



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

## 2.4. PROCESSI MISCIBILI MEDIANTE INIEZIONE 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<sup>36-38</sup>. 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 pò da tutti i giacimenti.

L'entusiasmo iniziale è stato fortemente smorzato<sup>39</sup> 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<sup>40</sup>, 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 anzichè 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  $C_2-C_6$  dell'olio (high pressure gas drive); nel caso di greggi a minor volatilità si ha una condensazione nell'olio al fronte di contatto dei componenti  $C_2-C_6$  contenuti nel gas iniettato (condensing gas drive).

La situazione è illustrata nel diagramma ternario<sup>41</sup> di Fig.19, nel quale il sistema "greggio di giacimento + gas iniettato" è rappresentato mediante i tre pseudocomponenti  $C_1$ ,  $C_2-C_6$ ,  $C_{7+}$ . 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.

Perchè 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

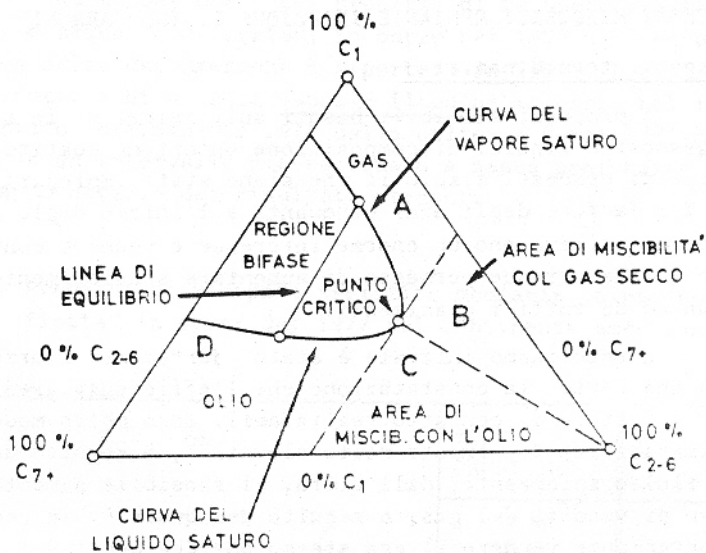


Fig. 19 - Diagramma ternario di fase del sistema "greggio di giacimento - gas iniettato", a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 41).

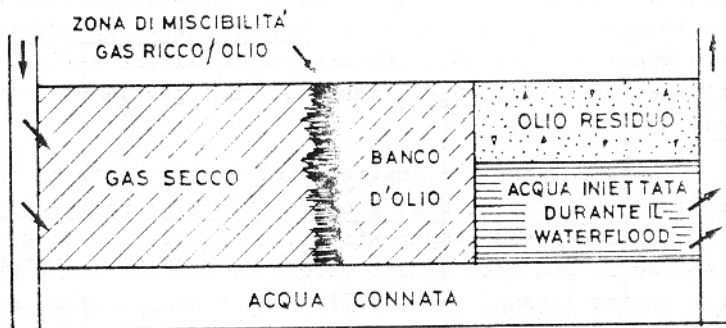


Fig. 22 - Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nei casi di high pressure e di condensing gas drive.

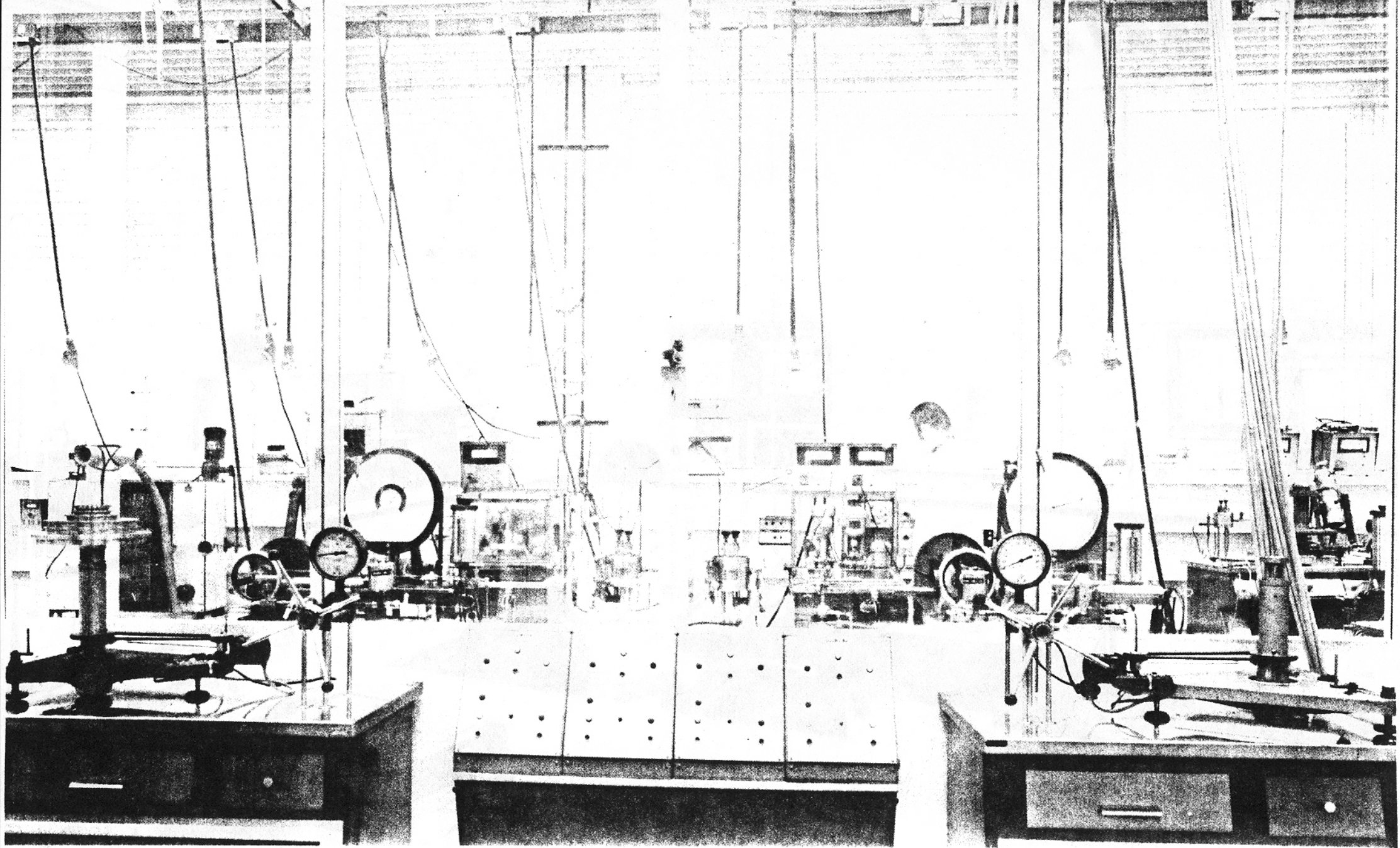


Fig. 20 - Laboratorio PVT dell'AGIP SpA - Vista parziale.

