

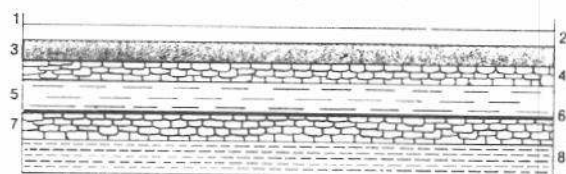
Coltivazione dei giacimenti di idrocarburi

I. I giacimenti di idrocarburi

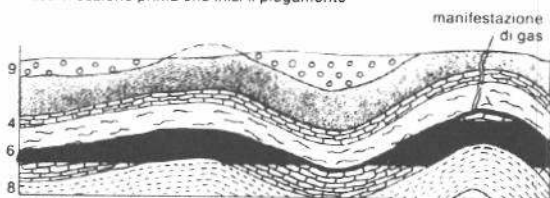
Affinché un giacimento di idrocarburi (petrolio e/o gas) possa essersi formato e conservato fino al momento della scoperta devono essersi verificate tutte e quattro le condizioni seguenti:

— presenza, a non grande distanza dal giacimento, di formazioni geologiche che costituiscano, per le condizioni esistenti al momento della deposizione, *rocce-madri* degli idrocarburi;

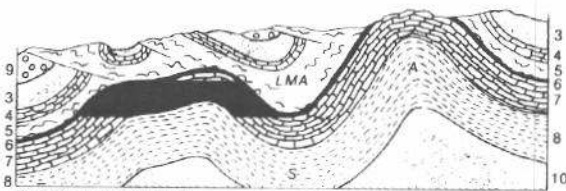
— alterazione della sostanza organica presente nei sedimenti delle rocce madri fino a ottenere la formazione di petrolio e gas (*naftogenesi*), e migrazione di tali fluidi verso formazioni adiacenti, porose e permeabili;



Fase 1: sezione prima che inizi il piegamento



Fase 2: fase iniziale del piegamento degli strati



Fase 3: situazione finale

Fig. 1. Fasi della formazione di un giacimento. I sedimenti, saturi d'acqua, si depositano sul fondo del mare e sprofondano sotto il peso degli ulteriori sedimenti che si depositano successivamente (fase 1). Per azione tettonica i sedimenti subiscono piegamenti, con formazione di anticlinali e accumulo, nella sommità delle stesse, di petrolio e di gas. La copertura dell'anticlinale di destra è fagliata e lascia sfuggire il gas (fase 2). L'ulteriore piegamento degli strati e l'erosione superficiale fanno emergere l'anticlinale di destra, contenente solo acqua, mentre l'anticlinale di sinistra rimane un giacimento di petrolio con gas-cap (fase 3). 1, livello del mare; 2, mare; 3, arenarie; 4, calcari; 5, sale, marne, anidrite; 6, anidrite (roccia di copertura); 7, roccia serbatoio calcarea; 8, strato di argilla; 9, conglomerati; 10, substrato; A, anticlinale; S, sinclinale; LMA, livello di massimo accumulo. Fig. 2. Formazione dei diversi tipi di idrocarburi in funzione della profondità massima raggiunta dagli strati e della temperatura. Come si può constatare, il gas naturale si forma a bassa profondità per azione microbica o a profondità molto grande per degradazione termica della sostanza organica.

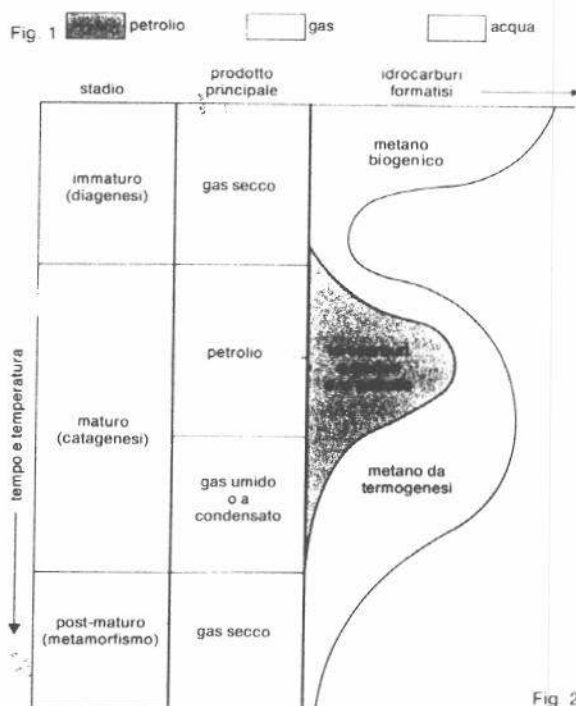


Fig. 2

— esistenza di strati porosi e permeabili (roccia-serbatoio che presentino una configurazione tale da permettere l'intrappolamento e l'accumulo degli idrocarburi in situazioni strutturali favorevoli (*trappole*);

— presenza, sopra la roccia-serbatoio, di uno strato di roccia impermeabile (*copertura*) che impedisca la migrazione verticale, e quindi la dispersione in superficie, degli idrocarburi accumulati nelle trappole.

Le condizioni sopra elencate sono illustrate schematicamente nella fig. 1.

1. Genesi e migrazione del petrolio

È ormai universalmente accettata la tesi che il petrolio e i gas naturali hanno origine dalla degradazione termica (termogenesi) e/o microbica di microorganismi vegetali e animali (plancton) depositati assieme ai sedimenti inorganici clastici (argille e sabbie) o chimici (calcari) sul fondo di mari, lagune o laghi.

La quantità di tali microorganismi per unità di volume di roccia dipende sostanzialmente dalle condizioni locali di vita esistenti al momento della sedimentazione. Le massime concentrazioni di sostanza organica si verificano in acque poco profonde, calme e calde, e cioè, in genere, lungo le scarpate continentali, a modesta distanza dalla costa. In queste condizioni i sedimenti clastici che si depositano sono prevalentemente argillosi: di conseguenza, le rocce-madri sono costituite quasi esclusivamente da argille.

È da notare che solo una minima parte del plancton esistente nelle acque superficiali riesce a raggiungere il fondo e a essere inglobato nei sedimenti. La maggior parte di esso viene distrutto per azione batterica già nel suo cammino verso il fondo. L'azione dei batteri continua anche all'interno dei sedimenti di fondo, potendo dare origine a una naftogenesi di tipo batterico.

Con la deposizione di ulteriori sedimenti e il conseguente sprofondamento (*subsidenza*) dovuto al carico geostatico dei sedimenti sovrastanti, la sostanza organica inglobata nell'argilla viene sottoposta a temperature e pressioni crescenti nel tempo. Si deve ricordare che, a causa del gradiente geotermico, la temperatura aumenta di circa 33 °C per ogni 1000 m di profondità, mentre la pressione nei pori di rocce impermeabili aumenta di circa 2,2 MPa (1 MPa = 1 Megapascal = 9,86 kg/cm²) per ogni 100 m di profondità.

L'azione della temperatura, combinata con l'azione catalitica esercitata dalle argille e protratta per tempi geologici, provoca la degradazione termica (*cracking*) della sostanza organica, con formazione di idrocarburi inizialmente di tipo 'pesante' (bitumi, petroli pesanti) e poi sempre più leggeri, fino ad arrivare alla degradazione a solo metano.

L'evoluzione in funzione della profondità raggiunta dai sedimenti (e quindi del tempo dal momento della deposizione e della temperatura) della sostanza organica inglobata nella 'roccia-madre' è rappresentata in modo indicativo in fig. 2. Quanto più antichi, e quindi più profondi, sono i sedimenti che costituiscono le rocce-madri, tanto più probabile è la formazione di oli leggeri o, addirittura, di solo gas metano. È questo il motivo per cui, storicamente, l'esplorazione profonda ha portato e porta preferenzialmente al rinvenimento di giacimenti di gas naturale o di olio leggero.

La pressione esercitata dai sedimenti sovrastanti la roccia-madre ne provoca la compattazione e la conseguente riduzione del volume dei pori. Una parte dei fluidi (acqua e idrocarburi) contenuti nei pori della roccia-madre viene strizzata fuori dalla stessa e migra verso gli strati porosi e permeabili a contatto (*migrazione primaria*).

Mentre per gli idrocarburi gassosi è abbastanza certo che la migrazione avviene sotto forma di soluzione in acqua, per gli idrocarburi liquidi non è ancora chiaro se la migrazione avvenga sotto forma di microemulsione in acqua o di vera e propria soluzione.

Una volta raggiunti gli strati permeabili (sabbie, arenarie, calcari organogeni e dolomie) a contatto con la roccia-madre, idrocarburi e acqua si muovono lungo gli stessi, nella direzione del gradiente locale del potenziale idraulico (*migrazione secondaria*).

Gli idrocarburi, più leggeri dell'acqua, si separano gravitazionalmente nella parte alta degli strati e, quando si verificano le necessarie condizioni di geometria, restano 'intrappolati' originando giacimenti di petrolio o di gas (fig. 1).

2. Tipi di trappole

Nel linguaggio petrolifero si indica con il termine *trappola* qualsiasi situazione geometrica, di origine strutturale o stratigrafica, atta a raccogliere e trattenere un accumulo di idrocarburi. Ovviamente, la nozione stessa di trappola comporta la presenza di uno strato 'di copertura' impermeabile

al petrolio e al gas: tale strato, quasi sempre costituito da argilla, ha la funzione di limitare superiormente la roccia porosa e permeabile nella quale si è verificato l'accumulo di idrocarburi.

La non esistenza, o la non perfetta impermeabilità, di tale copertura costituisce una delle più comuni cause di insuccesso dell'esplorazione petrolifera. Basti ricordare il recente (dicembre 1983) caso della struttura di Mukluk nel Mar di Beaufort (Alaska) per la quale era stata accertata l'esistenza di naftogenesi e le cui riserve erano state stimate in 480-800 milioni di metri cubi, risultata sterile alla perforazione del primo pozzo esplorativo proprio per la presenza di una roccia di copertura fratturata, e quindi permeabile. I costi esplorativi e di acquisizione dell'area ammontavano, al termine della perforazione di tale pozzo, a 2400 miliardi di lire.

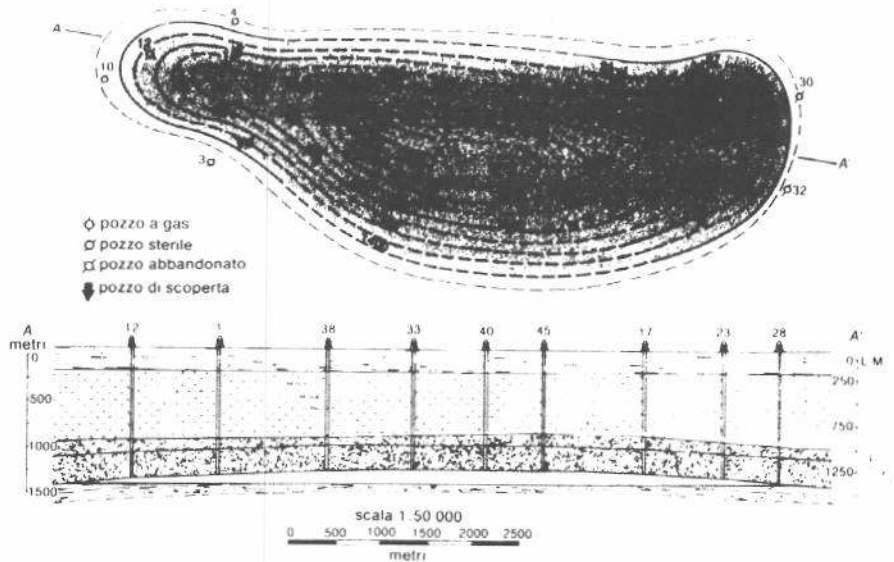
Secondo la classificazione di A. I. Levorsen le trappole possono essere suddivise in tre grandi tipi, e cioè trappole strutturali (o tettoniche), trappole stratigrafiche e trappole miste.

Una trappola viene definita *strutturale* se essa ha origine da un'azione tettonica che ha piegato con concavità verso il basso, o comunque con opportuna geometria, strati porosi e permeabili originariamente depositatisi con giacitura orizzontale o suborizzontale. A loro volta le trappole strutturali si suddividono in trappole per piega, trappole per faglia (diretta o inversa) e trappole per fratturazione.

Tipiche *trappole per piega* sono le anticlinali (fig. 3), che rappresentano il tema più antico e più facile dell'esplorazione petrolifera.

Le *trappole per faglia* sono originate da un forte tettonismo locale, che ha provocato lo spostamento verticale di ampi blocchi di roccia, con il risultato di portare lateralmente a contatto strati porosi e permeabili con strati impermeabili. Viene in tal modo interrotta la continuità laterale degli strati porosi, con possibile intrappolamento del petrolio che in essi migra.

Nelle *trappole per fratturazione* l'azione tettonica ha pro-

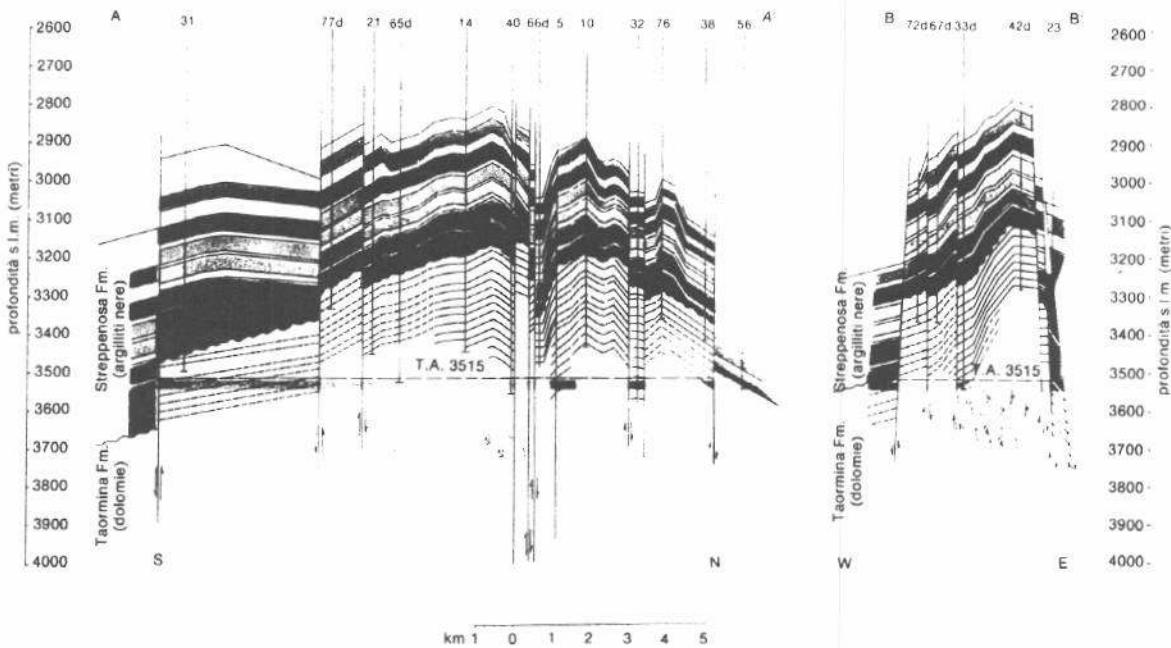


dotto la frantumazione di ampie porzioni di roccia originariamente impermeabile, con creazione di porosità e permeabilità secondarie, e quindi con possibilità di accumulo del petrolio.

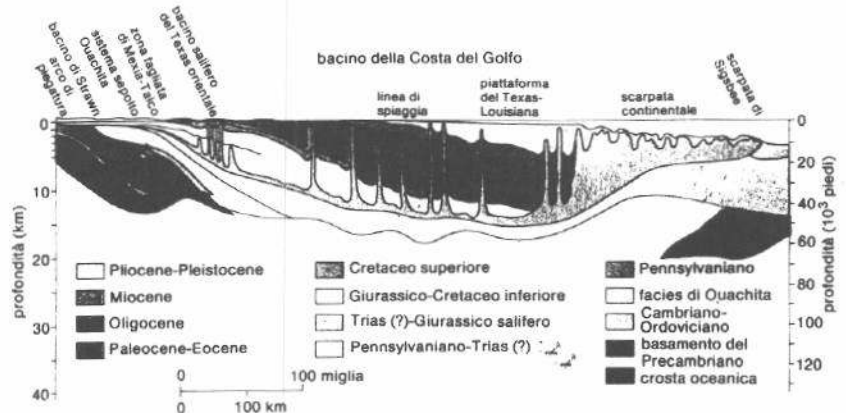
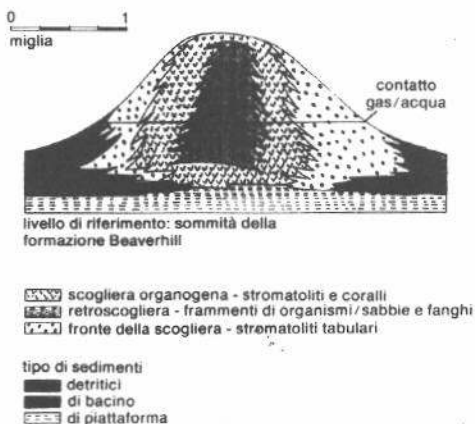
Una trappola viene definita *stratigrafica* quando è originata da una variazione locale del meccanismo di deposizione, che porta a contatto livelli porosi e permeabili con livelli impermeabili, o da una variazione dell'assetto stratigrafico. A loro volta, le trappole stratigrafiche si suddividono in *primarie* e *secondarie*.

Tipiche trappole primarie sono le *lenti* sabbiose inglobate in formazioni argillose. La formazione di tali lenti può avvenire

Sopra, fig. 3 Giacimento di gas di Caviaga (Milano), scoperto nel 1944: si tratta di un tipico esempio di anticlinale molto regolare, nella quale il gas è a contatto con un acquifero di fondo.



A lato, fig. 4 Tipico esempio di roccia-serbatoio di origine chimica: il giacimento di Gela, in Sicilia. La roccia è costituita da strati di calcare organogeno, parzialmente trasformato in dolomia per azione delle acque magnesiache circolanti prima dell'arrivo del petrolio. Sotto, a sinistra, fig. 5. Esempio di giacimento (campo di Strachan, nel Leduc reef, Alberta, Canada) costituito da un reef (scogliera) corallino, con nucleo centrale compatto e porosità distribuita lungo la zona esterna del reef. Qui sotto, fig. 6. Sezione schematica N-S della fascia costiera del Golfo del Messico tra Louisiana e Texas: sono evidenti i duomi salini e i giacimenti ad essi associati. Il duomo salino, interrompendo la continuità degli strati attraversati, crea condizioni favorevoli alla formazione di trappole. (La scala verticale è nove volte quella orizzontale).



nire attraverso molti meccanismi diversi: caso tipico è quello della deposizione fluviale in ambiente lacustre o marino, con l'interramento di paleocanali, distribuzione a ventaglio (fan) dei sedimenti, formazione di delta e di barre costiere.

Altro tipo di trappole stratigrafiche sono quelle di *origine chimica*, dovute cioè alla precipitazione di carbonati di calcio e magnesio da acque sature di tali sali, con eventuale successiva dolomitizzazione e modificazioni di natura tettonica (fig. 4). In altri casi la formazione di rocce carbonatiche è dovuta all'azione di organismi viventi (alghe, madrepora), con accrescimento a partire da un nucleo centrale: è questo il caso dei *reefs* e delle *barriere coralline* (fig. 5).

Trappole stratigrafiche *secondarie* sono tipicamente quelle originate da *discordanze stratigrafiche*. La formazione della trappola è dovuta a una regressione marina con emersione ed erosione di strati inclinati per azione tettonica e alla deposizione sulle testate degli stessi, a seguito di una successiva ingressione marina, di sedimenti impermeabili che costituiscono la roccia di copertura.

Esempi tipici di *trappole miste* sono i *duomi salini*. È noto che il salgemma (cloruro di sodio) ha una densità sensibilmente inferiore a quella dei sedimenti clastici e carbonatici e si comporta, in tempi geologici, come un fluido ad alta viscosità. Strati salini sommersi subiscono pertanto una spin-

ta di galleggiamento e tendono a introdursi negli strati sovrastanti formando 'duomi' salini, che deformano gli strati attraversati e ne interrompono la continuità, creando così situazioni geometriche di trappola lungo i contorni del duomo stesso (fig. 6). È questo un tipo di giacimento molto frequente in alcune aree quali il Golfo del Messico.

3. Le rocce-serbatoio

Affinché una roccia costituisca roccia-serbatoio di idrocarburi deve rispondere alle seguenti caratteristiche: 1) essere porosa; 2) contenere nei pori idrocarburi; 3) essere permeabile ai fluidi.

Porosità. Gli interstizi compresi fra i granuli di roccia sono chiamati 'pori'. Si definisce *porosità* (simbolo: φ) il rapporto fra la somma V_p dei volumi dei pori contenuti in un certo volume di roccia e il volume V_r della roccia stessa:

$$\varphi = V_p / V_r \quad (1)$$

Si distinguono due tipi di porosità: primaria e secondaria.

La *porosità primaria* è sempre *sigenetica*, cioè originata dal processo stesso di sedimentazione. Gli spazi contenuti fra i granuli di materiale solido depositatosi sono, all'origine, sempre totalmente riempiti di acqua appartenente all'ambiente acquoso di deposizione. Con il procedere della sedimentazione il carico geostatico dei sedimenti sovrastanti provoca la costipazione della roccia, con una riduzione del volume dei pori. In particolare, una parte dei pori può rimanere isolata dai pori adiacenti: si distingue pertanto una *porosità totale* e una *porosità effettiva* (o utile), costituita dall'assieme dei pori interconnessi.

Si definisce *porosità secondaria* quella originata da fenomeni verificatisi in seno alla roccia successivamente al processo di deposizione. Essa è dovuta tipicamente a fenomeni di *fratturazione* (caso di rocce molto rigide, quali i calcari, sottoposte a deformazione per effetti tettonici) e di *diagenesi* (tipicamente dovuta a circolazione di acque, con conseguente dissoluzione parziale della roccia, o reazione chimica, o precipitazione di sali). Tipico fenomeno che porta alla formazione di porosità secondaria è la dolomitizzazione, e cioè la trasformazione del carbonato di calcio in carbonato doppio di calcio e magnesio, a seguito della circolazione di acque magnesiache.

La porosità secondaria è, in genere, distribuita in maniera molto più irregolare di quella primaria ed è costituita prevalentemente da macrofratture, microfratture e vacuoli.

La porosità viene misurata su campioni di roccia ('*carote*' in linguaggio petrolifero) prelevati nel corso della perforazione dei pozzi; vengono impiegate apparecchiature particolari (porosimetri) di cui sono dotati i laboratori delle più importanti società petrolifere. I valori di porosità delle rocce-serbatoio variano in un campo molto ampio e cioè fra un minimo dello 0,5-1% e un massimo del 35-40%.

Contenuto in idrocarburi. La distribuzione spaziale della percentuale di idrocarburi contenuti nei pori delle rocce-serbatoio è funzione della struttura microscopica della roccia stessa, delle condizioni di *bagnabilità preferenziale* della superficie dei pori, della *densità (ρ_w) dell'acqua* in essi presente e *dell'olio (ρ_o)* che migra nei pori, nonché della *tensione interfacciale (σ_{ow})* fra acqua e olio.

Nella grande maggioranza le rocce serbatoio sono bagnabili preferenzialmente all'acqua. Di conseguenza, per poter entrare nei pori e spiazzare l'acqua in essi contenuta l'olio deve esercitare una pressione (p_o) superiore a quella (p_w) esistente localmente nell'acqua stessa. La differenza ($p_o - p_w$) viene denominata *pressione capillare (p_c)*. Il valore locale di p_c è una funzione del raggio medio r_p del poro, nonché di σ_{ow} . Per pori cilindrici si ha:

$$p_c = \frac{2 \sigma_{ow} \cos \theta}{r_p} \quad (2)$$

ove θ è l'angolo di contatto fra olio e roccia. Ovviamente, quanto più piccolo è il raggio del poro tanto più grande è la pressione capillare che si deve imporre all'olio affinché esso possa entrare nel poro stesso.

I pori delle rocce-serbatoio hanno dimensioni comprese in un campo molto ampio, che va da circa 0,1 μm per le rocce a grana fine a qualche millimetro nel caso di porosità secondaria dovuta a vacuoli.

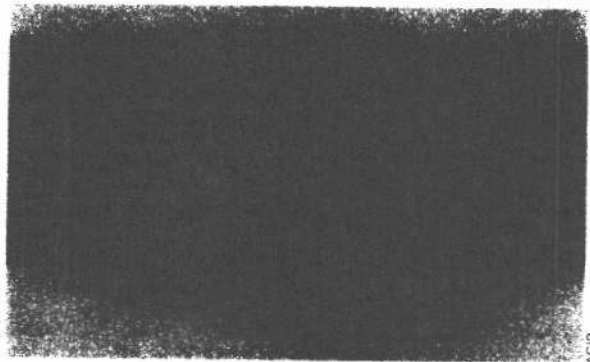
Con l'aumentare della pressione capillare l'olio riesce a entrare nei pori sempre più fini, spiazzandone l'acqua. Aumenta, di conseguenza, la *saturazione in olio (S_o)*, definita come rapporto fra il volume di olio contenuto nei pori e il volume dei pori stessi. Ovviamente, si osserverà una concomitante riduzione nella *saturazione in acqua (S_w)*.

Per quanto alta possa essere la pressione capillare applicata, resta però sempre almeno un film monomolecolare di

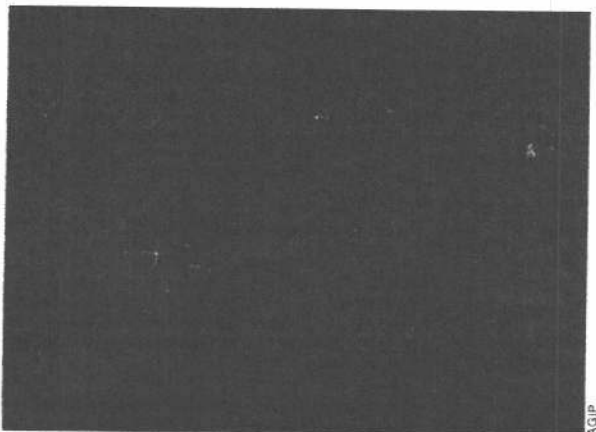
A lato, roccia serbatoio vista al microscopio elettronico a scansione ($\times 6500$). Il rapporto tra la somma dei volumi dei pori (ossia degli interstizi esistenti tra i granuli di roccia) contenuti in un certo volume di roccia e tale volume si definisce con il nome di porosità.



A lato, carota (ossia campione di roccia o di sedimento prelevato nel corso di un sondaggio o di una perforazione con un apposito apparecchio, detto carotiere) di arenaria.



A lato, carota di calcare prelevata con un carotiere.



acqua adsorbita sui granuli di roccia e restano isole di acqua non comunicanti fra loro (e quindi non mobili) nelle 'code' cieche dei pori. Quest'acqua costituisce la cosiddetta saturazione irriducibile in acqua (S_{wi}), che è sempre presente assieme al petrolio e al gas in giacimento. Un esempio di distribuzione di S_w in funzione di p_c è riportato in fig. 7.

Da semplici considerazioni sul campo di potenziale esistente in giacimento si ottiene che la relazione che lega p_c alla quota h del punto considerato rispetto al contatto acqua-olio (punto più alto in cui si osserva $S_w = 100\%$) è:

$$p_c = g (z_w - z_o) h \quad (3)$$

Di conseguenza, la saturazione in acqua decresce via via dal valore $S_w = 100\%$ al contatto acqua/olio fino a un valore $S_w = S_{wi}$ a una certa quota al di sopra dello stesso (fig. 7).

La zona compresa fra i piani $S_w = 100\%$ ed $S_w = S_{wi}$ è chiamata *frangia capillare*. In essa si ha, nel corso della coltivazione, flusso simultaneo di acqua e di olio.

Nei giacimenti di petrolio sovrastati da una cappa di gas si osservano fenomeni analoghi al contatto fra il gas (fase non bagnante) e l'olio, con la formazione della corrispondente frangia capillare gas/olio.

Permeabilità assoluta e relativa. In un mezzo poroso i cui pori siano almeno in parte in comunicazione fra loro oltre alla porosità esiste anche una *permeabilità*, e cioè una attitudine del mezzo poroso a essere attraversato da fluidi.

Per un mezzo poroso i cui pori siano totalmente riempiti da un solo fluido la permeabilità viene definita quantitativamente dall'equazione di Darcy:

$$v = \frac{k}{\mu} \text{grad } \phi \quad (4)$$

ove v è la velocità superficiale del fluido (rapporto fra portata e sezione totale del mezzo poroso), k è la permeabilità, μ la viscosità del fluido e ϕ il potenziale locale. Nel sistema SI l'unità di misura della permeabilità è il metro quadrato, unità molto grande e sostituita nella pratica dal micrometro quadrato (μm^2). Un'unità ancora oggi impiegata nella pratica corrente è il darcy ($1 \text{ darcy} = 0,987 \mu\text{m}^2$).

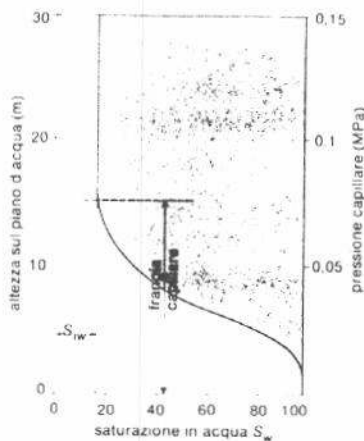
La permeabilità di un mezzo poroso ha caratteristiche tensoriali ed è definita da tre componenti secondo tre assi principali. In genere la componente perpendicolare al piano di sedimentazione è minore delle due componenti principali contenute nel piano di sedimentazione: si definiscono co-

munemente una *permeabilità verticale* e una *permeabilità orizzontale media*. Ovviamente, la permeabilità della roccia-serbatoio è una caratteristica di estrema importanza ai fini della coltivazione di un giacimento. Quanto maggiore è la permeabilità tanto maggiore è, a parità di condizioni, la portata giornaliera di olio o di gas estraibile da ogni pozzo. Di conseguenza, sulle carote prelevate in pozzo si procede, oltre che a misure di porosità, anche a misure di permeabilità sia orizzontale sia verticale, riportando i risultati ottenuti in diagrammi (*coregraph*) come quello illustrato in fig. 8.

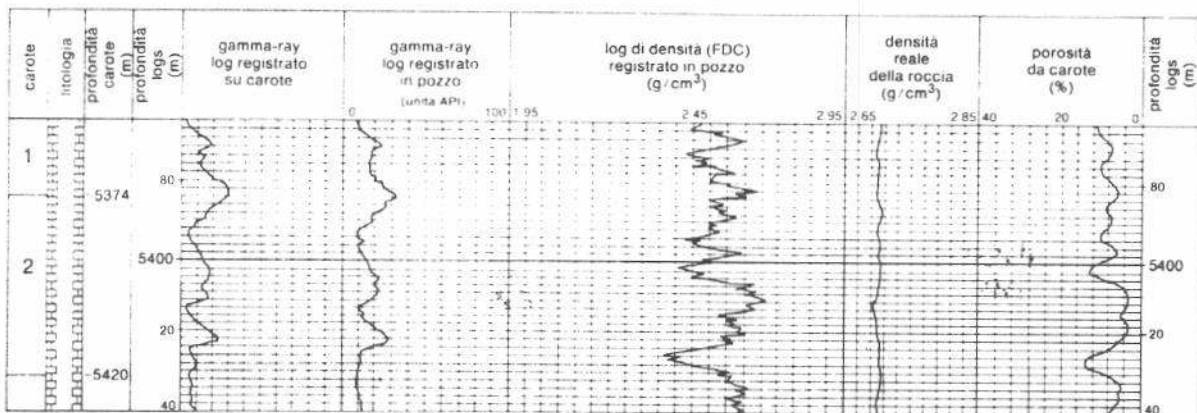
Quando nei pori sono presenti contemporaneamente più fluidi la *permeabilità effettiva* del mezzo poroso a ciascun fluido (all'olio = k_o ; al gas = k_g ; all'acqua = k_w) è una funzione, oltre che della struttura microscopica del sistema di pori, anche della percentuale media di tale fluido presente nel volume poroso (*saturazione in fluido*) e del modo con cui varia nel tempo la saturazione del fluido stesso.

Si ha *imbibizione* quando la percentuale di fluido bagnante (in genere, acqua) aumenta progressivamente nel tempo spiazzando il fluido non bagnante (petrolio); si ha invece *drenaggio* quando aumenta nel tempo la percentuale di fluido non bagnante (gas che spiazza il petrolio).

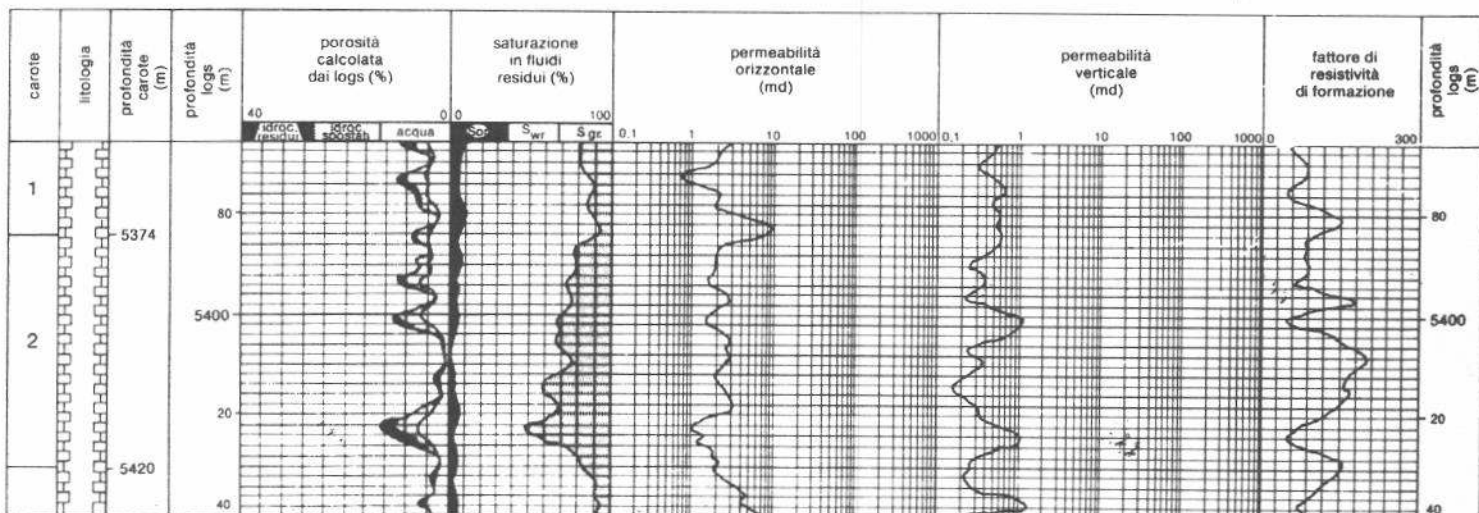
Si definisce *permeabilità relativa* (k_r) il rapporto fra permeabilità effettiva e permeabilità; tale grandezza è una fun-

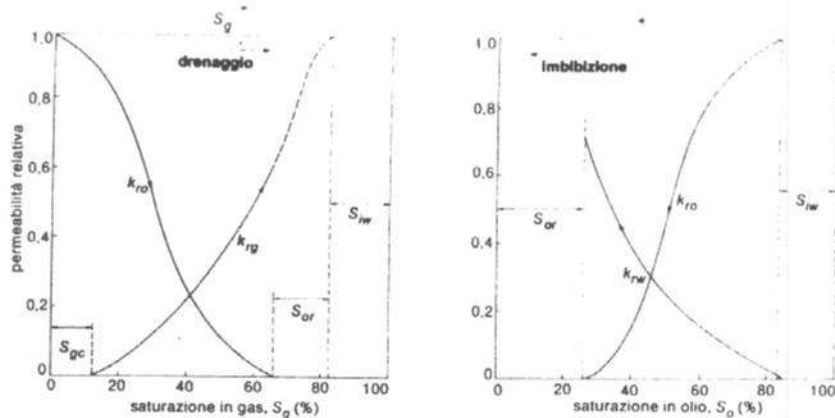


A lato, fig. 7. Andamento della saturazione in acqua, S_w , in uno strato mineralizzato ad olio o a gas in funzione dell'altezza sul piano d'acqua ($S_w = 100\%$) e della pressione capillare. È evidente la saturazione irriducibile in acqua (S_{wi}).

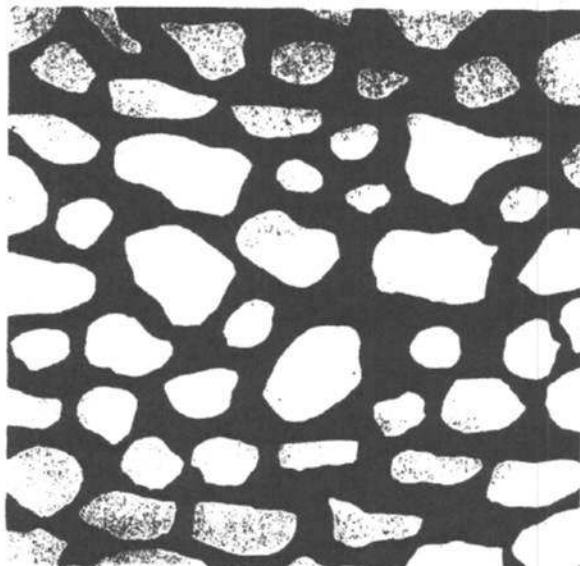


A lato e sotto, fig. 8. Diagramma (*coregraph*) illustrante i risultati delle analisi di carote condotte lungo tutto l'intervallo mineralizzato di un pozzo e il loro confronto con le informazioni ottenute dall'interpretazione dei logs registrati in pozzo.





Sopra, fig. 9. Curve di permeabilità relativa in sistemi gas/olio (drenaggio) e acqua/olio (imbibizione). Sono evidenziate le saturazioni in olio residuo (S_{or}) e in acqua irriducibile (S_{rw}). A lato, fig. 10. Distribuzione delle saturazioni in fluidi nell'interno di una roccia-serbatoio dopo che essa è stata flussata con acqua. In blu l'acqua, in rosso l'olio, in verde il gas. Le saturazioni residue in gas e in olio sono costituite dalle gocce immobili al centro dei pori.



zione della rispettiva saturazione:

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k} = f(S_o); \quad k_{rg} = \frac{k_g}{k} = f(S_g);$$

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k} = f(S_w) \quad (5)$$

Le curve di permeabilità in funzione della saturazione vengono determinate sperimentalmente riproducendo in laboratorio il processo di spiazzamento che si verifica in giacimento. Esempi di curve di permeabilità relativa riferentisi rispettivamente a un processo di imbibizione e a un processo di drenaggio sono riportati in fig. 9.

È importante osservare come, in entrambi i casi, la permeabilità relativa all'olio si annulla quando la saturazione in olio del mezzo poroso è ancora abbastanza grande e comunque non nulla. Tale valore è denominato *saturazione in olio residuo* (S_{or}), in quanto corrisponde alla quantità di olio che, non essendo più mobile ($k_{ro} = 0$) non può più venire estratto dai pori e quindi prodotto. Fisicamente, esso corrisponde a goccioline isolate di petrolio rimaste intrappolate nei singoli pori (fig. 10).

La percentuale di volume di olio fuoriuscita dai pori al termine del processo di spiazzamento è denominata *efficienza di spiazzamento microscopico* (E_D) ed è funzione, oltre che della struttura microscopica della roccia, anche della tensione interfacciale (σ) fra fluido spiazzante e petrolio. Solo se il fluido spiazzante è miscibile con il petrolio ($\sigma = 0$) il valore di E_D è pari al 100%. In tutti gli altri casi il processo di spiazzamento lascia, dietro il fronte di acqua o di gas, quantitativi anche notevoli di petrolio immobile e quindi non più recuperabile.

Altre caratteristiche fisiche. Porosità, permeabilità assoluta e relativa, distribuzione della saturazione in acqua in funzione della distanza dal piano d'acqua sono le caratteristiche delle rocce-serbatoio la cui conoscenza è indispensabile ai fini della coltivazione dei giacimenti di idrocarburi. Esistono però altre caratteristiche fisiche delle rocce la cui conoscenza è richiesta per poter calcolare, attraverso misure (*logs*) di certe grandezze in pozzo, porosità e saturazione in acqua delle rocce-serbatoio. Di esse daremo qui solo alcuni cenni.

La velocità di trasmissione delle onde elastiche in un mezzo poroso è legata alla sua porosità ρ dall'equazione di Wyllie:

$$v = \rho v_f + (1 - \rho) v_r \quad (6)$$

ove v è la velocità d'onda misurata nel mezzo poroso, v_f la velocità nel fluido presente nei pori e v_r la velocità delle onde elastiche nel materiale che costituisce la parte solida della roccia (granuli di roccia).

Misure di velocità delle onde elastiche eseguite lungo tutto il pozzo con attrezzature e sistemi opportuni (*sonologs*) permettono di calcolare il valore locale della porosità e quindi il suo andamento lungo tutto lo strato contenente olio o gas, una volta noti i valori di v_f e di v_r . Poiché questi dipendono dal tipo di fluido presente nei pori e dal tipo di roccia, essi possono venire ottenuti da misure su un limitato numero di campioni prelevati in pozzo, oppure essere ricavati da risultati riportati in letteratura.

Per quanto riguarda la saturazione in acqua, S_w , è da ricordare che sia i granuli di roccia sia il petrolio e il gas hanno conducibilità elettrica nulla. Solo l'acqua presente nei pori ha una propria conducibilità elettrica, dovuta alla presenza di sali disciolti (prevalentemente cloruro di sodio). Si intravede subito la possibilità di determinare il valore locale di saturazione in acqua, e il suo andamento lungo lo spessore dello strato mineralizzato a olio o gas, facendo ricorso a misure di conducibilità o di resistività elettrica eseguite in pozzo (*logs elettrici*).

Per rocce 'pulite', e cioè a basso o nullo contenuto di argilla dispersa o interlaminata, le equazioni che descrivono il comportamento elettrico del mezzo poroso (equazioni di Archie) sono:

$$F = \frac{R_o}{R_w} = \frac{1}{\rho_w^m} \quad (7a)$$

$$S_w = \left(\frac{R_o}{R_i} \right)^{1/n} \quad (7b)$$

ove R_o è la resistività del mezzo poroso totalmente saturo d'acqua, R_w è la resistività dell'acqua presente nei pori, R_i la resistività del mezzo poroso avente saturazione in acqua S_w ($S_w < 100\%$), m un coefficiente numerico che riflette il grado di consolidamento della roccia, detto *fattore di cementazione*, ed n un fattore sperimentale detto *esponente di saturazione*.

Normalmente m ed n assumono entrambi valori molto prossimi a 2. Di conseguenza, dalle equazioni 7 si ha:

$$S_w = \frac{1}{\rho} \sqrt{\frac{R_w}{R_i}} \quad (8)$$

L'equazione 8 viene utilizzata per il calcolo della saturazione in acqua a partire da valori di R_i ed R_w misurati in pozzo (*logs* di resistività e di potenziale spontaneo) e da valori di porosità ρ ottenuti da registrazioni in pozzo oppure da misure su carote.

4. Gli idrocarburi in giacimento

Il petrolio e il gas sono costituiti da miscele, talvolta anche molto complesse, di idrocarburi paraffinici, naftenici e aromatici che vanno dall'idrocarburo più semplice (metano, CH_4) a termini ad alto peso molecolare, anche policiclici.

La composizione della miscela dipende, oltre che dagli organismi viventi di partenza, dal tipo di naftogenesi (batterica o termica) e, nel caso di termogenesi, dalla storia temperatura/tempo cui sono stati sottoposti i sedimenti. Interessante, da un punto di vista conoscitivo, è la presenza in molti petroli di molecole di sterani e terpani, che costituiscono un' 'impronta' della materia vivente originaria.

Assieme agli idrocarburi è sempre presente azoto, proveniente dalla decomposizione degli amminoacidi della materia vivente. Sono in molti casi presenti anche anidride carbonica e idrogeno solforato, oltre a tracce di gas rari (soprattutto elio).

Diagramma di stato. Al momento della scoperta gli idrocarburi possono essere presenti in giacimento o come sola fase gassosa (*giacimenti di gas naturale*), o come sola fase liquida (*giacimenti di petrolio*), o come bifase gas-olio, con separazione gravitativa del gas nella parte alta della trappola (*giacimenti di petrolio con gas cap*).

Il tipo di giacimento dipende dalla composizione della miscela di idrocarburi in esso presente, dalla temperatura di giacimento e dalla corrispondente pressione. A tal fine è molto importante considerare nei particolari il diagramma di stato della miscela di idrocarburi presente in giacimento.

Per una miscela a composizione data il diagramma di stato nel piano pressione (p), temperatura (T) si presenta

come illustrato in fig. 11. Poiché i processi che avvengono in giacimento durante la coltivazione sono sempre isotermi (la temperatura non varia durante la coltivazione), l'evoluzione dello stato del fluido in giacimento avviene lungo rette verticali $T = \text{costante}$.

Nel diagramma la curva AC (curva dei punti di bolla) rappresenta il luogo dei punti (coppie di valori p, T) nei quali, per diminuzione di pressione, inizia lo sviluppo di gas da una monofase liquida (petrolio saturo). La curva CB (curva dei punti di rugiada) rappresenta il luogo dei punti nei quali, per diminuzione di pressione, inizia la formazione di goccioline di liquido a partire da monofase gas.

La zona del piano p, T all'interno della curva ACB corrisponde a condizioni di bifase gas-liquido, con andamento delle percentuali di liquido come indicato in figura.

L'isoterma T_c (temperatura di cricondetherm), tangente verticale alla curva ACB, rappresenta la massima temperatura alla quale può ancora esistere fase liquida.

La temperatura T_c è la temperatura critica del sistema. A temperatura T_c , per pressioni uguali o superiori a quella del punto C, le proprietà intensive (densità, viscosità, indice di rifrazione, ecc.) della fase gassosa e della fase liquida sono identiche: in altre parole, in tale zona del piano p, T non è possibile distinguere fra loro gas e liquido.

Consideriamo ora quale è il significato del diagramma di stato sopra illustrato dal punto di vista della coltivazione dei giacimenti.

Se la temperatura T_1 di giacimento è inferiore a T_c si è in presenza di un giacimento di petrolio. Si tratterà di petrolio sottosaturo se la pressione iniziale di giacimento è superiore a quella di intersezione fra T_1 e la curva AC, si tratterà di giacimento di petrolio con gas-cap se la pressione iniziale di giacimento cade all'interno dell'area ACB. In tutti i casi la diminuzione di pressione conseguente all'estrazione di petrolio provoca un progressivo sviluppo di gas, che si libera dall'olio in giacimento.

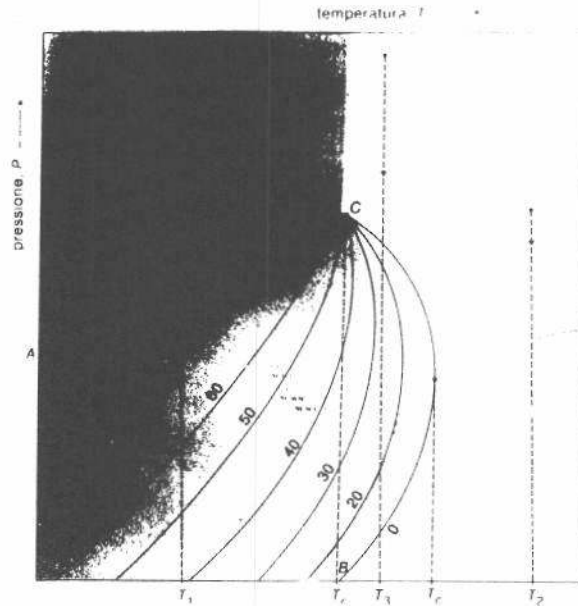
Se la temperatura (T_2) di giacimento è superiore a quella di cricondetherm (T_c) si è in presenza di un giacimento di gas secco. In tal caso, infatti, l'isoterma di giacimento è sempre esterna all'area delimitata dalla curva ACB e pertanto il fluido di giacimento rimane monofase gas lungo tutto il declino di pressione che consegue all'estrazione del gas.

Più complesso, e di meno immediata comprensione, è il comportamento del fluido di giacimento quando la temperatura (T_3) dello stesso è compresa fra T_c e T_c . Nelle condizioni esistenti al momento della scoperta la pressione di giacimento è uguale o superiore a quella corrispondente all'intersezione fra T_3 e la curva CB: in tali condizioni il fluido in giacimento è monofase gas. A seguito dell'estrazione di gas la pressione si abbassa fino a raggiungere isotericamente il punto di intersezione con la curva CB: in tali condizioni cominciano a separarsi dal gas le prime goccioline di fase liquida, costituite dagli idrocarburi più pesanti contenuti nel gas. È questo il cosiddetto punto di rugiada. Abbassandosi ulteriormente la pressione, aumenta la formazione di fase liquida nella miscela: è questo il fenomeno della condensazione retrograda, così detta in quanto la formazione di liquido avviene a seguito di una diminuzione della pressione. Si ricorda che nel caso di fluidi monomolecolari (acqua, anidride carbonica, ammoniaca, ecc.) per temperature inferiori alla critica la formazione di fase liquida si verifica a seguito di un aumento di pressione.

Il fenomeno della condensazione retrograda è controllato da forze intermolecolari di tipo van der Waals fra le molecole di idrocarburi pesanti presenti nel gas e quelle del metano.

I giacimenti nei quali si verifica condensazione retrograda sono chiamati giacimenti di gas a condensato. Ai fini pratici la condensazione retrograda porta alla precipitazione e immobilizzazione nei pori di quantità talvolta anche notevoli di idrocarburi liquidi leggeri (gasolina) che sono persi alla produzione. Tale perdita può venire evitata, o comunque ridotta, mediante operazioni di riciclaggio del gas. In pratica, si estrae il gas originario attraverso pozzi opportunamente ubicati, lo si priva dei componenti pesanti mediante un impianto di degasolinaggio (ricavandone così benzina e gasolio) e si reinietta il metano praticamente puro così ottenuto attraverso altri pozzi del campo. In tal modo si può riuscire a 'lavare' mediante gas secco il giacimento, estraendo tutto o quasi il gas a condensato inizialmente contenuto senza che si verifichi abbassamento di pressione, e quindi condensazione retrograda.

L'operazione, oltre a richiedere investimenti e costi d'esercizio addizionali per la ricompressione del gas, immobilizza in giacimento il gas per tutto il tempo necessario al riciclaggio. In termini monetari il valore attualizzato di tale gas viene quindi a ridursi sensibilmente, cosa che può ren-



A lato, fig. 11 Diagramma di stato di un sistema di idrocarburi in funzione della temperatura T e della pressione p . È evidenziato il punto critico C, cui corrisponde la temperatura critica T_c . Il limite di esistenza della fase liquida è dato dalla temperatura di cricondetherm T_c . Se la temperatura di giacimento è T_1 si ha un giacimento di petrolio (colore rosso), se è T_2 si ha un giacimento di gas secco (colore verde), se è T_3 si ha un giacimento di gas a condensato (colore giallo). Il punto S rappresenta le condizioni esistenti nel separatore di superficie.

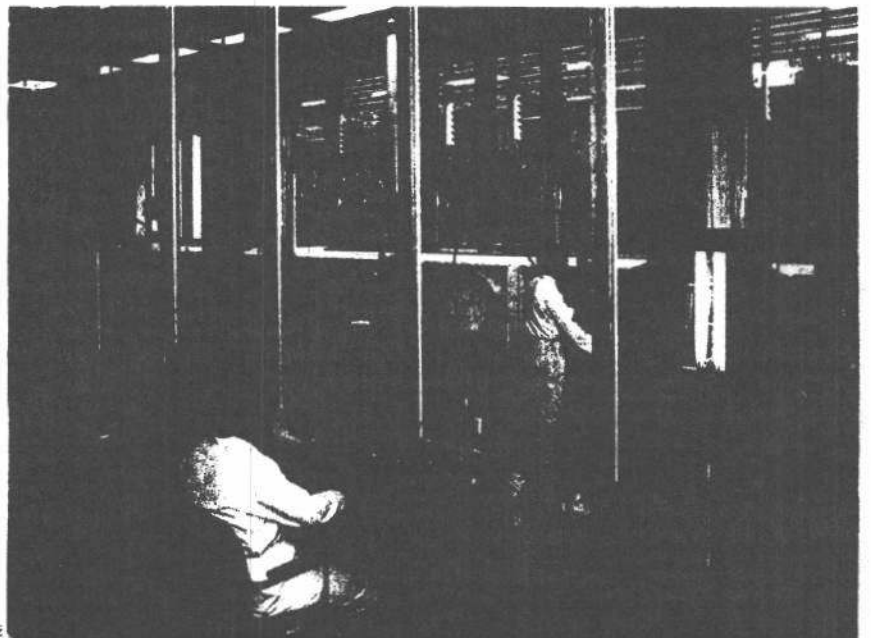
dere l'operazione economicamente negativa. Ciò è comunque da verificare giacimento per giacimento.

L'esame del diagramma di stato (fig. 11) porta a ulteriori considerazioni. Il fluido di giacimento raggiunge la superficie a temperatura e pressione ovviamente inferiori a quelle di giacimento e viene ripartito in fase gassosa e fase liquida nel separatore di campo sia S, nell'area bifase, il punto indicativo della pressione e temperatura di separatore. La frazione di liquido separata dipende solo dalle condizioni esistenti in S, qualunque siano i valori di partenza di p e T di giacimento. Di conseguenza, si può avere formazione di liquido in S indipendentemente dal fatto che il fluido in giacimento sia un petrolio, un gas a condensato oppure un gas secco.

Contrariamente a quanto di solito si pensa, la presenza di liquidi nel fluido erogato da un pozzo non costituisce una prova dell'esistenza di un giacimento di petrolio. Si hanno, ovviamente, casi estremi facilmente individuabili: l'erogazione di idrocarburi liquidi pesanti accompagnati da piccoli quantitativi di gas è una chiara indicazione dell'esistenza di un accumulo di petrolio, l'erogazione di gas con minime quantità di idrocarburi liquidi sta a indicare la presenza di un giacimento di gas secco.

Studi PVT. La verifica del tipo di fluido esistente in giacimento e la determinazione dell'evoluzione di fase e volumetrica dello stesso nel corso della coltivazione vengono eseguite sperimentalmente mediante apparecchiature PVT (Pressione-Volume-Temperatura). Si tratta di apparecchiature molto complesse nelle quali vengono posti campioni del fluido di giacimento (prelevati direttamente a fondo-pozzo o ricombinati da gas e olio di separatore), che vengono ripor-

Vista d'insieme del laboratorio PVT dell'Agip S.p.A. — Ingegneria del Petrolio — nel quale vengono eseguite tutte le misure termodinamiche su gas, oli e gas a condensato dei giacimenti Agip in Italia e all'estero.



tati nelle condizioni di temperatura e pressione iniziale di giacimento.

Il fluido di giacimento viene poi sottoposto, nel tempo di qualche giorno, alla stessa evoluzione di pressione che si prevede avverrà in giacimento e si osservano direttamente, a mezzo di celle ottiche ad alta pressione, le variazioni di fase che si verificheranno nel corso della coltivazione. È così possibile determinare se si è in presenza di un giacimento di petrolio, di gas a condensato o di gas secco. Vengono inoltre misurate le variazioni delle caratteristiche fisiche del fluido con la pressione di giacimento. In particolare, riferendosi all'unità di volume di petrolio in condizioni standard di superficie (pressione = 0,1 MPa; temperatura = 15 °C) viene determinato l'andamento, in funzione della pressione di giacimento, dei parametri:

- volume (R_g) di gas disciolto nel petrolio;
- volume (B_g) che il petrolio con il proprio gas disciolto occupa in giacimento;
- densità (ρ_o) e viscosità (μ_o) del petrolio con gas disciolto.

Vengono poi determinati i seguenti parametri:

- volume (B_g) occupato in giacimento da 1 m³ di gas misurato nelle condizioni standard (15 °C e 0,1 MPa);
- viscosità (μ_g) del gas libero in giacimento.

La conoscenza di tutti questi parametri e della loro evoluzione con la pressione è indispensabile per la previsione del comportamento del giacimento in risposta ai diversi programmi di coltivazione che si possono ipotizzare.

II. Perforazione dei pozzi

1. Classificazione dei pozzi

Un pozzo petrolifero viene classificato in base allo scopo per cui viene perforato e al risultato conseguito.

I *pozzi esplorativi*, che hanno ovviamente come scopo la scoperta di nuovi accumuli di petrolio o di gas oppure l'individuazione di un'estensione considerevole di un accumulo già scoperto, vengono ubicati dai reparti di esplorazione delle società petrolifere sulla base delle indagini geologiche, geofisiche e geochimiche eseguite in precedenza. Ricordiamo che un giacimento di idrocarburi può essere formato da più accumuli, o *livelli (pools)* fra loro indipendenti, ubicati a profondità diverse.

In base alla classificazione standard di F. H. Lahee (12), e con terminologia americana ormai entrata nel linguaggio petrolifero mondiale, i pozzi esplorativi si suddividono in *new field wildcat*, *new pool wildcat*, *deeper pool test*, *shallower pool test* e pozzi di estensione. Il significato di i termini è chiaramente illustrato dalla fig. 12.

Sono considerati inoltre esplorativi i *pozzi stratigrafici* perforati al solo scopo di ottenere informazioni geologiche specifiche necessarie alla valutazione di un bacino sedimentario, senza fini di produzione di petrolio o di gas.

I *pozzi di sviluppo* vengono ubicati dai reparti coltivazione giacimenti delle società petrolifere e sono perforati entro limiti noti di un giacimento di petrolio o di gas, fino a profondità del più profondo pool noto.

Pozzi di servizio sono poi i pozzi perforati o completati per venire in aiuto alla produzione di un giacimento. Si tratta tipicamente, dei pozzi di iniezione di acqua, gas, vapore o altri fluidi immessi in giacimento per mantenere la pressione o per migliorarne il meccanismo di produzione.

Tutti i pozzi di cui sopra, a eccezione di quelli di servizio possono essere *produttivi* a olio o a gas, oppure *sterili*. Impiega quest'ultimo termine quando il pozzo non è in condizioni di produrre idrocarburi.

2. Elementi di tecnica di perforazione

Il metodo che oggi viene pressoché esclusivamente impiegato per la perforazione dei pozzi petroliferi è quello rotazionale, o *rotary*. Lo scalpello, premuto contro il fondo del pozzo dal peso dell'insieme di aste con le quali esso collegato alla superficie (*batteria di perforazione*), viene fatto ruotare e asporta così la roccia con i suoi denti, o con inserti durissimi (diamanti industriali, carburi di tungsteno di boro) inglobati lungo la sua superficie.

