



TOTAL

FINDING COSTS AND TIME TO MARKET

Salvatore D'Andrea

OMC 2004

WORKSHOP

« Gli ultimi sviluppi della ricerca di Petrolio e Gas naturale in Italia »

TOTAL Italia

Ravenna - 02 Aprile 2004

Il chairman di OMC mi affidato il tema delicato dei Costi di scoperta e del Time to Market relativo ai progetti di upstream.

Cercherò di sviluppare entrambi I temi utilizzando dati ed analisi pubbliche. Su ciascuna slide troverete la fonte utilizzata.



TOTAL

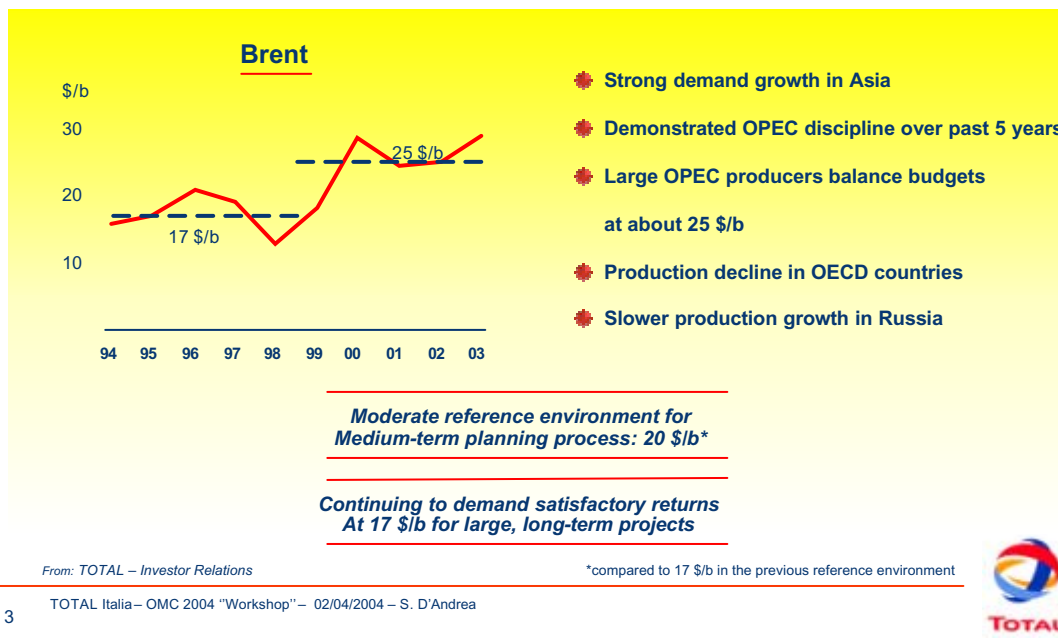
THE WORLD WIDE ENVIRONMENT

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004

Prima di analizzare i dati riguardante l'Italia, vorrei dare insieme a voi uno sguardo alla situazione al di fuori dell'Italia, per inserirla in un contesto più globale.

Sono sicuro che ci aiuterà a comprendere meglio la situazione nostrana.

Moderate oil price scenario in a favourable environment



3

Lo scenario dei prezzi petroliferi negli ultimi 10 anni è un buon indicatore del contesto in cui operiamo.

La media del Brent '94 - '98 è stata di 17\$/b come conseguenza dell'ultima crisi petrolifera.

A partire dal '99 il Brent ha ripreso quota fino ai valori attuali superiori a 30\$/b. La media del periodo '99 – '03 è di 25\$/b.

L'attuale contesto favorevole di prezzi, di mercato, di crescita della domanda in Asia, della disciplina dell'OPEC, nonché della crescita lenta della Russia, favorisce un innalzamento del prezzo di riferimento utilizzato per I progetti E&P:

20\$/b progetti a medio termine

17\$/b progetti a lungo termine

New reference environment for medium term plan

✿ Adjusting the reference environment

- Brent = 20 \$/b vs 17 \$/b
- €/€ = 1.1 vs 1.0
- European refining margin maintained at 12 \$/t
- Mid-cycle for petrochemicals revised downward

