

## XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

| Principali aree sviluppate e non sviluppate |                                        |                  |                                                |                                                |                                        |                                                |                                                |                                        |
|---------------------------------------------|----------------------------------------|------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------|------------------------------------------------|------------------------------------------------|----------------------------------------|
|                                             | 31 dicembre 2009                       | 31 dicembre 2010 |                                                |                                                |                                        |                                                |                                                |                                        |
|                                             | Totale<br>Sup.<br>netta <sup>(a)</sup> | Numero<br>titoli | Sup.<br>lorda <sup>(a) (b)</sup><br>sviluppata | Sup.<br>lorda <sup>(a)</sup> non<br>sviluppata | Totale<br>Sup.<br>lorda <sup>(a)</sup> | Sup.<br>netta <sup>(a) (b)</sup><br>sviluppata | Sup.<br>netta <sup>(a)</sup> non<br>sviluppata | Totale<br>Sup.<br>netta <sup>(a)</sup> |
| <b>EUROPA</b>                               | <b>31.607</b>                          | <b>287</b>       | <b>17.430</b>                                  | <b>28.293</b>                                  | <b>45.723</b>                          | <b>11.142</b>                                  | <b>17.937</b>                                  | <b>29.079</b>                          |
| <b>Italia</b>                               | <b>22.038</b>                          | <b>154</b>       | <b>10.951</b>                                  | <b>12.945</b>                                  | <b>23.896</b>                          | <b>8.995</b>                                   | <b>10.102</b>                                  | <b>19.097</b>                          |
| <b>Resto d'Europa</b>                       | <b>9.569</b>                           | <b>133</b>       | <b>6.479</b>                                   | <b>15.348</b>                                  | <b>21.827</b>                          | <b>2.147</b>                                   | <b>7.835</b>                                   | <b>9.982</b>                           |
| Croazia                                     | 987                                    | 2                | 1.975                                          |                                                | 1.975                                  | 987                                            |                                                | 987                                    |
| Norvegia                                    | 3.412                                  | 49               | 2.276                                          | 5.956                                          | 8.232                                  | 338                                            | 2.080                                          | 2.418                                  |
| Polonia                                     |                                        | 3                |                                                | 1.968                                          | 1.968                                  |                                                | 1.968                                          | 1.968                                  |
| Regno Unito                                 | 1.469                                  | 73               | 2.228                                          | 1.364                                          | 3.592                                  | 822                                            | 329                                            | 1.151                                  |
| Altri Paesi                                 | 3.701                                  | 6                |                                                | 6.060                                          | 6.060                                  |                                                | 3.458                                          | 3.458                                  |
| <b>AFRICA</b>                               | <b>158.749</b>                         | <b>274</b>       | <b>68.350</b>                                  | <b>211.830</b>                                 | <b>280.180</b>                         | <b>20.153</b>                                  | <b>132.518</b>                                 | <b>152.671</b>                         |
| <b>Africa Settentrionale</b>                | <b>46.011</b>                          | <b>116</b>       | <b>31.723</b>                                  | <b>48.530</b>                                  | <b>80.253</b>                          | <b>13.802</b>                                  | <b>30.475</b>                                  | <b>44.277</b>                          |
| Algeria                                     | 17.244                                 | 38               | 2.177                                          | 17.433                                         | 19.610                                 | 730                                            | 16.514                                         | 17.244                                 |
| Egitto                                      | 8.328                                  | 54               | 5.135                                          | 12.669                                         | 17.804                                 | 1.847                                          | 4.747                                          | 6.594                                  |
| Libia                                       | 18.165                                 | 13               | 17.947                                         | 18.428                                         | 36.375                                 | 8.951                                          | 9.214                                          | 18.165                                 |
| Tunisia                                     | 2.274                                  | 11               | 6.464                                          |                                                | 6.464                                  | 2.274                                          |                                                | 2.274                                  |
| <b>Africa Occidentale</b>                   | <b>60.524</b>                          | <b>152</b>       | <b>36.627</b>                                  | <b>86.076</b>                                  | <b>122.703</b>                         | <b>6.351</b>                                   | <b>49.830</b>                                  | <b>56.181</b>                          |
| Angola                                      | 3.393                                  | 68               | 4.532                                          | 15.569                                         | 20.101                                 | 589                                            | 3.931                                          | 4.520                                  |
| Congo                                       | 8.188                                  | 25               | 1.900                                          | 9.680                                          | 11.580                                 | 1.044                                          | 5.030                                          | 6.074                                  |
| Gabon                                       | 7.615                                  | 6                |                                                | 7.615                                          | 7.615                                  |                                                | 7.615                                          | 7.615                                  |
| Ghana                                       | 1.086                                  | 2                |                                                | 2.300                                          | 2.300                                  |                                                | 1.086                                          | 1.086                                  |
| Mali                                        | 31.668                                 | 1                |                                                | 32.458                                         | 32.458                                 |                                                | 21.640                                         | 21.640                                 |
| Nigeria                                     | 8.574                                  | 47               | 30.195                                         | 11.144                                         | 41.339                                 | 4.718                                          | 3.721                                          | 8.439                                  |
| Repubblica<br>Democratica del Congo         |                                        | 1                |                                                | 1.118                                          | 1.118                                  |                                                | 615                                            | 615                                    |
| Togo                                        |                                        | 2                |                                                | 6.192                                          | 6.192                                  |                                                | 6.192                                          | 6.192                                  |
| <b>Altri Paesi</b>                          | <b>52.214</b>                          | <b>6</b>         |                                                | <b>77.224</b>                                  | <b>77.224</b>                          |                                                | <b>52.213</b>                                  | <b>52.213</b>                          |
| <b>ASIA</b>                                 | <b>125.641</b>                         | <b>78</b>        | <b>18.825</b>                                  | <b>191.203</b>                                 | <b>210.028</b>                         | <b>6.352</b>                                   | <b>106.393</b>                                 | <b>112.745</b>                         |
| <b>Kazakhstan</b>                           | <b>880</b>                             | <b>6</b>         | <b>324</b>                                     | <b>4.609</b>                                   | <b>4.933</b>                           | <b>105</b>                                     | <b>775</b>                                     | <b>880</b>                             |
| <b>Resto dell'Asia</b>                      | <b>124.761</b>                         | <b>72</b>        | <b>18.501</b>                                  | <b>186.594</b>                                 | <b>205.095</b>                         | <b>6.247</b>                                   | <b>105.618</b>                                 | <b>111.865</b>                         |
| Arabia Saudita                              | 25.844                                 | 1                |                                                | 51.687                                         | 51.687                                 |                                                | 25.844                                         | 25.844                                 |
| Cina                                        | 18.322                                 | 10               | 138                                            | 18.256                                         | 18.394                                 | 22                                             | 18.210                                         | 18.232                                 |
| India                                       | 10.089                                 | 14               | 303                                            | 27.861                                         | 28.164                                 | 143                                            | 9.946                                          | 10.089                                 |
| Indonesia                                   | 16.519                                 | 12               | 1.735                                          | 24.054                                         | 25.789                                 | 656                                            | 12.256                                         | 12.912                                 |
| Iran                                        | 820                                    | 4                | 1.456                                          |                                                | 1.456                                  | 820                                            |                                                | 820                                    |
| Iraq                                        | 640                                    | 1                | 1.950                                          |                                                | 1.950                                  | 640                                            |                                                | 640                                    |
| Pakistan                                    | 18.201                                 | 18               | 9.122                                          | 17.224                                         | 26.346                                 | 2.708                                          | 8.639                                          | 11.347                                 |
| Russia                                      | 2.323                                  | 4                | 3.597                                          | 1.529                                          | 5.126                                  | 1.058                                          | 449                                            | 1.507                                  |
| Timor Est                                   | 7.999                                  | 4                |                                                | 8.087                                          | 8.087                                  |                                                | 6.470                                          | 6.470                                  |
| Turkmenistan                                | 200                                    | 1                | 200                                            |                                                | 200                                    | 200                                            |                                                | 200                                    |
| Yemen                                       | 20.560                                 | 2                |                                                | 23.296                                         | 23.296                                 |                                                | 20.560                                         | 20.560                                 |
| Altri Paesi                                 | 3.244                                  | 1                |                                                | 14.600                                         | 14.600                                 |                                                | 3.244                                          | 3.244                                  |
| <b>AMERICA</b>                              | <b>11.523</b>                          | <b>522</b>       | <b>4.659</b>                                   | <b>17.356</b>                                  | <b>22.015</b>                          | <b>3.063</b>                                   | <b>8.124</b>                                   | <b>11.187</b>                          |
| Brasile                                     | 1.067                                  | 1                |                                                | 745                                            | 745                                    |                                                | 745                                            | 745                                    |
| Ecuador                                     | 2.000                                  | 1                | 2.000                                          |                                                | 2.000                                  | 2.000                                          |                                                | 2.000                                  |
| Stati Uniti                                 | 6.450                                  | 506              | 1.899                                          | 8.536                                          | 10.435                                 | 899                                            | 4.997                                          | 5.896                                  |
| Trinidad e Tobago                           | 66                                     | 1                | 382                                            |                                                | 382                                    | 66                                             |                                                | 66                                     |
| Venezuela                                   | 614                                    | 5                | 378                                            | 2.528                                          | 2.906                                  | 98                                             | 1.056                                          | 1.154                                  |
| Altri Paesi                                 | 1.326                                  | 8                |                                                | 5.547                                          | 5.547                                  |                                                | 1.326                                          | 1.326                                  |
| <b>AUSTRALIA E OCEANIA</b>                  | <b>20.342</b>                          | <b>15</b>        | <b>1.057</b>                                   | <b>43.153</b>                                  | <b>44.210</b>                          | <b>676</b>                                     | <b>14.603</b>                                  | <b>15.279</b>                          |
| Australia                                   | 20.304                                 | 14               | 1.057                                          | 42.389                                         | 43.446                                 | 676                                            | 14.565                                         | 15.241                                 |
| Altri Paesi                                 | 38                                     | 1                |                                                | 764                                            | 764                                    |                                                | 38                                             | 38                                     |
| <b>Totale</b>                               | <b>347.862</b>                         | <b>1.176</b>     | <b>110.321</b>                                 | <b>491.835</b>                                 | <b>602.156</b>                         | <b>41.386</b>                                  | <b>279.575</b>                                 | <b>320.961</b>                         |

