

STEEL MASTER 1999

LE TENDENZE DELL'INDUSTRIA PETROLIFERA E
LE RICADUTE SULLO SVILUPPO TECNOLOGICO.

UN ESEMPIO NEI PRODOTTI TUBOLARI

TERNI, 28 GENNAIO 2000

FRANCESCA PISA
DALMINE SPA



Dalmine
Siderca
Tamsa

Indice

Riassunto

CAP. 1 - MAI PIU' ORO NERO A BUON MERCATO

- 1.1 QUALI NUMERI?
- 1.2 RISERVE NON ACCERTATE
- 1.3 AMMONTARE DECRESCENTE
- 1.4 PREPARARSI ALL'INEVITABILE
- 1.5 APPIATTIRE LA CURVA
- 1.6 SUL LATO IN DECLINO
- 1.7 E L'ITALIA?

CAP. 2 - GLI OBIETTIVI DELLO SVILUPPO TECNOLOGICO

- 2.1 SCOPERTA DEI NUOVI GIACIMENTI
- 2.2 AUMENTO DELLO SFRUTTAMENTO DEI POZZI ATTUALI E DI QUELLI FUTURI
- 2.3 SFRUTTAMENTO DI POZZI DIFFICILI DA RAGGIUNGERE O CHE RICHIEDONO SPECIALI TECNICHE DI ESTRAZIONE
 - 2.3.A Pozzi profondi.
 - 2.3.B Pozzi in acque profonde.
 - 2.3.C Pozzi in ambienti aggressivi.
- 2.4 CONTENIMENTO DEI COSTI
- 2.5 ECOLOGIA

CAP. 3 - IL CASO DEI PRODOTTI TUBOLARI

- 2.1 TUBI
- 3.2 GIUNZIONI
- 3.3 CONSIDERAZIONI COMMERCIALI E DI MERCATO

Riassunto

Alla luce del fatto che la gran parte dell'economia mondiale si basa sulla produzione, sul costo e sulla disponibilità del petrolio, è di estrema importanza conoscere una stima della quantità di greggio ancora sfruttabile.

Purtroppo anche le migliori valutazioni sono inficiate da errori non trascurabili, dovuti non tanto all'incapacità di quantificare le risorse rimanenti, quanto alla non autenticità deliberata dei dati dichiarati dai produttori. Si può tuttavia ragionevolmente ammettere l'ipotesi che i giacimenti conosciuti e quelli da sfruttare, possano fornire il petrolio ancora per qualche decina di anni. Ciò che attualmente appare imprevedibile, è quanto costerà il greggio quando questo comincerà a scarseggiare. In altre parole, quanto costerà estrarre il petrolio dalle ultime riserve quando saranno "agli sgoccioli". Ecco quindi il ruolo importantissimo della ricerca e del progresso tecnologico, che hanno il compito - attraverso varie opzioni e modalità - di assicurare l'approvvigionamento di petrolio il più a lungo possibile o finché non sia pronta una valida alternativa energetica, assicurando contemporaneamente una accettabile economicità del processo di estrazione, anche per i pozzi più difficili da raggiungere, unita a condizioni che garantiscano sicurezza e minimo rischio ecologico.

CAP.1

MAI PIU' ORO NERO A BUON MERCATO

Nel 1973 e nel 1979 due improvvise impennate del prezzo del greggio costrinsero il mondo industrializzato a rendersi conto della propria dipendenza dal petrolio a buon prezzo. Nella prima di queste due occasioni, i prezzi triplicarono in risposta a un embargo del mondo arabo, e raddoppiarono nuovamente quando in Iran venne detronizzato lo Scià. I due eventi fecero sì che le maggiori economie si trovassero ad annaspire nella recessione. Secondo molti analisti, queste crisi provavano che il mondo si sarebbe presto trovato a corto di petrolio, ma finora l'allarme non ha avuto un riscontro reale. Quelle infauste previsioni erano dettate da reazioni emotive e politiche; anche allora, gli esperti di petrolio sapevano che esse non avevano basi scientifiche.

Appena pochi anni prima le prospezioni petrolifere avevano scoperto enormi giacimenti sulla piattaforma continentale a nord dell'Alaska e sotto il Mare del Nord. Fino al 1973 il mondo aveva consumato, secondo le migliori stime di vari esperti, solo un ottavo della sua dotazione di greggio accessibile in tempi brevi (il cosiddetto petrolio convenzionale). I cinque membri mediorientali dell'Organizzazione dei paesi esportatori di petrolio (OPEC) poterono rialzare bruscamente i prezzi non perché il petrolio stesse iniziando a scarseggiare, ma perché erano riusciti a garantirsi il 36% del mercato.

Più tardi, quando il ristagnare della domanda e i nuovi flussi di greggio dell'Alaska e dal Mare del Nord indebolirono la stretta economica dei paesi OPEC, i prezzi ebbero una brusca caduta.

La prossima crisi non potrà avere un carattere così provvisorio. Secondo alcune analisi sullo stato di sfruttamento dei campi petroliferi mondiali entro il prossimo decennio l'offerta di petrolio convenzionale non sarà in grado di stare al passo con il crescere della domanda. Questa conclusione contraddice il quadro ricavabile dai rapporti ufficiali dell'industria petrolifera, che all'inizio del 1998 parlavano con trionfalismo di 1020 miliardi di barili di greggio (*Gbo, Gigabarrel of oil*) in riserve accertate.

Dividendo quel numero per l'attuale tasso di produzione di circa 23,6 Gbo all'anno si potrebbe pensare che il greggio possa rimanere abbondante e a buon mercato ancora per 43 anni, e forse più, dato che le pubblicazioni ufficiali parlano di riserve in aumento. Sfortunatamente questa stima pare contenere tre errori di importanza critica. In primo luogo, essa si fonda su valutazioni distorte delle riserve esistenti. Un secondo errore consiste nel dare per scontato che la produzione possa rimanere costante. Il terzo e più importante errore risiede in quell'assunto del senso comune secondo cui l'ultimo secchio di petrolio potrà essere pompato dai giacimenti con la stessa facilità dei barili che sprizzano dal suolo attualmente. Di fatto, la produttività di qualunque pozzo sale sempre fino a un massimo e poi, quando metà del petrolio è stata estratta, inizia gradualmente a declinare fino a zero.

Da una prospettiva economica, non è pertanto direttamente rilevante determinare quando il mondo avrà finito di esaurire le proprie scorte di petrolio: importa di più sapere quando la produzione inizierà ad assottigliarsi. Oltre quel punto i prezzi saliranno, a meno che la domanda non diminuisca di pari passo con il calo di produzione. Utilizzando molte tecniche diverse per stimare le attuali riserve di

petrolio convenzionale e l'entità dei giacimenti che ancora devono essere scoperti, vari autori sono giunti alla conclusione che il declino inizierà prima del 2010.

1.1 QUALI NUMERI?

Col passare degli anni, ci si è sempre più resi conto di come le statistiche rilevanti siano di gran lunga più complesse di quanto appaiano a prima vista.

Tre numeri sono di importanza vitale per prevedere il futuro della produzione petrolifera:

- **PRODUZIONE CUMULATIVA** (quantifica il petrolio estratto fino al momento attuale);
- **RISERVE** (vale a dire la quantità di petrolio che le compagnie possono pompare dai campi petroliferi conosciuti e sfruttati prima di doverli abbandonare o la quantità non sfruttata ma accessibile);
- **PETROLIO ANCORA DA SCOPRIRE** (quantità che ancora deve essere scoperta).

Sommate, queste cifre danno il **numero totale di barili** che saranno stati estratti dal sottosuolo terrestre il giorno in cui la produzione sarà cessata definitivamente.

La registrazione della produzione cumulativa non è perfetta, ma gli errori sono relativamente facili da individuare e rettificare. Ottenere buone stime delle riserve è comunque molto più difficile (quasi tutte le statistiche disponibili al pubblico sono prese da ricerche effettuate da "Oil and Gas Journal" e "World Oil). I risultati, che spesso vengono accettati acriticamente, contengono errori sistematici. In primo luogo, molte delle cifre pubblicate non sono realistiche. La stima delle riserve, che costituisce il dato di partenza, è tutt'altro che una scienza esatta, tanto che gli ingegneri del petrolio sono costretti ad assegnare un grado di probabilità alle loro affermazioni.

Per esempio se - come stimano i geologi - vi è un 90% di probabilità che un campo petrolifero contenga 700 milioni di barili di petrolio recuperabile, ma solo un 10% di possibilità che ne possa produrre 2500 milioni in più, allora la cifra meno ottimistica dovrebbe essere citata come stima P90 mentre quella più ottimistica come riserva P10 (p=probabilità. Per chiarire meglio il significato è opportuno specificare che la differenza sostanziale tra P10 e P90 è che P10 indica una sovrastima e P90 una sottostima delle possibili riserve). Le società petrolifere e i governi dei paesi produttori sono spesso deliberatamente imprecisi sul grado di probabilità delle cifre riportate, e preferiscono rendere pubblica una qualunque cifra, compresa tra P10 e P90, che meglio si adatti alla loro politica dei prezzi. I membri dell'OPEC per esempio sono stati motivati a gonfiare i propri rapporti, poiché maggiori sono le riserve, maggiore è la quantità di petrolio esportabile in base agli accordi.

