

GIAC
103

GIAC
103
1957

ELEMENTI DI FENOMENICA DEI GIACIMENTI



Agip S.p.A.

Centro
Addestramento
Cortemaggiore

S. Invernizzi
No. D'Archivio :

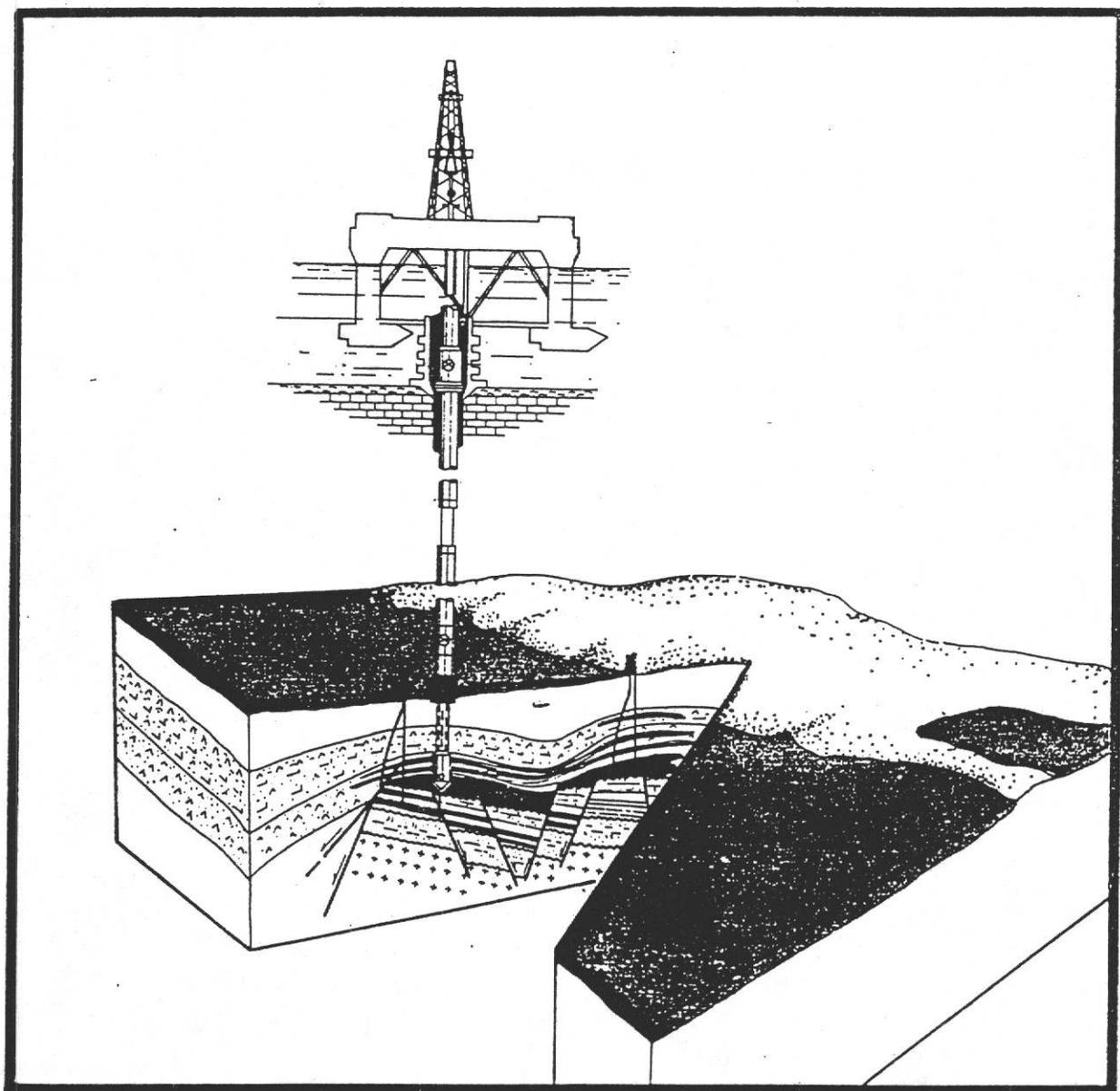
21/27

PRODUZIONE

ELEMENTI

DI

FENOMENICA DEI GIACIMENTI



I N D I C E

1 - INTRODUZIONE ALLA MATERIA.....pag.	1
2 - DATI NECESSARI PER LA VALUTAZIONE E LO STUDIO DEI GIACIMENTI.....pag.	4
3 - CARATTERISTICHE DELLA ROCCIA SERBATOIO.....pag.	8
4 - CARATTERISTICHE DEI FLUIDI DI GIACIMENTO...pag.	15
5 - CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI. MECCANISMI DI PRODUZIONE. RECUPERI MIGLIORATI.....pag.	27
6 - COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO.....pag.	42
7 - PROVE DI STRATO. PROVE DI PRODUZIONE.....pag.	50
8 - APPLICAZIONE DEI DATI OTTENUTI.....pag.	66
9 - CONTROLLO DEL COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO.pag.	66
10 - STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE.....pag.	69

1. INTRODUZIONE ALLA MATERIA

Questa introduzione ha lo scopo di suscitare, negli allievi del corso, il massimo interesse per una attività che è di enorme importanza per soddisfare il fabbisogno energetico del nostro paese.

La coltivazione di un giacimento di idrocarburi, infatti, è un lavoro che richiede grande impegno e responsabilità. Infatti un giacimento è un serbatoio molto complesso, dove roccia e fluidi in essa contenuti possono presentare aspetti e caratteristiche molto diverse.

E' evidente perciò che il personale, al quale è demandato di gestire la produzione di un campo a gas od a olio, deve avere una preparazione completa per raggiungere gli obiettivi che l'Azienda si propone con la ricerca e lo sfruttamento dei giacimenti di idrocarburi.

Per acquisire una buona preparazione è necessario conoscere tutti i fenomeni che avvengono in un giacimento durante la sua vita.

Quindi per raggiungere tale fine, bisogna conoscere in primo luogo le caratteristiche della roccia serbatoio e dei fluidi in essa contenuti, nonché avere un quadro, a grandi linee, dei tipi di giacimento e dei meccanismi di spinta.

Una conoscenza più approfondita sarà invece necessaria per quanto riguarda i fenomeni che hanno luogo in giacimento, sia in condizioni statiche che in condizioni dinamiche.

Tale conoscenza permetterà una conduzione del regime produttivo in linea con il principio del maggior

recupero con il minimo dei costi.

Ma per proporre un regime di produzione sarà necessario disporre di dati utili, sia alla valutazione della convenienza economica dello sviluppo del giacimento, sia all'esecuzione di calcoli per lo studio del giacimento che ha appunto lo scopo di stabilire il miglior criterio per lo sfruttamento ottimale del campo.

I dati di cui sopra possono essere ottenuti mediante l'esecuzione di operazioni particolari, che vengono effettuate sia durante la perforazione dei pozzi, sia al momento del completamento dei pozzi stessi.

Va ricordato inoltre che, durante la vita produttiva dei pozzi, si possono verificare fenomeni di varia natura che possono modificare l'equilibrio produttivo del campo.

Se accadono casi del genere, esistono delle metodologie di controllo e di intervento che servono a tener sotto sorveglianza la situazione per poi ricondurla ad un regime di normale produzione.

Tutto quanto si è detto finora è il soggetto della dispensa "Elementi di Fenomenica dei Giacimenti".

2. DATI NECESSARI PER LA VALUTAZIONE E
LO STUDIO DEI GIACIMENTI

Per lo sviluppo di un giacimento sono necessari i seguenti dati:

A) Valutazione della formazione

- porosità totale
- porosità effettiva
- permeabilità assoluta, K_a -(md)
- permeabilità effettiva, K_e -(md)
- permeabilità relativa, K_r -(%)
- saturazione in fluidi

B) Valutazione dei fluidi di strato

gas secco:

- composizione (% mol.)
- densità (ρ_g) (ARIA = 1)
- fattore di comprimibilità (z)
- fattore di volume (Bg)
- viscosità μ_g

gas a condensato:

- punto di rugiada (Dew-point)
- composizione dei fluidi prodotti (gas e liquido) (% mol.)
- densità del liquido (ρ_o) e del gas (ρ_g)
- fattore di comprimibilità (Z) del gas
- fattore di volume (B_g) del gas
- liquido condensato in strato (%)
- liquido recuperabile in superficie (m^3)

olio

- punto di bolla (Bubble-point)
- composizione dei fluidi prodotti (gas e olio)
- fattore di volume dell'olio (B_o)
- gas disciolto (R_s)
- densità dell'olio di giacimento (ρ_o) e stock tank (°API)
- viscosità dell'olio di giacimento (μ_o) e stock tank

H₂O

- densità
- salinità

C) Comportamento del giacimento

In condizioni dinamiche:

- temperatura di testa pozzo (FTHT)
- pressione di testa pozzo (FTHP)
- temperatura di fondo pozzo (FBHT)
- pressione di fondo pozzo (FBHP)
- perdite di carico $\left\{ \begin{array}{l} \Delta p \text{ di formazione} \\ \Delta P \text{ per SKIN EFFECT} \end{array} \right.$
- profilo di temperatura (gradiente)
- profilo di pressione (gradiente)
- portata dei fluidi prodotti (gas, olio, acqua)

In condizioni statiche:

- temperatura di testa pozzo (STHT)

- pressione di testa pozzo (STHP)
- temperatura di fondo pozzo (temper. giacimento) (SBHT)
- pressione di fondo pozzo (pressione di giacimento) (SBHP)
- profilo di temperatura (gradiente)
- profilo di pressione (gradiente)

D) Importanza di una accurata conduzione delle prove di produzione e del prelievo dei campione

Riferendosi ai dati di cui ai punti A) e B) di questa dispensa, si ritiene utile mettere in evidenza l'importanza delle carote e dei campioni di fluidi di strato nel reperimento di dati diretti.

Altre fonti possono fornire dati (indiretti) sia durante la perforazione dei pozzi, che dopo il completamento dei pozzi stessi.

Poichè si ritiene che i dati diretti siano più affidabili di quelli indiretti, conseguentemente i dati ottenuti dall'esame di carote e di fluidi di giacimento saranno considerati più attendibili per l'impiego nei calcoli relativi allo studio del giacimento.

3. CARATTERISTICHE DELLA ROCCIA SERBATOIO

3.1 POROSITA'

La porosità (ϕ) è quella caratteristica delle rocce che definisce la quantità degli spazi vuoti (pori, fessure, vacuoli, etc.) esistenti fra gli elementi solidi che le costituiscono.

Esso non dipende tanto dalla dimensione dei costituenti, quanto dalla classazione (variazione di dimensione), dalla forma e dalla disposizione degli stessi. Ad esempio, nel caso di una sabbia, se fosse costituita esclusivamente da grani tutti uguali e rotondi, disposti gli uni sugli altri in ordine cubico, la porosità sarebbe del 48%; qualora gli stessi grani fossero disposti in ordine romboedrico, la porosità scenderebbe fino al 26% (Figura 1).

Gli spazi vuoti fra gli elementi di una roccia possono essere comunicanti o meno; per questo motivo si distinguono una:

- Porosità totale: che è il rapporto fra il volume totale dei pori (V_p) ed il volume della roccia (V_t):

$$\phi_T \% = \frac{V_p}{V_t} \times 100$$

- Porosità effettiva: che è il rapporto fra il volume dei soli pori comunicanti ed il volume della roccia; la percentuale dei pori non comunicanti varia statisticamente dal 5% al 10% del volume totale dei pori (Figura 2).

$$\phi_E \% = \frac{V_e}{V_t} \times 100$$

La porosità di una roccia può essere classificata in base all'origine dei pori:

Porosità primaria: qualora i pori si siano originati contemporaneamente alla formazione della roccia.
(ciottoli-sabbie ecc.)

Porosità secondaria: qualora i pori si siano originati successivamente alla formazione della roccia. (calcari-dolomie-marne fratturate)

A titolo indicativo possiamo suddividere la porosità nei seguenti gruppi:

0 % - 5 %	T R A S C U R A B I L E
5 % - 10 %	S C A R S A
10 % - 15 %	D I S C R E T A
15 % - 20 %	B U O N A
> 20 %	M O L T O B U O N A

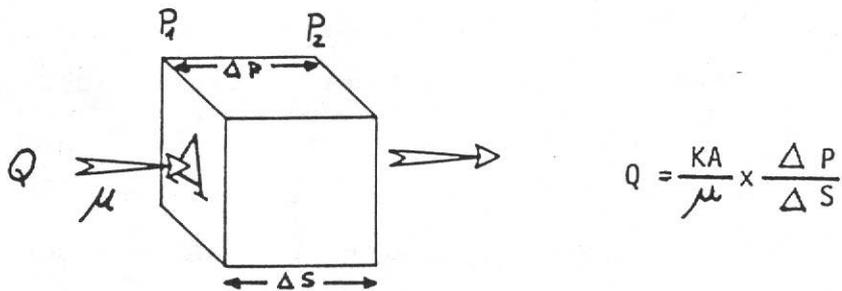
3.2 PERMEABILITA'

La permeabilità (K) di una roccia indica la sua attitudine a lasciarsi attraversare da un fluido.
Per essere permeabile, una roccia deve avere i pori

intercomunicanti, deve cioè in sostanza presentare una certa porosità effettiva. In genere le rocce più porose sono anche le più permeabili, ma questa regola è ben lontana dall'essere assoluta.

L'unità di misura della permeabilità è il Darcy la cui definizione è stata così standardizzata dall'AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE: "un mezzo poroso ha la permeabilità di 1 darcy, quando un fluido (monofase), avente viscosità 1 centipoise, si muove in tale mezzo, in condizioni di flusso viscoso alla velocità di 1 cm/sec, attraverso una sezione di 1 cm², con un salto di pressione di 1 atmosfera (760 mm di Hg)".

La permeabilità caratteristica di un mezzo poroso, può essere ricavata dalla legge empirica di flusso laminare e permanente di Darcy:



dove:

- Q = volume del flusso (portata), in cm³/sec;
- K = costante di permeabilità, in darcy;
- A = area interessata dal flusso, in cm²;
- μ = viscosità del fluido, in centipoise;
- ΔP / ΔS = gradiente idraulico Atm/cm

La permeabilità dipende dalla direzione in cui viene misurata. Si distinguono così una permeabilità verticale (K_v) ed una permeabilità orizzontale (K_h), che variano in relazione alla distribuzione delle fratture nella roccia nonché alla forma, alla disposizione e alle dimensioni dei granuli (Figure 3).

Si distinguono:

"permeabilità assoluta" nel caso in cui i pori di una roccia siano riempiti da un singolo fluido (Fig. 4)

"permeabilità effettiva" quando in una roccia sono contemporaneamente presenti più fluidi (Fig. 5).

"permeabilità relativa"

La permeabilità relativa, è il rapporto tra la permeabilità effettiva a quel fluido, in presenza di un altro fluido, e la permeabilità assoluta.

Si riporta, qui di seguito a titolo puramente indicativo, una possibile suddivisione in classi di permeabilità:

< 1 md	S C A R S A
1 md - 10 md	D I S C R E T A
10 md - 100 md	B U O N A
> 100 md	O T T I M A

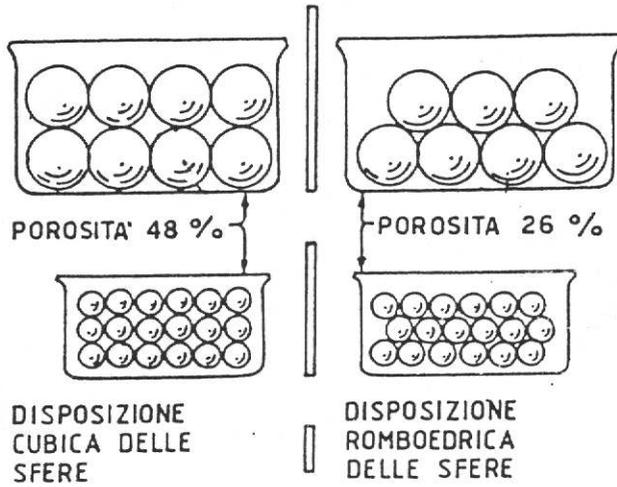


Fig.1 - Effetto della disposizione delle sfere sulla porosità

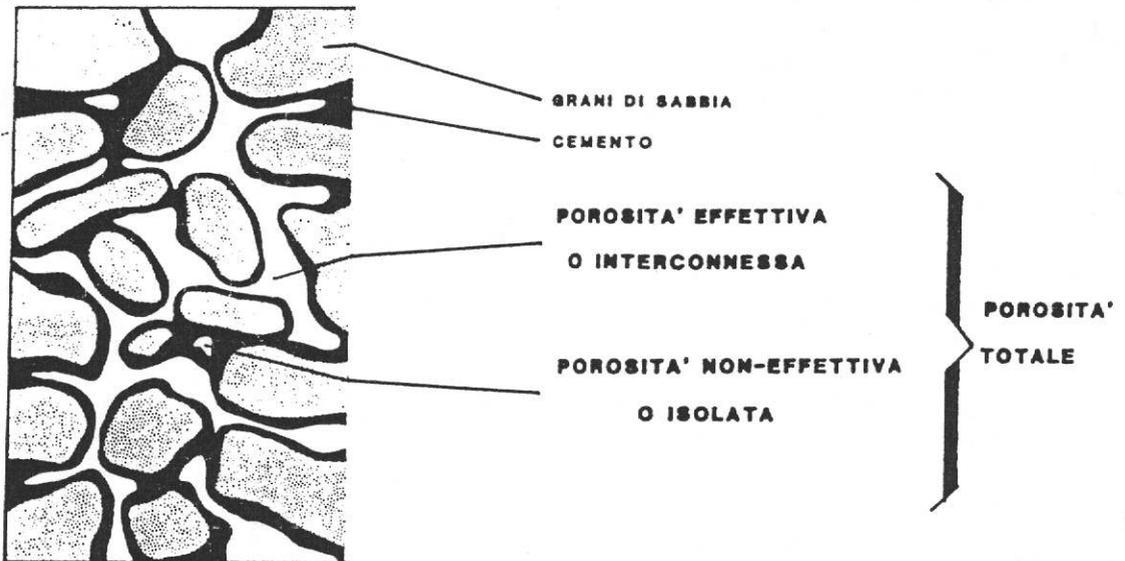


Fig.2 - Porosità totale, effettiva e non-effettiva.

