



LA SFIDA CONTINUA



*“La storia
dell'industria
petrolifera ha*

*da sempre dimostrato come
l'utilizzo di nuove tecnologie
possa incidere positivamente
su tutta la catena di processo:
esplorazione, perforazione,
ingegneria e produzione,
coltivazione dei giacimenti,
conversione, raffinazione,
distribuzione finale al
mercato. Ovviamente l'Eni
non si sottrae alla sfida ed è
fortemente impegnata con
tecnologie proprietarie
e distintive fortemente
correlate alla propria
strategia di espansione
e alle problematiche legate
alle diverse aree geografiche
in cui opera”.*

*Ecco quanto emerge
dalle parole di Ugo Romano,
Responsabile delle
Tecnologie di ENI*

► UGO ROMANO

Ugo Romano laureato in chimica presso l'Università di Catania, è fino al 1968 Assistente Incaricato presso la Cattedra di Chimica Organica. Viene assunto nel 1969 da SnamProgetti presso i laboratori Riuniti Studi e Ricerche di Milano quale Responsabile di progetti di ricerca nell'area di Chimica Industriale. Successivamente è Responsabile presso il Centro di Ricerca Corporate di ENI dei Settori nuovi processi e intermedi nell'Area di Chimica Fine. Dal 1984 in EniChimica è dapprima responsabile dei Laboratori Intermedi di EniChem Synthesis, successivamente Direttore di Ricerca e Sviluppo e Coordinatore dell'Area di Chimica Fine. Responsabile dal 1994 di Ricerca e Tecnologia di EniChem, dal 2001 è Responsabile della Ricerca Corporate di Eni, quindi, nominato Amministratore Delegato e quindi Presidente di EniTecnologie. Attualmente è Responsabile delle Tecnologie di ENI e co-direttore dell'Enciclopedia degli Idrocarburi edita da ENI e dall'Istituto dell'Enciclopedia Italiana.

Alla luce di tutti gli ultimi eventi, dall'aumento del petrolio, ai costi sull'emissione dei gas serra, qual è attualmente lo scenario mondiale dal punto di vista energetico?

Penso che ogni considerazione sullo scenario che si va delineando per il settore energetico ed in particolare per quello degli idrocarburi, vada preliminarmente inquadrata in un contesto di elevati tassi di crescita della domanda di energia, almeno per i prossimi 15-20 anni, spinta dall'incremento demografico e dalla crescita economica soprattutto di molti paesi in via di sviluppo. E' generalmente accettata l'ipotesi che oltre l'80% dell'offerta di energia poggerà ancora sulla disponibilità di fonti fossili. Per quanto riguarda in particolare il petrolio, la domanda nei paesi emergenti cresce ad un tasso molto più elevato rispetto all'area OCSE, trainata dal settore della mobilità, mentre carbone, gas, nucleare, rinnovabili, coprono la componente relativa alla generazione elettrica.

Naturalmente queste considerazioni valgono in assenza di limiti imposti allo sviluppo globale da fattori legati alle problematiche ambientali, ai cambiamenti climatici e alla sostenibilità.

L'aumento significativo che si è registrato nei prezzi del greggio non ha, in linea generale, cambiato il quadro di riferimento, ma ha piuttosto indotto un significativo cambiamento nelle prospettive di approvvigionamento e di competizione fra le varie fonti fossili.

Restando in particolare nel settore degli idrocarburi, a un prezzo del greggio superiore ai 40÷50 \$/bbl, cominciano ad essere economicamente sfruttabili sia i giacimenti dislocati in acque profonde e ultra profonde, sia quelli già individuati in aree artiche.

Diventano inoltre molto convenienti i processi di recupero avanzato (Enhanced Oil Recovery – EOR) che permettono di estendere il grado di sfruttamento dei giacimenti dal valore tipico del 20÷30% delle produzioni primarie, fino ad un limite di 60÷70% delle più avanzate produzioni terziarie. E bisogna dire che le tecnologie sono già in gran parte disponibili,



Attività di perforazione in Kazakhstan

dalle termiche a quelle chimiche, alle fisiche fino ai processi di modifiche biologiche in giacimento. Ovviamente i costi aggiuntivi richiesti saranno largamente coperti dal maggior valore del prodotto.