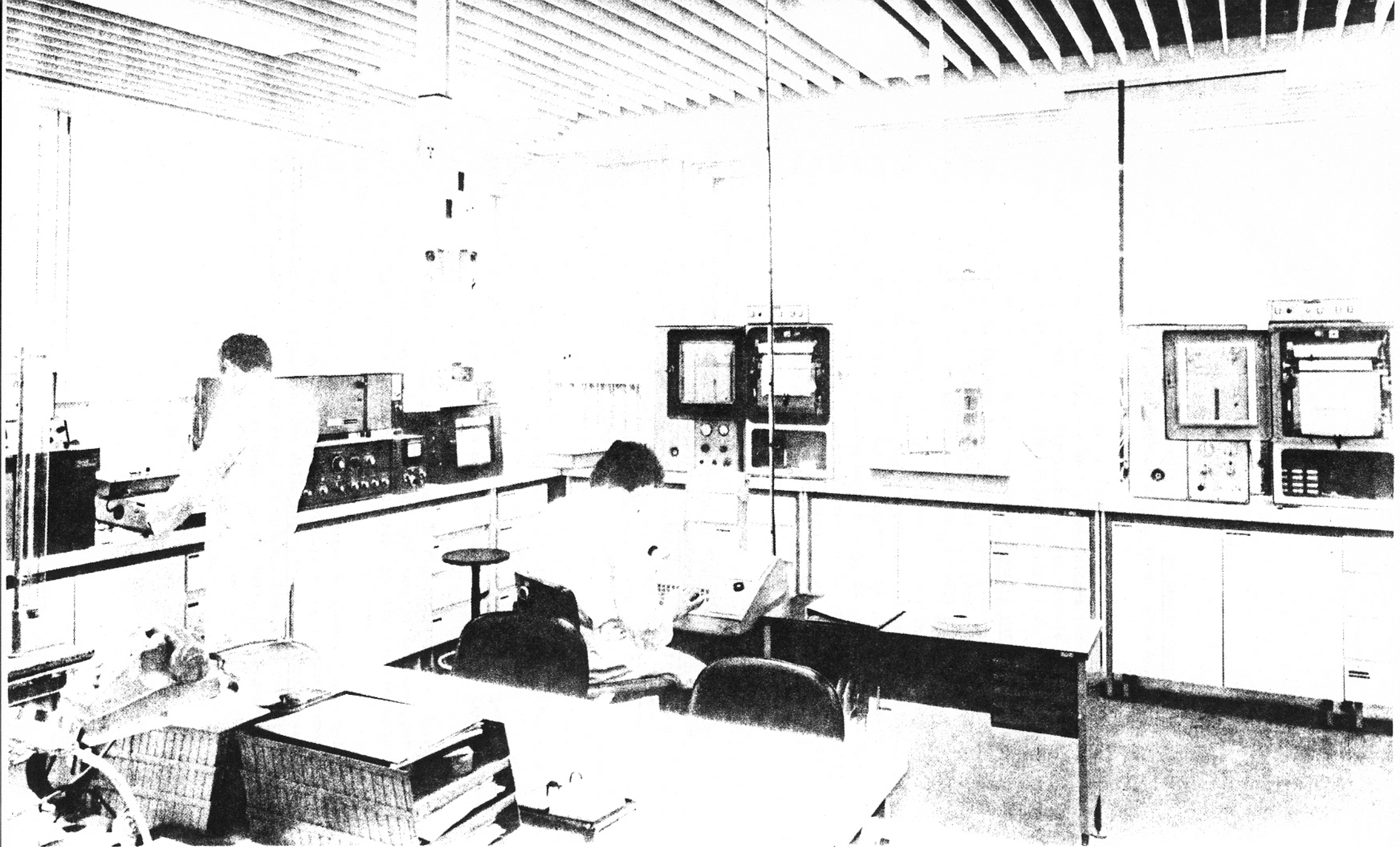


Fig. 21 - Laboratorio analisi gascromatografiche dell'AGIP SpA - Vista parziale.

(gas arricchito in frazioni intermedie  $C_2-C_6$ : 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.

#### 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.

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

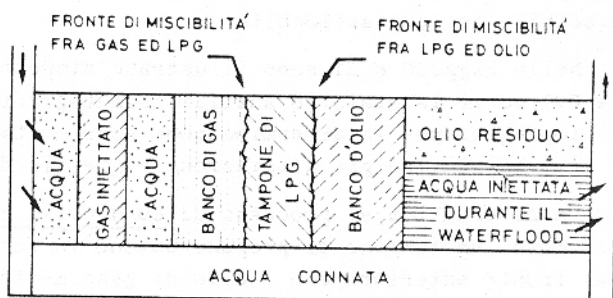


Fig. 23 - Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nel caso di LPG slug drive, seguito da tamponi alternati di gas secco ed acqua.

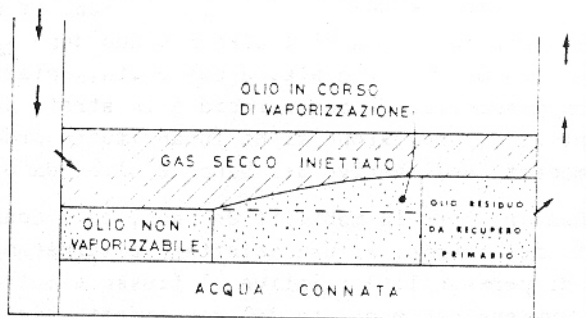


Fig. 24 - Rappresentazione schematica del processo di recupero per vaporizzazione dell'olio in gas secco ciclato nel giacimento.

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<sup>35</sup> 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 Folusz, Polonia.

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

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

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



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<sup>42-44</sup>. Tale processo, 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 in giacimento risale agli anni cinquanta<sup>45-48</sup>, ma ha trovato applicazione pratica su scala di campo solo negli anni settanta<sup>39,49</sup>.

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  $CO_2$  ricco 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<sup>50</sup>. Recenti ricerche<sup>51</sup> mostrano come, con oli particolarmente leggeri, contatti successivi fra  $CO_2$  e greggio in giacimento possano modificare la composizione del greggio stesso fino a renderlo 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<sup>52,53</sup>: 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.

