



**TECNICAS REUNIDAS**

**RESULTADOS PRIMER TRIMESTRE  
Enero – Marzo 2014**

**ÍNDICE:**

- 1. Principales magnitudes**
  - 2. Cartera**
  - 3. Cuenta de resultados consolidada**
  - 4. Balance consolidado**
- ANEXO: Comunicaciones a la CNMV**

## 1. PRINCIPALES MAGNITUDES

PRINCIPALES MAGNITUDES <i>Enero - Marzo</i>	1T 2014 € millones	1T 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
Cartera*	6.242	6.616	-5,7%	6.377
Ingresos ordinarios	728	691	5,4%	2.846
EBITDA	40	40	0,0%	157
<i>Margen</i>	5,5%	5,8%		5,5%
EBIT	37	38	-1,7%	148
<i>Margen</i>	5,1%	5,5%		5,2%
Beneficio neto	32	35	-7,4%	128
<i>Margen</i>	4,4%	5,0%		4,5%
Posición Neta de Tesorería	532	728	-26,9%	629

\* La cartera del año a la fecha actual asciende a € 7.465 millones, calculada como la cartera de 1T 2014 más la adjudicación del proyecto de IGCC en Jazan.

### € 1.755 MILLONES DE ADJUDICACIONES A LA FECHA ACTUAL

- La cartera del primer trimestre alcanzó € 6.242 millones. Los principales proyectos añadidos durante 1T 2014 fueron: el proyecto de refino para North West Redwater en Canadá y la planta de generación de energía para Ashuganj Power Company en Bangladesh. La compañía incluirá una nueva adjudicación en la cartera del 2T 2014: el conjunto de instalaciones auxiliares y áreas comunes del proyecto IGCC de Jazan para Saudi Aramco. La cifra de adjudicaciones a la fecha actual asciende a € 1.755 millones.
- Las ventas de 1T 2014 aumentaron un 5% llegando a € 728 millones, comparadas con unas ventas de € 691 millones en 1T 2013.
- El EBITDA y el EBIT fueron € 40 millones y € 37 millones respectivamente, sin apenas variaciones respecto al año anterior. El beneficio neto alcanzó € 32 millones en 1T 2014, comparado con € 35 millones en 1T 2013.
- A 31 de marzo de 2014, la posición de caja neta de la compañía se situó en € 532 millones, inferior al nivel alcanzado en diciembre 2013, al no haberse recibido ningún anticipo significativo en el trimestre. En enero la compañía pagó € 35,8 millones en concepto de dividendo ordinario.

## 2. CARTERA

	Proyecto	País	Cliente	Entrega Estimada
Refino y Petroquímica	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Refinería Star	Turquía	SOCAR	2017
	Refinería Jazan	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2017
	Refinería Talara*	Peru	Petroperu	2017
	Refinería Amberes	Bélgica	Total	2016
	Unidades de refino Cochabamba y Santa Cruz	Bolivia	YPFB Refinación SA	2016
	Refinería Volgograd	Rusia	Lukoil	2015
	Sadara	Arabia Saudita	Saudi Aramco/Dow Chemical	2015
	Kemya	Arabia Saudita	Sabic/Exxon Mobil	2015
	Proyecto NAT	Australia	Yara Int./Orica Lim./Apache Corp.	2015
	Petrokemya	Arabia Saudita	Sabic	2014
	Complejo químico Paracas*	Peru	Nitratos del Peru	2014
	Refinería Yanbu	Arabia Saudita	Saudi Aramco	2014
	Refinería Izmit	Turquía	Tüpras	2014
	Refinería Normandía	Francia	Total	2014
Khabarovsk	Rusia	OC Alliance	2014	
Refinería Al Jubail **	Arabia Saudita	SATORP	-	
Upstream y Gas	Arenas bituminosas	Canada	Canadian Natural Resources	2016
	Offshore Perla	Venezuela	Repsol/Eni	2016
	Campo de gas Touat	Argelia	GDF Suez / Sonatrach	2016
	Campo Margarita II	Bolivia	Repsol/British Gas/Pan American Energy	2015
	Gran Chaco	Bolivia	YPFB	2014
	Shah	Emiratos Árabes Unidos	ADNOC	2014
	Tanque GNL Mejillones	Chile	Codelco/GDF Suez	2014
	Terminal GNL Zhuhai**	China	Guangdong Zhuhai Golden Bay LNG	-
SAS**	Emiratos Árabes Unidos	ADCO	-	
Energía	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
	Manifa**	Arabia Saudita	Saudi Aramco	-
I & I	Desaladora Southern Sea Water fase 2	Australia	Water Corporation	2014

\* Proyectos en ejecución en fase "open book"

\*\* Proyecto en fase de comisionado o realizando servicios de puesta en funcionamiento de la planta

### **Cartera a 31 de Marzo de 2014**

A finales de marzo de 2014, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas (TR) ascendió a € 6.242 millones, una caída del 6% comparada con la cartera de finales de marzo de 2013.

A 31 de marzo de 2014, el 19% de la cartera estaba representado por proyectos que se encuentran en fase de "libros abiertos" (Open Book Estimate, OBE) y que están pendientes de ser convertidos.

En el primer trimestre de 2014, la compañía registró una cifra de adjudicaciones de € 532 millones que incluye los siguientes proyectos:

- North West Redwater Partnership adjudicó a TR un contrato llave en mano de CAD 580 millones para la ejecución de las unidades de recuperación de ligeros y de azufre, integradas en la primera fase de la Refinería North West Redwater Sturgeon en Alberta, Canadá. North West Redwater Partnership es el resultado de la unión entre las empresas Canadian Natural Resources Limited y North West Upgrading Inc., con una participación del 50% cada una.

El alcance del proyecto incluye la ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha, hasta la terminación mecánica de la unidad de recuperación de ligeros y la planta de azufre, que forman parte de la primera fase de la refinería de bitumen.

La refinería tiene una capacidad de procesamiento de aproximadamente 78.000 barriles por día de una mezcla de bitumen sintético diluido, para transformarlo en productos de alto valor como nafta dulce estabilizada, diésel de muy baja concentración de azufre, gasoil bajo en azufre, gas licuado de petróleo, hidrógeno y dióxido de carbono de alta pureza.

- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) seleccionó a TR, como líder del consorcio junto a TSK, para la ingeniería, compra de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de una nueva planta de generación de electricidad en Ashuganj, Bangladesh. El contrato fue adjudicado bajo la modalidad llave en mano por un valor aproximado de USD 300 millones.

El objetivo del proyecto es la construcción de una nueva instalación de ciclo combinado en base a gas natural, para producir energía eléctrica que será exportada a la red de distribución local.

El ciclo combinado consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor, así como de todos sus sistemas auxiliares. La capacidad de generación de la planta será de 380 MW.

De manera adicional, en 1T 2014 la compañía también ha recibido otros proyectos de menor tamaño pero con gran valor, como el proyecto de ingeniería y diseño FEED (Front End Engineering and Design) adjudicado por Apache Nitrogen Products para construir diferentes plantas químicas en su complejo de Arizona, EEUU. TR, como líder del consorcio, diseñará junto con Linde la expansión del complejo Apache Nitrogen, que incluye las siguientes unidades: amoniaco, urea, ácido nítrico, nitrato de amonio y otros fertilizantes, así como los servicios auxiliares. El objetivo del proyecto es la producción de fertilizantes y explosivos a partir de gas metano.

Desde el cierre de 1T 2014, la compañía ha recibido la adjudicación de otro proyecto relevante que será incluido en la cartera del 2T 2014:

- Saudi Aramco seleccionó a TR para la ejecución de el proyecto de instalaciones auxiliares y áreas comunes (Utilities & Common Area) dentro del complejo GICC de Jazan (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado), localizada en la provincia de Jazan, una región al suroeste de Arabia Saudí.

El complejo GICC de Jazan, convertirá en gas de síntesis el residuo de vacío obtenido de la refinería adyacente. Este complejo será la planta de gasificación de este tipo más grande del mundo.

El alcance del proyecto adjudicado como contrato llave en mano, incluye los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos, construcción, precomisionado y soporte a la puesta en marcha de las unidades. El contrato tiene un valor aproximado de USD 1.700 millones y las instalaciones entrarán en funcionamiento en 2017.

La unidad de gasificación tendrá una capacidad de 2.110.000 Nm<sup>3</sup>/h de gas de síntesis, que será utilizado para producir hidrogeno purificado para la refinería, así como para producir electricidad y otros servicios de refinería. La capacidad eléctrica de la planta será de aproximadamente 2.400 MW los cuales serán en gran parte exportados a la red nacional.

### 3. CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA

CUENTA DE RESULTADOS CONSOLIDADA Enero - Marzo	1T 2014 € millones	1T 2013 € millones	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>728,4</b>	<b>690,9</b>	<b>5,4%</b>	<b>2.846,1</b>
Otros ingresos	0,9	2,9		7,7
<b>Ingresos totales</b>	<b>729,2</b>	<b>693,7</b>	<b>5,1%</b>	<b>2.853,8</b>
Aprovisionamientos	-447,6	-408,4		-1.945,6
Costes de Personal	-121,9	-107,8		-439,1
Otros gastos de explotación	-119,7	-137,5		-311,8
<b>EBITDA</b>	<b>40,0</b>	<b>40,0</b>	<b>0,0%</b>	<b>157,3</b>
Amortización	-2,8	-2,1		-9,2
<b>EBIT</b>	<b>37,2</b>	<b>37,8</b>	<b>-1,7%</b>	<b>148,0</b>
Resultado financiero	1,3	2,5		5,3
Resultado por puesta en equivalencia	-0,1	0,1		-2,8
<b>Beneficio antes de impuestos</b>	<b>38,4</b>	<b>40,4</b>	<b>-5,2%</b>	<b>150,5</b>
Impuesto sobre las ganancias	-6,1	-5,6		-22,0
<b>Beneficio del Ejercicio</b>	<b>32,3</b>	<b>34,8</b>	<b>-7,4%</b>	<b>128,5</b>

#### 3.1 INGRESOS ORDINARIOS

DESGLOSE DE INGRESOS Enero - Marzo	1T 2014 € millones	%	1T 2013 € millones	%	Var. %	Año 2013 € millones
<b>Petróleo y Gas</b>	694,8	95,4%	622,1	90,0%	11,7%	2.613,8
<b>Generación de Energía</b>	13,8	1,9%	23,5	3,4%	-41,5%	79,1
<b>Infraestructuras e Industrias</b>	19,8	2,7%	45,2	6,5%	-56,3%	153,2
<b>Ingresos Ordinarios (Ventas)</b>	<b>728,4</b>	<b>100%</b>	<b>690,9</b>	<b>100%</b>	<b>5,4%</b>	<b>2.846,1</b>

En 1T 2014, las ventas netas crecieron un 5,4% hasta € 728,4 millones, comparado con unas ventas netas de € 690,9 millones de 1T 2013.

Petróleo y Gas: los ingresos de esta división crecieron un 11,7% y alcanzaron los € 694,8 millones. Las ventas de petróleo y gas representaron el 95% del conjunto de las ventas. La división de Refino y Petroquímica se mantiene como la división que más contribuyó a las ventas totales.

- Refino y Petroquímica: Los proyectos que más contribuyeron a las ventas fueron: Izmit para Tüpras (Turquía), TAN para Yara/Orica/Apache (Australia), tres proyectos en Sadara para Dow Chemical/ Saudi Aramco (Arabia Saudita), Kemya para Sabic / Exxon Mobil (Arabia Saudita), Petrokemya para Sabic (Arabia Saudita), Volgogrado para Lukoil (Rusia) y Optara para Total (Bélgica).
- Producción y Gas Natural: Los principales proyectos en términos de contribución a ventas fueron el proyecto de arenas bituminosas para CNR (Canadá), el proyecto de Gran Chaco para YPF (Bolivia) y el proyecto de Shah para ADCO (Abu Dhabi).

Generación de Energía: Las ventas de la división de energía descendieron desde € 23,5 millones en 1T 2013, hasta € 13,8 millones en 1T 2014, como consecuencia del retraso en las adjudicaciones de nuevos proyectos.

