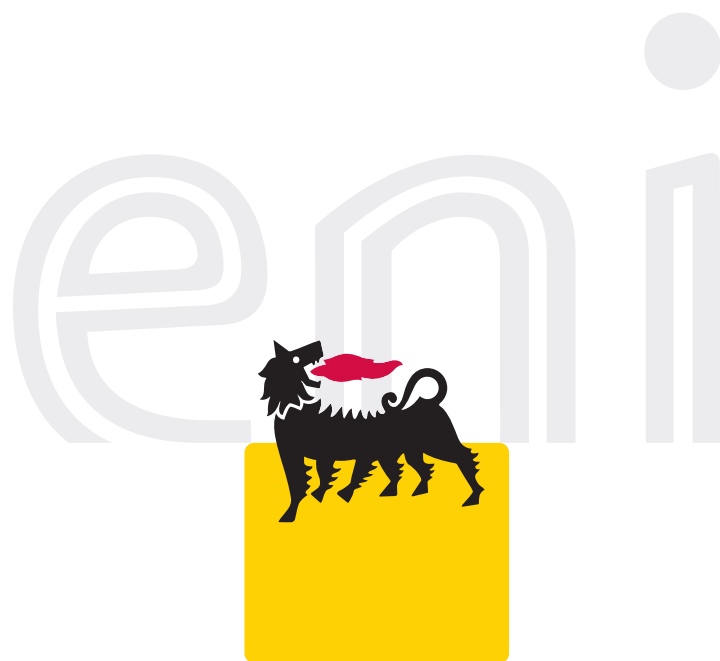


saipem



Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2009

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

AMERICHE

Argentina, 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, Libia, Marocco, Nigeria, Tunisia

MEDIO ORIENTE

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

ESTREMO ORIENTE E OCEANIA

Australia, Cina, India, Indonesia, Malaysia, Pakistan, 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

PricewaterhouseCoopers SpA

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



saipem

Relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2009

Sommario

Relazione e situazione contabile consolidata del Gruppo Saipem

	2	Risultati del semestre
	3	Struttura partecipativa del Gruppo Saipem
Relazione intermedia sull'andamento della 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
	23	Onshore
	27	Drilling Offshore
	29	Drilling Onshore
	32	Commento ai risultati economico-finanziari
	32	Risultati economici
	36	Situazione patrimoniale e finanziaria
	39	Prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di periodo di Saipem SpA con quelli consolidati
	42	Attività di ricerca e sviluppo
	45	Qualità, salute, sicurezza, ambiente
	49	Sostenibilità
	51	Risorse umane
	54	Sistema informativo
	56	Gestione dei rischi d'impresa
	60	Altre informazioni
	60	Acquisto di azioni proprie
	60	Regolamento mercati
	61	Informativa sulle parti correlate
	61	Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura del semestre
	61	Evoluzione prevedibile della gestione
	63	Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori
Bilancio consolidato semestrale abbreviato		
	68	Schemi di Bilancio
	74	Criteri di redazione
	75	Utilizzo di stime contabili
	75	Principi contabili di recente emanazione
	76	Area di consolidamento
	84	Variazioni dell'area di consolidamento
	85	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	118	
Relazione della Società di revisione	119	

Risultati del semestre

Nel primo semestre 2009 il Gruppo Saipem ha conseguito risultati superiori al corrispondente periodo del 2008.

In particolare

I ricavi ammontano a 5.158 milioni di euro (4.619 milioni di euro nel corrispondente semestre 2008).

L'utile operativo ammonta a 582 milioni di euro (492 milioni di euro nel corrispondente semestre 2008).

L'utile netto adjusted ammonta a 374 milioni di euro (321 milioni di euro nel corrispondente semestre 2008).

L'utile netto ammonta a 374 milioni di euro (501 milioni di euro nel corrispondente semestre 2008, grazie alla plusvalenza netta di 180 milioni di euro realizzata sulla vendita di una partecipazione).

Il cash flow adjusted (utile netto adjusted più ammortamenti) ammonta a 594 milioni di euro (484 milioni di euro nel corrispondente semestre 2008).

Il settore Offshore ha espresso il 42% dei ricavi e il 54% dei margini complessivi; l'Onshore il 47% dei ricavi e il 24% dei margini; il Drilling Offshore il 6% dei ricavi e il 17% dei margini e il Drilling Onshore il 5% dei ricavi e il 5% dei margini.

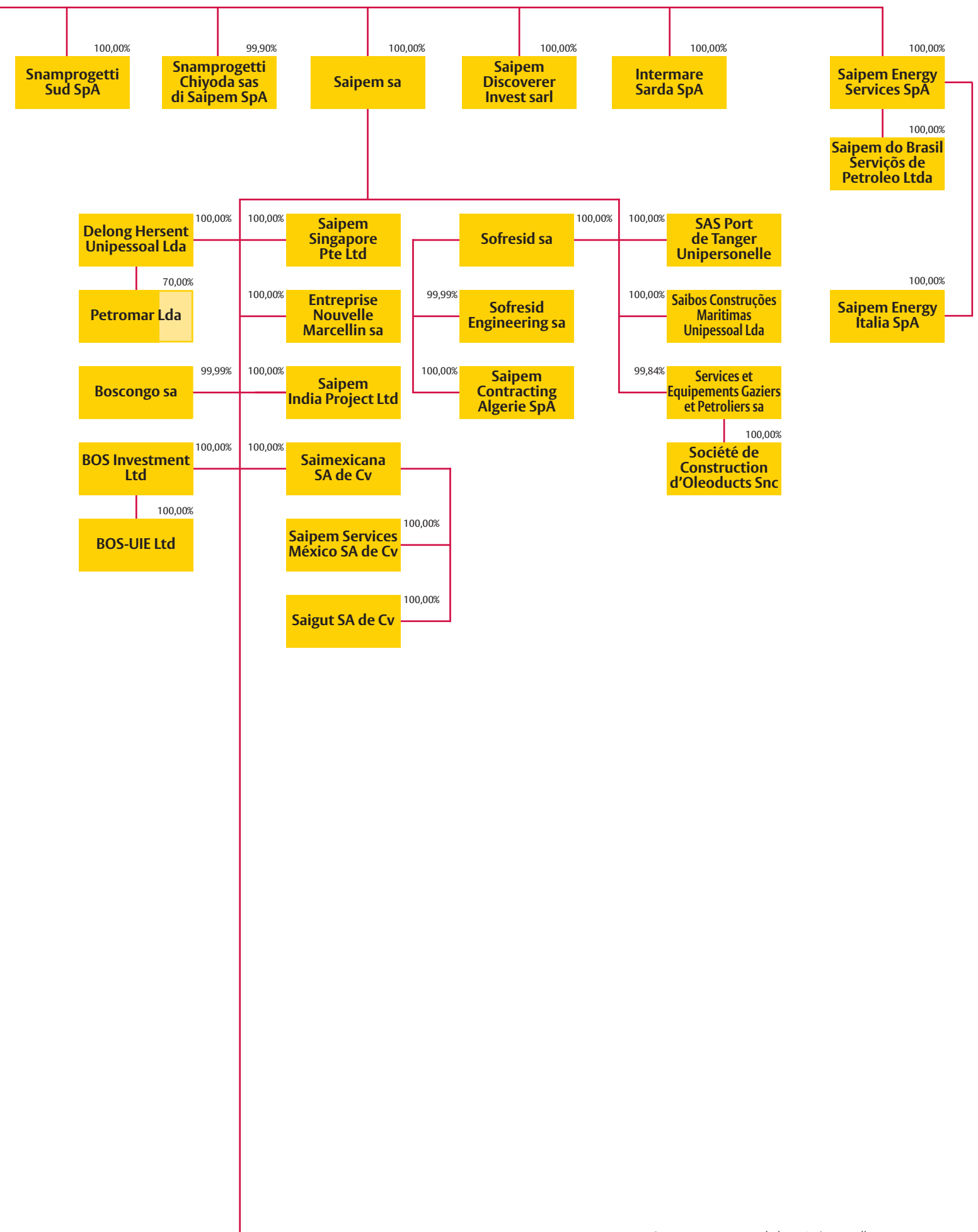
L'indebitamento finanziario netto si attesta a fine giugno a 2.751 milioni di euro (2.032 milioni di euro al 31 dicembre 2008), a seguito della distribuzione dei dividendi, degli investimenti realizzati nel periodo, nonché della correzione del capitale circolante.

Nel semestre sono da segnalare i seguenti fatti di particolare importanza:

- sono proseguite le attività di investimento e in particolare quelle relative alle nuove piattaforme sommergibili Scarabeo 8 e Scarabeo 9, alla nuova nave di perforazione per acque ultra profonde Saipem 12000, a un nuovo pipelayer e alla nave Saipem FDS 2 per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde;
- sono stati acquisiti nuovi ordini, al netto della riduzione di importi di contratti già in portafoglio, per complessivi 5.068 milioni di euro; il portafoglio ordini al 30 giugno 2009 ammonta a 19.015 milioni di euro, molto vicino ai livelli record di fine 2008.

Gli ottimi risultati del primo semestre 2009, derivanti prevalentemente da contratti acquisiti in una fase di mercato molto positiva ed eseguiti con buona efficienza operativa, confermano che il modello industriale Saipem, caratterizzato da asset tecnologicamente all'avanguardia, da distintive competenze ingegneristiche e di project management e da un forte radicamento locale, assicura un posizionamento competitivo di eccellenza sia per la fornitura di servizi specialistici che per la realizzazione di progetti "chiavi in mano" in aree di frontiera.

Struttura partecipativa del Gruppo Saipem



Sono rappresentate solo le società controllate



Relazione intermedia sull'andamento della gestione

Nota sull'andamento del titolo Saipem SpA

Nel primo semestre 2009, la quotazione delle azioni ordinarie Saipem presso la Borsa Italiana ha registrato un incremento del 47%, raggiungendo al 30 giugno 2009 il prezzo di 17,47 euro, a fronte del valore di 11,92 euro di fine 2008.

In data 21 maggio 2009 è stato distribuito un dividendo di 0,55 euro per azione, superiore del 25% rispetto a quello pagato l'anno precedente (0,44 euro per azione).

Il contesto di mercato, che aveva caratterizzato negativamente l'ultima parte del 2008, ha continuato a pesare sull'andamento del settore "oil services" anche nel corso del primo trimestre 2009, durante il quale l'incertezza generata dalla crisi finanziaria e la forte volatilità del prezzo del petrolio hanno spinto il titolo Saipem a toccare a fine gennaio il minimo dell'anno a quota 10,78 euro. Durante questa fase congiunturale negativa, la Società è stata comunque in grado di mantenere il portafoglio ordini sui livelli record conseguiti l'anno precedente, anche grazie all'esposizione su mercati che hanno risentito meno degli effetti negativi della contrazione della domanda. Di ciò ha beneficiato, a partire dal secondo trimestre, l'andamento del titolo Saipem, sostenuto da un quadro di riferimento migliorato e caratterizzato da aspettative di un allentamento delle tensioni sui mercati e di una ripresa della domanda di idrocarburi; il titolo ha infatti mostrato un trend di crescita pressoché costante nel resto del semestre, raggiungendo il massi-

mo di periodo ai primi di giugno a 19,34 euro, per poi chiudere il semestre sui livelli leggermente inferiori.

Nell'arco dei primi sei mesi dell'anno il titolo Saipem ha sovraperformato di oltre il 50% l'indice di Borsa Italiana FTSE MIB che ha chiuso il periodo in calo del 2%.

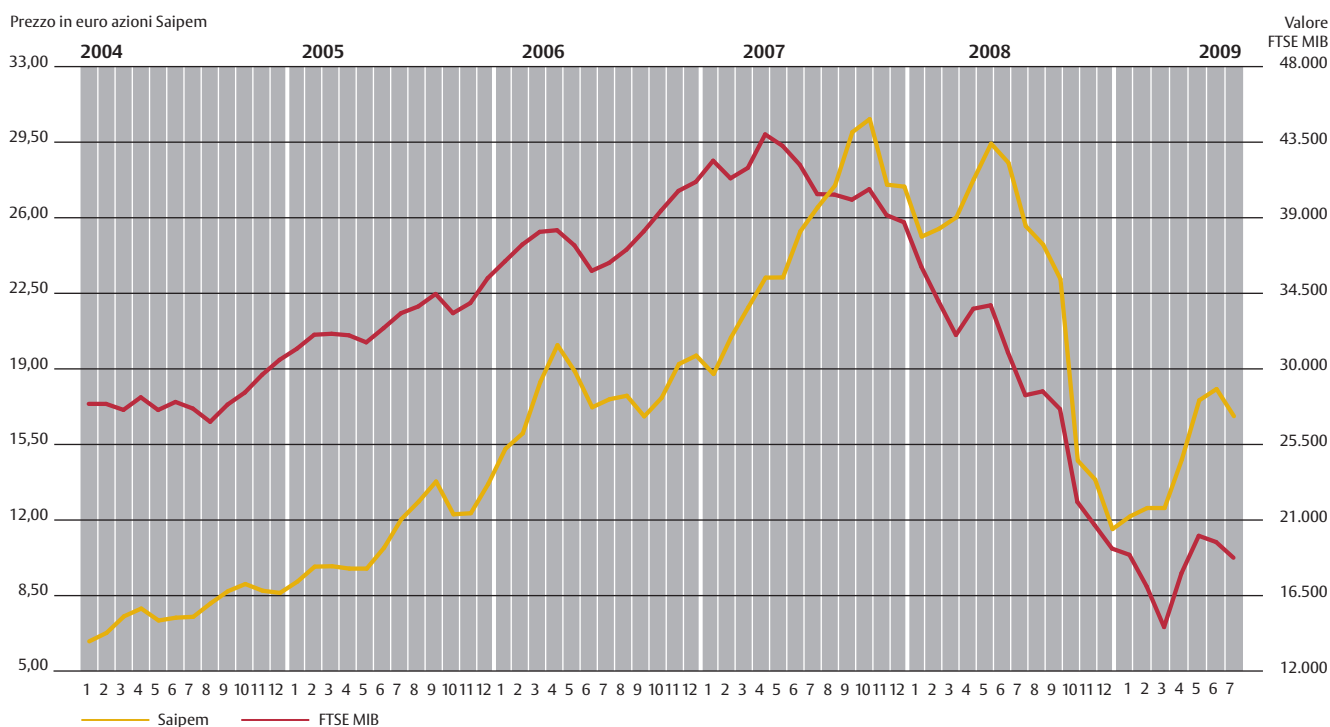
La capitalizzazione di mercato della Società a fine giugno ha raggiunto un valore di circa 7,7 miliardi di euro, superiore di circa 2,5 miliardi di euro a quella raggiunta a fine 2008.

In termini di liquidità, le azioni trattate nel semestre sono state 514 milioni circa, leggermente in calo rispetto al corrispondente periodo del 2008 (518 milioni circa), e con una media giornaliera di periodo che si attesta sopra i 4 milioni di titoli scambiati. Il controvalore degli scambi ha superato i 7,5 miliardi di euro, contro i circa 13 miliardi di euro del primo semestre 2008.

Per quanto riguarda l'andamento delle azioni di risparmio, convertibili alla pari in azioni ordinarie, e di ammontare trascurabile (145.448 a fine giugno 2009), si è registrato un aumento della quotazione del 7% passando da 16,82 euro di fine anno 2008 a 18 euro di fine giugno 2009. Il dividendo distribuito relativo alle azioni di risparmio è stato di 0,58 euro per azione (0,47 euro nell'esercizio precedente), con un incremento del 23%.

Quotazioni alla Borsa Valori di Milano					1° semestre 2009
(euro)	2005	2006	2007	2008	
Azioni ordinarie:					
- massima	14,34	21,14	31,56	30,44	19,34
- minima	8,69	13,79	18,32	10,29	10,78
- media	11,40	17,85	24,72	23,19	14,66
- fine periodo	13,79	19,71	27,30	11,92	17,47
Azioni di risparmio:					
- massima	15,52	21,50	41,50	30,05	18,50
- minima	8,74	14,42	19,10	16,82	14,85
- media	11,95	18,24	26,97	26,43	16,50
- fine periodo	15,00	19,62	28,50	16,82	18,00

Saipem e FTSE MIB - Valori medi mensili gennaio 2004-luglio 2009



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.

Margine di attività: risultato operativo prima delle spese generali.

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.

Dynamic 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.

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 sfilava 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 Liquefatto, 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.

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.

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.

Surf 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 2009 ammontano a 5.068 milioni di euro (5.471 milioni di euro nel corrispondente periodo del 2008). Delle acquisizioni complessive, il 37% riguarda l'attività Offshore, il 46% l'attività Onshore, il 10% il Drilling Onshore e il 7% il Drilling Offshore.

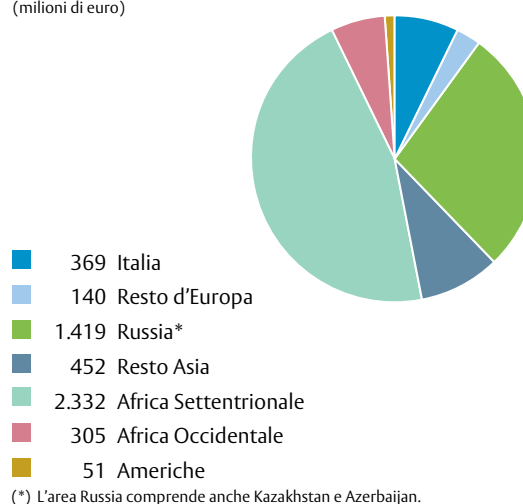
Le acquisizioni all'estero hanno rappresentato il 93% del totale e le acquisizioni di contratti da imprese del Gruppo Eni il 29%. Infine le acquisizioni della Capogruppo Saipem SpA sono state il 46% di quelle complessive.

Il portafoglio ordini residuo al 30 giugno ha raggiunto il livello di 19.015 milioni di euro.

Per quanto riguarda l'articolazione per settori di attività, il 23% 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 2009

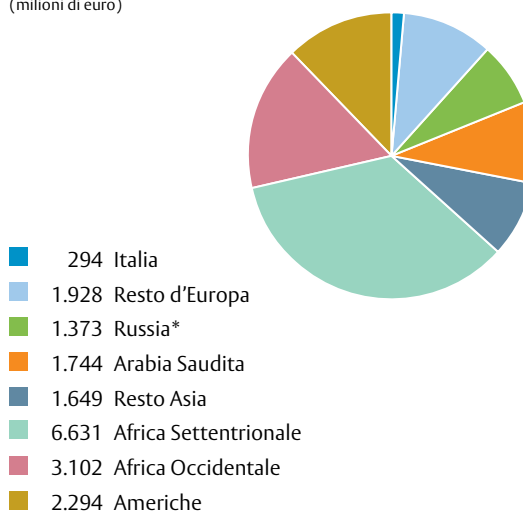
Esercizio 2008			(milioni di euro)		Primo semestre 2008		Primo semestre 2009	
Importi	%		Importi	%	Importi	%		
5.935	43	Saipem SpA	1.808	33	2.319	46		
7.925	57	Imprese del Gruppo	3.663	67	2.749	54		
13.860	100	Totale	5.471	100	5.068	100		
4.381	32	Offshore	3.419	63	1.864	37		
7.522	54	Onshore	1.055	19	2.340	46		
760	5	Drilling Offshore	213	4	331	7		
1.197	9	Drilling Onshore	784	14	533	10		
13.860	100	Totale	5.471	100	5.068	100		
831	6	Italia	455	8	369	7		
13.029	94	Estero	5.016	92	4.699	93		
13.860	100	Totale	5.471	100	5.068	100		
540	4	Gruppo Eni	62	1	1.478	29		
13.320	96	Terzi	5.409	99	3.590	71		
13.860	100	Totale	5.471	100	5.068	100		

vità Offshore, il 48% all'attività Onshore, il 20% al Drilling Offshore e il 9% al Drilling Onshore.

Il 98% degli ordini è da eseguirsi all'estero, mentre quelli verso le imprese del Gruppo Eni rappresentano il 18% del portafoglio totale. Infine la Capogruppo Saipem SpA ha in carico il 53% 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 2009

31.12.2008		(milioni di euro)		30.06.2008		30.06.2009	
Importi	%			Importi	%	Importi	%
9.453	49	Saipem SpA		5.139	32	9.989	53
9.652	51	Imprese del Gruppo		11.052	68	9.026	47
19.105	100	Totale		16.191	100	19.015	100
4.682	24	Offshore		5.842	36	4.349	23
9.201	48	Onshore		5.616	35	9.135	48
3.759	20	Drilling Offshore		3.446	21	3.804	20
1.463	8	Drilling Onshore		1.287	8	1.727	9
19.105	100	Totale		16.191	100	19.015	100
435	2	Italia		731	5	294	2
18.670	98	Estero		15.460	95	18.721	98
19.105	100	Totale		16.191	100	19.015	100
2.548	13	Gruppo Eni		2.724	17	3.391	18
16.557	87	Terzi		13.467	83	15.624	82
19.105	100	Totale		16.191	100	19.015	100

GLI INVESTIMENTI

Gli **investimenti tecnici** effettuati nel corso del primo semestre 2009 ammontano a 880 milioni di euro (979 milioni di euro nel primo semestre 2008) e hanno principalmente riguardato:

- per l'Offshore 367 milioni di euro relativi principalmente all'acquisto del lay barge Piper, ai lavori di costruzione e approntamento di un nuovo pipelayer e di un field development ship per acque profonde, alla costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per il Drilling Offshore 403 milioni di euro relativi principalmente ai lavori di approntamento di due piat-

taforme semisommersibili, di una nave di perforazione per acque ultra profonde e di un jack-up, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;

- per il Drilling Onshore 97 milioni di euro relativi principalmente all'upgrading e alla costruzione di tre rig;
- per l'Onshore 13 milioni di euro relativi al mantenimento e upgrading dell'asset base.

In sintesi, gli investimenti del primo semestre 2009 presentano la seguente articolazione:

Investimenti				
Esercizio 2008		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
219	Saipem SpA		26	83
1.825	Imprese del Gruppo		953	797
2.044	Totale		979	880
763	Offshore		385	367
60	Onshore		33	13
796	Drilling Offshore		449	403
425	Drilling Onshore		112	97
2.044	Totale		979	880
1.854	Investimenti tecnici		850	855
190	FPSO		129	25
2.044	Totale		979	880

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 semisommergibili 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 consenti-

to 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.

Il contesto di mercato

La crisi economica globale ha influenzato l'attività Offshore nel corso del primo semestre 2009, che è risultata più debole rispetto alle previsioni dello scorso anno. La restrizione del credito e la caduta dei prezzi petroliferi hanno inciso negativamente soprattutto sull'attività degli operatori con poca esperienza, con deboli cash flow e fortemente indebitati, per lo più localizzati in Asia-Pacifico.

Mentre prima della crisi la priorità operativa era il rapido sviluppo dei progetti (time-to-market), con il peggioramento del contesto economico le compagnie petrolifere si sono fortemente concentrate sul contenimento dei costi. Come conseguenza, la realizzazione di numerosi progetti è stata rinviata e alcuni progetti fast-track sono stati annullati.

È tuttavia opinione diffusa che la maggioranza dei progetti di media e grande dimensione – soprattutto in deepwater – vengano poco influenzati dalla crisi economica, essendo sanzionati sulla base di motivazioni di lungo periodo. Inoltre i fondamentali dell'industria offshore continuano a essere positivi.

La crisi finanziaria ha influito sull'attività del settore degli FPSO e dei relativi progetti URF (Umbilicals, Flowlines and Risers) in modo evidente, provocando un arresto nell'assegnazione di nuovi contratti negli ultimi sei mesi. La restrizione del credito ha inciso maggiormente sugli operatori indipendenti, e specialmente su quelli con limitate risorse finanziarie, attivi nel comparto Leased FPSO. I problemi di liquidità sono stati amplificati dal-

l'aumento dei costi di cantiere per la conversione degli scafi.

Per i trattatisti il portafoglio ordini FPSO ha continuato a scendere, risultando inferiore del 36% rispetto al massimo del 2007 e raggiungendo i livelli più bassi dalla fine del 2005.

La crisi ha colpito severamente le nuove società che negli scorsi anni, attratte dagli alti prezzi petroliferi, si sono formate con lo scopo di costruire nuovi mezzi su base speculativa, provocandone il fallimento, l'uscita dal mercato o l'urgente necessità di rifinanziamento.

Segnali positivi sulle prospettive di uscita dalla congiuntura sfavorevole giungono tuttavia dal numero di progetti in fase di offerta e di progetti potenziali, che è aumentato rispetto allo scorso anno.

Nel comparto delle condotte di largo diametro è continuata la fase di debolezza che lo ha contraddistinto negli ultimi due anni, in cui non sono state posate linee di grande lunghezza. L'attività permane su bassi livelli soprattutto nel Mare del Nord e in Asia-Pacifico.

Già dal prossimo anno è tuttavia prevista una forte ripresa, sulla base dei progetti già sanzionati come il Nord Stream.

Nel settore degli sviluppi sottomarini si è registrata una sostenuta attività di installazione di pozzi satellite, con le relative strutture di completamento, nelle aree offshore più mature come il Mare del Nord.

Nel Golfo del Messico l'attività è cresciuta rispetto al 2008 sia per lo sviluppo di campi satellite sia per l'attività SURF legata all'entrata in produzione di grandi giacimenti, come Thunder Horse, Shenzi e Tahiti, situati in alte profondità.

In questo segmento delle alte profondità l'attività è risultata in crescita anche in Brasile, sostenuta dai progetti correlati alla installazione di FPSO.

Anche il settore delle piattaforme fisse non sembra aver risentito in modo significativo della crisi, dando ulteriori segni di crescita rispetto al 2008, anno in cui si è registrato un significativo aumento degli investimenti. Il buon livello di attività globale ha avuto come eccezione l'Asia-Pacifico, che anche in questo settore sembra l'area più esposta alla congiuntura. È da segnalare la ripresa dell'attività di installazione nel Mare del Nord che nel 2008 aveva subito una battuta d'arresto.

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, mentre il primo FSRU ancorato a banchina è stato installato nel corso del 2008 in Brasile.

La congiuntura ha influito negativamente soprattutto sui progetti destinati a soddisfare il mercato spot, mentre ha avuto effetti marginali sui progetti finalizzati a soddisfare importazioni di carattere strategico.

Dal lato della liquefazione offshore il peggioramento delle condizioni di mercato ha raffreddato l'interesse immediato delle compagnie per questo settore, che rimane comunque caratterizzato da prospettive positive nel medio termine.

Le acquisizioni

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

- per conto Agip KCO, il progetto Hook Up and Commissioning, in Kazakhstan, nell'ambito della fase sperimentale dello sviluppo del giacimento Kashagan. I lavori riguardano la connessione e messa in opera delle strutture a mare e la prefabbricazione e il completamento di moduli da svolgersi presso il cantiere di Kuryk in Kazakhstan. Il contratto è stato assegnato in partnership con Aker Solutions;

- per conto Premier Oil Natuna Sea BV, il progetto, di tipo EPIC (Engineering, Procurement, Installation, Construction), Gajah Baru, 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. Il contratto è stato assegnato in consorzio di cui Saipem è leader con PT SMOE Indonesia.

Gli investimenti

Tra gli investimenti più significativi sono da segnalare:

- il proseguimento delle attività di investimento relative a un nuovo pipelayer, CastorOne, nave posatubi a posizionamento dinamico idonea per la posa di condotte di grande diametro in climi artici e in acque profonde;
- il proseguimento delle attività previste dalla programmazione del progetto Kashagan, in Kazakistan, per conto Agip KCO;
- il proseguimento delle attività di investimento relative alla nuova nave Saipem FDS 2 idonea per lo sviluppo di giacimenti in acque profonde;
- il proseguimento dell'attività di costruzione di un nuovo mezzo di supporto per attività sottomarine;
- il potenziamento delle strutture operative in West Africa e Arabia Saudita;
- il proseguimento delle attività di investimento per la realizzazione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia;
- gli interventi di miglioramento e integrazione eseguiti sui principali mezzi della flotta;
- l'acquisto del lay barge Piper.