From: TOTAL – Investor Relations

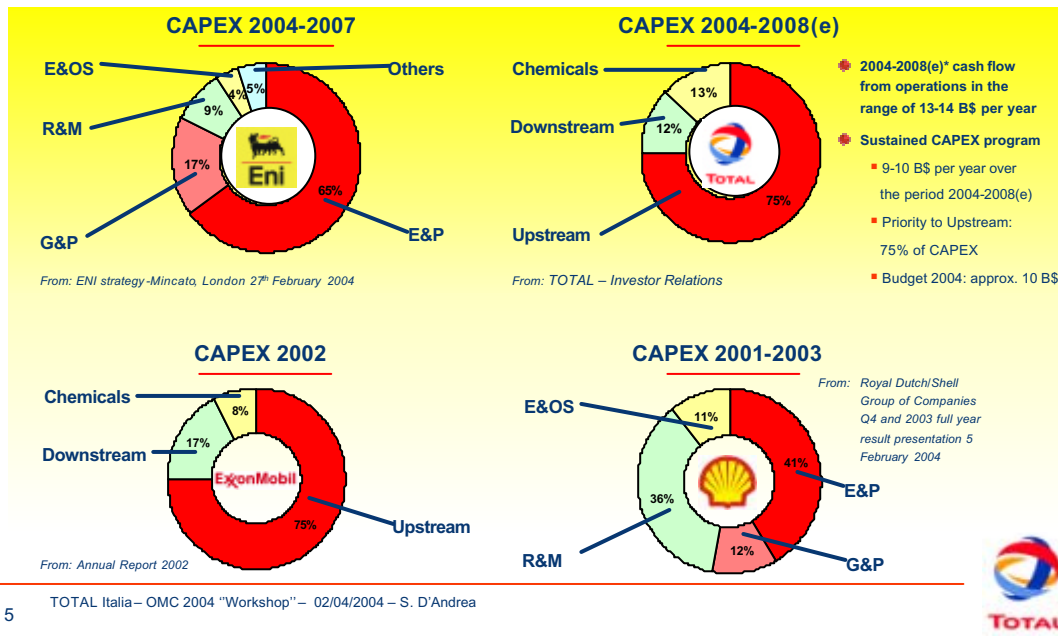
4

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea



In sintesi, per progetti a medio termine si utilizza Brent 20\$/b invece di 17\$/b ed un cambio €/€ di 1.1 invece che 1.0.

Cash flow allocation



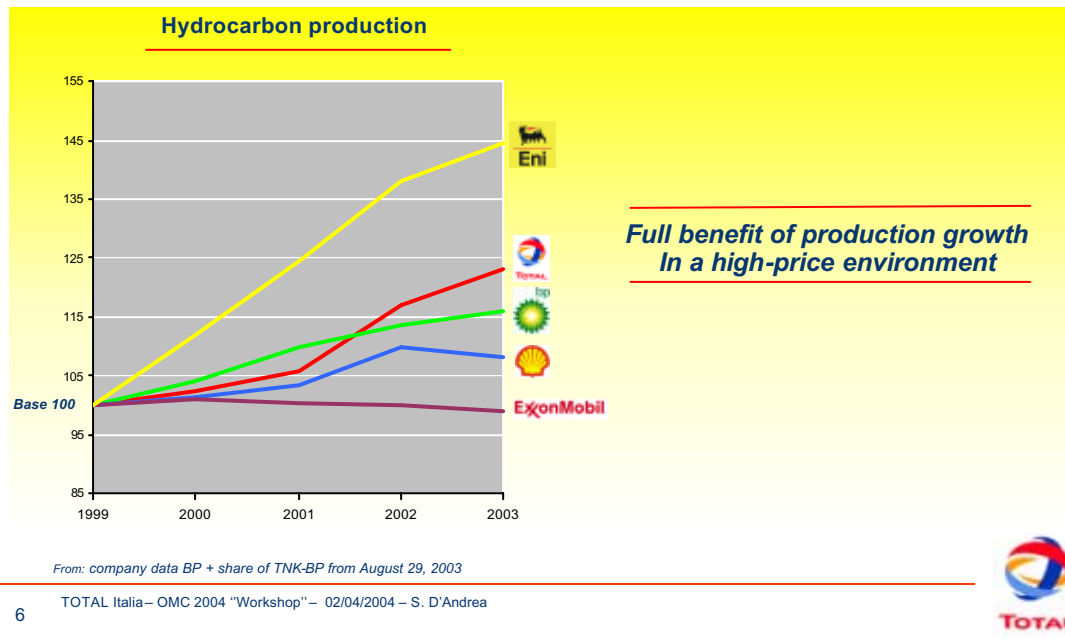
5

L'impegno delle Majors negli investimenti upstream è evidente quando si analizzano I dati pubblicato.

Le 4 società analizzate sono anche presenti in Italia e sono chiari gli impegni in upstream: tutte investono 75%+ del loro budget investimenti, tranne la Shell che supera di poco il 50%. La Shell, a differenza delle altre, investe di più in Raffinazione e Marketing.

Quindi un impegno economico forte che genera grande attesa degli azionisti.

Strong production growth



Questo grosso impegno si traduce in una crescita formidabile della produzione, che è poi la fonte primaria del cash flow di ciascun gruppo.

La scelta si è dimostrata vincente in quanto si è potuto beneficiare anche della fortunata coincidenza dei prezzi petroliferi alti.

Quasi tutti hanno fatto bene, ma su tutti si nota l'eccellente tasso di crescita dell' ENI seguito dalla TOTAL, e poi via via le altre.



TOTAL

THE ITALIAN CONTEXT

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004

Bene, questo il contesto internazionale. Molto favorevole per le società petrolifere.

Vediamo adesso cosa succede in Italia. Analizziamo insieme I suoi bisogni di energia, la sua capacità interna di farvi fronte, le misure adottate e la realtà operativa attuale.

Hydrocarbon Reserves

Reserves at 31 December 2002

- Life index for oil reserves: 8,5 years
- Life index for gas reserves: 11,6 years

Reserves	GAS (GSmc)	Olivo (Mbbbl)	Mboe
Produced	635	934	5011
To be produced	164	305	1358
Resources (Probable, Possible and Potential(1))	220	650 2700	2062 4112

(1) Risked values: 50% of Probable + 10% of Possible

From: ASSOMINERARIA

8 TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea



L'Italia ha sino qui prodotto circa 5 miliardi di barili di petrolio equivalente, poco meno di un 1 miliardo in petrolio ed il resto in gas.

Rimangono da produrre circa 1.36 miliardi di boe per un indice di vita di 8.5 anni per l'olio e 11.6 per il gas.

Per quanto riguarda le risorse da scoprire non ho molto da aggiungere a quanto già spiegato dai colleghi che mi hanno preceduto. Le potenzialità ci sono, ma verificiamo uno scarso impegno dell'industria.

Vedremo dopo il perchè.