1.2 RISERVE NON ACCERTATE

Un'altra fonte di errore sistematico nelle statistiche comunemente accettate risiede nel fatto che la definizione di "riserve" varia ampiamente da un posto all'altro. Negli Stati Uniti, la Securities and Exchange Commission permette alle compagnie petrolifere di parlare di riserve accertate solo se il petrolio si trova alla portata di un pozzo produttivo ed esiste la "ragionevole certezza" che esso possa essere recuperato ai prezzi correnti e utilizzando la tecnologia esistente.

Di conseguenza, una stima di riserva accertata negli Stati Uniti è grosso modo equivalente a una stima P90.

In altri paesi non vengono codificate particolari definizioni di ciò che deve essere considerato riserva di petrolio.

Per molti anni, i paesi dell'ex-Unione Sovietica hanno sistematicamente divulgato cifre oltremodo ottimistiche sulle proprie riserve, in pratica P10. E gli analisti hanno spesso malamente interpretato tali cifre come stime di riserve "accertate". "World Oil" riferiva che le riserve nell'ex Unione sovietica ammontavano a 190 Gbo nel 1996, laddove l'"Oil and Gas Journal " parlava di 57 Gbo. Questa grande discrepanza dimostra quale grado di elasticità vi possa essere in cifre di questo genere.

Utilizzare solo le P90 non è una risposta, dato che addizionando ciò che è plausibile al 90% per ogni campo petrolifero, come si fa negli Stati Uniti, non si ottiene ciò che è plausibile al 90% per un intero paese o addirittura per l'intero pianeta. Al contrario, sommando molte stime P90 si perviene sempre a una sottostima dell'ammontare delle riserve accertate di una data regione. Il solo modo corretto per ottenere una cifra indicativa del totale delle riserve consiste nel sommare le stime medie relative a ogni campo petrolifero. In pratica la stima media, spesso chiamata "accertata e probabile", o P50, è usata più ampiamente e risulta abbastanza attendibile. Il valore P50 corrisponde al numero di barili di petrolio che con una probabilità del 50% potrebbero essere estratti da un pozzo durante tutta la sua vita, assumendo che i prezzi rimangano compresi entro certi limiti. Gli errori nelle stime P50 tendono a compensarsi vicendevolmente.

Si possono aggirare molti dei problemi che affliggono le stime sulle riserve convenzionali utilizzando un vasto corpo di dati statistici raccolto dalla Petroconsultants di Ginevra. Questa massa di informazioni, raccolta nell'arco di 40 anni da una miriade di fonti diverse, copre circa 18000 campi petroliferi. Anche in essa vi sono rapporti di dubbio valore, ma sono complessivamente utilizzabili.

Secondo i calcoli di Colin J. Campbell e Jean H. Laherrère, il mondo disponeva alla fine del 1996 di circa 850 Gbo di petrolio convenzionale in riserve P50: una cifra sostanzialmente inferiore ai 1019 Gbo riportati nell' "Oil and Gas Journal" o ai 1160 Gbo del "World Oil". La differenza è in effetti maggiore di quanto sembri, dato che il valore di 850 Gbo rappresenta il quantitativo che più plausibilmente verrà prodotto dai campi petroliferi noti, mentre il numero più grande è una cauta stima delle riserve accertate.

Per calcolare quando la produzione di petrolio avrà il suo massimo, non ha tanto importanza la dimensione delle riserve globali quanto l'ammontare complessivo del petrolio a buon mercato che si pensa di poter estrarre. Per effettuare tale stima, ci occorre sapere se le riserve stiano aumentando o diminuendo, e con quale velocità, ed è proprio a questo proposito che le statistiche ufficiali si rivelano pericolosamente fuorvianti.

1.3 AMMONTARE DECRESCENTE

Secondo la maggior parte dei rapporti, le riserve mondiali di petrolio sono costantemente aumentate negli ultimi 20 anni. Estendendo nel futuro questa tendenza apparente, si potrebbe facilmente concludere, come ha fatto la US Energy Information Administration, che la produzione possa continuare a crescere senza ostacoli per decenni a venire, aumentando di quasi due terzi entro il 2020.

Una tale crescita è un'illusione. Circa l'80% del petrolio prodotto oggi proviene da campi scoperti prima del 1973, e la grande maggioranza di essi sta già declinando. Negli anni novanta le compagnie petrolifere hanno scoperto in media 7 Gbo all'anno; nel 1997 hanno estratto una quantità di petrolio oltre tre volte superiore. Tuttavia le cifre ufficiali non indicavano che le riserve accertate erano diminuite di

16 Gbo, come ci si sarebbe dovuto aspettare, ma che erano addirittura aumentate di 11 Gbo. Questo perché decine di governi hanno scelto di non riferire il declino delle loro riserve, forse per migliorare le proprie quotazioni politiche e non perdere la capacità di ottenere prestiti. Un'altra causa della vantata espansione delle riserve risiede nelle revisioni: le compagnie petrolifere hanno sostituito con cifre più alte le precedenti stime delle riserve rimaste in molti campi. Per la maggior parte degli scopi, queste variazioni non danno problemi, ma le previsioni estrapolate dai dati pubblicati risultano seriamente distorte.

Per valutare con accuratezza quanto petrolio si potrà scoprire in futuro, occorre retrodatare ogni revisione all'anno a cui risale la scoperta del campo, e non all'anno in cui una compagnia o un governo ha corretto una stima precedente.

Facendo ciò si vede come le scoperte complessive abbiano raggiunto il massimo all'inizio degli anni sessanta, e da allora abbiamo continuato uniformemente a decadere. Estendendo questa tendenza fino a zero, alcuni studiosi hanno definito una previsione di quanto petrolio riuscirà presumibilmente a recuperare l'industria.

Utilizzando vari metodi per stimare la quantità definitiva di petrolio convenzionale per ogni paese, si calcola che l'industria petrolifera sia in grado di estrarre ancora 1000 miliardi di barili di petrolio convenzionale. Questo numero, anche se molto grande, corrisponde a poco più degli 800 miliardi di barili che già sono stati estratti.

L'investimento di una maggiore quantità di denaro nell'esplorazione petrolifera, pur importante, può modificare ma non stravolgere questa situazione. Quando il prezzo del greggio ha raggiunto il massimo di tutti i tempi, all'inizio degli anni ottanta, i ricercatori hanno sviluppato nuove tecniche per la scoperta e l'estrazione del

petrolio, e hanno cercato nuovi campi, trovandone, ma non in numero notevole: il tasso con cui si sono avute nuove scoperte è inevitabilmente destinato al declino.

1.4 PREPARARSI ALL'INEVITABILE

Molti tra i maggiori produttori, tra cui la Norvegia e il Regno Unito raggiungeranno un picco intorno al volgere del millennio, a meno che non regolino drasticamente la loro produzione, o almeno di una recessione globale o una guerra. Intorno al 2002 il mondo dipenderà quindi molto dai paesi del Medio Oriente, e in particolare dai cinque intorno al golfo Persico (Iran, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita ed Emirati Arabi Uniti). Secondo varie stime che fondamentalmente non si discostano nei risultati, pur utilizzando analisi e calcoli diversi, a meno che non si verifichi una recessione globale, pare plausibile che la produzione di petrolio convenzionale (quindi le riserve note e sfruttate ma non esaurite + parte non sfruttata ma accessibile) avrà il massimo tra il 2010 e 2020.

1.5 APPIATTIRE LA CURVA

Altri fattori, oltre ai maggiori cambiamenti di natura economica, potrebbero anticipare o ritardare il punto a partire dal quale la produzione del petrolio inizierà a declinare. Tre di questi, in particolare, hanno spesso indotto alcuni economisti e geologi a minimizzare le preoccupazioni sul futuro della produzione petrolifera, che pur senza drammatizzazioni vanno tenute in conto.

In primo luogo, secondo alcuni, si potrebbero ancora scoprire giacimenti petroliferi in angoli remoti del globo. Va detto però che ciò non ha una probabilità elevata di accadere. L'esplorazione ha fatto arretrare le frontiere dell'ignoto in misura tale che

solo le acque più profonde o le regioni polari possono dirsi ancora in parte sconosciute anche se le loro prospettive di sfruttamento sono ragionevolmente note. I progressi teorici in geochimica e geofisica hanno permesso di ottenere mappe assai precise dei campi petroliferi produttivi e di quelli sfruttabili in prospettiva. Da tali mappe risulta come vaste aree debbano essere considerate del tutto sterili. E' stato per esempio dimostrato, e con precise ragioni geologiche, come gran parte degli alti fondali non garantisca alcuna prospettiva.

Una seconda replica è quella secondo cui le nuove tecnologie possono continuamente incrementare le quote di petrolio recuperabili dai campi produttivi, vale a dire i cosiddetti fattori di recupero.

Negli anni sessanta le compagnie petrolifere assumevano che solo il 30% del petrolio presente in un campo fosse recuperabile; ora la previsione oscilla tra il 40% e il 50%. Questo progresso, si sostiene, continuerà in futuro ed estenderà le riserve globali per molti anni.

E' certo che le tecnologie avanzate permetteranno di guadagnare tempo prima che la produzione inizi a declinare, come vedremo successivamente nel corso del presente documento.