(a) Chilometri quadrati.

(b) La superficie sviluppata si riferisce a quei titoli per i quali almeno una porzione dell'area è in produzione o contiene riserve certe sviluppate.

## Principali iniziative di esplorazione e di sviluppo

### Italia

Nell'ambito del processo di ottimizzazione del portafoglio upstream, nell'ottobre 2010 è stata perfezionata la cessione a Gas Plus del 100% della Società Padana Energia, società titolare di permessi di esplorazione, sviluppo e produzione nel Nord Italia. Il corrispettivo dell'operazione è stato di 179 milioni di euro, con un'eventuale integrazione fino a 25 milioni di euro in relazione al conseguimento di certi target produttivi degli asset in sviluppo. Ulteriori integrazioni di prezzo sono previste in relazione all'accertamento del potenziale esplorativo degli asset ceduti.

Il 26 agosto 2010 è entrato in vigore il Decreto Legislativo 29 giugno 2010, n. 128 che introduce alcune restrizioni alle attività di ricerca e coltivazione di idrocarburi nelle aree marine e costiere protette per scopi di tutela ambientale, mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Eni e gli altri operatori del settore hanno avviato un confronto con i Ministeri dello Sviluppo Economico e dell'Ambiente e Tutela del Territorio e del Mare volto a superare le incertezze interpretative ed applicative del decreto. Nel corso dell'anno non vi sono stati per Eni significativi impatti operativi associati al provvedimento, mentre sono state ripianificate talune attività del 2011.

Nel corso dell'anno è stata avviata: (i) la piattaforma offshore Annamaria B (Eni 90%, operatore), al confine con le acque croate. La produzione di regime raggiunta nel corso dell'anno è pari a circa 1,1 milioni di metri cubi/giorno; (ii) il giacimento di Bonaccia Est, con una produzione iniziale di circa 1 milione di metri cubi/giorno. Continua il progetto di sviluppo di Val d'Agri (Eni 60,77%) con il collegamento al centro olio dei pozzi di Cerro Falcone. Le altre principali attività hanno riguardato: (i) campagne di sidetrack e work over su Barbara, Annalisa e Azalea per l'ottimizzazione della produzione; (ii) l'avanzamento del programma di interventi di sidetrack e l'adeguamento delle facility di produzione in Val d'Agri; (iii) attività di integrazione e upgrading dei sistemi di compressione e trattamento degli idrocarburi della centrale di Crotone; (iv) lo sviluppo dei giacimenti Capparuccia, Tesauro e Guendalina.