Infraestructuras e Industrias: En 1T 2014, las ventas se redujeron en un 56,3% hasta € 19,8 millones, comparadas con € 45,2 millones en 1T 2013. La desalación es el principal contribuyente a las ventas de esta división.

### 3.2 BENEFICIO OPERATIVO

<b>MARGEN OPERATIVO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>EBITDA</b>	40,0	40,0	0,0%	157,3
<i>Margen</i>	5,5%	5,8%		5,5%
<b>EBIT</b>	37,2	37,8	-1,7%	148,0
<i>Margen</i>	5,1%	5,5%		5,2%

<b>DESGLOSE EBIT</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
<b>Beneficio Operativo de las Divisiones</b>	54,0	54,1	-0,3%	215,3
<b>Costes no asignados a Divisiones</b>	-16,8	-16,3	3,1%	-67,2
<b>Beneficio de explotación (EBIT)</b>	<b>37,2</b>	<b>37,8</b>	<b>-1,7%</b>	<b>148,0</b>

- En 1T 2014, EBITDA y EBIT fueron € 40,0 millones y € 37,2 millones respectivamente, sin apenas variaciones respecto al año anterior.
- Los márgenes EBITDA y EBIT descendieron hasta 5,5% y 5,1% respectivamente, como resultado de la menor contribución de los proyectos de Jubail.

### 3.3 BENEFICIO NETO

<b>BENEFICIO NETO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Var.</b> %	<b>Año 2013</b> € millones
Beneficio neto después de impuestos	32,3	34,8	-7,4%	128,5
<i>Margen neto</i>	4,4%	5,0%		4,5%

<b>RESULTADO FINANCIERO</b> Enero - Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Resultado financiero*	1,6	1,9	7,1
Ganancias/ pérdidas moneda extranjera	-0,3	0,6	-1,8
<b>Resultado financiero neto</b>	<b>1,3</b>	<b>2,5</b>	<b>5,3</b>

\* Ingresos financieros menos gastos financieros

En 1T 2014, el beneficio neto fue de € 32,3 millones, un 7,4% inferior al beneficio neto de 1T 2013, como resultado de:

- Menor resultado financiero neto: El resultado financiero retrocedió desde € 2,5 millones en 1T 2013, hasta € 1,3 millones en 1T 2014, debido al impacto negativo de las pérdidas de transacciones en moneda extranjera.
- Mayor tasa impositiva: en 1T 2014 la compañía pagó unos gastos por impuestos de € 6,1 millones, comparado con € 5,6 millones en 1T 2013.



#### 4. BALANCE CONSOLIDADO

<b>BALANCE DE SITUACION CONSOLIDADO</b> 31 de Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
<b>ACTIVO</b>			
Inmovilizado material e inmaterial	113,8	105,8	112,8
Inversiones en asociadas	13,9	8,6	12,4
Impuestos diferidos	38,9	32,8	37,9
Otros activos no corrientes	13,8	25,1	11,1
<b>Activos no corrientes</b>	<b>180,4</b>	<b>172,3</b>	<b>174,1</b>
Existencias	24,7	26,2	24,3
Deudores	1.567,3	2.037,5	1.461,1
Otros activos corrientes	40,1	62,4	44,8
Efectivo y activos financieros	560,1	762,5	658,7
<b>Activos corrientes</b>	<b>2.192,2</b>	<b>2.888,6</b>	<b>2.188,8</b>
<b>TOTAL ACTIVOS</b>	<b>2.372,6</b>	<b>3.060,9</b>	<b>2.362,9</b>
<b>PASIVO</b>			
<b>Fondos propios</b>	<b>434,8</b>	<b>440,4</b>	<b>438,5</b>
<b>Pasivos no corrientes</b>	<b>48,7</b>	<b>48,3</b>	<b>54,6</b>
Deuda Financiera	27,0	32,3	25,9
Otros pasivos no corrientes	21,7	16,0	28,7
<b>Provisiones</b>	<b>21,7</b>	<b>23,5</b>	<b>29,6</b>
<b>Pasivos corrientes</b>			
Deuda Financiera	0,9	2,0	4,1
Proveedores y otras cuentas a pagar	1.740,8	2.428,4	1.729,8
Otros pasivos corrientes	125,8	118,3	106,3
<b>Total Pasivos</b>	<b>1.867,5</b>	<b>2.548,7</b>	<b>1.840,2</b>
<b>TOTAL FONDOS PROPIOS Y PASIVOS</b>	<b>2.372,6</b>	<b>3.060,9</b>	<b>2.362,9</b>

<b>FONDOS PROPIOS</b> 31 de Marzo	<b>1T 2014</b> € millones	<b>1T 2013</b> € millones	<b>Año 2013</b> € millones
Capital, ganancias acumuladas, resultado del ejercicio	503,2	494,9	548,1
Autocartera	-73,4	-73,4	-73,4
Reservas de cobertura	1,2	8,7	-4,4
Dividendo a cuenta	0,0	0,0	-35,8
Intereses minoritarios	3,8	10,2	4,0
<b>FONDOS PROPIOS</b>	<b>434,8</b>	<b>440,4</b>	<b>438,5</b>

<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>1T 2014</b>	<b>1T 2013</b>	<b>Año 2013</b>
<b>31 de Marzo</b>	<b>€ millones</b>	<b>€ millones</b>	<b>€ millones</b>
Activos corrientes menos efectivo y activos financieros	1.632,1	2.126,1	1.530,2
Pasivos corrientes menos deuda financiera	-1.866,6	-2.546,7	-1.836,1
<b>CAPITAL CIRCULANTE NETO</b>	<b>-234,4</b>	<b>-420,6</b>	<b>-306,0</b>
Activos financieros corrientes	63,1	60,5	67,9
Efectivo y otros medios líquidos	497,1	702,0	590,8
Deuda financiera	-27,9	-34,3	-30,0
<b>POSICION NETA DE TESORERÍA</b>	<b>532,2</b>	<b>728,2</b>	<b>628,6</b>
<b>Tesorería neta + capital circulante neto</b>	<b>297,8</b>	<b>307,6</b>	<b>322,7</b>

- Desde marzo de 2013 a marzo de 2014, los fondos propios de la compañía decrecieron en € 5,6 millones, como resultado del reparto de dividendos y de la reducción del valor de los fondos propios de algunas filiales por la devaluación de las divisas en que se expresan sus balances.
- A 31 de marzo de 2014, la posición neta de tesorería cerró en € 532,2 millones, menor que el nivel alcanzado en diciembre 2013, al no haberse recibido ningún anticipo significativo en el trimestre.
- En diciembre de 2013, el Consejo de Administración aprobó un dividendo ordinario de € 0,667, a cargo de los resultados de 2013 y que fue pagado el 16 de enero de 2014. En febrero, la compañía anunció un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2013, para ser pagado en julio 2014. En consecuencia, el dividendo total a ser pagado en 2014 a cargo de los resultados de 2013, será de € 75 millones lo que representa la misma cantidad en valor absoluto que los dividendos pagados en 2013.