Production

E&P activity in Italy

Production data and forecast (no new exploration activity)

- > 2.000 producing wells tied-in to 115 onshore oil/gas centres
- > 700 producing wells tied-in to 128 offshore “platforms”

The above correspond to 16% success ratio of exploration activity

	Production				Activity	
	Gas		Oil		Exploration wells	Capex
	Production (GSmc)	Prod/cons	Production (Mbb)	Prod/cons	n.	M €
1995	20,4	37,4%	38,0	5,4%	27	725
2001	15,5	21,9%	29,2	4,4%	11	825
2002	14,9	21,0%	40,2	6,0%	8	624
Forecast 2005	12,0	-	41,0	-	~ 6	~ 500
Forecast 2010	< 5,0	-	< 33,0	-	~ 4	~ 100
Delta 1995-2002 %	-27%	-43,8%	+5,7%	+9,2%	-75%	-14%

From: ASSOMINERARIA

TOTAL Italia – OMC 2004 “Workshop” – 02/04/2004 – S. D'Andrea

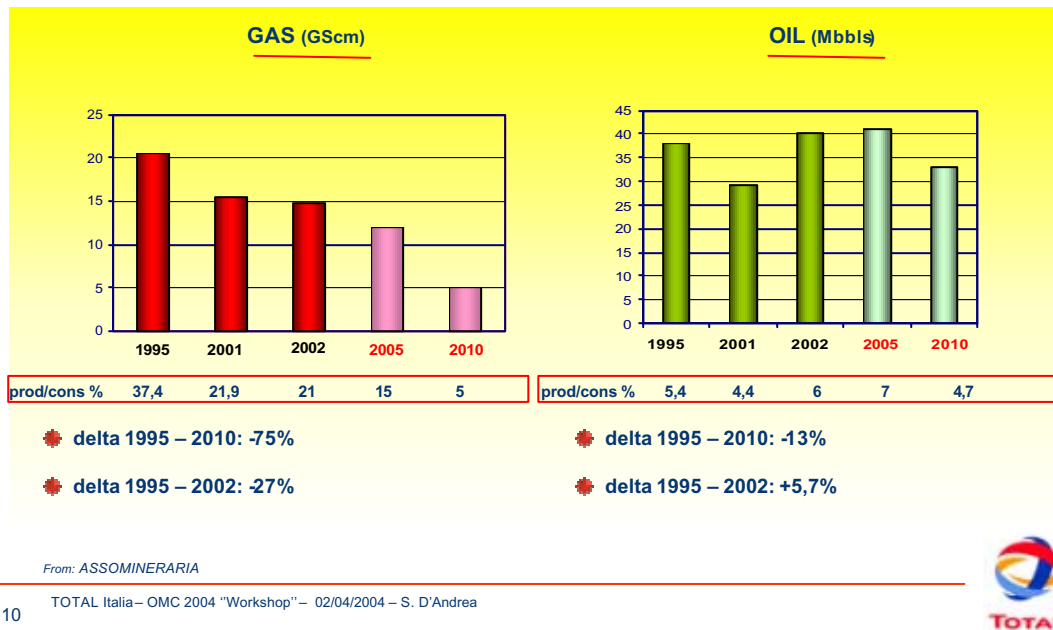
9



La produzione attuale è il risultato di una intensa attività di esplorazione condotta nel passato con un grado di successo del 16%.

Oltre 2000 pozzi in terraferma e 700 in mare sono in produzione attraverso centrali e piattaforme.

Production Forecast



10

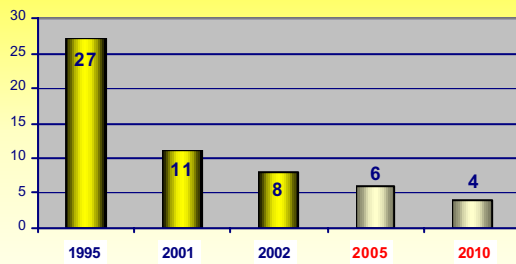
L'andamento della produzione di idrocarburi nazionale è in forte declino, così come si evince dall'analisi dei grafici.

Per il gas nel '95 la produzione copriva il 37.4% dei consumi interni. Questo valore è sceso sotto il 20% nel 2003 e si prevede raggiunga il 15% ed il 5% nel 2005 e nel 2010 rispettivamente.

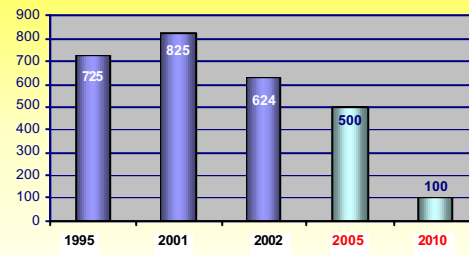
Per l'olio le cose vanno un pò meglio per l'entrata parziale in produzione di Val D'Agri. Le cifre comunque restano intorno al 6-7% con previsione inferiore a 5% nel 2010.