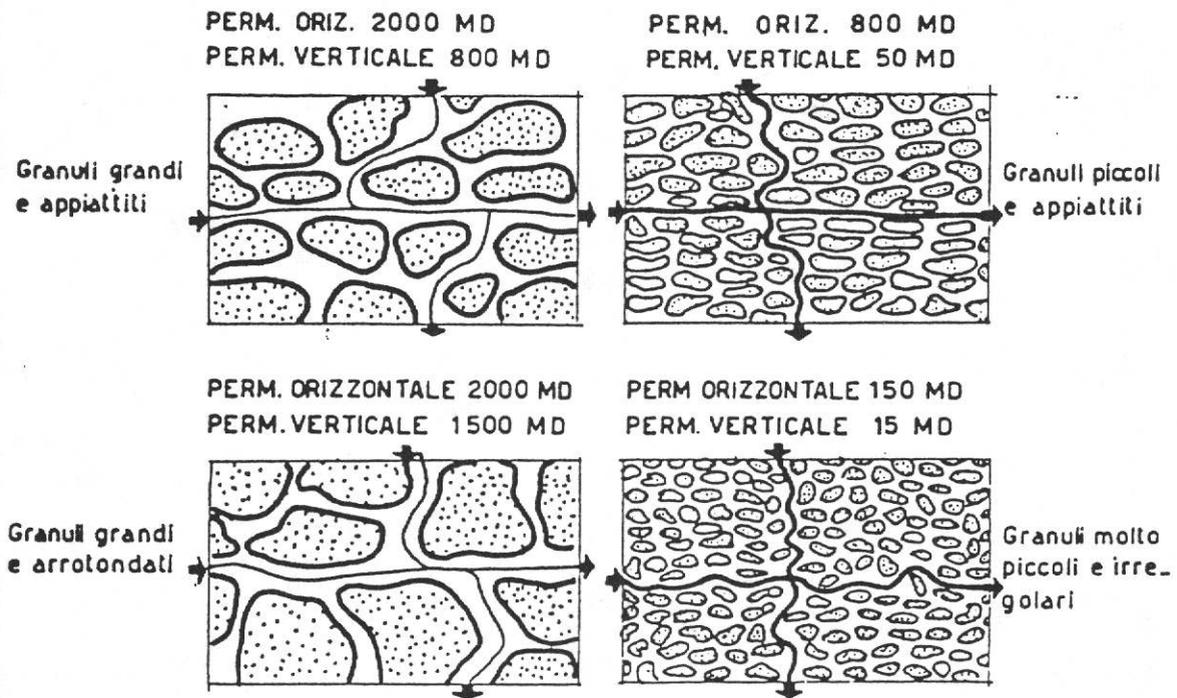


Fig. 3 - Effetto della forma e dimensione dei granuli di sabbia sulla permeabilità

Fig. 4 - Permeabilità assoluta

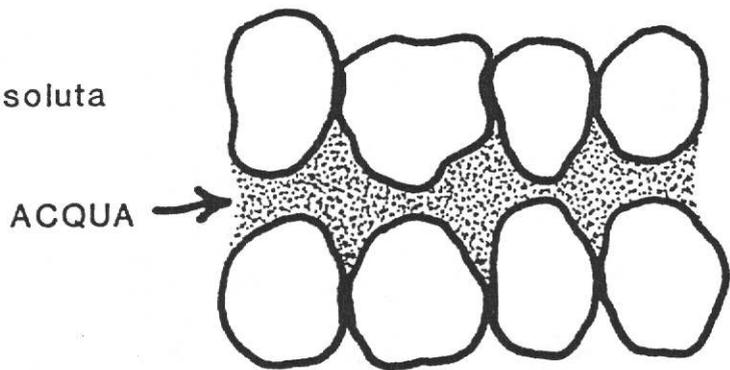
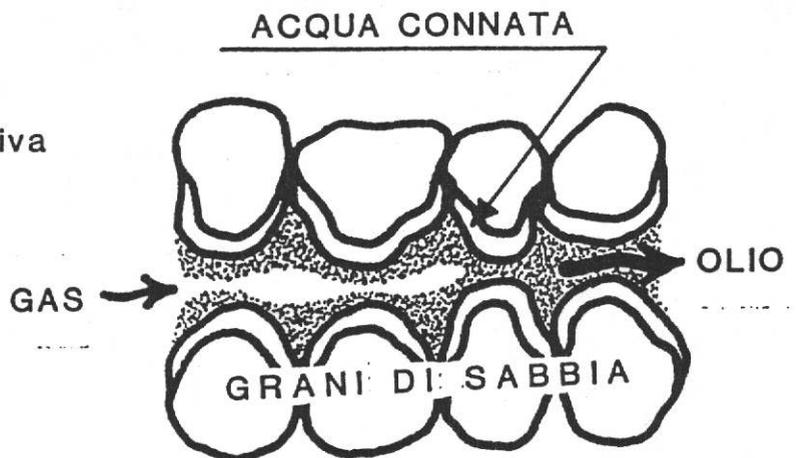


Fig. 5 - Permeabilità effettiva



Già si è detto della esistenza in natura di fluidi che sono sempre formati da una miscela di un gran numero di componenti appartenenti a tutte le serie di idrocarburi.

In base all'equilibrio delle fasi delle miscele alle condizioni di pressione e temperatura di giacimento, si potranno avere tipi di fluido diversi.

Dopo questa breve premessa, è possibile suddividere i giacimenti di idrocarburi nel seguente modo:

- giacimenti a gas	{	secco
	}	condensato
- giacimenti ad olio	{	sottosaturo
	}	saturo

Non va dimenticato inoltre che in tutti i giacimenti è sempre presente anche l'acqua. La sua saturazione può variare in funzione della struttura della roccia e delle forze capillari ivi presenti.

4.1 Giacimenti a gas

Per giacimenti a gas si intendono quegli accumuli di idrocarburi che alle condizioni di giacimento si

trovano in monofase gassosa.

I giacimenti a gas, come già detto, si dividono in giacimenti a gas secco e giacimenti a gas condensato.

4.2 Giacimento a gas secco

Comunemente per gas secco si intende un gas costituito essenzialmente da metano con modeste quantità di altri idrocarburi compreso alcuni superiori (C_5+) (Fig. 1).

Alle condizioni di giacimento, il sistema si trova in monofase gassosa. Durante la produzione non è possibile alcuna condensazione di liquido in giacimento (Fig. 1).

Dati caratteristici:

- composizione del gas - analisi chimica
- densità del gas ($ARIA=1$)
- viscosità
- fattore di comprimibilità del gas (Z):

è un fattore di correzione del comportamento volumetrico di un gas reale rispetto a quello di un gas perfetto. Dipende dalla temperatura, dalla pressione e dalla composizione del gas considerato.

- fattore di volume del gas (B_g):

è il rapporto fra il volume del gas in giacimento (V_{RC}) ed il volume che lo stesso gas ha in

condizioni standard (V_{SC}), cioè a pressione atmosferica e a 15°C (Figura 1).

4.3 Giacimento a gas condensato

Un gas a condensato, oltre ai componenti gassosi degli idrocarburi, contiene notevoli quantità di frazioni leggere e medie e scarse quantità di frazioni pesanti (Fig. 2). In generale un tale sistema nelle condizioni iniziali di temperatura e di pressione si trova in fase gassosa. Tuttavia se dopo l'entrata in produzione del campo la pressione scenderà, al disotto del dew point, si avrà una condensazione di liquidi in strato (Fig. 2)

Per evitare quindi che la fase liquida condensi in giacimento, è necessario mantenere la pressione al disopra di quella del dew point, cosa che può essere ottenuta mediante l'attuazione di un recupero assistito.

In superficie, questo fluido, per le particolari condizioni di temperatura e di pressione darà origine ad una condensazione di idrocarburi fino ad un volume di 20 o più cc per Sm^3 di gas. (GOR da 800 a 50000 Sm^3/m^3) (Fig. 2)

Dati caratteristici:

- Punto di rugiada (Dew Point)

termine con cui si indica la pressione o la temperatura alla quale inizia la formazione di liquido, a partire da una monofase gassosa (Fig. 2).

- composizione dei fluidi prodotti (gas e liquido)
- densità del liquido (ρ_o) e del gas (ρ_g)
- fattore di comprimibilità del gas (z)
- fattore di volume del gas (B_g)
- viscosità (μ_g)
- liquido recuperabile in superficie: è il volume di liquido che si riesce ad ottenere nei separatori di superficie (Fig. 2)
- liquido condensato in strato: è il volume di liquido che per effetto del calo di pressione può condensare e rimanere in strato (Fig. 2).

4.4 Giacimenti ad olio

Per giacimenti ad olio si intendono quegli accumuli di idrocarburi che alle condizioni di giacimento si trovano in monofase liquida.

Dati caratteristici di un olio

- Punto di bolla (Bubble Points)

termine con cui si indica la pressione al di sotto della quale inizia la liberazione di gas.

- composizione dei fluidi prodotti (gas e olio)

- rapporto gas - olio (GOR):

è il rapporto fra la portata di gas e la portata di olio, in condizioni standard, ottenuti in superficie (Figura 5)

- fattore di volume dell'olio (B_o)

è il rapporto fra il volume di olio in condizioni di giacimento (V_{RC}) e il volume dello stesso olio in condizioni standard (V_{SC}); esso dipende dalla quantità del gas disciolto alle condizioni di pressione e di temperatura di giacimento (Fig. 6).

- viscosità dell'olio (μ_o):

alle condizioni di giacimento
alle condizioni di superficie

- densità dell'olio (ρ_o):

alle condizioni di giacimento
alle condizioni di superficie ($^{\circ}$ API)

Tenendo presente le diverse quantità di gas disciolto, la diversa composizione e la differenza fra la pressione statica del giacimento e la pressione di bolla del sistema, i giacimenti ad olio si possono dividere come segue:

- giacimenti ad olio sottosaturo
- giacimenti ad olio saturo.

4.4.a Giacimenti ad olio sottosaturo

Questo sistema di idrocarburi è principalmente costituito da quantità di frazioni medio pesanti, relativamente elevate rispetto alle frazioni leggere e gassose (Fig. 3). La pressione iniziale

può essere notevolmente superiore alla pressione di saturazione del sistema (pressione di bolla), per cui inizialmente non si verificherà la liberazione di gas in giacimento (Fig. 3). Normalmente questi oli hanno un GOR compreso tra 10 e 100 Sm^3/m^3 .

4.4.b Giacimenti ad olio saturo

In questo caso il sistema considerato differisce da quello di un olio sottosaturo soprattutto per la diversa quantità di gas disciolto (Fig. 4).

La pressione iniziale di giacimento è approssimativamente uguale alla pressione di saturazione del sistema (punto di bolla), per cui una piccola diminuzione di pressione comporta, in giacimento, una liberazione di gas dall'olio monofase. (Fig. 4). In questo tipo di giacimento si può avere la presenza di un gas cap originario.

Normalmente questi fluidi sono caratterizzati da un rapporto gas/olio (GOR) compreso tra 100 e 350 Sm^3/m^3 .

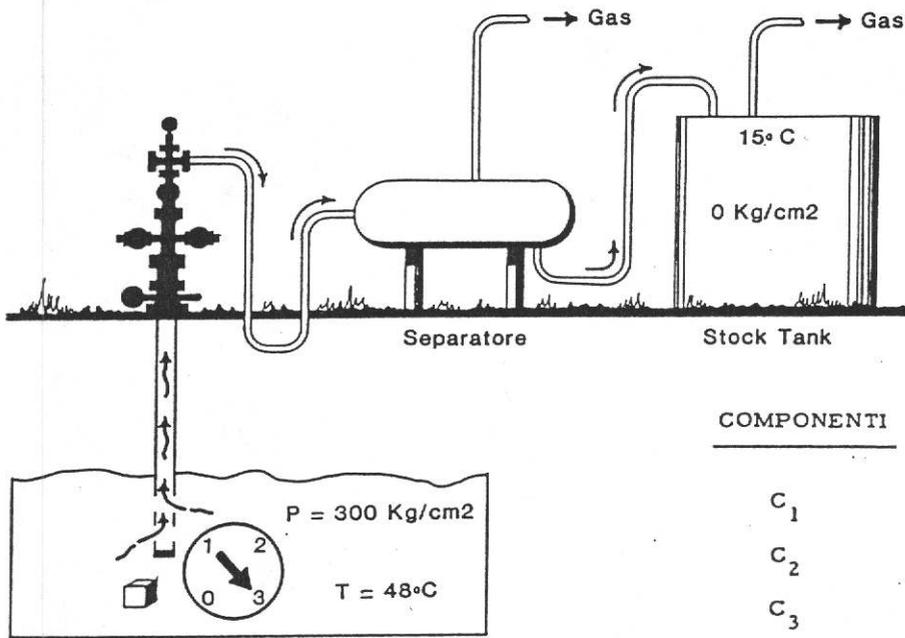


Fig. 1 - Gas secco

COMPONENTI

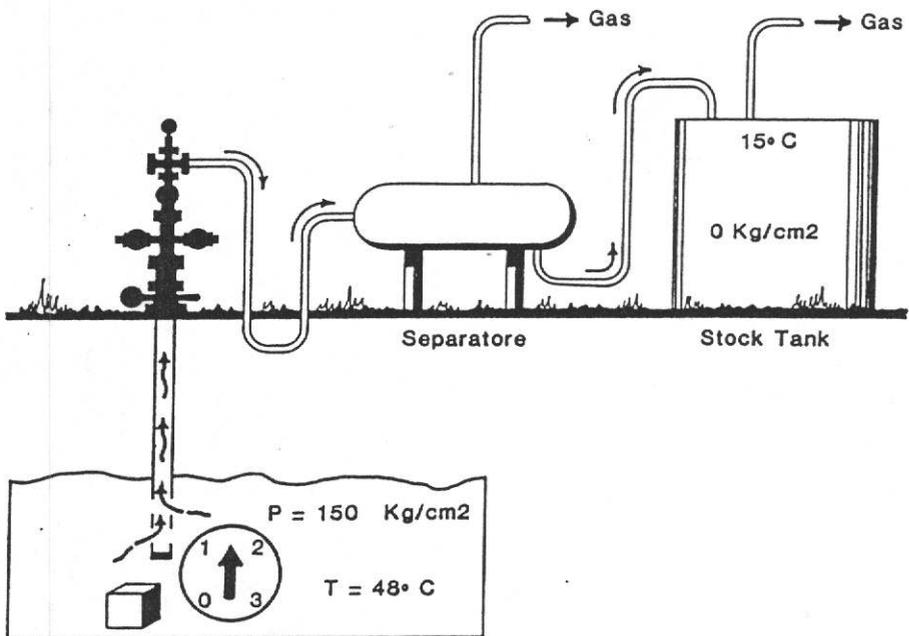
% MOLI

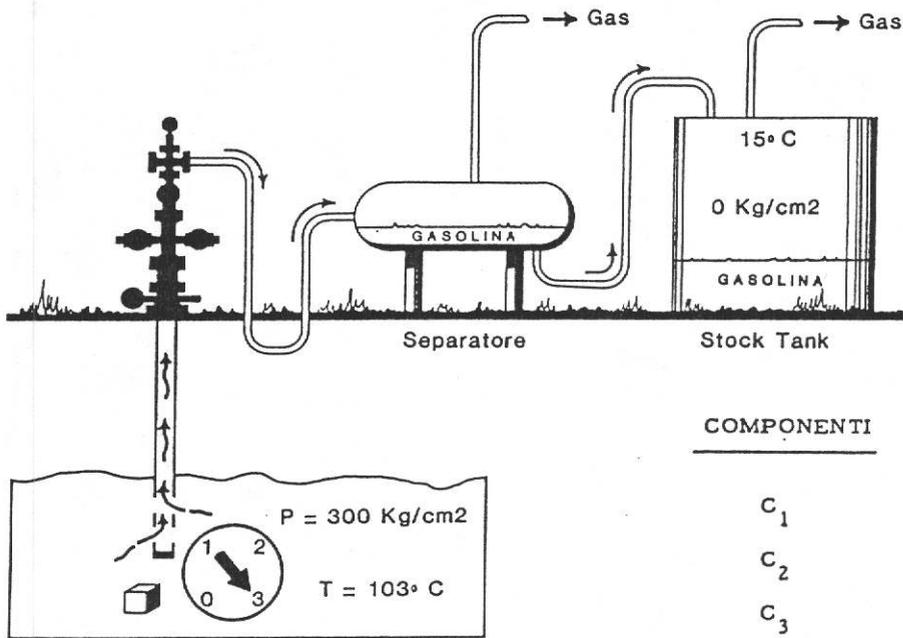
C ₁	99.66
C ₂	0.08
C ₃	0.07
C ₄	0.02
C ₅	0.01
C ₆	tracce
C ₇ ⁺	tracce
N ₂	0.15
CO ₂	0.01
H ₂ S	-

