



S. p. A.

Sviluppo e coltivazione giacimenti

GIAC  
153  
1978

Gian Luigi Chierici

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

Comunicazione presentata alla giornata di studio su:

" I fluidi sotterranei: ricerca, captazione, trasporto "

GEOFLUID, Piacenza, 7 ottobre 1978

Riassunto

Summary

Résumé

G.L. CHIERICI

Processi di recupero secondario e terziario nei giacimenti petroliferi. Esame critico dello stato attuale della tecnica. Il petrolio costituisce, come noto, una risorsa energetica non rinnovabile. Finché non si renderanno disponibili altre fonti energetiche di pari dimensioni, l'uomo non può che concentrare i propri sforzi alla scoperta di nuovi giacimenti ed a migliorare lo sfruttamento dei giacimenti esistenti. Questo secondo aspetto del problema viene discusso nella presente nota. Vengono illustrati i più importanti processi di recupero "assistito" del petrolio, sia in fase secondaria che terziaria di coltivazione dei giacimenti. Di ciascuno di essi vengono discusse le caratteristiche tecniche ed economiche, e vengono presentati dati statistici circa l'attuale livello d'impiego su scala mondiale.

Secondary and Tertiary Recovery Processes in Oil Reservoirs. A State-of-the-Art Review. Oil is, as well known, a non-renewable energy resource. Until new energy sources of comparable dimensions are available, man must concentrate his efforts in discovering new oil deposits and in better exploiting the existing ones. In this note the most important processes for enhanced oil recovery, both in the secondary and tertiary stage of reservoir exploitation, are presented. For each enhanced oil recovery process, both technical and economical aspects are discussed and statistical data are presented about its present worldwide status.

Procédés de récupération secondaire et tertiaire dans les gisements de pétrole. Présentation et discussion de l'état actuel de la technique.

Il est bien connu que le pétrole est une ressource énergétique non renouvelable. Par conséquent, tant que de nouvelles sources énergétiques de dimensions égales ne se rendront pas disponibles, l'homme doit concentrer ses efforts afin de découvrir de nouveaux gisements et exploiter de la meilleure façon les gisements existants. La présente note couvre ce second aspect du problème. On y présente les plus importants procédés de récupération assistée, applicables aux gisements en phase secondaire et tertiaire d'exploitation. On y discute les caractéristiques techniques et économiques de chaque procédé et on y présente des données statistiques sur son emploi actuel à l'échelle mondiale.

PARTE TERZA: SITUAZIONE ATTUALE E SVILUPPI PREVEDIBILI

|   |         |
|---|---------|
| 3.1. STATO ATTUALE DEI PROCESSI DI RECUPERO ASSISTITO                       | pag. 64 |
| 3.1.1. Dati statistici  | pag. 64 |
| 3.1.2. Esperienza acquisita   | pag. 67 |
| 3.2. PREVISIONI SUGLI SVILUPPI FUTURI DEI PROCESSI<br>DI RECUPERO ASSISTITO | pag. 73 |
| BIBLIOGRAFIA  | pag. 81 |

## 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 all'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 in definitiva, 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 radioattivi, 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, finchè 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 "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 <sup>1</sup> era di 442 miliardi di barili (70,3 miliardi di m<sup>3</sup>) di olio in giacimento. Di questo, solo il 33% e cioè 146 miliardi di barili (23,2 miliardi di m<sup>3</sup>) è costituito da olio producibile. Poichè, al 31.12.75, la produzione cumulativa di petrolio USA era di 108 miliardi di barili (17,2 miliardi di m<sup>3</sup>), il quantitativo di olio ancora estraibile dai giacimenti USA a tale data era di soli 38 miliardi di barili (6,0 miliardi di m<sup>3</sup>).

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<sup>3</sup>), 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 <sup>2,3</sup>, 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 dall'esperienza AGIP 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.<sup>4</sup>.
- 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<sup>5,6</sup>: 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<sup>7</sup>. 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 spiazano dai pori della roccia-serbatoio l'acqua originariamente contenuta. E' da ricordare però che tale spiazzamento non può mai essere totale: a seguito di fenomeni di bagnabilità e capillarità<sup>8</sup> 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".