## **ANEXO: COMUNICACIONES A LA CNMV HECHOS RELEVANTES Y OTRAS COMUNICACIONES**

En el primer trimestre de 2014, la compañía comunicó a la CNMV los siguientes hechos relevantes:

- North West Redwater Partnership adjudicó a Técnicas Reunidas un contrato llave en mano de CAD 580 millones para la ejecución de las unidades de recuperación de ligeros y de azufre, integradas en la primera fase de la refinería North West Redwater Sturgeon en Alberta, Canadá. North West Redwater Partnership es el resultado de la unión entre las empresas North West Upgrading Inc. y Canadian Natural Resources Limited, con una participación del 50% cada una.

El alcance del proyecto incluye la ingeniería, compras, construcción y puesta en marcha, hasta la terminación mecánica de la unidad de recuperación de ligeros y la planta de azufre, que forman parte de la primera fase de la refinería. La refinería de bitumen tendrá una capacidad de procesamiento de aproximadamente 78.000 barriles por día de una mezcla de bitumen sintético diluido para transformarlo en productos de alto valor (nafta dulce estabilizada, diésel de muy baja concentración de azufre, gasoil bajo en azufre, gas licuado de petróleo, hidrógeno y dióxido de carbono de alta pureza). El cliente utilizará procesos convencionales probados comercialmente para refinar el bitumen, tales como gasificación y un proceso de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, estableciendo un precedente internacional para el desarrollo sostenible.

El proyecto será ejecutado en Sturgeon County, a unos 45 km del noreste de Edmonton en el área industrial de Heartland, en Alberta. El área de Heartland se sitúa estratégicamente cerca de los oleoductos de bitumen de las tres mayores regiones de producción de arenas bituminosas (Athabasca, Cold Lake y Peace River). Se encuentra también muy próxima a las infraestructuras de distribución, lo que permite el acceso a Alberta, Norte América y los mercados mundiales.

TR está actualmente ejecutando otro proyecto en Canadá, bajo la modalidad llave en mano que incluye el diseño y la ingeniería de detalle, el aprovisionamiento de todos los equipos y materiales, la construcción y asistencia a la puesta en marcha de las instalaciones de las unidades de una mejoradora de arenas bituminosas al norte de Fort McMurray, en Alberta.

Este proyecto para North West Redwater Partnership, es la continuación del proceso de expansión de TR en el mundo y reforzará considerablemente la presencia y posicionamiento de la compañía en Canadá.

- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) seleccionó a TR, que lidera un consorcio junto a TSK, como contratista principal para la ingeniería, compra de equipos y materiales, construcción y puesta en marcha de una nueva planta de generación de electricidad en Ashuganj, Bangladesh. El contrato fue adjudicado bajo la modalidad llave en mano con un valor aproximado de USD 300 millones.

El objetivo del proyecto es la construcción de una nueva instalación de ciclo combinado en base a gas natural para producción de energía eléctrica, que será exportada a la red de distribución local. El ciclo combinado consta de una turbina de gas, una caldera de recuperación y una turbina de vapor así como de todos sus sistemas auxiliares. Generará una potencia neta de unos 380 MW en condiciones del emplazamiento, a 35°C y 98% de humedad.

El proyecto está financiado por el Banco Asiático de Desarrollo.

APSCL dispone ya de cerca de 1.000 MW instalados, a los cuales añadirá en unos 30 meses la potencia instalada de Asjuganj North. El concurso para la adjudicación de este proyecto fue iniciado por la empresa pública ASPCL a mediados de 2012, con participación de más de 15 empresas o consorcios participantes.

Ashuganj Power Station Company Ltd. es una compañía pública propiedad al 99% del Bangladesh Power Development Board, dependiente del Ministerio de Generación, Energía y Recursos Minerales de Bangladesh. Comenzó sus operaciones el 1 de Junio de 2003 y es la responsable de la generación de energía eléctrica en la región de Ashuganj, 100 km al noreste de la capital, Dacca.

- En febrero, la compañía comunicó a la CNMV que el Consejo de Administración decidió proponer en la Junta General de Accionistas un dividendo complementario de € 0,7285 por acción, a cargo de los resultados de 2013. El dividendo total de 2014 a cargo de los resultados 2013, será de € 75 millones.

También, desde el final del primer trimestre la compañía comunicó a la CNMV la siguiente adjudicación:

- Saudi Aramco, la empresa estatal de petróleo de Arabia Saudí, seleccionó a TR para la ejecución del contrato llave en mano del proyecto Utilities & Common Area dentro del complejo GICC (Gasificación Integrada en Ciclo Combinado) que será desarrollado en la provincia de Jazan, sudoeste de Arabia Saudí. El complejo GICC de Jazan, que será el más grande del mundo de este tipo, convertirá en gas de síntesis el residuo de vacío obtenido de la refinería adyacente, de 400.000 bpd de capacidad y en la que TR se encuentra ejecutando actualmente dos proyectos.

La unidad de gasificación tendrá una capacidad de 2.110.000 Nm<sup>3</sup>/h de gas de síntesis, que será utilizado para producir hidrógeno purificado para la refinería, así como para producir electricidad y otros servicios de refinería. La capacidad eléctrica de la planta será de aproximadamente 2.400 MW, los cuales serán en gran parte exportados a la red nacional.

El alcance del proyecto incluye la ejecución de las instalaciones de los servicios auxiliares de la planta GICC bajo un contrato llave en mano que comprende los servicios de ingeniería, aprovisionamiento de equipos, construcción, precomisionado y soporte a la puesta en marcha de las unidades.