### Resto d'Europa

**Norvegia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte a olio: (i) di Fossekall nella PL128 (Eni 11,5%) che sfrutterà le sinergie con le facility di produzione di Norne (Eni 6,9%); (ii) di Flyndretind nella licenza PL 473 (Eni 29,4%).

Nel 2010 è stata avviata la produzione su Morvin (Eni 30%) con i primi tre pozzi del programma di sviluppo. Il picco produttivo di 15 mila boe/giorno in quota Eni è atteso nel 2011 con il completamento del progetto.

Prosegue lo sviluppo del giacimento Goliat (Eni 65%, operatore) nel Mare di Barents. Nel 2010, sono stati assegnati i contratti EPC: (i) per la fornitura della FPSO collegata ad un sistema di produzione sottomarino; (ii) per la realizzazione delle facility onshore e sistemi di alimentazione offshore che consentiranno una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione a regime di 100 mila barili/giorno.

Continuano le attività di valorizzazione delle recenti scoperte nei pressi di Asgaard (Eni 14,82%). In particolare è stato avviato lo sviluppo della scoperta Marulk (Eni 20%, operatore). Lo start-up produttivo è atteso nel 2012.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il mantenimento e l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk attraverso la perforazione di pozzi di infilling, lo sviluppo dell'Area South, l'upgrading delle facility esistenti e l'ottimizzazione della water injection.

**Regno Unito** L'attività esplorativa ha visto la perforazione di un pozzo appraisal della scoperta offshore a gas di Culzean (Eni 16,95%) in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). I risultati del pozzo permetteranno di valutare le possibili opzioni di sviluppo.

Nel 2010 è stato firmato un Sale e Purchase Agreement relativo alla cessione della quota del 18% del campo in produzione di Blane nonché la cessione dell'intera partecipazione di Laggan (Eni 20%) e Tormore (Eni 22,5%).

Nell'anno è stata avviata la produzione del giacimento Burghley (Eni 21,92%). Sono in corso interventi di ottimizzazione della produzione del giacimento Elgin/Franklin e di infilling nel J-Block (Eni 33%).

Nel corso del quarto trimestre 2010 sono stati sanzionati dai partner e dalle competenti autorità: (i) il progetto di sviluppo della scoperta a gas di Jasmine (Eni 33%). Le relative attività di ingegneria sono attualmente in corso. Lo start-up produttivo è atteso nel 2012. (ii) Il programma di sviluppo della fase 2 del giacimento West Franklin (Eni 21,87%). Il progetto prevede la costruzione di una piattaforma e la perforazione di pozzi addizionali che saranno collegati all'impianto di trattamento esistente di Elgin/Franklin.

Sono state avviate le attività preliminari sulla scoperta a petrolio e gas di Kinnoul (Eni 16,67%), il cui sviluppo avverrà attraverso l'utilizzo delle facility di Andrew (Eni 16,21%).

### Africa Settentrionale

**Algeria** Proseguono le attività sul progetto congiunto MLE e CAFC (Eni 75%), asset acquisiti nel 2008 dalla società canadese First Calgary. La final investment decision è stata raggiunta per entrambi i programmi di sviluppo (progetto MLE nel 2009; CAFC nell'aprile 2010). Il progetto MLE prevede la realizzazione di un impianto di trattamento del gas della capacità di 10 milioni di metri cubi/giorno, che tratterà anche il gas prodotto dal giacimento CAFC, e la realizzazione di quattro pipeline di esportazione che saranno collegate al network del Paese. A fine dicembre la percentuale di completamento è del 61%. Il progetto CAFC prevede la realizzazione di un impianto per il trattamento dell'olio e sfrutterà le sinergie con gli impianti di produzione di MLE. L'avanzamento delle attività di sviluppo raggiunto a fine 2010 è del 27%. Gli avvisi della produzione del gas e del petrolio sono previsti rispettivamente a fine 2011 e 2012 con il raggiungimento di un plateau complessivo di circa 33 mila boe/giorno (quota Eni) nel 2014.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato: (i) lo sviluppo integrato delle riserve di Rom e satelliti (Zea, Zek e Rec) a seguito della rivalutazione del potenziale minerario dell'area. Il progetto ha ottenuto l'approvazione da parte delle competenti autorità. Attualmente la produzione è raccolta presso la Central Production Facility (CPF) di Rom e inviata all'impianto di trattamento di Bir Rebaa North. È stata

realizzata una export pipeline ed è in corso di finalizzazione un nuovo sistema di pompaggio multifase per la riduzione del gas flaring in compliance alla legge del Paese; (ii) lo sviluppo del progetto El Merk. Proseguono le attività di drilling nell'area e sono in corso di realizzazione gli impianti di trattamento. La percentuale di completamento del progetto a fine 2010 è del 60%. Lo start-up è atteso nel 2012.

**Egitto** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con le scoperte: (i) nella concessione Belayim (Eni 100%) con due pozzi esplorativi mineralizzati a olio ed allacciati nel corso dell'anno alle facility presenti nell'area; (ii) a gas di El Qara North (Eni 75%) e di Zaafaran East (Eni 75%), collegate alle facility di produzione presenti nell'area; (iii) a olio di Arcadia, avviato in produzione nella seconda metà dell'anno e a olio di Jana, entrambe nella development lease di Melehia (Eni 56%).

Nel luglio 2010, Eni ha firmato uno Strategic Framework Agreement con il Ministero del Petrolio egiziano per lo sviluppo di nuove collaborazioni nelle attività di esplorazione, produzione e trasporto di idrocarburi. In particolare l'accordo di cooperazione definisce: (i) iniziative upstream congiunte nel bacino del Mediterraneo e collaborazioni al di fuori dell'Egitto in particolare in Gabon e Iraq; (ii) iniziative volte ad assicurare a Eni capacità di trasporto gas nell'Arab Gas Pipeline, in linea con gli accordi intergovernativi preesistenti tra i Paesi coinvolti nel progetto.