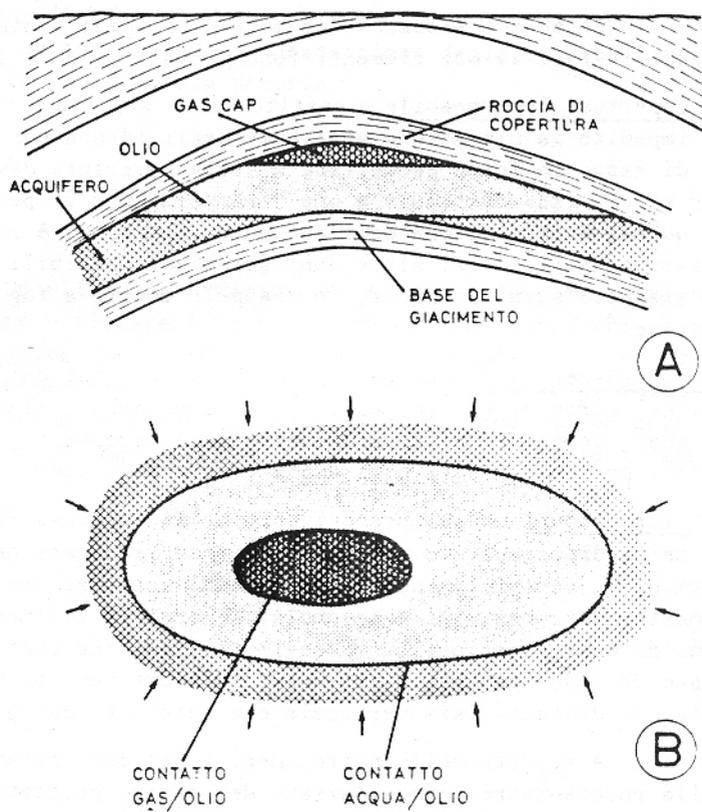


Fig. 1 - Rappresentazione schematica di un giacimento di petrolio.

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<sup>9</sup>. 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 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<sup>10</sup>.

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 moto 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

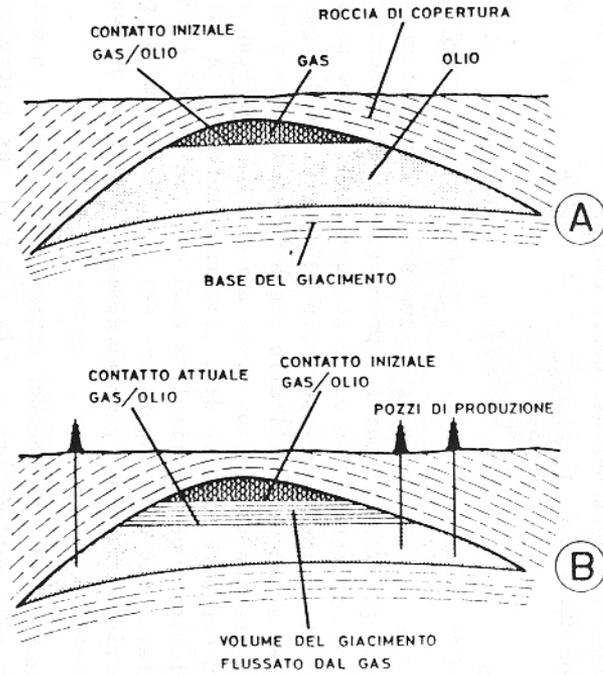


Fig. 2 - Giacimento di petrolio con gas-cap.  
 A. Distribuzione dei fluidi a giacimento vergine  
 B. Situazione in fase di produzione

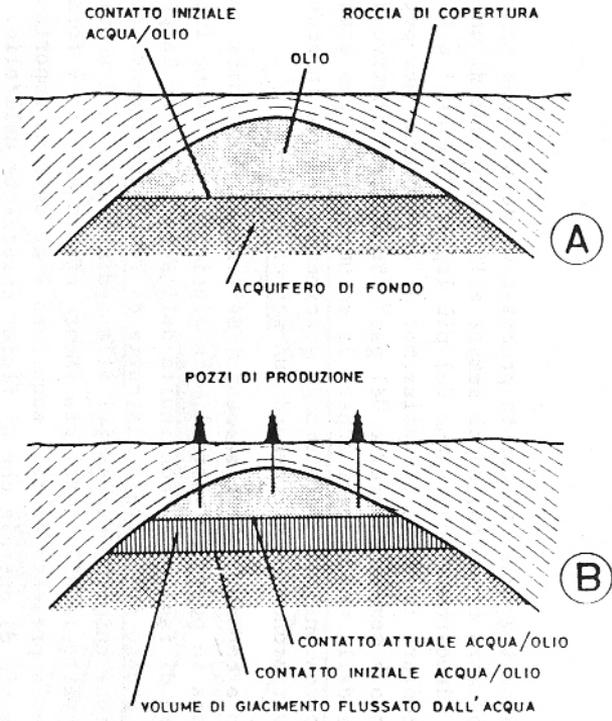


Fig. 3 - Giacimento di petrolio sottosaturato con acquifero di fondo.  
 A. Distribuzione dei fluidi a giacimento vergine  
 B. Situazione in fase di produzione

una comprimibilità bassa, ma non nulla (\*): 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 dall'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  $1\ \mu\text{m}$  a qualche  $\text{mm}$  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".

---

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

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<sup>11-12</sup>.