El valor del contrato será de aproximadamente USD 1.700 millones y las instalaciones entrarán en operación en 2017. Este nuevo contrato es el segundo para la división de Energía de TR con Saudi Aramco, tras haber entregado satisfactoriamente la planta de cogeneración de Manifa.

La adjudicación de este contrato pone de manifiesto la inmejorable posición competitiva de TR en el mercado de Arabia Saudí y demuestra cómo se continúa afianzando la confianza adquirida por parte de uno de sus clientes más importantes, Saudi Aramco, con el que ha estado trabajando ininterrumpidamente desde 2003.

Saudi Aramco es la mayor empresa de petróleo del mundo, gestionando reservas probadas de más de 260.200 millones de barriles de capacidad y produciendo en torno a 10 millones de barriles de crudo al día. Con sede en Dhahran (Arabia Saudí), Saudi Aramco cuenta con subsidiarias y filiales en Arabia Saudí, China, Japón, India, Holanda, Corea del Sur, Singapur, Emiratos Árabes, Egipto, Reino Unido y EE.UU.



**TECNICAS REUNIDAS**

**FIRST QUARTER RESULTS  
January – March 2014**

**CONTENTS:**

- 1. Highlights**
  - 2. Backlog**
  - 3. Consolidated Income Statement**
  - 4. Consolidated Balance Sheet**
- ANNEX: Filings with CNMV**

## 1. HIGHLIGHTS

HIGHLIGHTS <i>January - March</i>	1Q 2014 € million	1Q 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
Backlog*	6,242	6,616	-5.7%	6,377
Net Revenues	728	691	5.4%	2,846
EBITDA	40	40	0.0%	157
<i>Margin</i>	5.5%	5.8%		5.5%
EBIT	37	38	-1.7%	148
<i>Margin</i>	5.1%	5.5%		5.2%
Net Profit	32	35	-7.4%	128
<i>Margin</i>	4.4%	5.0%		4.5%
Net cash position	532	728	-26.9%	629

\* YTD Backlog calculated as 1Q 2014 plus the award of Jazan IGCC project amounts to € 7,465 million.

### € 1,755 MILLION OF ORDER INTAKE YTD

- First quarter backlog amounted to € 6,242 million. Main projects added during the 1Q 2014 were: the refining project for North West Redwater in Canada and the power plant for Ashuganj Power Company in Bangladesh. The company will book a new award in the 2Q 2014 backlog: the Utilities & Common Area package of the Jazan IGCC project for Saudi Aramco. Order intake YTD amounts to € 1,755 million.
- 1Q 2014 revenues rose by 5% to € 728 million, compared to € 691 million revenues in 1Q 2013.
- EBITDA and EBIT were € 40 million and € 37 million respectively, with little movement from the year before. Net profit amounted to € 32 million in 1Q 2014, compared to € 35 million in 1Q 2013.
- As of March 31<sup>st</sup> 2014, the net cash position of the company stood at € 532 million, lower than the level of December 2013, as no major downpayments were received in the quarter. In January the company paid € 35.8 million as an interim dividend.

## 2. BACKLOG

	Project	Country	Client	Estimated Delivery
<b>Refining and Petrochemical</b>	Sturgeon refinery	Canada	North West Redwater Partnership	2017
	Star refinery	Turkey	SOCAR	2017
	Jazan refinery	Saudi Arabia	Saudi Aramco	2017
	Talara refinery*	Peru	Petroperu	2017
	Antwerp refinery	Belgium	Total	2016
	Refining units Cochabamba and Santa Cruz	Bolivia	YPFB Refinación S.A.	2016
	Volgograd refinery	Russia	Lukoil	2015
	Sadara	Saudi Arabia	Saudi Aramco/Dow Chemical	2015
	Kemya	Saudi Arabia	Sabic/Exxon Mobil	2015
	TAN project	Australia	Yara Int./Orica Lim./Apache Corp.	2015
	Petrokemya	Saudi Arabia	SABIC	2014
	Paracas chemical complex*	Peru	Nitratos del Peru	2014
	Yanbu refinery	Saudi Arabia	Saudi Aramco	2014
	Izmit refinery	Turkey	Tüpras	2014
	Normandy refinery	France	Total	2014
	Khabarovsk	Russia	OC Alliance	2014
Al Jubail refinery**	Saudi Arabia	SATORP	-	
<b>Upstream &amp; Gas</b>	Oil sands	Canada	Canadian Natural Resources	2016
	Perla Offshore	Venezuela	Repsol/Eni	2016
	Touat gas field	Algeria	GDF Suez / Sonatrach	2016
	Margarita field II	Bolivia	Repsol/British Gas/Pan American Energy	2015
	Gran Chaco	Bolivia	YPFB	2014
	Shah	United Arab Emirates	ADNOC	2014
	Mejillones LNG tank	Chile	Codelco/GDF Suez	2014
	Zhuhai LNG terminal**	China	Guangdong Zhuhai Golden Bay LNG	-
SAS**	United Arab Emirates	ADCO	-	
<b>I &amp; I Power</b>	Ashuganj	Bangladesh	Ashuganj Power Station Company	2016
	Manifa**	Saudi Arabia	Saudi Aramco	-
<b>I &amp; I</b>	Southern Sea Water Desalination Plant stage 2	Australia	Water Corporation	2014

\* Project in execution on an open book basis

\*\* Project in mechanical completion or carrying out services for the start up phase of the plant

### **Backlog as of March, 31<sup>st</sup> 2014**

At the end of March of 2014, Tecnicas Reunidas' (TR) backlog amounted to € 6,242 million, a 6% decrease compared to the backlog at the end of March 2013.

As of March 31<sup>st</sup> 2014, 19% of the backlog was represented by projects that remain on an Open Book (OBE) phase, which are pending to be converted.



In the first quarter of 2014, the company booked € 532 million as order intake, which includes the following projects:

- North West Redwater Partnership awarded TR a CAD 580 million contract for the execution of a light ends recovery unit and a sulphur plant for the first phase of the North West Redwater Sturgeon refinery in Alberta, Canada. The North West Redwater Partnership is a joint venture between Canadian Natural Resources Limited and North West Upgrading Inc., where each company owns a 50% stake in the partnership.