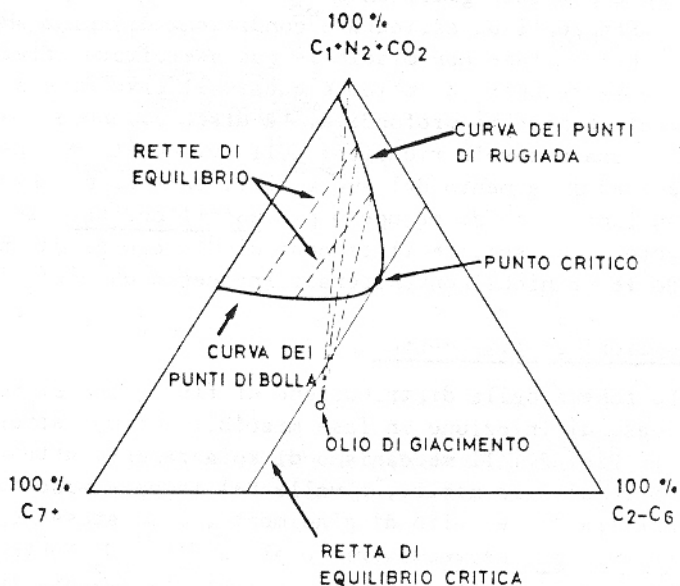


Fig. 25 - Diagramma ternario di un sistema "olio di giacimento + CO<sub>2</sub>", a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 51).

E' da far presente che, per ottenere la miscibilità con l'olio di giacimento, non è necessario un elevato grado di purezza della CO<sub>2</sub> iniettata. Purchè la pressione di strato sia sufficientemente elevata, la miscibilità può essere raggiunta anche con gas naturali costituiti da miscele CO<sub>2</sub> - N<sub>2</sub> ad alto tenore di N<sub>2</sub>, 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> con acqua iniettata in strato secondo le tecniche convenzionali (processo ORCO<sup>54</sup>).

#### 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> è dettato appunto dalla necessità di ridurre - attraverso fenomeni di permeabilità relativa - la mobilità della CO<sub>2</sub> in giacimento.

Lo spiazzamento con CO<sub>2</sub> 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:

- a. difficoltà di reperimento<sup>49,55</sup> delle enormi quantità di CO<sub>2</sub> necessarie per la realizzazione del processo. Attualmente vengono impiegati a tale scopo soprattutto accumuli naturali di CO<sub>2</sub>, ma si prevede la necessità di giungere a sfruttare i 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,

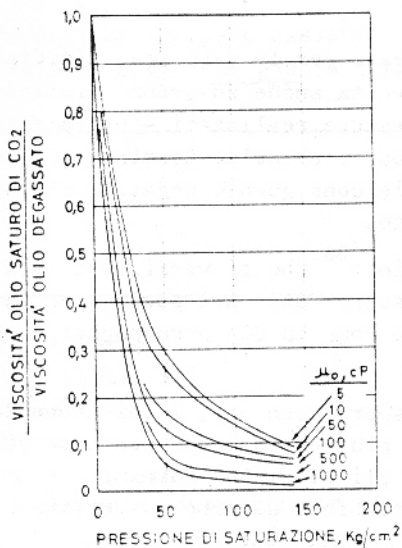


Fig. 26 - Influenza della CO<sub>2</sub> sulla viscosità dell'olio in giacimento (da Ref. 26).

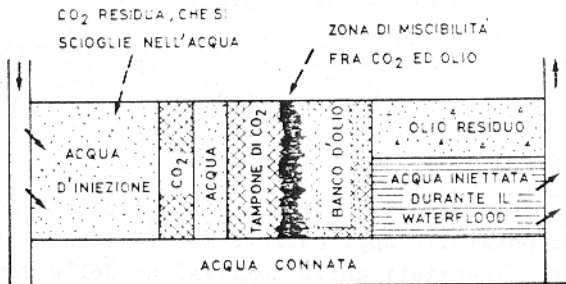


Fig. 27 - Schema della distribuzione dei fluidi in giacimento, nel caso di iniezione di CO<sub>2</sub> in fase miscibile, alternata a tamponi di acqua.

- b. gli elevati investimenti richiesti per la raccolta, disidratazione, compressione e trasporto - talvolta anche su grandi distanze - della CO<sub>2</sub>. 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,
- c. i rilevanti fenomeni di corrosione<sup>56</sup> che si verificano, sia nelle apparecchiature di superficie sia soprattutto nei pozzi, per la presenza di un gas fortemente aggressivo come la CO<sub>2</sub> accompagnato, in pozzo, da acqua più o meno salata.

Nonostante i vincoli sopra elencati, l'iniezione di CO<sub>2</sub> 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<sub>2</sub> nel giacimento di Cortemaggiore (contratto CEE 05.08/77).

La situazione<sup>35</sup> dei processi di recupero assistito mediante iniezione di CO<sub>2</sub> in fase miscibile o di flue gas, in corso nel 1977 o da poco terminati 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 contenente 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<sub>2</sub>, ciclata ad alta pressione in giacimento, dell'olio - soprattutto olio residuo dopo flooding naturale o artificiale con acqua<sup>52,57</sup>. Tale processo si presenta più promettente della vaporizzazione dell'olio in gas naturale ciclato: ciò sia per la maggior capacità della CO<sub>2</sub> di estrarre dall'olio gli idrocarburi medio-leggeri, sia per il minor costo della CO<sub>2</sub> 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<sup>58</sup>. 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<sub>2</sub> 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<sub>2</sub>, sia crestale che periferica, possa portare, a Gela, ad incrementi rilevanti sia nella percentuale di recupero dell'olio che nelle portate di produzione.

Tab. 3 - Processi di recupero assistito mediante iniezione di CO<sub>2</sub> in fase miscibile o di flue gas in corso nel 1977 nel continente americano

	U S A		RESTO AMERICHE
	CO <sub>2</sub>	<u>flue gas</u>	
- Processi in corso	13	6	2*
- Area interessata, km <sup>2</sup>	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 <sup>3</sup> /g	6400	8171	n.n.
- Area media per processo, km <sup>2</sup>	20,2	21,2	0,6
- Area media per pozzo, km <sup>2</sup>	0,21	0,21	0,03
- Distanza media fra i pozzi, m	460	460	160
- Incremento di produzione d'olio per pozzo, m <sup>3</sup> /g	5,1	13,4	n.n.

(\*) Entrambi a Trinidad: si tratta di due piloti per iniezione di CO<sub>2</sub>

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<sub>2</sub>, l'olio presente nel giacimento di Pirolo (mare Adriatico), caratterizzato da una permeabilità estremamente bassa.

## 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 "micro-emulsioni") 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<sup>59</sup>. 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<sup>60,61</sup>. 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 assicurata 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 idrocarbureica, 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<sup>62</sup>.

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<sup>63</sup>.