Fino a circa la metà degli anni trenta la perforazione dei pozzi petroliferi avveniva invece a percussione, con un tecnica estremamente meno efficiente, lenta e con limiti tecnici di profondità che difficilmente superavano i 150 metri. Per confronto, il record attuale (maggio 1984) di profondità è quello stabilito nel 1974 dal pozzo Bertha Rogers perforato dalla Lone Star nella Contea di Washita, Oklahoma, che ha raggiunto i 9583 m.

Nelle sue linee essenziali un impianto di perforazione presenta come in fig. 13.

obiettivo della perforazione		classificazione iniziale all'inizio della perforazione	classificazione finale dopo il completamento o l'abbandono			
			positivo	negativo		
per un nuovo giacimento su una struttura o in una situazione che non è ancora provata produttiva		1 new field wildcat	NEW FIELD WILDCAT DI SCOPERTA	NEW FIELD WILDCAT STERILE		
per un nuovo pool su una struttura o situazione già produttiva	NEW POOL TESTS	ai di fuori del limite dell'area produttiva	2 new pool (pay) wildcat	NEW POOL WILDCAT DI SCOPERTA (talvolta pozzi di estensione)	NEW POOL WILDCAT STERILE	
		entro i limiti di un'area produttiva	per un nuovo pool al di sotto di quello più profondo noto	3 deeper pool (pay) test	POZZO DI SCOPERTA DI NEW POOL (talvolta, pozzi di estensione)	NEW POOL TESTS STERILI
			per un nuovo pool al di sopra di quello più profondo noto	4 shallower pool (pay) test	POZZO DI SCOPERTA DI SHALLOWER POOL	SHALLOWER POOL TEST STERILE
per una considerevole estensione di un pool parzialmente sviluppato		5 outpost o pozzo di estensione	POZZO DI ESTENSIONE (talvolta di scoperta di nuovi pool)	OUTPOST O POZZO DI ESTENSIONE STERILE		
per sviluppare un accumulo di idrocarburi già scoperto		6 pozzo di sviluppo	POZZO DI SVILUPPO	POZZO DI SVILUPPO STERILE		

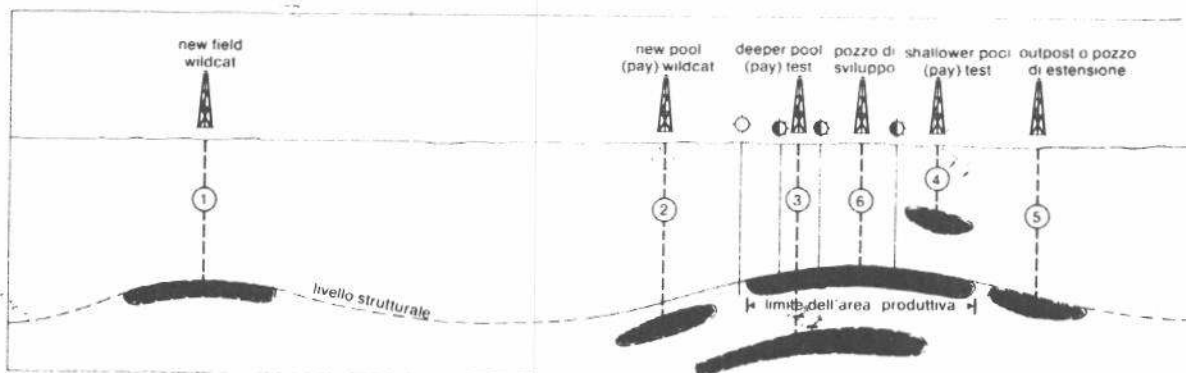


Fig. 12. Classificazione dei pozzi (sopra) e loro esemplificazione (a lato) secondo F. H. Lahee. Questa classificazione è consigliata dall'American Association of Petroleum Geologists (AAPG) e dall'American Petroleum Institute (API) e adottata dall'industria petrolifera occidentale.

La torre serve per la *manovra* della batteria di perforazione, cioè per l'estrazione della stessa dal pozzo tutte le volte che ciò è richiesto (cambio dello scalpello, estrazione del carotiere impiegato per il prelievo di campioni di roccia al fondo pozzo, ecc.) nonché per aggiungere nuove aste alla batteria via via che il pozzo si approfondisce e per calare in pozzo la batteria di tubi di rivestimento (*casing*) e quella dei tubi di produzione (*tubing*).

Lo scalpello può essere di tipi diversi: ad alette, a coda di pesce, a rulli, a inserti, diamantato. La scelta dello scalpello è dettata dalle condizioni operative e, principalmente, dal tipo di terreno da attraversare.

Le aste che collegano lo scalpello alla superficie sono cave e attraverso a esse viene pompato in continuazione il *fango di perforazione*, un fluido costituito da una base liquida (acqua o gasolio) con aggiunta di solidi (bentonite, barite, ematite, ecc.) e di opportuni prodotti chimici che ne assicurano la stabilità nel tempo e ne controllano le caratteristiche di viscosità.

Il fango di perforazione svolge una triplice azione, e cioè:

- lubrifica e raffredda lo scalpello, riducendone di conseguenza l'usura;

- trasporta in superficie i detriti provenienti dall'erosione della roccia da parte dello scalpello, impedendone l'accumulo in pozzo, con pericolo di bloccaggio della batteria;

- mantiene in ogni punto del pozzo ancora scoperto (e cioè non rivestito dal casing) una pressione idrostatica sempre maggiore di quella esistente localmente nei pori della roccia. Se tale condizione non venisse realizzata si potrebbe avere ingresso in pozzo del fluido di strato (petrolio, gas o acqua) con possibilità di *eruzione* del pozzo e quindi con rischio di incendio e, comunque, di perdita del pozzo. Per questo motivo la densità del fango viene opportunamente controllata e corretta mediante l'aggiunta di additivi quali la barite.

È da evitare, peraltro, che il carico idrostatico della colonna di fango superi notevolmente la pressione nei pori. In tal caso si potrebbe avere, infatti, la fratturazione degli strati attraversati dal pozzo, con assorbimento pressoché istantaneo di parte del fango in pozzo e, in conseguenza dell'allungamento della colonna di fango, rischio di eruzione del pozzo.

Il fango viene pompato nelle aste mediante pompe alternative ed esce dallo scalpello attraverso ugelli che facilitano l'azione di lavaggio del fondo-pozzo. All'uscita dal pozzo il fango passa in un vibrovaglio e, eventualmente, in un desabbiatore, che separano i detriti in sospensione, entra nelle vasche del fango e da qui ritorna in ciclo.

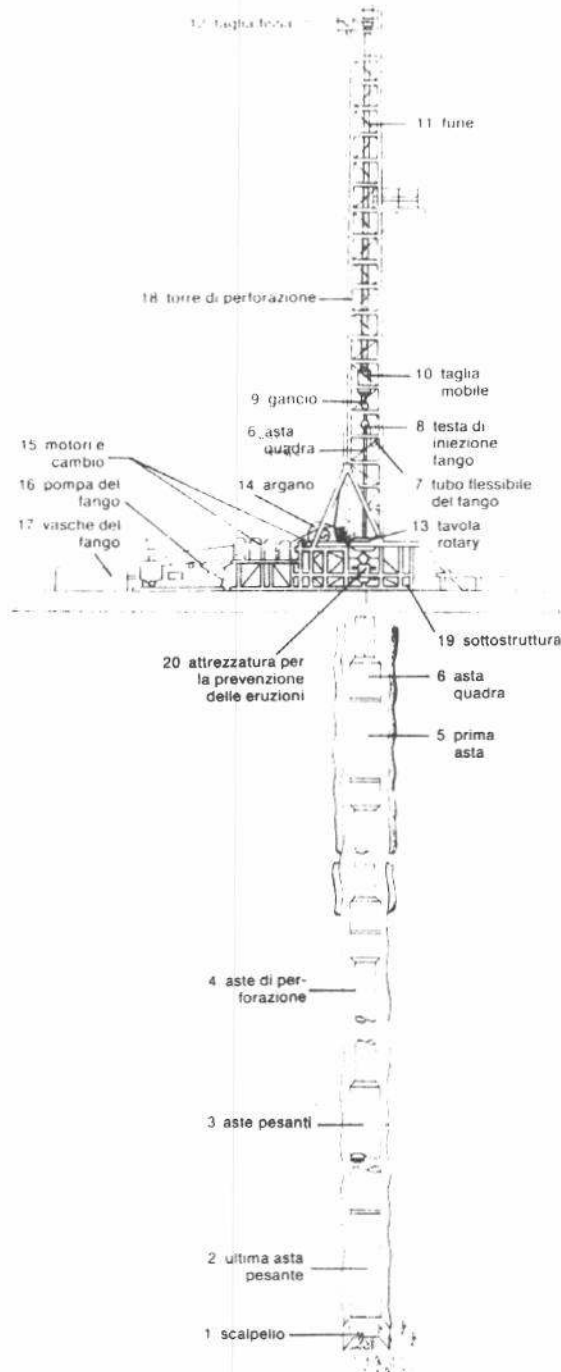
La batteria di perforazione termina in superficie con la cosiddetta *asta quadra* (oggi, di fatto, a sezione esagonale) che scorre nel foro centrale della *tavola rotaria*. Questa viene mantenuta in rotazione da un gruppo di potenza azionato da motori Diesel, o elettrici, o talvolta a vapore, e impartisce il movimento di rotazione a tutta la batteria in pozzo. Lo stesso gruppo di potenza serve anche per azionare l'argano impiegato per la manovra della batteria in pozzo.

A bocca-pozzo, vincolate sulla prima colonna di rivestimento, sono disposte le attrezzature per la prevenzione delle eruzioni (*blow out preventers = BOP*), che possono chiudere il pozzo sulle aste di perforazione o, in emergenza, tranciare le aste stesse isolando completamente il pozzo dall'esterno. L'azionamento di tali attrezzature viene telecomandato mediante comandi idraulici, per ovvi motivi di sicurezza.

La perforazione del pozzo procede come indicato schematicamente in fig. 14. Dopo l'installazione di un tubo guida, in genere di grosso diametro (30" = 76,2 cm), la perforazione normalmente inizia con uno scalpello di diametro leggermente minore (26" = 66 cm). Quando il fondo-pozzo raggiunge qualche centinaio di metri viene calata in pozzo una prima colonna di rivestimento di diametro adeguato (18⁵/₈" = 47,3 cm), che viene resa solidale con le pareti del foro mediante pompaggio di malta di cemento tra terreno e casing.

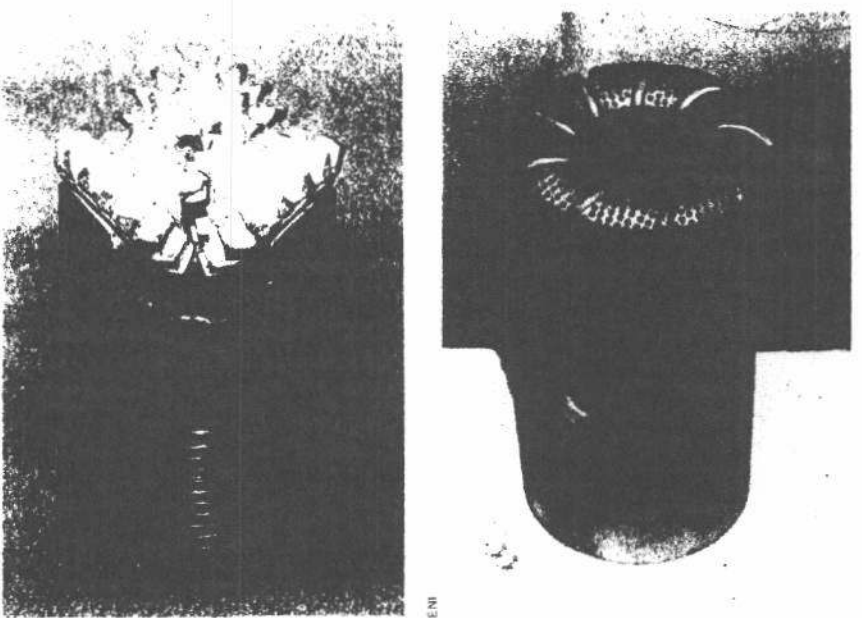
La perforazione continua con uno scalpello di diametro minore (17¹/₂" = 44,5 cm, in figura), tale da poter entrare nel casing precedentemente disceso. Giunti a una certa profondità, che è funzione dei tipi di terreno attraversati, delle difficoltà incontrate o previste e della profondità finale da raggiungere, si scende in pozzo una seconda colonna di rivestimento (13³/₈" = 34 cm) che giunge fino in superficie e che viene cementata pure essa al terreno, nonché al casing calato in precedenza.

Il procedimento viene ripetuto con fori e casing di diametro via via decrescenti (fori: 12¹/₄" = 31,1 cm; 8¹/₂" = 21,6 cm; 6" = 15,2 cm; casing: 9⁵/₈" = 24,4 cm; 7" = 17,8 cm;



A lato, fig. 13 Rappresentazione schematica di un impianto di perforazione rotaria e dei suoi componenti (sistema di sollevamento: 9, 10, 11, 12, 14, 15, 18; sistema di circolazione del fango: 2, 3, 4, 6, 7, 8, 15, 16, 17; sistema rotante: 1, 2, 3, 4, 6, 8, 13, 15).

Sotto a sinistra, scalpello a tre coni dentati per impianti a rotazione. Qui sotto, testa di carotiere per formazioni molto dure; nell'acciaio sono inseriti diamanti industriali. La carota isolata dall'azione rotante dell'attrezzo riempie la cavità interna del carotiere e può successivamente venire portata alla superficie.



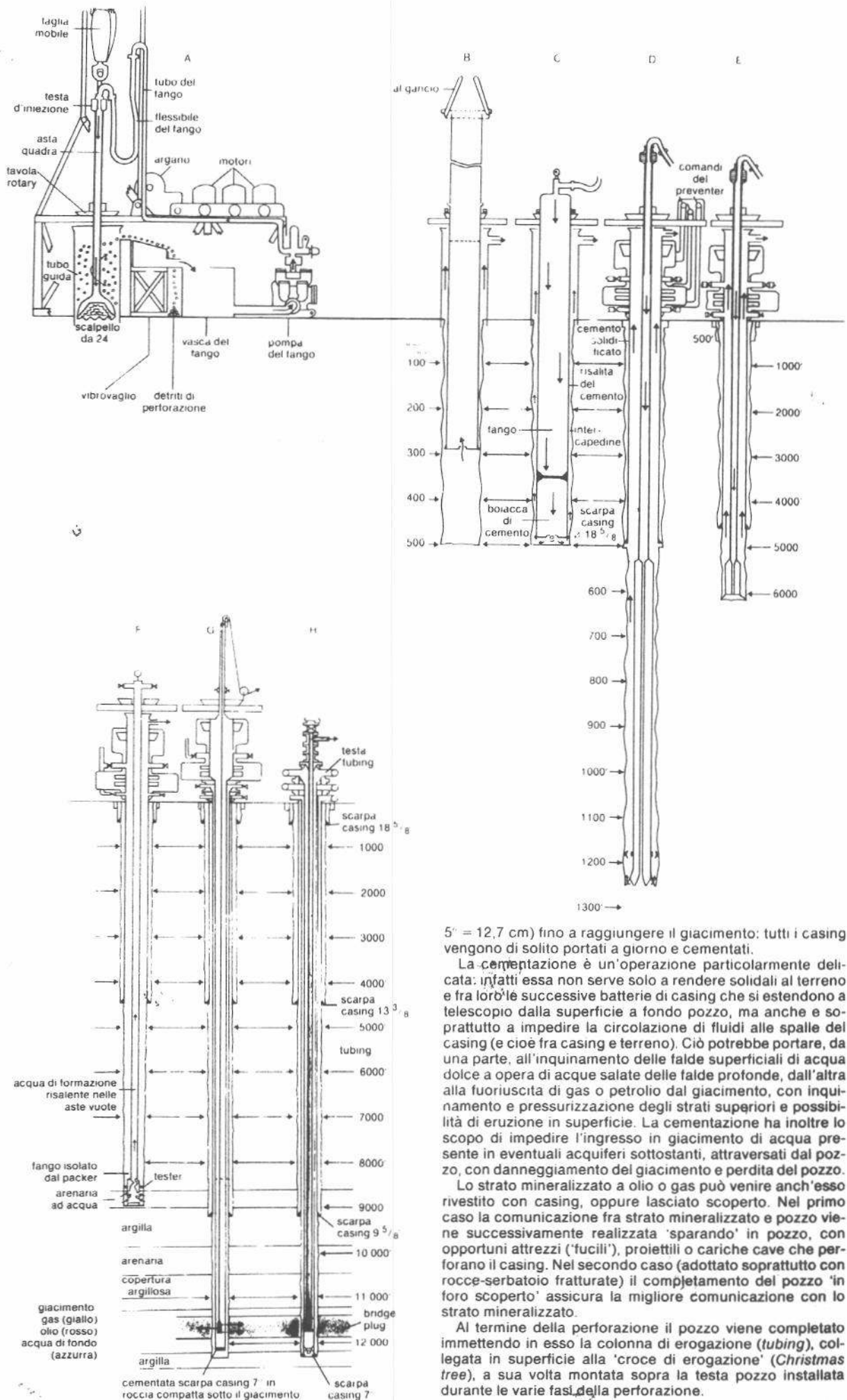


Fig. 14. Rappresentazione schematica della successione delle operazioni di perforazione e completamento di un pozzo. Il disegno non è in scala: si noti comunque la variazione delle scale delle profondità tra le sezioni D ed E del disegno (A, inizio della perforazione con scalpello da 24"; B, discesa del casing $\varnothing 18 \frac{5}{8}$ " a 500 piedi; C, cementazione dello stesso casing a 500 piedi; la boiacca di cemento risale nell'inter-capedine; D, perforazione con scalpello $\varnothing 17 \frac{1}{2}$ "; F, prova di strato; fissato il packer; erogazione di acqua; G, cementato casing $\varnothing 13 \frac{3}{8}$ "; in perforazione a 6150 piedi loro $\varnothing 12 \frac{1}{4}$ "; F, prova di strato; fissato il packer; erogazione di acqua; G, cementato casing $\varnothing 7$ ", perforato in corrispondenza del giacimento; H, completamento del pozzo; fatto discendere il tubing; installata testa-pozzo).

5" = 12,7 cm) fino a raggiungere il giacimento: tutti i casing vengono di solito portati a giorno e cementati.

La cementazione è un'operazione particolarmente delicata: infatti essa non serve solo a rendere solidali al terreno e fra loro le successive batterie di casing che si estendono a telescopio dalla superficie a fondo pozzo, ma anche e soprattutto a impedire la circolazione di fluidi alle spalle del casing (e cioè fra casing e terreno). Ciò potrebbe portare, da una parte, all'inquinamento delle falde superficiali di acqua dolce a opera di acque salate delle falde profonde, dall'altra alla fuoriuscita di gas o petrolio dal giacimento, con inquinamento e pressurizzazione degli strati superiori e possibilità di eruzione in superficie. La cementazione ha inoltre lo scopo di impedire l'ingresso in giacimento di acqua presente in eventuali acquiferi sottostanti, attraversati dal pozzo, con danneggiamento del giacimento e perdita del pozzo.

Lo strato mineralizzato a olio o gas può venire anch'esso rivestito con casing, oppure lasciato scoperto. Nel primo caso la comunicazione fra strato mineralizzato e pozzo viene successivamente realizzata 'sparando' in pozzo, con opportuni attrezzi ('fucili'), proiettili o cariche cave che perforano il casing. Nel secondo caso (adottato soprattutto con rocce-serbatoio fratturate) il completamento del pozzo 'in foro scoperto' assicura la migliore comunicazione con lo strato mineralizzato.

Al termine della perforazione il pozzo viene completato immettendo in esso la colonna di erogazione (tubing), collegata in superficie alla 'croce di erogazione' (Christmas tree), a sua volta montata sopra la testa pozzo installata durante le varie fasi della perforazione.

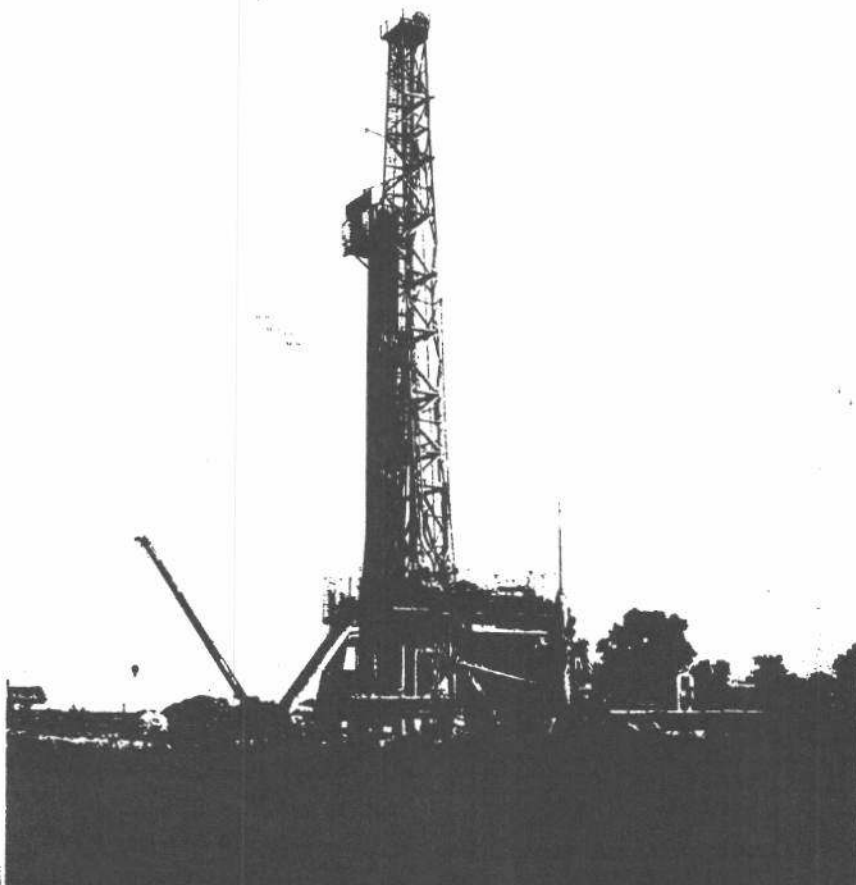
A fondo-pozzo il tubing può essere lasciato libero, oppure venire ancorato all'ultimo diametro di casing (*colonna di produzione*) mediante un'attrezzatura denominata *packer di produzione*. In quest'ultimo caso l'intercapedine fra tubing e casing viene riempita con un fango particolare che, oltre ad avere funzioni di sicurezza, serve a proteggere le superfici metalliche dalla corrosione.

La produzione di petrolio e gas potrebbe avvenire anche direttamente attraverso il casing. L'impiego del tubing è dettato innanzitutto da motivi di sicurezza: esso permette infatti, in emergenza, di 'ammazzare' il pozzo (e cioè di bloccare eventuali eruzioni dovute a guasti delle apparecchiature in pozzo o in superficie) con pompaggio di fango nell'intercapedine fra tubing e casing e circolazione di fluidi dal tubing. Inoltre, la scelta del più opportuno diametro di tubing permette di minimizzare le perdite di carico conseguenti al flusso bifase gas-olio nel tubing stesso.

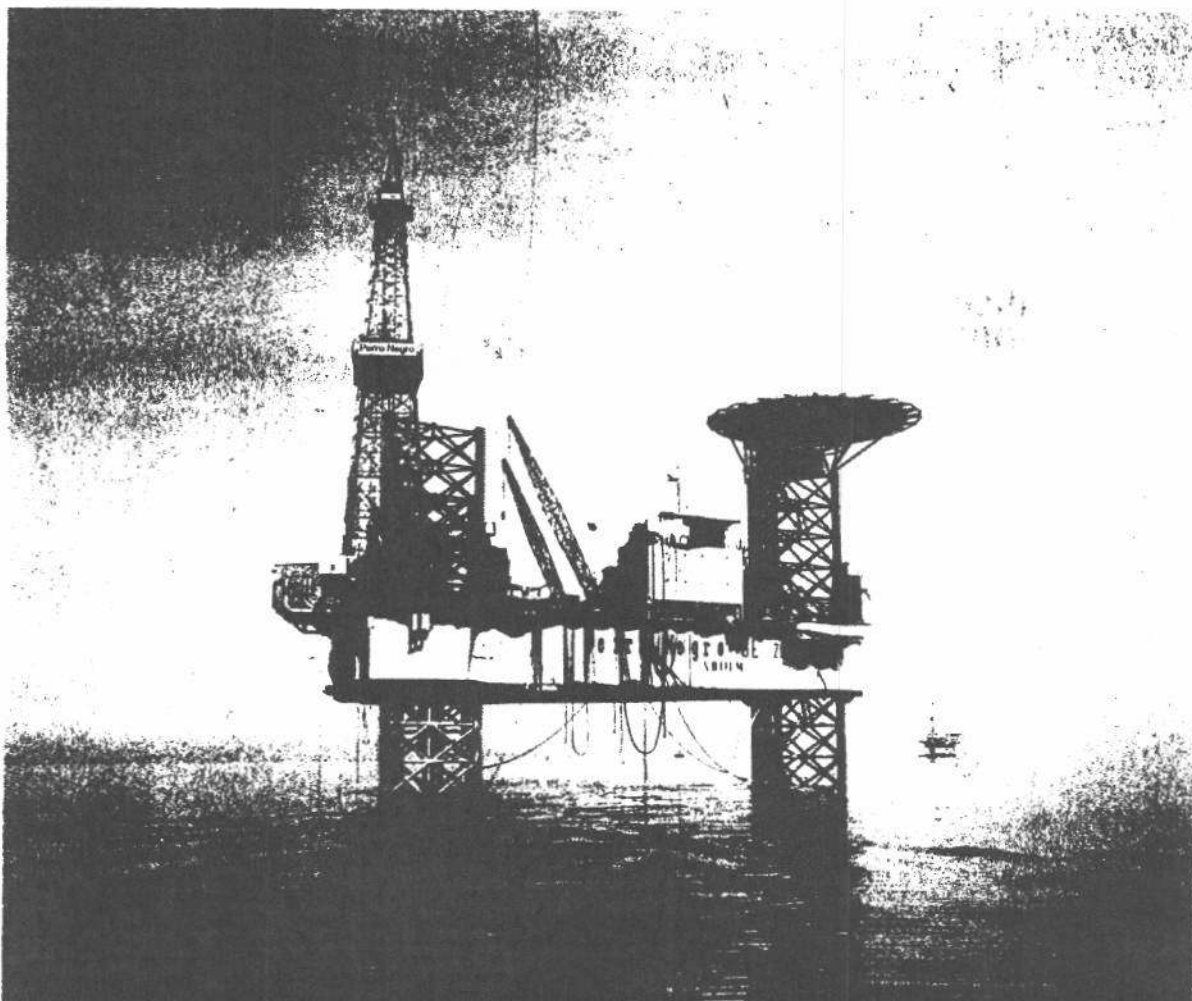
Già negli anni venti la perforazione esplorativa si estese dalla terraferma all'immediato fuoricosta, con impianti disposti su piattaforme a pali infissi sul fondo marino con profondità d'acqua di pochi metri (Baku in Unione Sovietica, Golfo di San Jorge in Argentina, Lago di Maracaibo in Venezuela). Negli anni immediatamente successivi la seconda guerra mondiale, a causa soprattutto della sempre maggiore difficoltà di scoprire a terra giacimenti di grandi dimensioni, si ebbe una spinta sempre maggiore alla perforazione esplorativa in mare.

Dall'inizio degli anni cinquanta è stato possibile raggiungere profondità d'acqua fino a 100-120 m mediante l'impiego di *piattaforme mobili (jack up)* munite di gambe che vengono appoggiate sul fondo marino durante la perforazione e sollevate durante il trasporto, con galleggiamento della piattaforma analogo a quello di un pontone marino. Con un impianto di questo tipo è stato perforato, nel 1958, il primo pozzo fuoricosta dell'Europa occidentale (pozzo Gela 28, perforato dall'Agip S.p.A.).

Un successivo passo verso acque più profonde (al massimo 400 m) è stato realizzato mediante *piattaforme galleggianti semi-sommergibili* ancorate a fondo-mare. Per profondità d'acqua ancora maggiori vengono impiegate *navi di perforazione*; queste sono dotate, oltre che delle normali



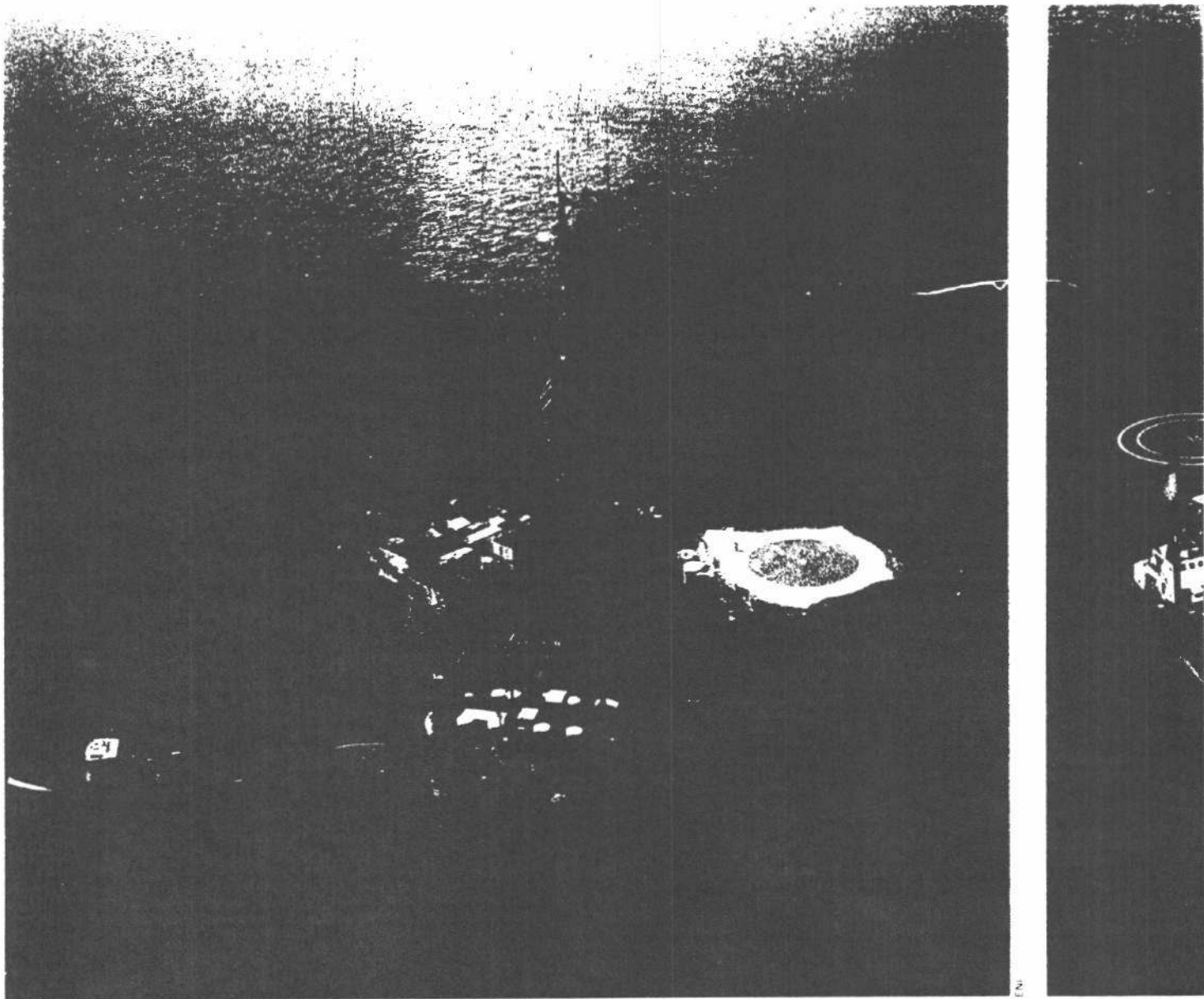
ENI



ENI

Sopra, impianto terrestre per perforazioni a grande profondità; le profondità raggiunte superano sovente i 6000 m, ma la maggior parte dei pozzi produttivi non si spinge oltre i 4000 m. La forza necessaria a premere lo scalpello sulla roccia è fornita dal peso di parte della batteria di aste soprastante ed è dell'ordine di 1000-2000 kg per centimetro di diametro del foro. Le aste, tubolari, sono lunghe circa 9 m e vengono collegate tra loro con speciali manicotti per accelerare le operazioni di avvistamento e di svitamento. In genere le aste, per accelerare le manovre, sono estratte o calate a gruppi di tre: ciò appunto rende necessaria la presenza di una struttura di notevole altezza, la torre di perforazione (~40 m), utilizzata anche per calare nel pozzo (a tratte lunghe fino a 30 m) la batteria di tubi di rivestimento e quella dei tubi di produzione.

A lato, piattaforma autosollevante (jack-up) per perforazioni fuori costa su fondali profondi fino a 100-120 m. Il limite operativo è imposto dallo sforzo di flessione cui sono sottoposte le gambe d'appoggio.



Qui sopra, una piattaforma semisommersibile per perforazioni nell'ambito della piattaforma continentale, lo Scarabeo 4. Sopra a centro pagina, una nave appositamente attrezzata per perforazioni in acque molto profonde, la Saipem Due.

eliche di propulsione, di un sistema di eliche di posizionamento, trasversali all'asse principale della nave, azionate da un sistema di controllo automatico che, mediante un sistema di telemisura a ultrasuoni installato sotto la carena della nave e sul fondo mare o, in casi particolari, con riferimento a punti fissi a terra, mantiene la nave in posizione fissa rispetto al fondo marino, senza alcun ancoraggio.

Il record di profondità d'acqua è attualmente di 1965 m. Esso è stato realizzato nel dicembre 1983 dalla nave di perforazione 'Discover Seven Seas', progettata e costruita nel 1976 per il consorzio SEAGAP (Agip, Getty, Hispanoil e Phillips), con la perforazione per conto Shell del pozzo n. 1 nel blocco 587 del Wilmington Canyon, in oceano Atlantico al largo della Virginia, Stati Uniti.

Il collegamento fra fondo-mare e nave o piattaforma galleggianti è realizzato mediante *riser*, attrezzatura collegante l'impianto di perforazione con il fondo-mare, e agente come condotta di ritorno del fango in superficie e guida per l'imbocco delle aste di perforazione e dei vari attrezzi nel pozzo. Esternamente al riser sono installate le linee di servizio che consentono i collegamenti elettrici e idraulici con le apparecchiature di sicurezza del pozzo, poste a fondo mare. La corretta progettazione del riser costituisce, nel caso di acque molto profonde, uno dei punti più critici della perforazione in mare.

Resta da notare che, mentre con la perforazione si sono raggiunte profondità d'acqua così rilevanti, la possibilità di produrre giacimenti ubicati nel sottofondo marino si limita attualmente a profondità d'acqua minori di 400 m. Questa limitazione è dovuta alle notevoli difficoltà tecniche che si incontrano nell'esercizio dei pozzi e nella raccolta ed evacuazione dell'olio e gas prodotti.

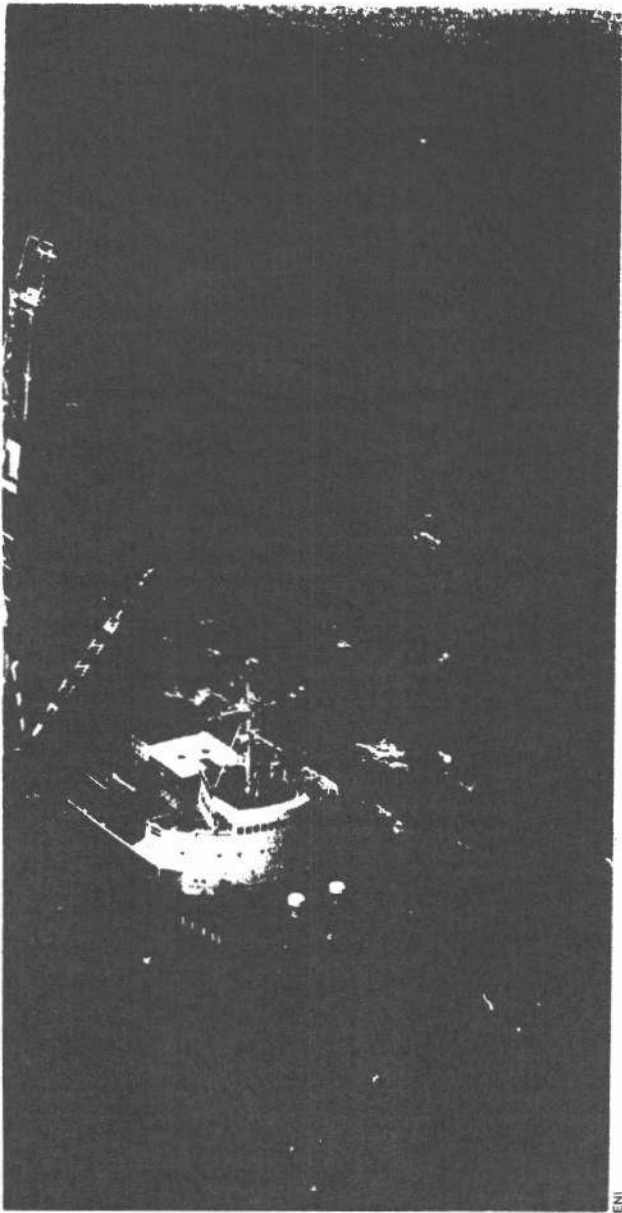
3. Registros in pozzo

Durante la perforazione vengono prelevati, a fondo pozzo, campioni dei terreni attraversati (carote), che vengono sottoposti in laboratorio a misure di porosità, permeabilità, pressione capillare, permeabilità relativa, ecc., come detti al cap. I § 3.

Il prelievo di carote è un'operazione decisamente più costosa della normale perforazione. L'attrezzo impiegato (carotiere) permette il prelievo di carote lunghe 9 m o, eccezionalmente (formazioni ben consolidate), 18 m. Dopo che il carotiere deve essere riportato in superficie, estraendolo dal pozzo tutta la batteria di aste, per recuperare la carota. Per pozzi profondi la manovra di estrazione delle aste può richiedere molte ore, con costi-impianto elevati. Inoltre il prelievo di una carota di fondo deve venire deciso prima dell'attraversamento di un determinato strato. Per pozzi esplorativi è difficile stabilire a priori l'esatta profondità d'incontro di un dato strato, cosa che porterebbe a carote di lunghi tratti di pozzo, con spesa notevole.

Per completezza d'informazione è da ricordare che esiste anche la possibilità di prelevare campioni di terreno lungo la superficie laterale del pozzo, dopo che esso è stato perforato e prima di procedere alla discesa del casing. Tali carote di parete sono però di piccole dimensioni (in genere: diametro 2,5 cm x lunghezza 4-6 cm), e quindi scarsamente rappresentative.

Agli inconvenienti sopra illustrati si ovvia mediante registrazioni lungo tutto il pozzo eseguite al termine della perforazione, generalmente in pozzo scoperto (cioè non rivestito con il casing). Tali registrazioni vengono denominate carotaggi geofisici o, con terminologia americana universalmente impiegata nel mondo petrolifero, logs.



La scoperta del primo tipo di log, chiamato oggi *log di potenziale spontaneo (SP log)*, avvenne in maniera casuale nel 1927, a opera di uno scienziato e un industriale francesi, i fratelli Conrad e Marcel Schlumberger.

Al fine di verificare misure di campo elettrico eseguite nell'ambito di prospezioni in superficie, gli Schlumberger eseguirono una registrazione per punti con andamento con la profondità del potenziale elettrico all'interno di un pozzo petrolifero. Contrariamente a quanto si attendevano, essi trovarono che il potenziale variava lungo il pozzo, assumendo valori massimi in corrispondenza di strati di argilla e valori minimi di fronte a strati di sabbia, arenaria o calcare. Era stato così individuato un procedimento per ottenere informazioni *indirette* circa la litologia degli strati attraversati da un pozzo.

Dovettero comunque passare molti anni prima che un altro scienziato, Henri Doll, individuasse e quantizzasse le cause che portano alla formazione di queste differenze di potenziale. Nel frattempo gli Schlumberger, sviluppando altre tecniche di registrazione in pozzo basate su misure di resistività elettrica, avevano messo le basi di quella che è oggi la più grande compagnia mondiale di registrazioni in pozzo (logs).

Attualmente l'industria petrolifera dispone di numerosi tipi di logs, impiegati per descrivere quantitativamente l'andamento della porosità e saturazione in acqua lungo gli strati attraversati dai pozzi e per ottenere informazioni semi-quantitative circa la loro litologia.

A grandi linee, i logs possono venire raggruppati in due grandi famiglie: *logs di porosità* e *logs di resistività*, impiegati per calcolare le saturazioni in acqua (v. equazione 8).

Le registrazioni vengono eseguite mediante sonde calate

in pozzo a mezzo di un cavo corazzato a più conduttori azionato da un verricello e collegato alle apparecchiature elettroniche di superficie per il condizionamento e la registrazione grafica e magnetica dei segnali provenienti dalla sonda (v. volume ASTRONOMIA E GEOFISICA: PROSPEZIONI GRAVIMETRICHE, MAGNETICHE, ELETTRICHE E CAROTAGGI GEOFISICI). Data la mobilità richiesta, sonde, cavo, verricello e apparecchiature di superficie sono montate su autocarri o su mezzi galleggianti per essere portate al pozzo al momento della registrazione dei logs.

Carotaggi di porosità. Esistono due famiglie di carotaggi di porosità: i *carotaggi radioattivi* e i *carotaggi sonici*; i carotaggi radioattivi, a loro volta, si basano o su misure di radioattività spontanea dei sedimenti, o su misure di radioattività indotta.

È noto che i sedimenti argillosi sono dotati di una radioattività (derivante dalla presenza in essi di tracce di minerali radioattivi) che, se pur modesta, è nettamente superiore a quella di tutti gli altri sedimenti. La registrazione lungo il pozzo della radioattività spontanea γ (GR = *gamma ray log*) permette pertanto, analogamente allo SP prima menzionato, di localizzare strati argillosi. La conoscenza del contenuto di argilla nei sedimenti serve, inoltre, per la correzione degli altri logs radioattivi.

A differenza dello SP, il GR può venire impiegato anche in pozzi già rivestiti con casing. Esso è quindi particolarmente utile nel caso di vecchi pozzi per i quali non esistano informazioni attendibili.

L'energia dei fotoni γ emessi dai sedimenti è una caratteristica specifica di ciascun nucleo radioattivo emittente. Eseguendo la spettrometria della radiazione naturale emessa (NGS = *natural gamma ray spectrometry*) è quindi possibile caratterizzare ciascuno strato argilloso, e seguirne pertanto la continuità all'interno del giacimento.

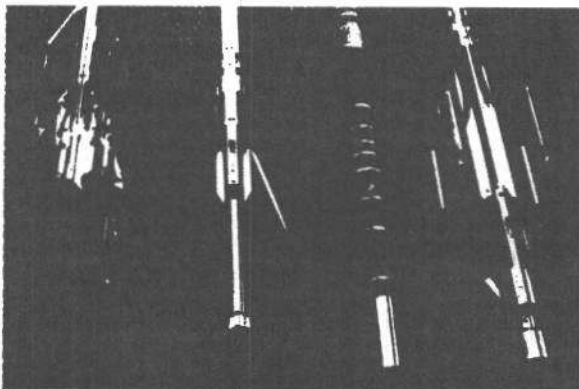
I carotaggi di radioattività indotta si basano sulla misura della risposta dei sedimenti al bombardamento con neutroni o con fotoni γ . La sorgente radioattiva è contenuta nella sonda in pozzo. La sorgente di neutroni può essere a emissione continua o pulsata. I neutroni emessi vengono rallentati per urto elastico contro i nuclei degli elementi che costituiscono i sedimenti e, quando raggiungono il livello termico di energia (0,025 eV), vengono catturati dai nuclei con emissione di fotoni γ .

Il percorso dei neutroni nella formazione prima della loro termalizzazione è tanto più breve quanto maggiore è la porosità (a rigore: il contenuto di idrogeno). Il conteggio dei neutroni termici o dei fotoni γ che raggiungono, per unità di tempo, un rivelatore posto a una distanza fissa dalla sorgente permette quindi di determinare per via indiretta il valore locale della porosità. Impiegando più rivelatori a distanze diverse dalla sorgente è possibile ottenere anche indicazioni sul tipo di fluido (gas oppure olio e acqua) presente localmente nella formazione.

I principali tipi di carotaggio neutronico oggi impiegati sono il GNT (*gamma ray-neutron log*), lo SNP (*sidewall neutron porosity tool*) e il CNL (*compensated dual-spacing neutron log*).

Impiegando una sorgente pulsata di neutroni e misurando il tempo di decadimento dei neutroni rallentati è possibile avere indicazioni semi-quantitative sulla saturazione in acqua presente in strato (TDT = *thermal decay time log*).

L'impiego di fotoni γ si basa sul fatto che il coefficiente di assorbimento degli stessi, per effetto Compton, da parte della materia è proporzionale alla densità del mezzo assorbente. Pertanto, misurando il numero di radiazioni γ che raggiungono un rivelatore a distanza fissa dalla sorgente, è possibile determinare la densità, e quindi la porosità, della formazione: è questo lo FDC (*formation density log*).

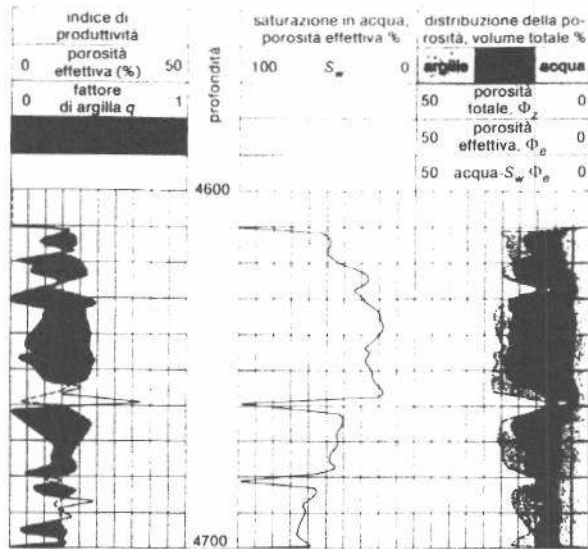


Sonde Schlumberger per l'esecuzione di registrazioni in pozzo (logs) aventi lo scopo di fornire indicazioni sulla natura dei terreni attraversati e sulla presenza di olio o gas.



Carotiere Christensen a diamanti per il prelievo di carote in formazioni dure.

A lato, fig. 15 Risultato dell'interpretazione, mediante impiego del calcolatore, di un assieme di logs registrati in una formazione clastica (sabbie e argille). I diagrammi forniscono l'andamento, in funzione della profondità, della porosità, delle saturazioni in idrocarburi e in acqua, nonché del contenuto d'argilla nella roccia.



Della relazione fra porosità e velocità delle onde elastiche nei mezzi porosi si è già detto al cap. I § 3, equazione 6.

La misura della velocità delle onde elastiche (o meglio, del suo inverso, tempo di transito per unità di lunghezza) nei sedimenti attraversati dal pozzo è realizzata dalla sonda BHC (*borehole compensated sonic log*), che fornisce anche valori medi di velocità su ampi intervalli, utilizzati nell'interpretazione dei rilievi sismici di superficie. Dal BHC si può ottenere, con misure di attenuazione di ampiezza dell'onda elastica, indicazioni sulla presenza di fratture.

I logs di porosità sono influenzati, in maniera diversa fra loro, oltre che dalla porosità, dalla litologia del mezzo poroso. L'interpretazione simultanea e combinata di più logs di porosità permette quindi di ottenere indicazioni circa la litologia locale (sabbie, arenarie, calcari, dolomie, ecc.) e, nel caso di litologie miste, circa la percentuale locale di ciascun tipo litologico.

Carotaggi di resistività. Come illustrato al cap. I § 3: Altre caratteristiche fisiche, esiste per ciascun mezzo poroso una relazione univoca fra saturazione in acqua e resistività elettrica. L'equazione 8 esprime tale relazione per il caso di una roccia a porosità primaria 'pulita', cioè esente da argilla. Relazioni più complesse sono state individuate per i casi di rocce 'sporche' d'argilla e per rocce a doppia porosità (primaria e secondaria).

La determinazione della saturazione in acqua S_w si riconduce pertanto alla determinazione della resistività elettrica locale (R_t) e della resistività dell'acqua presente nei pori (R_w). Il valore di R_w viene ottenuto dall'interpretazione quantitativa del log di potenziale spontaneo. Per la misura di R_t esistono numerosi tipi di logs, il cui impiego è dettato caso per caso dalla litologia preminente in pozzo e dal tipo di fango di perforazione impiegato.

Le combinazioni di carotaggi elettrici oggi più impiegate sono:

- a) logs a grande raggio d'indagine all'interno dello strato
 - ES - carotaggio elettrico convenzionale (normale 16" + normale 64" + laterale 18" 8" + SP);
 - IES - induction electrical survey (normale 16" + carotaggio induttivo 6FF40 oppure 6FF28 + SP);
 - DIL - dual induction laterolog (induction log a media e grande spaziatura + laterolog 6FF40 + SP);
 - ISF - induction spherically focused log (laterolog a focalizzazione sferica + induction log a grande spaziatura);
 - LL3-LL7 - laterolog (laterolog 3 oppure laterolog 7 + gamma ray log + SP);
 - DDL - dual laterolog simultaneous (laterolog a corta e a lunga spaziatura + gamma ray log oppure SP).
- b) logs a piccolo raggio d'indagine e grande potere risolutivo in presenza di strati sottili (microdispositivi)
 - ML - microlong (micronormale 2" + microinversa 1" x 1" + diametro del pozzo);
 - MLL - microlaterolog (microlaterale 2" + diametro pozzo);
 - MPL - microproximity log (microinversa 1" x 1" + microlaterale 2" + diametro pozzo);
 - MSFL - microspherically focused log (microlaterale a focalizzazione sferica + diametro pozzo).

A loro volta, i dati ottenuti dai microdispositivi vengono impiegati per correggere dall'influenza delle particolari situazioni esistenti attorno al pozzo i risultati ottenuti dai logs a grande raggio d'indagine.

Interpretazione quantitativa dei logs. Come risulta evidente i logs forniscono delle misure indirette delle caratteristiche della roccia-serbatoio (litologia, porosità, saturazione in acqua), la cui conoscenza è indispensabile per la programmazione della coltivazione di un giacimento, mentre le corete forniscono misure dirette, e quindi più precise (ma a che molto più costose), delle stesse caratteristiche fisiche. Nella pratica dell'ingegneria dei giacimenti le due serie informazioni (da logs e da corete) vengono utilizzate congiuntamente, così da rendere massima la qualità dell'informazione e minimo il loro costo.

Per ogni giacimento viene individuato un certo numero di pozzi chiave, opportunamente distribuiti, nei quali viene eseguito il prelievo continuo di corete su tutto lo spessore dell'intervallo mineralizzato (*carotaggio meccanico continuo*) e viene altresì registrata la più completa combinazione di logs che si ritiene necessaria per la conoscenza del roccia-serbatoio.

I dati ottenuti dall'analisi delle corete vengono poi impiegati per tarare i risultati dell'interpretazione dei logs, in modo da ottenere da quest'ultimi gli stessi valori di porosità, saturazione in acqua e litologia che si sono avuti dall'analisi delle corete.

La combinazione ottimale di logs e il metodo d'interpretazione degli stessi, così individuati, vengono poi impiegati in tutti i pozzi dello stesso giacimento, nei quali non vengono più eseguite se non poche corete. In tal modo i valori di parametri fisici ottenuti dai logs registrati in tutti i pozzi sono automaticamente 'tarati' sulle corete dei pozzi-chiave.

Il procedimento di taratura e di calcolo viene oggi eseguito in maniera automatica, facendo ampio ricorso all'impiego del calcolatore. Un esempio del risultato dell'interpretazione, mediante impiego del calcolatore, di un assieme di logs in una formazione clastica è riportato in fig. 15.

4. Prove di strato e di produzione

La conferma dell'esistenza di una mineralizzazione a olio o a gas in un pozzo, nonché la determinazione del suo potenziale produttivo (cioè della portata giornaliera che può venire prodotta) e delle caratteristiche del fluido di giacimento possono avvenire solo attraverso prove di erogazione eseguite in fase di perforazione o al termine della perforazione.

Durante la perforazione vengono eseguite prove di strato (*drill stem tests = DST*) della durata di qualche ora, che servono a verificare l'esistenza e il tipo di mineralizzazione (olio oppure a gas) e ad avere informazioni di massima sulle caratteristiche produttive dello strato prima di procedere al completamento definitivo del pozzo.

I DST possono venire eseguiti sia *in foro scoperto* (e cioè prima di rivestire il pozzo con il casing) sia *in foro tubato*, in quest'ultimo caso previa perforazione del casing con un numero limitato di spari (pallottole o cariche cave); in entrambi i casi la produzione avviene attraverso le aste di perforazione. L'intervallo da provare viene isolato dal resto del pozzo mediante packer (fig. 16) opportunamente scelto in base alle condizioni meccaniche del foro del pozzo.

Le prove di produzione vengono eseguite quando il pozzo è già definitivamente completato con tubing e croce di erogazione.

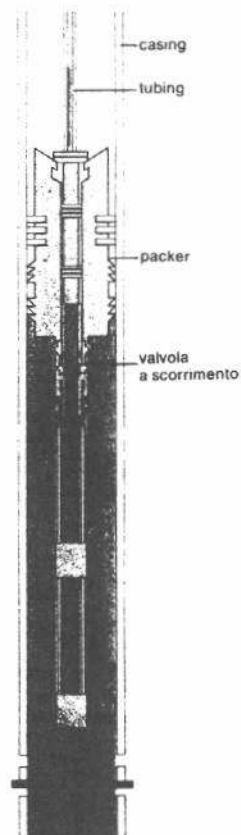
Quando si debbano provare più intervalli, le prove vengono iniziate dall'intervallo più profondo, per procedere progressivamente verso l'alto. Gli intervalli rivelatisi impermeabili, o non commercialmente sfruttabili, o ad acqua vengono isolati con tappi di cemento e/o ricementazioni del casing mediante iniezioni di cemento (*squeezing*).

Nel caso dei pozzi tubati, prima di eseguire qualsiasi prova è indispensabile assicurarsi della tenuta della cementazione, e cioè della perfetta adesione del cemento sia alla roccia sia al casing. La verifica della tenuta della cementazione della sua continuità lungo il pozzo viene eseguita registrando in pozzo un particolare tipo di log (CBL - *cement bond log*) che si basa sulla misura dell'attenuazione di onde elastiche emesse e rivelate in pozzo da una particolare sonda di misura.

Determinazione delle caratteristiche fisiche dello strato nell'interno del pozzo. Indicando con:

- q la portata di olio o gas prodotta dal pozzo, misurata nelle condizioni standard di superficie (0,1 MPa e 15 °C);
- p , la pressione iniziale in giacimento;
- p_w , la pressione a fondo-pozzo in erogazione, funzione del tempo a partire dall'inizio dell'erogazione;
- p_{ws} , la pressione a fondo-pozzo, a pozzo chiuso dopo erogazione (anch'essa funzione del tempo);
- ρ , la porosità dello strato;
- k la permeabilità effettiva dello strato;

Sotto, fig. 16. Schema di packer impiegato per isolare un tratto di pozzo da sottoporre a prova di strato o di produzione.



h lo spessore dello strato in prova;

r_w il raggio del pozzo;

B il fattore di volume del fluido erogato, nelle condizioni di fondo-pozzo (v. cap. I § 4: studi PVT);

c la comprimibilità del fluido erogato;

μ la viscosità presentata dal fluido erogato, in condizioni di fondo-pozzo;

t_0 il tempo totale di erogazione;

Δt il tempo contato a partire dalla chiusura del pozzo dopo erogazione;

s lo skin effect (riduzione locale di permeabilità attorno al pozzo dovuta ad intasamento dello strato oppure ad effetti di geometria);

le equazioni che collegano portata, pressioni e tempo sono le seguenti:

$$p_{wr}(t) = p_i + \frac{q B \mu}{4 \pi k h} \left[\ln \frac{\Gamma \mu c r_w^2}{4 k t} - 2 s \right] \quad (9)$$

$$p_{ws}(\Delta t) = p_i - \frac{q B \mu}{4 \pi k h} \ln \left(\frac{t_0 + \Delta t}{\Delta t} \right) \quad (10)$$

ove Γ è la costante di Eulero ($\Gamma = 1,78$).

Dall'equazione 10 appare evidente come, riportando in funzione di $\ln [(t_0 + \Delta t)/\Delta t]$ la pressione $p_{ws}(\Delta t)$ registrata a fondo-pozzo durante la risalita di pressione successiva alla chiusura del pozzo, si ottenga una retta dalla cui pendenza, una volta noti q , B , μ e h , si può determinare la permeabilità effettiva k , mediata su tutto lo spessore dello strato. Ciò giustifica la registrazione della pressione di fondo dopo la chiusura del pozzo (*pressure build-up test*), pratica sempre adottata nel corso del DST e delle prove di produzione.

Noto k , e conoscendo i valori di p_i , c e r_w è possibile, mediante l'equazione 9, calcolare s . Lo skin effect s costituisce un'indicazione della caduta addizionale di pressione di fondo dovuta a effetti geometrici (perforazione solo parziale dello strato erogante), o a un intasamento della zona immediatamente attorno al foro del pozzo dovuto, ad esempio, al fango di perforazione. Tale caduta addizionale di pressione può venire rimossa, o comunque ridotta, con particolari accorgimenti (perforazione più estesa dello strato, rimozione dell'intasamento, ad esempio mediante acidificazione).

La pressione di fondo-pozzo viene registrata mediante apposite apparecchiature (Amerada, Kuster, manometri a quarzo) calate al fondo del pozzo, con registrazione dei dati in superficie o all'interno dall'apparecchiatura stessa.

Un esempio di registrazione di pressione eseguita durante un DST è riportato in fig. 17.

Determinazione del tipo di fluido di strato e della produttività del pozzo. Per la determinazione del tipo di fluido esistente in giacimento e per il suo campionamento ai fini di studi PVT (v. cap. I § 4) è necessario che il fluido prodotto dal pozzo venga convogliato in un separatore. Tale attrezzatura permette di misurare con accuratezza, e in condizioni stabilizzate di pressione e temperatura, le portate di petrolio (o gasolina), gas ed eventualmente acqua erogate.