The scope of the project includes: engineering, procurement, construction and pre-commissioning up to mechanical completion of the light ends recovery unit and the sulphur plant of the first phase of the bitumen refinery.

The process capacity of the refinery is approximately 78,000 barrels per day (bpd) of synbit / dilbit bitumen blend into high value products such as stabilized sweet naphtha, ultra-low sulphur diesel (ULSD), low sulphur vacuum gas oil (VGO), liquid petroleum gas (LPG), hydrogen (H<sub>2</sub>) and high purity carbon dioxide (CO<sub>2</sub>).

- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) chose TR, to lead a consortium together with TSK, as main contractor for the engineering, procurement of equipment and materials, construction and start-up of a new power plant in Ashuganj, Bangladesh. The contract was awarded as a lump sum turn key (LSTK) project for an approximate value of USD 300 million.

The purpose of the project is the construction of a new natural gas combined cycle plant for the production of electricity, which shall be exported via the local distribution network.

The combined cycle includes a gas turbine, a recovery boiler and a steam turbine in addition to all the auxiliary systems. The generation capacity of the plant will be 380 MW.

Additionally, in the 1Q 2014 the company was awarded other small but highly valuable projects like the FEED (Front End Engineering and Design) awarded by Apache Nitrogen Products to construct several chemicals plants in its complex of Arizona, USA. TR, as a leader of the consortium, will design together with Linde the expansion of the Apache Nitrogen complex which includes the following units: ammonia, urea, nitric acid, ammonium nitrate and other fertilizers as well as the auxiliary services. The aim of the project is to produce fertilizers and explosives from methane gas.

Since the close of the 1Q 2014, the company has been awarded another relevant project to be included in the 2Q 2014 backlog:

- Saudi Aramco, selected TR for the execution of the utilities and common area project within the Jazan IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) complex located in Jazan Province, a South Western region of Saudi Arabia.

The Jazan IGCC complex will convert vacuum residue, to be produced in the adjacent Jazan refinery, into synthesis gas (syngas). This complex will be the largest gasifier-based power facility in the world.

The scope of the project awarded under a LSTK contract, includes the services for engineering, procurement, construction, precommissioning and commissioning support for the facilities. The contract has a value of approximately USD 1,700 million and the facilities will be operational in 2017.

The gasification unit will have a capacity of 2,110,000 Nm<sup>3</sup>/h of syngas that will be evenly used to produce purified hydrogen for the refinery and to fuel a combined cycle facility producing utilities and power for the refinery and export to the national grid. Total output of the plant will be of approximately 2,400 MW.

### 3. CONSOLIDATED INCOME STATEMENT

CONSOLIDATED INCOME STATEMENT January - March	1Q 2014 € million	1Q 2013 € million	Var. %	Year 2013 € million
<b>Net Revenues</b>	<b>728.4</b>	<b>690.9</b>	<b>5.4%</b>	<b>2,846.1</b>
Other Revenues	0.9	2.9		7.7
<b>Total Income</b>	<b>729.2</b>	<b>693.7</b>	<b>5.1%</b>	<b>2,853.8</b>
Raw materials and consumables	-447.6	-408.4		-1,945.6
Personnel Costs	-121.9	-107.8		-439.1
Other operating costs	-119.7	-137.5		-311.8
<b>EBITDA</b>	<b>40.0</b>	<b>40.0</b>	<b>0.0%</b>	<b>157.3</b>
Amortisation	-2.8	-2.1		-9.2
<b>EBIT</b>	<b>37.2</b>	<b>37.8</b>	<b>-1.7%</b>	<b>148.0</b>
Financial Income/ expense	1.3	2.5		5.3
Share in results obtained by associates	-0.1	0.1		-2.8
<b>Profit before tax</b>	<b>38.4</b>	<b>40.4</b>	<b>-5.2%</b>	<b>150.5</b>
Income taxes	-6.1	-5.6		-22.0
<b>Net Profit</b>	<b>32.3</b>	<b>34.8</b>	<b>-7.4%</b>	<b>128.5</b>

### 3.1 REVENUES

REVENUES BREAKDOWN January - March	1Q 2014 € million	%	1Q 2013 € million	%	Var. %	Year 2013 € million
<b>Oil and gas</b>	<b>694.8</b>	<b>95.4%</b>	<b>622.1</b>	<b>90.0%</b>	<b>11.7%</b>	<b>2,613.8</b>
<b>Power</b>	<b>13.8</b>	<b>1.9%</b>	<b>23.5</b>	<b>3.4%</b>	<b>-41.5%</b>	<b>79.1</b>
<b>Infrastructure and industries</b>	<b>19.8</b>	<b>2.7%</b>	<b>45.2</b>	<b>6.5%</b>	<b>-56.3%</b>	<b>153.2</b>
<b>Net Revenues</b>	<b>728.4</b>	<b>100%</b>	<b>690.9</b>	<b>100%</b>	<b>5.4%</b>	<b>2,846.1</b>

In 1Q 2014, net revenues grew by 5.4% to € 728.4 million, compared to € 690.9 million of revenues in 1Q 2013.

Oil and Gas: sales on this division went up by 11.7% and reached € 694.8 million in 1Q 14. The oil and gas revenues represented 95% of total sales and from it, the Refining and Petrochemical division remains the largest contributor.

- Refining and petrochemical: The projects with the largest contribution to sales were: Izmit for Tüpras (Turkey), TAN for Yara/Orica/Apache (Australia), three projects in Sadara for Dow Chemical / Saudi Aramco (Saudi Arabia), Kemya for Sabic / Exxon Mobil (Saudi Arabia), Petrokemya for Sabic (Saudi Arabia), Volgograd for Lukoil (Russia), Optara for Total (Belgium).
- Upstream and natural gas: The key contribution projects to sales were the oil sands project for CNR (Canada), the Gran Chaco project for YPF (Bolivia) and the Shah project for ADCO (Abu Dhabi).

Power: the power division revenues fell from € 23.5 million in 1Q 2013, to € 13.8 million in 1Q 2014 as a consequence of the delay in new project awards.

