur Fälligkeit gehaltene festverzinsliche Kapitalanlagen 358 363

Anlagevermögen 15.114 15.096

Seismische Multiclient-Daten 696 667

Firmenwert (Goodwill) 14.832 14.706

Sonstige immaterielle Vermögenswerte 4.713 4.709

Sonstige Vermögenswerte 5.651 5.334

\$ 66.717 \$ 67.100

Passiva

Kurzfristige Verbindlichkeiten

Laufende Verbindlichkeiten und Rückstellungen \$ 8.272 \$ 8.837

Geschätzte Verbindlichkeiten für Ertragsteuer 1.731 1.490

Kurzfristige Kredite und kurzfristiger Anteil

an langfristigen Verbindlichkeiten 1.369 2.783

Auszuschüttende Dividenden 527 415

11.899 13.525

Langfristige Schulden 11.120 10.393

Pensionsnebenleistungen 663 670

Latente Steuern 1.708 1.708

Sonstige Verbindlichkeiten 1.147 1.169

26.537 27.465

Eigenkapital 40.180 39.635

\$ 66.717 \$ 67.100

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. Details der Änderungen bei Nettoverbindlichkeiten für das erste Quartal:

(Angaben in Mio.)

Dreimonatszeitraum 2014

Nettoverbindlichkeiten zum 1. Januar 2014

\$

(4.443)

Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit 1.592
Wertminderungen und Abschreibungen 932
Pensionsleistungen und andere Aufwendungen für Pensionsnebenleistungen 86
Aufwendungen für aktienbasierte Vergütungen 77
Pensionsleistungen und andere Mittel für Pensionsnebenleistungen (72)
Betriebskapitalerhöhung (870)
Kapitalaufwendungen (864)
Kapitalisierte seismische Multiclient-Daten (82)
Ausgeschüttete Dividenden (410)
Erträge aus Mitarbeiterbeteiligungsprogrammen 280
Aktienrückkaufprogramm (899)
Firmenakquisitionen und Investitionen, abzüglich erworbener Barmittel und Verbindlichkeiten (239)
Sonstige (121)
Währungseffekte auf Nettoverbindlichkeiten (20)
Nettoverbindlichkeiten zum 31. März 2014

\$

(5.053)

31. März 31. Dez.

Bestandteile der Nettoverbindlichkeiten 2014 2013
Barmittel und kurzfristige Kapitalanlagen \$ 7.078 \$ 8.370
Bis zur Fälligkeit gehaltene festverzinsliche Kapitalanlagen 358 363
Kurzfristige Kredite und kurzfristiger Anteil an langfristigen Verbindlichkeiten (1.369) (2.783)
Langfristige Schulden (11.120) (10.393)

\$

(5.053)

\$ (4.443)

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 ersten 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 Mio., außer Angaben je Aktie)

Viertes Quartal 2013

Minderheits- Verwässert

Vor Steuern Steuer Zinsen Netto Gewinn je Aktie Aufschlüsselung in Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit von Schlumberger,
wie ausgewiesen \$ 2.170 \$ 487 \$ 19 \$ 1.664 \$ 1,26
Rückstellungen für Forderungen 152 30 - 122 0,09 Umsatzkosten
Erträge aus laufender Geschäftstätigkeit von Schlumberger,
unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften \$ 2.322 \$ 517 \$ 19 \$ 1.786 \$ 1,35

Erstes Quartal 2013

Minderheits- Verwässert

Vor Steuern Steuer Zinsen Netto Gewinn je Aktie Aufschlüsselung in Gewinn- und Verlustrechnung
Erträge aus laufender 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 laufender Geschäftstätigkeit von Schlumberger,
unter Ausschluss von Belastungen und Gutschriften \$ 1.710 \$ 406 \$ 9 \$ 1.295 \$ 0,97

Im ersten Quartal 2014 sind weder Belastungen noch Gutschriften auszuweisen.

Produktgruppen

(Angaben in Mio.)

Dreimonatszeitraum bis

31. März 2014 31. Dez. 2013 31. Mär. 2013

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Oilfield Services

Reservoir Characterization – Reservoircharakterisierung \$ 2.852 \$ 779 \$ 3.306 \$ 1.031 \$ 2.801 \$ 729

Drilling – Bohren 4.331 881 4.440 880 4.062 725

Production – Förderung 4.116 737 4.219 730 3.759 555

Ausbuchungen und Sonstiges (60) (29) (59) (37) (52) (44)

11.239 2.368 11.906 2.604 10.570 1.965

Konzern und Sonstiges - (201) - (197) - (169)

Zinserträge(1) - 7 - 7 - 6

Zinsaufwendungen(1) - (97) - (92) - (93)

Belastungen und Gutschriften - - - (152) - (92)

\$ 11.239 \$ 2.077 \$ 11.906 \$ 2.170 \$ 10.570 \$ 1.617

Geographische Regionen (Angaben in Mio.)

