

7.8. Determinazione del potenziale produttivo dei pozzi a gas

7.8.1. Considerazioni generali

Il problema che si pone all'ingegnere di giacimento per quanto riguarda i pozzi a gas è sostanzialmente la scelta della portata da impiegare in presenza dei vincoli esistenti, che possono essere: un valore minimo della pressione alla testa oppure al fondo del pozzo, la necessità di evitare il trascinarsi di sabbia in pozzo, ecc.

Per definire la portata di regime del pozzo l'ingegnere si avvale dei risultati ottenuti durante le prove di produzione condotte al pozzo, ed è proprio qui dove la tecnica impiegata per i pozzi a gas si discosta da quella per i pozzi ad olio.

Ricordiamo innanzitutto che il tempo necessario perchè nell'area di drenaggio del pozzo si instauri un regime di flusso pseudo-stazionario è dato da:

$$t_D > 0,1 \left(\frac{r_e}{r_w} \right)^2 \quad \dots (5.17c)$$

cioè

$$t > 0,1 \frac{\phi r_e^2}{k} \mu c \quad \dots (7.35)$$

Poiché $\mu_g \ll \mu_o$ (valori tipici di μ_g sono $1,5 \cdot 10^{-5}$ a $3 \cdot 10^{-5}$ Pa·s = 0,015 ÷ 0,03 cP), anche se c_g è sempre maggiore di c_o , si ha:

$$(\mu_g c_g) \ll (\mu_o c_o) \quad \dots (7.36)$$

Di conseguenza a parità di spaziatura, r_e , il tempo necessario per raggiungere condizioni di flusso pseudo-stazionario è sempre minore in un giacimento a gas che non in un giacimento ad olio.

Si noti poi che, come appare dalla 7.35, tale tempo è indipendente dalla portata imposta al pozzo.

Per le ragioni sopra esposte, nei giacimenti di gas a permeabilità sufficientemente alta si preferisce eseguire le prove di produzione in regime pseudo-stazionario, ricorrendo alle prove in transitorio solo quando k è talmente basso che il raggiungimento dello pseudo-stazionario richiederebbe prove di durata incompatibile col normale esercizio del pozzo o del campo.

Si ricordi che, all'incontrario, nei giacimenti ad olio si tende a contenere la durata delle prove di produzione entro i limiti del transitorio ed ad interpretare le prove stesse con le equazioni per flusso in regime transitorio.

Quanto sopra non deve essere considerato come una discrepanza fra il trattamento dei risultati delle prove nei pozzi a gas e nei pozzi ad olio.

Il fatto sostanziale è che, per una corretta elaborazione dei dati da prove, è opportuno che il flusso in giacimento durante tutta la prova si sia mantenuto entro uno stesso regime (transitorio oppure stazionario). Prove nelle quali i dati siano stati ricavati parte in regime

transitorio, parte in tardo-transitorio, parte in pseudo-stazionario possono ancora venire interpretate, ma con un'indeterminazione molto maggiore che prove condotte, per tutta la loro durata, in uno stesso regime di flusso.

7.8.2. Prove condotte in regime pseudo-stazionario

Partendo da regime stabilizzato ($p = \bar{p}$ su tutta l'area di drenaggio) la tecnica impiegata (Fig. 7.6) è di far erogare il pozzo con una prima portata $q_{1,sc}$ ed attendere la stabilizzazione della pressione di fondo $p_{wf,1}$, innalzare poi la portata ad un valore $q_{2,sc}$, attendere di nuovo la stabilizzazione della pressione di fondo, $p_{wf,2}$, e procedere così per almeno 4 portate *sempre crescenti*.

La pratica insegna che l'eseguire le prove a portate crescenti fornisce risultati migliori che eseguirle a portate decrescenti (e di questo esiste anche una spiegazione teorica), la cosa peggiore è di condurre le prove con portate alternativamente crescenti e decrescenti.

Le coppie di valori stabilizzati ($q_{i,sc}$, $p_{wf,i}$) vengono poi impiegate per valutare il potenziale produttivo del pozzo, secondo le tecniche che verranno descritte nelle pagine seguenti.

La tecnica di prova a portate crescenti, *senza chiusure intermedie del pozzo* (si esegue solo la chiusura finale, con relativa interpretazione della risalita della pressione) viene chiamata "*portata dopo portata*" o, con terminologia americana, "*flow after flow*"⁹.

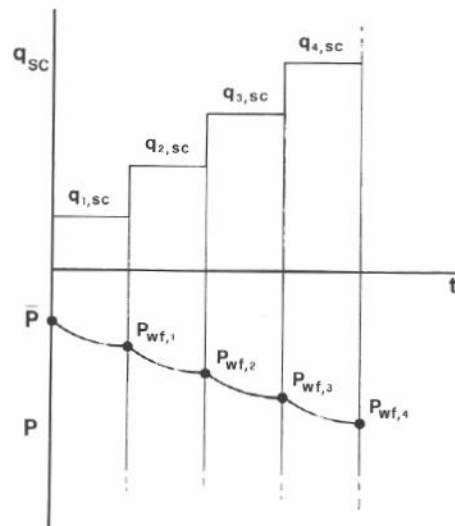


Fig.7.6 - Programma di portate ed andamento della pressione in una prova in un pozzo a gas condotta con il sistema "portata dopo portata".

7.8.2.1. Metodo empirico dello U.S. Bureau of Mines "Back Pressure Test"

Un metodo empirico per la valutazione del potenziale produttivo dei pozzi a gas, metodo basato sull'interpretazione dei dati di prove "flow after flow", è quello codificato più di

mezzo secolo fa dal Bureau of Mines statunitense,¹¹ ed impiegato ancor oggi da alcuni organismi governativi di controllo,⁵ che va sotto il nome di "back pressure test" (letteralmente: prova di contropressione).

In pratica si è visto che, quasi sempre, le coppie di valori ($q_{i,sc}$, $p_{wf,i}$) soddisfano all'equazione:

$$q_{sc} = C (\bar{p}^2 - p_{wf}^2)^n \quad \dots (7.37a)$$

ove C ed n sono costanti numeriche che variano da pozzo a pozzo. Come dimostrato da Carter *et al.*³ n dovrebbe variare da 0,5 ad 1; in particolare $n = 1$ se la perdita di carico addizionale per flusso non-Darcy è nulla o trascurabile.

Dalla 7.37a si ha:

$$\log q_{sc} = \log C + n \log (\bar{p}^2 - p_{wf}^2) \quad \dots (7.37b)$$

In altre parole, riportando in coordinate bilogaritmiche $(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)$ in funzione di q_{sc} i punti si dovrebbero allineare lungo una retta, (Fig. 7.7) cosa che non sempre si verifica dato che, di fatto, C ed n variano con la portata q_{sc} .

Estrapolando la retta così ottenuta a $(\bar{p}^2 - p_{sc}^2)$, e cioè ad una pressione di fondo (solo teoricamente raggiungibile) uguale alla pressione atmosferica, si ottiene la portata q_{sc} corrispondente al cosiddetto "potenziale a flusso libero" (Absolute Open Flow, AOF), che costituisce una misura empirica del potenziale produttivo del pozzo.

La portata ottenibile in corrispondenza di una qualsiasi pressione di fondo ("back pressure") p_{wf} può essere poi facilmente ottenuta per interpolazione da un diagramma come la Fig. 7.7.

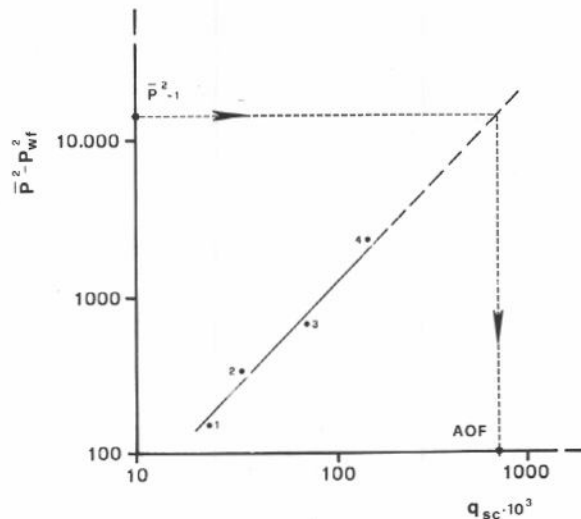


Fig. 7.7 - Risultato di un "back pressure test" condotto con la tecnica USBM.

Una modifica ancora più empirica del metodo è quella di riportare, in funzione di q_{sc} , la differenza fra i quadrati della pressione media di giacimento, \bar{p} , e della pressione a testa-pozzo p_{wh} .

$$q_{sc} = C' (\bar{p}^2 - p_{wh}^2)^{n'} \quad \dots (7.38)$$

inglobando così, in qualche modo, anche le perdite di carico nella colonna di produzione.

