

saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2010

MISSIONE

Perseguire la soddisfazione dei nostri Clienti nell'industria dell'energia, affrontando ogni sfida con soluzioni sicure, affidabili e innovative.

Ci affidiamo a team competenti e multi-locali in grado di fornire uno sviluppo sostenibile per la nostra azienda e per le comunità dove operiamo

I NOSTRI VALORI

Impegno alla sicurezza, integrità, apertura, flessibilità, integrazione, innovazione, qualità, competitività, lavoro di gruppo, umiltà, internazionalizzazione

I dati e le informazioni previsionali si basano su presupposti e assunzioni che possono rivelarsi inesatti perché soggetti a rischi e variabili al di fuori del controllo della Società, quali: le variazioni dei tassi di cambio, le variazioni dei tassi di interesse, gli investimenti dell'industria petrolifera e di altri settori industriali, l'instabilità politica in aree in cui il Gruppo è presente, le azioni della concorrenza. Inoltre anche l'esecuzione dei progetti è soggetta a variabili, quali le condizioni climatiche, al di fuori del controllo della Società. I dati consuntivi possono pertanto variare in misura sostanziale rispetto alle previsioni.

I Paesi di attività di Saipem

EUROPA

Austria, Belgio, Bulgaria, Cipro, Croazia, Danimarca, Francia, Germania, Italia, Lussemburgo, Malta, Norvegia, Paesi Bassi, Portogallo, Principato di Monaco, Regno Unito, Romania, Spagna, Svezia, Svizzera, Turchia

AMERICHE

Argentina, Bolivia, Brasile, Canada, Colombia, Ecuador, Messico, Perù, Repubblica Dominicana, Stati Uniti, Trinidad e Tobago, Venezuela

CSI

Azerbaijan, Kazakhstan, Russia, Ucraina

AFRICA

Algeria, Angola, Camerun, Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Gabon, Guinea Equatoriale, Libia, Marocco, Nigeria, Tunisia

MEDIO ORIENTE

Arabia Saudita, Emirati Arabi Uniti, Iraq, Kuwait, Oman, Qatar, Yemen

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, Corea del Sud, Giappone, India, Indonesia, Malaysia, Pakistan, Papua Nuova Guinea, Singapore, Taiwan, Thailandia, Vietnam

ORGANI SOCIALI E DI CONTROLLO DI SAIPEM SpA

CONSIGLIO DI AMMINISTRAZIONE

Presidente

Marco Mangiagalli

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Pietro Franco Tali

Amministratore Delegato per le Attività di Supporto e Trasversali al Business (Deputy CEO)

Hugh James O'Donnell

Consiglieri

Jacques Yves Léost

Luca Anderlini

Anna Maria Artoni

Pierantonio Nebuloni

Salvatore Sardo

Ian Wybrew-Bond

COLLEGIO SINDACALE

Presidente

Fabio Venegoni

Sindaci effettivi

Fabrizio Gardi

Adriano Propersi

Sindaci supplenti

Giulio Gamba

Alberto De Nigro

SOCIETÀ DI REVISIONE

Reconta Ernst & Young SpA

Saipem è soggetta all'attività di direzione e coordinamento di Eni SpA



saipem

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2010

Sommario

	2	Risultati del semestre
	3	Struttura partecipativa del Gruppo Saipem
Relazione intermedia sulla gestione		
	8	Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA
	10	Glossario
	13	Andamento operativo
	13	Le acquisizioni e il portafoglio
	15	Gli investimenti
	16	Offshore
	22	Onshore
	27	Drilling Offshore
	30	Drilling Onshore
	32	Commento ai risultati economico-finanziari
	32	Risultati economici
	36	Situazione patrimoniale e finanziaria
	39	Rendiconto finanziario riclassificato
	40	Principali indicatori reddituali e finanziari
	42	Attività di ricerca e sviluppo
	45	Qualità, salute, sicurezza e ambiente
	49	Sostenibilità
	51	Risorse umane
	55	Sistema informativo
	57	Gestione dei rischi d'impresa
	64	Altre informazioni
	64	Acquisto di azioni proprie
	64	Piani di incentivazione
	64	Regolamento mercati
	65	Informativa sulle parti correlate
	65	Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre
	66	Evoluzione prevedibile della gestione
	66	Non-GAAP measures
	67	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
Bilancio consolidato semestrale abbreviato		
	70	Schemi di Bilancio
	76	Criteri di redazione
	77	Utilizzo di stime contabili
	77	Principi contabili di recente emanazione
	78	Area di consolidamento
	86	Variazioni dell'area di consolidamento
	87	Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato
Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni	123	
Relazione della Società di revisione	124	

Risultati del semestre

Nel primo semestre 2010 il Gruppo Saipem ha conseguito risultati record.

I ricavi ammontano al livello record di 5.385 milioni di euro (5.158 milioni di euro nel corrispondente semestre 2009).

L'utile operativo ammonta al livello record di 627 milioni di euro (582 milioni di euro nel corrispondente semestre 2009).

L'utile netto ammonta al livello record di 380 milioni di euro (374 milioni di euro nel corrispondente semestre 2009).

Il cash flow (utile netto più ammortamenti) ammonta a 617 milioni di euro (594 milioni di euro nel corrispondente semestre 2009).

Il settore Offshore ha espresso il 40% dei ricavi e il 47% dei margini; l'Onshore il 48% dei ricavi e il 28% dei margini; il Drilling Offshore il 6% dei ricavi e il 19% dei margini e il Drilling Onshore il 6% dei ricavi e il 6% dei margini.

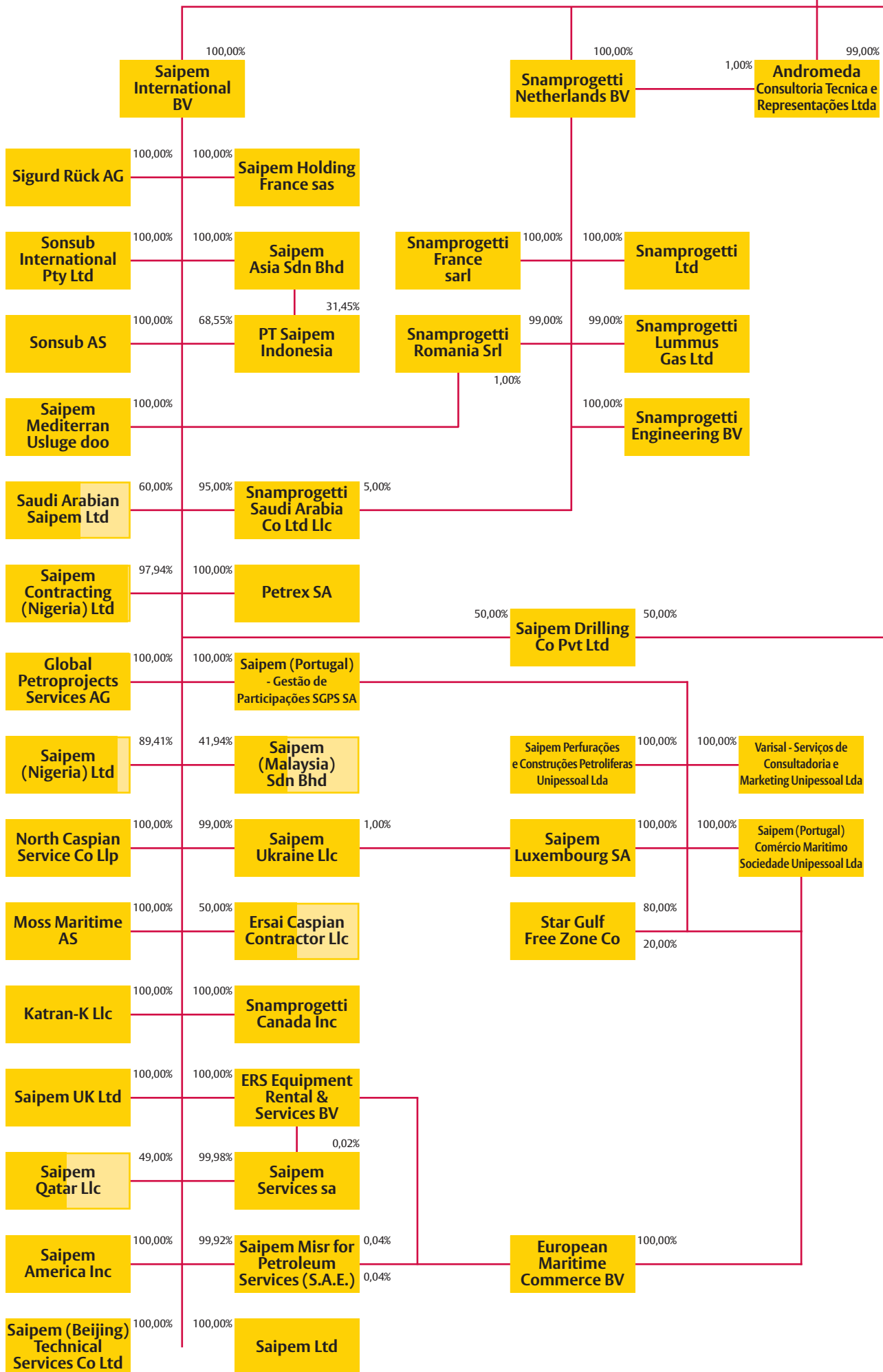
L'indebitamento finanziario netto si attesta a fine giugno a 3.313 milioni di euro (2.845 milioni di euro al 31 dicembre 2009), a seguito degli investimenti realizzati nel periodo e della distribuzione dei dividendi, parzialmente compensati dal cash flow del semestre.

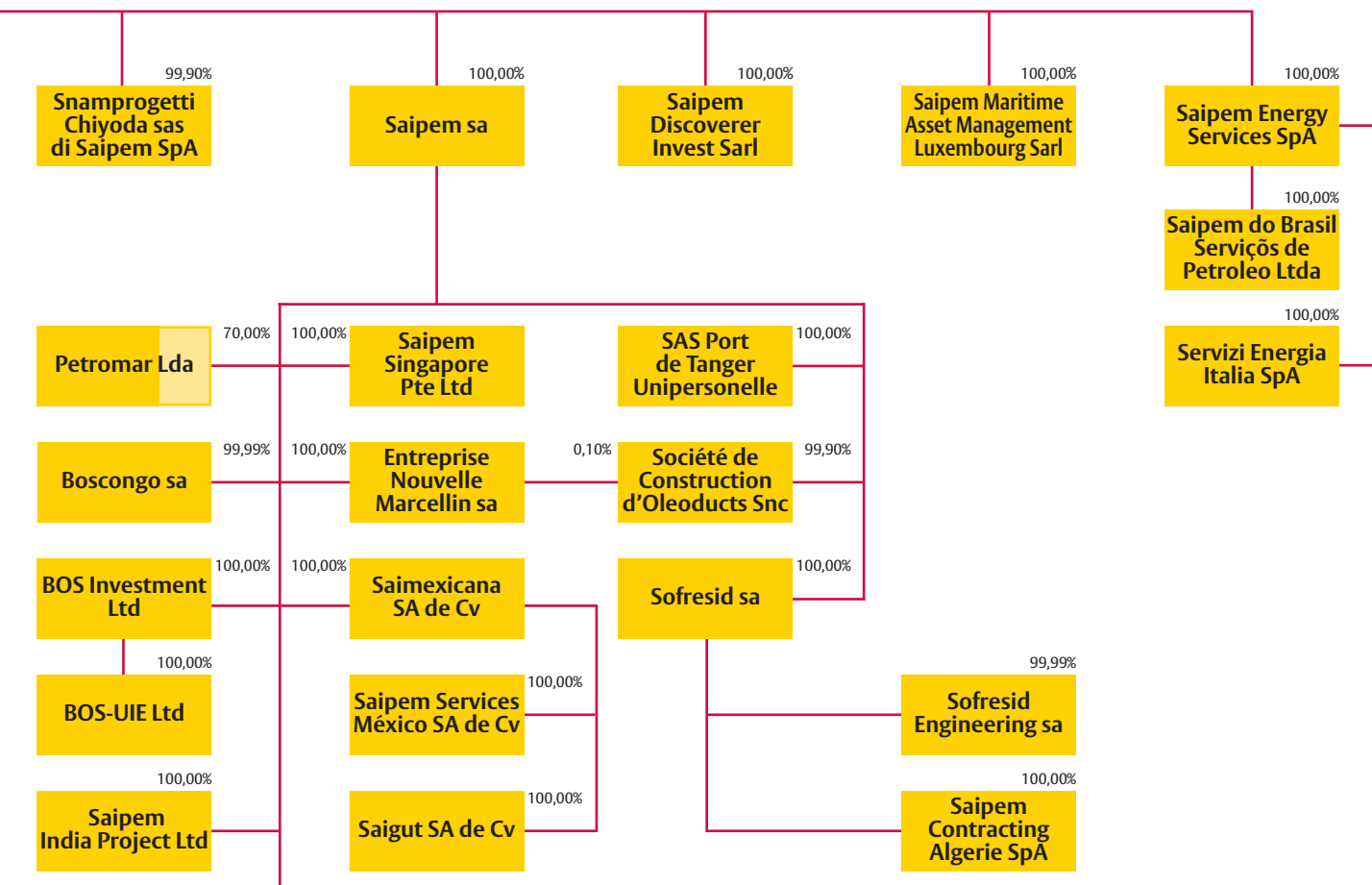
Gli investimenti tecnici effettuati nel semestre 2010 ammontano a 782 milioni di euro (880 milioni di euro nel primo semestre 2009); relativamente ai principali mezzi in costruzione, sono terminate le attività di investimento relative alla nuova nave di perforazione per acque ultra profonde Saipem 12000, mentre sono proseguite le attività di costruzione di un nuovo pipelayer denominato CastorOne, della nave Saipem FDS 2 per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde, delle piattaforme semisommersibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9.

Nei primi sei mesi del 2010 sono stati acquisiti nuovi ordini, per complessivi 7.059 milioni di euro: conseguentemente il portafoglio ordini al 30 giugno 2010 raggiunge il livello record di 20.404 milioni di euro.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem

Saipem SpA







Relazione intermedia sulla gestione

Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre 2010, la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un incremento leggermente superiore al 5%, raggiungendo a fine giugno 2010 il prezzo di 25,27 euro, a fronte del valore di 24,02 euro di fine anno 2009.

In data 27 maggio 2010 è stato distribuito un dividendo di 0,55 euro per azione, in linea con quanto pagato l'esercizio precedente.

Nei primi mesi del 2010 si sono consolidati i segnali di recupero di mercato che avevano iniziato a manifestarsi al termine del 2009; inoltre la stabilizzazione del prezzo del petrolio su livelli ritenuti adeguati a sostenere un elevato livello di investimenti da parte delle compagnie petrolifere ha contribuito a rafforzare l'aspettativa di una ripresa della domanda di servizi petroliferi. Ciò ha favorito un andamento positivo del settore "oil services", e in particolare di Saipem, il cui titolo dopo aver toccato il minimo di 23,08 euro agli inizi di febbraio, ha poi iniziato una crescita pressoché continua fino a raggiungere in aprile quasi 30 euro per azione, livelli che non toccava da maggio 2008, prima della crisi finanziaria.

I dubbi sulla forza della ripresa economica e la crisi del debito che ha pesantemente colpito l'area dell'euro, hanno minato la fiducia del mercato. Questi fattori negativi sono stati poi amplificati per quanto riguarda il settore oil & gas dall'esplosione avvenuta nelle acque del Golfo del Messico: l'incidente, oltre ad aver causato un forte danno d'immagine all'intera industria petrolifera, ha generato perplessità sui potenziali sviluppi in acque

profonde della stessa. Saipem, nonostante l'annuncio dell'acquisizione di importanti nuove commesse e pur non essendo direttamente esposta all'incidente né avendo significative attività nel Golfo del Messico, ha risentito, come tutto il settore, di una fase di debolezza che si è protratta fino alla fine del semestre, chiuso a 25,27 euro per azione.

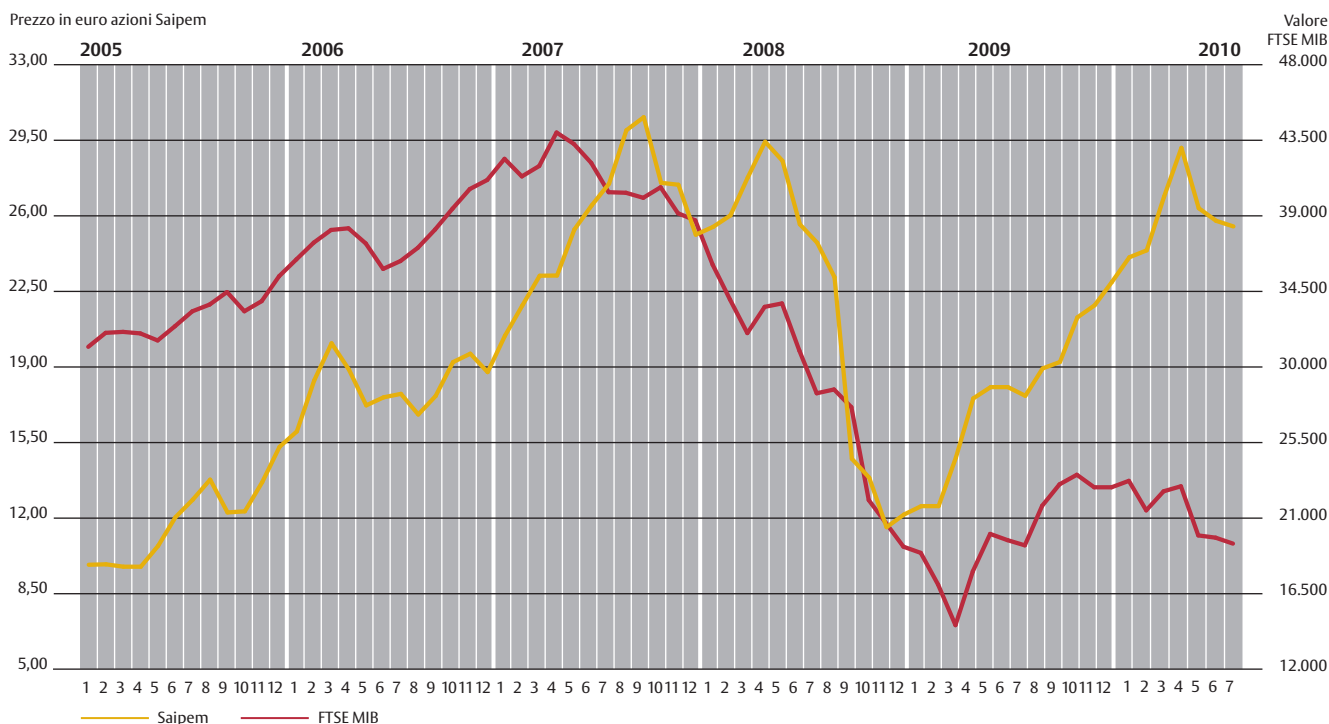
Nell'arco del semestre il titolo Saipem ha sovraperformato di oltre il 18% l'indice di Borsa Italiana FTSE MIB, che ha chiuso il periodo in calo del 13%; la capitalizzazione di mercato della Società a fine giugno ha raggiunto un valore superiore a 11 miliardi di euro.

In termini di liquidità del titolo, le azioni trattate nel semestre sono state circa 470 milioni, leggermente in calo rispetto al corrispondente periodo del 2009 (circa 514 milioni), e con una media giornaliera di periodo che si attesta sui 3,7 milioni di titoli scambiati. Il controvalore degli scambi ha raggiunto i 12,3 miliardi di euro (7,5 miliardi di euro nel corrispondente periodo 2009), in forte aumento (+64%) rispetto al primo semestre dello scorso anno.

Per quanto riguarda l'andamento delle azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie, e di ammontare trascurabile (144.701 a fine giugno 2010), si è registrato un incremento della quotazione del 12% passando da 24,02 euro di fine anno 2009 a 26,67 euro di fine giugno 2010. Il dividendo distribuito relativo alle azioni di risparmio è stato di 0,58 euro per azione, in linea con quanto pagato l'esercizio precedente.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano					1° semestre 2010
(euro)	2006	2007	2008	2009	
Azioni ordinarie:					
- massima	21,14	31,56	30,44	24,23	29,96
- minima	13,79	18,32	10,29	10,78	23,08
- media	17,85	24,72	23,19	17,51	26,10
- fine periodo	19,71	27,30	11,92	24,02	25,27
Azioni di risparmio:					
- massima	21,50	41,50	30,05	24,02	29,93
- minima	14,42	19,10	16,82	14,85	23,00
- media	18,24	26,97	26,43	18,54	26,02
- fine periodo	19,62	28,50	16,82	24,02	26,67

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2005-luglio 2010



Glossario

TERMINI FINANZIARI

IFRS International Financial Reporting Standards (principi contabili internazionali): emanati dallo IASB (International Accounting Standards Board) e adottati dalla Commissione Europea. Comprendono: gli International Financial Reporting Standards (IFRS), gli International Accounting Standards (IAS), le interpretazioni emesse dall'International Financial Reporting Interpretation Committee (IFRIC) e dallo Standing Interpretations Committee (SIC) adottate dallo IASB. La denominazione di International Financial Reporting Standards (IFRS) è stata adottata dallo IASB per i principi emessi successivamente al maggio 2003. I principi emessi precedentemente hanno mantenuto la denominazione di IAS.

Leverage: misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto.

ROACE: indice di rendimento del capitale investito calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque convenzionali: profondità d'acqua inferiori ai 500 metri.

Acque profonde: profondità d'acqua superiori ai 500 metri.

Buckle detection: sistema che, basandosi sull'utilizzo di onde elettromagnetiche, nel corso della posa è in grado di segnalare il collasso o la deformazione della condotta posata sul fondo.

Bundles: fasci di cavi.

Commissioning: insieme delle operazioni necessarie per la messa in esercizio di un gasdotto, degli impianti e delle relative apparecchiature.

Deck: area di coperta, o ponte di lavoro, di una piattaforma su cui sono montati gli impianti di processo, le apparecchiature, i moduli alloggio e le unità di perforazione.

Decommissioning: operazione richiesta per mettere fuori servizio un gasdotto o un impianto o le apparecchiature collegate. Viene effettuato alla fine della vita utile dell'impianto in seguito a un incidente, per ragioni tecniche o economiche, per motivi di sicurezza e ambientali.

Drillship (Nave di perforazione): nave dotata di propulsione propria in grado di effettuare operazioni di perforazione in acque profonde.

Dry-tree: testa pozzo fuori acqua posta sulle strutture di produzione galleggianti.

Dynamically Positioned Heavy Lifting Vessel (Nave per grandi sollevamenti a posizionamento dinamico): mezzo navale dotato di gru di elevata capacità di sollevamento in grado di mantenere una posizione definita rispetto a un certo sistema di riferimento con elevata precisione mediante la gestione di propulsori (eliche), in modo da annullare le forzanti ambientali (vento, moto ondoso, corrente).

EPC (Engineering, Procurement, Construction): contratto tipico del settore Onshore avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di "contratto chiavi in mano" quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento ovvero già avviato.

EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction): contratto tipico del settore Offshore avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso nel quale la società fornitrice del servizio (global or main contractor, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e delle attività preparatorie per l'avvio degli impianti.

Facility: servizi, strutture e installazioni ausiliarie necessarie per il funzionamento degli impianti primari.

FDS (Field Development Ship): mezzo navale combinato, dotato di posizionamento dinamico, con capacità di sollevamento e di posa di condotte sottomarine.

Flare: alta struttura metallica utilizzata per bruciare il gas che si separa dall'olio nei pozzi a olio, quando non è possibile utilizzarlo sul posto o trasportarlo altrove.

Floatover: metodo di installazione di moduli di piattaforme marine senza l'esecuzione di operazioni di sollevamento. Un mezzo navale specifico trasporta il modulo da installare, si posiziona internamente ai punti di sostegno, varia il proprio assetto operando sulle casse di zavorra e abbassandosi posa il modulo sui punti di sostegno. Una volta che il modulo è a contatto con i punti di sostegno, il mezzo navale si sfila e si provvede ad assicurare il modulo alla struttura di supporto.

FPSO vessel: sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (Floating Production, Storage and Offloading), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevole dimensioni.

- Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti, una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (riser) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.
- GNL:** Gas Naturale Liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con raffreddamento del gas naturale a -160 °C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a circa 1.500 metri cubi di gas.
- GPL:** Gas di Petrolio Liquefatti, ottenuti in raffineria sia dal frazionamento primario del greggio che da altri processi successivi; gassosi a temperatura ambiente e pressione atmosferica, sono liquefabili per sola moderata compressione a temperatura ambiente e quindi si immagazzinano quantitativi rilevanti in recipienti metallici di agevole maneggiabilità.
- Gunitatura** (concrete coating): rivestimento e zavorramento di condotte posate sul fondo del mare mediante cemento armato in modo da proteggere l'esterno della condotta da urti e corrosioni.
- Hydrocracking** (impianto di): impianto all'interno del quale viene realizzato il processo di separazione delle grosse molecole di idrocarburi.
- Hydrotesting:** operazione eseguita con acqua pompata ad alta pressione (più alta della pressione operativa) nelle condotte per verificarne la piena operatività e per assicurare che siano prive di difetti.
- Hydrotreating:** processo di raffineria avente come scopo il miglioramento delle caratteristiche di una frazione petrolifera.
- Jacket:** struttura reticolare inferiore di una piattaforma fissata mediante pali a fondo mare.
- Jack-up:** unità marina mobile di tipo autosollevante, per la perforazione dei pozzi offshore, dotata di uno scafo e di gambe a traliccio.
- J-laying** (posa a "J"): posa di una condotta utilizzando una rampa di varo quasi verticale per cui la condotta assume una configurazione a "J". Questo tipo di posa è adatta ad alti fondali.
- Leased FPSO:** FPSO (Floating Production, Storage and Offloading) per il quale contrattista e cliente (oil company) ricorrono alla forma contrattuale "Lease", attraverso la quale il locatario (cliente/oil company) utilizza l'FPSO pagando al locatore (contrattista) un corrispettivo detto "canone" per un periodo di tempo determinato. Il locatario ha il diritto di acquistare l'FPSO alla scadenza del contratto.
- LTI** (infortunio con perdita di tempo): un LTI è un qualsiasi infortunio connesso con il lavoro che rende la persona infortunata temporaneamente inabile a eseguire un lavoro regolare o un lavoro limitato in un qualsiasi giorno/turno successivo al giorno in cui si è verificato un infortunio.
- Midstream:** settore costituito dalle attività dedicate alla costruzione e gestione di infrastrutture per il trasporto idrocarburi.
- Moon pool:** apertura dello scafo delle navi di perforazione per il passaggio delle attrezzature necessarie all'attività.
- Mooring buoy:** sistema di ormeggio in mare aperto.
- Offshore/Onshore:** il termine offshore indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; onshore è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.
- Ombelicale:** cavo flessibile di collegamento che, in un unico involucro, contiene cavi e tubi flessibili.
- Pig:** apparecchiatura che viene utilizzata per pulire, raschiare e ispezionare una condotta.
- Piggy backed pipeline:** pipeline di piccolo diametro, posto al di sopra di un altro pipeline di diametro maggiore, destinato al trasporto di altri prodotti rispetto a quello trasportato dalla linea principale.
- Pile:** lungo e pesante palo di acciaio che viene infisso nel fondo del mare; l'insieme di più pali costituisce una fondazione per l'ancoraggio di una piattaforma fissa o di altre strutture offshore.
- Pipe-in-pipe:** condotta sottomarina, formata da due tubazioni coassiali, per il trasporto di fluidi caldi (idrocarburi). Il tubo interno ha la funzione di trasportare il fluido. Nell'intercapedine tra i due tubi si trova del materiale coibente per ridurre lo scambio termico con l'ambiente esterno. Il tubo esterno assicura la protezione meccanica dalla pressione dell'acqua.
- Pipe-in-pipe forged end:** terminazione forgiata di un doppio tubo coassiale.
- Pipelayer:** mezzo navale per posa di condotte sottomarine.
- Piping and Instrumentation Diagram (P&ID):** schema che rappresenta tutte le apparecchiature, le tubazioni, la strumentazione con le relative valvole di blocco e di sicurezza di un impianto.
- Pre-commissioning:** insieme delle operazioni necessarie per la messa in esercizio di un gasdotto, degli impianti e delle relative apparecchiature.
- Pre-drilling template:** struttura di appoggio per una piattaforma di perforazione.
- Pulling:** operazione di intervento su un pozzo per eseguire manutenzioni e sostituzioni marginali.
- Rig:** impianto di perforazione, composto da una struttura a traliccio (torre), dal piano sonda su cui la torre è installata, e dalle attrezzature accessorie per le operazioni di discesa, risalita e rotazione della batteria di perforazione e per il pompaggio del fango.

Riser: collettore utilizzato nei pozzi offshore con testa pozzo sottomarina per collegarla con la superficie.

ROV (Remotely Operated Vehicle): mezzo sottomarino senza equipaggio guidato e alimentato via cavo, utilizzato per attività di ispezione e per lavori subacquei.

S-laying (posa a "S"): posa di una condotta mediante l'avanzamento della nave sfruttando le qualità elastiche dell'acciaio, per cui la condotta assume una configurazione a "S", con una estremità sul fondo e l'altra tenuta in tensione a bordo della nave. La posa a "S" viene utilizzata per i fondali medio-bassi.

Slug catcher: impianto per la depurazione del gas.

Sour water: acqua che contiene una certa quantità di contaminanti disciolti.

Spar: sistema di produzione galleggiante, ancorato al fondo marino mediante un sistema di ancoraggio semi-rigido, costituito da uno scafo cilindrico verticale che supporta la struttura di una piattaforma.

Spare capacity: rapporto tra produzione e capacità produttiva, riferita alla quantità di petrolio in eccesso, che non deve essere utilizzato per far fronte alla domanda.

Spool: inserto di collegamento tra una tubazione sottomarina e il riser di una piattaforma, o comunque inserto per collegare due estremità di tubazioni.

Stripping: processo mediante il quale i prodotti volatili indesiderati sono allontanati dalla miscela liquida o dalla massa solida in cui sono disciolti.

Subsea processing: attività svolta nell'ambito dello sviluppo di campi di petrolio e/o gas naturale in mare e legata alla strumentazione e alle tecnologie necessarie per l'estrazione, il trattamento e il trasporto di tali fluidi sotto il livello del mare.

SURF (Subsea, umbilicals, risers, flowlines) facility: insieme di condotte e attrezzature che collegano un pozzo o un sistema sottomarino con un impianto galleggiante.

Template: struttura sottomarina rigida e modulare sulla quale vengono a trovarsi tutte le teste pozzo del giacimento.

Tender assisted drilling unit: impianto di perforazione costituito da una piattaforma offshore sui cui è installata una torre di perforazione, collegata a una nave di appoggio, che ospita le infrastrutture ancillari necessarie a fornire assistenza alle attività di perforazione.

Tendon: tubi tiranti e stabilizzanti utilizzati per tensionare le Tension Leg Platform per permettere alla piattaforma la necessaria stabilità per la sua operatività.

Tension Leg Platform (TLP): piattaforma galleggiante di tipo fisso, mantenuta in posizione tramite un sistema tensionato di ancoraggio a cassoni di zavorra collocati a fondo mare. Il campo di applicazione di queste piattaforme è quello degli alti fondali.

Tie-in: collegamento di una condotta di produzione a un pozzo sottomarino o semplicemente giunzione di due tratti di pipeline.

Topside: parte emersa di una piattaforma.

Trenching: scavo di trincea, eseguito per la posa di condotte a terra e a mare.

Trunkline: condotta utilizzata per il trasporto di greggio proveniente dai grandi depositi di stoccaggio ai luoghi di produzione, alle raffinerie, ai terminali costieri.

Upstream/Downstream: il termine upstream riguarda le attività di esplorazione e produzione idrocarburi. Il termine downstream riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle dell'esplorazione e produzione.

Vacuum: secondo stadio della distillazione del greggio.

Wellhead (testa pozzo): struttura fissa che assicura la separazione del pozzo dall'ambiente esterno.

Workover: operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo, che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

Andamento operativo

LE ACQUISIZIONI E IL PORTAFOGLIO

Le acquisizioni di nuovi ordini nel corso del primo semestre 2010 ammontano a 7.059 milioni di euro (5.068 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2009).

Delle acquisizioni complessive, il 27% riguarda l'attività Offshore, il 68% l'attività Onshore, il 3% il Drilling Onshore e il 2% il Drilling Offshore.

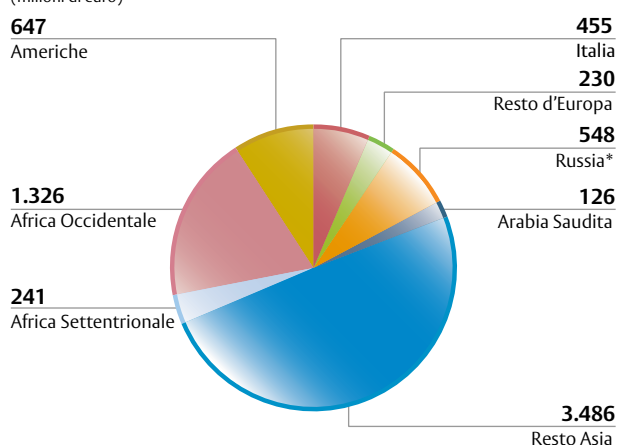
Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 94% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni l'8%. Le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 54% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello record di 20.404 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 25% del portafoglio ordini residuo è attribuibile all'atti-

Ordini acquisiti per area geografica

(milioni di euro)



(*) L'area Russia comprende anche Kazakhstan e Azerbaijan.

Gruppo Saipem - Ordini acquisiti nel primo semestre 2010

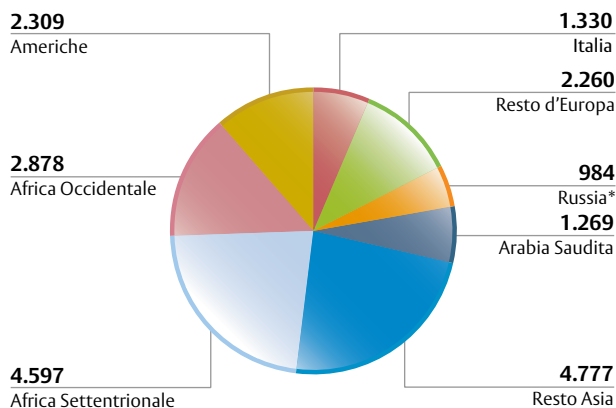
Esercizio 2009		(milioni di euro)	Primo semestre 2009		Primo semestre 2010	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
4.045	41	Saipem SpA	2.319	46	3.839	54
5.872	59	Imprese del Gruppo	2.749	54	3.220	46
9.917	100	Totale	5.068	100	7.059	100
5.089	51	Offshore	1.864	37	1.923	27
3.665	37	Onshore	2.340	46	4.781	68
585	6	Drilling Offshore	331	7	149	2
578	6	Drilling Onshore	533	10	206	3
9.917	100	Totale	5.068	100	7.059	100
2.081	21	Italia	369	7	455	6
7.836	79	Estero	4.699	93	6.604	94
9.917	100	Totale	5.068	100	7.059	100
3.147	32	Gruppo Eni	1.478	29	596	8
6.770	68	Terzi	3.590	71	6.463	92
9.917	100	Totale	5.068	100	7.059	100

vità Offshore, il 50% all'attività Onshore, il 18% al Drilling Offshore e il 7% al Drilling Onshore.

Il 93% degli ordini è da eseguirsi all'estero, mentre quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 19% del portafoglio totale. La Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 56% del portafoglio ordini residuo.

Portafoglio ordini per area geografica

(milioni di euro)



(*) L'area Russia comprende anche Kazakhstan e Azerbaijan.

Gruppo Saipem - Portafoglio ordini al 30 giugno 2010

31.12.2009		(milioni di euro)	30.06.2009		30.06.2010	
Importi	%		Importi	%	Importi	%
9.574	51	Saipem SpA	9.989	53	11.468	56
9.156	49	Imprese del Gruppo	9.026	47	8.936	44
18.730	100	Totale	19.015	100	20.404	100
5.430	29	Offshore	4.349	23	5.194	25
8.035	43	Onshore	9.135	48	10.261	50
3.778	20	Drilling Offshore	3.804	20	3.581	18
1.487	8	Drilling Onshore	1.727	9	1.368	7
18.730	100	Totale	19.015	100	20.404	100
1.341	7	Italia	294	2	1.330	7
17.389	93	Estero	18.721	98	19.074	93
18.730	100	Totale	19.015	100	20.404	100
4.103	22	Gruppo Eni	3.391	18	3.812	19
14.627	78	Terzi	15.624	82	16.592	81
18.730	100	Totale	19.015	100	20.404	100

GLI INVESTIMENTI

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel corso del primo semestre 2010 ammontano a 782 milioni di euro (880 milioni di euro nel primo semestre 2009) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Offshore 346 milioni di euro, relativi principalmente ai lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer e di un field development ship per acque profonde, alle attività di conversione di una petroliera in un'unità FPSO, alla costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'Onshore 6 milioni di euro relativi al mantenimento dell'asset base;
- per il Drilling Offshore 313 milioni di euro, relativi principalmente al completamento di una nave di perfora-

zione per acque ultra profonde, ai lavori di approntamento di due piattaforme semisommersibili, all'acquisto di un jack-up in costruzione, denominato Perro Negro 8, destinato a rimpiazzare uno dei mezzi dell'attuale flotta oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;

- per il Drilling Onshore 117 milioni di euro, relativi principalmente alla costruzione di tre impianti, di cui uno entrato in operatività nel semestre, e all'upgrading dell'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre 2010 presentano la seguente articolazione:

Investimenti				
Esercizio 2009		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2009	2010
192	Saipem SpA		83	106
1.423	Imprese del Gruppo		797	676
1.615	Totale		880	782
697	Offshore		367	346
28	Onshore		13	6
690	Drilling Offshore		403	313
200	Drilling Onshore		97	117
1.615	Totale		880	782

Gli investimenti relativi alle singole attività sono descritti nei paragrafi che seguono.