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

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

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

$\sigma$  = tensione interfacciale olio/acqua, N/m

$\theta$  = 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 viscosive e delle forze capillari (equazioni di Poiseuille e di Laplace)<sup>12,13</sup>: 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 del 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.



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

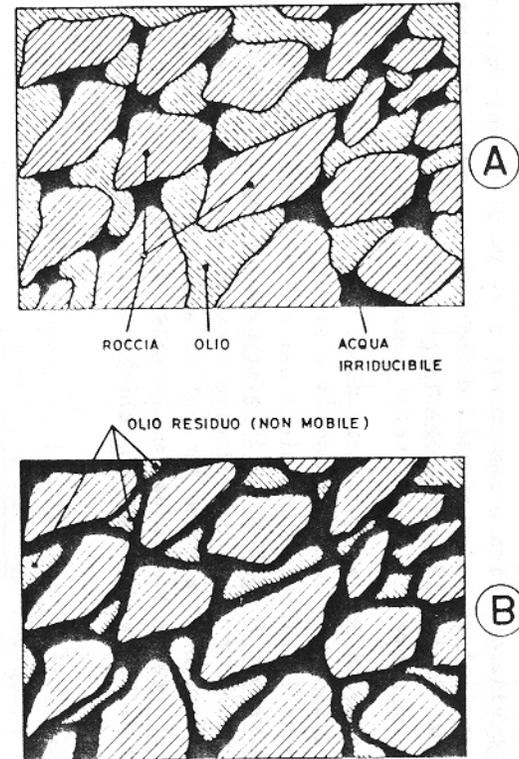


Fig. 5 - Distribuzione dei fluidi in un mezzo poroso.  
A. Situazione a giacimento vergine  
B. Situazione dopo spiazzamento con acqua

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  $\Delta p$  (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:

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

Date le piccole dimensioni dei pori, il valore di  $\Delta p$  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<sup>14</sup>.

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

ove:

$u$  = velocità dell'acqua, m/s

$\mu$  = viscosità dell'acqua, Pa·s

raggiunga valori elevatissimi<sup>15</sup>, 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 centimetrica 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<sup>11</sup>. Il fenomeno dell'intrappolamento dell'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:

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

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<sup>11</sup>.

### 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<sup>16</sup>, dal rapporto di mobilità fra fluido spiazzante (acqua) e fluido spiazzato (olio).

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

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

ove:  $\lambda$  = mobilità =  $\frac{k}{\mu}$ ,  $m^4/N \cdot s$

$k_w(S_{or})$  = permeabilità effettiva all'acqua, in presenza di olio residuo,  $m^2$

$k_o(S_{wi})$  = permeabilità effettiva all'olio in presenza di acqua interstiziale,  $m^2$

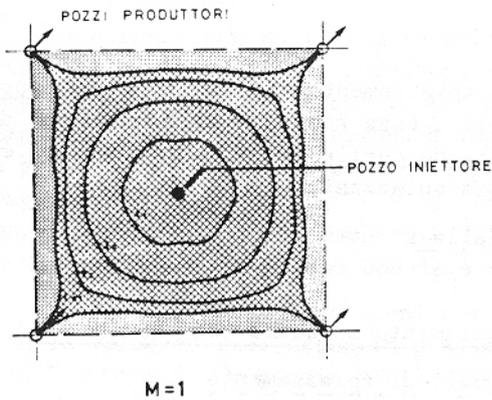


Fig. 6 - Avanzamento del fronte d'acqua, in funzione del tempo, in un five spot pattern. Visualizzazione dell'efficienza areale di spazzamento.

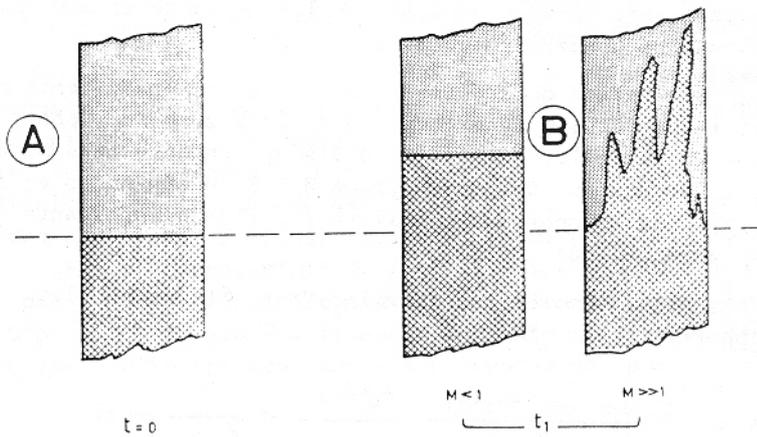


Fig. 7 - Digitazione (fingering) di acqua in olio dovuta ad instabilità del fronte.  
 A. Situazione iniziale di equilibrio  
 B. Situazione dopo avanzamento del fronte d'acqua.

