

“Parlare di soldi e` poco elegante” – Claudio Descalzi, Direttore Generale eni Exploration&Production.

Il cuore del business di eni E&P e` l’Africa. Pero` Descalzi, che ci lavora da 18 anni crede che anche la Russia sara` tra le prime cinque aree della compagnia.

Elena Mazneva
Vedomosti

26.05.2010, 94 (2612)

C’e` una barzelletta sui veri petrolieri sovietici: non hanno bisogno di nulla nella vita, solo perforare, perforare e perforare. Claudio Descalzi, direttore di eni E&P ricorda un po’ questi petrolieri sovietici. Parla volentieri di dove sia piu’ facile e piu’ economico produrre e quale sia la profondita’ dei giacimenti di shale gas negli USA e in Africa. Ma respinge qualsiasi domanda di politica. Alle domande sui rischi di perdere asset nella CSI risponde filosoficamente: «Paesi semplici non ce ne sono e il greggio e il gas occorre comunque produrli». Descalzi sa bene di cosa sta parlando e in questo si differenzia dai petrolieri sovietici. I nostri produttori conoscono il settore a fondo ma solo nel nostro paese, gli europei invece lo conoscono in tutto il mondo. La stessa eni, per produrre circa 50 milioni tonnellate all’anno di greggio (piu’ o meno il livello della Surgutneftegas, quarta compagnia russa) perfora in quasi 40 paesi dei cinque continenti, dagli USA al Kazakhstan.

– Si e` laureato presso la facolta` di fisica nucleare all’universita` di Milano, analoga alla facolta di fisica tecnica sovietica. E due anni dopo, 29 anni fa, ha iniziato a lavorare nella compagnia oil&gas eni, dove sta lavorando ancora. La scelta di una tale professione e` dovuta a un vecchio sogno o e` stata una decisione spontanea?

La scelta dell’universita` e` stata abbastanza spontanea, ancora a scuola ero appassionato di matematica e fisica, perche` la fisica e` una delle piu` importanti scienze naturali, sebbene non fosse particolarmente di moda in Italia una simile formazione. Quando mi sono laureato, l’Italia, e anche tutta l’Europa erano sulla soglia della rinuncia all’energia nucleare. Quindi sono andato a lavorare all’eni: mi interessava anche il mondo oil&gas ed il business della compagnia stessa. Ho viaggiato tanto, ho iniziato a lavorare in Africa dove ho trascorso quasi 18 anni, ho lavorato nei diversi paesi, in America, in Gran Bretagna, nel 2001 sono tornato in Italia e sono diventato responsabile *per le attivita` estere di eni*. Nel 2005 sono stato nominato vicedirettore generale, e circa due anni fa direttore generale di eni e&p. Oggi, gestisco investimenti annui pari a circa 10 mld euro e un organico di 23 000 persone (*Sorride*).

Eni e&p opera in oltre 40 paesi. Quali sono i piu` importanti, i primi 5?

Diciamo i primi 6. Sono Angola, Nigeria, Libia, Algeria, Kazakhstan e Russia. La nostra area principale e` sicuramente l’Africa. Siamo la prima compagnia europea che ha iniziato a lavorare li`, la nostra produzione in Africa ammonta a ca. 1 mln b/g (piu` del 50% della produzione totale – Vedomosti). L’Africa e` il cuore della nostra attivita`.

– Il vostro unico asset in Russia e` il 29,4% della compagnia SeverEnergia. Nella scala eni che posto occupa?

In termini di investimenti e' tra i primi cinque. E' veramente un progetto molto importante sia per i volumi di produzione che per le riserve ed è il nostro primo grande progetto nel settore upstream russo (*produzione – Vedomosti*). Storicamente abbiamo ottimi rapporti con Gazprom, ma credo che lavorando insieme in tale settore li potremo solo migliorare.