Le realizzazioni

L'attività nel corso del primo semestre 2009 è consistita nella posa di 673 chilometri di condotte e nell'installazione di 31.262 tonnellate di impianti.

Di seguito si riportano i maggiori progetti.

Nell'Alto Adriatico sono iniziate le attività di ingegneria e preparazione relative alle campagne di lavori offshore 2009 nell'ambito dell'**Accordo Quadro** firmato nell'anno per conto InAgip doo ed Eni Exploration & Production. Sempre in Adriatico sono terminate le attività relative al progetto **Adriatic LNG**, per conto Terminale GNL Adriatico, che prevedeva la posa di un gasdotto, a Porto Levante, che collega un rigassificatore con la rete di

distribuzione nazionale, nonché la posa di un cavo di fibre ottiche di collegamento del rigassificatore con la terraferma; i lavori di installazione necessari sono stati eseguiti dal mezzo S355.

Inoltre nel Mar Mediterraneo Saipem ha svolto le seguenti attività:

- sono terminate le attività di collaudo e pre-commissioning nell'ambito del progetto, di tipo EPIC, **Medgaz**, per conto Medgaz, che prevedeva l'installazione di un sistema di condotte sottomarine che consentirà il trasporto del gas naturale dall'Algeria alla Spagna attraverso il Mar Mediterraneo; i lavori sono stati eseguiti mediante l'utilizzo del pontone semisommersibile autopropulso S7000, del pontone posatubi semisommersibile Castoro Sei e della nave posatubi Crawler;
- sono state completate le attività di posa della condotta 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;
- sono state completate le attività di posa, post trenching e i collaudi relativi al progetto **Balearic**, per conto Enagas, in Spagna, che prevedeva le attività di project management, ingegneria, trasporto e installazione di due condotte per il trasporto gas che collegano, rispettivamente, la Spagna a Ibiza e Ibiza a Mallorca; i lavori sono stati eseguiti mediante l'utilizzo del pontone posatubi semisommersibile Castoro Sei e della nave posatubi Crawler;
- sono terminate le attività di costruzione della struttura e il rivestimento dei tubi di linea e sono iniziate le attività di installazione relative al progetto, di tipo EPIC, **Sequoia**, per conto Burullus Gas Co, in Egitto, che prevede 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 completate le attività di ingegneria di dettaglio e procurement relative al progetto **Sabratha**, per conto Mellitah Oil & Gas, in Libia, che prevede modifiche da effettuare sulla piattaforma di Sabratha, finalizzate a incrementare la capacità produttiva.

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 termina-

te le attività per la realizzazione di un nuovo cantiere di costruzione a Damman, dove sono in corso le attività di costruzione delle piattaforme che verranno installate nei prossimi anni; sono inoltre in piena fase di sviluppo le attività di ingegneria e i lavori preparatori per l'installazione di un gasdotto e varie flowline.

In Estremo Oriente sono state eseguite le seguenti attività:

- sono terminati i lavori di posa relativi al progetto **Ledong**, per conto COOEC, che prevedeva il trasporto e l'installazione di un jacket nel giacimento di Ledong, in Cina; le attività di posa sono state eseguite mediante l'utilizzo del pontone Semac 1;
- sono state completate le attività relative al progetto **North Belut**, per conto ConocoPhillips, in Indonesia, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto e installazione dei topside di una piattaforma di processo; la piattaforma, la più pesante mai installata in acque indonesiane, è stata installata con il sistema di posizionamento denominato "floatover";
- sono in corso le attività di ingegneria e preparatorie nell'ambito del progetto, di tipo EPIC, per conto Premier Oil Natuna Sea BV, **Gajah Baru**, 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. Il contratto viene eseguito in consorzio di cui Saipem è leader con PT SMOE Indonesia;
- sono in corso i lavori offshore relativi al progetto **Bohai Bay Development**, per conto COOEC, in Cina, che prevede le attività di ingegneria, project management e l'installazione di nove sealine e un pipe-in-pipe nella baia di Bohai;
- sono in corso i lavori offshore nell'ambito del progetto **Pearl**, per conto PTSC, in Vietnam, che prevede le attività di ingegneria e installazione di una piattaforma e di due pipeline;
- sono in corso le attività di ingegneria e di project management 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 Australia sono state eseguite le seguenti attività:

- sono continuate le attività di installazione, mediante l'utilizzo della nave posatubi Castoro Otto, relative al progetto **Blacktip**, per conto Eni Australia Ltd, che pre-

vede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione, installazione e messa in opera della piattaforma di produzione e del sistema di condotte sottomarine per il trasporto a terra degli idrocarburi.

In Africa Occidentale sono state svolte le seguenti attività:

- è stato completato il progetto, di tipo EPIC, **AKPO**, in Nigeria, per conto Total Upstream Nigeria Ltd, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, costruzione, installazione e messa in servizio di condotte sottomarine, ombelicali e riser, nonché la costruzione di un terminale di caricamento olio, l'installazione del sistema di ancoraggio della nave FPSO e la posa di un gasdotto tra la stessa FPSO e la piattaforma Amenam AMP2. Il completamento delle condotte e l'installazione dei riser e dei relativi spool è stata eseguita mediante l'utilizzo della nave Saipem FDS;
- è stato completato il progetto, di tipo EPIC, **Awa Paloukou**, per conto Eni Congo SA, in Congo, che prevedeva le attività di ingegneria, approvvigionamento, trasporto, installazione, hook up e pre-commissioning di una piattaforma, nonché la posa di un pipeline di collegamento della piattaforma al terminale Djeno. La posa è stata eseguita mediante l'utilizzo del pontone posatubi Castoro II;
- sono in corso le attività di fabbricazione 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 in corso i lavori offshore, mediante l'uso del pontone Saibos 230 e della nave sollevamento autopropulsa Saipem 3000, nell'ambito del progetto **FARM**, per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd, in Angola, che prevede la fabbricazione di dieci fiaccole e gli interventi su quattordici piattaforme allo scopo di modificare i sistemi di combustione e scarico dei gas nel Blocco 0, situato nel mare antistante la provincia di Cabinda;
- sono terminate le attività offshore relative al progetto **Malongo Oil Export**, per conto Cabinda Gulf Oil Co Ltd, in Angola, che prevede le attività di project management, ingegneria, trasporto e installazione di una condotta;
- sono in corso le attività 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 in corso 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**, per conto Total E&P Angola, che prevede la realizzazione e la messa in opera di una piattaforma nel Blocco 2, in Angola;
 - sono in corso le attività del progetto, di tipo EPIC, **Libondo Platform LB1 and associated pipelines**, per conto Total E&P Congo, in Congo, che prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento, fabbricazione e installazione di due condotte sottomarine, di due cavi sottomarini e l'installazione di una piattaforma.

Nel Mare del Nord, e con l'impiego del Castoro Sei e altri mezzi di appoggio, sono in corso le attività di posa, nell'ambito del progetto **Gjoa Development**, per conto Statoil Hydro Petroleum AS, che prevede l'installazione di una condotta per il trasporto olio e una condotta per il trasporto gas.

Sono inoltre continuate le attività preparatorie relative al progetto **Nord Stream**, per conto Nord Stream AG (joint venture internazionale composta da Gazprom, BASF/Wintershall, E.ON Ruhrgas e NV Nederlandse Gasunie), che prevede 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 sono continuate le attività di installazione, che hanno visto impegnato il Saipem 7000, relative al:

- progetto **Frigg and MCP-01 Decommissioning**, per conto AKOP (Aker Kvaerner Offshore Partners), che prevede la rimozione e il trasporto di un jacket e sette

piattaforme installate presso i giacimenti gas Frigg e MCP-01, in acque inglesi e norvegesi;

- 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;
- progetto **Ormen Lange**, per conto Statoil Hydro Petroleum AS, che prevede l'installazione di una template (Template D) e altre strutture sottomarine nel campo Ormen Lange Southern, in Norvegia.

In Azerbaijan, per conto BP Exploration (Caspian Sea) Ltd, sono continuate le attività, nell'ambito del nuovo progetto **Underwater Service Contract Long Term Agreement**, 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 **Kashagan Trunkline and Production Flowlines**. Il contratto prevede le attività di ingegneria, approvvigionamento di materiali, rivestimento, posa e messa in servizio di condotte, cavi in fibra ottica e ombelicali. Le condotte sono state fornite dal Cliente;
- sono continuate le attività previste dalla programmazione 2009 fornita dal Cliente nell'ambito del progetto **Kashagan Piles and Flares**. Il contratto prevede la fabbricazione, l'assemblaggio, il trasporto e l'installazione di pali, fiaccole e sedici imbarcazioni destinate a contenere i moduli degli impianti; il contratto comprende inoltre l'approvvigionamento, la fabbricazione e l'installazione delle relative strutture di ormeggio e di protezione;
- nell'ambito del contratto per il progetto **Kashagan Hook Up and Commissioning**, per conto Agip KCO, sono continuate le attività iniziate con il contratto preliminare nel 2008; il contratto, in consorzio con Aker, 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 Kazakhstan.

In Sud America sono state svolte le seguenti attività:

- sono in corso le attività di ingegneria di progetto 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 in corso le attività di ingegneria, approvvigionamento e fabbricazione 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 galleggiante (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 semestre hanno operato inoltre:

- 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 cinque 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.

Nel corso del semestre sono inoltre proseguite, in Italia, le attività relative ai **servizi di manutenzione** degli impianti di produzione oil and gas per conto Eni Divisione Exploration & Production.

Mezzi navali al 30 giugno 2009

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 ⁽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 1.800 tonnellate.
Ersai 2 ⁽¹⁾	Pontone con gru fissa per sollevamento di strutture fino a 200 tonnellate.
Ersai 3 ⁽¹⁾	Pontone propulso utilizzato come mezzo di appoggio con magazzino e uffici per 50 persone.
Ersai 400 ⁽¹⁾	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.
Saibos 103	Bettolina da carico leggero in coperta.
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.

(1) Di proprietà della joint company, a gestione Saipem, ER SAI Caspian Contractor Llc.

ONSHORE

Quadro generale

Nel settore Onshore il Gruppo Saipem focalizza la propria attività nell'esecuzione di progetti di elevate dimensioni e particolarmente complessi 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 approvvigionamento, di project management e di costruzione per l'industria petrolifera. Particolarmente rilevante è l'attenzione dedicata al contenuto locale nella realizzazione dei progetti, soprattutto in aree come Nord Africa, Medio Oriente e Africa Occidentale.

Nel segmento Onshore Saipem ha raggiunto un'indiscussa posizione di vertice sia nel settore upstream (specialmente in Nord Africa e Medio Oriente) che nel settore dei trasporti e trasformazione di idrocarburi (midstream e downstream). Le aree presidiate stabilmente e in cui è esercitata un'attività continuativa sono la Penisola Arabica, il Nord Africa e l'Africa Occidentale, l'Europa, la Russia, il Kazakhstan e il subcontinente indiano (Pakistan).

Il contesto di mercato

Nel corso della prima parte del 2009 il settore energetico, al pari di tutti gli altri settori, è stato affetto dal peggioramento della situazione economica a livello mondiale, in conseguenza della crisi finanziaria manifestatasi sui mercati a partire dalla seconda metà del 2008. Il quadro dei fondamentali del mercato a oggi resta ancora segnato da incertezza. La contrazione della domanda mondiale di petrolio e la relativa discesa dei prezzi ha causato la cancellazione o lo spostamento dei progetti meno redditizi e particolarmente complessi (Canada) o localizzati in aree produttrici caratterizzate da forti ten-

sioni geopolitiche che ne ostacolano lo sviluppo (Venezuela, Iran) o nelle quali una parte significativa della ricchezza nazionale è legata ai ricavi derivati dalla produzione di idrocarburi e i cui budget sono oggi in dubbio (Russia, Arabia Saudita). Inoltre, la crescita repentina della capacità produttiva di petrolio disponibile (spare capacity) ha contribuito al rinvio dello sviluppo di alcuni progetti anche in aree produttive più tradizionali (Medio Oriente).

Un discreto numero di società petrolifere ha annunciato tagli nei propri investimenti nel settore upstream. Questo fenomeno ha tuttavia interessato in modo particolare gli operatori minori, a causa della ridotta disponibilità di risorse finanziarie proprie e della crescente difficoltà a reperirne di nuove sul mercato. In controtendenza alcune delle principali compagnie nazionali (National Oil Company) hanno invece incrementato i propri budget di spesa.

Lo scenario a breve termine per il settore del gas naturale liquefatto (GNL) si è deteriorato a causa del rallentamento della crescita della domanda e, soprattutto, del forte incremento di offerta proveniente dai quattordici nuovi treni di GNL in costruzione e che entreranno in funzione tra il 2009 e il 2013. A causa della difficile situazione economica e finanziaria, durante i prossimi mesi diversi nuovi progetti potrebbero incontrare difficoltà per la decisione finale di investimento. In ogni caso, a oggi vi sono progetti pianificati a medio termine per oltre 70 miliardi di dollari (inclusi i terminali di rigassificazione), concentrati particolarmente in Oceania (Australia e Papua Nuova Guinea), Nigeria, Russia e Angola. Nel corso degli ultimi mesi sono stati assegnati vari contratti per l'ingegneria (FEED) di questi progetti che lasciano supporre un nuovo probabile ciclo di investimenti a partire dal 2010-2011.

Gli investimenti nelle condotte di trasporto di olio e gas naturale risentono, oltre che della minor crescita della

domanda, di problemi connessi principalmente a fattori geopolitici e/o di difficoltà di autorizzazione, soprattutto per le linee trans-nazionali. La maggior spinta alla realizzazione di questi progetti deriva essenzialmente dalla necessità di trasporto, soprattutto di gas naturale, dalle nuove aree di produzione verso i Paesi a maggior crescita di consumo, come testimoniato dai progetti di nuove condotte assegnati nel primo semestre 2009 negli Stati Uniti, India e Cina. Nel medio termine vi sono numerosi progetti in fase di assegnazione e riguardano soprattutto Nord America, Cina, Russia, India e Asia Centrale. In Europa, il sempre maggior utilizzo di gas come fonte energetica, unito alla necessità di diversificare le fonti di approvvigionamento tradizionali, sostengono lo sviluppo di nuove tratte (South Stream, Nabucco, Turchia-Grecia, Galsi).

Nel settore della raffinazione l'attuale situazione di sovracapacità produttiva sembra sia destinata a perdurare anche nei prossimi anni. Nonostante ciò, nel corso del primo semestre 2009, sono stati assegnati contratti per la costruzione di nuove raffinerie o espansioni in India e Cina mentre negli Stati Uniti e in Europa continuano i progetti volti al miglioramento della capacità di conversione. In futuro proseguirà l'espansione della capacità di raffinazione in aree a elevata crescita, sia per soddisfare l'aumento della domanda interna (Cina, India, Brasile) che per valorizzare meglio le proprie risorse (Medio Oriente, Nord Africa), a scapito delle aree produttive più tradizionali (Nord America, Europa). Nella maggior parte dei casi i promotori di queste nuove iniziative sono soprattutto società nazionali con le quali opera tradizionalmente Saipem.

Anche nell'ambito del settore petrolchimico e della valorizzazione del gas naturale molti progetti sono stati rinviati o sospesi in attesa di una consistente ripresa della domanda. Le maggiori probabilità di realizzazione di nuovi impianti restano appannaggio dei Paesi che presentano vantaggi considerevoli a livello di costo dell'alimentazione (Medio Oriente, Nord Africa), o che servono mercati geografici molto forti (Asia). Sono naturalmente favoriti i progetti promossi dalle maggiori società petrolifere (nazionali e internazionali) che soffrono di minori problemi di liquidità finanziaria rispetto alle società chimiche pure o private.

Le acquisizioni

Le acquisizioni più significative nel corso del primo semestre 2009 sono relative ai seguenti lavori:

- per conto di una joint venture Eni-Sonatrach, il contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), in Algeria, 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;

- per conto Sonatrach, il contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), in Algeria, 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;
- per conto Sonatrach, il contratto, di tipo EPC (Engineering, Procurement, Construction), in Algeria, 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.

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 in Nigeria e in Algeria.

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

Le realizzazioni

L'attività svolta nell'ambito Onshore ha riguardato la posa di 484 chilometri di condotte di vario diametro e l'installazione di 26.523 tonnellate di impianti.

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

In Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco:

- sono in fase di completamento 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 Rijadh. Il contratto prevede 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 in fase di completamento le attività relative al progetto **Khurais Utilities e WIPS**, che è parte del programma di realizzazione del complesso di Khurais e prevede 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 in fase di completamento le attività relative al progetto **Qurayyah Seawater Treatment Plant**, che prevede 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.

In Qatar:

- sono in corso 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. Il contratto è stato assegnato in consorzio con Hyundai Engineering & Construction Co Ltd;
- 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 in corso le attività di ingegneria e approvvigionamento 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. Il contratto è stato acquisito in consorzio con la società Al Jaber e la joint venture paritaria tra Saipem e OTV.

Negli Emirati Arabi Uniti, per conto Gasco, sono in fase di completamento le attività relative al progetto, di tipo EPC, **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.

In Kuwait, per conto Kuwait Oil Co (KOC), sono in corso le attività relative al contratto, di tipo EPC, **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 compres-

sione e deidratazione del gas, che verrà destinato alla raffineria di Mina Al Armadi.

In Pakistan, per conto **Engro Chemical Pakistan Ltd (ECPL)**, è in fase di realizzazione 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:

- sono in corso le attività 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 in corso le attività 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;
- è in fase di realizzazione 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 realizzazione 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. Il contratto è stato assegnato in consorzio con Lead Contracting.

In Marocco sono in corso 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. Il contratto viene eseguito in consorzio con la società turca Tekfen.

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. Il contratto viene eseguito in consorzio di cui Saipem è leader con Desicon Engineering Ltd e Ponticelli;
- per conto Shell Petroleum Development Co, è in fase di realizzazione 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; il progetto viene svolto in joint venture paritetica con la società statunitense KBR;
- per conto Nigerian Agip Oil Co (NAOC), sono proseguite le attività di costruzione relativamente 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. Il contratto è stato acquisito in consorzio con Desicon Engineering Ltd;
- per conto Shell Petroleum Development Co of Nigeria (SPDC), sono proseguiti 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. Il contratto

è stato acquisito in consorzio con Desicon Engineering Ltd;

- per conto Shell Petroleum Development Co of Nigeria (SPDC), sono proseguiti 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. Il contratto è stato acquisito in consorzio con Desicon Engineering Ltd.

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

In Russia sono in fase di completamento le attività previste nell'ambito del progetto **Sakhalin II**, per conto Sakhalin Energy Ltd, relativo alla posa di condotte offshore e onshore e all'installazione di stazioni di compressione e pompaggio e di un terminale.

In Canada, per conto Canaport Lng, sono in fase di ultimazione le attività relative al progetto, di tipo EPC, **Canaport**, che prevede design, ingegneria, costruzione e messa in opera di un terminale di rigassificazione, comprese le infrastrutture per lo scarico delle metaniere, per il pompaggio, la vaporizzazione e la trasmissione del gas, oltre a due serbatoi di stoccaggio. È stata, inoltre, esercitata l'opzione per la realizzazione del terzo serbatoio LNG e dei sistemi di interconnessione. Il contratto viene eseguito in consorzio con la società canadese SNC-Lavalin.

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 India.

Tra i mezzi navali che costituiscono la flotta del Gruppo Saipem spiccano per le loro caratteristiche: il Saipem 10000, idoneo a operare in posizionamento dinamico su fondali fino a 3.000 metri; lo Scarabeo 7, mezzo semi-sommersibile 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 fase di incertezza del mercato Oil & Gas, conseguenza sia della crisi finanziaria scoppiata alla fine dell'estate 2008 e sia del calo del prezzo del petrolio, ha iniziato a influenzare, come previsto, il settore Drilling Offshore.

Durante i primi sei mesi del 2009 gli utilizzi hanno continuato a mantenersi su livelli piuttosto elevati nel settore di semisommersibili e delle drillship, mentre il segmento dei jack-up si è attestato sull'87%, in calo del 7% rispetto al 2008. Le rate di noleggio hanno registrato un trend calante, in modo particolare nel settore dei jack-up, che si conferma essere il più sensibile alle fluttuazioni del mercato. I fenomeni descritti hanno interessato tutte le principali aree geografiche senza significative eccezioni.

L'attività di costruzione di nuovi mezzi ha continuato a mantenersi su livelli rilevanti, grazie al significativo numero di mezzi ordinati durante la fase di espansione del mercato conclusasi verso la fine del 2008. A fine giugno 2009 si registrano 144 mezzi in fase di realizzazione od ordinati, di cui 84 per acque profonde e ultra profonde e 60 jack-up. Il numero di mezzi in fase di realizzazio-

ne, ma ancora senza contratto, risulta essere particolarmente significativo con riferimento soprattutto ai jack-up, a ulteriore conferma del momento di incertezza attraversato dal mercato.

Le acquisizioni

L'acquisizione più significativa nel periodo è relativa all'estensione del contratto di noleggio fino al quarto trimestre del 2014, della piattaforma semisommersibile Scarabeo 6, in Egitto, per conto Burullus Gas Co.

Gli investimenti

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

- 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;
- il proseguimento 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 del jack-up Perro Negro 6, presso il cantiere Labroy Offshore Shipyard a Batam (Indonesia);
- 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 33 pozzi per un totale di 78.387 metri perforati.

La nave di perforazione per alti fondali **Saipem 10000** ha operato per conto Total Exploration & Production Angola nell'ambito di un contratto biennale, rinnovato per un anno nel corso del 2008 in seguito all'esercizio della terza opzione.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 3** ha svolto l'attività di perforazione nell'offshore nigeriano per conto Addax Petroleum.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 4**, terminati i lavori di rimessa in classe, ha operato in Egitto, per conto IEOC, nell'ambito di un contratto valido fino a giugno 2011.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 5** ha continuato a operare in HP/HT (alta pressione/alta temperatura) nell'offshore norvegese, per conto Statoil, nell'ambito di un contratto con scadenza dicembre 2010.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 6** ha continuato le operazioni di perforazione in Egitto, nell'ambito di un contratto esteso fino al quarto trimestre del 2014, per conto Burullus Gas Co.

La piattaforma semisommersibile **Scarabeo 7**, terminati i lavori di rimessa in classe, ha iniziato a operare in Angola, per conto Eni Angola, nell'ambito di un contratto della durata di tre anni.

Il jack-up **Perro Negro 2** ha operato, fino a marzo del 2009, nel Golfo Persico, per conto Saudi Aramco.

Il jack-up **Perro Negro 3** ha effettuato le operazioni di perforazione e workover nell'offshore indiano, per conto GSPC (Gujarat State Petroleum Co), nell'ambito di un contratto valido fino a dicembre 2010.

Il jack-up **Perro Negro 4** ha continuato a operare in Egitto nell'ambito di un contratto, della durata di tre anni, per conto Petrobel.

Il jack-up **Perro Negro 5** ha continuato a operare nell'ambito di un contratto della durata di tre anni, di cui è stata esercitata la seconda opzione, in Arabia Saudita, per conto Saudi Aramco.

Il Jack-up **Perro Negro 7** ha proseguito le operazioni di perforazione nell'ambito di un contratto della durata di tre anni, 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, nell'ambito di un contratto quinquennale.

Sempre in Congo sono proseguiti i lavori di workover e manutenzione degli impianti della committente sulle piattaforme fisse di Eni Congo SA, nell'ambito di un contratto triennale.

In Perù sono stati noleggiati, per conto Petrotech, due impianti che hanno eseguito 89 interventi di workover e pulling e, per conto BPZ Energy, un tender assisted rig che ha perforato un pozzo.

Utilizzo mezzi navali

L'utilizzo dei principali mezzi navali nel primo semestre 2009 è stato il seguente:

Mezzo navale	N. giorni venduti
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 3	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 4	82 ^(a)
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 5	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 6	181
Piattaforma semisommersibile Scarabeo 7	162 ^(a)
Nave di perforazione Saipem 10000	181
Jack-up Perro Negro 2	90 ^(b)
Jack-up Perro Negro 3	181
Jack-up Perro Negro 4	181
Jack-up Perro Negro 5	181
Jack-up Perro Negro 7	181
Tender Assisted Drilling Unit	181

(a) Nel complemento a 181 giorni è stato interessato da lavori di rimessa in classe.
(b) Dal 1° aprile 2009 il mezzo è senza contratto.

DRILLING ONSHORE

Quadro generale

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

Il contesto di mercato

Nel corso dei primi sei mesi del 2009 il mercato del Drilling Onshore ha risentito negativamente della fase di incertezza attraversata dal settore Oil & Gas.

Il mercato nordamericano ha registrato una considerevole diminuzione dei livelli di attività, in conseguenza anche delle quotazioni del prezzo del gas a livelli prossimi ai minimi storici.

Nei mercati internazionali si sono invece registrati andamenti differenti. America Latina e Medio Oriente hanno anch'essi registrato un calo del livello di attività, seppur in termini più contenuti rispetto al Nord America. In queste aree l'unica significativa eccezione è rappresentata dal Messico per ragioni principalmente di carattere locale. Le regioni del Nord Africa (Algeria e Libia in particolare) e del Sud-Est Asiatico hanno invece risentito della crisi del settore in modo più marginale, registrando livelli di attività sostanzialmente in linea con il 2008.

Le acquisizioni

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

- per conto di Agip KCO, nell'ambito dello sviluppo del giacimento Kashagan, in Kazakhstan, il contratto per il noleggio di due unità di perforazione. I due impianti, che saranno installati su isole artificiali, sono progettati per operare nelle particolari condizioni che caratterizzano la parte settentrionale del Mar Caspio, quali clima rigido e stringenti restrizioni ambientali. Il contratto avrà una durata di circa cinque anni e mezzo;

- per conto di Eni, in Congo, il contratto per attività di perforazione di due impianti. Le due unità, che erano precedentemente impiegate in Arabia Saudita, lavoreranno nel giacimento di M'Boundi, situato circa 50 chilometri a nord-est di Pointe Noire. Il contratto avrà una durata di due anni;
- per conto della joint venture tra First Calgary Petroleum e Sonatrach, in Algeria, il contratto per il noleggio di due impianti. Le attività di perforazione saranno svolte nel Blocco 405B, situato nel bacino di Berkine circa 350 chilometri a sud-est di Hassi Messaoud. Il contratto avrà una durata di tre anni.

Gli investimenti

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

- il proseguimento delle attività di costruzione di un nuovo impianto destinato a operare in Italia, per conto Total Italia, nell'ambito di un contratto della durata di due anni;
- gli interventi di miglioramento e integrazione realizzati sugli impianti per mantenere l'efficienza operativa.

Le realizzazioni

L'attività ha riguardato l'esecuzione di 123 pozzi per un totale di 357.483 metri perforati.

In **Italia** l'attività di perforazione a terra è stata svolta per conto Eni Divisione Exploration & Production utilizzando tre impianti per la perforazione e il workover di pozzi profondi.

In particolare:

- un impianto per pozzi profondi e uno di medio/alta potenza hanno svolto operazioni di workover su pozzi nella provincia di Novara;

- un nuovo impianto di alta potenza ha iniziato le operazioni di perforazione di un pozzo in provincia di Potenza.

In **Arabia Saudita** sono operativi nove impianti, dei quali otto lavorano nell'ambito di un contratto, per conto Saudi Aramco, della durata di tre anni più un anno di opzione; un nuovo impianto, terminate le operazioni per lo stesso Cliente, ha iniziato le operazioni per conto South Rub Al-Khali Co Ltd, nell'ambito di un contratto di quindici mesi.