$\mu_w$  = viscosità dell'acqua in giacimento, Pa·s

$\mu_o$  = viscosità dell'olio in giacimento, Pa·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'aumentare della viscosità dell'olio,

Dall'Eq. 5 appare evidente che un aumento della viscosità dell'acqua ( $\mu_w$ ) e/o una diminuzione della viscosità dell'olio ( $\mu_o$ ) 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  $\mu_w$ ) ed i metodi termici in genere che, attraverso un aumento della temperatura di giacimento, realizzano una diminuzione di  $\mu_o$ .

#### 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 viscosive e dal rapporto di mobilità  $M$  (Eq. 5). Per quanto si riferisce all'eterogeneità, è necessario distinguere una eterogeneità su scala decimetrica o metrica<sup>17</sup> 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<sup>18</sup> (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.

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".

POZZO INIETTORE

POZZO PRODUTTORE

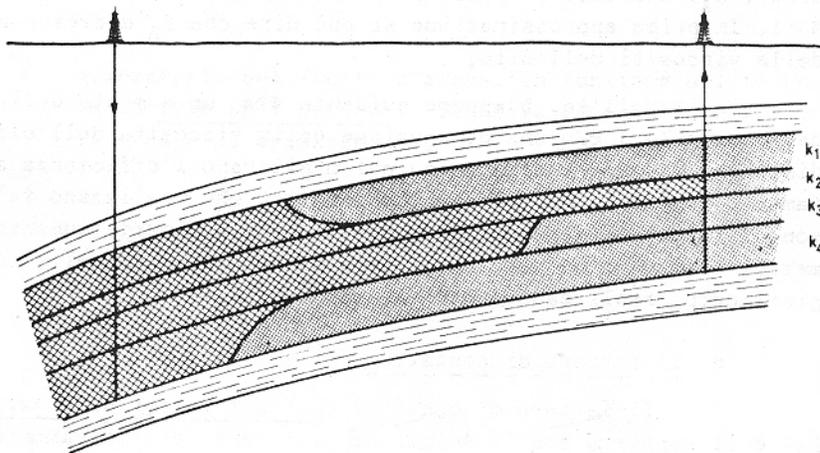


Fig. 8 - Avanzamento del fronte d'acqua in un giacimento a stratificazione di permeabilità.

#### 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:

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

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<sup>19,20</sup>. 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 portato a modificare la terminologia:

- 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<sup>21</sup> 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'assieme 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.

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"(\*). 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.

## 2.3. L'INIEZIONE D'ACQUA

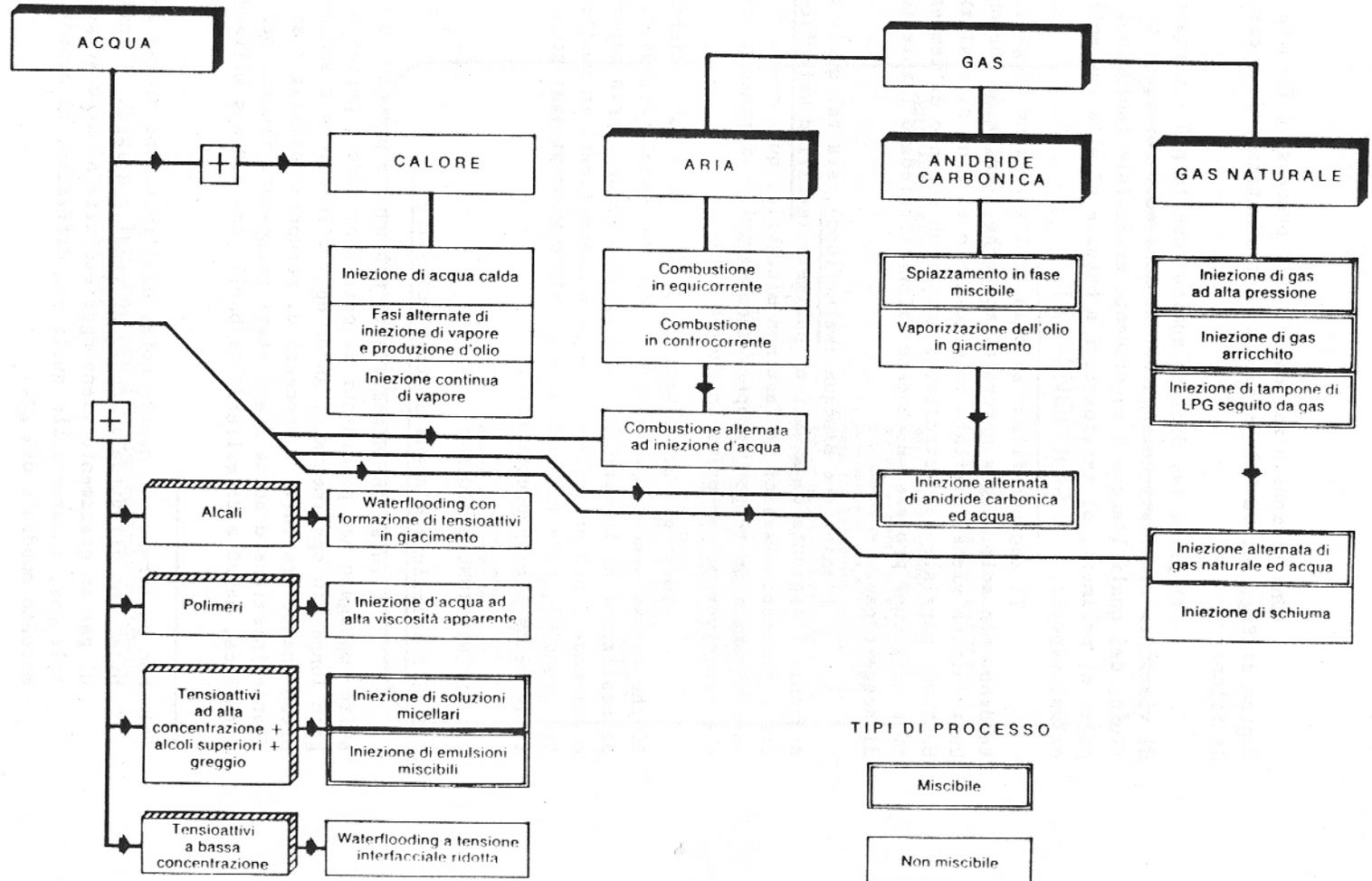
### 2.3.1. L'iniezione d'acqua di tipo "classico"