Perchè 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 IN ACQUA

ACQUA IN OLIO

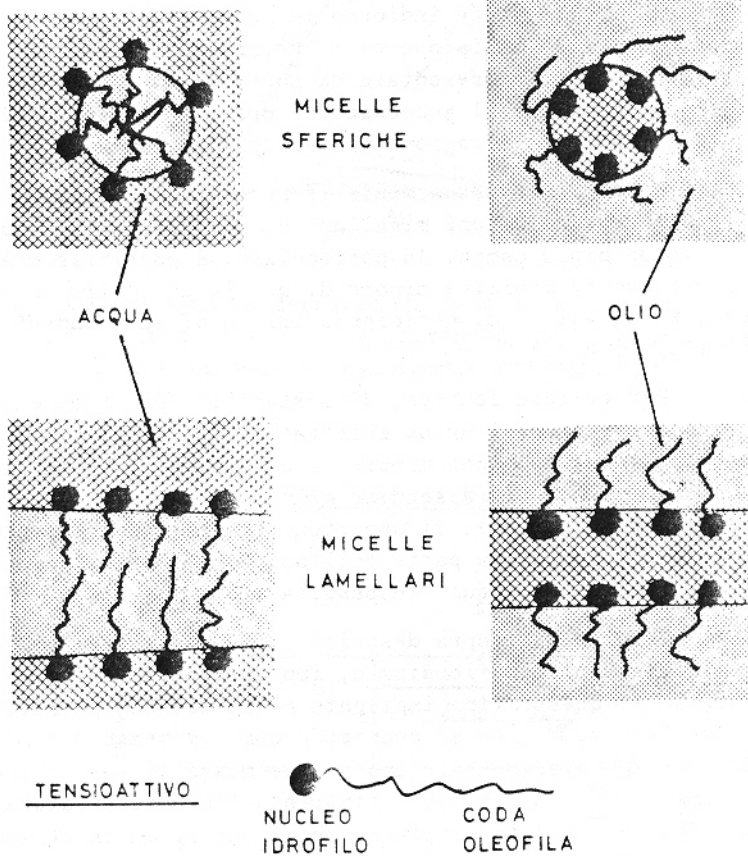


Fig. 28 - Tipi di soluzioni micellari: distribuzione delle fasi (da Ref. 62).



(olio-tensioattivo), (acqua), (cosurfactant o stabilizzante). Un esempio<sup>62</sup> 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. Poichè 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 "inspessita" (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 "inspessita".

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.<sup>60</sup>. Ben si comprende come la messa a punto del processo richieda, per ogni giacimento, una grande massa di lavoro sperimentale e su modelli numerici<sup>64</sup>. 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 "inspessita".

#### 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-polymer flooding sono illustrati in Fig. 31. La differenza fra i due schemi consiste nella diversa distribuzione delle saturazioni in olio esistenti in giacimento 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:

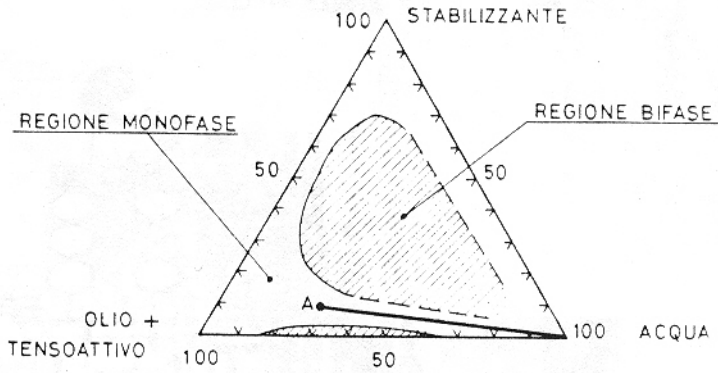
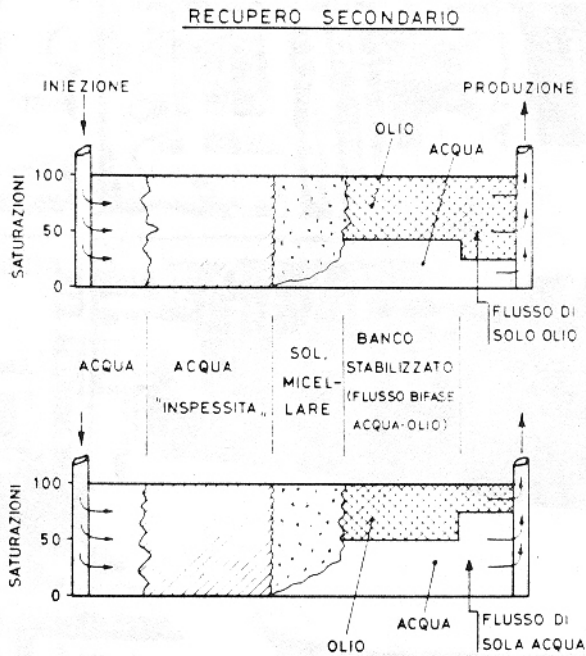


Fig. 29 - Diagramma ternario di fase di un sistema (olio + tensioattivo)/stabilizzante/acqua, a temperatura e pressione di giacimento (da Ref. 62).