Da queste misure di portata vengono poi calcolati il rapporto gas/olio (GOR), il rapporto acqua/olio (WOR) e il rapporto gas/acqua (GWR), i cui valori e la cui evoluzione nel tempo forniscono importanti indicazioni circa la situazione dei fluidi in giacimento. Ad esempio, un graduale aumento nel tempo del GOR può indicare la presenza di un gas-cap a contatto con l'olio a non grande distanza dal pozzo, con progressiva intrusione del gas nell'olio (*gas coning*). Analoghe indicazioni possono essere dedotte dall'andamento del WOR e del GWR (*water coning*).

Nel corso della prova vengono prelevati al separatore campioni in pressione di olio (o gasolina) e gas. Tali campioni, ricombinati in laboratorio PVT in base al GOR misurato al pozzo, vengono impiegati per lo studio del comportamento volumetrico e di fase del fluido di giacimento.

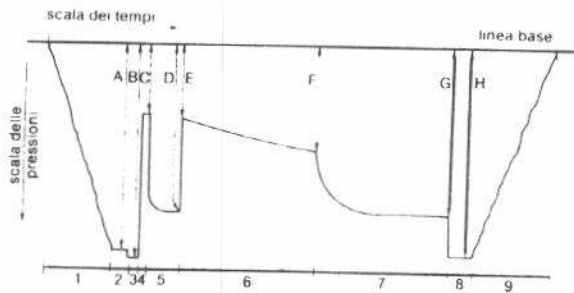
Dall'equazione 9 appare evidente come la caduta di pressione ($p_i - p_{wr}$) a fondo-pozzo sia proporzionale alla portata qB di fluido misurata in condizioni di fondo.

Per pozzi a olio si può assumere B circa costante. È possibile allora definire un indice di produttività (PI) dato dal rapporto:

$$PI = \frac{q}{p_i - p_{wr}} \quad (11)$$

Il PI di un pozzo è indipendente dalla portata di olio, almeno finché non si abbia sviluppo di gas libero in strato, con conseguente riduzione della permeabilità all'olio.

Il valore di PI di un pozzo viene ricavato da prove di produzione effettuate a portate diverse. Esso viene poi impiegato per calcolare la portata di regime del pozzo stesso, una



A lato, fig. 17. Registrazione dell'andamento della pressione a fondo-pozzo durante una prova di strato con due erogazioni successive. L'andamento della pressione durante le risalite successive all'erogazione viene impiegato per determinare il potenziale produttivo del pozzo. (Operazioni: 1, discesa della batteria; 2, registrazione della pressione idrostatica iniziale; 3, fessaggio del packer; 4, prima erogazione; 5, prima risalita; 6, seconda erogazione; 7, seconda risalita; 8, registrazione della pressione idrostatica finale; 9, estrazione della batteria. Pressioni: A, idrostatica iniziale; B, sovrappressione causata dal fessaggio del packer; C, fine prima erogazione; D, fine prima risalita; E, inizio seconda erogazione; F, fine seconda erogazione; G, fine seconda risalita; H, idrostatica finale).

volta fissata la massima caduta di pressione accettabile. Quest'ultima è una funzione della pressione minima ammessa a testa-pozzo, nonché dell'eventuale presenza di fenomeni di trascinamento di sabbia in pozzo.

Nei pozzi a gas, la variazione del fattore di volume B_g con la pressione e i fenomeni di turbolenza nel flusso del gas nelle immediate vicinanze del pozzo portano alla seguente equazione di flusso:

$$p_i^2 - p_{wr}^2 = aq + bq^2 \quad (12)$$

ove q è la portata di gas misurata in condizioni standard di superficie (0,1 MPa a 15 °C). La determinazione dei valori delle costanti a e b richiede l'esecuzione di almeno due misure di p_{wr} , a portate diverse. In pratica, per ridurre gli errori si effettuano in ciascun pozzo almeno quattro prove a diversa portata (*back-pressure test* dello U.S. Bureau of Mines). Noti a e b è possibile calcolare la portata che il pozzo è in grado di erogare per ogni valore prefissato della pressione di fondo.

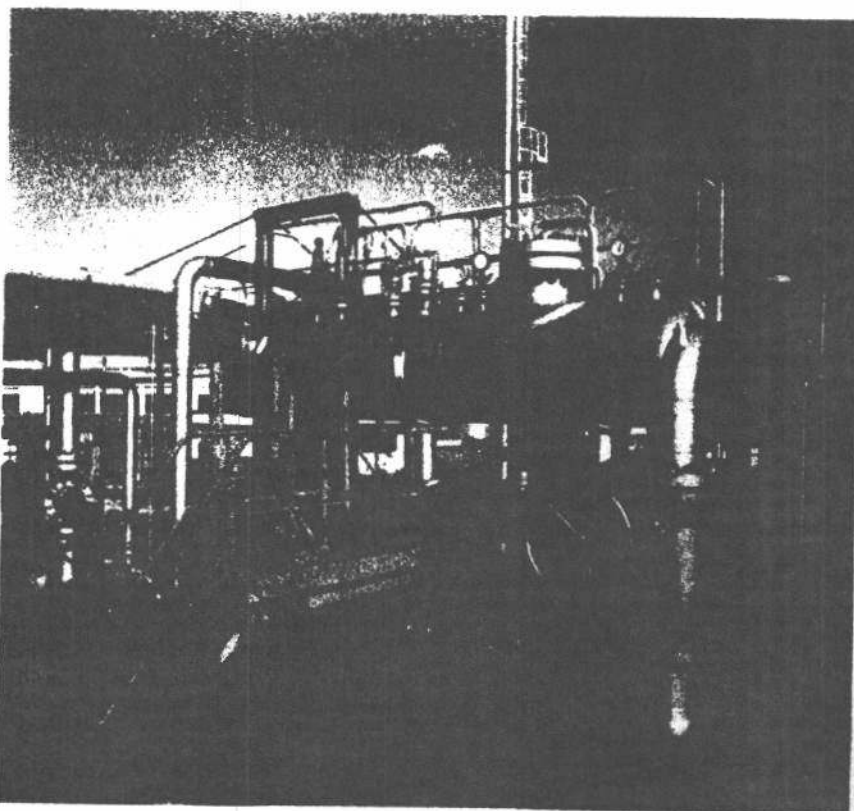
Nella pratica petrolifera si è soliti caratterizzare i pozzi a gas con il loro potenziale massimo teorico (*open flow potential*), corrispondente a p_{wr} pari a zero. Ovviamente, tale potenziale non può mai venire realizzato, ma il suo valore è impiegato per confrontare fra loro pozzi diversi.

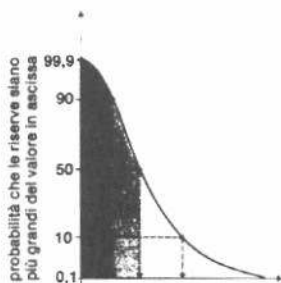
III. Processi di coltivazione

La coltivazione di un giacimento di idrocarburi è, da un punto di vista ingegneristico, un fatto singolare, differente da qualsiasi altra attività che un tecnico può essere chiamato ad affrontare nella sua vita professionale.

Innanzitutto, al momento in cui si richiede all'ingegnere di giacimento di fornire un programma di coltivazione, la conoscenza del giacimento e della sua struttura interna è estremamente scarsa: in genere, oltre al pozzo di scoperta sono stati perforati alcuni (2-5) pozzi di delimitazione del giacimento.

Esecuzione di una prova di produzione a un pozzo.





Sopra, fig. 18. Distribuzione probabilistica delle riserve di un giacimento, valutata con il metodo Monte Carlo. Visualizzazione dei concetti di riserve accertate (in rosso), di riserve probabili (in arancione) e di riserve possibili (in giallo).

È da notare che, anche quando si saranno perforati tutti i pozzi di coltivazione, la conoscenza diretta della roccia-serbatoio resterà pur sempre limitata alle carote prelevate in corso di perforazione. Con un diametro di pozzo di 10 pollici (25,4 cm) e pur con pozzi abbastanza raffittiti (distanza fra pozzo e pozzo 250 m), nell'ipotesi che tutti i pozzi siano stati carotati in continuo, i campioni di roccia-serbatoio di cui l'ingegnere di giacimento dispone per i suoi studi costituiscono solo un milionesimo del volume del giacimento.

La situazione migliora di poco se si considera l'informazione di tipo indiretto fornita dai logs, che danno valori medi delle caratteristiche della roccia su una estensione radiale di qualche metro attorno al pozzo. In questo caso si può valutare che le conoscenze a disposizione dell'ingegnere di giacimento coprono circa un decimillesimo del volume della roccia-serbatoio.

La situazione esistente nella zona fra pozzo e pozzo deve essere dedotta attraverso un processo di interpolazione logica, basato sull'elaborazione combinata delle informazioni derivanti dai rilievi sismici e da studi di sedimentologia, tettonica, petrofisica, migrazione dei fluidi e diagenesi della roccia. Particolare importanza riveste la ricostruzione della paleogeografia locale, e cioè della morfologia esistente al momento della deposizione dei sedimenti che costituiscono oggi la roccia-serbatoio.

Il problema è ulteriormente complicato dal fatto che il comportamento del giacimento in fase di coltivazione è fortemente influenzato dalle caratteristiche fluidodinamiche di eventuali acquiferi (cioè strati contenenti solo acqua) a contatto con l'olio o il gas. Le informazioni dirette su tali acquiferi sono sempre molto limitate, in quanto possono essere ricavate solo da pochi pozzi sterili, perforati in fase di delimitazione dell'estensione areale del giacimento.

In definitiva, a differenza di quanto avviene negli altri campi dell'ingegneria, l'ingegnere di giacimento è costretto dai fatti a operare su un 'oggetto' (il giacimento) del quale non ha una visione diretta, ma per il quale dispone solo di un'immagine costruita in base a osservazioni puntuali (i pozzi). A differenza di quanto avviene nella maggior parte dei processi produttivi industriali, la coltivazione di un giacimento non rappresenta un processo ripetibile, ragion per cui una volta che un giacimento è stato esaurito non è pensabile di riportarlo nelle condizioni iniziali e applicare un diverso processo di coltivazione, che realizzi un miglior recupero dell'olio o del gas.

Qualsiasi modifica allo schema di coltivazione di un giacimento, realizzata per far fronte a un comportamento non previsto dello stesso, può essere considerata solo come un processo 'in serie', e cioè successivo a quello iniziale. Ma è proprio nella fase iniziale di sviluppo di un giacimento di idrocarburi che vengono fatti i maggiori investimenti in pozzi, impianti di superficie, condotte per il trasporto dell'olio o del gas, impianti per il caricamento dell'olio su petroliere, ecc. L'entità di tali investimenti iniziali può raggiungere facilmente oggi (1984), per giacimenti in mare di grandi dimensioni, le migliaia di miliardi di lire.

In altre parole, il rischio minerario, tipico dell'attività esplorativa delle società petrolifere, si estende anche alla fase di coltivazione dei giacimenti. Ciò giustifica ampiamente l'importanza che tali società attribuiscono ai loro reparti di ingegneria del petrolio nei quali geofisici, geologi, ingegneri, chimici, fisici, esperti di informatica, concentrano i loro sforzi nello studio della struttura interna dei giacimenti e nella previsione della risposta degli stessi a processi diversi di coltivazione, al fine di individuare, già in fase di sviluppo del giacimento, il processo di coltivazione ottimale.

Nei paesi a economia di mercato il processo ottimale è quello che rende massimo l'utile netto scontato ottenibile dalla coltivazione del giacimento [differenza fra ricavi dalla vendita dell'olio e del gas, attualizzati al momento iniziale della produzione, e costi (investimenti più costi di esercizio più tasse) pure essi attualizzati al momento iniziale].

In paesi ad altra economia si possono avere criteri diversi di ottimizzazione. Ad esempio, può essere considerato ottimale il processo che rende massime le quantità di olio o gas estratte da un giacimento, indipendentemente dagli investimenti e costi di esercizio sostenuti per la produzione.

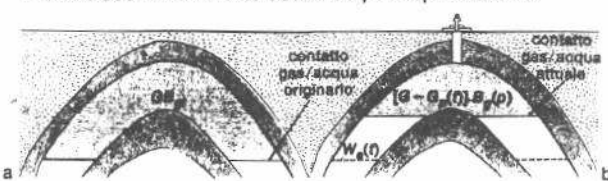


Fig. 19. Giacimento di gas a spinta d'acqua. Situazione a giacimento vergine (a) e a giacimento in corso di coltivazione (b). L'estrazione del gas e dell'acqua ad esso associata ha provocato una diminuzione della pressione e di conseguenza un avanzamento dell'acqua di fondo.

1. Valutazione degli idrocarburi in giacimento

Una prima grandezza che caratterizza un giacimento è la quantità di idrocarburi in esso contenuta, denominata *olio* (o *gas*) *in posto*. Tale quantità viene espressa in metri cubi misurati in condizioni standard di superficie (0,1 MPa e 15 °C) e rappresenta la quantità (*N*) di olio, oppure (*G*) di gas che idealmente si ricaverebbe dal giacimento se tutti gli idrocarburi contenuti potessero venire estratti.

Altre unità di misura impiegate nel mondo petrolifero sono per l'olio, il barile (1 B = 0,159 m³) e per il gas, il piede cubo (1 ft³ = 0,0283 m³), entrambi espressi in condizioni standard di superficie.

Le quantità di petrolio e di gas effettivamente estraibili da un giacimento sono ottenute moltiplicando l'olio (o il gas) in posto per un *fattore di recupero* (*E_R*), il cui valore dipende sia dalle caratteristiche del giacimento sia dal processo di coltivazione impiegato. Sull'entità di tale fattore *E_R* e sui metodi per la sua valutazione torneremo in seguito.

Il volume *N* di olio o *G* di gas in posto viene determinato, di solito, con il *metodo volumetrico*, il cui impiego richiede la conoscenza dei valori dei seguenti parametri:

V_R, volume della roccia-serbatoio;

$\bar{\phi}$, porosità media della roccia-serbatoio;

S_w, saturazione media in acqua in giacimento;

B, fattore di volume dell'olio (*B_o*) o del gas (*B_g*) in giacimento pari al volume occupato in giacimento da 1 metro cubo di olio o di gas in condizioni standard (0,1 MPa e 15 °C).

Si ha:

$$N \text{ (oppure } G) = \frac{V_R \bar{\phi} (1 - S_w)}{B} \quad (13)$$

Data l'indeterminazione da cui sono affette le grandezze di giacimento, l'impiego dell'equazione 13 in modo deterministico (un valore numerico per ogni parametro che in essa compare) non ha molto significato. Si impiega, invece, un procedimento stocastico, e cioè i parametri che compaiono nell'equazione 13 vengono definiti mediante la loro distribuzione probabilistica. Ad esempio, il volume *V_R* di roccia-serbatoio esistente nell'area delimitata dai pozzi già perforati è noto con quasi assoluta certezza, mentre il grado di probabilità attribuibile ai volumi di roccia-serbatoio in aree esterne a quella delimitata dai pozzi decresce progressivamente con l'allontanarsi dai pozzi stessi.

Le distribuzioni di probabilità di *V_R*, $\bar{\phi}$, *S_w* e *B* vengono applicate all'equazione 13 con un processo stocastico (tipicamente, il metodo Monte Carlo), ottenendo così la distribuzione probabilistica di *N* o *G* (fig. 18).

Si definisce poi come volume *accertato* di idrocarburi in posto il valore corrispondente a una probabilità uguale o superiore al 90%, come volume *probabile* quello avente una probabilità compresa fra il 90% e il 50%, come volume *possibile*, infine, quello avente una probabilità compresa fra il 50% e il 10%.

2. Meccanismi di produzione

La produzione del petrolio e del gas avviene attraverso pozzi: di conseguenza, per essere prodotto, l'olio e il gas devono innanzitutto confluire dai punti del giacimento ove essi risiedono verso il fondo di uno dei pozzi. Ciò richiede un certo lavoro meccanico, ottenuto a spese dell'energia elastica sia dell'olio sia del gas libero o disciolto nell'olio stesso sia dell'acqua presente nell'acquifero a contatto con il giacimento.

Nel caso di giacimenti di gas l'energia è fornita prevalentemente dall'espansione elastica del gas in giacimento, ma può essere fornita anche, almeno in parte, dalla spinta d'acqua proveniente dall'acquifero a contatto con il giacimento.

È da ricordare poi che l'olio prodotto deve essere rimpiantato, nei pori della roccia che lo contenevano, da un altro fluido che riempia lo spazio lasciato libero dall'olio. Questo fluido può essere gas parzialmente liberatosi dall'olio o proveniente dal gas-cap sovrastante l'olio, oppure può essere acqua che entra in giacimento dall'acquifero a contatto con l'olio.

La diminuzione di pressione di giacimento conseguente alla produzione provoca poi un ulteriore costipamento della roccia-serbatoio, con una riduzione del volume dei pori. Nel caso di rocce-serbatoio non cementate e ad alta porosità il compattamento della roccia-serbatoio può rappresentare un contributo rilevante all'energia di produzione.

A seconda del meccanismo che fornisce l'energia necessaria al flusso dei fluidi in giacimento si definiscono vari meccanismi di produzione.

Giacimenti di gas. In fig. 19 è rappresentato schematicamente un giacimento di gas a contatto con un acquifero

nella situazione esistente al momento della scoperta e dopo un certo tempo dall'inizio della produzione. L'abbassamento di pressione conseguente alla produzione di gas ha portato all'espansione dell'acqua contenuta nell'acquifero, e quindi a un ingresso d'acqua in giacimento. Di conseguenza, il contatto gas/acqua si è innalzato nel corso della coltivazione.

Indichiamo con G il volume di gas inizialmente in giacimento e con $G_p(t)$ e $W_p(t)$ rispettivamente i volumi di gas e acqua prodotti al tempo t in esame. Sia G sia $G_p(t)$ sono espressi in metri cubi misurati nelle condizioni standard (0,1 MPa e 15 °C). Indichiamo poi con B_{gi} e $B_w(p)$ i fattori di volume del gas e dell'acqua rispettivamente nelle condizioni iniziali di giacimento e al tempo t , cui corrisponde una pressione di giacimento p ; $B_w(p)$ è il fattore di volume dell'acqua.

L'equazione di bilancio volumetrico, che esprime la conservazione nel tempo del volume di pori del giacimento, assume la forma:

$$G B_{gi} = [G - G_p(t)] B_g(p) + [W_a(t) - W_p(t)] B_w(p) \quad (14)$$

ove $W_a(t)$ è il volume di acqua entrata in giacimento al tempo t . Esso si può calcolare a partire dalla storia passata di pressione di giacimento $p(t)$ conoscendo le caratteristiche geometriche e petrofisiche dell'acquifero.

L'equazione 14 è l'equazione di coltivazione dei giacimenti di gas. Essa permette di calcolare, attraverso un procedimento di approssimazioni successive (dovuto alla presenza simultanea di funzioni del tempo e della pressione), l'andamento nel tempo della pressione di giacimento, e quindi della portata dei pozzi, in corrispondenza di una legge di produzione $G_p(t)$ prefissata. Ovviamente, è possibile anche la soluzione del problema inverso e cioè il calcolo della legge di produzione che realizza un andamento fissato $p(t)$ della pressione di giacimento.

Per giacimenti 'chiusi', ossia non a contatto con un acquifero, l'equazione 14 si riduce alla forma più semplice:

$$G B_{gi} = [G - G_p(t)] B_g(p) \quad (15)$$

di soluzione immediata.

Giacimenti di olio. È noto che, al di sotto della pressione di bolla, p_b , la solubilità R_s del gas nell'olio in giacimento diminuisce con il diminuire della pressione (fig. 20). Di conseguenza, quando la pressione di giacimento ha raggiunto il punto di bolla ogni ulteriore diminuzione di pressione provoca lo sviluppo di gas dall'olio, con conseguente liberazione di energia elastica: è questo il meccanismo di produzione denominato *spinta di gas disciolto*. Tale meccanismo è sempre presente al di sotto della pressione di bolla dell'olio di giacimento. Il gas liberatosi può migrare verso l'alto, per azione gravitativa, formando così quello che viene chiamato un *gas-cap secondario* (fig. 21).

Se nella parte superiore del giacimento è presente un accumulo di gas a contatto con l'olio (*gas-cap*) è ovvio che la diminuzione di pressione conseguente alla produzione provoca l'espansione di tale *gas-cap* (fig. 22).

Il lavoro proveniente dall'espansione del gas è in parte consumato all'interno del gas stesso e in parte trasmesso all'olio come energia elastica: è questo il meccanismo di produzione denominato *spinta esterna di gas*.

Resta da considerare, come ultimo caso, la spinta fornita dall'espansione dell'acqua di un acquifero a contatto con l'olio, del tutto analoga a quella già descritta nel caso dei giacimenti di gas. Il relativo meccanismo di produzione è denominato *spinta d'acqua* (fig. 23).

In uno stesso giacimento possono essere presenti tutti e tre i meccanismi di spinta sopra illustrati: è questo il caso di un giacimento di olio sottosaturato con *gas-cap* che sia in comunicazione con un acquifero attivo.

Si suole caratterizzare ogni meccanismo con un *indice di spinta*, che rappresenta la percentuale di energia fornita alla produzione del giacimento. In linea di principio, il meccanismo che contribuisce in maniera più efficiente al mantenimento della pressione di giacimento è la spinta d'acqua, seguita dalla spinta esterna di gas e poi dalla spinta di gas disciolto (fig. 24).

Equazione di coltivazione dei giacimenti di olio. Indicando con:

N il volume di olio inizialmente in giacimento, misurato in condizioni standard (0,1 MPa e 15 °C);

N_p il volume di olio prodotto al tempo t (a 0,1 MPa e 15 °C);

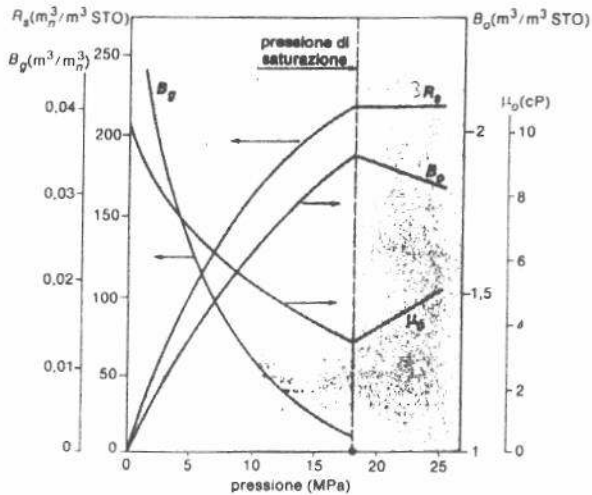
W_p il volume di acqua prodotta al tempo t (a 0,1 MPa e 15 °C);

R_s il rapporto gas/olio medio (rapporto fra le quantità totali di gas e olio prodotte al tempo t);

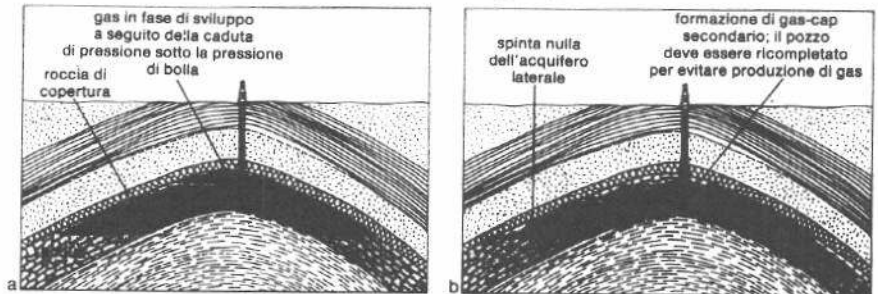
B_o il fattore di volume dell'olio (fig. 20);

B_g il fattore di volume del gas (fig. 20);

B_w il fattore di volume dell'acqua;

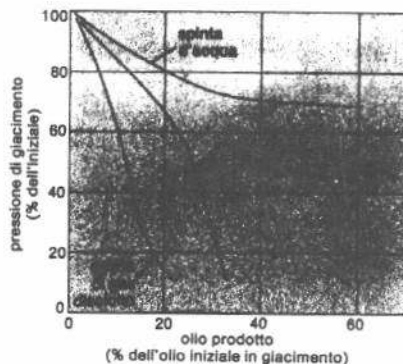
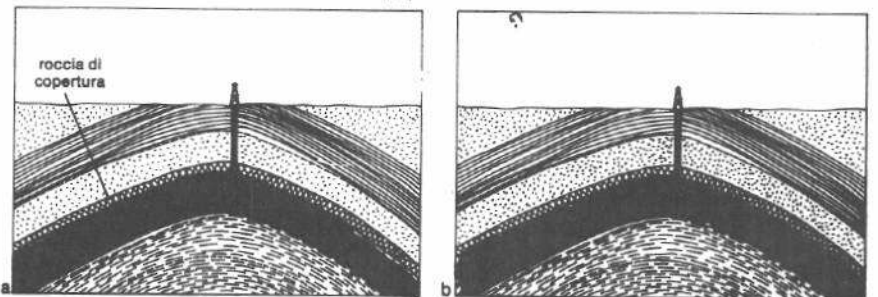
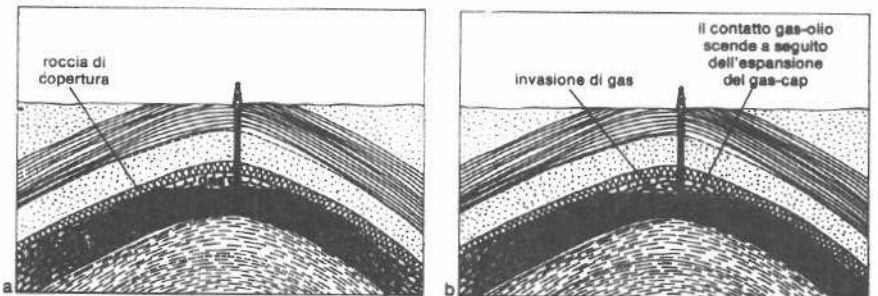


A lato, fig. 20. Andamento, in funzione della pressione di giacimento, del fattore di volume dell'olio (B_o), della solubilità del gas nell'olio (R_s), della viscosità dell'olio (μ_o) e del fattore di volume del gas (B_g).



Sopra, fig. 21. Giacimento di olio a spinta di gas disciolto: nella fase iniziale della coltivazione (a) comincia a svilupparsi gas dall'olio; il gas così liberatosi può migrare verso la parte alta del giacimento (b), dove forma un *gas-cap* secondario. Sotto, fig. 22. Giacimento di olio a spinta di gas dal *gas-cap*: situazione a giacimento vergine

(a); in conseguenza dell'estrazione di olio il *gas-cap* avanza lasciando dietro di sé una saturazione in olio residuo (b). In basso, fig. 23. Giacimento di olio a spinta d'acqua di fondo: situazione a giacimento vergine (a); l'estrazione di olio fa avanzare l'acqua di fondo che lo spinge verso il centro del giacimento (b).



A lato, fig. 24. Andamento della pressione di giacimento con i vari meccanismi di produzione. La spinta d'acqua è, in genere, il meccanismo più efficiente, sia per quanto riguarda il recupero dell'olio sia per quanto si riferisce al mantenimento della pressione.

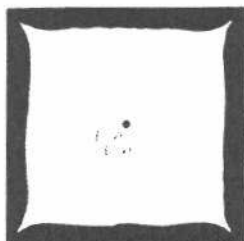


Fig. 25. Distribuzione di pozzi 'a cinque punti' con iniezione d'acqua dal pozzo centrale. Efficienza di spiazzamento (S.E.) al momento dell'arrivo dell'acqua ai pozzi produttori nei casi di rapporto di mobilità (M) favorevole (sopra) e sfavorevole (in alto).

R_s la solubilità del gas nell'olio (fig. 20);
 m il rapporto fra volume di pori del gas-cap e volume di pori del giacimento a olio, entrambi nelle condizioni a giacimento vergine;
 c_w la comprimibilità dell'acqua;
 c_r la comprimibilità dei pori della roccia-serbatoio;
 W_e il volume di acqua entrata in giacimento al tempo t ;
 S_{iw} la saturazione in acqua iniziale in giacimento;
 Δp l'abbassamento ($p_i - p$) di pressione del giacimento al tempo t
 e impiegando l'indice i per indicare le condizioni a giacimento vergine, l'equazione di coltivazione di un giacimento di olio si esprime con la seguente relazione (16):

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] =$$

$$= N B_{oi} \left[\frac{(B_o - B_{oi}) + (R_p - R_s) B_g}{B_{oi}} + m \left(\frac{B_g}{B_{oi}} - 1 \right) + \right.$$

$$\left. + (1 + m) \left(\frac{c_w S_{iw} + c_r}{1 - S_{iw}} \right) \Delta p \right] + (W_e - W_p) B_w$$

Il termine a sinistra del segno di uguale nell'equazione 16 esprime il volume occupato in giacimento da tutto l'olio prodotto più tutto il gas prodotto, tanto gas disciolto nell'olio quanto gas libero. Il primo termine in parentesi quadra a destra dell'uguale rappresenta l'espansione dell'olio residuo in giacimento prevalentemente a seguito della liberazione di gas. Il secondo termine in parentesi quadra rappresenta l'espansione del gas-cap, mentre il terzo termine rappresenta la riduzione del volume di pori a disposizione degli idrocarburi, a seguito dell'espansione dell'acqua connessa nei pori e della riduzione del volume degli stessi conseguente all'abbassamento della pressione di giacimento. Infine, l'ultimo termine rappresenta il volume netto di acqua entrata in giacimento dall'acquifero.

Risolvendo, con un processo per approssimazioni successive dovuto alla presenza contemporanea di grandezze funzioni del tempo e della pressione, l'equazione 16 è possibile prevedere l'andamento della pressione media di giacimento in funzione di un programma di produzione $N_p(t)$ prefissato. La conoscenza di tale pressione media permette di prevedere l'andamento nel tempo della portata estraibile da ciascun pozzo, e quindi di valutare il numero di pozzi necessari, in ciascun momento, per realizzare il programma di produzione voluto.

Un trattamento particolare è richiesto per il termine $R_p(t)$, rapporto gas/olio medio, il cui valore dipende dal rapporto fra le permeabilità relative al gas e all'olio, e quindi dalle saturazioni in gas e in olio esistenti in ogni momento nel giacimento.

Va tenuto presente che le equazioni 14, 15 e 16 si riferiscono a valori medi dei parametri di giacimento. In esse viene pertanto ignorata qualsiasi variazione spaziale delle grandezze stesse all'interno del giacimento, il quale è considerato come una singola 'cella' omogenea e con caratteristiche uniformi di roccia e fluidi.

Per poter valutare le distribuzioni spaziali delle pressioni, saturazioni in fluidi e produttività dei pozzi all'interno del giacimento è necessario far ricorso a ben più complessi modelli numerici di giacimento, di cui si parlerà in seguito.

3. Fenomeni di spiazzamento

Come l'energia necessaria al flusso dell'olio in giacimento può provenire sia dall'interno dell'olio stesso (gas disciolto nell'olio) sia dall'esterno (gas-cap, acquifero), così i fluidi che rimpiazzano l'olio nei pori possono provenire sia dall'olio (gas che si libera per abbassamento di pressione) sia dall'esterno (gas del gas-cap, acqua dell'acquifero a con-

tatto con il giacimento). Ricordiamo che, in ogni caso, per potersi muovere verso i pozzi l'olio deve venire sostituito nei pori da un altro fluido. Il processo relativo prende il nome di 'spiazzamento' dell'olio (inglese: *displacement*; francese: *déplacement*).

Lo spiazzamento a opera del gas disciolto è un processo estremamente poco efficiente. Infatti il gas, una volta raggiunta una frazione del volume di pori sufficiente a formare una fase continua (*saturazione critica in gas*), diviene anch'esso mobile e tende a migrare verso la parte alta del giacimento per effetto gravitativo, formando così un gas-cap secondario. Concentreremo pertanto l'attenzione sullo spiazzamento da parte di fluidi esterni all'olio, e cioè gas (dal gas-cap o iniettato in giacimento) e acqua (dall'acquifero o appositamente iniettata in giacimento e, talvolta, addizionata con prodotti che, come i tensioattivi, migliorano il processo di spiazzamento).

Data l'eterogeneità propria delle rocce-serbatoio, non tutto il volume del giacimento può venire a contatto con il fluido spiazzante. Ricorderemo poi che (cap. I § 3: Permeabilità assoluta e relativa) non tutto l'olio viene spiazzato dai singoli pori che lo contengono: una parte rimane come saturazione in olio residuo. La frazione in volume di olio spiazzata, e quindi estratta dal giacimento (*fattore di recupero*, E_R), risulta dalla combinazione di due fattori, e cioè:

- volume di roccia-serbatoio che viene a contatto con il fluido spiazzante, espresso come frazione del volume totale di giacimento (*efficienza volumetrica*, E_V);
- volume di olio spiazzato dai pori, nella parte di roccia-serbatoio che è venuta a contatto con il fluido spiazzante, espresso come frazione del volume di olio in essa contenuto (*efficienza di spiazzamento microscopico*, E_D ; v. cap. I § 3: Permeabilità assoluta e relativa).

La relazione esistente fra queste tre grandezze è:

$$E_R = E_V \cdot E_D \quad (17)$$

Efficienza volumetrica, E_V . L'efficienza volumetrica di un processo di spiazzamento è funzione del rapporto M fra la mobilità (λ_d) del fluido spiazzante e la mobilità (λ_o) dell'olio in giacimento. Si indica con il termine mobilità il rapporto fra la permeabilità effettiva al fluido (k) e la viscosità (μ) dello stesso. Si ha pertanto:

$$M = \frac{k_d}{\mu_d} \cdot \frac{\mu_o}{k_o} \quad (18)$$

Quanto più alto è il valore di M , tanto minore è l'efficienza volumetrica E_V .

La dipendenza di E_V da M è illustrata dall'esempio in fig. 25, che si riferisce a un processo 'a cinque punti' (*five spot*) in un giacimento la cui roccia serbatoio è omogenea e isotropa sia arealmente sia lungo lo spessore del giacimento. L'acqua viene iniettata dal pozzo centrale mentre l'olio viene prodotto dai quattro pozzi posti al vertice del quadrato.

Uno schema di questo tipo, ripetuto per un numero sufficiente di volte fino a coprire tutta l'area del giacimento costituisce un processo di coltivazione mediante *iniezione distribuita d'acqua* all'interno del giacimento. Come si può vedere, per $M = 1$ si ha $E_V = 0,72$, mentre per $M = 4,6$ il valore di E_V si riduce a 0,47. Quando il valore di M è superiore a 1 il fluido spiazzante tende a introdursi nell'olio, formando delle digitazioni che raggiungono rapidamente i pozzi di produzione. Di conseguenza, la frazione di volume di roccia-serbatoio contattata dal fluido spiazzante si riduce, e tale effetto è tanto maggiore quanto più elevato è il valore di M . La situazione diviene anche peggiore nel caso di giacimenti eterogenei, in particolare quando la roccia-serbatoio si costituisce da più strati a permeabilità diversa fra loro intercomunicanti (fig. 26). Per $M > 1$ il fluido spiazzante avanza con velocità crescente negli strati a maggior permeabilità raggiungendo i pozzi di produzione quando gran parte dell'olio è ancora contenuta negli strati a permeabilità minore. Si arriva così a un momento in cui il pozzo produce quasi solamente il fluido spiazzante. Esso deve essere pertanto chiuso alla produzione lasciando in giacimento, negli strati minor permeabilità, quantitativi anche rilevanti di olio.

Nel caso di spiazzamenti in direzione verticale o subverticale (spinta d'acqua da un acquifero di fondo, spinta di gas da gas-cap) l'effetto negativo esercitato dall'eterogeneità verticale della roccia-serbatoio può venire ridotto regolando la portata di olio estratta dal giacimento, in modo che la velocità di avanzamento del fronte di fluido spiazzante sia minore della *velocità critica* (v_c), definita dalla relazione:

$$v_c = \frac{g(\rho_o - \rho_d) \cos \alpha}{\frac{\mu_o}{k_o} - \frac{\mu_d}{k_d}} \quad (19)$$

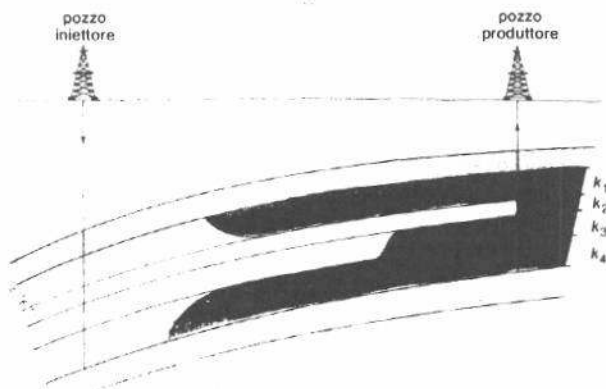


Fig. 26. Avanzamento dell'acqua in un giacimento costituito da strati a diversa permeabilità.

ove g è l'accelerazione di gravità, ρ la densità in condizioni di giacimento, α l'angolo formato dalla direzione di spiazzamento con la verticale, μ la viscosità in condizioni di giacimento, k la permeabilità effettiva. Gli indici o e d stanno a indicare rispettivamente l'olio e il fluido spiazzante.

Per ottenere buoni valori dell'efficienza volumetrica E_v è necessario che il rapporto di mobilità M (equazione 18) sia uguale o minore di 1. Poiché non è possibile modificare la permeabilità della roccia-serbatoio all'olio e al fluido spiazzante, un miglioramento del valore di M può essere ottenuto solo agendo sulle viscosità, e cioè o aumentando la viscosità del fluido spiazzante o diminuendo la viscosità dell'olio di giacimento.

Nel caso di iniezione d'acqua in giacimento un aumento della viscosità dell'acqua può essere ottenuto aggiungendo alla stessa, al momento dell'iniezione, piccole quantità di polimeri specialmente studiati (poliacrilammidi parzialmente idrolizzate, gomme xantaniche o scleroglucani).

Nel caso di iniezione di gas in giacimento, la viscosità dello stesso può venire aumentata provocando la formazione in giacimento di schiume mediante l'iniezione concomitante di tensioattivi e acqua.

Nel caso di petroli particolarmente viscosi è possibile ridurre la viscosità aumentando la temperatura del giacimento. Ciò può essere ottenuto iniettando in giacimento vapore o acqua calda, oppure provocando una combustione parziale dell'olio in giacimento.

Tutti i processi sopra elencati, che hanno come obiettivo un aumento dell'efficienza volumetrica E_v attraverso una diminuzione del rapporto di mobilità M , rientrano nell'ampia classe dei cosiddetti *processi di recupero assistito*.

Efficienza di spiazzamento microscopico, E_D . Come già detto al cap. I § 3: Permeabilità assoluta e relativa, lo spiazzamento dell'olio dai pori della roccia ad opera di un fluido non miscibile con l'olio stesso (acqua o gas naturale) non può mai essere completo: restano sempre nei pori goccioline di olio non mobile (fig. 27) che costituiscono la cosiddetta *saturazione in olio residuo (S_{or})*.

La frazione in volume di olio che viene spiazzata nella porzione di roccia-serbatoio contattata dal fluido spiazzante rappresenta l'efficienza di spiazzamento microscopico (E_D):

$$E_D = \frac{1 - S_{w_i} - S_{or}}{1 - S_{w_i}} \quad (20)$$

essendo S_{w_i} la saturazione iniziale in acqua nei pori della roccia.

Per ogni roccia il valore di S_{or} risulta funzione del valore locale del rapporto fra forze viscose (conseguenti al flusso dell'olio) e forze capillari, rapporto espresso dal *numero capillare (N_c)*:

$$N_c = \frac{v \mu_o}{\sigma_{oa}} \quad (21)$$

ove v è la velocità locale di flusso, μ_o la viscosità dell'olio e σ_{oa} la tensione interfacciale fra olio e fluido spiazzante. L'andamento tipico della relazione $S_{or} = f(N_c)$ è rappresentato in fig. 28. Come si può vedere, la saturazione in olio residuo diviene nulla (e quindi l'olio nei pori è totalmente spiazzato) quando N_c supera il valore di 10^{-2} . Impiegando valori tipici di giacimento

$$v = 100 \text{ m/anno} = 3,2 \cdot 10^{-6} \text{ m/s}$$

$$\mu_o = 1,5 \text{ cp} = 1,5 \cdot 10^{-3} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

tale valore di N_c corrisponde a una tensione interfacciale fra olio e fluido spiazzante minore di $4,8 \cdot 10^{-7} \text{ N/m}$, e cioè minore di $4,8 \cdot 10^{-4} \text{ dine/cm}$. In altre parole, per ottenere lo spiazzamento totale dell'olio dai pori il fluido spiazzante deve essere *miscibile* con l'olio: si ha infatti miscibilità fra due fluidi quando la loro tensione interfacciale è nulla.

L'iniezione in giacimento di fluidi, sia gassosi sia liquidi, miscibili con l'olio costituisce la base di una famiglia di processi di recupero assistito detti, appunto, *processi miscibili*.

4. Modelli numerici di giacimento

Dall'inizio degli anni settanta, con la sempre più diffusa disponibilità di calcolatori elettronici a grande capacità di memoria ed elevata velocità di calcolo, sono diventate procedure ordinarie nell'ingegneria del petrolio lo studio e la previsione del comportamento dei giacimenti mediante modelli numerici.

Al modello 'a singola cella' degli anni cinquanta-sessanta, che fornisce solo una previsione del comportamento medio del giacimento (cap. III § 2), si è sostituito il modello a più celle (di recente, fino a 50 000 celle), che permette di descrivere e prevedere l'andamento nel tempo dei vari para-

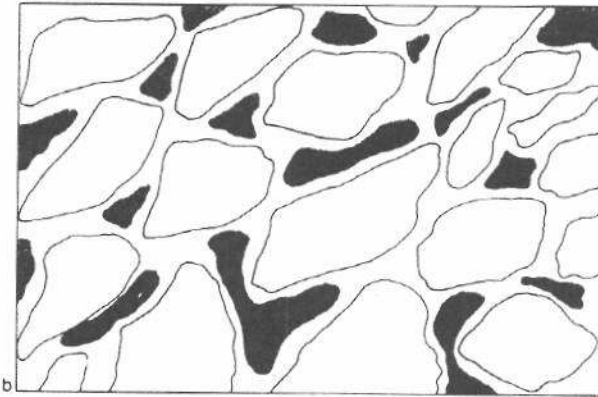
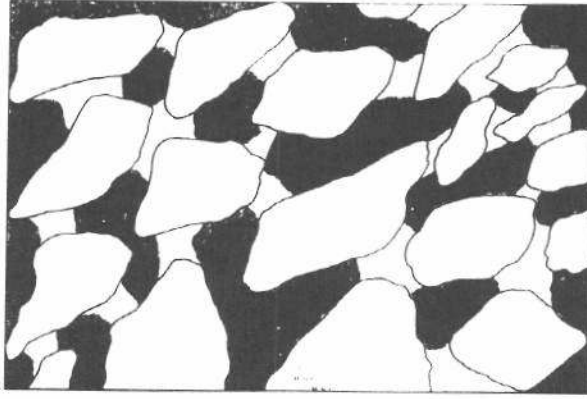
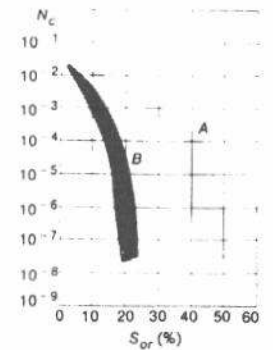
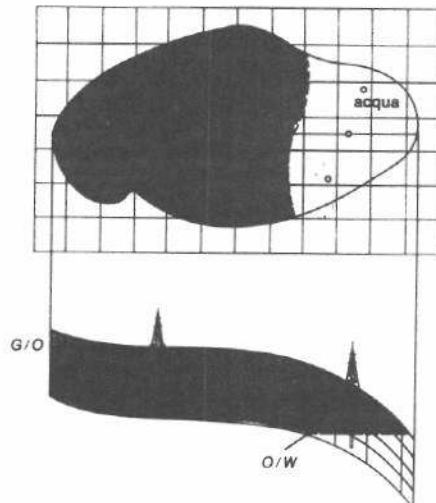


Fig. 27. Distribuzione dell'olio (in rosso) e dell'acqua (in blu) nei pori di una roccia-serbatoio nelle condizioni esistenti al momento della scoperta (a) e dopo iniezione d'acqua (b). Si noti che le gocce di olio residuo sono al centro dei pori, isolate l'una dall'altra.

metri di giacimento (pressione, saturazioni in olio, gas e acqua, portate dei singoli pozzi e rispettivi rapporti gas/olio e acqua/olio di produzione) in ogni punto e durante tutta la vita del giacimento. A tale scopo la roccia-serbatoio, che costituisce un mezzo fisicamente continuo, viene suddivisa arealmente mediante un reticolo a maglie rettangolari o romboidali e, verticalmente, mediante superfici che seguono la conformazione dei vari strati statisticamente omogenei nei quali il giacimento può venir suddiviso (fig. 29). Ovviamente, quanto maggiore è il numero di 'celle' (o 'blocchi') impiegato per suddividere, o 'discretizzare', il giacimento, tanto più accurata sarà la descrizione delle sue caratteristiche fisiche e quindi tanto più particolareggiati saranno i risultati dei calcoli.

Per ogni blocco vengono risolte simultaneamente, a ogni passo di tempo lungo la vita del giacimento, le equazioni di flusso e di conservazione della massa per ognuna delle fasi presenti in giacimento, ottenendo come risultato l'andamento spaziale e temporale della pressione e delle saturazioni in olio, gas e acqua lungo tutto il giacimento. In tal modo il tecnico di giacimento può prevedere l'andamento delle portate di olio, gas e acqua per ciascun pozzo e per il giacimento *in toto* in corrispondenza di ipotesi diverse di sviluppo e coltivazione del giacimento. Egli può così valutare l'opportunità di ricorrere a metodi e processi che migliorino sia il recupero di olio o di gas sia la redditività degli investimenti (perforazione di pozzi di infittimento, ricorso all'iniezione d'acqua o a processi di recupero assistito).

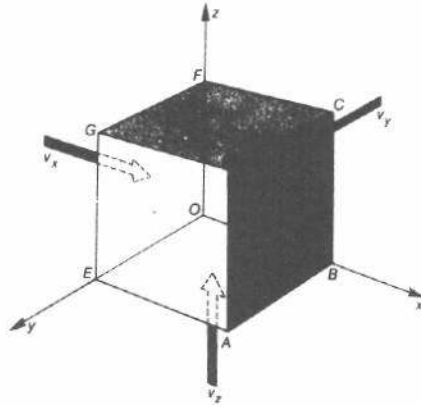
Ovviamente, affinché il modello numerico possa fornire risultati attendibili è indispensabile che le informazioni im-



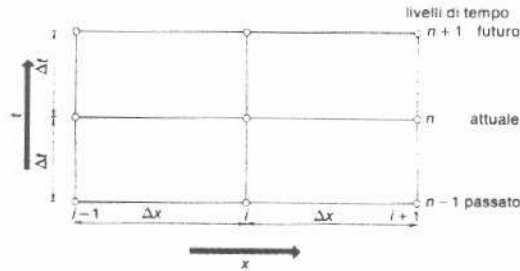
Sopra, fig. 28. Saturazione in olio residuo (S_{or}) in funzione del numero capillare (N_c) secondo due diverse serie di misure (A, secondo Foster; B, secondo Prey). Si noti che quando N_c è superiore a 10^{-2} , S_{or} è nulla.

A lato, fig. 29. Schema di reticolo tridimensionale impiegato per la discretizzazione di un giacimento ai fini dello studio su un modello numerico.

A lato, fig. 30. Cubetto elementare di mezzo poroso.



Qui a lato, fig. 31. Schema di discretizzazione spaziale e temporale impiegato nel metodo alle differenze finite per la rilassazione delle funzioni di derivata.



piegate per la sua costruzione siano corrette. Esiste un principio, spesso dimenticato di fronte al fascino che esercita il calcolatore sull'uomo, per il quale nessun calcolo, per quanto accurato, può fornire risultati che abbiano una precisione maggiore di quella dei dati di base in esso impiegati. Di conseguenza, prima di procedere allo studio di un giacimento mediante modello numerico occorre condurre una lunga e complessa serie di indagini geofisiche, geologiche, sedimentologiche, petrolifisiche, petrografiche, termodinamiche e di meccanica dei fluidi, mirate a individuare e descrivere la struttura interna del giacimento (sua geometria, suddivisione verticale della roccia-serbatoio in zone staticamente omogenee, distribuzione areale e verticale delle caratteristiche della roccia-serbatoio, andamento areale e verticale delle caratteristiche termodinamiche dei fluidi di giacimento, quote dei contatti iniziali gas/olio e acqua/olio, produttività dei pozzi, ecc.). Solo dopo aver completato con successo tali indagini ha significato procedere allo studio del giacimento mediante modello numerico.

Daremo ora alcuni cenni, necessariamente sommarî, sulle tecniche impiegate nella simulazione del comportamento dei giacimenti mediante modelli numerici.

Equazioni di base. In un sistema di coordinate cartesiane ortogonali si consideri (fig. 30) una cella elementare, di lati dx, dy, dz . Indichiamo con v_o il vettore 'velocità di flusso dell'olio di giacimento', di componenti v_x, v_y, v_z secondo gli assi.

Nel tempo elementare dt la differenza dm_x fra la massa di olio entrante dalla faccia $OEFG$ della cella e quella uscente dalla faccia opposta $ABCD$ è:

$$dm_x = \rho_{o,sc} \frac{v_x}{B_o} dy dz dt + \rho_{o,sc} \left[\frac{v_y}{B_o} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{v_x}{B_o} \right) dx \right] dy dz dt = -\rho_{o,sc} \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{v_x}{B_o} \right) dx dy dz dt \quad (22)$$

essendo $\rho_{o,sc}$ la massa specifica dell'olio in condizioni di superficie (0,1 MPa e 15 °C), e B_o il fattore di volume dell'olio in condizioni di giacimento.

Scrivendo le analoghe equazioni per le direzioni di flusso coincidenti con gli assi y e z , e ricordando la notazione:

$$\text{div } v_o = \frac{\partial}{\partial x} v_x + \frac{\partial}{\partial y} v_y + \frac{\partial}{\partial z} v_z$$

si ha che la variazione dm_1 di massa di olio nella cella elementare, conseguente al flusso dell'olio, è:

$$dm_1 = -\rho_{o,sc} \text{div} \left(\frac{v_o}{B_o} \right) dx dy dz dt \quad (23)$$

Dall'equazione di Darcy si ha poi:

$$v_o = -\vec{k} \frac{k_{r_o}}{\mu_o} \text{grad } \Phi_o \quad (24)$$

ove \vec{k} è la permeabilità della roccia (tensore del 2° ordine k_{r_o} , la permeabilità relativa all'olio, funzione della saturazione in olio S_o , μ_o la viscosità dell'olio, Φ_o il potenziale dell'olio. Dalle equazioni 23 e 24 si ricava:

$$dm_1 = \rho_{o,sc} \text{div} \left[\frac{\vec{k} k_{r_o}}{\mu_o B_o} \text{grad } \Phi_o \right] dx dy dz dt \quad (25)$$

La variazione di massa dm_1 nella cella elementare è con seguente a due fatti: variazione della saturazione in olio nella cella a seguito del movimento di olio da e per le celle circostanti ed estrazione di olio dalla stessa, attraverso un pozzo che sia in essa ubicato. Siano dm_2 e dm_3 le corrispondenti variazioni nella massa di olio contenuta nella cella. Si ha:

$$dm_2 = \rho_{o,sc} \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\rho S_o}{B_o} \right) dx dy dz dt \quad (26)$$

$$dm_3 = \rho_{o,sc} q_o dx dy dz dt \quad (27)$$

ove q_o è l'intensità di estrazione, cioè volume di olio localmente estratto per unità di volume di roccia e unità di tempo. Dovendo essere, per il principio di conservazione della massa

$$dm_1 = dm_2 + dm_3 \quad (28)$$

si avrà, dalle equazioni 25, 26 e 27,

$$\text{div} \left(\frac{\vec{k} k_{r_o}}{\mu_o B_o} \text{grad } \Phi_o \right) - q_o = \frac{\partial}{\partial t} \left(\frac{\rho S_o}{B_o} \right) \quad (29a)$$

Le analoghe equazioni per le fasi gas e acqua presenti in un giacimento si scrivono:

$$\text{div} \left[\vec{k} \left(\frac{k_{r_g}}{\mu_g B_g} \text{grad } \Phi_g + R_{s_o} \frac{k_{r_o}}{\mu_o B_o} \text{grad } \Phi_o + R_{s_w} \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \text{grad } \Phi_w \right) \right] - q_g = \frac{\partial}{\partial t} \left[\rho \left(\frac{S_g}{B_g} + R_{s_o} \frac{S_o}{B_o} + R_{s_w} \frac{S_w}{B_w} \right) \right] \quad (29b)$$

$$\text{div} \left(\vec{k} \frac{k_{r_w}}{\mu_w B_w} \text{grad } \Phi_w \right) - q_w = \frac{\partial}{\partial t} \left(\rho \frac{S_w}{B_w} \right) \quad (29c)$$

ove R_{s_o} indica la solubilità del gas nell'olio, nelle condizioni di giacimento; R_{s_w} la solubilità del gas nell'acqua, nelle condizioni di giacimento e gli indici o, g, w stanno a indicare rispettivamente proprietà relative all'olio, al gas e all'acqua.

Le equazioni 29 costituiscono le equazioni di conservazione della massa dell'olio, del gas e dell'acqua. La maggior complessità riscontrabile nell'equazione 29b, relativa al gas è dovuta al fatto che quest'ultimo, oltre a fluire come fase indipendente, fluisce ed è presente anche in soluzione nell'olio e nell'acqua.

Alle equazioni 29 devono venire associate le equazioni che definiscono le pressioni capillari olio/acqua ($p_{c,ow}$) gas/olio ($p_{c,go}$). Si ha:

$$p_{c,ow} = p_o - p_w = f(S_w) \quad (30a)$$

$$p_{c,go} = p_g - p_o = f(S_g) \quad (30b)$$

Dalla definizione di potenziale si ha poi:

$$\Phi_o = p_o - \rho_o g z \quad (31a)$$

$$\Phi_w = p_w - \rho_w g z = p_o - p_{c,ow} - \rho_w g z \quad (31b)$$

$$\Phi_g = p_g - \rho_g g z = p_o - p_{c,go} - \rho_g g z \quad (31c)$$

ove ρ indica la massa specifica in condizioni di giacimento, l'accelerazione di gravità, z la quota rispetto a un piano di riferimento; o, g, w sono indici relativi rispettivamente all'olio, al gas e all'acqua.

Un'ultima relazione è quella esistente fra le saturazioni:

$$S_o + S_g + S_w = 1 \quad (32a)$$

da cui:

$$S_g = 1 - S_o - S_w \quad (32b)$$

Introducendo le equazioni 31 e 32 nelle equazioni 29 si ottiene un sistema di tre equazioni differenziali alle derivate parziali nelle tre incognite p_o, S_o, S_w , nel quale le variabili indipendenti sono le coordinate spaziali (x, y, z) e il tempo. Una volta definite le condizioni iniziali e al contorno (in genere, flusso nullo attraverso la superficie che delimita il giacimento e l'acquifero con esso a contatto) tale sistema è perfettamente definito. La sua soluzione fornisce l'andamento in funzione del tempo delle grandezze p_o (e quindi p_w

e p_w , v. equazione 30) e S_o , S_w (e quindi S_g , v. equazione 32b) in ogni punto del giacimento.

È da notare che i coefficienti che compaiono nelle equazioni di cui sopra sono, a loro volta, funzioni delle variabili dipendenti. Si ha, precisamente:

$$\rho, B_o, B_g, B_w, \mu_o, \mu_g, \mu_w, \rho_o, \rho_g, \rho_w = \text{funzioni di } p \\ k_{ro}, k_{rg}, k_{rw} = \text{funzioni di } S$$

Ciò rende le equazioni stesse non lineari nei coefficienti (e cioè quasi-lineari) e provoca una certa complessità nelle tecniche numeriche necessarie per la loro risoluzione.

Equazioni alle differenze finite. La non-linearità delle equazioni 29, la complessità della geometria del giacimento e la sua eterogeneità rendono impossibile la soluzione analitica di tali equazioni. Di fatto, a oggi soluzioni analitiche sono note solo per flusso monofase in mezzi porosi omogenei a geometria elementare (soluzioni di van Everdingen-Hurst per geometria lineare, radiale e sferica). In tutti gli altri casi di interesse pratico la soluzione delle equazioni 29 è possibile solo per via numerica, dopo averle trasformate in equazioni alle differenze finite. Daremo solo brevi cenni sulla tecnica impiegata.

Nelle equazioni 29 la variabile dipendente *pressione* (p_o) è contenuta tanto come derivate spaziali prima e seconda quanto come derivata temporale, mentre le variabili dipendenti saturazioni (S_o e S_w) sono contenute solo come derivate temporali. A tali derivate vengono sostituite le loro espressioni alle differenze finite. Ricorrendo allo sviluppo in serie di Taylor e arrestandosi al primo termine, si ha:

$$p(x + \Delta x) = p(x) + \frac{\partial p}{\partial x} \Delta x + \varepsilon(\Delta x) \quad (33)$$

e quindi:

$$\frac{\partial p}{\partial x} = \frac{p(x + \Delta x) - p(x)}{\Delta x} + \varepsilon(\Delta x) \quad (34a)$$

Analogamente:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = \frac{1}{\Delta x} \left[\frac{p(x + \Delta x) - p(x)}{\Delta x} - \frac{p(x) - p(x - \Delta x)}{\Delta x} \right] + \varepsilon(\Delta x^2) \\ = \frac{p(x + \Delta x) + p(x - \Delta x) - 2p(x)}{(\Delta x)^2} + \varepsilon(\Delta x^2)$$

e

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \frac{p(t + \Delta t) - p(t)}{\Delta t} + \varepsilon(\Delta t) \quad (34c)$$

Analoghe espressioni si hanno per le derivate temporali nelle saturazioni.

Si voglia ora esprimere alle differenze finite la semplice equazione nelle sole pressioni:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} = c \frac{\partial p}{\partial t} \quad (35)$$

Indichiamo (fig. 31) con $i-1$, i , $i+1$ i centri di tre blocchi successivi di dimensioni Δx , e con gli apici n , $n+1$ (da non confondere con esponenti!) due livelli di tempo successivi distanti fra loro Δt .