Pressione iniziale _____ 300 Kg/cm²

Temperatura di giacimento _____ 48 °C

GOR





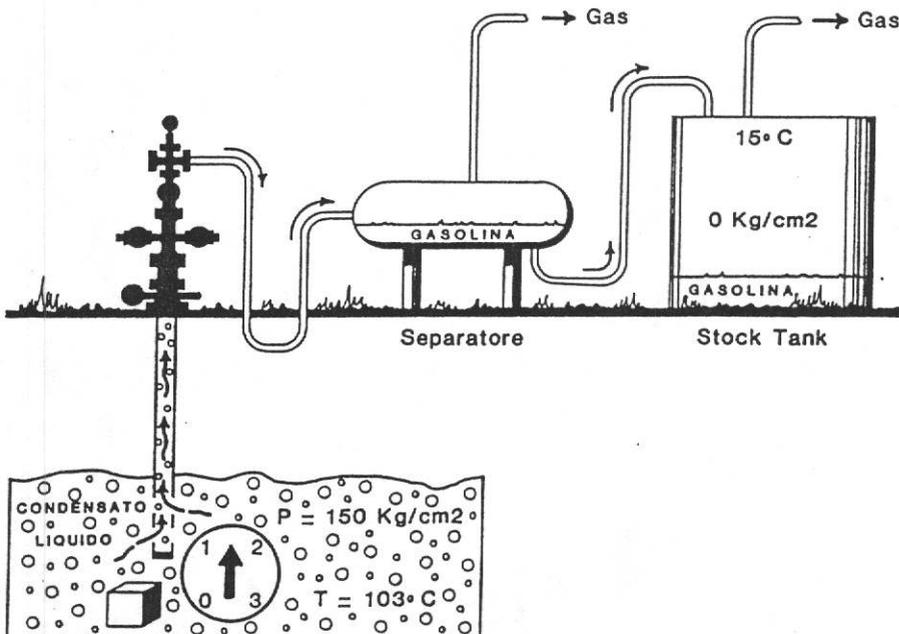
COMPONENTI

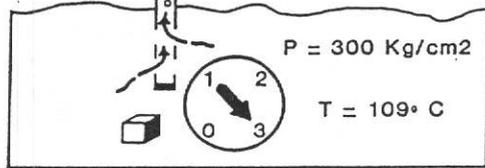
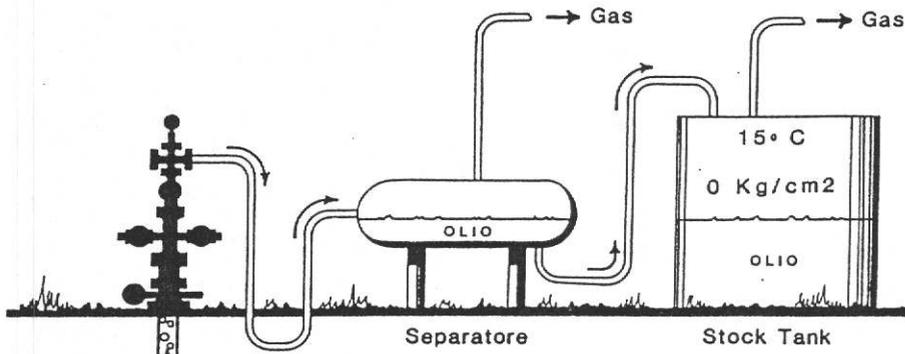
% MOLI

C ₁	67.49
C ₂	8.08
C ₃	6.93
C ₄	4.49
C ₅	2.19
C ₆	2.18
C ₇₊	7.86
N ₂	0.17
CO ₂	0.61
H ₂ S	-

Fig. 2 - Gas a condensato

Pressione iniziale	300 Kg/cm ²
Pressione di rugiada	288.3 Kg/cm ²
Temperatura di giacimento	103° C
GOR	640 m ³ /m ³





COMPONENTI

% MOLLI

C ₁	21.18
C ₂	7.22
C ₃	6.97
C ₄	4.33
C ₅	3.74
C ₆	3.93
C ₇₊	45.86
H ₂ S	2.61
N ₂	0.09
CO ₂	4.07

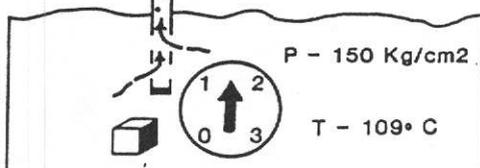
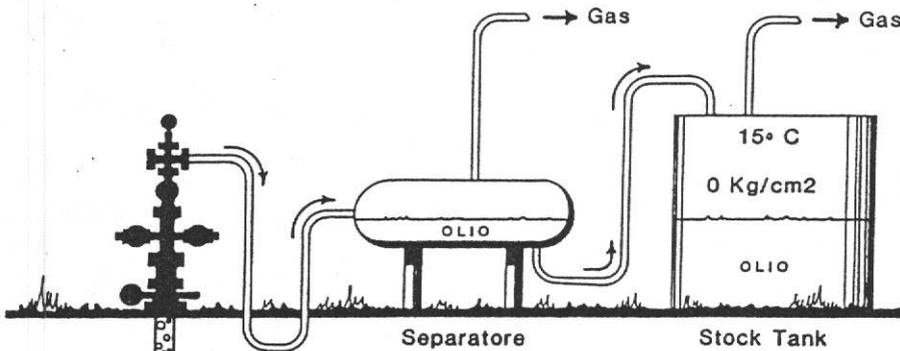
Fig. 3 - Olio sottosaturato

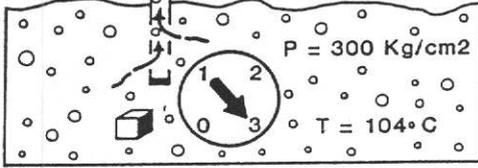
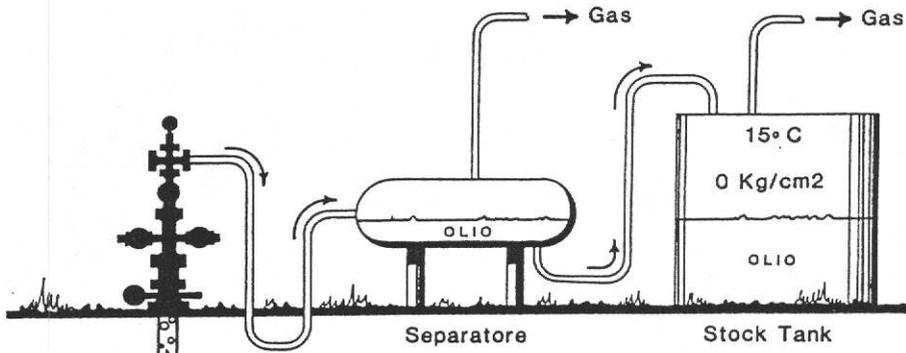
Pressione iniziale _____ 300 Kg/cm²

Pressione di bolla _____ 109 Kg/cm²

Temperatura di giacimento _____ 109° C

GOR _____ 75 m³/m³





COMPONENTI

% MOLI

C ₁	56.34
C ₂	2.61
C ₃	3.09
C ₄	4.60
C ₅	2.62
C ₆	3.75
C ₇₊	25.30
N ₂	0.06
CO ₂	0.63
H ₂ S	0.00

Fig. 4 - Olio saturo

Pressione iniziale _____ 300 Kg/cm²
 Pressione di bolla _____ 300 Kg/cm²
 Temperatura di giacimento _____ 104 °C
 GOR _____ 240 m³/m³

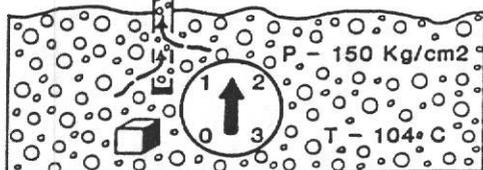
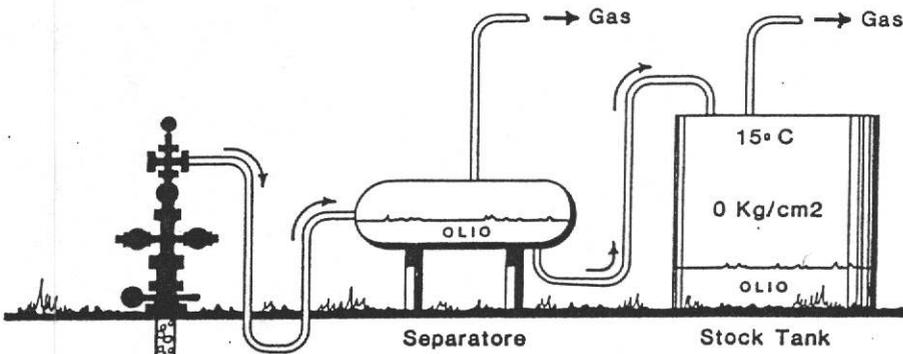


Fig. 5 - Solubilita' del gas nell'olio

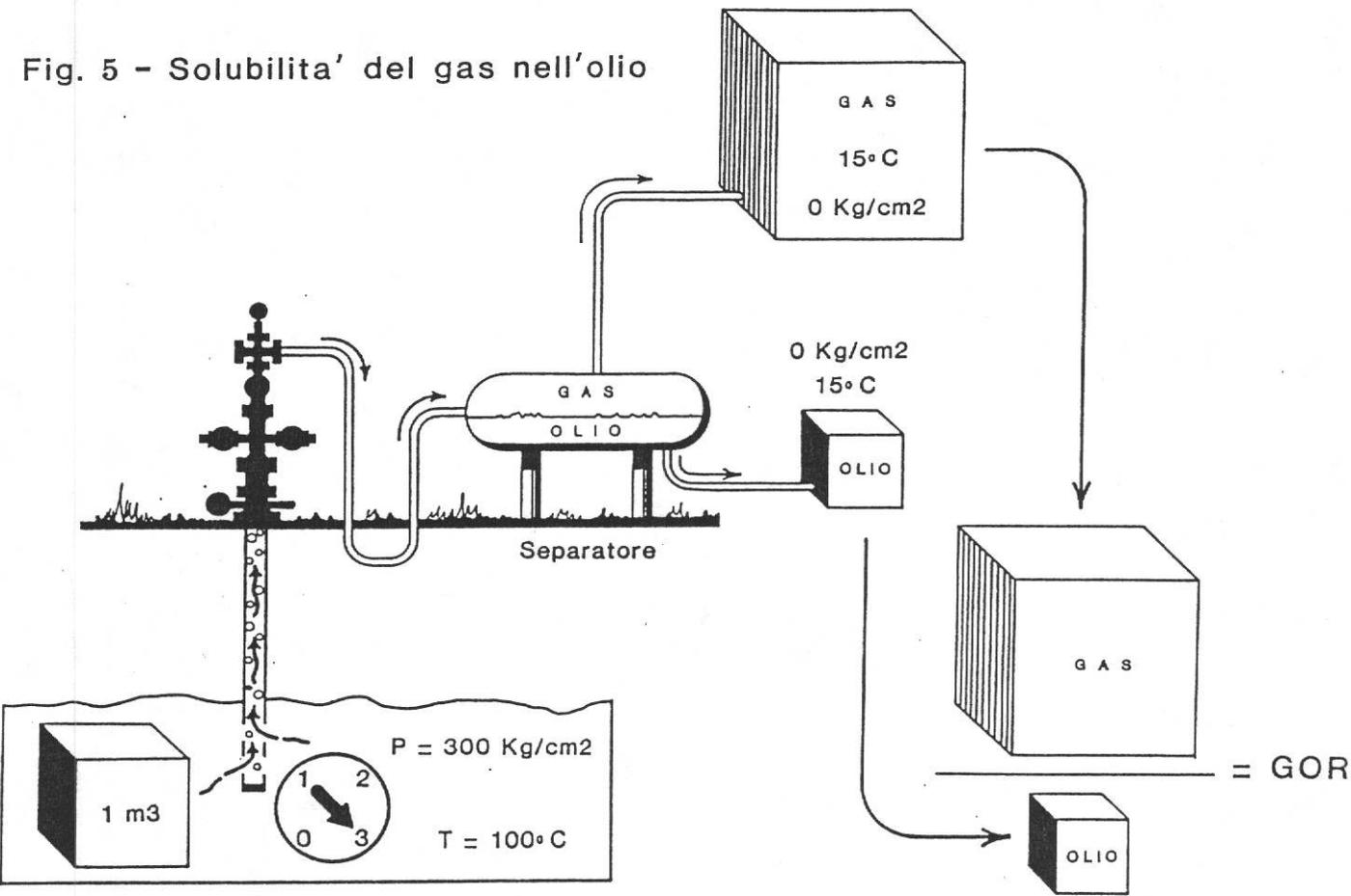
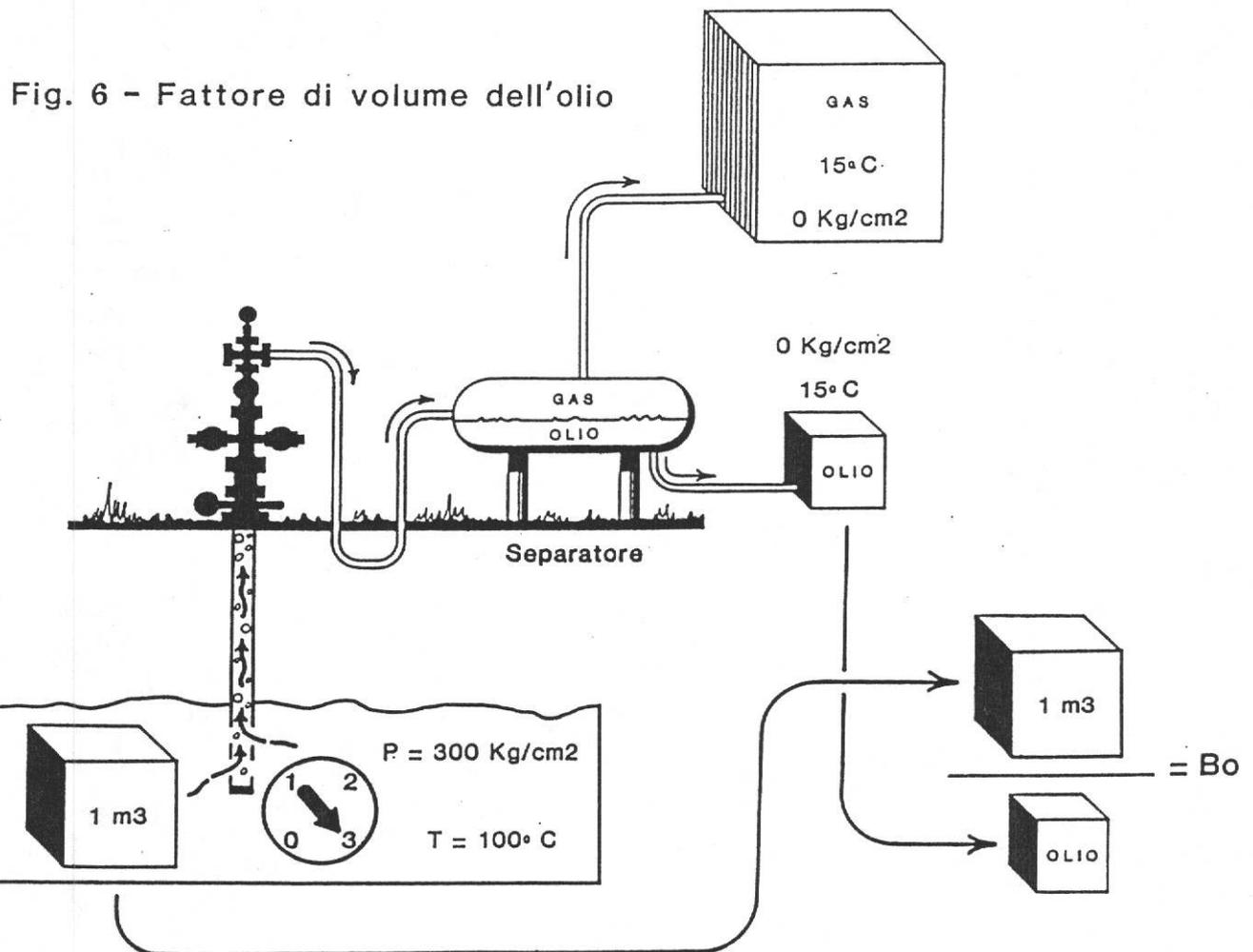


Fig. 6 - Fattore di volume dell'olio



5. CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI - MECCANISMI
DI PRODUZIONE - RECUPERI MIGLIORATI

5.1 CLASSIFICAZIONE DEI GIACIMENTI

1	SECONDO LA NATURA DEI FLUIDI CONTENUTI	{	GIACIMENTI A GAS	{	SECCO A CONDENSATO
		}	GIACIMENTO AD OLIO	{	SATURO SOTTOSATURO
2	SECONDO LE CARATTE RISTICHE PETROFISI CHE DELLE ROCCE	{	GIACIMENTI A POROSITA' PRIMARIA		
		}	GIACIMENTI A POROSITA' PRIMARIA E POROSITA' SECONDARIA		
3	SECONDO LE CARATTE RISTICHE GEOMETRICHE	{	GIACIMENTI AD ACQUIFERO DI FONDO GIACIMENTI AD ACQUIFERO LATERALE		

5.2 Meccanismi di produzione

Per meccanismi di produzione, o di spinta, si intendono tutti quei fenomeni che governano la produzione di idrocarburi da un giacimento.

Di solito, la produzione degli idrocarburi avviene per sfruttamento dell'energia naturale del giacimento (recupero primario): qualora tale energia non fosse sufficiente, è possibile intervenire con mezzi artificiali, quali ad esempio il gas lift o le pompe (Fig. 1). Dei fenomeni che governano la produzione alcuni sono legati al tipo di idrocarburi presenti in giacimento (depletion, dissolved gas drive, segregation drive); altri invece sono parzialmente dipendenti o non lo sono affatto, dalla composizione della miscela di idrocarburi e la loro azione esercita una spinta aggiuntiva al meccanismo di drenaggio naturale del giacimento (gas cap drive, water drive).

I meccanismi di produzione possono essere quindi classificati come segue:

- Spinta per semplice espansione (depletion)
- Spinta del gas in soluzione (dissolved gas drive)
- Spinta dell'acquifero (water drive).