In **Algeria** lavorano attualmente sei impianti di medio/alta potenza e un impianto di workover. In particolare:

- due impianti hanno operato per conto Repsol, nell'ambito di un contratto con scadenza fine 2009;
- due impianti hanno operato per conto First Calgary Petroleum, uno nell'ambito di un contratto triennale e il secondo nell'ambito di un contratto con scadenza a luglio 2009;
- due impianti hanno continuato a operare per conto di Groupement Sonatrach Agip nell'ambito di un contratto della durata di due anni;
- un impianto ha svolto le attività di perforazione per conto BHP Billiton Petroleum Gas nell'ambito di un contratto con scadenza a luglio 2009.

In **Sud America** sono state eseguite le seguenti attività:

- un impianto di perforazione ha perforato un pozzo di sviluppo, per conto Interoil, nell'area di Talara (Perù);
- un impianto per pozzi profondi ha continuato l'attività nel primo pozzo esplorativo, per conto Talisman, nel Blocco 64 (Selva Amazzonica);
- un nuovo impianto ha iniziato l'attività nel primo pozzo, per conto Perenco, nel Blocco 67 (Selva Amazzonica);
- un impianto di perforazione ha terminato un pozzo, per conto PDVSA, nell'area di Anaco (Venezuela);
- due impianti di perforazione hanno perforato nove pozzi di sviluppo, per conto PDVSA, nell'area di Bare (Venezuela);
- due impianti di perforazione hanno perforato sette pozzi di sviluppo, per conto PDVSA, nelle aree di Maturin e Morichal (Venezuela);
- un nuovo impianto di perforazione ha perforato tre pozzi, per conto PDVSA, nell'area di Maturin (Venezuela);
- un nuovo impianto per pozzi profondi ha perforato un pozzo di sviluppo e ha iniziato il secondo, per conto PDVSA, nell'area di Maturin (Venezuela);
- un impianto di perforazione ha perforato il primo

- pozzo di sviluppo e ha iniziato il secondo, per conto PDVSA, nell'area di Maturin (Venezuela);
- un impianto idraulico di nuova concezione ha perforato sei pozzi di sviluppo, per conto PDVSA, nell'area di Dación (Venezuela);
- un impianto di perforazione ha perforato cinque pozzi di sviluppo, per conto PDVSA, nell'area di Oriente (Venezuela);
- un impianto di perforazione rapid-rig ha perforato due pozzi, per conto Petroquiriquire, nell'area di Occidente (Venezuela) e ha iniziato il primo pozzo, per conto Pluspetrol, nell'area Centrale (Venezuela);
- un nuovo impianto per pozzi profondi ha perforato il primo pozzo e ha iniziato il secondo, per conto PDVSA, nell'area di Maturin (Venezuela);
- sette nuovi impianti hanno perforato complessivamente undici pozzi nell'area di Occidente (Venezuela);
- un nuovo impianto ha perforato quattro pozzi, per conto PDVSA, nell'area di Valle de la Pascua (Venezuela);
- un impianto di perforazione ha perforato due pozzi, per conto PDVSA, nell'area di Oriente (Venezuela);
- un impianto di perforazione ha perforato due pozzi, per conto JV Baripetrol (PDVSA e Tecpetrol), nell'area di Occidente (Venezuela);
- tre impianti di perforazione hanno perforato sedici pozzi, per conto PDVSA, nell'area di San Tomè (Perù);
- un impianto di perforazione ha perforato quattro pozzi, per conto Petroamazonas, nel Blocco 15 (Ecuador);
- due impianti di perforazione hanno perforato tre pozzi, per conto Petrobras, a Mossorò (Brasile);
- un impianto di perforazione ha perforato quattro pozzi, per conto Petrobras, a Catù (Brasile);
- un impianto di perforazione ha perforato un pozzo, per conto Petrolifera, nell'area Orientale di Magdalena (Colombia).

Per quanto riguarda le operazioni di workover e pulling onshore il dettaglio delle attività è il seguente:

- nell'area di Trompetero (Perù) sono stati eseguiti nove interventi di pulling e workover per conto Pluspetrol;
- nell'area di Teniente Lopez (Perù) sono stati eseguiti diciotto interventi di pulling e workover per conto di Pluspetrol;
- nell'area di Talara (Perù) sono stati eseguiti quattrocentosei interventi di pulling e workover per conto di Petrobras e Interoil;
- in Venezuela sono stati eseguiti ventinove interventi di pulling e workover per conto PDVSA.

In **Kazakhstan** è proseguita l'attività di drilling/workover, per conto di Karachaganak Petroleum Operating (KPO),

nella provincia di Uralsk. Nel corso del semestre sono stati utilizzati cinque impianti, dei quali uno preso a noleggio dalla società kazaka Kazburgas e quattro dalla statunitense Parker.

Due impianti di medio/alta potenza hanno continuato l'attività di perforazione nella provincia di Uralsk, per conto Zhaikmunai Llp, nell'ambito di due contratti che termineranno ad agosto 2010. Nella provincia di Aktobe un impianto per pozzi profondi ha invece operato nell'ambito di un contratto con scadenza settembre 2009, per conto OilTechnoGroup.

Nel semestre sono continuate 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, della durata di circa cinque

anni, nel Blocco D del giacimento Kashagan, da svolgersi con due impianti di proprietà del Cliente.

Utilizzo impianti

L'attività operativa ha comportato un utilizzo medio degli impianti del 91,1% (98,9% nel 2008); gli impianti di proprietà a fine periodo erano 78 (oltre a 3 in costruzione) e risultano dislocati nei seguenti Paesi: 30 sono in Venezuela, 17 in Perù, 8 in Arabia Saudita, 7 in Algeria, 3 in Kazakhstan, 3 in Brasile, 3 in Italia, 2 in Ucraina, 2 in Congo, 1 in Ecuador, 1 in Colombia e 1 in Egitto. Inoltre sono stati utilizzati 5 impianti di terzi in Perù, 5 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 2008	(milioni di euro)	Primo semestre		Var. %
		2008	2009	
10.094	Ricavi della gestione caratteristica	4.619	5.158	11,7
12	Altri ricavi e proventi	7	7	
(7.260)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(3.298)	(3.600)	
(1.410)	Lavoro e oneri relativi	(673)	(763)	
1.436	Margine operativo lordo	655	802	22,4
(353)	Ammortamenti e svalutazioni	(163)	(220)	
1.083	Utile operativo	492	582	18,3
(95)	Oneri finanziari netti	(52)	(55)	
34	Proventi netti su partecipazioni	10	10	
1.022	Utile adjusted prima delle imposte	450	537	19,3
(280)	Imposte sul reddito	(126)	(145)	
742	Utile adjusted prima degli interessi di terzi azionisti	324	392	21,0
(18)	Risultato di competenza di terzi azionisti	(3)	(18)	
724	Utile netto adjusted	321	374	16,5
195	Plusvalenza cessione partecipazioni	185	-	
(5)	Gestione fiscale	(5)	-	
914	Utile netto	501	374	(25,3)

I **ricavi della gestione caratteristica** realizzati nel corso del primo semestre 2009 ammontano a 5.158 milioni di euro, con un aumento di 539 milioni di euro rispetto a quelli dello stesso periodo del 2008, grazie ai maggiori

volumi di attività sviluppati dai settori Offshore e Drilling.

Il **marginale operativo lordo**, pari a 802 milioni di euro, registra un incremento del 22,4% rispetto al medesimo periodo del 2008.

Gli ammortamenti delle immobilizzazioni materiali e immateriali sono pari a 220 milioni di euro, in sensibile aumento rispetto al primo semestre 2008, principalmente a causa dell'entrata in operatività di nuovi mezzi nel settore Drilling.

L'**utile operativo** conseguito nel primo semestre 2009, pari a 582 milioni di euro, aumenta di 90 milioni di euro rispetto a quello consuntivato nel primo semestre 2008, come commentato di seguito nel dettaglio analizzando l'andamento delle varie Business Unit.

Gli oneri finanziari netti aumentano, rispetto al primo semestre 2008, di 3 milioni di euro, principalmente a causa del maggiore indebitamento.

I proventi netti su partecipazioni, pari a 10 milioni di euro, sono in linea rispetto al corrispondente semestre 2008.

L'**utile adjusted prima delle imposte** si attesta a 537 milioni di euro, con un incremento del 19,3% rispetto al primo semestre 2008.

Le imposte sul reddito, pari a 145 milioni di euro, aumentano di 19 milioni di euro rispetto al medesimo periodo del 2008, come conseguenza dell'aumento della base imponibile compensato in parte dalla riduzione del tax rate che passa dal 28,0% del primo semestre 2008 al 27,0% del primo semestre 2009.

L'**utile netto adjusted** raggiunge l'importo di 374 milioni di euro, con un incremento del 16,5% rispetto al primo semestre 2008.

Utile operativo e costi per destinazione

Esercizio 2008	(milioni di euro)	Primo semestre		
		2008	2009	Var. %
10.094 Ricavi operativi		4.619	5.158	11,7
(8.655) Costi della produzione		(3.951)	(4.381)	
(41) Costi di inattività		(24)	(35)	
(109) Costi commerciali		(56)	(60)	
(13) Costi di ricerca e sviluppo		(6)	(5)	
(11) Proventi (oneri) diversi operativi netti		2	(4)	
1.265 Margine di attività		584	673	15,2
(182) Spese generali		(92)	(91)	
1.083 Utile operativo		492	582	18,3

Il Gruppo Saipem ha conseguito nel primo semestre 2009 ricavi operativi, che coincidono con i ricavi della gestione caratteristica, di 5.158 milioni di euro, registrando, come già commentato, un aumento di 539 milioni di euro rispetto al primo semestre 2008.

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 4.381 milioni di euro (3.951 milioni di euro nel 2008), presentano un significativo incremento, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

I costi di inattività sono aumentati di 11 milioni di euro. I costi commerciali, pari a 60 milioni di euro, registrano

un lieve incremento (4 milioni di euro) rispetto al medesimo periodo del 2008.

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

Il **marginale di attività** presenta un significativo incremento, pari al 15,2%, attestandosi a 673 milioni di euro

con una redditività del 13%, superiore di 0,4 punti percentuali rispetto a quella del primo semestre 2008.

Le spese generali pari a 91 milioni di euro, diminuiscono di 1 milione di euro rispetto al primo semestre 2008.

Analizzando i risultati espressi dalle principali attività:

Offshore

Esercizio 2008		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
3.863	Ricavi		1.741	2.197
(3.154)	Costo del venduto		(1.423)	(1.786)
709	Margine operativo lordo		318	411
(175)	Ammortamenti		(81)	(98)
534	Utile operativo		237	313

I ricavi del primo semestre 2009 ammontano a 2.197 milioni di euro, con un incremento del 26,2% rispetto allo stesso periodo del 2008, principalmente riconducibile alla maggiore attività in West e North Africa, e nel Mediterraneo.

Coerentemente con i maggiori volumi, il costo del venduto, pari a 1.786 milioni di euro, registra un aumento del 25,5% rispetto al primo semestre 2008.

Gli ammortamenti risultano superiori di 17 milioni di euro rispetto a quanto consuntivato nel medesimo

periodo del 2008 per effetto della piena operatività di progetti che hanno richiesto attrezzature specifiche.

L'utile operativo del primo semestre 2009 ammonta a 313 milioni di euro, pari al 14,2% dei ricavi, rispetto a 237 milioni di euro del corrispondente periodo del 2008, pari al 13,6% dei ricavi. L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 18,7% rispetto al 18,3% del corrispondente periodo del 2008. L'incremento di redditività è da ricondurre a migliori condizioni contrattuali e a una buona efficienza operativa.

Onshore

Esercizio 2008		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
5.324	Ricavi		2.442	2.406
(4.972)	Costo del venduto		(2.288)	(2.242)
352	Margine operativo lordo		154	164
(49)	Ammortamenti		(23)	(26)
303	Utile operativo		131	138

I ricavi del primo semestre 2009 ammontano a 2.406 milioni di euro, con una riduzione dell'1,5% rispetto al corrispondente periodo del 2008, principalmente riconducibile allo slittamento delle attività relative all'esecuzione del progetto Manifa per Saudi Aramco.

Anche il costo del venduto pari a 2.242 milioni di euro, coerentemente con i ricavi, si riduce rispetto al corrispondente periodo del 2008.

Gli ammortamenti sono, invece, aumentati di 3 milioni di euro.

L'utile operativo del primo semestre 2009 ammonta a 138 milioni di euro rispetto a 131 milioni di euro del corrispondente periodo del 2008, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 5,4% al 5,7%. L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 6,8% rispetto al 6,3% del corrispondente periodo del 2008, con un incremento ascrivibile alla buona efficienza operativa.

Drilling Offshore

Esercizio 2008		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
472	Ricavi		238	286
(234)	Costo del venduto		(115)	(140)
238	Margine operativo lordo		123	146
(66)	Ammortamenti		(32)	(46)
172	Utile operativo		91	100

I ricavi del primo semestre 2009 ammontano a 286 milioni di euro, con un incremento del 20,2% rispetto al corrispondente periodo del 2008, riconducibile principalmente alla piena attività dei jack-up Perro Negro 3 e 7 e di un Tender Assisted Drilling Barge.

Il costo del venduto registra un incremento del 21,7% rispetto al primo semestre 2008, coerentemente con i maggiori volumi del periodo.

Gli ammortamenti aumentano di 14 milioni di euro rispetto al corrispondente periodo del 2008 per effetto

della piena operatività dei mezzi interessati da lavori di approntamento nel 2008.

L'utile operativo del primo semestre 2009 ammonta a 100 milioni di euro rispetto a 91 milioni di euro del corrispondente periodo del 2008, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 38,2% al 35,0%.

L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 51,0% rispetto al 51,7% del corrispondente periodo del 2008.

Drilling Onshore

Esercizio 2008		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
435	Ricavi		198	269
(298)	Costo del venduto		(138)	(188)
137	Margine operativo lordo		60	81
(63)	Ammortamenti		(27)	(50)
74	Utile operativo		33	31

I ricavi del primo semestre 2009 ammontano a 269 milioni di euro, con un incremento del 35,9% rispetto allo stesso periodo del 2008, riconducibile principalmente all'entrata in operatività di nuovi impianti in Sud America e Ucraina.

Coerentemente con i maggiori volumi, il costo del venduto registra un aumento del 36,2% rispetto al primo semestre 2008.

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

L'utile operativo del primo semestre 2009 ammonta a 31 milioni di euro rispetto a 33 milioni di euro del corrispondente periodo del 2008, con un'incidenza sui ricavi che passa dal 16,7% all'11,5%.

L'incidenza del margine operativo lordo sui ricavi si attesta al 30,1%, sostanzialmente in linea con il 30,3% del corrispondente periodo del 2008.

SITUAZIONE PATRIMONIALE E FINANZIARIA

Gruppo Saipem - Stato patrimoniale riclassificato ⁽¹⁾

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.

30.06.2008	(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
4.291	Attività materiali nette	5.171	5.816
750	Attività immateriali nette	755	757
5.041		5.926	6.573
2.357	- Offshore	2.631	2.902
480	- Onshore	497	477
1.802	- Drilling Offshore	2.149	2.517
402	- Drilling Onshore	649	677
35	Partecipazioni	43	50
5.076	Capitale immobilizzato	5.969	6.623
(456)	Capitale di esercizio netto	(1.054)	(726)
80	Attività nette disponibili per la vendita e indebitamento finanziario netto associato	68	68
(172)	Fondo per benefici ai dipendenti	(173)	(177)
4.528	Capitale investito netto	4.810	5.788
2.599	Patrimonio netto	2.757	3.000
6	Capitale e riserve di terzi	21	37
1.923	Indebitamento finanziario netto	2.032	2.751
4.528	Coperture	4.810	5.788
0,74	Leverage (indebitamento/patrimonio netto)	0,74	0,92
441.410.900	N. azioni emesse e sottoscritte	441.410.900	441.410.900

(1) 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. 63.

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 è attestato al 30 giugno 2009 a 6.623 milioni di euro, con un incremento di 654 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008. L'incremento è la risultante di investimenti per 880 milioni di euro, ammortamenti per 220 milioni di euro, disinvestimenti per 3 milioni di euro e dell'effetto negativo sul capitale immobilizzato derivante dalla conversione dei bilanci espressi in moneta estera e da altre variazioni per 3 milioni di euro.

Il **capitale di esercizio netto** aumenta, al 30 giugno 2009, di 328 milioni di euro, passando da un valore negativo di 1.054 milioni di euro al 31 dicembre 2008 a un valore negativo di 726 milioni di euro al 30 giugno 2009.

Il **fondo per benefici ai dipendenti** ammonta a 177 milioni di euro, con un incremento di 4 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008.

A seguito di quanto prima analizzato il **capitale investito netto** aumenta di 978 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2009, a 5.788 milioni di euro, rispetto a 4.810 milioni di euro del 31 dicembre 2008.

Il **patrimonio netto**, compresa la quota attribuibile alle minoranze, aumenta di 259 milioni di euro, attestandosi, al 30 giugno 2009, a 3.037 milioni di euro, rispetto a 2.778 milioni di euro del 31 dicembre 2008. L'incremento è riconducibile all'utile netto del periodo per 392 milioni di euro, alla variazione della valutazione al fair value degli strumenti derivati di copertura del rischio di cambio, commodity e dei tassi di interesse per 105 milioni di euro, all'effetto positivo sul patrimonio netto derivante dalla conversione dei bilanci espressi in

moneta estera e da altre variazioni per 1 milione di euro, solo parzialmente compensati dalla distribuzione di dividendi per 239 milioni di euro.

L'aumento del capitale investito netto, solo parzialmente compensato dall'incremento del patrimonio netto, determina l'aumento dell'**indebitamento finanziario netto** che al 30 giugno 2009 si attesta a 2.751 milioni di euro, rispetto a 2.032 milioni di euro del 31 dicembre 2008, con un incremento pari a 719 milioni di euro.

Composizione indebitamento finanziario netto

30.06.2008	(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
-	Crediti verso altri esigibili oltre l'esercizio successivo	-	-
475	Debiti verso banche esigibili oltre l'esercizio successivo	475	300
452	Debiti verso altri finanziatori esigibili oltre l'esercizio successivo	631	780
927	Indebitamento finanziario netto a medio/lungo termine	1.106	1.080
(2.061)	Depositi bancari, postali e presso imprese finanziarie di Gruppo	(1.370)	(1.027)
(20)	Denaro e valori in cassa	(28)	(13)
-	Crediti finanziari non strumentali correnti scadenti entro 90 giorni	-	-
-	Attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(36)	(33)
(126)	Crediti verso altri esigibili entro l'esercizio successivo	(260)	(87)
103	Debiti verso banche esigibili entro l'esercizio successivo	73	258
3.100	Debiti verso altri finanziatori esigibili entro l'esercizio successivo	2.547	2.573
996	Indebitamento finanziario netto a breve termine	926	1.671
1.923	Indebitamento finanziario netto	2.032	2.751

Le attività/passività connesse al fair value dei contratti derivati sono rappresentate nelle Note al Bilancio numero 7 e 13 "Altre attività" e 18 e 23 "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 3.911 milioni di euro si rimanda a quanto indicato nella nota 14 "Passività finanziarie a breve ter-

mine" e nella nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine e quota a breve di passività a lungo termine".

Return On Average Capital Employed (ROACE)

Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto adjusted, 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 operative, il capitale investito netto medio viene depurato degli investimenti in corso che non hanno partecipato alla formazione del risultato di periodo, 1.785 milioni di euro al 31 dicembre 2008, 1.418 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2008 e 1.957 milioni di euro con riferimento ai dodici mesi chiusi al 30 giugno 2009.

Calcolato con riferimento ai dodici mesi chiusi al:		31.12.2008	30.06.2008	30.06.2009
Utile netto adjusted	(milioni di euro)	742	622	810
Esclusione degli oneri finanziari correlati al debito (al netto dell'effetto fiscale)	(milioni di euro)	70	70	74
Utile netto adjusted unlevered	(milioni di euro)	812	692	884
Capitale investito netto:	(milioni di euro)			
- a inizio periodo		3.993	3.329	4.528
- a fine periodo		4.810	4.528	5.789
Capitale investito netto medio	(milioni di euro)	4.402	3.929	5.159
ROACE adjusted	(%)	18,5	17,6	17,1
ROACE operative	(%)	26,8	23,9	25,5

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, al termine del programma di investimenti e dismissione degli "asset non core", una struttura finanziaria sintetizzata da un valore del leverage non superiore a 0,5.

Prospetto utile complessivo

	(milioni di euro)	30.06.2008	30.06.2009
Utile (perdita) del periodo		504	392
Altre componenti dell'utile complessivo:			
- variazione del fair value derivati cash flow hedge		40	125
- partecipazioni valutate al fair value		(6)	1
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro		(33)	(5)
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo		(5)	(18)
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(4)	103
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		500	495
Di competenza:			
- Gruppo Saipem		498	478
- terzi azionisti		2	17

Patrimonio netto

	(milioni di euro)	30.06.2009
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 31 dicembre 2008		2.778
Totale utile (perdita) complessivo del periodo		495
Dividendi distribuiti		(239)
Acquisto di azioni proprie		1
Costo stock option		5
Differenza cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni		(3)
Totale variazioni		259
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 30 giugno 2009		3.037
Di competenza:		
- Gruppo Saipem		3.000
- terzi azionisti		37

PROSPETTO DI RACCORDO TRA IL PATRIMONIO NETTO E IL RISULTATO DI PERIODO DI SAIPEM SpA CON QUELLI CONSOLIDATI

(milioni di euro)	Utile netto		Patrimonio netto	
	30.06.2008	30.06.2009	30.06.2008	30.06.2009
Come da bilancio di Saipem SpA	46	157	775	843
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	448	235	1.201	1.660
Rettifiche di consolidamento, al netto dell'effetto fiscale, per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(81)	(1)	805	824
- eliminazione di utili infragruppo non realizzati	11	15	(267)	(257)
- altre rettifiche	80	(14)	91	(33)
Totale patrimonio netto	504	392	2.605	3.037
Capitale e riserve di terzi	(3)	(18)	(6)	(37)
Come da bilancio consolidato	501	374	2.599	3.000

Gruppo Saipem - Rendiconto finanziario riclassificato e variazione dell'indebitamento finanziario netto⁽¹⁾

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		(milioni di euro)	Primo semestre	
			2008	2009
914	Utile del periodo di Gruppo		501	374
18	Utile del periodo di terzi		3	18
	a rettifica:			
359	Ammortamenti e altri componenti non monetari		163	207
(225)	Minusvalenze (plusvalenze), svalutazioni dell'attivo circolante		(202)	(10)
372	Dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito		184	176
1.438	Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo		649	765
658	Variazione del capitale di periodo relativo alla gestione		7	(323)
(534)	Dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito incassati (pagati) nel periodo		(11)	(110)
1.562	Flusso di cassa netto da attività di periodo		645	332
(2.044)	Investimenti in immobilizzazioni materiali e immateriali		(979)	(880)
(3)	Acquisto di partecipazioni		-	-
350	Disinvestimenti		323	5
-	Altri investimenti e disinvestimenti		-	-
(135)	Free cash flow		(11)	(543)
-	Investimenti netti relativi all'attività di finanziamento		(61)	3
(434)	Variazione debiti finanziari		201	370
(50)	Cessione (acquisto) di azioni proprie		(14)	1
(192)	Flusso di cassa del capitale proprio		(193)	(239)
39	Variazioni area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità		(11)	50
(772)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO		(89)	(358)
(135)	Free cash flow		(11)	(543)
-	Variazioni area di consolidamento		-	-
(50)	Cessione (acquisto) di azioni proprie		(14)	1
(192)	Flusso di cassa del capitale proprio		(192)	(239)
39	Differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni		(12)	62
(338)	VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO		(229)	(719)

(1) 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. 63.

Il **flusso di cassa netto da attività di periodo** pari a 332 milioni di euro ha solo parzialmente finanziato gli inve-

stimenti netti in attività materiali generando un free cash flow negativo per 543 milioni di euro.

Il **flusso di cassa del capitale proprio**, negativo per 239 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 positivo per 1 milione di euro, le differenze di cambio sull'indebitamento finanziario netto e altre variazioni hanno avuto un effetto netto positivo per 62 milioni di euro.

Pertanto l'indebitamento finanziario netto ha subito un aumento di 719 milioni di euro.

In particolare

Il **flusso di cassa del risultato operativo**, prima della variazione del capitale di periodo di 765 milioni di euro deriva:

- dall'utile del periodo di 392 milioni di euro comprensivo della quota di competenza di terzi azionisti pari a 18 milioni di euro;
- dagli ammortamenti e svalutazioni di attività materiali e immateriali per 214 milioni di euro; hanno avuto un impatto positivo la variazione del fondo per benefici ai dipendenti per 4 milioni di euro e un impatto negativo la variazione dei fondi per rischi e oneri per 11 milioni di euro;
- dalle minusvalenze (plusvalenze), dalle svalutazioni dell'attivo circolante e dalle differenze cambio e altre variazioni che hanno avuto un impatto negativo per 7 milioni di euro;

- dagli oneri finanziari netti per 28 milioni di euro e dalle imposte sul reddito per 145 milioni di euro.

Il decremento del capitale di periodo relativo alla gestione di 323 milioni di euro è da correlare alla dinamica dei flussi finanziari dei progetti in corso di esecuzione.

La voce dividendi, interessi e imposte sul reddito, pagati nel primo semestre 2009 per 176 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 880 milioni di euro. La suddivisione del totale investimenti per area di business è: Offshore (367 milioni di euro), Drilling Offshore (403 milioni di euro), Drilling Onshore (97 milioni di euro) e Onshore (13 milioni di euro). Ulteriori informazioni, in ordine agli investimenti effettuati nel primo semestre 2009, sono riportate nel commento all'andamento operativo.

Il flusso di cassa generato dai disinvestimenti è stato di 5 milioni di euro.

Attività di ricerca e sviluppo

Nel corso del primo semestre 2009 sono state implementate le attività di innovazione tecnologica come da programma prestabilito, suddividendo il presidio delle tecnologie e la realizzazione di nuove iniziative per lo sviluppo delle Tecnologie Asset (a cura della Divisione Asset), Tecnologie Offshore (a cura della Business Unit Offshore) e Tecnologie Onshore (a cura della Business Unit Onshore).

Tecnologie Asset

Durante il primo semestre 2009 sono proseguite le attività per lo sviluppo di nuove tecnologie focalizzate sugli Asset aziendali, con l'obiettivo di migliorare la sostenibilità del business in termini di competitività, di affidabilità delle operazioni e di riduzione dell'impatto ambientale mediante l'introduzione di innovazioni tecnologiche.

Continua ormai da tempo l'attività di sviluppo di dettaglio dei principali sistemi e sottosistemi tecnici di varo e produzione legati alla nuova nave posatubi CastorOne.

Nel campo delle operazioni in aree difficili si è conclusa la fase di ingegnerizzazione del nuovo metodo relativo al tiro (towing) di lunghi tratti di condotta in galleggiamento mediante "galleggianti intelligenti". La tecnologia è stata definitivamente validata con modelli fisici e matematici e sarà implementata nella seconda metà dell'anno in un progetto in Arabia Saudita.

Si è concluso uno studio per l'installazione di condotte in aree subartiche di difficile accesso. Tale studio, eseguito con la collaborazione di tutte le funzioni aziendali, costituisce un riferimento per le future attività di sviluppo delle tecnologie e competenze per le operazioni in aree artiche.

Altre attività di sviluppo tecnologico svolte nel semestre hanno riguardato lo studio di nuovi sistemi per la realizzazione del ricoprimento del giunto di saldatura a bordo (Field Joint Coating).