RECUPERO TERZIARIO

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

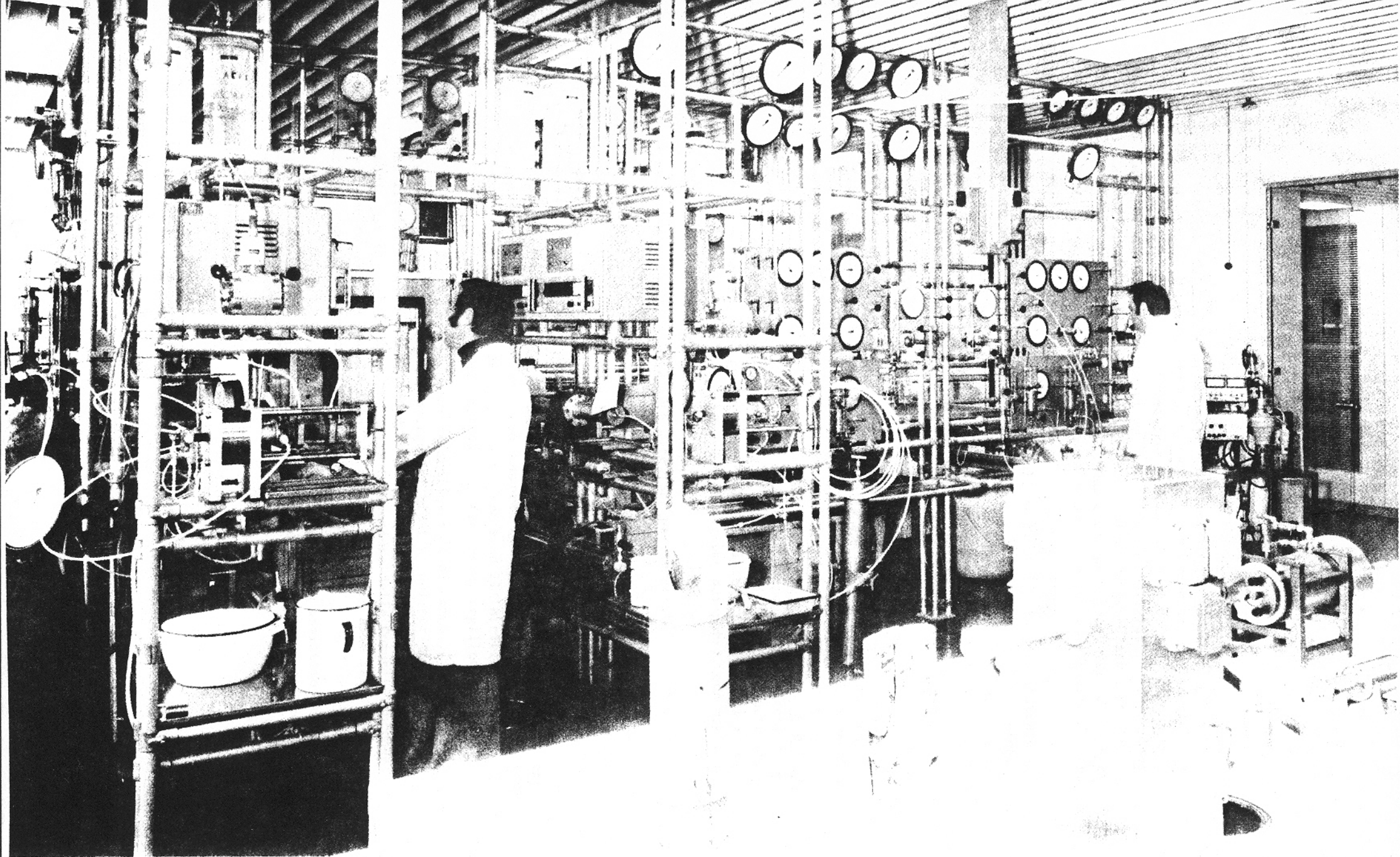


Fig. 30 - Apparecchiatura AGIP SpA impiegata per prove di flussaggio su carote, anche mediante soluzioni micellari ed acqua "inspessita".

- a. l'elevato costo e, addirittura, la difficoltà di reperire<sup>65</sup> gli enormi quantitativi di tensioattivi e cosurfactants 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.
- b. 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 richiedono 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.
- c. 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 cuscino 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<sub>2</sub>, 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.
- d. 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 d'acqua e della produttività d'olio nel caso di formazioni argillose.

Per quanto riguarda le applicazioni di campo, l'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<sup>35</sup> 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.

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

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

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 Chateaurenard, 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.

## 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 contat

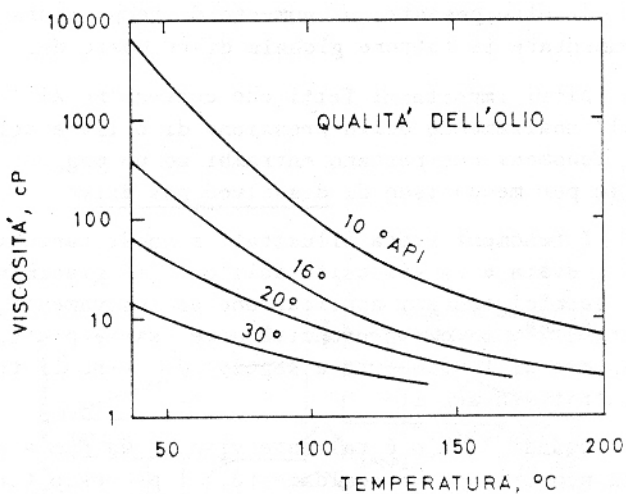


Fig. 32 - Influenza della temperatura sulla viscosità dell'olio in giacimento (da Ref. 25).

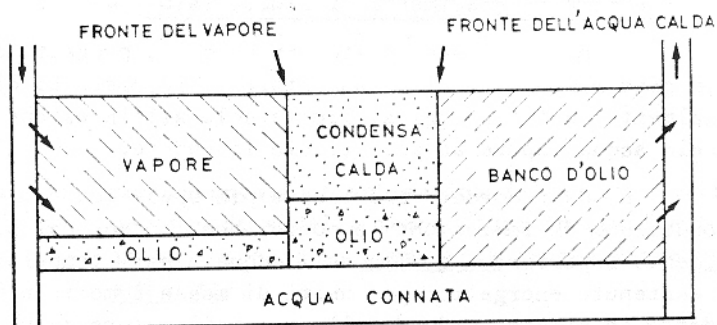


Fig. 34 - Schema della distribuzione di fluidi in giacimento, nel caso di iniezione continua di vapore (steam drive).

to e dell'efficienza di spiazzamento microscopico dell'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 trovano applicazione esclusivamente in giacimenti di olio pesante<sup>66-68</sup>, 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<sup>69</sup>, 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<sup>68</sup>, e cioè.

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

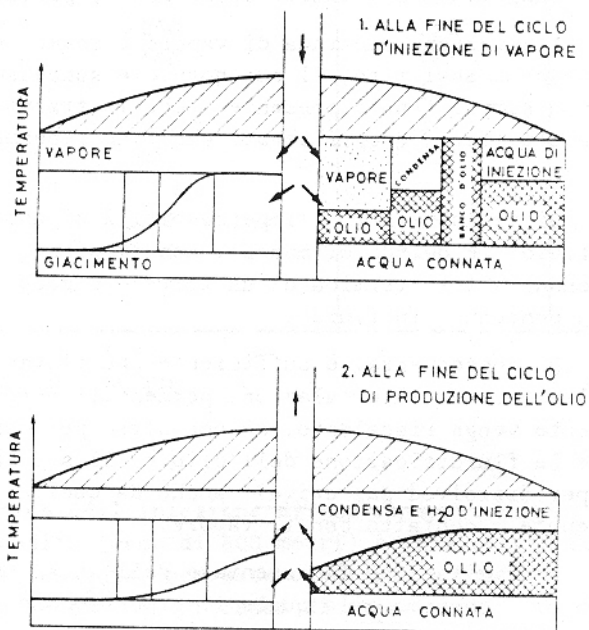


Fig. 33 - Rappresentazione schematica della distribuzione dei fluidi e della temperatura in giacimento in un processo di steam soak (anche detto "huff and puff").



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 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 recupero 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 sono 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 dell'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 possa ottenere vapore saturo o anche, solamente, vapore umido. Tali temperature richiedono tecnologie che - anche se facilmente raggiungibili nelle grossi 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'effluente 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.

Tab. 5 - Alcune caratteristiche termodinamiche dell'acqua, in funzione della pressione

Pressione (kg/cm <sup>2</sup> 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*	2267	347,15*	501,5	501,5

\* punto critico dell'acqua.

La pratica dell'iniezione di vapore in giacimenti di olio pesante a limitata profondità (meno di 800 metri) è iniziata in California<sup>70</sup> all'inizio degli anni sessanta, per estendersi poi soprattutto al Venezuela ed al Canada. La situazione<sup>35</sup> 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 processi, dei quali un processo di steam soak iniziato nel 1967 nel giacimento indonesiano di Duri, un processo di iniezione di vapore non meglio definita, iniziato nel 1968 nel giacimento sovietico di Yarega e quattro processi di steam drive così distribuiti:

Olanda : giacimento di Schoonebeck - in corso dal 1960  
 Germania Federale: giacimento di Georgsdorsf - iniziato nel 1975  
 Indonesia : giacimento di Duri - iniziato nel 1976  
 Francia : giacimento di Lacq Superiore - iniziato alla fine del 1977.