I meccanismi di produzione possono essere anche combinati: ad esempio, si può trovare un giacimento ad olio, in cui si ha sia la spinta per gas in soluzione, sia la spinta ad acqua.

5.2.a Semplice espansione (Depletion)

E' un fenomeno che avviene con la diminuzione della pressione in fase di produzione in giacimenti ad olio sottosaturo o a gas, dove lo stesso fluido che si espande viene anche prodotto.

Tale meccanismo di produzione determina fattori di recupero molto bassi per l'olio e molto alti per il gas.

5.2.b Gas in soluzione (dissolved gas drive)

E' un fenomeno che si verifica maggiormente in giacimenti ad olio saturo o lievemente sottosaturi.

Con questo meccanismo l'unica energia è interna al giacimento ed è fornita dalla liberazione ed espansione del gas originariamente disciolto nell'olio che satura i pori della roccia.

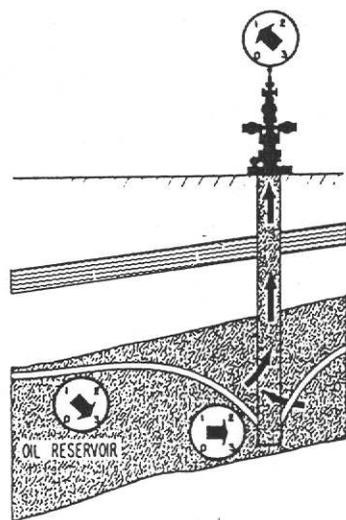
(Fig. 2)

5.2.c Gas Cap (Gas Cap Drive)

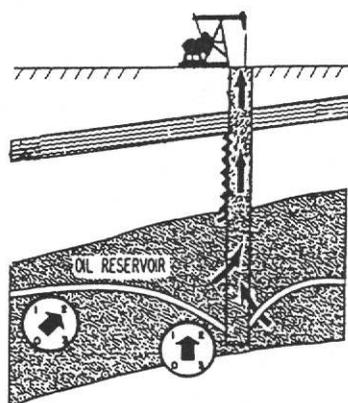
La produzione in questo caso è legata alla forza espansiva del gas libero presente nel gas cap che si espande e invade la zona occupata dall'olio, man mano che il giacimento produce. L'espansione del gas cap evita una rapida diminuzione della pressione durante la fase produttiva.(Fig. 3).

5.2.d Acquifero (Water drive)

Lo spiazzamento dell'olio e del gas per water drive implica l'ingresso dell'acqua nella zona mineralizzata a mano a mano che l'olio o il gas vengono prodotti. L'acqua spiazza l'olio e mantiene la pressione del giacimento; il grado di conservazione della pressione iniziale dipende dalla quantità di olio, di gas e di acqua che escono dal giacimento e dalla quantità di acqua che entra dall'acquifero nella zona mineralizzata (Fig. 4).

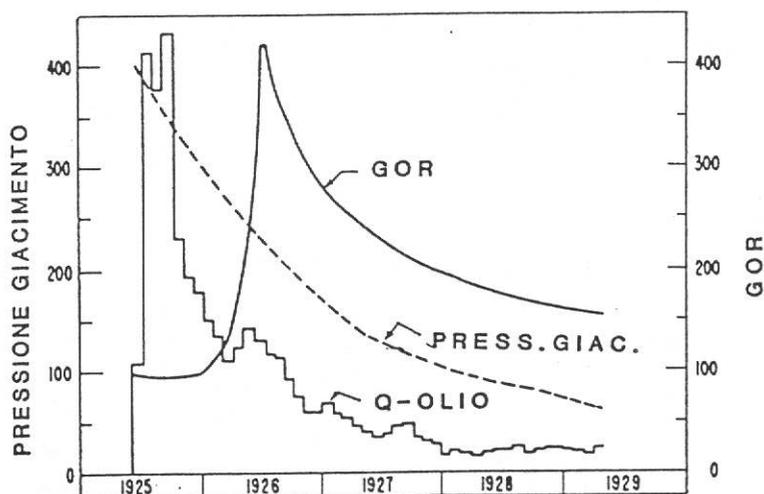
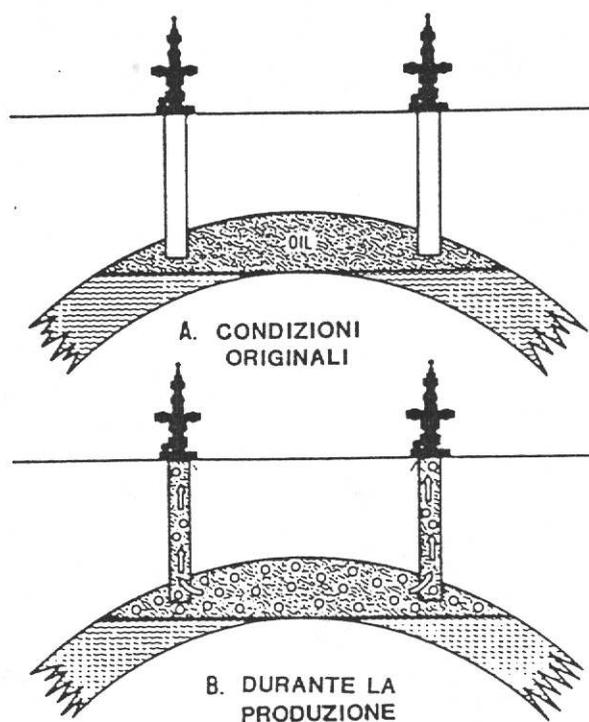


A



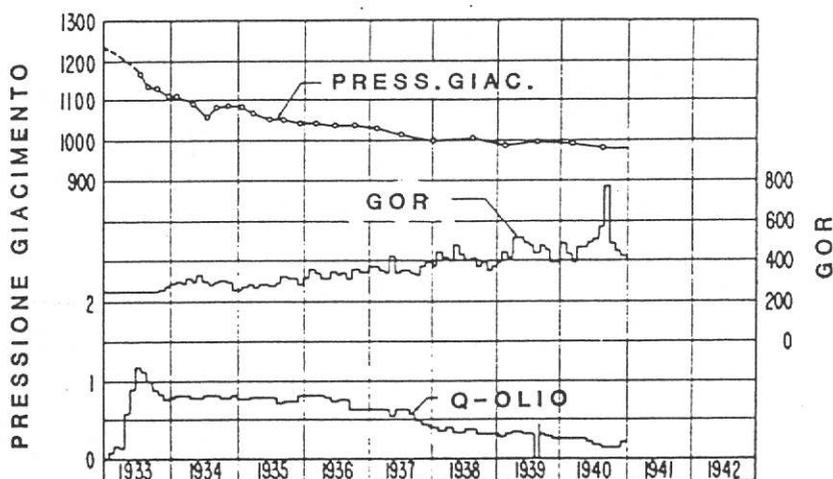
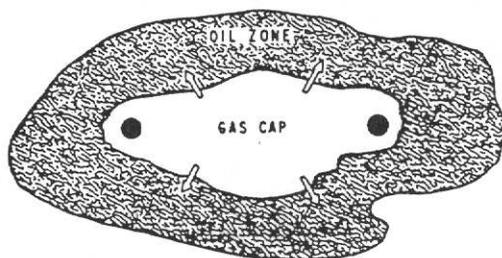
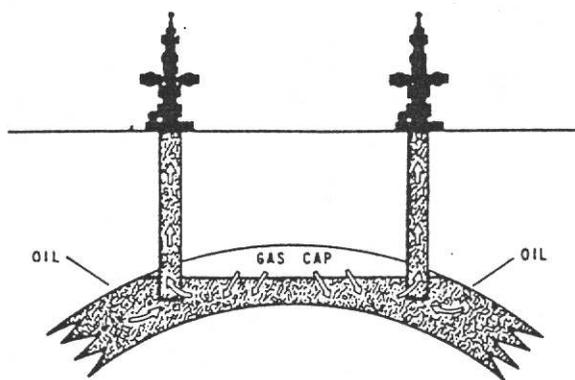
B

Fig. 1 - Produzione spontanea (A)
Produzione con pompa (B)



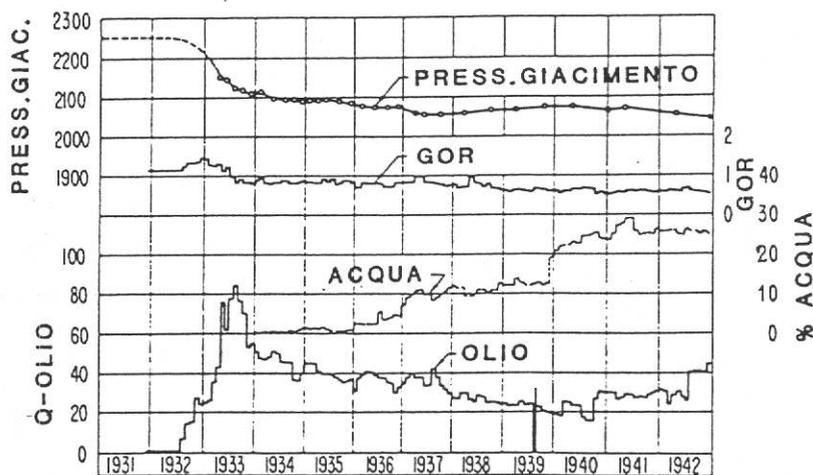
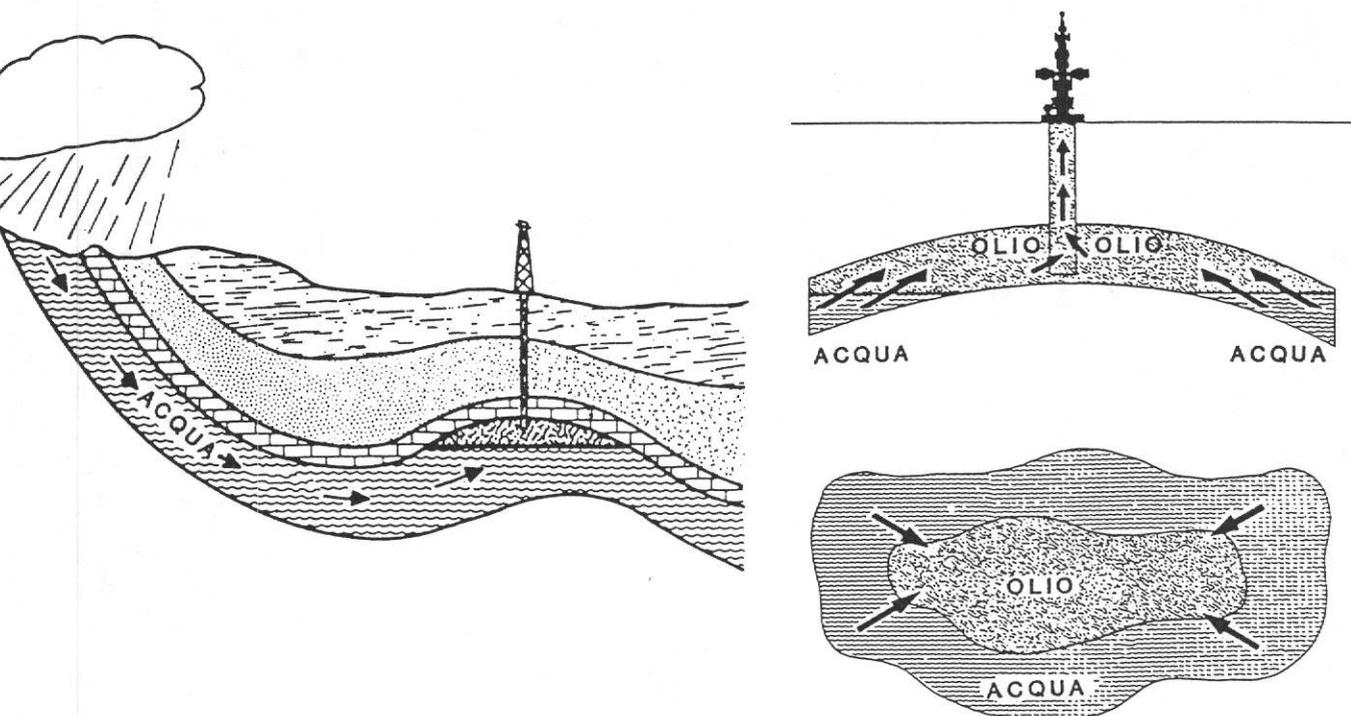
CARATTERISTICHE	ANDAMENTO
1. Pressione di giacimento	1. Declina rapidamente
2. Rapporto gas-olio	2. Prima basso, poi aumenta fino a un max., poi cade
3. Produzione acqua	3. Nessuna
4. Comportamento pozzo	4. Richiede presto pompamento
5. Recupero previsto	5. 5-30 % dell'olio originariamente in posto

Fig. 2 Meccanismo di produzione per spinta da gas in soluzione - variazione dei parametri di produzione nel tempo.



CARATTERISTICHE	ANDAMENTO
1. Pressione di giacimento	1. Cade lentamente
2. Rapporto gas-olio	2. Aumenta lentamente
3. Produzione acqua	3. Assente
4. Comportamento pozzo	4. Erogazione spontanea
5. Recupero previsto	5. 20-40 % dell'olio originamente in posto

Fig. 3 Meccanismo di produzione per spinta da gas cap - variazione dei parametri di produzione nel tempo



CARATTERISTICHE	ANDAMENTO
1. Pressione di giacimento	1. Resta alta
2. Rapporto gas-olio	2. Resta basso
3. Produzione acqua	3. Inizia presto e aumenta con <u>si</u> derevolmente
4. Comportamento pozzo	4. Eroga finchè la produzione di acqua non diviene eccessiva
5. Recupero previsto	5. 35-50 % dell'olio originamente in posto

Fig. 4 Meccanismo di produzione per spinta da acquifero - variazione dei parametri di produzione nel tempo.

5.3 Tipi di recupero migliorato (o assistito)

Abbiamo visto precedentemente che nei recuperi primari ed in particolare quando i recuperi avvengono per espansione di olio monofase, per spinta di gas disciolto, o anche per spinta di un gas cap., i fattori di recupero sono molto limitati. Nella coltivazione dei giacimenti d'idrocarburi, è però possibile utilizzare dei particolari processi tesi ad aumentare il recupero finale di olio o di gas mediante l'introduzione di energia nel giacimento.

Nell'ambito di questi processi, che nel loro insieme vengono definiti di recupero migliorato o assistito è possibile distinguere:

- Recupero secondario
 - } iniezione di acqua
 - } iniezione di gas

- Recupero terziario
 - } iniezione di vapore
 - } iniezione di CO₂

5.3.a Processi di recupero secondario

Processi che vengono applicati sia durante la fase di recupero primario, allo scopo di mantenere elevata la pressione di giacimento, sia quando la fase di coltivazione primaria ha raggiunto il

limite economico.

A questo tipo di processi appartengono l'iniezione di acqua (per giacimenti ad olio) e l'iniezione di gas naturale (per giacimenti ad olio e gas) in fase non miscibile (Fig. 1 - Fig. 2 - Fig. 3).

5.3.b Processi di recupero terziario

Processi che vengono utilizzati qualora anche i processi di recupero secondario abbiano raggiunto il limite di economicità.

A questo tipo di processo appartengono l'iniezione di vapore, l'iniezione di anidride carbonica, l'iniezione di fluidi miscibili e iniezione di soluzioni acquose ad alta viscosità (Fig. 4 - 5).

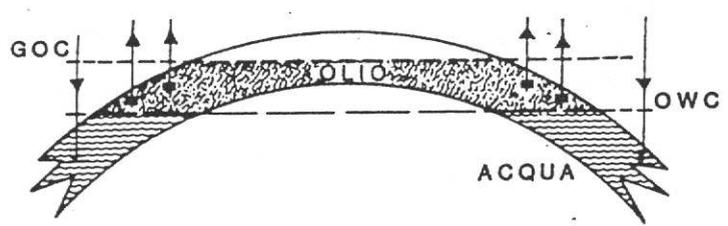
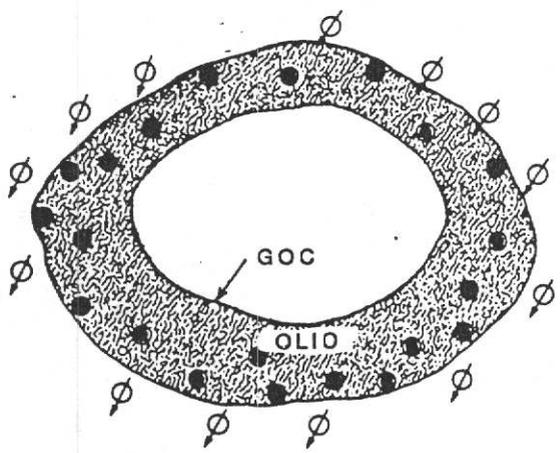
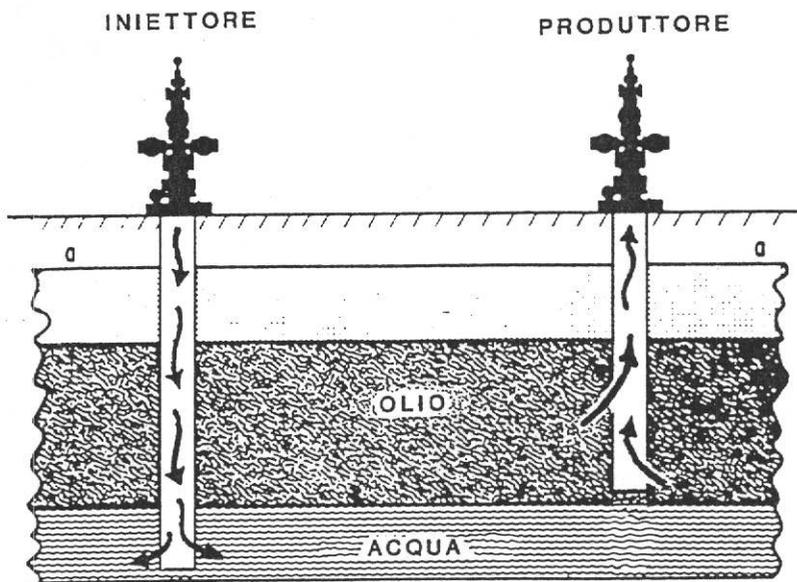


Fig. 1 Iniezione di acqua direttamente nell'acquifero.