Nel corso del semestre sono state depositate tredici domande di brevetto.

Tecnologie Offshore

La principale area di attività riguarda i piani per lo sviluppo di soluzioni (concetti, tecnologie e architetture) per la produzione di petrolio e gas naturale in mare.

A causa dell'attuale contesto economico, gli operatori hanno ridotto il loro interesse nelle soluzioni per lo sviluppo di campi, ma richiedono ancora studi specifici su tematiche quali architettura dei campi, "subsea processing" e LNG FPSO.

All'interno dell'area tecnica "subsea processing" l'attività è stata focalizzata sulla conduzione di campagne di test relativamente a nuovi sistemi di separazione gas/liquido, nonché a studi relativi a nuove architetture di campo richieste dagli operatori e indagini su processi di trattamento e separazione per applicazioni in acque ultraprofonde.

All'interno dell'area tecnica SURF l'attività è consistita, in primo luogo, nella finalizzazione e consolidamento delle campagne di test condotte nel corso del 2008 relativamente alle tecnologie per nuove "flowline", specialmente con la qualifica del sistema "pipe-in-pipe forged ends" da parte dell'organismo Det Norske Veritas (DNV) e di una delle principali società petrolifere internazionali. Inoltre sono stati lanciati diversi progetti tra cui soluzioni per nuovi riser per applicazioni in acque ultraprofonde o sistemi innovativi di riscaldamento e isolamento termico.

Nel corso dello svolgimento delle attività relative al contratto FEED, per il progetto Shtokman FPU, sono state indagate possibili soluzioni per operare in condizioni artiche (gestione del ghiaccio, specifici sistemi di galleggiamento), una tra le aree di maggior interesse sviluppate nel corso dello scorso anno.

Attività relative a soluzioni “dry-tree” (Octabuoy per il Brasile e specialmente Well-Head Barge per l’Africa Occidentale) soffrono dell’attuale crisi economica e dei relativi ritardi dei progetti.

È in aumento lo sviluppo di nuove soluzioni proprie per la liquefazione del gas naturale in mare (offshore LNG). Vi è d’altra parte una forte domanda, da parte degli operatori, di studi di concetto relativi a mezzi galleggianti, di media taglia, in grado di liquefare il gas naturale (LNG FPSO) e di opportuni sistemi di scarico (sistemi di scarico offshore in tandem alternativi ai tradizionali lunghi moli di scarico a terra). Entrambi i lavori, sia interni che verso l’esterno, saranno condotti durante il secondo semestre 2009.

Infine sono in corso le attività di sviluppo nel settore delle energie rinnovabili, e in particolare nei seguenti campi:

- prosecuzione del lavoro nel campo del recupero di energia dalle maree attraverso la messa a punto, prevista nei prossimi anni, di un impianto dimostrativo di larga scala in Francia;
- rinnovo dell’interesse per sistemi di produzione di energia da vento al largo delle coste;
- prime attività e primi risultati all’interno del progetto di ricerca (di proprietà Saipem) relativo allo stoccaggio di energia termica, parzialmente finanziato da fondi pubblici e sviluppato in collaborazione con partner industriali e provenienti dal mondo accademico;
- attività di supervisione tecnologica nel settore della gestione della CO₂ attraverso la partecipazione nel “Club CO₂” promosso da ADEME (Agenzia per lo Sviluppo e il Controllo dell’Energia).

Tecnologie Onshore

La Business Unit Onshore ha proseguito, durante questo semestre, gli obiettivi di miglioramento delle tecnologie proprietarie, di sviluppo di nuove tecnologie innovative

e di ottimizzazione delle tecnologie dei licenziatari partner, in supporto alle proprie attività EPC.

I risultati principali conseguiti nel primo semestre 2009 sono stati i seguenti:

- nel settore della tecnologia della sintesi del fertilizzante urea è continuata la progettazione e la risoluzione delle sfide tecnologiche incontrate nella realizzazione dei due maggiori impianti al mondo a treno singolo, acquisiti a fine 2007 in Pakistan e in Qatar;
- in un mercato che richiede treni sempre più grandi per massimizzare le economie di scala, insieme a Haldor Topsøe AS, è iniziata la seconda fase della progettazione e dello sviluppo degli impianti “jumbo” di ammoniaca e urea, con capacità rispettivamente di oltre 3.000 t/g e 5.000 t/g;
- nell’ambito del progetto “Emissioni zero”, che ha come obiettivo la riduzione di un ordine di grandezza delle emissioni di ammoniaca da un impianto nuovo, è stata avviata la fase di pianificazione e ricerca del sito per la realizzazione di un impianto pilota;
- sfruttando un momento favorevole del mercato, è stata rilanciata la tecnologia per la produzione di isobutene ad alta purezza tramite cracking del MTBE, con la vendita di due nuove licenze d’uso in India e a Taiwan. Fattori critici di successo sono stati l’ottimizzazione del processo nonché lo sviluppo di una nuova procedura e di un nuovo fornitore per la produzione del catalizzatore;
- nel contesto della partecipazione al nuovo programma di CCS (Carbon Capture and Storage) Eni/Enel, Saipem ha iniziato due studi sul trasporto dell’anidride carbonica nelle condotte, per verificare aspetti di corrosione e di flow-assurance, con l’obiettivo di dimensionare una linea pilota;
- nel settore ambientale è stata completata l’applicazione dei primi moduli di bonifica dei siti da mercurio mediante ECRT (ElectroChemical Remediation

Technology), tecnologia innovativa per la rimozione elettrochimica dei contaminanti. È stato inoltre avviato un progetto di ricerca relativo all'applicazione di questa tecnologia per la bonifica di sostanze recalcitranti e difficili da trattare con gli approcci tradizionali.

Sono stati inoltre sviluppati i seguenti nuovi filoni di ricerca applicata:

- la valutazione agronomica dello zolfo proveniente dagli impianti petrolchimici ha confermato le sue positive capacità ammendanti del suolo;
- monitoraggio pipeline con tecniche accelerometriche a fini antintrusione. La ricerca, condotta su siti pilota, ha permesso di perfezionare le tecniche di interpretazione dei dati derivanti da sorgenti controllate;
- monitoraggio ambientale mediante reti di sensori wireless;
- monitoraggio geochimico delle impronte degli idrocarburi attraverso la sperimentazione di nuove tecniche di analisi geochimica mirate alla ricerca della presenza, dell'origine e delle dinamiche di flussi ed eventuali perdite di idrocarburi in zone di giacimento o di installazioni upstream-downstream.

Qualità, salute, sicurezza, ambiente

Qualità

Il primo semestre 2009 è stato testimone del continuo impegno assunto da tutte le società del Gruppo Saipem verso l'attuazione dei principi della Politica per la Qualità di Gruppo, sia nella gestione dei progetti, di ogni tipologia e complessità, che nel coordinamento dei processi organizzativi permanenti.

Importanti passi avanti sono stati effettuati con il diretto coinvolgimento del Top Management, sia nella definizione degli obiettivi di miglioramento delle società del Gruppo che nell'individuazione degli indicatori di monitoraggio delle prestazioni dei processi organizzativi e dei progetti operativi, anche sulla base della continua rilevazione del grado di soddisfazione dei clienti.

Per garantire il soddisfacimento dei requisiti del mercato, estremamente competitivo e variegato, e dello standard internazionale ISO 9001:2008, sia per i principali progetti di vendita Onshore, Offshore e Drilling, che per i principali progetti di investimento Asset, sono stati implementati specifici e innovativi strumenti di Project Quality Management e di Project Quality Control, supportati da meticolose attività di ricerca, selezione e avviamento di risorse umane qualificate e portatrici di riconosciuto valore aggiunto.

Nel corso del primo semestre 2009 sono proseguite o sono state avviate le seguenti iniziative:

- la mappatura e la ridefinizione, alla luce dei nuovi processi di lavoro della BU Onshore e delle Linee Guida Corporate, di tutti gli indicatori di performance;
- l'emissione di specifici bulletin della Qualità di settore destinati a informare il personale Saipem sulle nuove iniziative di miglioramento lanciate nel corso del 2009;
- l'avvio di una campagna di informazione e promozione del Dipartimento Qualità tramite uno specifico allegato al periodico "Orizzonti" e attraverso un set di poster;
- la vigilanza sul processo di approvvigionamento;
- l'avvio dell'implementazione di metodologie integrate di riesame della progettazione allo scopo di migliorare le interfacce Ingegneria-Costruzione e Ingegneria-Installazione;
- il supporto ai progetti di investimento navale, incluso l'avvio di un processo di standardizzazione, verifica e review delle fasi di ingegneria;
- il consolidamento dei principi di riesame del sistema di gestione per la qualità da parte della direzione nelle Direzioni Offshore Construction, Drilling, Onshore e Asset;
- la messa a punto del portale QHSE intranet;
- la definizione di modalità di raccolta, capitalizzazione e divulgazione strutturata nelle unità di Ingegneria di Processo Onshore delle esperienze emerse;
- il supporto per la standardizzazione delle strutture organizzative e dei manuali operativi delle unità navali;
- l'attuazione di nuove metodologie per la formazione e la sensibilizzazione del personale Saipem di Sede e delle società operative;
- il miglioramento della partnership con i fornitori attraverso la realizzazione di workshop volti alla condivisione, diffusione e analisi dei requisiti di gestione e controllo qualità;
- l'esecuzione di attività di audit integrati sui progetti, con particolare attenzione al grado di applicazione delle Golden Rules definite dal Top Management;
- l'accordo promosso dall'Ufficio Qualità di ERSAL con l'Università Karaganda State Technical University, in Kazakhstan;
- le attività di auditing e follow-up ai principali fornitori di materiali e servizi, attraverso un diretto coinvolgimento dei Project Manager;
- rafforzamento del presidio centralizzato per il coordinamento delle attività di Quality Control eseguite sui mezzi di Costruzione Offshore;

- identificazione e avvio del presidio centralizzato per il coordinamento delle attività di QA/QC dei Fabrication Yard;
- l'avvio di un progetto volto alla standardizzazione a livello di gruppo delle metodologie e dei sistemi per la gestione della tracciabilità dei tubi (Pipe Tracking Systems) in uso nei mezzi di Pipelines Construction;
- il supporto disciplinare alla strutturazione e l'avvio delle attività di gestione e controllo qualità presso i nuovi Fabrication Yard;
- l'aggiornamento del Sistema Integrato per la Costruzione (SICON) con l'inserimento di tutti i nuovi criteri di Controllo Qualità personalizzati per gli standard Aramco e per le Pipeline;
- la definizione di schede periodiche di valutazione/autovalutazione delle attività svolte nei progetti Onshore da parte del personale di coordinamento della Qualità;
- l'effettuazione di meeting semestrali dedicati al knowledge sharing per il personale qualità operante nella BU Drilling;
- l'avvio del sistema di gestione relativo al controllo delle ispezioni dei materiali tubolari di perforazione.

Nell'ambito del monitoraggio della Soddisfazione del Cliente sono state sviluppate le seguenti iniziative:

- l'avvio di un progetto sponsorizzato dal Top Management di revisione e rafforzamento delle metodologie di monitoraggio della Customer Satisfaction comuni al Gruppo;
- l'avvio della raccolta dati per la valutazione della Customer Satisfaction verso i propri clienti interni nelle aree Asset e Procurement.

Salute

A parte 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, nel primo semestre 2009 Saipem si è concentrata nell'ampliamento dei programmi di prevenzione e nella loro diffusione interna al fine di renderli disponibili a ogni singolo dipendente.

Si è continuato a migliorare il sistema di "salute elettronica" (e-Health), che permette ai dipendenti di condividere le informazioni inerenti alla salute, collegandoli virtualmente e cancellando le barriere spazio-geografiche. Il Portale Salute (Health) accessibile sull'intranet della Società è continuamente aggiornato, in modo da fornire informazioni affidabili e reali sulle condizioni epidemio-

logiche mondiali e locali, sulle malattie infettive e non, legate al processo di lavoro e quelle "generaliste".

Inoltre, il servizio medico Saipem ha pubblicato il manuale sanitario per il proprio personale il quale viaggia per lavoro. Il manuale, denominato "Si Viaggiare", è pubblicato in lingua italiana e inglese. Oltre a dare raccomandazioni generali per i viaggiatori, descrive le malattie di più frequente riscontro, rischi legati al viaggio, rischi correlati alle condizioni climatiche e rischi sanitari. Nella seconda parte sono date le schede sanitarie di tutti i Paesi del mondo.

Non è stato dimenticato neanche il personale medico interno, al quale, sempre sul portale intranet, è stata resa disponibile una vera e propria libreria virtuale con i documenti standard inerenti alla salute, programmi di formazione e informazione, rapporti annuali, manuale per i software utilizzati, giornale sanitario interno, etc.

Essendo la malaria uno dei problemi medici più seri dell'industria, per il personale medico è stato creato un programma dedicato di e-learning (Malaria training for medical personnel), reso obbligatorio per tutti i professionisti. Si è continuato con i programmi di prevenzione delle malattie cardiovascolari e di telecardiologia implementandole su sempre maggior numero di società e siti operativi. Sono in corso le prove tecniche per verificare la possibilità di applicare il sistema integrale di telemedicina sui mezzi offshore e nei siti remoti.

A parte la campagna contro il fumo (Stop Smoking Campaign), la nuova campagna di prevenzione e di cambiamento dello stile di vita non salubre concerne l'uso e abuso di alcol e droghe. Appena lanciata, essa consiste nel divulgare l'informazione sui danni provocati dall'alcol e dalle droghe attraverso presentazioni, fogli informativi e brochure.

Gli audit interni inerenti la Salute continuano a essere parte integrante delle modalità operative del processo di gestione della Salute, al fine di assicurare il costante monitoraggio e miglioramento dell'attività stessa.

Nel 2009 dieci medici Saipem sono stati arruolati nella seconda edizione del MIOGATE (Master in Telemedicina di gas e petrolio e Telepharmacy), master di primo livello che si svolge presso l'Università di Camerino (Italia), ed è dedicato al personale medico che lavora nel settore Oil & Gas.

Sicurezza

LEADERSHIP IN SAFETY

Nella prima parte del 2009 la divulgazione del programma Leadership in Safety (LiS) è continuata con gli stessi ritmi che hanno caratterizzato il 2008 per quanto riguarda l'organizzazione dei Workshop.

I numeri hanno raggiunto le seguenti cifre: 240 workshop per oltre 3.500 partecipanti in 29 diversi Paesi del mondo. Partecipanti che rappresentano tutti i livelli manageriali dell'azienda.

Nel 2009 la divulgazione del programma LiS è continuata non solo attraverso i Workshop (Fase 1), ma anche mediante l'attuazione delle Fasi 2 e 3 del programma.

Oltre 60 eventi formali di comunicazione ai lavoratori (Fase 2) sono stati organizzati con il coinvolgimento di oltre 2.500 persone, mentre oltre 40 sessioni training "Five Stars" (fase 3) sono state organizzate per circa 500 dipendenti. Il Five Stars è uno strumento di comunicazione che aiuta a intervenire e correggere i comportamenti non sicuri e a premiare e riconoscere quelli sicuri. Le Fasi 2 e 3 del programma LiS hanno lo scopo di estendere e coinvolgere la forza lavoro di Saipem ai contenuti e concetti chiave della LiS con l'obiettivo finale di supportare il miglioramento continuo dei comportamenti. Nella prima parte del 2009 nuovi riconoscimenti formali al programma sono giunti con l'annuncio dell'assegnazione del Premio dell'Innovazione Saipem 2008. A questo si aggiungono altri due riconoscimenti al film "The Safer, The Better" dal Festival del Film di New York per la miglior regia (Medaglia d'Argento) e miglior film industriale (Medaglia di Bronzo).

"WORLD HEALTH AND SAFE DAY" CAMPAIGN

Il 28 aprile è stato celebrato il "Giorno mondiale per la Sicurezza e la Salute sul lavoro".

In tale occasione il dr. Pietro Franco Tali, Chief Executive Officer di Saipem, ha inviato un video all'intera forza lavoro dicendo che "ogni dipendente è autorizzato a fare le scelte più sicure e intervenire quando ritiene che la sicurezza viene compromessa". Il messaggio del dr. Tali è stato diffuso in tutti i siti e progetti Saipem e contemporaneamente sono stati organizzati speciali meeting HSE. Il messaggio è stato reso disponibile con sottotitoli in spagnolo, francese, italiano, portoghese e russo.

CAMPAGNA PERFORAZIONE

"PERSONNEL EXCLUSION RED ZONE"

Nell'ambito delle attività di perforazioni è stata lanciata una campagna di sicurezza, denominata "Personnel Exclusion Red Zone", il cui scopo è l'eliminazione, o la riduzione laddove non è possibile l'eliminazione, delle possibili interferenze "uomo-macchina" che sono spesso all'origine degli incidenti. Con tale programma si definiranno modalità operative atte a evitare che un operatore possa entrare in quelle aree, anche non intenzionalmente, definite ad alto rischio, dove solo la presenza di personale strettamente necessario è autorizzata.

La campagna è in fase di progettazione; si stanno definendo le aree dell'impianto in cui intervenire e sono allo studio metodi per escludere tali aree o gestire il "traffico" degli operatori.

HSE INDUCTION - SHIPYARDS SUPERVISION ACTIVITIES

Al fine di perfezionare adeguatamente i percorsi di HSE induction pre-esistenti per i mezzi navali durante le attività di manutenzione nei cantieri navali è stato realizzato un nuovo video di induction specifico.

Lo scopo del video – girato in un cantiere navale utilizzato da Saipem – è quello di rendere la formazione d'impatto immediato e fornire, con la familiarità insita nelle immagini, una migliore predisposizione al recepimento degli argomenti da parte dei lavoratori.

HSE Design

Saipem sta ponendo una grande attenzione all'analisi dei grandi rischi industriali delle operazioni svolte e riferiti alle apparecchiature e sistemi sempre più complessi e innovativi che vengono utilizzati specialmente a bordo dei mezzi navali posatubi e per grandi sollevamenti.

L'obiettivo è quello di garantire la maggiore affidabilità possibile per tali apparecchiature e di studiare la loro corretta integrazione a bordo dei mezzi navali, in maniera da assicurare il rispetto dei necessari criteri di ergonomia e operabilità del sistema.

HSE Training

Programmi di sviluppo della cultura e delle conoscenze su sicurezza e ambiente sono portati avanti con tutto il personale operativo, tecnico e manageriale.

In particolare, Saipem, in maniera innovativa, ha studiato e definito con British Safety Council un programma di formazione e certificazione HSE dei project e operation manager in ambito offshore, riconosciuto a livello internazionale.

Adeguamento al decreto legislativo 81/2008

Il 2009 è stato caratterizzato dalla graduale e completa entrata in vigore degli adempimenti richiesti dal D.Lgs. 81/2008.

Per rispondere alla necessità di garantire l'adeguata formazione nei confronti di Dirigenti e Preposti per la sicurezza, è stato attivato ed è in via di implementazione un programma di incontri formativi/informativi che sta coinvolgendo anche i Datori di Lavoro delle BU di Società.

Al fine di garantire la corretta interpretazione e applicazione di tutte le prescrizioni presenti all'interno del decreto e verificare l'adeguatezza del modello organizzativo Saipem, sono stati istituiti Gruppi di Lavoro sui più importanti temi previsti dalla nuova normativa,

coinvolgendo in modo trasversale i principali Dipartimenti e Unità di Società. L'attività dei Gruppi si è spesso strettamente collegata e coordinata con i progetti già precedentemente attivati, come ad esempio l'implementazione e integrazione dei sistemi HSE all'interno della struttura societaria, garantendo risultati più che apprezzabili.

Sono ora in programma seminari illustrativi con l'obiettivo di garantire la più ampia e condivisa conoscenza delle nuove procedure aziendali frutto del lavoro dei differenti team.

Parallelamente è stata avviata la revisione dei documenti aziendali sulla valutazione dei rischi secondo i nuovi dettami normativi.

L'obiettivo di assicurare un attivo coordinamento tra le strutture di sicurezza dislocate all'interno delle diverse realtà Saipem in Italia è stato raggiunto tramite l'attivazione di un periodico incontro tra responsabili e addetti dei Servizi di Prevenzione e Protezione.

Sono tuttora in fase di attuazione le attività precedentemente attivate in merito a:

- redazione di Corporate Criteria per la definizione degli standard aziendali in merito alla scelta dei principali DPI ed equipaggiamenti di sicurezza;
- creazione di un Database quale strumento di acquisizione e gestione delle informazioni derivate da monitoraggio, reportistica e rilievi ambientali inerenti la salute e sicurezza dei lavoratori.

Ambiente

In particolare, le principali attività svolte nel 2009 sono:

- monitoraggio delle emissioni in atmosfera, attraverso delle campagne di rilevamento, prevalentemente nell'ambito dei mezzi offshore, al fine di:
 - validare i fattori d'emissione utilizzati per il reporting ambientale;
 - verificare la conformità ai requisiti MARPOL 73/78 Annex VI;
- revisione dello standard di reportistica ambientale;
- nuova campagna di sensibilizzazione in merito alla corretta differenziazione dei rifiuti prodotti da tutte le attività Saipem.

Sostenibilità

Al fine di rendere le politiche e strategie del Gruppo Saipem per la Sostenibilità ancor più integrate nelle attività di business, Saipem si è impegnata in azioni volte da un lato a un miglioramento continuo della relazione con i propri stakeholder, dall'altro a ottimizzare il proprio processo di sostenibilità. La composizione del Comitato di Sostenibilità, presieduto dal Chief Operating Officer e costituito da tutti i Corporate Vice President, dal Deputy CEO e dal CEO di Saipem sa, è stata pertanto allargata anche ai Chief Operating Officer delle tre Business Unit Offshore, Onshore e Drilling e al Direttore dei Progetti Integrati.

Relazione con gli stakeholder

Nel mese di aprile è stato pubblicato il terzo Bilancio di Sostenibilità relativo alla performance del Gruppo nell'anno 2008. Il documento è stato certificato dalla società PricewaterhouseCoopers.

Anche a seguito di un'indagine conoscitiva su un campione eterogeneo di stakeholder rilevanti, il Bilancio di Sostenibilità è stato strutturato con sezioni mirate ai destinatari del documento (dipendenti, clienti, comunità, etc.); in particolare, la sezione "Saipem nel mondo" è stata ristrutturata al fine di fornire più informazioni sulle aree di lunga presenza e sulle attività operative locali.

Inoltre è resa disponibile una versione interattiva del bilancio sul sito web Saipem, per favorire l'accessibilità del documento e permettere al lettore un più agevole accesso alle informazioni di interesse.

Oltre alla consueta comunicazione annuale di Gruppo, la strategia di comunicazione di sostenibilità per l'anno 2009 è fortemente orientata alle esigenze locali, per cui in aggiunta alle attività di engagement delle Operating Company nei Paesi ritenuti strategici per le attività operative, sono in corso di redazione nuovi Casi Studio di

Sostenibilità riferiti a Paesi chiave di presenza o a progetti rilevanti che si sono contraddistinti per buone pratiche di sostenibilità e che possono costituire un riferimento di best practice a supporto del business per futuri progetti analoghi, per tipologia o in Paesi o aree geografiche simili.

Il primo esempio di Caso Studio Progetto è stato completato e pubblicato nel primo semestre 2009 e riguarda il progetto "Dampier to Bunbury Natural Gas Pipeline Stage 5A Expansion Project" in Australia.

Nell'ambito del processo del reporting di sostenibilità è stato avviato un progetto di analisi e realizzazione di un sistema informatico di reporting, integrato con i sistemi di reporting e di contabilità già operanti nel Gruppo, con l'obiettivo di garantire ancor più l'affidabilità dei dati e delle informazioni utilizzati per il processo di sostenibilità e per la relativa comunicazione esterna.

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.

In Kazakhstan è in corso il piano di sostenibilità annuale di ERSAL LLC.

In particolare sono proseguite le attività di supporto al sistema sanitario locale, sia verso l'ospedale di Kuryk che presso l'ospedale di Aktau. L'attenzione per la comunità locale si concretizza anche nelle campagne di educazione e sensibilizzazione della popolazione locale su tematiche sanitarie, di sicurezza e di protezione ambientale, svolte in particolare nelle scuole di Kuryk, oltre che con la partecipazione dell'Università di Aktau.

L'impegno per lo sviluppo del contesto economico locale, che ha visto la creazione nel 2008 di una struttura

dedicata (“Business Incubator”), si esplica in attività di formazione e sviluppo rivolte a studenti e disoccupati provenienti dalla cittadina di Kuryk.

Sempre in Kazakhstan, presso Atyrau, in relazione ai Progetti di sviluppo dell’area di riferimento del progetto Kashagan, si sono svolte attività di sostegno sociale a carattere educativo.

In Indonesia, presso il cantiere di fabbricazione nel villaggio di Pangke, sull’isola di Karimun, in contemporanea all’avanzamento dei lavori di costruzione della base, è stato attuato il piano di rivegetazione dei territori limitrofi previsto tra gli interventi di mitigazione degli impatti, al fine di garantire la preservazione della biodiversità locale, in particolare rivolta alla protezione delle specie di mangrovie presenti sull’isola.

Risorse umane

Sviluppo, Formazione e Organizzazione

Il primo semestre 2009 è stato rivolto prevalentemente all'analisi, razionalizzazione, sistematizzazione e talora riorientamento dei processi di selezione, formazione e sviluppo delle risorse umane, al fine di realizzare un migliore allineamento con l'attuale andamento del mercato del lavoro caratterizzato da un mutato equilibrio tra domanda e offerta, ma anche per meglio aderire al nuovo modello di business che prevede una maggiore vicinanza al business dei servizi di staff.

Le attività di selezione hanno mirato all'ottimizzazione della fase di reclutamento al fine di anticipare e preparare le azioni in vista della futura ripresa del mercato del lavoro; con questa ottica sono state riviste le procedure di selezione, sono state ridefinite e rinegoziate le condizioni contrattuali per la fornitura di servizi esterni di Ricerca e Selezione ed è stato potenziato con nuove funzionalità il Portale Saipem di reclutamento "eFesto", ora attivo o in fase di attivazione in molte delle società operative estere in Europa, Nord Africa, India, area Caspio e Far East.

Inoltre, sono state avviate alcune campagne di branding, sia a livello internazionale per il reperimento di risorse internazionali da impiegare presso le società operative estere, sia in Italia presso gli istituti tecnici superiori per rafforzare l'immagine e la capacità di attrazione presso i giovani diplomati italiani, come scelta strategica per alimentare le funzioni Operations delle diverse linee di business. In particolare è da segnalare la partecipazione di Saipem a tre job fair di rilievo internazionale: Lisbona (focus sul reperimento di risorse angolane), il Cairo (focus sul reperimento di risorse nord africane) e Sharjah (focus sul reperimento in Medio Oriente).

Le attività di **Formazione** si caratterizzano per l'avvio di numerose iniziative di formazione professionale, alcune rese possibili dall'avvio del Corporate Training Center di

Chennai (India) dove sono stati realizzati i corsi (per personale indiano e internazionale) "Project Control Engineering" e "NDT Supervisor" ed è in svolgimento il corso "Contract Administration".

Il centro accoglie personale junior reclutato in India e destinato a impieghi internazionali, che viene sottoposto a corsi di formazione professionale (comprensivi di formazione su business e organizzazione Saipem); di rilievo sono anche il corso trimestrale "Prefabrication Supervisor" presso la sede di Arbatax, destinato ad alimentare con professionalità critiche le attività di "fabrication offshore".