Dreimonatszeitraum bis

31. März 2014 31. Dez. 2013 31. Mär. 2013

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Umsatz

Gewinn

vor

Steuern

Oilfield Services

Nordamerika \$ 3.684 \$ 683 \$ 3.649 \$ 716 \$ 3.290 \$ 627

Lateinamerika 1.758 371 2.003 425 1.904 371

Europa/GUS/Afrika 2.881 585 3.225 726 2.863 509

Mittlerer Osten und Asien 2.845 749 2.923 766 2.394 547

Ausbuchungen und Sonstiges 71 (20) 106 (29) 119 (89)

11.239 2.368 11.906 2.604 10.570 1.965

Konzern und Sonstiges - (201) - (197) - (169)

Zinserträge(1) - 7 - 7 - 6

Zinsaufwendungen(1) - (97) - (92) - (93)

Belastungen und Gutschriften - - - (152) - (92)

\$ 11.239 \$ 2.077 \$ 11.906 \$ 2.170 \$ 10.570 \$ 1.617

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

Über Schlumberger

Schlumberger ist der weltweit führende Anbieter von Lösungen in den Bereichen Technologie, integriertes Projektmanagement und Informationen für Kunden aus der Erdöl- und Erdgasindustrie auf der ganzen Welt. Mit 123.000 Mitarbeitern mit über 140 verschiedenen Nationalitäten, die in mehr als 85 Ländern tätig sind, bietet Schlumberger die branchenweit umfassendste Produkt- und Dienstleistungspalette von der Erkundung bis hin zur Förderung.

Schlumberger Limited hat seine Hauptniederlassungen in Paris, Houston und Den Haag und wies 2013 einen Umsatz aus laufender Geschäftstätigkeit in Höhe von 45,27 Mrd. USD aus. Weitere Informationen finden Sie auf 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 arbeiten an einem Forschungsprojekt zur Entwicklung der LWD-Technologie zusammen. Bei den Dienstleistungen EcoScope und NeoScope kommt eine Technologie zum Einsatz, die ein Ergebnis dieser Zusammenarbeit ist.

Anmerkungen

Schlumberger veranstaltet am Donnerstag, den 17. April 2014 eine Telefonkonferenz zur Besprechung der obigen Bekanntgabe und der Geschäftsprognosen. Die Telefonkonferenz beginnt um 7.00 Uhr US Central Time (CT), d. h. um 8.00 Uhr Eastern Time (ET) oder 14.00 Uhr (MEZ). Um an dieser öffentlich zugänglichen Konferenz teilzunehmen, rufen Sie bitte ungefähr zehn Minuten vor Beginn die Konferenzzentrale an. Diese erreichen Sie entweder unter +1-866-269-9609 für Anrufe aus Nordamerika oder +1-612-332-0923 für Anrufer außerhalb Nordamerikas. Fragen Sie nach dem „Schlumberger Earnings Conference Call“. Nach dem Ende der Telefonkonferenz steht Ihnen bis zum 17. Mai 2014 eine Wiederholung zur Verfügung. Wählen Sie dazu bitte +1-800-475-6701 für Anrufe aus Nordamerika oder +1-320-365-3844 für Anrufer außerhalb Nordamerikas, und geben Sie den Zugangscode 316978 ein.

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

Zusätzliche Informationen in Form eines Frage-Antwort-Dokuments zu dieser Pressemitteilung sowie Finanzaufstellungen sind auf 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. Gleiches Sie deshalb Übersetzungen mit der originalen Sprachversion der Veröffentlichung ab.

Kontakte

Schlumberger Limited
Simon Farrant – Vice President Anlegerpflege
Joy V. Domingo – Leiterin Anlegerpflege
Büro +1 (713) 375-3535
investor-relations@slb.com

Dieser Artikel stammt von Rohstoff-Welt.de

Die URL für diesen Artikel lautet:

<https://www.rohstoff-welt.de/news/48542-Schlumberger-Ltd.-gibt-Ergebnisse-das-1.Quartal-2014-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 Webseite-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 [Datenschutzrichtlinen](#).