Trascurando i termini di second'ordine in ε , dalle equazioni 34b e 34c si ricava:

$$\frac{p_{i+1} + p_{i-1} - 2p_i}{(\Delta x)^2} = c \frac{p_i^{n+1} - p_i^n}{\Delta t} \quad (36)$$

Si noti che nel lato di sinistra dell'equazione 36 (derivata spaziale) non è stato specificato il livello di tempo (n oppure $n+1$) cui si riferiscono i valori delle pressioni. Si hanno tre possibili scelte:

1. I valori di p vengono riferiti al tempo attuale n , e sono quindi noti da calcoli precedenti. Il calcolo di p_i^{n+1} è, di conseguenza, immediato. È questa la *formulazione esplicita* delle equazioni alle differenze finite. Essa fornisce risultati stabili solo se il passo di tempo Δt è molto piccolo. In pratica, tale formulazione non è accettabile per modelli numerici di giacimento.

2. I valori di p vengono riferiti al tempo $n+1$. In tal caso tutti e tre i termini p_{i-1}^{n+1} , p_i^{n+1} , p_{i+1}^{n+1} sono incogniti e il problema può venire risolto solo scrivendo un'equazione come la (36) per ciascuno degli N blocchi in cui è suddiviso il campo e risolvendole contemporaneamente per tutti i blocchi. Si ottiene così un sistema di N equazioni in N incognite, e quindi perfettamente risolvibile. Questa formulazione è chiamata *implicita* ed è incondizionatamente stabile, qualunque sia il passo di tempo impiegato.

3. Per il valore di p si assume, per ciascun blocco, la media dei valori ai tempi n e $n+1$. In tal caso si ottiene

ancora un sistema di N equazioni in N incognite e la soluzione è incondizionatamente stabile. È questa la formulazione di *Crank-Nicholson*.

Nel caso dei modelli numerici di giacimento, costituiti talvolta da decine di migliaia di blocchi, ci si trova a dover risolvere sistemi di decine di migliaia di equazioni in altrettante incognite. Anche se tali sistemi presentano matrici fortemente diagonalizzate (e cioè con i termini non nulli allineati lungo la diagonale principale) la loro risoluzione può richiedere tempi di calcolatore notevoli. I processi impiegati per la risoluzione di tali sistemi di equazioni possono essere di tipo diretto (preceduti da un opportuno riordinamento delle matrici onde contenere i tempi di calcolo) o di tipo iterativo (ADIP, ADIP iterativo, rilassazione per punti o per linea, SIP, ecc.). Molti di tali metodi sono stati sviluppati e messi a punto per la prima volta nell'ambito delle società petrolifere e hanno poi trovato impiego in altri campi della tecnica (ricerca operativa, energia nucleare).

Tecniche di soluzione delle equazioni di simulazione del comportamento dei giacimenti. Le equazioni 29, una volta trasformate in equazioni alle differenze finite, sono comuni equazioni algebriche, e possono pertanto venire risolte mediante tecniche di calcolo numerico. Esse contengono come variabili dipendenti pressioni e saturazioni, e come variabili indipendenti il tempo e le coordinate dei centri di ciascun blocco in cui il giacimento è stato suddiviso.

Partendo da condizioni iniziali note (distribuzione delle pressioni e delle saturazioni a giacimento vergine) e suddividendo il tempo di coltivazione in passi di opportuna lunghezza Δt , è possibile calcolare l'andamento nel tempo delle pressioni e delle saturazioni in ogni punto del giacimento.

Per la soluzione delle equazioni alle differenze finite corrispondenti alle equazioni 29 possono venire impiegati due metodi, dei quali daremo solo brevi cenni.

Nel *metodo IMPES* (IM-PLICITO nelle pressioni, ES-PLICITO nelle saturazioni) le tre equazioni 29 vengono sommate a membro a membro, previa moltiplicazione per opportuni coefficienti in modo da eliminare i termini nella derivata temporale delle saturazioni, tenendo conto delle relazioni espresse nelle equazioni 30, 31 e 32. Si ottiene così un'unica equazione nella variabile dipendente p_o . Per ogni passo di tempo si risolve, con formulazione implicita al tempo t^{n+1} , tale equazione nella pressione p_o . Con i valori di pressione al tempo t^{n+1} così determinati si calcolano poi in maniera esplicita le nuove saturazioni S_o ed S_w al tempo t^{n+1} , nonché le portate q_o , q_g e q_w di fluidi erogati, da applicare al tempo successivo.

Una complicazione risiede nel fatto che alcuni coefficienti (porosità, fattori di volume B_o , B_g , B_w ; viscosità μ_o , μ_g , μ_w ; densità ρ_o , ρ_g , ρ_w) sono funzioni della pressione, mentre altri coefficienti (le permeabilità relative k_{ro} , k_{rg} , k_{rw} e le pressioni capillari $p_{c,ow}$ e $p_{c,go}$) sono funzioni della saturazione. Si può ovviare a questo fatto calcolando questi coefficienti al tempo t^{n+1} , una volta note pressioni e saturazioni a tale tempo, e ripetendo (*iterando*) il calcolo della pressione p_o con tali nuovi coefficienti.

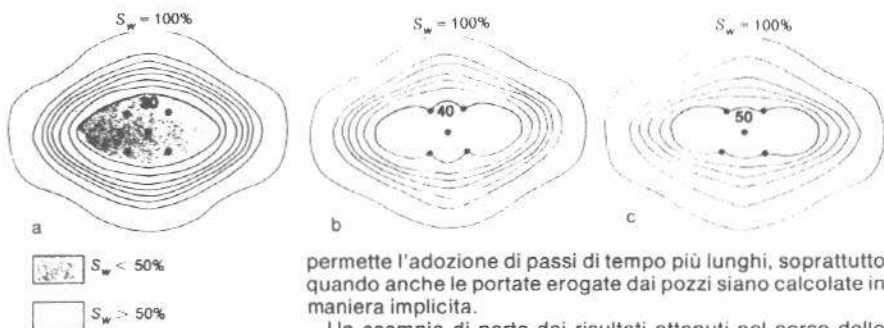
Si considera terminato il processo iterativo quando la differenza massima fra i valori di pressione corrispondenti a due iterazioni successive è minore di un valore prefissato. È questo il *metodo IMPES iterativo*.

Il *metodo IMPES* presenta il vantaggio di richiedere la soluzione di una sola equazione per blocco, e quindi di un sistema di N equazioni per N blocchi di giacimento. Al contrario, esso può divenire instabile se, come nel caso di modelli simulanti il comportamento di singoli pozzi, si verificano forti variazioni di saturazione in alcuni blocchi durante un passo di tempo.

Nel *metodo di soluzione simultanea* (implicito nelle pressioni e nelle saturazioni) le tre equazioni 29 vengono risolte simultaneamente nelle pressioni, ottenendo così per ciascun punto del campo e per ciascun livello di tempo i valori della pressione nell'olio (p_o), nel gas (p_g) e nell'acqua (p_w). I valori delle saturazioni in olio, gas e acqua vengono poi calcolati utilizzando le relazioni (30) di pressione capillare.

Per far fronte alla non linearità delle equazioni 29 si possono impiegare, anche in questo caso, processi iterativi, ricalcolando a ogni iterazione i valori dei coefficienti che sono funzione della pressione e della saturazione, o addirittura approssimando i termini non lineari con metodi alla Newton (valutazione iterativa dello jacobiano della matrice dei coefficienti, *Metodo Totalmente Implicito*).

Il metodo di risoluzione simultanea richiede la soluzione di $3N$ equazioni per N blocchi di giacimento, ed è quindi molto più oneroso, dal punto di vista del tempo di calcolo, del metodo IMPES. Per contro esso è molto più stabile, cioè



Sopra, fig. 32. Andamento nel tempo del fronte d'acqua nel caso di un giacimento di gas con acquifero periferico; risultati ottenuti dalla simulazione con modello numerico (a, giacimento vergine; b, dopo cinque anni di produzione; c, dopo dieci anni).

permette l'adozione di passi di tempo più lunghi, soprattutto quando anche le portate erogate dai pozzi siano calcolate in maniera implicita.

Un esempio di parte dei risultati ottenuti nel corso dello studio mediante modello numerico di un giacimento reale è riportato in fig. 32.

5. Processi di recupero migliorato e assistito

Quando l'energia propria del giacimento si rivela insufficiente a realizzare una percentuale di recupero abbastanza alta, o quando — a seguito di una spinta esterna di acqua o di gas inesistente o troppo modesta — la pressione di giacimento diminuisce rapidamente e con essa la portata dei pozzi, è pratica comune il ricorso a processi di recupero migliorato. Tali processi si adottano solo per i giacimenti di petrolio. Nei giacimenti di gas l'energia elastica contenuta nel gas stesso è sempre sufficiente alla produzione, e tale da non richiedere l'impiego di energia esterna. Nel caso di pozzi a gas a bassa produttività si fa ricorso a operazioni di stimolazione della produttività dei pozzi, e cioè acidificazioni e fratturazioni idrauliche.

Si definiscono *processi di recupero migliorato* tutti i processi atti a integrare le forze e l'energia di giacimento o, in ogni caso, ad aumentare il recupero finale di olio o idrocarburi liquidi. Tali processi comprendono il mantenimento della pressione, il riciclaggio del gas nel caso di giacimenti di gas a condensato, e il *recupero secondario* inteso nel suo significato originario (cioè l'iniezione di fluidi iniziata relativamente tardi nella storia produttiva di un giacimento, allo

scopo di aumentarne la produzione dopo che il recupero per processo primario ha raggiunto il limite economico).

Il recupero migliorato comprende anche i *processi di recupero assistito (Enhanced Oil Recovery = EOR)*, in genere impiegati come processi di *recupero terziario*, da applicare al giacimento quando anche i processi di recupero secondario abbiano raggiunto il limite economico. Essi sono:

- *processi termici* (iniezione continua di vapore, iniezione ciclica di vapore, combustione parziale in giacimento);
- *processi miscibili* (iniezione di anidride carbonica o di idrocarburi gassosi in fase miscibile);
- *processi chimici* (iniezione di microemulsioni e polimeri, iniezione d'acqua viscosizzata con polimeri, iniezione di soluzioni alcaline).

I processi di recupero migliorato. Processi di recupero migliorato, impiegati in fase di coltivazione sia primaria (mantenimento di pressione) sia secondaria, sono l'iniezione d'acqua e l'iniezione di gas naturale in fase non miscibile. Quest'ultimo processo viene sempre meno impiegato e limitato attualmente a giacimenti posti in aree in cui non, sia possibile — per la distanza dai centri di utilizzazione — la commercializzazione del gas prodotto assieme all'olio.

L'iniezione d'acqua può venire realizzata sia mediante pozzi che immettono l'acqua in un acquifero a contatto con l'olio (*iniezione periferica*, fig. 33), sia mediante pozzi intercalati con i pozzi produttori (fig. 34). In tale *iniezione distribuita* d'acqua l'alternanza fra pozzi produttori e iniettori avviene secondo un reticolo regolare, che può assumere diverse configurazioni (fig. 35).

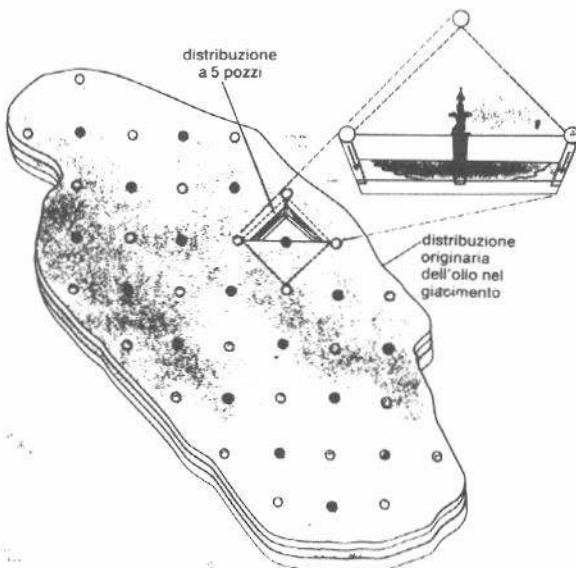
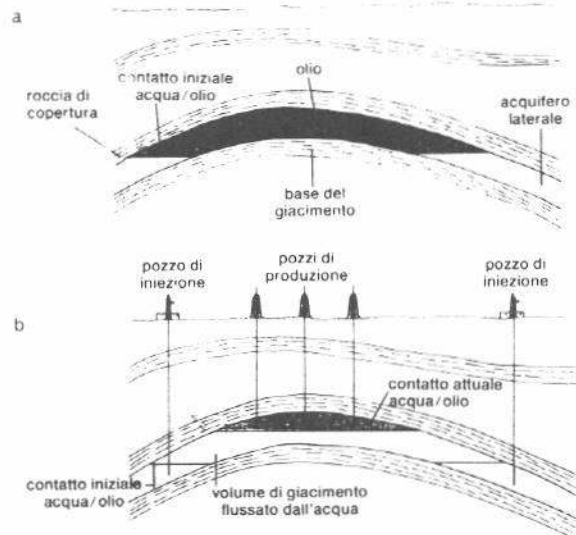
L'iniezione d'acqua non è — come potrebbe sembrare — un'operazione semplice e di immediata realizzazione. Occorre innanzitutto che l'acqua iniettata sia compatibile con l'acqua esistente in giacimento e con la roccia-serbatoio.

La formazione di precipitati per reazione fra ioni contenuti nell'acqua iniettata e ioni presenti nell'acqua in giacimento può portare all'intasamento della roccia-serbatoio nell'intorno dei pozzi d'iniezione, e quindi alla loro perdita come iniettori. Il rigonfiamento delle argille disperse o intercalate nella roccia-serbatoio per contatto con un'acqua di iniezione a salinità minore di quella di strato può pure portare alla riduzione o perdita della permeabilità nelle zone di giacimento venute a contatto con l'acqua iniettata.

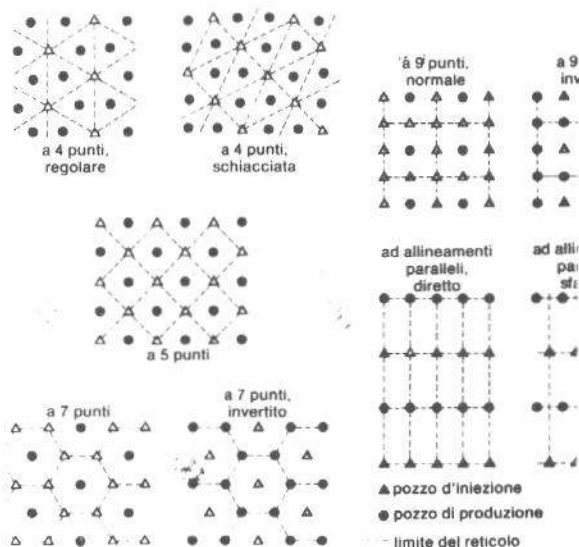
La verifica della compatibilità fra acqua da iniettare, acqua di giacimento e roccia-serbatoio viene effettuata mediante esperienze di laboratorio condotte a pressione e temperatura di giacimento.

Prima di venire iniettata, l'acqua deve essere accuratamente filtrata onde impedire l'intasamento, a opera di particelle solide trasportate con l'acqua, della roccia-serbatoio adiacente i pozzi di iniezione. Essa deve essere inoltre completamente disaerata e addizionata con inibitori per evitare la corrosione delle attrezzature di pozzo e di superficie. È inoltre necessaria l'aggiunta di battericidi per evitare la formazione a fondo-pozzo di gel costituiti da colonie batteriche che intaserebbero i pori della roccia, e per evitare l'immissione in strato di batteri solfato-riduttori. Questi, attaccando i solfati sempre presenti nelle acque di strato, provocano la formazione di idrogeno solforato, con conseguenti problemi di corrosione nei pozzi produttori. Gli impianti di trattamento dell'acqua da iniettare risultano, di conseguenza, abbastanza complessi e costosi.

A lato, fig. 33. Iniezione periferica di acqua. Situazione esistente a giacimento vergine (a) e dopo un certo tempo dall'inizio dell'iniezione (b).



A lato, fig. 34. Iniezione distribuita di acqua mediante reticolo di pozzi del tipo 'a cinque punti' (in colore rosso i pozzi di produzione, in blu quelli di iniezione). All'estrema destra, fig. 35. Vari tipi di reticoli di pozzi impiegati per l'iniezione distribuita di acqua in giacimento.



Tab. 1 - Percentuale di recupero di olio ottenibile per produzione primaria seguita da iniezione d'acqua

Tipo di olio	Produzione primaria (% dell'olio in posto)	Iniezione d'acqua (ulteriore recupero, in % dell'olio in posto)
Molto pesante	1-5	zero
Pesante	1-10	5-10
Medio	5-30	5-15
Leggero	10-40	10-25

L'ubicazione dei pozzi d'iniezione e l'ottimizzazione delle portate d'iniezione d'acqua e di produzione d'olio dei singoli pozzi vengono normalmente ottenute facendo ricorso alla simulazione su modello numerico del comportamento futuro del giacimento.

Valori orientativi dei recuperi di olio ottenibili per produzione primaria seguita da iniezione d'acqua sono riportati in tabella 1.

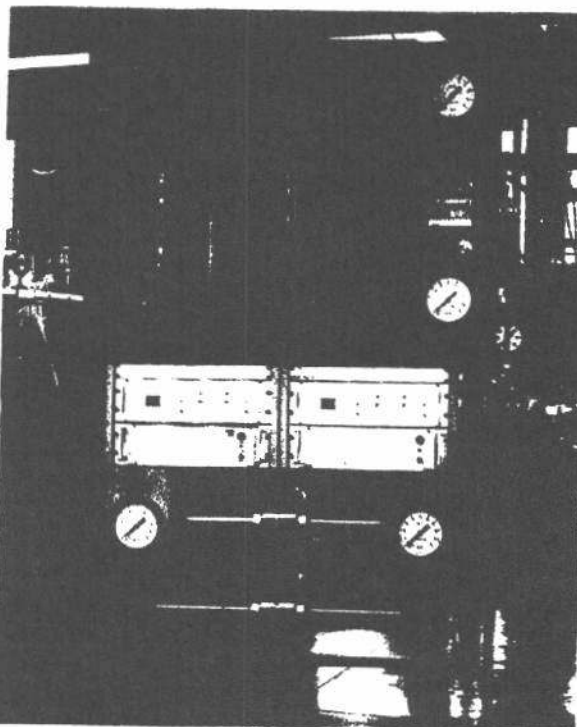
Come media mondiale, il recupero di olio che si ottiene da produzione primaria seguita da iniezione d'acqua è del 33%: in altre parole, si riesce a estrarre dal giacimento solo un terzo del volume d'olio in esso contenuto.

I processi di recupero assistito. Come già detto, i recuperi assistiti costituiscono un tipo particolare e più avanzato dei recuperi migliorati. Essi trovano impiego soprattutto nella fase terziaria della produzione, quando cioè il giacimento ha raggiunto già il suo limite economico per iniezione d'acqua. Talvolta l'iniezione d'acqua non viene realizzata e si passa direttamente dalla produzione primaria al recupero assistito.

Caratteristica comune di tutti i fluidi impiegati per il recupero assistito è di avere un costo unitario nettamente più alto di quello dell'acqua, cosa che rende in molti casi problematica l'economicità di tali processi. Per ridurre i costi si tende a limitare l'impiego di tali fluidi all'iniezione in strato di un 'tampone' degli stessi fatto seguire da acqua o da gas naturale.

Numerosi sono i processi di recupero assistito già in fase operativa di giacimento: una loro elencazione, suddivisa per grandi famiglie, è riportata in fig. 36.

Si descrivono qui di seguito in breve i principali processi, suddivisi per famiglia.



Apparecchiatura per la determinazione sperimentale della compatibilità tra acqua di iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio

I processi termici fanno ricorso a un aumento della temperatura del giacimento, con conseguente riduzione della viscosità dell'olio in strato: diminuisce quindi il rapporto di mobilità acqua/olio (cap. III § 3: Efficienza volumetrica) e si ottiene, di conseguenza, un aumento dell'efficienza volumetrica E_v . I processi termici sono tutti di tipo immiscibile: essi non permettono pertanto un aumento dell'efficienza di spiazzamento microscopico E_D .

Fra i processi termici, i più importanti sono quelli basati sull'iniezione di vapore in strato. Da soli tali processi realizzano attualmente circa l'80% della produzione mondiale di olio da recupero assistito. L'iniezione di vapore può avvenire

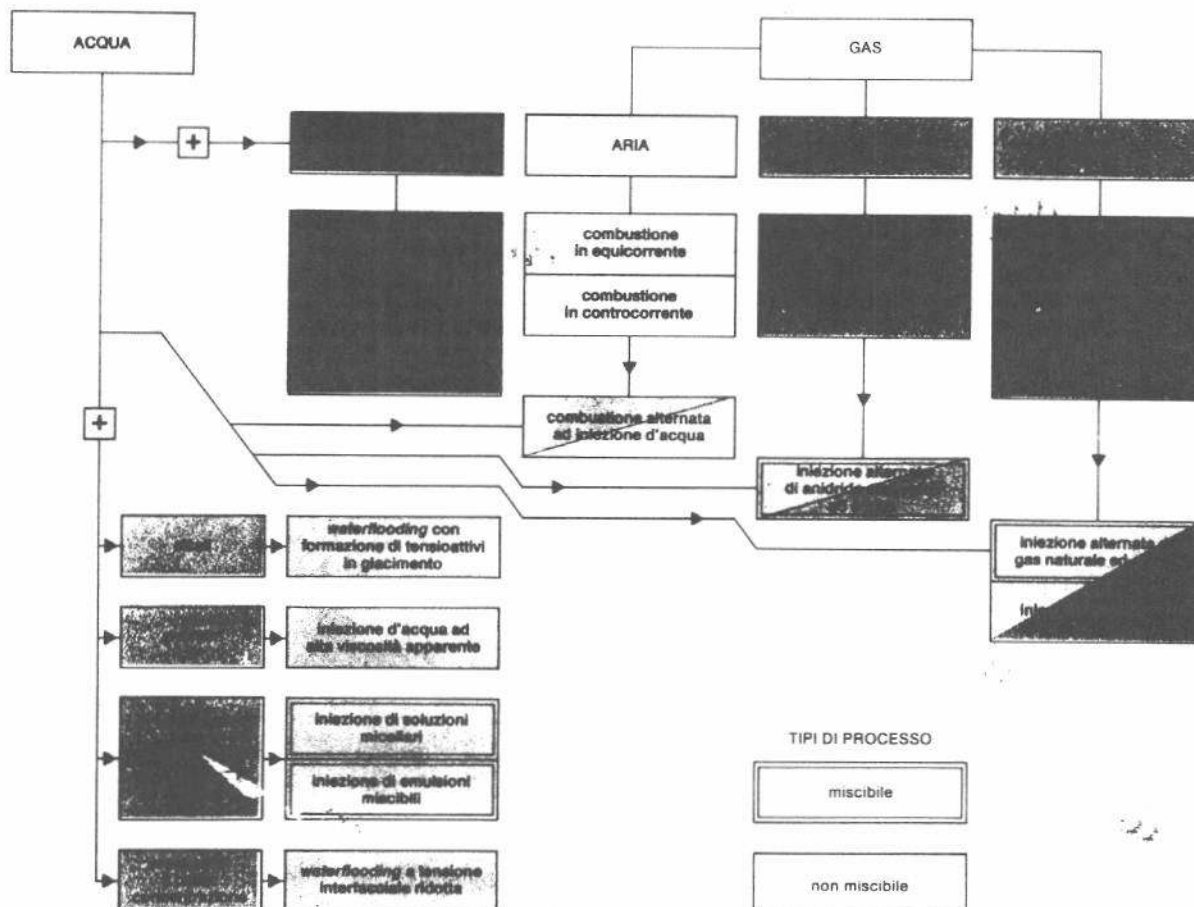


Fig. 36. Processi di recupero assistito: classificazione per tipo di processo e per famiglia, in base al fluido di iniezione impiegato.

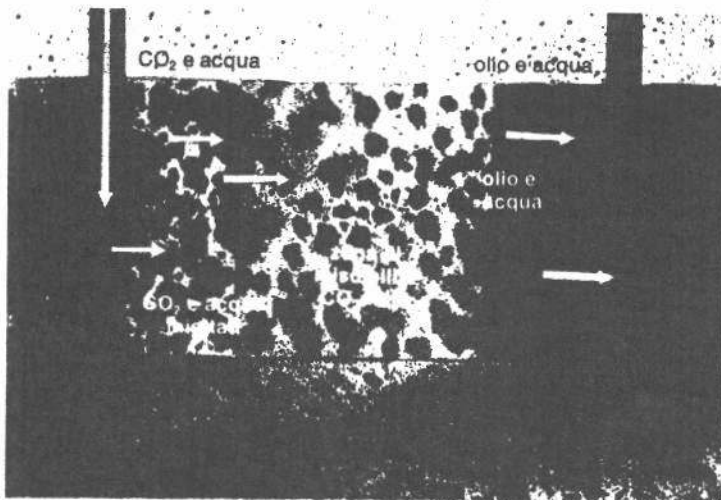
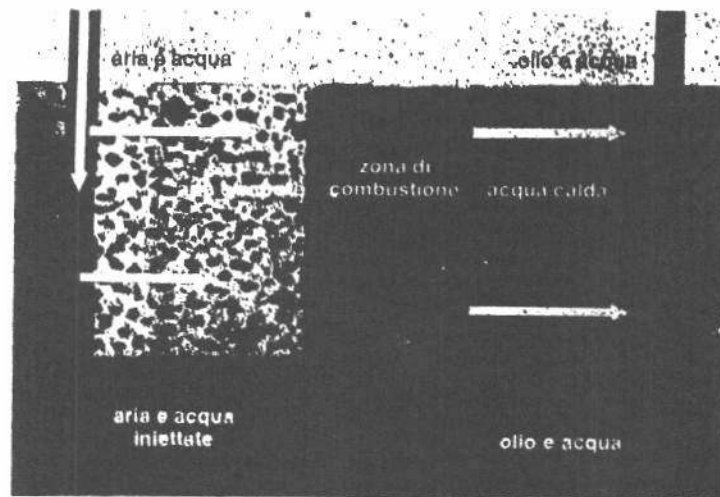
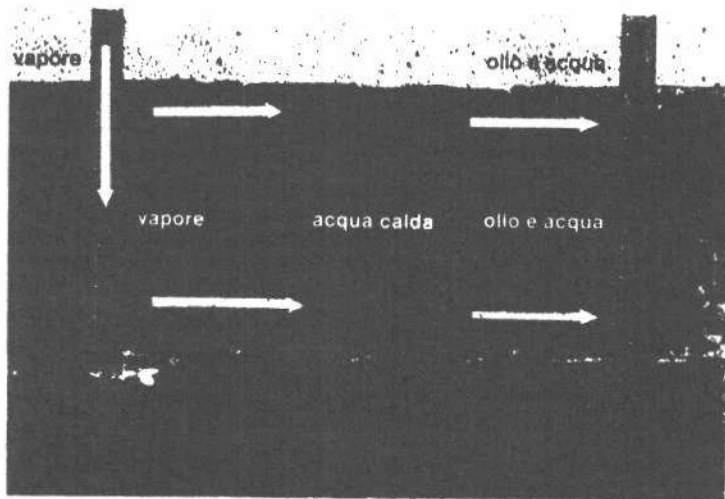
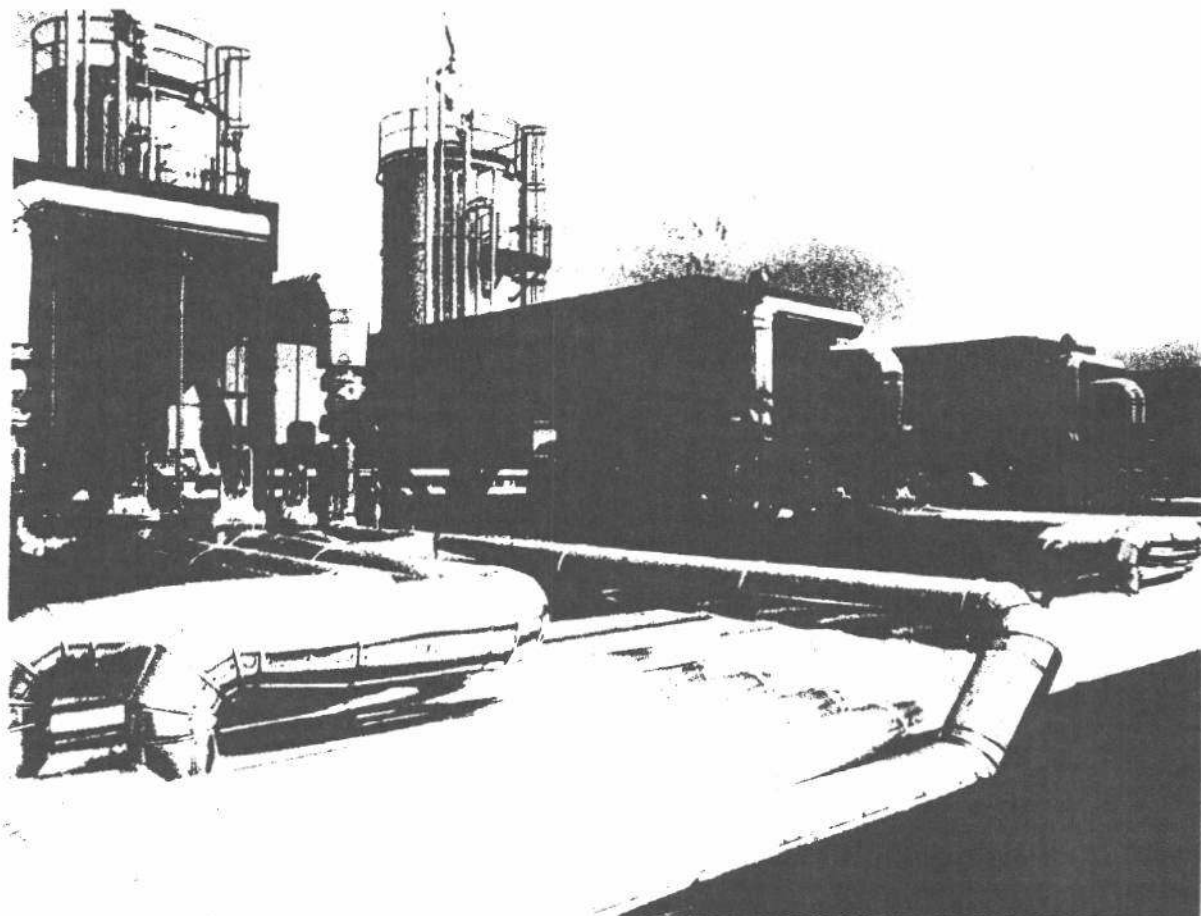


Fig. 37. Iniezione continua di vapore: distribuzione dei fluidi in giacimento nel corso del processo. Fig. 38. Combustione parziale dell'olio in giacimento seguita da iniezione d'acqua. L'aria iniettata provoca la combustione parziale dell'olio; l'acqua, iniettata a tamponi alternata all'aria, vaporizza recuperando il calore residuo nella roccia. Fig. 39. Iniezione di anidride carbonica in fase miscibile: distribuzione dei fluidi in giacimento nel corso del processo. L'iniezione di acqua assieme ad anidride carbonica serve a ridurre la mobilità di quest'ultima. Fig. 40. Iniezione di soluzione micellare seguita da iniezioni di polimeri in acqua: distribuzione dei fluidi in giacimento nel corso del processo.



A lato, impianto pilota di recupero assistito mediante iniezione di vapore in fase continua nel giacimento esaurito di olio pesante di Vallecupa (Pescara).

in forma continua (fig. 37), con distribuzione di pozzi analoga a quella impiegata per l'iniezione distribuita di acqua (fig. 38), ma con minor distanza fra i pozzi. Oppure in forma ciclica (processo "huff-n-puff"). In tal caso si inietta per 1+2 settimane vapore in pozzo, lo si tiene chiuso per altre 1+2 settimane e si produce poi olio dallo stesso pozzo. Il ciclo iniezione/produzione può venire ripetuto per un numero anche molto grande di volte. Il processo (scoperto accidentalmente durante l'iniezione di vapore in un giacimento della Bolivar Coast, in Venezuela) non realizza, di fatto, un aumento del recupero di olio, ma solamente un'accelerazione della produzione. Infatti l'olio, venendo a contatto con la roccia attorno al pozzo preriscaldato dal vapore, diminuisce di viscosità, cosa che permette di realizzare portate di produzione più elevate.

Altro processo termico è la *combustione parziale in giacimento*, consistente nell'iniettare aria attraverso alcuni pozzi ottenendo la combustione di una parte dell'olio (fig. 38). I prodotti della combustione riscaldano l'olio a valle del fronte di combustione, crackizzandolo anche parzialmente e rendendolo meno viscoso, cosa che permette di ottenere percentuali più elevate di recupero.

I metodi termici sono particolarmente adatti a giacimenti di olio pesante posti a bassa profondità. La loro applicazione più estesa avviene nei giacimenti della costa della California, del lago di Maracaibo e della Faja Petrolifera del Venezuela e in quelli dell'Athabasca in Canada, che presentano appunto tali caratteristiche.

Il limite di profondità del giacimento (800-900 m) è dettato principalmente dai problemi economici e tecnici connessi con la generazione di vapore ad alta pressione e la compressione dell'aria necessaria per la combustione in giacimento. Limiti di altro tipo derivano da problemi ecologici provocati dalle grandi quantità di fumi prodotti dai generatori di vapore.

I *processi miscibili* fanno ricorso all'iniezione in giacimento di un gas che, nelle condizioni di temperatura e pressione di strato, sia miscibile con l'olio. Dopo un primo tampone di tale gas è pratica comune iniettare in giacimento acqua alternata a gas onde ridurre la mobilità di quest'ultimo nonché la quantità di fluido miscibile impiegata. Come gas miscibile si impiega soprattutto anidride carbonica (fig. 39), ma anche gas naturale eventualmente arricchito con tagli intermedi etano/pentano. Gas naturale viene impiegato soprattutto in quelle aree nelle quali non esiste un mercato per il gas: i due più importanti processi miscibili mediante iniezione di gas naturale sono stati realizzati appunto nei giacimenti di Hassi Messaoud (Sahara algerino) e Intisar D (Sahara libico).

La miscibilità può verificarsi già al primo contatto fra olio e gas, oppure può avvenire attraverso contatti successivi, con estrazione da parte del gas delle frazioni leggere contenute nell'olio residuo dietro il fronte.

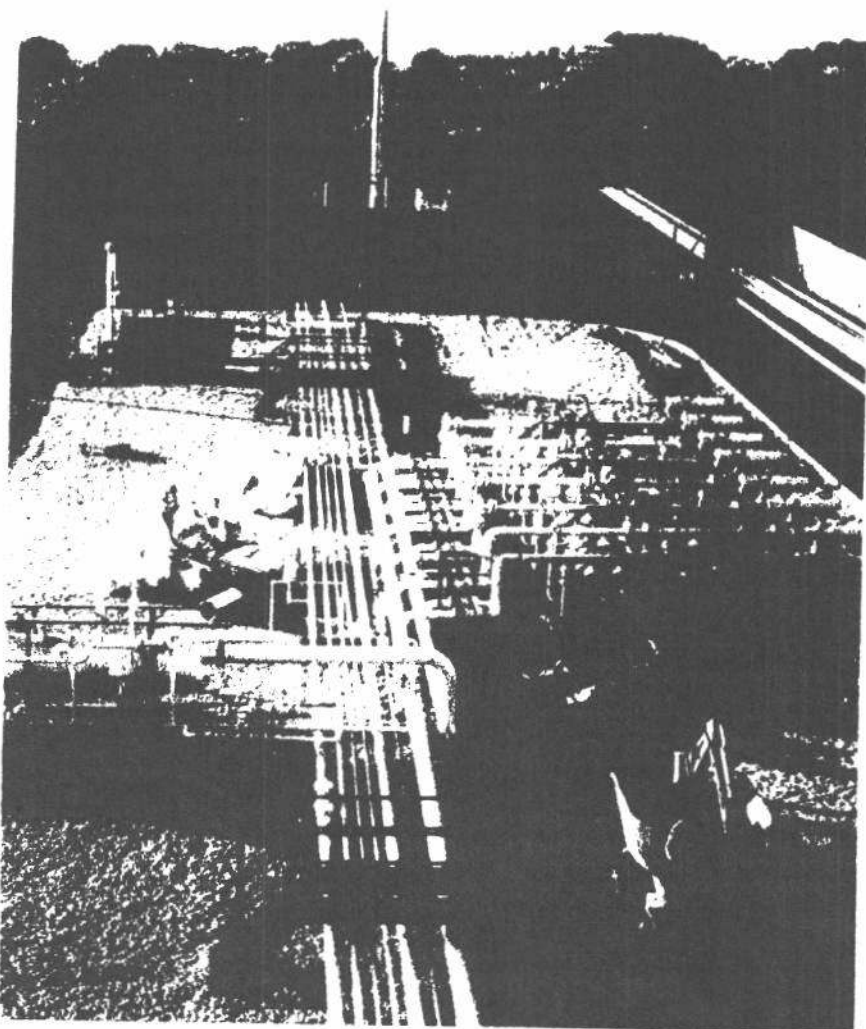
Trattandosi di processi miscibili, essi realizzano un'efficienza di recupero microscopico, E_p , del 100% in quelle parti del giacimento nelle quali il gas viene a contatto con l'olio. Per contro, data l'elevata mobilità del gas e la sua tendenza a fluire preferenzialmente nella parte alta del giacimento per effetto gravitativo, l'efficienza volumetrica, E_v , del processo è, in genere, bassa. Si cerca di ovviare a tale inconveniente riducendo la mobilità del gas mediante iniezione alternata di gas e acqua, oppure formazione di schiume in strato.

I processi miscibili sono particolarmente indicati per giacimenti di olio leggero posti a profondità sufficiente a permettere il raggiungimento della pressione di miscibilità fra gas e olio. Un impedimento alla diffusione di questi processi è costituito dalla limitata disponibilità (e quindi dal prezzo elevato) dell'anidride carbonica.

I *processi chimici* fanno ricorso all'iniezione in strato di soluzioni acquose di prodotti chimici aventi lo scopo di migliorare tanto l'efficienza microscopica di spiazzamento E_p quanto l'efficienza volumetrica E_v . Il più importante processo di questa famiglia è l'*iniezione di soluzioni micellari seguite da polimeri* (fig. 40).

Le soluzioni micellari (dette anche *microemulsioni*) sono ottenute miscelando opportuni tensioattivi con petrolio e acqua, con aggiunta di alcoli superiori che modificano opportunamente le proprietà fisiche della microemulsione. La configurazione tipica di una soluzione micellare è illustrata in fig. 41.

Nel cammino fra pozzo di iniezione e pozzo di produzione la microemulsione ingloba tutta l'acqua e l'olio residuo in strato, invertendosi (cioè passando da microemulsione con fase interna olio a microemulsione con fase interna acqua), ma restando sempre miscibile sia con l'olio sia con l'acqua.



Impianto pilota di recupero assistito mediante iniezione di gas ricco in anidride carbonica nel giacimento di Ponte Dirillo (Caltanissetta).

In tal modo essa realizza un'efficienza microscopica di spiazzamento pari al 100% in quelle parti del giacimento nelle quali fluisce. Inoltre, controllando opportunamente la viscosità della microemulsione è possibile ottenere anche una buona efficienza volumetrica. Il tampone di microemulsione viene poi fatto seguire da acqua la cui viscosità è stata opportunamente aumentata mediante aggiunta di polimeri per mantenere una buona efficienza volumetrica del processo: il tutto è fatto seguire da sola acqua.

Quando si vuol solo aumentare l'efficienza volumetrica dello spiazzamento, riducendo i costi del processo, si procede all'iniezione di sola *acqua addizionata con polimeri*: in tal caso lo spiazzamento è di tipo immiscibile.

Per oli di giacimento ad alto contenuto di asfalteni è possibile provocare la formazione in strato di tensioattivi (natenati di sodio) mediante la semplice *iniezione di soluzioni alcaline* (acqua addizionata di soda caustica o carbonato di sodio). La riduzione della tensione interfacciale conseguente alla presenza di tensioattivi può portare a una riduzione della saturazione in olio residuo.

Tutti i processi chimici sono caratterizzati da elevati investimenti iniziali (costo dei prodotti chimici da iniettare in strato) con ricavi, provenienti dall'olio addizionale prodotto, che sono invece molto diluiti nel tempo. Ciò rende spesso problematica l'economicità di tali processi. Inoltre, i prodotti chimici impiegati sono scarsamente compatibili con acque di strato ad alta salinità, e, nel caso degli alcali, interagiscono con sali di calcio presenti in tali acque formando preci-

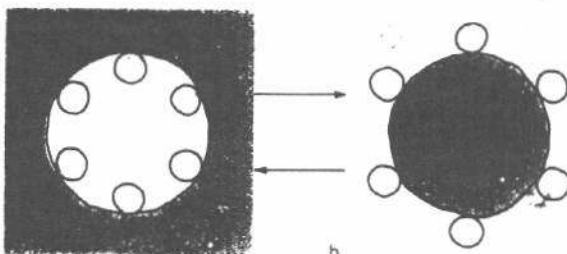


Fig. 41. Microemulsioni (soluzioni micellari): a, microgocce di acqua (in blu) disperse nell'olio (in rosso) a opera di molecole di tensioattivo aventi testa idrofila (in verde) e coda oleofila. L'aggiunta di acqua in eccesso provoca l'inversione della microemulsione con formazione (b) di una fase continua di acqua, nella quale sono disperse microgocce di olio. Il processo è reversibile.

pitati. Tutti tali prodotti tendono a essere adsorbiti dalla roccia-serbatoio, soprattutto quando essa contenga argille interlaminare o disperse.

Infine, i polimeri impiegati per aumentare la viscosità dell'acqua o delle microemulsioni sono particolarmente aggredibili dai batteri, eventualmente presenti in strato a seguito di una precedente iniezione d'acqua: l'azione batterica porta alla distruzione delle lunghe catene del polimero, con riduzione della viscosità della soluzione fino a livello della sola acqua.

Per i motivi sopra illustrati i processi chimici di recupero assistito hanno trovato finora (1984) una scarsa diffusione, nonostante essi rappresentino gli unici processi potenzialmente atti a realizzare elevati recuperi di olio.

IV. Tecnologie di produzione

1. Completamento dei pozzi

Al termine della perforazione il pozzo viene *completato* per la produzione, cioè messo in condizioni di produrre petrolio e/o gas in condizioni di sicurezza, tali comunque da consentire la possibilità di poter intervenire nel caso di incidenti alle attrezzature di superficie.

Dal punto di vista dell'afflusso dei fluidi dallo strato produttivo al foro del pozzo si distinguono completamenti in foro scoperto e completamenti in foro tubato.

Nei *completamenti in foro scoperto* (fig. 42a) la colonna di rivestimento del pozzo viene calata fino alla profondità della roccia di copertura e cementata, lasciando scoperto l'intervallo produttivo. Questo tipo di completamento può essere impiegato solo per rocce-serbatoio ben consolidate, tali cioè da non franare in pozzo durante la coltivazione del giacimento. Esso presenta il vantaggio di non costituire ostruzione al flusso di fluidi in pozzo e viene particolarmente impiegato quando la roccia-serbatoio sia di tipo fratturato. In questo caso la massima parte della portata di fluidi affluisce in pozzo attraverso le fratture: la cementazione di una colonna di produzione di fronte all'intervallo produttivo comporterebbe il rischio di penetrazione del cemento nelle fratture, con perdita della loro conduttività idraulica.

L'inconveniente principale del completamento in foro scoperto è la difficoltà di eseguire interventi di parzializzazione dello strato produttivo che si rendano necessari in corso di produzione. Quando il fondo-pozzo viene raggiunto dall'acqua iniettata, o proveniente dall'acquifero, è pratica

comune il ridurre la lunghezza dell'intervallo erogante mediante l'esecuzione di un tappo di fondo in cemento. Analogamente, quando il gas di un gas-cap primario o secondario raggiunge la parte alta del pozzo, si eseguono operazioni di impermeabilizzazione locale mediante iniezione di cemento.

La buona riuscita di tali completamenti (*workover*) è particolarmente problematica nel caso di pozzi completati in foro scoperto. Inoltre, quando l'intervallo scoperto sia molto lungo, risulta impossibile eseguire operazioni di stimolazione della produttività attraverso fratturazione idraulica.

Nel *completamento in foro tubato* (fig. 42b) il casing di produzione viene calato fino al di sotto dello strato produttivo e cementato. Il collegamento fra foro del pozzo e strato produttivo viene poi realizzato mediante *spari*, eseguiti con apposito fucile multiplo, che perforano il casing e il cemento circostante. Per l'esecuzione degli *spari* possono essere impiegati veri e propri proiettili a elevata penetrazione oppure cariche cave.

Il completamento in foro tubato viene sempre impiegato quando la formazione produttiva sia incoerente (sabbia sciolta), o abbia comunque basse caratteristiche meccaniche. Nel caso di formazioni incoerenti ad alta percentuale di fini (silt, argilla), che tendono a fluire in pozzo attraverso gli *spari*, è necessario creare a fondo-pozzo un filtro a ghiaia (*gravel packing*) che arresti il trascinarsi di tali frazioni fini della roccia-serbatoio.

La presenza di un casing di produzione facilita le operazioni di parzializzazione del pozzo che si rendano necessarie in corso di produzione. Per contro, la comunicazione fra strato produttivo e foro del pozzo è limitata alla sola sezione degli *spari*: la restante parte del casing costituisce un'ostruzione al flusso di fluidi in pozzo. In un pozzo completato in foro tubato si ha quindi una riduzione dell'indice di produttività (cap. II § 4: Determinazione del tipo di fluido di strato e della produttività del pozzo) rispetto al completamento in foro scoperto e si osserva la comparsa di uno *skin effect* (cap. II § 4: Determinazione delle caratteristiche fisiche dello strato nell'intorno del pozzo) dovuto a un semplice effetto geometrico.

Tranne nel caso di pozzi ad altissima portata, il trasporto dei fluidi dal fondo-pozzo alla superficie avviene attraverso un tubo di produzione, o *tubing*, di diametro opportuno (fig. 42). L'impiego del tubing e la scelta del suo diametro sono dettati da considerazioni diverse. Innanzitutto, criteri di sicurezza: il circuito casing/tubing permette di realizzare la circolazione in pozzo di fluidi opportuni (fanghi pesanti) qualora si renda necessario "ammazzare" il pozzo (e cioè bloccarne la produzione) a seguito di guasti alle apparecchiature di testa-pozzo, o comunque di interventi in pozzo. In molti casi il tubing viene ancorato al casing a mezzo di un *packer di produzione* (fig. 42c) e l'intercapedine casing/tubing (*annulus*) viene riempita di un fango speciale che protegge l'interno del pozzo dalla corrosione e riduce le sollecitazioni meccaniche sul casing e tubing. In secondo luogo, la scelta di un opportuno diametro del tubing, commisurato alla portata del pozzo e al tipo di fluido prodotto, permette di realizzare velocità di flusso tali da ottenere il sollevamento simultaneo di tutti i fluidi prodotti (gas e olio, gas/olio/acqua, gas e acqua).

Se il pozzo ha attraversato più strati produttivi, è pratica comune il ricorso a *completamenti multipli simultanei*, che permettono di produrre contemporaneamente e separatamente i fluidi di ciascuno strato. Si impiega a tale scopo un tubing per ciascuno strato (fino al massimo di sei), separando i diversi strati mediante packers. Un esempio di completamento doppio simultaneo è illustrato in fig. 42d.

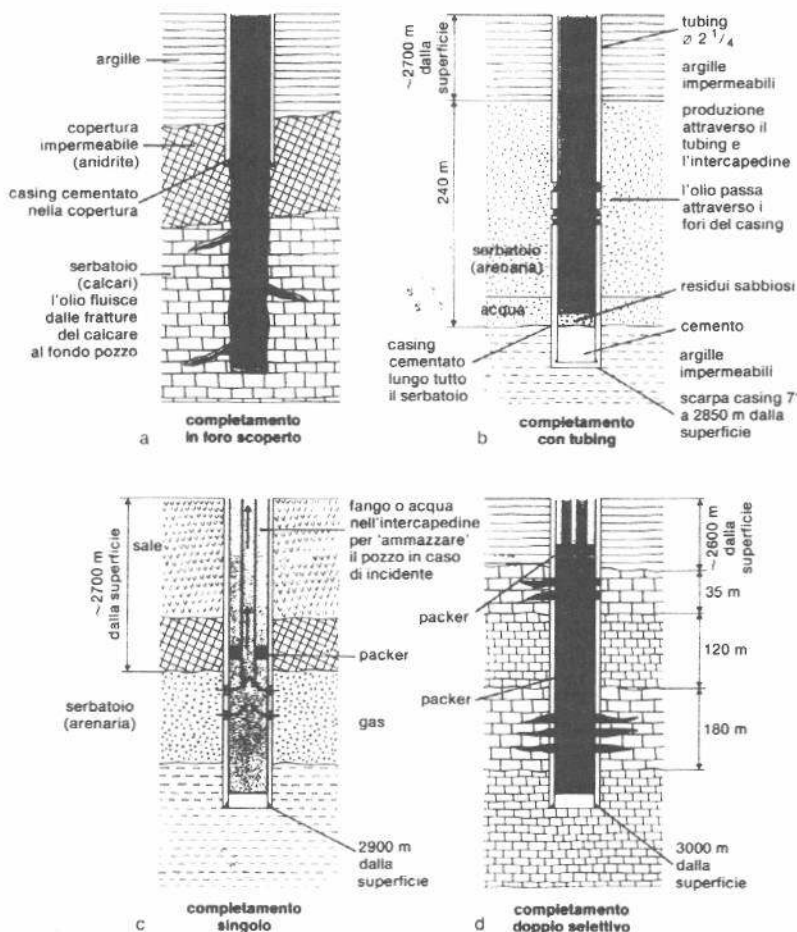
Quando un pozzo abbia attraversato più livelli mineralizzati che si intende produrre in successione (e cioè, esaurire prima un livello, poi metterne in produzione un secondo ecc.) si fa ricorso a *completamenti multipli selettivi*. Tali completamenti utilizzano un solo tubing, munito di valvole all'altezza di ciascun livello e ancorato a una serie di packers che isolano fra loro i diversi livelli. L'apertura e la chiusura delle valvole disposte lungo il tubing viene comandata dalla superficie mediante un apposito attrezzo calato all'interno del tubing con un cavo metallico (*wire line*).

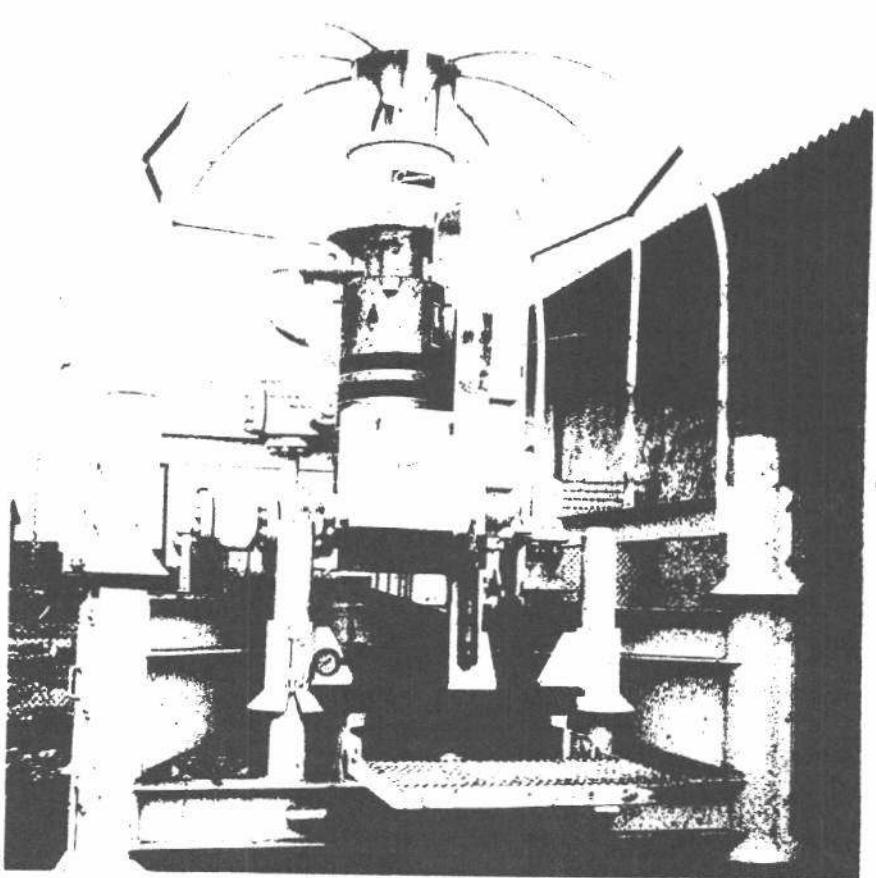
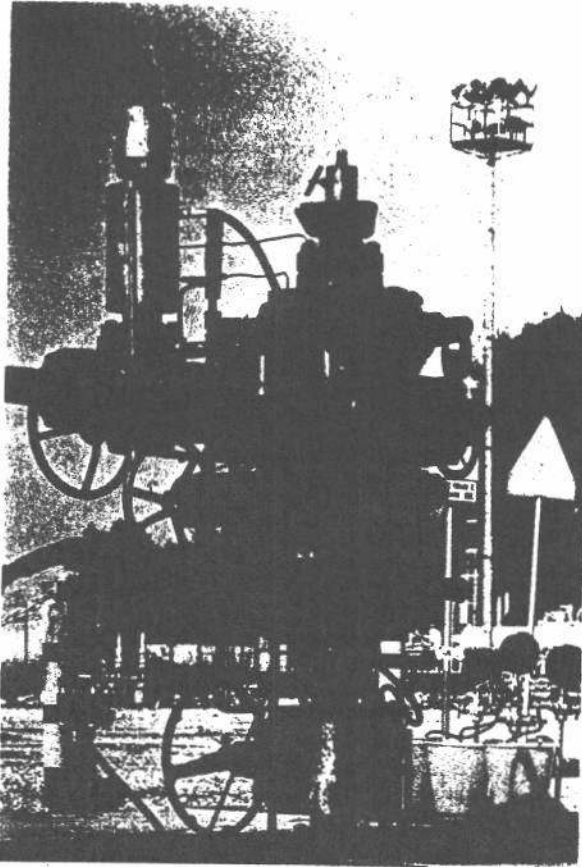
Nella parte alta del tubing è poi sempre disposta almeno una valvola di intercettazione automatica (*storm choke*) che blocca il flusso quando la portata supera un valore prefissato, ad esempio a causa di una rottura a testa-pozzo.

In superficie, il tubing e tutti i diametri di casing impiegati per la perforazione e il completamento del pozzo sono res solidali con una *testa-pozzo* (*Christmas tree*, albero di Natale) sulla quale sono disposte tutte le valvole di intercettazione del flusso e di collegamento con le varie intercapedini.

Nel caso di giacimenti ubicati in fondali marini profondi s

Fig. 42. Schemi di completamento di pozzi in foro scoperto (a), in foro tubato (b), con completamento semplice con packer (c) e doppio selettivo (d).





fa sempre più diffuso l'impiego di teste-pozzo sottomarine, telecomandate mediante comandi idraulici o elettro-acustici. Tali teste-pozzo possono essere di tipo 'bagnato' oppure 'secco' a seconda che esse siano a diretto contatto con l'acqua del mare o isolate in ambiente stagno.

2. Sollevamento dei fluidi in pozzo

Il sollevamento dal fondo-pozzo alla superficie del petrolio, del gas e dell'acqua talvolta associata richiede una certa quantità di lavoro per unità di massa di fluido prodotto. Tale lavoro viene in parte utilizzato in maniera reversibile (aumento dell'energia potenziale dei fluidi a seguito dell'aumento di quota), in parte speso in maniera irreversibile (perdite di carico per attrito lungo le pareti del tubing).

L'energia elastica posseduta a fondo-pozzo dai fluidi prodotti può essere sufficiente a farli risalire a testa-pozzo (pozzi a erogazione spontanea), oppure può rendersi necessario l'impiego di mezzi per il sollevamento artificiale dell'olio fino alla superficie.

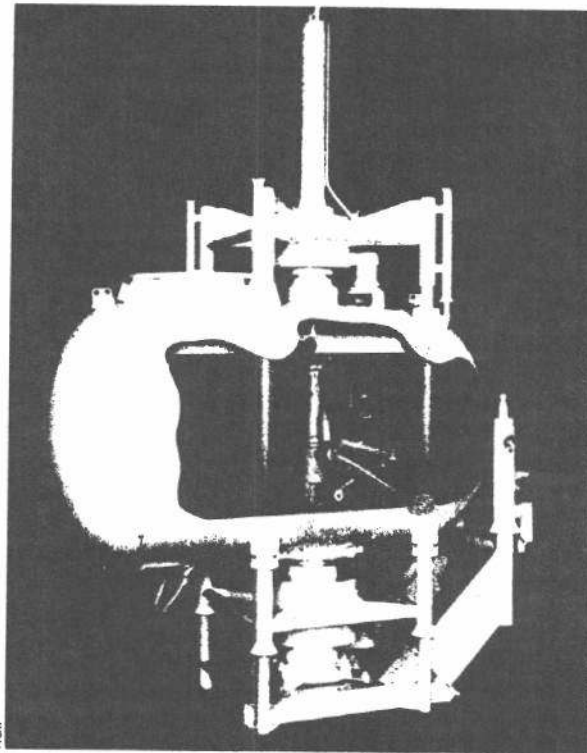
Nel caso dei pozzi a gas l'energia elastica del gas è sempre sufficiente per la risalita dello stesso fino alla superficie. Un problema a parte può sorgere per l'acqua prodotta assieme al gas, quando la velocità del gas nel tubing non sia sufficiente a trascinare dinamicamente le goccioline d'acqua. Queste si depositano a fondo-pozzo, formando un battente d'acqua che può anche far arrestare la produzione quando la pressione esercitata dalla colonna d'acqua in pozzo eguaglia la pressione di giacimento. In tal caso si fa ricorso all'iniezione a fondo-pozzo di schiumogeni, pompati attraverso un tubicino (*macaroni string*). La schiuma permette di distribuire omogeneamente l'acqua all'interno del gas, favorendone così il sollevamento.

Nei casi-limite di grandi produzioni di acqua assieme al gas si può far ricorso al sollevamento separato della sola acqua mediante pompe ad astine, con una tecnica che verrà descritta in seguito per l'olio.

Nei pozzi a olio la produzione è quasi sempre associata a quella di gas, che si libera sia in strato sia lungo il tubing a seguito della diminuzione di pressione. Pertanto il flusso nel tubing è quasi sempre in bifase gas/olio, quando non in trifase gas/olio/acqua se si verifica arrivo di acqua a fondo-pozzo assieme all'olio.

Olio e gas si distribuiscono in maniera diversa all'interno del tubing (fig. 43) a seconda del rapporto locale gas-olio, delle loro densità e della velocità di flusso delle due fasi.