Attenzione particolare è stata rivolta alla formazione istituzionale con il ciclo di corsi "Corporate Vision&Role" su logiche e modalità di esercizio del ruolo di indirizzo, coordinamento e controllo assegnato ai manager con funzioni Corporate e l'avvio della nuova edizione del "Welcome Saipem"; infine, sono da segnalare gli investimenti e le iniziative per la formazione "law compliant", il ciclo di Seminari e Corsi relativo alle nuove disposizioni in materia di sicurezza sul lavoro previste dal D.Lgs. 81/2008:

- la progettazione di corsi, contenuti e applicativi e-learning per la formazione su D.Lgs. 231/2001 e 81/2008;
- le nuove policy in tema di Security e la promozione del Codice Etico.

Le attività di **Sviluppo** delle risorse umane si sono concentrate sulla revisione e aggiornamento di alcune delle metodologie e dei tools a disposizione del management aziendale per monitorare, valutare e sviluppare le risorse gestite: Valutazione della Performance, Monitoraggio dei Giovani Talenti, nuova release di E-Performance, pubblicazione sull'intranet aziendale dei percorsi di sviluppo delle aree professionali.

All'interno del più ampio programma di ridefinizione del modello di Leadership è stata completata in Italia la

seconda fase del programma “Feedback 360°” che ha coinvolto tutti i senior manager in posizione chiave e i giovani dirigenti in sviluppo, ed è stata avviata la prima fase del medesimo programma in Saipem sa con il coinvolgimento di 80 dirigenti.

Inoltre è in fase di avvio il Progetto “ROV Technician” che prevede la mappatura worldwide delle risorse specializzate nelle operazioni con i ROV per:

- addestramento tecnico;
- definizione di una nuova Training Matrix per lo sviluppo e consolidamento interno della professionalità;
- survey dei potenziali bacini di reperimento in area Asia-Pacifico di profili junior e successiva definizione di un piano di progressivo inserimento nelle strutture aziendali.

I trend di mercato e lo scenario economico internazionale hanno determinato un atteggiamento prudente nei sistemi e nelle politiche di **Compensation** durante il primo semestre; sono stati attentamente monitorati, revisionati e talora sospesi i piani di incentivazione variabile e i sistemi di retention, in particolare quelli più aggressivi introdotti nel precedente biennio di forte turbolenza nel mercato del lavoro di riferimento per Saipem.

È stato portato a completamento il progetto di Global Grading internazionale che, mediante un sistema di valutazione interno delle posizioni tipiche del settore di Saipem applicato worldwide, permetterà di disporre di un metodo di benchmark efficace e comune per tutte le società estere al fine di meglio interpretare le analisi retributive, definire le strutture retributive locali e coor-

dinare il mercato interno del lavoro in termini di mobilità e di confronto retributivo internazionale.

In relazione alla congiuntura economica internazionale e alle previsioni circa la sua evoluzione, il compensation committee ha sottoposto a esame i piani di incentivazione del management Saipem, con particolare riferimento ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine Saipem. È stato confermato l’attuale Piano di Incentivazione Monetaria di Breve Termine e, al fine di continuare a sostenere la performance operativa dell’azienda nel lungo periodo, si è deciso di mantenere per il triennio 2009-2011 anche l’attuale Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine, collegato a condizioni di performance aziendali.

Si è invece optato, limitatamente al 2009, per la sospensione dei Piani di Stock Option in ragione della forte instabilità e volatilità dell’andamento del titolo sensibilmente influenzato da variabili esogene.

Sul fronte delle iniziative di **Local content** sono state rilanciate, nel primo semestre, le campagne di formazione e sviluppo di risorse locali in Kazakhstan (fase 3 del programma) e in Angola (nuovo programma per l’aumento dell’impiego di risorse locali su posizioni tipiche di operation); di estrema rilevanza sono anche i nuovi programmi avviati, in forte coordinamento con la BU Onshore e a supporto della stessa, in Algeria e Libia per la creazione di centri di ingegneria locali.

Nel corso del primo semestre dell’anno sono proseguiti gli interventi di **Organizzazione** volti al perseguimento degli obiettivi definiti dal Programma “Sviluppo del

Esercizio	(unità)	Primo semestre	
		Forza media 2008	Forza media 2009
2008			
10.334	Offshore	9.817	11.910
15.224	Onshore	15.029	14.878
1.581	Drilling Offshore	1.551	1.584
4.067	Drilling Onshore	3.695	4.653
3.287	Funzioni di staff	3.160	3.466
34.493	Totale	33.252	36.491
7.044	Italiani	6.894	7.313
27.449	Altre nazionalità	26.358	29.178
34.493	Totale	33.252	36.491
5.974	Italiani a tempo indeterminato	5.841	6.356
1.070	Italiani a tempo determinato	1.053	957
7.044	Totale	6.894	7.313
31.12.2008	(unità)	30.06.2008	30.06.2009
7.071	Numero di ingegneri	6.806	7.140
36.643	Numero di dipendenti	33.997	35.854

Nuovo Modello Operativo di Saipem” avviato nel 2008; gli ulteriori interventi sono stati rivolti a:

- ottimizzare sinergie, attività e processi di staff e di supporto al business, in ottica di servizi condivisi e centralizzati a livello di singolo Paese, implementando il modello organizzativo definito per le Country multi business in Angola, Algeria, Emirati Arabi Uniti e Arabia Saudita;
- supportare la ridefinizione di alcuni processi aziendali, garantendone la coerenza con le soluzioni organizzative adottate, ottimizzando e armonizzando i modelli operativi nelle diverse realtà del Gruppo;
- ridefinire l’impianto del Sistema Documentale di Saipem riallineandolo alle esigenze operative di governance del modello a rete del gruppo.

È stato altresì avviato un programma di razionalizzazione delle strutture organizzative delle principali filiali del Gruppo, per consentire una governance più chiara delle stesse.

È in corso un’analisi organizzativa volta a ridefinire il modello organizzativo e di governance per le attività di Maintenance, Modification and Operations (MMO), con la finalità di pervenire all’unitarietà di gestione e coordinamento a livello di Gruppo.

È stato intrapreso il progetto di razionalizzazione delle società controllate italiane con lo scopo di traguardare obiettivi di efficienza complessiva attraverso la semplificazione dell’assetto partecipativo, la focalizzazione univoca al business delle diverse entità.

Infine è stato iniziato il Programma “Razionalizzazione della Complessità e delle Strutture di Costo” allo scopo di definire e implementare interventi e azioni orientati alla riduzione della complessità e all’ottimizzazione della struttura dei costi aziendali.

IBIS Continuous Improvement ha gestito iniziative di miglioramento continuo del sistema informativo integrato IBIS e di diffusione del modello a livello di Gruppo, anche supportando le diverse società coinvolte nello sviluppo di conoscenze e capacità sul corretto utilizzo degli applicativi.

La funzione ha gestito il processo di Change Management dei progetti IBIS in corso di realizzazione e ha supportato il progetto “GHRIS Reloaded”.

Inoltre, al fine di garantire il rispetto dei principi di segregation of duties sugli applicativi di Società, ha completato lo sviluppo delle relative metodologie e standard operativi.

Relazioni industriali

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, con le istituzioni e gli enti pubblici.

Nel primo semestre sono stati avviati 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 scaduto il 30 giugno 2009;
- colloqui con le rappresentanze sindacali dei siti produttivi di Saipem e Saipem Energy Services SpA per la definizione degli indicatori di produttività a valere per l’esercizio 2009 e per la definizione degli importi del Premio di Partecipazione annuale;
- trattativa in corso sul rinnovo della parte normativa per le “trasferte cantieristica onshore e sedi” con la definizione degli importi di indennità da corrispondere;
- si sono inoltre tenuti incontri con le rappresentanze dei lavoratori di Saipem Energy Services SpA per l’implementazione delle modalità di orario di lavoro c/o Marghera Div. Sonsub e per la riorganizzazione del servizio reperibilità in Div. Manutenzione.

Si è partecipato agli incontri per il rinnovo della Rappresentanza in ambito di Comitato Aziendale Europeo Eni e al previsto incontro annuale di Comitato tenutosi a Lisbona nei giorni 23 e 24 giugno 2009.

Costo lavoro

Nel mese di giugno 2009, il progetto GHRIS Reloaded - New Release (sinergico con la funzione ICT) intrapreso a settembre 2008 con lo scopo di implementare l’upgrade di release e di tutte le funzionalità rivolte al miglioramento del sistema, ha portato all’attivazione della nuova release di GHRIS, cogliendo anche l’opportunità per razionalizzare e sviluppare a sistema i nuovi requisiti emersi in seno ai processi HR.

Ulteriore finalità del progetto era quella di migliorare la funzionalità del sistema GHRIS e ottimizzare l’efficienza dei processi di gestione delle Risorse Umane, valutando gli impatti sui diversi sistemi di società e garantendo la rispondenza alle esigenze di fattibilità ed economicità.

Di significativa importanza sono state le attività formative che hanno coinvolto tutte le realtà estere e tutti i moduli presenti nel sistema gestionale durante l’intero mese di maggio. Nei prossimi mesi del 2009 l’impegno del gruppo di lavoro funzionale e tecnico sarà volto a garantire il supporto al Post avvio e a procedere con le attività di analisi e implementazione delle nuove funzionalità previste nei prossimi due rilasci di GHRIS.

Sistema informativo

Nel primo semestre 2009 l'iniziativa IBIS (Integrated Business Information Systems) è stata focalizzata principalmente nel progetto "IBIS Consolidation" dedicato al cambio di release di SAP R/3 e alla parallela attività di revisione dei processi di lavoro supportati dall'applicazione, allo scopo di valutare i possibili vantaggi nell'adozione delle nuove funzionalità offerte dalla versione 6.0. In particolare si intende:

- integrare l'attuale modello IBIS con il disegno e l'implementazione di un modello contabile basato sul New General Ledger di SAP e orientato alla gestione del capitale destinato;
- sostituire, ove possibile, procedure applicative custom con funzionalità standard.

Dal punto di vista prettamente tecnico il progetto costituisce l'occasione di un refresh tecnologico completo di tutte le componenti costitutive. L'upgrade tecnico è programmato per la seconda metà del 2009.

L'apertura del progetto di upgrade ha, di fatto, reso necessario limitare al massimo possibile le iniziative di cambiamento relative a nuove implementazioni funzionali e a nuovi roll out che hanno coinvolto, nel primo semestre, Saipem Contracting Algeria SpA e una prima preparazione tecnica per la società Petrex SA in Perù.

Accanto al progetto SAP R/3 è stata avviata anche l'iniziativa di revisione del sistema di Data Warehouse aziendale, che interessa principalmente le funzioni Approvvigionamenti e Risorse Umane.

La Direzione Personale Organizzazione e Sistemi ha nel primo semestre 2009 finalizzato, con il supporto ICT, il progetto di upgrade di release del sistema di gestione delle risorse umane GHRS, basato su Oracle Peoplesoft. Nell'ambito del progetto, similmente al caso SAP, puntiamo a ottenere benefici sia tecnici che funzionali; a fronte di un completo refresh tecnologico, tutte le funzioni costitutive del sistema sono state riviste allo scopo di un utilizzo delle funzionalità standard di prodotto.

Altro progetto in ambito IBIS che prosegue nel suo percorso è il Workload Management System (WMS), relativo al sistema integrato per la pianificazione e il controllo del carico di lavoro di risorse a progetto.

Dopo aver avviato e consolidato le funzionalità del sistema a favore delle esigenze funzionali della business unit Onshore, il progetto si è dedicato a definire il modello WMS per la business unit Offshore e ha avviato in parallelo i primi roll out nelle realtà societarie del Gruppo.

L'iniziativa IBIS dedicata alla messa a punto di un nuovo sistema per la gestione documentale a progetto prosegue nel suo sviluppo di una metodologia di gestione comune a tutte le business unit.

A fianco di ciò si sta consolidando l'iniziativa di gestione documentale DAMS-Asset che ha visto il caricamento in produzione della documentazione tecnica di bordo della Saipem 3000 con una soluzione che integra il sistema DAMS, basato su EMC-Documentum, con un sistema di consultazione di bordo basato su EMC-E-Room.

Nell'area del supporto al business la diffusione dell'applicativo Integraph SmartPlant Material viene seguita con attenzione nella definizione e nel rilascio di ambienti sempre più ricchi di funzionalità a copertura della gestione dei materiali bulk a progetto.

Molto positivo è il quadro delle applicazioni sviluppate in-house dedicate alla Construction e alla Fabrication, basate su alcuni prodotti di mercato (FBit, Bentley, Intergraph e Oracle Primavera) arricchiti e integrati da moduli sviluppati in-house, calibrati sulle necessità del contesto Saipem (SICON, ovvero Sistema Integrato di Construction Management, nonché Piping Tracking System o PTS). Tali sistemi sono stati utilizzati sul sito di Khurais in Arabia Saudita con risultati lusinghieri.

Le iniziative di aggiornamento in atto delle principali applicazioni Corporate sono state l'occasione per l'avvio di una revisione complessiva dell'infrastruttura ICT delle sedi Italia relativamente ai server, sistemi di storage e back up, al fine di abilitare un'infrastruttura scalabile,

strutturata e omogenea, pronta ad accogliere dinamicamente le diverse richieste del business.

Tra le nuove iniziative si segnala il progetto WIE - Windows Infrastructure Evolution, che ha l'obiettivo di rinnovare l'infrastruttura e le postazioni di lavoro di tutto il Gruppo introducendo le funzionalità delle nuove piattaforme Microsoft, ed è stata rilasciata in produzione la funzionalità RMS - Rights Management Services - per la protezione dei documenti e del sistema di posta elettronica.

Per quanto riguarda le telecomunicazioni, nel primo semestre 2009 è continuato il potenziamento dei collegamenti della flotta navale e dei principali siti terrestri, sono stati attivati nuovi collegamenti per i siti Petrex in Perù e Venezuela, nonché per i mezzi navali Castoro 7 e Big Foot.

È stata predisposta, in collaborazione con il Procurement, la gara internazionale per il rinnovo dei servizi VSAT della flotta che consentirà un aggiornamento tecnologico degli stessi e un superiore servizio a fronte di costi in diminuzione.

È proseguita nel 2009 l'introduzione di nuovi servizi che hanno avviato un percorso di progressiva diminuzione dei costi di fonìa: citiamo in particolare la telefonia IP su rete dati e la "Orange Business Voice".

Relativamente alla governance della sicurezza informatica, si conferma il monitoraggio previsto per soddisfare i requisiti di conformità al Sarbanes Oxley Act e alla legge italiana 262, che è ormai parte integrante dei processi ICT. È stato inoltre consolidato il progetto di adozione di un sistema di controllo ICT basato sul framework internazionale ISO 27001, al fine di migliorare il Modello di Governance ICT su tutto il Gruppo Saipem.

Gestione dei rischi d'impresa

Nell'ambito 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 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 il rischio derivante dall'esposizione alla volatilità dei prezzi delle commodity;
- (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di default di una controparte;
- (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve;
- (iv) il rischio operation 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.

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 ai tassi di cambio deriva dall'operatività del Gruppo Saipem in aree diverse dall'euro, dalla circo-

stanza che i ricavi (costi) di una parte rilevante dei progetti eseguiti sono quotati o legati a valute diverse dall'euro, determinando i seguenti impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di 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).

L'obiettivo di risk management di Saipem è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; 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.

In ottemperanza ai principi contabili internazionali IFRS, 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). 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 gestione di questa attività a livello di Gruppo è assicurata dalla funzione Finanza che monitora la corretta correlazione tra strumenti derivati e flussi sottostanti e l'adeguata rappresentazione contabile in ottemperanza ai principi contabili internazionali.

Rischio di tasso di interesse

Il rischio connesso alle oscillazioni dei tassi di interesse è correlato essenzialmente a finanziamenti a lungo termine negoziati a tassi variabili. Il rischio è gestito mediante operazioni di Interest Rate Swap (IRS), 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.

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/investimenti.

L'obiettivo di risk management del Gruppo è la neutralizzazione dei fenomeni sopra descritti confermando il perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. 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).

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.

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 2009 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. L'obiettivo di risk management del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del 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 finan-

ziarie 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 2009 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 919 milioni di euro; questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative.

Le passività finanziarie a lungo termine non attualizzate, comprensive delle quote a breve termine e della quota interessi da pagare sulla base delle condizioni contrattuali in essere al 30 giugno 2009 (282 milioni di euro), si analizzano per scadenza come segue:

(milioni di euro)	Anni di scadenza							Totale
	2009	2010	2011	2012	2013	2014	Oltre	
Passività finanziarie a lungo termine comprensive delle quote a breve termine	24	326	299	82	140	60	613	1.544

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Saipem sia in Italia che 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 civile a carico dei responsabili. Le normative in materia 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. A questo proposito Saipem si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei con-

trattisti 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 processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi 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 dell'impianto. 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 assicurarle. 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.

- assicurare la definizione, lo sviluppo e l'aggiornamento di strumenti e metodologie in grado di raccogliere, organizzare e rendere disponibili ai progetti le varie lesson learned;
- assicurare un'adeguata attività formativa e il necessario supporto ai risk engineer;
- assicurare il costante aggiornamento delle Linee Guida, procedure e standard Corporate, promuovendone il pieno rispetto e la loro corretta applicazione in Saipem e nelle società controllate.

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. Saipem monitora e valuta costantemente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei Paesi in cui opera o intende investire. Il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di appropriate linee guida di gestione del rischio che Saipem ha definito nella procedura "Project Risk Assessment and Management".

Risk and opportunity and knowledge management

Nel corso del 2006 è stata formalizzata la direzione Risk and opportunity and knowledge management al fine di:

- promuovere l'applicazione della metodologia nelle offerte e nei progetti gestiti dalle Business Unit;
- assicurare la diffusione di una cultura di risk and opportunity and knowledge management in Saipem orientata alla gestione di rischi e opportunità connessi ai progetti e 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;

Altre informazioni

ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

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	-	-	-	-
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	3.919.415			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2009	6.282.129	20,01	125.694	1,42

Il capitale sociale al 30 giugno 2009 ammonta a 441.410.900 euro. Alla stessa data le azioni in circolazione sono 435.128.771; nel semestre non sono state acquistate azioni ordinarie sul mercato.

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:

- alla data del 30 giugno 2009 fra le controllate Saipem rientrano nella previsione regolamentare nove società. Precisamente:
 - ER SAI Caspian Contractor Llc;
 - Global Petroprojects Services AG;
 - Petrex SA;
 - Saipem Asia Sdn Bhd;
 - Saipem Contracting (Nigeria) Ltd;
 - Saipem Contracting Algeria SpA;
 - Saipem Misr for Petroleum Services (S.A.E.);
 - Saudi Arabian Saipem Ltd;
 - Snamprogetti Saudi Arabia Ltd.

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

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 con le imprese controllate e collegate escluse dall'area di consolidamento di Saipem e con le imprese del Gruppo Eni. 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 43 delle Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato.

FATTI DI RILIEVO AVVENUTI DOPO LA CHIUSURA DEL SEMESTRE

Acquisizione ordini

Nel mese di luglio 2009 sono stati acquisiti nuovi ordini e negoziate variazioni a contratti esistenti per un totale di circa 800 milioni di euro.

Le acquisizioni più rilevanti del periodo sono:

- per conto Esso Exploration Angola (Block 15) Ltd, il contratto per lo sviluppo del progetto Kizomba Satellites Epc3 Tiebacks, al largo delle coste dell'Angola, che prevede le attività di ingegneria, fabbricazione, trasporto e installazione delle condotte, degli ombelicali, dei riser e dei sistemi sottomarini che collegheranno i giacimenti di Mavacola e Clochas ai mezzi di produzione galleggiante (FPSO) di Kizomba A e B;
- per conto Eni, un contratto per lavori da realizzarsi nelle acque del Mediterraneo.

EVOLUZIONE PREVEDIBILE DELLA GESTIONE

La domanda di idrocarburi continua a essere debole come conseguenza dello stato di crisi dell'economia globale e non sono previsti decisi recuperi a breve. I prezzi del petrolio sono oggetto di forti oscillazioni come risultato da una parte della debolezza della domanda e dall'altra della prospettiva che un calo degli investimenti della Oil Industry determini carenza dell'offerta nel medio termine con conseguenti impatti significativi sulle quotazioni. In questo contesto di domanda debole e di volatilità dei prezzi del petrolio le Oil Company riducono gli investimenti determinando una situazione di mercato negativa per la Oil Services Industry.

Durante l'esercizio 2009 Saipem esegue prevalentemente contratti acquisiti nei due anni precedenti e quindi in una situazione di mercato particolarmente positiva. La qualità del portafoglio ordini e la buona efficienza operativa espressa nei progetti in esecuzione sono attesi consentire il raggiungimento di risultati largamente positivi: i ricavi e il risultato operativo del 2009 vengono ora previsti raggiungere il livello record dell'esercizio precedente. Le acquisizioni del primo semestre che hanno consentito di mantenere il portafoglio ordini su livelli record testimoniano la buona resistenza del modello Saipem alle avverse ciclicità di mercato.

Il buon radicamento in aree geografiche e settori in cui sono previsti notevoli investimenti anche in scenari di quotazioni del petrolio non elevate e l'entrata in operatività nel corso del 2010 e 2011 di nuovi e distintivi asset sono attesi consentire nel medio termine un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem.

Gli investimenti per il 2009 sono confermati in 1,6 miliardi di euro circa a fronte dei progetti in corso; a tale importo potrebbero aggiungersi ulteriori 0,1 miliardi di euro circa per la quota dell'anno relativa all'investimento per la conversione di un tanker in un'unità FPSO se le negoziazioni in corso con un Cliente avranno esito positivo.

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

Stato patrimoniale riclassificato

Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta dallo schema obbligatorio)	(milioni di euro)		30.06.2009	
	31.12.2008		Valori parziali da schema obbligatorio	Valori da schema riclassificato
A) Attività materiali nette			5.171	5.816
Nota 8 - Immobili, impianti e macchinari	5.171			5.816
B) Attività immateriali nette			755	757
Nota 9 - Attività immateriali nette	755			757
C) Partecipazioni			43	50
Nota 10 - Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	42			48
Nota 11 - Altre partecipazioni	2			3
Ricl. da E) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	(1)			(1)
D) Capitale circolante			(870)	(559)
Nota 3 - Crediti commerciali e altri crediti	4.255			4.135
Ricl. a I) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(260)			(87)
Nota 4 - Rimanenze	1.397			1.337
Nota 5 - Attività per imposte sul reddito correnti	37			55
Nota 6 - Attività per altre imposte correnti	301			318
Nota 7 - Altre attività	420			357
Nota 12 - Attività per imposte anticipate	94			82
Nota 13 - Altre attività	17			35
Nota 15 - Debiti commerciali e altri debiti	(6.370)			(6.274)
Nota 16 - Passività per imposte sul reddito correnti	(101)			(130)
Nota 17 - Passività per altre imposte correnti	(110)			(96)
Nota 18 - Altre passività	(476)			(179)
Nota 22 - Passività per imposte differite	(25)			(60)
Nota 23 - Altre passività	(49)			(52)
E) Fondi per rischi e oneri			(184)	(167)
Nota 20 - Fondi per rischi e oneri	(185)			(168)
Ricl. a C) - fondo copertura perdite di imprese partecipate	1			1
Attività nette disponibili per la vendita			68	68
F) Fondo per benefici ai dipendenti			(173)	(177)
Nota 21 - Fondi per benefici ai dipendenti	(173)			(177)
CAPITALE INVESTITO NETTO			4.810	5.788
G) Patrimonio netto			2.757	3.000
Nota 25 - Patrimonio netto di Saipem	2.757			3.000
H) Capitale e riserve di terzi			21	37
Nota 24 - Capitale e riserve di terzi azionisti	21			37
I) Indebitamento finanziario netto			2.032	2.751
Nota 1 - Disponibilità liquide ed equivalenti	(1.398)			(1.040)
Nota 2 - Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(36)			(33)
Nota 14 - Passività finanziarie a breve termine	2.613			2.649
Nota 19 - Passività finanziarie a lungo termine	1.106			1.080
Nota 19 - Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	7			182
Ricl. da D) - crediti finanziari non strumentali all'attività operativa (nota 3)	(260)			(87)
COPERTURE			4.810	5.788

Voci del conto economico riclassificato

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

- i ricavi, pari a 3 milioni di euro, afferenti a rimborsi per prestazioni che non costituiscono l'attività caratteristica, i rimborsi assicurativi e i costi rimborsati dal Cliente indicati nello schema legale nella voce "altri ricavi e proventi" sono stati portati in diminuzione delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- gli altri proventi e oneri operativi afferenti a contratti su commodity (3 milioni di euro) sono stati portati in diminuzione delle corrispondenti componenti di costo nel conto economico riclassificato;
- le voci "proventi finanziari" (582 milioni di euro), "oneri finanziari" (-683 milioni di euro) e "strumenti derivati" (46 milioni di euro) indicate separatamente nello schema legale, sono esposte nette nella voce "oneri finanziari netti" (-55 milioni di euro) del conto economico riclassificato;
- e voci "effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto" (9 milioni di euro) e "altri proventi (oneri) su partecipazioni" (1 milione di euro) indicate separatamente nello schema legale, sono esposti quali valori netti nelle voci "proventi netti da partecipazioni" e "plusvalenza cessione 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 legale esclusivamente per le seguenti riclassifiche:

- le voci "ammortamenti" (220 milioni di euro), "variazioni per fondi rischi e oneri" (-11 milioni di euro), "variazione fondi per benefici ai dipendenti" (4 milioni di euro) e "svalutazioni (rivalutazioni)" (-6 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del risultato operativo nello schema legale, sono esposte nette nella voce "ammortamenti e altri componenti non monetari" (207 milioni di euro);
- le voci "plusvalenze nette su cessione di attività" (-1 milione di euro) e "minusvalenze (plusvalenze) da valutazione al patrimonio netto delle partecipazioni" (-9 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del risultato operativo nello schema legale, sono esposte nette nella voce "minusvalenze (plusvalenze), svalutazioni dell'attivo circolante" (-10 milioni di euro);
- le voci "dividendi" (-1 milione di euro), "interessi attivi" (-13 milioni di euro), "interessi passivi" (41 milioni di euro), "differenze cambio (attive) passive non realizzate" (4 milioni di euro) e "imposte sul reddito dell'esercizio correnti, differite e anticipate" (145 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del risultato operativo nello schema legale, sono esposte nette nella voce "dividendi, interessi, proventi/oneri straordinari e imposte sul reddito" (176 milioni di euro);
- le voci relative alle variazioni delle "rimanenze" (60 milioni di euro), dei "crediti commerciali e diversi" (-88 milioni di euro), delle "altre attività" (45 milioni di euro), dei "debiti commerciali e diversi" (-46 milioni di euro) e delle "altre passività" (-294 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa del risultato operativo nello schema legale, sono esposte nette nella voce "variazione del capitale d'esercizio relativo alla gestione" (-323 milioni di euro);
- le voci "dividendi incassati" (4 milioni di euro), "interessi incassati" (15 milioni di euro), "interessi pagati" (-42 milioni di euro) e "imposte sul reddito pagate" (-87 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di periodo nello schema legale, sono esposte nette nella voce "dividendi, interessi, proventi/oneri finanziari e imposte sul reddito incassati (pagati) nel periodo" (-110 milioni di euro);
- le voci relative agli investimenti in "immobilizzazioni immateriali" (-5 milioni di euro) e "immobilizzazioni materiali" (-875 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa da attività di inve-

stimento nello schema legale, sono esposte nette nella voce "investimenti in immobilizzazioni immateriali e materiali" (-880 milioni di euro);

- le voci "rimborsi crediti finanziari correnti" (173 milioni di euro), "assunzione di crediti finanziari correnti" (12 milioni di euro), "assunzione di debiti finanziari non correnti" (149 milioni di euro), "assunzione di debiti finanziari correnti" (22 milioni di euro) e "incremento (decremento) di debiti finanziari correnti in conto corrente" (14 milioni di euro) indicate separatamente e incluse nel flusso di cassa netto da attività di finanziamento nello schema legale, sono esposte nette nella voce "variazione crediti (debiti) finanziari" (370 milioni di euro);
- le voci "effetto delle differenze di cambio su disponibilità liquide ed equivalenti" (15 milioni di euro) ed "effetto variazione area di consolidamento e altre variazioni" (35 milioni di euro), sono esposte nette nella voce "variazione area di consolidamento e differenze di cambio sulle disponibilità" (50 milioni di euro).