– SeverEnergia detiene gli asset nel settore gas di ex-proprietà Yukos. Eni ed Enel li hanno acquisiti nel 2007 all'asta per la cessione degli asset della compagnia in bancarotta. Dopo di che hanno venduto il 51% alla Gazprom. Quest'ultima non è stata presente all'asta per il timore dei rischi legali. Eni non ne era preoccupata?

La Russia è un'area di elevata importanza, uno dei paesi più ricchi al mondo di idrocarburi e il 25% del gas per l'Italia proviene da qua. Si è presentata questa occasione, l'asta giudiziaria indetta dal governo russo, e vi abbiamo partecipato. Non so precisamente chi per primo abbia preso la decisione, nel 2007 non seguivo ancora la Russia. Ma i nostri legali hanno fatto un'analisi approfondita dei rischi.

– All'asta avete anche acquistato il 20% di GazpromNeft che nel 2009 avete venduto a Gazprom. Questo investimento non è stato da subito strategico per eni?

Innanzitutto gli asset all'asta erano in un pacchetto unico che non poteva essere suddiviso. Il 20% di Gazpromneft era sicuramente un asset molto interessante ma per entrare nell'upstream Russo avevamo bisogno di un partner locale, per questo abbiamo fatto l'accordo di cessione di quote a Gazprom e questo comprendeva una call option sul 20% di Gazpromneft. Quando si conclude una transazione, spesso occorre liberarsi di alcuni asset per concentrarsi su quelli più importanti. Abbiamo fatto proprio questo, abbiamo venduto l'asset meno strategico per noi. Per noi hanno più importanza i giacimenti di gas perché la possiamo veramente lavorare e aggiungere valore. Invece GazpromNeft è un asset prioritario e strategico per la Gazprom.

“Abbiamo appena iniziato a spendere”

– Quali sono i diritti e gli obblighi dell'eni in qualità di azionista di SeverEnergia?

Abbiamo diritto al gas prodotto per il 29,4%, la nostra quota. Possiamo vendere il gas alla Gazprom sulla base di una formula di prezzo che stiamo negoziando,, oppure al mercato interno russo. In proporzione alle quote sono distribuiti gli investimenti. Il primo giacimento – Samburskoe richiederà in totale ca. 2,5 mld \$ di investimenti entro il 2013-2014. Per quanto riguarda gli altri giacimenti il loro piano di sviluppo deve essere ancora definito. Tuttavia, secondo una valutazione approssimativa, per lo start up di tutti i quattro giacimenti si potrebbero ipotizzare ca. \$10 mld. La quota eni sarebbe pari a ca. \$3 mld. A partire dal 2007 e fino ad oggi abbiamo speso ca. 200 mln \$.

– L'avvio di Samburskoe si prevede entro la metà del 2011. Quando verranno messi in funzione gli altri giacimenti e quando si aspettano i primi profitti?

Abbiamo appena iniziato a spendere e per ora non aspettiamo profitti. Progettiamo di ottenere un flusso di cassa positivo entro il 2015-2016. Non lo possiamo chiamare “un risultato miracoloso” ma normale. Si progetta di avviare gli ultimi giacimenti entro il

2016-2017.

– Dal 2007 eni sta discutendo con Gazprom la vendita della sua quota nel progetto libico Elephant – il 33,3%. Perché i negoziati si sono trascinati così a lungo e quando saranno conclusi?

Vendiamo la metà del nostro pacchetto. La transazione si sta per concludere: abbiamo iniziato i negoziati con Gazprom, adesso alla fine il protagonista è GazpromNeft. Elephant è un buon asset petrolifero e la produzione è già avviata. Abbiamo mostrato alla Gazprom diversi progetti – in Egitto, in Algeria e in altri paesi africani, la scelta è stata loro. La transazione non è semplice e non è questione del prezzo che è stato concordato nel giugno 2009. La vendita deve essere approvata dal governo libico e noi dobbiamo fare tutto in modo perfetto.