Una qualche giustificazione teorica della 7.37a si può ottenere facendo ricorso alla 7.25, relativa a flusso in regime pseudo-stazionario, nella quale il potenziale di gas reale $m(p)$ sia stato sostituito con p^2 supponendo valida la 7.33a. Si ha allora:

$$q_{sc} = \pi k h \frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{z \bar{\mu}_g \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S + D q_{sc} \right)} \quad \dots (7.39)$$

Per $D = 0$, la 7.39 coincide con la 7.37a

con: $n = 1 \quad \dots (7.40a)$

$$C = \frac{T_{sc}}{p_{sc} T} \frac{\pi k h}{z \bar{\mu}_g \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S \right)} \quad \dots (7.40b)$$

Se $D > 0$, è necessario che sia $n < 1$ (e non necessariamente costante) per ottenere dalla 7.37a gli stessi risultati della 7.39.

7.8.2.2. Interpretazione razionale delle prove di produzione "flow after flow"

La 7.25, valida per flusso in regime pseudo-stazionario, può essere scritta come segue:

$$\frac{m(\bar{p}) - m(p_{wf})}{q_{sc}} = A + B q_{sc} \quad \dots (7.41a)$$

avendo posto:

$$A = \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S}{\pi k h} \quad \dots (7.41b)$$

e

$$B = \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} \frac{D}{\pi k h} \quad \dots (7.41c)$$

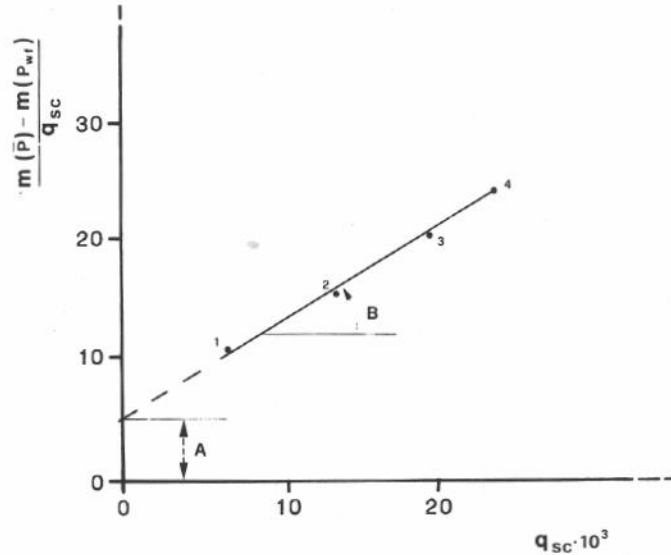


Fig. 7.8 - Interpretazione di una prova di produzione condotta con il sistema "portata dopo portata".

La 7.41 fornisce un metodo razionale e teoricamente ineccepibile per interpretare le prove "flow after flow". Riportando infatti in coordinate cartesiane (Fig. 7.8) $[m(\bar{p}) - m(p_{wf})]/q_{sc}$ in funzione di q_{sc} si ottiene una retta di coefficiente angolare B e di intercetta all'origine A, essendo:

$$\lim_{q_{sc} \rightarrow 0} \frac{m(\bar{p}) - m(p_{wf})}{q_{sc}} = A \quad \dots (7.41d)$$

Tale retta permette di calcolare direttamente il valore di q_{sc} corrispondente ad un dato valore di p_{wf} [e quindi $m(p_{wf})$] e, per tentativi successivi, il valore di $m(p_{wf})$ corrispondente ad un dato valore di q_{sc} .

In particolare, per quanto riguarda la AOF si ha:

$$q_{sc}(AOF) = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B [m(\bar{p}) - m(p_{wf} = p_{sc})]}}{2B} \quad \dots (7.42)$$

Si osservi che dai valori di A e B determinati in base ai dati rilevati nel corso delle prove *non* è possibile calcolare i parametri di giacimento (kh , r_e) e di pozzo (S, D). Si può avere solo una indicazione qualitativa dell'esistenza o meno di flusso in regime non-Darcy, in base al valore di B.

Per ottenere le informazioni di cui sopra è necessario che, al termine della prova, venga registrata la risalita della pressione, da interpretare come verrà descritto in seguito.

Riteniamo opportuno richiamare l'attenzione sul fatto che la 7.41a, scritta anche:

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = A q_{sc} + B q_{sc}^2 \quad \dots (7.43)$$

è la sola equazione che descriva in maniera corretta il comportamento portata/pressione dei pozzi a gas.

7.8.3. Prove condotte in regime transitorio

Può accadere che in un giacimento, soprattutto se molto profondo e quindi con roccia-serbatoio molto cementata, la permeabilità sia talmente bassa, oppure la spaziatura sia talmente grande (caso di un solo pozzo in erogazione in un giacimento) che il tempo necessario per raggiungere il flusso in regime pseudo stazionario (vedi 7.35) sia incompatibile con le condizioni operative del giacimento.

In tal caso, e solo in tal caso, le prove nei pozzi a gas vengono condotte in regime transitorio.

Esistono a tale scopo due tecniche: le cosiddette "prove a tempi di erogazione costanti" (*isochronal tests*) e le prove a portate multiple senza chiusura del pozzo (*multirate tests*).

Di queste le prime trovano il maggior consenso nella pratica di campo.

7.8.3.1. Prove a tempi di erogazione costanti ("isochronal tests")

La prova consiste (Fig. 7.9) nel mettere il pozzo in produzione a portata $q_{1,sc}$ per un tempo t_p inferiore a quello necessario per raggiungere le condizioni di flusso in regime pseudo-stazionario, indi chiudere il pozzo per un tempo t_{c1} sufficiente a far risalire la pressione al valore iniziale p_i , riaprire il pozzo a portata $q_{2,sc} > q_{1,sc}$ per lo stesso tempo t_p , richiuderlo ancora per un tempo t_{c2} sufficiente a far ritornare la pressione al valore iniziale p_i , e proseguire così a portate $q_{3,sc}$, $q_{4,sc}$ ecc. sempre crescenti.

Ovviamente, durante tutta la prova vengono registrate le portate in superficie e le pressioni a fondo-pozzo.

Se n sono le portate imposte al pozzo, alla fine della prova si disporrà quindi di dati relativi ad n declini di pressione a portate costanti $q_{1,sc}$, $q_{2,sc}$... $q_{n,sc}$ e di n risalite di pressione.

Volendo ripetere, ad abundantiam, le cose più importanti, gli isochronal tests sono caratterizzati dai seguenti fatti:

- successione di prove eseguite a portate $q_{i,sc}$ crescenti,
- durata dell'erogazione uguale per tutte le n portate, e tale da restare sempre in regime transitorio,
- dopo ogni erogazione, chiusura del pozzo fino a ritornare alla pressione iniziale p_i a fondo pozzo.

Ovviamente, i tempi di chiusura $t_{c,i}$ saranno diversi fra loro e, in genere, crescenti.

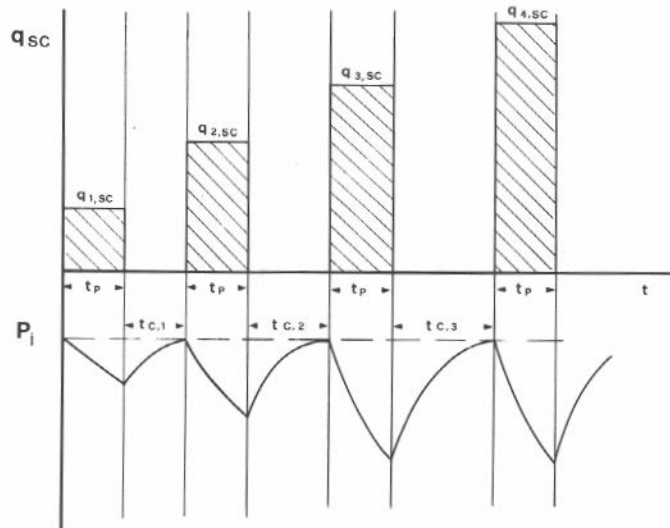


Fig. 7.9 - Programma di portate ed andamento della pressione di fondo durante un "isochronal test" in un pozzo a gas.

Poiché, come già fatto rilevare al Cap. 7.8.1, la velocità di propagazione del disturbo di pressione nello strato dipende solo dalla costante di diffusività $k/\phi \mu_g c_g$ e non dalla portata q_{sc} imposta al pozzo, purché se resti in regime transitorio a pari valore di t corrisponderà lo stesso valore di r_i , raggio di investigazione, per tutte le portate q_{sc} applicate al pozzo.

Ricordando la 7.19, valida appunto per regime transitorio, potremo scrivere:

$$\log [m(p_i) - m(p_{wf})] = \log q_{sc} + \log \left\{ \frac{128,81 T}{k h} \left[\log t + \log \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,351 + 0,869 (S + D q_{sc}) \right] \right\} \quad \dots (7.44)$$

oppure:

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}} = \left\{ \frac{128,81 T}{k h} \left[\log t + \log \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,351 + 0,869 S \right] + F q_{sc} \right\} \quad \dots (7.45)$$

Nella 7.44 si nota che, a parità di t , il termine in parentesi graffa sarebbe una costante (per un dato pozzo) se non vi comparisse il termine $D q_{sc}$.