Tuttavia è opportuno segnalare che la maggior parte dell'apparente miglioramento dei fattori di recupero è un artefatto dei rapporti. Via via che i campi petroliferi invecchiano, i proprietari si rivolgono a nuove tecnologie per rallentare il declino. Il calo di produttività fa inoltre sì che gli ingegneri petroliferi misurino le dimensioni del giacimento con maggiore accuratezza e correggano le sottostime precedenti. Un'altra ragione per non confidare troppo su migliori fattori di recupero risiede nel fatto che le compagnie petrolifere tengono normalmente in conto i progressi

tecnologici quando valutano le proprie riserve. Va ricordato infine che le tecnologie avanzate non hanno molta importanza per lo sfruttamento dei più grandi bacini petroliferi mediorientali: qui in fatti il petrolio non ha bisogno di molto aiuto per zampillare dal suolo.

Infine, gli economisti amano sottolineare come il mondo abbia in serbo enormi giacimenti di petrolio non convenzionale che potranno sostituire il greggio non appena il rialzo dei prezzi li renderà economicamente vantaggiosi. E' fuori discussione che queste risorse siano ampie: la fascia petrolifera dell'Orinoco, in Venezuela, contiene secondo alcune valutazioni la favolosa cifra di 1200 miliardi di barili del cosiddetto "petrolio pesante". Arenarie e scisti bituminosi del Canada e dell'ex Unione Sovietica potrebbero contenere l'equivalente di 300 miliardi di barili di petrolio. Teoricamente, queste riserve potrebbero sopperire alla sete di combustibili liquidi una volta che il greggio dovesse cedere il testimone. Ma difficilmente l'industria avrà a disposizione il tempo e il denaro per far crescere abbastanza in fretta la produzione di petrolio non convenzionale.

Inoltre questi sostituti del greggio potrebbero esigere un alto prezzo ambientale. L'estrazione di idrocarburi da arenarie e scisti comporta notevoli livelli di inquinamento atmosferico. Gli scisti dell'Orinoco contengono zolfo e metalli pesanti che devono essere rimossi. I governi potrebbero pertanto vedersi costretti a limitare lo sviluppo di questa industria.

Alla luce di questi potenziali ostacoli, valutiamo prudentemente che nei prossimi 60 anni possano essere ricavati solo 700 Gbo da riserve non convenzionali.

1.6 SUL LATO IN DECLINO

La domanda globale di petrolio sta crescendo di oltre il 2% all'anno. Dal 1985, il consumo di energia è aumentato del 30% in America Latina, del 40% in Africa e del 50% in Asia. L'Energy Information Administration prevede che la domanda mondiale di petrolio aumenterà del 60% (fino a circa 40 Gbo all'anno) entro il 2020. Il passaggio dalla crescita al declino della produzione di petrolio è quindi quasi certamente destinato a creare tensione economica e politica. A meno che non si trovino valide alternative al greggio, la quota di mercato dei paesi OPEC nel Medio Oriente crescerà rapidamente. Entro il 2010 tale quota toccherà probabilmente il 50%.

Il mondo potrebbe pertanto assistere all'aumento dei prezzi del petrolio. Solo questo, di fatto, potrebbe essere sufficiente a contenere la domanda, stabilizzando la produzione forse per un decennio: la domanda cadde di oltre il 10% dopo la crisi del 1979, e ci vollero 17 anni perché ritornasse ai livelli precedenti. Ma intorno al 2010 anche le nazioni mediorientali sorpasseranno il picco della curva a campana. Da quel momento la produzione mondiale dovrà inevitabilmente declinare.

Se il mondo si preparerà in modo adeguato, la transizione all'economia post-petrolifera non sarà necessariamente traumatica. Per esempio se verrà dato adeguato impulso all'innovazione tecnologica finalizzata al sempre maggiore sfruttamento delle riserve; e anche se le tecnologie avanzate per la produzione di combustibili liquidi dal gas naturale saranno applicate su vasta scala, il gas potrebbe divenire la prossima fonte di combustibile per trasporti.

Un'energia nucleare più sicura, la disponibilità di energie rinnovabili a buon mercato e i programmi per la conservazione del petrolio sono fattori che potrebbero aiutare a rinviare l'inevitabile declino del petrolio convenzionale. I vari paesi dovrebbero

iniziare a pianificare e investire. Il mondo non sta esaurendo le riserve di petrolio, almeno non per il momento. Ciò che dovremo affrontare, e molto presto, è la fine di un'epoca di petrolio abbondante e a buon mercato, a cui tutte le nazioni industrializzate si sono assuefatte.

1.7 E L'ITALIA?

Camminiamo sopra un tesoro e non lo sappiamo. In Italia si producono ogni anno 19 miliardi di metri cubi di gas, un terzo del consumo nazionale, e 6 milioni di tonnellate di barili di petrolio, circa il 6% del nostro fabbisogno (in poco tempo dovrebbe salire al 15%). Quanto alle **riserve ancora da sfruttare**, quelle di petrolio sono di almeno un miliardo di barili, mentre quelle di gas, arrivano a 350 miliardi di metri cubi. Si tratta di cifre significative, sia per i livelli di produzione sia per le riserve, che permettono all'Italia di posizionarsi al quarto posto nell'Europa Occidentale, subito dietro i grandi produttori del Mare del Nord. La Norvegia e il Regno Unito vantano riserve petrolifere rispettivamente per 11 e 5 miliardi di barili. L'associazione dell'industria mineraria e petrolifera italiana ha presentato un documento aggiornato sui dati degli idrocarburi nazionali. Le riserve di petrolio “yet to find”, ossia quelle che esistono con molta probabilità ma devono essere scoperte, secondo i nuovi calcoli sono raddoppiate, mentre per il gas si parla di un aumento del 50%.

Il nocciolo della questione è se abbiamo le chiavi di questo forziere e se valga veramente la pena di aprirlo. Tutto sommato il quadro tracciato dall'Assomineraria è incoraggiante. Sul fronte tecnologico, le compagnie coinvolte nell'upstream possono contare su strumenti per la ricerca e lo sviluppo impensabili fino a dieci anni fa. Ma

giocare a fare i texani quanto ci fa risparmiare? A oggi i nostri idrocarburi, petrolio e gas, si traducono in un **minore esborso quantificabile in circa 4.200 miliardi all'anno**, rispetto a una bolletta energetica verso l'estero di oltre 30 mila miliardi annui. Le società petrolifere, inoltre, per i progetti di esplorazione e produzione, impiegano nel nostro Paese circa **settemila addetti**, ai quali si aggiungono, secondo uno studio dell'Università Bocconi, quarantamila persone per l'indotto. L'upstream è anche gradito al fisco, poiché genera entrate per lo Stato, per le Regioni e i Comuni in cui si effettua l'attività. Le royalties pagate dalle imprese alle amministrazioni ammontano a circa 200 miliardi l'anno, mentre le tasse versate dalle imprese sono valutabili intorno ai 3-4 miliardi.

Sul fronte degli investimenti, nel corso del 1998, il settore ha ricevuto un flusso di denaro pari a 2.300 miliardi, ma, e qui arrivano le dolenti note, al 2001 è attesa una frenata del 40% nonostante il potenziale minerario offra buone prospettive, anche in termini di costi d'estrazione. Infatti **tirare fuori un barile di petrolio in Italia costa meno che nel Mare del Nord, il rapporto è di 13-14 dollari circa contro 17**. Certo in Arabia Saudita costa un paio di dollari, ma è inutile paragonarsi con i giganti. Fatto sta che molte compagnie del calibro della Elf, Texaco, Total e Conoco hanno fatto armi e bagagli e sono fuggite, altre invece hanno bloccato gli investimenti. La maggior parte delle defezioni è riconducibile alle difficoltà burocratiche. La tabella di marcia per ottenere un permesso di ricerca o coltivazione prevede per le varie tappe quasi un anno (se tutto va bene). Ma i tempi spesso si dilatano all'inverosimile. Dunque, il vero problema si sposta dalla convenienza dell'estrazione alla certezza del diritto.

CAP. 2

GLI OBIETTIVI DELLO SVILUPPO TECNOLOGICO

Pur nella consapevolezza dell'inevitabile riduzione progressiva delle quantità di petrolio, resta indubbia l'opportunità e la necessità di proseguire nelle ricerche. Il problema, semmai si sposta sulle aziende coinvolte nell'upstream, che per tale attività necessitano di dimensioni estremamente rilevanti.