Le altre voci sono direttamente riconducibili allo schema obbligatorio.



Bilancio consolidato semestrale abbreviato

■ Stato patrimoniale

(milioni di euro)

30.06.2008		Nota (*)	31.12.2008	di cui verso parti correlate	30.06.2009	di cui verso parti correlate
	ATTIVITÀ					
	Attività correnti					
2.081	Disponibilità liquide ed equivalenti	(N. 1)	1.398	874	1.040	697
-	Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita	(N. 2)	36		33	
3.117	Crediti commerciali e altri crediti	(N. 3)	4.255	1.149	4.135	923
1.423	Rimanenze	(N. 4)	1.397	73	1.337	55
29	Attività per imposte sul reddito correnti	(N. 5)	37		55	
252	Attività per altre imposte correnti	(N. 6)	301		318	
278	Altre attività	(N. 7)	420	336	357	297
7.180	Totale attività correnti		7.844		7.275	
	Attività non correnti					
4.291	Immobili, impianti e macchinari	(N. 8)	5.171		5.816	
750	Attività immateriali	(N. 9)	755		757	
28	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(N. 10)	42		48	
7	Altre partecipazioni	(N. 11)	2		3	
14	Altre attività finanziarie		-		-	
59	Attività per imposte anticipate	(N. 12)	94		82	
11	Altre attività	(N. 13)	17	3	35	21
5.160	Totale attività non correnti		6.081		6.741	
80	Attività destinate alla vendita	(N. 44)	68		68	
12.420	TOTALE ATTIVITÀ		13.993		14.084	
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
	Passività correnti					
3.198	Passività finanziarie a breve termine	(N. 14)	2.613	2.393	2.649	2.556
5	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	7	2	182	4
4.813	Debiti commerciali e altri debiti	(N. 15)	6.370	129	6.274	264
231	Passività per imposte sul reddito correnti	(N. 16)	101		130	
62	Passività per altre imposte correnti	(N. 17)	110		96	
154	Altre passività	(N. 18)	476	421	179	170
8.463	Totale passività correnti		9.677		9.510	
	Passività non correnti					
927	Passività finanziarie a lungo termine	(N. 19)	1.106	615	1.080	772
187	Fondi per rischi e oneri	(N. 20)	185		168	
172	Fondi per benefici ai dipendenti	(N. 21)	173		177	
66	Passività per imposte differite	(N. 22)	25		60	
-	Altre passività	(N. 23)	49	48	52	50
1.352	Totale passività non correnti		1.538		1.537	
9.815	TOTALE PASSIVITÀ		11.215		11.047	
	PATRIMONIO NETTO					
6	Capitale e riserve di terzi azionisti	(N. 24)	21		37	
2.599	Patrimonio netto di Saipem:	(N. 25)	2.757		3.000	
441	- capitale sociale	(N. 26)	441		441	
55	- riserva sopraprezzo delle azioni	(N. 27)	55		55	
168	- altre riserve	(N. 28)	(63)		39	
1.525	- utili relativi a esercizi precedenti		1.536		2.217	
501	- utile del periodo		914		374	
(91)	- azioni proprie	(N. 29)	(126)		(126)	
2.605	Totale patrimonio netto di Gruppo		2.778		3.037	
12.420	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		13.993		14.084	

(*) Le note costituiscono parte integrante del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

■ Conto economico

(milioni di euro)

Esercizio 2008		Nota (*)	Primo semestre 2008	di cui verso parti correlate	Primo semestre 2009	di cui verso parti correlate
	RICAVI					
10.094	Ricavi della gestione caratteristica	(N. 31)	4.619	494	5.158	815
44	Altri ricavi e proventi	(N. 32)	14	4	10	-
10.138	Totale ricavi		4.633		5.168	
	Costi operativi					
(7.291)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(N. 33)	(3.308)	(35)	(3.606)	(36)
(1.410)	Costo del lavoro	(N. 34)	(673)		(763)	
(353)	Ammortamenti e svalutazioni	(N. 35)	(163)		(220)	
(9.054)	Totale costi operativi		(4.144)		(4.589)	
(1)	Altri proventi e oneri operativi	(N. 36)	3	3	3	3
1.083	UTILE OPERATIVO		492		582	
	Proventi (oneri) finanziari					
1.405	Proventi finanziari		441	35	582	9
(1.568)	Oneri finanziari		(481)	(65)	(683)	(47)
68	Strumenti derivati		(12)	(10)	46	47
(95)	Totale proventi (oneri) finanziari	(N. 37)	(52)		(55)	
	Proventi (oneri) su partecipazioni					
22	Effetto della valutazione con il metodo del patrimonio netto		7		9	
207	Altri proventi su partecipazioni		188		1	
229	Totale proventi su partecipazioni	(N. 38)	195		10	
1.217	UTILE ANTE IMPOSTE		635		537	
(285)	Imposte sul reddito	(N. 39)	(131)		(145)	
932	UTILE NETTO		504		392	
	di competenza:					
914	- Saipem		501		374	
18	- terzi azionisti	(N. 40)	3		18	
	Utile per azione sull'utile netto di competenza Saipem (ammontare in euro per azione)					
2,10	Utile per azione semplice	(N. 41)	1,16		0,86	
2,07	Utile per azione diluito	(N. 41)	1,14		0,85	

(*) Le note costituiscono parte integrante del bilancio consolidato semestrale abbreviato.

■ Prospetto utile complessivo

(milioni di euro)

	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Utile (perdita) del periodo	504	392
Altre componenti dell'utile complessivo:		
- variazione del fair value derivati cash flow hedge	40	125
- partecipazioni valutate al fair value	(6)	1
- differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(33)	(5)
- effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo	(5)	(18)
Totale altre componenti dell'utile complessivo	(4)	103
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	500	495
Di competenza:		
- Gruppo Saipem	498	478
- terzi azionisti	2	17

■ Prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto

Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante

(milioni di euro)	Capitale sociale	Riserva per sovrapprezzo 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 2007	441	55	7	72	34	108	(93)	873	875	(77)	2.295	4	2.299
Utile primo semestre 2008	-	-	-	-	-	-	-	-	501	-	501	3	504
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	35	-	-	-	-	35	-	35
Partecipazioni valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	(6)	-	-	(6)	-	(6)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	-	(32)	-	-	-	(32)	(1)	(33)
Totale utile (perdita) complessivo primo semestre 2008	-	-	-	-	-	35	(32)	(6)	501	-	498	2	500
Operazioni con gli azionisti													
Dividendi distribuiti primo semestre 2008	-	-	-	-	-	-	-	-	(192)	-	(192)	-	(192)
Riporto a nuovo utile 2007 e attribuzione a riserva legale	-	-	-	15	-	-	-	668	(683)	-	-	-	-
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	24	-	-	(24)	-	(14)	(14)	-	(14)
Costo stock option	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Altri movimenti del patrimonio netto													
Differenze cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	(2)	10	-	-	8	-	8
Totale	-	-	-	15	24	-	(2)	658	(875)	(14)	(194)	-	(194)
Saldi al 30 giugno 2008	441	55	7	87	58	143	(127)	1.525	501	(91)	2.599	6	2.605
Utile secondo semestre 2008	-	-	-	-	-	-	-	-	413	-	413	15	428
Altre componenti dell'utile complessivo													
Variazione del fair value derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	-	-	-	-	-	(229)	-	-	-	-	(229)	-	(229)
Partecipazioni valutate al fair value	-	-	-	-	-	-	-	(1)	-	-	(1)	-	(1)
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	-	-	-	-	-	(3)	46	-	-	-	43	-	43
Totale utile (perdita) complessivo secondo semestre 2008	-	-	-	-	-	(232)	46	(1)	413	-	226	15	241
Operazioni con gli azionisti													
Acquisto azioni proprie	-	-	-	-	(41)	-	-	40	-	(35)	(36)	-	(36)
Costo stock option	-	-	-	-	-	-	-	4	-	-	4	-	4
Altri movimenti del patrimonio netto													
Differenze cambio da conversione su distribuzione dividendi e altre variazioni	-	-	-	-	-	-	(4)	(32)	-	-	(36)	-	(36)
Totale	-	-	-	-	(41)	-	(4)	12	-	(35)	(68)	-	(68)
Saldi al 31 dicembre 2008	441	55	7	87	17	(89)	(85)	1.536	914	(126)	2.757	21	2.778

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

(milioni di euro)	Patrimonio di pertinenza degli azionisti della controllante												
	Capitale sociale	Riserva per sovrapprezzo 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
Partecipazioni 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
Costo stock option	-	-	-	-	-	-	-	5	-	-	5	-	5
Altri movimenti del patrimonio netto													
Differenze cambio da conversione su distribuzione dividendi e 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

■ Rendiconto finanziario

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Utile del periodo	501	374
Risultato di pertinenza di terzi azionisti	3	18
Ammortamenti	163	220
Svalutazioni (rivalutazioni)	-	(6)
Variazioni fondi per rischi e oneri	(3)	(11)
Variazione fondi per benefici ai dipendenti	5	4
Perdite (recuperi) di crediti finanziari	(10)	-
Minusvalenze (plusvalenze) da alienazione di partecipazioni	4	-
Minusvalenza (plusvalenza) da valutazione al patrimonio netto delle partecipazioni	(8)	(9)
Plusvalenze nette da alienazione di attività	(188)	(1)
(Dividendi)	(1)	(1)
(Interessi attivi)	(59)	(13)
Interessi passivi	86	41
Differenze cambio (attive) passive non realizzate	25	4
Imposte sul reddito del periodo correnti, differite e anticipate	131	145
Flusso di cassa del risultato operativo prima della variazione del capitale di periodo	649	765
Variazioni:		
- rimanenze	(425)	60
- crediti commerciali e diversi	246	(88)
- altre attività	(17)	45
- debiti commerciali e diversi	132	(46)
- altre passività	75	(294)
Flusso di cassa del risultato operativo	660	442
Dividendi incassati	24	4
Interessi incassati	59	15
Interessi pagati	(86)	(42)
Imposte sul reddito pagate	(8)	(87)
Differenze cambio realizzate su dividendi	(4)	-
Flusso di cassa netto da attività di periodo	645	332
<i>di cui verso parti correlate</i>	626	1.152
Investimenti:		
- immobilizzazioni immateriali	(4)	(5)
- immobilizzazioni materiali	(974)	(875)
- partecipazioni	(1)	-
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(979)</i>	<i>(880)</i>
Disinvestimenti:		
- immobilizzazioni materiali	46	5
- partecipazioni	282	-
- altre variazioni su attività di disinvestimento	(5)	-
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>323</i>	<i>5</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(656)	(875)
<i>di cui verso parti correlate</i>	-	-

■ Rendiconto finanziario *segue*

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Acquisto netto di azioni proprie	(14)	-
Cessione di azioni proprie	-	1
Incremento (decremento) titoli non strumentali	-	3
Assunzione crediti finanziari correnti	(61)	-
Rimborso crediti finanziari correnti	-	185
Assunzione di debiti finanziari correnti	-	22
Assunzione di debiti finanziari non correnti	36	149
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine in c/c	165	14
Dividendi distribuiti	(192)	(239)
Rimborso di capitale proprio a terzi	(1)	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(67)	135
<i>di cui verso parti correlate</i>	232	322
Effetto delle differenze di cambio su disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	15
Effetto variazione area di consolidamento e altre variazioni	(6)	35
Flusso di cassa netto del periodo	(89)	(358)
Disponibilità liquide a inizio del periodo	2.170	1.398
Disponibilità liquide a fine del periodo	2.081	1.040

■ 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 di quelli adottati nella relazione finanziaria annuale fatta eccezione per: (i) la presentazione del prospetto dell’utile complessivo, in cui è indicato il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto; (ii) la classificazione tra le componenti “correnti” e “non correnti” degli strumenti derivati non di copertura¹ così come previsto dalle modifiche dello IAS 1 “Presentazione del bilancio” definite dal documento “Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards”; (iii) l’apertura della nuova voce di conto economico “Altri proventi e oneri operativi” che accoglie le variazioni del fair value degli strumenti derivati non di copertura su commodity.

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.

Si fa presente che a partire dall’esercizio 2009 sono efficaci le disposizioni della nuova versione dello IAS 23 che prevede, quale unico trattamento possibile, la capitalizzazione degli oneri finanziari sostenuti per l’acquisizione, costruzione o produzione di un bene (cd. qualifying asset) per il quale è richiesto un rilevante periodo di tempo prima di essere pronto per l’uso previsto o la vendita (rispetto alla precedente versione è stata eliminata la possibilità di rilevare detti oneri finanziari a conto economico per competenza). Saipem adottava già in precedenza il trattamento alternativo previsto dallo IAS 23.

Le note al bilancio sono presentate in forma sintetica. L’informativa relativa ai settori di attività è stata predisposta secondo le disposizioni dell’IFRS 8 “Settori operativi”, entrato in vigore a partire dall’esercizio 2009, che prevedono la presentazione dell’informativa coerentemente con le modalità adottate dalla Direzione Aziendale per l’assunzione delle decisioni operative. Pertanto, l’identificazione dei settori operativi e l’informativa presentata sono definite sulla base della reportistica interna utilizzata dalla Direzione Aziendale ai fini dell’allocazione delle risorse ai diversi segmenti e per l’analisi delle relative performance. L’applicazione delle disposizioni dell’IFRS 8 “Settori operativi” non ha comportato la modifica dei settori oggetto di informativa. 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 collegate nonché le 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. Nella stessa sezione è riportata anche la variazione dell’area di consolidamento verificatasi nel periodo.

Il bilancio consolidato semestrale abbreviato al 30 giugno 2009, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Saipem nella riunione del 29 luglio, è sottoposto a revisione contabile limitata da parte della PricewaterhouseCoopers 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.

Si segnala che per maggior chiarezza sono state effettuate alcune riclassifiche dei dati comparativi relativi al medesimo periodo dell’esercizio precedente.

■ 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) Gli adeguamenti di cui ai punti (i) e (ii) sono conseguenti all’entrata in vigore, a partire dall’esercizio 2009, della nuova versione dello IAS 1 “Presentazione del bilancio” così come integrato dalle disposizioni del documento “Miglioramenti agli International Financial Reporting Standards (IFRS)” del maggio 2008.

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

Valuta	Cambio al 31.12.2008	Cambio al 30.06.2009	Cambio medio 2009
USA dollaro	1,3917	1,4134	1,3328
Regno Unito lira sterlina	0,9525	0,8521	0,8939
Algeria dinaro	98,3946	103,364	96,6688
Angola kwanza	104,614	110,056	101,824
Arabia Saudita riyal	5,22303	5,30065	4,99853
Argentina peso	4,80444	5,35858	4,84911
Australia dollaro	2,0274	1,7359	1,8790
Azerbaijan manat	1,12248	1,13701	1,07498
Brasile real	3,2436	2,7469	2,9214
Canada dollaro	1,6998	1,6275	1,60541
Congo franco cfa	655,957	655,957	655,957
Croazia kuna	7,3555	7,273	7,3824
Egitto lira	7,67609	7,91091	7,46268
India rupia	67,636	67,518	65,5901
Indonesia rupia	15.239,1	14.427,6	14.758,1
Kazakhstan tenghè	168,227	212,620	193,007
Malesia ringgit	4,8048	4,9681	4,7795
Messico peso	19,2333	18,5537	18,448
Nigeria naira	193,249	209,318	197,424
Norvegia corona	9,75	9,02	8,90
Perù new sol	4,37155	4,25231	4,13504
Qatar Riyal	5,06816	5,14501	4,85214
Repubblica Dominicana peso	49,0688	50,7889	47,6056
Romania nuovo leu	4,0225	4,2072	4,2325
Russia rublo	41,283	43,881	44,097
Singapore dollaro	2,004	2,044	1,988
Svizzera franco	1,485	1,527	1,506
UAE dirham	5,1118	5,1913	4,8952

■ 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 rinvia², nel corso del 2009 le principali pronunce dello IASB hanno riguardato l'emissione dell'"Amendment to IFRS 7 Improving disclosures about Financial Instruments" che prevede l'integrazione dell'informativa sugli strumenti finanziari e in particolare sulle modalità di determinazione del fair value attraverso la definizione di una "gerarchia" di fair value, articolata su tre livelli, basata sulle caratteristiche degli input utilizzati in sede di determinazione del valore. Saipem sta analizzando i principi e le interpretazioni indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.

(2) Rispetto a quanto indicato nella relazione finanziaria annuale, le versioni aggiornate dell'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali" e dello IAS 27 "Bilancio consolidato e separato", l'IFRIC 12 "Accordi per servizi in concessione" e l'IFRIC 16 "Coperture di un investimento netto in una gestione estera" sono stati omologati dalla Commissione Europea.

■ Area di consolidamento al 30 giugno 2009

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 1,44 55,65		
IMPRESE CONTROLLATE							
ITALIA							
Consorzio Sapro	San Giovanni Teatino	EUR	10.329	Saipem SpA Soci terzi	51,00 49,00		Co.
Intermare Sarda SpA	Tortoli	EUR	6.708.000	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Energy Italia SpA	Marghera	EUR	120.000	Saipem Energy Services SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Energy Services SpA	San Donato Milanese	EUR	9.020.216	Saipem 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.
Snamprogetti Sud SpA	Vibo Valentia	EUR	5.000.040	Saipem SpA	100,00	100,00	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.
Bannorsud - Comercio, Serviços de Consultoria e Investimentos Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00		P.N.
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	5.000.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
BOS-UIE Ltd	Hertfordshire (Regno Unito)	GBP	3.300.000	BOS Investment Ltd	100,00	100,00	C.I.
Delong Hersent - Estudos, Construções Marítimas e Participações, Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Entreprise Nouvelle Marcellin sa	Marsiglia (Francia)	EUR	1.018.700	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
ER SAI Caspian Contractor Llc	Almaty (Kazakhstan)	USD	9.149.000	Saipem International BV Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.I.
ER SAI Marine Llc	Almaty (Kazakhstan)	KZT	1.000.000	ER SAI 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	1.000.000	European Marine Investments Ltd Saipem UK Ltd	50,00 50,00	100,00	C.I.
European Marine Investments Ltd	Londra (Regno Unito)	USD	20.000.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
European Maritime Commerce BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	EUR	18.000	ERS - Equipment Rental & Services BV	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	Services et Equipements Gaziers et Petroliers sa Soci terzi	55,00 45,00		P.N.

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

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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.
Moss Arctic Offshore AS	Lysaker (Norvegia)	NOK	100.000	Moss Maritime AS	100,00	100,00	C.I.
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	100.719.045	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Petromar Lda	Luanda (Angola)	USD	357.143	Delong Hersent - Estudos, Construções Marítimas e Participações, Unipessoal Lda Soci terzi	70,00 30,00	70,00	C.I.
PT Saipem Indonesia	Jakarta (Indonesia)	USD	30.290.000	Saipem International BV	100,00	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.
Saibos Construções Marítimas Unipessoal Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	27.551.052	Saipem sa	100,00	100,00	C.I.
Saigut SA de Cv	Ensenada (Messico)	MXN	90.050.000	Saimexicana SA de Cv	100,00	100,00	C.I.
Saimexicana SA de Cv	Città del Messico (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 Aban Drilling Co Private Ltd	Chennai (India)	INR	50.000.000	Saipem International BV Saipem sa	50,00 50,00	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.

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

(**) Società in liquidazione.

(***) Società non operativa nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 Algerie 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.
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 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 Logistics Services Ltd	Lagos (Nigeria)	NGN	55.000.000	Saipem International BV	100,00	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 International BV	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 Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	224.459	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA	100,00	100,00	C.I.
Saipem sa	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	26.488.695	Saipem SpA	100,00	100,00	C.I.
Saipem Services México SA de Cv	Città del Messico (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.
Saipem Venezuela SA	Caracas (Venezuela)	VEB	20.000.000	Saipem sa Soci terzi	99,95 0,05		Co.
SAIR Construções Mecanicas de Estruturas Maritimas Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	86,00 14,00		P.N.
SAS Port de Tanger Société par Actions Simplifiée Unipersonelle	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.
Services et Equipements Gaziers et Petroliers sa	Lorient (Francia)	EUR	38.125	Saipem sa Soci terzi	99,84 0,16	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 nell'esercizio.

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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.
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	22.868	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	99,99	C.I.
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.
Snamprogetti USA Inc	Dover (USA)	USD	2.000	Saipem International BV	100,00	100,00	C.I.
Société de Construction d'Oleoducs Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	39.000	Services et Equipements Gaziers et Petroliers 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 Lda	80,00 20,00	100,00	C.I.
Sud Est Cie	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	95.440	Sofresid sa Soci terzi	99,70 0,30		Co.
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 nell'esercizio.

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.
Consorzio U.S.G. (**)	Parma	EUR	25.823	Saipem SpA Soci terzi	40,00 60,00		Co.
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							
O2 Pearl snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem sa Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Africa Oil Services sa (**)	Guyancourt (Francia)	EUR	37.500	Services et Equipements Gaziers et Petroliers sa Soci terzi	44,88 55,12		P.N.
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	Paris la Defense (Francia)	EUR	0	Entreprise Nouvelle Marcellin sa Soci terzi	27,50 72,50	27,50	C.P.
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		

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

(**) Società in liquidazione.

(†) Partecipazioni riclassificate nella voce "Attività destinate alla vendita".

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		
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela CEC ^(†)	Josè - Edo. Anzategui (Venezuela)	VEB	312.214.634.511	Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	100,00		
Fertilizantes Nitrogenados de Venezuela Srl ^(†)	Josè - Edo. Anzategui (Venezuela)	VEB	287.000	Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC	100,00		
FPSO Firenze Produção de Petròleo, 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 Petròleo Lda	100,00		P.N.
FPSO Mystras - Produção de Petròleo, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	50.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
Guangdong Contractor Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Entreprise Nouvelle Marcellin sa Soci terzi	60,00 40,00	60,00	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	Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda Soci terzi	40,00 60,00		P.N.
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA Soci terzi	50,00 50,00	50,00	C.P.
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.
Moss Mosvold II Management Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	Saipem (Portugal) - Gestão de Participações SGPS SA 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.

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

(†) Partecipazioni riclassificate nella voce "Attività destinate alla vendita".

Ragione sociale	Sede legale	Valuta	Capitale sociale	Soci	% Possesso	% Consolidata di pertinenza Saipem	Metodo di consolidamento o criterio di valutazione (*)
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 Qatar Llc	Doha (Qatar)	QAR	2.000.000	Saipem International BV Soci terzi	49,00 51,00		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	50,00	C.P.
Saipon snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	20.000	Saipem sa Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.P.
SC TCPI Romania - Tecnoprojecto Internacional Proyectos e Realizações Industriais SA	Bucarest (Romania)	RON	172.500	Tecnoprojecto Internacional Proyectos 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.

(*) 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 (*)
STTS Snc	Montigny le Bretonneux (Francia)	EUR	1.000	Saipem sa Soci terzi	60,00 40,00	60,00	C.P.
Sud-Soyo Urban Development Lda	Soyo (Angola)	AOA	20.000.000	Delong Hersent - Estudos, Construções Maritimas e Participações, Unipessoal Lda 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.
TSKJ II - Construções Internacionais, Sociedade Unipessoal, Lda	Funchal (Portogallo)	EUR	5.000	TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	100,00		P.N.
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 75,00		P.N.
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 174 di cui: 77 consolidate con il metodo integrale, 31 con il metodo proporzionale, 55 valutate con il metodo del patrimonio netto, 7 valutate al costo e 4 riclassificate nella voce "Attività destinate alla vendita".

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

■ Variazioni dell'area di consolidamento

Le variazioni nell'area di consolidamento, rispetto alla relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2008, sono esposte nel seguito in ordine di accadimento:

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

- in data 16 gennaio 2009 la società **Frigstad Discoverer Invest (S) Pte**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata cancellata dal Registro delle Imprese;
- in data 12 febbraio 2009 è stata costituita la società, di diritto singaporiano, **Caspian Barge Builders Pte**, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 23 marzo 2009 la società Saipem sa ha acquistato da terzi il restante 50% del capitale sociale di **Saipem Aban Drilling Co Private Ltd (SADCO)** che viene consolidata con il metodo integrale (precedentemente consolidata con il metodo proporzionale);
- in data 23 marzo 2009 la società **Saipem Logistics Services Ltd**, precedentemente consolidata con il metodo integrale, è stata valutata con il metodo del patrimonio netto per sopraggiunta irrilevanza;
- in data 27 aprile 2009 è stata costituita la società, di diritto qatarino, **Saipem Qatar Llc**, valutata con il metodo del patrimonio netto;
- in data 12 maggio 2009 la società **SSS Capital Llc**, valutata con il metodo del patrimonio netto, è stata ceduta a terzi.

Cambiamenti di ragione sociale o spostamento da partecipata senza effetti sul consolidato:

- in data 10 marzo 2009 la società Saibos - Construções Maritimas, Lda ha cambiato la denominazione sociale in **Saibos - Construções Maritimas, Unipessoal, Lda**;
- In data 24 giugno 2009 la società Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Lda ha cambiato la denominazione sociale in **Varisal - Serviços de Consultadoria e Marketing Unipessoal Lda**;
- in data 26 giugno 2009 la società Frigstad Discoverer Invest Ltd ha cambiato la denominazione e ragione sociale in **Saipem Discoverer Invest Sàrl**.

Variazioni valuta funzionale

Si segnala che nel semestre la società **Saipem Ukraine Llc** ha modificato la propria moneta funzionale da hryvnia a euro a partire dal 1° gennaio 2009.

Altresì la società **ER SAI Caspian Contractor Llc** ha modificato la propria moneta funzionale da tenghè a dollari USA a partire dal 1° gennaio 2009.

■ Note al bilancio consolidato semestrale abbreviato

Attività correnti

1 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di 1.040 milioni di euro diminuiscono di 358 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 (1.398 milioni di euro).

Le disponibilità liquide di fine periodo, denominate in euro per il 50%, in dollari per il 24% e in altre valute per il 26%, hanno trovato remunerazione a un tasso medio dello 0,74% e sono riferibili per 697 milioni di euro (874 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a depositi presso società finanziarie del Gruppo Eni. La voce include denaro e valori in cassa per 13 milioni di euro (28 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Alla data del 30 giugno 2009 non sussistono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni.

Le disponibilità esistenti al 30 giugno 2009 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	119
Resto d'Europa	673
Asia-Pacifico	90
Africa	132
Americhe	26
Totale	1.040

2 Altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita

Al 30 giugno 2009 le altre attività finanziarie negoziabili o disponibili per la vendita ammontano a 33 milioni di euro (36 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Altri titoli non quotati	36	33
Totale	36	33

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 4.135 milioni di euro (4.255 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Crediti commerciali	3.384	3.297
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	12	-
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	260	87
Altri crediti:		
- altri	599	751
Totale	4.255	4.135

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 86 milioni di euro:

(milioni di euro)	31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	30.06.2009
Crediti commerciali	73	-	(7)	-	3	69
Altri crediti	18	-	-	-	(1)	17
Totale	91	-	(7)	-	2	86

I crediti commerciali di 3.297 milioni di euro diminuiscono di 87 milioni di euro e si riferiscono per 249 milioni di euro (325 milioni di euro al 31 dicembre 2008) a crediti verso controllanti (Eni SpA e le sue divisioni).