Indicativamente, all'aumentare del rapporto gas-olio si passa dal flusso a bolle di gas disperse in una fase continua



Sopra, a sinistra, testa-pozzo per pozzi terrestri o su piattaforma fissa in mare. Qui sopra, testa-pozzo per completamenti a fondo mare con esposizione delle apparecchiature all'ambiente marino. A lato, testa-pozzo per completamenti a fondo mare con apparecchiature contenute in camera stagna che ne esclude l'esposizione all'ambiente marino.

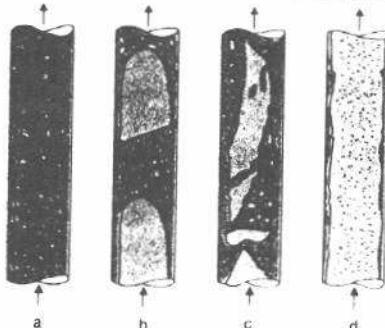
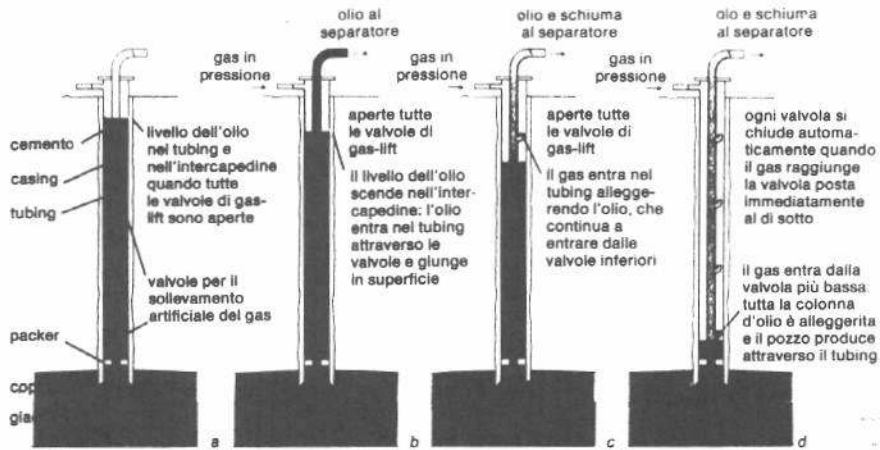
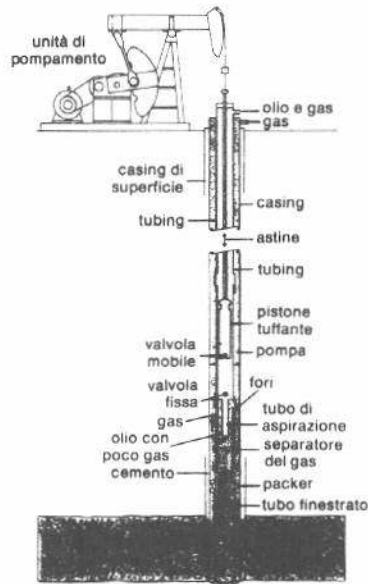


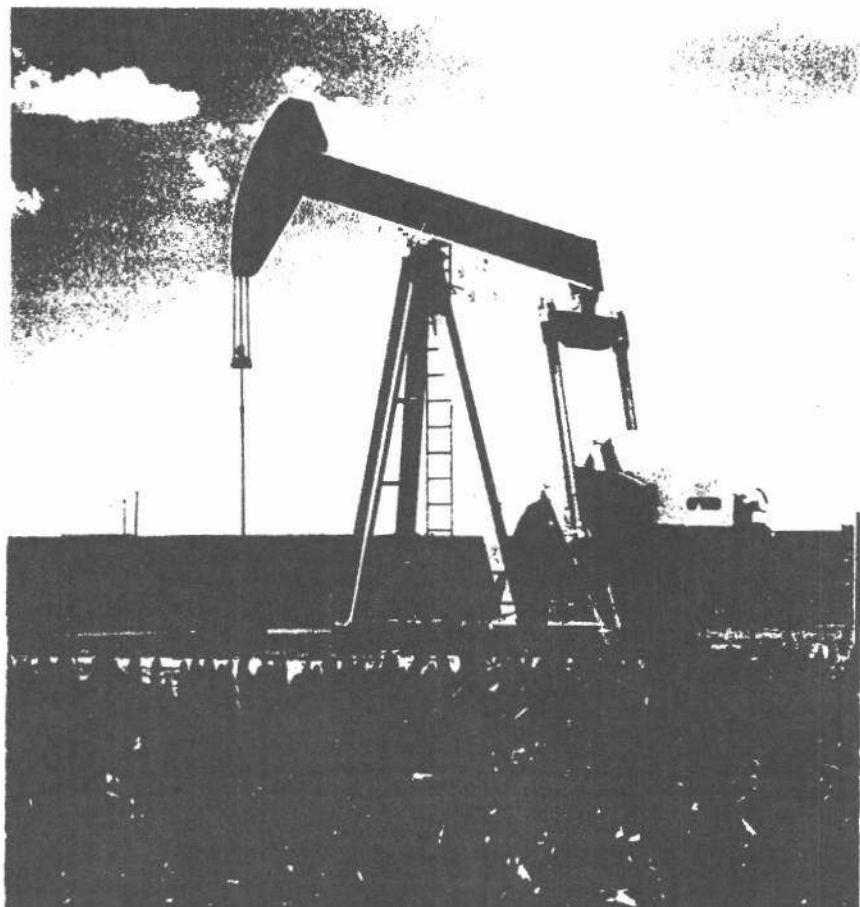
Fig. 43. Distribuzione dei fluidi (gas e olio) all'interno del tubing durante la risalita a testa pozzo, in funzione del regime di flusso esistente localmente (flusso: a, a bolle; b, a tamponi; c, misto; d, anulare).



Sopra, fig. 44. Pozzo ad olio con sollevamento artificiale dell'olio mediante gas-lift: schema di completamento del pozzo. A lato, fig. 45. Sollevamento artificiale dell'olio mediante pompa ad astine: schema del completamento del pozzo e delle attrezzature di superficie.



Qui sotto, cavalletto di pompamento, che imprime il moto alternativo alle astine per il sollevamento artificiale dell'olio.



olio, al flusso a tamponi di gas alternati a olio, a flusso misto con olio e gas intimamente alternati, a flusso anulare, con l'olio distribuito lungo la parete del tubing e il gas concentrato nella sezione centrale.

A parità di rapporto gas-olio il tipo di flusso dipende dalla velocità dei fluidi e quindi dalla loro portata e dal diametro del tubing. Poiché la caduta di pressione totale fra fondo e testa-pozzo dipende, a sua volta, dal tipo di flusso, è evidente che per ogni valore di portata esiste un diametro ottimale di tubing che rende minime le perdite di carico. La valutazione di tale diametro ottimale viene eseguita al momento del completamento del pozzo facendo ricorso a modelli numerici di simulazione del flusso bi- o trifase in pozzo.

Quando l'energia elastica posseduta dall'olio a fondo-pozzo non è sufficiente ad assicurarne la risalita in superficie è necessario ricorrere al sollevamento artificiale. È opportuno ricordare che il sollevamento artificiale non costituisce un processo di recupero migliorato o assistito, ma semplicemente un mezzo per assicurare la venuta in superficie di tutto l'olio che raggiunge il fondo pozzo venendo dal giacimento.

Si ricordano qui di seguito i principali metodi di sollevamento artificiale dell'olio e dell'acqua eventualmente a esso associata.

Nel sollevamento mediante gas (gas lift, fig. 44) il tubing viene munito di valvole tarate, che permettono di immettervi, a profondità diverse, gas iniettato nell'intercapedine fra tubing e casing. Ogni valvola è predisposta in modo di aprirsi a una pressione prefissata, crescente lungo il tubing. L'ingresso di gas nel tubing (e quindi l'aumento del rapporto gas-olio locale) porta a un alleggerimento della colonna d'olio, con conseguente flusso dello stesso in direzione della superficie.

Il gas-lift può essere di tipo continuo oppure intermittente. Quest'ultima tecnica viene impiegata nel caso di pozzi a bassa portata: fra due cicli successivi di gas lift si lascia intercorrere il tempo necessario all'accumulo in pozzo di un quantitativo sufficiente di olio.

Nel pompamento mediante cavalletto e astine il tubing termina, nella parte bassa, con una pompa alternativa il cui corpo è solidale con il tubing stesso, mentre il pistone viene azionato dalla superficie mediante aste di piccolo diametro (fig. 45). In superficie è disposto un cavalletto di pompamento azionato da motore elettrico o a gas, la cui testa imprime il moto alternativo alle astine. Regolando opportunamente la corsa della testa (e quindi del pistone) e il numero di colpi al minuto è possibile variare la portata del pozzo entro ampi limiti.

Varianti di questo tipo di sollevamento artificiale sono le pompe MAPE a lunga corsa (fino a 12 metri) azionate da cavo metallico anziché da aste e impiegate per oli molto viscosi, e le pompe idrauliche di fondo KOBÉ. In questo caso il motore che aziona la pompa è solidale con la stessa, ed è quindi posto all'interno del pozzo. Si tratta di un motore idraulico a pistone, nel quale il fluido motore (olio idraulico) viene alimentato dalla superficie attraverso un piccolo tubo e ritorna in superficie attraverso un secondo piccolo tubo.

Per pozzi che sono in grado di fornire una portata abbastanza elevata si impiegano pompe centrifughe di fondo a più stadi, azionate da motore elettrico solidale alla pompa e alimentate mediante cavo elettrico corazzato (pompe Reda). Nelle versioni più recenti si impiegano motori elettrici del tipo 'passo a passo', la cui velocità è funzione della frequenza di alimentazione. Alimentate con un generatore a frequenza variabile, tali pompe permettono una regolazione di portata entro ampi limiti.

3. Trattamenti di superficie sul gas

Per poter essere trasportato in metanodotto fino ai punti di utilizzazione il gas naturale deve rispondere a specifiche ben precise, dettate in linea generale da norme di sicurezza ma definite in termini numerici dalle compagnie che esercitano i metanodotti. È necessario pertanto che il gas venga trattato sul campo prima di essere immesso in metanodotto.

Le caratteristiche del gas che formano oggetto delle norme incluse nel contratto di acquisto da parte delle società di trasporto e distribuzione sono:

- contenuto in vapor d'acqua;
- contenuto in idrocarburi liquidi o liquefacibili;
- contenuto in componenti corrosivi (idrogeno solforato e anidride carbonica);
- potere calorifico;
- pressione di immissione in metanodotto.

È noto che, ad alta pressione, il vapor d'acqua può combinarsi con alcuni gas, fra i quali gli idrocarburi, formando composti solidi (idrati di gas) anche a temperature superiori

a 0 °C. Tali idrati si accumulano, soprattutto laddove si hanno variazioni nella direzione di flusso (curve, allargamenti o restringimenti delle condotte) formando 'tappi' che possono bloccare il flusso nella condotta.

Si chiama 'punto di rugiada per acqua' la temperatura alla quale, a pressione di condotta, si ha formazione di acqua liquida, e quindi di idrati. Le norme di trasporto fissano, piuttosto che il contenuto di vapor d'acqua, il limite superiore della temperatura di rugiada ammesso alla flangia di partenza del metanodotto.

Analogamente, la presenza di idrocarburi liquidi (o liquefacibili durante il percorso a seguito dell'abbassamento di temperatura e di pressione) può creare problemi nel trasporto del gas in conseguenza della formazione di cuscinetti di liquido nelle parti più basse del metanodotto (vallate, ecc.), con formazione di flusso a tamponi, e quindi maggiori perdite di carico e pericolo di colpi d'ariete.

Il quantitativo di idrocarburi liquidi che si separerà dal gas durante il trasporto in metanodotto può essere facilmente calcolato una volta note la composizione molecolare del gas e le condizioni di temperatura e pressione lungo il percorso. Ovviamente, deve poi essere assolutamente evitata la presenza nel gas di componenti corrosivi (idrogeno solforato e anidride carbonica), che possono dare origine a fenomeni di corrosione localizzata (*pitting*, *stress corrosion cracking*), e quindi alla perforazione della condotta.

La presenza nel gas di grandi quantità di inerti (azoto) può poi avere riflessi commerciali negativi a seguito della diminuzione di potere calorifico che ne consegue. In presenza di alte percentuali di inerti può essere necessario procedere alla loro rimozione a mezzo liquefazione e successiva distillazione frazionata: gli inerti vengono rimossi nella frazione di testa della colonna di distillazione.

Infine, è necessario che la pressione del gas in partenza dal giacimento sia sufficiente ad assicurarne il flusso, alla portata prefissata, lungo tutto il metanodotto. In caso contrario è necessario il ricorso a stazioni di compressione, già in partenza dal campo o comunque lungo il metanodotto.

Gli impianti di campo impiegati per portare a norma il gas variano a seconda della composizione del gas erogato dai pozzi e delle norme fissate dalla società di trasporto e commercializzazione del gas. Nel caso di campi a gas in mare il trattamento del gas viene fatto di norma a terra, e cioè al punto d'arrivo della condotta che trasporta il gas dalla piattaforma marina di produzione alla terraferma.

All'arrivo alla centrale di trattamento il gas passa, innanzitutto, attraverso separatori di alta pressione, nei quali si separa l'acqua libera eventualmente presente (acqua di strato e acqua di condensa). Successivamente il gas viene riscaldato in scambiatori a fascio tubiero ed espanso in separatori a pressione di poco superiore a quella di metanodotto, con conseguente separazione di ulteriore acqua condensatasi per salto di pressione. Il preriscaldamento del gas ha lo scopo di impedire la formazione di idrati: per espansione adiabatica il gas potrebbe infatti raffreddarsi fino a una temperatura inferiore a quella di formazione degli idrati.

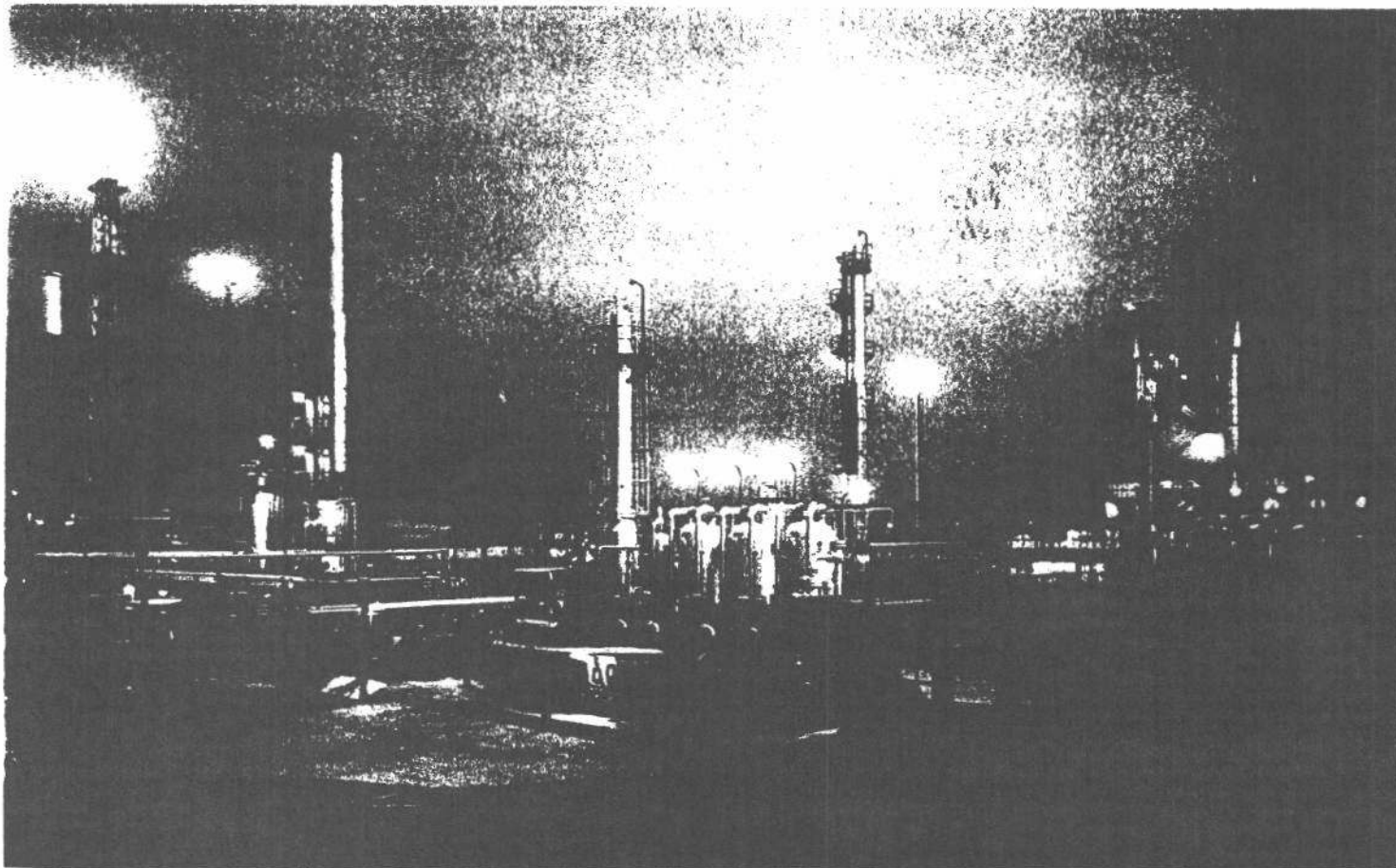
La rimozione delle ultime tracce d'acqua, necessaria per portare a norma il gas, viene eseguita o mediante lavaggio con glicol dietilenico in torre di assorbimento o mediante passaggio su assorbitori a letto solido (silice o allumina attivata, Sovabead, ecc.). Questi ultimi vengono impiegati quando il gas contiene anche piccole quantità di idrocarburi superiori liquefacibili, che vengono bloccati dall'assorbitore solido assieme all'acqua.

Gli impianti di lavaggio a glicol funzionano a ciclo continuo, con rigenerazione del glicol in un bollitore esterno. Quelli a letto solido funzionano invece a cicli alternati: mentre una unità lavora in assorbimento l'altra viene rigenerata mediante un flusso di gas ad alta temperatura.

Se il gas contiene grandi quantità di idrocarburi superiori (caso tipico: i gas a condensato), questi vengono estratti dal gas in speciali impianti di *degasolinaggio*. In essi il gas, già privato del vapor d'acqua, viene compresso ad alta pressione, refrigerato mediante scambiatori a clorofluorocarburi e quindi fatto espandere con ulteriore abbassamento di temperatura. Il fluido così ottenuto passa in separatori e le frazioni liquide raccolte vengono sottoposte a distillazione frazionata e commercializzate come gas liquido (GPL), benzina e nafta pesante.

Se il gas contiene piccole quantità di componenti acidi (idrogeno solforato, anidride carbonica) può essere sufficiente il suo lavaggio in torri di assorbimento con mono- o dietanolammina per ottenere la rimozione totale di tali componenti. Questi formano infatti composti con il liquido di assorbimento che sono stabili ad alta pressione e bassa temperatura; il liquido di assorbimento viene poi rigenerato per ebollizione a pressione atmosferica. Talvolta viene impiegato come liquido di assorbimento una miscela glicol dietilenico / dietanolammina, ottenendo così in un solo pas-

Impianto di desolfurazione e decarbonatazione del gas naturale prodotto dal giacimento di Cupello-San Salvo (Chieti).



saggio in torre di assorbimento la rimozione dell'acqua e dei componenti acidi.

Se il gas contiene alte percentuali di idrogeno solforato o anidride carbonica bisogna ricorrere a impianti complessi che si basano sull'assorbimento chimico (processo Gianmarco-Vetrocoke o processo al carbonato di potassio, processo Selexol, ecc.) o su processi fisici (liquefazione dell'anidride carbonica e successiva distillazione frazionata).

Prima di venir immesso in metanodotto il gas passa poi attraverso apparecchiature che ne regolano accuratamente la pressione e ne misurano la portata.

4. Trattamenti di superficie sull'olio

A bocca-pozzo il petrolio è quasi sempre associato a gas talvolta ad acqua di strato: di conseguenza esso deve essere sottoposto a una serie di trattamenti prima di venire immesso in oleodotto o caricato su petroliere per il successivo inoltro alle raffinerie, e quindi alla commercializzazione.

Si procede innanzitutto alla separazione del gas e della massima parte dell'acqua eventualmente presente. Tale operazione viene realizzata mediante separatori trifase (fig. 46) nei quali l'olio subisce un salto di pressione, liberando gas, e separa per gravità la maggior parte dell'acqua. Normalmente la separazione avviene in più stadi in serie, in modo da minimizzare il passaggio nel gas delle frazioni leggere dell'olio, ed ottenere quindi un miglior rendimento di petrolio stabilizzato a pressione atmosferica.

Il gas liberatosi nel primo stadio ad alta pressione può venire immesso direttamente in metanodotto, previo degasolinaggio. L'olio in uscita dal primo stadio passa a un secondo stadio a bassa pressione e di qui a un terzo stadio a pressione atmosferica, all'uscita del quale viene immesso in serbatoio. I gas di secondo e terzo stadio, a bassa pressione vengono in genere impiegati per i consumi di campo (riscaldamento, azionamento di regolatori pneumatici, ecc.).

L'olio a pressione atmosferica passa ai vari trattamenti che si rendono necessari, e precisamente:

- disidratazione ed eventuale desalificazione;
- 'addolcimento' (eliminazione di tracce di idrogeno solforato eventualmente presenti);
- stabilizzazione.

È ovvia la convenienza di eliminare tutta l'acqua e i sedimenti solidi presenti nell'olio, prima che questo venga avviato alla commercializzazione. Si evitano così i costi di trasporto di un prodotto a valore commerciale nullo (l'acqua) la formazione di depositi e incrostazioni nelle cisterne e fenomeni di corrosione derivanti dal contatto fra acqua salata e acciaio degli oleodotti e delle cisterne delle navi.

L'eliminazione dell'acqua ha come conseguenza anche la riduzione della salinità dell'olio. È da ricordare che le raffinerie non accettano olio a salinità superiore a valori prefissati in contratto: infatti, durante il riscaldamento nei forni

A lato, fig. 46. Separatore gas/olio/acqua: schema funzionale e distribuzione dei fluidi all'interno. Qui sotto, fig. 47. Schema di impianto di disidratazione e dissalazione greggi mediante processo di decantazione (in arancio, olio e acqua; in verde, gas; in rosso, olio; in blu, acqua).

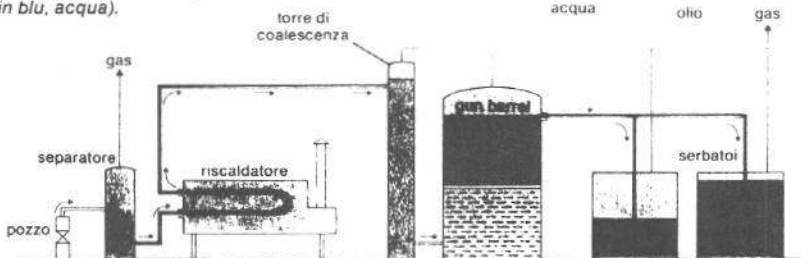
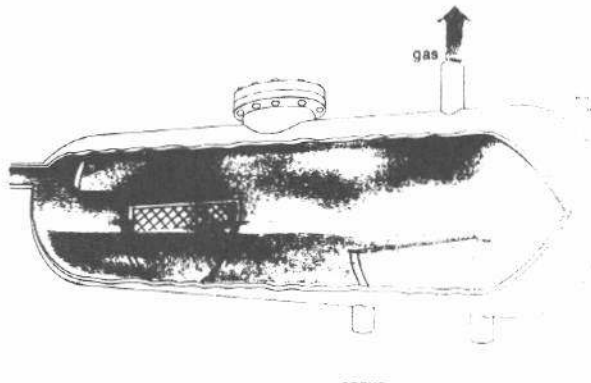
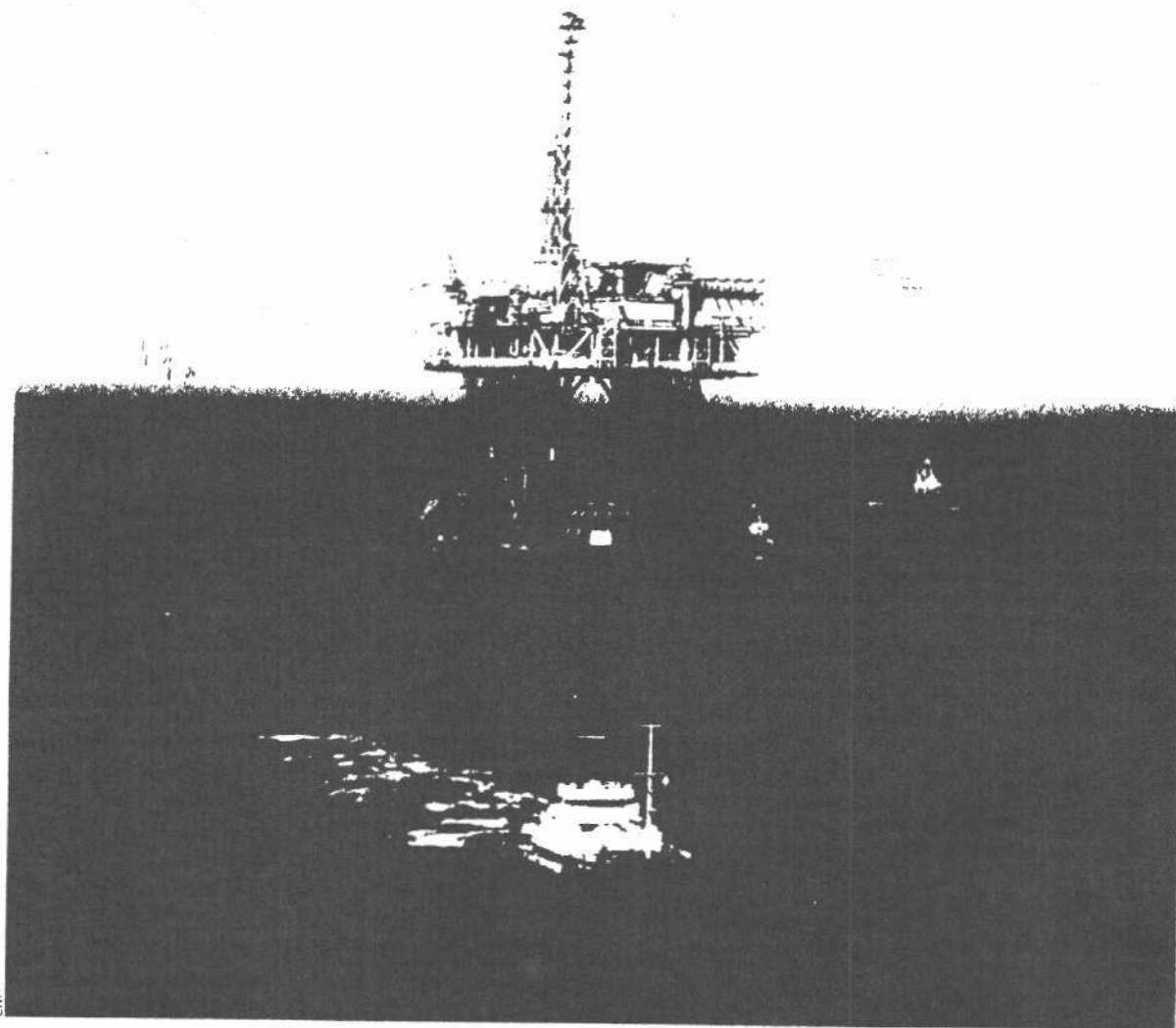


Fig. 48. Rappresentazione artistica degli impianti di superficie di un giacimento in parte a terra e in parte a mare, con piattaforme di produzione in mare e pozzi completati a terra.

A lato, piattaforma di perforazione e produzione: campo di Maureen (Mare del Nord, al largo delle coste britanniche).



tubi che precedono le colonne di distillazione, i sali (e principalmente i cloruri di calcio e magnesio) si idrolizzano con formazione di acido cloridrico, che intacca l'acciaio. In alcuni casi, poi, il sale è presente nell'olio sotto forma di cristalli minutissimi, risultanti dall'evaporazione dell'acqua di strato durante la liberazione del gas dall'olio. In questi casi è necessario 'lavare' l'olio con acqua dolce per disciogliere i sali e procedere poi alla disidratazione della miscela.

La disidratazione dell'olio può avvenire per decantazione dell'acqua, facilitata dal riscaldamento e dall'aggiunta di tensioattivi, o per processo elettrostatico.

Nella separazione per decantazione (fig. 47) l'olio viene riscaldato e addizionato con tensioattivi più eventuale acqua dolce. La riduzione della viscosità dell'olio conseguente all'aumento della temperatura e la riduzione della tensione interfacciale fra olio e acqua accelerano il processo di coalescenza delle gocce d'acqua e quindi la loro decantazione. La miscela riscaldata viene inviata in speciali impianti (*gun barrels*) dai quali si estrae, dalla parte alta, l'olio disidratato che viene inviato ai serbatoi di stoccaggio. Soprattutto nel caso di oli pesanti i tempi di decantazione possono essere molto lunghi (dell'ordine di 1-2 giorni), cosa che richiede l'impiego di *gun barrels* di grandi dimensioni, e quindi grandi investimenti.

Nella separazione elettrostatica si fa ricorso all'effetto Cottrell. L'olio, preriscaldato e addizionato eventualmente con tensioattivi, viene fatto passare in recipienti orizzontali a pressione muniti di coppie di elettrodi di grande superficie fra i quali è applicata una differenza di potenziale elettrico elevata (10-20 kV). Nel campo elettrico le goccioline di acqua tendono a orientarsi tutte nella stessa direzione e vengono pertanto a contatto fra loro, ingrossandosi e aumentando pertanto la velocità di sedimentazione (legge di Stokes). Olio e acqua vengono estratti separatamente dal separatore elettrostatico, che funziona in ciclo continuo.

Quando l'olio contiene idrogeno solforato è necessario procedere alla rimozione di tale componente corrosivo. Il trattamento ('addolcimento') avviene in torri a piatti o a riempimento, nelle quali l'olio, cadendo dall'alto, incontra in controcorrente un flusso di gas 'dolce' che ne estrae l'idrogeno solforato lasciando al fondo della torre olio esente da tale componente.

Nel caso di oli leggeri può accadere che la tensione di vapore dell'olio sia troppo elevata, tale da renderne pericoloso il trasporto in recipienti chiusi, a seguito di un eccessivo sviluppo di gas. Si procede allora al taglio delle frazioni più leggere dell'olio in colonne di distillazione a piatti o a riempimento: l'olio così stabilizzato viene poi inviato allo stoccaggio.

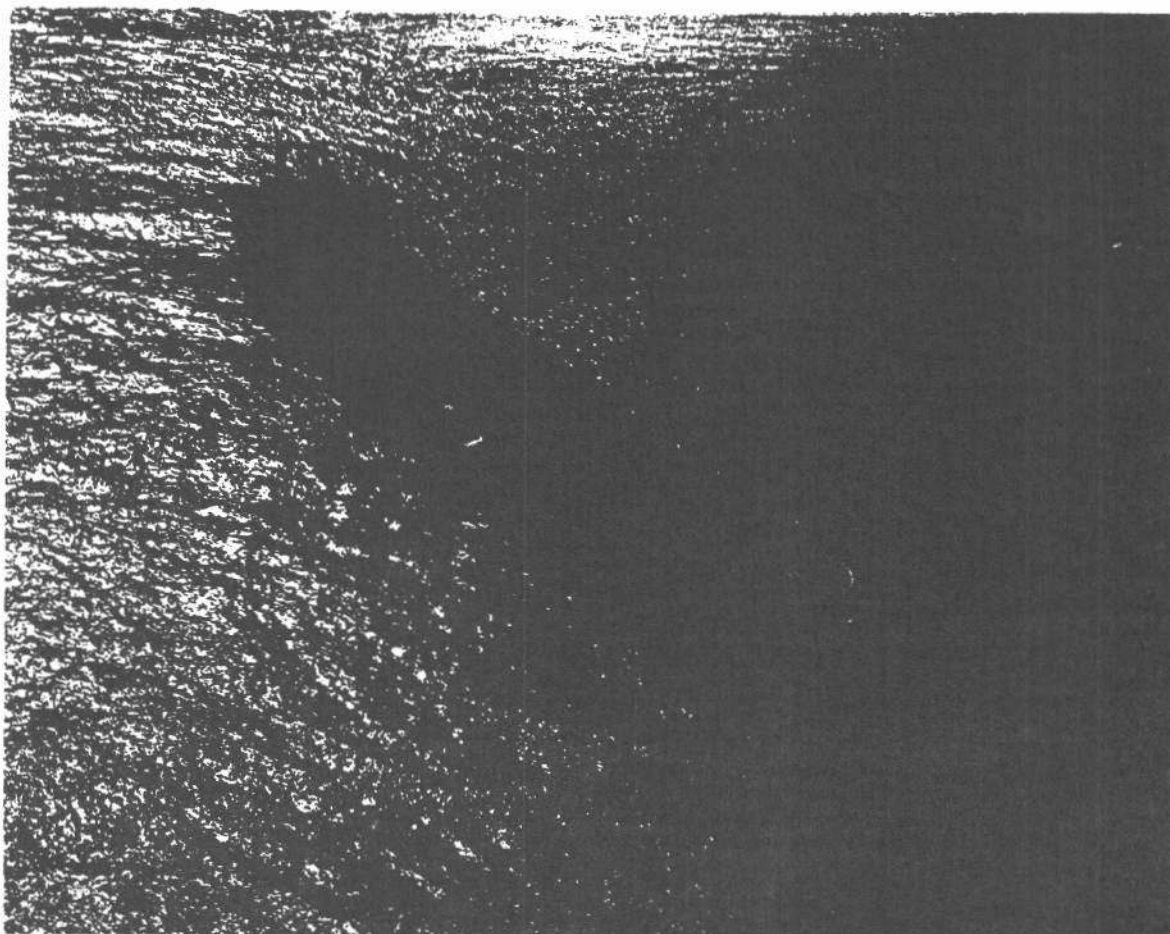
Ogni centro di raccolta olio o terminale di caricamento dell'olio è dotato di un numero di serbatoi sufficiente a far fronte a emergenze provocate da ritardi nella spedizione dell'olio (guasti sull'oleodotto, condizioni del mare che rendono impossibile l'attracco, mancato arrivo di una petroliera, ecc.) senza che si debba arrestare la produzione del campo. I serbatoi impiegati possono essere del tipo a tetto fisso oppure a tetto galleggiante.

Nei giacimenti in terra e, fin dove possibile, in quelli in mare, tutto il trattamento e lo stoccaggio dell'olio viene eseguito su terraferma (fig. 48).

In giacimenti marini molto lontani dalla costa può essere necessario realizzare il trattamento e lo stoccaggio dell'olio direttamente in mare. Ciò può essere fatto sulla stessa piattaforma di produzione oppure, nel caso di giacimenti con pozzi esclusivamente completati a fondo-mare, mediante una nave-cisterna ancorata permanentemente sulla verticale dei pozzi: in questo caso la nave-cisterna serve anche per lo stoccaggio temporaneo dell'olio.

Il caricamento dell'olio sulle petroliere avviene a mezzo di monoboe ancorate nelle vicinanze della nave-cisterna.

Nave di produzione e stoccaggio olio, alla quale viene convogliata la produzione di pozzi a olio completati a fondo mare (giacimento di Nilde, Canale di Sicilia).



V. La produzione di idrocarburi: situazione attuale e previsioni

La produzione mondiale di petrolio è stata, nel 1983, di poco più di tre miliardi di metri cubi, ben al di sotto della punta massima di 4,1 miliardi di metri cubi realizzata nel 1979. La suddivisione di tale produzione per continenti e per paesi è riportata in tabella 2.

Come si può constatare, circa un terzo della produzione mondiale di petrolio proviene dalle Americhe, seguite dai paesi a economia centralizzata (Unione Sovietica, paesi del COMECON, Cina) e dal Medio Oriente. A grande distanza viene l'Africa, seguita dall'Europa occidentale, dall'Asia e paesi del Pacifico.

La capacità di produzione mondiale di petrolio è ben superiore a quella realizzata nel 1983. Il contenimento dei consumi, causato sostanzialmente dall'alto costo del petrolio e dalla politica di risparmio energetico che ne è derivata, ha portato i paesi dell'OPEC a ridurre la produzione, soprattutto in Medio Oriente, così da non creare un eccesso di disponibilità, e quindi un'ulteriore riduzione del prezzo di vendita del petrolio rispetto ai livelli degli anni 1978-81.

Interessante è il confronto fra la produzione attuale di petrolio e le riserve accertate al 31 dicembre 1983, riportate per ciascun paese in tabella 2.

È opportuno ricordare che si classificano come "riserve accertate" le quantità di petrolio che valutazioni basate su dati geologici e di ingegneria di giacimento mostrano con ragionevole sicurezza poter essere prodotte in futuro da giacimenti già scoperti, nelle condizioni economiche e tecniche esistenti al momento della valutazione. Pur con tali criteri fortemente restrittivi, si può constatare come le riserve attualmente accertate (106,4 miliardi di m³) siano in grado di fornire l'attuale fabbisogno mondiale di petrolio per ulteriori 35 anni, e cioè fino all'anno 2020 circa.

A queste riserve devono essere aggiunti 64 miliardi di metri cubi di petrolio che si valuta possano venire estratti dai giacimenti già scoperti impiegando processi di recupero assistito. All'insieme di tali riserve vanno sommate le riserve relative ai giacimenti che si prevede di scoprire in futuro. I valori che si attribuiscono a tali riserve sono, ovviamente, del tutto speculativi e motivo di discussione da parte dei tecnici petroliferi di tutto il mondo.

Uno sguardo alla distribuzione mondiale dei bacini sedimentari (che, come si è detto, costituiscono le aree preenziali di formazione e accumulo degli idrocarburi) e alla distribuzione dei giacimenti finora scoperti in tutto il mondo dice che, certamente, vi sono ancora molti giacimenti di petrolio e di gas da scoprire.

Alcuni bacini sedimentari sono oggi difficilmente accessibili, sia per motivi tecnico-economici (Artico, mari profondi, deserti dell'Asia, foreste dell'America meridionale), sia seguito della politica petrolifera adottata dalle nazioni nei quali tali bacini sono ubicati. Queste limitazioni sono ineliminabilmente destinate a cadere, soprattutto quando il petrolio comincerà veramente a scarseggiare e il suo prezzo aumenterà, di conseguenza, secondo l'elementare legge della domanda e dell'offerta.

Le stime più attendibili valutano in circa 93 miliardi di metri cubi il quantitativo di olio estraibile nelle condizioni tecnico-economiche attuali dai giacimenti che restano ancora da scoprire. Si tratta di una quantità che è dell'ordine di grandezza di quella esistente attualmente nei giacimenti già in produzione. A essa vanno aggiunti circa 48 miliardi di metri cubi di petrolio ultra-pesante e di bitume esistenti in accumuli già noti ma non sfruttabili in condizioni di economia di mercato impiegando le tecniche di coltivazione attuali.

In totale, le stime più attendibili portano a valutare in 200 miliardi di metri cubi le riserve di olio esistenti a oggi in tutti i giacimenti di tutto il mondo, scoperti e da scoprire, sfruttate nelle condizioni tecnico-economiche attuali o previste e sterminate in futuro. Tenendo conto di un ovvio aumento dei consumi petroliferi, tale quantità è in grado di soddisfare il fabbisogno mondiale sino alla metà del prossimo secolo.

Nella valutazione delle risorse mondiali di idrocarburi non deve poi venire trascurato il gas naturale, il cui consumo attualmente limitato ad alcune aree fortemente industrializzate, ma è previsto espandersi nel tempo.

Al 1983 le riserve accertate di gas nel mondo erano 90 500 miliardi di metri cubi, cui si devono aggiungere, secondo stime attendibili, altri 144 000 miliardi di metri cubi di riserve potenziali contenute in giacimenti ancora da scoprire. In termini energetici, il totale delle riserve accertate e potenziali di gas equivale a circa 240 miliardi di metri cubi di petrolio.

L'attuale "era del petrolio" è quindi ben lungi dall'essere terminata. La sostituzione del petrolio con altre fonti

Tab. 2 - Riserve e produzioni mondiali di petrolio nel 1983

(elaborato da 'Oil and Gas Journal', 26 dicembre 1983)

Paese	Riserve al 31.12.83 (10 ⁶ m ³)	Pozzi in produz.	Prod. 1983 (10 ⁶ m ³)	Riserve Produz. 1983	Paese	Riserve al 31.12.83 (10 ⁶ m ³)	Pozzi in produz.	Prod. 1983 (10 ⁶ m ³)	Riserve Produz. 1983
AMERICHE					AFRICA				
Argentina	386,2	7 874	27,91	13,8	Algeria	1 466,0	1 090	39,85	36,8
Barbados	0,1	35	0,03	3,3	Angola-Cabinda	270,3	254	10,10	26,8
Bolivia	25,5	260	1,28	19,9	Benin	15,9	4	0,30	53,0
Brasile	286,2	2 115	18,26	15,7	Camerun	82,7	166	6,62	12,5
Canada	1 070,1	36 388	81,02	13,2	Congo	63,6	251	5,51	11,5
Cile	118,9	266	2,26	52,6	Costa d'Avorio	17,2	15	1,39	12,4
Colombia	89,0	2 307	9,00	9,9	Egitto	548,6	500	40,04	13,7
Ecuador	266,3	523	13,70	19,4	Gabon	77,9	270	8,70	9,0
Guatemala	7,6	12	0,44	17,3	Ghana	0,6	4	0,07	8,6
Messico	7 632,0	3 640	156,81	48,7	Libia	3 381,9	905	59,20	57,1
Perù	123,2	3 329	9,92	12,4	Nigeria	2 631,5	1 296	71,50	36,8
Trinidad-Tobago	100,2	3 089	9,17	10,9	Senegal	119,3	—	—	—
Venezuela	3 951,2	11 604	103,94	38,0	Sud Africa	18,3	—	—	—
Stati Uniti	4 340,7	636 900	503,11	8,6	Sudan	47,7	—	—	—
Totale Americhe	18 397,2	708 342	936,87	19,6	Tunisia	289,4	91	6,67	43,4
					Zaire	17,5	14	1,51	11,6
MEDIO ORIENTE					Totale Africa				
Abu Dhabi	4 833,6	222	43,93	110,0		9 048,4	4 860	251,46	36,0
Bahrain	26,2	243	2,38	11,0	ASIA E PACIFICO				
Dubai	229,0	165	18,97	12,1	Australia	252,2	509	23,50	10,7
Iran	8 109,0	530	151,23	53,6	Brunei	221,0	649	9,00	24,6
Irak	6 837,0	290	52,52	130,2	Burma	4,8	445	1,74	2,8
Israele	0,1	16	0,01	10,0	Filippine	2,6	11	0,87	3,0
Kuwait	10 160,1	530	52,93	192,0	Giappone	9,2	370	0,40	23,0
Oman	443,6	477	21,94	20,2	India	554,1	1 560	22,63	24,5
Qatar	529,5	125	15,67	33,8	Indonesia	1 446,9	4 840	74,98	19,3
Arabia Saudita	26 394,0	555	282,74	93,4	Malaysia	477,0	316	21,47	22,2
Sharjah	63,6	12	2,03	31,3	Nuova Zelanda	27,0	16	7,87	31,0
Siria	236,9	601	9,58	24,7	Pakistan	13,2	38	0,75	17,6
Turchia	58,8	427	2,61	22,5	Tailandia	7,2	45	0,64	11,3
Zona Neutra	905,5	450	23,10	39,2	Taiwan	1,0	86	0,13	7,7
Totale Medio Oriente	58 826,9	4 643	679,64	86,6	Totale Asia e Pacifico	3 016,2	8 885	156,98	19,2
EUROPA					Totale Paesi a economia di mercato				
Austria	19,4	1 240	1,39	14,0		92 948,7	732 958	2 211,01	42,0
Danimarca	51,5	27	2,67	19,3	Paesi a economia centralizzata				
Francia	22,2	470	1,86	11,9	Cina	3 036,9	n.d.	122,28	24,8
Germania Ovest	48,3	3 142	4,70	10,3	Unione Sovietica	10 017,0	n.d.	718,93	13,9
Grecia	8,1	14	1,45	5,6	Altri	397,5	n.d.	26,11	15,2
Gran Bretagna	2 090,9	387	131,16	15,9	Totale Paesi a economia centraliz	13 451,4	—	867,32	15,5
Italia	127,2	140	2,15	59,2	Totale mondiale	106 400,1	—	3 078,33	34,6
Norvegia	1 217,9	144	34,82	35,0					
Olanda	49,1	623	2,44	20,1					
Spagna	25,4	41	3,42	7,4					
Totale Europa	3 660,0	6 228	186,06	19,7					

energia non potrà avvenire che in maniera graduale, di mano in mano che il prezzo reale del petrolio crescerà con il crescere del costo di scoperta e di coltivazione dei nuovi giacimenti in aree sempre più 'di frontiera' e si svilupperanno altre forme di energia economicamente e tecnicamente competitive.

G. L. CHIERICI

Bibliografia

ACCADÉMIA NAZIONALE DEI LINCEI, *I giacimenti gassiferi dell'Europa Occidentale*, vol. I e II, Accademia Nazionale dei Lincei, Roma, 1959; J. W. AMIX, D. M. BASS JR., R. L. WHITING, *Petroleum reservoir engineering*, McGraw-Hill, New York, 1960; G. L. CHIERICI, *Comportamento volumetrico e di fase degli idrocarburi nei giacimenti*, Giuffrè, Milano, 1962; *Enhanced oil recovery processes - A state-of-the-art review*, Agip S.p.A., San Donato Milanese, 1980; G. V. CHILINGARIAN, P. VORABUTER, *Drilling and drilling fluids*, Elsevier, Amsterdam, 1981; H. B. CHRICHLOW, *Modern reservoir engineering - A simulation approach*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1977; C. E. B. CONYBEARE, *Geomorphology of oil and gas fields in sandstone bodies*, Elsevier, Amsterdam, 1976; B. C. CRAFT, M. F. HAWKINS, *Applied petroleum reservoir engineering*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1959; B. C. CRAFT, W. R. HOLDEN, E. D. GRAVES JR., *Well design: drilling and production*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1962; F. F. CRAIG JR., *The reservoir engineering aspects of waterflooding*, Monograph volume No. 3, Society of Petroleum Engineers of

AIME, Dallas, 1971; R. DAFTER, *Scraping the barrel. The worldwide potential for enhanced oil recovery*, Financial Times Business Information Ltd., Londra, 1980; *Winning more oil*, Financial Times Business Information Ltd., Londra, 1981; L. P. DAKE, *Fundamentals of reservoir engineering*, Elsevier, Amsterdam, 1978; ENTE NAZIONALE IDROCARBURI, *Enciclopedia del petrolio e del gas naturale*, vol. I-VIII, Colombo, Roma, 1962-1971; T. C. FRICK, R. W. TAYLOR, *Petroleum production handbook*, vol. I e II, McGraw-Hill, New York, 1962; C. GATLIN, *Petroleum engineering: drilling and well completion*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, 1960; M. T. HALBOUTY, *Giant oil fields of the decade 1968-1978*, AAPG Memoir 30, American Association of Petroleum Geologists, Tulsa, 1981; J. LEE, *Well testing*, SPE textbook series vol. 1, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, 1982; A. I. LEVORSEN, *Geology of petroleum*, Freeman, San Francisco, 1967; M. MUSKAT, *Physical principles of oil production*, McGraw-Hill, New York, 1949; T. E. W. MIND, *Principles of oil well production*, McGraw-Hill, New York, 1981; D. W. PEACEMAN, *Fundamentals of numerical reservoir simulation*, Elsevier, Amsterdam, 1977; F. J. PETTJOHN, *Sedimentary rocks*, Harper & Row, New York, 1975; O. SERRA, *Diagraphies différees*, Bulletin des Centres de Recherches Exploration-Production Elf-Aquitaine, Mémoire 1, 1979; D. R. SKINNER, *Introduction to petroleum production*, vol. I-III, Gulf, Houston, 1981-82; A. P. SZILAS, *Production and transport of oil and gas*, Akadémiai Kiadó, Budapest, 1975; B. P. TISSOT, D. H. WELTE, *Petroleum formation and occurrence*, Springer Verlag, Berlino, 1978.

1013 GIAC

GIAC

1013

1978

PROCESSI DI RECUPERO SECONDARIO E TERZIARIO
NEI GIACIMENTI PETROLIFERI.
ESAME CRITICO DELLO STATO ATTUALE DELLA TECNICA

G. L. CHIERICI

Estratto da: Atti della Giornata di studio

"I FLUIDI SOTTERRANEI:
ricerca, captazione, trasporto"

Piacenza, 7 ottobre 1978

Organizzata dall'ANIPA in unione
all'Associazione Mineraria Subalpina

pubblicati sul
NOTIZIARIO dell'A.M.S.
anno V, n. 2, giugno 1979

PROCESSI DI RECUPERO SECONDARIO E TERZIARIO NEI GIACIMENTI PETROLIFERI

ESAME CRITICO DELLO STATO ATTUALE DELLA TECNICA

Gian Luigi CHIERICI (*)

INTRODUZIONE

Per l'uomo della strada il problema della disponibilità di petrolio da parte dei paesi ad alto livello di industrializzazione divenne evidente per la prima volta solo nel 1967, quando la chiusura del canale di Suez a seguito della crisi arabo-israeliana provocò la temporanea riduzione della disponibilità di petrolio in Europa, nonché un modesto aumento del suo prezzo. Come si ricorderà, il problema fu allora affrontato e risolto mediante la costruzione e l'impiego di superpetroliere, che permisero di ridurre a livello accettabile il costo del trasporto lungo la rotta circumafricana.

Ma, per l'uomo della strada, la crisi vera divenne evidente, in tutta la sua drammaticità, nel 1973, quando il drastico aumento del prezzo di vendita del petrolio e la decisione dei paesi arabi—originata dalla guerra del Kippur — di porre l'embargo alla esportazione di olio verso alcuni paesi ebbero quei riflessi sull'economia mondiale che oggi tutti conosciamo.

La stampa fu piena, a quei tempi, di paure e di dichiarazioni velleitarie di "indipendenza dal petrolio" (in particolare, dal petrolio OPEC), nonché di speranze di nuovi ritrovamenti in aree di diretta appartenenza dei paesi industrializzati. Solo allora l'uomo della strada si rese conto che il petrolio è un bene cui non si può pensare di attingere indefinitamente, ed a basso prezzo, così come era avvenuto nei precedenti sessant'anni circa.

Di fatto, il problema della disponibilità e del costo del petrolio, a lungo termine, è stato affrontato da tempo dagli organismi economici dei paesi ad elevato livello di industrializzazione e dai tecnici di tutte le Compagnie produttrici di petrolio.

Le considerazioni di base sono, nella loro cruda realtà, molto ovvie. Il petrolio, come il gas naturale, come il carbone, come gli stessi minerali radio-

attivi, costituisce una risorsa energetica non rinnovabile, contenuta cioè nel nostro pianeta in quantità forse anche superiore a quelle oggi valutate, ma pur sempre in quantità limitata.

I grossi giacimenti di petrolio esistenti nelle aree di più facile accesso e di geologia meno tormentata sono già stati scoperti e non è ragionevolmente da sperare in ulteriori, rilevanti ritrovamenti in tali aree. Di conseguenza, l'esplorazione petrolifera si è dovuta indirizzare, negli ultimi vent'anni, verso aree sempre più difficili, sia dal punto di vista geologico che tecnologico e logistico. Ricordiamo qua la esplorazione in mare, in un primo tempo nella piattaforma continentale ed ora anche nei mari profondi, l'esplorazione nelle zone artiche ed in quelle di difficile accesso del centro—Africa e delle foreste sud—americane, l'esplorazione dei bacini sedimentari a grande profondità (6 ÷ 10.000 metri), in terra ed in mare. Tale esplorazione continuerà, indirizzandosi verso temi sempre più difficili, finché vi sarà richiesta di petrolio.

I risultati finora conseguiti da tale ricerca sono buoni, ma comunque non tali da permettere un ottimismo circa l'estensione nel tempo di questa nostra "era del petrolio". A titolo di esempio, ricordiamo che, dei 70,3 miliardi di metri cubi che costituiscono il quantitativo totale di olio in giacimento scoperto finora nel territorio degli Stati Uniti d'America, il 50% è (od era) contenuto in giacimenti scoperti prima del 1936, e solo un quarto di tali riserve è contenuta in giacimenti scoperti dopo il 1950.

Una cosa è comunque certa: i costi di esplorazione e di produzione stanno aumentando in rapida progressione, proprio per le difficoltà tecniche ed ambientali insite nelle nuove aree nelle quali si opera. Di conseguenza, il nuovo petrolio è, e sarà sempre più, un petrolio ad alto costo. Inoltre, il suo quantitativo nel nostro pianeta resta, per definizione, limitato e non infinito.

Da queste premesse risulta ovvio l'interesse che le Società petrolifere hanno e le nazioni a più elevato grado di industrializzazione mostrano nel cercare di

(*) AGIP SpA — Attività Minerarie e Facoltà di Ingegneria dell'Università di Bologna.

“strizzare” quanto più petrolio possibile dai giacimenti già scoperti, soprattutto da quelli che, per la loro ubicazione geografica e per le loro dimensioni e caratteristiche geologiche, meglio si prestano a tale scopo.

A questo punto è necessario riportare alcune considerazioni, dirette ovviamente all'uomo della strada e non al tecnico dei giacimenti, che di queste cose è ampiamente informato.

L'uomo della strada è colpito dalle notizie, che ogni tanto la stampa riporta, della scoperta di giacimenti di petrolio. In genere, egli non sa però che di quel petrolio non più di un terzo potrà essere estratto ed utilizzato, mentre i rimanenti due terzi resteranno per sempre nel sottosuolo e non potranno mai essere prodotti. Le ragioni fisiche di tale fatto sono illustrate brevemente nella PARTE PRIMA di questa memoria, redatta per comodità del lettore che si trovasse a non essere esperto di problemi di recupero del petrolio dai giacimenti.

Una domanda appare ovvia: si può fare qualche cosa — e che cosa? — per aumentare la percentuale di recupero del petrolio dai giacimenti? L'importanza della posta in gioco appare evidente da alcune cifre, che qua riportiamo.

Nel territorio degli Stati Uniti d'America (per i quali si dispone delle statistiche più attendibili in materia) il quantitativo complessivo di petrolio scoperto fino al 31 dicembre 1975 /1/ era di 442 miliardi di barili (70,3 miliardi di m^3) di olio in giacimento. Di questo, solo il 33% e cioè 146 miliardi di barili (23,2 miliardi di m^3) è costituito da olio producibile. Poiché, al 31.12.75, la produzione cumulativa di petrolio USA era di 108 miliardi di barili (17,2 miliardi di m^3), il quantitativo di olio ancora estraibile dai giacimenti USA a tale data era di soli 38 miliardi di barili (6,0 miliardi di m^3).

Riuscendo ad aumentare di soli due punti (e cioè dal 33 al 35%) la percentuale di recupero, il quantitativo di olio ancora estraibile nel territorio USA passerebbe da 38 a 46,8 miliardi di barili (da 6,0 a 7,4 miliardi di m^3), con un aumento cioè del 23,2% sulle riserve di olio USA al 31.12.1975.

Si tratta evidentemente di un aumento percentuale di tutto rispetto, la cui importanza viene comunque ridimensionata dal fatto che tale aumento corrisponde a circa un anno e mezzo di consumi USA di petrolio al ritmo attuale.

Ancor prima che esistesse l'ingegneria del petrolio, i petrolieri si erano resi ben conto dell'importanza economica di un aumento del fattore di recupero del petrolio dai giacimenti. Basterà ricordare che i primi esempi d'iniezione d'acqua in giacimento,

condotti in Pennsylvania al fine di incrementare il recupero / 2 /, / 3 /, risalgono a circa 80 anni orsono. Purtroppo la tecnica petrolifera era allora in uno stato embrionale e tali tentativi non furono compresi ed addirittura dichiarati illegali, nel timore che essi portassero ad un danneggiamento dei giacimenti.

L'era dei recuperi “assistiti” del petrolio ha di fatto inizio negli anni trenta, in un primo tempo con la semplice iniezione di acqua o di gas per passare, negli anni cinquanta, ai processi in fase miscibile mediante iniezione di idrocarburi e giungere ai giorni nostri con processi sempre più sofisticati. Di tutti questi metodi di recupero “assistito”, delle loro possibilità e limitazioni, delle speranze che si nutrono per i processi più recenti, parleremo diffusamente nella PARTE SECONDA di questa memoria.

Dalla nostra esposizione risulterà evidente come una gran parte dei processi di recupero “assistito” e comunque la maggior parte di quelli più impiegati o più promettenti, si basi sull'impiego di acqua come fluido spiazzante. Acqua tal quale nel waterflooding, acqua più gas naturale o anidride carbonica in fase miscibile, acqua più tensioattivi, acqua calda e, infine vapore. Si può ben dire che senza l'impiego di acqua — fluido, ricordiamo, di bassissimo costo — non si potrebbe fare, ragionevolmente, del recupero “assistito” di petrolio.

E così, parlando di costi, siamo entrati nel nodo cruciale del problema.

I metodi di recupero “assistito” più moderni e sofisticati sono caratterizzati da due fattori: investimenti estremamente elevati, concentrati nella fase iniziale di realizzazione del processo (front end investments), ed alto grado di rischio tecnico. L'incidenza di questi fattori sulle possibilità di sviluppo dei processi di recupero “assistito” è trattata — unitamente ad una descrizione della loro situazione attuale — nella PARTE TERZA di questa memoria.

Un'ultima considerazione. La presente comunicazione non ha — nè vuole avere — il carattere di una memoria scientifica: essa ha solo scopo divulgativo. Della memoria scientifica essa vuol però mantenere il rigore di trattazione ed il realismo, che rifugge da gratuite affermazioni di un futuro miracolistico per quanto riguarda il recupero di petrolio dai giacimenti. In ogni caso, quanto qua scritto proviene da una esperienza di oltre vent'anni di attività nel campo specifico.