Nel maggio 2010 è stata ceduta la quota del 50% del giacimento offshore di Ashrafi nel Golfo di Suez; Eni conserverà il ruolo di operatore con una quota del 50%.

È stata avviata la produzione del giacimento Tuna (Eni 50%, operatore) attraverso il collegamento alle facility di El Gamil, con una produzione giornaliera a regime di circa 2 milioni di metri cubi di gas in quota Eni. Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) l'ingegneria di base per l'upgrading del sistema di water injection del giacimento Belayim al fine di ottimizzare il recupero del potenziale minerario; (ii) la seconda fase di sviluppo del giacimento Denise (Eni 50%, operatore); (iii) il potenziamento dell'impianto di El Gamil per incrementare la capacità di compressione a supporto della produzione. Eni attraverso la collegata Unión Fenosa Gas partecipa nell'impianto di liquefazione del gas naturale di Damietta della capacità di 5,1 milioni di tonnellate annue di GNL, corrispondenti alla carica di 7,6 miliardi di metri cubi di gas/anno. Eni fornisce circa 1 miliardo di metri cubi/anno (pari a 17 mila boe/giorno) di gas naturale estratto nel delta del Nilo dai due giacimenti di Taurt e Denise per venti anni.

**Libia** Per quanto attiene alla crisi attualmente in atto vedi pag. 13. Le attività dell'anno hanno riguardato il progetto Western Libyan Gas (Eni 50%) nell'ambito degli accordi con la NOC per la valorizzazione delle riserve di gas. Sono state eseguite le attività finalizzate al mantenimento del profilo produttivo di gas dei giacimenti Wafa e Bahr Essalam, quali l'installazione di impianti di compressione a Wafa e la perforazione di pozzi addizionali in entrambi i giacimenti. Nel 2010 i volumi esportati attraverso il GreenStream sono stati di 9 miliardi di metri cubi. Ulteriori 1,5 miliardi sono stati venduti in Libia per la generazione di energia elettrica utilizzata nel Paese ed ulteriori 208 milioni di metri cubi per alimentare la stazione di compressione di GreenStream.

**Tunisia** Nel corso del 2010 è stato ottenuto il rinnovo della concessione di El Borma (Eni 50%) che scade nel 2043.

Le attività di sviluppo hanno riguardato il completamento del progetto Baraka (Eni 49%, operatore) e il ramp-up della produzione di Maamoura (Eni 49%, operatore).

Sono stati effettuati interventi di ottimizzazione della produzione sulle concessioni Adam (Eni 25%, operatore), Djebel Grouz (Eni 50%), Oued Zar (Eni 50%, operatore) ed El Borma.

#### Africa Occidentale

**Angola** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco 0 (Eni 9,8%) con una scoperta a gas e condensati nell'area di Vanza; (ii) nel Development Area dell'ex-Blocco 14 (Eni 20%) con il pozzo di appraisal Lucapa 6, mineralizzato a petrolio. Sono in corso di studio possibili opzioni di sviluppo dell'area a seguito della rivalutazione del potenziale minerario; (iii) nel Blocco 15/06 (Eni 35%, operatore) con attività di appraisal delle scoperte di Cinguvu (Cinguvu-1), Cabaça (Cabaça South East-2) e Mpungi (Mpungi 1 e 2) mineralizzate a petrolio. Le scoperte completate in anticipo rispetto ai termini contrattuali, incrementano il potenziale di risorse che saranno sviluppate nell'ambito dei due progetti West Hub e East Hub. Nel Febbraio 2010 è stato approvato il Front End Engineering Design (FEED) inerente il progetto West Hub e la final investment decision è stata sanzionata alla fine dell'anno. Lo start-up produttivo è atteso nel 2013, con una produzione di picco pari a 22 mila barili/giorno.

Nel gennaio 2011 Eni si è aggiudicato il diritto per l'esplorazione e il ruolo di operatore del Blocco 35 nell'offshore profondo angolano, con una quota del 30%. Il contratto prevede la perforazione di 2 pozzi di commitment da effettuarsi nei primi 5 anni di attività esplorativa. L'operazione è soggetta ad approvazione da parte delle competenti autorità.

Nell'ambito delle attività di riduzione del flaring gas nel Blocco 0, sono proseguite le attività sul giacimento di Nemba nell'Area B, con completamento atteso nel 2013 e una riduzione dei volumi bruciati di circa l'85%. Le altre attività hanno riguardato: (i) il completamento delle facility di trasporto e di trattamento al terminale di Malongo; (ii) l'installazione del secondo treno di compressione sulla piattaforma del giacimento Nemba nell'Area B. Le attività di flaring down dell'area di Malongo sono ancora in corso, con completamento atteso nel 2011.

Nelle Development Area dell'ex-Blocco 14 sono state completate le attività di infilling sui giacimenti Benguela-Belize/Lobito-Tomboco. Le attività di sviluppo nelle Development Area dell'ex-Blocco 15 (Eni 20%) hanno riguardato: (i) il progetto Kizomba satelitti-fase 1. Lo start-up è atteso entro la metà del 2012. Il picco produttivo di 100 mila barili/giorno (21 mila in quota Eni) è atteso nel 2013; (ii) il proseguimento delle attività di drilling nei campi di Mondo e Saxi/Batuque per completare i rispettivi piani di sviluppo. Nel 2011 è stata completata la realizzazione delle facility subsea del progetto Gas Gathering, la pipeline che raccoglierà tutto il gas di Kizomba, Mondo e Saxi/Batuque.