Nella 7.45, sempre a parità di t , il termine in parentesi graffa è invece veramente una costante, e la dipendenza da q_{sc} è espressa dal termine esterno $F q_{sc}$.

Nell'interpretazione degli isochronal tests è pratica comune riportare in coordinate bilogaritmiche a parità di t i valori di $[m(p_i) - m(p_{wf})]$ rilevati durante ciascuna erogazione in funzione di ciascuna portata q_{sc} .

Si ottiene così (Fig. 7.10) una famiglia di curve pressoché parallele.

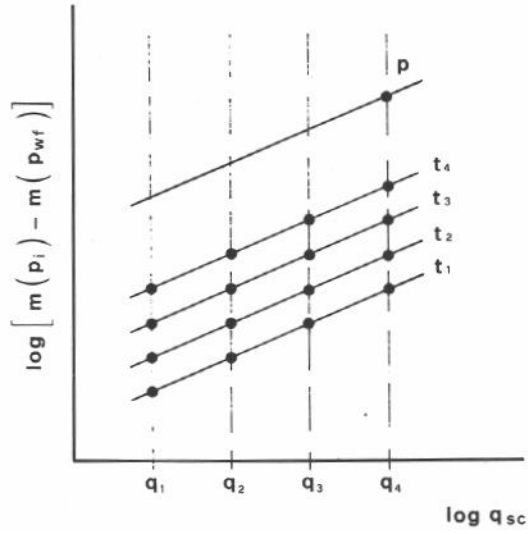


Fig. 7.10 - Interpretazione di un isochronal test: metodo

$$\log [m(p_i) - m(p_{wf})] = f[\log q_{sc}]$$

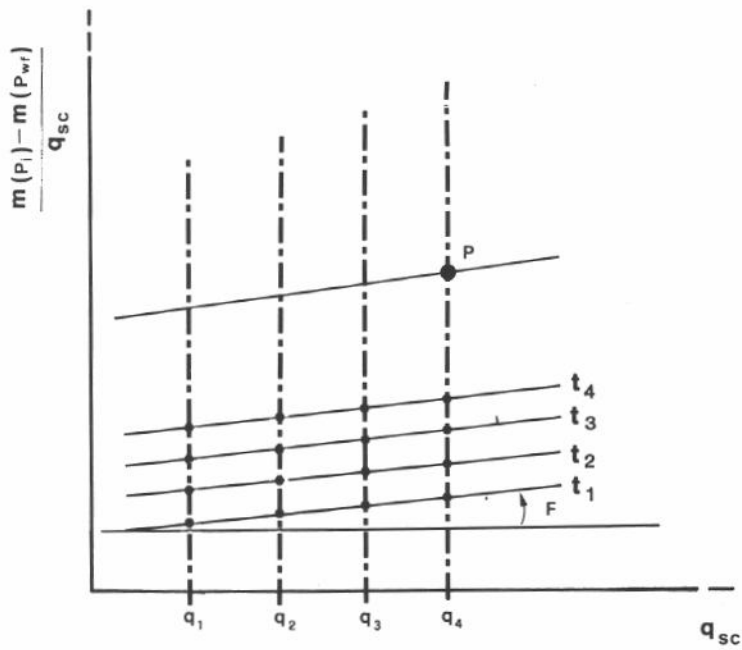


Fig. 7.11 - Interpretazione di un "isochronal test": metodo

$$[m(p_i) - m(p_{wf})] / q_{sc} = f[q_{sc}]$$

Con riferimento alla 7.45, riportando invece in coordinate cartesiane, *sempre a parità di t*, i valori di $[m(p_i) - m(p_{wf})]/q_{sc}$ in funzione di q_{sc} si ottiene una famiglia di rette questa volta rigorosamente parallele (Fig. 7.11) con coefficiente angolare F.

In entrambi i casi, disponendo di una prova di produzione di lunga durata, che abbia raggiunto il regime di flusso pseudo-stazionario, è possibile dal punto P che rappresenta i valori di $[m(p_i) - m(p_{wf})]; q_{sc}$ alla fine di tale prova tracciare una parallela alla famiglia di curve in precedenza tracciate (Fig. 7.10 e 7.11) *ottenendo così la retta che descrive il comportamento del pozzo in regime pseudo-stazionario*.

Tale retta viene poi impiegata per determinare la portata, q_{sc} , ottenibile in corrispondenza di una data pressione di fondo, p_{wf} , o viceversa la pressione di fondo in erogazione corrispondente ad una data portata.

La prova di produzione prolungata nel tempo, fino al raggiungimento del flusso in regime pseudo-stazionario, è sempre l'ultima della serie, e coincide in genere con la messa in produzione del campo.

Ovviamente, ognuna delle prove di produzione a portata costante che compongono lo isochronal test, essendo condotta in regime transitorio, può venire interpretata alla stessa maniera delle curve di declino della pressione per pozzi ad olio, come descritto al Cap. 6.5.

Una particolarità delle prove nei pozzi a gas è che la presenza del termine $D q_{sc}$ (flusso in regime non-Darcy) assieme al termine di skin vero e proprio, S, richiede l'interpretazione di almeno due prove a portata diversa per poter valutare le due componenti.

Dalla:

$$m(p_i) - m(p_{wf}) = 55,956 \frac{q_{sc} T}{k h} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + \ln t + 0,809 + 2 S + 2 D q_{sc} \right) \quad \dots (7.19b)$$

scritta in unità SI, si ha:

$$b = - \frac{d m(p_{wf})}{d \ln t} = 55,956 \frac{q_{sc} T}{k h} \quad \dots (7.46a)$$

da cui:

$$k h = 55,956 \frac{q_{sc} T}{b} \quad \dots (7.46b)$$

Quindi conoscendo h è possibile calcolare k.

Per verifica si calcola poi, nel caso più generale di area di drenaggio a geometria qualsiasi, il valore di:

$$t_{DA,max} = \frac{k}{\phi \mu_g c_g A} t_{max} \quad \dots (6.16)$$

che corrisponde al limite superiore del tratto di curva $m(p_{wf}) = f(\ln t)$ impiegato per la valutazione di b (Fig. 7.12).

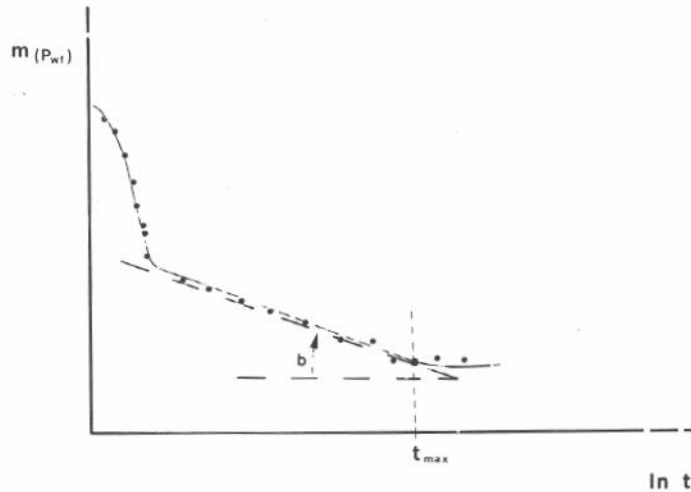


Fig. 7.12 - Verifica della validità della scelta fatta per il tratto lineare della curva $m(p_{wf}) = f(\ln t)$.

Confrontando tale $t_{DA, max}$ con i valori della colonna “ < 1% di errore usando la soluzione per sistemi infiniti se $t_{DA} < \dots$ ” di Fig. 5.7, in corrispondenza dell’appropriata geometria dell’area di drenaggio, si può stabilire se la scelta del tratto lineare della curva 7.19b è stata fatta in maniera corretta.

Nota k si risolve la 7.19b per $t = 1h$ [cui corrisponde $m(p_{1h})$] e si ha:

$$S + D q_{sc} = \frac{m(p_i) - m(p_{1h})}{2b} - \frac{1}{2} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + \ln 3600 + 0,809 \right) \quad \dots (7.47a)$$

o anche:

$$S + D q_{sc} = \frac{m(p_i) - m(p_{1h})}{2b} - \frac{1}{2} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 8,998 \right) \quad \dots (7.47b)$$

Ovviamente, per calcolare S e D occorrono i dati di due prove di produzione eseguite a portate diverse $q_{1,sc}$ e $q_{2,sc}$. Si avrà allora:

$$S + D q_{1,sc} = S_1 \quad \dots (7.48a)$$

$$S + D q_{2,sc} = S_2$$

da cui:

$$S = \frac{S_1 q_{2,sc} - S_2 q_{1,sc}}{q_{2,sc} - q_{1,sc}} \quad \dots (7.48b)$$

$$D = \frac{S_2 - S_1}{q_{2,sc} - q_{1,sc}}$$

Ovviamente, disponendo di più di due prove di produzione a portate diverse è possibile verificare i valori di S e D facendo più combinazioni di prove due a due.