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<sup>3</sup> 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<sup>3</sup>) di pe-

---

(\*) 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.

FIG 10 - PROCESSI PER INCREMENTARE IL RECUPERO SECONDARIO E TERZIARIO DI OLIO DAI GIACIMENTI



## 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).

torio addizionale rispetto al recupero primario. Circa un quarto della produzione attuale di petrolio USA (e cioè 2,0 milioni di barili/giorno, pari a circa 120 milioni di m<sup>3</sup>/anno) proviene da giacimenti nei quali è in atto un waterflood<sup>22</sup>. 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 waterfloods dei giacimenti di Maydam Mahzam, 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 d'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<sup>23-26</sup>. Ricorderemo qua 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 con tornante 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.

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<sup>19,20</sup>.

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 irrimediabilmente 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 espe-

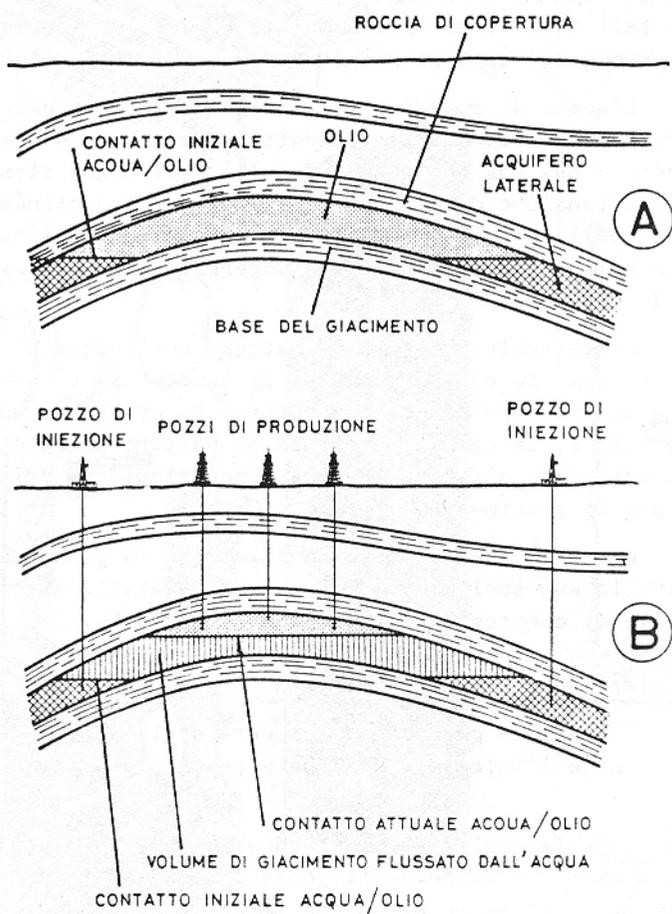


Fig. 12 - Rappresentazione schematica di giacimento coltivato con iniezione periferica d'acqua.  
 A. Situazione a giacimento vergine  
 B. Situazione in fase di coltivazione

rienze 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<sup>27,28</sup> per evitare la corrosione delle condotte e dei pozzi d'iniezione ad opera dell'ossigeno o dei gas comunque disciolti nell'acqua stessa ( $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$ ). 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 sviluppo 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 nell'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 ( $2$  a  $4 \mu\text{N/m}$ ), 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 dell'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,  $E_T$  (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<sup>29,30</sup>, mediante aggiunta all'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).