OFFSHORE

Quadro generale

Il Gruppo Saipem dispone di un'importante flotta navale, tecnologicamente all'avanguardia e di grande versatilità, e di competenze ingegneristiche e di project management di eccellenza.

Queste distintive capacità e competenze, unitamente a una forte e radicata presenza in mercati strategici di frontiera, assicurano a Saipem un modello industriale particolarmente adatto per i progetti EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction).

Tra i mezzi navali semisommersibili che utilizzano le tecnologie più avanzate si evidenzia, per la particolare importanza, il Saipem 7000, con posizionamento dinamico, una potenza di sollevamento di 14.000 tonnellate e la capacità di posa di condotte in acque ultra profonde con il sistema a "J", idoneo a mantenere in sospensione durante la posa un peso complessivo di 1.450 tonnellate. Fra gli altri mezzi si citano il Castoro Sei, idoneo per la posa di condotte di grande diametro, la Field Development Ship (FDS), nave speciale per lo sviluppo di campi sottomarini in acque profonde, dotata di posizionamento dinamico e di gru per il sollevamento fino a 600 tonnellate nonché di un sistema per la posa di condotte in verticale fino a una profondità di 2.000 metri e il mezzo navale Saipem 3000 in grado di posare linee flessibili, ombelicali e sistemi di ormeggio in acque profonde e di installare strutture fino a 2.200 tonnellate. Saipem può inoltre vantare una valida posizione nel mercato delle attività sottomarine, disponendo di mezzi tecnologicamente molto sofisticati, come i veicoli subacquei telecomandati, e delle tecnologie di intervento, con l'assistenza di robot specificamente equipaggiati, su condotte in acque profonde.

In aggiunta, il rafforzamento delle competenze nel design dei sistemi galleggianti di produzione e la capacità di gestire contratti "chiavi in mano" hanno consentito al Gruppo Saipem di proporsi come nuovo attore nel

settore delle Leased FPSO, la cui flotta è costituita dall'unità Cidade de Vitoria e dall'unità Gimboa, nonché dall'FPSO Aquila in costruzione.

Il contesto di mercato

Durante il primo semestre 2010, nel settore Offshore si sono manifestati i primi segni di ripresa dalla crisi economica globale, favoriti da prezzi petroliferi tra i 70 e gli 80 \$/barile, in grado di consentire la redditività dei progetti di investimento sia in aree convenzionali sia in alte profondità.

Nonostante le minori incertezze dovute alla volatilità dei prezzi, la tempistica dei progetti rimane tuttavia ancora influenzata dalle rinegoziazioni e dagli slittamenti dei progetti che si sono verificati durante la crisi, cui si aggiunge talvolta la permanenza di restrizioni al credito. La ripresa si sta perciò configurando con andamenti differenziati a seconda dei settori e delle aree geografiche.

Nel settore degli FPSO si è assistito a una ripresa degli ordini, che è stata alimentata non solo da progetti nuovi, ma anche da progetti posposti dopo la crisi del 2008 e da ricollocazioni di unità già esistenti. L'andamento del portafoglio ordini dei contrattisti, in calo da circa due anni, ha superato il punto di minimo e un'inversione di tendenza sembra ora in corso. Tuttavia, gli operatori sembrano improntati a un atteggiamento di cautela, anche per le restrizioni al credito che continuano a gravare sul settore. Il maggior numero di contratti è stato assegnato da Petrobras in Brasile, anche in relazione allo sviluppo dei campi nel complesso di "Pre-salt" di Tupi.

L'attività di costruzioni sottomarine è risultata in crescita soprattutto nelle aree mature come il Mare del Nord, e in particolare nel settore norvegese, dove è prevista mantenersi su livelli sostenuti anche nei prossimi anni.

In importanti regioni ad alte profondità come l'Africa Occidentale, invece, si assiste a una contrazione di attività dovuta agli effetti della recessione macroeconomica, che ha riguardato soprattutto l'Angola. La ripresa, in termini di nuove aggiudicazioni, è attesa soprattutto nei prossimi 18-24 mesi; il livello di attività dovrebbe aumentare in modo consistente a partire dal 2012, anche grazie al contributo di nuove aree come il Ghana.

Nelle acque profonde del Golfo del Messico l'attività è stata molto sostenuta per lo sviluppo di campi satellite collegati a sistemi galleggianti, fino all'incidente del semisommersibile di perforazione Deepwater Horizon della BP, che ha causato una moratoria da parte delle Autorità statunitensi sulle nuove perforazioni per sei mesi, le cui implicazioni negative sugli sviluppi dell'intera area sono ancora da comprendere.

Nell'ambito delle condotte a largo diametro, la ripresa è molto consistente rispetto al 2009 e riguarda principalmente il Mediterraneo/Medio Oriente e il Nord Atlantico, dove è iniziata nel mese di aprile l'installazione della condotta Nord Stream da parte di Saipem. Le aspettative in questo settore sono molto favorevoli per i prossimi anni, con una crescita attesa molto elevata.

Il mercato delle piattaforme fisse sta attraversando una fase di espansione sia in termini di unità fisiche che di investimenti, attesi nel corso del 2010 in crescita del 12%; un andamento particolarmente positivo è previsto in Asia-Pacifico e Africa, che insieme rappresentano più del 50% del mercato mondiale. L'incremento maggiore si sta riscontrando nell'ambito delle strutture più leggere, ovvero con peso della topside inferiore alle 1.000 tonnellate. La crescita del mercato è attesa consolidarsi nel medio termine, dal momento che gli investimenti in piattaforme fisse sono previsti superare i 18 miliardi di

dollari nel 2014, con un incremento medio composto nel periodo 2010-2014 pari al 9%.

Per quanto riguarda la rigassificazione offshore, Saipem sta costruendo il primo terminale offshore al mondo, che verrà installato al largo delle coste italiane di Livorno. Numerosi progetti sono in corso di valutazione, soprattutto in America Latina e Asia-Pacifico.

Nel settore liquefazione, Saipem sta preparando il FEED per un FLNG in Brasile in competizione con altri consorzi. Shell ha siglato nel corso del semestre contratti con Technip e Samsung Heavy Industries per lo sviluppo del progetto Prelude che formalizzano l'annuncio al mercato del 2009, in attesa di una decisione finale sull'investimento. L'impegno di Shell è molto importante in quanto indicatore della confidenza delle major sulle prospettive dell'FLNG, che rimangono positive nel medio termine.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Agip KCO, in Kazakhstan, l'estensione del contratto Kashagan Piles and Flares per l'installazione del sistema di infrastrutture marine nell'ambito della fase sperimentale di sviluppo del giacimento Kashagan. Il contratto prevede le attività di fabbricazione, assemblaggio, trasporto e installazione dei pali di sostegno delle strutture marine e delle fiaccole, oltre all'installazione di 14 module barge;
- per conto Snam Rete Gas, un contratto per le attività relative all'installazione di un nuovo sistema di importazione gas sulla terraferma dal FRSU (Floating Storage Re-gassification Unit) che sarà installato al largo di Livorno.

Gli investimenti

Tra gli investimenti più significativi sono da segnalare:

- il proseguimento delle attività di investimento relative a un nuovo posatubi CastorOne, a posizionamento dinamico, per la posa di condotte di grande diametro in climi artici e in acque profonde;
- il proseguimento delle attività di investimento relative alla nuova nave Saipem FDS 2, per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde;
- il proseguimento delle attività di conversione di una petroliera in un impianto FPSO;
- il proseguimento delle attività di investimento per la realizzazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- il potenziamento delle strutture operative in West Africa;
- gli interventi di miglioramento e integrazione eseguiti sui principali mezzi della flotta.

Le realizzazioni

L'attività nel corso del primo semestre 2010 è consistita nella posa di 461 chilometri di condotte e nell'installazione di 24.438 tonnellate di impianti.

Di seguito si riportano i maggiori progetti.

Nell'Alto Adriatico sono state installate strutture varie relative alle campagne di lavori offshore 2009 nell'ambito dell'**Accordo Quadro** firmato nell'anno per conto InAgip doo ed Eni Exploration & Production.

Nel Mar Mediterraneo:

- sono state eseguite le attività di installazione dello spool di collegamento tra la piattaforma e la nuova condotta, nonché di un ombelicale di controllo del sistema di valvole nel campo della piattaforma, relative al progetto **Maamoura**, per conto Eni Tunisia BV, nell'ambito di un contratto EPIC che prevede le attività di project management, ingegneria, procurement, fabbricazione e installazione di una piattaforma, nonché la posa di due pipeline; i lavori sono stati eseguiti mediante l'utilizzo della nave posatubi Crawler e del Diving Support Vessel Bar Protector;
- sono state completate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Sequoia**, per conto Burullus Gas Co, in Egitto, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, installazione e messa in opera del sistema di sviluppo sottomarino del giacimento Sequoia e di una nuova condotta di esportazione del gas;
- sono state eseguite le attività di posa, interrimento e collaudo della prima sezione del gasdotto relative al progetto, per conto Snam Rete Gas, per l'installazione

di un nuovo sistema di importazione gas sulla terraferma dal FRSU (Floating Storage Re-gassification Unit) che sarà installato al largo di Livorno;

- sono state eseguite le attività di installazione del deck di una piattaforma relative al progetto **Baraka**, per conto Eni Tunisia BV, nell'ambito di un contratto EPIC che prevede le attività di project management, ingegneria, procurement, fabbricazione e installazione di una piattaforma.

In Arabia Saudita, in seguito alla sottoscrizione di un **Long Term Agreement**, per conto Saudi Aramco, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di strutture, piattaforme e condotte, nell'offshore saudita, sono terminate le attività per la realizzazione di un nuovo cantiere di costruzione a Damman, dove sono in fase di completamento le attività di costruzione delle piattaforme che verranno installate nei prossimi anni; sono inoltre state eseguite le attività di ingegneria e i lavori preparatori per l'installazione di un gasdotto e varie flowline.

In Estremo Oriente:

- sono in corso le attività relative al contratto per la posa del gasdotto **PNG LNG EPC2**, per conto ExxonMobil, in Papua Nuova Guinea, che prevede le attività di ingegneria, trasporto e installazione a mare di un gasdotto, che collegherà la foce del fiume Omati, sulla costa meridionale della Papua Nuova Guinea, alla capitale Port Moresby, sulla costa sudorientale del Paese, nei pressi della quale sorgerà un impianto di liquefazione;
- sono in corso le attività nell'ambito del progetto **Gajah Baru**, per conto Premier Oil Natuna Sea BV, nel Mar di Natuna Occidentale, al largo delle coste dell'Indonesia, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e installazione di due piattaforme, oltre a un ponte di collegamento tra le piattaforme e a una condotta sottomarina per l'esportazione del gas. Una delle due piattaforme sarà installata con il metodo del floatover;
- sono in corso le attività offshore relative al progetto **Premier Oil Block 12 Development**, per conto PTSC, in Vietnam, che prevede le attività di ingegneria, project management, trasporto e installazione di una piattaforma, di cinque condotte e di un ombelicale.

In Africa Occidentale:

- sono in corso le attività di ingegneria e fabbricazione relative al progetto, di tipo EPIC, **Kizomba Satellites Epc3 Tiebacks**, per conto Esso Exploration Angola (Block 15) Ltd, per lo sviluppo del progetto che inte-

ressa i giacimenti Kizomba Satellites situati nel Blocco 15 al largo delle coste angolane. I lavori riguardano l'ingegneria, la fabbricazione, il trasporto e l'installazione delle condotte, degli ombelicali, dei riser e dei sistemi sottomarini che collegheranno i giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggianti (FPSO) di Kizomba A e B;

- sono proseguite le attività di installazione delle strutture sottomarine relative al contratto, di tipo EPIC, **Blocco 17**, in Angola, per conto Total E&P Angola, di esportazione del gas dall'omonimo blocco e la sua successiva re-iniezione nei bacini di due giacimenti esauriti al largo delle coste angolane. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, trasporto e installazione di una nuova piattaforma di iniezione gas;
- sono terminate le attività di installazione nell'ambito del progetto, di tipo EPIC, **Olowi**, per conto CNR International (Olowi), in Gabon, che, nell'ambito dello sviluppo dell'omonimo giacimento, prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di tre torri di perforazione, tre piattaforme e ombelicali; l'installazione della prima piattaforma è stata effettuata mediante l'utilizzo del pontone Castoro II;
- sono proseguite le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Usan**, per conto Elf Petroleum Nigeria (Total), che prevede lo sviluppo sottomarino del giacimento offshore di Usan, situato circa 160 chilometri a sud di Port Harcourt, in Nigeria. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e assistenza relative alla messa in servizio di condotte sottomarine, ombelicali e riser che collegheranno quarantadue teste pozzo sottomarine al sistema di produzione galleggiante (FPSO, Floating Production Storage Offloading), nonché la realizzazione del sistema di esportazione del greggio costituito da una boa di ancoraggio e due linee di esportazione e di parte del sistema di ancoraggio dell'FPSO;
- sono in corso le attività di ingegneria, approvvigionamento e fabbricazione relative al contratto, di tipo EPIC, **SCP (Single Central Platform)**, per conto Total E&P Angola, che prevede la realizzazione e la messa in opera di una piattaforma nel Blocco 2, in Angola;
- sono terminate le attività relative al progetto, di tipo EPIC, **Libondo Platform**, per conto Total E&P Congo, in Congo, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di due condotte sottomarine, di due cavi sottomarini e l'installazione di una piattaforma.

Sono iniziate le attività offshore nell'ambito del progetto **Nord Stream**, per conto Nord Stream AG, che preve-

de la posa di un gasdotto costituito da due condotte parallele che uniranno Vyborg in Russia con Greifswald in Germania attraverso il Mar Baltico.

Sempre nel Mare del Nord e con l'utilizzo del Saipem 7000, è stato completato il progetto **Buzzard Enhancement**, per conto Nexen Petroleum UK, che prevede l'installazione di un jacket, di pali e di un ponte, in acque inglesi nel Mare del Nord; inoltre, sono state installate parte delle strutture nell'ambito del progetto **Valhall**, per conto Statoil Hydro Petroleum AS, che prevede il trasporto e l'installazione di cinque ponti e due torri nel campo Valhall, in Norvegia.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, sono continuate le attività di ispezione sottomarina, manutenzione e riparazione delle infrastrutture di BP presenti nell'area dell'offshore azero, tra cui le piattaforme installate dalla stessa in periodi precedenti.

In Kazakhstan, per conto Agip KCO, nell'ambito del programma per lo sviluppo del giacimento Kashagan, nelle acque kazake del Mar Caspio:

- sono continuate le attività di posa offshore, nell'ambito del progetto **Trunkline and Production Flowlines**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali, rivestimento, posa e messa in servizio di condotte, cavi in fibra ottica e ombelicali;
- sono in corso le attività nell'ambito del progetto **Piles and Flares**, che nel 2010 prevedono l'installazione di tre moduli barge, una fiaccola, diversi piperack e ponti di collegamento e varie strutture attualmente in costruzione a Kuryk;
- sono continuate le attività nell'ambito del progetto **Hook Up and Commissioning** iniziate con il contratto preliminare nel 2008, che prevede la connessione e la messa in opera delle strutture a mare e la prefabbricazione e il completamento di moduli da svolgersi presso il cantiere di Kuryk.

In Sud America:

- sono in corso di completamento le attività relative al contratto **Mexilhao**, per conto Companhia Mexilhao do Brasil, in Brasile, che prevede trasporto e installazione di un jacket, dei pali di ancoraggio e delle topside della piattaforma PMXL-1, nell'ambito dello sviluppo del campo Mexilhao, nel bacino di Santos, circa 140 chilometri al largo delle coste dello Stato di San Paolo;
- sono proseguite le attività relative al contratto **Uruguà-Mexilhao Pipeline**, per conto Petrobras, nell'area di Santos Basin al largo delle coste del Brasile,

che prevede trasporto, installazione e attività di test di una condotta che collegherà l'unità di produzione galleggianti (FPSO) Cidade de Santos, situata nel Blocco esplorativo BS-500 a una profondità di 1.372 metri, alla piattaforma gas situata a 172 metri di profondità nel campo Uruguà.

Nel segmento "Leased FPSO", nel corso del semestre hanno operato:

- l'unità FPSO Cidade de Vitoria, nell'ambito di un contratto, per conto Petrobras, della durata di undici anni,

per lo sviluppo della seconda fase del giacimento **Golfinho**, situato nell'offshore brasiliano, a una profondità d'acqua di 1.400 metri;

- l'unità Gimboa, nell'ambito del contratto, per conto Sonangol P&P, della durata di sei anni, relativo alla fornitura e alla gestione di un'unità FPSO per lo sviluppo del giacimento **Gimboa**, situato al largo delle coste angolane, nel Blocco 4/05 a una profondità d'acqua di 700 metri.

Mezzi navali al 30 giugno 2010

Saipem 7000	Pontone semisommersibile autopropulso a posizionamento dinamico per il sollevamento di strutture fino a 14.000 tonnellate e posa a "J" di tubazioni a profondità fino a 3.000 metri.
Saipem FDS	Nave a posizionamento dinamico per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde fino a 2.100 metri, per varo a "J" di condotte fino a 22 pollici di diametro e per sollevamento fino a 600 tonnellate.
Castoro Sei	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro e in profondità fino a 1.000 metri.
Castoro Sette	Pontone posatubi semisommersibile per la posa di condotte di largo diametro e in profondità fino a 1.000 metri.
Castoro Otto	Nave posatubi e sollevamento, idonea per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Saipem 3000	Nave sollevamento autopropulsa, a posizionamento dinamico, idonea per la posa di condotte flessibili in acque profonde e per il sollevamento di strutture fino a 2.200 tonnellate.
Bar Protector	Nave appoggio, a posizionamento dinamico, per immersioni in alti fondali e per lavori su piattaforme.
Semac 1	Pontone posatubi semisommersibile, idoneo per la posa di condotte di largo diametro e in acque profonde.
Castoro II	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 1.000 tonnellate.
Castoro 10	Pontone per interro condotte fino a 60 pollici di diametro e per la posa di condotte in basso fondale.
Castoro 12	Pontone posatubi per shallow-water, idoneo per la posa di condotte fino a 40 pollici di diametro per bassissimi fondali fino a 1,4 metri.
S355	Pontone posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 42 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 600 tonnellate.
Crawler	Nave posatubi e sollevamento, idoneo per la posa di condotte fino a 60 pollici di diametro e per il sollevamento di strutture fino a 540 tonnellate.
Saipem Trenching Barge	Pontone per post trenching e back-filling di condotte fino a 40 pollici di diametro in bassissimo fondale (1,4 metri).
Saibos 230	Pontone di lavoro e posatubi fino a 30 pollici, con gru mobile per battitura pali, terminali, piattaforme fisse.
Ersai 1 (*)	Bettolina per sollevamento e installazione con possibilità di lavorare adagiata sul fondo del mare, dotata di due gru cingolate, una da 300 tonnellate e l'altra da 1.600 tonnellate.
Ersai 2 (*)	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3 (*)	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 50 persone.
Ersai 400 (*)	Nave accommodation in grado di ospitare fino a 400 persone, dotata di rifugio in caso di evacuazione per H ₂ S.
Castoro 9	Bettolina da carico in coperta.
Castoro XI	Bettolina da trasporto carichi pesanti.
Castoro 14	Bettolina da carico in coperta.
Castoro 15	Bettolina da carico in coperta.
S42	Bettolina da carico in coperta, utilizzata per stoccaggio torre S7000.
S43	Bettolina da carico in coperta.
S44	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
S45	Bettolina per varo di piattaforme fino a 20.000 tonnellate.
S46	Bettolina da carico in coperta.
S47	Bettolina da carico in coperta.
Bos 600	Bettolina per varo di piattaforme fino a 30.000 tonnellate.
FPSO - Cidade de Vitoria	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 100.000 barili.
FPSO - Gimboa	Nave di produzione/trattamento/stoccaggio e trasbordo con produzione giornaliera di 60.000 barili.

(*) Di proprietà della Ersai Caspian Contractor Llc.

ONSHORE

Quadro generale

Nel settore Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività prevalentemente nell'esecuzione di progetti di elevate dimensioni e complessità da un punto di vista ingegneristico, tecnologico e operativo, con un forte orientamento verso attività in aree remote e in condizioni particolarmente sfidanti. Saipem ha raggiunto un posizionamento competitivo di eccellenza per la fornitura di servizi di ingegneria di base e di dettaglio, di approvvigionamento, di project management e di costruzione per l'industria petrolifera, infrastrutture complesse e attività ambientali. Particolarmente rilevante è l'attenzione dedicata al contenuto locale nella realizzazione dei progetti, soprattutto in aree come Medio Oriente, Nord Africa, Africa Occidentale, Asia e Canada.

Il contesto di mercato

I primi segnali di ripresa economica, manifestatisi già al termine dello scorso esercizio, e la parziale ripresa delle quotazioni petrolifere hanno consentito al settore Onshore livelli di attività in ripresa, anche se ancora inferiori rispetto alla fase di forte espansione registrata nel 2007-2008. L'incertezza sull'effettiva continuità della ripresa economica mondiale, i dubbi sulla reale situazione finanziaria dei Paesi dell'area euro e il possibile rallentamento della crescita da parte dei principali Paesi emergenti alimentano ancora un clima di insicurezza sulla ripresa, a breve, della domanda di petrolio e gas naturale e, conseguentemente, sulle loro quotazioni e i relativi piani di investimento per lo sviluppo di nuovi campi.

Durante questi primi mesi del 2010 i maggiori progetti sono stati assegnati soprattutto da parte delle National Oil Company, in particolare in Medio Oriente. Altre aree

che hanno visto l'assegnazione di contratti importanti in questo periodo sono state l'India, la Russia, il Sud-Est Asiatico e il Nord America.

Nell'attuale contesto di incertezza le società internazionali (major) palesano ancora difficoltà nell'assegnazione dei numerosi progetti che furono rinviati durante la fase più acuta della crisi. Sono inoltre aumentati in maniera rilevante i contratti di ingegneria di dettaglio e di front-end (FEED), allo scopo di meglio definire, da parte delle società committenti, i dettagli dei progetti e, in tal modo, ottenere una maggiore riduzione dei costi di sviluppo, ancora a livelli storicamente elevati.

Gli investimenti nel settore upstream nel corso dei primi mesi del 2010 sono stati in forte sviluppo, soprattutto grazie all'attività delle National Oil Company in Medio Oriente (Emirati Arabi, Qatar). Nell'immediato futuro vi sono buone prospettive, oltre che nell'area mediorientale (in particolar modo in Kuwait), anche in Russia, Kazakhstan e Venezuela.

Il settore del trasporto di olio e gas, grazie al suo crescente ruolo strategico, ha visto anche in questi mesi l'assegnazione di diversi contratti per la costruzione di nuove linee, in particolare in Russia, Medio Oriente e Nord America; nella restante parte dell'anno ci sono buone prospettive nei Paesi arabi, nelle aree dell'ex Unione Sovietica (sia verso l'Europa che verso l'Asia Orientale) nonché nel continente sudamericano e nella rete di trasporti nordamericana. Le prospettive di sviluppo a breve termine potrebbero in parte risentire della temporanea situazione di sovracapacità, legata alla messa in produzione di riserve "non convenzionali" in America del Nord, e del calo della domanda da parte dei Paesi OCSE più sviluppati (in particolar modo in Europa).

Il settore della liquefazione del gas naturale, pur con grandi prospettive, non ha ancora mostrato segnali incoraggianti di ripresa. L'ancora debole domanda di gas naturale nei Paesi più avanzati, unita alla temporanea sovracapacità produttiva a breve e medio termine (legata all'avviamento dei mega-impianti di liquefazione in Qatar), continuano a frenare gli enormi investimenti in via di definizione. A oggi grandi progetti sono in fase di implementazione nell'area del Pacifico, e in particolare in Australia. Altre aree potenzialmente interessanti a breve termine dovrebbero essere l'Africa Occidentale (Nigeria, Angola) e la Russia.

Il settore della raffinazione è stato tra i più attivi durante i primi mesi del 2010. Nuovi grandi progetti sono stati assegnati in Medio Oriente (Emirati Arabi e Arabia Saudita), ma anche in India, Messico e America Latina. La crescita della domanda nelle zone più orientali del pianeta ha compensato il calo delle aree più tradizionali, instaurando un nuovo trend di crescita globale. In questo ambito si prevede che vi siano buone prospettive per lo sviluppo di impianti vicini a mercati secondari, ma in fase di crescita (America Latina, Africa, Asia Centrale), mentre i progetti volti all'esportazione, più complessi e costosi, potrebbero risentire delle difficoltà di reperimento dei necessari finanziamenti.

Il settore petrolchimico ha continuato a risentire pesantemente degli effetti legati alla crisi. Il calo della domanda, unito alla sovracapacità creata nell'ultima recente fase di forti investimenti, ha determinato un sensibile rallentamento delle nuove iniziative. A parte il Medio Oriente (Emirati Arabi), pochi nuovi progetti sono stati assegnati durante questo periodo. La ciclicità del settore lo rende particolarmente esposto all'andamento dell'economia e una ripresa concreta sarà possibile solamente quando verrà riassorbito il surplus produttivo esistente.

A oggi i progetti più promettenti sono annunciati ancora una volta in Asia (Cina, India, Vietnam, Thailandia) e Medio Oriente (Arabia Saudita, Qatar, Kuwait, EAU, Iran). Ulteriori opportunità potrebbero arrivare anche da Sud America e Russia.

Nell'ambito dei fertilizzanti il mercato si presenta a oggi particolarmente brillante, con ottime prospettive di investimento in nuovi complessi in India, America Latina e Africa. Anche i settori delle infrastrutture e degli impianti di generazione di energia elettrica hanno mostrato risultati confortanti in questi mesi e potranno godere in futuro della crescita di domanda in aree in forte sviluppo quali Medio Oriente e Nord Africa. In particolare i segmenti delle energie rinnovabili e del nucleare potranno rivestire un ruolo rilevante nella politica di crescita economica di questi Paesi.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del primo semestre 2010 sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Abu Dhabi Gas Development Co Ltd, tre contratti, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas ad alto contenuto di zolfo di Shah nel sud dell'Emirato. Lo sviluppo del giacimento prevede il trattamento di un miliardo di piedi cubi al giorno di gas, la separazione in loco di gas e zolfo e il loro successivo trasporto in condotte e collegamento alla rete gas nazionale ad Habshan e Ruwais, nel nord dell'Emirato;
- per conto Kuwait Oil Co (KOC), in Kuwait, un contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di una nuova stazione di pompaggio (Booster Station 171 - BS 171)

- comprendente tre linee di gas ad alta e bassa pressione per la produzione di gas secco e di condensati;
- per conto PEMEX, in Messico, il contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), per due unità di desulfurizzazione e due unità di rigenerazione delle ammine da realizzarsi presso due raffinerie di proprietà del Cliente. Gli impianti saranno realizzati presso le raffinerie Miguel Hidalgo e Antonio M. Amor a un'altitudine rispettivamente di 2.000 e 1.700 metri sopra il livello del mare.

Gli investimenti

Nel comparto Onshore gli investimenti sono principalmente riconducibili all'acquisto e all'approntamento di mezzi e attrezzature necessari per l'esecuzione dei progetti.

Inoltre sono iniziate le attività di approntamento di macchinari e attrezzature necessarie all'esecuzione dei progetti acquisiti nel corso del semestre.

Le realizzazioni

Le attività Onshore svolte durante il semestre hanno raggiunto un nuovo record in termini di ricavi.

L'attività svolta nell'ambito Onshore ha riguardato la posa di 235 chilometri di condotte di vario diametro e l'installazione di 118.946 tonnellate di impianti.

Di seguito, per le varie aree, si riportano le maggiori realizzazioni.

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- sono state completate le attività relative al progetto **Khurais Crude Facilities**, per la realizzazione dell'impianto di separazione gas-oil (GOSP), nell'ambito del programma di sviluppo del giacimento petrolifero di Khurais, in Arabia Saudita, situato circa 180 chilometri a nord-est di Riyadh. Il contratto prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e avviamento di quattro treni di separazione di gas e greggio, oltre a una serie di infrastrutture di produzione;
- sono state completate le attività relative al progetto **Khurais Utilities e WIPS**, che è parte del programma di realizzazione del complesso di Khurais e prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione, avvio del sistema di stazioni di pompaggio che iniettano nel giacimento di Khurais l'acqua proveniente dall'impianto di trattamento di Qurayyah e tutte le utility necessarie all'esecuzione e al funzionamento del progetto;
- sono state completate le attività relative al progetto **Qurayyah Seawater Treatment Plant**, che prevedeva

l'espansione degli impianti per il trattamento dell'acqua di mare e della successiva iniezione nei giacimenti per supportare le attività di produzione del petrolio;

- sono continuate le attività relative al contratto, di tipo EPC (Engineering Procurement Construction), **Manifa Field**, per la realizzazione degli impianti di separazione olio gas (CPF) del giacimento di Manifa, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione di tre treni di separazione di gas e greggio (GOSP), delle unità di trattamento e compressione del gas, dei collettori di ingresso del greggio e del sistema di torcia.

In Qatar:

- sono in fase di completamento le attività relative al contratto, di tipo EPC, per conto Qatar Fertiliser Co SAQ, **Qafco 5**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e avviamento di due nuovi impianti per la produzione di ammoniaca e urea e delle unità di produzione di servizi associate nel complesso industriale di Qafco, nella città di Mesaieed;
- sono iniziate le attività relative al contratto, di tipo EPC, per conto Qatar Fertiliser Co SAQ, **Qafco 6**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e avviamento di un nuovo impianto per la produzione di urea nel nuovo complesso industriale di Qafco, nella città di Mesaieed, circa 30 chilometri a sud di Doha. I progetti Qafco 5 e Qafco 6 andranno a formare il più grande complesso per la produzione di ammoniaca e urea nel mondo;
- sono in fase di completamento le attività relative al progetto, per conto Qatofin, **LLPDE Plant**, che prevede la costruzione di un impianto di polietilene;
- sono continuate le attività di costruzione e avviamento relative al progetto, di tipo EPC, per conto Qatar Shell Ltd, **Pearl Gas To Liquids (GTL)**, per la realizzazione di un impianto di trattamento delle acque di scarico nella città industriale di Ras Laffan.

Negli Emirati Arabi Uniti:

- sono in fase di completamento le attività relative al progetto, di tipo EPC, per conto Gasco, **Ruwais**, che prevede la realizzazione di un treno di frazionamento su un'unica linea e l'adeguamento delle relative facility, inclusa la realizzazione di una nuova banchina per il caricamento a mare e un nuovo parco serbatoi refrigerati;
- sono iniziate le attività relative al progetto, di tipo EPC, per conto Abu Dhabi Gas Development Co Ltd, nell'ambito dello sviluppo del giacimento gas ad alto contenuto di zolfo di **Shah**.

In Kuwait:

- sono continuate le attività relative al progetto, di tipo EPC, per conto Kuwait Oil Co (KOC), **BS 160**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in esercizio di una nuova stazione di trattamento gas composta da due treni per la compressione e deidratazione del gas, che verrà destinato alla raffineria di Mina Al Ahmadi;
- sono iniziate le attività relative al progetto, di tipo EPC, per conto KOC, per la sostituzione dei sistemi di compressione presso i **Gathering Centres 07, 08 e 21** di KOC situati nel sud del Paese. I lavori prevedono le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione e smaltimento degli impianti esistenti, costruzione, installazione, avvio degli impianti nonché l'addestramento del personale per tre nuovi compressori.

In Oman, per conto SIDC (Sohar International Development Co) – società controllata da SIPC (Sohar Industrial Port Co) – sono iniziate le attività relative al contratto per la progettazione e la costruzione di un terminale marittimo per il carico e lo scarico di minerali, nel porto di Sohar, 150 chilometri circa a nord-ovest di Muscat.

In Pakistan, per conto **Engro Chemical Pakistan Ltd (ECPL)**, è in fase di completamento il progetto relativo alla fornitura delle licenze tecnologiche, dell'ingegneria, dell'approvvigionamento e della supervisione alla realizzazione di un impianto per la produzione di ammoniaca e urea, completo delle relative strutture di servizio, localizzato a Daharki, circa 450 chilometri a nord-est di Karachi.

In Algeria, per conto Sonatrach:

- è in fase di completamento il progetto **UBTS (Unité de Traitement du Brut et de sa Stabilisation)**, che prevede l'ingegneria, l'approvvigionamento e la costruzione di un impianto di stabilizzazione e trattamento del greggio composto da tre treni di stabilizzazione, un'unità di manutenzione, quattro depositi di stoccaggio e una condotta per il trasporto di greggio, acqua e gas;
- è in fase di completamento il progetto, di tipo EPC, **LZ2 Hassi R'mel-Arzew**, che prevede l'installazione della condotta per il trasporto di GPL che collegherà il giacimento di gas di Hassi R'mel, nell'Algeria centrale, all'area di esportazione petrolifera di Arzew, situata sulla costa mediterranea dell'Algeria occidentale;
- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto di tipo EPC, per la realizzazione delle infrastrutture relative a un impianto di trattamento di GPL (Gas di Petrolio Liquefatti) nel complesso petrolifero

di **Hassi Messaoud**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di tre treni di GPL;

- sono continuate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, **LNG GL3Z Arzew**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un impianto per la liquefazione di gas naturale (GNL) e la realizzazione di utility, di un'unità di generazione di energia elettrica e del molo;
- sono iniziate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, per conto Sonatrach e First Calgary Petroleum, per la realizzazione di un impianto per il trattamento del gas proveniente dal giacimento **Menzel Ledjmet East** e dagli sviluppi futuri dei campi del Central Area Field Complex. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un centro di raccolta e trattamento del gas naturale con relative condotte di esportazione;
- sono continuate le attività relative al contratto, di tipo EPC, **Ammonia/Urea Arzew**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione del terminale marittimo destinato all'esportazione dei prodotti del futuro impianto di Ammonia/Urea di Arzew, località situata circa 400 chilometri a ovest di Algeri;
- sono iniziate le attività di costruzione relative al contratto, di tipo EPC, per la realizzazione del gasdotto **GK3 - lotto 3**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali e costruzione di un sistema di trasporto del gas naturale. Il lotto 3 consiste in un sistema di gasdotti che collegherà la località di Mechtatine a Tamlouka nel nord-est del Paese e da qui proseguirà verso due località situate sulla costa nord-orientale algerina, Skikda ed El-Kala.

In Marocco sono in fase di completamento le attività relative al progetto, di tipo EPC, di espansione della raffineria **Samir**, che prevede la realizzazione di un'unità vacuum, una di hydrocracking e una di hydrotreating, oltre a un'unità di recupero zolfo, rigenerazione ammine, sour water stripper e a un potenziamento delle utility dell'esistente raffineria.

In Nigeria:

- per conto Total Exploration and Production Nigeria Ltd - TEPNG (operatore della joint venture NNPC/TEPNG), è in corso il contratto, di tipo EPC, **OML 58 Upgrade**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione, smontaggio, costruzione e commissioning relative a esistenti e nuove unità presso gli impianti di trattamento gas di Obagi e Obite;

- per conto Shell Petroleum Development Co, è in fase di completamento il progetto **Nembe Creek-Cawthorne Channel**, che prevede la costruzione, l'installazione e la messa in esercizio di una condotta completamente in "swamp area" che collegherà gli snodi di San Bartholomew e Cawthorne Channel, nelle regioni del Bayelsa e River State, oltre allo smantellamento della condotta esistente e degli impianti accessori;
- per conto ChevronTexaco, sono in corso le attività relative al progetto, di tipo EPC, **Escravos GTL**. L'impianto sarà costituito da due treni paralleli;
- per conto Nigerian Agip Oil Co (NAOC), sono in fase di completamento le attività relative al progetto **OB/OB Revamping (T-4/5)**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, demolizione, smontaggio, costruzione e commissioning relative a unità esistenti e nuove unità presso l'impianto trattamento gas di Obiafu/Obrikom;
- per conto Shell Petroleum Development Co of Nigeria (SPDC), sono in fase di completamento i lavori di costruzione relativi al progetto **Gbaran**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento e posa di condotte, cavi elettrici ad alto voltaggio e cavi in fibra ottica;
- per conto Shell Petroleum Development Co of Nigeria (SPDC), sono in fase di completamento i lavori di costruzione relativi al progetto **Gbaran Logistic Base**, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione e messa in servizio della base logistica del giacimento di Gbaran.

In Italia, per conto Eni Divisione Refining & Marketing, sono in corso le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione per la prima applicazione su scala commerciale della Tecnologia EST (Eni Slurry Technology), nell'ambito del progetto per la costruzione

di una raffineria a Sannazzaro. La tecnologia EST, al cui sviluppo Saipem ha dato un significativo contributo, può convertire quasi completamente i residui di greggi pesanti in distillati più leggeri.

In Francia, per conto Gaz de France, sono stati completati i lavori relativi al terminale di rigassificazione del gas naturale nell'ambito del progetto **Fos Cavaou**, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento e costruzione delle strutture di un terminale di rigassificazione, inclusi tre serbatoi di stoccaggio e opere marittime.

In Australia, per conto Chevron, il contratto, di tipo EPC (Engineering Procurement Construction), per la realizzazione di un molo e delle strutture marittime associate nell'ambito del progetto **Gorgon LNG**. I lavori riguardano le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, costruzione e messa in esercizio del molo e delle relative strutture marittime per il nuovo impianto Chevron Gorgon LNG sito sull'isola di Barrow, 70 chilometri circa al largo della costa di Pilbara nell'Australia Occidentale.

DRILLING OFFSHORE

Quadro generale

Nel settore Drilling Offshore il Gruppo ha operato in West Africa, in Nord Africa, nel Golfo di Suez, nel Golfo Arabico, in Norvegia, in Perù e in Indonesia.

Tra i mezzi navali che costituiscono la flotta del Gruppo Saipem spiccano per le loro caratteristiche: il Saipem 12000, di nuova costruzione, idoneo a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.600 metri; il Saipem 10000, idoneo a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.000 metri; lo Scarabeo 7, mezzo semisommersibile in grado di operare su fondali fino a 1.500 metri; lo Scarabeo 5, mezzo semisommersibile della quarta generazione, capace di lavorare su fondali di oltre 1.800 metri e di perforare a una profondità di 9.000 metri.