Eni partecipa con la quota del 13,6% nel consorzio Angola LNG Limited (A-LNG) per la realizzazione di un impianto di liquefazione del gas in grado di processare 28,3 milioni di metri cubi/giorno producendo 5,2 milioni di tonnellate/anno di GNL oltre a condensati e GPL, presso Soyo, a circa 300 chilometri a nord di Luanda. Il progetto, approvato dalle competenti autorità angolane, tratterà in 30 anni circa 300 miliardi di metri cubi di gas. L'inizio

delle esportazioni è previsto nel primo trimestre del 2012. Il GNL sarà destinato prevalentemente al mercato statunitense con punto di consegna al terminale di rigassificazione in corso di realizzazione, di Pascagoula, nel Mississippi (quota Eni di capacità pari a circa a 6,8 miliardi di metri cubi/anno). Nel corso dell'anno è stato firmato un Memorandum of Understanding tra i partner dell'iniziativa al fine di valutare ulteriori possibilità commerciali. Sono state completate le attività di engineering e procurement del progetto, il completamento delle opere meccaniche delle facility di trasporto onshore, l'incremento della capacità di stoccaggio di GNL, condensati e LPG nonché la disponibilità di fuel gas dal Blocco 15. È stato inoltre costituito un consorzio con la compagnia di stato ed altri partner per la valutazione e l'esplorazione di riserve di gas da destinare alla realizzazione di un secondo treno di liquefazione GNL o altri progetti alternativi per la commercializzazione del gas e dei liquidi associati. Eni con il 20% svolgerà il ruolo di Technical Advisor.

**Congo** Nel corso dell'anno è avvenuto lo start-up produttivo dei giacimenti onshore Zingali e Loufika (Eni 85%, operatore), satelliti di M'Boundi. Le altre attività hanno riguardato l'avvio di ulteriori programmi di sviluppo dei giacimenti offshore in produzione. I progetti saranno completati nel corso del biennio 2011-2012.

Prosegue lo sviluppo del giacimento di M'Boundi (Eni 83%, operatore) attraverso l'applicazione di avanzate tecniche di recupero assistito Eni e la valorizzazione economica del gas associato nell'ottica di riduzione del flaring. A tal fine, nel 2009, Eni ha finalizzato contratti di lungo termine per la fornitura di gas associato dal campo di M'Boundi per alimentare tre facility nell'area di Pointe Noire: (i) l'impianto di potassio, in costruzione, di proprietà della società canadese MAG Industries; (ii) l'esistente impianto di generazione di energia elettrica di Djeno (CED - Centrale Elettrica di Djeno); (iii) la nuova centrale di produzione di energia elettrica CEC Centrale Electrique du Congo (Eni 20%). Questi impianti in futuro riceveranno anche gas dalle scoperte offshore nel permesso Marine XII. La costruzione della centrale CEC prevista dagli accordi di cooperazione firmati nel 2007 con la Repubblica del Congo prosegue secondo il planning previsto con l'avvio del primo e del secondo turbo generatore.

Le altre attività dell'anno hanno riguardato il progetto RiT relativo alla riabilitazione della linea elettrica di Pointe Noire-Brazzaville, nell'ambito del progetto integrato per la valorizzazione del gas del Paese. La fase 1 del progetto di distribuzione di energia elettrica a Pointe Noire è stata avviata nel corso del 2010.

**Nigeria** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a olio di Tuomo 4 (Eni 20%).

Nei Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%, operatore), nell'ambito delle iniziative finalizzate ad assicurare le forniture di gas all'impianto GNL di Bonny è stata completata l'attività di ingegneria di base relativa all'aumento della capacità dell'impianto di Obiafu/Obrikom e installazione di un nuovo impianto di trattamento e facility di trasporto al fine di assicurare la fornitura da parte di Eni di 4,4 milioni di metri cubi/giorno di feed gas per vent'anni. Con lo stesso obiettivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che sarà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

Nel corso del 2010 è stata avviata una nuova stazione di compressione che garantirà la fornitura di gas per i treni di liquefazione 4 e 5, pari a 8,8 milioni di metri cubi/giorno (1,7 milioni di metri cubi/giorno in quota Eni). Nel blocco OML 61 sono state

completate le attività del progetto di flaring down del centro olio di Ebocha.

È in sviluppo il giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri (Eni 5%), parte del progetto integrato associated gas gathering per assicurare le forniture al mercato domestico. Il first gas è previsto nel 2013; mentre il completamento del progetto è atteso nel 2015.

Nel blocco OML 28 (Eni 5%) è stato completato il primo treno del progetto integrato petrolio e gas naturale nell'area di Gbaran-Ubie, con l'avvio della produzione di gas. Il piano di sviluppo completo prevede la realizzazione di una Central Processing Facility (CPF) con una capacità di trattamento di circa 28 milioni di metri cubi/giorno di gas e 120 mila barili/giorno di liquidi, la perforazione di pozzi produttivi nonché la realizzazione della pipeline che trasporterà il gas all'impianto di liquefazione di Bonny.

Eni partecipa con il 10,4% nella joint-venture Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Una settimana di trattamento è in fase progettuale. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di feed gas. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un gas supply agreement della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 con un impegno contrattuale di fornitura pari a circa 50 milioni di metri cubi/giorno (circa 5,4 milioni in quota Eni equivalenti a circa 34 mila boe/giorno). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitensi ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co.

Eni partecipa con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass, a circa 100 chilometri a Ovest di Bonny. L'impianto, con avvio atteso nel 2016, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al feed gas di circa 16,7 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,7 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi onshore OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL (pari a 2,3 miliardi di metri cubi/anno). Il GNL sarà consegnato prevalentemente al terminale di rigassificazione di Cameron in Louisiana negli Stati Uniti nel quale Eni possiede una capacità di circa 5,7 miliardi di metri cubi/anno. Proseguono le attività di front end engineering, la final investment decision è attesa nel 2011.

#### Kazakhstan

**Kashagan** Eni partecipa con il 16,81% nel consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) che regola i diritti di esplorazione, di sviluppo e di sfruttamento di un'area di circa 4.600 chilometri quadrati localizzata nella porzione settentrionale del Mar Caspio. In questa area contrattuale è localizzato il giacimento Kashagan, scoperto nel 2000 e considerato uno dei maggiori ritrovamenti di idrocarburi degli ultimi 35 anni.

Le operazioni di esplorazione, sviluppo e sfruttamento del giacimento di Kashagan, e delle altre scoperte effettuate nell'area contrattuale, sono condotte secondo un modello operativo che ripartisce tra i principali partner internazionali la responsabilità di esecuzione delle fasi di sviluppo del progetto Kashagan e riconosce al partner kazako un significativo ruolo nella gestione operativa.