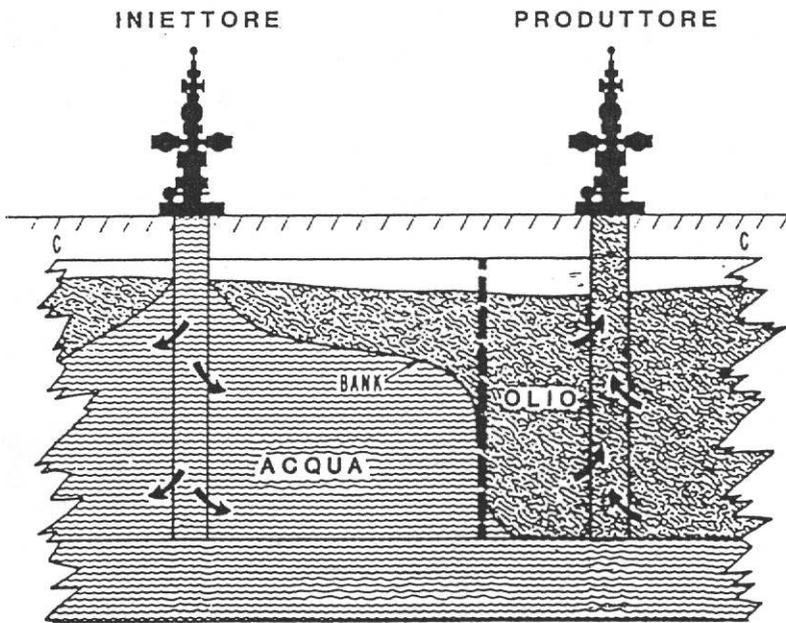
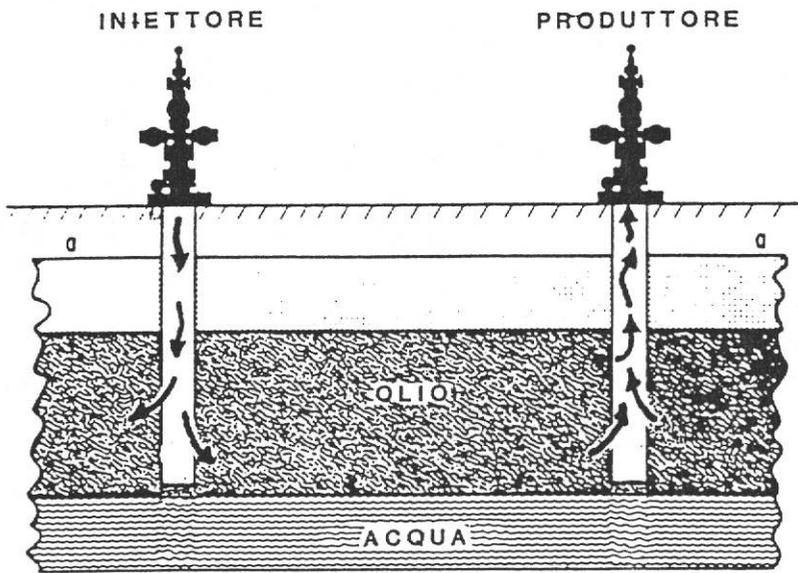


Fig. 2 Iniezione di acqua nella zona mineralizzata (olio).

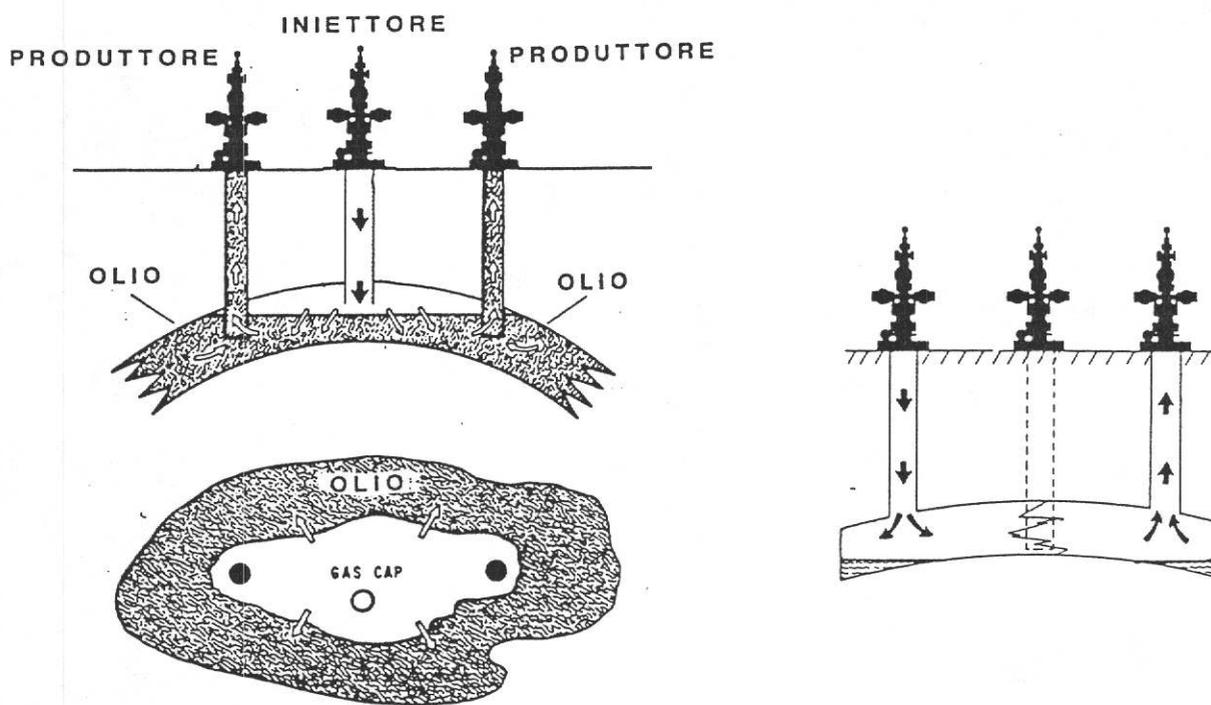


Fig. 3 Iniezione di gas in pozzi ad olio con gas cap. o in pozzi a gas condensato.

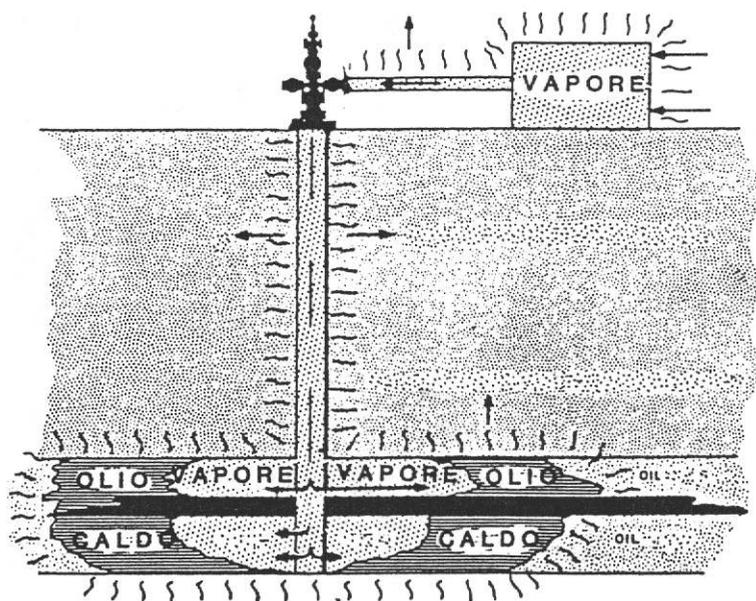


Fig. 4 Iniezione di vapore.

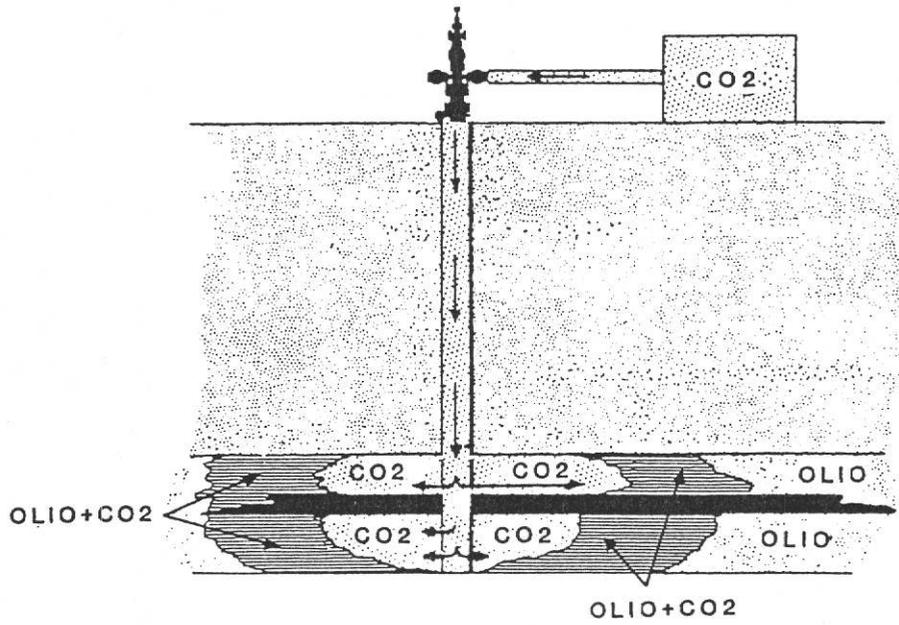


Fig. 5 Iniezione di CO₂

6. COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

6.1 Flusso dei fluidi nei pezzi porosi

Il flusso attraverso una roccia può essere di due tipi

- flusso omogeneo o monofase quando si è in presenza di un solo fluido che si muove
- flusso eterogeneo o multifase quando si è in presenza di più fluidi che si muovono.

1. Flusso monofase - si ha un flusso monofase quando in un sistema, contenente più fluidi, solo uno di questi è in moto (Fig. 1)

2. Flusso eterogeneo - si ha un flusso eterogeneo o multifase quando in un sistema, contenente più fluidi, almeno due di questi sono in moto (Fig.)

6.2 Drenaggio del giacimento

Quando un pozzo viene completato e aperto per l'erogazione, si crea in giacimento attorno al pozzo una zona di bassa pressione.

Un pozzo eroga in quanto si crea una caduta di pressione tra giacimento e fondo pozzo.

Ciò si verifica perchè il pozzo mette in comunicazione il giacimento con la superficie.

Il flusso nel giacimento dipende dalla struttura della roccia, dalla viscosità dei fluidi e dalla temperatura.

Il fluido scorre da una zona di alta pressione nel giacimento verso una zona di pressione più bassa

alla parete del foro provocando una caduta di pressione fra giacimento e foro. Questa caduta di pressione è legata alla portata, alla permeabilità della roccia, alla viscosità dei fluidi e al danneggiamento nella zona attorno al foro (skin effect).

Area di drenaggio - è la zona attorno al pozzo da cui il medesimo drena gli idrocarburi e quindi ove si determina la caduta di pressione.

(Fig. 3)

Raggio di drenaggio - è il raggio dell'area di drenaggio (Fig. 3)

Skin effect - è il danneggiamento provocato, in una zona attorno al pozzo, dal fango di perforazione, dai solidi trascinati durante l'erogazione, dal tubaggio del casing, dagli spari, ecc.

6.3 Produzione dal giacimento

Dal fondo del pozzo, i fluidi fluiscono alla superficie se la pressione del giacimento è maggiore della somma di tutte le perdite di carico in giacimento e nel pozzo. La differenza di pressione dinamica fra fondo pozzo e testa pozzo è dovuta al carico idrostatico, al peso cioè della colonna di fluidi nel foro ed alla frizione dei fluidi sulle pareti del tubing o del casing. La pressione idrostatica dipende dalla profondità e dalla densità dei fluidi in pozzo.

Pressione dinamica di giacimento - la pressione di fondo pozzo in erogazione spontanea si chiama pressione dinamica di fondo (FBHP). Per fare produrre un pozzo con erogazione spontanea, la FBHP deve essere maggiore della pressione idrostatica a fondo pozzo. La differenza di pressione (ΔP) fra FBHP e pressione idrostatica di fondo è fornita dal giacimento.

Durante la produzione il fluido esce dal giacimento ed entra nel pozzo.

La pressione del giacimento attorno al pozzo diminuisce gradualmente. La zona a bassa pressione attorno al pozzo attira fluido dalla zona a maggior pressione fino al limite del raggio di drenaggio.

Portata - la portata è il volume di fluido erogato entro un certo periodo di tempo.

- La portata di fluido dipende dalla caduta di pressione al fondo
- Si agisce sulla portata mediante la duse di testa pozzo.
- Una maggior caduta di pressione provoca una maggior portata.
- La portata "optimum" è la portata massima che si può ottenere senza disturbare e danneggiare il giacimento.

Quando il pozzo viene chiuso, la pressione a fondo

pozzo (zona spari) va in equilibrio, cioè la pressione di giacimento e quella di fondo pozzo gradualmente diventano uguali e il flusso si ferma.

Pressione originale di giacimento - appena possibile dopo il completamento del primo pozzo in un giacimento si deve rilevare la pressione statica di fondo cioè a pozzo chiuso, che altro non è che la pressione originale di giacimento.

Temperatura originale di giacimento - il gradiente di temperatura della terra è dell'ordine di 1 grado centigrado ogni 33 mt. di profondità e varia da area ad area a causa della diversa conduttività termica delle formazioni e dei fenomeni di vulcanismo. Questa temperatura naturale di una formazione non varia con la produzione e col tempo così come fa la pressione. Di conseguenza la temperatura di un giacimento, una volta stabilita è considerata costante per tutta la vita produttiva del campo.

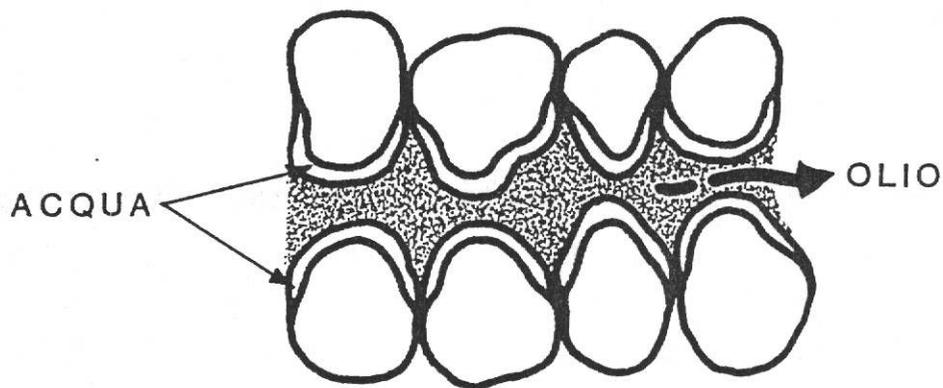


Fig. 1 - Flusso monofase

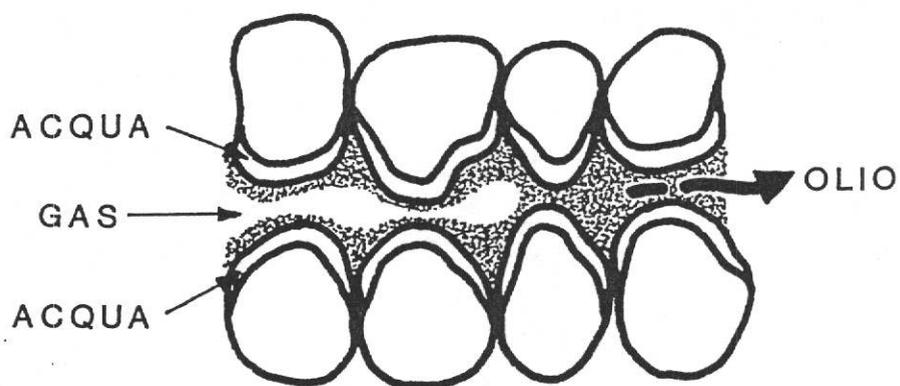
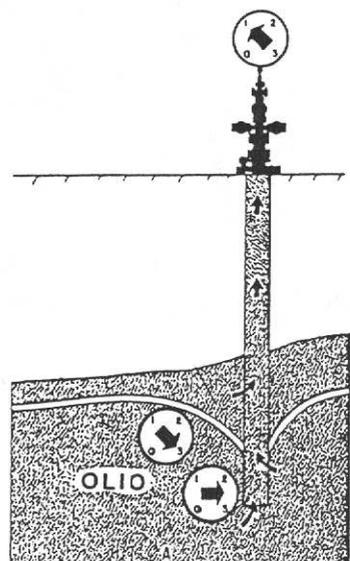
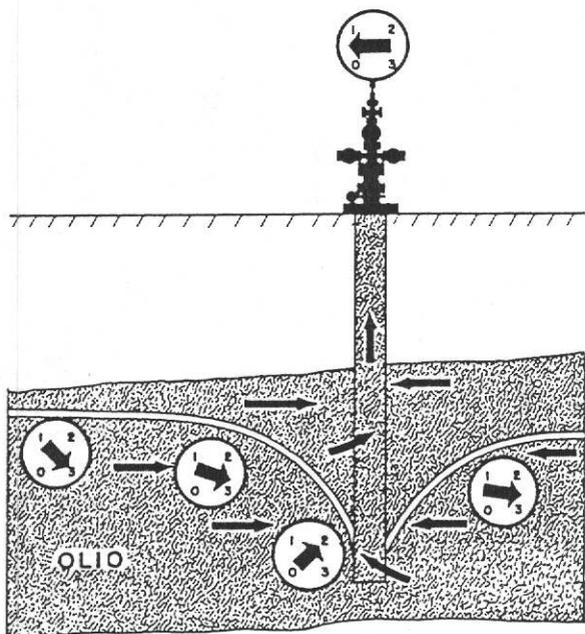
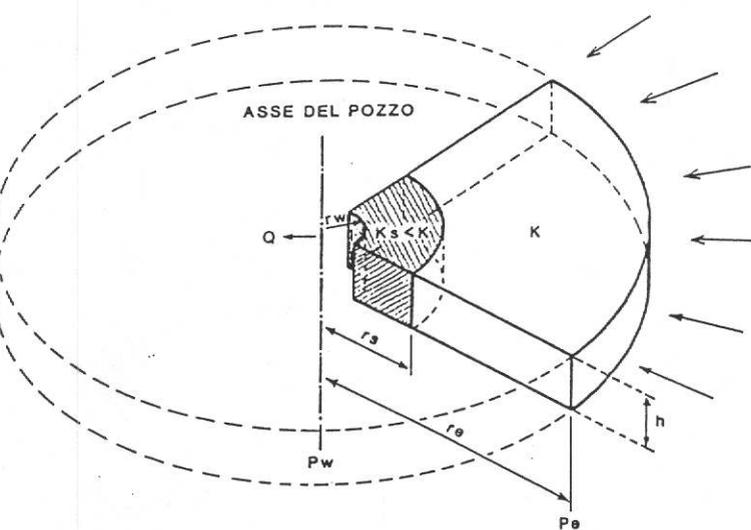