– Qual'è il prezzo?

Il prezzo è una domanda per la Gazprom. Preferiamo non parlare di soldi, è poco elegante (Ride).

– Conducete negoziati simili anche con altre compagnie russe?

Con Gazprom è stata firmata un'importante alleanza strategica che prevede anche la collaborazione nell'upstream al di fuori della Russia. Al momento stiamo conducendo tali negoziati solo con Gazprom. Noi come compagnia e non come paese siamo il suo maggiore cliente e abbiamo diverse trattative su vari aspetti. Ma dove e su quali progetti non posso ancora dire.

– Recentemente rappresentanti Gazprom hanno dichiarato che ci sono divergenze con eni sul progetto South Stream...

Il trasporto di gas non è di mia competenza. Ma credo che le voci a cui fa riferimento siano state ampiamente superate, proprio nelle ultime settimane Aleksj Miller e Paolo Scaroni (Amministratore Delegato eni s.p.a. – Vedomosti) si sono incontrati più volte per parlare di vari temi tra cui South Stream. Come ha dichiarato più volte il nostro Amministratore Paolo Scaroni, stiamo seriamente puntando sulla realizzazione del progetto insieme a Gazprom. Vorrei ripetere ancora una volta che il nostro interesse verso la Russia è molto alto. SeverEnergia è il nostro primo asset upstream, collaboriamo bene con Gazprom ed Enel e vogliamo ottenere successi. Ovviamente è solo il primo passo, speriamo che ci siano altri asset. Però prima vogliamo dimostrare di essere in grado di sviluppare questi giacimenti.

– L'anno scorso Scaroni ha dichiarato che eni è interessata ai progetti della penisola di Yamal. Quali giacimenti della penisola sono precisamente di vostro interesse? Quelli di Gazprom, Novatek oppure di tutte e due le compagnie?

Credo faccia riferimento alla partecipazione di Paolo Scaroni alla riunione a Salekhard sul progetto di produzione dell'LNG. Al momento però non c'è nessun progetto in fase di discussione e non ci concentriamo sui progetti LNG in Russia: la produzione del gas liquefatto è molto cara ed il mercato mondiale del gas adesso è molto depresso. Perciò in questo momento non siamo interessati ad investire in nuovi progetti LNG. In Russia al momento la nostra attenzione e i nostri sforzi sono concentrati a sviluppare i nostri quattro importanti giacimenti, quelli di SeverEnergia. C'è tanto lavoro e molto da

investire.

– Tuttavia eni nel 2009 ha acquistato il 27,5% del progetto di produzione dello shale gas nel Nord del Texas per 280 mln \$. Secondo Gazprom tali progetti sono molto costosi e richiedono investimenti costanti.

Lo shale gas è un argomento molto interessante, una vera anomalia del mercato. Ha cambiato completamente il prezzo del gas negli USA. Nel corso di [3-4] anni hanno avuto tanto gas che il prezzo sui mercati spot è crollato. E il mercato del gas è cambiato. In Europa si tornerà alla domanda pre-crisi fra due-tre anni, è una realtà oggettiva il fabbisogno del gas. Per quanto riguarda lo shale gas, il carbon gas, ci sono riserve sia in Europa che in Russia, Africa, Cina. Però c'è un'enorme differenza tra questi mercati ed è il costo di produzione. Negli USA la presenza di infrastrutture permette di mantenere i costi ad un livello molto basso. Se riuscissimo ad ottenere ciò anche nelle altre aree in futuro, diventerebbe un mercato molto interessante e di prospettiva. Ecco perché abbiamo partecipato al progetto, per imparare. Abbiamo una quota ragionevole – solo 10 000 b/g. Ci interessa la tecnologia. Il nostro obiettivo è quello di imparare e sviluppare poi tali progetti in altri paesi che abbiano riserve di shale gas, ad esempio il Nord Africa. Dobbiamo capire com'è possibile mantenere i costi allo stesso livello degli USA.