Le responsabilità dell'Operatore sono assegnate alla società North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette partner del consorzio, che a sua volta ha delegato le attività di sviluppo, perforazione e produzione ai principali partner del Consorzio. In particolare Eni è responsabile dell'esecuzione della fase 1 (cosiddetta Experimental Program) e della parte onshore della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

Il Consorzio è focalizzato sul completamento della fase 1 e il conseguente avvio della produzione. A fine dicembre lo stato di avanzamento della fase 1 supera l'80%, in particolare le tranches 1 e 2 propedeutiche all'avvio della produzione risultano completate per circa il 90%.

Il Consorzio persegue l'obiettivo dell'avvio della produzione entro fine 2012. Il rispetto dei tempi di completamento della fase 1 dipenderà da una serie di fattori che andranno verificati durante il corrente anno.

Un aggiornamento complessivo dei costi contenuti nel piano di sviluppo approvato nel 2008 e dei tempi di completamento dell'Experimental Program verrà effettuato dalla partnership nel corso del 2011.

La fase 1 dello sviluppo (Experimental Program) è in esecuzione con l'obiettivo di raggiungere una capacità produttiva iniziale di 150 mila barili/giorno che nei successivi 12-15 mesi, con l'avvio del secondo treno e degli impianti di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento, raggiungerà 370 mila barili/giorno. La capacità produttiva della fase 1 aumenterà fino a 450 mila barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che sarà resa disponibile con l'avvio degli impianti offshore della fase 2 dello sviluppo. Per la fase 2 sono in corso studi di ottimizzazione dello schema di sviluppo.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Gli investimenti delle fasi successive all'Experimental Program comprenderanno anche la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione incrementale del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2010 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 5,8 miliardi di dollari pari a 4,4 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2010, formato dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2010 (4,5 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri partner in esercizi precedenti (1,3 miliardi di dollari).

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 569 milioni di boe con una diminuzione di 19 milioni di boe rispetto al 2009 dovuta principalmente all'effetto della crescita del prezzo del Brent.

**Karachaganak** È in fase di completamento una quarta unità di trattamento che consentirà di aumentare i liquidi destinati all'esportazione sui mercati occidentali riducendo i volumi non stabilizzati che

oggi sono consegnati a Orenburg.

La fase 3 di sviluppo del giacimento si propone di ampliare lo sfruttamento delle riserve di gas e condensati del giacimento. L'ingegneria preliminare della fase 3 ha identificato, in una realizzazione a stadi, lo schema ottimale di sviluppo. Il progetto prevede la realizzazione di impianti di trattamento gas e di re-iniezione per consentire di incrementare la vendita di gas ad Orenburg sino a 16 miliardi di metri cubi/anno, e di incrementare anche la produzione di liquidi sino a circa 14 milioni di tonnellate/anno. L'approvazione delle autorità per procedere con l'investimento della Fase 3 è al momento oggetto di discussione tecnica e commerciale.

Al 31 dicembre 2010 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 557 milioni di boe, in diminuzione di 76 milioni di boe rispetto al 2009, principalmente per effetto prezzo e per la produzione dell'anno.

#### Resto dell'Asia

**Indonesia** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel permesso di Muara Bakau (Eni 55%, operatore) localizzato nell'offshore dell'Isola del Borneo ove i risultati dei pozzi di appraisal Jangkrik 2 e 3 hanno consentito di incrementare la stima dei volumi recuperabili di gas in place stimato in oltre 40 miliardi di metri cubi.

Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukit (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Nel corso dell'anno è iniziata l'attività nel PSC di Sanga Sanga (Eni 37,8%) relativo al coal bed methane (CBM). In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e di trattamento esistenti in Sanga Sanga compreso l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang.

**Iran** Nel 2010 sono terminate le attività di commissioning e start-up degli impianti del progetto Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, ed è in fase di finalizzazione l'hand over formale ai partner locali. Una volta completato, la presenza Eni si limiterà al recupero degli investimenti sostenuti.

**Iraq** Nel gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio composto da compagnie internazionali e dalla compagnia nazionale Missan Oil Company, ha sottoscritto con la compagnia di stato irachena South Oil Company il Technical Service Contract per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del target di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di cost recovery dal valore della produzione incrementale del campo oltre al riconoscimento di una remuneration fee una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione iniziale, pari a circa 180 mila barili/giorno. Il programma di sviluppo del giacimento prevede due fasi: (i) Rehabilitation Plan, approvato nel giugno 2010, finalizzato al miglioramento dell'attuale livello di produzione e delle conoscenze del reservoir per aumentarne la produttività; (ii) Redevelopment Plan che consentirà il raggiungimento del target plateau.

Nel corso dell'anno sono stati raggiunti tutti gli obiettivi della fase iniziale del progetto. In particolare nel settembre 2010 è stato su-

perato il livello di incremento del 10% della produzione iniziale del campo, consentendo al consorzio, in base ai termini del contratto, l'inizio del recupero dei costi per le attività svolte nel campo e il riconoscimento della remuneration fee. Eni, pertanto, a partire dal quarto trimestre, ha iscritto le produzioni di competenza dell'esercizio in ragione del recupero dei costi e del riconoscimento della remuneration fee per la quota di propria spettanza.

**Pakistan** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo Latif North 1 (Eni 33,33%), il cui start-up produttivo è avvenuto nel corso dell'anno.

Le attività di sviluppo hanno riguardato: (i) nel campo di Bhit (Eni 40%, operatore) il completamento di un sistema di compressione e la perforazione di pozzi addizionali per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) nel campo di Sawan (Eni 23,68%) la review delle facility produttive e del reservoir per mitigare il naturale declino del campo; (iii) nel permesso Zamzama (Eni 17,75%) l'avvio del Front End Compressor.

#### America

**Stati Uniti** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con il pozzo di appraisal ad olio e gas di Hadrian West nel Blocco offshore KC 919 (Eni 25%), nel Golfo del Messico.

Le attività di sviluppo hanno riguardato essenzialmente il campo di Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), nell'offshore dell'Alaska, nell'area del North Slope, che contiene riserve di 220 milioni di barili. La produzione del giacimento è stata avviata a fine gennaio 2011, il picco produttivo è stimato in 28 mila barili/giorno.

È inoltre proseguito lo sviluppo dell'area Alliance (Eni 27,5%), nel bacino di Fort Worth, asset acquisito a seguito dell'accordo siglato con Quicksilver Resources Inc nel 2009, contenente riserve di gas shale. La produzione è prevista raggiungere il plateau di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2012.