Fig. 2 - Flusso multifase



Perdite di carico in formazione



- Q = portata
- Pe = pressione del giacimento al raggio "re"
- rw = raggio del pozzo
- re = raggio di drenaggio
- h = spessore della formazione
- K = permeabilita' della formazione
- Ks = permeabilita' dell'area danneggiata
- rs = raggio dell'area danneggiata

Area di drenaggio e raggio di drenaggio

Skin effect

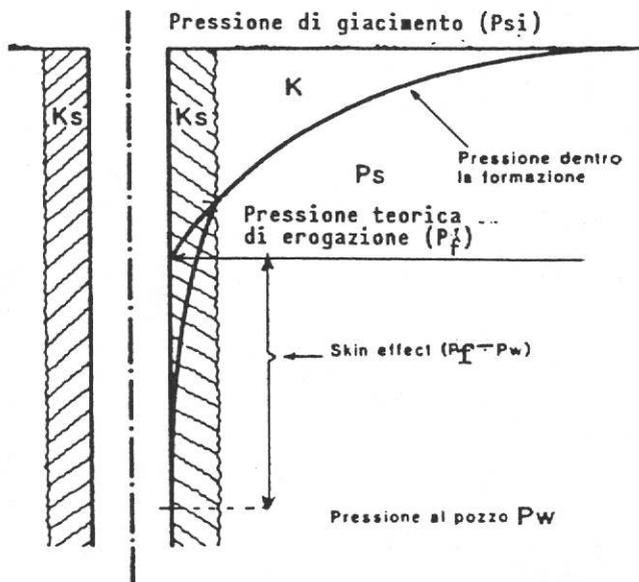
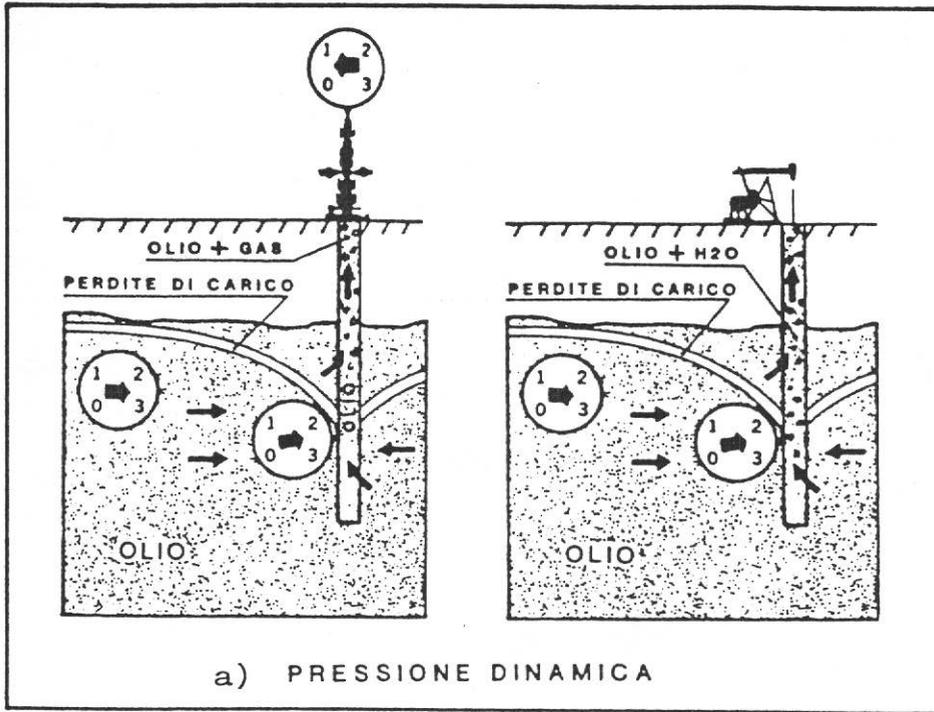
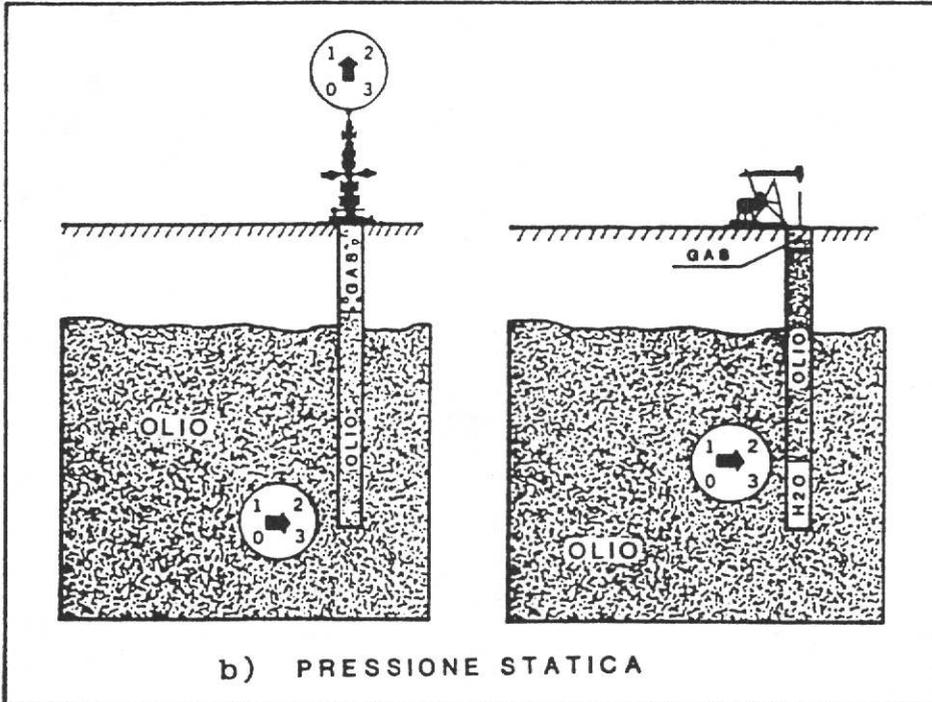


Fig. 3



$$\text{PRESSIONE DI TESTA POZZO} + \text{PRESSIONE DELLA COLONNA IDROSTATICA} + \text{PERDITE DI CARICO IN COLONNA} = \text{PRESSIONE DI FONDO POZZO}$$



$$\text{PRESSIONE DI TESTA POZZO} + \text{PRESSIONE DELLA COLONNA IDROSTATICA} = \text{PRESSIONE DI FONDO POZZO}$$

Fig. 4 - Pressione di fondo pozzo

7. PROVE DI STRATO - PROVE DI PRODUZIONE

nel casing in corrispondenza allo strato da provare, o da formazioni esistenti sotto la scarpa del casing, cioè dal foro non tubato.

Fasi di una prova

La prova consiste in una prima erogazione, in una prima risalita, una seconda erogazione ed una risalita finale.

- La prima erogazione di durata limitata (5-10 minuti) ha lo scopo di eliminare la sovrappressione indotta nella formazione dal filtrato e dalla compressione determinata dal packer al momento della sua messa in presa (overcharge).
- La prima chiusura (build-up), di durata variabile (30' - 120') ha lo scopo di misurare la pressione statica del reservoir prima di una consistente erogazione
- La seconda erogazione ha lo scopo di consentire la misura di flusso stabilizzata (portata costante per 5-6 ore)

La risalita finale è importante quanto l'erogazione. La sua durata dipende dal rischio che si vuol correre nell'esecuzione della prova. La norma dice che la risalita dovrebbe durare almeno due volte l'erogazione.

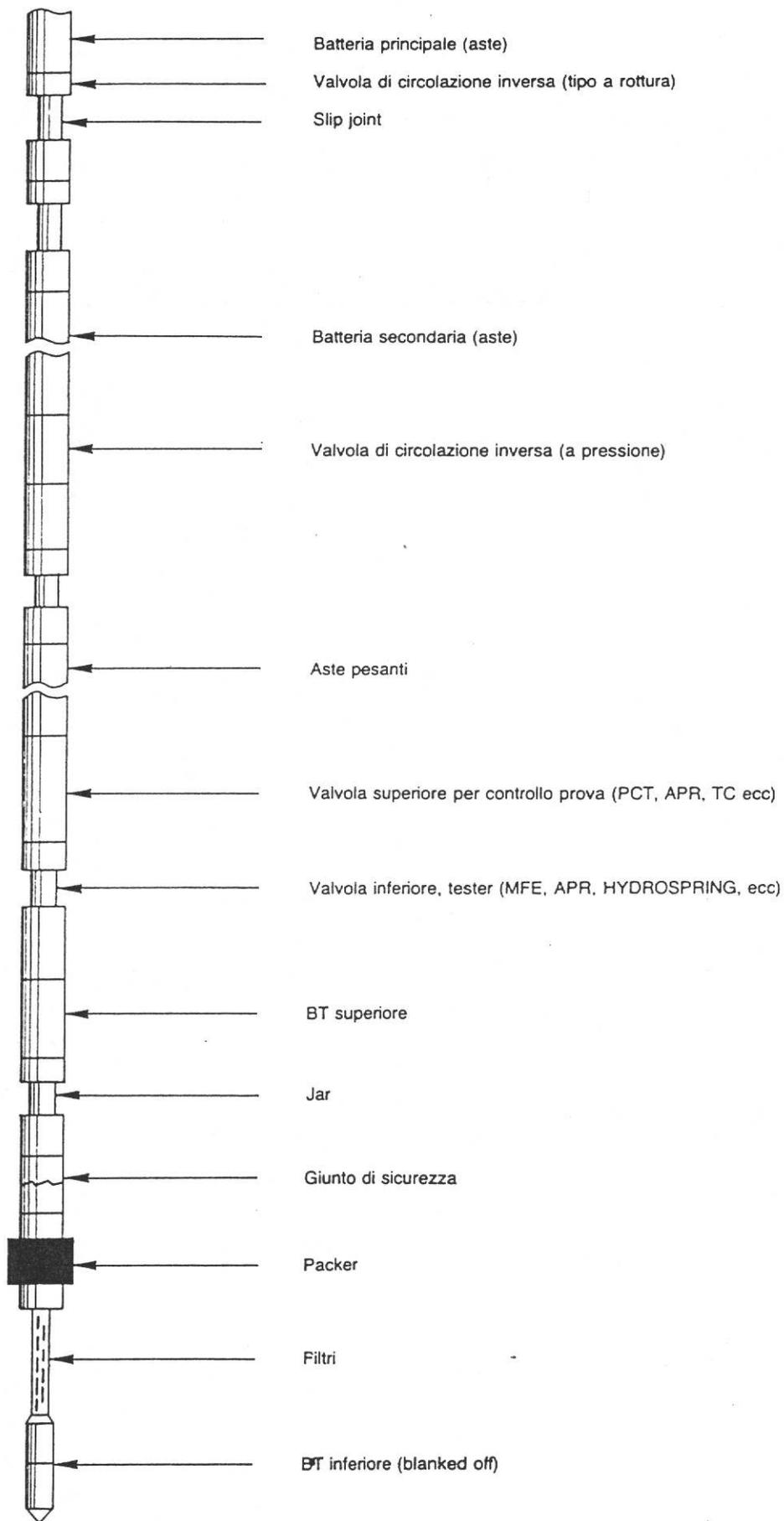
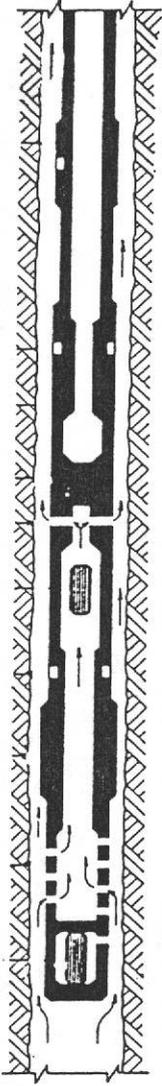
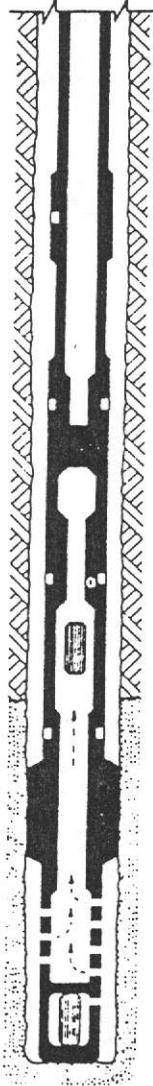


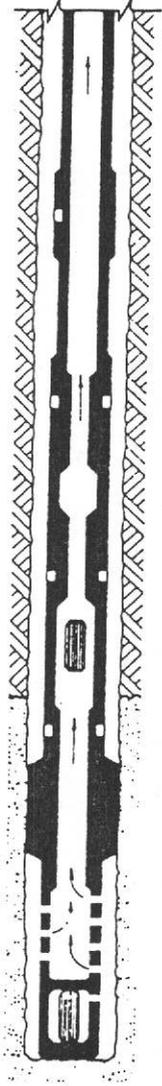
Fig. 1 - Esempio di batteria per DST



1 - DISCESA
PACKER

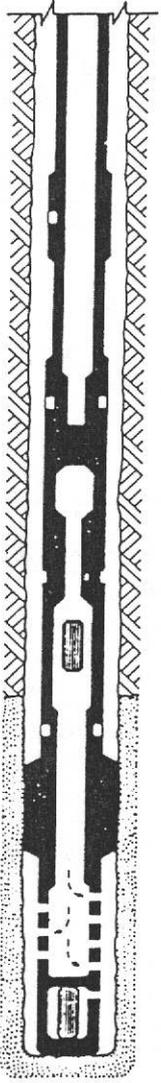


2 - FISSAGGIO
PACKER



3 - APERTURA
TESTER

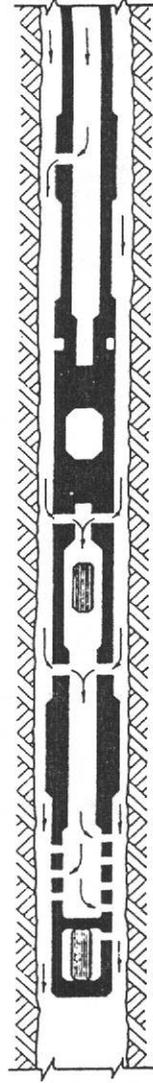
Fig. 2 - Fasi iniziali di una prova di strato



4 - CHIUSURA
TESTER



5 - CIRCOLAZIONE
INVERSA



6 - ESTRAZIONE
PACKER

Fig. 3 - Fasi finali di una prova di strato

7.2 Prove di produzione

Le prove di produzione nei pozzi hanno lo scopo di misurare i parametri essenziali per la conoscenza sia del pozzo che del giacimento. Una prova di produzione di un pozzo ad olio o a gas può essere genericamente definita come una serie di misure della produzione del pozzo in particolari condizioni e per un dato periodo di tempo. Per un pozzo ad olio la produzione è rappresentata in linea generale da olio, gas e acqua; per un pozzo a gas, da gas, acqua e spesso da condensato.

L'insieme di queste informazioni fornisce motivi di interesse per lo sviluppo del giacimento al fine di ottenere il miglior recupero con il minimo costo.

Distinguiamo due tipi di prove di produzione

- Prove iniziali
- Prove periodiche

a) Le prove iniziali sono quelle eseguite nei pozzi all'inizio della vita produttiva.

b) Le prove periodiche hanno lo scopo di seguire nel tempo l'evoluzione del pozzo e del giacimento.

Una prova di produzione standard consiste in una serie di erogazioni e risalite (build-up) a diversi regimi di portata (dusi diverse).