La ricerca e il progresso tecnologico hanno il compito di assicurare l'approvvigionamento di petrolio il più a lungo possibile o finché non sia pronta una valida alternativa energetica. Nel contempo devono assicurare una accettabile economicità del processo di estrazione, anche per i pozzi più difficili da raggiungere. L'obiettivo può essere perseguito attraverso quattro strade:

- **SCOPERTA DI NUOVI GIACIMENTI**
- **AUMENTO DELLO SFRUTTAMENTO DEI POZZI ATTUALI E DI QUELLI FUTURI**
- **SFRUTTAMENTO DI POZZI DIFFICILI DA RAGGIUNGERE O CHE RICHIEDONO SPECIALI TECNICHE DI ESTRAZIONE**
- **CONTENIMENTO DEI COSTI.**

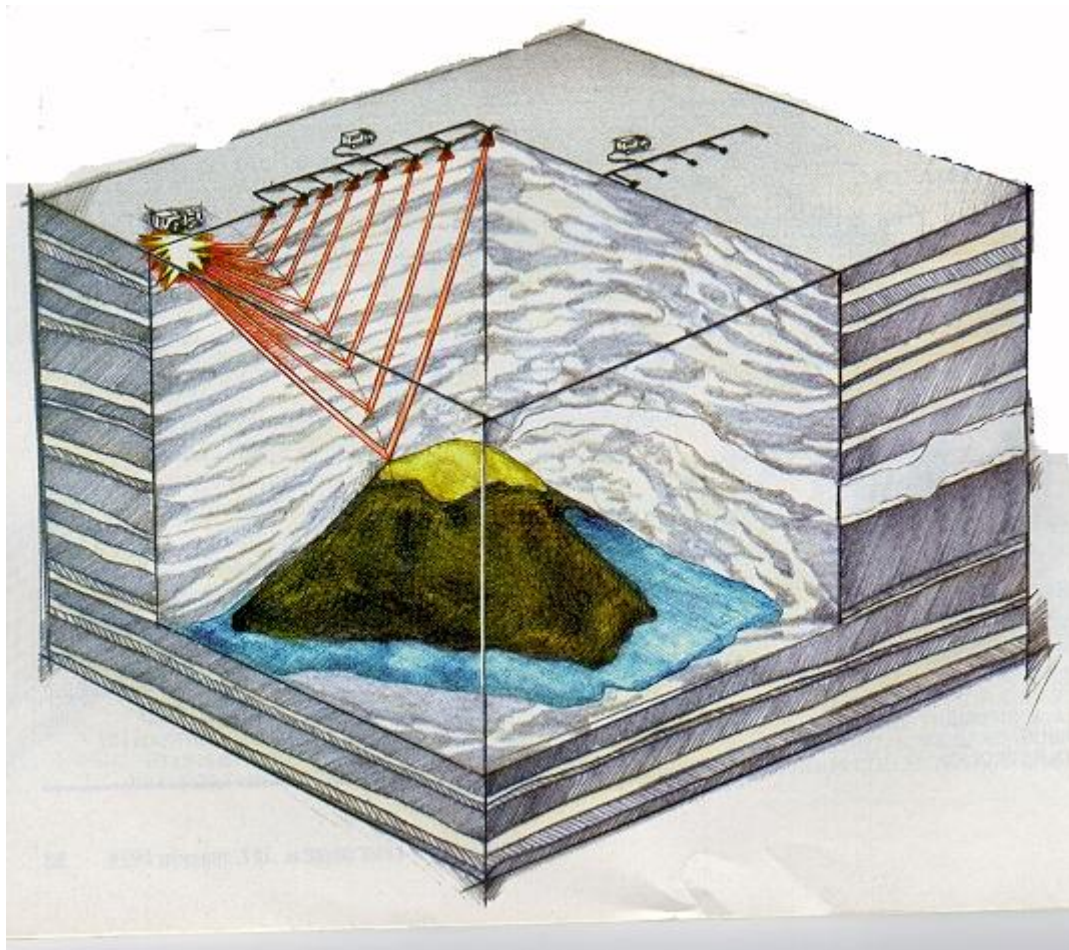
Le ultime due hanno una influenza diretta sulla progettazione e sulla realizzazione degli impianti di estrazione, in particolare hanno una ricaduta sui materiali e sulle tecnologie degli elementi tubolari e delle giunzioni.

2.1 - Scoperta di nuovi giacimenti

L'individuazione dei giacimenti è divenuta molto più efficiente quando, alcuni decenni or sono, si cominciò ad applicare metodi in grado di decifrare le riflessioni acustiche di onde sismiche. Questi metodi si sono evoluti fino a

descrivere in tre dimensioni spaziali i giacimenti all'interno di strati di rocce porose. L'efficienza dell'**analisi sismica tridimensionale** è tale che, da quando si è diffusa, la maggior parte dei pozzi esistenti sono stati scoperti. A tal proposito si può dire

FIGURA 1: RILEVAMENTO 3D DEI GIACIMENTI



che i giacimenti principali del pianeta sono già stati individuati. Anche dei giacimenti minori si ha una mappa sufficientemente accurata, ma con le continue evoluzioni del analisi sismica è possibile individuare anche i giacimenti più piccoli, destinati ad accrescere la loro importanza nel momento in cui si

esauriranno quelli principali. In realtà esistono giacimenti già individuati, ma che per il momento non sono economicamente convenienti da sfruttare, per le difficoltà di estrazione che li riguardano.

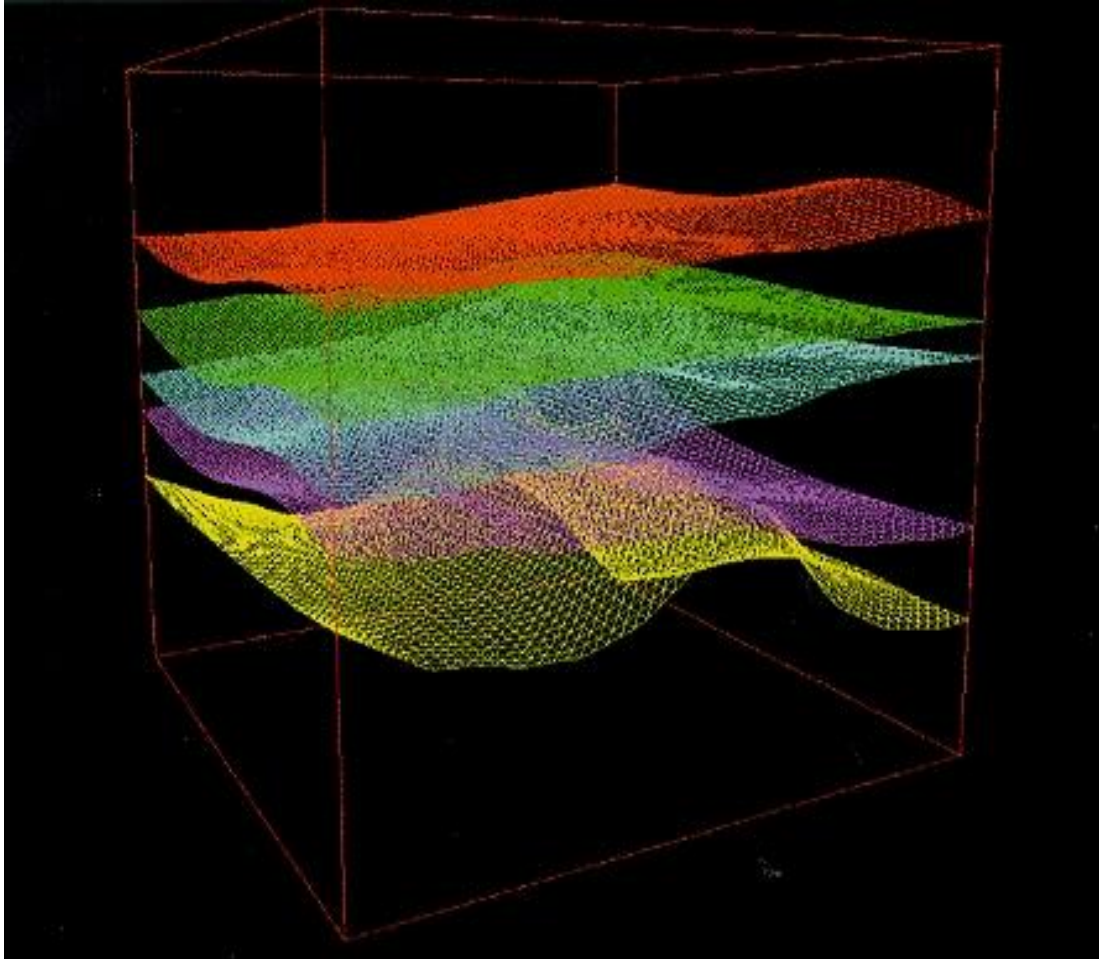


FIGURA 2: TIPICO OUTPUT GRAFICO DEL RILEVAMENTO 3D

Il limite dei sistemi sismici tridimensionali è costituito dalla difficoltà di rilevare la presenza del petrolio al di sotto di rocce compatte o letti di sale.

Aggiungendo ai sistemi sismici convenzionali **la variabile tempo**, oltre alle già citate tre dimensioni spaziali, è possibile studiare il **flusso** del petrolio nel pozzo in funzione del tempo. Questa possibilità è utilissima perché durante

l'estrazione dal pozzo si innescano nel giacimento flussi di petrolio, acqua e gas che modificano l'assetto del giacimento stesso. La tendenza dei pozzi produttivi è di richiamare gas dall'alto e acqua dal basso nelle rocce porose che progressivamente si svuotano del petrolio. Questo fenomeno tende ad isolare delle sacche di greggio che non possono essere svuotate. In definitiva nelle situazioni peggiori, i due terzi del petrolio di un pozzo non possono essere estratti. Da quanto detto è evidente il notevole vantaggio nell'adottare uno di questi sistemi; infatti attraverso l'analisi dei flussi durante lo svuotamento, si può prevedere il metodo che consente di estrarre la maggior quantità di petrolio possibile e contemporaneamente contenere i costi.