PARTE PRIMA

Meccanica dei fluidi nei giacimenti di petrolio

1.1. — CENNI SUI GIACIMENTI DI PETROLIO E SULLA LORO ENERGIA NATURALE

Lo schema classico completo di un giacimento di petrolio appare come in Fig. 1. Gli elementi fondamentali di un giacimento sono:

- a. la copertura impermeabile — costituita da argilla — che ha impedito la migrazione verticale degli idrocarburi accumulatisi sotto di essa. La forma geometrica di tale copertura deve essere tale da far sì che essa costituisca una "trappola" per il petrolio, permettendo quindi la formazione dell'accumulo. In Fig. 1 è rappresentata una classica anticlinale; altre configurazioni possibili sono, ad es., le trappole stratigrafiche, le trappole dovute a faglie, a duomi salini, ecc. / 4 /.
- b. la roccia-serbatoio porosa e permeabile, nei cui pori si sono accumulati, nel corso di ere geologiche, gli idrocarburi. Tale roccia-serbatoio ha quasi sempre origine da deposizione di sedimenti in ambiente acquoso / 5 /, / 6 /: pertanto i suoi pori contenevano inizialmente solo acqua.
- c. gli idrocarburi che saturano i pori della roccia-serbatoio. L'origine di tali idrocarburi, o naftogenesi, è da ricercare nella demolizione termica e, verosimilmente, microbica di sostanze organiche — prevalentemente microorganismi — accumulatisi preferenzialmente in ambiente marino di media profondità, in sedimenti fini che costituiscono la "roccia-madre" del petrolio / 7 /. Tale roccia madre può essere ubicata anche a notevole distanza (sia verticale che laterale) dal giacimento.

A seguito della naftogenesi e del concomitante strizzamento della roccia-madre sotto l'azione del carico geostatico dei sedimenti sovrastanti, una miscela molto diluita di idrocarburi in acqua migra dalla roccia-madre agli strati porosi e permeabili a contatto. Muovendosi lungo tali strati la miscela subisce una separazione gravitazionale. Nella parte alta dello strato, in situazione opportuna di "trappola", si ha un accumulo della frazione più leggera della miscela, e cioè del petrolio e del gas, con formazione di un giacimento.

Il petrolio ed il gas spiazzano dai pori della roccia-serbatoio l'acqua originariamente contenu-

ta. E' da ricordare però che tale spiazzamento non può mai essere totale: a seguito di fenomeni di bagnabilità e capillarità / 8 / un certo quantitativo d'acqua resta sempre come film monomolecolare sulle pareti dei pori e come accumulo nelle superfici dei pori a maggior curvatura ("code" dei pori). Tale acqua viene denominata "acqua interstiziale".

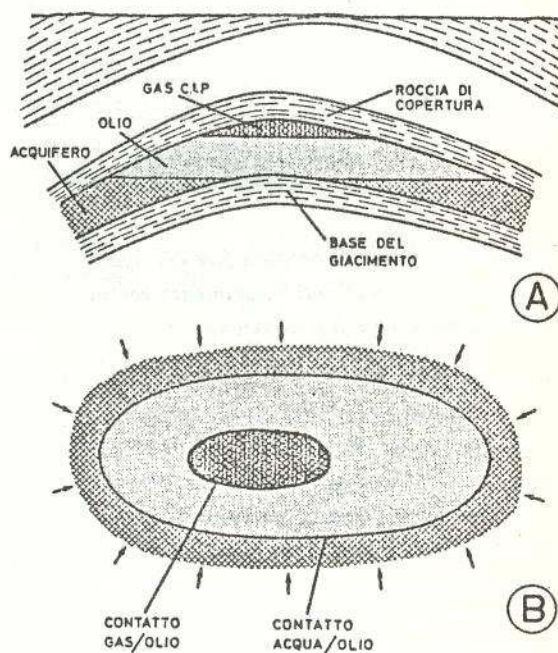


Fig. 1 — Rappresentazione schematica di un giacimento di petrolio.

- A. Sezione verticale
B. Pianta

La naftogenesi, in quanto processo di demolizione non selettiva della sostanza organica, porta sempre alla formazione di un ampio spettro di idrocarburi, che vanno dal più leggero (metano) a termini a peso molecolare talvolta elevatissimo: di conseguenza nel petrolio in giacimento è sempre disciolto del gas / 9 /. Se il quantitativo di gas proveniente dalla naftogenesi supera la solubilità del gas stesso nell'olio a pressione e temperatura di giacimento, il gas in eccesso si separa gravitazionalmente, formando un gas-cap.

- d. l'acquifero a contatto col giacimento. Se fenomeni tettonici successivi alla messa in posto del petrolio in giacimento non hanno interrotto, ad

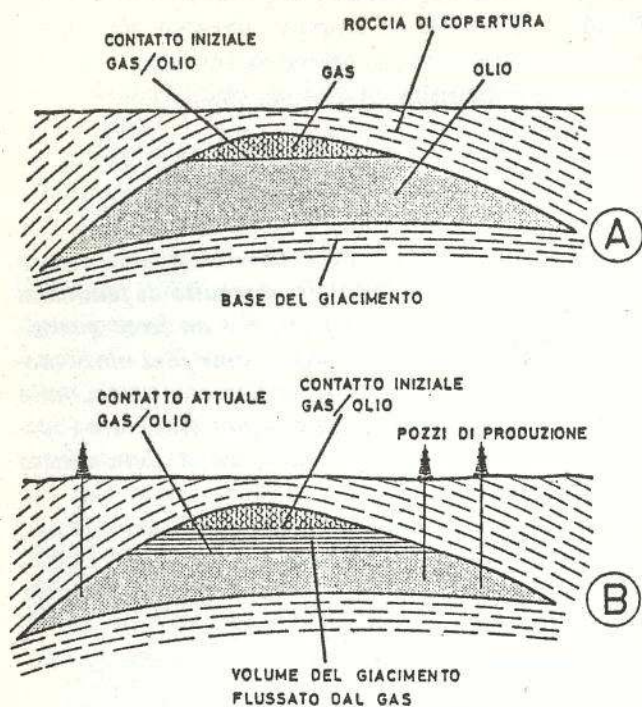


Fig. 2 - Giacimento di petrolio con gas-cap.
A. Distribuzione dei fluidi a giacimento vergine
B. Situazione in fase di produzione

opera di faglie, la continuità dell'acquifero e se la permeabilità dello stesso non è stata distrutta da fenomeni diagenetici o di precipitazione chimica, successivi alla sedimentazione, l'acquifero rimane in contatto idraulico col giacimento che in esso si è formato. Come vedremo, la presenza di tale acquifero è di estrema importanza, come sorgente sia di energia che di fluido spiazzante dell'olio.

Ovviamente, alcuni degli elementi sopra illustrati possono non essere presenti: può mancare cioè la presenza del gas-cap e quella dell'acquifero a contatto col giacimento.

Vediamo ora cosa accade, nelle grandi linee, quando un giacimento entra in produzione ed il petrolio viene quindi estratto dal giacimento stesso /10/. Consideriamo in un primo tempo, per semplicità, il caso di un giacimento privo di acquifero a contatto, ma munito di gas-cap (Fig. 2).

L'estrazione del petrolio provoca una diminuzione isoterma della pressione di giacimento (tutti i processi di sfruttamento naturale dei giacimenti sono isotermi) con due conseguenze: sviluppo di parte del gas disciolto originariamente nel petrolio ed espansione del gas del gas-cap. Parte del gas sviluppato dall'olio migra verticalmente e si aggiunge al gas-cap o, in assenza di questo, viene a formare un gas-cap secondario. L'energia necessaria al mo-

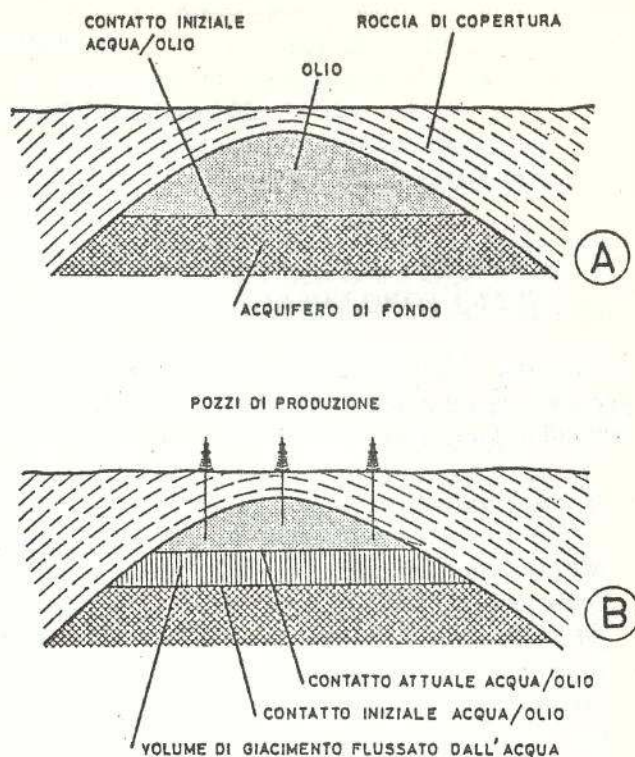


Fig. 3 - Giacimento di petrolio sottosaturo con acquifero di fondo. A. Distribuzione dei fluidi a giacimento vergine
B. Situazione in fase di produzione

to dell'olio in giacimento (e, almeno in parte, quella richiesta per la risalita dell'olio in pozzo) è fornita proprio dalla liberazione e dall'espansione del gas. Il volume di pori di olio prodotto è rimpiazzato dal gas: si assiste quindi ad un avanzamento del contatto gas-olio.

Esaminiamo ora un secondo schema semplificato: quello cioè di un giacimento di olio sottosaturo (e cioè con poco gas disciolto) a contatto con un acquifero (Fig. 3).

L'estrazione dell'olio provoca una diminuzione della pressione di giacimento, che si estende all'acquifero. Come è noto, l'acqua ha una comprimibilità bassa, ma non nulla (1): la diminuzione di pressione provoca quindi un'espansione dell'acqua che — se il volume dell'acquifero è sufficientemente grande — può rimpiazzare anche totalmente l'olio prodotto. Inoltre, se l'acquifero è alimentato a distanza, dalla superficie, si assiste ad un flusso di massa dell'acqua lungo l'acquifero, con apporto di acqua verso la zona del giacimento.

L'energia necessaria al moto dell'olio in giacimento è fornita, in questo caso dalla spinta dell'acqua; il volume di pori di olio prodotto è rimpiazzato dal-

(1) — Per semplicità di trattazione, non si parla qua della comprimibilità della roccia-serbatoio, che ha pure una sua influenza sul meccanismo di produzione.

l'acqua stessa. Si assiste, in questo caso, ad un innalzamento del contatto acqua-olio.

Esistono, ovviamente, casi più complessi di giacimenti nei quali sono presenti contemporaneamente la spinta di gas (disciolto e/o da gas-cap) e la spinta d'acqua: in tal caso si assisterà ad un avanzamento simultaneo dei due contatti gas-olio ed acqua-olio.

1.2. — MECCANISMI DI SPIAZZAMENTO DELL' OLIO IN GIACIMENTO: IL FATTORE DI RECUPERO

1.2.1. — Generalità

I giacimenti di petrolio hanno dimensioni dell'ordine di chilometri (talvolta, delle decine di chilometri): il loro sfruttamento mette in gioco fenomeni che si sviluppano su tale scala, chiamata appunto "scala di giacimento".

D'altra parte, come già visto, il petrolio è contenuto nei pori della roccia, pori le cui dimensioni vanno da meno di 1 μm a qualche mm al massimo, nel caso di rocce vacuolari. Il flusso dell'olio nella roccia-serbatoio e la sua sostituzione nei pori da parte del fluido che lo spiazza (acqua o gas) sono controllati da fenomeni a livello di poro o, come si dice, su "scala microscopica" o "scala di poro".

Nel caso di rocce-serbatoio fratturate, come calcari e dolomie, costituite da una rete di macrofratture contornanti blocchi di roccia-matrice a bassa porosità e permeabilità, saturi di olio, fra la "scala microscopica" e quella di giacimento è necessario un passo intermedio, che permetta di descrivere i fenomeni di scambio di massa fra fratture e blocchi di matrice: è questa la "scala di blocco".

Nelle pagine che seguono tratteremo in modo elementare i fenomeni a scala microscopica ed a scala di giacimento, con particolare attenzione al caso in cui il fluido spiazzante presenti una bagnabilità preferenziale rispetto alla roccia-serbatoio: è questo il caso di spiazzamento con acqua o con fluidi a base acquosa.

1.2.2. — I fenomeni di spiazzamento a scala di poro

Esaminiamo innanzitutto il fenomeno alla scala più elementare possibile: quella cioè di una coppia di pori di diverso diametro, in parallelo fra loro (Fig. 4). Ogni poro è supposto costituito da un capillare cilindrico, di sezione variabile /11/, /12/.

Inizialmente i due pori contengono solo olio. Quando il fluido spiazzante, acqua, raggiunge il punto di congiunzione fra i due pori (a sinistra, in Fig. 4), essa viene "aspirata" più rapidamente nel poro a



Fig. 4 — Avanzamento dell'acqua in una doppietta di pori (da Ref. 12).

raggio minore, a seguito dell'azione della pressione capillare che vale, come noto :

$$1) \quad p_c = p_o - p_w = \frac{2\sigma \cos \theta}{r}$$

ove:

p_c	pressione capillare, Pa
p_w	pressione misurata all'interfaccia, nella fase bagnante (acqua), Pa
p_o	pressione misurata all'interfaccia, nella fase non bagnante (olio), Pa
σ	tensione interfacciale olio/acqua, N/m
θ	angolo di contatto acqua/roccia, ad.
r	raggio del capillare, m

Il moto dei fluidi nella coppia di pori è descritto dal bilancio delle forze viscoso e delle forze capillari (equazioni di Poiseuille e di Laplace) /12/, /13/; mentre la resistenza al flusso è più piccola nel poro di maggior diametro (Poiseuille), la forza capillare (che facilita il moto dell'acqua) è più grande nel poro di minor diametro (Laplace).

Quando l'acqua ha completamente spiazzato l'olio nel poro di minor diametro, un certo quantitativo di olio, avente la forma di una goccia a curvatura variabile, resta intrappolato nel poro di maggior diametro. Per poter uscire è necessario che l'olio (fluido non bagnante) vinca la pressione capillare nella sezione d'uscita del poro.

Indicando con r_u il raggio della sezione d'uscita del poro più grande, con r_c il raggio di curvatura della bolla d'olio nella sezione opposta a quella

d'uscita e con Δp (in Pa) la differenza di pressione esistente, nell'acqua, fra sezione d'ingresso e sezione d'uscita del poro più grande, la condizione perchè la goccia d'olio possa uscire dal poro a raggio maggiore è :

$$2) \quad \Delta p > 2\sigma \cos\theta \left(\frac{1}{r_u} - \frac{1}{r_c} \right)$$

Date le piccole dimensioni dei pori, il valore di Δp raggiungibile con la velocità dell'acqua in giacimento è sempre molto piccolo: in pratica, finchè $\sigma \neq 0$ la goccia d'olio trova sempre, all'interno del poro, una configurazione tale che la obbliga a restare intrappolata. Per poter recuperare tutto l'olio esistente nella coppia di pori è necessario che il numero di Moore e Slobod N_{MS} che caratterizza il flusso/14/:

$$3) \quad N_{MS} = \frac{u \mu}{\sigma \cos\theta}$$

ove :

u velocità dell'acqua, m/s

μ viscosità dell'acqua, Pa · s

raggiunga valori elevatissimi / 15 /, cosa che in pratica si ottiene solo riducendo a zero la tensione interfacciale. In altre parole, è necessario che il fluido spiazzante sia totalmente miscibile con l'olio: è su queste considerazioni che si basano tutti i processi di recupero in fase miscibile.

Passando dalla scala microscopica a quella appena centrimetrica si constata che il mezzo poroso ha una geometria molto più complessa della coppia di pori ora descritta. La distribuzione dei pori è tridimensionale, le interconnessioni fra i pori sono multiple, i pori non sono cilindrici. La distribuzione dei fluidi è ora descritta dalle curve di pressione capillare, il flusso dalle curve di permeabilità relativa / 11 /. Il fenomeno dell'intrappolamento dello olio rimane comunque (Fig. 5), anche se non più descrivibile in termini così elementari come per la coppia di pori. Dopo il passaggio del fronte spiazzante si osserva sempre l'esistenza di gocce d'olio residuo, isolate al centro dei pori.

Indicando con:

S_{wi} — la frazione del volume di pori occupata inizialmente dall'acqua interstiziale, ad.,

S_{or} — la frazione del volume di pori occupata dall'olio residuo, ad.,

la grandezza:

$$4) \quad E_D = \frac{1 - S_{wi} - S_{or}}{1 - S_{wi}}$$

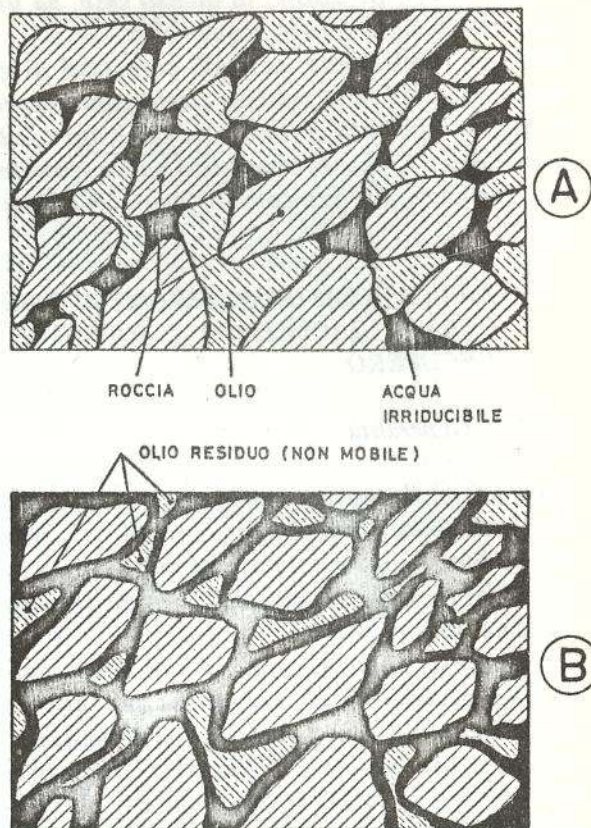


Fig. 5 — Distribuzione dei fluidi in un mezzo poroso.

A. Situazione a giacimento vergine

B. Situazione dopo spiazzamento con acqua

è chiamata "efficienza di spiazzamento microscopico" (*microscopic displacement efficiency*) dell'olio. Essa rappresenta la frazione delle riserve iniziali di olio recuperata da quelle parti del giacimento che sono venute a contatto con l'acqua spiazzante.

Il valore di E_D dipende dalla struttura del mezzo poroso, dal valore di S_{wi} e dal numero di Moore e Slobod relativo al processo di spiazzamento / 11 /.

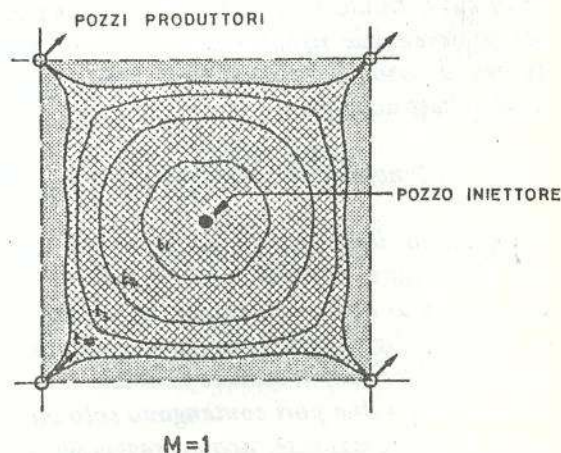


Fig. 6 — Avanzamento del fronte d'acqua, in funzione del tempo, in un *five spot pattern*. Visualizzazione dell'efficienza areale di spiazzamento.

1.2.3. I fenomeni di spiazzamento su scala di giacimento

a. L'efficienza areale di spiazzamento

L'efficienza areale di spiazzamento (*areal sweep efficiency, E_A*) è la frazione di area del giacimento che viene in contatto col fluido spiazzante.

A titolo d'esempio, in Fig. 6 è rappresentato il caso di un sistema di cinque pozzi (*five spot pattern*) nel quale l'acqua viene iniettata dal pozzo centrale e l'olio prodotto dai quattro pozzi di vertice. La simmetria del sistema è ovvia: essa può essere ripetuta per un numero di volte sufficiente a coprire tutta l'area di un giacimento (iniezione di acqua distribuita). La frazione d'area del *five spot* che è stata "lavata" dall'acqua (Fig. 6) quando tutti i pozzi di produzione vengono abbandonati per eccessiva produzione d'acqua rappresenta appunto l'efficienza areale di spiazzamento. L'olio contenuto nella restante area di giacimento non potrà più venire spiazzato, e quindi recuperato.

Il valore dell'efficienza areale di spiazzamento dipende dalla geometria del flusso (e cioè dalla distribuzione dei pozzi produttori e iniettori e dalle loro portate), dalla percentuale massima di acqua ammessa nella produzione dei pozzi prima del loro abbandono e, in maniera prevalente /16/, dal rapporto di mobilità fra fluido spiazzante (acqua) e fluido spiazzato (olio).

Ricordiamo che col termine "rapporto di mobilità" (M) si intende il rapporto:

$$5) \quad M = \frac{\lambda_{\text{fluido spiazzante}}}{\lambda_{\text{fluido spiazzato}}} = \frac{k_w(S_{or})}{\mu_w} \cdot \frac{\mu_o}{k_o(S_{wi})}$$

ove:

- λ mobilità = k/μ , $m^4/N \cdot s$
- $k_w(S_{or})$ permeabilità effettiva all'acqua, in presenza di olio residuo, m^2
- $k_o(S_{wi})$ permeabilità effettiva all'olio in presenza di acqua interstiziale, m^2
- μ_w viscosità dell'acqua in giacimento, $Pa \cdot s$
- μ_o viscosità dell'olio in giacimento, $Pa \cdot s$

Quanto maggiore è M tanto più l'acqua tende ad introdursi nell'olio, con un fenomeno che si autoesalta in quanto la resistenza idraulica lungo ciascun tubo di flusso si riduce tanto più quanto maggiore è la frazione di lunghezza di tubo di flusso occupata dall'acqua.

Di conseguenza, il valore dell'efficienza areale di spiazzamento, E_A , decresce al crescere di M , ed in maniera assai drastica quando $M > 1$. In prima approssimazione si può dire che E_A decresce all'au-

mentare della viscosità dell'olio.

Dall'Eq. 5 appare evidente che un aumento della viscosità dell'acqua (μ_w) e/o una diminuzione della viscosità dell'olio (μ_o) fanno diminuire il valore di M , e quindi migliorano l'efficienza areale di spiazzamento. Processi di recupero "assistito" che realizzano tali condizioni sono l'iniezione di acqua "inispessita" con polimeri (aumento di μ_w) ed i metodi termici in genere che, attraverso un aumento della temperatura di giacimento, realizzano una diminuzione di μ_o .

b. Il fattore di contatto

Il fattore di contatto (*contact factor o invasion efficiency, E_I*) è il rapporto fra il volume di giacimento effettivamente invaso dal fluido spiazzante ed il volume di giacimento contenuto nell'area delimitata dal fronte di fluido spiazzante.

Il fattore di contatto dipende dall'eterogeneità del giacimento, dal rapporto forze capillari/forze viscosse e dal rapporto di mobilità M (Eq. 5). Per quanto si riferisce all'eterogeneità, è necessario distinguere una eterogeneità su scala decimetrica o metrica /17/ che, per $M > 1$, dà origine a fenomeni di instabilità del fronte e quindi di digitazione (Fig. 7), ed una eterogeneità "in grande", da identificare con la presenza nella roccia-serbatoio di zone a diversa permeabilità /18/ (Fig. 8). In entrambi i casi, l'eterogeneità porta alla formazione di "isole" di roccia contenenti olio non più mobile se non per fenomeni di capillarità, e quindi ad una perdita di olio in strato.

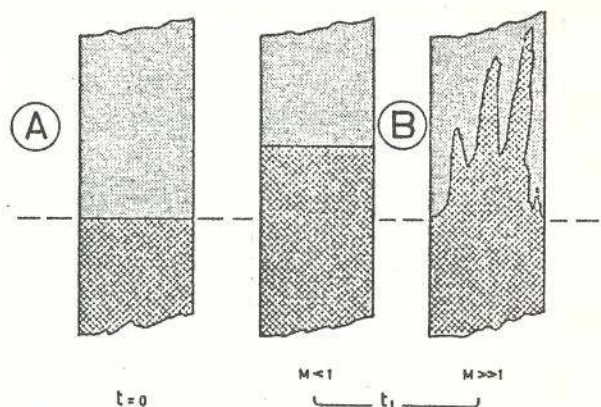


Fig. 7 — Digitazione (*fingering*) di acqua in olio dovuta ad instabilità del fronte.

A. Situazione iniziale di equilibrio

B. Situazione dopo avanzamento del fronte d'acqua

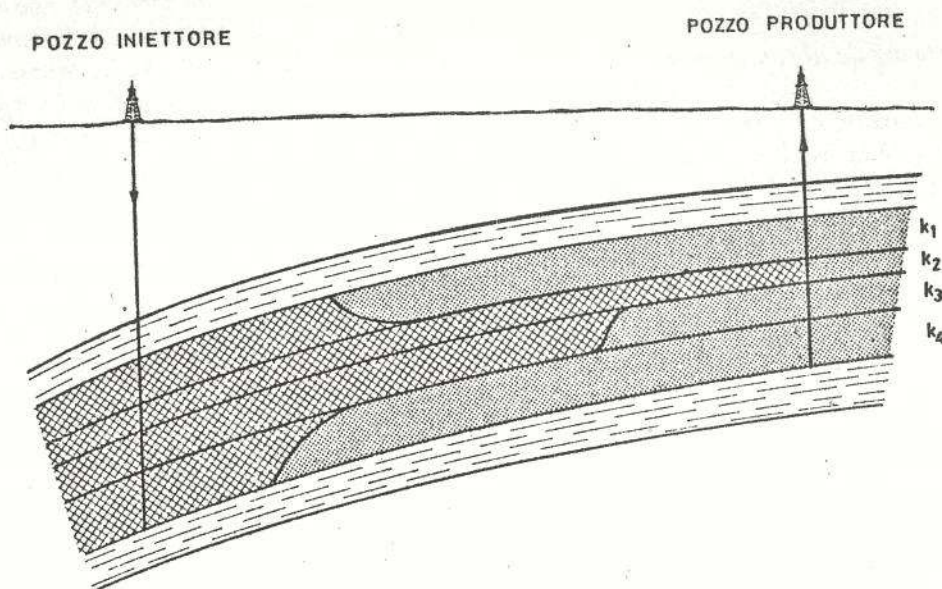


Fig. 8 — Avanzamento del fronte d'acqua in un giacimento a stratificazione di permeabilità

Il fattore di contatto E_I è fortemente influenzato dal rapporto di mobilità M , nel senso che un aumento di M provoca una sensibile diminuzione di E_I . I processi di recupero assistito che permettono di migliorare la situazione sono pertanto quelli già indicati al capitolo "efficienza areale di spiazzamento".

1.2.4. Il fattore globale di recupero dell'olio

Da quanto detto nelle pagine precedenti, appare evidente che la percentuale di olio di giacimento che viene spiazzata dall'acqua (o dal gas) e quindi può essere prodotta dai pozzi (fattore di recupero dell'olio, over-all reservoir recovery efficiency, E_R) è data dal prodotto:

$$6) \quad E_R = E_D \cdot E_A \cdot E_I$$

Di fatto, per ogni giacimento e per ogni processo di recupero (primario o assistito) che si pensi di impiegare, il valore di E_R viene oggi determinato mediante simulazione del processo stesso su modello numerico del giacimento [19], [20]. Per la preparazione dei dati di ingresso a tale modello è necessaria tutta una serie di studi geologici, geofisici, stratigrafici, sedimentologici, di ingegneria dei giacimenti.

In via indicativa, valori tipici dei coefficienti che compaiono in Eq. 6, per un processo di recupero

mediante spiazzamento dell'olio con acqua, sono:

E_D — efficienza di spiazzamento microscopico :
0,4 ÷ 0,6

E_A — efficienza areale di spiazzamento :
0,7 ÷ 0,9

E_I — fattore di contatto : 0,6 ÷ 0,9

dai quali si deduce :

E_R — fattore globale di recupero dell'olio :
0,15 ÷ 0,50

Si noti che dell'olio perso in giacimento, circa la metà resta intrappolata a livello di pori e l'altra metà è contenuta nelle "isole" di roccia bypassate dall'acqua.

I valori di E_R sopra riportati si riferiscono a giacimenti a porosità primaria (sabbie, arenarie). Per rocce fratturate la situazione è molto più complessa, in quanto la maggior parte delle riserve è contenuta nei blocchi di roccia, contornati dalla rete di macrofratture. Il processo di recupero di tale olio è controllato dai fenomeni di capillarità (imbibizione) che si sviluppano con velocità propria, difficilmente influenzabile dall'esterno. Tali giacimenti sono, in genere, "rate sensitive", nel senso che il fattore di recupero dell'olio dipende fortemente dalla portata imposta al giacimento.

PARTE SECONDA

I processi di recupero assistito

2.1. TERMINOLOGIA

Negli anni trenta — quando cioè l'unico processo noto per incrementare la percentuale di recupero del petrolio era l'iniezione di acqua o di gas, e tale iniezione veniva eseguita in giacimenti che avevano ormai esaurito la loro energia naturale — fu coniato il termine "recupero secondario". Si intendeva come tale un processo di recupero applicato in un tempo successivo al "recupero primario", e cioè dopo che il giacimento avesse esaurito la sua energia naturale.

Negli anni successivi la seconda guerra mondiale si sono verificati, in ordine di tempo, i seguenti fatti, che hanno portata a modificare la terminologia:

- l'impiego dell'iniezione (soprattutto di acqua) già nella fase di coltivazione primaria del giacimento, al fine di incrementare già in tale fase l'energia disponibile per la produzione (mantenimento di pressione), e quindi il recupero di petrolio,
- introduzione di processi di recupero più sofisticati che, almeno in un primo tempo, venivano applicati ai giacimenti solo alla fine del "recupero secondario". Essi furono pertanto denominati "recuperi terziari",
- impiego di tali processi di recupero terziario già in fase di sfruttamento primario o, al massimo, al termine della coltivazione primaria.

Per sanare le evidenti incongruenze che emergono dalla situazione di fatto, si è convenuto [21] di denominare "recupero assistito" (*enhanced oil recovery process*) qualsiasi processo che venga applicato al giacimento al fine di aumentarne il recupero di petrolio. Le denominazioni "secondario" e "terziario" vengono ora impiegate solo per indicare la successione temporale di applicazione del processo al giacimento.

La situazione è chiaramente riassunta nella terminologia riportata in Fig. 9.

2.2. INTRODUZIONE AI PROCESSI DI RECUPERO ASSISTITO

L'elencazione di tutti i processi di recupero assistito che sono stati ideati, esaminati e provati finora almeno in scala di laboratorio costituisce un compito troppo arduo, dato il loro grande numero. In

questa nota riteniamo di poter limitare la trattazione a quei processi che hanno raggiunto, finora, almeno la fase pilota di campo, estendendoci maggiormente su quelli che hanno trovato una più vasta applicazione.

TERMINOLOGIA	
RECUPERO PRIMARIO	olio e gas prodotti utilizzando solo l'energia naturale del giacimento.
RECUPERO ASSISTITO	ogni ulteriore produzione di olio e di gas ottenuta introducendo energia in giacimento. Il recupero assistito comprende l'iniezione d'acqua, la iniezione di gas e tutti quei processi che comportano l'iniezione di fluidi o di energia in giacimento, per un recupero sia secondario che terziario.
RECUPERO SECONDARIO	ogni tipo di recupero assistito che venga applicato come primo recupero assistito in un giacimento. Di solito esso viene impiegato al termine del recupero primario, ma può anche essere applicato al giacimento durante lo stesso recupero primario. L'iniezione d'acqua è il processo più usuale di recupero secondario.
RECUPERO TERZIARIO	ogni tipo di recupero assistito che venga applicato al giacimento successivamente ad un processo di recupero secondario. Di solito: spiazzamento in fase miscibile (con gas oppure con liquidi) o metodi termici.

Fig. 9 — Terminologia dei processi di recupero (da Ref. 21).

Una visione d'insieme di tali processi è fornita dallo schema logico di Fig. 10. Da tale schema si può constatare come esistano due grandi filoni.

Il primo (e, diciamo subito, quello più importante dal punto di vista dei risultati conseguiti) si basa sull'iniezione di acqua o di fluidi dei quali l'acqua è costituente essenziale (soluzioni acquose di alcali, di polimeri, di tensioattivi a bassa e ad alta concentrazione, acqua calda, vapore).

Il secondo filone si basa sull'iniezione di gas, per tale intendendo non solo il gas naturale, ma anche l'anidride carbonica e l'aria. Quest'ultima viene iniettata in giacimento al fine di realizzare una combustione parziale del petrolio, e quindi un aumento di temperatura. Si noti come alcuni processi di questo filone richiedano l'iniezione alternata di acqua e gas.

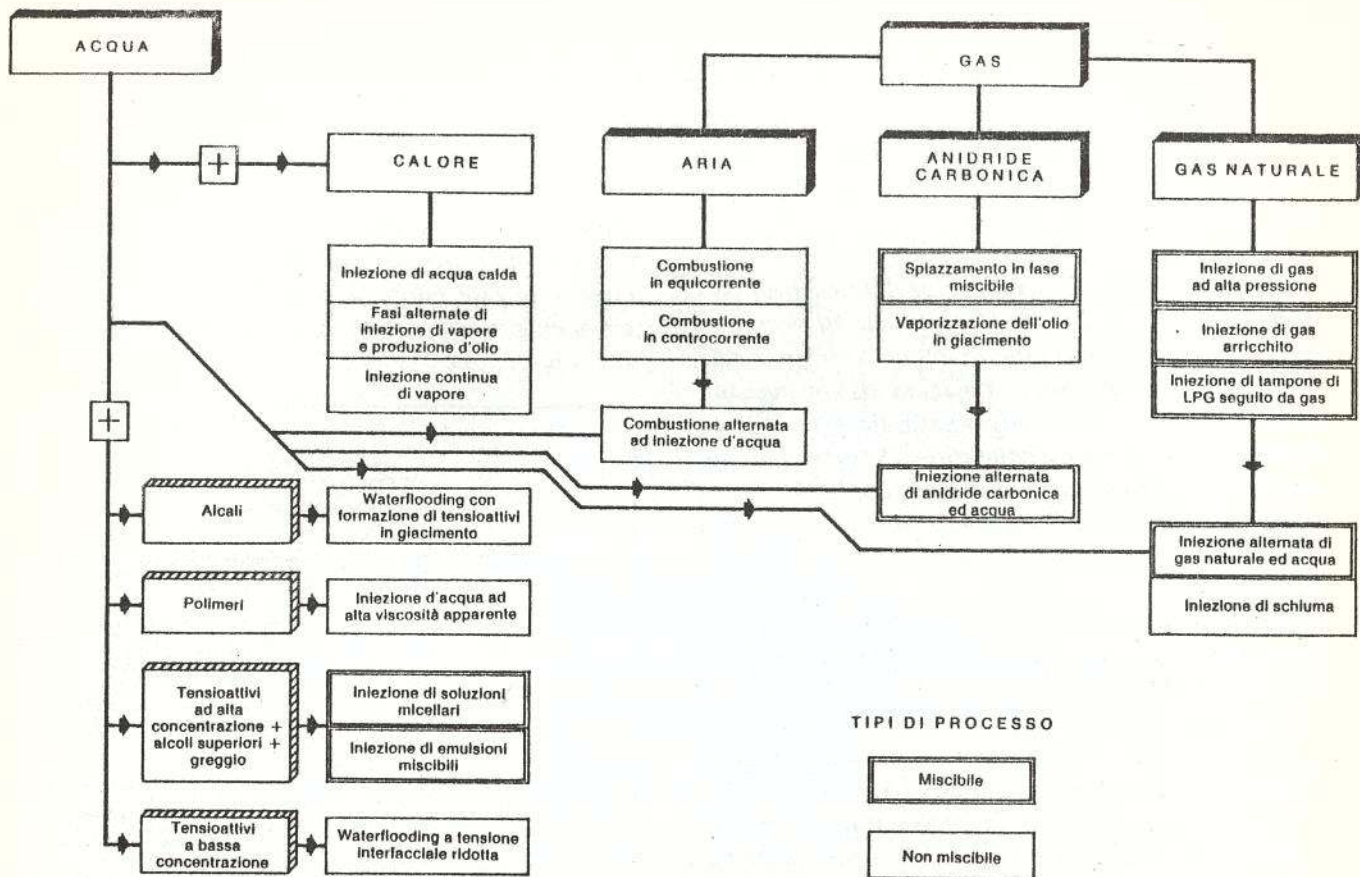


Fig. 10 – Processi per incrementare il recupero secondario e terziario di olio dai giacimenti.

L'iniezione d'acqua (waterflood), sia tal quale che modificata mediante l'aggiunta di alcali o polimeri (modified waterflood) rientra fra i processi classici in fase non miscibile, quei processi cioè che venivano chiamati un tempo "recuperi secondari" (2). Saranno questi i processi che descriveremo per primi in questa nota.

Tutti gli altri processi, più sofisticati, rientrano fra quelli che venivano un tempo descritti come "recuperi terziari", processi cioè da realizzare al termine dell'iniezione d'acqua. I più importanti di questi, o comunque i più promettenti, vengono classificati in quattro gruppi ("i quattro grandi"), come indicato in Fig. 11. Ognuno di tali gruppi verrà descritto in dettaglio in questa nota.

(2) – Non parleremo, in questa nota, dell'iniezione di gas in fase non miscibile. Con gli attuali prezzi di vendita del gas, l'iniezione massiva di gas in giacimento viene oggi eseguita al solo scopo di conservare tale gas, in aree dalle quali sia difficile, al momento, l'accesso al mercato mondiale del gas.

2.3. L'INIEZIONE D'ACQUA

2.3.1. L'iniezione d'acqua di tipo "classico"

L'iniezione d'acqua è il più antico processo di recupero assistito impiegato nei giacimenti di petrolio: esso è pertanto il processo di gran lunga più sperimentato. Ancor oggi l'iniezione d'acqua è il processo predominante fra tutti i processi di recupero assistito: si valuta /3/ che mediante iniezione d'acqua siano stati recuperati finora, nei soli Stati Uniti d'America, da 20 a 25 miliardi di barili (da 3,2 a 4 miliardi di m^3) di petrolio addizionale rispetto al recupero primario. Circa il 60% della produzione attuale di petrolio USA (e cioè 4,9 milioni di barili/giorno, pari a circa 280 milioni di m^3 /anno) proviene da giacimenti nei quali è in atto un waterflood /22/. Operazioni d'iniezione d'acqua vengono inoltre condotte in molti giacimenti al di fuori del territorio degli USA.

L'AGIP SpA ha iniziato il suo primo processo d'iniezione d'acqua nel 1959, nel giacimento di Belayim Land, Sinai. Ad esso hanno fatto seguito i

I « QUATTRO GRANDI »

① PROCESSI MISCIBILI MEDIANTE INIEZIONE DI IDROCARBURI

- Iniezione di gas ad alta pressione
- Iniezione di gas arricchito, seguito da gas secco
- Iniezione di GPL, seguito da gas secco

② INIEZIONE DI ANIDRIDE CARBONICA IN FASE MISCIBILE

- Tampone di anidride carbonica, seguito da acqua o gas naturale

③ PROCESSI MISCIBILI IN FASE LIQUIDA

- Iniezione di un tampone di soluzione micellare, seguito da acqua « inspessita »

④ PROCESSI TERMICI

- Cicli alternati di iniezione di vapore e di produzione di olio
- Iniezione continua di vapore
- Combustione in situ dell'olio

Fig. 11 — Processi più impiegati, o più promettenti, di recupero assistito : i « quattro grandi » (da Ref. 81).

waterfloods dei giacimenti di Maydam Mabzam, Qatar (1966), Bul Hanine, Qatar (1973), Bu Attifel, Libia (1974), Emeraude, Congo (1974), El Borma, Tunisia (1975) e Loango, Congo (1978). Sono in fase avanzata di studio i *waterfloods* dei giacimenti Raksh e Rostam, in Golfo Persico.

Per i giacimenti italiani di petrolio l'iniezione di acqua non si è resa necessaria, data la presenza di una spinta d'acqua naturale sufficiente a realizzare il *waterflood* come processo primario di coltivazione.

Gli aspetti giacimentologici e tecnologici del processo d'iniezione d'acqua sono coperti da un'ampia letteratura specifica /23/-/26/. Ricorderemo qui solamente che l'iniezione può avvenire sia in forma distribuita all'interno del giacimento, mediante pozzi d'iniezione alternati a quelli di produzione secondo uno schema regolare (Fig. 6), sia nell'acquifero contornante il giacimento (Fig. 12).

In genere si ricorre ad iniezione d'acqua distribuita nel caso di giacimenti in avanzata fase di coltivazione, nei quali occorre cioè fornire energia e fluido spiazzante a breve distanza dai pozzi di produzione; l'iniezione periferica viene effettuata soprattutto in giacimenti nella fase iniziale di coltivazione (mantenimento della pressione).

Il rapporto fra investimenti richiesti per la realizzazione del *waterflood* ed incremento di recupero di olio ottenuto è, in genere, modesto: la massima parte degli investimenti è costituita dai pozzi di iniezione.

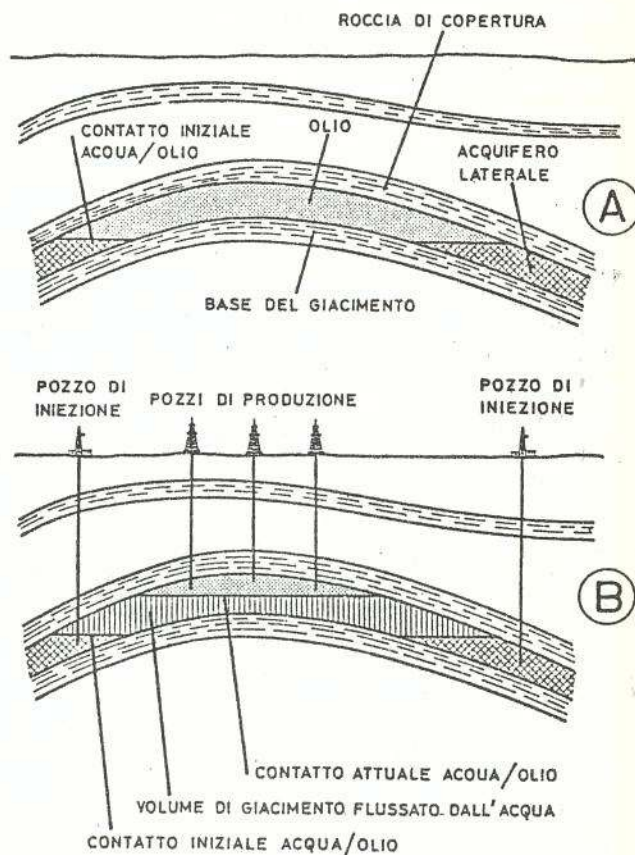


Fig. 12 — Rappresentazione schematica di giacimento coltivato con iniezione periferica d'acqua. A. Situazione a giacimento vergine B. Situazione in fase di coltivazione

La previsione del comportamento del giacimento, ed in particolare dell'avanzamento dell'acqua in funzione di diverse distribuzioni di pozzi e di portate viene condotta mediante simulazione del comportamento del giacimento su modello numerico /19/, /20/.

Particolare attenzione deve essere rivolta alla compatibilità fra acqua d'iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio. La formazione di precipitati per interazione fra acqua di iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio, nonché il rigonfiamento o la flocculazione dell'argilla dispersa nella roccia-serbatoio possono portare infatti ad una tale riduzione della permeabilità nell'area circostante i pozzi d'iniezione da compromettere irreparabilmente la possibilità d'iniettare acqua in strato.

Lo studio della compatibilità con il giacimento delle diverse acque di potenziale iniezione viene eseguito in laboratorio, mediante esperienze di flussaggio su carote alle condizioni di temperatura, pressione geostatica e pressione nei pori che esistono in giacimento. Una vista d'assieme dell'apparecchiatura impiegata nei laboratori AGIP SpA per la conduzione di tali studi è riportata in Figg. 13 e 14. In Fig. 15 sono illustrati alcuni esempi dei tipi di risultati che si possono ottenere.

L'acqua di iniezione deve essere, in ogni caso, trattata /27/, /28/ per evitare la corrosione delle condotte e dei pozzi d'iniezione ad opera dell'ossigeno o dei gas comunque disciolti nell'acqua stessa (CO_2 , H_2S). Particolare attenzione deve essere poi rivolta alla eliminazione, mediante filtrazione, delle particelle solide in sospensione nell'acqua. Queste, formando pannello, possono infatti giungere ad impermeabilizzare la parete dei pozzi d'iniezione.

L'eventuale presenza di batteri nell'acqua di iniezione impone poi il trattamento con battericidi in tampone ad alta concentrazione, per evitare lo svi-



Fig. 15 - Risultati di prove di compatibilità fra acqua d'iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio.

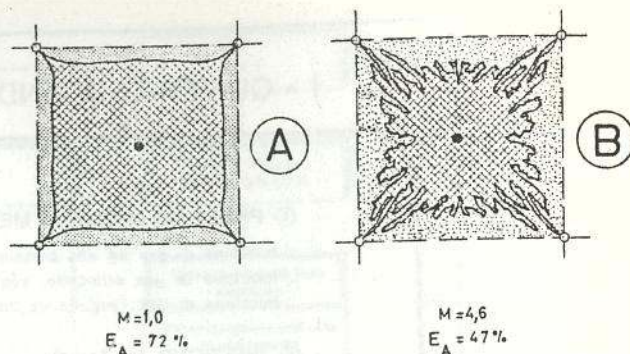


Fig. 16 - Five spot pattern. Influenza del rapporto di mobilità acqua/olio sull'efficienza areale di spiazzamento, E_A .

luppo di colonie batteriche in strato, con riduzione della permeabilità e, in caso di presenza di batteri solfato-riduttori, formazione di idrogeno solforato in strato per riduzione dei solfati contenuti nella acqua di giacimento.

Come si vede, l'acqua da iniettare in giacimento non è un'acqua "qualsiasi": la sua scelta, condizionamento e trattamento richiedono un ampio livello di conoscenze tecnologiche e pratiche.

2.3.2. L'iniezione d'acqua "modificata"

Il fattore globale di recupero dell'olio, E_R (Cap. 1.2.4.), ottenibile mediante l'iniezione d'acqua è controllato principalmente da due fattori:

1. tensione interfacciale fra acqua ed olio in giacimento relativamente alta ($0,02 \div 0,04$ N/m), e quindi efficienza di spiazzamento microscopico, E_D (Cap. 1.2.2.), in genere non molto elevata,
2. viscosità dell'olio che, nel caso di greggi pesanti, può essere molte volte superiore a quella della acqua. Ne consegue che il rapporto di mobilità, M , fra acqua ed olio è, nel caso di greggi pesanti, pure molto alto, con bassa efficienza areale di spiazzamento, E_A , (Fig. 16) e basso fattore di contatto, E_I (Cap. 1.2.3.).

Nel tentativo di migliorare il recupero di petrolio sono stati studiati e realizzati, prevalentemente su scala pilota, processi d'iniezione d'acqua "modificata" (*modified water floods*) che, operando sempre in condizioni di spiazzamento non miscibile, si basano sui seguenti principi:

a. riduzione della tensione interfacciale ed alterazione dell'angolo di contatto acqua/olio/roccia di giacimento /29/, /30/, mediante aggiunta alla acqua d'iniezione di alcali che innalzano il pH dell'acqua (idrato, carbonato, silicato di sodio, di potassio o di ammonio; flussaggio con soluzioni caustiche o caustic flooding).

Nel caso di petroli ad alto contenuto di asfalteni si vengono a formare in giacimento, per intera-



Fig. 13 – Apparecchiatura AGIP SpA per lo studio della compatibilità fra acqua d'iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio.



Fig. 14 – Calcolatore per il rilevamento dati, automazione e processing di risultati di esperienze su carote. Laboratori AGIP SpA.

zione fra l'alcali ed i radicali carbossilici liberi presenti nelle molecole più pesanti dell'olio, sostanze ad azione tensioattiva, che riducono la tensione interfacciale acqua/olio e modificano la bagnabilità della roccia.

Il petrolio può così giungere ad emulsionarsi con l'acqua di spiazzamento, realizzando saturazioni in olio residuo nei pori (S_{Or} , Cap. 1.2.2.) decisamente basse.

L'applicabilità di questo processo è controllata fondamentalmente dalla costituzione chimica dell'olio /31/, il quale deve contenere composti polari in quantità elevata.

- b. aumento della viscosità dell'acqua iniettata, mediante aggiunta alla stessa di polimeri a catena lineare molto estesa, lungo la quale siano presenti gruppi polari (poliacrilammidi parzialmente idrolizzate, polimeri dell'ossido di etilene, polisaccaridi ottenuti per via biologica).

Le soluzioni acquose di tali polimeri presentano un comportamento non-newtoniano, e cioè una viscosità apparente dipendente dalla velocità di taglio /32/. In capillari molto piccoli, come sono appunto i pori delle rocce-serbatoio, la viscosità di tali soluzioni diviene — già per concentrazioni di polimeri di qualche centinaio di ppm — molte volte superiore a quella dell'acqua /33/. Si possono pertanto realizzare tamponi di acqua "in-spessita" (thickened water) a mobilità inferiore a quella dell'olio da spiazzare. Tali tamponi, fatti seguire da acqua "normale", permettono pertanto di ottenere efficienze areali di spiazzamento e fattori di contatto nettamente superiori a quelli realizzabili mediante iniezione di sola acqua.

L'inconveniente principale che si incontra nello impiego di questi polimeri è l'azione esercitata su di essi da acque di strato ad alta salinità /34/.

In presenza di un fluido ad alta concentrazione ionica le molecole del polimero tendono a "raggomitolarsi", a seguito della neutralizzazione dei loro gruppi polari (Fig. 17), fornendo un comportamento reologico (e quindi una viscosità apparente dell'acqua inspessita) che si avvicina presto a quella dell'acqua pura (Fig. 18).

Dei due processi sopra descritti, quello che ha incontrato il maggior successo è il secondo. In pratica, il tampone di "acqua inspessita" viene usato soprattutto nel processo combinato "soluzioni micellari/acqua inspessita" (micellar/polymer flooding, di cui si parlerà in seguito) per controllare la mobilità del fluido spiazzante. Si hanno però anche esempi di impiego di sola "acqua inspessita", non accoppiata a soluzioni micellari.

Il caustic flooding, nonostante sia stato considerato

IN ACQUA DOLCE

IN ACQUA SALATA

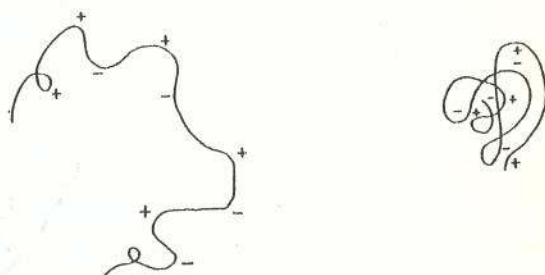


Fig. 17 — Configurazione delle molecole di poliacrilammide in acqua dolce ed in acqua salata.

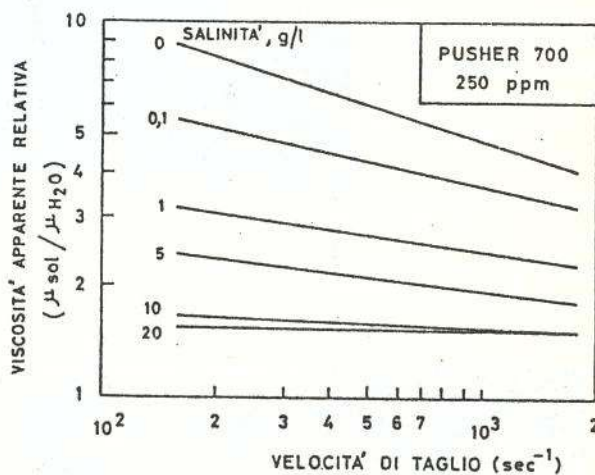


Fig. 18 — Viscosità apparente di soluzioni di polimero PUSHER 700 in acque a diversa salinità, in funzione della velocità di taglio (da Ref. 11).

come processo di recupero fin dagli anni venti, non ha avuto molto successo. Ciò soprattutto per il fatto che l'alcali interagisce non solo con l'olio, ma anche con la roccia e con gli ioni bivalenti presenti nell'acqua di strato, esaurendo così la propria azione già a breve distanza dai pozzi d'iniezione.

La situazione /35/ dei processi di recupero assistito mediante iniezione d'acqua "modificata", in corso nel 1977 o da poco terminati nei giacimenti delle due Americhe è riportata in Tab. 1. Per il resto del mondo si ha notizia di un solo caustic flooding in corso nel 1977. Tale progetto è stato iniziato nel 1976 dalla Caltex a Sumatra /35/, nel giacimento di Duri, in un intervallo mineralizzato a bassa profondità (100÷200 m).

Non si hanno notizie dei risultati ottenuti.

Tab. 1 — Processi di ricupero assistito mediante iniezione d'acqua " modificata " in corso del 1977 nel continente americano

	SOLUZIONI CAUSTICHE	POLIMERI	
	USA	USA	RESTO AMERICHE
— Processi in corso	3	26	5*
— Area interessata, km ²	0,71	79	17,5
— Pozzi impiegati :	37	601	80
di cui : produttori	27	395	64
: iniettori	10	206	16
— Totale incremento di produzione d'olio, m ³ /g	non noto; comunque modesto	640	non noto
— Area media per processo, km ²	0,24	3,0	3,5
— Area media per pozzo, km ²	0,019	0,13	0,22
— Distanza media fra i pozzi, m	140	360	470
— Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	—	1,1	—

(*) Dei quali : 3 in Canada, 1 in Brasile ed 1 a Trinidad.

2.4. PROCESSI MISCIBILI MEDIANTE INIEZIONI DI IDROCARBURI

2.4.1. Aspetti termodinamici

I processi miscibili basati sull'iniezione in strato di idrocarburi gassosi o liquidi di composizione opportuna costituiscono il più antico tipo di processi miscibili che siano stati impiegati in giacimento /36/-/38/. Tra la fine degli anni cinquanta e l'inizio degli anni sessanta tali processi sollevarono un enorme interesse e vennero considerati come una panacea, che avrebbe permesso di aumentare sensibilmente il recupero di olio un po' da tutti i giacimenti.

L'entusiasmo iniziale è stato fortemente smorzato /39/ da due fatti: da una parte, la constatazione che l'efficienza areale di spiazzamento ed il fattore di contatto realizzabili sono molto modesti ed i fenomeni di instabilità del fronte molto elevati /40/, a seguito dell'alta mobilità del fluido spiazzante; dall'altra, il sensibile aumento verificatosi nel prezzo di vendita del gas, a seguito del quale è, in genere, risultato più conveniente vendere il gas stesso anziché destinarlo all'iniezione in giacimento.

Dal punto di vista termodinamico il processo si basa sulla formazione, al fronte di contatto gas/olio, di un tampone di idrocarburi leggeri in fase liquida, tampone che è miscibile al fronte anteriore con l'olio di giacimento ed al fronte posteriore con il gas iniettato. La formazione del tampone avviene per scambio di massa fra le due fasi a contatto.

Nel caso di greggi molto leggeri si ha volatilizzazione nel gas dei componenti intermedi C₂-C₆ dello olio (*high pressure gas drive*); nel caso di greggi a minor volatilità si ha una condensazione nell'olio al fronte di contatto dei componenti C₂-C₆ contenuti nel gas iniettato (*condensing gas drive*).

La situazione è illustrata nel diagramma ternario /41/ di Fig. 19, nel quale il sistema "greggio di giacimento + gas iniettato" è rappresentato mediante i tre pseudocomponenti C₁, C₂-C₆, C₇₊. Tale diagramma, che si riferisce ad un ben determinato valore di temperatura e pressione di giacimento, mostra i campi di stabilità delle singole fasi e quello di esistenza della bifase gas/liquido.

Perché si realizzi la miscibilità è necessario che la composizione del greggio di giacimento e quella del gas iniettato cadano da parti opposte rispetto alla tangente nel punto critico alla curva che delimita il

campo della bifase. Pertanto, se la composizione del greggio di giacimento cade nell'area C del diagramma (Fig. 19), il gas da iniettare sarà costituito da una composizione dell'area A (gas secco: *high pressure gas drive*). Se invece l'olio di giacimento è rappresentato da un punto nell'area D, la composizione del gas da iniettare dovrà cadere nell'area B (gas arricchito in frazioni intermedie C₂-C₆: *condensing gas drive*).

Questo potrà poi essere fatto seguire da gas secco (area A), che è ovviamente miscibile col gas arricchito.

Nelle Figg. 20 e 21 sono illustrate rispettivamente l'apparecchiatura PVT ed il laboratorio analisi cromatografiche dell'AGIP SpA, che vengono impiegati per la determinazione sperimentale dei diagrammi ternari di miscibilità fra gas d'iniezione e greggio di giacimento.

Un'alternativa al processo di *condensing gas drive* è l'iniezione in strato di un tampone di propano/butano in fase liquida (LPG slug), miscibile al fronte anteriore con l'olio di giacimento ed al fronte posteriore con gas secco, da iniettare al seguito dell'LPG slug.

Questo processo può venir impiegato solo in giacimenti a modesta profondità, la cui temperatura non superi la temperatura critica dello slug di LPG. Inoltre, in caso di penetrazione del gas secco nel tampone di LPG (*fingering*) e conseguente rottura del fronte di miscibilità, il processo decade ad un comune spiazzamento immiscibile. Al contrario, nei processi di *high pressure* e *condensing gas drive* il fronte di miscibilità si riforma automaticamente per contatto fra gas iniettato ed olio, e lo spiazzamento permane sempre di tipo miscibile.

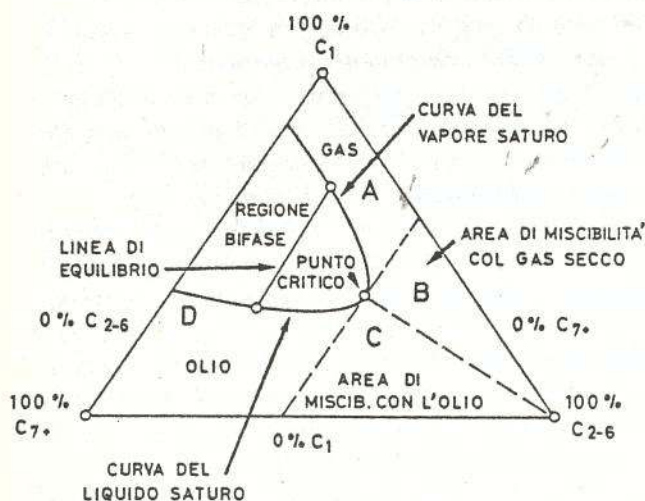


Fig. 19 - Diagramma ternario di fase del sistema "greggio di giacimento + gas iniettato", a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 41).