E&P Activity Forecast (Italy)

N° of exploration wells



Capex E&P (M€)



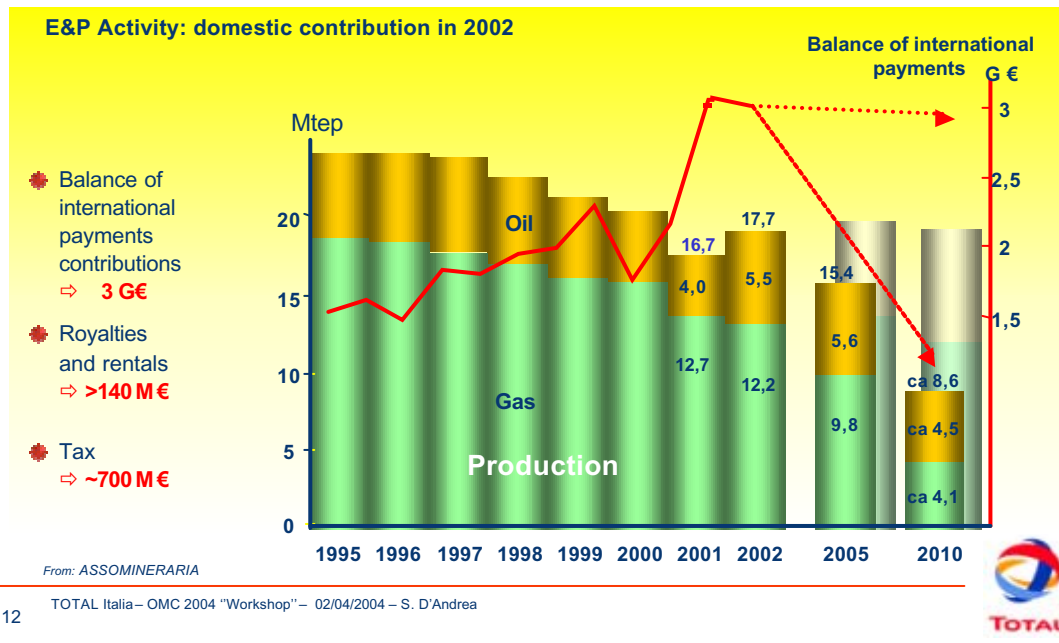
From: ASSOMINERARIA

11 TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea



L'attività di esplorazione, come numero di pozzi e relativi investimenti, segue lo stesso trend negativo.

Oil & Gas needs contribution



12

Ci siamo chiesti il perchè. E non è la prima volta. I colleghi di Assomineraria hanno più volte denunciato l'incoerenza tra un grande bisogno di energia e l'andamento fortemente declinante della produzione.

Abbiamo anche visto che tale declino non è solamente tecnico.

Si verifica un disimpegno sempre crescente dagli investimenti E&P che altrimenti potrebbero ripristinare le riserve prodotte anche in misura superiore alla produzione stessa.

Se l'attività si mantenesse ai livelli di fine anni 90 potrebbe contribuire alla bilancia dei pagamenti, alle royalties ed alle tasse, così come enunciato nella presente slide.



TOTAL

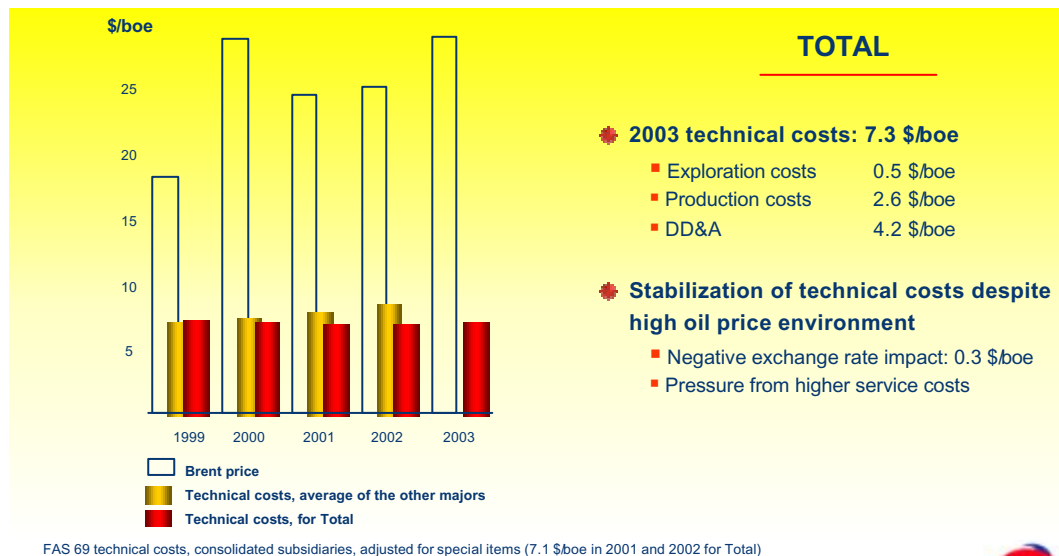
TECHNICAL COSTS

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004

Ed arrivo finalmente a parlare dei costi di produzione.

Anche per questo soggetto è bene vedere cosa succede fuori dall'Italia prima di analizzare la situazione interna.

E&P Industry Technical Costs



FAS 69 technical costs, consolidated subsidiaries, adjusted for special items (7.1 \$/boe in 2001 and 2002 for Total)

From: TOTAL – Investor Relations



14

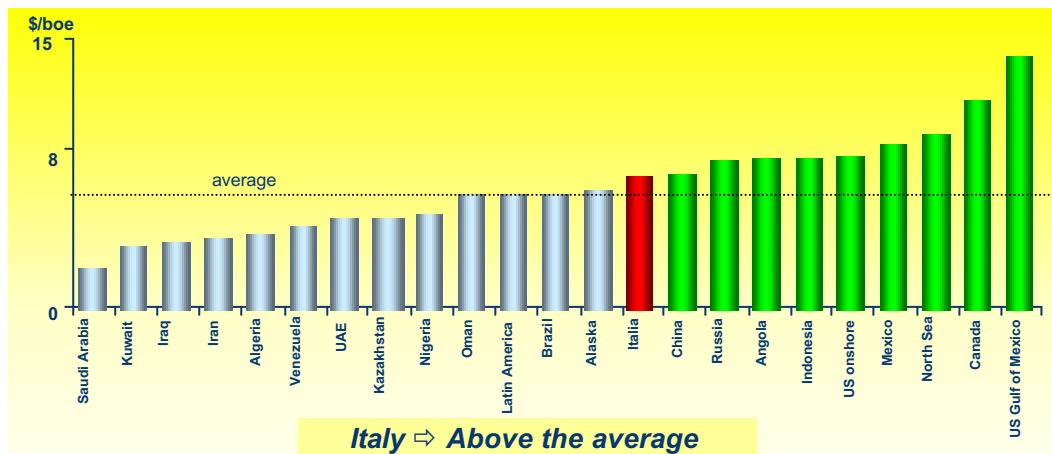
TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea

Su questa slide vediamo insieme 3 elementi. L'andamento del Brent, I costi tecnici medi delle major e quelli di Total.

I costi medi delle major hanno un leggero trend di crescita (oggi circa 8\$/b) mentre Total rimane stabile o in leggero decremento (7.3\$/b).

Elementi destabilizzanti sono la pressione delle compagnie di servizio in un contesto di prezzo dell'olio favorevole ed il rapporto €/.\$.

Technical Costs: Italy vs. World



* CERA (Cambridge Energy Research Ass. Inc. – MA-USA, Nov. 2002)
Exploration, development and production costs before tax (royalties, bonus and other PSA Commitment, etc.) and bureaucratic delays

From: ASSOMINERARIA

15 TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea



E l'Italia?

Prendo a prestito ancora una slide che mostra come I costi tecnici dell'Italia siano più alti della media mondiale.

Più alti di Arabia Saudita e di Kazakistan solo per fare qualche esempio.

E' evidente come il potenziale petrolifero dei paesi citati faccia la grande differenza.

E allora: Perché investire in Italia per attività E&P? se in giro per il mondo si scopre di più a costi inferiori?

La risposta di sempre: perchè l'Italia è un paese politicamente stabile, con una fiscalità favorevole, una legislazione chiara e con infrastrutture diffuse che consentono una rapida messa in produzione di una scoperta.

Vedremo più avanti se queste condizioni sono ancora valide.



TOTAL

TIME TO MARKET

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004

Arriviamo quindi al punto cruciale delle riflessioni che vorrei fare insieme a voi sul delicato tema del Time to Market oggi.

Legal framework: Difficulties

E&P industry is adapting to the new legal framework (devolution) with huge difficulties despite great efforts:

- ✿ complexity of the authorization process
- ✿ Environmental compensations: a new constraint, an undefined cost, a new disadvantage

From: ASSOMINERARIA Mod.

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea

17



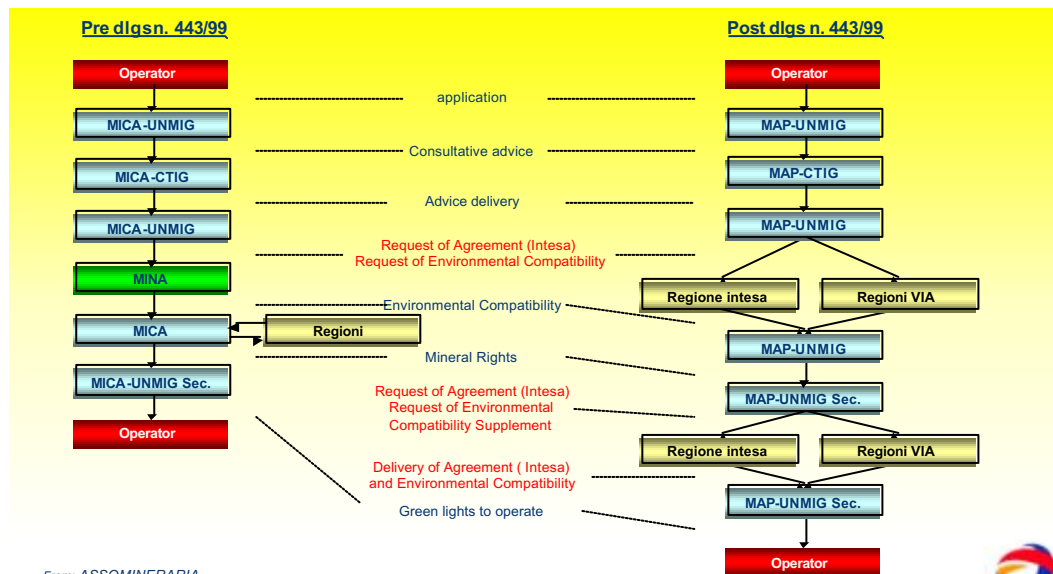
Il quadro legislativo chiaro cui facevo riferimento prima è oggi oggetto di continue analisi e non sempre è esente da critiche.

Molte cose sono cambiate negli anni recenti, così come ricordate dall'amico Gianni Bonati.

L'industria petrolifera ha avvertito immediatamente le grandi difficoltà di adattamento al mutato quadro legislativo (devoluzione di alcuni poteri vincolanti), nonostante gli enormi sforzi di collaborazione per renderlo operativo.

Il processo autorizzativo è divenuto complesso ed incerto nella tempistica, vanificando quindi uno dei vantaggi competitivi citati in precedenza.