2.2 - Aumento dello sfruttamento dei pozzi

In accordo con quanto accennato in precedenza, nel corso degli anni si è appurato che il semplice pompaggio del petrolio dai pozzi è di scarsa efficacia, perché più del 50% può rimanere intrappolato nelle zone che rimangono isolate, perdendo così la possibilità di essere estratto. Con l'aiuto di sistemi sismici come quelli sopra citati, si possono ideare tecniche di estrazione che hanno lo scopo di guidare lo svuotamento del pozzo. Un metodo ormai collaudato è quello di pompare in opportune zone del giacimento vapore, anidride carbonica liquida, oppure gas. Di solito questi pompaggi sono effettuati sfruttando le linee di pozzi già esauriti e l'intento è di forzare il passaggio di petrolio residuo verso i pozzi adiacenti, mediante un **aumento delle pressioni**. Un altro metodo, anch'esso collaudato, prevede di **pompare acqua** al di sotto del giacimento per forzare la risalita in superficie del greggio. Questi metodi danno buoni risultati in termini di aumento del fattore di recupero, cioè della quantità di petrolio che si riesce ad estrarre in rapporto

a quella presente. Tali aumenti sono dell'ordine del 10-15%. Purtroppo sfruttare pienamente un pozzo con questi metodi può far lievitare il costo di estrazione del 50-100%, la qual cosa si giustifica solo in alcune situazioni economiche e politiche, quindi queste tecniche sono destinate a rimanere un'opzione estrema. Il maggiore aumento dei costi si ha quando è necessario effettuare ulteriori perforazioni per introdurre i liquidi o i gas citati.

Quando l'entità del giacimento rimasto isolato è sufficientemente grande, si può pensare di scavare un pozzo appositamente. Tale soluzione, apparentemente banale, è stata economicamente svantaggiosa fino a quando non sono state progettate e messe a punto tecniche di **perforazione direzionale**.

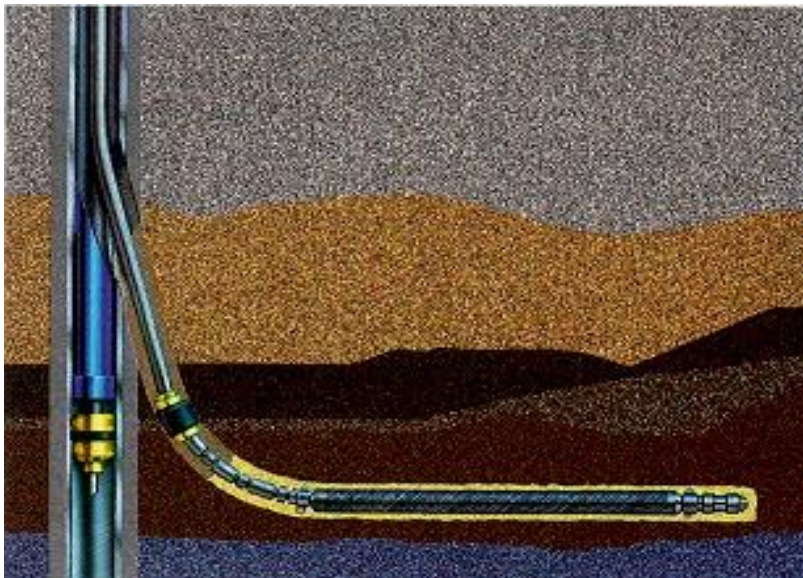


FIGURA 3: PARTICOLARE DELLO SCAVO DI POZZI DEVIATI/ORIZZONTALI

L'aggettivo direzionale caratterizza la capacità di poter guidare la perforazione in direzione diversa da quella semplicemente verticale, di poter effettuare curve (ad ampio raggio) e al limite di perforare anche in direzione orizzontale. La perforazione

direzionale è realizzabile grazie ad uno snodo situato in prossimità dello scalpello, ad un motore idraulico che mette in rotazione solo la parte finale della trivella e all'utilizzo di sofisticati sistemi di guida.

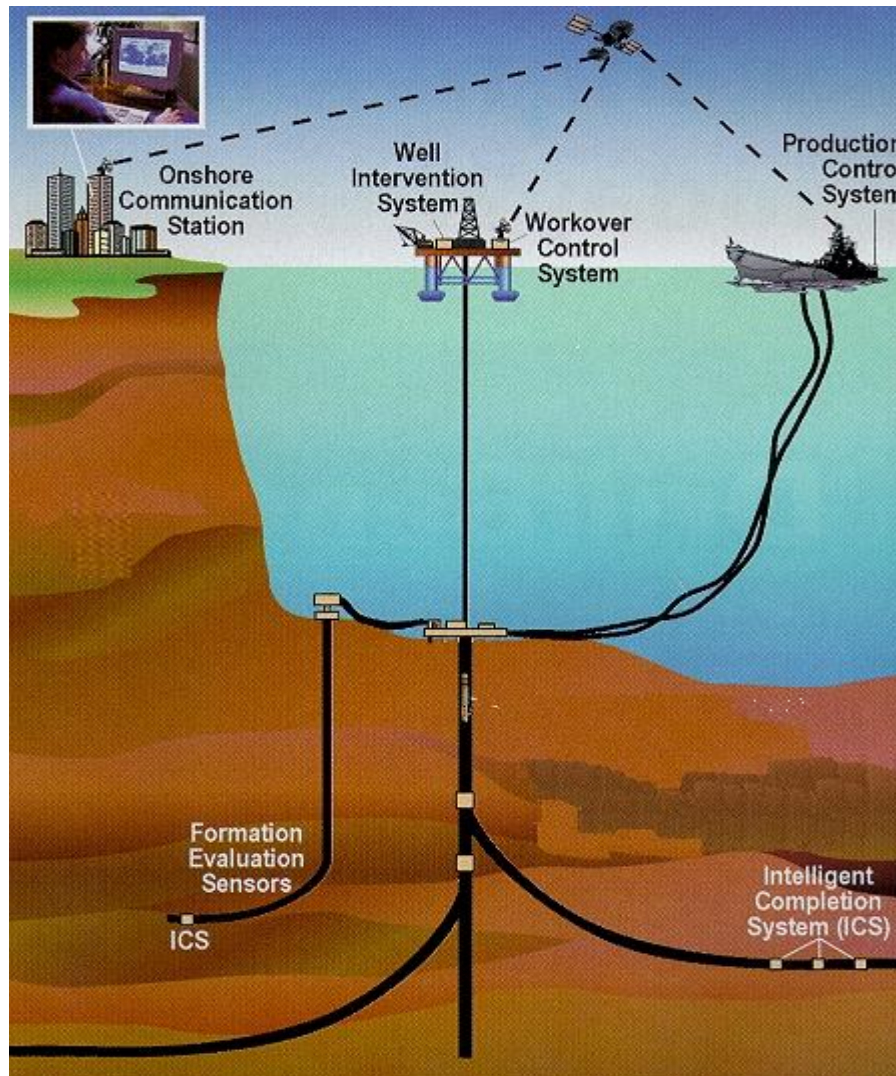


FIGURA 4: CONTROLLO/GESTIONE DI UN POZZO OFFSHORE A PIÙ BRACCI

2.3- Pozzi difficili da raggiungere o che richiedono speciali tecniche di estrazione.

Essendo già stati scoperti e trivellati i giacimenti più accessibili e facili da sfruttare, l'attenzione si rivolge verso quelle risorse che implicano maggiori difficoltà e maggiori costi di estrazione. In realtà le riserve di petrolio del primo tipo non sono esaurite, ma poiché sono un'esclusiva di poche nazioni al mondo è di grande interesse economico, politico e militare disporre di una certa quantità di greggio come prodotto nazionale o proveniente da Stati non appartenenti tutti alla stessa coalizione. Ad esempio, poter impedire il monopolio dei paesi del Medio Oriente garantisce maggiore sicurezza e stabilità per l'economia dei paesi industrializzati, che fondamentalmente è ancorata alla produzione e al costo del petrolio.

La capacità di estrarre il greggio anche dai pozzi più "difficili" è comunque destinata ad accrescere la propria importanza all'esaurirsi dei pozzi più "facili".

La sfida tecnologica già intrapresa, e che oggi si continua a condurre, ha il duplice obiettivo di rendere possibile la realizzazione di impianti produttivi anche per quei giacimenti che implicano grandi difficoltà e contemporaneamente di contenere i costi di estrazione.

Tutto ciò è stato in parte attuato e si continuerà a realizzare, soltanto grazie al notevole impulso dato alla ricerca e all'ingegnerizzazione (industrializzazione) di prodotti altamente tecnologici e mirati per ciascuna applicazione.

2.3.1-Pozzi profondi.

Una delle difficoltà che caratterizza il pozzo è la sua profondità, quando questa supera i 6000 m si parla di pozzi profondi. Raggiungere i 7000-10000 m implica un **enorme peso della stringa** delle aste di perforazione, così come della stringa dei tubi casing e tubing. Inoltre, a quelle profondità la **temperatura** è più alta e può raggiungere i 200° C. Un'ulteriore complicazione è data dalla elevata **pressione** a cui i tubi sono sottoposti.

La combinazione di tali sollecitazioni richiede l'utilizzo di **acciai ad elevata resistenza meccanica**, per la realizzazione delle aste di perforazione, con un inevitabile aumento del costo delle aste stesse, nonché della struttura alla testa del pozzo.

In alternativa si può sostituire l'acciaio con una opportuna lega di **alluminio** sfruttando la sua leggerezza per rendere la stringa e la struttura più "snelle". L'uso delle leghe di alluminio implica però altre complicazioni che riguardano la resistenza ad elevate temperature ed il tipo di giunzioni filettate da usare.

Per tutti i tubi destinati a lavorare in presenza di una forte pressione esterna, oltre alla già citata resistenza meccanica è richiesta una più accurata precisione in fase di produzione e lavorazione. Infatti lo spessore deve essere il più possibile costante e la sezione del tubo una circonferenza quasi perfetta.