Il contesto di mercato

La parziale ripresa delle quotazioni del petrolio avvenuta durante il primo semestre 2010 unita ai primi segnali di stabilizzazione dell'economia a livello mondiale non hanno ancora permesso al settore del Drilling Offshore di ritornare alla situazione pre-crisi.

I tassi di operatività dei mezzi di perforazione, dopo aver raggiunto valori di minimo relativo al termine dello scorso esercizio, continuano a mantenersi a livello piuttosto bassi. I jack-up presentano un valore globale vicino al 75%. I semisommersibili e le navi di perforazione presentano un tasso di operatività pari all'80% e hanno risentito di un certo rallentamento dell'utilizzo, in particolare nel sud-est asiatico e nell'area del Golfo del Messico.

Per quanto concerne le rate di noleggio, queste hanno continuato a risentire di una situazione di incertezza e, in generale, sono in leggera diminuzione, in particolar modo i jack-up. Più stabili, per ora, i valori per i mezzi semisommersibili e le navi di perforazione.

L'attività di costruzione di nuovi mezzi comincia a risentire di una certa contrazione, frutto della crisi iniziata nel 2008. A fine giugno 2010 si registrano 121 mezzi in fase di realizzazione od ordinati, di cui 67 per acque profonde e ultra profonde e 54 jack-up. L'elevato numero di mezzi in fase di realizzazione, ma ancora senza contratto, continua a mantenersi a livelli significativi e ciò causa delle incertezze future che ancora gravano sul settore, anche a causa dei tragici eventi accaduti nel Golfo del Messico.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto Total E&P Congo e per conto Addax Petroleum, due contratti per il noleggio del mezzo di perforazione semisommersibile Scarabeo 3, per un periodo complessivo di 9 mesi più opzioni, a partire da gennaio 2010. I due contratti prevedono l'utilizzo dell'impianto in Congo e in Nigeria;
- per conto IEOC, l'estensione, fino a giugno 2013, del contratto di utilizzo dell'impianto di perforazione semisommersibile Scarabeo 4, in Egitto;
- per conto Harrington Dubai, il contratto per il noleggio del jack-up Perro Negro 3, per attività di perforazione nel Golfo Persico per un periodo di sei mesi, più opzione di 18 mesi.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Offshore sono da segnalare:

- la conclusione delle attività di investimento relative a una nuova nave di perforazione per acque ultra profonde, denominata Saipem 12000, che opererà, per conto Total Exploration & Production, per lo sviluppo del Blocco 17 in Angola;

- il proseguimento delle attività di costruzione della nuova piattaforma semisommersibile di perforazione in acque profonde Scarabeo 8, che opererà in Norvegia per conto Eni Norge;
- il proseguimento delle attività di costruzione della nuova piattaforma semisommersibile di perforazione in acque profonde, Scarabeo 9, che opererà nel Golfo del Messico per conto Eni;
- l'acquisto di un jack-up in costruzione, denominato Perro Negro 8, destinato a rimpiazzare uno dei mezzi dell'attuale flotta;
- interventi di rimessa in classe e investimenti effettuati sulla flotta per rendere i mezzi adeguati alle normative internazionali e alle richieste specifiche delle società committenti.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 21 pozzi per un totale di 66.874 metri perforati.

La nave di perforazione per alti fondali di nuova costruzione **Saipem 12000** ha iniziato nel mese di maggio la navigazione verso l'offshore angolano, dove opererà nell'ambito di un contratto pluriennale per conto Total Exploration & Production.

La nave di perforazione per alti fondali **Saipem 10000**, terminate le operazioni in Angola per conto Total Exploration & Production, ha operato da marzo a metà giugno per conto Eni nell'offshore indonesiano, per poi iniziare la navigazione verso il cantiere di Singapore per la certificazione di classe.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 3**, terminate a marzo le operazioni in Congo per conto Total E&P Congo, ha ripreso l'attività di perforazione nell'offshore nigeriano per conto Addax Petroleum.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 4** ha continuato a operare in Egitto, per conto IEOC.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare in HP/HT (alta pressione/alta temperatura) nell'offshore norvegese, per conto Statoil.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 6** ha continuato le operazioni di perforazione in Egitto, per conto Burullus Gas Co.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 7** ha continuato a operare in Angola, per conto Eni Angola.

Il jack-up **Perro Negro 2** ha operato, ad Abu Dhabi, per conto Total Abu Bukhoosh.

Il jack-up **Perro Negro 3** ha iniziato a gennaio le operazioni di perforazione nel Golfo Persico, per conto Harrington Dubai.

Il jack-up **Perro Negro 4** ha continuato a operare in Egitto, per conto Petrobel.

Il jack-up **Perro Negro 5** ha continuato a operare in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up **Perro Negro 6** ha continuato a operare in Angola, per conto Sonangol.

Il jack-up **Perro Negro 7** ha proseguito le operazioni di perforazione in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

L'impianto **Packaged 5820** ha continuato le attività operative nell'offshore libico, per conto Mobruk Oil Operations Co.

In Congo sono continuate le attività di perforazione del nuovo tender assisted rig **TAD 1**, per conto Eni Congo SA. Sempre in Congo sono proseguiti i lavori di workover e manutenzione degli impianti della committente sulle piattaforme fisse di Eni Congo SA.

In Perù sono stati noleggiati, per conto Petrotech, due impianti che hanno eseguito 85 interventi di workover e pulling e, per conto BPZ Energy, due tender assisted rig che hanno perforato cinque pozzi ed effettuato due interventi di heavy workover.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre 2010 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 4	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6	163 (*)
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7	181
Nave di perforazione Saipem 10000	166 (*)
Jack-up Perro Negro 2	170 (*)
Jack-up Perro Negro 3	150 (*)
Jack-up Perro Negro 4	181
Jack-up Perro Negro 5	174 (*)
Jack-up Perro Negro 6	181
Jack-up Perro Negro 7	181
Tender Assisted Drilling Unit	153 (*)

(*) Nel complemento a 181 giorni è stato interessato da lavori di rimessa in classe.

DRILLING ONSHORE

Quadro generale

Nel settore Drilling Onshore il Gruppo Saipem opera in Italia, Algeria, Arabia Saudita, Kazakhstan, Ecuador, Colombia, Brasile, Bolivia, Perù, Venezuela, Congo e Ucraina.

Il contesto di mercato

Il parziale recupero delle condizioni economiche e di mercato ha influenzato in maniera lievemente positiva il settore delle perforazioni terra. In Nord America, a fronte di una ripresa dell'attività negli Stati Uniti si è contrapposta una riduzione piuttosto marcata in Canada. Complessivamente il numero di mezzi attivi nell'area è superiore di circa il 4% rispetto alla fine del 2009, anche se ancora inferiore di circa il 30% rispetto ai picchi registrati a ottobre 2008.

A livello internazionale la progressione è stata simile (+3% rispetto a fine 2009). Tra le aree più interessate troviamo l'America Latina e, in parte, Medio Oriente e Nord America.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative del periodo sono relative ai seguenti lavori:

- per conto ExxonMobil Kazakhstan Inc (EMKI), due contratti, in Kazakhstan, per la smobilitazione e il trasporto di due impianti di proprietà del Cliente di cui Saipem già seguiva la gestione operativa. Saipem realizzerà anche lavori di conversione su uno dei due impianti;
- per conto di vari Clienti, ulteriori nuovi contratti per l'utilizzo in Algeria e Perù di quattro impianti, due dei quali inutilizzati al momento della firma. I contratti prevedono l'utilizzo degli impianti a partire dal primo trimestre 2010 con una durata variabile dai sei mesi fino ai due anni.

Gli investimenti

Tra le attività di investimento relative al Drilling Onshore sono da segnalare:

- la conclusione delle attività di costruzione di un nuovo impianto destinato a operare in Italia, per conto Total Italia;
- il proseguimento delle attività di costruzione di due nuovi impianti destinati a operare in Kazakhstan, per conto Agip KCO;
- gli interventi di miglioramento e integrazione realizzati sugli impianti per mantenere l'efficienza operativa.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 113 pozzi per un totale di 387.343 metri perforati.

In **Italia**, dove sono dislocati quattro impianti, l'attività di perforazione a terra è stata svolta per conto Eni Divisione Exploration & Production utilizzando due impianti per la perforazione e il workover di pozzi profondi, nelle province di Novara e Potenza, mentre un terzo impianto ha iniziato le operazioni, per conto Total Italia, nella provincia di Matera.

In **Arabia Saudita** sette impianti hanno lavorato per conto Saudi Aramco, uno per conto South Rub Al-Khali Co Ltd.

In **Algeria** hanno lavorato sette impianti per conto dei Clienti First Calgary Petroleum, Repsol, Gazprom, ConocoPhillips e Groupement Sonatrach Agip.

In **Congo** hanno lavorato due impianti per conto di Eni Congo.

In **Perù** sono presenti sette impianti di perforazione e dodici impianti di workover e pulling; inoltre, sono gesti-

ti cinque impianti di terzi. Gli impianti di perforazione hanno perforato otto pozzi per conto dei clienti Perenco, Interoil, Talisman e Petrobras; sono stati inoltre eseguiti cinquecentotrentatré interventi di workover e pulling per conto Pluspetrol, Petrobras, Petrotech e Interoil.

In **Venezuela** sono presenti ventiquattro impianti di perforazione e quattro impianti di workover e pulling. Gli impianti di perforazione hanno perforato sessantatré pozzi, principalmente per conto PDVSA, oltre che per conto Petroquiriquire, Petroway e Baripetrol; sono stati inoltre eseguiti cinquantasei interventi di workover e pulling per conto PDVSA.

In **Brasile** tre impianti di perforazione hanno perforato sei pozzi per conto Petrobras.

In **Colombia**, dove sono dislocati sei impianti, due impianti hanno perforato due pozzi per conto Petrolifera e Perenco Colombia.

In **Kazakhstan** è proseguita l'attività di drilling/workover, per conto di Karachaganak Petroleum Operating (KPO), nella provincia di Uralsk. Nel corso del periodo tre impianti di proprietà hanno continuato l'attività di perforazione nelle province di Uralsk e Aktobe, per conto Zhaikmunai Llp, Maersk Oil Kazakhstan e OilTechnoGroup. Inoltre sono stati utilizzati quattro impianti, dei quali uno preso a noleggio dalla società kazaka Kazburgas, e tre dalla statunitense Parker. Sempre in Kazakhstan sono iniziate le attività relative a due contratti, per conto ExxonMobil Kazakhstan Inc (EMKI), per la smobilitazione e il trasporto di due impianti di proprietà del Cliente.

Sono quasi terminate le attività di perforazione nell'ambito del progetto D Island, per conto Agip KCO, nella

parte settentrionale del Mar Caspio, che prevede l'attività di perforazione, nel Blocco D del giacimento Kashagan, svolta con due impianti di proprietà del Cliente.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 95,8% (91,1% nel 2009); gli impianti di proprietà a fine periodo erano 85 (oltre a 2 in costruzione) e risultano dislocati nei seguenti Paesi: 28 sono in Venezuela, 19 in Perù, 8 in Arabia Saudita, 7 in Algeria, 6 in Colombia, 4 in Italia, 3 in Kazakhstan, 3 in Brasile, 2 in Ucraina, 2 in Congo, 2 in Ecuador e 1 in Bolivia. Inoltre sono stati utilizzati 5 impianti di terzi in Perù, 4 impianti di terzi dalla joint company SaiPar e 2 impianti di terzi in Kazakhstan.

Commento ai risultati economico-finanziari

Come più volte evidenziato, i volumi di ricavi realizzati e la redditività a essi associata, specialmente nelle attività Offshore e Onshore, e in misura inferiore nelle attività Perforazioni, non sono lineari nel tempo, dipendendo tra l'altro, oltre che dall'andamento del mercato, da fattori climatici e dalla programmazione dei singoli lavori.

Conseguentemente, i dati di una frazione di esercizio possono variare significativamente rispetto a quelli dei corrispondenti periodi di altri esercizi e non consentono l'estrapolazione dell'intero anno.

RISULTATI ECONOMICI

Gruppo Saipem - Conto economico

Esercizio 2009	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2009	2010	
10.292	Ricavi della gestione caratteristica	5.158	5.385	4,4
14	Altri ricavi e proventi	7	5	
(7.227)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(3.600)	(3.740)	
(1.483)	Lavoro e oneri relativi	(763)	(786)	
1.596	Margine operativo lordo	802	864	7,7
(440)	Ammortamenti e svalutazioni	(220)	(237)	
1.156	Utile operativo	582	627	7,7
(100)	Oneri finanziari netti	(55)	(63)	
7	Proventi netti su partecipazioni	10	4	
1.063	Utile prima delle imposte	537	568	5,8
(288)	Imposte sul reddito	(145)	(158)	
775	Utile prima degli interessi di terzi azionisti	392	410	4,6
(43)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(18)	(30)	
732	Utile netto	374	380	1,6

I **ricavi della gestione caratteristica** realizzati nel corso del primo semestre 2010 ammontano a 5.385 milioni di euro, con un aumento di 227 milioni di euro rispetto a quelli dello stesso periodo del 2009, grazie ai maggiori volumi di attività sviluppati dai settori Onshore e Drilling.

Il **margine operativo lordo**, pari a 864 milioni di euro, registra un incremento del 7,7% rispetto al medesimo periodo del 2009.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 237 milioni di euro, in aumento rispetto al primo semestre 2009, principalmente a causa

dell'entrata in operatività di nuovi mezzi nel settore Drilling.

L'**utile operativo** conseguito nel primo semestre 2010, pari a 627 milioni di euro, aumenta di 45 milioni di euro rispetto a quello consuntivato nel primo semestre 2009, come commentato di seguito nel dettaglio analizzando l'andamento delle varie attività.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre 2009, di 8 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 4 milioni di euro, sono in calo rispetto al corrispondente semestre 2009, che era stato particolarmente positivo (10 milioni di

euro a fronte di 7 milioni di euro nell'intero 2009).

L'**utile prima delle imposte** si attesta a 568 milioni di euro, con un incremento del 5,8% rispetto al primo semestre 2009.

Le imposte sul reddito, pari a 158 milioni di euro, aumentano di 13 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2009, come conseguenza dell'aumento della base imponibile e dell'aumento del tax rate che passa dal 27,0% del primo semestre 2009 al 27,8% del primo semestre 2010.

L'**utile netto** raggiunge l'importo di 380 milioni di euro, con un incremento dell'1,6% rispetto al primo semestre 2009.

Utile operativo e costi per destinazione

Esercizio		Primo semestre		
2009	(milioni di euro)	2009	2010	Var. %
10.292	Ricavi della gestione caratteristica	5.158	5.385	4,4
(8.714)	Costi della produzione	(4.381)	(4.514)	
(100)	Costi di inattività	(35)	(62)	
(114)	Costi commerciali	(60)	(74)	
(17)	Costi di ricerca e sviluppo	(5)	(6)	
(9)	Proventi (oneri) diversi operativi netti	(4)	(10)	
1.338	Margine di attività	673	719	6,8
(182)	Spese generali	(91)	(92)	
1.156	Utile operativo	582	627	7,7

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre 2010 ricavi della gestione caratteristica di 5.385 milioni di euro, registrando, come già commentato, un aumento di 227 milioni di euro rispetto al primo semestre 2009.

I costi della produzione, che comprendono i costi diretti delle commesse di vendita e gli ammortamenti dei

mezzi e attrezzature impiegati, sono complessivamente ammontati a 4.514 milioni di euro (4.381 milioni di euro nel 2009), con un significativo incremento coerente con i maggiori volumi del periodo.

I costi di inattività sono aumentati di 27 milioni di euro, principalmente a causa di un minore utilizzo dei mezzi navali del settore Offshore.

I costi commerciali, pari a 74 milioni di euro, registrano un incremento (14 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2009, come conseguenza di una più intensa attività commerciale.

Le spese di ricerca rilevate tra i costi di gestione registrano un incremento di 1 milione di euro.

Il **marginale di attività** presenta un significativo incremento, pari al 6,8%, attestandosi a 719 milioni di euro con una redditività del 13,4%, leggermente superiore rispetto a quella del primo semestre 2009.

Le spese generali pari a 92 milioni di euro, aumentano di 1 milione di euro rispetto al primo semestre 2009.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Offshore

Esercizio		(milioni di euro)	Primo semestre	
2009			2009	2010
4.341	Ricavi		2.197	2.159
(3.531)	Costo del venduto		(1.786)	(1.761)
810	Margine operativo lordo		411	398
(195)	Ammortamenti		(98)	(100)
615	Utile operativo		313	298

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 2.159 milioni di euro, pressoché in linea rispetto al corrispondente periodo del 2009; le attività si sono sviluppate principalmente in West Africa e in Kazakhstan.

Il costo del venduto, pari a 1.761 milioni di euro, registra un decremento dell'1,4% rispetto al primo semestre 2009.

Gli ammortamenti risultano superiori di 2 milioni di

euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo periodo del 2009.

L'utile operativo del primo semestre 2010 ammonta a 298 milioni di euro, pari al 13,8% dei ricavi, rispetto a 313 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009, pari al 14,2% dei ricavi. L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 18,4% rispetto al 18,7% del corrispondente periodo del 2009.

Onshore

Esercizio		(milioni di euro)	Primo semestre	
2009			2009	2010
4.831	Ricavi		2.406	2.555
(4.493)	Costo del venduto		(2.242)	(2.361)
338	Margine operativo lordo		164	194
(48)	Ammortamenti		(26)	(18)
290	Utile operativo		138	176

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 2.555 milioni di euro, superiori del 6,2% rispetto al corrispondente periodo del 2009, essenzialmente per i maggiori volumi realizzati in Arabia Saudita, Nord e West Africa.

Anche il costo del venduto pari a 2.361 milioni di euro, coerentemente con i ricavi, si incrementa rispetto al corrispondente periodo del 2009.

Gli ammortamenti sono, invece, diminuiti di 8 milioni di euro.

L'utile operativo del primo semestre 2010 ammonta a 176 milioni di euro rispetto a 138 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 5,7% al 6,9%. L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 7,6% rispetto al 6,8% del corrispondente periodo del 2009, con un incremento ascrivibile al miglioramento dell'efficienza operativa.

Drilling Offshore

Esercizio		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2009	2010
2009			2009	2010
566	Ricavi		286	346
(279)	Costo del venduto		(140)	(164)
287	Margine operativo lordo		146	182
(95)	Ammortamenti		(46)	(64)
192	Utile operativo		100	118

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 346 milioni di euro, con un incremento del 21% rispetto al corrispondente periodo del 2009, riconducibile principalmente alla piena attività del jack-up Perro Negro 6 e delle piattaforme semisommergibili Scarabeo 4 e Scarabeo 7.

Il costo del venduto registra un incremento del 17,1% rispetto al primo semestre 2009, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

Gli ammortamenti aumentano di 18 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2009 per effetto

della piena operatività dei mezzi interessati da lavori di approntamento nel 2009 e alla piena attività del jack-up Perro Negro 6.

L'utile operativo del primo semestre 2010 ammonta a 118 milioni di euro rispetto a 100 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 35,0% al 34,1%.

L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 52,6%, in miglioramento rispetto al 51,0% del corrispondente periodo del 2009.

Drilling Onshore

Esercizio		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2009	2010
2009			2009	2010
554	Ricavi		269	325
(393)	Costo del venduto		(188)	(235)
161	Margine operativo lordo		81	90
(102)	Ammortamenti		(50)	(55)
59	Utile operativo		31	35

I ricavi del primo semestre 2010 ammontano a 325 milioni di euro, con un incremento del 20,8% rispetto allo stesso periodo del 2009, riconducibile principalmente all'entrata in operatività di nuovi impianti in Sud America nonché alle attività di refurbishment di due impianti in Kazakhstan, di proprietà del Cliente.

Coerentemente con i maggiori volumi, il costo del venduto registra un aumento del 25% rispetto al primo semestre 2009.

L'aumento degli ammortamenti è riconducibile all'entrata in operatività dei nuovi mezzi.

L'utile operativo del primo semestre 2010 ammonta a 35 milioni di euro rispetto a 31 milioni di euro del corrispondente periodo del 2009, con un'incidenza sui ricavi che passa dall'11,5% al 10,8%.

L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 27,7% rispetto al 30,1% del corrispondente periodo del 2009.

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Gruppo Saipem - Stato patrimoniale riclassificato ^(*)

Lo schema di stato patrimoniale riclassificato aggrega i valori attivi e passivi dello schema obbligatorio secondo il criterio della funzionalità alla gestione dell'impresa considerata suddivisa convenzionalmente nelle tre funzioni fondamentali: l'investimento, l'esercizio, il finanziamento.

Il management ritiene che lo schema proposto rappresenti un'utile informativa per l'investitore perché consente di individuare le fonti delle risorse finanziarie (mezzi propri e di terzi) e gli impieghi delle stesse nel capitale immobilizzato e in quello di periodo.

30.06.2009	(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
5.816	Attività materiali nette	6.295	7.061
757	Attività immateriali nette	756	754
6.573		7.051	7.815
2.902	- Offshore	3.105	3.434
477	- Onshore	464	455
2.517	- Drilling Offshore	2.750	3.089
677	- Drilling Onshore	732	837
50	Partecipazioni	118	122
6.623	Capitale immobilizzato	7.169	7.937
(726)	Capitale di esercizio netto	(647)	(1.013)
68	Attività detenute per la vendita e indebitamento finanziario netto associato	-	-
(177)	Fondo per benefici ai dipendenti	(182)	(187)
5.788	Capitale investito netto	6.340	6.737
3.000	Patrimonio netto	3.434	3.320
37	Capitale e riserve di terzi	61	104
2.751	Indebitamento finanziario netto	2.845	3.313
5.788	Coperture	6.340	6.737
0,92	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	0,83	1,00
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	441.410.900

(*) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 67.

Lo schema dello stato patrimoniale riclassificato è utilizzato dal management per il calcolo dei principali indici finanziari di redditività del capitale investito (ROACE) e di solidità/equilibrio della struttura finanziaria (leverage).

Il **capitale immobilizzato** si attesta al 30 giugno 2010 a 7.937 milioni di euro, con un incremento di 768 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009. L'incremento è la risultante di investimenti per 782 milioni di euro, ammortamenti per 237 milioni di euro, disinvestimenti per 3 milioni di euro, nonché dell'effetto positivo sul capitale immobilizzato derivante principalmente dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera per 226 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** diminuisce di 366 milioni di euro, passando da un valore negativo di 647 milioni di

euro al 31 dicembre 2009 a un valore negativo di 1.013 milioni di euro al 30 giugno 2010, principalmente per effetto del peggioramento del capitale circolante.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 187 milioni di euro, con un incremento di 5 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 397 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2010, a 6.737 milioni di euro, rispetto a 6.340 milioni di euro del 31 dicembre 2009.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, diminuisce di 71 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2010, a 3.424 milioni di euro, rispetto a 3.495 milioni di euro del 31 dicembre 2009. La diminu-

zione è riconducibile alla variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio, commodity e dei tassi di interesse per 386 milioni di euro e alla distribuzione di dividendi per 240 milioni di euro, solo parzialmente compensati dall'utile netto del periodo pari a 410 milioni di euro e dall'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 145 milioni di euro.

L'aumento del capitale investito netto e la riduzione del patrimonio netto determinano l'aumento dell'indebitamento finanziario netto che al 30 giugno 2010 raggiunge i 3.313 milioni di euro, rispetto a 2.845 milioni di euro del 31 dicembre 2009, con un incremento pari a 468 milioni di euro.

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2009	(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
-	Crediti verso altri esigibili oltre l'esercizio successivo	(8)	(10)
300	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	200	300
780	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	1.596	2.831
1.080	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	1.788	3.121
(1.027)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(969)	(1.183)
(13)	Denaro e valori in cassa	(17)	(3)
(33)	Attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(36)	(22)
(87)	Crediti verso altri esigibili entro l'esercizio successivo	(68)	(123)
258	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	327	266
2.573	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	1.820	1.257
1.671	Indebitamento finanziario netto a breve termine	1.057	192
2.751	Indebitamento finanziario netto	2.845	3.313

Le attività/passività connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle Note al Bilancio numero 7 e 14 "Altre attività" e 19 e 24 "Altre passività". L'indebitamento finanziario netto include le attività (passività) relative al fair value dell'IRS.

Per la suddivisione per valuta dell'indebitamento finanziario lordo di 4.654 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 15 "Passività finanziarie a breve ter-

mine" e nella nota 20 "Passività finanziarie a lungo termine e quota a breve di passività a lungo termine".

Prospetto dell'utile complessivo

	(milioni di euro)	Primo semestre	
		2009	2010
Utile netto del periodo		392	410
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge (*)		125	(484)
- partecipazioni valutate al fair value		1	-
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(5)	122
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo		(18)	98
Totale altre componenti dell'utile complessivo		103	(264)
Totale utile complessivo del periodo		495	146
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		478	104
- terzi azionisti		17	42

(*) La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

Patrimonio netto

	(milioni di euro)
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2009	3.495
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	146
Dividendi distribuiti	(240)
Acquisto di azioni proprie	16
Costo stock option	4
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni	3
Totale variazioni	(71)
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2010	3.424
Di competenza:	
- Gruppo Saipem	3.320
- terzi azionisti	104

RENDICONTO FINANZIARIO RICLASSIFICATO (*)

Lo schema del rendiconto finanziario riclassificato è la sintesi dello schema obbligatorio al fine di consentire il collegamento tra il rendiconto finanziario che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato. La misura che consente tale collegamento è il "free cash flow", cioè l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti. Il free cash flow chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi

finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Esercizio		Primo semestre	
		2009	2010
2009	(milioni di euro)	2009	2010
732	Utile del periodo di Gruppo	374	380
43	Utile del periodo di terzi azionisti	18	30
	<i>a rettifica:</i>		
482	Ammortamenti e altri componenti non monetari	219	227
-	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1)	-
320	Dividendi, interessi e imposte	172	173
1.577	Flusso di cassa dell'utile operativo prima della variazione del capitale di periodo	782	810
(363)	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione	(340)	(141)
(247)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi pagati e incassati	(110)	(84)
967	Flusso di cassa netto da attività di periodo	332	585
(1.615)	Investimenti tecnici	(880)	(782)
-	Acquisto di partecipazioni	-	-
9	Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	5	3
11	Altre variazioni relative all'attività di finanziamento	-	-
(628)	Free cash flow	(543)	(194)
184	Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento	188	(40)
219	Variazione debiti finanziari a breve e lungo termine	185	570
7	Cessione (acquisto) di azioni proprie	1	16
(239)	Flusso di cassa del capitale proprio	(239)	(240)
45	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità	50	88
(412)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(358)	200
(628)	Free cash flow	(543)	(194)
7	Cessione (acquisto) di azioni proprie	1	16
(239)	Flusso di cassa del capitale proprio	(239)	(240)
47	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni	62	(50)
(813)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(719)	(468)

(*) Per la riconduzione allo schema obbligatorio v. il paragrafo "Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori" a pag. 67.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 585 milioni di euro ha solo parzialmente finanziato gli investimenti netti in attività materiali generando un free cash flow negativo per 194 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 240 milioni di euro, è riconducibile al pagamento dei dividendi; la cessione di azioni proprie, finalizzate al piano di incentivazione dei dirigenti, ha generato un flusso posi-

tivo per 16 milioni di euro, le differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto negativo per 50 milioni di euro.

Pertanto l'indebitamento finanziario netto ha subito un aumento di 468 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa dell'utile operativo** prima della variazione del capitale di periodo, di 810 milioni di euro, deriva:

- dall'utile del periodo di 410 milioni di euro comprensivo della quota di competenza di terzi azionisti pari a 30 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 237 milioni di euro; hanno avuto un impatto positivo la variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 1 milione di euro;
- dalle minusvalenze (plusvalenze), dalle svalutazioni dell'attivo circolante e dalle differenze cambio e altre variazioni che hanno avuto un impatto negativo per 11 milioni di euro;
- dagli oneri finanziari netti per 15 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 158 milioni di euro.

La variazione negativa del capitale dell'esercizio relativa alla gestione di 141 milioni di euro è da correlare alla dinamica dei flussi finanziari dei progetti in corso di esecuzione.

La voce dividendi incassati, interessi e imposte sul reddito, pagati nel primo semestre 2010 per 84 milioni di euro si riferisce principalmente al pagamento e al rimborso di imposte e all'acquisizione/cessione di crediti d'imposta.

Gli investimenti in attività materiali e immateriali ammontano a 782 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Offshore (346 milioni di euro), Drilling Offshore (313 milioni di euro), Drilling Onshore (117 milioni di euro) e Onshore (6 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre 2010, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 3 milioni di euro.

PRINCIPALI INDICATORI REDDITUALI E FINANZIARI

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto, prima degli interessi di terzi azionisti e rettificato degli oneri finanziari netti dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio. L'effetto fiscale correlato agli oneri finanziari è determinato in base all'aliquota del 27,5% prevista dalla normativa fiscale italiana.

Return On Average Capital Employed (ROACE) operative

Nel calcolo del ROACE operativo, il capitale investito netto medio viene depurato degli investimenti in corso che non hanno partecipato alla formazione del risultato di periodo, 2.225 milioni di euro al 31 dicembre 2009, 1.957 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2009 e 2.743 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2010.

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al:		31.12.2009	30.06.2009	30.06.2010
Utile netto	(milioni di euro)	775	810	793
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	73	73	78
Utile netto unlevered	(milioni di euro)	848	883	871
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		4.810	4.528	5.788
- a fine periodo		6.340	5.788	6.737
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	5.575	5.158	6.263
ROACE	(%)	15,2	17,1	13,9
ROACE operative	(%)	23,8	25,4	22,3

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il management Saipem utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'in-

dustria. Il leverage misura il grado di indebitamento della Società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto. L'obiettivo del management è quello di ripristinare, nel medio termine, una struttura finanziaria sintetizzata da un valore del leverage attorno a 0,5.

	30.06.2009	30.06.2010
Leverage	0,92	1,00

Attività di ricerca e sviluppo

Nel corso del primo semestre 2010 sono state implementate le attività di innovazione tecnologica come da programma, suddividendo il presidio delle tecnologie e la realizzazione di nuove iniziative per lo sviluppo delle Tecnologie Asset, Tecnologie Offshore e Tecnologie Onshore.

Tecnologie Asset

L'innovazione tecnologica focalizzata sugli Asset aziendali viene perseguita con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità del business in termini di competitività, di affidabilità delle operazioni e di riduzione dell'impatto ambientale; nel corso del primo semestre 2010 alcuni progetti sono passati da una fase di concettualizzazione a una sperimentale.

Sono quindi entrati in una fase di validazione i nuovi sistemi per la realizzazione del ricoprimento del giunto di saldatura a bordo (Field Joint Coating), le tecniche per il controllo remoto della presenza di deformazioni anomale (buckles) durante il varo delle condotte in mare e alcune tecnologie complementari alle attività di scavo per scenari operativi critici.

Nel contempo si avvia al completamento l'attività di sviluppo di dettaglio dei principali sistemi e sottosistemi tecnici di varo e produzione legati alla nuova nave posatubi CastorOne.

Si sono infine svolti due importanti eventi: l'edizione 2009 del Trofeo dell'Innovazione e l'Offshore and Arctic Technology Development Workshop.

Tecnologie Offshore

Le principali aree di attività nel settore delle tecnologie offshore riguardano i piani per lo studio di soluzioni

(concetti, tecnologie e architetture) per lo sviluppo dei campi di produzione di petrolio e gas naturale in mare a elevate profondità nonché per la valorizzazione di gas naturale offshore.

Nell'area tecnica "subsea processing" l'attività è stata focalizzata sulla conduzione di studi generici di architetture di campo e lo sviluppo di sistemi innovativi di trattamento "subsea". Inoltre, durante questo periodo, ci si è concentrati sulla prima fase di un programma industriale comune - JIP, Joint Industry Project - volto a testare le prestazioni di un nuovo sistema di separazione gas-liquido. Durante questa fase, parzialmente finanziata da Total e BP, è stato testato un separatore verticale in condizioni di flusso reale, come, per esempio, una miscela di petrolio, acqua e gas naturale in pressione; i risultati hanno confermato l'efficacia del separatore. In parallelo, dopo il successo della campagna di test condotta al termine del 2009, è proseguito lo sviluppo di un innovativo sistema di separazione liquido/liquido.

Nell'area tecnica SURF (Subsea, Umbilical, Riser and Flowline) è proseguita l'attività di qualifica del sistema "pipe-in-pipe forged end". Durante il primo semestre 2010 sono continuate le attività di investigazione su sistemi, procedure e materiali per l'isolamento termico di punti singoli nell'ambito dello sviluppo di campi in acque profonde e sulla messa a punto di nuovi riser per applicazioni in acque di qualunque profondità.

In aggiunta sono riprese le attività di ricerca e sviluppo relative alle soluzioni "dry-tree" attraverso studi di soluzioni Well-Head Barge per l'Africa Occidentale, la cui applicazione risulta particolarmente interessante per lo sviluppo di riserve in acque profonde o in condizioni difficili.

Nell'ambito dei sistemi di produzione galleggianti per il Mare di Barents, sono state investigate numerose problematiche relative alla produzione in mare nelle zone artiche. Tra le più rilevanti citiamo: mooring e capacità di disconnessione in presenza di ghiaccio, operatività e tecniche di adattamento alle condizioni invernali (winterizzazione).

Nel segmento della liquefazione di gas naturale in mare (offshore LNG), sono proseguiti studi generici relativi a soluzioni su piccola e media scala, focalizzati sullo sviluppo di soluzioni per il trasferimento di gas naturale liquefatto da nave a nave, come, ad esempio, maniche d'aria o galleggianti.

Relativamente al settore delle energie rinnovabili, il lavoro è stato svolto su differenti argomenti:

- attività di ingegneria per la messa a punto del primo impianto dimostrativo su larga scala per il recupero di energia dalle maree che dovrebbe entrare in funzione entro il 2011;
- progetto di ricerca per lo sviluppo di un processo proprietario relativo allo stoccaggio di energia termica, parzialmente finanziato da fondi pubblici;
- attività preliminari relative a sistemi di produzione di energia eolica in mare aperto.

È stato inoltre condotto uno studio preliminare volto a valutare l'utilizzo di energie rinnovabili in applicazioni relative alla produzione di petrolio e gas naturale.

Tecnologie Onshore

In questo settore l'attività di Saipem è volta al perseguimento di tecnologie di processo e relativi know-how di proprietà, così come all'applicazione delle più moderne e aggiornate tecnologie di terze parti, a supporto dei

progetti di investimento dei clienti a livello mondiale in tutte le varie fasi, dalla progettazione alla costruzione, sempre in maniera moderna, efficace e sostenibile.

In particolare, gli sforzi sono stati indirizzati verso l'incremento continuo delle prestazioni della tecnologia di produzione di fertilizzanti denominata "Snamprogetti™ Urea", licenziata in tutto il mondo, a oggi, per 118 unità.

In seguito ai progetti in esecuzioni riguardanti i più grandi complessi di urea al mondo (Engro, in Pakistan e Qafco 5 e 6, in Qatar), basati su singoli treni da 3.850 tonnellate/giorno (t/g), è stato sviluppato un disegno concettuale per un futuro treno di 5.000 t/g, utilizzando la medesima, e ben collaudata, sequenza di tecnologie. L'attività di sviluppo è focalizzata sull'ottimizzazione delle condotte, della strumentazione e della disposizione delle varie sezioni.

È inoltre in corso la progettazione di un'unità pilota per il recupero di ammoniaca nell'ambito del progetto "Urea Emissioni Zero" che troverà applicazione in un impianto commerciale.

In seguito all'assegnazione del contratto principale di EPC (Engineering, Procurement, Construction) per il progetto di liquefazione del gas naturale GL-3Z, per conto di Sonatrach, ad Arzew, in Algeria, sono in fase di completamento alcuni studi di sviluppo e di ottimizzazione strutturale, con positive ricadute applicative anche sui futuri progetti di liquefazione di gas naturale.

La conoscenza maturata sulla tecnologia CCS (Carbon Capture and Storage) permetterà di offrire servizi EPC per il progetto Enel CCS nella centrale elettrica di Porto Tolle, in Italia. Tale progetto includerà la cattura della CO₂ presente nei fumi di scarico dell'impianto elettrico

alimentato a carbone, il suo trasporto, sia via mare che via terra, attraverso un sistema opportuno di condotte lunghe fino a 100 km e lo stoccaggio finale in mare all'interno di un bacino acquifero salino.

Sempre nel medesimo ambito tecnologico Saipem ha iniziato la progettazione di una condotta pilota per lo studio del trasporto in fase densa di CO₂, all'interno dell'alleanza Eni/Enel siglata per il progetto di miglioramento della centrale elettrica di Brindisi.

Nella prospettiva di migliorare la progettazione e l'efficienza di esecuzione nonché l'integrità dei dati, è iniziata l'adozione del nuovo Modello Integrazione dei Dati di Produzione, un nuovo sistema che minimizza le inefficienze e migliora l'integrazione tra l'ingegneria, la costruzione e le altre fasi coinvolte durante l'esecuzione di un progetto.

È in fase di completamento la costruzione della prima unità commerciale di ENSOLVEX, una nuova tecnologia proprietaria per la bonifica di suoli e sedimenti contaminati da residui organici presso la raffineria Eni R&M a Gela (Italia). La fase di pre-consegna è attesa per il mese di settembre.

È stata completata la consegna della prima unità semi-commerciale per rimuovere la CO₂ dagli effluenti di raffinazione attraverso il meccanismo della biofissazione che utilizza microalghe selezionate dai laboratori di Eni R&M. La biomassa così prodotta potrà essere utilizzata nella futura produzione di bio-carburanti.

È stato fornito supporto per quanto riguarda l'ingegneria e la gestione di progetto nell'ambito dello sviluppo tecnologico e dell'implementazione commerciale della tecnologia EST – Eni Slurry Technology – la cui prima unità commerciale è in fase di costruzione nella raffineria Eni R&M a Sannazzaro (Italia).