Tab. 6 - Processi di steam soak in corso nel 1977 nel continente americano

	USA	RESTO AMERICHE
- Processi in corso	56	42 <sup>(*)</sup>
- Area interessata, km <sup>2</sup>	102,9	138
- Pozzi impiegati	7930	1570
- Totale incremento di produzione d'olio, m <sup>3</sup> /g	15.700	23.000
- Area media per processo, km <sup>2</sup>	1,84	3,29
- Area media per pozzo, km <sup>2</sup>	0,013	0,088
- Distanza media fra i pozzi, m	115	295
- Incremento di produzione d'olio per pozzo, m <sup>3</sup> /g	2	14,7

(\*) dei quali: 33 in Venezuela, 7 in Canada, 1 in Messico ed 1 in Columbia.

### 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<sup>71,72</sup> (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.

Tab. 7 - Processi di recupero assistito mediante iniezione continua di vapore in corso nel 1977 nel continente americano

	USA	RESTO AMERICHE
- Processi in corso	45	9 <sup>(*)</sup>
- Area interessata, km <sup>2</sup>	70,6	5,8
- Pozzi impiegati:	5824	507
di cui : produttori	3846	433
: iniettori	1978	74
- Totale incremento di produzione d'olio, m <sup>3</sup> /g	20.400	2.800
- Area media per processo, km <sup>2</sup>	1,6	0,64
- Area media per pozzo, km <sup>2</sup>	0,012	0,011
- Distanza media fra i pozzi, m	110	105
- Incremento di produzione d'olio per pozzo, m <sup>3</sup> /g	3,5	5,5

(\*) dei quali: 4 in Canada, 3 a Trinidad e 2 in Venezuela

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.

Perchè la combustione si mantenga è necessario che, nonostante la formazione del banco d'olio in strato, si conservi la permeabilità ai fumi di combustione. E' 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 combustione. 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<sup>73</sup> (reverse combustion) il fuoco viene acceso, in giacimento, in corrispondenza del pozzo di produzione e l'aria

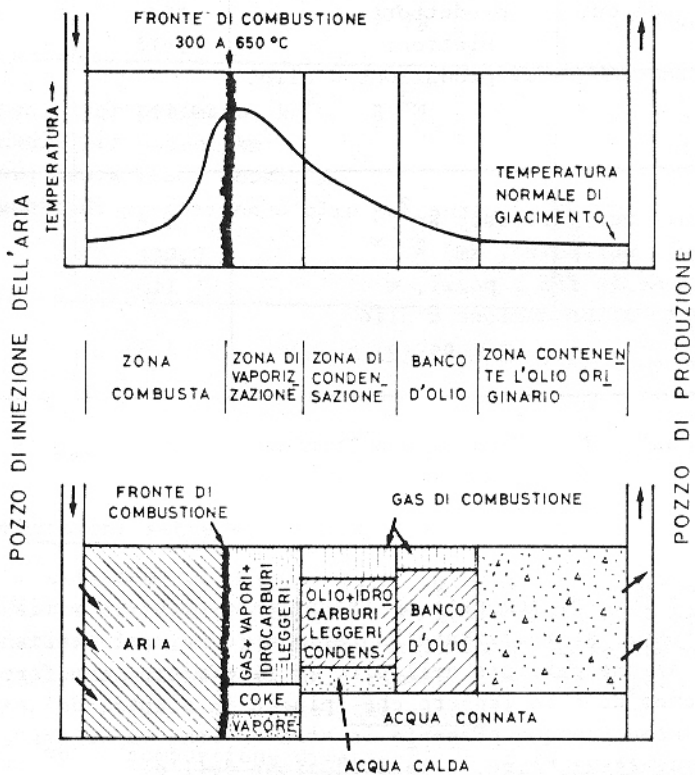


Fig. 35 - Schema della distribuzione dei fluidi e della temperatura in un giacimento coltivato per combustione diretta in situ (forward combustion).

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<sup>74</sup> digitazioni del fronte di combustione, il quale si assottiglia progressivamente fino ad estinguersi per mancanza di combustibile o per eccessiva dispersione 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<sup>75</sup>-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<sup>35</sup> 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.

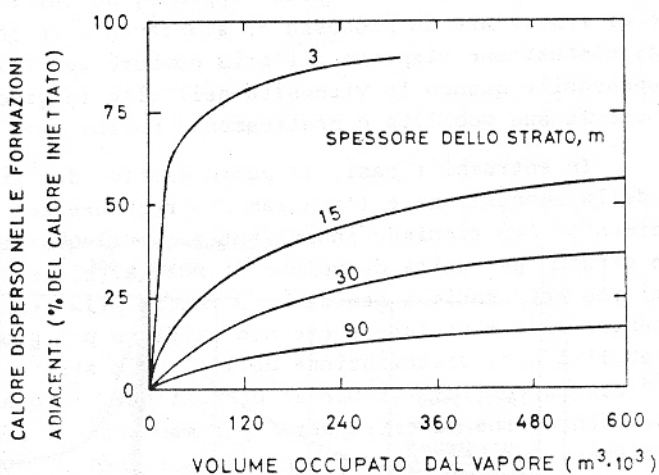


Fig. 36 - Dispersione del calore verso le formazioni adiacenti (da Ref. 66).

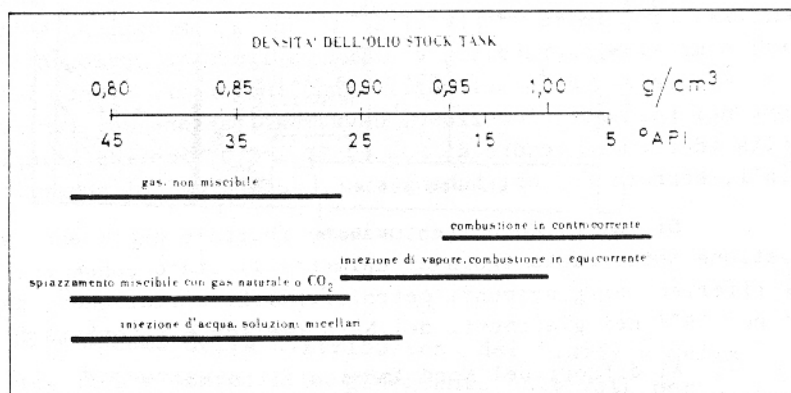


Fig. 37 - Campi di applicabilità dei processi di recupero "assistito", in funzione della densità (o API gravity) dell'olio (da Ref. 26).

Tab. 8 - Processi di recupero assistito mediante combustione sotterranea in corso nel 1977 nel Nord America

	USA	CANADA
- Processi in corso	19	10 <sup>(*)</sup>
- Area interessata, km <sup>2</sup>	9,5	33,6
- Pozzi impiegati:	1029	323
di cui : produttori	842	266
: iniettori	187	57
- Totale incremento di produzione d'olio, m <sup>3</sup> /g	1345	970
- Area media per processo, km <sup>2</sup>	0,5	3,4
- Area media per pozzo, km <sup>2</sup>	0,009	0,1
- Distanza media fra i pozzi, m	95	320
- Incremento di produzione d'olio per pozzo, m <sup>3</sup> /g	1,3	3,0

(\*) dei quali: 5 per combustione diretta, 3 COFCAW e 2 per combustione inversa (olio bituminoso di Cold Lake).