Le attività di perforazione nel Golfo del Messico sono state condizionate dall'incidente occorso al pozzo Macondo operato da BP nell'offshore profondo. Il governo statunitense ha, infatti, imposto una moratoria sulle attività di perforazione di nuovi pozzi offshore. Inizialmente prevista per sei mesi, la moratoria è stata sospesa in ottobre 2010 ma, alla fine dell'anno, nessuna attività di sviluppo/perforazione era ancora ripresa a causa dei ritardi nel rilascio delle autorizzazioni necessarie.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla sezione "Fattori di rischio e di incertezza".

**Trinidad e Tobago** Nel 2010 è stato completato il programma di sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%), attraverso l'installazione di una piattaforma produttiva sul giacimento Poinsettia e il collegamento alle facility di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'upgrading. La piattaforma ha ripreso le operazioni nella nuova configurazione nel corso del 2010.

**Venezuela** L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con attività di appraisal (Perla 2 e Perla 3) della grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che hanno incrementato del 50% le stime delle risorse in giacimento. Il programma di sviluppo prevede un target produttivo di circa 8,5 milioni di metri cubi/giorno nel 2013. Nel corso dell'anno sono stati assegnati i contratti Front End Engineering Design delle facility offshore e delle infrastrutture di trasporto.

Nel giugno 2010 sono stati assegnati a Eni, con la quota del 40%, i permessi di ricerca e sviluppo di gas Punta Pescador e Golfo de Paria Ovest, quest'ultimo coincidente con il permesso del giacimento a petrolio di Corocoro. I relativi commitment esplorativi sono in corso di negoziazione con le autorità venezuelane.

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento giant a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene volumi "in place" certificati di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un plateau produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno, e un plateau di lungo termine di 240 mila barili/giorno al 100% entro il 2018.

Nell'ambito dell'accordo, il 22 novembre 2010 Eni e PDVSA hanno firmato i contratti per la costituzione di due Imprese Miste (Eni 40%, PDVSA 60%), rispettivamente per lo sviluppo del giacimento Junin 5 e per la costruzione e gestione di una raffineria con una capacità di circa 350 mila barili/giorno che consentirà di processare anche semilavorati provenienti da altri impianti di PDVSA.

Eni, in dicembre, ha pagato un bonus di \$300 milioni alla pubblicazione del contratto di costituzione dell'Impresa Mista relativa al progetto Junin 5. Ulteriori \$346 milioni saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto.

## Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.690 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (8.578 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero in particolare in Egitto, Kazakhstan, Congo, Stati Uniti ed Algeria. In Italia gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di side-track e work over nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare in Angola, Nigeria, Stati Uniti, Indonesia e Norvegia. Le attività di ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia offshore.

Nel 2010 gli investimenti tecnici aumentano di 204 milioni di euro rispetto al 2009 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Egitto, Algeria, Norvegia, Venezuela, Stati Uniti e Iraq.

| Investimenti tecnici                         | (milioni di euro) | 2008         | 2009         | 2010         | Var. ass.    | Var. %        |
|----------------------------------------------|-------------------|--------------|--------------|--------------|--------------|---------------|
| <b>Acquisto di riserve proved e unproved</b> |                   | <b>836</b>   | <b>697</b>   |              | <b>[697]</b> | <b>..</b>     |
| Africa Settentrionale                        |                   | 626          | 351          |              |              |               |
| Africa Occidentale                           |                   | 210          | 73           |              |              |               |
| Resto dell'Asia                              |                   |              | 94           |              |              |               |
| America                                      |                   |              | 179          |              |              |               |
| <b>Esplorazione</b>                          |                   | <b>1.918</b> | <b>1.228</b> | <b>1.012</b> | <b>[216]</b> | <b>[17,6]</b> |
| Italia                                       |                   | 135          | 40           | 34           | [6]          | [15,0]        |
| Resto d'Europa                               |                   | 227          | 113          | 114          | 1            | 0,9           |
| Africa Settentrionale                        |                   | 379          | 317          | 84           | [233]        | [73,5]        |
| Africa Occidentale                           |                   | 485          | 284          | 406          | 122          | 43,0          |
| Kazakhstan                                   |                   | 16           | 20           | 6            | [14]         | [70,0]        |
| Resto dell'Asia                              |                   | 187          | 159          | 223          | 64           | 40,3          |
| America                                      |                   | 441          | 243          | 119          | [124]        | [51,0]        |
| Australia e Oceania                          |                   | 48           | 52           | 26           | [26]         | [50,0]        |
| <b>Sviluppo</b>                              |                   | <b>6.429</b> | <b>7.478</b> | <b>8.578</b> | <b>1.100</b> | <b>14,7</b>   |
| Italia                                       |                   | 570          | 689          | 630          | [59]         | [8,6]         |
| Resto d'Europa                               |                   | 598          | 673          | 863          | 190          | 28,2          |
| Africa Settentrionale                        |                   | 1.246        | 1.381        | 2.584        | 1.203        | 87,1          |
| Africa Occidentale                           |                   | 1.717        | 2.105        | 1.818        | [287]        | [13,6]        |
| Kazakhstan                                   |                   | 968          | 1.083        | 1.030        | [53]         | [4,9]         |
| Resto dell'Asia                              |                   | 355          | 406          | 311          | [95]         | [23,4]        |
| America                                      |                   | 655          | 706          | 1.187        | 481          | 68,1          |
| Australia e Oceania                          |                   | 320          | 435          | 155          | [280]        | [64,4]        |
| <b>Altro</b>                                 |                   | <b>98</b>    | <b>83</b>    | <b>100</b>   | <b>17</b>    | <b>20,5</b>   |
|                                              |                   | <b>9.281</b> | <b>9.486</b> | <b>9.690</b> | <b>204</b>   | <b>2,2</b>    |

## Principali progetti di ricerca e sviluppo

Nel 2010 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo del settore Exploration & Production è stata di circa 98 milioni di euro, al netto dei costi generali e amministrativi. Nel corso dell'anno la divisione ha depositato 23 domande di brevetto. Sono di seguito sintetizzati i principali risultati dell'attività di ricerca e innovazione tecnologica conseguiti nel 2010 e rilevanti ai fini del conseguimento dei risultati strategici di business.