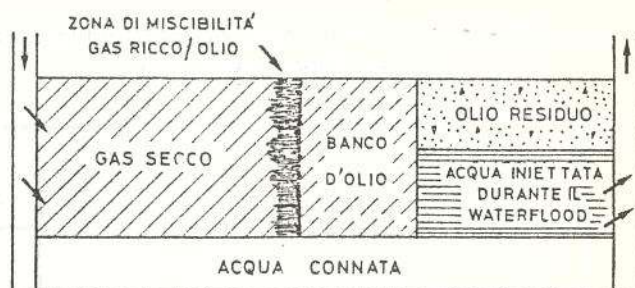


Fig. 22 - Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nei casi di *high pressure* e di *condensing gas drive*.

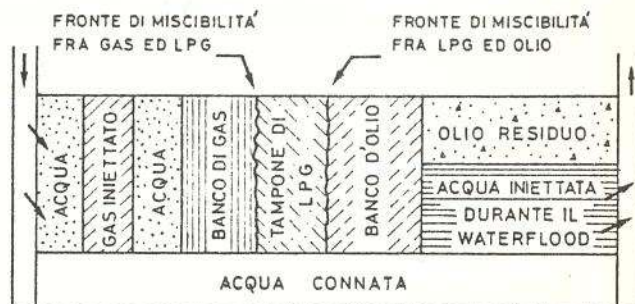


Fig. 23 - Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nel caso di *LPG slug drive*, seguito da tamponi alternati di gas secco ed acqua.

2.4.2. Applicazioni in giacimento

Lo schema della distribuzione di fluidi che si realizza, in giacimento, nei casi di *high pressure* e di *condensing gas drive* è illustrato in Fig. 22. Il tampone di miscibilità creatosi al fronte gas iniettato/olio spiazza in avanti l'olio residuo dopo *waterflooding* creando un banco d'olio mobile il quale, a sua volta, spiazza in avanti in condizioni di non miscibilità l'acqua residua in strato dopo *waterflooding*.

Pertanto ai pozzi di produzione si ha innanzitutto produzione d'acqua, seguita, al momento dell'arrivo del banco d'olio, da olio misto ad acqua.

Onde ridurre la mobilità del gas, ed i conseguenti fenomeni di instabilità del fronte, si usa iniettare alternatamente gas ed acqua: per fenomeni di permeabilità relativa il flusso simultaneo di gas ed acqua in giacimento avviene con mobilità del gas ridotta rispetto al caso di flusso di solo gas.

Lo schema della distribuzione di fluidi nel caso di iniezione di un tampone di LPG seguito da gas secco (più tamponi di acqua, per i motivi appena descritti) è illustrato nella Fig. 23, che non necessita di spiegazioni.

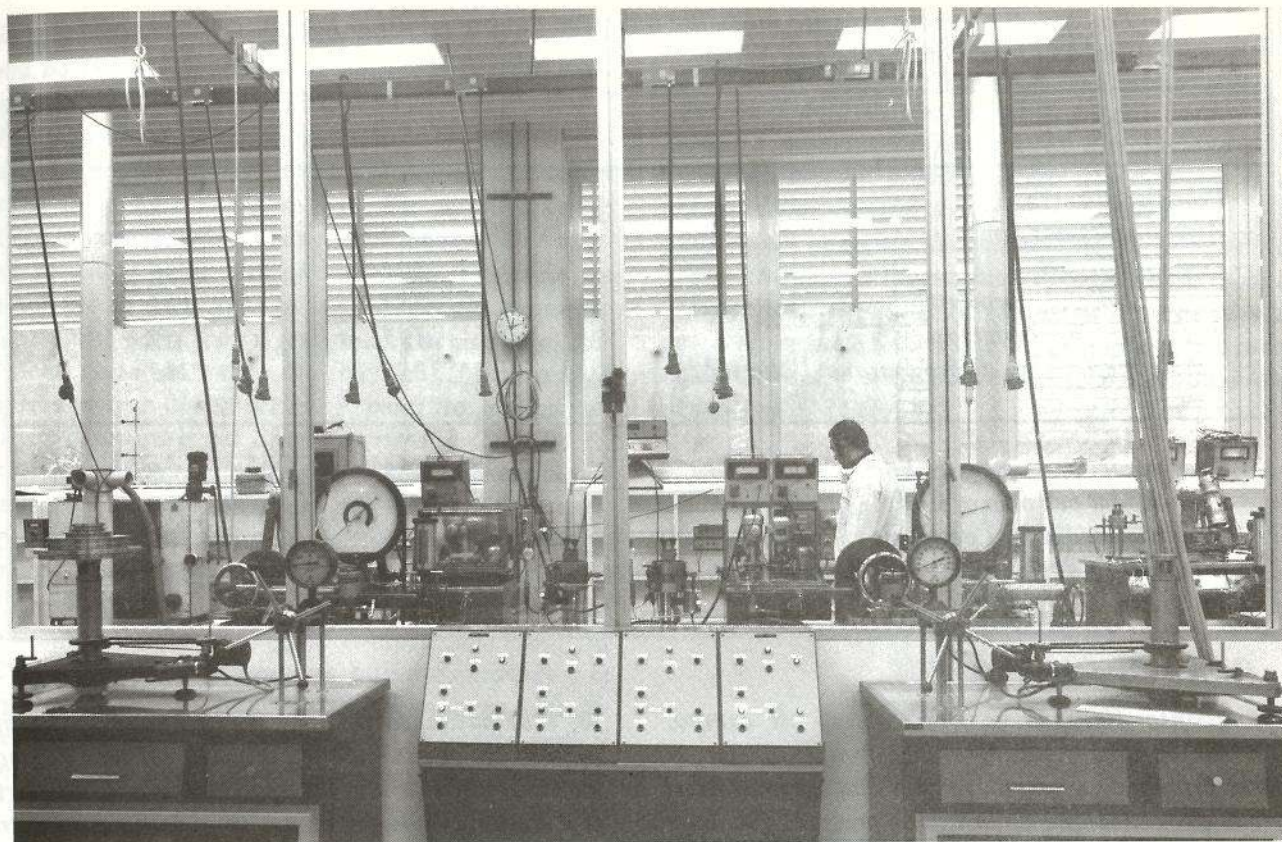


Fig. 20 — Laboratorio PVT dell'AGIP SpA — vista parziale.



Fig. 21 — Laboratorio analisi gascromatografiche dell'AGIP SpA. Vista parziale.

Tab. 2 – Processi di recupero assistito mediante iniezione di idrocarburi in fase miscibile in corso nel 1977 nel continente americano

	U S A	RESTO AMERICHE
– Processi in corso	13	9*
– Area interessata, km ²	158,2	140,6
– Pozzi impiegati :	392	234
di cui : produttori	267	181
: iniettori	125	53
– Totale incremento di produzione d'olio, m ³ /g	3250	1243
– Area media per processo, km ²	12,2	15,6
– Area media per pozzo, km ²	0,4	0,6
– Distanza media fra i pozzi, m	635	775
– Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	8,3	5,3

(*) Di cui 8 in Canada ed 1 in Cile

Per quanto riguarda le applicazioni di campo, L'AGIP SpA ha condotto, negli anni 1960–61, la parte principale degli studi termodinamici necessari per la progettazione dello *high - pressure gas drive* realizzato dagli operatori francesi SN Repal e Compagnie Française des Pétroles nel giacimento algerino di Hassi Messaoud. Si tratta di uno dei tre soli processi di spiazzamento miscibile con idrocarburi realizzati, su scala di giacimento, al di fuori del continente americano. L'AGIP SpA ha inoltre eseguito gli studi termodinamici e di meccanica dei fluidi necessari per la progettazione di *condensing gas drives* nei giacimenti di El Borma, Tunisia e Bu Attifel, Libia, nei quali è operatore. Tali processi, intesi come processi di recupero secondario, non sono poi stati realizzati in campo, essendo risultata più conveniente l'iniezione d'acqua di tipo "classico".

La situazione /35/ dei processi di recupero assistito mediante iniezione di idrocarburi in fase miscibile in corso nel 1977 o da poco terminati nei giacimenti delle due Americhe è riportata in Tab. 2. Per il resto del mondo si ha notizia di tre soli processi del genere in corso nel 1977, e precisamente: il già menzionato giacimento di Hassi Messaoud, Algeria in cui il processo è in corso dal 1964, il giacimento Intisar "D", in Libia (processo in corso dal 1969) più un pilota di piccole dimensioni iniziato nel 1977 nel campo di Folsz, Polonia.

Un processo di recupero assistito che, anche se non realizza la miscibilità in giacimento, si collega con lo *high pressure gas drive* è la parziale vaporizzazione, in gas secco iniettato o ciclato ad alta pressione in strato, dell'olio di giacimento residuo dopo recupero primario o secondario /42/–/44/. Tale proces-

so, schematizzato in Fig. 24, ha buone possibilità di successo economico soprattutto nel caso di giacimenti esauriti di olio leggero che vengano convertiti a stoccaggio di gas secco: in questo caso l'incremento di recupero di olio si estrinseca attraverso un aumento del potere calorifico del gas dopo stoccaggio. L'AGIP SpA ha studiato questo processo per il campo di Cortemaggiore (contratto CEE 05.08/77).

2.5. INIEZIONE DI ANIDRIDE CARBONICA IN FASE MISCIBILE

2.5.1. Aspetti termodinamici

L'idea di impiegare anidride carbonica come fluido atto a realizzare lo spiazzamento miscibile dell'olio

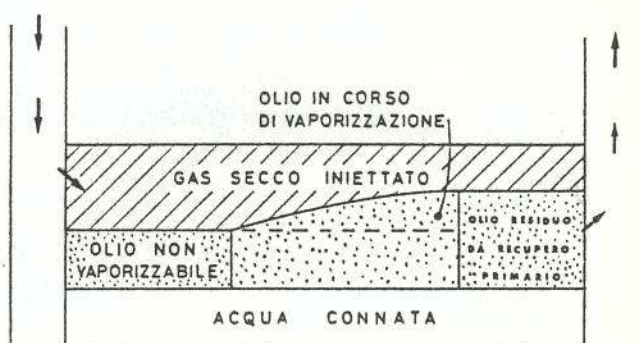


Fig. 24 – Rappresentazione schematica del processo di recupero per vaporizzazione dell'olio in gas secco ciclato nel giacimento.

in giacimento risale agli anni cinquanta /45/-/48/, ma ha trovato applicazione pratica su scala di campo solo negli anni settanta /39/,/49/.

La CO_2 non è, di per sé, miscibile con l'olio in condizioni di giacimento. Una volta iniettata in strato essa si scioglie nell'olio fino alla saturazione; la CO_2 in eccesso estrae, per vaporizzazione, le frazioni medio-leggere dell'olio residuo formando un tampone di CO_2 ricca in idrocarburi che è miscibile, da una parte, con il greggio di giacimento e, dall'altra, con l'ulteriore CO_2 iniettata. Il processo di spiazzamento che si ottiene è, pertanto, analogo allo *high pressure gas drive* descritto al Cap. 2.4.1., con la fondamentale differenza che, nel caso dell'iniezione di CO_2 , la pressione necessaria per raggiungere la miscibilità è nettamente inferiore a quella richiesta nel caso di iniezione di gas secco /50/. Recenti ricerche /51/ mostrano come, con oli particolarmente leggeri, contatti successivi fra CO_2 e greggio in giacimento possano modificare la composizione del greggio stesso fino a renderla direttamente miscibile con la CO_2 . In questo caso, il meccanismo con il quale viene raggiunta la miscibilità è lo stesso del *condensing gas drive* descritto al Cap. 2.4.1.

Un esempio di diagramma di fase di un sistema CO_2 + olio di giacimento, rappresentato attraverso i tre classici pseudocomponenti $C_1+N_2+CO_2$, C_2-C_6 , C_7+ , è riportato in Fig. 25. Tale diagramma illustra condizioni di miscibilità ottenute attraverso il passaggio delle frazioni intermedie C_2-C_6 dall'olio alla CO_2 . E' da osservare che non sempre il diagramma di fase di sistemi CO_2 - greggio si presenta così semplice come quello di Fig. 25; sperimentalmente si è constatata infatti, in alcuni casi, la coesistenza all'equilibrio anche di ben quattro fasi /52/,/53/: gas, due fasi liquide immiscibili, (l'una ricca in idrocarburi e l'altra ricca in CO_2) più una fase semisolida, costituita da idrocarburi ad altissimo peso molecolare.

E' da far presente che, per ottenere la miscibilità con l'olio di giacimento, non è necessario un elevato grado di purezza della CO_2 iniettata. Purchè la pressione di strato sia sufficientemente elevata, la miscibilità può essere raggiunta anche con gas naturali costituiti da miscele $CO_2 - N_2$ ad alto tenore di N_2 , quali si incontrano, ad esempio, in aree vulcaniche. Addirittura, è possibile realizzare (e sono stati di fatto realizzati) processi miscibili utilizzando come fluido spiazzante gas di scarico da generatori di potenza a combustione interna o caldaie (*flue gas*), costituiti da 11-12% solamente di CO_2 e 85-88% di azoto.

Anche per quei giacimenti nei quali non sia possibile raggiungere pressioni sufficienti ad assicurare condizioni di spiazzamento miscibile, l'iniezione

di CO_2 in fase non miscibile può esercitare effetti positivi per quanto riguarda il recupero di olio: è questo il caso di giacimenti di greggio medio-pesante a modesta profondità. La dissoluzione della CO_2 nel greggio provoca infatti una notevole riduzione della viscosità del greggio di giacimento (Fig. 26) ed un aumento del suo volume, fattori che giocano entrambi a favore di un incremento di recupero per *waterflooding*. In tal caso si procede pertanto a far seguire il tampone di CO_2 con acqua iniettata in strato secondo le tecniche convenzionali (processo ORCO /54/).

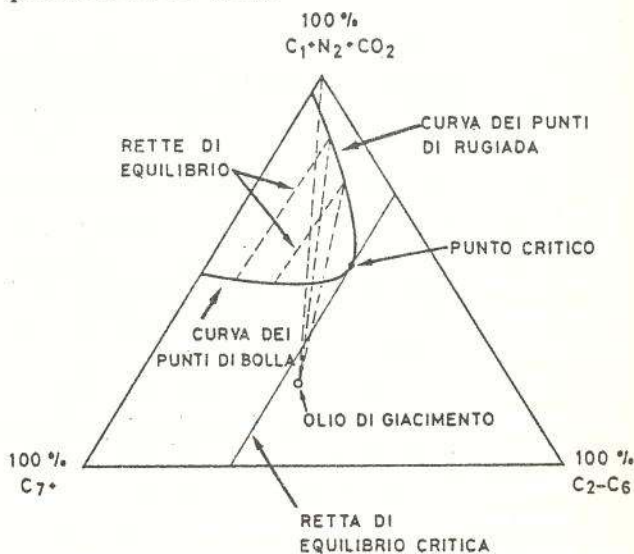


Fig. 25 - Diagramma ternario di un sistema "olio di giacimento + CO_2 ", a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 51).

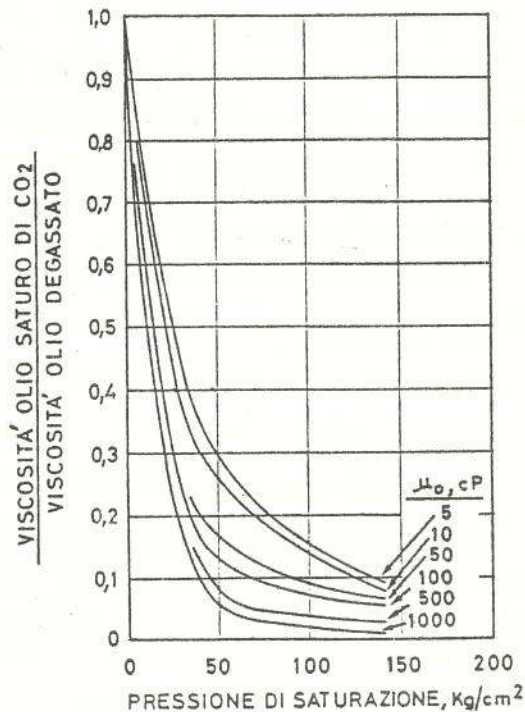


Fig. 26 - Influenza della CO_2 sulla viscosità dell'olio in giacimento (da Ref. 26).

2.5.2. Applicazioni in giacimento

Lo schema della distribuzione di fluidi che si realizza, in giacimento, nel caso di iniezione in fase miscibile di CO_2 alternata ad acqua è illustrato in Fig. 27. Il meccanismo di spiazzamento attraverso la formazione di un banco di olio mobile, a valle del tampone miscibile ottenuto per interazione fra CO_2 ed olio di giacimento, è lo stesso che si realizza nello high-pressure gas drive, descritto al Cap. 2.4.2. Punto debole di entrambi i processi è l'elevato rapporto di mobilità fra gas iniettato ed olio di giacimento: l'impiego di tamponi di acqua alternati ai tamponi di CO_2 è dettato appunto dalla necessità di ridurre — attraverso fenomeni di permeabilità relativa — la mobilità della CO_2 in giacimento.

Lo spiazzamento con CO_2 in fase miscibile e non miscibile (in quest'ultimo caso soprattutto come flue gas) rappresenta, dopo l'iniezione di vapore, il più promettente processo "non convenzionale" di recupero assistito. I principali problemi che contrastano la sua diffusione sono:

- difficoltà di reperimento /49/, /55/ delle enormi quantità di CO_2 necessarie per la realizzazione del processo. Attualmente vengono impiegati a tale scopo soprattutto accumuli naturali di CO_2 , ma si prevede la necessità di giungere a sfruttare il gas di scarico di impianti petrolchimici, i fumi di centrali termoelettriche e, nel futuro, i gas di scarico di impianti di gassificazione e/o liquefazione del carbone,
- gli elevati investimenti richiesti per la raccolta, disidratazione, compressione e trasporto — talvolta anche su grandi distanze — della CO_2 . Tali investimenti devono essere realizzati — ovviamente — nella fase iniziale del progetto e sono cioè, nella terminologia corrente, di tipo front end, con tutte le conseguenze negative che ne derivano alla redditività del processo.
- i rilevanti fenomeni di corrosione /56/ che si verificano, sia nelle apparecchiature di superficie sia soprattutto nei pozzi, per la presenza di un gas fortemente aggressivo come la CO_2 accompagnato, in pozzo, da acqua più o meno salata.

Nonostante i vincoli sopra elencati, l'iniezione di CO_2 in giacimento sta guadagnando sempre più terreno come processo di recupero assistito. L'AGIP SpA ha eseguito gli studi termodinamici e di meccanica dei fluidi necessari per la progettazione di processi di iniezione di CO_2 nel giacimento di Cortemaggiore (contratto CEE 05.08/77).

La situazione /35/ dei processi di recupero assistito mediante iniezione di CO_2 in fase miscibile o di flue gas, in corso nel 1977 o da poco termina-

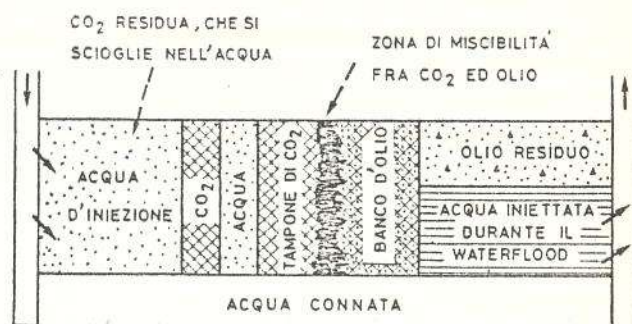


Fig. 27 — Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nel caso di iniezione di CO_2 in fase miscibile, alternata a tamponi di acqua.

ti nei giacimenti delle due Americhe, è riportata in Tab. 3. Per il resto del mondo si ha notizia di due soli processi dello stesso tipo, in corso nel 1977 nei giacimenti ungheresi di Budafa e Lovaszi contenenti oli estremamente leggeri (71 a 74 °API) ad una profondità di 1200 — 1500 m.

Un processo di recupero assistito che, senza realizzare la miscibilità in giacimento, si mostra molto promettente, è la vaporizzazione in CO_2 , ciclata ad alta pressione in giacimento, dell'olio — soprattutto olio residuo dopo flooding naturale o artificiale con acqua /52/, /57/. Tale processo si presenta più promettente della vaporizzazione dell'olio in gas naturale ciclato: ciò sia per la maggior capacità della CO_2 di estrarre dall'olio gli idrocarburi medio-leggeri, sia per il minor costo della CO_2 rispetto al gas naturale.

Un processo di questo tipo è stato studiato in dettaglio dall'AGIP SpA per una possibile applicazione al giacimento di Gela /58/. Gli studi, parzialmente finanziati dalla Commissione delle Comunità Europee nell'ambito del Regolamento 3056/73, hanno coperto sia gli aspetti termodinamici della vaporizzazione parziale dell'olio pesante di giacimento nella CO_2 iniettata, sia quelli di meccanica dei fluidi a livello di poro e di giacimento. La simulazione del processo su modello numerico del giacimento ha permesso di accertare come la sostituzione del meccanismo naturale di spinta d'acqua con una iniezione di CO_2 , sia crestale che periferica, possa portare, a Gela, ad incrementi rilevanti sia nella percentuale di recupero dell'olio che nelle portate di produzione.

E' attualmente in fase di progetto un pilota di giacimento che servirà a verificare i risultati di modello ed a sperimentare i vari problemi operativi che si prevede possano venire incontrati.

Uno studio analogo è appena iniziato, presso l'AGIP SpA, per indagare la possibilità di recuperare, mediante iniezione in CO_2 , l'olio presente nel giacimento di Piropo (mare Adriatico), caratterizzato da una permeabilità estremamente bassa.

Tab. 3 — Processi di recupero assistito mediante iniezione di CO₂ in fase miscibile o di flue gas in corso nel 1977 nel continente americano

	U S A		RESTO AMERICHE
	CO ₂	<u>flue gas</u>	
— Processi in corso	13	6	2*
— Area interessata, km ²	263,2	127,1	1,2
— Pozzi impiegati :	1258	612	45
di cui : produttori	854	520	39
: iniettori	404	92	6
— Totale incremento di produzione d'olio, m ³ /g	6400	8171	n.n.
— Area media per processo, km ²	20,2	21,2	0,6
— Area media per pozzo, km ²	0,21	0,21	0,03
— Distanza media fra i pozzi, m	460	460	160
— Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	5,1	13,4	n.n.

(*) Entrambi a Trinidad : si tratta di due piloti per iniezione di CO₂

2.6. PROCESSI MISCIBILI IN FASE LIQUIDA: LE SOLUZIONI MICELLARI

2.6.1. Soluzioni micellari: loro comportamento di fase

L'idea di impiegare soluzioni micellari (anche dette "microemulsioni") di acqua in olio, stabilizzate mediante l'impiego di tensioattivi e cosurfactants in elevata percentuale, come fluido atto a realizzare lo spiazzamento miscibile dell'olio e dell'acqua in giacimento risale agli anni sessanta /59/. Dal 1963 ad oggi sono state condotte, pressochè esclusivamente negli Stati Uniti, numerose prove pilota di campo al fine di verificare la validità e, soprattutto, l'economicità del processo /60/,/61/. I risultati conducono ad un notevole scetticismo per quanto riguarda l'economicità, almeno con i prezzi attuali dell'olio: di conseguenza, non esiste attualmente, nel mondo, nessun giacimento nel quale il processo in questione venga applicato su scala, appunto, di giacimento.

Le microemulsioni impiegate sono costituite da dispersioni finissime, aventi come fase continua un idrocarburo (in genere, lo stesso greggio del giacimento) nel quale sono in sospensione goccioline finissime di acqua. La stabilità dell'emulsione è as-

sicurata dal tensioattivo, in genere impiegato in elevata concentrazione (5 ÷ 15%) in presenza di opportuni cosurfactants, o stabilizzanti.

Le molecole di tensioattivo si dispongono all'interfaccia greggio/acqua con la catena idrocarburica, oleofila, orientata verso la fase olio ed il gruppo polare, idrofilo, nella fase acqua. Gli aggregati acqua/tensioattivo così ottenuti vengono denominati "micelle". Le micelle possono avere simmetria sferica, oppure lamellare (Fig. 28); esse hanno, in ogni caso, dimensioni inferiori alla lunghezza d'onda della luce nel visibile. Di conseguenza, le soluzioni micellari si presentano completamente limpide e trasparenti.

Le soluzioni micellari sopra descritte sono miscibili in tutti i rapporti con l'olio di giacimento, che costituisce la loro fase continua. Venendo a contatto con l'acqua di giacimento, quest'ultima viene inglobata nelle micelle, che aumentano progressivamente di volume fino a raggiungere dimensioni tali da divenire instabili. A questo punto, la microemulsione si inverte: l'acqua diviene la fase continua e si vengono a formare micelle di olio uniformemente disperse nella fase acqua (Fig. 28). In tali condizioni, la microemulsione è ovviamente miscibile in tutti i rapporti con l'acqua di giacimento e con l'acqua iniettata a valle della soluzione micellare /62/.

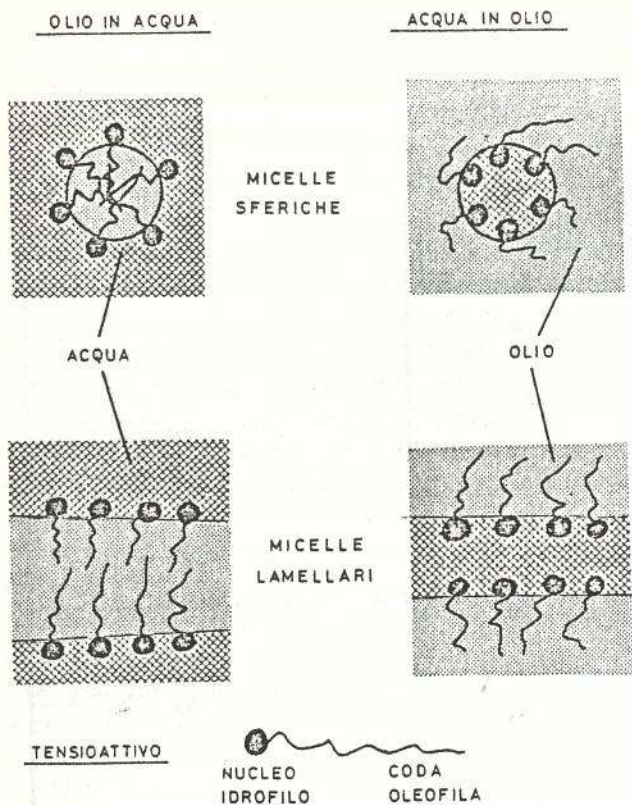


Fig. 28 — Tipi di soluzioni micellari: distribuzione delle fasi (da Ref. 62).

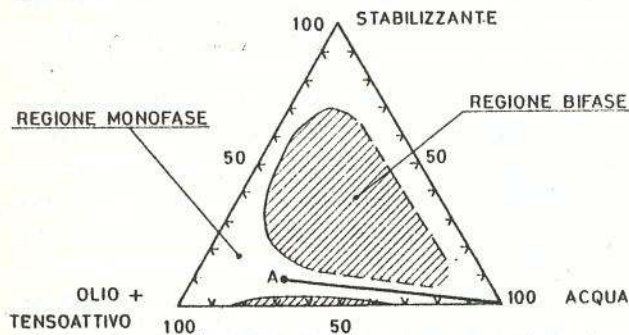


Fig. 29 — Diagramma ternario di fase di un sistema (olio + tensioattivo) / stabilizzante/acqua, a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 62).

Il meccanismo sopra descritto spiega come un tampone di soluzione micellare, iniettato in giacimento, riesca a spiazzare davanti a sé, in fase liquida miscibile sia l'olio che l'acqua presenti in strato, realizzando il recupero di tutto l'olio presente nei pori della roccia con i quali il tampone viene a contatto. Iniettando, a valle del tampone di soluzione micellare, dell'acqua, questa spiazza pure in fase miscibile il tampone: si realizza pertanto, mediante l'interposizione del tampone di soluzione micellare, lo spiazzamento miscibile dell'olio di strato mediante

acqua non tensioattivata /63/.

Perché il processo possa realizzarsi è necessario che la microemulsione non perda mai le sue caratteristiche, sdoppiandosi in due fasi immiscibili ricche, rispettivamente, in idrocarburi ed in acqua. Tale condizione viene verificata, in laboratorio, mediante lo studio del diagramma ternario (olio+tensioattivo), (acqua), (cosurfactant o stabilizzante). Un esempio /62/ di diagramma di tale tipo è presentato in Fig. 29: in esso il punto A rappresenta la composizione della soluzione micellare iniettata in giacimento, mentre le aree tratteggiate indicano le zone del piano nelle quali si ha sdoppiamento del sistema in due fasi. Poiché tutte le miscele soluzione micellare/acqua sono rappresentate da punti della retta congiungente A con il vertice "acqua", per il successo del processo è necessario che tale retta non attraversi mai la regione bifase del diagramma.

Variando opportunamente le percentuali dei vari componenti è possibile ottenere soluzioni micellari aventi viscosità (e quindi mobilità) variabile in un ampio campo. In particolare, è possibile realizzare soluzioni micellari aventi mobilità minore di quella dell'olio in giacimento, ottenendo così buoni valori di efficienza areale di spiazzamento e di fattore di contatto (Cap. 1.2.3.).

Per evitare fenomeni di instabilità del fronte, e quindi di intrusione, è necessario che l'acqua iniettata a valle del tampone di soluzione micellare abbia una mobilità minore di quella del tampone stesso. Per realizzare tale condizione, si fa seguire alla microemulsione un tampone di acqua "inispessita" (Cap. 2.3.2.), di opportuna viscosità, che protegge la microemulsione da intrusioni da parte dell'acqua tal quale, iniettata in strato a valle del tampone di acqua "inispessita".

Il processo sopra descritto viene definito, nella tecnica petrolifera, micellar/polymer flooding o, impropriamente, MARAFLOOD, dal nome del primo processo di questo tipo impiegato nella tecnica petrolifera e dovuto alla Marathon Oil Co./60/. Ben si comprende come la messa a punto del processo richieda, per ogni giacimento, una grande massa di lavoro sperimentale e su modelli numerici /64/. In Fig. 30 è riportata l'apparecchiatura impiegata presso l'AGIP SpA per la determinazione della mobilità, in strato, delle soluzioni micellari e dei tamponi di acqua "inispessita".

2.6.2. Applicazioni in giacimento

Gli schemi delle distribuzioni dei fluidi che si realizzano, in giacimento, in processi secondari ed in processi terziari di recupero basati sul micellar-po-

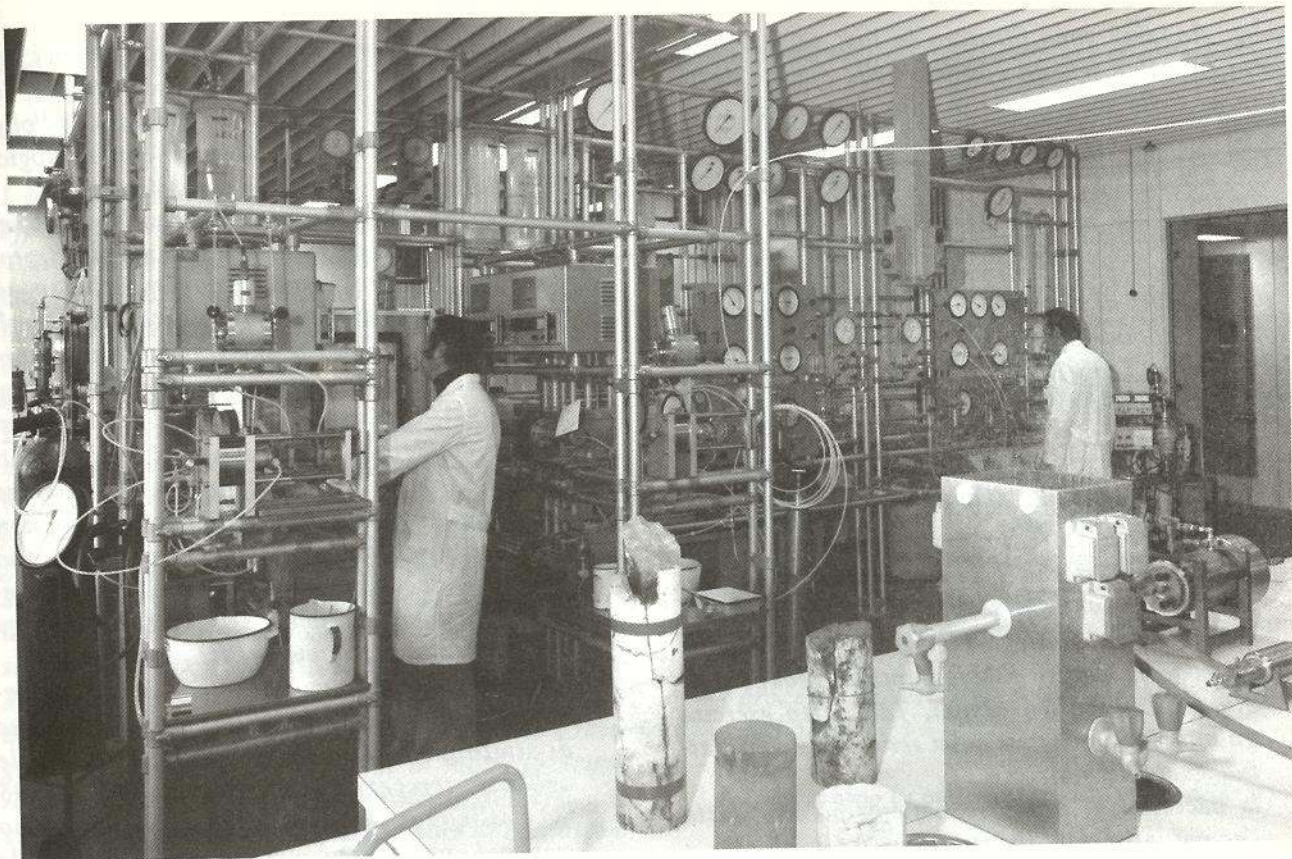


Fig. 30 – Apparecchiatura AGIP SpA impiegata per prove di flussaggio su carote anche mediante soluzioni micellari ed acqua “inispessita”

Tab. 4 – Processi di recupero assistito mediante micellar/polymer flooding in corso nel 1977 in USA

– Processi in corso	23
– Area interessata, km^2	5,2
– Pozzi impiegati :	655
di cui : produttori	356
: iniettori	299
– Totale incremento di produzione d'olio, m^3/g	n.n.
– Area media per processo, km^2	0,23
– Area media per pozzo, km^2	0,008
– Distanza media fra i pozzi, m	90
– Incremento di produzione d'olio per pozzo, m^3/g	n.n.

lymer flooding sono illustrati in Fig. 31. La differenza fra i due schemi consiste nella diversa distribuzione delle saturazioni in olio esistenti in giacimenti a valle del tampone di soluzione micellare. Come già detto, molti sforzi si stanno facendo attualmente da parte delle principali Compagnie petrolifere mondiali (Amoco, Gulf, Marathon, Mobil, Shell, Texaco, ecc.) per individuare, mediante studi e prove pilota di giacimento, le condizioni che controllano l'applicabilità e, soprattutto, l'economicità del processo. I principali problemi che, al momento attuale, contrastano la sua diffusione sono:

- l'elevato costo e, addirittura, la difficoltà di reperire /65/ gli enormi quantitativi di tensioattivi e cosurfattanti necessari per la realizzazione del processo. Gli investimenti relativi sono di tipo "front end", cioè devono essere sostenuti all'inizio della realizzazione del processo (iniezione in strato del tampone di soluzione micellare), mentre l'incremento di recupero di olio si diluisce nel tempo. Tale fatto esercita un'influenza negativa sulla redditività netta attualizzata del processo.
- la necessità di produrre, assieme all'olio, tutta l'acqua esistente in strato assieme all'olio e spiazzata dal tampone miscibile. La presenza di tensioattivi nel fluido prodotto dai pozzi porta alla formazione di emulsioni acqua/olio, che ri-

chiedono l'impiego di altri prodotti chimici per la separazione dell'olio dall'acqua. Inoltre, lo smaltimento dei tensioattivi prodotti con l'olio comporta la soluzione di problemi ecologici non indifferenti.

- la necessità di assicurare la continuità del tampone miscibile lungo tutto il percorso in strato, evitando la sua rottura o frazionamento a seguito di fenomeni di digitazione del tampone negli strati più permeabili o di intrusione nel tampone del cuscinio di *thickened water* iniettato al seguito. A differenza dei processi di *high pressure* e *condensing gas drive* e di quelli basati sull'iniezione di CO_2 , il tampone di soluzione micellare, una volta persa la sua continuità, non si ricostituisce automaticamente in strato. Ciò porta alla necessità di iniettare tamponi rilevanti di soluzione micellare (10 ÷ 20% del volume dei pori), con costi ovviamente pure rilevanti.
- l'instabilità della soluzione micellare per temperature di strato elevate ed in presenza di acque di strato ad elevata salinità. Allo stato attuale dell'arte, temperature di strato superiori a 95 °C e salinità superiori ai 50 g/l di NaCl rendono critica l'applicazione del processo. Inoltre, la presenza nell'acqua di strato di ioni bivalenti Ca e Mg costituisce un fattore negativo per l'applicabilità del processo.

In questi casi si può far ricorso ad un *preflooding* dello strato con acqua a bassa salinità: ciò comporta ovviamente un costo (ed un tempo) addizionale, nonché pericoli di perdita dell'iniettività dell'acqua e della produttività d'olio nel caso di formazioni argillose.

Per quanto riguarda le applicazioni di campo, la AGIP SpA sta studiando la possibilità di impiego del *micellar/polymer flooding* in uno dei livelli ad olio praticamente esauriti del campo di Cortemaggiore. Gli studi, parzialmente finanziati dalla Commissione delle Comunità Europee nell'ambito del Regolamento 3056/73, prevedono, oltre alla fase di laboratorio, anche l'esecuzione di un pilota di campo.

La situazione /35/ dei processi di recupero assistito mediante *micellar/polymer flooding* in corso nel 1977 o da poco terminati nei giacimenti USA è riportata in Tab. 4.

Al di fuori degli Stati Uniti si ha notizia di un solo processo di recupero mediante *micellar/polymer flooding* in fase di studio per il giacimento francese di Chateaufrenard, nel bacino di Parigi. Tale studio, analogo a quello condotto dall'AGIP SpA per il giacimento di Cortemaggiore, è anch'esso parzialmente finanziato dalla Commissione delle Comunità Europee.

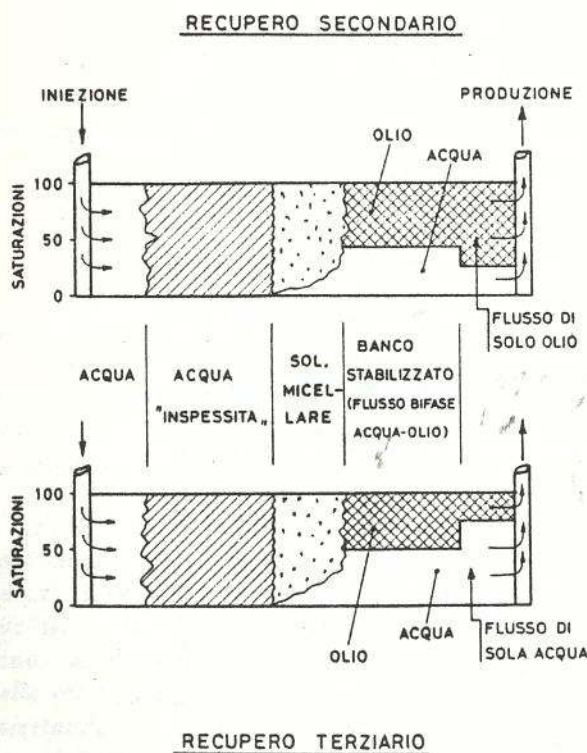


Fig. 31 - Schema della distribuzione di fluidi in giacimento, in un processo di micellar/polymer flooding per recupero secondario o terziario.

2.7. PROCESSI TERMICI

2.7.1 Generalità

I processi termici costituiscono attualmente la più affermata famiglia di processi di recupero assistito "non convenzionale". Di tutto il petrolio prodotto oggi in USA con processi di recupero assistito (esclusa l'iniezione d'acqua), più dei due terzi proviene da giacimenti nei quali sono impiegati processi termici.

Il principio di base di questa famiglia di processi è molto elementare: aumentando la temperatura di un giacimento si riduce, come ben noto, la viscosità dei fluidi in esso contenuti (Fig. 32). Nel caso di greggi pesanti, la riduzione di viscosità conseguente ad un aumento di temperatura è particolarmente elevata; in più, la riduzione percentuale della viscosità del greggio è molto maggiore delle corrispondenti riduzioni percentuali di viscosità dell'acqua e del gas associati al greggio, in giacimento. Ne consegue una riduzione dei rapporti di mobilità acqua/olio e gas/olio, con un miglioramento dell'efficienza areale di spiazzamento, del fattore di contatto e dell'efficienza di spiazzamento microscopico dello olio (Cap. 1.2). In giacimenti di olio pesante, un aumento di temperatura permette, in definitiva, di aumentare il fattore globale di recupero dell'olio (Cap. 1.2.4.).

Altri importanti fatti che conseguono all'aumento di temperatura sono l'innalzamento della pressione di bolla e del fattore di volume dell'olio, fenomeni che portano entrambi ad un maggior contributo al recupero di olio per meccanismo di *dissolved gas drive*.

I fenomeni sopra illustrati sono di tanto maggior rilevanza quanto più elevata è la viscosità dell'olio in giacimento. Di conseguenza, i processi termici tro-

vano applicazione esclusivamente in giacimenti di olio pesante /66/-/68/, la cui profondità deve essere piuttosto modesta (in genere, inferiore ai 1000 metri) a seguito dei vincoli tecnologici che verranno illustrati in seguito.

Quando l'olio è talmente viscoso da non acquisire una sufficiente mobilità neppure dopo riscaldamento, il processo termico che viene impiegato consiste in una sua combustione parziale in strato, con cracking dell'olio stesso e formazione di un banco di prodotti di condensazione, più leggeri dell'olio, che agiscono come solvente sull'olio a valle del fronte di combustione. Il processo di combustione viene realizzato iniettando aria (talvolta, ossigeno) in giacimento.

I processi termici si dividono pertanto in due tipi fondamentali:

- processi basati sull'iniezione in giacimento di fluidi caldi,
- processi basati sulla combustione sotterranea dell'olio.

2.7.2. Iniezione in giacimento di fluidi caldi.

Anche se vi sono stati, in passato, progetti d'iniezione d'acqua calda in giacimento ai fini di aumentare il recupero di olio /69/, la pratica universalmente adottata oggi si limita solo all'iniezione di vapore secco o di miscele acqua/vapore ad alto titolo in vapore.

E' da ricordare che l'entalpia specifica del vapore, nelle normali condizioni di immissione in pozzo (ben lontane dal punto critico), è notevolmente superiore a quella dell'acqua a pari temperatura: di conseguenza, il contenuto energetico per unità di massa è molto più elevato. Il vapore condensa in strato, cedendo alla roccia il calore di vaporizzazione e divenendo acqua calda, che agisce poi come fluido spiazzante.

L'iniezione di vapore viene condotta secondo due tecniche diverse /68/, e cioè:

- cicli alternati d'iniezione di vapore e di produzione di olio dallo stesso pozzo (*buff and puff*, o *steam soak*), Fig. 33,
- iniezione continua di vapore (*steam drive*), Fig. 34.

A rigore, lo *steam soak* non è da considerare un processo di recupero assistito, ma piuttosto un processo di stimolazione della produttività dei pozzi: non si ha infatti un aumento nel recupero di olio ma solo una riduzione nel tempo di sfruttamento del giacimento. Il vapore iniettato riscalda la roccia-serbatoio in vicinanza del pozzo, spiazzando in avanti i fluidi ivi presenti. Nella fase successiva di produzione, l'olio, affluendo verso il pozzo, subisce una riduzione di viscosità per riscaldamento, cosa

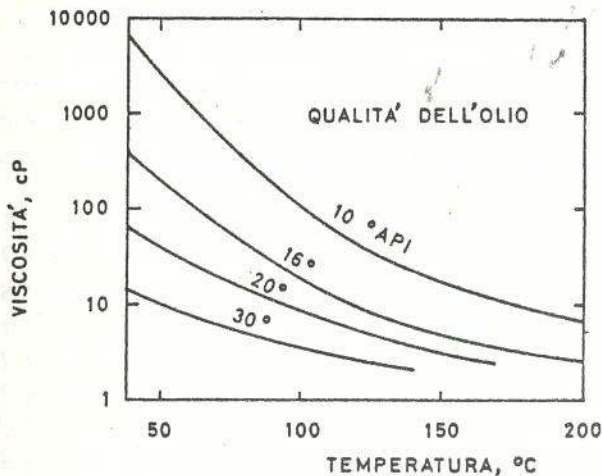


Fig. 32 - Influenza della temperatura sulla viscosità dello olio in giacimento (da Ref. 25).

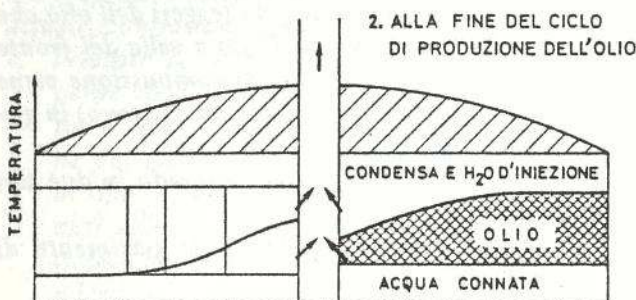
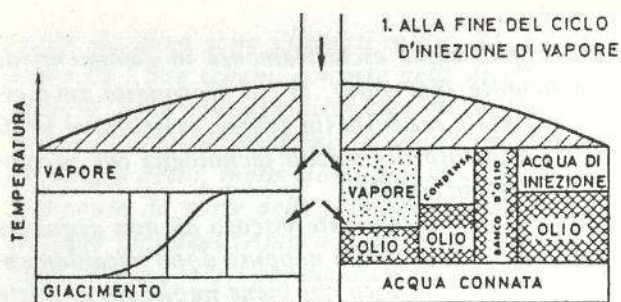


Fig. 33 - Rappresentazione schematica della distribuzione dei fluidi e della temperatura in giacimento in un processo di steam soak (anche detto "buff and puff").

che provoca un aumento dell'indice di produttività del pozzo.

L'alternanza di cicli di iniezione e produzione viene proseguita fino al raggiungimento del limite economico di portata del pozzo.

L'iniezione continua di vapore è invece un vero e proprio processo di ricupero assistito, il cui notevole successo è dovuto al fatto - ovvio, ma non sempre tenuto presente - che la trasmissione del calore avviene anche attraverso quegli strati che so-

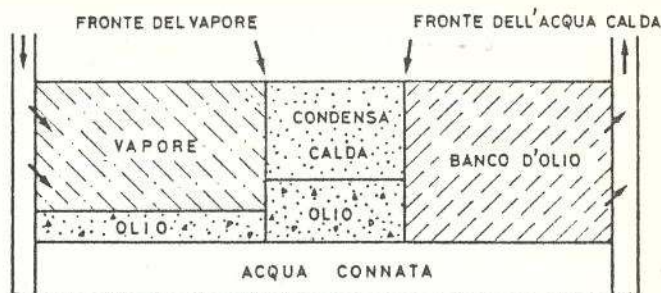


Fig. 34 - Schema della distribuzione di fluidi in giacimento, nel caso di iniezione continua di vapore (steam drive).

no impermeabili al flusso di fluidi.

Di fatto, mentre l'impermeabilità di uno strato impedisce il flusso di fluidi (e quindi di massa), non impedisce invece il flusso di calore: la conducibilità termica di un terreno è poco influenzata dalla litologia e dal contenuto in fluidi.

Di conseguenza, è sufficiente che il vapore fluisca attraverso un numero limitato di intercalazioni permeabili perchè tutto lo spessore del giacimento venga riscaldato, se non altro per conduzione. Ciò permette di ottenere la fluidificazione dello olio ed il suo spiazzamento (per imbibizione o per dissolved gas drive) anche da quelle "isole" di giacimento che non sono venute a contatto con il vapore.

La limitazione fondamentale dell'iniezione di vapore risiede nella profondità massima alla quale il processo può essere impiegato, allo stato attuale della tecnologia. Uno sguardo alla Tab. 5 è sufficiente ad evidenziare il problema. Al crescere della profondità (e quindi della pressione) di giacimento, cresce rapidamente la temperatura da raggiungere, nei generatori di vapore in superficie, perchè si

Tab. 5 - Alcune caratteristiche termodinamiche dell'acqua, in funzione della pressione

Pressione (kg/cm ² abs)	Profondità indicativa di giacimento (m)	Temperatura di ebollizione (°C)	Entalpia specifica (kcal/kg)	
			liquido	vapore
1,0332	0	100	100,0	639,1
26	250	225	230,9	669,3
51	500	264	275,9	667,5
76	750	290	308,2	661,1
101	1000	310	334,9	651,4
126	1250	327	358,3	640,2
151	1500	341	382,6	625,0
176	1750	353	406,1	606,4
226,65*	2257	374,15*	501,5	501,5

(*) punto critico dell'acqua

possa ottenere vapore saturo o anche, solamente, vapore umido. Tali temperature richiedono tecnologie che — anche se facilmente raggiungibili nelle grosse centrali termoelettriche, a ciclo chiuso — diventano proibitivamente costose se applicate a ciclo aperto su notevoli portate di vapore. Si pensi, ad es., alla necessità di deionizzare, desilicizzare e degassare totalmente l'acqua di ingresso in caldaia, per evitare i processi di corrosione ed infragilimento dei fasci tubieri alle elevate pressioni e temperature di esercizio.

Un problema tecnologico che si incontra poi in molti giacimenti in cui viene impiegata l'iniezione di vapore è la tendenza alla formazione, nell'ef-

fluente dai pozzi, di emulsioni estremamente stabili olio/acqua, dovute alla presenza di composti tensioattivi nell'olio. Ciò richiede l'impiego di prodotti chimici e/o impianti elettrostatici (PETRECO, BAKER) per la separazione dell'olio dall'acqua.

La pratica dell'iniezione di vapore in giacimenti di olio pesante a limitata profondità (meno di 800 metri) è iniziata in California /70/ all'inizio degli anni sessanta, per estendersi poi soprattutto al Venezuela ed al Canada. La situazione /35/ dei processi di steam soak e steam drive in corso nel 1977 o da poco terminati nei giacimenti delle due Americhe è riportata nelle Tab. 6 e 7.

Per il resto del mondo, si ha notizia di 6 soli pro-

Tab. 6 — Processi di steam soak in corso nel 1977 nel continente americano

	U S A	RESTO AMERICHE
— Processi in corso	56	42*
— Area interessata, km ²	102,9	138
— Pozzi impiegati	7930	1570
— Totale incremento di produzione d'olio, m ³ /g	15700	23000
— Area media per processo, km ²	1,84	3,29
— Area media per pozzo, km ²	0,013	0,088
— Distanza media fra i pozzi, m	115	295
— Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	2	14,7

(*) dei quali : 33 in Venezuela, 7 in Canada, 1 in Messico ed 1 in Columbia

Tab. 7 — Processi di recupero assistito mediante iniezione continua di vapore in corso nel 1977 nel continente americano

	U S A	RESTO AMERICHE
— Processi in corso	45	9*
— Area interessata, km ²	70,6	5,8
— Pozzi impiegati :	5824	507
di cui : produttori	3846	433
: iniettori	1978	74
— Totale incremento di produzione d'olio m ³ /g	20.400	2800
— Area media per processo, km ²	1,6	0,64
— Area media per pozzo, km ²	0,012	0,011
— Distanza media fra i pozzi, m	110	105
— Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	3,5	5,5

(*) dei quali : 4 in Canada, 3 a Trinidad e 2 in Venezuela

cessi, dei quali un processo di steam soak iniziato nel 1967 nel giacimento indonesiano di Duri, un processo di iniezione di vapore non meglio definito, iniziato nel 1968 nel giacimento sovietico di Yarega e quattro processi di steam drive così distribuiti:

- Olanda : giacimento di Schoonebech — in corso dal 1960
- Germania Federale: giacimento di Georgsdorf — iniziato nel 1975
- Indonesia : giacimento di Duri — iniziato nel 1976
- Francia : giacimento di Lacq Superiore — iniziato alla fine del 1977.

2.7.3. Combustione sotterranea dell'olio

Esistono due diverse tecnologie per il recupero assistito dell'olio mediante combustione parziale in giacimento: la combustione diretta e la combustione inversa. Di queste, solo la prima ha incontrato un certo successo; la combustione inversa è rimasta limitata a pochi piloti di campo, soprattutto in sabbie bituminose (*tar sands*).

Nella combustione diretta /71/,/72/ (forward combustion) il fronte termico in giacimento viene fatto avanzare nella stessa direzione dei fluidi che si muovono in strato. In pratica, si inietta in giacimento aria (o, raramente, ossigeno) attraverso i pozzi d'iniezione e si provoca l'accensione dell'olio in strato; ciò può avvenire sia spontaneamente — a conseguenza del calore sviluppato per ossidazione dell'olio — sia mediante l'impiego di bruciatori a fondo-pozzo.

Perché la combustione possa mantenersi, ed il fronte di combustione avanzare in strato, è necessario che la roccia-serbatoio abbia una permeabilità sufficiente all'aria ed ai fumi a valle del fronte; è necessario quindi che si sia sviluppata in precedenza in giacimento una saturazione in gas superiore alla critica.

I fumi di combustione trasportano calore che riscalda l'olio a valle del fronte: si realizzano in tal modo complessi fenomeni di cracking e di distillazione parziale dell'olio in giacimento, con formazione (Fig. 35) di un banco di olio leggero che spiazza in avanti, diluendolo, l'olio di strato. Anche l'acqua presente in strato viene vaporizzata e contribuisce, sotto forma di steam drive, alla produzione dell'olio.

Perché la combustione si mantenga è necessario che nonostante la formazione del banco d'olio in strato, si conservi la permeabilità ai fumi di combustione. È necessario inoltre che il banco d'olio leggero lasci dietro di sé una certa quantità di olio, che verrà bruciato quando raggiunto dal fronte di combu-

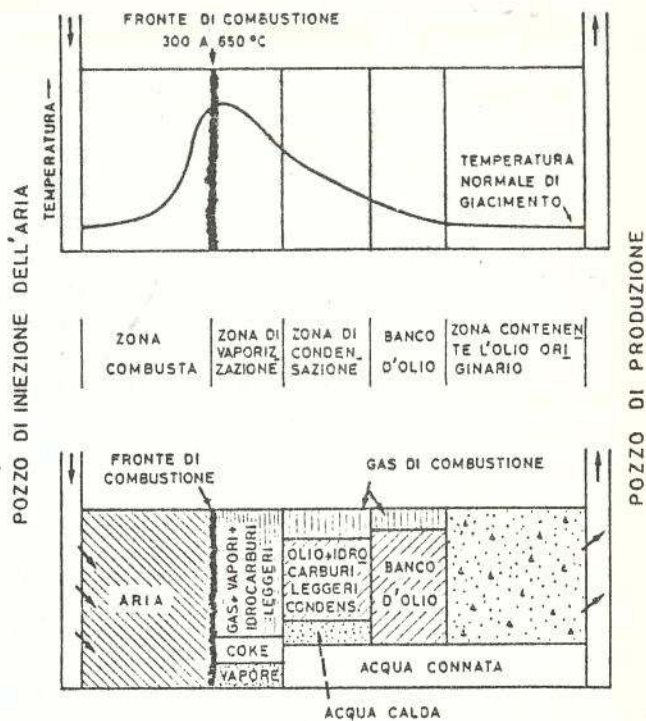


Fig. 35 — Schema della distribuzione dei fluidi e della temperatura in un giacimento coltivato per combustione diretta in situ (forward combustion).

stione. Tale quantitativo di olio non deve essere né troppo piccolo (nel qual caso la combustione si estingue), né troppo grande. In tal caso, infatti, la temperatura al fronte (Fig. 35) raggiunge valori tanto elevati da provocare la vetrificazione della roccia-serbatoio, con conseguente perdita della permeabilità.

Nella combustione inversa /73/ (reverse combustion) il fuoco viene acceso, in giacimento, in corrispondenza del pozzo di produzione e l'aria comburente viene iniettata dal pozzo opposto, di iniezione. Si cerca in tal modo di realizzare un processo di avanzamento in controcorrente del fronte di combustione rispetto all'aria comburente. Tale pratica si rivela indispensabile quando la viscosità dell'olio in giacimento è talmente elevata che la sua mobilità è praticamente nulla.

In entrambi i casi, il punto critico del processo è il mantenimento della combustione e l'avanzamento regolare del fronte all'interno del giacimento. Ciò richiede innanzitutto che il quantitativo di olio presente in strato, per unità di volume di roccia, sia nettamente superiore a quello minimo necessario a scaldare la roccia alla temperatura richiesta per mantenere la combustione e che non esistano poi grosse eterogeneità di permeabilità o di distribuzione dell'olio in strato. Queste provocano infatti /74/ digitazioni del fronte di combustione, il quale si assottiglia progressivamente fino ad estinguersi per mancanza di combustibile o per eccessiva di-

spersione termica verso gli strati contigui (Fig.36). Per recuperare il calore contenuto nella roccia già attraversata dal fronte di combustione, e migliorare quindi il rendimento energetico, è stato ideato un processo di combustione diretta alternata con iniezione d'acqua (processo COFCAW /75/—*Combination of Forward Combustion and Waterflooding*). L'acqua iniettata, vaporizzando in strato, fornisce il recupero addizionale dovuto allo *steam drive*.

In ogni caso, per assicurare la continuità del processo è necessario impiegare spaziature molto piccole fra pozzi di iniezione e di produzione. Ciò limita l'applicabilità della combustione sotterranea a giacimenti a modesta profondità, e quindi a limitato costo unitario di perforazione e completamento dei pozzi. Sono inoltre rilevanti i fenomeni di corrosione nei pozzi di produzione, dovuti all'azione dei fumi di combustione, talvolta ad elevato tenore di SO_2 ed SO_3 . Ciò richiede l'impiego di acciai speciali, soprattutto nei tubing e nei separatori di superficie.

Di fatto, dopo l'entusiasmo iniziale degli anni sessanta, la combustione sotterranea trova attualmente limitato consenso, almeno per quanto si riferisce ai giacimenti petroliferi. La situazione /35/ dei processi in corso nel 1977 nei giacimenti del Nord America è riportata in Tab. 8.

Al di fuori del Nord America si ha notizia di soli quattro processi di combustione sotterranea in corso nel 1977, dei quali 3 in Venezuela (giacimenti Miga, Morichal e Melones) ed uno in Ungheria, iniziato nel 1973 nel giacimento di Demjén.