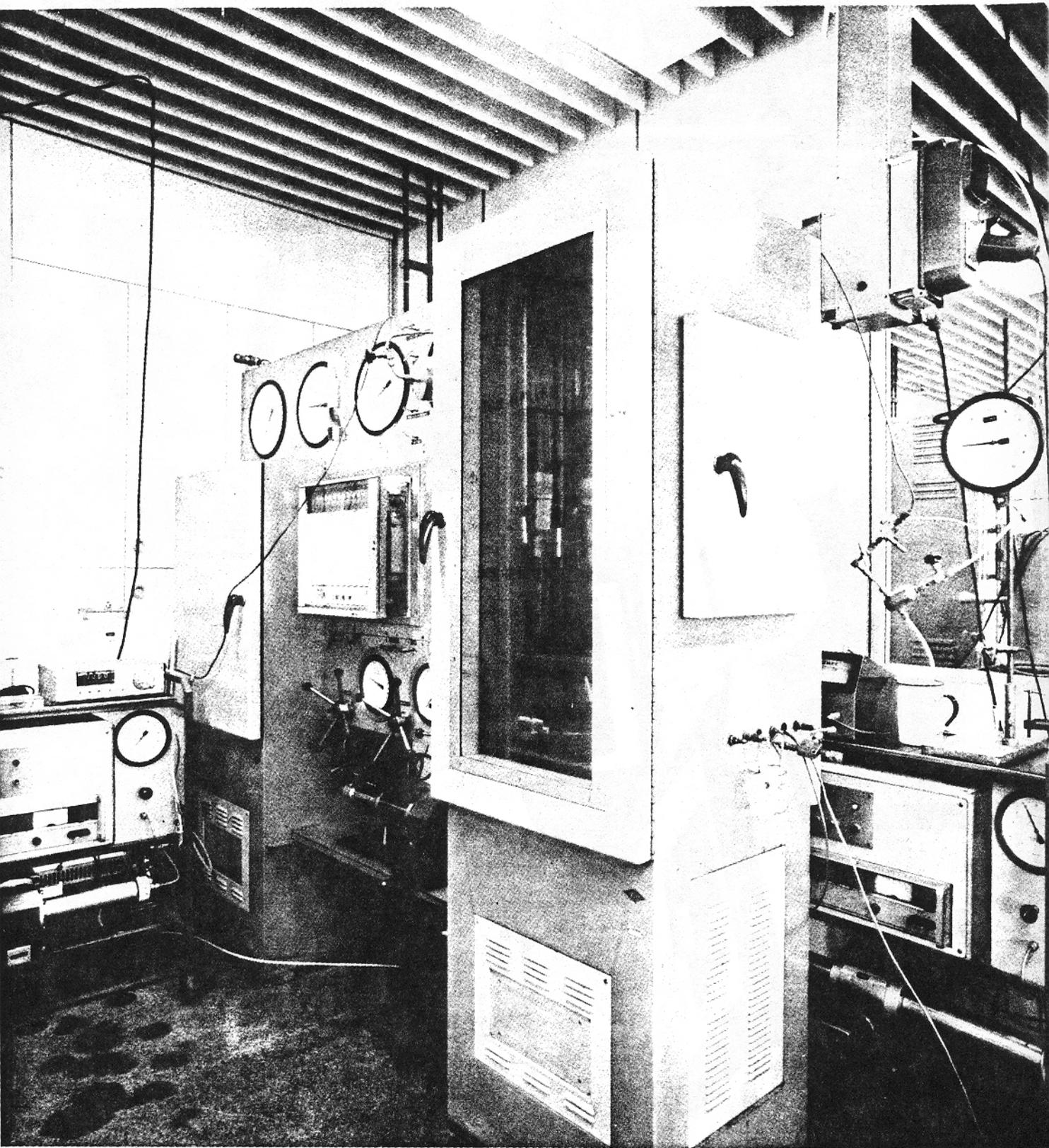


Fig. 13 - Apparecchiatura AGIP SpA per lo studio della compatibilità fra acqua d'iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio.