Qualità, salute, sicurezza e ambiente

Qualità

Il primo semestre 2010 è stato testimone del continuo impegno assunto da tutte le società del Gruppo Saipem verso l'attuazione della Politica per la Qualità Corporate nel coordinamento dei processi organizzativi permanenti così come nella gestione dei progetti dei diversi business di riferimento di ogni tipologia e complessità.

Anche a seguito della riorganizzazione della direzione QHSE, tramite la quale il ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo della funzione Qualità Corporate è stato ulteriormente enfatizzato rispetto al ruolo operativo assegnato a specifiche funzioni QHSE dedicate alle Business Unit (BU), importanti passi avanti sono stati effettuati con il diretto coinvolgimento del Top Management nella definizione degli obiettivi di miglioramento delle società del Gruppo, nell'individuazione degli indicatori di monitoraggio delle prestazioni dei processi organizzativi e dei progetti operativi e nella rilevazione del grado di soddisfazione dei Clienti interni ed esterni.

Per garantire il soddisfacimento delle esigenze di un mercato sempre più competitivo e variegato e dei requisiti dello standard internazionale ISO 9001:2008, è inoltre proseguita la definizione e l'implementazione di specifici e innovativi strumenti di Project Quality Management e di Quality Control.

Nel corso del semestre sono proseguite o sono state avviate le seguenti iniziative.

In ambito Corporate e processi di supporto al business:

- avvio della strutturazione, nell'ambito del portale "QHSE Site", di aree dedicate alle unità QHSE delle società operative e principali branch ("QHSE Corner") per la condivisione della conoscenza e l'archiviazione della documentazione legata a tematiche di interesse;
- esecuzione di Riesami del Sistema di Gestione per la

Qualità specifici per BU/direzioni a supporto del business;

- supporto alla standardizzazione Corporate della Struttura Organizzativa di Yard e avvio della mappatura, in collaborazione con il progetto IBIS "Fabrication Yards Operation" volto all'identificazione dei processi ottimali in cantiere e all'identificazione dei principali gap di processo e relativi programmi informatici, dei processi di Controllo Qualità (Ispezione Materiali, Saldature e Verniciature/Rivestimenti, Controllo Dimensionale e Controlli Non Distruttivi) e relativi applicativi a supporto delle attività di ispezione;
- supporto alla Funzione Servizi Post Ordine durante l'esecuzione di attività di audit presso agenzie esterne di expediting & inspection e compagnie di trasporto e dogana;
- implementazione del progetto sponsorizzato dal Top Management per il monitoraggio della Soddisfazione dei Clienti del Gruppo Saipem. Oltre a esser stato pubblicato uno specifico Standard Corporate, è stato messo a punto un applicativo dedicato in grado di raccogliere via web le valutazioni dei Clienti e di eseguire analisi di merito;
- avvio di una campagna di sensibilizzazione sui principi della Qualità attraverso un video introduttivo sull'iniziativa e la diffusione presso tutte le sedi del Gruppo di poster legati al tema del "coinvolgimento delle risorse";
- emissione di specifici bulletin della Qualità destinati a informare il personale Saipem sulle nuove iniziative di miglioramento lanciate nel corso del semestre;
- esecuzione di attività di audit interno con approccio trasversale ai processi ed enfasi al grado di applicazione delle Golden Rules & Silver Guidelines definite dal Top Management Saipem;
- supporto alle società operative e alle BU per la raccolta, capitalizzazione e condivisione delle Lessons Learnt emerse nelle diverse attività del Gruppo.

Per la BU Offshore:

- avvio della sperimentazione presso le Fabrication Yards della tecnologia di controllo non distruttivo "Phased Array", volta alla progressiva riduzione dell'utilizzo dell'attuale tecnologia delle radiografie, che è meno efficiente, meno accurata ed è fonte di radiazioni ionizzanti;
- avvio del supporto gestionale e tecnico presso le unità FPSO, allo scopo di soddisfare non solo i requisiti Qualità del sistema di gestione societario, ma soprattutto quelli espressi dai Clienti nei contratti di riferimento;
- identificazione di un riferimento Qualità di bordo unico e chiaro al fine di migliorare il supporto al Management di bordo per quanto concerne le attività operative e di manutenzione e la gestione del sistema di bordo;
- avvio del progetto di standardizzazione dei manuali operativi e dei sistemi di gestione di bordo, allo scopo di facilitare l'efficacia e l'efficienza della mobilità delle risorse tra le diverse unità navali.

Per la BU Onshore:

- consolidamento degli indicatori di performance a livello di processi permanenti e di progetto;
- completamento delle procedure generali per l'Ingegneria Onshore e pianificazione della loro diffusione a tutti i Centri Operativi;
- condivisione del Sistema di Gestione per la Qualità Onshore con tutti i Centri Operativi e pianificazione della trasformazione delle procedure generali Onshore di Saipem SpA in Standard Corporate validi per tutti i progetti Onshore.

Per la BU Drilling:

- proseguimento del sistema di gestione relativo al controllo delle ispezioni dei materiali tubolari di perforazione;
- implementazione del Sistema di gestione Qualità su impianti di perforazione di nuova realizzazione.

In ambito Asset:

- consolidamento del supporto ai progetti di investimento navale sia a livello di project office che di controllo Qualità in cantiere e monitoraggio fornitori;
- consolidamento delle attività di assicurazione/controllo Qualità in cantiere per i progetti di manutenzione della flotta Offshore Construction e Drilling, inclusi i principali upgrading/refurbishment navali in funzione anche dei requisiti del Cliente;
- finalizzazione e prima implementazione di un processo formale di review e controllo dell'ingegneria in area Asset Offshore inizialmente rivolto e applicato per gli equipment più critici nei progetti di investimento navale in corso.

Salute

Il servizio medico ha continuato con le consuete attività nell'ambito di prevenzione, protezione e promozione della salute, nonché nell'assistenza medica d'urgenza ed emergenza per i dipendenti assegnati presso le società e siti operativi, all'interno di un sistema di Gestione della Salute.

Si è continuato a migliorare il sistema di "salute elettronica" (e-Health), il quale permette ai dipendenti di condividere le informazioni inerenti alla salute. Il Portale Salute (Health) accessibile sull'intranet della Società fornisce informazioni affidabili e reali sulle condizioni epidemiologiche mondiali e locali, sulle malattie infettive e non, legate al processo di lavoro e quelle "generali". Sul sito dedicato continuamente si completa e aggiorna la lista dei Paesi per i quali sono state rese disponibili informazioni sui rischi e peculiarità medico-sanitarie, nonché il contenuto delle presentazioni.

Implementazione e allineamento delle attività di sorveglianza sanitaria secondo i requisiti specifici che fanno capo alle direttive europee e legislative italiane.

Trasformazione del database elettronico GIPSI (Gestione Informatizzata delle Prestazioni Sanitarie Individuali) in archivio sanitario per le attività inerenti alla gestione salute.

Attività informativa periodica con datori di lavoro, dirigenti delegati e organizzazioni sindacali per l'analisi dei dati aggregati e anonimi circa gli esiti della sorveglianza sanitaria per società e BU e verifica delle azioni intraprese.

Analisi specifica e periodica degli ambulatori italiani convenzionati con Saipem. Il Servizio Medico ha convenzionato più di 20 centri di Medicina del Lavoro in tutta Italia, per svolgere in modo puntuale e tempestivo i programmi di sorveglianza sanitaria.

Programma di formazione per la medicina del lavoro: "Pre Travel Counseling" allo scopo di facilitare e promuovere la cultura della medicina dei viaggi informando correttamente il lavoratore sul "rischio destinazione" mediante "one to one presentation" and training program group presso le sedi di San Donato Milanese, Fano, Roma e Vibo Valentia.

Il manuale sanitario, denominato "Si Viaggiare", pubblicato in lingua italiana è stato riveduto, aggiornato, arricchito e si è provveduto a pubblicare la seconda edizione. Il manuale oltre a dare raccomandazioni generali per i

viaggiatori, descrive le malattie di più frequente riscontro per i viaggiatori, rischi legati al viaggio, rischi correlati alle condizioni climatiche e rischi sanitari.

È stato inoltre organizzato da SIMEL un simposio sul mezzo offshore Saipem 7000 con i maggiori enti sanitari scientifici per la tematica relativa a: "Prevenzione, Promozione Protezione la salute del lavoratore che viaggia". I rappresentanti esterni invitati hanno illustrato le tematiche più importanti circa tale argomento. Di questo simposio a breve verranno divulgati gli atti.

È proseguito lo sviluppo sul programma di prevenzione delle malattie cardiovascolari, sono stati elaborati dei tutorial strutturati a modo di un film eseguibile con "mouse tracking". È stato creato, e distribuito ai coordinatori medici, un CD con tutte le informazioni utili nello sviluppo e implementazione del programma nei siti operativi.

I corsi interni di pronto soccorso, l'ormai storico programma PRIIN (Pronto Intervento Intelligente) è stato completamente rivisto e tutti i moduli con le rispettive presentazioni sono stati pubblicati sulla pagina web del portale Salute.

Ulteriori sforzi sono stati fatti nel miglioramento e aggiornamento del software GIPSI, per realizzare "0 paper works reporting". La piena attuazione di questo programma dovrebbe essere ultimata nel 2011.

Il diabete è diventato una malattia sempre più frequente, specialmente nei Paesi in via di sviluppo e può seriamente compromettere l'idoneità al lavoro del dipendente. Per assicurare il monitoraggio dei soggetti a rischio, nonché per identificare eventuali casi nella fase precoce della malattia, il servizio medico Saipem ha avviato a bordo della Saipem 3000 il programma pilota di applicazione pratica della telediabetologia. In base ai risultati ottenuti e una volta valutata l'applicabilità nelle realtà operative il programma verrà esteso ad altri siti di Saipem.

Nella campagna di prevenzione e di cambiamento dello stile di vita in collaborazione con Ligabue Catering SpA e il CSA (Centro Studi dell'Alimentazione) è stato elaborato il programma BE'ST (BEautifull lifeSTyle). L'obiettivo del programma è di offrire menù alternativi basati sulla dieta mediterranea, ottimizzare la dieta e soprattutto modificare lo stile di vita in aree remote promovendo e influenzando positivamente la cultura della salute nei dipendenti Saipem.

Gli audit interni inerenti la Salute continuano a essere parte integrante delle modalità operative del proces-

so di gestione della Salute, al fine di assicurare il costante monitoraggio e miglioramento dell'attività stessa.

Sicurezza

A tre anni dall'inizio, la fase 1 del programma Leadership in Safety ha quasi toccato la soglia dei 400 Workshop con più di 5.000 partecipanti in 32 Paesi diversi.

Si sono moltiplicati gli eventi di comunicazione del messaggio LiS ai lavoratori (fase 2) con più di 10.000 colleghi coinvolti e decine di Manager impegnati localmente a facilitare gli eventi.

Anche la terza fase del programma, relativa alle sessioni training "FiveStars" (fase 3) è cresciuta fino a raggiungere un totale di 200 eventi rivolti a più di 2.000 persone. Per raggiungere un cambiamento culturale consolidato nel tempo e ben radicato, il Team di Sviluppo della LiS, grazie alla collaborazione d'esperti nel settore, ha ideato un nuovo approccio al cambiamento culturale, denominato Viral Change.

Inoltre, in aprile, il programma LiS ha ottenuto un altro premio internazionale come migliore presentazione alla decima Conferenza SPE (Society of Petroleum Engineers) su Salute, Sicurezza e Ambiente.

A partire dalla fine del semestre il programma Leadership in Safety ha modificato il suo nome: d'ora in poi si parlerà di Leadership in Health & Safety. Il programma infatti si estenderà verso tematiche inerenti alla salute e al benessere con l'obiettivo di raggiungere un futuro in salute e in sicurezza.

Nel corso del primo semestre 2010 è continuato lo sviluppo dei Protocolli di Formazione HSE per Saipem SpA, che definiscono le regole di base per lo sviluppo dei percorsi formativi di tutti i Ruoli Professionali di Saipem. Ogni percorso è costituito da una serie di moduli formativi ritenuti necessari allo sviluppo delle conoscenze e competenze dei singoli Ruoli Professionali.

I moduli formativi sono inseriti nei percorsi secondo una classificazione in tre differenti livelli di priorità: i primi due, per la formazione di base dello specifico Ruolo, contengono i moduli ritenuti propedeutici allo svolgimento delle attività operative; il terzo livello corrisponde alla formazione complementare.

I protocolli costituiscono la base per lo sviluppo dei Piani di Formazione annuali (generali per Ruolo Professionale) e di quelli di progetto (adattati allo specifico ambiente di lavoro), in conformità ai requisiti normativi e alle indicazioni della politica societaria di Saipem.

La fase finale dell'attività sarà dedicata al perfezionamento dei percorsi formativi, sulla base delle puntuali

indicazioni provenienti dalle Business Unit di società; tale fase sarà immediatamente seguita dall'implementazione dell'intero processo che, si prevede, inizierà nel terzo trimestre 2010.

Nel corso del primo semestre 2010 Saipem ha continuato l'attività di sviluppo di programmi di formazione per i gruisti offshore identificando a Schiedam, in Olanda, come Centro di Formazione. Il centro prevede delle classi per le lezioni teoriche e un'area dedicata alle lezioni pratiche su una gru cingolata.

Ambiente

Saipem ha avviato nel secondo semestre 2009 un progetto per la realizzazione di una campagna di sensibilizzazione ambientale rivolto al personale, con l'obiettivo principale di influenzare comportamenti responsabili in materia.

La campagna, lanciata nei siti Saipem il 5 giugno, vuole focalizzare l'attenzione del personale sugli impatti ambientali specifici potenzialmente generati dalle attività operative.

In particolare, i temi oggetto della campagna sono i seguenti:

- risparmio energetico;

- prevenzione degli sversamenti di oli;
- segregazione dei rifiuti;
- risparmio e riutilizzo di acqua;
- minimizzazione dell'impronta ecologica.

Per avviare la campagna nella Giornata Mondiale dell'Ambiente, il Dipartimento QHSE ha provveduto all'invio a tutti i siti Saipem nel mondo di materiale informativo relativo a "Risparmio energetico" da utilizzare in occasione di incontri con il management e i lavoratori, per presentare l'iniziativa.

Con la pubblicazione in Gazzetta Ufficiale, nel Supplemento ordinario del 13 gennaio 2010, del Decreto Ministeriale 17 dicembre 2009, è entrato in vigore in Italia il SISTRI (Sistema di controllo della tracciabilità dei rifiuti).

Il Sistema ha come obiettivo, per i rifiuti speciali pericolosi e non pericolosi, la sostituzione graduale dell'attuale sistema cartaceo basato sul registro di carico e scarico, sul formulario dei rifiuti e sul MUD ("Modello Unico di Dichiarazione" ambientale), con un innovativo procedimento informatico.

Saipem SpA e Saipem Energy Services hanno effettuato l'iscrizione al SISTRI nel rispetto delle tempistiche indicate dalla legislazione.

Sostenibilità

La strategia di Sostenibilità di Saipem, incentrata sulla massimizzazione del Local Content come strumento di vantaggio competitivo e mezzo di integrazione del business nel contesto socio-economico locale, è stata ulteriormente indirizzata a favorire la creazione di valore per i propri stakeholder, al consolidamento delle relazioni con i Paesi e le comunità ospitanti, i clienti e i fornitori locali.

Valutazione delle esternalità

L'approccio alla sostenibilità e alla massimizzazione del Local Content punta a favorire lo sviluppo sostenibile delle aree in cui Saipem opera e investe in termini di creazione di benessere economico attraverso la promozione e la qualifica dell'occupazione locale, lo sviluppo dei fornitori e del capitale umano locali. Al fine di fornire una valutazione quantitativa degli effetti socio-economici generati da questa strategia, dal 2009 è in corso una serie di studi per la misura degli impatti che le operazioni delle società controllate da Saipem hanno sul tessuto socio-economico dei Paesi ospitanti. Nello specifico, nei primi mesi del 2010, è stato realizzato lo studio sul contesto angolano, in corso di completamento.

Il progetto ha come scopo lo studio e la misura degli impatti socio-economici di tipo diretto, indiretto e indotto, che le società di Saipem in Angola hanno avuto nel 2009.

A questo proposito sono state analizzate e misurate tre categorie di impatti:

- valore economico generato, in termini di acquistato locale, tasse pagate ad autorità locali, remunerazione dei dipendenti;
- occupazione generata;
- sviluppo del capitale umano, come maggiore remunerazione attesa per un dipendente che ha beneficiato di un percorso formativo.

Per ogni categoria è stato calcolato sia l'impatto totale che il relativo fattore di moltiplicazione, che quantifica la magnitudo dell'impatto.

I risultati ottenuti evidenziano che la strategia di massimizzazione del Local Content delle società di Saipem ha determinato importanti effetti positivi sullo sviluppo socio-economico della regione.

Nel maggio 2010 è iniziato inoltre lo studio degli impatti socio-economici che le operazioni della consociata Petrex hanno in Perù.

Relazione con gli stakeholder

Nel mese di maggio è stato pubblicato il quarto Bilancio di Sostenibilità relativo alla performance del Gruppo nell'anno 2009. Il documento è stato certificato dalla società PricewaterhouseCoopers.

La struttura del Bilancio di Sostenibilità 2009 che, in linea con l'attività operativa dell'anno, è focalizzato sulla strategia di Local Content come carattere distintivo di Saipem, include specifiche sezioni che facilitano la lettura del documento da parte di un pubblico eterogeneo e permettono un'integrazione di contenuti dal sito web istituzionale e dagli altri strumenti di comunicazione di sostenibilità.

Il documento include inoltre testimonianze di alcuni stakeholder significativi per gli specifici Paesi di attività analizzati.

Inoltre, è in corso di pubblicazione un summary document del Bilancio, già pubblicato dal 2008, ma a esclusivo uso interno, rivisitato nella struttura e nei contenuti per farne un agile strumento di comunicazione anche per gli stakeholder esterni. Il documento sarà disponibile in lingua italiana, inglese e francese.

La strategia di comunicazione di sostenibilità è stata fortemente orientata anche alle esigenze locali per cui, in

aggiunta alle attività di engagement delle Operating Company nei Paesi ritenuti strategici per le attività operative, sono stati pubblicati i nuovi Casi Studio Paese su Kazakhstan (inclusa descrizione del progetto di valutazione delle esternalità e relativi risultati) e Perù, e il Caso Studio sui progetti West Delta Deep Marine Phase IV e Sequoia Joint Development realizzati in Egitto.

Nel giugno 2010 si è inoltre tenuta la prima “Convention di Sostenibilità” interna del Gruppo Saipem, che ha visto la partecipazione di più di 70 persone provenienti da diverse realtà del mondo Saipem, inclusi rappresentanti delle funzioni Corporate e delle tre Business Unit.

Interventi sul territorio

Sono proseguiti inoltre i progetti di sostenibilità sul territorio in cui Saipem opera, di cui si riportano di seguito solo i dettagli più significativi per alcune realtà con presenza stabile e di lungo periodo.

A titolo di esempio delle principali attività implementate, in Kazakhshtan, si riporta la prosecuzione del Piano di Sostenibilità annuale di Ersai Llc, operante nella base di fabbricazione nei pressi di Kuryk, sulla costa del Mar Caspio.

In particolare, è stata completato un progetto di formazione avanzata di chirurghi kazaki specializzati in cardio-

logia del National Scientific Surgical Centre di A. M. Syzganov, presso il Centro Diagnosi e Trattamento delle Cardiopatie Congenite “Ospedali Riuniti di Bergamo”, al fine di migliorare la capacità di intervento dei dottori anche sui piccoli pazienti, anche in termini di riabilitazione post-operatoria.

Si evidenzia inoltre la prosecuzione della attività di sostenibilità da parte di Boscongo, grazie a una partnership instaurata con il Technical Institute IST-AC della UCAC (Catholic University of Central Africa), finalizzata a fornire supporto, tutoring, formazione e possibilità di periodi di apprendistato agli studenti presso la propria base operativa.

In Cina, presso il Sourcing Center di Beijing, è stata realizzata la prima fase di una campagna di sensibilizzazione e formazione ai temi della sicurezza rivolta a 21 fornitori cinesi, finalizzata a migliorare sia il livello dei prodotti forniti, sia la gestione della sicurezza sul lavoro delle imprese coinvolte.

Ulteriori approfondimenti sulle strategie, i programmi e le azioni di sostenibilità in un’ottica trasversale e integrata sono disponibili nel Bilancio di Sostenibilità 2009 e sul sito web Saipem.

Risorse umane

L'inizio del 2010, in continuità con l'andamento della seconda parte dell'esercizio precedente, è stato caratterizzato da una generale stabilizzazione della forza numerica; la crescita è infatti prevalentemente relativa al completamento di parte del programmato piano di investimenti, che nel corso del 2010 vede l'armamento di nuovi mezzi drilling e offshore e lo staffing della nuova fabrication yard di Karimun.

Nel primo semestre 2010 sono formalmente iniziate le attività di disegno e implementazione del nuovo sistema integrato di governance della funzione HR.

La validazione dell'architettura del nuovo modello e la sponsorship dei principali attori HR all'interno di Saipem rispetto agli output, alle specifiche funzionali e tecniche, è programmata per inizio luglio, dopo di che il team cross-country inizierà la fase operativa del progetto programmata concludersi entro la fine dell'anno al fine di poter permettere alla Direzione la rilevazione e l'analisi delle performance delle diverse strutture HR e quindi la definizioni e il follow-up delle eventuali e opportune azioni correttive.

L'andamento ancora incerto e prudente dei mercati internazionali, e in particolare dei mercati del lavoro, ha determinato, nel primo semestre 2010, una spinta crescente verso il ripensamento e la rivisitazione di strumenti e politiche di formazione, sviluppo e compensation che si erano consolidati negli ultimi anni sull'onda di dinamiche di mercato diverse.

Politiche e strumenti tendono adesso a diventare essenziali, flessibili, focalizzati su un'identificazione molto selettiva delle risorse critiche, orientati alla massima efficienza e all'ottenimento di risparmi, ma anche alla migliore interpretazione dei fabbisogni essenziali del cliente interno e alla sua soddisfazione.

Le attività di selezione sono maggiormente orientate verso la ricerca di personale esperto e a cogliere opportunità di mercato, mentre si riducono gli inserimenti di personale giovane e neolaureato; sono oggetto di ridefinizione e rinegoziazione le condizioni contrattuali per la fornitura di servizi esterni, mentre viene perseguita l'esternalizzazione e la partnership con i fornitori per la ricerca dei profili professionali particolarmente critici per il business.

Il portale Saipem di reclutamento "eFesto" è stato potenziato, arricchendolo di ulteriori capacità di integrazione dei processi e delle attività di reportistica, in modo da assicurare la tracciabilità del processo e un coordinamento e controllo più puntuale sull'efficacia e l'efficienza del processo di selezione.

Le attività di formazione sono caratterizzate dal deciso investimento nelle iniziative "law compliant"; relativamente alle disposizioni in materia di sicurezza sul lavoro, è stato realizzato un articolato ciclo di corsi e seminari destinati ai Datori di lavoro, Dirigenti delegati, Preposti e lavoratori. Sono, inoltre, stati attivati i corsi con modalità e-learning per la formazione relativa al D.Lgs. 231/2001, che include ora anche la promozione del Codice Etico; sono state sviluppate iniziative formative destinate ai componenti degli Organismi di Vigilanza delle società controllate sia in Italia che all'estero. Infine, sono stati progettati e pianificati i corsi relativi alle nuove policy in tema di Security.

Prosegue, inoltre, l'intenso programma di formazione professionale rivolto allo sviluppo o consolidamento delle competenze tecnico-specialistiche richieste da quei ruoli critici per il business e di difficile reperimento sul mercato. Gli interventi hanno incluso, in ambito Offshore, il percorso formativo iniziato nel 2009 per lo sviluppo dei "Prefabrication Supervisor", destinato ad alimentare le professionalità critiche relative alle attività

di fabrication, ed è proseguita parallelamente la formazione specialistica dei Field Engineer volta ad approfondire i temi legati alla gestione e realizzazione dei progetti di posa e installazione in mare. In ambito Onshore vengono realizzate attività di supporto alla ridefinizione del ruolo del project engineer e proseguono gli investimenti formativi sul consolidamento dei ruoli di Construction manager e assistente di cantiere; ricopre, inoltre, particolare importanza la revisione del percorso di Project Management maggiormente orientato a consolidare i contenuti legati all'Ingegneria della costruzione e del Risk Management sia in ambito Onshore che Offshore. Sono infine in corso i programmi di formazione a supporto dei piani di investimento di Saipem, mediante intensi programmi di addestramento rivolti al personale in assegnazione sui nuovi mezzi navali che entreranno in operazione nel breve periodo.

Le attività di sviluppo delle risorse umane sono quelle maggiormente interessate da nuovi paradigmi e da attività di revisione e aggiornamento di metodologie e tool. È stato completamente rivisitato il processo di "segmentazione" del personale, ovvero le modalità e i criteri di identificazione delle risorse più pregiate in termini di potenziale di sviluppo manageriale o di possesso di competenze professionali importanti; è stato conseguentemente aggiornato il processo di monitoraggio dei Giovani Laureati, al fine di meglio rispondere a una fase di mercato che pone sfide e necessità differenti sia per l'azienda che per i giovani. A livello internazionale si sta consolidando il processo e la strumentazione volto a perseguire un sostanziale accentramento in termini di monitoraggio e pianificazione delle carriere per un pool di risorse molto critiche e di talento.

Nel corso del primo semestre è stato avviato, nei confronti di tutte le risorse manageriali sia italiane che internazionali, il progetto "Feedback" volto a rafforzare le capacità manageriali di gestione e sviluppo dei propri collaboratori rispetto al Modello di Eccellenza, che esplicita i comportamenti, caratteristiche e competenze di successo all'interno del nostro business.

Il programma di ricerca e lavoro avviato nel 2009 denominato "progetto Generation Y", che ha l'obiettivo di rinnovare le politiche di gestione e sviluppo delle risorse, grazie a una maggiore consapevolezza dei modelli culturali e sociali della Generation Y e anche un crescente e migliore utilizzo delle opportunità offerte dal web 2.0, ha concluso i suoi lavori producendo le prime proposte operative che saranno implementate nella seconda parte dell'anno.

Tra le iniziative di maggior rilievo della prima parte dell'anno, è da sottolineare l'analisi di engagement condot-

ta presso i dipendenti di livello middle management (circa 3.400 con un indice di risposte superiore al 70%) delle società operative di Italia, Francia e Regno Unito, allo scopo di analizzare e comprendere i fattori che guidano la motivazione e il coinvolgimento delle risorse in azienda; i risultati e i susseguenti piani di azione verranno diffusi e comunicati nella seconda parte dell'anno.

I trend di mercato e lo scenario economico internazionale, sostanzialmente stabile rispetto al 2009, inducono a mantenere ancora un atteggiamento cauto nella definizione delle politiche di compensation: in particolare i piani di incentivazione variabile (inclusi gli incentivi di progetto) e i sistemi di retention sono oggetto di attenta analisi, e in alcuni casi vengono sospesi, al fine di perseguire una maggiore selettività nella loro adozione in funzione delle specificità dei mercati del lavoro di riferimento e delle reali dinamiche attuali e prospettiche del business.

In generale, le politiche di compensation, sulla componente sia fissa che variabile, delle società controllate nelle diverse aree geografiche, si mantengono mediamente sui livelli raggiunti nel 2009, con copertura pressoché totale dei tassi di inflazione locali e un posizionamento retributivo delle posizioni critiche che si conferma sulla media di mercato. Non sono previste riduzioni nella spesa per politica retributiva, vista l'ancora positiva intonazione dei valori di business e delle prospettive future, sebbene prudenti.

Per quanto riguarda i piani di incentivazione del management, è stato confermato, per le risorse manageriali italiane e internazionali, il Piano di Incentivazione Monetaria di Breve Termine collegato agli obiettivi di performance individuale, nonché il Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine collegato alla performance operativa dell'azienda nel lungo periodo.

Al fine di sostenere la motivazione delle risorse manageriali più critiche e garantire le performance di Saipem nel lungo periodo, è stata infine approvata dal CdA Saipem l'adozione di un nuovo Piano di incentivazione di Lungo Termine, in sostituzione del Piano di stock option in vigore fino al 2008, al fine di mantenere il pacchetto retributivo complessivo in linea con i livelli medi di mercato.

A seguito della consuntivazione delle valutazioni delle prestazioni 2009 del management, sono stati erogati in aprile gli incentivi monetari annuali individuali a, complessivamente, 222 dirigenti italiani (79,3% della popolazione totale) per una spesa globale di 6.509.000 euro (22% sul monte salari al 1° gennaio 2010). Sono anche stati definiti, per questa stessa popolazione, i nuovi obiettivi per il 2010.

Il completamento del progetto di Global Grading internazionale, finalizzato alla valutazione delle posizioni organizzative tipiche del settore Saipem, ha consentito la creazione di un metodo omogeneo e trasversale che consente di meglio interpretare le analisi retributive, definire le strategie salariali locali e coordinare le azioni volte ad assicurare la mobilità e il confronto retributivo internazionale grazie anche all'introduzione di un nuovo sistema di definizione del trattamento retributivo di espatrio.

Nel corso del primo semestre dell'anno la strategia organizzativa e di conseguenza le scelte e le azioni in materia di organizzazione si sono orientate alla creazione di un assetto e una struttura che potesse assicurare al business, contemporaneamente, un'elevata flessibilità operativa e la massima efficienza possibile, ottimizzando le risorse aziendali disponibili; in questo ambito sono in corso interventi organizzativi nei processi di procurement, ed è giunto a conclusione il progetto di miglioramento organizzativo dei processi di manutenzione dei mezzi e attrezzature di perforazione, che ha interessato la BU Drilling e la funzione Asset, finalizzato al miglioramento della competitività del business Perforazioni; è stata avviata l'implementazione di interventi organizzativi rivolti a massimizzare l'efficacia e l'efficienza dei processi di lavoro commerciali e operativi e delle strutture delle funzioni coinvolte.

Gli interventi organizzativi miranti alla ricerca di flessibilità ed efficienza sono condotti salvaguardando al tempo stesso il modello operativo di riconosciuta buona governance, che caratterizza l'azione di Saipem; le attuali evoluzioni dei sistemi normativi e di controllo, sia

nazionali che internazionali, pongono infatti il modello di governance in una posizione centrale della gestione di impresa e in questo senso si è proceduto a un rafforzamento del disegno aziendale di alcuni istituti che assicurano un efficace sistema di separazione e controllo reciproco delle responsabilità e dei poteri in azienda.

Sotto questo versante è da citare come rilevante la definizione, nel primo semestre, della sistematizzazione delle strutture organizzative e dei modelli di governance delle filiali di Saipem SpA, anche mediante la formalizzazione della Matrice di Autorizzazioni standard applicabile a tutte le filiali.

Sono stati realizzati importanti interventi di revisione e ottimizzazione organizzativa complessiva nell'area del Middle East in ambito Onshore e sull'articolazione geografica e funzionale della business line Sonsub in ambito Offshore. Altre modifiche di rilievo nelle strutture organizzative hanno interessato le seguenti società controllate estero: Saipem UK Ltd, Saipem America Inc, Bos Shelf Ltd Society, Saipem (Malaysia) Sdn Bhd, PT Saipem Indonesia, Saipem Singapore Pte Ltd, Saipem Asia Sdn Bhd, Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd, Star Gulf Azerbaijan Branch, Saudi Arabian Saipem Ltd, Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc, Saipem Contracting (Nigeria) Ltd e le società di nuova costituzione Saipem Ltd (in UK) e Construction Saipem Canada Inc.

Di rilievo, infine, per l'impatto che potranno produrre in termini di risparmio di costo realizzabile e aumento della qualità, sono le analisi organizzative avviate per l'esternalizzazione di alcuni servizi tradizionali forniti dalla funzione HR:

Esercizio	Primo semestre	(unità)	Forza media 2009	Forza media 2010
2009				
12.181	Offshore		11.910	13.590
14.470	Onshore		14.878	14.617
1.531	Drilling Offshore		1.584	1.481
4.588	Drilling Onshore		4.653	5.005
3.454	Funzioni di staff		3.466	3.241
36.224	Totale		36.491	37.934
7.218	Italiani		7.313	7.071
29.006	Altre nazionalità		29.178	30.863
36.224	Totale		36.491	37.934
6.322	Italiani a tempo indeterminato		6.356	6.191
896	Italiani a tempo determinato		957	880
7.218	Totale		7.313	7.071
31.12.2009		(unità)	30.06.2009	30.06.2010
7.107	Numero di ingegneri		7.140	7.149
36.468	Numero di dipendenti		35.854	38.375

- il trasferimento di tutte le attività di armamento dei mezzi navali presso Global Petroprojects Services AG;
- l'esternalizzazione dei payroll del personale delle consociate estere in India, presso il centro di competenza di Global Petroprojects Services AG di Chennai.

Le relazioni industriali in Saipem pongono attenzione al contesto socio-economico e alla legislazione dei diversi Paesi in cui Saipem opera e sono, in questo senso, volte ad assicurare l'armonizzazione e la gestione ottimale, in accordo con le politiche aziendali, delle relazioni con le organizzazioni sindacali dei lavoratori, con le associazioni datoriali di settore, le istituzioni e gli enti pubblici.

Coerentemente con le premesse esposte, nel primo semestre sono stati conclusi i confronti con le rappresentanze nazionali delle Organizzazioni Sindacali dei settori Energia e Marittimo sulle seguenti tematiche che coinvolgono Saipem e le società del Gruppo:

- rinnovo dell'indennità di navigazione per i marittimi imbarcati sui mezzi navali speciali;
- consuntivazione con le commissioni tecniche degli indicatori a valere per i settori Saipem SpA e Saipem Energy Services SpA e chiusura del premio di parteci-

pazione per il biennio 2008-2009 con conseguente definizione degli importi del Premio di Partecipazione liquidati con le competenze di maggio;

- è stato sottoscritto, con le rappresentanze dei lavoratori Saipem di Vibo Valentia, l'accordo con cui si definiscono le flessibilità e le normative connesse all'orario di lavoro in accordo con gli orari di lavoro già in vigore nelle aree di San Donato Milanese, Fano e Roma;
- nel mese di marzo è stata sottoscritta tra Saipem e le altre aziende del settore Energia e le OO.SS. l'ipotesi di accordo per il rinnovo del Contratto Collettivo Nazionale di Lavoro Energia e Petrolio ratificata poi nel mese di aprile 2010.

Siamo stati partecipi degli incontri del Comitato Aziendale Europeo Eni e di una giornata seminariale sulle relazioni industriali internazionali tenutosi in Tunisia nei giorni 8 e 9 giugno 2010.

Nel secondo semestre si effettueranno degli incontri al fine di chiudere la trattativa sul rinnovo dell'integrativo dei comandanti e direttori di macchina.

È inoltre in itinere la trattativa per la ridefinizione sia della parte normativa che degli importi delle indennità legate all'attività Offshore sia Construction che Drilling.

Sistema informativo

Information, Communication, Technologies

Nel periodo di riferimento sono stati effettuati numerosi interventi di cambiamento che hanno coinvolto i principali sistemi informativi del Gruppo. Secondo un piano definito lo scorso anno, nel quale erano stati condotti interventi di revisione architeturale e di upgrade per i sistemi SAP R/3, per il datawarehouse con SAP BW e per il sistema di gestione del personale GHRM, basato su Oracle Peoplesoft, nel 2010 sono proseguite le fasi di consolidamento e sviluppo che hanno avuto ampio impatto sulle infrastrutture di base. Nel 2010 è stato anche condotto un intervento di miglioramento del centro di calcolo sito al Terzo Palazzo Uffici di San Donato Milanese, per renderlo in grado di rispettare criteri aggiornati di sicurezza e di garantire un presidio tecnico di adeguata capacità in termini di condizionamento, erogazione elettrica e continuità del servizio.

Nell'ambito della Governance dei sistemi informativi, le attività di **compliance ICT** in corso anche nel 2010 non evidenziano carenze particolari nel sistema di controlli per la conformità alla legge 262/2005. A oggi sono stati effettuati 18 assessment di società del Gruppo e sono in corso di svolgimento nel 2010 le azioni di recupero relative alle scoperture individuate, in una logica di miglioramento continuo.

Dal punto di vista funzionale, la principale iniziativa di cambiamento è la cosiddetta IBIS Consolidation, con riferimento al programma di investimento riferito al sistema ERP aziendale SAP R/3. Quest'ultimo, a valle dell'upgrade alla versione ECC 6.0, è oggetto di un ulteriore piano di sviluppo che, a partire dalla revisione dei processi di lavoro supportati, ha lo scopo di adottare le principali nuove funzionalità offerte da questa versione. Sono in corso rilasci che porteranno nel corso del 2010 all'implementazione di un modello contabile evoluto, basato sulla funzione di New General Ledger di SAP e orientato alla gestione del capitale destinato a progetto. La complessa coesistenza del progetto di upgrade con la

normale evoluzione applicativa rende necessaria anche nel 2010 un'attenta valutazione delle azioni di cambiamento relative a nuove implementazioni funzionali e a nuovi roll out di SAP. Sono stati effettuati i roll out per la riorganizzazione delle entità societarie italiane (Saipem Energy Services SpA e Servizi Energia Italia SpA) e di Saipem Contracting Algérie SpA, la revisione dell'implementazione per Ersai Caspian Contractor Llc e North Caspian Service Co Llp e sono stati infine avviati i roll out di Boscongo sa e di Saipem Ltd.

Accanto al progetto SAP R/3 è in corso la revisione del sistema di Datawarehouse aziendale, basato su SAP BW e SAP BO, con il quale si intende offrire una gamma di soluzioni di specifico interesse per le funzioni Procurement e HR. Rilevante è la suite di nuove funzionalità per la gestione e la rappresentazione grafica di KPI, che hanno avuto impiego ad esempio nella produzione della reportistica a supporto delle iniziative di sostenibilità.

Uno dei progetti chiave del periodo in considerazione è stato il completamento del cambio di release del sistema di gestione della manutenzione asset AMOS, che ha visto impattati numerosi siti aziendali e soprattutto la totalità dei mezzi della flotta Saipem.