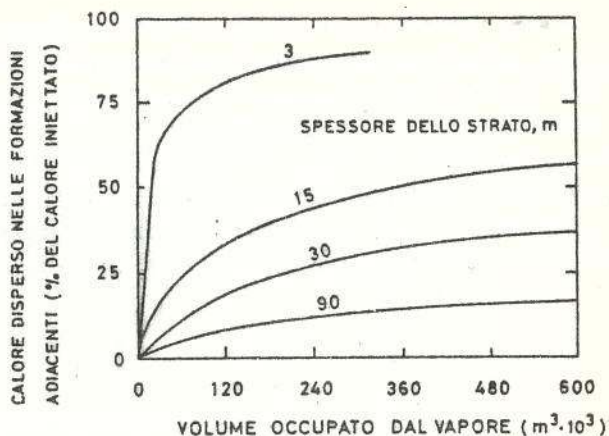


Fig. 36 — Dispersione del calore verso le formazioni adiacenti (da Ref. 66).

2.7.4. Sabbie bituminose e scisti bituminosi

Non rientra fra gli scopi di questo lavoro l'illustrare le tecniche di sfruttamento degli enormi depositi di sabbie bituminose e di scisti bituminosi esistenti nel mondo, soprattutto nel continente americano.

Per memoria, ricorderemo che si tratta di idrocarburi ad alto peso molecolare, notevolmente ossidati e solforati, che si presentano allo stato semisolido nei pori della roccia. A parte l'estrazione della roccia in miniera a cielo aperto e la sua lavorazione in superficie — tecnica adottata attualmente negli impianti della Great Canadian Oil Sands e della Syncrude, operanti sulle Athabasca Tar Sands del-

Tab. 8 — Processi di recupero assistito mediante combustione sotterranea in corso nel 1977 nel Nord America

	U S A	CANADA
— Processi in corso	19	10*
— Area interessata, km ²	9,5	33,6
— Pozzi impiegati :	1029	323
di cui : produttori	842	266
: iniettori	187	57
— Totale incremento di produzione d'olio, m ³ /g	1345	970
— Area media per processo, km ²	0,5	3,4
— Area media per pozzo, km ²	0,009	0,1
— Distanza media fra i pozzi, m	95	320
— Incremento di produzione d'olio per pozzo, m ³ /g	1,3	3,0

(*) dei quali : 5 per combustione diretta, 3 COFCAW e 2 per combustione inversa (olio bituminoso di Cold Lake)

l'Alberta, Canada — la sola possibilità di sfruttamento di tali accumuli risiede nell'impiego di processi termici opportunamente adattati alle particolari caratteristiche di tali depositi.

Molta attività in tal senso, in laboratorio ed attraverso piloti di campo, è stata svolta sia sulle Tar Sands dell'Alberta, Canada /76/ (riserve di bitume in posto pari a circa 140 miliardi di m³), sia nello

Heavy Oil Belt dell'Orinoco, Venezuela /77/ (riserve di olio pesante in posto circa 110 miliardi di m³), sia sugli scisti bituminosi del Colorado /78/. Si ha però l'impressione che molto lavoro resti ancora da fare prima che l'olio prodotto da tali accumuli possa divenire economicamente competitivo con l'olio da giacimenti petroliferi.

PARTE TERZA

Situazione attuale e sviluppo prevedibili

3.1. — STATO ATTUALE DEI PROCESSI DI RECUPERO ASSISTITO

3.1.1. — Dati statistici

La provincia petrolifera più favorevole per l'applicazione di processi di recupero assistito è, senza dubbio, il territorio degli Stati Uniti d'America. Esso realizza infatti le condizioni ottimali sotto questo punto di vista: grande numero di giacimenti ormai in fase avanzata di esaurimento, sicurezza praticamente assoluta degli investimenti rispetto a nazionalizzazioni, crisi politiche e militari, ecc.

La situazione USA relativamente all'impiego di processi di recupero assistito /35/, così come illustrata in Tab. 9, rappresenta pertanto l'optimum mondiale al momento attuale.

Alcune considerazioni balzano evidenti. Innanzitutto, la "vecchia" e classica iniezione d'acqua fornisce da sola una produzione di olio pari al 93% circa di tutto l'olio prodotto mediante processi di recupero assistito. Dei rimanenti processi, applicati in totale in 204 giacimenti USA, il più importante è l'iniezione di vapore (soprattutto come steam soak), che, da 101 giacimenti, fornisce poco meno del 5% del totale olio da recupero assistito. E' da ricordare, però, che, come già detto, lo steam soak è piuttosto un processo di stimolazione (applicabile solo a giacimenti di olio pesante posti a profondità limitata) che non un processo di incremento del recupero.

Tutti gli altri processi (combustione in situ, iniezione in fase miscibile di gas naturale e CO₂, soluzioni micellari, polimeri, soluzioni caustiche) forniscono, da 103 giacimenti, poco più del 2% dell'olio prodotto mediante recupero assistito, e comunque non più del 1,5% di tutto l'olio prodotto negli USA.

Passando dagli USA a tutto il continente americano (Nord + Sud America) la situazione /35/ è come appare in Tab. 10. Non disponendo di dati omogenei circa la produzione di petrolio per iniezione di acqua al difuori degli USA, in Tab. 10 tale processo di recupero non è stato riportato.

Come si può constatare, la situazione dei processi di recupero assistito, applicati a 281 giacimenti nell'intero continente americano, non è sostanzialmente diversa da quella USA. Anche in questo caso l'iniezione di vapore è il processo predominante (non considerando l'iniezione di acqua), anche se, mediante esso viene prodotto meno del 3% della totale produzione di olio. Tutti gli altri processi di recupero assistito giocano per meno dell'1% della totale produzione di olio del continente americano. Al difuori delle Americhe si dispone di statistiche recenti /35/ per processi di recupero assistito ad esclusione dell'iniezione d'acqua. E' però noto che in molti giacimenti, anche di notevole importanza (Arabia Saudita, Golfo Persico) sono in atto iniezioni d'acqua.

La situazione è illustrata in Tab. 11.

Si tratta di 13 soli giacimenti in tutto il mondo, in molti dei quali il processo indicato viene realizzato in fase pilota, onde verificarne l'applicabilità. I soli casi di processi impiegati su scala di campo sono gli spiazamenti miscibili mediante iniezione di gas naturale in atto ad Hassi Messaoud, Algeria e ad Intisar D, Libia, nonchè lo steam soak in corso nel giacimento di Duri, Indonesia.

Si può ben comprendere pertanto come le percentuali di produzione da recupero assistito rispetto alla produzione mondiale di petrolio, riportate per ciascun processo nella Tab. 10 relativa al continente americano, non subiscano sensibili variazioni per apporto da processi in corso al difuori del conti-

Tab. 9 — Recupero assistito — Situazione USA 1977 (da Ref. 35).

Processo	Produzione di petrolio realizzata			% sul totale olio da recupero assistito	
	barili/ giorno	m ³ /anno · 10 ⁶	% della produzione USA*	Compresa iniezione d'acqua	esclusa iniezione d'acqua
— Iniezione d'acqua	4.870.000	283,43	60,00	92,88	—
— Iniezione di gas in fase miscibile (idrocarburi, CO ₂ , ecc.)	110.000	6,40	1,35	2,10	29,5
— Iniezione di vapore (<u>steam soak</u> + <u>steam drive</u>)	250.000	14,55	3,08	4,77	67,0
— Combustione in situ	10.000	0,58	0,12	0,19	2,7
— Soluzioni micellari, polimeri, sol.caustiche	3.000	0,17	0,04	0,06	0,8
TOTALI	5.243.000	305,13	64,59	100,0	100,0

(*) Basato su una produzione giornaliera /79/ di 8.119.360 B/D, pari a $472,5 \cdot 10^6$ m³/anno, relativa al 1976

nente stesso.

3.1.2. — Esperienza acquisita

Il grande numero di processi di recupero assistito condotti nell'ultimo quarto di secolo in giacimenti in condizioni geologiche, petrofisiche e termodinamiche molto diverse ha permesso di ottenere informazioni di fondamentale importanza per il futuro di tali processi.

Innanzitutto, per quanto riguarda l'iniezione di acqua "classica" si può ben dire che le conoscenze sono ormai completamente acquisite e ben poco resta da imparare. In futuro si assisterà sempre più a processi di water injection condotti già nella fase iniziale (primaria) di sfruttamento del giacimento, al fine di accelerare il recupero dell'olio sostenendo i modesti costi addizionali richiesti da tale processo. L'unico limite all'iniezione d'acqua è la presenza in giacimento di una spinta d'acqua naturale tanto rilevante da non richiedere apporto di energia esterna.

Per quanto riguarda gli altri processi di recupero assistito, la letteratura tecnica è inondata da informazioni, talvolta contraddittorie, ma in genere molto

ottimistiche se confrontate con la realtà attuale, quale appare dalle Tab. 9 e 10. Si ha talvolta il dubbio di assistere ad una reclamizzazione di tali processi non dissimile al lancio di un prodotto commerciale.

Le informazioni più dettagliate ed imparziali sono presentate da una rivista specializzata /80/, sorta proprio a tale scopo.

Dei processi di recupero assistito "non convenzionali" (3), quelli basati sull'iniezione di vapore — sia continua (steam drive) che alternata a produzione di olio (steam soak) — appaiono di gran lunga i più promettenti.

Il motivo fondamentale del loro successo sta nel fatto che il calore, fornito alla roccia-serbatoio dal vapore immesso, si trasmette in maniera pressochè uniforme, indipendentemente dall'eterogeneità di permeabilità, ed esercita quindi un'influenza positiva su tutto l'olio residuo — sia quello intrappolato

(3) Col termine "non convenzionali" intendiamo tutti i processi di recupero assistito ad eccezione dell'iniezione d'acqua e di gas in fase non miscibile.

Tab. 10 — Recupero assistiti — Situazione Americhe 1977 (da Ref. 35)

Processo	Produzione di petrolio realizzata			% sulla totale produzione di olio *	
	barili/ giorno	m ³ /anno ·10 ⁶	%	AMERICHE	MONDO
— Iniezione di gas in fase miscibile (idrocarburi, CO ₂ , ecc.)	118.000	6,87	21,6	0,85	0,20
— Iniezione di vapore (steam soak + steam drive)	410.000	23,86	74,9	2,95	0,71
— Combustione in situ	16.000	0,93	2,9	0,11	0,03
— Soluzioni micellari, polimeri, sol.caustiche	3.500	0,20	0,6	0,03	0,01
TOTALI	547.500	31,86	100,0	3,94	0,95

(*) Basato /79/ su: produzione 1976 olio Americhe : 13.906.685 B/D = 809,3 · 10⁶ m³/anno
 produzione 1976 olio mondiale : 57.701.850 B/D = 3.357,9 · 10⁶ m³/anno

Tab. 11 — Processi di recupero assistito (ad esclusione dell'iniezione d'acqua) in corso nel 1977 fuori del continente americano

Tipo di processo	Nazione	Giacimento	Anno di inizio	Portata realizzata (B/D)
— Soluzione caustica	Indonesia	Duri	1976	non nota
— Miscibile, gas naturale	Algeria	Hassi Messaoud	1964	non nota
	Libia	Intisar "D"	1969	100.000
	Polonia	Folusz	1977	11
— Miscibile, CO ₂	Ungheria	Budafa	1969	250
	Ungheria	Lovaszi	1975	non nota
— Vapore	URSS	Yarega	1968	2.600
— Vapore, <u>steam soak</u> <u>steam drive</u>	Indonesia	Duri	1967	22.000
	Francia	Lacq Superiore	1977	non nota
	Germania	Georgsdorf	1975	900
	Indonesia	Duri	1976	non nota
	Olanda	Schoonebeck	1960	non nota
— Combustione in situ	Ungheria	Demjén	1973	19

nei singoli pori, sia quello presente nelle "isole" di giacimento non drenate in precedenza.

Purtroppo, i processi termici possono venire applicati solo a giacimenti a modesta profondità, date le difficoltà tecniche ed il costo della produzione di vapore a pressioni (e quindi temperature) molto elevate (vapore supercritico). Il loro impiego è quindi limitato a giacimenti d'olio viscoso a profondità, in genere, inferiori ai 1000 m.

Per quanto riguarda gli altri processi "non convenzionali" di recupero assistito, la situazione attuale è complessa /3/, /22/, /81/— /85/ e, in linea di massima, molto meno promettente.

I processi basati sull'iniezione di gas (idrocarburi ed anidride carbonica in fase miscibile, combustione sotterranea) sono fortemente affetti dall'alta mobilità del fluido iniettato, che porta a rapporti di mobilità con l'olio molto elevati, e quindi ad efficienze areali di spiazzamento ed a fattori di contatto (Cap. 1.2.3) decisamente bassi. Si tenta, purtroppo non sempre con buoni risultati, di ovviare a tale inconveniente alternando l'iniezione di gas con iniezione d'acqua, al fine di ridurre la mobilità media del fluido spiazzante nonchè il suo costo. Per questi processi esiste poi il problema della disponibilità di fluido da iniettare (soprattutto per quanto si riferisce alla CO_2) /49/ e del suo costo elevato.

Nei processi basati sull'iniezione d'acqua additivata con prodotti chimici (soluzioni micellari, tensioattivi in genere, polimeri, alcali) i problemi più rilevanti derivano dall'adsorbimento di tali prodotti da parte della roccia-serbatoio e dalla loro interazione con l'acqua di strato, che possono ridurre il processo stesso ad una semplice iniezione d'acqua "classica". Esiste poi sempre il problema dell'elevato costo e della disponibilità stessa /86/ dei prodotti chimici richiesti.

Un fattore che esercita un'influenza determinante sulla possibilità di successo di tutti questi processi "non convenzionali" di recupero assistito è la quantità di olio presente in strato prima della applicazione del processo e la sua ripartizione fra saturazione in olio residuo nei pori (S_{or} — Cap. 1.2.2.) ed olio presente nelle isole di roccia bypassate dal fluido spiazzante impiegato nei processi di recupero precedenti. In genere, infatti, anche i fluidi iniettati per realizzare il processo di recupero "non convenzionale" seguono la stessa via dei fluidi iniettati nei processi precedenti, migliorando sì l'efficienza di spiazzamento microscopico (Cap. 1.2.2.) ma recuperando ben poco dell'olio rimasto nelle "isole" di roccia bypassate.

Anche se può sembrare strano, una percentuale notevole degli insuccessi verificatisi in processi "non

convenzionali" di recupero assistito è dovuta al fatto che era stato sovrastimato il quantitativo di olio ancora presente in strato al momento della applicazione del processo. Prima di iniziare a progettare un processo di recupero di questo genere è quindi necessaria una valutazione diretta /87/ (mediante logs, carote, prove in pozzo) del quantitativo d'olio ancora presente in strato. E' inoltre indispensabile che venga condotto uno studio dettagliato di geologia del giacimento /88/, soprattutto per valutare l'eterogeneità della roccia e la distribuzione dell'olio residuo.

Un fatto è, comunque, accertato: i processi di recupero assistito non costituiscono una panacea, nè esiste, per essi, una ricetta universale, applicabile a tutti i giacimenti.

Ogni giacimento è un caso a sè, che deve essere studiato nel dettaglio in tutti i suoi aspetti — geologici, di meccanica dei fluidi, di ingegneria dei giacimenti, impiantistici e, ovviamente, economici — prima di poter affermare se e quale processo di recupero assistito possa venire applicato. La risposta finale è poi, ovviamente, al giacimento.

Si possono comunque ricavare dall'esperienza passata orientamenti di massima circa l'applicabilità dei diversi processi di recupero assistito in funzione delle caratteristiche dell'olio, della profondità del giacimento, delle sue proprietà petrofisiche, ecc.

Alcune di tali indicazioni di massima sono riportate in Tab. 12 e nelle Figg. 37 e 38. Sempre dall'esperienza passata si possono poi ricavare orientamenti di massima circa l'entità del recupero addizionale di olio ottenibile; indicazioni in tal senso /81/ sono riportate in Fig. 39.

Per quanto si riferisce agli aspetti economici del problema, è da ricordare che molti dei processi "non convenzionali" di recupero assistito — principalmente l'iniezione di idrocarburi e di CO_2 in fase miscibile, l'iniezione di soluzioni micellari seguita da acqua "inspessita" — richiedono fortissimi investimenti iniziali per i fluidi da iniettare in strato, con incrementi di recupero — e quindi introiti addizionali — che si realizzano solo a più o meno grande distanza di tempo. Si tratta, in altre parole, di operazioni "capital intensive" di tipo "front end investments", ad elevato grado di rischio.

Tutti i processi di recupero assistito richiedono poi, ovviamente, la disponibilità di pozzi d'iniezione in aggiunta ai normali pozzi di produzione. Per migliorare l'economicità dell'operazione è quindi consigliabile che, in giacimenti nei quali si prevedono operazioni di recupero assistito, tutti i pozzi esauriti vengano mantenuti in condizioni di poter venire ripresi per successive operazioni d'iniezione.

Tab. 12 – Criteri indicativi per l'impiego di processi " non convenzionali " di recupero assistito
(da Ref. 97)

Parametro	Acqua "modificata"	CO ₂ miscibile	micellar/ polymer	steam drive	combustione sotterranea
– API gravity dell'olio – Viscosità olio in strato, cP	> 18 < 200	> 30 < 12	> 28 < 20	> 10 NC	10÷45 NC
– Profondità, m – Temperatura di strato, °C – Pressione iniziale di giacimento, kg/cm ²	< 2.600 ² < 93 ² NC	> 900 NC > 100	< 2.600 ² < 93 ² NC	< 1.500 NC NC	> 150 NC NC
– Litologia – Giacimenti fratturati – Spessore del pay, m – Permeabilità, md – Contenuto in olio residuo, m ³ /m ³ di roccia – Saturazione ¹ in olio, %	NC no NC > 20 NC ≥ 50	NC no NC NC NC ≥ 25	arenarie no NC > 20 NC ≥ 25	NC NC > 6 NC > 0,065 ≥ 50	NC no > 3 NC > 0,05 ≥ 50
– Salinità acqua in giacimento, g/l – Contenuto in ioni bivalenti (Ca e Mg), g/l	NC NC	NC NC	< 50 < 1	NC NC	NC NC

NOTE : NC – Parametro non critico per l'impiego del processo

1 – Saturazione in olio esistente prima dell'impiego del processo, nella parte del campo che verrà sfruttata

2 – L'effettivo limite è dato dalla temperatura di 93 °C, cui corrisponde una profondità, appunto, di circa 2.600 m.

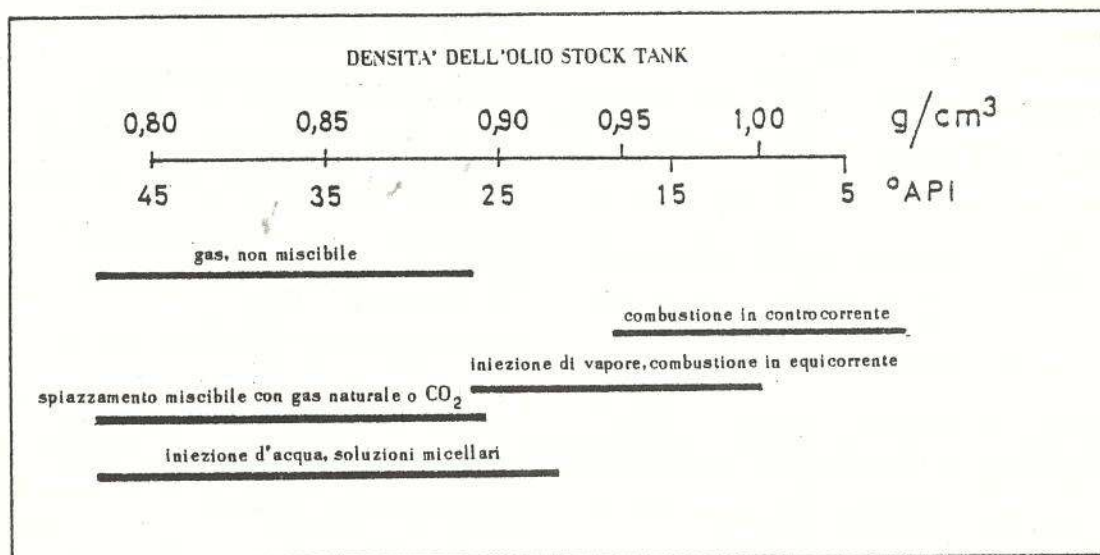


Fig. 37 – Campi di applicabilità dei processi di recupero " assistito ", in funzione della densità (o " API gravity ") dell'olio (da Ref. 26).

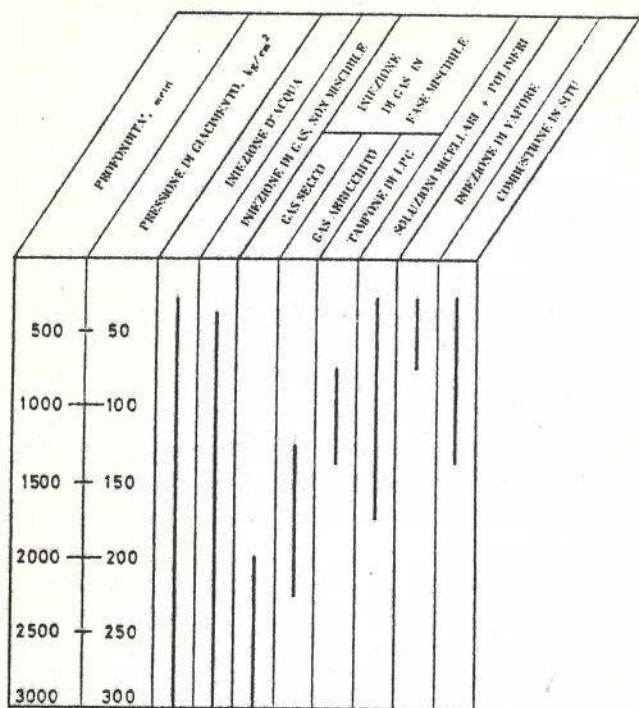


Fig. 38 - Campi di applicabilità dei diversi processi di recupero "assistito", in funzione della profondità del giacimento (da Ref. 26).

3.2. - PREVISIONI SUGLI SVILUPPI FUTURI DEI PROCESSI DI RECUPERO ASSISTITO

Per quanto riguarda gli sviluppi futuri dell'impiego di processi di recupero assistito è certo che, come già detto, l'iniezione d'acqua "classica" troverà sempre più utilizzazione già nella fase iniziale di coltivazione dei giacimenti, per conservare la pressione di strato e quindi accelerare il recupero di petrolio. Per l'iniezione di gas in fase non miscibile si prevede che i soli casi nei quali essa verrà applicata saranno quelli di giacimenti non collegabili con aree di consumo, nei quali il gas verrà reiniettato in strato al fine di conservarlo, in vista di una futura commercializzazione.

Per i processi di recupero assistito "non convenzionale" il futuro è meno facile da prevedere, in quanto esso dipende strettamente dall'andamento futuro del prezzo di vendita del petrolio e dalla sua disponibilità su scala mondiale. In altre parole, il futuro di tali processi dipende dall'entità delle scoperte future di giacimenti - soprattutto nelle nuove aree che la tecnologia saprà aprire all'esplorazione e produzione di petrolio - dai costi esplorativi e

RECUPERI SECONDARI E TERZIARI		
INCREMENTO DI RECUPERO CHE CI SI PUO' ATTENDERE (% dell'olio iniziale in giacimento)		
	DA	A
RECUPERI SECONDARI		
- Iniezione d'acqua	10-20	30-50
- Iniezione di vapore (oli pesanti)	10	60
RECUPERI TERZIARI		
- Gas ed acqua alternati	30	40
- Acqua "ispessita" (polimeri)	30	40
- Spostamento miscibile con idrocarburi	45	75
- Spostamento miscibile con anidride carbonica	45	70
- Soluzioni micellari	45	80
- Combustione in situ (alternata a iniezione d'acqua)	40	70

Fig. 39 - Indicazioni di larga massima sugli incrementi di recupero ottenibili mediante l'impiego di processi di recupero "assistito", in fase secondaria e terziaria (da Ref. 81).

di sviluppo dei giacimenti e, infine, dalla politica dei prezzi che i paesi produttori vorranno o riusciranno ad imporre.

Estremamente interessanti, sotto questo punto di vista, sono i risultati di uno studio /89/ commissionato dallo US Department of the Interior ad un gruppo di esperti (H.J. Haynes della Standard Oil Co. of California, L.W. Thrasher della Chevron Oil Field Research Co., M.L. Katz della Atlantic Richfield Co. e T.R. Eck della Standard Oil Co. of Indiana) e pubblicato nel 1976. Estratti di tale studio sono stati presentati su diverse riviste specializzate /90/.

L'indagine è stata effettuata con metodo statistico: gli esperti hanno preso in considerazione 245 giacimenti-campione USA in fase avanzata di sfruttamento ed hanno valutato i risultati conseguibili con l'applicazione, a tali giacimenti, dei seguenti tre tipi di processi:

- "chemical flooding" (iniezione d'acqua "modificata" con polimeri, alcali o tensioattivi; soluzioni micellari + acqua inspessita),
- iniezione di anidride carbonica in fase miscibile,

- processi termici (*steam soak*, *steam drive*, combustione sotterranea).

Per ciascun giacimento è stato individuato il processo di recupero più opportuno e, per tale processo, sono stati valutati il recupero e la portata addizionale di petrolio ottenibili entro i limiti economici dettati dagli investimenti richiesti, dai costi operativi e dal prezzo di vendita del petrolio. Per quest'ultimo parametro sono stati presi in considerazione valori compresi fra 10 e 25 dollari 1976/barile.

Col termine "dollari 1976" si intende un prezzo di vendita del petrolio lungo tutta la vita del giacimento che, attualizzato al 1976 tenendo conto della variazione nel tempo del potere d'acquisto del dollaro, corrisponda al valore in "dollari 1976" prefissato.

I risultati ottenuti sui 245 giacimenti-campione sono stati poi estrapolati a tutti i giacimenti USA.

Un estratto dei risultati dello studio è presentato in Tab. 13 - illustrante il recupero addizionale ottenibile con ciascun processo, in funzione del prezzo di vendita del greggio e del tasso di redditività - ed in Tab. 14 - illustrante il corrispondente andamen-

Tab. 13 - Petrolio addizionale recuperabile dai giacimenti USA, in funzione del prezzo di vendita del petrolio e del tasso di redditività degli investimenti. (Caso base /89/)

PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO (dollari 1976 per barile)	RECUPERO ADDIZIONALE OTTENIBILE (m ³ · 10 ⁶)			TOTALE RECUPERO ADDIZIONALE	
	Chemical flooding	CO ₂ in fase miscibile	Processi termici	m ³ · 10 ⁶	% dell'olio iniziale in giacimento*
TASSO DI REDDITIVITA' DEGLI INVESTIMENTI : 10%					
10	167	490	480	1.137	1,62
15	465	844	766	2.066	2,94
20	1.140	1.030	1.089	3.259	4,64
25	1.474	1.168	1.191	3.833	5,45
TASSO DI REDDITIVITA' DEGLI INVESTIMENTI : 15%					
10	110	304	457	871	1,24
15	213	628	699	1.540	2,19
20	456	932	1.061	2.449	3,48
25	591	1.089	1.176	2.856	4,06

(*) Base : totale 1975 riserve iniziali USA : 70.300 · 10⁶ m³ di petrolio in giacimento.

to nel tempo (periodo 1980 – 2000) delle portate di petrolio conseguibili.

E' da far presente che risultati dello stesso ordine di grandezza sono stati ottenuti in altri studi consimili, pubblicati negli ultimi tre anni /91/-/93/.

Dall'esame delle Tab. 13 e 14 emergono le seguenti considerazioni, valide in sé per gli USA ma orien-

tative per il resto del mondo:

1. i processi " non convenzionali " di recupero assistito non potranno giocare un ruolo rilevante come fonti di energia se il prezzo di vendita del petrolio non supererà nettamente, in termini reali, il valore attuale. Un confronto fra i dati di Tab. 14 e le previsioni di produzione e con-

Tab. 14 – Produzione annuale addizionale di petrolio ottenibile dai giacimenti USA, in funzione del prezzo di vendita del petrolio (dollari 1976/barile). Caso base /89/

Anno	PRODUZIONE ANNUALE ADDIZIONALE OTTENIBILE CON TASSO DI REDDITIVITA' 10% ($m^3/anno \cdot 10^6$)			
	Chemical flooding	CO ₂ in fase miscibile	Processi termici	COMPLESSIVO
PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO : 10 DOLLARI 1976/BARILE				
1980	1,8	trasc.	11,4	13,2
1985	2,4	1,7	19,8	23,9
1990	2,8	6,9	25,2	34,9
1995	2,8	19,9	23,0	45,7
2000	1,8	29,4	13,8	45,0
PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO : 15 DOLLARI 1976/BARILE				
1980	3,6	trasc.	17,6	21,2
1985	12,1	6,0	36,7	54,8
1990	28,3	14,7	45,8	88,8
1995	25,2	28,1	34,4	87,7
2000	16,1	55,4	18,3	89,8
PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO: 20 DOLLARI 1976/BARILE				
1980	3,6	trasc.	25,2	28,8
1985	24,2	15,6	47,4	87,2
1990	58,0	25,1	63,4	146,5
1995	66,9	61,5	44,3	172,7
2000	53,3	61,5	22,9	137,7
PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO : 25 DOLLARI 1976/BARILE				
1980	3,6	trasc.	25,2	28,8
1985	24,2	26,0	48,9	99,1
1990	67,6	38,1	67,2	172,9
1995	85,8	71,0	49,6	206,4
2000	72,7	65,8	28,3	166,8

sumo USA di petrolio, ricavate da diverse fonti, /94/,/95/ e riportate in Tab. 15 mette in evidenza che, nel 1990, la produzione USA di petrolio da recupero assistito " non convenzionale " potrà passare dal 4,6% attuale al 18% della produzione totale USA (costituendo, comunque, non più dell'11% dei consumi USA di petrolio nel 1990) solo se il prezzo di vendita di tale petrolio potrà essere fissato ad almeno 20 dollari 1976/barile,

2. lo sviluppo dei processi termici, più che dal prezzo di vendita del petrolio, è controllato dal numero di giacimenti nei quali tali processi sono fisicamente applicabili,
3. lo sviluppo del processo di iniezione di CO₂ in fase miscibile diviene economicamente interessante per prezzi di vendita del petrolio di almeno 15 dollari 1976/barile. In ogni caso, è presumibile che tale processo si svilupperà in pieno solo negli anni 90, a causa dei tempi tecnici richiesti per il reperimento ed il trasporto delle grandi quantità di CO₂ necessarie, ed a causa dell'entità degli investimenti richiesti,
4. il chemical flooding potrà dare un apporto sensibile alla produzione USA solo per prezzi di vendita del petrolio di almeno 20 dollari 1976/barile. Anche in questo caso si prevede che lo sviluppo del processo potrà realizzarsi a pieno solo negli anni 90, a causa dei tempi tecnici necessari per la sua messa a punto su scala di giacimento, nonché per la costruzione degli impianti di produzione su larghissima scala dei chemicals impiegati.

Di fronte agli elevati prezzi di vendita del petrolio che si rendono necessari per giustificare economicamente lo sviluppo dei processi " non convenzionali " di recupero assistito, è ovvio che le compagnie petrolifere chiedano /94/-/96/ al governo USA modifiche sostanziali nella politica di controllo dei

prezzi di vendita del petrolio o, in alternativa, riduzioni tali della sua tassazione da rendere tale petrolio competitivo, ai prezzi attuali, con il petrolio di importazione.

Il governo USA non ha finora aderito a queste richieste, preferendo invece adottare una politica di incentivazione, attraverso il parziale finanziamento, degli studi e delle prove pilota di campo necessarie alla messa a punto di processi di recupero " assistito ".

Il programma di incentivazione /97/, noto come " EOR programm " (Enhanced Oil Recovery program), iniziato nel 1974 attraverso lo U.S. Bureau of Mines (USBM), è stato poi sviluppato a pieno, a partire dal gennaio 1975, dalla U.S. Energy Research and Development Administration (ERDA). Quest'ultima è stata incorporata, dal 1^o ottobre 1977, nello U.S. Department of Energy (DOE).

Nell'ambito di tale programma sono state finanziate finora /98/ 21 prove di campo di processi di recupero assistito, delle quali 5 d'iniezione d'acqua " modificata ", 4 di iniezione di CO₂ in fase miscibile, 6 relative a processi termici e 6 di spiazzamento con soluzioni micellari seguite da acqua " inspessita ". Il finanziamento governativo complessivo è stato di 57,1 milioni di dollari, su un totale costo dei 21 progetti di 159 milioni di dollari; l'industria petrolifera copre la differenza.

I risultati conseguiti nell'ambito dello " EOR program " vengono pubblicati periodicamente /99/ ed illustrati in appositi congressi /100/.

Un programma di incentivazione analogo, ed anzi a spettro più ampio di quello dello U.S. ERDA, è stato intrapreso dalla Commissione delle Comunità Europee (CEE) con il regolamento 3056/73, avente lo scopo di incoraggiare, attraverso il parziale finanziamento, " lo sviluppo di attività tecnologiche direttamente connesse con l'esplorazione, sviluppo, stoccaggio e trasporto di idrocarburi, attività che,

Tab. 15 — Previsioni di produzione e consumi USA di petrolio (da Ref. 94,95).

Anno	Produzione USA di petrolio ($\cdot 10^6 m^3$ /anno)		Consumi USA di petrolio ($\cdot 10^6 m^3$ /anno)
	Dai giacimenti scoperti fino al 1975 (escluso North Slope)	Totale (comprende : nuove scoperte, recuperi assistiti, petrolio da carbone)	
1980	510	690	1.150
1985	430	740	1.250
1990	350	810	1.360

OLIO RECUPERABILE

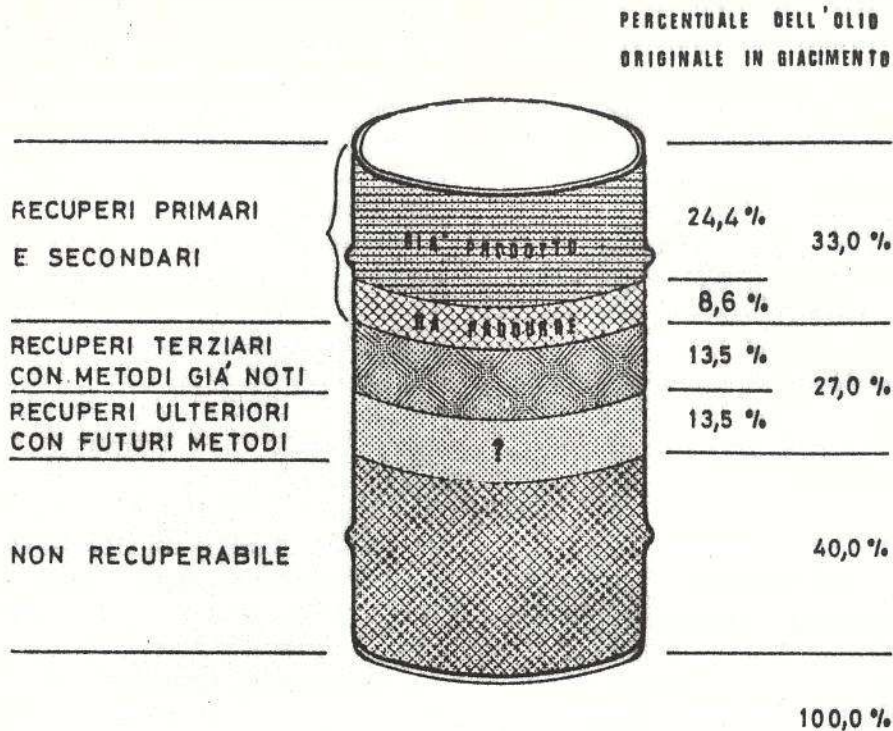


Fig. 40 — Petrolio già prodotto e petrolio che resta da estrarre, in media, per ogni barile di petrolio scoperto nei campi USA (da Ref. 83).

per la loro natura, migliorino la sicurezza dell'approvvigionamento energetico della Comunità". Negli anni 1975-78 la CEE ha stipulato, nell'ambito del regolamento 3056/73, ben 99 contratti con compagnie petrolifere e costruttori di apparecchiature /101/, per il parziale sovvenzionamento di attività di ricerca e sviluppo. Dieci di questi contratti, per un finanziamento complessivo CEE di 12,6 milioni di UCE (4), riguardano lo studio e la realizzazione di processi di recupero di petrolio da giacimenti posti nei paesi della Comunità. Tre di tali contratti sono stati stipulati dalla CEE con l'AGIP SpA (5); l'autore di questa nota è il responsabile AGIP di tali progetti di ricerca nei riguardi della CEE. Si tratta, precisamente, dei seguenti progetti:

Contratto 11/75 : Ricerche sullo sfruttamento di giacimenti di petrolio pesante in Adriatico.

(4) 1 UCE = 1 unità di conto europea = Lit. 1092,88 (al 5 ottobre 1978, come da Gazzetta Ufficiale CEE).

(5) All'inizio del 1979 è stato stipulato, fra CEE ed AGIP, un quarto contratto, TH/05.10/78, relativo allo " Impiego di nuove tecniche per rendere economicamente sfruttabile il giacimento di Pirolo, Italia ", per un costo complessivo di 6,4 milioni di UCE. Il finanziamento concesso dalla CEE è di 2,6 milioni di UCE.

Contratto 16/75

: Ricerche sull'utilizzazione di giacimenti di petrolio in rocce fratturate per l'immagazzinamento di idrocarburi liquidi o gassosi, al fine di un incremento del recupero di olio.

Contratto 05.08/77

: Impiego di processi di recupero assistito nel giacimento di Cortemaggiore.

Il costo complessivo dei tre progetti è di 10 milioni di UCE (circa 10 miliardi di lire); il finanziamento CEE è di 3,6 milioni di UCE. Le ricerche sono in corso con risultati interessanti.

Fin qui lo stato delle cose, le speranze, la descrizione di quanto si sta facendo, in America ed in Europa.

Il futuro resta, comunque, sempre rappresentato dal famoso, simbolico, barile di petrolio che se ne sta nel sottosuolo, nei pori della roccia-serbatoio e fa tanta resistenza a lasciarsi portare in superficie.

Con riferimento alla situazione USA /83/, di tale barile di petrolio (Fig. 40) il 24% circa è già stato prodotto e solo un ulteriore 9% resta da produrre con le tecniche di recupero primario e d'iniezione di acqua.

Se i processi " non convenzionali " che si stanno ora sperimentando riusciranno a superare lo scoglio economico, molto ottimisticamente si valuta di poter recuperare un altro 14% circa del nostro barile di petrolio che sta sottoterra.

Spingendosi molto più in là, al limite fra scienza e fantasia, qualcuno ha stimato che nuovi processi di recupero assistito, per ora neppure pensati, potranno

recuperare circa altrettanto petrolio che i processi non convenzionali di recupero attualmente in fase di sviluppo.

Per il restante 40% del nostro barile di petrolio, per ora e per un futuro abbastanza lungo non si possono nutrire ragionevoli speranze di recupero. E' questo un compito — e un duro compito — che dovremo lasciare alle generazioni che ci seguiranno.

BIBLIOGRAFIA

- /1/ — American Petroleum Institute: Reserves of Crude Oil, Natural Gas Liquids, and Natural Gas in the United States and Canada as of December 31, 1975, Vol. 30, maggio 1976.
- /2/ — American Petroleum Institute: History of Petroleum Engineering, sponsored by the Executive Committee on Drilling and Production Practice, Dallas, Texas, 1961.
- /3/ — Doscher, T.M. e Wise, F.A.: " Enhanced Crude Oil Recovery Potential — An Estimate ", J.Pet. Tech. (maggio, 1976) 575 — 585.
- /4/ — Levorsen, A.I. : Geology of Petroleum, W.H. Freeman and Company, San Francisco, 1958.
- /5/ — Le Blanc, R.J., Sr.: " Distribution and Continuity of Sandstone Reservoirs — Part 1 ", J.Pet. Tech. (luglio, 1977) 776 — 792; Part. 2, J.Pet.Tech. (luglio, 1977) 793 — 804.
- /6/ — Jardine, D., Andrews, D.P., Wishart, J.W. e Young, J.W.: " Distribution and Continuity of Carbonate Reservoirs ", J.Pet.Tech. (luglio, 1977) 873 — 885.
- /7/ — Sallé, C. e Debyser, J. : Formation des gisements de pétrole, Editions Technip Parigi, 1976.
- /8/ — Leverett, M.C.: " Capillary Behavior in Porous Solids ", Trans., AIME (1941) 142, 152 — 169.
- /9/ — Standing, M.B. : Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon System, 8^a ristampa, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, 1977.
- /10/ — Clark, N.J.: Elements of Petroleum Reservoirs, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, 1960.
- /11/ — Le Fur, B. e Marle, C.: L'exploitation des gisements d'hydrocarbures — Domaines scientifiques, Editions Technip, Parigi, 1974.
- /12/ — Rose, W. e Witherspoon, P.A.: " Trapping Oil in a Pore Doublet ", Producers Monthly (1956) 21, No. 2, 32 — 38.
- /13/ — Stegemeier, G.L.: " Relationship of Trapped Oil Saturation to Petrophysical Properties of Porous Media ", Paper SPE 4754 presentato allo SPE-AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Okla., 22-24 aprile 1974.
- /14/ — Moore, T.F. e Slobod, R.L.: " The Effect of Viscosity and Capillarity on the Displacement of Oil by Water ", Producers Monthly (1956) 20, No. 10, 20 — 30.
- /15/ — Taber, J.J. : " Dynamic and Static Forces Required to Remove a Discontinuous Oil Phase from Porous Media Containing Both Oil and Water ", Soc. Pet. Eng. J. (marzo, 1969), 3 — 12.
- /16/ — Craig, F.F., Jr.: The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Society of Petroleum Engineers of AIME, Dallas, Texas, 1971.
- /17/ — Hutchinson, C.A., Jr., Dodge, C.F. e Polasek, T.L.: " Identification, Classification and Prediction of Reservoir Nonuniformities Affecting Production Operations ", J.Pet.Tech. (marzo, 1961) 223 — 230.
- /18/ — Testerman, J.D.: " A Statistical Reservoir-Zonation Technique ", J.Pet.Tech. (agosto 1962) 889 — 893; discussion in J.Pet.Tech.

- (dicembre, 1962) 1394; *Trans., AIME* (1962) 225.
- /19/ – Scientific Software Corporation: *Reservoir Simulation Manual*, US Geological Survey, Report No. CD-75-005, 1975.
- /20/ – Peaceman, D.W.: *Fundamentals of Numerical Reservoir Simulation*, Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam, 1977.
- /21/ – Herbeck, E.F., Heintz, R.C. e Hastings, J.R.: "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery", *Petroleum Engineer* (gennaio, 1976) 48 No. 1, 33 – 46.
- /22/ – Kastrop, J.E.: "Potential Impact of Tertiary Oil Recovery", *Petroleum Engineer* (novembre, 1975) 47 No. 12, 21 – 23.
- /23/ – Craft, B.C. e Hawkins, M.F.: *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, Prentice-Hall, Englewood Cliffs, N.J., 1959.
- /24/ – Water Flooding, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, *Petroleum Transactions Reprint Series No. 2*, 1959.
- /25/ – Smith, C.R.: *Mechanics of Secondary Recovery*, Reinhold Publishing Corp., New York, 1966.
- /26/ – Langnes, G.L., Robertson, J.O. e Chilingar, G.V.: *Secondary Recovery and Carbonate Reservoirs*, American Elsevier Publishing Co., New York, 1972.
- /27/ – *Manuel de Traitement des Eaux d'Injection*, Editions TECHNIP, Parigi, 1973.
- /28/ – Patton, C.C.: *Oilfield Water Systems*, Campbell Petroleum Series, Norman, Oklahoma, 1974.
- /29/ – Ebrlich, R., Hasiba, H.H. e Raimondi, P.: "Alkaline Waterflooding for Wettability Alteration – Evaluating a Potential Field Application", *J.Pet.Tech.* (dicembre, 1974) 1335 – 43.
- /30/ – Cooke, C.E., Jr. Williams, R.E. e Kolodzie, P.A.: "Oil Recovery by Alkaline Waterflooding", *J.Pet.Tech.* (dicembre, 1974) 1365 – 74.
- /31/ – Johnson, C.E., Jr.: "Status of Caustic and Emulsion Methods", *J.Pet.Tech.* (gennaio, 1976) 85 – 92.
- /32/ – Mungan, N., Smith, F.W. e Thomson, J.L.: "Some Aspects of Polymer Floods", *J.Pet. Tech.* (settembre, 1966) 1143 – 50.
- /33/ – Sandiford, B.B.: "Flow of Polymers Through Porous Media in Relation to Oil Displacement", *AICbE Symp. on Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Kansas City, aprile 1976.
- /34/ – Chang, H.L.: "Polymer Flooding Technology – Yesterday, Today, and Tomorrow", *J. Pet.Tech.* (agosto, 1978) 1113 – 28.
- /35/ – Noran, D.: "Growth Marks Enhanced Oil Recovery", *Oil Gas J.* (27 marzo 1978) 76, No. 13, 113 – 40.
- /36/ – Whorton, L.P. e Kieschnick, W.F., Jr.: "A Preliminary Report on Oil Recovery by High – Pressure Gas Injection", *Drill.and Prod. Prac.*, API (1950) 247 – 257.
- /37/ – Koch, H.A., Jr. e Slobod, R.L.: "Miscible Slug Process", *Trans., AIME* (1957) 210, 40–47.
- /38/ – Benham, A.L., Dowden, W.E. e Kunzman, W.J.: "Miscible Fluid Displacement – Prediction of Miscibility", *Trans., AIME* (1960) 219, 229 – 237.
- /39/ – Holm, L.W.: "Status of CO₂ and Hydrocarbon Miscible Oil Recovery Methods", *J.Pet. Tech.* (gennaio, 1976) 76 – 84.
- /40/ – Chierici G.L.: "Spiazzamento del greggio di giacimento a mezzo di idrocarburi miscibili. Fenomeni di scambio di massa al fronte di miscelazione", *Accademia Nazionale dei Lincei, "Alta tecnologia chimica" V corso*, Varese, 26 settembre – 8 ottobre 1960, 303 – 326.
- /41/ – Chierici G.L.: *Comportamento volumetrico e di fase degli idrocarburi nei giacimenti*, Giuffrè Editore, Milano, 1962.
- /42/ – Simm, C.N.: "Calculating Recovery of Light Hydrocarbons by Gas Cycling Semidepleted Dark Oil Sands", *Oil Gas J.* (7 dicembre 1953) 52 No. 31, 104 – 107.
- /43/ – Cook, A.B., Coulter, R.H., Jr., Spencer, G.B., Chin, T.M. e Elliot, W.C., Jr.: "Put Your Stored Gas to Work, at a Profit", *World Oil* (luglio, 1956) 132 No. 1, 135 – 142.
- /44/ – Cook, A.B.: "Alternate Producing and Gas Repressuring for Greater Oil Recovery", *J. Pet. Tech.* (maggio, 1957) 15 – 18.
- /45/ – Saxon J., Jr., Breston, J.N. e MacFarlane, R.M.: "Laboratory Tests with Carbon Dioxide and Carbonated Water as Flooding Mediums", *Producers Monthly* (novembre, 1951) 16, 8.
- /46/ – Beeson, D.M. e Ortloff, G.D.: "Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery", *Trans., AIME* (1959) 216, 388 – 391.
- /47/ – Holm, L.W.: "Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery", *Trans., AIME* (1959) 216, 225 – 31.

- /48/ - Holm, L.W.: " A Comparison of Propane and CO₂ Solvent Flooding Processes ", *AICbE Jour.* (giugno, 1961) 7 No. 2, 179 - 84.
- /49/ - Stalkup, F.I. : " Carbon Dioxide Miscible Flooding: Past, Present And Outlook for the Future ", *J.Pet.Tech.* (agosto, 1978) 1102 - 12.
- /50/ - Holm, L.W. e Josendal, V.A.: " Mechanism of Oil Displacement by Carbon Dioxide ", *J. Pet.Tech.* (dicembre, 1974) 1427 - 36; *Trans, AIME*, 257.
- /51/ - Metcalfe, R.S. e Yarborough, L.: " Effect of Phase Equilibria on the CO₂ Displacement Mechanism ", Paper SPE 7061 presentato allo SPE-AIME Symposium on Improved Methods for Oil Recovery, Tulsa, 16-19 aprile 1978.
- /52/ - Huang, E.T.S. e Tracht, J.H.: " The Displacement of Residual Oil by Carbon Dioxide " Paper SPE 4735 presentato allo SPE-AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 22-24 aprile 1974.
- /53/ - Shelton, J.L. e Yarborough, L. : " Multiple Phase Behavior in Porous Media During CO₂ or Rich Gas Flooding ", Paper SPE 5827 presentato allo SPE-AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, 22-24 marzo 1976.
- /54/ - Martin, J.W.: " Additional Oil Production through Flooding with Carbonated Water ", *Producers Monthly* (luglio, 1951) 15, 18.
- /55/ - McRee, B.C. : " CO₂ : How It Works, Where It Works ", *Petroleum Engineer* (novembre, 1977) 49 No. 12, 52 - 63.
- /56/ - Newton, L.E., Jr. e McClay, R.A.: " Corrosion and Operational Problems, CO₂ Project, SACROC Unit ", Paper SPE 6391 presentato alla 1977 SPE-AIME Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, 10 - 11 marzo 1977.
- /57/ - Menzie, D.E. e Nielsen, R.F.: " A Study of the Vaporization of Crude Oil by Carbon Dioxide Repressuring ", *J.Pet.Tech.* (novembre, 1963) 1247 - 52; *Trans., AIME*, 228.
- /58/ - Chierici, G.L., Dalla Casa, L, e Terzi, L. : " Enhanced Oil Recovery by Gas Injection in a Heavy-Oil, Fractured Reservoir. Gela Field, Italy ", comunicazione preparata per la presentazione alla conferenza CEE " New Technologies for the Exploration and Exploitation of Oil and Gas Resources ", Lussemburgo, 18-20 aprile 1979.
- /59/ - Gogarty, W.B. e Olson, R.W.: " Use of Microemulsions in Miscible-Type Oil Recovery Procedure ", U.S. Patent No. 3.254.714 (1962).
- /60/ - Gogarty, W.B.: " Status of Surfactant or Micellar Methods ", *J.Pet.Tech.* (gennaio, 1976) 93 - 102.
- /61/ - Gogarty, W.B.: " Micellar/Polymer Flooding - An Overview ", *J.Pet.Tech.* (agosto, 1978) 1089 - 1101.
- /62/ - Chierici, G.L., Ciucci, G.M. e Maranto, R.: " Otsjenka Laboratornym Sposobom Protessor Uvjelicjennija Dobyci Njefti iz Zaljezjei " (Valutazione, mediante esperienze di laboratorio, di processi per l'incremento di ricupero di olio dai giacimenti), *Sovjet-sko-Italjianskij Simpozium Sovorjemiennye Probljemy Enjergjetiki* ", Mosca, 21-24 novembre 1977.
- /63/ - Shab, D.O. e Schechter, R.S.: *Improved Oil Recovery by Surfactant and Polymer Flooding*, Academic Press, Inc., New York, 1977.
- /64/ - Lake, L.W., Johnston, J.R. e Stegemeier G.L.: " Simulation and Performance Prediction of a Large-Scale Surfactant/Polymer Project ", Paper SPE 7471 presentato alla 53^a SPE-AIME Annual Fall Technical Conference, Houston, Texas, 1-3 ottobre 1978.
- /65/ - Crump, J.R.: " Demand For Oil-Recovery Chemical Is Estimated ", *Oil Gas J.* (17 maggio, 1976) 74 No. 20, 158 - 62.
- /66/ - *Thermal Recovery Processes*, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, *Petroleum Transactions Reprint Series No. 7*, 1965.
- /67/ - *Thermal Recovery Techniques*, Society of Petroleum Engineers, Dallas, Texas, *Petroleum Transactions Reprint Series No. 10*, 1972.
- /68/ - Prats, M.: " A Current Appraisal of Thermal Recovery ", *J.Pet.Tech.* (agosto, 1978) 1129 - 36.
- /69/ - Dietz, D.N.: " Hot Water Drive ", *Proc., 7th World Petrol. Cong.* (Mexico City, 2-7 aprile 1967) Vol. 3, 451 - 57.
- /70/ - Owens, W.D. e Shuttler, V.E.: " Steam Stimulation-Newest Form of Secondary Petroleum Recovery ", *Oil Gas J.* (26 aprile, 1965) 63 No. 17, 82 - 90.
- /71/ - Martin, W.L., Alexander, J.D. e Dew, J.N.: " Process Variables of in Situ Combustion ", *Trans., AIME* (1958) 213 28 - 35.
- /72/ - Nelson, T.W., McNeil, J.S.: " How to Engineer an In Situ Combustion Project ", *Oil*

- Gas J. (5 giugno, 1961) 59 No. 23, 58 - 65.
- /73/ - Perry, R.H., Green, D.W. e Campbell, J.M.: "Reverse Combustion - A New Recovery Technique", J.Pet.Tech. (maggio, 1960) 11 - 12.
- /74/ - Wilson, L.A., Wygal, R.L., Reede, D.W., Gergins, R.L. e Henderson, J.H.: "Fluid Dynamics During an Underground Combustion Process", Trans., AIME (1958) 213, 146 - 154.
- /75/ - Parrish, D.R. e Craig, F.F., Jr.: "Laboratory Study of a Combination of Forward Combustion and Waterflooding - The COFCAW Process", J.Pet.Tech. (giugno, 1969) 753 - 61, Trans., AIME, 246.
- /76/ - Farouq Ali, S.M.: "Current Status of In Situ Recovery From the Tar Sands of Alberta", J.Cdn.Pet.Tech. (gennaio-marzo, 1975) 14 No. 1, 51 - 58.
- /77/ - Ballard, J.R., Lanfranchi, E.E. e Vanags, P.A.: "Thermal Recovery In the Venezuela Heavy Oil Belt", J.Cdn.Pet.Tech. (aprile - giugno, 1977) 16 No. 2, 22 - 27.
- /78/ - Whitcombe, J.A.: "Oil Shale Development: Status and Prospects", J.Pet.Tech. (gennaio 1976) 16 - 20.
- /79/ - De Golyer and MacNaughton: Twentieth Century Petroleum Statistics, Dallas, Texas, 1977.
- /80/ - Society of Petroleum Engineers of AIME: Enhanced Oil Recovery Field Reports, Vol. I (1975), Vol. II (1976), Vol. III (1977), Vol. IV (1978).
- /81/ - Geffen, T.M.: "Oil Production to Expect From Known Technology", Oil Gas J. (7 maggio, 1973) 71 No. 19, 66 - 76.
- /82/ - Bleakley, W.B.: "Experts View Improved Recovery Status", Oil Gas J. (11 marzo, 1974) 72 No. 10, 85-90.
- /83/ - Geffen, T.M.: "Here's What's Needed To Get Tertiary Recovery Going", World Oil (marzo, 1975) 180 No. 4, 53 - 57.
- /84/ - Sbarp, J.M.: "The Potential of Enhanced Oil Recovery Processes", Paper SPE 5557 presentato al 50^o SPE-AIME Annual Fall Meeting, Dallas, Texas, 28 settembre-1 ottobre, 1975.
- /85/ - Gangoli, N. e Thodos, G.: "Enhanced Oil-Recovery Techniques. State-of-the-Art Review", J.Cdn.Pet.Tech. (ott.-dic., 1977) 16 No. 4, 13 - 20.
- /86/ - Anonimo: "U.S. Enhanced Recovery Marked by Uncertainties", Oil Gas J. (11 settembre, 1978) 76 No. 37, 35 - 39.
- /87/ - Coordiner, F.S., Gordon, D.T. e Jargon, J.R.: "Determination of Residual Oil Saturation After Waterflooding", Paper SPE 3791 presentato allo SPE-AIME Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Okla, 16-19 aprile 1972.
- /88/ - Diehl, A.L.: "The Role of Geology in Enhanced Recovery", J.Cdn.Pet.Tech. (apr.-giugno, 1977) 16 No. 2, 17 - 21.
- /89/ - Nation Petroleum Council's Committee on Enhanced Recovery Techniques: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States - 1976 to 2000, December, 1976.
- /90/ - Kennedy, J.L.: "Study Analyzes Effect of Oil Price on Enhanced Recovery's Future Role", Oil Gas J. (27 dic., 1976) 74 No. 52, 185 - 91.
- /91/ - Mathematica, Inc. for the US Environmental Protection Agency: The Estimated Recovery Potential of Conventional Source Domestic Oil, maggio, 1975.
- /92/ - Cronquist, C. e Portugal, D.: Candidate Reservoirs for Enhanced Oil Recovery, Guidelines for Their Selection and Appraisal of Significant Tests To Date, Gulf Universities Research Consortium, Houston, Texas, Report No. 153, marzo 1977.
- /93/ - Lewin and Associates, Inc. for the Federal Energy Administration: The Potentials and Economics of Enhanced Oil Recovery, Report B-76/221 - aprile, 1976.
- /94/ - Slick, W.T., Jr.: "An Energy Overview: Today and Tomorrow", J.Pet.Tech. (gennaio, 1976) 7 - 10.
- /95/ - Simpson, J.J.: "Financing Enhanced Recovery", J.Pet. Tech. (luglio, 1977) 771-775.
- /96/ - Henry, J.D.: "The Effect of Oil Price Policy on Tertiary Oil Recovery", Paper SPE 6354 presentato allo SPE-AIME 1977 Economics and Evaluation Symposium, Dallas, Texas, 21-22 febbraio 1977.
- /97/ - Management Plan for Enhanced Oil Recovery: Vol. 1, Program Strategy; Vol. 2, Appendices, Report ERDA 77 - 15/1-2 NTIS, Springfield, febbraio, 1977.
- /98/ - Guthrie, H.D.: "Role of U.S. Government in Promoting Enhanced Oil-Recovery Techniques", J.Pet.Tech. (agosto, 1978), 1086 - 8.
- /99/ - Contracts and Grants for Cooperative Research on Enhanced Oil and Gas Recovery

and Improved Drilling Methods, Quartely Progress Review Series, ERDA Technical Information Center, Bartlesville, Okla.

/100/ - *Proceedings, 3rd ERDA Symposium on Enhanced Oil & Gas Recovery & Improved Drilling Methods, Tulsa, Okla, August 30 - September 1, 1977, Vol. 1 - Oil, The Petroleum Publishing Co., Tulsa, Okla, 1977.*

/101/ - *Commission of the European Communities : Report from the Commission to the Parliament and the Council on the Application of Regulation (EEC) No. 3056/73 on the Support of Community Projects in the Hydrocarbon Sector, Report COM (76) 709 final, Brussels, 23 December 1976.*