7.8.3.2. Prove di produzione a portate multiple (multirate pressure drawdown tests).

È innanzitutto necessario ricordare che queste prove a portate multiple, a differenza dei "flow after flow tests", vengono eseguite totalmente in regime transitorio (vuoi per la bassa permeabilità del giacimento, vuoi per la grande spaziatura dei pozzi, Eq. 7.35).

A tali prove può essere pertanto applicato il metodo di Odeh-Jones,¹⁰ già descritto per le prove nei pozzi ad olio (Cap. 6.5.4.), a meno di una notevole complicazione dovuta, nel caso dei pozzi a gas, alla presenza del termine in q_{sc}^2 che descrive il flusso in regime non-Darcy.

Senza voler descrivere tutta la teoria, d'altra parte esposta in dettaglio al Cap. 6.5.4, partiremo dalla formula risolutiva 6.33 cui vengono apportate le seguenti modifiche:

- introduzione di $m(p)$ al posto di p
- sostituzione di p_D con m_D che, per flusso in regime transitorio, assume l'espressione

$$m_D(t_D) = \frac{1}{2} (\ln t_D + 0,809) + S' \quad \dots (7.18)$$

- sostituzione di S con:

$$S' = S + D q_{sc}$$

per tenere conto del flusso in regime non-Darcy, soprattutto in vicinanza del pozzo.

Con tali modifiche la 6.33 diviene, trascurando termini del second'ordine:

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf,n})}{q_{n,sc}} = \frac{55,956 T}{k h} \left\{ \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_{j,sc} - q_{(j-1)sc}}{q_{n,sc}} \ln (t_n - t_{j-1}) \right] + \right. \\ \left. + \ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,809 + 2 (S + D q_{n,sc}) \right\} \quad \dots (7.49)$$

o anche, ricordando la 7.20:

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf,n}) - F q_{n,sc}^2}{q_{n,sc}} =$$

$$= \frac{55,956 T}{k h} \sum_{j=1}^n \left[\frac{q_{j,sc} - q_{(j-1)sc}}{q_{n,sc}} \ln (t_n - t_{j-1}) \right] +$$

$$+ \frac{55,956 T}{k h} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,809 + 2 S \right) \quad \dots (7.50)$$

Pertanto, riportando in coordinate cartesiane (Fig. 7.13):

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf,n}) - F q_{n,sc}^2}{q_{n,sc}} = f \left\{ \sum_{j=1}^n \frac{q_{j,sc} - q_{(j-1)sc}}{q_{n,sc}} \ln (t_n - t_{j-1}) \right\} \quad \dots (7.51)$$

si ottiene una retta avente coefficiente angolare

$$b' = \frac{1}{2\pi k h} \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} = 55,956 \frac{T}{k h} \quad \dots (7.52a)$$

e come ordinata all'origine:

$$y_o = \frac{1}{2\pi k h} \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,809 + 2 S \right) =$$

$$= 55,956 \frac{T}{k h} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 0,809 + 2 S \right) \quad \dots (7.52b)$$

Ovviamente, da b' è possibile calcolare k e, successivamente, da y_o calcolare S .

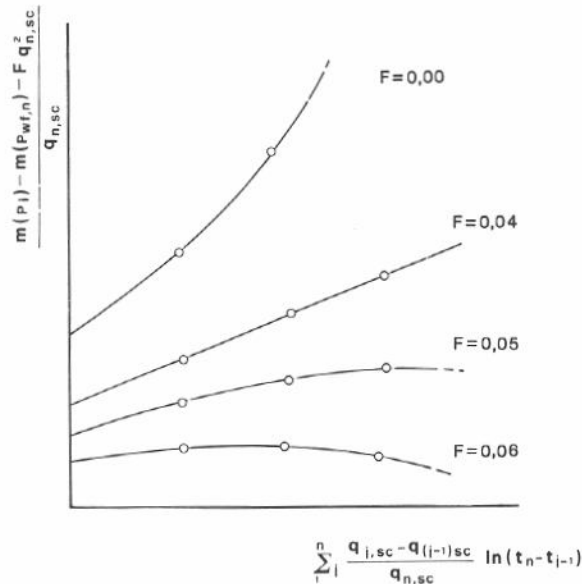


Fig. 7.13 - Interpretazione di una prova di produzione a portate multiple in un pozzo a gas col metodo di Essis-Thomas.

Il vero problema consiste però nel fatto che, scrivendo la 7.50 (o 7.51) *abbiamo supposto F noto*, cosa che di fatto non è.

Il problema va quindi affrontato per approssimazioni successive, ipotizzando un valore di F, tracciando il diagramma come in Fig. 7.13 e osservando se i punti si allineano lungo una retta. In caso contrario, si ipotizza un nuovo valore di F e, per tentativi successivi, si trova il valore di F che realizza la relazione lineare voluta.

Ovviamente, la bontà del risultato dipende molto dall'accuratezza dei dati disponibili; se si hanno dubbi sulla loro accuratezza è meglio rinunciare a questo metodo di interpretazione.

Il metodo sopra illustrato è noto come metodo di Essis e Thomas⁶; esso non è altro che una variante del ben noto metodo di Odeh e Jones.

7.9. Interpretazione delle curve di risalita della pressione (pressure build-up tests)

Tutte le curve di risalita della pressione che si registrano alla chiusura di un pozzo a gas *dopo erogazione mantenuta entro i limiti di tempo corrispondenti a flusso in regime transitorio* possono venire interpretate con tecniche del tutto simili a quelle illustrate al Cap. 6.6 per i pozzi ad olio.

Unica complicazione è che, al posto del termine S, skin effect, compare ora il termine $S' = S + D q_{sc}$ e che, per valutare separatamente S e D è necessario interpretare due risalite di pressione dopo erogazioni con q_{sc} differenti.

Tipicamente vengono interpretate le risalite di pressione dopo erogazione con ciascuna portata nello isochronal test [tranne l'ultima portata, che viene normalmente estesa fino a raggiungere il flusso in regime pseudo-stazionario, per ottenere un punto $\{m(p_i) - m(p_{wf})\}$, q_{sc}] in condizioni stabilizzate}.

L'interpretazione della risalita di pressione al termine dell'erogazione con la tecnica "flow after flow" richiede una metodologia diversa, descritta per i pozzi ad olio al Cap. 6.6.3, che non illustreremo qua per i pozzi a gas.

Indicando, come al solito, con t il tempo di erogazione al momento della chiusura del pozzo, e con Δt il tempo contato a partire dalla chiusura, applicando alla 7.19 il teorema di sovrapposizione degli effetti (e cioè simulando la chiusura del pozzo con la sovrapposizione di una portata $-q_{sc}$ a partire dal tempo t), avremo:

$$m(p_i) - m(p_{ws}) = \frac{q_{sc}}{2\pi k h} \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t} \quad \dots (7.53)$$

$$\text{da cui:} \quad b = - \frac{d m(p_{ws})}{d \ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t}} = \frac{q_{sc}}{2\pi k h} \frac{p_{sc} T}{T_{sc}} = 55,956 \frac{q_{sc} T}{k h} \quad \dots (7.54a)$$

$$\text{e anche:} \quad k h = 55,956 \frac{q_{sc} T}{b} \quad \dots (7.54b)$$

avendo espresso tutte le grandezze in unità SI.

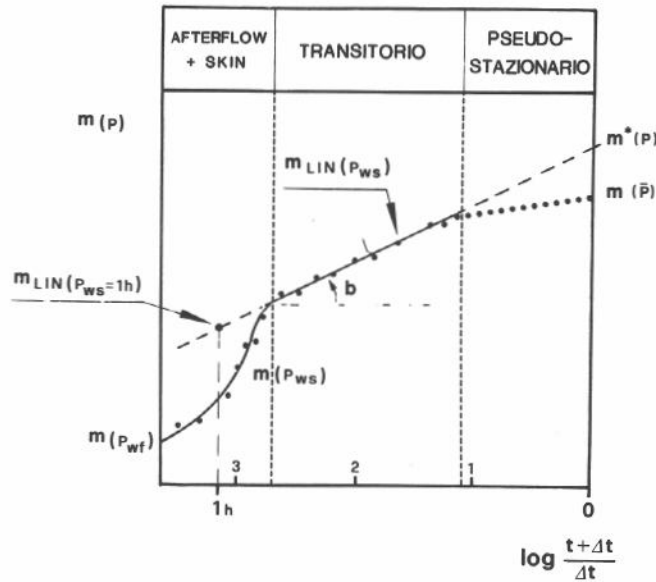


Fig. 7.14 - Interpretazione della risalita di pressione in un pozzo a gas con il metodo di Horner.

Indicando, come già fatto al Cap. 6.6.2, con $m_{LIN}(p_{ws})$ il valore di m letto sulla retta $m(p_{ws}) = f\left(\ln \frac{t + \Delta t}{\Delta t}\right)$ anche al di là del tratto rettilineo del diagramma, ed in particolare con $m_{LIN}(p_{ws} = 1h)$ il valore letto su tale retta (Fig. 7.14) in corrispondenza di un tempo di chiusura $\Delta t = 1$ ora, si ha dalla 7.19, con procedimento analogo a quello impiegato al Cap. 6.6.2:

$$S + D q_{sc} = \frac{m_{LIN}(p_{ws} = 1h) - m(p_{wf})}{2b} - \frac{1}{2} \left(\ln \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 8,998 \right) \quad \dots (7.55)$$

Ovviamente, anche in questo caso occorrono due risalite di pressione, dopo erogazione con due diverse portate, per calcolare separatamente i valori di S e D .