Il nuovo Workload Management System (WMS), il sistema integrato per la pianificazione e il controllo del carico di lavoro di risorse a progetto, introdotto alla fine del 2008, è stato stabilizzato e ne è stato completato il roll out su Saipem sa e Servizi Energia Italia SpA. Parallelamente sono state avviate le attività di adattamento al modello operativo Offshore e un'iniziativa che, facendo perno sul prodotto base CA-Clarity, sottostante alla soluzione WMS, dovrebbe consentirne l'adozione per la programmazione delle risorse nell'ambito delle offshore operation. Accanto al sistema WMS è in corso di realizzazione la terza fase del progetto GHRM-Peoplesoft, per il rinnovamento del sistema centrale per la gestione del personale.

Prosegue con successo la diffusione del sistema di gestione documentale DAMS-Asset, basato su EMC² Documentum, dedicato alla gestione della documentazione tecnica degli asset aziendali: è stato completato il caricamento sul sistema centrale della documentazione tecnica di bordo di dodici mezzi navali e per tre di questi è stata generata a bordo anche la copia di consultazione, utilizzando come ambiente semplificato EMC² E-Room. Nell'ambito del **supporto alle funzioni di business**, la partnership con il fornitore Intergraph prosegue anche nel 2010 allo scopo di mettere in atto il piano di sviluppo condiviso di una serie di nuove funzionalità nella suite applicativa SmartPlant Enterprise. Il progetto Production Data Integration ha raggiunto lo stadio di maturità sufficiente alla sua adozione a supporto della produzione ingegneristica, mentre nel 2010 è atteso il primo pilota del sistema integrato SmartPlant Material and Reference Data, del quale Saipem intende utilizzare appieno le componenti di gestione materiali nei centri di progettazione, nei cantieri e nelle yard di fabbricazione. Si conferma invece positivo il quadro delle applicazioni dedicate alla Construction e alla Fabrication, basate su prodotti di mercato arricchiti e integrati da moduli sviluppati in-house, calibrati sulle necessità della Construction di Saipem. Dopo la prima fase di positiva adozione nel progetto Khurais, tali applicazioni sono state utilizzate in modo innovativo e maggiormente integrato sul sito di Arzew in Algeria e avranno ulteriori casi di applicazione a Manifa in Arabia Saudita e nei prossimi cantieri Onshore. Nel contesto delle iniziative di **IT Infrastructure** prosegue lo sforzo relativo al progetto di cambiamento WIE

(Windows Infrastructure Evolution) che intende rinnovare l'infrastruttura e le postazioni di lavoro di tutto il Gruppo introducendo le funzionalità delle più recenti soluzioni Microsoft. Secondo il piano, il primo deployment pilota verrà effettuato nel secondo semestre 2010 con un contributo rilevante di Saipem sa. Accanto a questi sviluppi di base si evidenzia un intervento di evoluzione dell'ambiente Citrix per la remotizzazione applicativa, allo scopo di garantire una sempre maggiore capacità di erogazione di accessi applicativi alla vasta realtà dei siti operativi di Saipem.

Sul fronte delle **telecomunicazioni** sono in corso le azioni di rinnovamento degli apparati di interconnessione, pianificate a valle della gara internazionale per il rinnovo dei servizi VSAT di una parte della flotta navale.

Gli oltre duecento siti operativi di Saipem sono ormai largamente consolidati nell'impiego di tecnologie VOIP che comportano la diminuzione dei costi di fonia, grazie alla tecnologia IP di trasporto della voce su rete dati. La diffusione del VOIP è realizzata in cooperazione con Eni ICT.

La **sicurezza ICT** ha avviato interventi sia di tipo tecnologico sia organizzativo, allo scopo di rafforzare le capacità di controllo sulla rete aziendale e di ridurre il rischio di esposizione dei sistemi e dei dati aziendali alle minacce che dall'esterno si propongono con allarmante continuità. L'impiego di tecniche di controllo e monitoraggio centralizzato è stato supportato anche nel 2010 per garantire la mitigazione dei rischi di penetrazione dei sistemi aziendali o di riduzione del servizio, in collaborazione con la funzione ICT Eni.

Gestione dei rischi d'impresa

I principali rischi, identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Saipem, sono i seguenti:

- (i) il rischio di mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa e alla volatilità dei prezzi delle commodity;
- (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte;
- (iii) il rischio di liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine;
- (iv) il rischio HSE derivante dalla possibilità che si verifichino incidenti, malfunzionamenti, guasti, con danni alle persone e all'ambiente e con riflessi sui risultati economico-finanziari;
- (v) il rischio Paese nell'attività operativa;
- (vi) il rischio progetti, afferente principalmente i contratti di ingegneria e costruzione, delle Business Unit Onshore Construction e Offshore Construction e di Asset, in fase esecutiva.

La gestione dei rischi finanziari si basa su Linee Guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le policy di Gruppo in materia di rischi finanziari.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi di commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa.

Rischio di cambio

L'esposizione alla variabilità dei tassi di cambio deriva dall'operatività del Gruppo in aree diverse da quella dell'euro, e dalla circostanza che i ricavi e i costi di una parte rilevante dei progetti eseguiti sono quotati in valute diverse dall'euro o legati al corso di valute diverse dall'euro, determinando i seguenti impatti:

- sul risultato economico per effetto del differente ammontare dei costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti (debiti) commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo);
- sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di imprese che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo).

Nell'ambito del rischio di mercato l'obiettivo di risk management del Gruppo è la minimizzazione dei rischi di cambio economici e transattivi; il rischio derivante dalla maturazione del reddito di esercizio in divisa, oppure dalla conversione delle attività e passività di imprese che redigono il bilancio in moneta diversa dall'euro, non è, di norma, oggetto di copertura in maniera strutturata, ma avviene sulla base di specifiche valutazioni caso per caso.

Il Gruppo Saipem adotta una strategia volta a minimizzare l'esposizione al rischio cambio economico e di transazione attraverso l'utilizzo di contratti derivati. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare swap, outright e forward), stipulati principalmente con società del Gruppo Eni. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di Eni SpA basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider. La pianificazione, il coordinamento e la gestio-

ne di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza che tiene sotto stretta osservazione la corretta correlazione tra strumenti derivati e flussi sottostanti e l'adeguata rappresentazione contabile in ottemperanza ai principi contabili internazionali.

Con riferimento alle valute diverse dall'euro considerate maggiormente rappresentative in termini di esposizione al rischio di cambio per l'esercizio 2009 (dollaro statunitense, sterlina britannica e corona norvegese) si è provveduto a elaborare un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di cambio delle citate valute estere, rispetto all'euro.

L'analisi è stata effettuata avuto riguardo a tutte le attività e passività finanziarie rilevanti originariamente espresse nelle valute considerate e ha interessato in particolare le seguenti poste:

- strumenti derivati su tassi di cambio;
- crediti commerciali e altri crediti;
- debiti commerciali e altri debiti;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di cambio la sensitivity analysis sul relativo fair value viene determinata confrontando le condizioni sottostanti il prezzo a termine fissato nel contratto (tasso di cambio a pronti e tasso di interesse) con i tassi di cambio a pronti e le curve di tasso di interesse coerenti con le scadenze dei contratti sulla base delle quotazioni alla chiusura dell'esercizio, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale in valuta del contratto.

Si rileva che l'analisi non ha riguardato l'effetto delle variazioni del cambio sulla valutazione dei lavori in corso, in quanto gli stessi non rappresentano un'attività finanziaria secondo lo IAS 32. Inoltre, l'analisi si riferisce all'esposizione al rischio di cambio secondo l'IFRS 7 e non considera pertanto gli effetti derivanti dalla conversione dei bilanci delle società estere con valuta funzionale diversa dall'euro.

Una variazione positiva dei tassi di cambio rispetto all'euro (deprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di -61 milioni di euro (18 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -490 milioni di euro (-225 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Una variazione negativa dei tassi di cambio rispetto all'euro (apprezzamento dell'euro rispetto alle altre valute) comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 75 milioni di euro (53 milioni di

euro al 31 dicembre 2009) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 427 milioni di euro (252 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento delle singole valute alle due date di riferimento nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di cambio.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio connesso alle oscillazioni dei tassi di interesse nell'ambito del Gruppo Saipem è correlato essenzialmente a finanziamenti a lungo termine negoziati a tassi variabili. Il rischio è gestito mediante operazioni di Interest Rate Swap (IRS), principalmente con società del Gruppo Eni, anche al fine di garantire un equilibrato rapporto tra indebitamento a tasso fisso e a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata dall'Unità Finanza di Eni SpA basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider. La pianificazione, il coordinamento e la gestione di questa attività a livello di Gruppo Saipem è assicurata dalla funzione Finanza.

Con riferimento al rischio di tasso di interesse, è stata elaborata un'analisi di sensitività per determinare l'effetto sul conto economico e sul patrimonio netto che deriverebbe da un'ipotetica variazione positiva e negativa del 10% nei tassi di interesse.

L'analisi è stata effettuata avuto riguardo a tutte le attività e passività finanziarie rilevanti esposte alle oscillazioni del tasso di interesse e ha interessato in particolare le seguenti poste:

- strumenti derivati su tassi di interesse;
- disponibilità liquide ed equivalenti;
- passività finanziarie a breve e lungo termine.

Si precisa che per gli strumenti derivati su tassi di interesse la sensitivity analysis sul fair value viene determinata confrontando le condizioni di tasso di interesse (fisso e variabile) sottostanti il contratto e funzionali al calcolo dei differenziali sulle cedole maturande con le curve attualizzate di tasso di interesse variabile sulla base delle quotazioni alla chiusura dell'esercizio, modificate in più o in meno del 10%, e ponderando la variazione intervenuta per il capitale nozionale del contratto. Con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti si è fatto riferimento alla giacenza media e al tasso di rendimento medio dell'esercizio, mentre per quanto riguarda le passività finanziarie a breve e lungo termine, si è fatto riferimento all'esposizione media dell'anno e al tasso medio di esercizio.

Una variazione positiva dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato

di -2 milioni di euro (-6 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di -2 milioni di euro (-5 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Una variazione negativa dei tassi di interesse comporterebbe un effetto complessivo ante imposte sul risultato di 2 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e un effetto complessivo sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto imposte, di 2 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto dell'andamento dei tassi di interesse alle due date di riferimento nonché dalla variazione delle attività e passività finanziarie esposte alle fluttuazioni del tasso di interesse.

Rischio commodity

I risultati economici di Saipem possono essere influenzati anche da variazione dei prezzi dei prodotti petroliferi (olio combustibile, bunker, etc.) e delle materie prime nella misura in cui esse rappresentano un elemento di costo associato rispettivamente alla gestione di mezzi navali/basi/cantieri o alla realizzazione di progetti e degli investimenti.

Per la gestione del rischio commodity, Saipem utilizza strumenti derivati Over The Counter (in particolare swap, forward, Contracts For Differences) con sottostante rappresentato da prodotti petroliferi di riferimento (ICE gasoil) negoziati tramite Eni Trading & Shipping (ETS) nei mercati organizzati ICE e NYMEX (future). Al fine di mitigare i rischi durante la fase realizzativa di progetto, in alternativa sono proposte in fase di offerta clausole di indicizzazione o altri accordi con il Cliente.

Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata basandosi su quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, laddove esse non siano disponibili, tramite le finanziarie Eni in linea con le disposizioni vigenti nel Gruppo in merito all'accentramento finanziario.

Con riferimento agli strumenti finanziari di copertura relativi al rischio commodity un'ipotetica variazione positiva del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico (0,1 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di 6 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Un'ipotetica variazione negativa del 10% nei prezzi sottostanti non comporterebbe alcun effetto significativo sul risultato economico (0,1 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e un effetto sul patrimonio netto, al lordo dell'effetto d'imposta, di -6 milioni di euro (-6 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

L'incremento (riduzione) rispetto all'esercizio precedente deriva essenzialmente dall'effetto legato ai differenti prezzi di valutazione che concorrono al calcolo del fair value dello strumento alle due date di riferimento.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione di Saipem a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Il rischio credito connesso al normale svolgimento delle operazioni commerciali è monitorato sia dalla funzione operativa che dalla funzione amministrativa sulla base di procedure formalizzate e di reportistica periodica. Relativamente agli impieghi di disponibilità e all'utilizzo di strumenti finanziari, compresi gli strumenti derivati, le società adottano linee guida definite dalla funzione Finanza di Saipem.

La situazione di criticità venutasi a creare sui mercati finanziari ha determinato l'adozione di ulteriori misure cautelative quali disposizioni mirate a evitare concentrazioni di rischio/attività.

Sono inoltre state gestite con ulteriore approccio selettivo le operazioni in strumenti derivati.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 30 giugno 2010 non vi erano concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. Nell'ambito del rischio di liquidità l'obiettivo di risk management del Gruppo è quello di porre in essere, nel "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di business e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Allo stato attuale, Saipem ritiene, attraverso una gestione degli affidamenti e delle linee di credito flessibile e funzionale al business, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie nonostante il significativo deterioramento del quadro di riferimento esterno, che ha determinato nel corso del periodo ingrandimenti del mercato del credito e forte pressione sugli spread applicati.

Le policy applicate anche prima dell'acuirsi della crisi sono state orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa

per i programmi di sviluppo di Saipem, ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari.

Al 30 giugno 2010 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.392 milioni di euro; questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari, compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011 ^(*)	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine	480	210	543	447	1.279	483	3.442
Passività finanziarie a breve termine	1.212	-	-	-	-	-	1.212
Passività per strumenti derivati	595	10	-	-	-	-	605
	2.287	220	543	447	1.279	483	5.259
Interessi su debiti finanziari	110	68	61	52	36	63	390

(*) Include il secondo semestre 2010.

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

(milioni di euro)	Anni di scadenza			Totale
	2011 ^(*)	2012-2015	Oltre	
Debiti commerciali	3.054	-	-	3.054
Altri debiti e anticipi	3.295	3	-	3.298

(*) Include il secondo semestre 2010.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, il Gruppo Saipem ha in essere obbligazioni contrattuali relative a contratti di leasing operativo non annullabili il cui adempimento

comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti negli esercizi futuri a fronte delle obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

(milioni di euro)	Anni di scadenza						Totale
	2011	2012	2013	2014	2015	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili	50	91	32	19	4	1	197

Nella tabella che segue sono rappresentati gli investimenti a vita intera relativi ai progetti di maggiori dimen-

sioni, per i quali normalmente sono già stati collocati i contratti di procurement.

(milioni di euro)	Anni di scadenza	
	2010	2011
Impegni per Major Projects	483	266
Impegni per altri investimenti	121	37
	604	303

Rischio HSE (Salute, Sicurezza, Ambiente)

Le attività industriali svolte da Saipem in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività.

In particolare, le attività Saipem sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcuni casi di violazione della normativa sulla sicurezza, a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità oggettivo dell'impresa recepito anche in Italia (D.Lgs. 231/2001). Le normative in materia di ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Saipem e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere gli obblighi previsti continueranno a costituire una voce di costo significativa anche negli esercizi futuri. In Italia, la recente normativa relativa alla salute e sicurezza sul luogo di lavoro, ha introdotto nuovi obblighi che impatteranno sulla gestione delle attività nei siti di Eni e in particolare nel rapporto con i contrattisti. Inoltre sono notevoli le ripercussioni sui modelli di allocazione delle responsabilità. In particolare, la normativa ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione certificati, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. In proposito Saipem si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti, nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi standard e soluzioni che costituiscano le best practice industriali.

Il vigente continuo processo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi afferenti Salute, Sicurezza e Ambiente è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business e si attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei

siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dei siti produttivi. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurare.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutte le società Saipem, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Saipem/Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle performance HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'audit di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Saipem è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS. Saipem si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:

- produrre comportamenti coerenti ai principi e alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Saipem;
- favorire il knowledge management e il controllo dei rischi HSE.

Rischio Paese

Saipem svolge una parte significativa della propria attività in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere meno stabili dal punto di vista politico ed economico. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni e con altri Paesi, possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Saipem di operare in condizioni economiche e la possibilità di recuperare l'attivo fisso in tali Paesi, o possono richiedere interventi organizzativi e gestionali specifici finalizzati ad assicurare, ove sia possibile nel rispetto delle policy aziendali, il prosieguo delle attività in corso in condizioni contestuali differenti da quelle previste originariamente. Nei casi in cui la capacità di Saipem di operare sia compromessa temporaneamente, la demobilitazione è piani-

ficata secondo criteri di protezione degli asset aziendali che rimangono on-site, e di minimizzazione della business interruption attraverso l'adozione di soluzioni che rendano più rapida e meno onerosa la business recovery al ritorno di condizioni favorevoli. Tali misure possono attrarre aggravii di costi e possono incidere sui risultati economici attesi. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (iii) restrizioni di varia natura sulle attività di costruzione, perforazione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Saipem.

Saipem tiene sotto stretta osservazione e valuta costantemente e olisticamente l'evolversi dei rischi di natura politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera o intende investire, attingendo anche ai rapporti periodici sui principali rischi di progetto e relativi trend redatti in accordo con la Corporate Risk Management Policy e relative procedure e standard di Risk Management in essere, e ai rapporti di Security redatti in accordo con la Corporate Security Policy e le Linee Guida sulle Attività di Security vigenti.

Rischio progetti

La direzione Risk and Opportunity and Knowledge Management è focalizzata principalmente nel:

- promuovere l'applicazione della metodologia di Project Risk Management nelle offerte e in fase esecutiva, sui progetti gestiti dalle Business Unit che hanno aderito alla metodologia, e sui principali progetti di investimento in corso;
- assicurare il reporting periodico al management sui principali "project risks" e sui relativi trend osservati, aggregati per Business Unit e a livello globale, promuovendo inoltre analisi di portafoglio a supporto delle decisioni del Management anche in un'ottica di comprensione dei macro fattori di rischio esterni ai singoli progetti che possano incidere sul risultato economico aziendale a fronte dei quali il Management possa intervenire con le più appropriate azioni e strumenti di annullamento, mitigazione, trasferimento, ovvero ritenzione;

- assicurare la diffusione in tutti gli ambiti di Saipem di una cultura di risk management finalizzata a una gestione strutturata di rischi e opportunità, contribuendo al miglioramento della gestione delle contingency;
- fornire consulenza, assistenza e indicazioni alle Business Unit e ai progetti nelle attività di identificazione e valutazione dei rischi e delle opportunità e nelle attività di implementazione delle relative azioni di mitigazione e miglioramento, rispettivamente per la gestione delle aree di rischio e l'ottimizzazione delle opportunità identificate;
- assicurare la definizione, lo sviluppo e l'aggiornamento di strumenti e metodologie in grado di raccogliere, organizzare e rendere disponibili ai progetti in corso le esperienze maturate su progetti già eseguiti, al manifestarsi di rischi affini;
- assicurare un'adeguata attività formativa ai team commerciali e di project management;
- assicurare il costante aggiornamento delle Linee Guida, Procedure e Standard Corporate in linea con gli Standard e i Code of Practice internazionali, promuovendone il pieno rispetto e la loro corretta applicazione in Saipem e nelle società controllate;
- contribuire a promuovere il rispetto delle Golden Rules & Silver Guidelines, lo strumento di governo della propensione all'assunzione di rischi di cui Saipem si è dotata per attribuire agli appropriati livelli manageriali la responsabilità delle decisioni sull'assunzione dei rischi più rilevanti.

Gli Standard e le Procedure vigenti in Saipem rispettano, per quanto attiene il Project Risk Management, i dettami delle principali normative internazionali di Risk Management.

Assicurazione

La funzione assicurativa della Corporate in stretta cooperazione con l'alta direzione definisce annualmente le linee guida del Gruppo Saipem in materia di protezione assicurativa per i rischi riconducibili ai danni materiali e alle responsabilità civili, nonché per quelli derivanti dai contratti assegnati.

Sulla base di tali linee guida viene definito il programma assicurativo, individuando per ogni tipologia di rischio specifiche franchigie e limiti di copertura sulla base di un'analisi che prende in considerazione l'esperienza statistica dei sinistri, la statistica dell'industria di riferimento nonché le condizioni offerte dal mercato assicurativo internazionale.

Il programma assicurativo Saipem è strutturato per trasferire, in maniera appropriata, al mercato assicurativo i rischi derivanti dalle operazioni, in particolare i rischi

connessi con la gestione della flotta, delle attrezzature e di ogni altro bene, inclusi i rischi di responsabilità civile verso terzi, nonché i rischi derivanti da ogni contratto assegnato dai propri clienti.

In considerazione sia delle coperture disponibili sul mercato assicurativo che dell'evoluzione del mercato energy nel quale Saipem opera, non è possibile garantire che tutte le circostanze ed eventi siano adeguatamente coperti dal suddetto programma assicurativo. Parimenti la volatilità del mercato assicurativo non permette di garantire che in futuro un'adeguata copertura assicurativa possa essere ragionevolmente mantenuta ai livelli correnti di tasso, termini e condizioni.

Con riferimento al programma assicurativo Saipem, deve essere fatta una distinzione tra le coperture assicurative dei beni del Gruppo ("polizze assicurative Corporate") e le coperture assicurative invece strettamente riconducibili all'esecuzione dei progetti.

Polizze assicurative Corporate

La struttura del programma assicurativo Corporate prevede una prima fascia di rischio auto-assicurata tramite una società captive di riassicurazione, in eccesso alla quale opera un programma assicurativo catastrofale di mercato.

Questo programma catastrofale, costituito da polizze che coprono i danni materiali, la responsabilità civile marittima e non marittima verso i terzi, può riassumersi con le seguenti coperture.

Danni materiali

- Polizza "Corpi nave": copre l'intera flotta per eventi che producano danni parziali o totali alle unità;
- Polizza "Attrezzature": copre tutte le attrezzature onshore o offshore in uso, ad esempio le attrezzature di cantiere, gli impianti di perforazione a terra, i Remote Operating Vehicle (ROV) sottomarini, etc.;
- Polizza "Trasporto": copre ogni trasporto, movimentazione e stoccaggio di beni ed attrezzature via terra, mare ed aerea;
- Polizza "Immobili e Cantieri": copre gli immobili, gli uffici, i magazzini e i cantieri navali posseduti o affittati;
- Polizza "Altri rischi minori": copre i rischi minori come il furto e l'infedeltà dei dipendenti.

Responsabilità civile

- Polizza "Protection & Indemnity" ("P&I"): copre le responsabilità armatoriali per danni a terzi, assicurate da un P&I Club facente parte dell'International Group of P&I Club, per un limite di USD 5,6 miliardi per evento durante la navigazione e di USD 300 milioni per evento durante le operazioni. Questa polizza fornisce

anche un sottolimito per l'inquinamento marittimo di superficie attribuibile ai mezzi navali per un ammontare per evento fino a USD 1 miliardo durante la navigazione e fino a USD 300 milioni nelle operazioni.

- Polizza "Comprehensive General Liability": copre ogni altra tipologia di responsabilità Saipem sui rischi di responsabilità civile e generale derivanti dalla sua attività industriale, operando anche a integrazione della specifica copertura P&I, fino a un limite di 300 milioni di euro per evento.
- Polizze "Employer's Liability" e "Personal Accident": coprono rispettivamente la responsabilità del datore di lavoro e i rischi infortuni dei propri dipendenti sulla base delle normative obbligatorie previste in ogni Paese nel quale il Gruppo opera.

Uno strumento chiave nella gestione dei rischi assicurabili di Saipem è rappresentato dalla Sigurd Rück AG, la società captive di riassicurazione, costituita e operativa dal 2008, che opera a copertura della prima fascia di rischio corrispondente a 10 milioni di euro per evento per tutte le classi di rischio.

Sigurd Rück AG, realizza, a sua volta, una mitigazione dei rischi attraverso una protezione riassicurativa del portafoglio sottoscritto collocata sul mercato con primarie security internazionali.

Polizze assicurative relative all'esecuzione dei progetti

Per tutti i contratti assegnati esistono delle specifiche coperture assicurative di progetto che devono essere realizzate e, generalmente, sono i clienti che mantengono contrattualmente la responsabilità dell'assicurazione. Nei casi in cui tale responsabilità sia invece richiesta al contrattista, Saipem procede alla definizione di un'assicurazione idonea a coprire, per la sua durata, tutti i rischi correlati al progetto.

Queste polizze assicurative solitamente sono riferibili alle coperture "Builders' All Risks", che hanno lo scopo di coprire lo scope of work del contratto, ossia i danni materiali all'opera in costruendo, nonché alle attrezzature, prodotti e materiali necessari alla sua realizzazione, e di responsabilità civile verso terzi per tutti i lavori che saranno effettuati dal Gruppo durante tutte le fasi di esecuzione del progetto (progettazione, trasporto, costruzione, assemblaggio, test) incluso il periodo di garanzia contrattualmente previsto.

L'elevato livello dei premi assicurativi e di franchigie su queste polizze stimola e guida Saipem verso un continuo miglioramento dei processi di prevenzione e protezione in termini di qualità, salute, sicurezza e di impatto ambientale.

Altre informazioni

ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

Nel primo semestre 2010 non sono state acquistate sul mercato azioni ordinarie.

Periodo	N. azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (migliaia di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti				
Anno 2003 (dal 2 maggio)	2.125.000	6,058	12.873	0,48
Anno 2004	1.395.000	7,044	9.826	0,32
Anno 2005	3.284.589	10,700	35.146	0,74
Anno 2006	1.919.355	18,950	36.371	0,43
Anno 2007	848.700	25,950	22.024	0,19
Anno 2008	2.245.300	25,836	58.010	0,51
Anno 2009	-	-	-	-
Anno 2010	-	-	-	-
Azioni proprie in portafoglio	11.817.944	14,745	174.250	2,67
A dedurre azioni proprie:				
- assegnate a titolo gratuito in applicazione ai piani di stock grant	1.616.400			
- assegnate per sottoscrizione in applicazione ai piani di stock option	5.600.497			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2010	4.601.047			

Il capitale sociale al 30 giugno 2010 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 436.809.853; nel semestre non sono state acquistate azioni ordinarie sul mercato.

PIANI DI INCENTIVAZIONE

Dal 2006 lo strumento dello stock grant è stato sostituito da un sistema di incentivo monetario differito. L'incentivo monetario differito attribuito nel 2010 potrà essere erogato, a condizione che vengano raggiunti gli obiettivi individuati, dopo tre anni in misura connessa al raggiungimento di obiettivi annuali di EBITDA (consuntivo raffrontato al budget a scenario costante) definiti per il triennio 2010-2013.

Stock option

Il Consiglio di Amministrazione, su proposta del Compensation Committee, ha deliberato nel 2010 di sostituire il Piano di Stock Option con un nuovo piano di incentivazione di lungo termine.

L'ultimo Piano di Stock Option è stato approvato nel 2008.

REGOLAMENTO MERCATI

Art. 36 del Regolamento Mercati: condizioni per la quotazione in Borsa di società con controllate costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di

condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite o regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che sulla base dei dati al 30 giugno 2010 rientrano nell'ambito della previsione regolamentare nove società:

- Ersai Caspian Contractor Llc;
- Petrex SA;
- Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
- Saipem Contracting Algérie SpA;
- Snamprogetti Saudi Arabia Ltd;
- Global Petroprojects Services AG;
- Saipem Asia Sdn Bhd;
- Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
- Saudi Arabian Saipem Ltd.

Per le stesse sono state adottate procedure adeguate per assicurare la completa compliance alla predetta normativa (art. 36).

Non è previsto, pertanto, alcun ulteriore adeguamento per il secondo semestre 2010.

Art. 37 del Regolamento Mercati: condizioni che inibiscono la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altra società

È stata verificata dal Consiglio di Amministrazione la rispondenza ai requisiti previsti dall'art. 37 del Regolamento Mercati, per la quotazione di azioni di società controllate sottoposte all'attività di direzione e coordinamento di altre società.

INFORMATIVA SULLE PARTI CORRELATE

Le operazioni compiute da Saipem con le parti correlate, individuate dallo IAS 24, riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e

l'impiego di mezzi finanziari, inclusa la stipula di contratti derivati. Tutte le operazioni fanno parte dell'ordinaria gestione, sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti, e sono compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Gli amministratori, i direttori generali e i dirigenti con responsabilità strategiche dichiarano semestralmente l'eventuale esecuzione di operazioni effettuate con Saipem SpA e con le imprese controllate dalla stessa, anche per interposta persona o da soggetti a essi riconducibili, secondo le disposizioni dello IAS 24.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria con le parti correlate sono evidenziati nella nota 44 delle Note al bilancio consolidato.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Acquisizione ordini

Nel mese di luglio 2010 sono stati acquisiti nuovi ordini e negoziate variazioni a contratti esistenti per un totale di circa 1.550 milioni di euro, con le seguenti articolazioni:

- Offshore per circa 1.000 milioni di euro, per contratti già dettagliati nel comunicato stampa dell'8 luglio 2010;
- Onshore per circa 400 milioni di euro, principalmente relativi al contratto assegnato dalla società polacca Polskie LNG al consorzio tra Saipem, Techint e PBG SA, per la realizzazione di un terminale di rigassificazione da 5 miliardi di metri cubi all'anno che sorgerà sulla costa nord-occidentale della Polonia. Il contratto comprende l'ingegneria, l'approvvigionamento, la costruzione delle strutture di rigassificazione, inclusi

due serbatoi di stoccaggio di 160 mila metri cubi di gas liquido ciascuno. I lavori saranno completati entro il 30 giugno 2014;

- Drilling Offshore per circa 150 milioni di euro, relativi a contratti di noleggio dei seguenti mezzi:
 - Perro Negro 2 per conto Total in Medio Oriente, 6 mesi;
 - Perro Negro 3 per conto Harrington Dubai nel Golfo Persico, 18 mesi;
 - Perro Negro 5 per conto Saudi Aramco in Arabia Saudita, 36 mesi;
 - Perro Negro 8 per conto Eni in Italia, 12 mesi;
 - Scarabeo 3 per conto Addax in Nigeria, 6 mesi.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

Per quanto riguarda le attività Terra, sia di Perforazione che di Costruzione, il mercato sta mostrando segni di convincente ripresa. Nel settore Mare per quanto riguarda le attività di Costruzione, perdura una situazione di mercato relativamente debole, ma con buoni livelli di attività nelle fasi propedeutiche al sanctioning dei progetti, il che appare promettente per l'evoluzione del mercato nel prossimo anno. Il mercato delle Perforazioni è atteso nella seconda parte dell'anno risentire delle problematiche derivanti dall'incidente della piattaforma BP nel Golfo del Messico; problematiche che non dovrebbero avere ripercussioni significative sui conti Saipem 2010 in quanto nessun mezzo opera nelle acque statunitensi e la flotta è già contrattata con contratti di medio/lungo termine.

I risultati consuntivati nel semestre, il portafoglio ordini record e la buona efficienza operativa espressa dai contratti in corso di esecuzione consentono di migliorare le stime per l'esercizio 2010, per il quale ora si prevedono: ricavi in rialzo del 5% circa; EBITDA in rialzo del 10% circa per effetto combinato di maggiori volumi e di migliore redditività; utile operativo in rialzo del 5% circa, dopo aver assorbito l'aumento degli ammortamenti a seguito dell'espansione della flotta di Drilling.

L'incremento del utile operativo è atteso compensare l'aumento degli oneri finanziari e dell'utile di competenza di azionisti terzi, consentendo un lieve miglioramento

dell'utile netto rispetto al livello record dell'esercizio precedente.

La spesa per investimenti, per l'effetto combinato dello slittamento al 2011 di esborsi prima previsti per il 2010 e dell'acquisto del Perro Negro 8, viene confermata in circa 1,5 miliardi di euro.

NON-GAAP MEASURES

Nel presente paragrafo vengono fornite le indicazioni relative alla composizione degli indicatori di performance, ancorché non previsti dagli IFRS (Non-GAAP measures), utilizzati nella relazione degli amministratori sulla gestione.

Tali indicatori sono presentati al fine di consentire una migliore valutazione dell'andamento della gestione del Gruppo e non devono essere considerati alternativi a quelli previsti dagli IFRS.

In particolare le Non-GAAP measures utilizzate nella relazione sulla gestione sono le seguenti:

- cash flow: tale indicatore è dato dalla somma di utile netto più ammortamenti;
- investimenti tecnici: tale indicatore è calcolato escludendo dal totale investimenti gli investimenti in partecipazioni;
- margine operativo lordo: tale grandezza economica rappresenta un'utile unità di misura per la valutazione delle performance operative del Gruppo nel suo complesso e dei singoli settori d'attività in aggiunta all'utile operativo. Il margine operativo lordo è una grandezza economica intermedia e viene calcolato sommando gli ammortamenti all'utile operativo;
- margine di attività: è calcolato escludendo dall'utile operativo le spese generali;
- capitale immobilizzato: è calcolato come somma delle attività materiali nette, attività immateriali nette e le partecipazioni;
- capitale di esercizio netto: include il capitale circolante e i fondi per rischi e oneri;
- capitale investito netto: è dato dalla somma del capitale immobilizzato, del capitale circolante e del fondo per benefici ai dipendenti;
- coperture: sono date dalla sommatoria del patrimonio netto, del capitale e riserve di terzi e dall'indebitamento finanziario netto.

Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

Stato patrimoniale riclassificato

	(milioni di euro)		30.06.2010	
	31.12.2009		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta dallo schema obbligatorio)			Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette			6.295	7.061
Nota 8 - Immobili, impianti e macchinari	6.295			7.061
B) Attività immateriali nette			756	754
Nota 9 - Attività immateriali nette	756			754
C) Partecipazioni			118	122
Nota 10 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	118			127
Nota 11 - Altre partecipazioni	2			2
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	(2)			(7)
D) Capitale circolante			(449)	(849)
Nota 3 - Crediti commerciali e altri crediti	4.040			4.124
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(68)			(123)
Nota 4 - Rimanenze	1.071			1.599
Nota 5 - Attività per imposte sul reddito correnti	113			59
Nota 6 - Attività per altre imposte correnti	285			230
Nota 7 - Altre attività	256			371
Nota 12 - Altre attività finanziarie	8			10
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(8)			(10)
Nota 13 - Attività per imposte anticipate	113			159
Nota 14 - Altre attività	34			42
Nota 16 - Debiti commerciali e altri debiti	(5.735)			(6.352)
Nota 17 - Passività per imposte sul reddito correnti	(115)			(149)
Nota 18 - Passività per altre imposte correnti	(124)			(114)
Nota 19 - Altre passività	(227)			(644)
Nota 23 - Passività per imposte differite	(64)			(26)
Nota 24 - Altre passività	(28)			(25)
E) Fondi per rischi e oneri			(198)	(164)
Nota 21 - Fondi per rischi e oneri	(200)			(171)
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	2			7
F) Fondo per benefici ai dipendenti			(182)	(187)
Nota 22 - Fondi per benefici ai dipendenti	(182)			(187)
CAPITALE INVESTITO NETTO			6.340	6.737
G) Patrimonio netto			3.434	3.320
Nota 26 - Patrimonio netto di Saipem	3.434			3.320
H) Capitale e riserve di terzi			61	104
Nota 25 - Capitale e riserve di terzi azionisti	61			104
I) Indebitamento finanziario netto			2.845	3.313
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(986)			(1.186)
Nota 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(36)			(22)
Nota 15 - Passività finanziarie a breve termine	1.797			1.212
Nota 20 - Passività finanziarie a lungo termine	1.796			3.131
Nota 20 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	350			311
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 3)	(68)			(123)
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 12)	(8)			(10)
COPERTURE			6.340	6.737

Voci del conto economico riclassificato

Il conto economico riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- gli altri proventi e oneri operativi afferenti a contratti su commodity (-1 milione di euro) sono stati portati in aumento delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (634 milioni di euro), "oneri finanziari" (-723 milioni di euro) e "strumenti derivati" (26 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-63 milioni di euro) del conto economico riclassificato;
- le voci "effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto" (10 milioni di euro) e "altri proventi (oneri) su partecipazioni" (6 milioni di euro), indicate separatamente nello schema obbligatorio, sono esposte quali valori netti nella voce "proventi netti su partecipazioni" del conto economico riclassificato.

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.

Voci del rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato differisce dallo schema obbligatorio esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- le voci "ammortamenti" (237 milioni di euro), "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (-3 milioni di euro), "variazione fondo per benefici ai dipendenti" (1 milione di euro) e "altre variazioni" (-8 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "ammortamenti e altri componenti non monetari" (227 milioni di euro);
- le voci "interessi attivi" (-3 milioni di euro), "interessi passivi" (18 milioni di euro) e "imposte sul reddito" (158 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di periodo nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi, interessi e imposte" (173 milioni di euro);
- le voci relative alle variazioni delle "rimanenze" (-452 milioni di euro), dei "crediti commerciali" (178 milioni di euro), delle "altre attività e passività" (-157 milioni di euro), dei "debiti commerciali" (325 milioni di

euro) e dei "fondi per rischi e oneri" (-35 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del capitale di periodo nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione del capitale di periodo relativo alla gestione" (-141 milioni di euro);

- le voci "dividendi incassati" (18 milioni di euro), "interessi pagati" (-42 milioni di euro) e "imposte sul reddito pagate al netto dei crediti di imposta rimborsati" (-60 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività operativa nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati nel periodo" (-84 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "attività immateriali" (-2 milioni di euro) e "attività materiali" (-780 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa degli investimenti nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti tecnici" (-782 milioni di euro);
- la voce relativa ai disinvestimenti in "attività immateriali" (3 milioni di euro), indicata separatamente e inclusa nel flusso di cassa dei disinvestimenti nello schema obbligatorio, è esposta nella voce "dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate" (3 milioni di euro);
- le voci "crediti finanziari" (-86 milioni di euro), "titoli" (14 milioni di euro) e "crediti finanziari" (32 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di investimento nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento" (-40 milioni di euro);
- le voci "assunzione di debiti finanziari non correnti" (1.512 milioni di euro), "rimborsi di debiti finanziari non correnti" (-302 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti" (-640 milioni di euro), indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento nello schema obbligatorio, sono esposte nette nella voce "variazione debiti finanziari a breve e lungo termine" (570 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.