Le **giunzioni** tra i tubi, che sopportano anch'esse elevatissime sollecitazioni meccaniche, devono inoltre garantire la continuità della stringa e la tenuta rispetto a liquidi e gas. La combinazione di tali caratteristiche si può ottenere soltanto con accurato studio della giunzione e di adeguati programmi di qualifica.

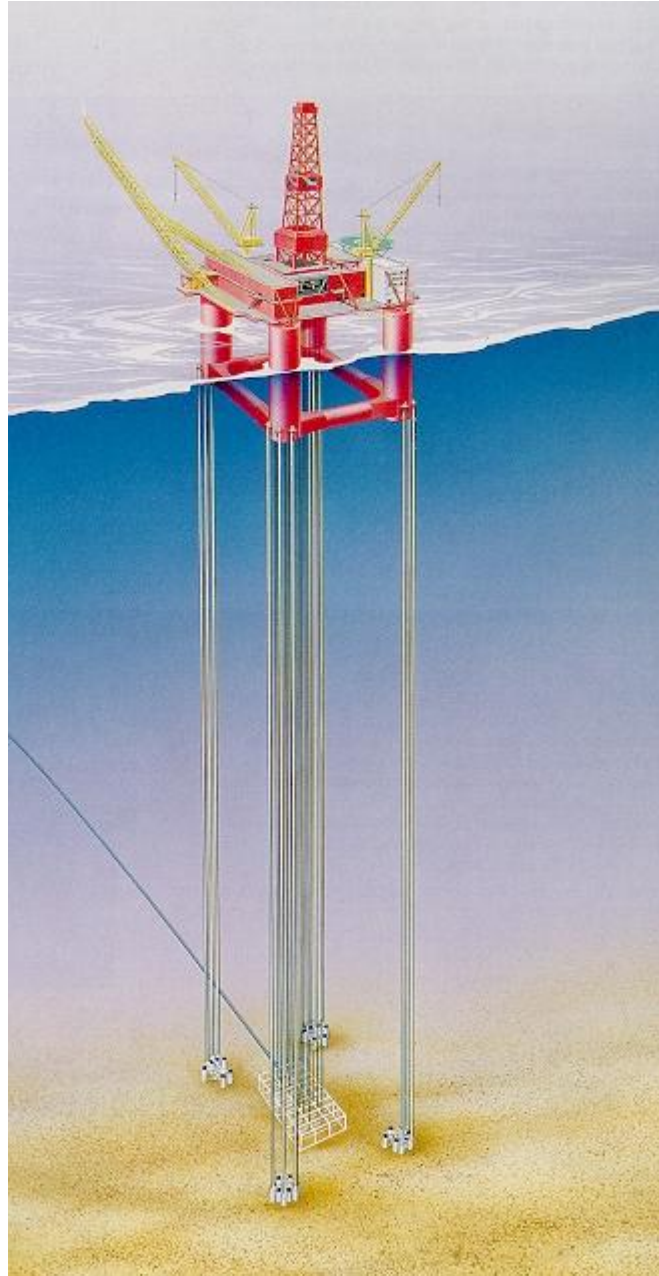
Il progetto e lo studio di una giunzione, di fatto, necessita di sofisticati sistemi informatici per il calcolo delle sollecitazioni e per verificare la resistenza e la tenuta prima di produrre i primi prototipi.

2.3.2 -Pozzi in acque profonde.

Con questa dicitura sintetica si intendono i pozzi che si trovano sul fondo marino a profondità superiori a 1000 m. Lo sfruttamento dei giacimenti sottomarini, anche se cominciato in ritardo, si è dimostrato una importante alternativa ai pozzi del Medio Oriente. Tale ritardo è da attribuire alle difficoltà aggiuntive che riguardano le perforazioni sul fondo marino, anche in acque basse. Le piattaforme su bassi fondali poggiano su piloni o su basamenti di calcestruzzo armato, tra queste le più famose si trovano nel Mare del Nord e nel Golfo del Messico. Quando possibile il petrolio estratto è inviato a terra tramite lunghi oleodotti che risultano più affidabili e convenienti economicamente del trasporto navale.

Per pozzi in acque profonde un basamento che si estende dal fondo marino fino in superficie, oppure una struttura a piloni sono enormemente costosi e spesso irrealizzabili. La piattaforma dovrà quindi essere galleggiante e sarà ancorata al fondale con una serie di tiranti (Tension Leg Platform o TLP).

Piattaforme di questo tipo necessitano di tubi in acciai speciali sia per la resistenza alla corrosione marina, sia per il tipo di sollecitazioni generate dal moto ondoso. Nonostante gli enormi sforzi per contenere i costi, le notevoli tecnologie impiegate e la mole della struttura complessiva sono tali da rendere queste piattaforme onerose, ma le risorse sottomarine sono destinate a diventare



**FIGURA 5: PIATTAFORMA OFFSHORE IN ACQUE PROFONDE DEL TIPO
TENSION LEGS**

molto preziose. Attualmente l'incremento di costo per le perforazioni e per la piattaforma in acque profonde è del 25-40% rispetto ad un equivalente impianto su fondale di 300 m.

Si intuisce come il poter disporre di una tecnologia appropriata per la perforazione e l'estrazione in acque profonde, potrebbe essere una carta vincente nell'immediato futuro e ancor più in quello lontano. L'industria deve essere pronta a fornire aste e tubi in acciai speciali resistenti alla corrosione, ad elevate flessioni, a sollecitazioni di fatica (cicliche) e caratterizzati da piccole tolleranze dimensionali. Le giunzioni, punto critico della stringa, devono avere gli stessi requisiti e in più una elevata tenuta sia a pressione interna che esterna. In acque profonde esiste il problema dell'immagazzinamento del greggio estratto; infatti le navi cisterna hanno difficoltà a mantenere la posizione corretta per il trasferimento del petrolio dai serbatoi. Dunque un ulteriore settore di sviluppo potrebbe essere orientato alla realizzazione di oleodotti sottomarini. La loro realizzazione permette di costruire in luoghi favorevoli i serbatoi e altre attrezzature di completamento del pozzo.

Nei giacimenti in acque profonde ed in presenza di fluidi corrosivi, possono trovare utile applicazione i prodotti tubolari detti Bimetal. Questi tubi, recentemente introdotti sul mercato, sono costituiti dall'unione di due strati di metallo diversi. L'unione può avvenire tramite pressione idraulica, oppure colaminazione (laminazione contemporanea dei due strati). Il metallo esterno è generalmente in acciaio al carbonio, ed ha la funzione strutturale; quello interno ha caratteristiche adatte al tipo di fluido trasportato, cioè una adeguata resistenza a corrosione.

2.3.3 - Pozzi con ambienti aggressivi.

Durante l'estrazione di petrolio e/o gas naturale, questi fluidi compiono un'opera di corrosione verso gli elementi tubolari. L'ambiente si dice aggressivo

quando l'attacco corrosivo è forte a tal punto, che gli acciai al carbonio convenzionali non garantiscono una vita dei componenti sufficientemente lunga.

Le sostanze più comuni responsabili della corrosione sono l'anidride carbonica e l'acido solfidrico, che possono essere contenute nel fluido estratto. Molto aggressivi sono anche i cloruri che provengono da strati di sale. Nelle strutture immerse in acqua è importante anche l'effetto corrosivo sulle pareti degli elementi tubolari esterni, soprattutto se si tratta di ambiente marino.

Esistono acciai in grado di avere una superiore resistenza alla corrosione, mantenendo le caratteristiche meccaniche necessarie, e superando le prestazioni dei ben noti inox, attraverso la presenza di grandi percentuali di nichel e di cromo. Questi acciai, che si differenziano anche per le caratteristiche microstrutturali, prendono il nome di duplex, super duplex e super austenitici. Questi purtroppo hanno un costo nettamente superiore agli acciai al carbonio convenzionali e il loro utilizzo per intere stringhe può avere un costo proibitivo, da qui la necessità di una soluzione alternativa.

L'alternativa in questione potrebbe essere costituita da tubi in acciaio al carbonio convenzionale, rivestiti con resine o fibre di vetro. Tali rivestimenti non sono purtroppo privi di difetti. Essi sono critici per la tendenza a spaccarsi a seguito di brusche variazioni di pressione, per la tendenza a scollarsi e per la formazione di bolle sulla superficie interna. Molto difficoltosa è anche la realizzazione delle giunzioni dei tubi rivestiti, perché dove il rivestimento si interrompe può essere compromessa la tenuta e il fluido può corrodere l'acciaio esterno. Il punto di forza dei tubi rivestiti è la loro economicità rispetto agli acciai inossidabili.

I tubi Bimetal già citati sopra, hanno un buon comportamento sia nei confronti della resistenza meccanica, sia nei confronti di quella a corrosione e superano in parte i problemi dei rivestimenti in resine.

2.4 Contenimento dei costi di estrazione.

La necessità di tecnologie sempre aggiornate e di prodotti sempre più specializzati per le diverse applicazioni, non può che far lievitare i costi di produzione, da qui nasce l'estremo interesse per quelle soluzioni che mirano a ridurre i capitali investiti e le spese di gestione. Del resto lo sfruttamento di risorse meno accessibili deve poter competere economicamente con quelle facilmente accessibili, monopolio di poche nazioni.

Alcune soluzioni tecniche citate nei paragrafi precedenti quali i tubi rivestiti e i Bimetal, sono già improntate ad un ottica di miglioramento delle prestazioni e contenimento dei costi, ma riguardano un componente specifico che tra l'altro deve tener conto anche della maggiore criticità della giunzione.