7.10. Considerazioni finali

Data l'analogia esistente fra l'equazione 5.15, che descrive il flusso radial-piano di fluidi a bassa comprimibilità in termini di pressione adimensionale $p_D(r_D, t_D)$, e l'equazione 7.10, che descrive il flusso radial-piano di gas in termini di pseudo-pressione adimensionale $m_D(r_D, t_D)$ dei gas reali, è ovvio che quanto detto al Cap. 6 relativamente a:

- impiego di curve-tipo e di diagrammi nelle derivate temporali delle pressioni,
- skin effect dovuto alla geometria del completamento,
- giacimenti stratificati o con acquifero di fondo,
- identificazione di faglie nell'area di drenaggio del pozzo,
- prove di interferenza fra pozzi,
- prove di produzione a portata pulsata,

può essere ripetuto tal quale (solo con qualche modifica nei simboli) per i giacimenti di gas.

Rimandiamo pertanto il lettore ai Cap. 6.7; 6.8; 6.9; 6.11; 6.12 di questo testo.

Tab. 7.2 - Equazioni per l'interpretazione del declino e della risalita di pressione nei pozzi a gas

EQUAZIONE	COSTANTE	VALORE DELLE COSTANTI "C"		
		UNITA' SI	UNITA METRICHE PRATICHE	UNITA' DI CAMPO U.S.A.
DECLINO DI PRESSIONE				
$m(p_i) - m(p_{wf}) = b \left[\log \frac{k t}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + C_1 + 0,869 (S + D q_{sc}) \right]$	C ₁	0,351	- 4,885	- 3,228
$b = - \frac{dm(p_{wf})}{d \log t} = C_2 \frac{q_{sc} T}{k h}$	C ₂	128,81	0,157	1640
$S + D q_{sc} = 1,151 \left(\frac{m(p_i) - m(p_{1h})}{b} - \log \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} - C_3 \right)$	C ₃	3,909	- 3,107	- 3,228
RISALITA DI PRESSIONE				
$m(p_i) - m(p_{ws}) = b \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}$	C ₂	128,81	0,157	1640
$b = - \frac{dm(p_{ws})}{d \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}} = C_2 \frac{q_{sc} T}{k h}$				
$S + D q_{sc} = 1,151 \left(\frac{m_{LIN}(p_{ws} = 1h) - m(p_{wf})}{b} - \log \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} - C_3 \right)$	C ₃	3,909	- 3,107	- 3,228

N.B. Le unità di misura impiegate sono le stesse già specificate alla Tab. 7.1

BIBLIOGRAFIA

1. Al-Hussaini, R., Ramey, H.J.Jr., e Crawford, P.B.: "The Flow of Real Gases Through Porous Media", *J.Pet.Tech.* (maggio 1966), pagg. 624-636; *Trans.*, AIME 237.
2. Al-Hussaini, R. e Ramey, H.J.Jr.: "Application of Real Gas Flow Theory to Well Testing and Deliverability Forecasting", *J.Pet.Tech.* (maggio 1966), pagg. 637-642; *Trans.*, AIME 237.
3. Carter, R.D., Millers, S.C.Jr. e Riley, H.G.: "Determination of Stabilized Well Performance from Short Flow Tests". *J.Pet.Tech.* (giugno 1963), pagg. 651-658; *Trans.*, AIME 228.
4. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam (1978).
5. Energy Resources Conservation Board: *Theory and Practice of the Testing of Gas Wells*, Pubblicazione ERCB 75-34. 3^a edizione, Calgary, Alberta, Canada (1975).
6. Essis, A.E.B. e Thomas, G.W.: "The Use of Open Flow Potential Test Data in Determining Formation Capacity and Skin Factor", *J.Pet.Tech.* (luglio 1971), pagg. 879-887; *Trans.*, AIME 251.
7. Geertsma, J.: "Estimating the Coefficient of Inertial Resistance in Fluid Flow Through Porous Media" *Soc. Pet. Eng. J.* (ottobre 1974) pagg. 445-450.
8. Katz, D.L., Cornell, D., Kobayashi, R., Poettmann, F., Vary, J.A., Elenbaas, J.R. e Weinaug, C.F.: *Handbook of Natural Gas Engineering*, McGraw-Hill Book Company, Inc., New York (1959).
9. Lee, J.: *Well Testing*, Society of Petroleum Engineers, Textbook Series Vol. 1, Dallas, TX, (1982).
10. Odeh, A.S. e Jones, L.G.: "Pressure Drawdown Analysis, Variable Rate Case", *J.Pet.Tech.* (agosto 1965) pagg. 960-964; *Trans.*, AIME 234.
11. Rawlins, E.L. e Schellardt, M.A.: *Back - Pressure Data on Natural Gas Wells and Their Application to Production Practice*, United States Bureau of Mines, Monograph No. 7 (1936).

ESERCIZI

Esercizio 7.1

Impiegando i seguenti dati relativi al metano puro a 160°F, tratti dall'articolo di M.A. Gonzales, R.F. Bukaceck ed A.L. Lee "The Viscosity of Methane" pubblicato su Society of Petroleum Engineers Journal, marzo 1967, pagg. 75-79:

Pressione (psia)	Massa specifica (g/cm ³)	Viscosità (μP)	Pressione (psia)	Massa specifica (g/cm ³)	Viscosità (μP)
14.7	0,00057	125	2000	0,08481	160
100	0,00389	130	2500	0,10618	172
200	0,00783	130	3000	0,12646	186
300	0,01183	131	3500	0,14518	202
400	0,01587	132	4000	0,16212	217
500	0,01997	133	4500	0,17734	232
600	0,02410	135	5000	0,19091	246
800	0,03253	137	6000	0,21378	274
1000	0,04105	140	7000	0,23276	299
1250	0,05191	145	8000	0,24900	323
1500	0,06283	149	9000	0,26245	345
1750	0,07384	154	10000	0,27442	366

1: determinare l'andamento della grandezza $\mu_g c_g$ in funzione di p . Si ricorda che la grandezza $\mu_g c_g$ esprime l'influenza delle caratteristiche termodinamiche del gas nell'equazione di diffusività 7.5b, e che essa è supposta avere valore costante, almeno nel campo di integrazione dell'equazione stessa.

2: calcolare il valore della grandezza $\frac{p}{\mu_g z}$ in funzione di p , alla temperatura di cui in tabella

3: calcolare, in base all'Eq. 7.3, la funzione $m(p)$, pseudo-pressione del metano, alla temperatura di cui in tabella.

Nei calcoli, tutte le grandezze devono essere espresse in unità SI.

Soluzione

Ricordiamo innanzitutto le equivalenze:

$$160^\circ\text{F} = 71,11^\circ\text{C}$$

$$1 \text{ psi} = 6,894757 \cdot 10^{-3} \text{ MPa}$$

nonché l'Eq. 2.8a.

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p} \right)_T \quad \dots (2.8a)$$

Pertanto, per calcolare c_g è necessario conoscere il valore di $z(p)$ e della sua derivata, a T costante. Il valore di $z(p)$ è necessario anche per calcolare il valore di $\frac{p}{\mu_g z} = f(p)$.

Per calcolare z a partire dai valori di massa specifica del gas, ρ_g , presentati in tabella si fanno le seguenti considerazioni.

Innanzitutto si ha

$$\rho_g(p, T) = \frac{\rho_{sc}}{B_g(p, T)} = \rho_{sc} \frac{p}{z} \frac{T_{sc}}{T} \quad \dots (7/1.1)$$

ove: ρ_{sc} = massa specifica del gas a p_{sc} e T_{sc}

$$\rho_{sc} = 1,033 \text{ kg/cm}^2 = 14,7 \text{ psia} = 0,1013 \text{ MPa}$$

$$T_{sc} = 15^\circ\text{C} = 59^\circ\text{F} = 288,2 \text{ K}$$

Si ha poi, a p_{sc} :

$$\rho_g(p_{sc}, T) = \rho_{sc} \frac{T_{sc}}{T} \quad \dots (7/1.2)$$

e quindi, dalla 7/1,1:

$$z = \frac{\rho_g(p_{sc}, T)}{\rho_g(p, T)} \frac{p}{p_{sc}}$$

che permette il calcolo di z da $\rho_g(p, T)$. Si tenga presente che il valore di $\rho_g(p_{sc}, T)$ è riportato nella prima riga della tabella fornita, in corrispondenza di $p = 14,7 \text{ psia}$ [$\rho_g(14,7 \text{ psia}, 160^\circ\text{F}) = 0,00057 \text{ g/cm}^3$].

Il calcolo di $\left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)$ necessario per valutare c_g in base all'Eq. 2.8 viene poi effettuato graficamente a partire dal diagramma $z(p)$ a $T = 160^\circ\text{F} = 71,1^\circ\text{C}$.