E per quanto concerne i greggi ultrapesanti e le sabbie bituminose?

Per quanto riguarda le fonti non convenzionali e in particolare i greggi ultra pesanti e le sabbie bituminose, le condizioni di convenienza economica devono tener conto non solo dei costi di estrazione, generalmente ad elevata intensità energetica, ma anche dei costi degli ulteriori processi di conversione (upgrading) necessari per trasformare le frazioni più pesanti in greggi sintetici processabili in raffinerie convenzionali. Tecnologie tipo coking, hydrocracking, hydrofining e quindi la disponibilità di idrogeno a basso costo, avranno un ruolo fondamentale negli schemi di ottimizzazione dei processi e dei prodotti.



Particolare di una raffineria



Che cosa mi dice riguardo ai giacimenti di Shale Oil?

Un discorso a parte andrebbe fatto per gli enormi giacimenti di "Shale Oil", caratterizzati da una maturazione incompleta dei sedimenti organici, presenti in forma di kerogene, per i quali il limite di sfruttabilità economica è stimato per un valore del greggio superiore a 70 \$/bbl. Va tuttavia detto che per queste fonti non convenzionali non esistono a tutt'oggi tecnologie consolidate e affidabili, se si esclude il vecchio processo basato sull'estrazione mineraria e la pirolisi del minerale (retorting), per derivarne un olio di pirolisi "oil shale" da inviare in raffineria.

Parliamo adesso di gas naturale

Considerazioni del tutto analoghe possono essere estese al gas naturale. Accanto ai grandi giacimenti di gas, solo in parte scoperti e messi in produzione, esistono infatti ingenti riserve che si trovano in natura in formazioni geologiche molto particolari e che

richiedono specifiche tecniche di sviluppo e costi di produzione conseguentemente più elevati. Rientrano in questa classe il gas associato a giacimenti di carbone (coal bed methane), gli accumuli presenti in giacimenti ad elevate profondità (deep gas) o in strutture a bassa permeabilità (tight gas), per non parlare dei gas idrati, la cui prospettiva di sfruttamento si proietta su tempi molto più lontani. In questo contesto appare quasi scontato che la leva tecnologica diventi un elemento chiave di successo. La storia dell'industria petrolifera ha infatti dimostrato come l'utilizzo di nuove tecnologie possa incidere positivamente su tutta la catena di processo: esplorazione, perforazione, ingegneria e produzione, coltivazione dei giacimenti, conversione, raffinazione, distribuzione finale al mercato. Ovviamente l'Eni non si sottrae alla sfida ed è fortemente impegnata con tecnologie proprietarie e distintive fortemente correlate alla propria strategia di espansione e alle problematiche legate alle diverse aree geografiche in cui opera.

Qual è l'interesse di Eni verso le fonti rinnovabili?

Accanto a questa visione legata al suo settore tradizionale di interesse, Eni ha di recente elaborato una propria strategia di attenzione verso le fonti rinnovabili secondo due direttrici fondamentali: la conversione dell'energia solare e l'impiego di biomasse.

In particolare per quanto riguarda la produzione di biocarburanti la situazione del mercato in Europa, a corto di gasolio, induce a preferire lo sviluppo di carburanti diesel piuttosto che l'etanolo. In quest'ottica sul breve termine la decisione più adeguata appare quella di approvvigionarsi dal mercato di biodiesel (estere metilico di acidi grassi) per le necessarie operazioni di blending.

Nel medio termine appare del tutto ragionevole ricondurre all'interno delle raffinerie anche la componente di biocarburanti, soprattutto attraverso processi di conversione di seconda generazione che permettano l'accesso a prodotti di elevata qualità: gasoli paraffinici di sintesi ad elevato cetano (70÷90) da usare quindi in blending, producibili per



Piattaforma Saipem 7000

diretta conversione di oli vegetali (processo Ecofining di Eni/UOP) o attraverso gassificazione/Fischer Tropsch. In alternativa stanno acquistando un certo interesse i processi di conversione termica delle biomasse e la trasformazione degli oli di pirolisi in hydrocracking.

Dal punto di vista della convenienza economica apparentemente il crescente costo del greggio sembrerebbe poter favorire lo sviluppo dei biocarburanti, tuttavia l'attuale classe di prodotti non sembra una risposta adeguata alla richiesta del mercato, per i limiti dovuti sia alla scala di produzione che alla grande richiesta di superfici coltivabili.