Anche i tubi convenzionali nel corso degli anni hanno subito continue modifiche dettate dalla necessità di migliorare le prestazioni, l'affidabilità e la facilità di montaggio-smontaggio delle giunzioni. Attualmente i migliori risultati sono ottenuti dalle connessioni filettate con tenuta metallica di tipo Premium. Tali componenti sono migliorati grazie anche all'uso di metodi di simulazione e di calcolo computerizzato in grado di effettuare l'analisi agli elementi finiti dello stato di sollecitazione e deformazione della connessione. Questi metodi sono in grado di simulare con soddisfacente accuratezza le condizioni di esercizio del componente, tanto che costituiscono un valido aiuto per affinare la progettazione, prima della

produzione di prototipi. Questo modo di procedere consente non solo una progettazione più accurata, ma anche una notevole economia generale nello sviluppo di nuove connessioni.

Le giunzioni non filettate sono interessanti per la rapidità e la economicità di montaggio-smontaggio, possono essere un argomento di ricerca, ma attualmente non sono in grado di sostituire le giunzioni convenzionali se non in applicazioni molto particolari.

Recentemente è sempre più evidente la tendenza ad una strategia globale di riduzione di costi che interessa l'intero impianto produttivo. Le dimensioni (profondità e diametro) del pozzo condizionano la mole delle strutture in superficie.

Una tecnica, recentemente sviluppata, mira ad economizzare sul lavoro di perforazione, di messa in opera e di cementazione dei tubi casing. Tale tecnica, che prende il nome di Solid Tube Expansion, prevede di scavare un pozzo che, a parità di diametro utile finale, abbia il diametro dello scavo ridotto. Questo è possibile nel seguente modo: dopo lo scavo si calano i tubi del casing e successivamente si espandono meccanicamente, forzando al loro interno il passaggio di un cono. In alternativa l'espansione può avvenire tramite pressione idraulica. La tecnica Solid Tube Expansion non necessita della successiva cementazione, riduce il numero delle stringhe concentriche di casing necessarie per raggiungere una data profondità, oppure consente profondità maggiori. La riduzione di lavoro e di tempo necessari per la trivellazione e la deposizione del casing, induce una sensibile economia dell'intero impianto, che per le piattaforme comprende anche le aree di stoccaggio dei tubi ed i servizi ausiliari.

Anche senza l'utilizzo della tecnica expandable, la tendenza generale è orientata alla realizzazione di pozzi detti slim, cioè più stretti del normale. Questo oltre ai vantaggi già citati sul lavoro e i tempi di perforazione, riduce la dimensione dello scalpello, la quantità di cemento e di fango di perforazione. La riduzione del diametro del pozzo è ottenuta attraverso la realizzazione di tubing senza aumento di diametro esterno in corrispondenza delle giunzioni, le quali pertanto sono dette flush. Un ulteriore contenimento del diametro del pozzo si ha con la riduzione dell'intercapedine tra casing e tubing. Queste scelte inducono sempre più l'adozione per tubing e casing di giunzioni flush o semi-flush, ma senza compromessi nei confronti delle altre prestazioni. Si può affermare che in futuro la compagnie petrolifere tenderanno a chiedere ai produttori di tubing e casing la disponibilità di tubi con i requisiti sopra specificati.

In situazioni speciali, come quelle che si verificano nelle perforazioni in acque profonde, possono essere applicate contemporaneamente le tecniche extended reach e slim hole.

Dalle considerazioni fatte si può ipotizzare che in futuro il mercato si attenderà dall'industria prodotti tubolari più sofisticati, più leggeri e realizzati sfruttando al massimo le potenzialità del materiale, d'altra parte il minore impiego di metallo sarà compensato dalla sua qualità e dal maggiore valore aggiunto al prodotto finito, in termini di ricerca sviluppo e lavorazione.

Un'altra radicale innovazione è costituita dai pozzi multilateral, i quali prevedono che il pozzo, a partire da una certa profondità, possa ramificarsi. Da

quando la perforazione direzionale è praticabile, è possibile dirigere i vari rami verso le parti più opportune del giacimento. Questa tecnica è estremamente conveniente, perché con un solo impianto di superficie e sfruttando più volte la parte iniziale del pozzo, si può estrarre petrolio in punti sensibilmente distanti tra loro, che altrimenti sarebbero stati raggiungibili solo attraverso una moltitudine di pozzi. Il vantaggio è ancora superiore per i pozzi sottomarini ai quali si aggiunge il costo della piattaforma.

In presenza di perforazioni fortemente deviate dalla direzione verticale, fino a giungere a perforazioni orizzontali, le aste devono essere più leggere e si ripropone la possibilità dell'uso delle leghe di alluminio. I tubi e le aste realizzati con questo metallo sono anche più flessibili e si prestano bene ad adattarsi alle forti curvature dei pozzi con lunghi tratti orizzontali detti *extended reach*. Tali pozzi hanno gli stessi vantaggi dei *multilateral*.

Nelle perforazioni sui fondali marini è di cruciale importanza il posizionamento della testa del pozzo. Questa può essere collocata sulla piattaforma finché la profondità del mare non eccede il migliaio di metri, altrimenti occorre valutare l'opportunità e l'economicità di collocarla sul fondo marino. Recentemente si prospetta anche la possibilità di posizionare l'impianto di testa pozzo ad una profondità intermedia tra il fondale e la superficie, questo consente di sfruttare la tecnica *extended reach* anche quando il giacimento si trova poco al di sotto del fondale marino.

2.5 Ecologia

L'estrazione del petrolio pur essendo un'attività ad elevatissimo impatto ambientale, non è sempre penalizzata da severe norme ecologiche soprattutto nei

paesi del Medio Oriente. Viceversa nelle zone in cui sono già in vigore leggi che impongono il rispetto di criteri stringenti relativi alla salvaguardia dell'ambiente, queste fanno sicuramente lievitare i costi. In pratica questo già accade per le perforazioni del Mare del Nord, dove sono in vigore norme di sicurezza ambientale che costringono i produttori di petrolio a fronteggiare costi superiori. D'altra parte essi devono continuare ad essere competitivi sul mercato mondiale, in cui è presente anche il petrolio estratto senza i vincoli di leggi ambientali. Essendo le esigenze ecologiche pienamente giustificate e progressivamente sempre più rilevanti, non resta che dare un notevole impulso alla ricerca e allo sviluppo tecnologico, che devono garantire la protezione dell'ambiente a prezzi competitivi, attraverso la messa a punto di tecniche, componenti e materiali adeguati.

A titolo di esempio si può citare quanto avvenuto per i grassi usati durante l'avvitamento delle giunzioni dei tubi. I grassi tradizionali contengono percentuali elevate di particolati metallici di zinco, rame e piombo, che possono superare il 30% in peso. Poiché questi particolati sono altamente nocivi, sono già in vigore nel Mare del Nord leggi che limitano l'uso dei grassi tradizionali. Questi devono essere sostituiti dai cosiddetti grassi "verdi" privi dei metalli nocivi. Tuttavia la funzione dei particolati è importante per evitare il grippaggio e per la tenuta delle giunzioni filettate, tanto che la loro sostituzione con altre sostanze, come il teflon, non garantisce lo stesso potere lubrificante. Cambiando il tipo di grasso, le giunzioni possono vedere modificati alcuni parametri legati al loro buon funzionamento (coppie di avvitamento, quantità ottimale di grasso), può dunque rendersi necessario riverificare le giunzioni progettate in precedenza per l'uso di grassi diversi.

Le giunzioni nuove invece, devono essere realizzate inserendo già nella fase di progetto la possibilità di utilizzare grassi verdi.

La tecnologia quindi non si indirizza soltanto al profitto delle operazioni ma anche alla sicurezza: e ciò per rendere sempre più sicure le installazioni esistenti (si pensi per esempio alle vecchie installazioni presenti nei paesi ex Urss in acciaio al carbonio) e le installazioni nuove, tenuto conto che tanto più lontano ci si spinge tanto più certo è l'incontro di ambienti aggressivi e complessi.

3. Componenti per il completamento dei pozzi: un esempio di soluzioni tecniche ad opera di un importante attore del mercato.

Nell'ambito di un piano di crescita a lungo termine per il servizio alle compagnie petrolifere, Siderca (Argentina) ha acquisito il controllo di Tamsa (Messico) nel 1993 e di Dalmine (Italia) nel 1996.

Oggi l'alleanza strategica di queste aziende è conosciuta con il nome di "DST", che vanta la capacità di offerta di prodotti molto ampia anche grazie alle alleanze strette con altri operatori (come NKK giapponese ed Algoma canadese). Il suo output di OCTG (Oil Country Tubular Goods) rappresenta circa 1/3 di tutti i prodotti senza saldatura di questo tipo.

Solo a titolo esemplificativo, ecco qualche numero:

Produzione complessiva di tubolari:	> 2.000.000 Tonn/anno.
Esportazione complessiva di tubolari	> 1.400.000 Tonn/anno
Produzione complessiva di OCTG:	> 900.000 Tonn/anno
Esportazione complessiva di OCTG:	> 700.000 Tonn/anno

3.1 Tubi

DST fornisce prodotti tubolari fino a 28" in grado di soddisfare tutte le diverse esigenze relative alla realizzazione dei pozzi per l'estrazione di gas e petrolio. Come conseguenza delle considerazioni svolte nelle pagine precedenti in termini di nuove necessità tecnologiche connesse alle caratteristiche via via più complesse delle operazioni di perforazione/estrazione, la linea di prodotti include

tutti i gradi API per le condizioni di esercizio più critiche: ambiente aggressivo, alta resistenza meccanica, combinazione di queste due, condizioni severe di pressione e temperatura legate alla profondità del pozzo.