#### 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 dell'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<sup>76</sup> (riserve di bitume in posto pari a circa 140 miliardi di m<sup>3</sup>), sia nello Heavy Oil Belt dell'Orinoco, Venezuela<sup>77</sup> (riserve di olio pesante in posto circa 110 miliardi di m<sup>3</sup>), sia sugli scisti bituminosi del Colorado<sup>78</sup>.

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 SVILUPPI 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<sup>35</sup>, 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 all'85% 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 più del 10% 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 CO<sub>2</sub>, soluzioni micellari, polimeri, soluzioni caustiche) forniscono, da 103 giacimenti, poco più del 5% 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<sup>35</sup> è come appare in Tab.10. Non disponendo di dati omogenei circa la produzione di petrolio per iniezione d'acqua al di fuori 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.

Tab. 9. Ricuperi assistiti - Situazione USA 1977 (da Ref. 35)

PROCESSO	Produzione di petrolio realizzata			% sul totale olio da recupero assistito	
	barili/giorno	m <sup>3</sup> /anno · 10 <sup>6</sup>	% della produzione USA*	compresa iniezione d'acqua	esclusa iniezione d'acqua
- Iniezione d'acqua	2.030.000	118,14	25,00	84,5	-
- Iniezione di gas in fase miscibile (idrocarburi, CO <sub>2</sub> , ecc.)	110.000	6,40	1,35	4,6	29,5
- Iniezione di vapore ( <u>steam soak</u> + <u>steam drive</u> )	250.000	14,55	3,08	10,4	67,0
- Combustione in situ	10.000	0,58	0,12	0,4	2,7
- Soluzioni micellari, polimeri, sol.caustiche	3.000	0,17	0,04	0,1	0,8
T O T A L I	2.403.000	139,84	29,59	100,0	100,0

\* Basato su una produzione giornaliera<sup>79</sup> di 8.119.360 B/D, pari a 472,5 · 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/anno, relativa al 1976.

Al difuori delle Americhe si dispone di statistiche recenti<sup>35</sup> 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.

Tab.10. Recupero assistito - Situazione Americhe 1977 (da Ref. 35).

PROCESSO	Produzione di petrolio realizzata			% sulla totale produzione di olio*	
	barili/giorno	m <sup>3</sup> /anno · 10 <sup>6</sup>	%	AMERICHE	MONDO
- Iniezione di gas in fase miscibile (idrocarburi, CO <sub>2</sub> 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
T O T A L I	547.500	31,86	100,0	3,94	0,95

\* Basato<sup>79</sup> su: produzione 1976 olio Americhe: 13.906.685 B/D  
 = 809,3 · 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/anno

produzione 1976 olio mondiale: 57.701.850 B/D  
 = 3.357,9 · 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup>/anno

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 spiazzamenti miscibili mediante iniezione di gas naturale in atto ad Hassi Messaoud, Algeria e ad Intisar D, Libia, nonché 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 di fuori del continente stesso.

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 <sub>2</sub>	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

### 3.1.2. Esperienza acquisita

Il grande numero di processi di recupero assistito condotti nell'ultimo quarto di secolo in giacimenti in condizioni geologiche, petrolifisiche e termodinamiche molto diverse ha permesso di ottenere informazioni di fondamentale importanza per il futuro di tali processi.

Innanzitutto, per quanto riguarda l'iniezione d'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<sup>80</sup>, sorta proprio a tale scopo.

Dei processi di recupero assistito "non convenzionali\*", 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 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<sup>3,22,81-85</sup> 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<sub>2</sub>)<sup>49</sup> e del suo costo elevato.

---

\* Col termine "non convenzionali" intendiamo tutti i processi di recupero assistito ad eccezione dell'iniezione d'acqua e di gas in fase non miscibile.

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<sup>85</sup> 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 dell'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 dell'applicazione del processo. Prima di iniziare a progettare un processo di recupero di questo genere è quindi necessaria una valutazione diretta<sup>87</sup> (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<sup>88</sup>, 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<sup>81</sup> sono riportate in Fig. 39.

Tab. 12 - Criteri indicativi per l'impiego di processi "non convenzionali" di recupero assistito (da Ref. 97)

PARAMETRO	Acqua "modificata"	CO <sub>2</sub> 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 <sup>2</sup>	< 2.600 <sup>2</sup> < 93 <sup>2</sup> NC	> 900 NC > 100	< 2.600 <sup>2</sup> < 93 <sup>2</sup> NC	< 1.500 NC NC	> 150 NC NC
- Litologia - Giacimenti fratturati - Spessore del pay, m - Permeabilità, md - Contenuto in olio residuo, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> di roccia - Saturazione <sup>1</sup> 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



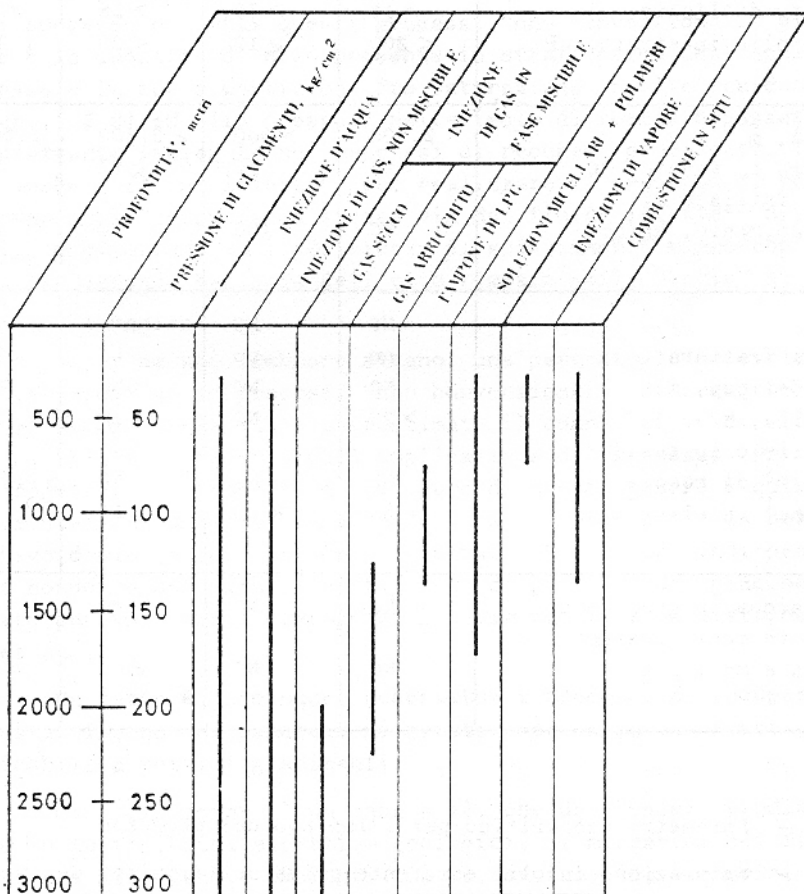


Fig. 38 - Campi di applicabilità dei diversi processi di recupero "assistito", in funzione della profondità del giacimento (da Ref. 26).