Tutti i calcoli eseguiti per rispondere ai quesiti posti sono riportati nella tabella a pag. 313.

I valori di $z(p)$ calcolati alla colonna (2) della tabella sono riportati graficamente in Fig. E7/1-1; quelli di $c_g \mu_g$ (colonna 6 della tabella) sono riportati in funzione di p nella Fig. 7/1-2.

Da tale figura si può constatare come, contrariamente a quanto spesso si legge, $c_g \mu_g$ non sia costante: nel nostro caso $c_g \mu_g$ varia di ben un ordine di grandezza quando p passa da 3 MPa a 32 MPa!

Pertanto, a rigore, l'equazione di diffusività per i gas (Eq. 7.5b) non è lineare, dato che il coefficiente $\phi \mu_g c_g/k$ è una funzione della pressione p [e quindi anche della pseudo-pressione $m(p)$]; pertanto non è applicabile ad essa il teorema di sovrapposizione, o di Duhamel.

Ma tale rigore di trattazione viene normalmente dimenticato, in quanto è "più comodo" supporre che sia $c_g \mu_g = \text{cost.}$

Altre interessanti considerazioni si possono trarre dall'andamento della curva $\frac{p}{\mu_g z} = f(p)$ riportata in Fig. 7.1 del testo sulla base dei valori numerici di cui alla colonna 7 della tabella.

Tale curva può essere suddivisa in tre tratti:

- Tratto I:** da $p = 0$ a $p \cong 15 \text{ MPa}$. In questo tratto la curva ha pendenza praticamente costante, il che equivale a dire che, nell'intervallo di pressioni considerato, $\mu_g z = \text{cost.}$
Di fatto, come si può facilmente calcolare dai valori riportati in tabella, fra $p = 0$ e $p \cong 15 \text{ MPa}$ $\mu_g z$ varia da un minimo di $1,25 \cdot 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$ ad un massimo di $1,50 \cdot 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s}$
- Tratto II:** da $p \cong 15 \text{ MPa}$ a $p \cong 30 \text{ MPa}$. In questo tratto la pendenza della curva decresce progressivamente, fino ad annullarsi nell'intorno di $p \cong 30 \text{ MPa}$.
- Tratto III:** per $p > 30 \text{ MPa}$ si ha $\frac{p}{\mu_g z}$ praticamente costante, indipendente da p .

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)
p	z	$\partial z/\partial p$	c_g	μ_g	$c_g \mu_g$	$p / \mu_g z$	$2 \int_{p_{j-1}}^{p_j} \frac{p}{\mu z} dp$	m(p)
(MPa)	(ad)	(Pa ⁻¹)	(Pa ⁻¹)	(Pa*s)	(s)	(s ⁻¹)	(MPa/s)	(MPa/s)
0,1013	1,0000	-5,445 • 10 ⁻⁹	9,877 • 10 ⁻⁶	1,25 • 10 ⁻⁵	1,235 • 10 ⁻¹⁰	8,108 • 10 ⁹	8,212 • 10 ⁸	8,212 • 10 ⁸
0,689	0,9968	-7,514 • 10 ⁻⁹	1,459 • 10 ⁻⁶	1,30 • 10 ⁻⁵	1,897 • 10 ⁻¹¹	5,321 • 10 ¹⁰	3,604 • 10 ¹⁰	3,686 • 10 ¹⁰
1,379	0,9909	-9,790 • 10 ⁻⁹	7,350 • 10 ⁻⁷	1,30 • 10 ⁻⁵	9,555 • 10 ⁻¹²	1,071 • 10 ¹¹	1,106 • 10 ¹¹	1,474 • 10 ¹¹
2,068	0,9833	-9,717 • 10 ⁻⁹	4,934 • 10 ⁻⁷	1,31 • 10 ⁻⁵	6,464 • 10 ⁻¹²	1,606 • 10 ¹¹	1,844 • 10 ¹¹	3,319 • 10 ¹¹
2,758	0,9770	-9,065 • 10 ⁻⁹	3,719 • 10 ⁻⁷	1,32 • 10 ⁻⁵	4,909 • 10 ⁻¹²	2,139 • 10 ¹¹	2,584 • 10 ¹¹	5,904 • 10 ¹¹
3,447	0,9708	-8,412 • 10 ⁻⁹	2,988 • 10 ⁻⁷	1,33 • 10 ⁻⁵	3,974 • 10 ⁻¹²	2,670 • 10 ¹¹	3,314 • 10 ¹¹	9,216 • 10 ¹¹
4,137	0,9654	-8,301 • 10 ⁻⁹	2,503 • 10 ⁻⁷	1,35 • 10 ⁻⁵	3,379 • 10 ⁻¹²	3,174 • 10 ¹¹	4,032 • 10 ¹¹	1,325 • 10 ¹²
5,516	0,9536	-7,544 • 10 ⁻⁹	1,891 • 10 ⁻⁷	1,37 • 10 ⁻⁵	2,591 • 10 ⁻¹²	4,222 • 10 ¹¹	1,022 • 10 ¹²	2,347 • 10 ¹²
6,895	0,9446	-5,981 • 10 ⁻⁹	1,514 • 10 ⁻⁷	1,40 • 10 ⁻⁵	2,120 • 10 ⁻¹²	5,214 • 10 ¹¹	1,298 • 10 ¹²	3,644 • 10 ¹²
8,618	0,9357	-5,450 • 10 ⁻⁹	1,219 • 10 ⁻⁷	1,45 • 10 ⁻⁵	1,768 • 10 ⁻¹²	6,352 • 10 ¹¹	1,994 • 10 ¹²	5,640 • 10 ¹²
10,34	0,9257	-3,403 • 10 ⁻⁹	1,004 • 10 ⁻⁷	1,49 • 10 ⁻⁵	1,496 • 10 ⁻¹²	7,498 • 10 ¹¹	2,385 • 10 ¹²	8,024 • 10 ¹²
12,07	0,9190	-3,249 • 10 ⁻⁹	8,639 • 10 ⁻⁸	1,54 • 10 ⁻⁵	1,330 • 10 ⁻¹²	8,526 • 10 ¹¹	2,772 • 10 ¹²	1,080 • 10 ¹³
13,79	0,9144	-2,000 • 10 ⁻⁹	7,470 • 10 ⁻⁸	1,60 • 10 ⁻⁵	1,195 • 10 ⁻¹²	9,425 • 10 ¹¹	3,088 • 10 ¹²	1,388 • 10 ¹³
17,24	0,9130	+0,605 • 10 ⁻⁹	5,734 • 10 ⁻⁸	1,72 • 10 ⁻⁵	9,862 • 10 ⁻¹³	1,098 • 10 ¹²	7,040 • 10 ¹²	2,092 • 10 ¹³
20,68	0,9199	2,843 • 10 ⁻⁹	4,527 • 10 ⁻⁸	1,86 • 10 ⁻⁵	8,420 • 10 ⁻¹³	1,209 • 10 ¹²	7,936 • 10 ¹²	2,886 • 10 ¹³
24,13	0,9348	5,318 • 10 ⁻⁹	3,575 • 10 ⁻⁸	2,02 • 10 ⁻⁵	7,222 • 10 ⁻¹³	1,278 • 10 ¹²	8,580 • 10 ¹²	3,744 • 10 ¹³
27,58	0,9567	6,768 • 10 ⁻⁹	2,918 • 10 ⁻⁸	2,17 • 10 ⁻⁵	6,332 • 10 ⁻¹³	1,328 • 10 ¹²	8,992 • 10 ¹²	4,644 • 10 ¹³
31,03	0,9839	8,300 • 10 ⁻⁹	2,379 • 10 ⁻⁸	2,32 • 10 ⁻⁵	5,519 • 10 ⁻¹³	1,359 • 10 ¹²	9,272 • 10 ¹²	5,572 • 10 ¹³
34,47	1,0155	1,048 • 10 ⁻⁸	1,869 • 10 ⁻⁸	2,46 • 10 ⁻⁵	4,598 • 10 ⁻¹³	1,380 • 10 ¹²	9,424 • 10 ¹²	6,512 • 10 ¹³
41,37	1,0883	1,092 • 10 ⁻⁸	1,414 • 10 ⁻⁸	2,74 • 10 ⁻⁵	3,874 • 10 ⁻¹³	1,387 • 10 ¹²	1,909 • 10 ¹³	8,420 • 10 ¹³
48,26	1,1661	1,142 • 10 ⁻⁸	1,093 • 10 ⁻⁸	2,99 • 10 ⁻⁵	3,268 • 10 ⁻¹³	1,384 • 10 ¹²	1,909 • 10 ¹³	1,033 • 10 ¹⁴
55,16	1,2458	1,186 • 10 ⁻⁸	8,609 • 10 ⁻⁹	3,23 • 10 ⁻⁵	2,781 • 10 ⁻¹³	1,371 • 10 ¹²	1,901 • 10 ¹³	1,223 • 10 ¹⁴
62,05	1,3297	1,212 • 10 ⁻⁸	7,001 • 10 ⁻⁹	3,45 • 10 ⁻⁵	2,415 • 10 ⁻¹³	1,353 • 10 ¹²	1,877 • 10 ¹³	1,411 • 10 ¹⁴
68,95	1,4130	1,231 • 10 ⁻⁸	5,791 • 10 ⁻⁹	3,66 • 10 ⁻⁵	2,120 • 10 ⁻¹³	1,333 • 10 ¹²	1,853 • 10 ¹³	1,596 • 10 ¹⁴