Onshore Authorization Process



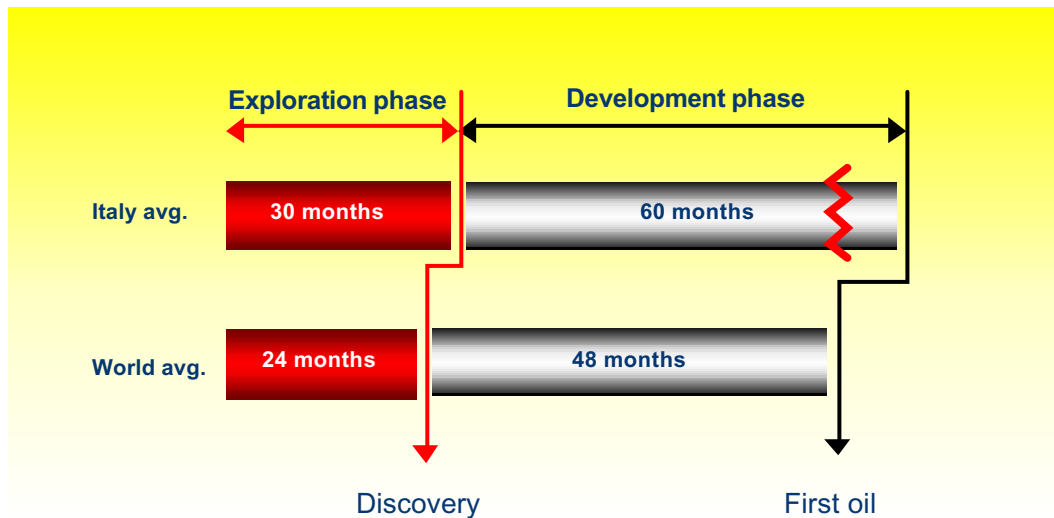
From: ASSOMINERARIA



Di questa slide conoscete tutto. Volevo soltanto attirare la vostra attenzione sulle implicazioni che la devoluzione ha avuto sulla tempistica, prima e dopo la Legge n. 443/99.

L'intervento multiplo della Intesa con la Regione e relativo VIA a differenti momenti della realizzazione del programma lavori E&P è divenuto fonte dei ritardi autorizzativi, piuttosto che velocizzazione degli stessi.

Time to Market before 1999

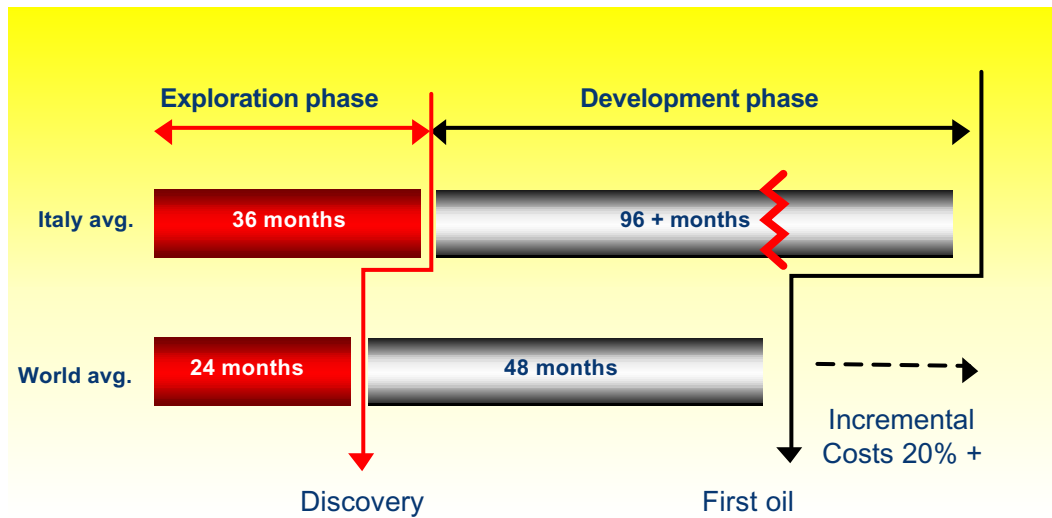


From: ASSOMINERARIA



Prima del '99, per entrare in produzione in Italia, si verificavano tempi più lunghi in rapporto alla media mondiale, ma relativamente CERTI, AFFIDABILI e quindi ACCETTABILI.

Time to Market after 1999



From: ASSOMINERARIA



Dopo il '99 I tempi della fase di sviluppo, in particolare, risultano più che raddoppiati, e sono diventati INCERTI e NON AFFIDABILI, con conseguente aumento dei costi tecnici.

Ciò rende l'Italia ancora meno competitiva con gli altri paesi.

The Negative Impact / Outcome On E&P Industry

- *Continued project value erosion* ⇒ *No guaranteed value for shareholders*
- *E&P Technical costs increase* ⇒ *No competitive advantage*
- *Time to market undefined* ⇒ *Impossibility to plan E&P activity*
- *No advantage from favourable fiscal regime* ⇒ *E&P Business too risky*



Domestic resources undeveloped ⇒ *Value, Royalties and Tax not delivered*

~ 60 Service Companies at risk ⇒ **15.000 jobs at risk**

From: ASSOMINERARIA mod.

TOTAL Italia– OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea

21



Quale impatto quindi sull'attività E&P in Italia?

I progetti pronti e non realizzati continuano a perdere valore e non possono garantire la creazione dell'atteso valore aggiunto per gli azionisti.

I costi tecnici crescono facendo perdere vantaggio competitivo all'attività E&P in Italia.

Il Time to Market diviene indefinito rendendo impossibile pianificare l'attività E&P.

Il vantaggio del regime fiscale favorevole viene vanificato, e l'attività E&P diventa ancora più a rischio.