Bilancio consolidato semestrale abbreviato

■ Stato patrimoniale

(milioni di euro)

30.06.2009		Nota	31.12.2009	di cui verso parti correlate	30.06.2010	di cui verso parti correlate
	ATTIVITÀ					
	Attività correnti					
1.040	Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	986	617	1.186	740
33	Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(N. 2)	36		22	
4.135	Crediti commerciali e altri crediti	(N. 3)	4.040	1.158	4.124	916
1.337	Rimanenze	(N. 4)	1.071	142	1.599	232
55	Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 5)	113		59	
318	Attività per altre imposte correnti	(N. 6)	285		230	
357	Altre attività	(N. 7)	256	159	371	268
7.275	Totale attività correnti		6.787		7.591	
	Attività non correnti					
5.816	Immobili, impianti e macchinari	(N. 8)	6.295		7.061	
757	Attività immateriali	(N. 9)	756		754	
48	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 10)	118		127	
3	Altre partecipazioni	(N. 11)	2		2	
-	Altre attività finanziarie	(N. 12)	8	-	10	-
82	Attività per imposte anticipate	(N. 13)	113		159	
35	Altre attività	(N. 14)	34	-	42	-
6.741	Totale attività non correnti		7.326		8.155	
68	Attività destinate alla vendita		-		-	
14.084	TOTALE ATTIVITÀ		14.113		15.746	
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
	Passività correnti					
2.649	Passività finanziarie a breve termine	(N. 15)	1.797	1.746	1.212	1.147
182	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 20)	350	72	311	108
6.274	Debiti commerciali e altri debiti	(N. 16)	5.735	255	6.352	223
130	Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 17)	115		149	
96	Passività per altre imposte correnti	(N. 18)	124		114	
179	Altre passività	(N. 19)	227	169	644	569
9.510	Totale passività correnti		8.348		8.782	
	Passività non correnti					
1.080	Passività finanziarie a lungo termine	(N. 20)	1.796	1.590	3.131	2.825
168	Fondi per rischi e oneri	(N. 21)	200		171	
177	Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 22)	182		187	
60	Passività per imposte differite	(N. 23)	64		26	
52	Altre passività	(N. 24)	28	26	25	22
1.537	Totale passività non correnti		2.270		3.540	
11.047	TOTALE PASSIVITÀ		10.618		12.322	
	PATRIMONIO NETTO					
37	Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 25)	61		104	
3.000	Patrimonio netto di Saipem:	(N. 26)	3.434		3.320	
441	- capitale sociale	(N. 27)	441		441	
55	- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 28)	55		55	
39	- altre riserve	(N. 29)	99		(208)	
2.217	- utili relativi a esercizi precedenti		2.226		2.755	
374	- utile del periodo		732		380	
(126)	- azioni proprie	(N. 30)	(119)		(103)	
3.037	Totale patrimonio netto di Gruppo		3.495		3.424	
14.084	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		14.113		15.746	

■ Conto economico

(milioni di euro)

Esercizio 2009		Nota	Primo semestre 2009	di cui verso parti correlate	Primo semestre 2010	di cui verso parti correlate
	RICAVI					
10.292	Ricavi della gestione caratteristica	(N. 32)	5.158	815	5.385	988
27	Altri ricavi e proventi	(N. 33)	10		5	
10.319	Totale ricavi		5.168		5.390	
	Costi operativi					
(7.233)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 34)	(3.606)	(36)	(3.739)	(43)
(1.483)	Costo del lavoro	(N. 35)	(763)		(786)	
(440)	Ammortamenti e svalutazioni	(N. 36)	(220)		(237)	
(7)	Altri proventi e oneri operativi	(N. 37)	3	3	(1)	(1)
1.156	UTILE OPERATIVO		582		627	
	Proventi (oneri) finanziari					
1.101	Proventi finanziari		582	9	634	-
(1.116)	Oneri finanziari		(683)	(47)	(723)	(20)
(85)	Strumenti derivati		46	47	26	17
(100)	Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 38)	(55)		(63)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni					
7	Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		9		10	
-	Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1		(6)	
7	Totale proventi su partecipazioni	(N. 39)	10		4	
1.063	UTILE ANTE IMPOSTE		537		568	
(288)	Imposte sul reddito	(N. 40)	(145)		(158)	
775	UTILE NETTO		392		410	
	di competenza:					
732	- Saipem		374		380	
43	- terzi azionisti	(N. 41)	18		30	
	Utile per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)					
1,68	Utile per azione semplice	(N. 42)	0,86		0,87	
1,66	Utile per azione diluito	(N. 42)	0,85		0,86	

■ Prospetto dell'utile complessivo

(milioni di euro)

	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Utile netto del periodo	392	410
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- variazione del fair value derivati cash flow hedge ⁽¹⁾	125	(484)
- partecipazioni valutate al fair value	1	-
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(5)	122
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(18)	98
Totale altre componenti dell'utile complessivo	103	(264)
Totale utile complessivo del periodo	495	146
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	478	104
- terzi azionisti	17	42

(1) La variazione del fair value derivati di copertura cash flow hedge riguarda quasi esclusivamente rapporti verso la controllante Eni.

■ Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto

Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile del periodo	Azioni proprie acquistate	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2008	441	55	7	87	17	(89)	(85)	1.536	914	(126)	2.757	21	2.778
Utile primo semestre 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	374	-	374	18	392
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	107	-	-	-	-	107	-	107
Attività (passività) valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	1	-	-	1	-	1
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	(2)	(2)	-	-	-	(4)	(1)	(5)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2009	-	-	-	-	-	105	(2)	1	374	-	478	17	495
Operazioni con gli azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	(239)	-	(239)	-	(239)
Riporto a nuovo utile 2008 e attribuzione a riserva legale	-	-	-	1	-	-	-	674	(675)	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	1	1	-	1
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5	-	5
Differenze tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option e stock grant esercitate da parte dei dirigenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	(2)	1	-	(1)	(2)	(1)	(3)
Totale	-	-	-	1	-	-	(2)	680	(914)	-	(235)	(1)	(236)
Saldi al 30 giugno 2009	441	55	7	88	17	16	(89)	2.217	374	(126)	3.000	37	3.037
Utile secondo semestre 2009	-	-	-	-	-	-	-	-	358	-	358	25	383
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	60	-	-	-	-	60	-	60
Attività (passività) valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	1	(3)	-	-	-	(2)	(1)	(3)
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2009	-	-	-	-	-	61	(3)	-	358	-	416	24	440
Operazioni con gli azionisti													
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6	6	-	6
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	3	-	-	3	-	3
Differenze tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option e stock grant esercitate da parte dei dirigenti	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Altre variazioni	-	-	-	-	-	-	2	7	-	1	10	-	10
Totale	-	-	-	-	-	-	2	9	-	7	18	-	18
Saldi al 31 dicembre 2009	441	55	7	88	17	77	(90)	2.226	732	(119)	3.434	61	3.495

■ Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto *segue*

(milioni di euro)	Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante												
	Capitale sociale	Riserva per soprapprezzo delle azioni	Altre riserve	Riserva legale	Riserva per acquisto azioni proprie	Riserva per cash flow hedge	Riserva per differenze cambio da conversione	Utili relativi a esercizi precedenti	Utile del periodo	Azioni proprie acquistate	Totale	Capitale e riserve di terzi azionisti	Totale patrimonio netto
Saldi al 31 dicembre 2009	441	55	7	88	17	77	(90)	2.226	732	(119)	3.434	61	3.495
Utile primo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	380	-	380	30	410
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(386)	-	-	-	-	(386)	-	(386)
Attività (passività) valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	1	109	-	-	-	110	12	122
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2010	-	-	-	-	-	(385)	109	-	380	-	104	42	146
Operazioni con gli azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2010	-	-	-	-	-	-	-	-	(240)	-	(240)	-	(240)
Riporto a nuovo utile 2009 e attribuzione a riserva legale	-	-	-	-	-	-	-	492	(492)	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	(16)	-	-	16	-	16	16	-	16
Altri movimenti di patrimonio netto													
Costo stock option/grant	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Differenze tra il valore di carico delle azioni proprie cedute e il prezzo di esercizio delle stock option e stock grant esercitate da parte dei dirigenti	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Altre variazioni	-	-	-	-	(1)	-	(14)	17	-	-	2	1	3
Totale	-	-	-	-	(17)	-	(14)	529	(732)	16	(218)	1	(217)
Saldi al 30 giugno 2010	441	55	7	88	-	(308)	5	2.755	380	(103)	3.320	104	3.424

■ Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Utile del periodo di Gruppo		374	380
Risultato di pertinenza di terzi azionisti		18	30
Rettifiche per ricondurre l'utile del periodo al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti	(N. 36)	220	237
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali		-	-
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		(9)	(3)
- plusvalenze nette su cessioni di attività		(1)	-
- dividendi	(N. 39)	(1)	-
- interessi attivi		(13)	(3)
- interessi passivi		41	18
- imposte sul reddito	(N. 40)	145	158
- altre variazioni		4	(8)
Variazioni del capitale di periodo:			
- rimanenze		61	(452)
- crediti commerciali		(95)	178
- debiti commerciali		(46)	325
- fondi per rischi e oneri		(11)	(35)
- altre attività e passività		(249)	(157)
<i>Flusso di cassa del capitale di periodo</i>		438	668
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		4	1
Dividendi incassati		4	18
Interessi incassati		15	-
Interessi pagati		(42)	(42)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(87)	(60)
Flusso di cassa netto da attività operativa		332	585
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	1.152	1.151
Investimenti:			
- attività materiali	(N. 8)	(875)	(780)
- attività immateriali	(N. 9)	(5)	(2)
- imprese entrate nell'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- partecipazioni	(N. 10)	-	-
- titoli		(1)	-
- crediti finanziari		(12)	(86)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		-	-
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>		<i>(893)</i>	<i>(868)</i>
Disinvestimenti:			
- attività materiali		5	3
- attività immateriali		-	-
- imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda		-	-
- partecipazioni		-	-
- titoli		4	14
- crediti finanziari		197	32
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento		-	-
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>		<i>206</i>	<i>49</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)		(687)	(819)
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	-	-

■ Rendiconto finanziario *segue*

(milioni di euro)	Nota	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Assunzione di debiti finanziari non correnti		164	1.512
Rimborsi di debiti finanziari non correnti		(15)	(302)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti		36	(640)
		185	570
Apporti netti di capitale proprio da terzi		-	-
Acquisto netto di azioni proprie diverse dalla controllante		-	-
Acquisto di quote di partecipazioni in imprese consolidate		-	-
Cessione di quote di partecipazioni in imprese consolidate		-	-
Dividendi distribuiti		(239)	(240)
Acquisto netto di azioni proprie		1	16
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(53)	346
<i>di cui verso parti correlate</i>	(N. 44)	322	672
Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		-	-
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		50	88
Flusso di cassa netto del periodo		(358)	200
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	(N. 1)	1.398	986
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	(N. 1)	1.040	1.186

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende alcuni investimenti che, avuto riguardo alla loro natura (investimenti temporanei di disponibilità o finalizzati all'ottimizzazione della gestione finanziaria) sono considerati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto, così come indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione".

Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Investimenti finanziari:		
- titoli	(1)	-
- crediti finanziari	(12)	(86)
	(13)	(86)
Disinvestimenti finanziari:		
- titoli	4	14
- crediti finanziari	197	32
	201	46
Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	188	(40)

■ Criteri di redazione

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato è redatto secondo le disposizioni dello IAS 34 "Bilanci intermedi". Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nella relazione finanziaria annuale fatta eccezione per il rendiconto finanziario, per il quale, al fine di fornire un'informazione più comparabile con quella delle altre principali integrated oil company, è stata prevista una differente articolazione degli elementi che compongono il "Flusso di cassa netto da attività operativa", "Flusso di cassa netto da attività di investimento" e "Flusso di cassa netto da attività di finanziamento"¹. I valori dell'esercizio posto a confronto sono stati coerentemente riclassificati.

Nel bilancio consolidato semestrale abbreviato sono applicati gli stessi principi di consolidamento e gli stessi criteri di valutazione illustrati in sede di redazione della relazione finanziaria annuale, a cui si fa rinvio, fatta eccezione per i principi contabili internazionali entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2010 illustrati nella sezione della Relazione Finanziaria Annuale 2009 "Principi contabili e interpretazioni emessi dallo IASB/IFRIC e omologati dalla Commissione Europea" a cui si rinvia. L'applicazione di detti principi non ha determinato impatti sulle operazioni effettuate prima dell'esercizio 2010.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica. Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti tributari per imposte correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura del periodo e le aliquote stimate su base annua.

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le imprese controllate congiuntamente con altri soci, le imprese collegate e le altre partecipazioni rilevanti a norma dell'art. 126 della deliberazione Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni sono distintamente indicate nella sezione "Area di consolidamento" che fa parte integrante delle presenti note. Nello stessa sezione è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nel periodo. Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2010, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 27 luglio 2010, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della Reconta Ernst & Young SpA.

La revisione contabile limitata comporta un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione.

■ Conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro sono convertiti in euro applicando alle voci: (i) dell'attivo e del passivo patrimoniale, i cambi correnti alla data di chiusura del periodo; (ii) del patrimonio netto, i cambi storici; (iii) del conto economico, i cambi medi del periodo (fonte: Banca d'Italia).

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono imputate alla voce del patrimonio netto "Riserva per differenze cambio" per la parte di competenza del Gruppo e alla voce "Capitale e riserve di terzi azionisti" per la parte di competenza di terzi. La riserva per differenze cambio è imputata a conto economico all'atto della cessione della partecipazione o del rimborso del capitale investito.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella moneta funzionale, rappresentata dalla moneta locale o dalla diversa moneta nella quale sono denominati la maggior parte delle transazioni economiche e delle attività e passività.

(1) Le principali variazioni hanno riguardato: (i) l'eliminazione delle voci "Flusso di cassa dell'utile operativo prima della variazione del capitale di esercizio" e "Flusso di cassa dell'utile operativo"; (ii) l'apertura della voce "Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto"; (iii) l'inclusione nella voce "Variazioni del capitale di esercizio" delle svalutazioni (rivalutazioni) nette afferenti rimanenze, crediti commerciali e variazione del fair value relativo ai contratti derivati precedentemente incluse nella voce "Svalutazioni (rivalutazioni) nette"; (iv) l'inclusione nella voce relativa alle "Variazioni del capitale di esercizio" delle variazioni dei fondi per rischi e oneri; (v) la rappresentazione della variazione del fondo per benefici ai dipendenti dopo la voce che accoglie il "Flusso di cassa del capitale di esercizio"; (vi) l'inclusione della voce "Titoli", precedentemente inserita nel "Flusso di cassa netto da attività di finanziamento", nelle voci "Flusso di cassa degli investimenti" e "Flusso di cassa dei disinvestimenti"; (vii) la voce "Riscossione e cessione di crediti ad altre attività finanziarie" è stata rinominata "Crediti finanziari" e include le voci "Rimborsi di crediti finanziari correnti" e "Rimborso di crediti (debiti) finanziari correnti" precedentemente ricomprese all'interno del "Flusso di cassa netto da attività di finanziamento"; (viii) le voci "Assunzione di debiti finanziari correnti", "Rimborsi di crediti (debiti) finanziari correnti" e "Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine in c/c" sono state incluse nella voce "Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti".

I cambi applicati nella conversione in euro dei bilanci espressi in moneta estera sono i seguenti:

Valuta	Cambio al 31.12.2009	Cambio al 30.06.2010	Cambio medio 2010
USA dollaro	1,4406	1,2271	1,32683
Regno Unito lira sterlina	0,8881	0,81745	0,869995
Algeria dinaro	104,172	91,9383	97,5187
Angola kwanza	128,608	113,596	121,693
Arabia Saudita riyal	5,40329	4,6021	4,97577
Argentina peso	5,46185	4,82551	5,13168
Australia dollaro	1,6008	1,4403	1,48477
Azerbaijan manat	1,15723	0,986453	1,06657
Brasile real	2,5113	2,2082	2,38394
Canada dollaro	1,5128	1,289	1,37186
Croazia kuna	7,3	7,198	7,26633
Egitto lira	7,90576	6,98744	7,34663
India rupia	67,04	56,993	60,7337
Indonesia rupia	13.626,1	11.121,9	12.195,3
Kazakhstan tenghè	213,775	180,917	195,404
Malesia ringgit	4,9326	3,973	4,3881
Messico peso	18,9223	15,7363	16,8069
Nigeria naira	215,548	183,864	199,956
Norvegia corona	8,3	7,9725	8,00564
Perù new sol	4,16189	3,46852	3,77476
Qatar riyal	5,24609	4,4678	4,82978
Repubblica Dominicana peso	51,9443	45,0979	48,2893
Romania nuovo leu	4,2363	4,37	4,14944
Russia rublo	43,154	38,282	39,8862
Singapore dollaro	2,019	1,716	1,85344
Svizzera franco	1,484	1,3283	1,43591
EAU dirham	5,122	4,507	4,8733

■ Utilizzo di stime contabili

Con riferimento alla descrizione dell'utilizzo di stime contabili si fa rinvio a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale.

■ Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione, oltre a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale a cui si rinvia, nel corso del 2010 lo IASB ha emesso il documento "Improvements to IFRS's" contenente modifiche, essenzialmente di natura tecnica e redazionale, dei principi contabili internazionali e delle interpretazioni esistenti.

■ Area di consolidamento al 30 giugno 2010

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESA CONSOLIDANTE							
Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	441.410.900	Eni Corporate SpA Saipem SpA Soci terzi	42,91 1,05 56,04		
IMPRESE CONTROLLATE							
ITALIA							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Servizi Energia Italia SpA	Marghera	EUR	291.000	Saipem Energy Services SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Chiyoda sas di Saipem SpA	San Donato Milanese	EUR	10.000	Saipem SpA Soci terzi	99,90 0,10	99,90	C.I.
ESTERO							
Andromeda Consultoria Tecnica e Rapresentações Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	322.350.000	Saipem SpA Snamprogetti Netherlands BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Boscongo sa	Pointe Noire (Congo)	XAF	200.000.000	Saipem sa Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
BOS Investment Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	700.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
BOS-UIE Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	600.600	BOS Investment Ltd	100,00	100,00	C.I.
Construction Saipem Canada Inc (***)	Montreal (Canada)	CAD	1.000	Snamprogetti Canada Inc	100,00		P.N.
Entreprise Nouvelle Marcellin sa	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Ersai Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.105.930.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.I.
Ersai Marine Llc (***)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00		P.N.
ERS - Equipment Rental & Services BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	90.760	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
European Marine Contractors Ltd (**)	Londra (Regno Unito)	GBP	20.000	European Marine Investments Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00		P.N.
European Marine Investments Ltd (**)	Londra (Regno Unito)	USD	20.000	Saipem International BV	100,00		P.N.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	100,00	100,00	C.I.
Global Petroprojects Services AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	5.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Hazira Cryogenic Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	500.000	Saipem sa Soci terzi	55,00 45,00		P.N.
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	Mumbai (India)	INR	100.000	Saipem sa Sofresid sa	99,99 0,01		P.N.
Katran-K Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.603.800	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Moss Maritime AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	40.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Moss Maritime Inc	Houston (USA)	USD	145.000	Moss Maritime AS	100,00	100,00	C.I.
Moss Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	20.000.000	Moss Maritime AS	100,00	100,00	C.I.
Nigerian Services & Supply Co Ltd (**)	Lagos (Nigeria)	NGN	40.000.000	Saipem sa	100,00		P.N.
North Caspian Service Co Llp	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.910.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petrex SA	Iquitos (Perù)	PEN	485.469.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
Professional Training Center Llc (***)	Karakiyan District, Mangistau Oblast (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Ersai Caspian Contractor Llc	100,00		P.N.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	111.290.000	Saipem International BV Saipem Asia Sdn Bhd	68,55 31,45	100,00	C.I.
Sagio - Companhia Angolana de Gestão de Instalação Offshore Lda	Luanda (Angola)	AOA	1.600.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	60,00 40,00		P.N.
Saigut SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saimexicana SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Beijing) Technical Services Co Ltd	Pechino (Cina)	USD	250.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Malaysia) Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	1.033.500	Saipem International BV Soci terzi	41,94 58,06	100,00	C.I.
Saipem (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	259.200.000	Saipem International BV Soci terzi	89,41 10,59	89,41	C.I.
Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	299.278.738	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	Funchal (Portogallo)	EUR	49.900.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem America Inc	Wilmington (USA)	USD	50.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Argentina Samic y F. (**)(***)	Buenos Aires (Argentina)	ARS	444.500	Saipem International BV Soci terzi	99,58 0,42		P.N.
Saipem Asia Sdn Bhd	Kuala Lumpur (Malesia)	MYR	8.116.500	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Australia Pty Ltd (***)	Sydney (Australia)	AUD	10.661.000	Saipem International BV	100,00		P.N.
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	827.000.000	Saipem International BV Soci terzi	97,94 2,06	97,94	C.I.
Saipem Contracting Algérie SpA	Hassi Messaoud (Algeria)	DZD	1.556.435.000	Sofresid sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem Discoverer Invest Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	215.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Saipem do Brasil Serviços de Petroleo Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	14.719.299	Saipem Energy Services SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Drilling Co Pvt Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem International BV Saipem sa	50,00 50,00	100,00	C.I.
Saipem Engineering Nigeria Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	75.000.000	Saipem International BV Soci terzi	95,00 5,00		P.N.
Saipem Holding France sas	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	40.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem India Project Ltd	Chennai (India)	INR	407.000.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem International BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	172.444.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Libya Limited Liability Company - SA.LI.CO. Llc	Tripoli (Libia)	LD	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	60,00 40,00		P.N.
Saipem Ltd	New Malden (Regno Unito)	EUR	7.500.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Logistics Services Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem International BV	100,00		P.N.
Saipem Luxembourg SA	Lussemburgo (Lussemburgo)	EUR	31.002	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl	Lussemburgo (Lussemburgo)	USD	100.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Mediterran Usluge doo	Rijeka (Croazia)	HRK	1.500.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.)	Port Said (Egitto)	EUR	2.000.000	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV European Maritime Commerce BV	99,92 0,04 0,04	100,00	C.I.
Saipem Perfurações e Construções Petrolíferas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
Saipem sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de Cv	Col Juarez (Messico)	MXN	50.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services SA	Bruxelles (Belgio)	EUR	61.500	Saipem International BV ERS - Equipment Rental & Services BV	99,98 0,02	100,00	C.I.
Saipem Singapore Pte Ltd	Singapore (Singapore)	SGD	28.890.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saipem UK Ltd	New Malden (Regno Unito)	GBP	6.470.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Saipem Ukraine Llc	Kiev (Ucraina)	EUR	106.061	Saipem International BV Saipem Luxembourg SA	99,00 1,00	100,00	C.I.
SAS Port de Tanger Société par Actions Simplifiée Unipersonnelle	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	37.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saudi Arabian Saipem Ltd	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	5.000.000	Saipem International BV Soci terzi	60,00 40,00	100,00	C.I.
Shipping and Maritime Services Ltd (***)	Lagos (Nigeria)	NGN	13.000.000	ERS - Equipment Rental & Services BV	100,00		P.N.
Sigurd Rück AG	Zurigo (Svizzera)	CHF	25.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd (**)(***)	Lagos (Nigeria)	NGN	5.000.000	Snamprogetti Netherlands BV Snamprogetti Management Services SA	99,00 1,00		P.N.
Snamprogetti Canada Inc	Montreal (Canada)	CAD	100.100	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Engineering BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.151	Snamprogetti Netherlands BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti France sarl	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	22.867	Snamprogetti Netherlands BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Ltd	Basingstoke (Regno Unito)	GBP	15.000.000	Snamprogetti Netherlands BV	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Lummus Gas Ltd	Sliema (Malta)	EUR	50.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	99,00 1,00	99,00	C.I.
Snamprogetti Management Services SA (**)	Ginevra (Svizzera)	CHF	300.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	99,99 0,01		P.N.
Snamprogetti Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	92.117.340	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Romania Srl	Bucarest (Romania)	RON	5.034.100	Snamprogetti Netherlands BV Saipem International BV	99,00 1,00	100,00	C.I.
Snamprogetti Saudi Arabia Co Ltd Llc	Al-Khobar (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem International BV Snamprogetti Netherlands BV	95,00 5,00	100,00	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem sa Entreprise Nouvelle Marcellin sa	99,90 0,10	100,00	C.I.
Sofresid Engineering sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.267.143	Sofresid sa Soci terzi	99,99 0,01	100,00	C.I.
Sofresid sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	8.253.840	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Sonsub AS	Randaberg (Norvegia)	NOK	1.882.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Sonsub International Pty Ltd	Sydney (Australia)	AUD	13.157.570	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Sonsub Ltd (**)	Aberdeen (Regno Unito)	GBP	5.901.028	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Star Gulf Free Zone Co	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	500.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda	80,00 20,00	100,00	C.I.
TBE Ltd (***)	Damietta (Egitto)	EGP	50.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	500.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
IMPRESE COLLEGATE E A CONTROLLO CONGIUNTO							
ITALIA							
ASG Scarl	San Donato Milanese	EUR	50.864	Saipem SpA Soci terzi	55,41 44,59	55,41	C.P.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	50,36 49,64	50,36	C.P.
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	San Donato Milanese	EUR	51.646	Saipem SpA Soci terzi	52,00 48,00		P.N.
Consorzio Snamprogetti Abb Lg Chemicals (**)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Modena Scarl	San Donato Milanese	EUR	400.000	Saipem SpA Soci terzi	59,33 40,67	59,33	C.P.
Rodano Consortile Scarl	San Donato Milanese	EUR	250.000	Saipem SpA Soci terzi	53,57 46,43	53,57	C.P.
Rosetti Marino SpA	Ravenna	EUR	4.000.000	Saipem sa Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
SP - TKP Fertilizer Srl (**)	San Donato Milanese	EUR	50.000	Saipem SpA Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
ESTERO							
02 Pearl snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Barber Moss Ship Management AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	1.000.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Bonny Project Management Co Ltd	Greenford (Regno Unito)	GBP	1.000	LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	100,00		P.N.
BOS Shelf Ltd Society	Baku City (Azerbaijan)	AZN	2.000	Star Gulf Free Zone Co Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Caspian Barge Builders Pte Ltd (***)	Singapore (Singapore)	SGD	2	Saipem Singapore Pte Ltd Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Charville - Consultores e Serviços, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
CMS&A WII	Doha (Qatar)	QAR	500.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00	50,00	C.P.
Dalia Floater Angola Snc	Parigi la Defense (Francia)	EUR	0	Entreprise Nouvelle Marcellin sa Soci terzi	27,50 72,50	27,50	C.P.
Doris Construction Support Services Llc	Houston (USA)	USD	1.000	Doris USA Inc	100,00		P.N.
Doris Development Canada Ltd	St. John's (Canada)	CAD	10.000	Doris Engineering sa	100,00		Co.
Doris Engenharia Ltda	Rio de Janeiro (Brasile)	BRL	2.203.170	Doris Engineering sa Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Doris Engineering sa	Parigi (Francia)	EUR	3.571.440	Sofresid sa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Doris USA Inc	Houston (USA)	USD	1.500.000	Doris Engineering sa	100,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	Caracas (Venezuela)	VEB	9.667.827.216	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA	Caracas (Venezuela)	VEB	286.549	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	20,00 80,00		P.N.
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela CEC	Josè - Edo. Anzategui (Venezuela)	VEB	312.214.634.511	Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	100,00		Co.
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela Srl	Josè - Edo. Anzategui (Venezuela)	VEB	287.000	Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	100,00		Co.
FPSO Firenze Produção de Petróleo, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
FPSO Mystras (Nigeria) Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	15.000.000	FPSO Mystras - Produção de Petróleo Lda	100,00		P.N.
FPSO Mystras - Produção de Petróleo, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Kazakhoil Bouygues Offshore Sarl (***)	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00		Co.
Kwanda Suporto Logistico Lda	Luanda (Angola)	AOA	25.510.204	Saipem sa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00 75,00		P.N.
Mangrove Gas Netherlands BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	2.000.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Moss Krylov Maritime	San Pietroburgo (Federazione Russa)	RUB	98.000	Moss Maritime AS Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Nigetecsa Free Zone Enterprise (***)	Olokola (Nigeria)	USD	40.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
ODE North Africa Llc	Maadi - Cairo (Egitto)	EGP	100.000	Offshore Design Engineering Ltd	100,00		P.N.
Offshore Design Engineering Ltd	Londra (Regno Unito)	GBP	100.000	Saipem sa Doris Engineering sa	50,00 50,00	50,00	C.P.
PT Singgar - Doris	Jakarta (Indonesia)	IDR	2.298.750.000	Doris Engineering sa Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
RPCO Enterprises Ltd	Nicosia (Cipro)	EUR	17.100	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Sabella sas	Quimper (Francia)	EUR	37.000	Sofresid Engineering sa Soci terzi	32,50 67,50		P.N.
Saibos Akogep Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
Saipar Drilling Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	20.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Saipem Kharafi National MMO Fz Co	Dubai (Emirati Arabi Uniti)	AED	600.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	Dammam (Arabia Saudita)	SAR	10.000.000	Saipem International BV Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Saipem Triune Engineering Private Ltd	New Delhi (India)	INR	200.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00		P.N.
Saipon snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem sa Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.P.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(***) Società non operativa nel periodo.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
SC TCPI Romania - Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Bucarest (Romania)	RON	172.500	Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	100,00		P.N.
SEA Tank Co sa	Parigi (Francia)	EUR	46.800	Doris Engineering sa Soci terzi	99,62 0,38		Co.
Servicios de Construciones Caucedo sa (**)	Santo Domingo (Repubblica Dominicana)	DOP	100.000	Saipem sa Soci terzi	49,70 50,30		P.N.
SNC Saipem - Bouygues TP	Monaco (Principato di Monaco)	EUR	10.000	Saipem sa Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.P.
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	Anjra (Marocco)	EUR	33.000	SAS Port de Tanger Soci terzi	33,33 66,67	33,33	C.P.
Southern Gas Constructors Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	10.000.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
SPF - TKP Omifpro Snc	Parigi (Francia)	EUR	50.000	Snamprogetti France sarl Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Starstroi Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	7.699.490	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Starstroi - Maintenance Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	1.000.000	Starstroi Llc	100,00		P.N.
Starstroi - Sakhalin - Bezopasnost sarl	Yuzhno (Federazione Russa)	RUB	300.000	Starstroi Security Llc	100,00		P.N.
Starstroi Security Llc	Krasnodar (Federazione Russa)	RUB	300.000	Starstroi Llc	100,00		P.N.
Stat Assets Management sas	Nimes (Francia)	EUR	50.000	Stat Holding International Ltd	100,00		P.N.
Stat Holding International Ltd	North Harrow (Regno Unito)	GBP	10.000	Doris Engineering sa Soci terzi	70,00 30,00		P.N.
Stat Marine Llc	Houston (USA)	USD	10.000	Stat Holding International Ltd Soci terzi	94,00 6,00		P.N.
Stat Marine Ltd	North Harrow (Regno Unito)	GBP	1.000	Stat Holding International Ltd Soci terzi	94,00 6,00		P.N.
Stat Marine sas	Nimes (Francia)	EUR	40.582	Stat Holding International Ltd Soci terzi	93,91 6,09		P.N.
Stat Services sa	La Seyne sur Mer (Francia)	EUR	38.112	Stat Holding International Ltd Soci terzi	99,84 0,16		P.N.
Sud-Soyo Urban Development Lda	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Saipem sa Soci terzi	49,00 51,00		P.N.
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional sa	Luanda (Angola)	AOA	9.000.000	Petromar Lda Soci terzi	35,00 65,00		P.N.
Tchad Cameroon Maintenance BV	Rotterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	Saipem sa Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Technip-Zachry-Saipem LNG Lp	Houston (USA)	USD	5.000	TZS Llc (NV) TZS Llc (TX)	99,00 1,00	20,00	C.P.
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	Porto Salvo - Concelho de Oeiras (Portogallo)	EUR	700.000	Saipem sa Soci terzi	42,50 57,50		P.N.
TMBYS sas	Guyancourt (Francia)	EUR	30.000	Saipem sa Soci terzi	33,33 66,67	33,33	C.P.
TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	100,00		P.N.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

(**) Società in liquidazione.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
TSKJ - Nigeria Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	50.000.000	TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	100,00		P.N.
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Snamprogetti Netherlands BV Soci terzi	25,00		P.N.
					75,00		
TSLNG snc	Courbevoie (Francia)	EUR	20.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
TSS Dalia snc	Courbevoie (Francia)	EUR	0	Saipem sa Soci terzi	27,50 72,50	27,50	C.P.
TZS Llc (NV)	Reno (USA)	USD	10.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.
TZS Llc (TX)	San Antonio (USA)	USD	5.000	Saipem America Inc Soci terzi	20,00 80,00	20,00	C.P.

Le società partecipate sono 163 di cui: 68 consolidate con il metodo integrale, 28 con il metodo proporzionale, 61 valutate con il metodo del patrimonio netto e 6 valutate al costo.

(*) C.I. = consolidamento integrale, C.P. = consolidamento proporzionale, P.N. = valutazione al patrimonio netto, Co. = valutazione al costo

■ Variazioni dell'area di consolidamento

Nel corso dei primi sei mesi del 2010 non sono intervenute variazioni significative nell'area di consolidamento del Gruppo, rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2009. Le variazioni intervenute sono esposte nel seguito in ordine di accadimento:

Costituzioni, dismissioni, liquidazioni, fusioni, cambiamenti nel criterio di consolidamento:

- in data 1° gennaio 2010 la società **Intermare Sarda SpA** è stata fusa per incorporazione in Saipem Energy Services SpA;
- in data 14 gennaio 2010 la società **Consorzio USG**, in liquidazione, è stata chiusa per cancellazione;
- in data 18 gennaio 2010 la società **Bannorsud - Comercio, Serviçõs de Consultoria e Investimentos Lda** è stata chiusa per vendita a terzi;
- in data 16 febbraio 2010 è stata costituita la società, di diritto texano, **Doris Construction Support Services Llc**, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 18 marzo 2010 è stata costituita la società, di diritto inglese, **Saipem Ltd**, valutata con il metodo integrale;
- in data 25 marzo 2010 la società **European Marine Contractors Ltd**, in liquidazione, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto per sopraggiunta irrilevanza;
- in data 25 marzo 2010 la società **European Marine Investments Ltd**, in liquidazione, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto per sopraggiunta irrilevanza;
- in data 29 aprile 2010 è stata costituita la società, di diritto francese, **TMBYS sas**, valutata con il metodo proporzionale;
- in data 7 maggio 2010 è stata costituita la società, di diritto canadese, **Construction Saipem Canada Inc**, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 10 maggio 2010 è stata costituita la società, di diritto libico, **Saipem Libya Limited Liability Company - SA.LI.CO. Llc**, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 10 giugno 2010 la società **STTS Snc**, già posta in liquidazione, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- in data 11 giugno 2010 la società **Guangdong Contractor Snc**, già posta in liquidazione, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- in data 30 giugno 2010 la società **Africa Oil Services sa**, già posta in liquidazione, è stata cancellata dal Registro delle Imprese.

Movimenti all'interno del Gruppo:

- in data 7 giugno 2010 la società **Saipem Maritime Asset Management Luxembourg Sarl** è stata venduta da Saipem International BV a Saipem SpA;
- in data 14 giugno 2010 la società **European Maritime Commerce BV** è stata venduta da ERS Equipment Rental & Services BV a Saipem (Portugal) Comércio Marítimo Sociedade Unipessoal Lda.

Variazioni valuta funzionale

Si segnala che la società **Boscongo sa** ha modificato la propria moneta funzionale da franco CFA a euro a partire dal 1° gennaio 2010.

■ Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.186 milioni di euro aumentano di 200 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 (986 milioni di euro).

Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 40%, in dollari USA per il 39% e in altre valute per il 21%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,32% e sono riferibili per 740 milioni di euro (617 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 3 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Alla data del 30 giugno 2010 non sussistono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni.

Le disponibilità presso tre conti correnti della controllata Saipem Contracting Algérie SpA (32,2 milioni di euro equivalenti al 30 giugno 2010) sono oggetto, dal febbraio 2010, di un blocco temporaneo dei movimenti bancari a seguito di un'investigazione su terzi.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2010 sono riconducibili alla Capogruppo e ad altre società del Gruppo con la seguente ripartizione per area geografica (con riferimento al Paese in cui è domiciliato il rapporto finanziario):

(milioni di euro)	
Italia	265
Resto d'Europa	542
Asia-Pacifico	111
Africa	182
Americhe	86
Totale	1.186

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Al 30 giugno 2010 le altre attività finanziarie si riferiscono ad attività finanziarie disponibili per la vendita che ammontano a 22 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Altri titoli	36	22
Totale	36	22

Tali attività si riferiscono a quote di Sicav con scadenza inferiore ai tre mesi sottoscritte da alcune consociate estere francesi.

3 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti di 4.124 milioni di euro (4.040 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Crediti commerciali	3.242	3.170
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	68	123
Altri crediti:		
- altri	730	831
Totale	4.040	4.124

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 133 milioni di euro:

(milioni di euro)	31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2010
Crediti commerciali	106	21	(5)	6	(1)	127
Altri crediti	6	-	-	-	-	6
Totale	112	21	(5)	6	(1)	133

I crediti commerciali di 3.170 milioni di euro diminuiscono di 72 milioni di euro e si riferiscono per 149 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2009) a crediti verso controllanti (Eni SpA e le sue divisioni).

I crediti commerciali verso parti correlate sono illustrati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 206 milioni di euro (198 milioni di euro al 31 dicembre 2009), di cui 132 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 74 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 123 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si riferiscono principalmente al credito finanziario vantato da Saipem sa verso Eni Coordination Center SA per 68 milioni di euro e al credito finanziario di circolante vantato dalla Capogruppo verso il consorzio CEPAV Due per 48 milioni di euro.

I crediti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
02 Pearl snc	7	5
Charville - Consultores e Serviços, Lda	2	1
Saipar Drilling Co BV	1	1
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	2	2
Saipon snc	3	2
Starstroi Llc	1	1
Southern Gas	11	3
BOS Shelf Ltd Society	1	1
Totale	28	16

Gli altri crediti di 831 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	3	5
- personale	31	36
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	1	4
- correntisti (saldi attivi) esigibili entro/oltre l'esercizio successivo	6	12
- amministrazione finanziaria estera diversi dai crediti tributari	4	4
- consulenti e professionisti per attività d'esercizio	1	1
Acconti a fornitori per servizi	553	607
Depositi cauzionali	18	22
Dogane e UTIF	2	-
Crediti verso agenti commissionari e altri mandatari per attività d'esercizio	8	3
Altri crediti	103	137
Totale	730	831

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e altri crediti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza.