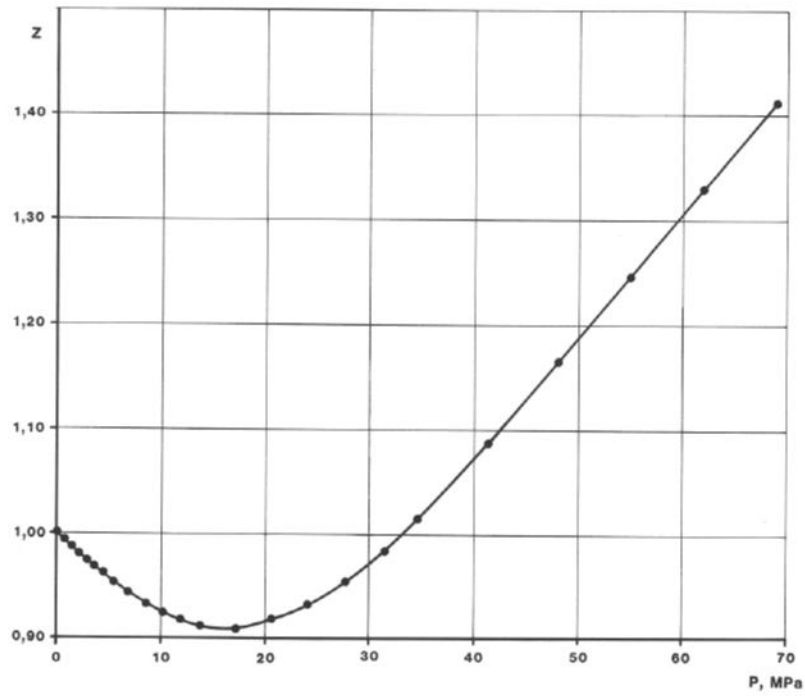


Fig. E 7/1.1

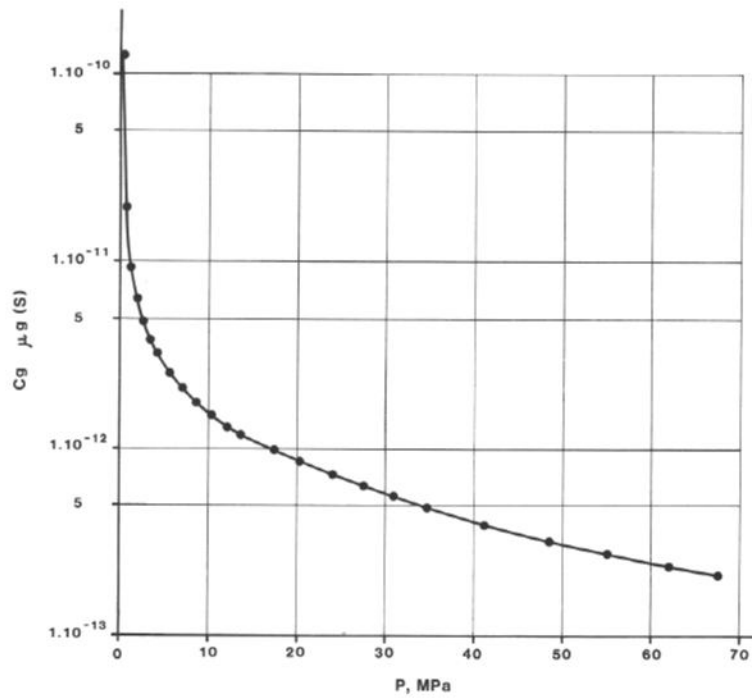


Fig. E 7/1.2

Ricordando la definizione di pseudo-pressione del gas reale:

$$m(p) = 2 \int_{p_0}^p \frac{p}{\mu_g z} dp \quad \dots (7.2)$$

si ha:

$$\frac{dm}{dp} = 2 \frac{p}{\mu_g z}$$

Nel tratto I ($0 \leq p \leq 15$ MPa), essendo $\mu_g z \cong \text{cost.}$ è lecito scrivere:

$$m(p) = \frac{2}{\mu_g z} \int_0^p p dp = \frac{p^2}{\mu_g z}$$

avendo assunto $p_0 = 0$.

Nel tratto III ($p > 30$ MPa), avendo posto:

$$\frac{p}{\mu_g z} = \frac{C}{2} = \text{cost.}$$

è lecito scrivere:

$$m(p) = 2 \frac{C}{2} \int_0^p dp = C p$$

e quindi:

$$\frac{\partial m}{\partial r} = \frac{dm}{dp} \frac{\partial p}{\partial r} = C \frac{\partial p}{\partial r}$$

$$\frac{\partial m}{\partial t} = \frac{dm}{dp} \frac{\partial p}{\partial t} = C \frac{\partial p}{\partial t}$$

Se ne trae come conclusione che:

1. per pressioni sufficientemente basse (nel nostro caso, inferiori a ~ 15 MPa) l'equazione 7.5b di diffusività può essere scritta come segue:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p^2}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g c_g}{k} \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad \dots (7.5c)$$

Sostituendo cioè $m(p)$ con p^2 .

2. per pressioni sufficientemente alte (nel nostro caso, superiori a ~ 30 MPa) l'Eq. 7.5.b può essere scritta:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi \mu_g c_g}{k} \frac{\partial p}{\partial t} \quad \dots (7.5d)$$

e diviene quindi identica all'Eq. 5.10 di diffusività per i liquidi. *In altre parole, alle alte pressioni i gas possono venire trattati come liquidi per quanto riguarda l'equazione di diffusività: $m(p)$ viene sostituito con p .*

3. solo per le pressioni intermedie (nel nostro caso $15 \text{ MPa} < p < 30 \text{ MPa}$) è necessario far ricorso alla funzione $m(p)$.

Esercizio 7.2

Il pozzo di scoperta di un giacimento di gas viene sottoposto a prova di produzione con la tecnica "flow after flow" (Cap. 7.8.2).

La pressione a giacimento vergine è di 125 kg/cm² ass.

Sono state impiegate 5 portate, crescenti dalla prima alla quinta; i valori stabilizzati (regime pseudo-stazionario) di portate e pressioni di fondo in erogazione sono i seguenti:

Prova N.	Portata (Nm ³ /g)	Pressione di fondo (p _{wf} in kg/cm ² ass)
1	120.000	124,41
2	240.000	123,80
3	360.000	123,16
4	480.000	122,50
5	600.000	121,82

Interpretare la prova di produzione sia con il metodo "back pressure test" (Eq. 7.37a) che con l'equazione quadratica 7.43, e calcolare la AOF con entrambe le equazioni.

Dato che la pressione di giacimento è inferiore alle 150 atm, si suggerisce (vedi Es. 7.1) di impiegare, per praticità, le equazioni in p² anziché in m(p).

Soluzione

Per l'interpretazione col metodo "back pressure test" impostiamo la seguente tabella:

Prova N.	q _{sc} (m ³ /g)	$\bar{p}^2 - p_{wf}^2$ (kg/cm ²) ²	log q	log ($\bar{p}^2 - p_{wf}^2$)
1	1,2 · 10 ⁵	147,152	5,07918	2,16777
2	2,4 · 10 ⁵	298,560	5,38021	2,47503
3	3,6 · 10 ⁵	456,615	5,55630	2,65955
4	4,8 · 10 ⁵	618,750	5,68124	2,79152
5	6,0 · 10 ⁵	784,888	5,77815	2,89481

Dall'Eq. 7.37b col metodo dei minimi quadrati si ha:

$$\log C = 2,92282$$

$$n = 0,99285$$

e quindi

$$C = 837,18$$

da cui, essendo

$$\text{AOF (m}^3/\text{g)} = 837,18 (125^2 - 1,033^2)^{0,99285}$$

si ha:

$$\text{AOF} = 12,2 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

La curva $\log q_{sc} = f[\log(\bar{p}^2 - p_{wf}^2)]$. è riportata in Fig. E 7/2-1: come si può constatare, i punti relativi alle cinque prove si allineano abbastanza bene lungo una retta.