In sintesi: le risorse nazionali, benchè lungi dal soddisfare I bisogni ma utili a contribuire ad alleggerire la bolletta energetica, non vengono valorizzate. Nessun valore per gli azionisti, nessuna royalty per lo Stato, le Regioni e I Comuni, niente tasse per lo Stato.

15.000 posti di lavoro a rischio nelle compagnie di servizio meno internazionali.



TOTAL
CONCLUSIONS

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004

Le conclusioni hanno la pretesa di identificare dove sono gli ostacoli e di proporre qualche soluzione.

Conclusions

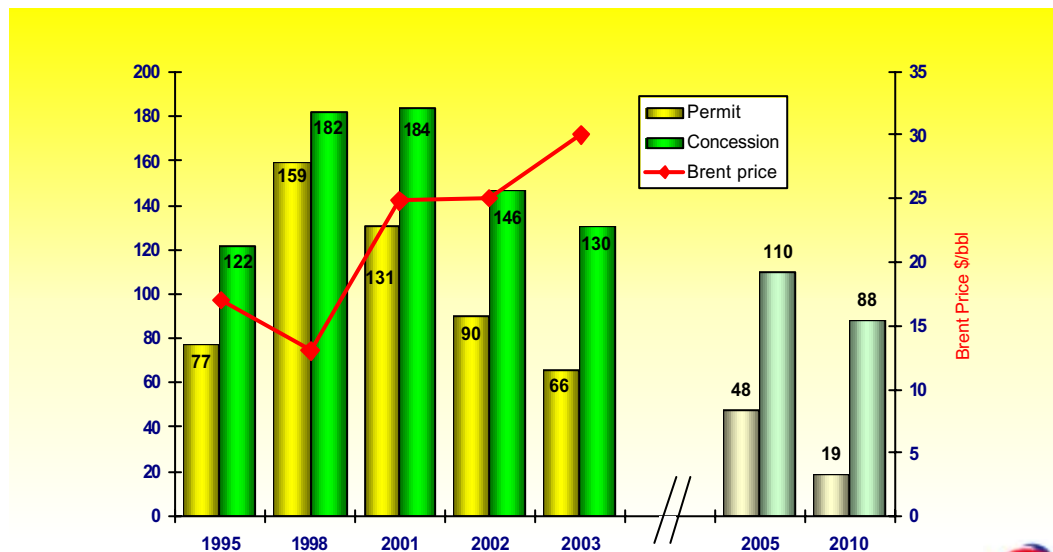
- ✿ **E&P business in Italy is going to run out**
- ✿ **The domestic contribution of E&P to the energy demand is at one digit and will reach soon zero value**
- ✿ **Costs will increase (seismic crew shortage, rig shortage, etc.)**
- ✿ **International oil companies will continue to leave Italy and Minors will continue to face growing difficulties (vulnerability in a changing environment)**



LEGISLATIVE MEASURES TO BE TAKEN

Se non si fa nulla l'attività E&P in Italia è destinata a sparire nei prossimi anni.

On-shore E&P Licences



From: *BUIG*

TOTAL Italia – OMC 2004 "Workshop" – 02/04/2004 – S. D'Andrea

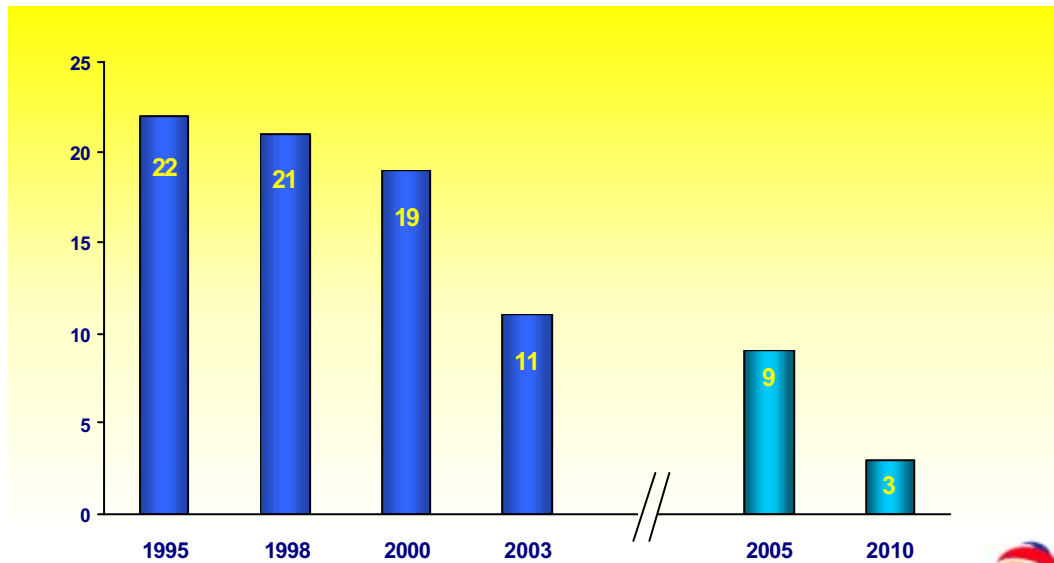
24



Osserviamo, per la prima volta in Italia, come ad un continuo rialzo del prezzo del greggio non vi sia una rivitalizzazione della attività di ricerca e produzione.

Al contrario, notiamo un inesorabile disimpegno dell'industria petrolifera.

International Companies (licence holder)



From: BUIG

TOTAL Italia - OMC 2004 "Workshop" - 02/04/2004 - S. D'Andrea

25



Le compagnie internazionali presenti in Italia, molte delle quali Minors, sono quasi dimezzate negli ultimi 3 anni.