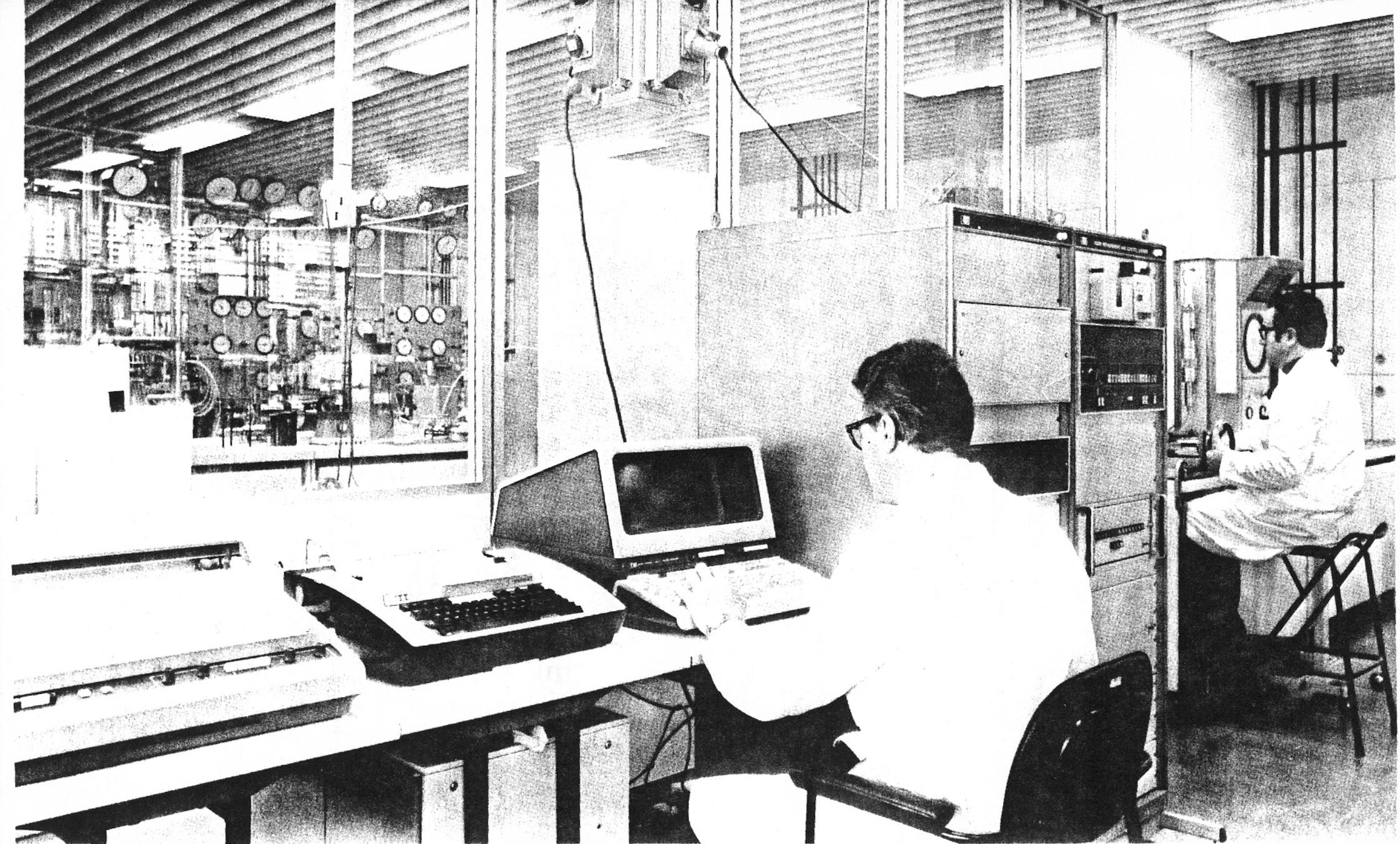


Fig. 14 - Calcolatore per il rilevamento dati, automazione e processing di risultati di esperienze su carote. Laboratori AGIP SpA.

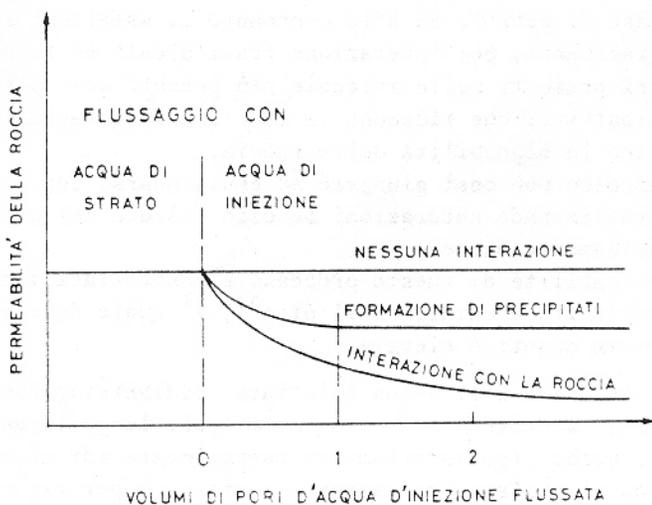


Fig. 15 - Risultati di prove di compatibilità fra acqua d'iniezione, acqua di strato e roccia-serbatoio.