Infrastructure and industries: revenues on this division decreased by 56.3% in 1Q 2014 to € 19.8 million, compared to € 45.2 million in 1Q 2013. Desalination remains as the major contributor to the sales of the division.

### 3.2 OPERATING PROFIT

<b>OPERATING MARGINS</b> January - March	<b>1Q 2014</b> € million	<b>1Q 2013</b> € million	<b>Var.</b> %	<b>Year 2013</b> € million
<b>EBITDA</b>	40.0	40.0	0.0%	157.3
<i>Margin</i>	5.5%	5.8%		5.5%
<b>EBIT</b>	37.2	37.8	-1.7%	148.0
<i>Margin</i>	5.1%	5.5%		5.2%

  

<b>EBIT BREAKDOWN</b> January - March	<b>1Q 2014</b> € million	<b>1Q 2013</b> € million	<b>Var.</b> %	<b>Year 2013</b> € million
<b>Operating Profit from divisions</b>	54.0	54.1	-0.3%	215.3
<b>Costs not assigned to divisions</b>	-16.8	-16.3	3.1%	-67.2
<b>Operating profit (EBIT)</b>	<b>37.2</b>	<b>37.8</b>	<b>-1.7%</b>	<b>148.0</b>

- In 1Q 2014, EBITDA and EBIT were € 40.0 million and € 37.2 million respectively, with little movement from the year before.
- EBITDA and EBIT margins went down to 5.5% and 5.1% respectively, as a result of the minor Jubail projects contribution.

### 3.3 NET PROFIT

<b>NET PROFIT</b> January - March	<b>1Q 2014</b> € million	<b>1Q 2013</b> € million	<b>Var.</b> %	<b>Year 2013</b> € million
<b>Net Profit</b>	<b>32.3</b>	<b>34.8</b>	<b>-7.4%</b>	<b>128.5</b>
<b>Margin</b>	<b>4.4%</b>	<b>5.0%</b>		<b>4.5%</b>

<b>Financial Income/Expense</b> January - March	<b>1Q 2014</b> € million	<b>1Q 2013</b> € million	<b>Year 2013</b> € million
Net financial Income *	1.6	1.9	7.1
Gains/losses in transactions in foreign currency	-0.3	0.6	-1.8
<b>Financial Income/Expense</b>	<b>1.3</b>	<b>2.5</b>	<b>5.3</b>

\* Financial income less financial expenditure

In 1Q 2014, net profit was € 32.3 million, 7.4% lower than 1Q 2013, as a result of:

- Smaller net financial result: Net financial income went down from € 2.5 million in 1Q 2013 to € 1.3 million in 1Q 2014, because of the negative impact of losses in transactions in foreign currency.
- Higher tax rate: In 1Q 2014 the company paid a tax expense of € 6.1 million, compared to € 5.6 million paid in 1Q 2013.

#### 4. CONSOLIDATED BALANCE SHEET

CONSOLIDATED BALANCE SHEET March 31, 2014	1Q 2014 € million	1Q 2013 € million	Year 2013 € million
<b>ASSETS:</b>			
<b>Non-current Assets</b>			
Tangible and intangible assets	113.8	105.8	112.8
Investment in associates	13.9	8.6	12.4
Deferred tax assets	38.9	32.8	37.9
Other non-current assets	13.8	25.1	11.1
	<b>180.4</b>	<b>172.3</b>	<b>174.1</b>
<b>Current assets</b>			
Inventories	24.7	26.2	24.3
Trade and other receivables	1,567.3	2,037.5	1,461.1
Other current assets	40.1	62.4	44.8
Cash and Financial assets	560.1	762.5	658.7
	<b>2,192.2</b>	<b>2,888.6</b>	<b>2,188.8</b>
<b>TOTAL ASSETS</b>	<b>2,372.6</b>	<b>3,060.9</b>	<b>2,362.9</b>
<b>EQUITY AND LIABILITIES:</b>			
<b>Equity</b>	<b>434.8</b>	<b>440.4</b>	<b>438.5</b>
<b>Non-current liabilities</b>			
Financial Debt	27.0	32.3	25.9
Other non-current liabilities	21.7	16.0	28.7
<b>Long term provisions</b>	<b>21.7</b>	<b>23.5</b>	<b>29.6</b>
<b>Current liabilities</b>			
Financial Debt	0.9	2.0	4.1
Trade payable	1,740.8	2,428.4	1,729.8
Other current liabilities	125.8	118.3	106.3
	<b>1,867.5</b>	<b>2,548.7</b>	<b>1,840.2</b>
<b>Total liabilities</b>	<b>1,937.8</b>	<b>2,620.5</b>	<b>1,924.4</b>
<b>TOTAL EQUITY AND LIABILITIES</b>	<b>2,372.6</b>	<b>3,060.9</b>	<b>2,362.9</b>

EQUITY March 31, 2014	1Q 2014 € million	1Q 2013 € million	Year 2013 € million
Shareholders' funds + retained earnings	503.2	494.9	548.1
Treasury stock	-73.4	-73.4	-73.4
Hedging reserve	1.2	8.7	-4.4
Interim dividends	0.0	0.0	-35.8
Minority Interest	3.8	10.2	4.0
<b>EQUITY</b>	<b>434.8</b>	<b>440.4</b>	<b>438.5</b>

<b>NET CASH POSITION March 31, 2014</b>	<b>1Q 2014 € million</b>	<b>1Q 2013 € million</b>	<b>Year 2013 € million</b>
Current assets less cash and financial assets	1,632.1	2,126.1	1,530.2
Current liabilities less financial debt	-1,866.6	-2,546.7	-1,836.1
<b>COMMERCIAL WORKING CAPITAL</b>	<b>-234.4</b>	<b>-420.6</b>	<b>-306.0</b>
Financial assets	63.1	60.5	67.9
Cash and cash equivalents	497.1	702.0	590.8
Financial Debt	-27.9	-34.3	-30.0
<b>NET CASH POSITION</b>	<b>532.2</b>	<b>728.2</b>	<b>628.6</b>
<b>NET CASH + COMMERCIAL WORKING CAPITAL</b>	<b>297.8</b>	<b>307.6</b>	<b>322.7</b>

- From March 2013 to March 2014, equity of the company declined by € 5.6 million, as a result of the distribution of dividends and the reduction of the value of some group affiliates, due to the depreciation of the currencies in which their equities are nominated.
- As of March 31<sup>st</sup>, 2014, the net cash position closed at € 532.2 million, lower to the net cash of December 2013, as the company did not receive any major downpayment in the quarter.
- In December 2013, the Board of Directors approved an interim dividend of € 0.667 per share, out of 2013 results, which was paid on 16<sup>th</sup> January 2014. In February, the company announced a complementary dividend of € 0.7285 per share, out of 2013 results, to be paid in July 2014. Consequently, total dividends to be paid in 2014, out of 2013 results, will be € 75 million, which represents the same absolute amount compared to the dividends paid in 2013.