Esistono diverse procedure per le prove di produzione quali:

flow after flow
(Fig.1) {
 portate crescenti con risalita
 finale
 portate decrescenti con risali-
 ta finale

isocrona (Fig. 2) {
 portate crescenti con risalita
 dopo ogni portata (duse)
 portate decrescenti con risali-
 ta dopo ogni portata (duse)

I parametri che si determinano durante l'esecuzione delle prove di produzione sono:

- Produzione di olio (o condensato)
- Produzione di gas
- Produzione di acqua
- Determinazione del rapporto gas-olio
- Determinazione del rapporto acqua-olio
- Pressione statica di giacimento
- Pressione dinamica di fondo e testa pozzo
- Temperatura di giacimento
- Gradienti statici e dinamici in giacimento
- Temperatura e pressione di separatore

Le altre misure che sono rilevate durante l'erogazione sono:

- Densità olio (o condensato)
 - Densità gas
 - Salinità olio
 - Salinità acqua
 - Presenza di acqua
 - Presenza di sedimenti
- } BSW

Esaminiamo ora più dettagliatamente le voci sopracitate:

- La produzione di olio in m^3/g o bbl/day viene misurata con misuratore volumetrico, o in serbatoio di misura a valle del separatore (Fig.3)
- La produzione di gas in Sm^3/g o Scf/day viene determinata con diaframma tarato per mezzo di misuratori a pressione differenziale (Fig. 3)
- La produzione di acqua viene misurata volumetricamente in una vasca di misura a valle del separatore o sulla linea di scarico dell'acqua (Fig. 3)
- Il rapporto gas-olio (GOR) in Sm^3/m^3 o Scf/bbl è il rapporto dei volumi di gas e di olio prodotti in superficie nello stesso periodo di tempo

- Il rapporto acqua-olio (WOR) è il rapporto tra la portata di acqua e la portata di olio. Il valore può essere espresso in percentuale.

- La pressione di fondo deve essere misurata in continuità se ciò è possibile, altrimenti all'inizio e alla fine del periodo di erogazione. Tali misure vengono effettuate con particolari attrezzature, (Amerada, strumenti elettronici) che possono venire discesi in pozzo (Fig. 5).
Le pressioni di testa vanno misurate con misuratori a peso morto per controllare la stabilizzazione (Fig. 4). Analogamente, deve essere misurata anche la pressione al separatore, per poter effettuare le previste correzioni sulle portate di erogazione.

- Durante il periodo di stabilizzazione (risalita) della pressione statica di fondo è conveniente eseguire un profilo di temperatura per conoscere il profilo geotermico del pozzo e la temperatura di giacimento.
Dovranno essere rilevate regolarmente anche le temperature a testa pozzo ed al separatore.

- Il BSW e la densità olio vengono determinati con centrifuga Fig. 6 e densimetri Fig. 7.

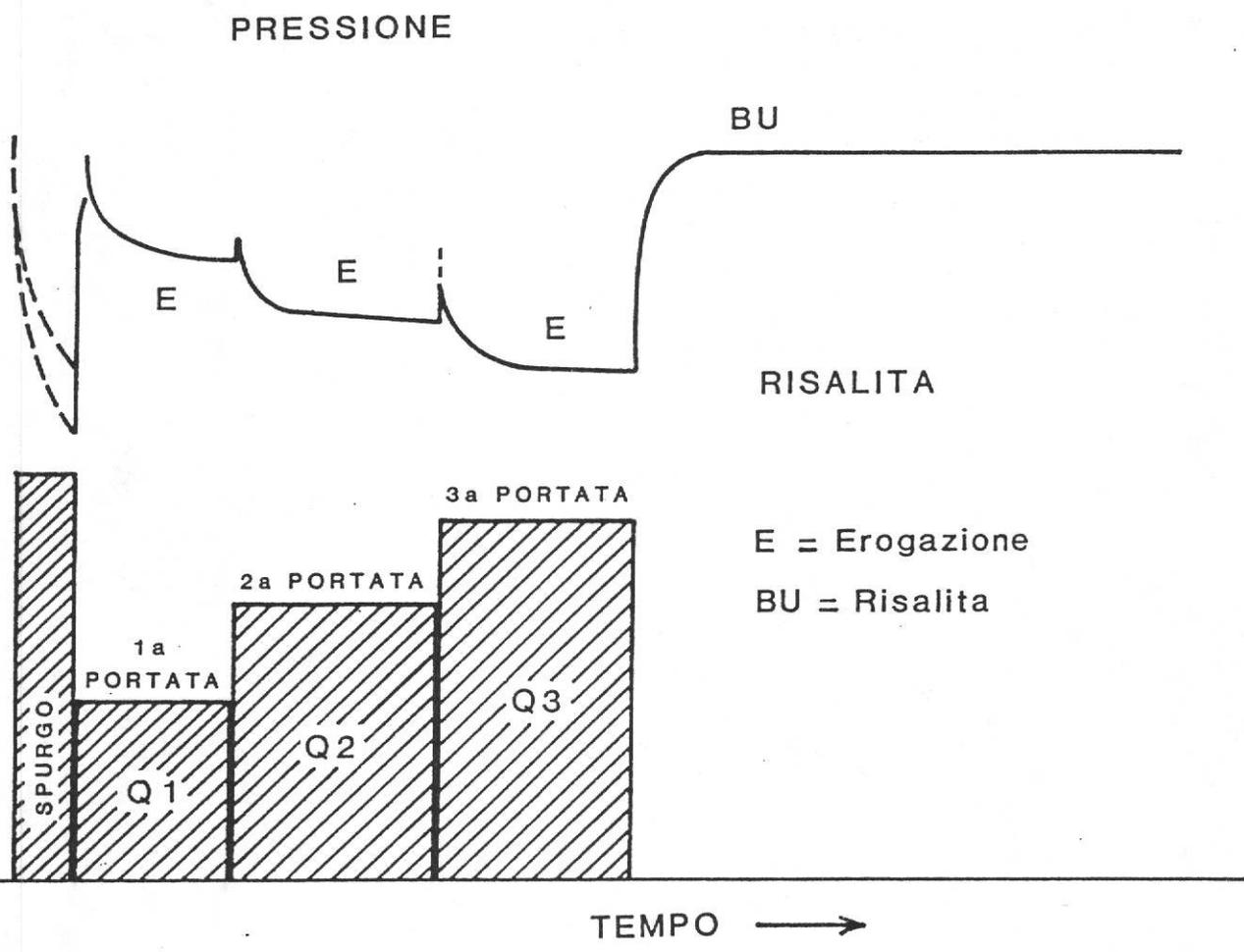


Fig. 1 - Prova di produzione tipica con 3 portate d'erogazione "Flow after Flow"

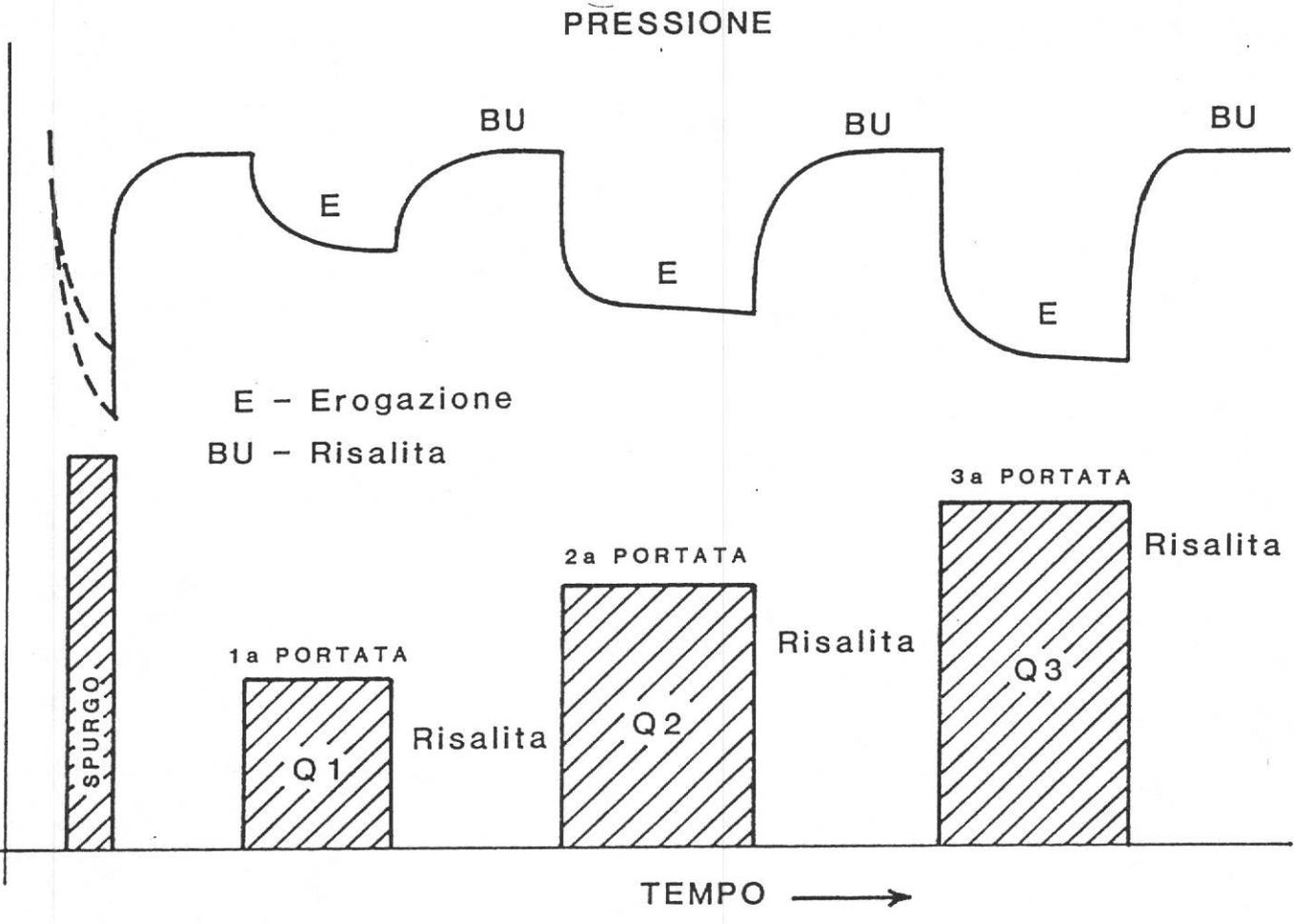


Fig. 2 - Prova di produzione tipica con 3 portate d'erogazione "Isocrona"

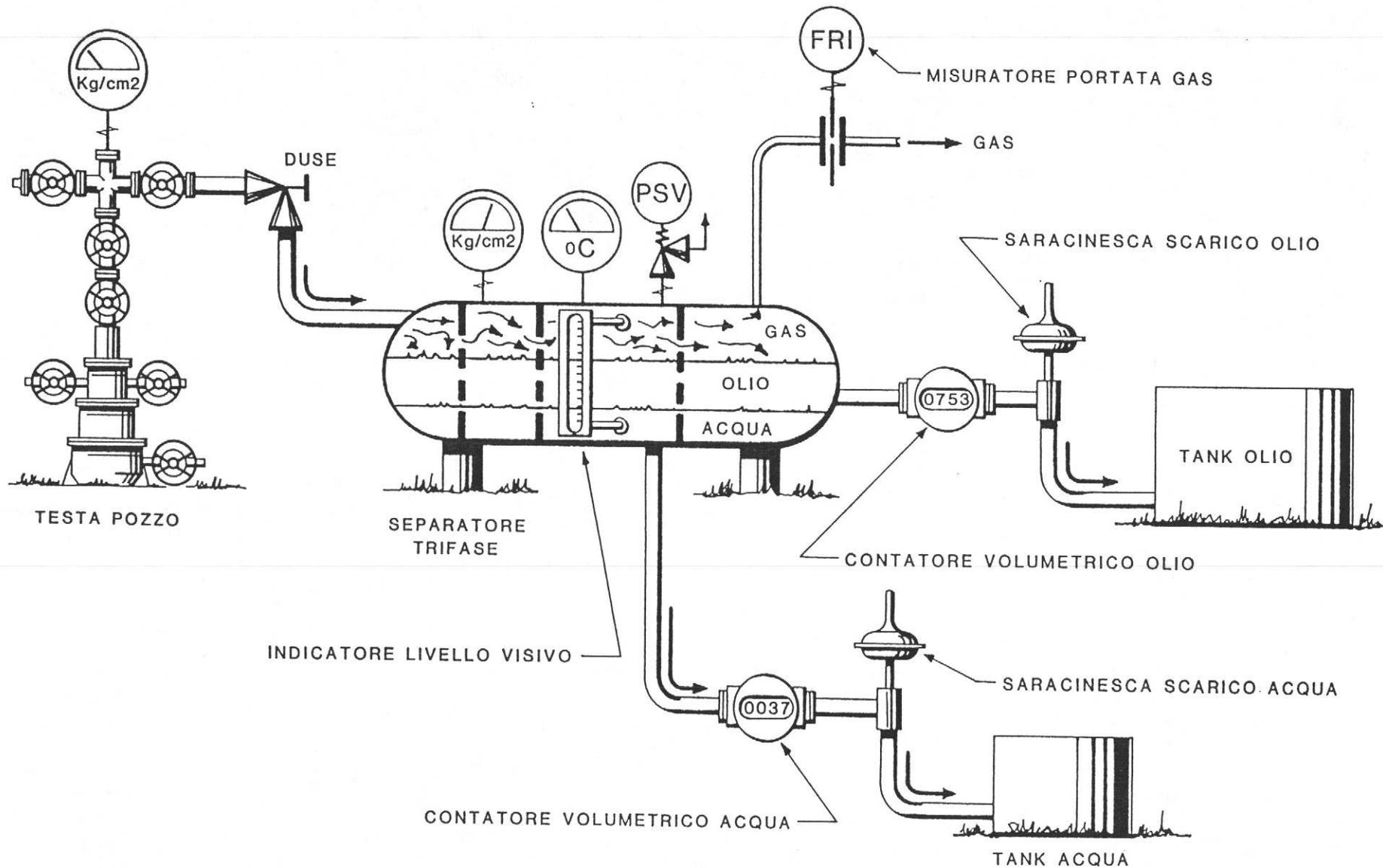


Fig. 3 - Linea di prova

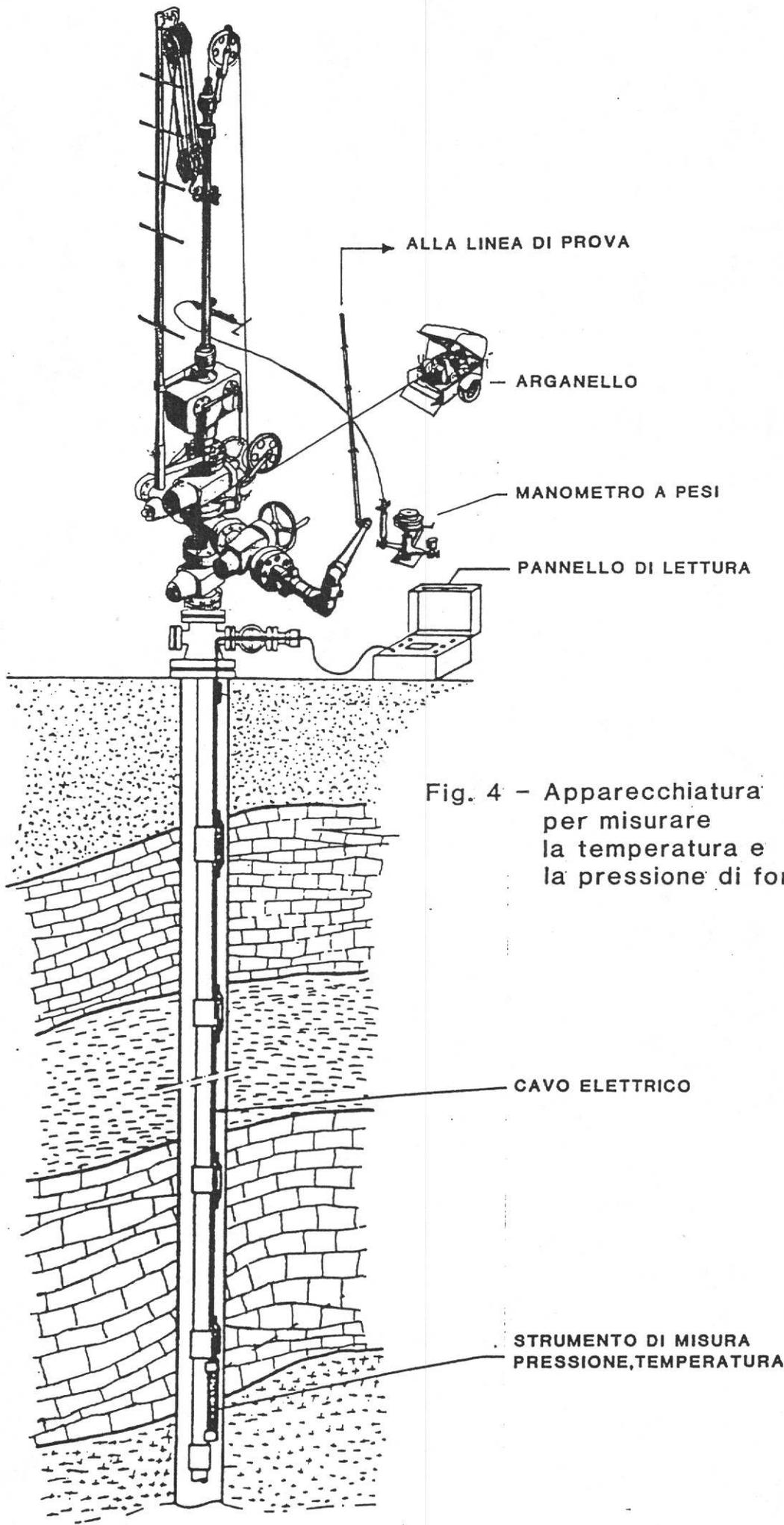
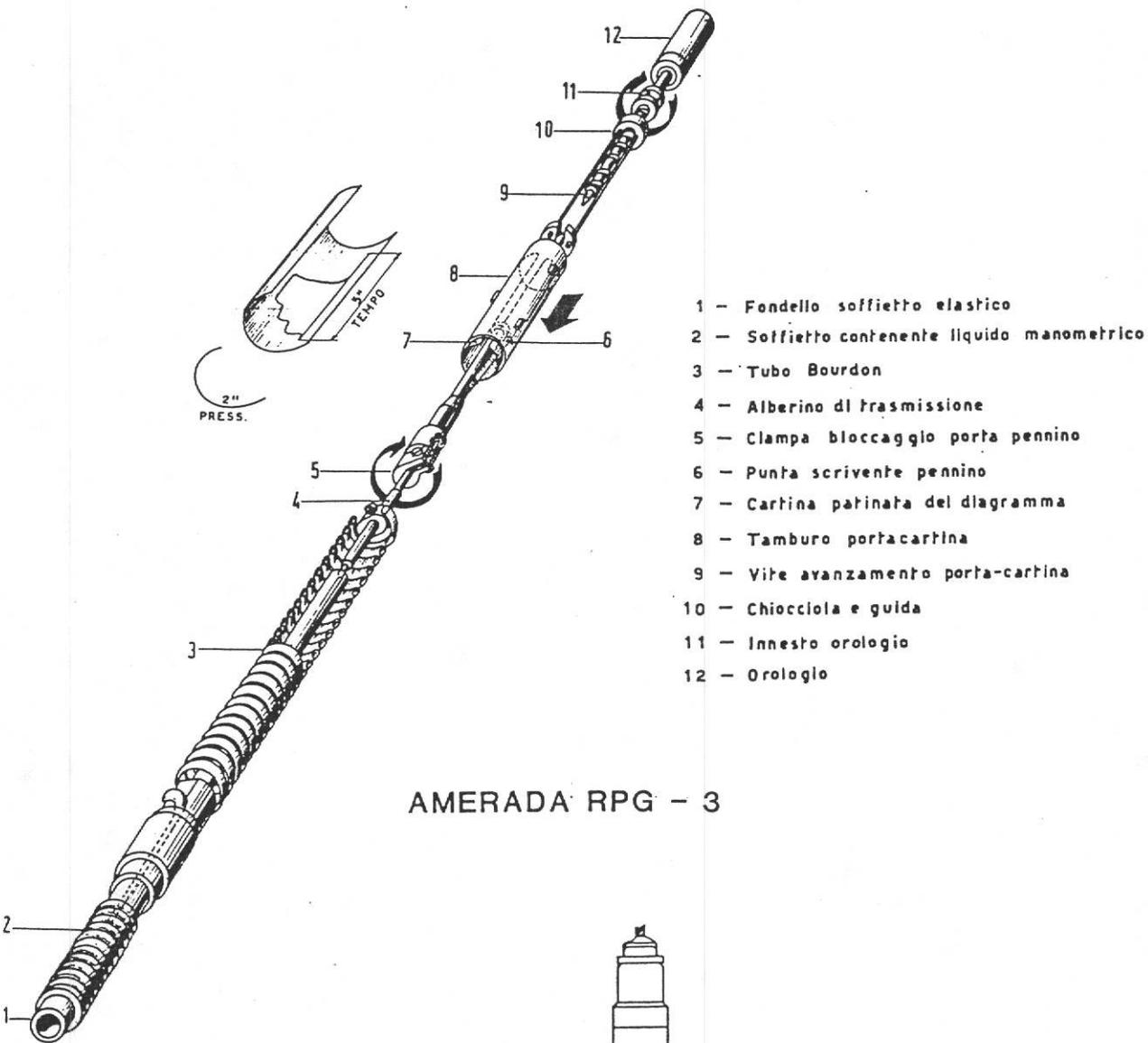