A parte le considerazioni sull'effettivo vantaggio in termini di riduzione di gas serra che andrebbe di volta in volta misurato sulle specifiche coltivazioni e sui processi di trasformazione connessi, l'aspetto più critico emerso con l'espandersi della prima generazione di biocarburanti è certo la conclamata competizione fra uso energetico e uso alimentare della produzione agricola che deve assolutamente essere risolta se si vogliono evitare impatti devastanti sul livello di sopravvivenza delle popolazioni più povere a causa dell'impennarsi dei costi dei prodotti alimentari.

Nel lungo termine quindi l'attenzione si è rivolta all'utilizzo di processi che portano ad un impiego per quanto possibile esaustivo delle biomasse ottenute da scarti agricoli o dall'industria del legno (biodiesel di seconda generazione), all'utilizzo di colture a rapida crescita con solo impiego energetico e adattabili all'utilizzo di terreni marginali, allo sviluppo di tecnologie di biofissazione (lieviti, batteri, alghe) ad accrescimento rapido in volumi confinati e ad elevata produzione di lipidi estraibili per la produzione di biodiesel secondo il processo già consolidato in Eni.

Western Lybian Gas Project-Mellitah impianto di trattamento



Le Sfide Tecnologiche

Eni risponde oggi alle sfide dell'industria energetica con lo sviluppo di progetti innovativi capaci di identificare tecnologie distintive per sostenere la competitività e l'ampliamento dei mercati. Nel campo dell'upstream le tematiche di maggior interesse sono da un lato migliorare l'accesso alle risorse di olio e gas, contrastando l'esaurimento dei giacimenti ed espandendosi nelle aree di frontiera, dall'altro la gestione dello zolfo, per sviluppare campi sia a olio sia a gas con tenori di H₂S anche superiori al 15%. Nell'ottica di ridurre i costi di ritrovamento e recupero degli idrocarburi, Eni ha sviluppato nuovi strumenti di indagine del sottosuolo che permettono di ricostruirne geometrie, proprietà ed evoluzione nel tempo con maggior precisione rispetto alle tecniche convenzionali. In fase di esplorazione e produzione da un lato viene ridotto il rischio esplorativo, dall'altro si ottimizza la gestione del giacimento, riducendo costi e impatto ambientale. La tecnologia proprietaria più interessante è la 3D CRS (Common Reflection Surface) Stack. Nella produzione, Eni ha sviluppato a livello industriale dei sistemi avanzati di perforazione, che consentono di perforare pozzi a elevata complessità con maggiore efficienza operativa. La tecnologia proprietaria più significativa è la Lean Profile. Relativamente alla gestione dello zolfo, sono in via di sviluppo tecnologie per il trattamento del gas naturale con elevatissimo tenore di acidità a causa della presenza di acido solfidrico (H₂S), in modo da incrementare la produzione di gas nel rispetto dell'ambiente. Nel settore midstream la sfida tecnologica che Eni sta affrontando è la valorizzazione delle risorse naturali non convenzionali e degli idrocarburi remoti, rendendoli facilmente trasportabili e usufruibili. In questo settore le nuove tecnologie puntano a trasformare materie prime "difficili" come i greggi pesanti o i residui di raffineria in prodotti leggeri di più facile utilizzo, riducendo al minimo la frazione di greggio non utilizzabile come sorgente di energia: è la tecnologia EST (Eni Slurry Technology). Sul fronte del gas naturale, la tematica principale è la facilità di trasporto dai giacimenti ai luoghi di utilizzo, sia tramite sofisticati sistemi di gasdotti ad alta pressione (tecnologia TAP), sia tramite la trasformazione del gas in prodotti liquidi (progetto GTL) trasportabili via mare e facilmente utilizzabili come combustibile anche in situ. Nel downstream la sfida tecnologica più attuale è la tutela dell'ambiente. In quest'ottica, Eni si è impegnata da un lato a riformulare carburanti e lubrificanti in modo da migliorarne la qualità e minimizzarne l'impatto ambientale, dall'altro sta sviluppando tecnologie innovative per contenere le conseguenze sull'ambiente delle attività di estrazione, raffinazione e utilizzo degli idrocarburi