## **ANNEX: FILINGS WITH CNMV RELEVANT EVENTS AND OTHER COMMUNICATIONS**

In the first quarter of 2014, the company filed with the Spanish CNMV the following communications:

- Tecnicas Reunidas was awarded a CAD 580 million contract by North West Redwater Partnership for the execution of the units 50 (light ends recovery) and 60 (sulphur plant) for the first phase of the North West Redwater Sturgeon refinery in Alberta, Canada. The North West Redwater Partnership is a joint venture between North West Upgrading Inc. and Canadian Natural Resources Limited, where each company owns a 50% stake in the partnership.

The scope of the project includes engineering, procurement, construction and pre-commissioning up to mechanical completion of the light ends recovery unit and the sulphur plant of the first phase of the bitumen refinery. The refinery will have the capacity to process approximately 78,000 barrels per day (bpd) of synbit / dilbit bitumen blend into high value products (stabilized sweet naphtha, ultra-low sulphur diesel (ULSD) low sulphur vacuum gas oil (VGO), liquid petroleum gas (LPG), hydrogen (H<sub>2</sub>) and high purity carbon dioxide (CO<sub>2</sub>)). The client will use commercially proven, conventional processes to refine the bitumen, incorporating gasification and a carbon capture and storage solution, setting an international precedent for responsible development.

The project is located in Sturgeon County, approximately 45 km northeast of Edmonton in the Alberta Industrial Heartland area. The Heartland area offers proximity to existing and planned bitumen and heavy oil feedstock pipelines from three major oil sand producing regions (Athabasca, Cold Lake and Peace River). It is also in proximity to distribution infrastructure for finished products, allowing access to Alberta, North America and world markets.

TR is now executing another turnkey project in Canada for engineering, procurement and construction of bitumen upgrading facilities, north of Fort McMurray, Alberta.

The project for North West Redwater Partnership, as a result of TR's successful worldwide expansion, will considerably strengthen the company's position in Canada.



- Ashuganj Power Station Company Ltd (APSCL) chose TR to lead a consortium together with TSK, as main contractor for the engineering, procurement of equipment and materials, construction and start-up of a new power plant in Ashuganj, Bangladesh. The contract was awarded as a turn-key project for an approximate value of USD 300 million.

The purpose of the project is the construction of a new natural gas combined cycle plant for the production of electricity, which shall be exported via the local distribution network. The combined cycle includes a gas turbine, a recovery boiler and a steam turbine in addition to all the auxiliary systems. The plant will generate 380 MW.

The project is financed by the Asian Development Bank.

APSCL has nearly 1,000 MW already installed to which the power from the Asjuganj North plant shall be added in approximately 30 months. The tender for the award of this project was initiated by the state-owned company, ASPCL, in mid-2012 and more than 15 other companies or consortiums participated.

Ashuganj Power Station Company Ltd. is 99% state-owned by the Bangladesh Power Development Board, belonging to the Bangladesh Ministry for Generation, Energy and Mineral Resources. The company started their operations on 1st June 2003 and is today responsible for the generation of electrical energy in the Ashuganj region, 100 km northeast of the capital, Dacca.

- In February, the company reported to the CNMV that the Board of Directors resolved to propose at the Ordinary General Shareholders Meeting a complementary dividend of 0.7285 Euros per share, out of 2013 results. Total dividends of 2014, out of 2013 results, would be € 75 million.

Also, since the end of the first quarter, the company filed with the Spanish CNMV the following communication:

- Saudi Aramco, the state-owned oil company from Saudi Arabia selected TR for the execution of the Utilities & Common Area project within the Jazan IGCC (Integrated Gasification Combined Cycle) complex in the Jazan Economic City, located in Jazan Province, a south western region of Saudi Arabia. The Jazan IGCC complex, which is to become the largest gasifier-based power facility in the world, will convert vacuum residue, to be produced in the adjacent Jazan refinery, into synthesis gas (syngas). TR is currently executing two large projects in the 400,000 bpd Jazan Refinery.

The gasification unit will have a capacity of 2,110,000 Nm<sup>3</sup>/h of syngas that will be evenly used to produce purified hydrogen for the refinery and to fuel a combined cycle facility producing utilities and power for the refinery and to export to the national grid. Total output of the plant will be of approximately 2,400 MW.

The scope of the project awarded to TR includes the development of the utilities and off-sites facilities for the IGCC complex under a Lump Sum Turn Key (LSTK) contract covering the services for engineering, procurement, construction, precommissioning and commissioning support for the facilities.

The contract has a value of approximately USD 1,700 million and the facilities will be operational in 2017. This is the second contract for the power generation business of TR with Saudi Aramco, after the successful completion of the Manifa cogeneration plant.

The award of this contract underlines the prominent competitive position of TR in the Saudi market, and it reinforces the trust that TR continues to build with one of its key clients, Saudi Aramco, with whom TR has been working continuously since 2003.

Saudi Aramco is a fully integrated, global petroleum enterprise and is the world leader in hydrocarbons exploration, production, refining, distribution, shipping and marketing, and the world's top exporter of crude oil and natural gas liquids (NGLs). Saudi Aramco manages proven crude oil reserves of 260.2 billion barrels, with an average crude oil production of 10 million barrels per day. With headquarters in Dhahran (Saudi Arabia), Saudi Aramco has subsidiaries and affiliates in Saudi Arabia, China, Japan, India, the Netherlands, the Republic of Korea, Singapore, the United Arab Emirates, Egypt, the United Kingdom and the United States.