– E perché negli USA i costi di produzione dello shale gas sono così bassi, qual'è la differenza?

Prima di tutto gli impianti, negli USA c'è un'enorme offerta di impianti di alta qualità a buon mercato. Costano poco anche manodopera e materiali. In altri paesi è diverso. In più negli USA la profondità dei giacimenti non è molta, i pozzi vanno perforati a 1000 metri, mentre in Europa a 2500-3000 metri e in Nord Africa a 3000 metri.

– Parlando della produzione di gas in generale, in quali regioni i costi sono più bassi?

Nel Nord Africa, Libia e Algeria i costi di produzione sono abbastanza bassi. I più bassi, secondo me, sono in Italia. Vi sorprende. Tuttavia è logico: dipende tutto dalle infrastrutture, che in Europa sono sufficienti e tali da mantenere i costi al livello basso. E sicuramente i costi onshore sono più bassi dell'offshore.

– E la Russia?

Non produciamo ancora. Però ritengo che la Russia occupi un buon posto dal punto di vista dei costi, visto che abbiamo un progetto onshore. I costi ovviamente saranno inferiori a quelli del Mare del Nord e dell'offshore del Golfo del Messico. (Ride).

“Ogni paese è una sfida”

– Confrontando diversi paesi dal punto di vista dei rapporti tra business e autorità quanto è difficile lavorare in Russia?

Non esistono paesi facili. Non ci sono paesi dove il business oil&gas sia facile. Occorre essere corretti al massimo e sicuri che si stanno implementando le migliori prassi, le migliori tecnologie. In ogni minuto, ogni secondo si deve fare tutto al massimo livello. Ogni paese rappresenta una sfida.

–Ma ci sono paesi dove le regole del gioco sono in continuo cambiamento, l'Iraq, ad esempio.

L'Iraq non è un esempio giusto, c'è la guerra, mentre nel settore oil&gas è sempre quasi tutto chiaro. Anche in Angola abbiamo lavorato e abbiamo prodotto greggio per sei anni durante la guerra civile. Credo che il nostro passato parli da sé'.

– Il Kazakhstan più di una volta ha presentato dei reclami all'operatore del giacimento di Karachaganak, di cui fa parte anche eni. Solo nel corso dell'ultimo mese sono stati avviati due procedimenti penali, per la violazione delle norme di migrazione e per la produzione illecita di greggio. Eni non teme dei danni o anche di perdere l'asset?

Non credo che ci siano tali rischi. Per la prima volta siamo andati in Kazakhstan nel 1991. Io stesso, giovanissimo, sono andato lì nel '91 a discutere l'acquisizione di Karachaganak. Ci conosciamo da tanto tempo. Sì, a volte nascono certe controversie, ma noi discutiamo tutto. Sono sicuro che troveremo una soluzione.

– L'anno scorso Bloomberg ha dichiarato che eni e BG Group possono vendere le loro quote in Karachaganak al Kazakhstan. Siete arrivati ai negoziati?

Il governo del Kazakhstan ha avuto l'opzione, adesso scaduta, di entrare nel progetto in passato. Ma al momento non ci sono trattative. Adesso non vendiamo niente, discutiamo altri argomenti.

– Come eni si è ripresa dalla crisi, quanto l'ha toccata?

L'ultima crisi è stata molto seria e profonda, soprattutto sul mercato di gas. Però eni l'ha superata abbastanza bene: siamo una compagnia molto diversificata, abbiamo greggio, gas, energia elettrica, compagnie di servizi. La domanda e i prezzi del gas sono ancora molto bassi, non si recuperano ancora per almeno due o tre anni. È un problema, ma la nostra struttura a mio avviso potrà superarlo. I prezzi del petrolio sono in crescita. Anche se non mi sorprenderà se nei prossimi mesi si abbasseranno. Le nostre previsioni a lungo termine sono di 65 \$/b, molti maggiori operatori hanno stime simili - 60-70 \$/b. Il peggio per il petrolio è già passato, la crisi non è finita, ma sta passando.