I crediti commerciali verso società correlate sono illustrati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

I crediti commerciali comprendono ritenute in garanzia per lavori in corso su ordinazione per 218 milioni di euro (213 milioni di euro al 31 dicembre 2008), di cui 69 milioni di euro scadenti entro l'esercizio e 149 milioni di euro scadenti oltre l'esercizio.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di 87 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si riferiscono principalmente al credito finanziario di circolante vantato dalla Capogruppo verso il consorzio CEPAV Due per 48 milioni di euro, a depositi vincolati della partecipata Snamprogetti Sud SpA presso Eni Corporate (Eni SpA) per 13 milioni di euro e a depositi vincolati presso terzi per 18 milioni di euro da parte delle consociate Saipem sa (8 milioni di euro) e Saipem UK Ltd (10 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Uno	47	39
O2 Pearl snc	-	8
Charville - Consultores e Serviços, Lda	5	4
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas, Lda	2	-
FPSO Mystras	1	-
Saipar Drilling Co BV	1	2
Société pour la Realisation du Port de Tanger Mediterranée	2	3
STTS Snc	7	-
TSS Dalia snc	1	1
Saipon snc	2	6
Starstroi Llc	15	5
Totale	83	68

Gli altri crediti di 751 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Crediti verso:		
- compagnie di assicurazione	6	7
- personale	21	18
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	2	4
- correntisti (saldi attivi) esigibili entro/oltre l'esercizio successivo	12	15
- amministrazione finanziaria estera diversi dai crediti tributari	-	4
- consulenti e professionisti per attività d'esercizio	-	1
Acconti per servizi	450	616
Depositi cauzionali	19	19
Dogane e UTIF	-	2
Crediti verso agenti commissionari e altri mandatari per attività d'esercizio	-	2
Altri crediti	89	63
Totale	599	751

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota 43 "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 1.337 milioni di euro (1.397 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			30.06.2009		
	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	-	308	308	-	311	311
Lavori in corso su ordinazione	1.089	-	1.089	1.026	-	1.026
Totale	1.089	308	1.397	1.026	311	1.337

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di 4 milioni di euro:

(milioni di euro)	31.12.2008	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	30.06.2009
	Fondo svalutazioni rimanenze	3	1	-	-
	3	1	-	-	4

I lavori in corso su ordinazione di 1.026 milioni di euro (1.089 milioni di euro al 31 dicembre 2008) comprendono anche ammonari relativi a richieste di corrispettivi non ancora formalmente accettati dalle committenti, ma ritenuti probabili e determinati in modo ragionevole.

I lavori in corso verso parti correlate sono indicati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

5 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti di 55 milioni di euro (37 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Amministrazione finanziaria italiana	6	23
Amministrazioni finanziarie estere	31	32
Totale	37	55

L'incremento delle attività per imposte correnti di 18 milioni di euro è riconducibile alle variazioni registrate nei crediti 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 318 milioni di euro (301 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Amministrazione finanziaria italiana	153	183
Amministrazioni finanziarie estere	148	135
Totale	301	318

L'incremento delle attività per altre imposte correnti di 17 milioni di euro è principalmente riconducibile alle variazioni registrate nei crediti Iva vantati verso l'amministrazione finanziaria italiana.

7 Altre attività

Le altre attività di 357 milioni di euro (420 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	125	73
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	214	233
Altre attività	81	51
Totale	420	357

Al 30 giugno 2009, la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato un plusvalore pari a 306 milioni di euro (al 31 dicembre 2008 il fair value attivo su contratti derivati ammontava a 339 milioni di euro).

Il fair value dei contratti derivati su valute con scadenza a lungo termine è riportato alla nota 13 "Altre attività".

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 2009 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 31.12.2008			Attivo 30.06.2009		
	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	91			11		
. vendite	140			244		
Totale	231			255		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(10)			(2)		
. vendite	(3)			4		
Totale	(13)	851	2.107	2	303	3.825
Totale contratti derivati qualificati di copertura	218			257		
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	48			24		
. vendite	82			50		
Totale	130			74		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(6)			(2)		
. vendite	-			1		
Totale	(6)	633	1.086	(1)	377	1.377
- contratti a termine su merci						
- altri contratti derivati	1	-		-	-	
Totale	1	26		-	-	
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	125			73		
Totale	343			330		

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 2009 sono previsti in un arco temporale fino al 2012.

Nel corso del primo semestre 2009 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 2009 ammonta a 257 milioni di euro, a fronte di 218 milioni di euro al 31 dicembre 2008. A fronte di tali derivati, la componente spot è stata sospesa nella riserva di hedging per un importo di 245 milioni di euro (207 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e contabilizzata nei ricavi e costi operativi per 10 milioni di euro (24 milioni di euro al 31 dicembre 2008), mentre la componente forward (che rappresenta la porzione considerata inefficace del fair value dei derivati) è stata contabilizzata nei proventi finanziari per 2 milioni di euro (13 milioni di euro di oneri al 31 dicembre 2008).

Il fair value passivo su contratti derivati qualificati di copertura al 30 giugno 2009, indicato alle note 18 e 23 "Altre passività", ammonta a 202 milioni di euro, a fronte di 361 milioni di euro al 31 dicembre 2008. A fronte di tali derivati, la componente spot è stata sospesa a riduzione della riserva di hedging per un importo di 157 milioni di euro (294 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e contabilizzata nei ricavi e costi operativi per 15 milioni di euro (45 milioni di euro al 31 dicembre 2008), mentre la componente forward è stata contabilizzata nei proventi finanziari per 30 milioni di euro (oneri per 22 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Nel corso del primo semestre 2009 i costi e ricavi della gestione caratteristica sono stati rettificati per un importo netto negativo di circa 59 milioni di euro a fronte delle coperture effettuate. Si evidenzia inoltre che un importo di circa 1 milione di euro è stato contabilizzato ad aumento del costo di costruzione di attività materiali.

Le altre attività ammontano al 30 giugno 2009 a 51 milioni di euro, con un decremento di 30 milioni di euro rispetto al 31 dicembre 2008 e sono costituite principalmente da costi di competenza di futuri esercizi.

Le altre attività verso parti correlate sono indicate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Attività non correnti

8 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari di 5.816 milioni di euro (5.171 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2008	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2008	Valore netto al 31.12.2008	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione area di consolidamento	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2009	Saldo finale lordo al 30.06.2009	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2009
Immobili, impianti e macchinari	7.790	2.619	5.171	865	(216)	-	10	(3)	(14)	3	5.816	8.635	2.819
Totale	7.790	2.619	5.171	865	(216)	-	10	(3)	(14)	3	5.816	8.635	2.819

Gli investimenti del periodo ammontano a 875 milioni di euro (2.031 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e sono riferiti alle attività Drilling Offshore (403 milioni di euro), Offshore (365 milioni di euro), Drilling Onshore (97 milioni di euro) e Onshore (10 milioni di euro). Negli investimenti di periodo si ricomprende la voce "Variazione area di consolidamento", pari a 10 milioni di euro, che si riferisce al maggior valore allocato sulle immobilizzazioni materiali, risultante dalla differenza tra il prezzo di acquisto dell'ulteriore 50% della società Saipem Aban Drilling Co Private Ltd e il patrimonio netto della suddetta società.

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 e di un field development ship per acque profonde, l'acquisto del lay barge Piper (rinominato Castoro 7), nonché la costruzione di una nuova yard di fabbricazione in Indonesia oltre a interventi di mantenimento e upgrading di mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Offshore la prosecuzione dei lavori di approntamento di due piattaforme semisommersibili, di una nave di perforazione per acque ultra profonde e di un jack-up, oltre a interventi di mantenimento e upgrading sui mezzi esistenti;
- per l'attività Drilling Onshore la prosecuzione delle attività di upgrading e costruzione di tre rig.

Gli oneri finanziari capitalizzati nel periodo, determinati adottando il tasso di interesse medio del 2,97%, ammontano a 23 milioni di euro (51 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

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

Su immobili, impianti e macchinari non sono in essere al 30 giugno 2009 garanzie reali.

Il totale degli impegni su investimenti in corso di esecuzione alla data del 30 giugno 2009 ammonta a 1.050 milioni di euro (1.516 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Leasing finanziario

Non sono in essere contratti di leasing finanziario.

9 Attività immateriali

Le attività immateriali di 757 milioni di euro (755 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore lordo al 31.12.2008	Fondo ammortamento e svalutazione al 31.12.2008	Valore netto al 31.12.2008	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Ripristini di valore	Dismissioni	Differenze cambio	Altre variazioni	Saldo finale netto al 30.06.2009	Saldo finale lordo al 30.06.2009	Fondo ammortamento e svalutazione al 30.06.2009
Attività immateriali a vita utile definita	130	105	25	4	(4)	-	-	-	1	-	26	135	109
Altre attività immateriali a vita utile indefinita	730	-	730	1	-	-	-	-	-	-	731	731	-
Totale	860	105	755	5	(4)	-	-	-	1	-	757	866	109

L'avviamento di 731 milioni di euro si riferisce 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), del Gruppo Moss Maritime (13 milioni di euro), di Saipem India Project Ltd (2 milioni di euro), di Saipem Energy Services SpA (1 milione di euro) e alla voce goodwill iscritta in Saipem SpA relativamente all'acquisizione delle partecipazioni in Syndial SpA (3 milioni di euro) ed Ecos Group Srl (2 milioni di euro).

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

(milioni di euro)	30.06.2009
Offshore	416
Onshore	315
Totale	731

Le assunzioni più rilevanti ai fini della stima del valore recuperabile delle CGU che eccede quello di libro riguardano il risultato 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 2008 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 48 milioni di euro (42 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Acquisizioni e sottoscrizioni	Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	Decremento per dividendi	Variatione area di consolidamento	Differenze cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Fondo svalutazione
31.12.2008										
Partecipazioni in imprese controllate	6	-	-	-	-	-	-	(4)	2	-
Partecipazioni in imprese collegate	29	3	22	-	(17)	3	-	-	40	-
Totale	35	3	22	-	(17)	3	-	(4)	42	-
30.06.2009										
Partecipazioni in imprese controllate	2	-	-	-	-	1	-	(1)	2	-
Partecipazioni in imprese collegate	40	-	10	(1)	(4)	-	-	1	46	-
Totale	42	-	10	(1)	(4)	1	-	-	48	-

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono dettagliate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2009.

I proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto di 9 milioni di euro riguardano le plusvalenze delle società TSKJ Serviços de Engenharia Lda (1 milione di euro), Doris Engineering sa (2 milioni di euro), Rosetti Marino SpA (5 milioni di euro), T.C.P.I. Angola Tecnoprojecto Internacional SA (1 milione di euro), Kwanda Suporto Logistico Lda (1 milione di euro) e la minusvalenza di Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd (1 milione di euro).

I decrementi per dividendi di 4 milioni di euro riguardano Rosetti Marino SpA (2 milioni di euro) e Doris Engineering SA (2 milioni 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 31.12.2008	Valore netto al 30.06.2009
Hazira Marine Engineering & Construction Management Private Ltd	99,99	1	1
Saipem Engineering Nigeria Ltd	95,00	1	1
Totale controllate		2	2
Doris Engineering sa	40,00	13	13
Rosetti Marino SpA	20,00	11	14
Kwanda Suporto Logistico Lda	40,00	6	7
Starstroi Security Llc	50,00	2	2
Tecnoprojecto Internacional Projectos e Realizações Industriais SA	42,50	2	2
TSKJ - Serviços de Engenharia Lda	25,00	2	3
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	25,00	1	1
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	40,00	1	-
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
Altre partecipazioni minoritarie		-	1
Totale collegate		40	46

11 Altre partecipazioni

Le altre partecipazioni di 3 milioni di euro (2 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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
31.12.2008									
Partecipazioni in imprese controllate	1	-	-	-	-	-	-	1	2
Partecipazioni in imprese collegate	4	-	-	-	(4)	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	8	-	-	-	(3)	-	(4)	1	-
Totale	13	-	-	-	(7)	-	(4)	2	2
30.06.2009									
Partecipazioni in imprese controllate	1	-	-	-	-	-	-	1	2
Partecipazioni in imprese collegate	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Partecipazioni in altre imprese	1	-	-	-	-	-	1	2	-
Totale	2	-	-	-	-	-	1	3	2

Le partecipazioni in imprese controllate e collegate sono indicate nell'Area di consolidamento al 30 giugno 2009.

La voce "Altre variazioni" si riferisce all'adeguamento al fair value della partecipazione Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd.

Il valore di iscrizione netto delle partecipazioni si riferisce alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	Partecipazione del Gruppo (%)	Valore netto al 31.12.2008	Valore netto al 30.06.2009
Sud Est Cie	99,70	1	1
Totale controllate		1	1
Totale collegate		-	-
Nagarjuna Fertilizer and Chemicals Ltd	0,93	1	2
Totale altre		1	2

Il totale delle attività e delle passività delle imprese controllate non rappresenta un importo significativo e, pertanto, gli effetti delle esclusioni dal consolidato non assumono rilevanza.

12 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate ammontano a 82 milioni di euro (94 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

(milioni di euro)	31.12.2008	Accantonamenti /Utilizzi	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2009
Attività per imposte anticipate	94	4	(16)	82
Totale	94	4	(16)	82

13 Altre attività

Le altre attività di 35 milioni di euro (17 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	4	24
Altri crediti	5	3
Altre attività non correnti	8	8
Totale	17	35

Il fair value su contratti derivati qualificati di copertura si riferisce a contratti derivati di vendita a termine su valute stipulati da alcune consociate con scadenza nel 2010. Il valore è composto dalla componente spot (23 milioni di euro) e dalla componente forward (1 milione di euro). Per maggiori dettagli si rimanda alla nota 7 "Altre attività".

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**14 Passività finanziarie a breve termine**

Le passività finanziarie a breve termine di 2.649 milioni di euro (2.613 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Banche	69	83
Altri finanziatori	2.544	2.566
Totale	2.613	2.649

Le passività finanziarie a breve termine aumentano di 36 milioni di euro principalmente per effetto del maggior fabbisogno finanziario necessario per l'attuazione del programma di investimenti programmato nel periodo.

Le quote a breve di passività finanziarie a lungo termine di 182 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono commentate alla nota 19 "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	31.12.2008			30.06.2009		
		Importo	Tasso %		Importo	Tasso %	
			da	a		da	a
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	Euro	43	-	-	43	-	-
Eni SpA	Euro	715	4,507	-	495	0,876	-
Eni Coordination Center SA	Euro	1.106	5,059	5,809	1.322	0,984	1,734
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	269	3,331	4,431	346	0,559	1,929
Eni Coordination Center SA	Sterlina Regno Unito	260	5,829	5,912	350	0,923	-
Terzi	Euro	8	1,000	4,510	15	1,101	-
Terzi	Dollaro USA	171	3,201	17,750	27	0,434	13,160
Terzi	Naira nigeriana	25	14,250	15,000	31	16,500	-
Terzi	Altre	16	variabile		20	variabile	
Totale		2.613			2.649		

Al 30 giugno 2009 Saipem dispone di linee di credito non utilizzate per 919 milioni di euro (1.273 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo non sono significative.

Al 30 giugno 2009 non risultano inadempimenti di clausole o violazioni contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

15 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e altri debiti di 6.274 milioni di euro (6.370 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Debiti commerciali	3.276	3.353
Acconti e anticipi	2.790	2.536
Altri debiti	304	385
Totale	6.370	6.274

I debiti commerciali di 3.353 milioni di euro aumentano di 77 milioni di euro a causa dell'aumentato volume di attività del Gruppo.

Gli acconti e anticipi di 2.536 milioni di euro (2.790 milioni di euro al 31 dicembre 2008) 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 1.003 milioni di euro (1.836 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e altri anticipi ricevuti dalla Capogruppo e da alcune controllate estere a fronte di contratti in corso di esecuzione per 1.533 milioni di euro.

I debiti commerciali e acconti verso controllanti (Eni SpA e le sue divisioni) ammontano a 13 milioni di euro (20 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

I debiti commerciali verso società del Gruppo Eni sono dettagliati alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

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

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	19	14
Rodano Consortile Scarl	4	5
Modena Scarl	1	1
ASG Scarl	11	16
Lipardiz - Construção de Estruturas Maritimas, Lda	9	-
Guangdong Contractor Llc	10	-
Saipem Triune Engineering Private Ltd	1	1
Starstroi Llc	3	1
Saipon snc	-	2
Totale	58	40

Gli altri debiti di 385 milioni di euro si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Debiti verso:		
- personale	108	124
- depositi cauzionali	-	4
- istituti di previdenza e di sicurezza sociale	58	41
- compagnie di assicurazione	5	10
- creditori diversi per acconti	19	82
- consulenti e professionisti	4	4
- amministratori e sindaci	-	1
Altri debiti	110	119
Totale	304	385

Gli altri debiti verso parti correlate sono indicati alla nota 43 "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.

16 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di 130 milioni di euro (101 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Amministrazione finanziaria italiana	22	65
Amministrazioni finanziarie estere	79	65
Totale	101	130

L'incremento delle passività per imposte sul reddito correnti di 29 milioni di euro è riconducibile principalmente alle variazioni registrate nei debiti verso le autorità fiscali italiane da parte della Capogruppo Saipem SpA.

17 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti di 96 milioni di euro (110 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Amministrazione finanziaria italiana	51	16
Amministrazioni finanziarie estere	59	80
Totale	110	96

Il decremento delle passività per altre imposte correnti di 14 milioni di euro è principalmente riconducibile alle variazioni registrate nei debiti verso l'amministrazione finanziaria italiana dalla Capogruppo Saipem SpA, in parte mitigato dai debiti per Iva verso l'amministrazione finanziaria estera dalla consociata Saipem sa.

18 Altre passività

Le altre passività di 179 milioni di euro (476 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Fair value su contratti derivati non qualificati di copertura	130	40
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	307	137
Altre passività	39	2
Totale	476	179

Al 30 giugno 2009 la valutazione del fair value su contratti derivati ha evidenziato una passività pari a 177 milioni di euro (al 31 dicembre 2008 il fair value passivo su contratti derivati ammontava a 437 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)	31.12.2008	30.06.2009
Iscrizione fair value attivo su contratti derivati	343	330
Iscrizione fair value passivo su contratti derivati	(491)	(242)
Totale	(148)	88

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 2009 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 14 milioni di euro (5 milioni di euro al 31 dicembre 2008), è classificato nella nota 19 "Passività finanziarie a lungo termine" 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 2009 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)	Passivo 31.12.2008			Passivo 30.06.2009		
	Fair value	Impegni di		Fair value	Impegni di	
		acquisto	vendita		acquisto	vendita
1) Contratti derivati qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	5	400		14	400	
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	168			120		
. vendite	166			38		
Totale	334			158		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	(3)			4		
. vendite	(22)			(8)		
Totale	(25)	1.798	1.750	(4)	2.292	393
- contratti a termine su merci (componente Forward)						
Totale	47	90		34	61	
Totale contratti derivati qualificati di copertura	361			202		
2) Contratti derivati non qualificati di copertura:						
- contratti su tassi di interesse						
. interest rate swap	-			-		
- contratti a termine su valute (componente Spot)						
. acquisti	56			25		
. vendite	69			12		
Totale	125			37		
- contratti a termine su valute (componente Forward)						
. acquisti	2			1		
. vendite	(6)			(1)		
Totale	(4)	795	656	-	841	405
- contratti a termine su merci	1	3		-	1	
- altri contratti derivati	8		62	3		23
Totale	9			-		
Totale contratti derivati qualificati non di copertura	130			40		
Totale	491			242		

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

Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate nei criteri di redazione del bilancio.

Le altre passività ammontano a 2 milioni di euro (39 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Le altre passività verso parti correlate sono indicate alla nota 43 "Rapporti con parti correlate".

Passività non correnti

19 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 1.262 milioni di euro (1.113 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008			30.06.2009		
	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale	Quote a breve termine	Quote a lungo termine	Totale
Banche	4	475	479	175	300	475
Altri finanziatori	3	631	634	7	780	787
Totale	7	1.106	1.113	182	1.080	1.262

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

(milioni di euro)

Tipo	Scadenza	2010	2011	2012	2013	Oltre	Totale
Banche	2010-2011	100	200	-	-	-	300
Altri finanziatori	2010-2017	11	63	48	108	550	780
Totale		111	263	48	108	550	1.080

Le passività finanziarie a lungo termine di 1.080 milioni di euro diminuiscono di 26 milioni di euro rispetto al valore al 31 dicembre 2008, che ammontava a 1.106 milioni di euro, mentre le quote a breve aumentano di 175 milioni di euro a causa di previsti rimborsi verso UniCredit e Interbanca.

Saipem SpA ha in essere con banche accordi di finanziamento per 75 milioni di euro che prevedono il mantenimento di determinati indici finanziari basati sul bilancio consolidato: le condizioni sono state rispettate.

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	Importo	31.12.2008		Importo	30.06.2009	
				Tasso %			Tasso %	
				da	a		da	a
Eni SpA	Euro	2011-2017	407	4,950	-	417	4,950	-
Eni Coordination Center SA	Euro	2024	-	-	-	50	5,970	-
Eni Coordination Center SA	Dollaro USA	2010-2015	210	3,451	5,231	309	2,459	5,100
Terzi	Euro	2010-2011	479	4,507	4,882	476	0,876	1,351
Terzi	Dollaro USA	2009	8	-	-	-	-	-
Terzi	Sterlina Regno Unito	2009	9	5,060	-	10	5,060	-
Totale			1.113			1.262		

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 dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a 1.076 milioni di euro (948 milioni di euro al 31 dicembre 2008) ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione compresi tra i seguenti intervalli:

(%)	2008	2009
Euro	2,52-3,66	1,43-3,99
Dollaro USA	1,12-2,97	1,37-3,40
Sterlina Regno Unito	1,83-4,25	0,98-3,66

La differenza del valore di mercato dei debiti finanziari a lungo termine rispetto al valore nominale risulta principalmente correlata al 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 sull'andamento della gestione" è la seguente:

(milioni di euro)	31.12.2008			30.06.2009		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide	1.398	-	1.398	1.040	-	1.040
B. Disponibilità liquide equivalenti:						
- crediti finanziari non strumentali correnti scadenti entro 90 giorni	-	-	-	-	-	-
C. Titoli disponibili per la vendita e da mantenere fino alla scadenza	36	-	36	33	-	33
D. Liquidità (A+B+C)	1.434	-	1.434	1.073	-	1.073
E. Crediti finanziari	260	-	260	87	-	87
F. Passività finanziarie a breve termine verso banche	69	-	69	83	-	83
G. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	4	475	479	175	300	475
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	2.393	-	2.393	2.556	-	2.556
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate	2	615	617	4	772	776
L. Altre passività finanziarie a breve termine	151	-	151	10	-	10
M. Altre passività finanziarie a lungo termine	1	16	17	3	8	11
N. Indebitamento finanziario lordo (-E+F+G+H+I+L+M)	2.360	1.106	3.466	2.744	1.080	3.824
O. Indebitamento finanziario netto (N-D)	926	1.106	2.032	1.671	1.080	2.751

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 13 "Altre attività" e nelle note 18 e 23 "Altre passività".

I crediti finanziari correnti di 87 milioni di euro (260 milioni di euro al 31 dicembre 2008), non strumentali all'attività operativa, riguardano principalmente il credito finanziario di circolante vantato dalla Capogruppo verso il Consorzio CEPAV Due e crediti finanziari per depositi bancari vincolati presso istituti finanziari.

20 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri di 168 milioni di euro (185 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Saldo iniziale	Accantonamenti	Utilizzi	Altre variazioni	Saldo finale
31.12.2008					
Fondo per imposte	49	17	(10)	10	66
Fondo rischi per contenziosi	25	24	(10)	(1)	38
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	1	-	-	-	1
Fondo per esodi agevolati	1	-	-	(1)	-
Altri fondi	108	16	(38)	(6)	80
Totale	184	57	(58)	2	185
30.06.2009					
Fondo per imposte	66	1	-	(18)	49
Fondo rischi per contenziosi	38	3	(4)	6	43
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	1	-	-	-	1
Altri fondi	80	6	(16)	5	75
Totale	185	10	(20)	(7)	168

Il **fondo per imposte** di 49 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 43 milioni di euro e si riferisce interamente agli accantonamenti effettuati dalla Capogruppo e da alcune controllate estere e rappresenta la miglior stima di oneri derivanti da contenziosi in via di definizione.

Il **fondo copertura perdite di imprese partecipate** di 1 milione 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 delle partecipazioni detenute da Saipem sa.

Gli **altri fondi** ammontano a 75 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.

21 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti ammontano alla data del 30 giugno 2009 a 177 milioni di euro (173 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

22 Passività per imposte differite

Le passività per imposte differite di 60 milioni di euro (25 milioni di euro al 31 dicembre 2008) sono indicate al netto delle attività per imposte anticipate compensabili.

(milioni di euro)	31.12.2008	Accantonamenti / Utilizzi	Differenze di cambio e altre variazioni	30.06.2009
Passività per imposte differite	25	30	5	60
Totale	25	30	5	60

La voce "Differenze di cambio e altre variazioni", pari a 5 milioni di euro, comprende la maggior compensazione a livello di singola impresa delle imposte anticipate con le passività per imposte differite, differenze positive di cambio e la rilevazione positiva 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)	31.12.2008	30.06.2009
Imposte sul reddito differite	(142)	(183)
Imposte sul reddito anticipate compensabili	117	123
	(25)	(60)
Imposte sul reddito anticipate non compensabili	94	82
Attività (passività) nette per imposte anticipate	69	22

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 29,0% per le imprese estere.

Le perdite fiscali ammontanti a 462 milioni di euro sono riferibili esclusivamente alle imprese estere e sono utilizzabili entro i seguenti esercizi:

(milioni di euro)	Imprese italiane	Imprese estere
2009	-	4
2010	-	-
2011	-	4
2012	-	-
2013	-	2
Oltre 2013	-	29
Illimitatamente	-	423
Totale	-	462

Le imposte anticipate riconosciute al 30 giugno 2009 sulle perdite fiscali portate a nuovo ammontano a 53 milioni di euro.

²³ Altre passività

Le altre passività di 52 milioni di euro (49 milioni di euro al 31 dicembre 2008) si analizzano come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Fair value su contratti derivati qualificati di copertura	49	51
Debiti commerciali e altri debiti	-	1
Totale	49	52

L'ammontare del fair value dei derivati qualificati come di copertura si riferisce principalmente ai contratti su commodity stipulati dalla Capogruppo, con scadenze comprese tra il 2010 e il 2012.

Per maggiori dettagli si rimanda alle note 7 "Altre attività" e 18 "Altre passività".

Patrimonio netto

²⁴ Capitale e riserve di terzi azionisti

Il capitale e riserve di terzi azionisti ammonta al 30 giugno 2009 a 37 milioni di euro (21 milioni di euro al 31 dicembre 2008). Il patrimonio netto di competenza di terzi azionisti comprensivo dell'utile di periodo è riferito alle seguenti imprese:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
ER SAI Caspian Contractor Llc	19	36
Saipem (Nigeria) Ltd	1	-
Saipem Contracting (Nigeria) Ltd	1	1
Totale	21	37

²⁵ Patrimonio netto di Saipem

Il patrimonio netto di Saipem ammonta al 30 giugno 2009 a 3.000 milioni di euro e si analizza come segue:

(milioni di euro)	31.12.2008	30.06.2009
Capitale sociale	441	441
Riserva sopraprezzo delle azioni	55	55
Riserva legale	87	88
Riserva per acquisto di azioni proprie	17	17
Riserva per cash flow hedge	(89)	16
Riserva per differenze di cambio	(85)	(89)
Altre riserve	7	7
Utili relativi a esercizi precedenti	1.536	2.217
Utile del periodo	914	374
Azioni proprie	(126)	(126)
Totale	2.757	3.000

²⁶ Capitale sociale

Al 30 giugno 2009, 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 ciascuna, di cui: 441.265.452 azioni ordinarie e 145.448 azioni di risparmio. L'Assemblea ordinaria degli Azionisti di Saipem SpA ha deliberato in data 28 aprile 2009 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.