4 Rimanenze

Le rimanenze di 1.599 milioni di euro (1.071 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Materie prime, sussidiarie e di consumo	323	367
Lavori in corso su ordinazione	748	1.232
Totale	1.071	1.599

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 12 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2009	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2010
Fondo svalutazioni rimanenze	7	5	-	-	12
	7	5	-	-	12

I lavori in corso su ordinazione di 1.232 milioni di euro (748 milioni di euro al 31 dicembre 2009) comprendono anche ammon-tari relativi a richieste di corrispettivi ritenuti probabili e determinati in modo ragionevole.

I lavori in corso verso parti correlate sono indicati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 59 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Amministrazione finanziaria italiana	79	13
Amministrazioni finanziarie estere	34	46
Totale	113	59

Il decremento delle attività per imposte correnti di 54 milioni di euro è riconducibile principalmente alla cessione di crediti (Ires) vantati verso l'amministrazione finanziaria italiana da parte della Capogruppo Saipem SpA.

6 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti di 230 milioni di euro (285 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Amministrazione finanziaria italiana	144	70
Amministrazione finanziarie estere	141	160
Totale	285	230

Il decremento delle attività per altre imposte correnti di 55 milioni di euro è principalmente riconducibile alle variazioni registra-te nei crediti Iva vantati verso l'amministrazione finanziaria italiana.

7 Altre attività

Le altre attività di 371 milioni di euro (256 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	32	50
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	127	220
Altre attività	97	101
Totale	256	371

Al 30 giugno 2010 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 270 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 il fair value attivo su contratti derivati ammontava a 159 milioni di euro).

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2010 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

L'analisi complessiva delle attività relative al calcolo del fair value su contratti derivati, comprensivi della parte a lungo termine e suddivisi per tipologia, è la seguente:

(milioni di euro)	Attivo 31.12.2009			Attivo 30.06.2010		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	36			199		
. vendite	94			24		
Totale	130			223		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			(1)		
. vendite	(3)			(2)		
Totale	(3)	1.275	1.880	(3)	2.044	1.145
Totale contratti derivati qualificati di copertura	127			220		
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	19			36		
. vendite	13			14		
Totale	32			50		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	-			-		
Totale	32	1.000	190	50	692	767
- contratti a termine su merci						
- altri contratti derivati	-			-		
Totale	-			-		
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	32			50		
Totale	159			270		

Le operazioni di copertura cash flow hedge riguardano operazioni di acquisto o vendita a termine (outright, forward e currency swap).

La rilevazione degli effetti sul conto economico e il realizzo dei flussi economici delle transazioni future altamente probabili oggetto di copertura al 30 giugno 2010 sono previsti in un arco temporale fino al 2012.

Nel corso del primo semestre del 2010 non vi sono stati casi significativi in cui, a fronte di operazioni qualificate precedentemente come di copertura, la realizzazione dell'oggetto della copertura non sia stata più considerata altamente probabile.

Il fair value attivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2010 ammonta a 220 milioni di euro, a fronte di 127 milioni di euro al 31 dicembre 2009. A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 223 milioni di euro, è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 192 milioni di euro (124 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 31 milioni di euro (6 milioni di euro al 31 dicembre 2009), mentre la componente forward (che rappresenta la porzione considerata inefficace del fair value dei derivati) è stata contabilizzata negli oneri finanziari per 3 milioni di euro (3 milioni di euro di oneri al 31 dicembre 2009).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2010, indicato alle note 19 e 24 "Altre passività", ammonta a 557 milioni di euro, a fronte di 158 milioni di euro al 31 dicembre 2009. A fronte di tali derivati, la componente spot, pari a 520 milioni di euro, è stata sospesa a riduzione della riserva di hedging per un importo di 495 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 25 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2009), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi e oneri finanziari per 37 milioni di euro (oneri per 32 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Nel corso del primo semestre del 2010 i costi e ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto positivo di 13 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate. Si evidenzia inoltre che un importo positivo di 15 milioni di euro è stato contabilizzato ad aumento del costo di costruzione di attività materiali.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2010 a 101 milioni di euro, con un incremento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2009 e sono costituite principalmente da costi di competenza di futuri esercizi.

Le altre attività verso parti correlate sono indicate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 7.061 milioni di euro (6.295 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2009	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2009	Valore netto al 31.12.2009	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2010	Saldo finale lordo al 30.06.2010	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2010
Immobili, impianti e macchinari	9.190	2.895	6.295	780	(232)	-	-	(3)	221	-	7.061	10.253	3.192
Totale	9.190	2.895	6.295	780	(232)	-	-	(3)	221	-	7.061	10.253	3.192

Gli investimenti del primo semestre ammontano a 780 milioni di euro (875 milioni di euro nel primo semestre 2009) e sono riferiti alle attività Offshore (344 milioni di euro), Drilling Offshore (313 milioni di euro), Drilling Onshore (117 milioni di euro) e Onshore (6 milioni di euro).

In particolare, gli investimenti più rilevanti effettuati nel periodo sono stati:

- per l'attività Offshore la prosecuzione dei lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer, di un field development ship per acque profonde e di un nuovo mezzo di supporto per attività sottomarine, nonché la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'attività Onshore l'acquisto e l'approntamento di mezzi e attrezzature necessari per l'esecuzione dei progetti;
- per l'attività Drilling Offshore il completamento di una nave di perforazione per acque ultra profonde, la prosecuzione dei lavori di approntamento di due piattaforme semisommersibili e di un jack-up, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Onshore il completamento delle attività di upgrading relative a un impianto entrato in operatività alla fine del semestre e la prosecuzione delle attività di upgrading e costruzione di due rig.

Gli oneri finanziari capitalizzati nel primo semestre, determinati adottando il tasso di interesse medio del 2,26%, ammontano a 27 milioni di euro (23 milioni di euro nel primo semestre 2009).

Nel semestre non si sono manifestati indicatori né variazioni di scenario tali da compromettere la tenuta del valore recuperabile delle immobilizzazioni materiali.

Nel corso del periodo non sono stati portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari contributi pubblici.

Su immobili, impianti e macchinari non sono in essere al 30 giugno 2010 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2010 ammonta a 907 milioni di euro (1.065 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 754 milioni di euro (756 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2009	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2009	Valore netto al 31.12.2009	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2010	Saldo finale lordo al 30.06.2010	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2010
Attività immateriali a vita utile definita	137	114	23	2	(5)	-	-	-	-	-	20	139	119
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	733	-	733	-	-	-	-	-	1	-	734	734	-
Totale	870	114	756	2	(5)	-	-	-	1	-	754	873	119

L'avviamento di 734 milioni di euro si riferisce principalmente alla differenza fra il prezzo di acquisto, comprensivo degli oneri accessori, e il patrimonio netto di Saipem sa (689 milioni di euro), di Sofresid sa (21 milioni di euro) e del Gruppo Moss Maritime (15 milioni di euro).

Ai fini della determinazione del valore recuperabile l'avviamento è stato allocato alle seguenti cash generating unit:

(milioni di euro)	30.06.2010
Offshore	416
Onshore	318
Totale	734

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano l'utile operativo, il tasso di attualizzazione dei flussi e il tasso di crescita terminale degli stessi. Non essendosi modificati in modo consistente gli elementi alla base delle previsioni del piano quadriennale aziendale adottato ai fini del test del bilancio 2009 e gli altri parametri e ipotesi di valutazione, si ritiene che non sussista la necessità di procedere a un aggiornamento della stima del valore recuperabile delle CGU Offshore e Onshore.

10 Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto di 127 milioni di euro (118 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Quota di utili da valutazione al patrimonio netto	Quota di perdite da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variazione area di consolidamento	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2009										
Partecipazioni in imprese controllate	2	-	-	(1)	-	3	-	(1)	3	-
Partecipazioni in imprese collegate	40	-	14	(6)	(6)	5	-	68	115	-
Totale	42	-	14	(7)	(6)	8	-	67	118	-
30.06.2010										
Partecipazioni in imprese controllate	3	1	-	-	-	-	-	-	4	-
Partecipazioni in imprese collegate	115	-	12	(2)	(3)	-	1	-	123	-
Totale	118	1	12	(2)	(3)	-	1	-	127	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono dettagliate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2010.

Le sottoscrizioni per 1 milione di euro si riferiscono alla costituzione della nuova società Saipem Libya Limited Liability Company - SA.LI.CO. Llc.

I proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 12 milioni di euro riguardano il risultato di periodo delle società Rosetti Marino SpA (9 milioni di euro), Doris Engineering sa (1 milione di euro), Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA (1 milione di euro) e Starstroi Maintenance Llc (1 milione di euro). Gli oneri pari a 2 milioni di euro si riferiscono al risultato di periodo delle società TSKJ Serviços de Engenharia Lda e Kwanda Suporto Logistico Lda, rispettivamente per 1 milione di euro.

I decrementi per dividendi di 3 milioni di euro riguardano Rosetti Marino SpA (2 milioni di euro) e Doris Engineering sa (1 milione di euro).

Il valore netto di iscrizione delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto si riferisce alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2009	Valore netto al 30.06.2010
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	100,00	1	1
Snamprogetti Management Services SA	99,99	2	2
Saipem Libya Limited Liability Company - SA.LI.CO. Llc	100,00	-	1
Totale controllate		3	4
Doris Engineering sa	40,00	14	14
Rosetti Marino SpA	20,00	14	21
Kwanda Suporto Logistico Lda	40,00	1	-
Starstroi Security Llc	50,00	2	3
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	42,50	3	4
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	25,00	4	3
Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	20,00	68	68
Saipem Triune Engineering Private Ltd	50,00	5	5
SP - TKP Fertilizer Srl	50,00	1	1
Tchad Cameroon Maintenance BV	40,00	1	1
T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA	35,00	1	1
Starstroi Maintenance Llc	50,00	1	1
Altre		-	1
Totale collegate		115	123

11 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni di 2 milioni di euro (valore invariato rispetto al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Rivalutazioni	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2009									
Partecipazioni in imprese controllate	1	-	-	-	-	-	(1)	-	-
Partecipazioni in imprese collegate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	1	-	-	-	-	-	1	2	-
Totale	2	-	-	-	-	-	-	2	-
30.06.2010									
Partecipazioni in imprese controllate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in imprese collegate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	2	-	-	-	-	-	-	2	-
Totale	2	-	-	-	-	-	-	2	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono indicate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2010. Il valore di iscrizione netto delle altre partecipazioni si riferisce alla società Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd.

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2009	Valore netto al 30.06.2010
Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd	0,93	2	2
Totale altre		2	2

12 Altre attività finanziarie

Al 30 giugno 2010 le altre attività finanziarie a lungo ammontano a 10 milioni di euro e si riferiscono a crediti finanziari non strumentali all'attività operativa vantati dalla consociata Saipem UK Ltd.

13 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate di 159 milioni di euro (113 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2009	Accantonamenti (Utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2010
Attività per imposte anticipate	113	12	34	159
Totale	113	12	34	159

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", positiva per 34 milioni di euro, comprende differenze positive di cambio (pari a 10 milioni di euro), la rilevazione positiva (pari a 68 milioni di euro) in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge), al netto della maggior compensazione negativa a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (pari a 42 milioni di euro) e altre variazioni negative (pari a 2 milioni di euro).

14 Altre attività

Le altre attività di 42 milioni di euro (34 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Altri crediti	4	4
Altre attività non correnti	30	38
Totale	34	42

Gli altri crediti si riferiscono, principalmente, a contribuzioni erogate in forza di vincoli normativi locali a enti statali e destinati a essere rimborsati alla società erogante per un periodo stabilito di tempo.

Passività correnti**15** Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di 1.212 milioni di euro (1.797 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Banche	51	65
Altri finanziatori	1.746	1.147
Totale	1.797	1.212

Le passività finanziarie a breve termine diminuiscono di 585 milioni di euro a causa principalmente di uno spostamento dell'indebitamento verso il lungo termine nonché dell'ottimizzazione delle disponibilità a breve.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 311 milioni di euro (350 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono commentate alla nota 20 "Passività finanziarie a lungo termine".

L'analisi dei debiti finanziari per erogante, per valuta e tasso di interesse medio è la seguente:

(milioni di euro)

Società erogante	Valuta	31.12.2009			30.06.2010		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
			da	a		da	a
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	Euro	43	-	-	43	-	-
Serfactoring SpA	Euro	-	-	-	47	-	-
Eni SpA	Euro	307	0,575	0,575	421	0,615	0,615
Eni Coordination Center SA	Euro	985	0,684	1,124	365	0,721	1,221
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	158	0,481	1,851	199	0,678	1,968
Eni Coordination Center SA	Sterlina Regno Unito	213	0,785	0,845	72	0,889	0,889
Eni Coordination Center SA	Franco svizzero	40	0,437	0,437	-	-	-
Terzi	Euro	1	0,800	0,800	6	0,840	0,840
Terzi	Naira nigeriana	20	16,500	16,500	24	16,000	16,000
Terzi	Altre	30	variabile		35	variabile	
Totale		1.797			1.212		

Al 30 giugno 2010 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 1.392 milioni di euro (1.267 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2010 non vi sono inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

16 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 6.352 milioni di euro (5.735 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Debiti commerciali	2.602	3.054
Acconti e anticipi	2.826	2.912
Altri debiti	307	386
Totale	5.735	6.352

I debiti commerciali di 3.054 milioni di euro aumentano di 452 milioni di euro a causa dell'aumentato volume di attività del Gruppo.

Gli acconti e anticipi di 2.912 milioni di euro (2.826 milioni di euro al 31 dicembre 2009) riguardano principalmente rettifiche di ricavi fatturati su commesse pluriennali al fine di rispettare il principio della competenza economica e temporale, in applicazione del criterio di valutazione in base ai corrispettivi contrattuali maturati per 1.334 milioni di euro (1.533 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 1.578 milioni di euro (1.293 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I debiti commerciali e acconti verso controllanti (Eni SpA e le sue divisioni) ammontano a 15 milioni di euro (13 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

I debiti commerciali verso società del Gruppo Eni sono dettagliati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

I debiti verso imprese a controllo congiunto, per la parte non consolidata, sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Starstroi Llc	1	1
Saipon snc	1	-
BOS Shelf Ltd Society	1	3
Totale	3	4

Gli altri debiti di 386 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Debiti verso:		
- personale	126	156
- amministrazioni pubbliche non finanziarie	1	-
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	54	51
- compagnie di assicurazione	6	9
- creditori diversi per acconti	15	16
- consulenti e professionisti	2	2
Altri debiti	103	152
Totale	307	386

Gli altri debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza.

17 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 149 milioni di euro (115 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Amministrazione finanziaria italiana	38	42
Amministrazioni finanziarie estere	77	107
Totale	115	149

L'incremento delle passività per imposte sul reddito correnti di 34 milioni di euro è riconducibile principalmente alle variazioni registrate nei debiti verso le autorità fiscali estere da parte della Capogruppo Saipem SpA e di Saipem Contracting Algérie SpA.

18 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 114 milioni di euro (124 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Amministrazione finanziaria italiana	11	12
Amministrazioni finanziarie estere	113	102
Totale	124	114

Il decremento delle passività per altre imposte correnti di 11 milioni di euro verso l'amministrazione finanziaria estera è riconducibile alla variazione registrata dalla Capogruppo Saipem SpA.

19 Altre passività

Le altre passività di 644 milioni di euro (227 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	55	56
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	120	527
Altre passività	52	61
Totale	227	644

Al 30 giugno 2010 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 583 milioni di euro (al 31 dicembre 2009 il fair value passivo su contratti derivati ammontava a 175 milioni di euro).

Di seguito si riepilogano i saldi relativi al fair value attivo e passivo dei contratti derivati in essere alla data di chiusura del periodo:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	159	270
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(213)	(613)
Totale	(54)	(343)

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è stato determinato considerando modelli di valutazione diffusi in ambito finanziario e utilizzando i parametri di mercato (tassi di cambio e tassi di interesse) alla data di chiusura del periodo.

Il fair value delle operazioni a termine (outright, forward e currency swap) è stato determinato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2010 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è quello del Valore Attuale Netto (VAN); i parametri sono il tasso di cambio spot negoziale e quello alla chiusura del periodo con le relative curve dei tassi di interesse a termine sulle valute negoziate.

Il fair value relativo all'IRS, pari a una passività di 8 milioni di euro (12 milioni di euro al 31 dicembre 2009), è classificato nella nota 15 "Passività finanziarie a breve termine" per 5 milioni di euro e nella nota 20 "Passività finanziarie a lungo termine" per 3 milioni di euro e si riferisce al contratto di copertura su tassi di interesse stipulato dalla Capogruppo.

Il fair value degli interest rate swap è stato calcolato confrontando il valore attuale netto alle condizioni negoziali delle operazioni in essere al 30 giugno 2010 con il valore attuale ricalcolato alle condizioni quotate dal mercato alla data di chiusura del periodo. Il modello utilizzato è il Valore Attuale Netto (VAN), con parametri i tassi di interesse EUR a termine.

L'analisi complessiva delle passività relative al calcolo del fair value su contratti derivati suddivisi per tipologia è la seguente:

(milioni di euro)	Fair value	Passivo 31.12.2009		Fair value	Passivo 30.06.2010	
		acquisto	Impegni di vendita		acquisto	Impegni di vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	12	400		8	300	
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	43			10		
. vendite	71			502		
Totale	114			512		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			-		
. vendite	-			1		
Totale	-	788	2.359	1	468	4.910
- contratti a termine su merci (componente Forward)	32	58		36	80	
Totale contratti derivati qualificati di copertura	158			557		
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	-			-		
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	13			4		
. vendite	39			50		
Totale	52			54		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	-			1		
. vendite	-			1		
Totale	-	388	1.409	2	395	899
- contratti a termine su merci	-			-		
- altri contratti derivati	3		19	-		-
Totale	3			-		
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	55			56		
Totale	213			613		

Per l'analisi complessiva del fair value sui derivati di copertura si rimanda alla nota 7 "Altre attività".

Le altre passività ammontano a 61 milioni di euro (52 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Le altre passività verso parti correlate sono indicate alla nota 44 "Rapporti con parti correlate".

Passività non correnti

²⁰ Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve di passività a lungo termine, di 3.442 milioni di euro (2.146 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009			30.06.2010		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	276	200	476	201	300	501
Altri finanziatori	74	1.596	1.670	110	2.831	2.941
Totale	350	1.796	2.146	311	3.131	3.442

Le passività finanziarie non correnti sono di seguito evidenziate con le relative scadenze:

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	2011	2012	2013	2014	Oltre	Totale
Banche	2011-2015	100	-	-	-	200	300
Altri finanziatori	2011-2024	69	210	543	447	1.562	2.831
Totale		169	210	543	447	1.762	3.131

Le passività finanziarie a lungo termine di 3.131 milioni di euro aumentano di 1.335 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2009, che ammontava a 1.796 milioni di euro, mentre le quote a breve diminuiscono di 39 milioni di euro per effetto di rimborsi verso UniCredit e Interbanca.

L'analisi delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, per erogante e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse medio è la seguente:

(milioni di euro)

Società erogante	Valuta	Scadenze	31.12.2009			30.06.2010		
			Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
				da	a		da	a
Eni SpA	Euro	2012-2017	658	1,450	4,950	656	1,490	4,500
Eni Coordination Center SA	Euro	2011-2024	580	0,964	5,970	1.470	0,899	5,970
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	2011-2016	424	2,181	5,100	632	0,848	4,600
Eni Coordination Center SA	Sterlina Regno Unito	2013	-	-	-	148	1,118	1,118
Eni Coordination Center SA	Altre divise	2011-2015	-	-	-	27	variabile	
Terzi	Euro	2011-2015	476	0,575	1,050	501	0,615	3,315
Terzi	Sterlina Regno Unito	2011-2014	8	1,265	1,265	8	1,319	1,319
Totale			2.146			3.442		

Non ci sono passività finanziarie garantite da ipoteche e privilegi sui beni immobili di imprese consolidate e da pegni su titoli.

Il valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve termine, ammonta a 3.138 milioni di euro (1.910 milioni di euro al 31 dicembre 2009) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2009	2010
Euro	0,70-4,23	0,76-3,19
Dollaro USA	0,29-3,40	0,60-2,05
Sterlina Regno Unito	0,54-3,23	0,73-2,14

La differenza del valore di mercato delle passività finanziarie a lungo termine rispetto al valore nominale risulta principalmente correlata a un debito in essere di 400 milioni di euro con scadenza nel 2017.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2009			30.06.2010		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide equivalenti	986	-	986	1.186	-	1.186
B. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	36	-	36	22	-	22
C. Liquidità (A+B)	1.022	-	1.022	1.208	-	1.208
D. Crediti finanziari	68	-	68	123	-	123
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	51	-	51	65	-	65
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	276	200	476	201	300	501
G. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	1.746	-	1.746	1.147	-	1.147
H. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	72	1.590	1.662	108	2.825	2.933
I. Altre passività finanziarie a breve termine	-	-	-	-	-	-
L. Altre passività finanziarie a lungo termine	2	6	8	2	6	8
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	2.147	1.796	3.943	1.523	3.131	4.654
N. Posizione finanziaria netta come da comunicazione Consob n. DEM/6064293/2006 (M-C-D)	1.057	1.796	2.853	192	3.131	3.323
O. Crediti finanziari non correnti	-	8	8	-	10	10
P. Indebitamento finanziario netto (N-O)	1.057	1.788	2.845	192	3.121	3.313

L'indebitamento finanziario netto include la passività finanziaria relativa al contratto di IRS mentre non include il fair value su contratti derivati indicato nelle note 7 e 14 "Altre attività" e nelle note 19 e 24 "Altre passività".

I crediti finanziari correnti di 123 milioni di euro (68 milioni di euro al 31 dicembre 2009), non strumentali all'attività operativa, riguardano il credito finanziario di circolante vantato dalla Capogruppo verso il Consorzio CEPAV Due e crediti finanziari per depositi bancari vincolati presso istituti finanziari.

21 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 171 milioni di euro (200 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2009					
Fondo per imposte	66	17	(17)	-	66
Fondo rischi per contenziosi	38	2	(17)	6	29
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	1	1	-	-	2
Altri fondi	80	63	(29)	(11)	103
Totale	185	83	(63)	(5)	200
30.06.2010					
Fondo per imposte	66	6	(1)	(5)	66
Fondo rischi per contenziosi	29	-	(6)	1	24
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	2	7	(1)	(1)	7
Altri fondi	103	8	(37)	-	74
Totale	200	21	(45)	(5)	171

Il **fondo per imposte** di 66 milioni di euro si riferisce interamente a situazioni di contenzioso con le autorità fiscali di Paesi esteri in corso, ovvero potenziali in considerazione dei risultati di recenti accertamenti che non hanno comunque definito tutti gli esercizi fiscali pendenti.

Il **fondo rischi per contenziosi** ammonta a 24 milioni di euro e si riferisce agli accantonamenti effettuati dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di oneri derivanti da contenziosi in via di definizione.

Il **fondo copertura perdite di imprese partecipate** di 7 milioni di euro accoglie le perdite delle imprese partecipate che eccedono il valore di carico della partecipazione. Il fondo si riferisce principalmente agli accantonamenti effettuati in sede di valutazione di partecipazioni detenute da Saipem sa.

Gli **altri fondi** ammontano a 74 milioni di euro e si riferiscono principalmente alla stima di perdite previste su commesse pluriennali dei settori Offshore e Onshore.

Con riferimento ai fondi per rischi e oneri esistenti non si ritiene ragionevolmente possibile l'insorgenza di ulteriori passività di ammontare significativo in aggiunta a quanto già stanziato.

22 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2010 a 187 milioni di euro (182 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

23 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 26 milioni di euro (64 milioni di euro al 31 dicembre 2009) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili che ammontano a 171 milioni di euro.

(milioni di euro)	31.12.2009	Accantonamenti (utilizzi)	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2010
Passività per imposte differite	64	26	(64)	26
Totale	64	26	(64)	26

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", negativa per 64 milioni di euro, comprende la maggior compensazione negativa, a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite (pari a 42 milioni di euro), differenze

positive di cambio (pari a 8 milioni di euro) e la rilevazione negativa (pari a 30 milioni di euro) in contropartita alle riserve di patrimonio netto dell'effetto d'imposta correlato alla valutazione al fair value dei contratti derivati di copertura (cash flow hedge). Le passività nette per imposte differite si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Imposte sul reddito differite	(194)	(197)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	130	171
	(64)	(26)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	113	159
Attività (passività) nette per imposte anticipate	49	133

Perdite fiscali

Secondo la normativa fiscale italiana, le perdite possono essere portate a nuovo nei cinque esercizi successivi a eccezione delle perdite sofferte nei primi tre esercizi di vita dell'impresa che possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente superiore a 5 esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Il recupero fiscale corrisponde all'aliquota del 27,5% per le imprese italiane e a un'aliquota media del 27,4% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontanti a 452 milioni di euro sono riferibili esclusivamente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2010	-	-
2011	-	-
2012	-	-
2013	-	67
2014	-	-
Oltre 2014	-	61
Illimitatamente	-	324
Totale	-	452

²⁴ Altre passività

Le altre passività di 25 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2009) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	26	22
Altri debiti e altre passività non correnti	2	3
Totale	28	25

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce principalmente ai contratti su commodity stipulati dalla Capogruppo, con controparte del Gruppo Eni e con scadenze comprese tra il 2011 e il 2012.

Patrimonio netto

²⁵ Capitale e riserve di terzi azionisti

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2010 a 104 milioni di euro (61 milioni di euro al 31 dicembre 2009). Il patrimonio netto di competenza di terzi azionisti comprensivo dell'utile di periodo è riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Ersai Caspian Contractor Llc	60	100
Petromar Lda	-	3
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	1	1
Totale	61	104

²⁶ Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2010 a 3.320 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2009	30.06.2010
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Altre riserve:		
- riserva legale	88	88
- riserva per acquisto di azioni proprie	17	-
- riserva per cash flow hedge	77	(308)
- riserva per differenze di cambio	(90)	5
- altre	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	2.226	2.755
Utile dell'esercizio	732	380
Azioni proprie	(119)	(103)
Totale	3.434	3.320

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2010 comprende riserve distribuibili per 3.083 milioni di euro.

Alcune di queste riserve sono soggette a tassazione in caso di distribuzione; il relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (il saldo al 30 giugno 2010 è di 66 milioni di euro).

²⁷ Capitale sociale

Al 30 giugno 2010 il capitale sociale di Saipem SpA, interamente versato, ammonta a 441 milioni di euro, corrispondente a 441.410.900 azioni del valore nominale di 1 euro cadauna, di cui 441.266.199 azioni ordinarie e 144.701 azioni di risparmio.

L'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 26 aprile 2010 la distribuzione del dividendo di 0,55 euro per azione ordinaria e 0,58 euro per azione di risparmio, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola.

²⁸ Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2010 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2009.

²⁹ Altre riserve

La voce "Altre riserve" al 30 giugno 2010 è negativa per 208 milioni di euro (positiva per 99 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e si compone come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2010 a 88 milioni di euro e rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva legale rimane invariata avendo raggiunto il quinto del capitale sociale.

Riserva per cash flow hedge

La riserva è negativa per 308 milioni di euro (positiva per 77 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguarda la valutazione al fair value dei contratti di copertura dei tassi di interesse, dei contratti di copertura del rischio commodity e della componente "spot" dei contratti di copertura del rischio di cambio in essere al 30 giugno 2010.

La riserva per valutazione al fair value dei derivati cash flow hedge risulta al netto dell'effetto fiscale di 78 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2009).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è positiva per 5 milioni di euro (negativa per 90 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro.

Riserva per acquisto azioni proprie

In seguito alla variazione dei piani di incentivazione a lungo termine la riserva è stata riclassificata negli utili relativi a esercizi precedenti.

Altre

Ammonta a 7 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2009. Si riferisce all'attribuzione di una quota parte dell'utile dell'esercizio 2009, secondo quanto disposto dall'art. 2426, 8-bis del codice civile. La voce inoltre comprende la riserva di rivalutazione della Capogruppo, istituita in precedenti esercizi, per 2 milioni di euro.

30 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 103 milioni di euro (119 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e sono rappresentate da n. 4.601.047 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 5.651.047 azioni al 31 dicembre 2009).

Le azioni proprie sono al servizio dei piani di stock option 2002-2008; la movimentazione delle azioni nel periodo si analizza come segue:

	Numero azioni	Costo medio (euro)	Costo complessivo (milioni di euro)	Capitale sociale (%)
Acquisti				
Anno 2003 (dal 2 maggio)	2.125.000	6,058	13	0,48
Anno 2004	1.395.000	7,044	10	0,32
Anno 2005	3.284.589	10,700	35	0,74
Anno 2006	1.919.355	18,950	36	0,43
Anno 2007	848.700	25,950	22	0,19
Anno 2008	2.245.300	25,836	58	0,51
Anno 2009	-	-	-	-
Anno 2010	-	-	-	-
Totale	11.817.944	14,745	174	2,67
A dedurre azioni proprie assegnate:				
- a titolo gratuito in applicazione piani di stock grant	1.616.400			
- per sottoscrizione in applicazione piani di stock option	5.600.497			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2010	4.601.047	22,473	103	1,04

Al 30 giugno 2010 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 3.719.014 azioni a fronte dei piani di stock option. Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 35 "Costo del lavoro".

31 Garanzie, impegni e rischi

Garanzie

Le garanzie ammontano a 7.331 milioni di euro (6.706 milioni di euro al 31 dicembre 2009) così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2009			30.06.2010		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese collegate	22	55	77	22	55	77
Imprese consolidate	492	3.391	3.883	488	3.267	3.755
Proprie	20	2.726	2.746	25	3.474	3.499
Totale	534	6.172	6.706	535	6.796	7.331

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e consolidate ammontano a 3.322 milioni di euro (3.446 milioni di euro al 31 dicembre 2009) e riguardano: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.317 milioni di euro, comprensivi di rimborso Iva da parte dell'amministrazione finanziaria per 3 milioni di euro; (ii) lettere di patronage rilasciate a committenti per 5 milioni di euro.

Impegni

Sono stati assunti dalla Capogruppo impegni verso i committenti ad adempiere le obbligazioni, assunte contrattualmente da imprese controllate e collegate aggiudicatarie di appalti, in caso di inadempimento di quest'ultime, nonché a rifondere eventuali danni derivanti da tali inadempimenti.

Tali impegni, che comportano l'assunzione di un obbligo di fare, garantiscono contratti il cui valore globale ammonta a 25.337 milioni di euro (21.745 milioni di euro al 31 dicembre 2009), comprensivo sia della parte di lavori già eseguiti sia della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2010.

Gestione dei rischi d'impresa

Le politiche di gestione e monitoraggio dei principali fattori dei rischi di impresa sono indicati nel paragrafo "Gestione dei rischi d'impresa" della relazione intermedia sulla gestione.

VALORE DI MERCATO DEGLI STRUMENTI FINANZIARI

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutati al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value, definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 30 giugno 2010 si analizzano come di seguito indicato:

(milioni di euro)	30.06.2010			
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Totale
Attività (passività) finanziarie detenute per le negoziazioni:				
- strumenti derivati non di copertura	-	(6)	-	(6)
Attività finanziarie disponibili per la vendita:				
- altre attività disponibili per la vendita	22	-	-	22
Attività finanziarie valutate al fair value in applicazione della fair value option:				
- partecipazioni	2	-	-	2
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura	-	(337)	-	(337)
Totale	24	(343)	-	(319)

Nel semestre chiuso al 30 giugno 2010 non vi sono stati trasferimenti tra il livello 1 e il livello 2 di valutazione al fair value.

Contenziosi

Il Gruppo, a seguito dell'acquisizione di Snamprogetti, nonché della successiva fusione per incorporazione, è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Saipem ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul proprio bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi in corso. Salvo diversa indicazione, non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Saipem ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due

Relativamente all'arbitrato, avviato in data 28 dicembre 2000 dal Consorzio CEPV Due (partecipato da Saipem per una quota del 52%) nei confronti di TAV, per ottenere il riconoscimento dei danni subiti per ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, il 4 gennaio 2007 è stato emesso un lodo parziale con il quale il Collegio Arbitrale ha riconosciuto il diritto del Consorzio agli stessi danni. TAV ha impugnato il citato lodo parziale avanti la Corte d'Appello di Roma, eccependo, tra l'altro, l'intervenuta revoca della convenzione. Infatti, il D.L. 31 gennaio 2007, n. 7 – convertito successivamente in legge – aveva revocato la concessione, rilasciata a suo tempo dall'Ente Ferrovie dello Stato a TAV SpA, relativa alla realizzazione della tratta ferroviaria Alta Velocità Milano-Verona. Gli effetti di tale revoca si erano estesi alla convenzione che CEPV Due ha stipulato con TAV SpA in data 15 ottobre 1991 comportandone la risoluzione. Il giudizio d'appello è tuttora in corso; l'udienza di precisazione delle conclusioni è fissata per il 28 gennaio 2011.

Il giudizio arbitrale è proseguito per la quantificazione dei citati prezzi e danni; in data 23 febbraio 2010 è stato depositato il lodo che ha condannato TAV a corrispondere al consorzio CEPV Due la somma di 44.176.787 euro oltre gli interessi legali e la rivalutazione monetaria dalla data della domanda di arbitrato al saldo; ha inoltre condannato TAV al pagamento di ulteriori 1.115.000 euro oltre interessi e rivalutazione dal 30 ottobre 2000 al saldo.

A seguito dell'entrata in vigore del decreto legge 31 gennaio 2007, n. 7, il Consorzio, nel febbraio 2007, ha notificato a TAV una seconda domanda di arbitrato che mira a ottenere il risarcimento dei danni per inadempimenti contrattuali compiuti da TAV in data antecedente l'emanazione del decreto legge e gli eventuali danni derivanti dall'avvenuta revoca della convenzione. TAV ha respinto tutti gli addebiti.

Successivamente all'instaurazione della suddetta procedura arbitrale è intervenuto il decreto legge n. 112 del 25 giugno 2008 (convertito con legge n. 133 del 6 agosto 2008), il cui art. 12 ha disposto l'"Abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e la prosecuzione senza soluzione di continuità della Convenzione, stipulata dal CEPV Due con TAV SpA il 15 ottobre 1991, con RFI (Rete Ferroviaria Italiana) SpA. Il giudizio arbitrale prosegue comunque per la determinazione dei danni subiti dal Consorzio. Il Collegio ha fissato l'udienza del 22 settembre 2009 per le decisioni in merito alla CTU, poi rinviata per il medesimo incumbente al 23 novembre 2009. A quest'ultima udienza il Tribunale Arbitrale, su comune richiesta delle parti, ha sospeso ogni decisione in merito alla nomina di un Consulente Tecnico e si è in attesa della fissazione della prossima udienza. Le parti hanno concordemente accettato la data del 31 dicembre 2010 come termine per la pronuncia del lodo.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno - TAV SpA

Il Consorzio CEPV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, composto da: Saipem SpA, per la quota del 50,36%; Consorzio Cooperative Costruzioni - CCC, per la quota del 21,34%; Grandi Lavori - Fincosit e Impresa Pizzarotti & C, ognuna per la quota del 14,15%) ha stipulato con TAV SpA una convenzione in data 15 ottobre 1991 e, successivamente, un atto integrativo in data 3 agosto 2000 e un addendum in data 27 giugno 2003, per la realizzazione della tratta ferroviaria ad alta velocità/alta capacità Milano-Bologna. Tali atti sono stati sottoscritti anche da Eni SpA per garantire, quale "fidejubente", il puntuale e corretto adempimento da parte del Consorzio di tutte le obbligazioni previste nella convenzione, nell'atto integrativo e in ogni atto aggiuntivo, addendum e/o modifica o integrazione. Il Consorzio ha chiesto sia un prolungamento dei tempi di ultimazione dei lavori che un'integrazione del corrispettivo economico (aggiornato al 31 dicembre 2007 in 1.770 milioni di euro).

CEPAV Uno e TAV hanno tentato di comporre amichevolmente la divergenza; il tentativo si è però concluso, in data 14 marzo 2006, con esito negativo. Per tale ragione, in data 27 aprile 2006, è stata notificata dal Consorzio a TAV domanda di arbitrato. La fase istruttoria dell'arbitrato è attualmente in corso e si è in attesa del deposito della CTU. In data 23 marzo 2009 il Collegio Arbitrale, rispondendo a uno specifico quesito sottopostogli incidentalmente dalle parti, ha emesso un lodo parziale che ha in sostanza sancito la possibilità per TAV di effettuare verifiche contabili estese anche ai subappalti affidati dal Consorzio, dagli assegnatari o dagli appaltatori. Il Consorzio, assumendo che detto lodo parziale fosse viziato, in data 8 aprile 2010 ha notificato alla controparte l'impugnazione dello stesso avanti la Corte d'Appello di Roma, ai fini di ottenerne l'annullamento.

Il termine per il deposito del lodo, già fissato al 29 giugno 2010, è stato prorogato, per esigenze istruttorie, dapprima al 12 giugno 2011 e quindi al 27 dicembre 2011.

Consorzio TSKJ - Indagini della SEC

Snamprogetti Netherlands BV detiene una partecipazione del 25% nelle società che costituiscono il Consorzio TSKJ. I rimanenti azionisti, con quote paritetiche del 25%, sono Halliburton/KBR, Technip e JGC. Il Consorzio TSKJ, a partire dal 1994, ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria.

Snamprogetti SpA, la società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle sue controllate.