Fig. 4 - Apparecchiatura per misurare la temperatura e la pressione di fondo

CAVO ELETTRICO

STRUMENTO DI MISURA PRESSIONE, TEMPERATURA



AMERADA RPG - 3

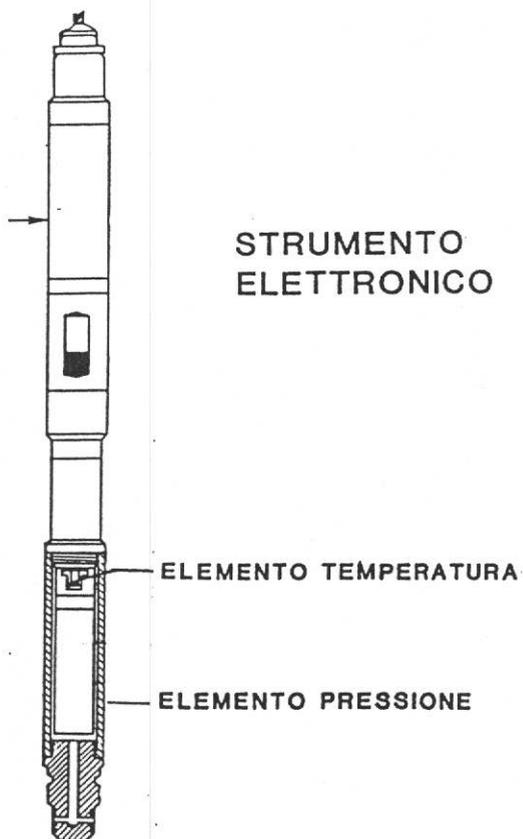
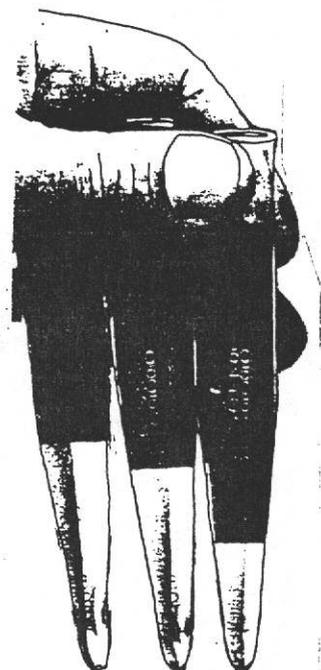
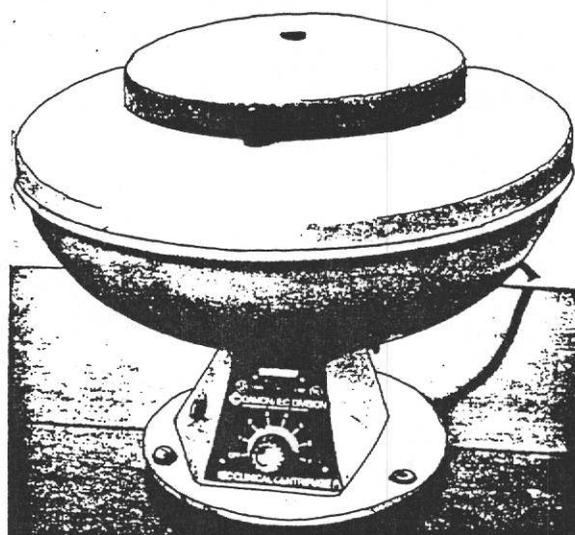
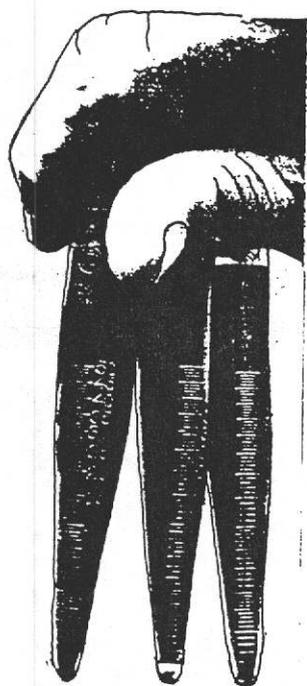


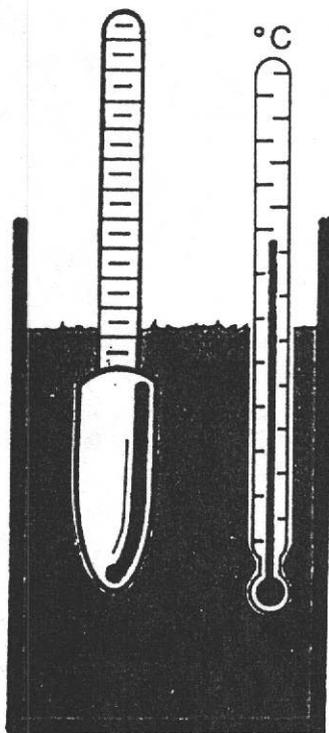
Fig. 5 - Strumenti di misura pressione e temperatura di fondo



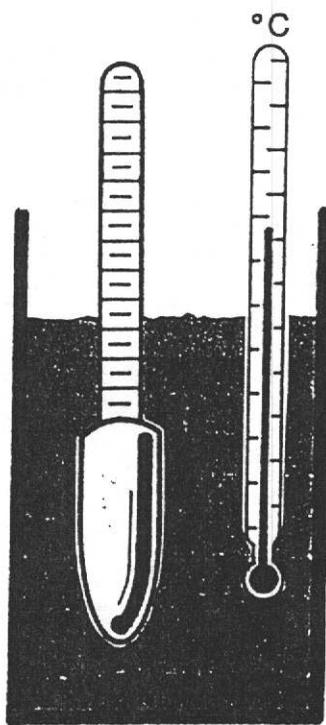
CENTRIFUGA

Fig. 5 - Determinazione del BSW

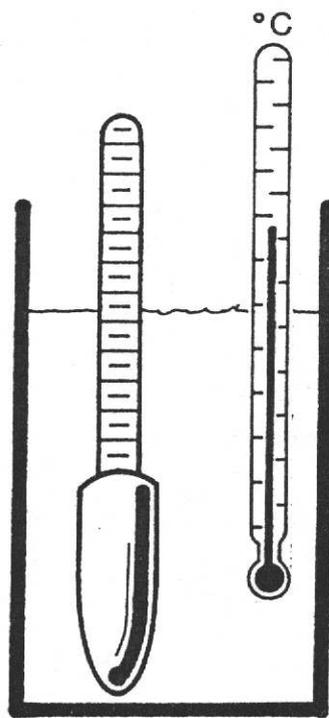
DENSIMETRO



da 15° a 25° API



da 25° a 45° API



da 45° a 60° API

Fig. 6 - Determinazione della densita' olio

8. APPLICAZIONE DEI DATI OTTENUTI

9. CONTROLLO DEL COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

APPLICAZIONE DEI DATI

I dati ricavati dalle prove di produzione vengono opportunamente correlati tra di loro e utilizzati per calcoli che portano a valutazioni precise circa:

- la permeabilità della roccia
- il danneggiamento (skin effect)
- l'area di drenaggio
- la produttività del pozzo (portata ottimale)
- la programmazione di interventi migliorativi (acidificazioni)
- la programmazione di sollevamenti artificiali (pompe)

CONTROLLO DEL COMPORTAMENTO DEL GIACIMENTO

Durante la coltivazione di un giacimento possono verificarsi diverse anomalie come:

- condizioni di erogazione diverse da quelle programmate
- calo di pressione non uniforme in tutto il giacimento
- aumento della portata di H_2O e di gas in pozzi ad olio

Per poter evitare le anomalie sopracitate o intervenire se esse sono in atto occorre effettuare dei controlli quotidiani o periodici sui singoli pozzi produttivi.

a) Controllo quotidiani

- Pressione a testa pozzo
- Portata (pozzi a gas)

b) Controlli periodici

- Pressione statica e dinamica di fondo pozzo
- Fluidi in pozzo (gradienti di pressione)
- Prove di produzione con misura della portata dei fluidi erogati.

1964-1965
1965-1966
1966-1967
1967-1968
1968-1969

10. STOCCAGGIO DEL GAS NATURALE

CONSIDERAZIONI GENERALI

Il motivo principale che ha portato allo sviluppo degli stoccaggi è stato quello di permettere alle varie compagnie di far fronte alle richieste di portate massime (o punte) orarie e giornaliere durante i periodi più freddi dell'anno al costo più basso possibile.

La possibilità tecnica e l'importanza economica di immagazzinare il gas naturale per un certo periodo di tempo e semplificare le operazioni di distribuzione, è stata riconosciuta e applicata in molti paesi, primi fra i quali il Canada nel 1915 e gli Stati Uniti nel 1916.

Il primo stoccaggio di gas naturale in Italia, in esercizio dall'Aprile 1964, è quello eseguito in uno dei livelli a gas dal campo di Cortemaggiore, seguito in tempi brevi da quelli di Sergnano (1965) Brugherio (1966) e Ripalta (1967). L'aumento del importato ha comportato la necessità di reperire nuovi giacimenti da adibire a stoccaggio. Così nel 1975 entrava in esercizio Minerbio (nelle vicinanze di Bologna) e poi, per quanto concerne l'Italia meridionale, Ferrandina e Pisticci (1977 e 1978).

I primi stoccaggi in formazioni geologiche sono stati eseguiti in giacimenti a gas esauriti e solo dopo parecchi anni si è passati a stoccaggi in acquiferi (USA-1931), in giacimenti ad olio con gas cap (USA-1941) per arrivare infine a stoccaggi di gas naturale in giacimenti ad olio esauriti, in cavità saline, in miniere di carbone ed addirittura ad esperienze di stoccaggio in cavità prodotte da esplosioni nucleari.

La coltivazione di un giacimento a gas utilizzato come stoccaggio si differenzia dalla coltivazione primaria principalmente nelle portate di produzione. Dagli stoccaggi infatti si cerca di ottenere portate di produzione notevolmente superiori a quelle che si avevano durante la coltivazione primaria. Per questa ragione i problemi tecnici relativi al completamento dei pozzi, alla loro spaziatura ed ubicazione nonché alle stazioni di compressione devono essere affrontati e risolti in modo adeguato per permettere elevate portate sia in fase di iniezione che di produzione.

10.1. Tipi di stoccaggio

Gli stoccaggi vengono divisi generalmente in 3 categorie:

- a) stoccaggi convenzionali
- b) stoccaggi semiconvenzionali
- c) stoccaggi speciali

Alla prima categoria appartengono gli stoccaggi che vengono eseguiti in giacimenti a gas esauriti o semiesauriti; alla seconda quelli eseguiti in giacimento ad olio esauriti ed in acquiferi, ed alla terza gli stoccaggi di gas in cavità prodotte da esplosioni nucleari.

Gli stoccaggi finora eseguiti in Italia sono tutti del tipo convenzionale; è allo studio comunque la possibilità di effettuare anche stoccaggi del tipo semiconvenzionale.

10.2. Caratteristiche fisiche di un giacimento adibito a stoccaggio

Qui di seguito vengono brevemente esaminate le proprietà fisiche della roccia serbatoio e dei fluidi in essa contenuti.

- Porosità e Permeabilità

Per lo stoccaggio conviene utilizzare giacimenti ad elevata porosità e permeabilità specie nel caso di strutture a dimensioni ridotte. Nei giacimenti italiani la porosità variano da 20 a 30% e la permeabilità è superiore a 300 md.

- Pressione di giacimento

Per lo stoccaggio è importante che il giacimento si trovi ad una discreta profondità per poter avere una pressione relativamente alta.

Durante la fase di stoccaggio la pressione massima di giacimento non deve superare la pressione derivante dal carico dei sedimenti (gradiente + geostatico), altrimenti si verificherebbe una rottura delle rocce di copertura con conseguente perdita di gas in senso verticale.

10.3. Criteri per la scelta di uno stoccaggio

In vista della scelta del tipo di stoccaggio, si deve fare un'analisi tecnica ed economica allo scopo di scegliere la soluzione economicamente

più conveniente.

Il dato di base è costituito dalla portata massima giornaliera che il serbatoio di stoccaggio deve produrre in un determinato periodo dell'inverno. Normalmente nella progettazione di uno stoccaggio si assume che la massima portata giornaliera debba essere erogata alla fine dell'inverno.

Le caratteristiche che hanno maggiore influenza sulla portata e quindi sui costi di uno stoccaggio sono riportate qui di seguito.

Capacità di stoccaggio

E' intesa come il volume di gas che può essere contenuto nel giacimento nella situazione di massimo e minimo invaso. Si definisce "cushion gas" o gas inattivo, il volume di gas che deve restare immobilizzato in giacimento per tutto il periodo in cui questo è utilizzato come stoccaggio. Si definisce "working gas", o gas attivo il volume di gas prodotto e iniettato durante i cicli di stoccaggio.

Nella situazione di massimo invaso, la capacità dello stoccaggio è data da cushion gas più il working gas.

Dai dati statistici si osserva che mediamente solo il 50% del gas totale presente nella situazione di massimo invaso può essere utilizzato come working gas nei cicli di iniezione e produzione. Da ciò deriva che le quantità di gas

immobilizzato sono sempre notevoli e quindi hanno un peso molto importante nell'economia generale dello stoccaggio.

Le procedure per la produzione di energia elettrica sono molto complesse e richiedono un lungo periodo di tempo per essere completate. Inoltre, la produzione di energia elettrica è un processo molto costoso e richiede un alto livello di tecnologia e di personale qualificato. Per questo motivo, la produzione di energia elettrica è un settore molto importante per lo sviluppo economico di un paese.

La produzione di energia elettrica
La produzione di energia elettrica è un processo molto complesso che richiede un alto livello di tecnologia e di personale qualificato. Per questo motivo, la produzione di energia elettrica è un settore molto importante per lo sviluppo economico di un paese. Inoltre, la produzione di energia elettrica è un processo molto costoso e richiede un lungo periodo di tempo per essere completata.

La produzione di energia elettrica è un processo molto complesso che richiede un alto livello di tecnologia e di personale qualificato. Per questo motivo, la produzione di energia elettrica è un settore molto importante per lo sviluppo economico di un paese. Inoltre, la produzione di energia elettrica è un processo molto costoso e richiede un lungo periodo di tempo per essere completata.