### Tecniche avanzate di esplorazione

- *Reverse Time Migration (RTM)*: tecnologia emergente per l'elaborazione dei dati sismici in profondità per la ricostruzione dell'immagine del sottosuolo in aree di grande complessità. Nel 2010 la versione proprietaria dell'RTM per la prima volta è stata applicata in un progetto esplorativo in Angola, permettendo d'identificare

nuove strutture mineralizzate ad olio, precedentemente non individuate con strumenti convenzionali.

- *Depth Velocità Analysis (DVA)*: è stata ulteriormente sviluppata la tecnologia proprietaria basata su codici di calcolo per la ricostruzione di un'immagine del sottosuolo a partire dalle velocità sismiche. Nel 2010 questa tecnologia è stata applicata con successo in tutti i progetti di processing sismico realizzati per le attività di esplorazione.
- *Simulazione di Bacino (e-simba™)*: sono state sviluppate alcune funzionalità del package proprietario che permette, attraverso un insieme di circa 20 software integrati, di valutare la quantità ed il tipo di idrocarburi potenzialmente accumulatisi in una trappola. Nel corso del 2010 le nuove metodologie hanno trovato applicazione in oltre 30 studi (tra cui: Venezuela, Ghana, Mozambi-

co, Polonia, Australia, Angola, Congo), consentendo una migliore valutazione probabilistica del potenziale minerario.

#### **Tecnologie di perforazione e completamento**

- *Extended reach drilling*: tecnologie ed attrezzature proprietarie [Eni continuous circulation device, e-cd™ ed aste di alluminio] sono state utilizzate per realizzare pozzi in Cina ed in Alaska. Nel caso della Cina, è stata realizzata una riduzione dei costi di ca. 50% rispetto ai pozzi realizzati precedentemente.
- *Tecnologie innovative per aumentare la sicurezza del drilling*: un portafoglio di progetti il cui scopo è di aumentare la sicurezza nel drilling è giunto ad uno stadio avanzato con la prova in campo di speciali valvole di superficie da integrarsi con l'impianto proprietario per il controllo ottimale del drilling [e-cd™]. È stato altresì testato un sistema innovativo per il controllo di blow-out all'interno del pozzo in perforazione [downhole blow-out isolation packer]. Inoltre nel 2010 è proseguito lo sviluppo del sistema Dual ROV assisted top kill che si propone come ulteriore efficace tecnica di intervento in un pozzo deepwater in eventuale blowout. Tale sistema potrà essere validato in mare nel corso del 2011.

#### **Tecnologie per la caratterizzazione del giacimento e l'aumento del fattore di recupero**

- *Polymer enhanced water injection*: è stata completata la progettazione per la realizzazione del processo di iniezione di acqua additivata con polimero in un campo egiziano; gli studi eseguiti indicano un potenziale aumento del fattore di recupero di ca. 3% (riferito all'Original Oil In Place). L'avviamento del processo Enhanced Oil Recovery (EOR) è previsto nel 2011.
- *Bright Water Injection*: questa tecnologia emergente si basa su un additivo in grado di modificare il percorso dell'acqua iniettata in giacimenti lontani dal pozzo di iniezione in modo da consentire il recupero di greggio in aree non prodotte di giacimenti maturi. È stata applicata nel 2010 in due campi in Nord Africa dando riscontro positivo, ed ulteriori applicazioni in Congo sono in programma per il 2011.
- *Processi estrattivi di mining su sabbie bituminose*: è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di ottenere elevate rese di estrazione del bitume (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia.
- *Tecniche di recupero bitume da sabbie bituminose*: è stato messo a punto un processo misto acqua-solvente che consente di

ottenere elevate rese di estrazione del bitume da sabbie estratte via mining (> 90% in peso rispetto al bitume contenuto nella sabbia) e risulta versatile ed applicabile a diverse tipologie di sabbia. È stato, inoltre, realizzato uno studio di ingegneria concettuale delle facility di un impianto pilota per il testing di tecniche di recupero in situ. L'ingegneria di dettaglio sarà sviluppata nel 2011.

- *EOR con stimolazione acustica*: questo processo si basa sull'immissione di onde acustiche in giacimento mediante un sistema di lifting meccanico appositamente progettato. Nel 2010 sono state condotte prove in campo in Egitto in modo da verificare in condizioni controllate le potenzialità di questa tecnologia che è nota da tempo ma i cui risultati sono poco documentati. Le prime risultanze indicano un effetto positivo sulla produzione dell'olio nel giacimento maturo in cui è stato condotto il test.

#### **Valorizzazione delle risorse di gas naturale**

- *Gas-to-Liquids (GtL)*: nell'anno è stata completata lo sviluppo industriale della tecnologia proprietaria. I dati prestazionali acquisiti durante la marcia e opportunamente ingegnerizzati hanno supportato positivamente una rivisitazione economica della tecnologia permettendo di migliorarne la redditività economica.
- *Enhanced Gas Recovery (EGR) con CO<sub>2</sub>*: nel corso dell'anno sono stati studiate diverse alternative di produzione, trattamento e re-iniezione della CO<sub>2</sub> nel campo di Palino Candela. L'attività ha valutato diverse soluzioni tecnologiche, comparando quelle innovative a processi tradizionali.
- *Compressed Natural Gas (CNG)*: nell'ambito dei progetti di valorizzazione sia di campi a gas che gas associato sono stati effettuati numerosi studi per la valutazione della fattibilità tecnica ed economica del trasporto di gas compresso mediante navi sia per proposte di sviluppo onshore che offshore.

#### **Conversione di greggi o di frazioni pesanti, in prodotti leggeri (oil upgrading)**

- *Eni Slurry Technology (EST)*: il processo proprietario EST consente di upgradare a distillati medi greggi pesanti ed extra pesanti. Nel 2010, oltre all'aggiornamento degli studi di fattibilità sui casi venezuelani, si segnala che, nello spirito del Memorandum of Understanding firmato con PDVSA, sono stati presi accordi per procedere con una collaborazione tecnologica mirata a sviluppare un Basic customized sul greggio Zuata incorporando elementi delle tecnologie slurry proprietarie sviluppate da Eni e da PDVSA, rispettivamente EST e HDHPlus.