La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, stanno indagando su presunti pagamenti illeciti da parte del Consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento negli Stati Uniti: sin dal giugno del 2004, Saipem/Snamprogetti ed Eni hanno risposto volontariamente alle richieste di informazioni, da parte della SEC e del DoJ, in relazione alle indagini in corso. Nel febbraio 2009, KBR e la precedente società controllante Halliburton, hanno reso noto di avere concluso un accordo con SEC e DoJ in riferimento alla vicenda TSKJ e ad altre vicende non specificate. KBR/Halliburton si è dichiarata colpevole con riferimento alle accuse di violazione del Foreign Corrupt Practices Act (FCPA) derivanti dalla partecipazione alla vicenda TSKJ. KBR ha inoltre concordato di pagare una sanzione di 402 milioni di dollari nonché una transazione civile con SEC per 177 milioni di dollari. La vicenda TSKJ, tenuto conto anche degli accordi stipulati tra KBR, DoJ e SEC, potrebbe comportare (a parte azioni nei confronti delle persone fisiche coinvolte) anche responsabilità a carico degli altri consorziati; la legislazione statunitense prevede, in caso di accertate condotte illecite, l'applicazione: (i) di sanzioni pecuniarie che potrebbero essere molto significative, e (congiuntamente o meno) (ii) di misure correttive, quali, a titolo esemplificativo, la sottoposizione delle società a una procedura di "monitoraggio" per le attività di progetti futuri e/o per la verifica e implementazione di sistemi di controllo interni più efficienti, il debarment ossia l'esclusione, in tutto o in parte, da progetti futuri o l'interruzione di quelli eventualmente in corso con il governo/autorità statunitensi, etc.

Attraverso un comunicato stampa del 28 giugno 2010, anche Technip ha annunciato di aver concluso accordi con le autorità americane. Per quanto riguarda la SEC, l'accordo è in relazione ad addebiti in tema di "books and records" e failure del sistema di controllo e prevede il pagamento da parte di Technip di una somma pari a 98 milioni di dollari. Si ricorda che Technip non è attualmente quotata al NYSE (lo è stata per pochi anni a partire dal 2001). Per quanto riguarda il DoJ si tratta di un accordo transattivo cd. deferred prosecution agreement: l'azione penale per bribery charges viene congelata per due anni e, decorso tale termine senza violazioni dell'accordo, vi è la rinuncia definitiva all'avvio dell'azione penale da parte del DoJ. L'accordo prevede il pagamento di una sanzione di 240 milioni di dollari e l'imposizione di un monitoring esterno (che sarà scelto in accordo con il DoJ) per un periodo di due anni per verificare il sistema di controllo interno a Technip. Si ricorda che anche a KBR era stato imposto un monitoring esterno per un periodo di 3 anni.

Per quanto riguarda Saipem ed Eni, sono stati avviati nei mesi scorsi intensi contatti con le Autorità statunitensi in vista di una chiusura transattiva complessiva.

In data 7 luglio 2010 Snamprogetti Netherlands BV, società attualmente controllata da Saipem e in precedenza indirettamente controllata da Eni, ha firmato un deferred prosecution agreement con il DoJ. Secondo i termini dell'accordo, il DoJ ha depositato un atto di accusa nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV per violazione di alcune norme dell'U.S. Foreign Corrupt Practices Act. Snamprogetti Netherlands BV ha pattuito una sanzione pecuniaria penale di 240 milioni di dollari. Se gli obblighi stabiliti nell'accordo transattivo verranno correttamente adempiuti, il DoJ rinuncerà a proseguire l'azione penale nei confronti di Snamprogetti Netherlands BV. Eni e Saipem si sono fatte garanti dell'effettivo adempimento degli obblighi sottoscritti da Snamprogetti Netherlands BV nei confronti del DoJ.

Snamprogetti Netherlands BV ed Eni hanno inoltre raggiunto un accordo con la SEC con il quale Snamprogetti Netherlands BV ed Eni hanno acconsentito al deposito di un atto di citazione e alla pronuncia di una sentenza per asserita violazione di alcune norme del Securities Exchange Act del 1934 e si sono impegnate solidalmente al pagamento alla SEC di una sanzione di 125 milioni di dollari.

Con la cessione di Snamprogetti a Saipem, Eni ha concordato di indennizzare Saipem per i costi risultanti dalle indagini. Conseguentemente, entrambe le sanzioni non avranno impatto sul conto economico e sullo stato patrimoniale consolidati del Gruppo Saipem. Snamprogetti Netherlands BV, Saipem ed Eni hanno collaborato nell'inchiesta condotta dalle Autorità americane. Gli accordi transattivi non richiedono l'istituzione di un organo di controllo esterno indipendente sul sistema di compliance interno.

Eni ha comunicato di aver provveduto a effettuare i versamenti degli ammontari relativi agli accordi in data 20 luglio 2010 con riferimento al DoJ e in data 28 luglio 2010 con riferimento alla SEC.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato sin dal 2004 indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano. A partire dal 10 marzo 2009 la società ha ricevuto richieste di esibizione documenti da parte della Procura della Repubblica di Milano. In data 17 luglio 2009, a seguito di un decreto di perquisizione e sequestro notificato a Saipem/Snamprogetti, la società ha avuto notizia che la Procura della Repubblica di Milano ha sottoposto a indagine più persone; in precedenza non risultavano – per quanto noto alla società – persone sottoposte a indagine.

In data 31 luglio 2009, il Giudice per le Indagini Preliminari del Tribunale di Milano ha notificato a Saipem SpA (in quanto incorporante di Snamprogetti SpA) un decreto con il quale era stata fissata per il 22 settembre 2009 un'udienza in camera di consiglio in relazione a un procedimento instaurato ex decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, nel quale Saipem SpA ed Eni SpA risultavano sottoposte a indagine per responsabilità amministrativa, in relazione a reati di corruzione internazionale aggravata ascritti a due ex dirigenti di Snamprogetti SpA.

Nei confronti di Saipem SpA ed Eni SpA la Procura della Repubblica di Milano ha richiesto al GIP l'interdizione dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian Petroleum Corp o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata ha consentito a Eni e Saipem di far valere le loro difese prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura.

Nel merito, la misura cautelare richiesta della Procura ha a oggetto la condotta del Consorzio TSKJ nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame la Procura ha rilevato l'inefficacia e l'inosservanza del modello di organizzazione, gestione e controllo predisposto al fine di prevenire la commissione dei reati ascritti da parte di soggetti sottoposti a direzione e vigilanza.

In linea di fatto va rilevato che già al tempo degli eventi in esame la società adottava un codice di comportamento e procedure aziendali specifiche, prendendo a riferimento le best practice dell'epoca. Tali codici e procedure, successivamente, hanno subito un'evoluzione finalizzata al continuo miglioramento del sistema di compliance interno anche per quanto riguarda le norme anti-corruzione: tra l'altro, con l'approvazione del nuovo Codice Etico e del nuovo Modello 231 in data 14 luglio 2008, si è ribadito che in nessun modo la convinzione di agire a vantaggio o nell'interesse di Saipem può giustificare, nemmeno in parte, l'adozione di comportamenti in contrasto con i principi e i contenuti del Codice.

Anche a fronte delle indagini relative alla vicenda TSKJ, sono state verificate le procedure aziendali in tema di anticorruzione, al fine di apportare le correzioni eventualmente necessarie. Saipem e le società controllate sono impegnate a mantenere un sistema di compliance interno costantemente aggiornato ed efficiente.

La camera di consiglio del 22 settembre 2009 è stata rinviata all'udienza del 21 ottobre 2009, all'esito della quale in data 17 novembre 2009 il GIP ha respinto la richiesta di misura cautelare interdittiva presentata dalla Procura della Repubblica di Milano. La Procura ha in seguito presentato ricorso in appello avverso l'ordinanza del Giudice per le Indagini Preliminari. L'udienza collegiale del Tribunale di Appello, in funzione di giudice del riesame, si è tenuta il 19 gennaio 2010. In data 9 febbraio 2010 è stata depositata l'ordinanza con la decisione del giudice del riesame che ha ritenuto infondato nel merito l'appello della Procura e ha pertanto confermato l'impugnata ordinanza.

In data 19 febbraio 2010 la Procura di Milano ha presentato ricorso per Cassazione, chiedendo l'annullamento della predetta ordinanza del Giudice del riesame. L'udienza di discussione in Cassazione, fissata al 20 maggio 2010, è stata rinviata a nuovo ruolo in conseguenza di un difetto di notifica a uno dei difensori.

Parallelamente la Procura di Milano, in data 11 febbraio 2010, ha notificato a Eni nuova richiesta di consegna, ai sensi dell'art. 248 c.p.p., di documentazione e informazioni relative alle società partecipate da Eni e da Saipem (ex Snamprogetti) coinvolte nel progetto Bonny Island.

EniPower - Indagini dalla magistratura

Nell'ambito delle indagini avviate dalla magistratura milanese (procedimento penale 2460/03 R.G.N.R. pendente presso la Procura della Repubblica di Milano) su appalti e forniture commissionati da EniPower a diverse società, era stata notificata a Snamprogetti SpA (quale appaltatore di servizi di ingegneria e approvvigionamento), oltre ad altri soggetti, informazione di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche (ex art. 25, D.Lgs. 231/2001). Nell'agosto del 2007 si sono concluse le indagini preliminari, con conseguente deposito degli atti, in maniera positiva per Snamprogetti e la società non è stata inserita tra i soggetti tuttora indagati per i quali è stato chiesto il rinvio a giudizio.

Snamprogetti si è quindi costituita parte civile nei confronti delle persone fisiche e giuridiche in qualche modo riconducibili a operazioni che abbiano riguardato la società e, con alcuni soggetti che hanno chiesto di essere ammessi al patteggiamento, sono stati raggiunti accordi transattivi per il risarcimento del danno. Il procedimento, dopo la conclusione dell'udienza preliminare, prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231 del 2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. L'udienza preliminare relativa al procedimento principale avanti il GUP si è conclusa il 27 aprile 2009. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento, a esclusione di Romeo Franco Musazzi e ABB Instrumentation SpA per intervenuta prescrizione.

Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010 è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Il processo, dopo due rinvii, prosegue al fine di permettere la citazione dei responsabili civili delle ulteriori società coinvolte.

Ricavi

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i ricavi. Le variazioni più significative sono dettagliate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

³² Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	5.051	4.958
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	107	427
Totale	5.158	5.385

e hanno la seguente articolazione per area geografica:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Italia	502	430
Resto Europa	517	441
CSI	523	623
Resto Asia	1.311	973
Nord Africa	766	1.223
Africa Occidentale	1.148	1.342
Americhe	275	346
Australia, Oceania e resto del mondo	116	7
Totale	5.158	5.385

L'informativa richiesta dallo IAS 11, paragrafi 39, 40, 42 e 45, viene riportata per settore di attività alla nota 43.

I ricavi realizzati nei confronti di società controllate del Gruppo Eni ammontano a 964 milioni di euro (616 milioni di euro nel primo semestre 2009).

33 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	2	1
Risarcimento danni	-	2
Altri proventi	8	2
Totale	10	5

Costi operativi

Di seguito si analizzano le principali voci che compongono i costi operativi. Le variazioni più significative sono dettagliate nel "Commento ai risultati economico-finanziari" nella "Relazione intermedia sulla gestione".

34 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	827	1.141
Costi per servizi	2.459	2.366
Costi per godimento di beni di terzi	324	282
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(11)	(35)
Altri oneri	36	38
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(32)	(23)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	3	(30)
Totale	3.606	3.739

I costi per servizi comprendono compensi d'intermediazione per 13 milioni di euro (63 milioni di euro nel primo semestre 2009). I fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 21 "Fondi per rischi e oneri".

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso società del Gruppo Eni ammontano a 42 milioni di euro (36 milioni di euro nel primo semestre 2009).

35 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Costo lavoro	770	795
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(7)	(9)
Totale	763	786

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Allo scopo di realizzare un sistema di incentivazione e fidelizzazione dei dirigenti, Saipem ha definito fino al 2008 dei piani di assegnazione di diritti di opzione.

Nel 2010 non sono stati emessi nuovi piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem.

STOCK OPTION

L'evoluzione dei piani di stock option è la seguente:

(migliaia di euro)	2009			2010		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)
Diritti esistenti al 1° gennaio	6.144.650	19,17	72.630	4.769.014	21,045	114.933
Nuovi diritti assegnati	-	-	-	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(686.753)	9,794	11.826	(1.050.000)	14,619	26.021
(Diritti decaduti nel periodo) ^(b)	(688.883)	-	11.668	-	-	-
Diritti esistenti a fine periodo	4.769.014	21,045	114.933	3.719.014	22,859	93.831
Di cui: esercitabili a fine periodo	1.721.739	14,393	41.494	671.739	13,914	16.948

(a) Il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni assegnate, esercitate, o scadute, nel periodo corrisponde alla media dei valori di mercato delle azioni; il prezzo di mercato delle azioni sottostanti le opzioni esistenti a inizio e fine periodo è puntuale al 1° gennaio e al 30 giugno.

(b) I diritti decaduti riguardano diritti estinti a seguito di cessazione del rapporto di lavoro.

Al 30 giugno 2010 sono in essere n. 3.719.014 opzioni per l'acquisto di altrettante azioni di Saipem SpA del valore nominale di 1 euro. Le opzioni si riferiscono ai seguenti piani:

	Numero di azioni	Prezzo di esercizio (euro)	Vita media residua (anni)	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Italia	Valore di mercato unitario (euro) assegnatari residenti in Francia
Piano 2002	18.914	6,187	-	Non disponibile	Non disponibile
Piano 2003	42.000	6,821	-	1,1928	1,1806
Piano 2004	61.500	7,594	1	2,0935	2,0085
Piano 2005	203.500	11,881	2	3,1029	2,9795
Piano 2006	822.325	17,519	3	5,7208	6,1427
Piano 2007	1.245.275	26,521	3	8,8966	9,5320
Piano 2008	1.325.500	25,872	4	8,2186	8,7734
Piano 2009	-	-	-	-	-
Piano 2010	-	-	-	-	-
Totale	3.719.014	-	-	-	-

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Dirigenti	432	421
Quadri	3.996	4.144
Impiegati	15.710	16.539
Operai	16.094	16.546
Marittimi	259	284
Totale	36.491	37.934

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

36 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Ammortamenti:		
- attività materiali	216	232
- attività immateriali	4	5
Svalutazioni	-	-
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	-
Totale	220	237

Nel primo semestre 2010 non sono state effettuate svalutazioni di attività materiali e immateriali.

37 Altri proventi e oneri operativi

Negli "Altri proventi e oneri operativi" sono rilevati gli effetti a conto economico delle valutazioni al fair value dei contratti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere considerati di copertura secondo gli IFRS.

Nel primo semestre 2010 ammontano a 1 milione di euro di oneri.

38 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Differenze attive (passive) nette di cambio	(88)	(67)
Differenze attive di cambio	548	629
Differenze passive di cambio	(636)	(696)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(15)	(23)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	9	-
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	23	4
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(47)	(20)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	-	(7)
Altri proventi (oneri) netti	2	1
Altri proventi finanziari	2	1
Altri oneri finanziari	-	-
Totale proventi (oneri) finanziari	(101)	(89)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Contratti su valute	46	31
Contratti su tassi di interesse	-	(5)
	46	26

I proventi netti su contratti derivati di 26 milioni di euro (46 milioni di euro nel primo semestre 2009) si determinano principalmente per la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS e alla valutazione della componente forward dei contratti derivati qualificati di copertura.

39 Proventi (oneri) su partecipazioni

L'effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto e gli altri proventi da partecipazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto	9	10
Altri proventi (oneri)	-	(6)
Dividendi	1	-
Totale	10	4

La quota di utile (perdita) da valutazione al patrimonio netto è commentata alla nota 10 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

40 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Imposte correnti:		
- imprese italiane	49	74
- imprese estere	70	70
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	24	-
- imprese estere	2	14
Totale	145	158

L'incidenza delle imposte sul risultato di periodo ante imposte è del 28% (27% nel 2009).

(milioni di euro)	Primo semestre 2009	Primo semestre 2010
Imposte sul reddito nel conto economico consolidato	145	158
Imposte sul reddito riconosciute nel prospetto dell'utile complessivo	(18)	98
Effetto fiscale sull'utile complessivo di periodo	127	256

41 (Utile) Perdita di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 30 milioni di euro.

42 Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza del Gruppo per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 436.894.212 e di 434.955.466 rispettivamente nel 2010 e nel 2009.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile del periodo di competenza di Saipem per il numero medio ponderato delle azioni di Saipem SpA in circolazione nel periodo, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 30 giugno 2010 le azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse riguardano esclusivamente le azioni assegnate a fronte dei piani di stock option. Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzate ai fini del calcolo dell'utile per azione diluito è di 441.189.893 e di 440.757.927 rispettivamente per il 2009 e il 2010. La riconciliazione del numero medio ponderato delle azioni in circolazione utilizzato per la determinazione dell'utile per azione semplice e quello utilizzato per la determinazione dell'utile per azione diluito è di seguito indicata:

	30.06.2009	30.06.2010
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	434.955.466	436.894.212
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock grant	-	-
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	6.088.979	3.719.014
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	145.448	144.701
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	441.189.893	440.757.927
Utile netto di competenza Saipem	(milioni di euro) 374	380
Utile per azione semplice	(ammontari in euro per azione) 0,86	0,87
Utile per azione diluito	(ammontari in euro per azione) 0,85	0,86

43 Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Offshore	Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Non allocato	Totale
Primo semestre 2009						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	2.978	2.861	411	314	-	6.564
a dedurre: ricavi infrasettori	781	455	125	45	-	1.406
Ricavi da terzi	2.197	2.406	286	269	-	5.158
Utile operativo	313	138	100	31	-	582
Ammortamenti e svalutazioni	98	26	46	50	-	220
Proventi netti su partecipazioni	7	3	-	-	-	10
Immobili, impianti e macchinari	2.468	157	2.515	676	-	5.816
Investimenti in attività materiali e immateriali	367	13	403	97	-	880
Partecipazioni	35	16	-	-	-	51
Attività correnti	2.217	3.281	197	134	1.446	7.275
Passività correnti	2.495	3.600	211	147	3.057	9.510
Fondi per rischi e oneri	37	73	4	1	53	168
Primo semestre 2010						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	2.703	2.970	453	407	-	6.533
a dedurre: ricavi infrasettori	544	415	107	82	-	1.148
Ricavi da terzi	2.159	2.555	346	325	-	5.385
Utile operativo	298	176	118	35	-	627
Ammortamenti e svalutazioni	100	18	64	55	-	237
Proventi netti su partecipazioni	4	-	-	-	-	4
Immobili, impianti e macchinari	3.004	133	3.087	837	-	7.061
Investimenti in attività materiali e immateriali	346	6	313	117	-	782
Partecipazioni	46	83	-	-	-	129
Attività correnti	2.578	2.836	290	390	1.497	7.591
Passività correnti	2.855	3.436	328	377	1.786	8.782
Fondi per rischi e oneri	25	71	2	1	72	171

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Nella seguente tabella sono riportate le informazioni richieste dallo IAS 11 paragrafi 39, 40, 42 e 45.

(milioni di euro)	Offshore	Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Totale
Ricavi netti della gestione caratteristica	2.159	2.555	346	325	5.385
Variazione lavori in corso	(142)	(250)	-	(35)	(427)
Variazione risconti	(199)	(2)	1	1	(199)
Fatturazione ad avanzamento lavori	1.818	2.303	347	291	4.759
Costi operativi	(1.885)	(2.381)	(228)	(290)	(4.784)
Variazione fondo perdite future	24	2	-	-	26
Costi sostenuti	(1.861)	(2.379)	(228)	(290)	(4.758)
Anticipi	280	1.297	1	-	1.578
Lavori in corso (a)	(360)	(835)	-	(37)	(1.232)
Risconti (b)	464	862	7	1	1.334
Fondo perdite future (c)	19	53	1	1	74
Totale (a+b+c)	123	80	8	(35)	176

Informazioni per area geografica

In considerazione della peculiarità del business di Saipem caratterizzato dall'utilizzo di una flotta navale che, operando su più progetti nell'arco di un esercizio, non può essere attribuita in modo stabile a un'area geografica specifica, alcune attività vengono ritenute non direttamente allocabili.

Con riferimento alle attività materiali e immateriali e agli investimenti la componente non allocabile è riconducibile ai mezzi navali, all'attrezzatura collegata agli stessi e al goodwill.

Con riferimento alle attività correnti la componente non allocabile è riconducibile alle rimanenze, anch'esse collegate ai mezzi navali.

L'informativa relativa alla ripartizione dei ricavi per area geografica viene fornita nella nota 32.

(milioni di euro)	Italia	Resto Europa	CSI	Resto Asia	Nord Africa	Africa Occidentale	Americhe	Non allocabili	Totale
Primo semestre 2009									
Investimenti in attività materiali e immateriali	50	9	25	47	1	30	23	695	880
Attività materiali e immateriali	102	14	265	192	17	149	972	4.862	6.573
Attività direttamente attribuibili (correnti)	512	1.548	810	1.009	1.249	1.235	364	548	7.275
Primo semestre 2010									
Investimenti in attività materiali e immateriali	56	2	102	52	3	12	23	532	782
Attività materiali e immateriali	120	10	424	295	45	502	904	5.515	7.815
Attività direttamente attribuibili (correnti)	725	1.070	662	1.146	1.492	1.461	525	510	7.591

Le attività correnti sono state allocate per area geografica sulla base dei seguenti criteri: (i) con riferimento alle disponibilità liquide ed equivalenti e ai crediti finanziari, l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui hanno sede i conti correnti intestati alle singole società; (ii) con riferimento alle rimanenze l'allocazione è stata effettuata considerando il Paese in cui sono dislocati i magazzini terra (a esclusione di quelli dislocati presso le navi); (iii) con riferimento ai crediti commerciali e alle altre attività è stata considerata l'area di appartenenza del progetto operativo.

Le attività non correnti sono state allocate per area geografica considerando il Paese in cui opera l'asset, a eccezione dei mezzi navali di perforazione mare e costruzione mare, il cui saldo è incluso nella voce "Non allocabili".

⁴⁴ Rapporti con parti correlate

Saipem SpA è una società controllata da Eni SpA. Le operazioni compiute da Saipem SpA e dalle imprese incluse nel campo di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente la prestazione di servizi, lo scambio di beni, l'ottenimento e l'impiego di mezzi finanziari, inclusa la stipula di strumenti finanziari derivati, con altre imprese controllate e collegate di Eni SpA; esse fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese.

Sono di seguito evidenziati gli ammontari dei rapporti, di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria, posti in essere con parti correlate. L'analisi per società è fatta sulla base del principio di rilevanza correlato all'entità complessiva dei singoli rapporti; i rapporti non evidenziati analiticamente, in quanto non rilevanti, sono indicati secondo la seguente aggregazione:

- imprese controllate di Eni;
- imprese collegate di Eni;
- altre parti correlate.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali al 30 giugno 2009 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2009			Primo semestre 2009			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese collegate e a controllo congiunto escluse dall'area di consolidamento							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	53	-	64	-	-	-	-
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	-	-	24	-	-	-	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	1	-	-	-	-	1	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	2	-	-	-	-	2	-
Totale collegate e a controllo congiunto	56	-	88	-	-	3	-
Imprese controllate di Eni							
Eni SpA	13	6	5.057	3	11	1	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	156	1	-	-	-	171	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	2	3	-	-	-	-	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	78	3	-	1	2	13	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	11	-	-	-	-	11	-
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	2	-
Eni Algeria Production BV	2	-	-	-	-	2	-
Eni Angola SpA	18	-	-	-	-	28	-
Eni Australia BV	79	42	-	-	-	130	-
Eni Congo SA	54	2	-	-	-	40	-
Eni Corporate University SpA	-	4	-	-	2	-	-
Eni Coordination Center SA	4	-	-	-	-	-	-
Eni Hewett Ltd	2	-	-	-	-	4	-
Eni Iran BV	3	-	-	-	-	-	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	23	-	-	-	-	21	-
EniPower SpA	2	1	-	-	1	1	-
EniServizi SpA	3	30	-	-	16	1	-
Eni Tunisia BV	37	-	-	-	-	56	-
Eni Trading & Shipping	-	4	-	-	-	-	-
First Calgary Petroleum Ltd	-	110	-	-	-	35	-
GreenStream BV	3	-	-	-	-	2	-
leoc Production BV	1	-	-	-	-	1	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	79	21	-	-	-	18	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Polimeri Europa SpA	14	-	-	-	-	11	-
Raffineria di Gela SpA	27	-	-	-	-	14	-
Serfactoring SpA	-	24	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	36	-	-	-	-	23	-
Società EniPower Ferrara Srl	7	-	-	-	-	4	-
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogot SA	10	-	-	-	-	-	-
Sofid SpA	1	3	-	-	-	-	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	14	1	-	-	-	14	-
Syndial SpA	44	-	-	-	-	13	-
Totale imprese controllate di Eni	725	255	5.057	4	32	616	-
Imprese collegate di Eni	142	9	-	-	-	196	-
Totale imprese di Eni	867	264	5.057	4	32	812	-
Totale rapporti con parti correlate	923	264	5.145	4	32	815	-
Totale generale	4.135	6.274	6.906	827	2.459	5.158	10
Incidenza (%)	22,32	4,21	74,50	0,49	1,31	15,45	-

(*) Le voci "Crediti" e "Debiti" comprendono rispettivamente le voci "Crediti commerciali e altri crediti" e "Debiti commerciali e altri debiti".

I rapporti commerciali al 30 giugno 2010 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2010			Primo semestre 2010			
	Crediti (*)	Debiti (*)	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese collegate e a controllo congiunto escluse dall'area di consolidamento							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	53	-	76	-	-	2	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	1	-	-	-	-	1	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	5	1	-	-	1	4	-
Saipem Triune Engineering Private Ltd	-	-	1	-	-	-	-
Totale collegate e a controllo congiunto	59	1	77	-	1	7	-
Imprese controllate di Eni							
Eni SpA	48	5	-	2	3	1	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	108	2	-	-	1	121	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	2	5	-	-	5	1	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	37	3	-	1	3	31	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	11	-	-	-	-	13	-
Agip Karachaganak BV	2	-	-	-	-	2	-
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	120	23	-	-	-	147	-
Agip Oil Ecuador BV	2	-	-	-	-	4	-
Burren Energy Services Ltd	1	-	-	-	-	2	-
Eni Adfin SpA	2	2	-	-	2	-	-
Eni Algeria Production BV	2	-	-	-	-	1	-
Eni Angola SpA	29	-	-	-	-	60	-
Eni Australia BV	-	-	-	-	-	75	-
Eni Canada Holding	46	91	-	-	-	133	-
Eni Congo SA	74	-	-	-	-	88	-
Eni Coordination Center SA	69	-	-	-	-	-	-
Eni Corporate University SpA	-	2	-	-	1	-	-
Eni Denmark BV	1	-	-	-	-	1	-
Eni Hewett Ltd	1	-	-	-	-	5	-
Eni Indonesia	-	-	-	-	-	20	-
Eni Iran BV	3	-	-	-	-	-	-
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	8	-	-	-	-	9	-
Eni Muara Bakau BV	14	-	-	-	-	21	-
EniPower SpA	4	-	-	-	-	5	-
EniServizi SpA	2	23	-	-	17	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	6	-	-	-
Eni Tunisia BV	27	-	-	-	-	24	-
GreenStream BV	-	-	-	-	-	1	-
leoc Production BV	11	3	-	-	-	10	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	73	44	-	-	-	45	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Polimeri Europa SpA	16	1	-	-	1	12	-
Polimeri Europa France	-	-	-	-	-	1	-
Raffineria di Gela SpA	15	-	-	-	-	14	-
Serfactoring SpA	-	17	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	42	-	-	-	-	77	-
Società Adriatica idrocarburi	3	-	-	-	-	5	-
Società EniPower Ferrara Srl	1	-	-	-	-	1	-
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	3	-	-	-	-	-	-
Società Ionica Gas	3	-	-	-	-	4	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	17	-	-	-	-	13	-
Syndial SpA	43	-	-	-	-	17	-
Totale imprese controllate di Eni	841	221	-	9	33	964	-
Imprese collegate di Eni	16	1	-	-	-	17	-
Totale imprese di Eni	857	222	-	9	33	981	-
Totale rapporti con parti correlate	916	223	77	9	34	988	-
Totale generale	4.124	6.352	7.331	1.141	2.366	5.385	5
Incidenza (%)	22,21	3,51	1,05	0,79	1,44	18,35	-

(*) Le voci "Crediti" e "Debiti" comprendono rispettivamente le voci "Crediti commerciali e altri crediti" e "Debiti commerciali e altri debiti".

I totali riportati in tabella fanno riferimento alle sottovoci “crediti commerciali”, “debiti commerciali”, “costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci” e “costi per servizi” riportati rispettivamente alle note 3, 16 e 34.

Il Gruppo Saipem fornisce servizi alle imprese del Gruppo Eni in tutti i settori in cui opera sia in Italia che all'estero. I ricavi nei confronti di imprese collegate di Eni, pari a 17 milioni di euro, sono realizzati per 11 milioni di euro nei confronti della società Mellitah Oil & Gas BV. I crediti, pari a 16 milioni di euro, sono vantati per 12 milioni di euro sempre nei confronti di Mellitah Oil & Gas BV.

(milioni di euro)	30.06.2009			30.06.2010		
	Altre attività	Altre passività	Lavori in corso	Altre attività	Altre passività	Lavori in corso
Eni SpA (ex Enifin SpA)	314	185	53	268	555	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	-	-	-	-	-	232
Banque Eni SA	4	1	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	34	-	-	36	-
Syndial SpA	-	-	2	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	318	220	55	268	591	232
Totale generale	392	231	1.026	413	669	1.232
Incidenza (%)	81,12	95,24	5,36	64,89	88,34	18,83

Rapporti di natura finanziaria

I rapporti di natura finanziaria al 30 giugno 2009 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2009			Primo semestre 2009		
	Crediti	Debiti	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	-	912	9.327	(23)	7	43
Banque Eni SA	-	-	106	-	-	4
Eni Coordination Center SA	-	2.377	-	(24)	2	-
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	-	43	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	62	-	-	3
Totale rapporti con parti correlate	-	3.332	9.495	(47)	9	50

Si segnala che i rapporti finanziari comprendono anche i rapporti con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce “Altri proventi (oneri) operativi”.

I rapporti finanziari al 30 giugno 2010 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2010			Primo semestre 2010		
	Crediti	Debiti ⁽¹⁾	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	-	1.077	10.986	(20)	-	16
Banque Eni SA	-	-	104	-	-	1
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	-	43	-	-	-	-
Eni Coordination Center SA	-	2.913	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	-	-	-	(1)
Serfactoring SpA	-	47	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	-	4.080	11.090	(20)	-	16

(1) Esposti nello stato patrimoniale per 1.147 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a breve termine" e per 2.933 milioni di euro alla voce "Passività finanziarie a lungo termine" comprensiva della quota a breve.

Si segnala che i rapporti finanziari comprendono anche i rapporti con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce "Altri proventi (oneri) operativi".

Con l'Unità Finanza di Eni SpA (ex Enifin SpA) è in essere una convenzione in base alla quale Eni SpA provvede, per le imprese italiane del Gruppo Saipem, alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità, nonché alla stipulazione di contratti derivati per la copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse.

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate relative ai rapporti finanziari è la seguente:

(milioni di euro)	30.06.2009			30.06.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	2.649	2.556	96,49	1.212	1.147	94,64
Passività finanziarie a lungo termine (comprensive delle quote a breve termine)	1.262	776	61,49	3.442	2.933	85,21

(milioni di euro)	Primo semestre 2009			Primo semestre 2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	582	9	1,55	634	-	-
Oneri finanziari	(683)	(47)	6,89	(723)	(20)	2,77
Strumenti derivati	46	47	102,18	26	17	65,38
Altri proventi (oneri) operativi	3	3	100,00	(1)	(1)	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	30.06.2009	30.06.2010
Ricavi e proventi	815	988
Costi e oneri	(36)	(43)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	12	(4)
Variazione crediti e debiti commerciali	361	210
Flusso di cassa netto da attività di periodo	1.152	1.151
Variazione debiti/crediti finanziari	322	672
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	322	672
Flusso di cassa totale verso entità correlate	1.474	1.823

Si segnala che la voce “Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati” comprende anche i rapporti con Eni Trading & Shipping SpA che nel conto economico sono riclassificati nella voce “Altri proventi (oneri) operativi”.

L’incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(milioni di euro)	30.06.2009			30.06.2010		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	332	1.152	346,98	585	1.151	196,75
Flusso di cassa da attività di investimento	(687)	-	-	(819)	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(53)	322	(607,55)	346	672	194,22

Informazioni relative alle imprese a controllo congiunto

I valori relativi alla situazione al 30 giugno delle imprese a controllo congiunto consolidate con il metodo dell’integrazione proporzionale sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2009	30.06.2010
Capitale investito netto	(122)	(174)
Totale attività	477	439
Totale attività correnti	451	418
Totale attività non correnti	26	21
Totale passività	428	434
Totale passività correnti	408	419
Totale passività non correnti	20	15
Totale ricavi	450	460
Totale costi operativi	438	461
Utile operativo	12	(1)
Utile (perdita) di periodo	10	(6)

⁴⁵ Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2009 e nel primo semestre 2010 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

⁴⁶ Posizioni e transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2009 e nel primo semestre 2010 non si segnalano posizioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

⁴⁷ Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del periodo sono indicati nel paragrafo “Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre” della Relazione intermedia sulla gestione.

Attestazione del bilancio semestrale abbreviato ai sensi dell'art. 81-ter del Regolamento Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modifiche e integrazioni

1. I sottoscritti Pietro Franco Tali e Giulio Bozzini in qualità, rispettivamente, di Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO), e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Saipem SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del decreto legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:

- l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
- l'effettiva applicazione,

delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2010, nel corso del primo semestre 2010.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2009 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Saipem in coerenza con il modello Internal Control - Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.

3. Si attesta, inoltre, che:

3.1 il bilancio semestrale abbreviato al 30 giugno 2010:

- a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali emanati dall'International Accounting Standards Board e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
- b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
- c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.

3.2 La relazione intermedia sulla gestione comprende un'analisi attendibile dei riferimenti agli eventi importanti che si sono verificati nei primi sei mesi dell'esercizio e alla loro incidenza sul bilancio semestrale abbreviato, unitamente a una descrizione dei principali rischi e incertezze per i sei mesi restanti dell'esercizio. La relazione intermedia sulla gestione comprende, altresì, un'analisi attendibile delle informazioni sulle operazioni rilevanti con parti correlate.

27 luglio 2010

Pietro Franco Tali

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Giulio Bozzini

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



Relazione della società di revisione sulla revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato

Agli Azionisti della
Saipem S.p.A.

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato della Saipem S.p.A. e controllate (Gruppo Saipem) al 30 giugno 2010, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative. La responsabilità della redazione del bilancio consolidato semestrale abbreviato in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea compete agli Amministratori della Saipem S.p.A.. È nostra la responsabilità della redazione della presente relazione in base alla revisione contabile limitata svolta.
 2. Il nostro lavoro è stato svolto secondo i criteri per la revisione contabile limitata raccomandati dalla Consob con Delibera n. 10867 del 31 luglio 1997. La revisione contabile limitata è consistita principalmente nella raccolta di informazioni sulle poste del bilancio consolidato semestrale abbreviato e sull'omogeneità dei criteri di valutazione, tramite colloqui con la direzione della società, e nello svolgimento di analisi di bilancio sui dati contenuti nel predetto bilancio consolidato. La revisione contabile limitata ha escluso procedure di revisione quali sondaggi di conformità e verifiche o procedure di validità delle attività e delle passività ed ha comportato un'estensione di lavoro significativamente inferiore a quella di una revisione contabile completa svolta secondo gli statuiti principi di revisione. Di conseguenza, diversamente da quanto effettuato sul bilancio consolidato di fine esercizio, non esprimiamo un giudizio professionale di revisione sul bilancio consolidato semestrale abbreviato.
- Per quanto riguarda i dati relativi al bilancio consolidato dell'esercizio precedente e al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, si fa riferimento alle relazioni emesse da altri revisori rispettivamente in data 1 aprile 2010 e in data 5 agosto 2009.
3. Sulla base di quanto svolto, non sono pervenuti alla nostra attenzione elementi che ci facciano ritenere che il bilancio consolidato semestrale abbreviato del Gruppo Saipem al 30 giugno 2010 non sia stato redatto, in tutti gli aspetti significativi, in conformità al principio contabile internazionale applicabile per l'informativa finanziaria infrannuale (IAS 34) adottato dall'Unione Europea.

Milano, 5 agosto 2010

Reconta Ernst & Young S.p.A.

Pietro Carena
(Socio)

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Sede Legale: 00198 Roma - Via Po, 32
Capitale Sociale € 1.402.500,00 i.v.
Iscritta alla S.O. del Registro delle Imprese presso la C.C.I.A.A. di Roma
Codice fiscale e numero di Iscrizione 00434000584
P.I. 00891231003
Iscritta all'Albo Revisori Contabili al n. 70945 Pubblicato sulla G.U.
Suppl. 13 - IV Serie Speciale del 17/2/1998
Iscritta all'Albo Speciale delle società di revisione
Consob al progressivo n. 2 delibera n.10831 del 16/7/1997

A member firm of Ernst & Young Global Limited

Sede sociale in San Donato Milanese (MI)
Via Martiri di Cefalonia, 67
Sedi secondarie:
Cortemaggiore (PC) - Via Enrico Mattei, 20



saipem

saipem Società per Azioni
Capitale Sociale euro 441.410.900 i.v.
Codice Fiscale e Numero di Iscrizione al Registro
delle Imprese di Milano n. 00825790157

Informazioni per gli Azionisti
Saipem SpA, Via Martiri di Cefalonia, 67 - 20097
San Donato Milanese (MI)

Relazioni con gli investitori istituzionali
e con gli analisti finanziari
Fax +39-0252054295
e-mail: investor.relations@saipem.eni.it

Pubblicazioni
Relazione Finanziaria Annuale (in italiano)
redatta ai sensi del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Annual Report (in inglese)

Relazione finanziaria semestrale consolidata
al 30 giugno (in italiano)
Interim Consolidated Report as of June 30
(in inglese)

Sustainability Report (in inglese)

Disponibili anche sul sito internet Saipem:
www.saipem.eni.it

Sito internet: www.saipem.eni.it
Centralino: +39-025201

Progetto grafico: Opera
Copertina: Inarea
Impaginazione e supervisione: Studio Joly Srl - Roma
Stampa: Impronta Grafica - Cantù

www.saipem.eni.it