## RECUPERI SECONDARI E TERZIARI

---

	INCREMENTO DI RECUPERO CHE CI SI PUO' ATTENDERE (% dell'olio iniziale in giacimento)	
	DA	A
<b>RECUPERI SECONDARI</b>		
- Iniezione d'acqua	10-20	30-50
- Iniezione di vapore (oli pesanti)	10	60
<b>RECUPERI TERZIARI</b>		
- Gas ed acqua alternati	30	40
- Acqua « inspessita » (polimeri)	30	40
- Spiazzamento miscibile con idrocarburi	45	75
- Spiazzamento miscibile con anidride carbonica	45	70
- Soluzioni miceliari	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).

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<sub>2</sub> 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.

### 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 convenzionali" 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 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<sup>89</sup> 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<sup>90</sup>.

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 andamento 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.<sup>91-95</sup>

Dall'esame delle Tabb. 13 e 14 emergono le seguenti considerazioni, valide in sé per gli USA ma orientative 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 consumo USA di petrolio, ricavate da diverse fonti,<sup>94,95</sup> 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,

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<sup>89</sup>).

PREZZO DI VENDITA DEL PETROLIO (dollari 1976 per barile)	RECUPERO ADDIZIONALE OTTENIBILE (m <sup>3</sup> · 10 <sup>6</sup> )			TOTALE RECUPERO ADDIZIONALE	
	Chemical flooding	CO <sub>2</sub> in fase miscibile	Processi termici	m <sup>3</sup> · 10 <sup>6</sup>	% dell'olio iniziale in giacimento*
TASSO DI REDDITIVITA' DEGLI INVESTIMENTI : 10%					
10	167	490	480	1.137	1,62
15	456	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 · 10<sup>6</sup> m<sup>3</sup> di petrolio in giacimento.

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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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

Tab. 14. - Produzione annuale addizionale di petrolio ottenibile dai giacimenti USA, in funzione del prezzo di vendita del petrolio (dollari 1976/barile). Caso base<sup>89</sup>.

ANNO	PRODUZIONE ANNUALE ADDIZIONALE OTTENIBILE CON TASSO DI REDDITIVITA' 10% ( $m^3/anno \cdot 10^6$ )			
	Chemical flooding	CO <sub>2</sub> 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

Tab. 15 - Previsioni di produzione e consumi USA di petrolio (da Ref. 94,95).

ANNO	Produzione USA di petrolio ( $\cdot 10^6$ m <sup>3</sup> /anno)		Consumi USA di petrolio ( $\cdot 10^6$ m <sup>3</sup> /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

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 <sup>94-96</sup> 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 d'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<sup>97</sup>, noto come "EOR program" (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° ottobre 1977, nello U.S. Department of Energy (DOE).

Nell'ambito di tale programma sono state finanziate finora<sup>98</sup> 21 prove di campo di processi di recupero assistito, delle quali 5 d'iniezione d'acqua "modificata", 4 di iniezione di CO<sub>2</sub> 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<sup>99</sup> ed illustrati in appositi congressi<sup>100</sup>.

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, 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<sup>101</sup>, 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\*, 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\*\*, e precisamente:

- Contratto 11/75 : Ricerche sullo sfruttamento di giacimenti di petrolio pesante in Adriatico.
- 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.

---

\* 1 UCE = 1 unità di conto europea = Lit. 1092,88 (al 5 ottobre 1978, come da Gazzetta Ufficiale CEE).

\*\* 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 Piropo, Italia", per un costo complessivo di 6,4 milioni di UCE. Il finanziamento concesso dalla CEE è di 2,6 milioni di UCE.



## OLIO RECUPERABILE

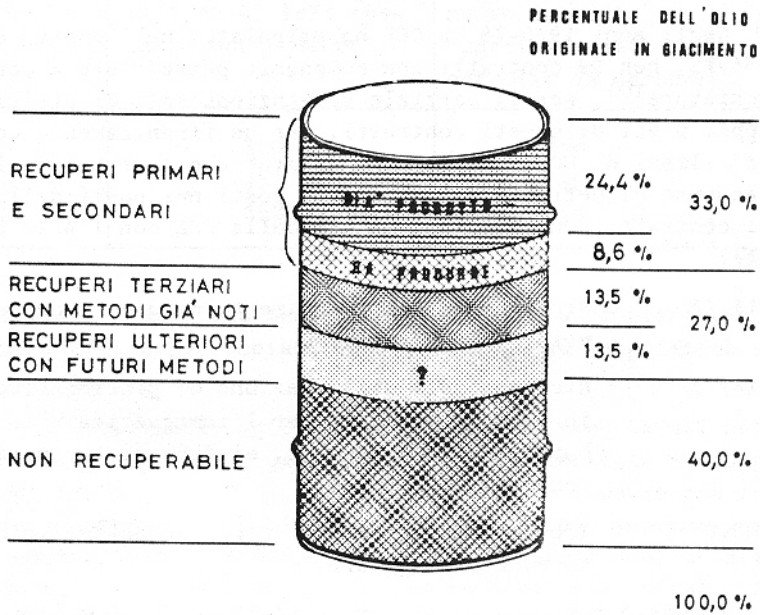


Fig. 40 - Petrolio già prodotto e petrolio che resta da estrarre, in media, per ogni barile di petrolio scoperto nei campi USA (da Ref. 83).

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<sup>83</sup>, 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.

S. Donato Milanese, ottobre 1978

## 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 Systems, 8<sup>a</sup> 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; discussione 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. Ehrlich, 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", AICHE 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 CO<sub>2</sub> 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, Giuffr  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) 143 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 CO<sub>2</sub> Solvent Flooding Processes", AICHe 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 CO<sub>2</sub> 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 CO<sub>2</sub> 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.: "CO<sub>2</sub>: 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, CO<sub>2</sub> 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 Zalježjei" (Valutazione, mediante esperienze di laboratorio, di processi per l'incremento di ricupero di olio dai giacimenti), Sovjetsko-Italjianskij Simpozium Sovvrjemiennye Probljemy Enjergjetiki", Mosca, 21-24 novembre 1977.
63. Shah, 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<sup>a</sup> SPE-AIME Annual Fall Technical Conference, Houston, Texas, 1-3 ottobre 1978.
65. Crump, J.R.: "Demand For Oil-Recovery Chemicals 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.J., Reed, 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. Sharp, J.M.: "The Potential of Enhanced Oil Recovery Processes", Paper SPE 5557 presentato al 50° 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. Cordiner, 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, Quarterly 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.

\*\*\*