DST inoltre è in grado di fornire prodotti tubolari in materiali speciali come 13 Cr, Super 13 Cr, duplex, superduplex e altri prodotti caratterizzati da elevati livelli di resistenza alla corrosione.

3.2 Giunzioni

Come osservato nei capitoli precedenti, le giunzioni tra i vari tubi Casing e Tubing rappresentano il punto critico, l'anello debole dell'intera stringa.

Le connessioni devono, evidentemente, soddisfare da un lato requisiti di resistenza meccanica e di tenuta, dall'altro anche di immediatezza di impiego e facilità di utilizzo.

La famiglia **ANTARES** rappresenta un esempio interessante di lavoro di ricerca mirato all'applicazione della tecnologia in funzione del soddisfacimento delle esigenze dell'utilizzatore finale.

Le giunzioni della famiglia **ANTARES** nascono da una stretta collaborazione e da un continuo confronto con le compagnie petrolifere per soddisfare le particolari esigenze legate allo sfruttamento di pozzi in condizioni sempre più severe (alte temperature e pressioni, ambienti corrosivi, riduzioni di pesi e diametri, etc.)

La realizzazione delle diverse tipologie di giunzione appartenenti alla famiglia **ANTARES** e, soprattutto, il loro continuo affinamento rappresenta il

risultato positivo dell'interazione fra i tre attori primari dello sviluppo industriale: utilizzatore, produttore, laboratorio di ricerca.

Gli input derivanti dalle continue richieste di miglioramento formulate dalle compagnie petrolifere, la cura e l'attenzione di DST nel trovare le risposte per esigenze sempre nuove del mercato, la costante interazione con le strutture preposte alla R&S hanno permesso lo sviluppo delle giunzioni della famiglia **ANTARES** che rappresenta, fra le famiglie di giunti prodotti dall'alleanza DST, quella in grado di soddisfare al meglio le esigenze tecniche delle compagnie petrolifere.

Allo sviluppo della famiglia ANTARES hanno concorso una serie di studi condotti attraverso:

1. simulazioni eseguite con il metodo F.E.A (Finite Element Analysis);
2. stress analysis sperimentale;
3. testing in piena scala con la ricostruzione in laboratorio delle più severe condizioni di esercizio.

La famiglia ANTARES si presenta sul mercato con 4 tipologie di giunzione caratterizzate da peculiarità e gamma dimensionale diverse.

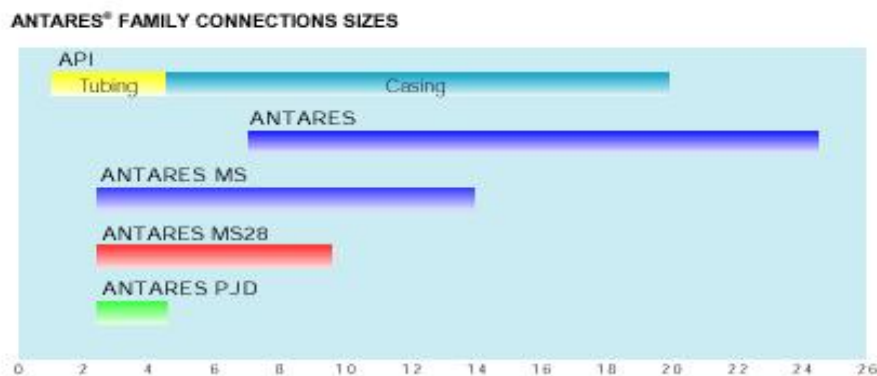


FIGURA 6 : LE TIPOLOGIE DI GIUNZIONE INCLUSE NELLA FAMIGLIA ANTARES.

1. **ANTARES.** Giunzione manicottata nata come miglioramento e alternativa alle “storiche” giunzioni API buttress per casing. Dispone di uno spallamento di battuta che permette un ottimo controllo delle coppie di avvitamento (assente nelle API buttress). Si distingue per la facilità di imbocco, la semplicità e rapidità di assemblaggio e la capacità di mantenere le proprie prestazioni anche in caso di accidentali sovra-sollecitazioni da avvitamento (overtorque). Inoltre è caratterizzata da una distribuzione controllata delle tensioni nelle zone maggiormente sollecitate.

2. **ANTARES MS.** Giunzione manicottata per tubing e casing, frutto dell’evoluzione della primigenia ANTARES. Alle caratteristiche di quest’ultima aggiunge la presenza di una tenuta metallica in grado di conservare la propria efficienza nelle più severe condizioni di carico e dopo ripetute operazioni di avvitamento.

3. **ANTARES MS 28.** Giunzione manicottata per tubing e casing, particolarmente indirizzata all’impiego di materiali ad alta resistenza alla corrosione (CRA), per i quali è stata appositamente sviluppata al fine di risolvere i problemi di grippaggio in avvitamento/svitamento legati al loro utilizzo. Come l’ANTARES MS utilizza una tenuta metallica autoenergizzante in grado di conservare la propria efficienza nelle più severe condizioni di carico.

4. **ANTARES PJD.** Giunzione integrale per tubing ad efficienza maggiore del corpo tubo. E' caratterizzata dalla presenza di un doppio spallamento e dalla presenza di una tenuta metallica.



FIGURA 7: GIUNTO ANTARES - SI EVIDENZIANO LA FILETTATURA E LO SPALLAMENTO

A queste giunzioni è affidato il delicato compito di garantire la continuità strutturale della stringa. Infatti durante le operazioni di posizionamento e l'esercizio dei tubi, il peso di tutta la colonna si scarica sulla filettatura delle giunzioni.

Ma il giunto è soggetto non solo a sollecitazioni di trazione bensì anche di compressione. Infatti spingendo la colonna verso il basso è possibile che si incontrino ostacoli durante il percorso. In questo modo il giunto, il tubo e la filettatura sono tutti soggetti a compressione.

Per ovviare a questo genere di problemi, le giunzioni della famiglia ANTARTES sono state sviluppate mirando a ottenere anche un'elevata resistenza ai carichi di compressione.

Le giunzioni della famiglia ANTARES sono corredate con *tabelle* indicanti la coppia di avvitamento in funzione del diametro, del peso e del grado dei tubi, *istruzioni per l'uso* dettagliate e *personale a disposizione* del cliente in sede di operazione.

Le nuove e stringenti richieste delle compagnie petrolifere spingono verso ulteriori ampliamenti e sviluppi delle giunzioni della famiglia ANTARES. In particolare, per rispondere alla richiesta di stringhe di minore ingombro diametrale, più compatte e, quindi, di minore costo, è già in fase di avanzato sviluppo una serie di giunzioni, manicottate e non, cosiddette “slim line” o “flush”, caratterizzate da un disegno innovativo capace di garantire comunque le elevate prestazioni richieste per lo sfruttamento di pozzi operanti in condizioni assai severe.

3.3 Considerazioni commerciali e di mercato

Il giunto Buttress è quello universalmente più diffuso, perché considerato adatto nelle situazioni di esercizio standard che non richiedono particolare attenzione alle prestazioni dei componenti del pozzo.

Nonostante Dalmine offra allo stesso prezzo un giunto ANTARES base (di qualità e di performances di livello superiore rispetto ad un comune buttress), c'è nel mercato una certa resistenza nell' accettarlo.

La spiegazione risiede nel fatto che adottare un giunto diverso e quindi di per sé incompatibile con quello da sempre rappresenta non solo un investimento economico rilevante, ma anche un cambiamento di mentalità e un gesto di piena fiducia nei confronti del proprio fornitore.

Non soltanto vengono sostituiti i giunti dei tubi casing e tubing, ma evidentemente di tutti gli accessori (numerosi) di un pozzo. Non è, infatti, pensabile avere sul rig componenti che presentino due filetti diversi, questo per evitare di ingenerare confusione in un contesto già di per sé non facile.

La scelta di adottare, per esempio, giunti della famiglia ANTARES implica necessariamente legarsi strettamente al destino del fornitore (Dalmine), in quanto soltanto questo lo produce (se escludiamo società licenziatarie sparse nel mondo).

Per tale ragione diventa anche una scelta di fiducia dal momento che è sostanzialmente irreversibile: una volta deciso in favore dell'ANTARES non è possibile ritornare al buttress e modificare nuovamente componenti e filettature del pozzo.

Appare quindi evidente l'importanza del ruolo del marketing e dell'assistenza tecnica che devono completare l'azione di penetrazione del prodotto sul mercato.

Bibliografia

- **LA FINE DEL PETROLIO A BUON MERCATO**

di Colin J. Campbell e Jean H. Laherrère - Le Scienze, 1998

- **LA PRODUZIONE DI PETROLIO NEL XXI SECOLO**

Roger N. Anderson - Le Scienze, 1999

- **MILLENNIUM BRENT**

BORSA E FINANZA 20.11.99

- **WORLD OIL**

Vari numeri, 1999

- **QUANTO COSTA DIVENTARE COME IL TEXAS?**

L. Falciai - Liberal, novembre 99