²⁷ Riserva sopraprezzo delle azioni

Ammonta al 30 giugno 2009 a 55 milioni di euro, invariata rispetto al 31 dicembre 2008.

²⁸ Altre riserve

La voce "Altre riserve" ammonta al 30 giugno 2009 a 39 milioni di euro (negativa per 63 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e si compone come segue.

Riserva legale

Ammonta al 30 giugno 2009 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. Rispetto al 31 dicembre 2008 la riserva legale è aumentata di 1 milione di euro, a seguito della destinazione a riserva dell'utile dell'esercizio 2008.

Riserva per cash flow hedge

La riserva è positiva per 16 milioni di euro 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 2009.

La riserva per valutazione al fair value dei derivati cash flow hedge risulta al netto dell'effetto fiscale pari a 12 milioni di euro (7 milioni di euro al 31 dicembre 2008).

Riserva per differenze di cambio

La riserva è negativa per 89 milioni di euro e riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci espressi in moneta diversa dall'euro.

Riserva per acquisto azioni proprie

Ammonta a 17 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2008.

Altre riserve

La voce "Altre riserve" ammonta a 7 milioni di euro e non presenta variazioni rispetto al 31 dicembre 2008. Si riferisce all'attribuzione di una quota parte dell'utile dell'esercizio 2008, 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.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Saipem al 30 giugno 2009 comprende riserve distribuibili per 2.404 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 relativo onere d'imposta è stanziato limitatamente alle riserve di cui è prevista la distribuzione (il saldo al 30 giugno 2009 è di 46 milioni di euro).

29 Azioni proprie

Le azioni proprie in portafoglio ammontano a 126 milioni di euro (126 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e sono rappresentate da n. 6.282.129 azioni ordinarie Saipem dal valore nominale di 1 euro detenute dalla stessa Saipem SpA (n. 6.347.700 azioni al 31 dicembre 2008).

Le azioni proprie sono al servizio dei piani di stock option 2002-2007; 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	-	-	-	-
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	3.919.415			
Azioni proprie in portafoglio al 30 giugno 2009	6.282.129	20,01	126	1,42

Al 30 giugno 2009 sono in essere impegni per l'assegnazione di n. 6.088.979 azioni a fronte dei piani di stock option. Informazioni sugli impegni assunti a fronte dei piani di stock option sono fornite alla nota 34 "Costo del lavoro".

Prospetto di raccordo tra il patrimonio netto e il risultato di periodo di Saipem SpA con quelli consolidati

(milioni di euro)	31.12.2007		31.12.2008		30.06.2009	
	Patrimonio netto	Utile netto	Patrimonio netto	Utile netto	Patrimonio netto	Utile netto
Come da bilancio di Saipem SpA	923	287	881	335	843	157
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci comprensivi dei risultati di periodo, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	757	585	1.377	653	1.660	235
Rettifiche di consolidamento, al netto dell'effetto fiscale, per:						
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	883	(2)	816	-	824	(1)
- eliminazione di utili infragruppo non realizzati	(284)	26	(271)	27	(257)	15
- altre rettifiche	20	(18)	(25)	(83)	(33)	(14)
Totale patrimonio netto	2.299	878	2.778	932	3.037	392
Capitale e riserve di terzi	(4)	(3)	(21)	(18)	(37)	(18)
Come da bilancio consolidato	2.295	875	2.757	914	3.000	374

30 Garanzie, impegni e rischi**Garanzie**

Le garanzie ammontano a 6.906 milioni di euro (7.446 milioni di euro al 31 dicembre 2008) così suddivise:

(milioni di euro)	31.12.2008			30.06.2009		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese collegate	22	42	64	22	66	88
Imprese consolidate	504	4.417	4.921	505	3.172	3.677
Proprie	30	2.431	2.461	20	3.115	3.135
Altre	-	-	-	-	6	6
Totale	556	6.890	7.446	547	6.359	6.906

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e consolidate ammontano a 3.238 milioni di euro (4.459 milioni di euro al 31 dicembre 2008) e riguardano: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per 3.167 milioni di euro, comprensivi di rimborso Iva da parte dell'amministrazione finanziaria per 39 milioni di euro; (ii) lettere di patronage rilasciate a committenti per 71 milioni di euro.

Impegni

Sono stati assunti dalla Capogruppo verso i committenti, impegni ad adempiere le obbligazioni, assunte contrattualmente da imprese controllate e collegate aggiudicatrici 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 20.670 milioni di euro (21.207 milioni di euro al 31 dicembre 2008), comprensivo della quota parte del portafoglio ordini residuo al 30 giugno 2009 riferibile alle imprese del Gruppo.

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 sull'andamento della gestione.

Contenziosi

Il Gruppo, a seguito dell'acquisizione di Snamprogetti, 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.

CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due

Relativamente all'arbitrato, già segnalato in precedenza, intentato dal Consorzio nei confronti di TAV per ottenere il riconoscimento dei danni subiti per ritardi imputabili a TAV nell'esecuzione delle attività di sua competenza, è tuttora in corso la procedura arbitrale, iniziata nel 2000, nella quale, con lodo parziale del 4 gennaio 2007, è stato riconosciuto il diritto del Consorzio agli stessi danni. Il giudizio arbitrale ora continua per la quantificazione dei citati prezzi e danni. È in corso la consulenza tecnica ordinata dal Collegio per stabilire la valutazione economica che sarà espressa nel lodo finale. Il termine per il deposito del lodo è attualmente fissato al 15 luglio 2010.

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 CEPAV 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.

A seguito dell'entrata in vigore del citato decreto, il Consorzio ha altresì attivato una seconda procedura arbitrale 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 la "Abrogazione della revoca delle concessioni TAV" e la prosecuzione senza soluzione di continuità della convenzione stipulata dal CEPAV 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.

Nell'aprile 2007 era stato tra l'altro proposto ricorso al TAR del Lazio per l'annullamento dei provvedimenti del Ministero dei Trasporti e di Rete Ferroviaria Italiana assunti in applicazione al decreto legge di revoca delle concessioni a TAV; in data 5 novembre 2008 il Consorzio ha peraltro rinunciato a detta azione, essendo venuto meno l'interesse ad agire in seguito all'entrata in vigore della legge n. 133 del 2008. Nel giudizio arbitrale, comunque proseguito per la determinazione dei danni subiti dal Consorzio, il Collegio ha fissato l'udienza al 22 settembre 2009 per le decisioni in merito alla CTU. 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

Come già segnalato in precedenza, il Consorzio CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, composto da: Snamprogetti SpA, per la quota del 50,1%; Saipem SpA, per la quota dello 0,26%; 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 1.770.000.000 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, che si trova attualmente in fase istruttoria.

Il termine per il deposito del lodo è fissato al 29 giugno 2010.

Consorzio TSKJ - Indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi

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 venduta da Eni SpA a Saipem SpA nel febbraio 2006; Snamprogetti è stata incorporata in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008.

La U.S. Securities and Exchange Commission (SEC), il U.S. Department of Justice (DoJ) e altre Autorità, tra cui la Procura 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 ha 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) per condotte derivanti dalla partecipazione alla vicenda TSKJ. KBR ha 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.

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 delle quali almeno un ex dirigente di Snamprogetti; in precedenza, non risultavano – per quanto noto alla società – persone sottoposte a indagine. I fatti che sono oggetto di indagine si estendono sin dal 1994 e concernono anche il periodo successivo all'introduzione del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231 sulla responsabilità amministrativa delle società. In caso di condanna ai sensi del decreto legislativo 8 giugno 2001, n. 231, oltre alle sanzioni amministrative è applicabile la confisca del profitto del reato. In fase di indagini preliminari, sono possibili il sequestro preventivo di tale profitto e misure cautelari.

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 è 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 Eni SpA e Saipem SpA sono 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 Eni SpA e Saipem 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 National Petroleum Corporation o sue controllate. La convocazione da parte del GIP per l'udienza succitata consente a Eni e Saipem di far valere le loro difese (anche su questioni pregiudiziali inerenti giurisdizione e prescrizione) prima della decisione sull'eventuale applicazione della misura cautelare richiesta dalla Procura.

Nel merito, la richiesta della Procura ha a oggetto la condotta del Consorzio TSKJ – partecipato al 25% da Snamprogetti Netherlands BV – nel periodo dal 1995 al 2004. In relazione agli eventi in esame, la Procura rileva 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 controllo interno: 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.

Non si può escludere un esito negativo dei procedimenti. Tuttavia, con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato tra l'altro di indennizzare i costi che Saipem dovesse eventualmente sostenere con riferimento alla vicenda TSKJ.

EniPower - Indagini dalla magistratura

Come già segnalato in precedenza, 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 e Snamprogetti sono costituite parte civile. La prima udienza per il dibattimento è stata fissata a gennaio 2010.

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 sull'andamento della gestione".

31 Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	4.165	5.051
Variazione dei lavori in corso su ordinazione	454	107
Totale	4.619	5.158

L'informativa richiesta dallo IAS 11, paragrafi 39, 40 e 42, viene riportata per settore di attività alla nota 42.

I ricavi realizzati nei confronti di società del Gruppo Eni ammontano a 812 milioni di euro (492 milioni di euro al 30 giugno 2008). Si segnala che per la natura del business i ricavi non sono influenzati da fenomeni di stagionalità e ciclicità significativi.

32 Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	1	-
Plusvalenze da vendite di immobilizzazioni	3	2
Risarcimento danni	5	-
Altri proventi	5	8
Totale	14	10

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 sull'andamento della gestione".

33 Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	967	827
Costi per servizi	2.170	2.459
Costi per godimento di beni di terzi	193	324
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(3)	(11)
Altri oneri	25	36
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(11)	(32)
- variazioni delle rimanenze di materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(33)	3
Totale	3.308	3.606

I costi per servizi comprendono compensi d'intermediazione per 63 milioni di euro (19 milioni di euro nel primo semestre 2008). Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri sono commentati alla nota 20 "Fondi per rischi e oneri".

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso società del Gruppo Eni ammontano a 36 milioni di euro (35 milioni di euro al 30 giugno 2008).

34 Costo del lavoro

Il costo del lavoro si analizza come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Costo lavoro	678	770
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(5)	(7)
Totale	673	763

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Saipem

Al 30 giugno 2009 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:

	2008			2009		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio	Prezzo di mercato ^(a)
(migliaia di euro)						
Diritti esistenti al 1° gennaio	5.497.696	16,319	150.390	6.144.650	19,20	72.630
Nuovi diritti assegnati	1.339.000	25,872	33.261	-	-	-
(Diritti esercitati nel periodo)	(686.396)	9,020	15.732	(55.671)	6,541	965
(Diritti decaduti nel periodo) ^(b)	(5.650)	-	-	-	-	-
Diritti esistenti a fine periodo	6.144.650	19,20	72.630	6.088.979	19,285	105.583
Di cui: esercitabili a fine periodo	1.145.150	8,286	13.536	1.104.479	8,382	19.152

(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 2009 sono in essere n. 6.088.979 opzioni per l'acquisto di n. 6.088.979 azioni di Saipem SpA del valore nominale di 1 euro.

	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	359.479	6,187	1	Non disponibile	Non disponibile
Piano 2003	104.500	6,821	2	1,1928	1,1806
Piano 2004	349.500	7,594	3	2,0935	2,0085
Piano 2005	667.500	11,881	4	3,1029	2,9795
Piano 2006	1.936.500	17,519	4	5,7208	6,1427
Piano 2007	1.332.500	26,521	5	8,8966	9,5320
Piano 2008	1.339.000	25,872	6	8,2186	8,7734
Totale	6.088.979				

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 2008	Primo semestre 2009
Dirigenti	426	432
Quadri	3.699	3.996
Impiegati	14.223	15.710
Operai	14.648	16.094
Marittimi	256	259
Totale	33.252	36.491

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.

35 Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Ammortamenti:		
- attività materiali	160	216
- attività immateriali	3	4
Svalutazioni	-	-
a dedurre:		
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	-	-
Totale	163	220

Nel primo semestre 2009 non sono state effettuate svalutazioni di attività materiali e immateriali.

36 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 2009 ammontano a 3 milioni di euro, in linea con il dato del primo semestre 2008.

37 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Differenze attive (passive) nette di cambio	(7)	(88)
Differenze attive di cambio	382	548
Differenze passive di cambio	(389)	(636)
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto	(51)	(15)
Interessi attivi e altri proventi verso società finanziarie di Gruppo	35	9
Interessi attivi verso banche e altri finanziatori	5	23
Interessi passivi e altri oneri verso società finanziarie di Gruppo	(65)	(47)
Interessi passivi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(26)	-
Altri proventi (oneri) netti	18	2
Altri proventi finanziari	19	2
Altri oneri finanziari	(1)	-
Totale proventi (oneri) finanziari	(40)	(101)

I proventi (oneri) su contratti derivati si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Contratti su valute	(12)	46
Contratti su tassi di interesse	-	-
	(12)	46

I proventi netti su contratti derivati di 46 milioni di euro (oneri netti per 12 milioni di euro nel primo semestre 2008) 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.

38 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 2008	Primo semestre 2009
Proventi netti da valutazione con il metodo del patrimonio netto	7	9
Plusvalenze da cessione di partecipazioni	187	-
Dividendi	1	1
Totale	195	10

I proventi netti su partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono commentati alla nota 9 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto".

39 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(milioni di euro)	Primo semestre 2008	Primo semestre 2009
Imposte correnti:		
- imprese italiane	68	49
- imprese estere	50	70
Imposte differite e anticipate nette:		
- imprese italiane	11	24
- imprese estere	2	2
Totale	131	145

L'incidenza delle imposte sul risultato di periodo ante imposte è del 27% (28% nel 2008).

40 (Utile) Perdita di terzi azionisti

L'utile di pertinenza di terzi azionisti ammonta a 18 milioni di euro.

41 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 434.955.466 e di 436.046.616 rispettivamente nel 2009 e nel 2008. 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 2009 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 441.631.385 e di 441.189.893 rispettivamente per il 2008 e il 2009. 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:

	30.06.2008	30.06.2009
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice	436.046.616	434.955.466
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock grant	242.300	-
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani di stock option	5.183.369	6.088.979
Numero di azioni di risparmio convertibili in azioni ordinarie	159.100	145.448
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile diluito	441.631.385	441.189.893
Utile netto di competenza Saipem (milioni di euro)	501	374
Utile per azione semplice (ammontari in euro per azione)	1,16	0,86
Utile per azione diluito (ammontari in euro per azione)	1,14	0,85

42 Informazioni per settore di attività

(milioni di euro)	Offshore	Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Non allocato	Totale
Primo semestre 2008						
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	2.377	2.922	357	221	-	5.877
a dedurre: ricavi infrasettori	636	480	119	23	-	1.258
Ricavi da terzi	1.741	2.442	238	198	-	4.619
Risultato operativo	237	131	91	33	-	492
Ammortamenti e svalutazioni	81	23	32	27	-	163
Proventi netti su partecipazioni	4	191	-	-	-	195
Immobili, impianti e macchinari	1.971	118	1.801	401	-	4.291
Investimenti in attività materiali e immateriali	380	29	447	112	11	979
Partecipazioni	20	15	-	-	-	35
Attività correnti	1.828	2.569	243	178	2.362	7.180
Passività correnti	1.725	2.902	217	123	3.496	8.463
Fondi per rischi e oneri	12	89	-	-	86	187
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
Risultato operativo	313	138	100	31	-	582
Ammortamenti e svalutazioni	98	26	46	50	-	220
Proventi netti su partecipazioni	7	3	-	-	-	10
Investimenti in attività materiali e immateriali	367	13	403	97	-	880
Immobili, impianti e macchinari	2.468	157	2.515	676	-	5.816
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

(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 e 42.

(milioni di euro)	Offshore	Onshore	Drilling Offshore	Drilling Onshore	Totale
Ricavi netti della gestione caratteristica	2.197	2.406	286	269	5.158
Variazione lavori in corso	(138)	27	-	4	(107)
Variazione risconti	(354)	(481)	1	1	(833)
Fatturazione ad avanzamento lavori	1.705	1.952	287	274	4.218
Costi operativi	(1.887)	(2.270)	(186)	(238)	(4.581)
Variazione fondo perdite future	3	2	-	-	5
Costi sostenuti	(1.884)	(2.268)	(186)	(238)	(4.576)
Anticipi	276	1.257	-	-	1.533
Lavori in corso (a)	(407)	(619)	-	-	(1.026)
Risconti (b)	458	542	2	1	1.003
Fondo perdite future (c)	17	52	5	1	75
Totale (a+b+c)	344	1.232	7	2	1.585

43 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 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.

Rapporti commerciali e diversi

I rapporti commerciali al 30 giugno 2008 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2008			Primo semestre 2008			
	Crediti	Debiti	Garanzie	Costi		Ricavi	
				Beni	Servizi	Beni e servizi	Altri
Imprese collegate escluse dall'area di consolidamento							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	86	-	64	-	-	-	-
LNG - Serviços e Gestão de Projectos Lda	-	-	-	-	-	1	-
Consorzio ITA	1	-	-	-	-	1	-
TSKJ Italia Srl	-	-	22	-	-	-	-
Totale	87	-	86	-	-	2	-
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Snamprogetti Africa (Nigeria) Ltd	2	-	-	-	-	-	-
Totale	2	-	-	-	-	-	-
Imprese controllate di Eni							
Eni SpA	26	9	3.220	-	4	1	-
Eni SpA Divisione Exploration & Production	117	2	-	-	-	116	-
Eni SpA Divisione Gas & Power	7	-	-	-	-	10	-
Eni SpA Divisione Refining & Marketing	50	35	-	3	-	44	-
Agip Energy & Natural Resources (Nigeria) Ltd	19	-	-	-	-	11	2
Agip Karachaganak BV	1	-	-	-	-	2	-
Dunastyr Polisztirolgyártá	1	-	-	-	-	1	-
Ecofuel SpA	-	-	-	-	-	1	-
Eni Algeria Production BV	1	-	-	-	-	2	-
Eni Australia BV	43	7	-	-	-	41	-
Eni Congo SA	27	6	-	-	-	52	-
Eni Corporate University SpA	-	3	-	-	2	-	-
Eni Coordination Center SA	25	-	-	-	-	-	-
Eni Iran BV	8	2	-	-	-	3	-
Eni Insurance Ltd	-	-	-	-	-	-	2
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	9	-	-	-	-	11	-
Eni North Africa BV	12	-	-	-	-	24	-
EniPower Mantova SpA	5	-	-	-	-	4	-
EniPower SpA	2	4	-	-	-	3	-
EniServizi SpA	2	20	-	1	20	1	-
Eni Tunisia BV	17	-	-	-	-	17	-
GreenStream BV	4	-	-	-	-	2	-
leoc Production BV	1	-	-	-	-	1	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	31	1	-	-	-	20	-
Nigerian Agip Exploration Ltd	1	-	-	-	-	-	-
Padana Assicurazioni SpA	-	-	-	-	2	-	-
Polimeri Europa SpA	16	4	-	-	1	12	-
Raffineria di Gela SpA	7	-	-	-	-	6	-
Serfactoring SpA	-	15	-	-	-	-	-
Snam Rete Gas SpA	31	29	-	-	-	19	-
Società EniPower Ferrara Srl	3	-	-	-	-	3	-
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	23	85	-	-	-	41	-
Sofid SpA	1	2	-	-	2	-	-
Stoccaggi Gas Italia SpA	10	1	-	-	-	10	-
Syndial SpA	56	5	2	-	-	33	-
Totale imprese controllate di Eni	556	230	3.222	4	31	491	4
Imprese collegate di Eni	2	-	-	-	-	1	-
Totale imprese di Eni	558	230	3.222	4	31	492	4
Totale rapporti con parti correlate	647	230	3.308	4	31	494	4
Totale generale	3.117	4.813	4.817	967	2.170	4.619	14
Incidenza (%)	20,76	4,78	68,67	0,41	1,43	10,69	28,57

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 escluse dall'area di consolidamento							
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta velocità) Due	53	-	64	-	-	-	-
LNG - Serviços e Gestao de Projectos Lda	-	-	24	-	-	-	-
Kwanda Suporto Logistico Lda	1	-	-	-	-	1	-
Saipem Taqa Al Rushaid Fabricators Co Ltd	2	-	-	-	-	2	-
Totale	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	-	-	-	-	-	-
Padana Assicurazioni SpA	-	-	-	-	-	-	-
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 - Scogat 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	-

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, 15 e 33.

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 realizzati nei confronti di imprese collegate di Eni, pari a 196 milioni di euro, sono realizzati per 148 milioni di euro nei confronti della società Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV. I crediti, pari a 142 milioni di euro, sono vantati, per 123 milioni di euro, sempre nei confronti di Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV.

Gli altri rapporti sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)	30.06.2008			30.06.2009		
	Altre attività	Altre passività	Lavori in corso	Altre attività	Altre passività	Lavori in corso
Eni SpA	108	100	1	314	185	53
Snam Rete Gas SpA	-	-	1	-	-	-
Società EniPower Ferrara Srl	-	-	3	-	-	-
Syndial SpA	-	-	1	-	-	2
Société pour la Construction du Gazoduc Transtunisien SA - Scogat SA	-	-	3	-	-	-
Banque Eni SA	2	-	-	4	1	-
Eni Trading & Shipping SpA	3	-	-	-	34	-
Naoc - Nigerian Agip Oil Co Ltd	-	-	3	-	-	-
Serfactoring SpA	-	11	-	-	-	-
Totale rapporti con parti correlate	113	111	12	318	220	55
Totale generale	278	154	991	392	231	1.026
Incidenza (%)	40,6	72,08	1,2	81,1	95,2	5,4

Rapporti finanziari

I rapporti finanziari al 30 giugno 2008 sono di seguito analizzati:

(milioni di euro)

Denominazione	30.06.2008			Primo semestre 2008		
	Crediti	Debiti	Impegni	Oneri	Proventi	Derivati
Eni SpA	13	1.951	8.482	(34)	32	(13)
Banque Eni SA	-	-	350	-	-	3
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	-	43	-	-	-	-
Eni Coordination Center SA	-	1.342	-	(30)	3	-
Eni Dación BV	-	4	-	-	-	-
Eni Trading & Shipping SpA	-	-	23	(1)	-	3
Totale rapporti con parti correlate	13	3.340	8.855	(65)	35	(7)

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 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".

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)	30.06.2008			30.06.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Passività finanziarie a breve termine	3.198	2.901	90,72	2.649	2.556	96,49
Passività finanziarie a lungo termine (comprehensive delle quote a breve termine)	933	439	47,05	1.262	776	61,49

(milioni di euro)	Primo semestre 2008			Primo semestre 2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Proventi finanziari	441	35	7,94	582	9	1,55
Oneri finanziari	(481)	(65)	13,52	(683)	(47)	6,89
Strumenti derivati	(12)	(10)	83,34	46	47	102,18
Altri proventi (oneri) operativi	3	3	100,00	3	3	100,00

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(milioni di euro)	30.06.2008	30.06.2009
Ricavi e proventi	498	815
Costi e oneri	(35)	(36)
Proventi (oneri) finanziari e strumenti derivati	(37)	12
Variazione crediti e debiti commerciali	200	361
Flusso di cassa netto da attività di periodo	626	1.152
Variazione debiti/crediti finanziari	232	322
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	232	322
Flusso di cassa totale verso entità correlate	858	1.474

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)	30.06.2008			30.06.2009		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività di periodo	645	626	97,06	332	1.152	346,98
Flusso di cassa da attività di investimento	(656)	-	-	(875)	-	-
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(67)	232	(346,27)	135	322	238,52

Informazioni relative alle imprese a controllo congiunto

I valori relativi al bilancio delle imprese a controllo congiunto consolidate con il metodo dell'integrazione proporzionale sono i seguenti:

(milioni di euro)	30.06.2008	30.06.2009
Capitale circolante netto	(75)	(122)
Totale attivo	749	477
Totale passivo	662	428
Ricavi	732	450
Costi operativi	710	438
Utile operativo	22	12
Utile di periodo	14	10

⁴⁴ Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita ammontano a 68 milioni di euro e si riferiscono alla cessione della partecipazione non strategica in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC (attiva nel settore della progettazione e realizzazione di impianti di processo), le cui trattative in corso hanno subito un rallentamento rispetto a quanto originariamente ipotizzato.

⁴⁵ Eventi e operazioni significativi e non ricorrenti

Nel primo semestre 2008 e nel primo semestre 2009 non si segnalano eventi e/o operazioni significativi non ricorrenti.

⁴⁶ Posizioni e transazioni derivanti da operazioni atipiche e inusuali

Nel primo semestre 2008 e nel primo semestre 2009 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 sull'andamento della 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 2009, nel corso del primo semestre 2009.

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 2009:

- 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.

29 luglio 2009

Pietro Franco Tali

Giulio Bozzini

Vice Presidente e Amministratore Delegato (CEO)

Chief Financial Officer

Relazione della Società di revisione



PricewaterhouseCoopers SpA

RELAZIONE DELLA SOCIETÀ DI REVISIONE SULLA REVISIONE CONTABILE LIMITATA DEL BILANCIO CONSOLIDATO SEMESTRALE ABBREVIATO

Agli Azionisti di
Saipem SpA

1. Abbiamo effettuato la revisione contabile limitata del bilancio consolidato semestrale abbreviato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico e dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, di Saipem SpA e delle sue controllate (Gruppo Saipem) al 30 giugno 2009. 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 di Saipem SpA. E' 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 avviene per il 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 ed al bilancio consolidato semestrale abbreviato dell'anno precedente presentati ai fini comparativi, riclassificati per tener conto delle modifiche agli schemi di bilancio introdotte dallo IAS 1 (2007), si fa riferimento alle nostre relazioni rispettivamente emesse in data 6 aprile 2009 e in data 8 agosto 2008.

Sede legale e amministrativa: Milano 20149 Via Monte Rosa 91 Tel. 0277851 Fax 027785240 Cap. Soc. 3.754.400,00 Euro i.v., C.F. e P.IVA e Reg. Imp. Milano 12979880155 Iscritta al n. 43 dell'Albo Consob - Altri Uffici: Bari 70124 Via Don Luigi Guanella 17 Tel. 0805640211 - Bologna 40122 Via delle Lame 111 Tel. 051526611 - Brescia 25123 Via Borgo Pietro Wuhrer 23 Tel. 0303697501 - Firenze 50121 Viale Gramsci 15 Tel. 0552482811 - Genova 16121 Piazza Dante 7 Tel. 01029041 - Napoli 80121 Piazza dei Martiri 30 Tel. 08136181 - Padova 35138 Via Vicenza 4 Tel. 049873481 - Palermo 90141 Via Marchese Ugo 60 Tel. 091349737 - Parma 43100 Viale Tanara 20/A Tel. 0521242848 - Roma 00154 Largo Fochetti 29 Tel. 06570251 - Torino 10129 Corso Montevicchio 37 Tel. 011556771 - Trento 38100 Via Grazioli 73 Tel. 0461237004 - Treviso 31100 Viale Felissent 90 Tel. 0422696911 - Trieste 34125 Via Cesare Battisti 18 Tel. 0403480781 - Udine 33100 Via Poscolle 43 Tel. 043225789 - Verona 37122 Corso Porta Nuova 125 Tel. 0458002561



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 2009 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 2009 .

PricewaterhouseCoopers SpA

A handwritten signature in black ink, appearing to read 'Andrea Alessandri'.

Andrea Alessandri
(Revisore contabile)

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
Bilancio al 31 dicembre (in italiano) redatto ai sensi
del D.Lgs. 9 aprile 1991, n. 127
Financial Report at December 31 (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