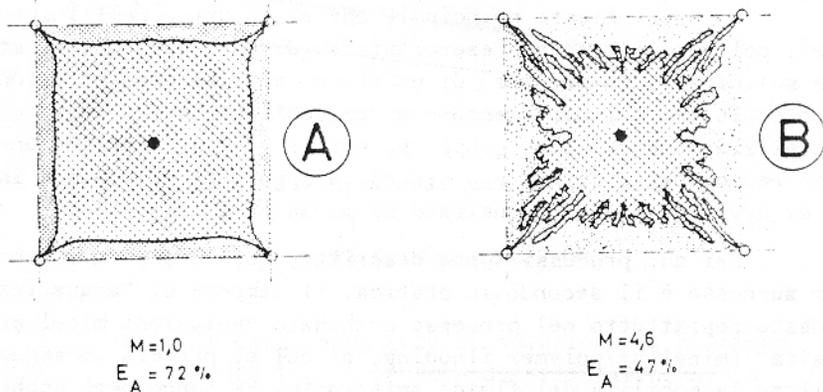


Fig. 16 - Five spot pattern. Influenza del rapporto di mobilità acqua-olio sull'efficienza areale di spazzamento,  $E_A$ .

Nel caso di petroli ad alto contenuto di asfaltini si vengono a formare in giacimento, per interazione 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 fondamentalemente dalla costituzione chimica dell'olio<sup>31</sup>, 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<sup>32</sup>. 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<sup>33</sup>. Si possono pertanto realizzare tamponi di acqua "inspessita" (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 nell'impiego di questi polimeri è l'azione esercitata su di essi da acque di strato ad alta salinità<sup>34</sup>. 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 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.

IN ACQUA DOLCE

IN ACQUA SALATA

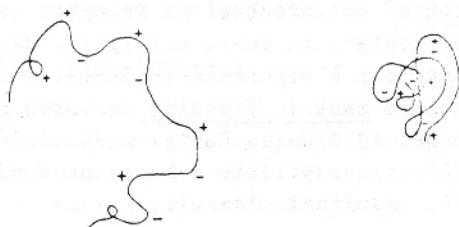


Fig. 17 - Configurazione delle molecole di poliacrilammide in acqua dolce ed in acqua salata.

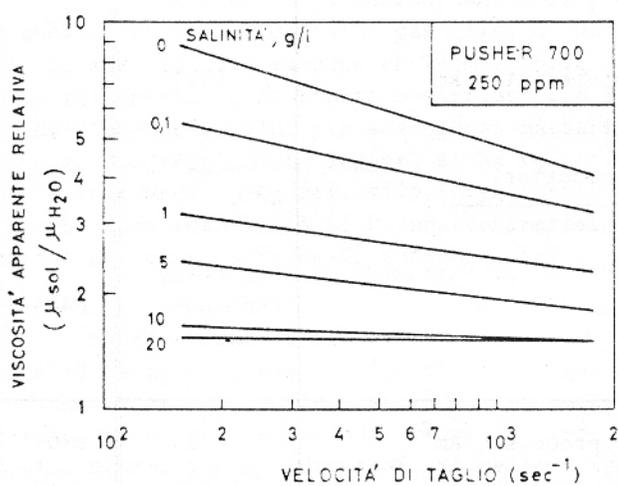


Fig. 18 - Viscosità apparente di soluzioni di polimero PUSHER 700 in acque a diversa salinità, in funzione della velocità di taglio (da Ref. 11).

La situazione<sup>35</sup> 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<sup>35</sup>, 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<br>CAUSTICHE           | POLIMERI |                   |
|--|----------------------------------|----------|-------------------|
|  | USA                              | USA      | RESTO<br>AMERICHE |
| - Processi in corso  | 3                                | 26       | 5*                |
| - Area totale interessata, km <sup>2</sup>                         | 0,71                             | 79       | 17,5              |
| - Pozzi impiegati:   | 37                               | 601      | 80                |
| di cui : produttori  | 27                               | 395      | 64                |
| : iniettori  | 10                               | 206      | 16                |
| - Totale incremento di produzione<br>di olio, m <sup>3</sup> /g    | non noto;<br>comunque<br>modesto | 640      | non noto          |
| - Area media per processo, km <sup>2</sup>                         | 0,24                             | 3,0      | 3,5               |
| - Area media per pozzo, km <sup>2</sup>                            | 0,019                            | 0,15     | 0,22              |
| - Distanza media fra i pozzi, m                                    | 140                              | 360      | 470               |
| - Incremento di produzione di olio<br>per pozzo, m <sup>3</sup> /g | -                                | 1,1      | -                 |

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