Si prevede solo qualche presenza dal 2005/2010.

Conclusions

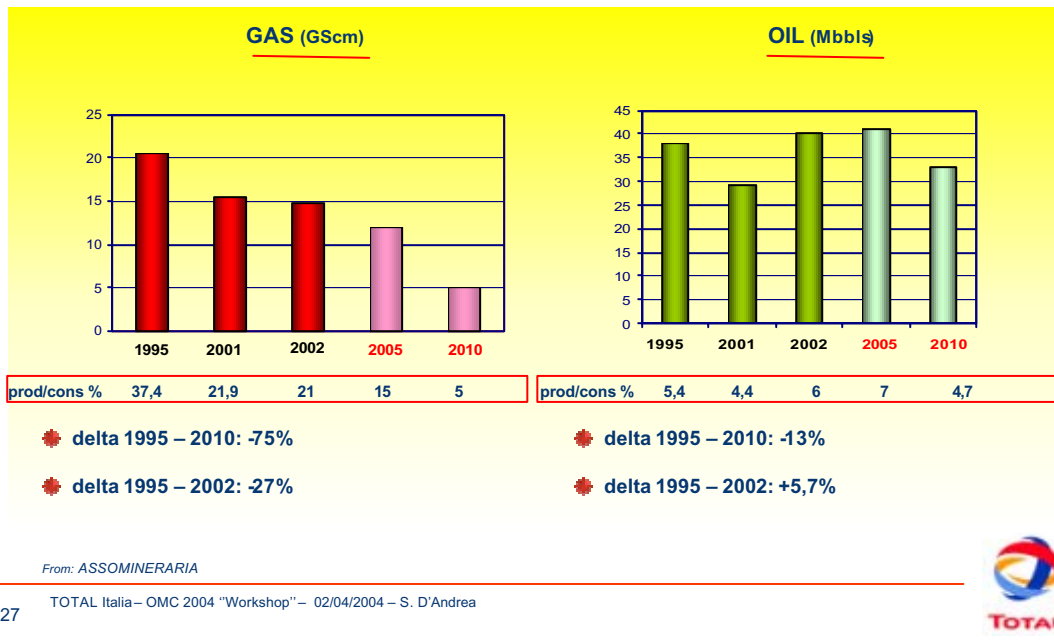
- ✿ E&P business in Italy is going to run out
- ✿ The domestic contribution of E&P to the energy demand is at one digit and will reach soon zero value
- ✿ Costs will increase (seismic crew shortage, rig shortage, etc.)
- ✿ International oil companies will continue to leave Italy and Minors will continue to face growing difficulties (vulnerability in a changing environment)



LEGISLATIVE MEASURES TO BE TAKEN

Il contributo ai consumi nazionali è ridotto a qualche punto percentuale, nonostante vi siano ancora opportunità di valorizzare nuove risorse.

Production Forecast



Le previsioni di produzione sono in declino inesorabile per il gas e, anche se in misura meno evidente, anche per l'olio.

Conclusions

- ✿ E&P business in Italy is going to run out
- ✿ The domestic contribution of E&P to the energy demand is at one digit and will reach soon zero value
- ✿ Costs will increase (seismic crew shortage, rig shortage, etc.)
- ✿ International oil companies will continue to leave Italy and Minors will continue to face growing difficulties (vulnerability in a changing environment)



LEGISLATIVE MEASURES TO BE TAKEN

Vorrei condividere con voi la seguente riflessione.

Una attività E&P fortemente ridotta porterà ad una inesorabile scarsità di squadre sismiche, di impianti di perforazione, di assistenza tecnica da parte delle società contrattiste specializzate che preferiranno l'estero all'Italia.

Lascio a voi immaginare I costi che dovrebbe sostenere una piccola società (le major andranno ad operare fuori Italia) per realizzare un pò di sismica e perforare qualche pozzo. Dovrebbero importare squadre e impianti con costi insopportabili.

La spirale negativa del disimpegno avrebbe quindi conseguenze molto serie per tutta l'industria, ma in particolare per le Minors.

Ci vorrebbero misure legislative correttive.

Requirements to unlock and restart E&P investments

- ✿ Strong need to strictly time frame the Regional authorization process
- ✿ Use “Conferenza dei Servizi” to prevent / solve dead lock situations
- ✿ Single approval for the entire E&D cycle
- ✿ Clear rules for environmental compensation (when is due and how to calculate the amount)



AUTHORIZATION PROCESS SIMPLIFICATION
CLEAR RULES ON LONG TERM E&P ACTIVITY
RELIABLE TIME TO MARKET

From: ASSOMINERARIA Mod.

29 TOTAL Italia– OMC 2004 “Workshop” – 02/04/2004 – S. D’Andrea



Vediamo insieme cosa si potrebbe fare per evitare e/o sbloccare situazioni di stallo durante il processo autorizzativo.

Avvertiamo una forte necessità di semplificare il processo autorizzativo regionale e di renderlo compatibile con una tempistica certa e sicura.

Un uso più continuo della “Conferenza dei Servizi” coordinata da uno sportello unico presso il MAP potrebbe raggiungere l’obiettivo.

L’approvazione dei progetti dovrebbe avere un unico passaggio autorizzativo (al momento dell’attribuzione del permesso di ricerca) per il ciclo esplorazione, sviluppo e produzione.

Le compensazioni ambientali, qualora dovute in aggiunta alle royalties, dovrebbero essere regolamentate per legge.

UN TIME TO MARKET CERTO E’ LA CHIAVE PER IL RILANCIO DELL’ATTIVITA’ E&P