– Negli ultimi tempi le compagnie cinesi acquistano tanti asset in altri paesi. PetroChina ad esempio ha dichiarato che nei prossimi 10 anni spenderà almeno \$60 mld per nuovi asset all'estero e farà concorrenza a Exxon e BP. Secondo Lei è possibile una ripartizione del mercato oil&gas?

Le compagnie cinesi al momento sono davvero molto aggressive. Ma non sono le sole. La competizione che vi è tra i primi dieci è molto alta. Le compagnie nazionali dei paesi ricchi di risorse naturali non hanno intenzione di cedere le loro posizioni e sono anch'esse molto attive. Le compagnie cinesi hanno soldi, che non bastano però per diventare protagonisti nell'upstream. Vi è bisogno di asset già in produzione. E le possibilità di ottenere tali asset non sono tante. Credo che Exxon e BP rimarranno leader per i prossimi 10 anni e che sarà poco probabile che le quote dei maggiori operatori siano modificate.

NOTA**Biografia**

Nato il 27 febbraio 1955. Nel 1979 si laurea in fisica nucleare presso l'Università statale di Milano. Successivamente segue corsi di specializzazione dell'Istituto Francese del Petrolio

1981 Senior Project Manager Agip S.p.A. (gruppo eni)

1993 Direttore Generale Agip Recherches Congo (Congo)

2000 Senior Vice President Agip, cura i progetti in Africa, Medio Oriente e Cina

2002 Senior Vice President eni e&p

2008 direttore generale eni e&p

“Concreti e pragmatici”

Descalzi viene in Russia abbastanza spesso, ogni due-tre mesi. “La prima volta che sono venuto qui, ho subito notato che i russi sono molto aperti, molto concreti e pragmatici e che vogliono sempre trovare una soluzione. Da qualche altra parte i negoziati e le discussioni possono andare avanti per anni. In Russia non e` cosi': la gente vuole sempre trovare una soluzione. Ed e` un bene”, commenta Descalzi.

NOTA**Eni E&P**

Detiene gli asset di eni E&P nell'esplorazione e produzione, le riserve certe ammontano a 6,57 miliardi di boe, la produzione nel 2009 e` stata di 1,769 mila boe/giorno (ca. 50 mln t di greggio e 42 mld mc di gas all'anno). I profitti nel 2009 sono ammontati a 23,8 mld di euro (-28 % rispetto al 2008). L'utile netto e` stato di 3.88 mld di euro (-51%).

L'asset principale di eni in Russia e` il 29,4% di SeverEnergia; le sue riserve sono di ca. 5 mld boe (1350 mld mc di gas, 722 mln t di greggio e condensato). L'avvio del primo giacimento, Samburgsky, e` previsto per l'estate 2011, entro meta` 2013 il giacimento Samburgsky dovrebbe arrivare alla produzione giornaliera di 150 000 boe/g. La produzione del secondo giacimento – Yaro-Yakhinsky sara` piu` o meno la stessa. La produzione dei due rimanenti, Yevo Yakhinsky e Severo Chaselsky sara di 50.000 e 70.000 barili rispettivamente.

NOTA**Un debutto sfortunato**

Il primo progetto di eni in Russia non e` stato di successo: nel 2001 ha effettuato attivita` di esplorazione del giacimento Nord Astrakhan nel Caspio (con quota del 50%), le risorse erano stimate in 444 mln t di greggio e 178 mld mc di gas. L'esplorazione non ha dato risultati positivi, dice Descalzi: “E` una prassi normale, accade anche in Italia, in Africa e in Russia”. Eni si e` ritirata dal progetto. I costi complessivi sono ammontati a ca. \$12 mln, secondo le stime di Descalzi.