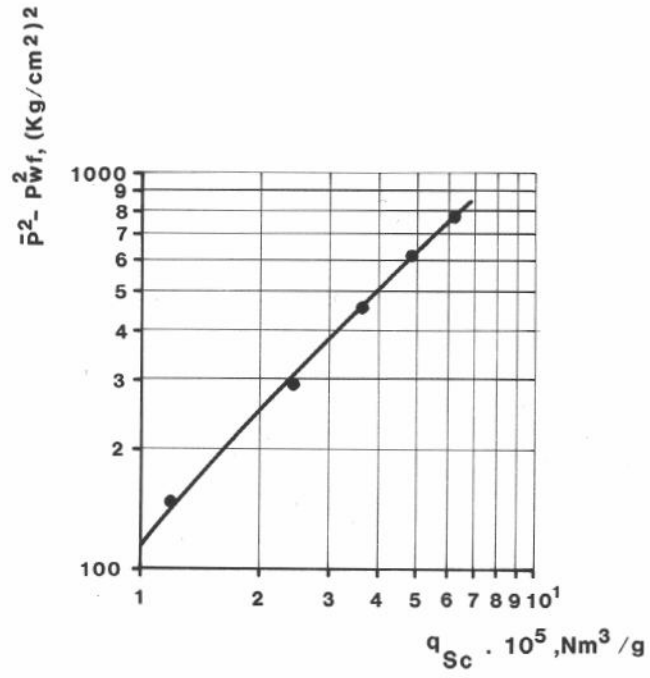


Fig. E 7/2.1

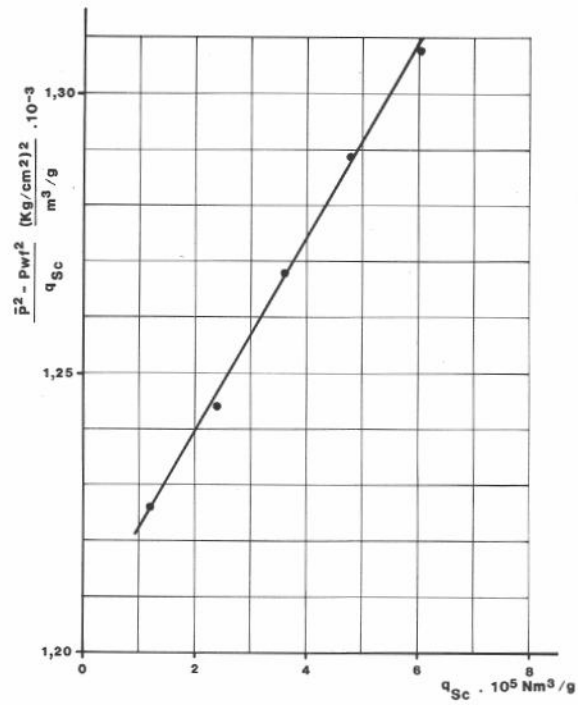


Fig. E 7/2.2

Per l'interpretazione secondo l'equazione quadratica si impiega l'Eq. 7.41a, nella quale $m(p)$ viene sostituito con p^2 .

Si imposta pertanto la seguente tabella (Fig. E 7/2.2)

Prova	q_{sc}	$\frac{\bar{p}^2 - p_{wf}^2}{q_{sc}}$
N	Nm ³ /g	(kg/cm ²) ² / m ³ /g
1	$1,2 \cdot 10^5$	$1,2263 \cdot 10^{-3}$
2	$2,4 \cdot 10^5$	$1,2440 \cdot 10^{-3}$
3	$3,6 \cdot 10^5$	$1,2684 \cdot 10^{-3}$
4	$4,8 \cdot 10^5$	$1,2891 \cdot 10^{-3}$
5	$6,0 \cdot 10^5$	$1,3081 \cdot 10^{-3}$

dalla quale, sempre con il metodo dei minimi quadrati, si ha:

$$A = 1,205 \cdot 10^{-3}$$

$$B = 2 \cdot 10^{-10}$$

Per il calcolo dello AOF si ha quindi:

$$125^2 - 1,033^2 = 1,205 \cdot 10^{-3} (\text{AOF}) + 2 \cdot 10^{-10} (\text{AOF})^2$$

ossia: $(\text{AOF})^2 + 6,025 \cdot 10^6 (\text{AOF}) - 7,812 \cdot 10^{13} = 0$

da cui: $\text{AOF} = 6,4 \cdot 10^6 \text{ Nm}^3/\text{g}$

valore che rappresenta poco più della metà di quello calcolato col metodo del "back pressure test".

Esercizio 7.3

Un pozzo a gas viene sottoposto ad isochronal test (Cap. 7.8.3.1). Vengono eseguite tre erogazioni di 3 ore ciascuna, con portate rispettivamente di 100.000; 200.000 e 300.000 Nm³/g, intercalate da periodi di chiusura di 9 ore ciascuno.

Alla fine di ogni chiusura la pressione di giacimento è uguale al valore che si aveva prima dello isochronal test.

I risultati ottenuti sono i seguenti:

Portata (Nm ³ /g)	100.000	200.000	300.000
tempo (ore)	Pressioni (kg/cm ² ass)		
0,5	189,66	173,39	156,19
1,0	189,05	172,17	154,35
1,5	188,69	171,45	153,28
2,0	188,44	170,95	152,52
2,5	188,24	170,55	151,93
3,0	188,08	170,23	151,44

La prova di produzione finale, con $q_{sc} = 300.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$, viene prolungata nel tempo fino a raggiungere condizioni di flusso pseudo-stazionario. La corrispondente pressione stabilizzata a fondo-pozzo in erogazione è $p_{wf} = 145,7 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$.

Il gas prodotto è praticamente metano puro.

I parametri termodinamici di giacimento sono:

- pressione iniziale: $205 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$
- temperatura: $71,1^\circ\text{C}$.

Lo spessore della roccia-serbatoio è di 12 m; la sua porosità è 15%.

Il pozzo è tubato con casing 9 5/8".

Interpretare la prova di produzione, calcolando:

1. equazione di flusso e portata di open flow,
2. permeabilità media al gas
3. coefficiente di skin, S, e di turbolenza, D.

Soluzione

Poiché le pressioni sono nel campo di valori per i quali la soluzione in $m(p)$ è la più corretta (vedi Es. 7.1) svilupperemo tutto l'esercizio in termini di pseudo-pressione dei gas reali, $m(p)$.

Osserviamo subito che la funzione $m(p)$ da impiegare è quella calcolata all'Es. 7.1; in entrambi i casi si tratta infatti di metano puro alla temperatura di giacimento di $71,1^\circ\text{C}$.

Dall'Es. 7.1 abbiamo:

p		m(p)
(MPa)	(kg/cm ² ass)	(MPa/s)
13,79	140,62	$1,388 \cdot 10^{13}$
17,24	175,80	$2,092 \cdot 10^{13}$
20,68	210,88	$2,886 \cdot 10^{13}$

Nell'intervallo di pressione di nostro interesse $m(p)$ risulta una funzione pressoché lineare di p. Col metodo dei minimi quadrati si ha:

$$m(p) \text{ [MPa/s]} = 2,132 \cdot 10^{11} p \text{ (kg/cm}^2 \text{ ass)} - 1,6254 \cdot 10^{13} \quad \dots (7/3.1)$$

Per l'interpretazione della prova riportiamo, come in Fig. 7.11, $\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}}$ in funzione di q_{sc} , a pari valore di t.

Dalla 7/3.1 si ha:

$$[m(p_i) - m(p_{wf})] \text{ (MPa/s)} = 2,132 \cdot 10^{11} [p_i - p_{wf}] \text{ (kg/cm}^2 \text{)}$$

da cui la seguente tabella:

$$q_{sc} = 100.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

t (ore)	$[m(p_i) - m(p_{wf})]$ (MPa/s)	$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}}$
0,5	$3,27049 \cdot 10^{12}$	$3,27049 \cdot 10^7$
1,0	$3,40054 \cdot 10^{12}$	$3,40054 \cdot 10^7$
1,5	$3,47729 \cdot 10^{12}$	$3,47729 \cdot 10^7$
2,0	$3,53059 \cdot 10^{12}$	$3,53059 \cdot 10^7$
2,5	$3,57323 \cdot 10^{12}$	$3,57323 \cdot 10^7$
3,0	$3,60734 \cdot 10^{12}$	$3,60734 \cdot 10^7$

$$q_{sc} = 200.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

t (ore)	$[m(p_i) - m(p_{wf})]$ (MPa/s)	$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}}$
0,5	$6,739252 \cdot 10^{12}$	$3,369626 \cdot 10^7$
1,0	$6,999356 \cdot 10^{12}$	$3,499678 \cdot 10^7$
1,5	$7,152860 \cdot 10^{12}$	$3,576430 \cdot 10^7$
2,0	$7,259460 \cdot 10^{12}$	$3,629730 \cdot 10^7$
2,5	$7,344740 \cdot 10^{12}$	$3,672370 \cdot 10^7$
3,0	$7,412964 \cdot 10^{12}$	$3,706482 \cdot 10^7$

$$q_{sc} = 300.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

t (ore)	$[m(p_i) - m(p_{wf})]$ (MPa/s)	$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}}$
0,5	$10,406292 \cdot 10^{12}$	$3,468760 \cdot 10^7$
1,0	$10,798580 \cdot 10^{12}$	$3,599527 \cdot 10^7$
1,5	$11,026704 \cdot 10^{12}$	$3,675568 \cdot 10^7$
2,0	$11,188736 \cdot 10^{12}$	$3,729579 \cdot 10^7$
2,5	$11,314524 \cdot 10^{12}$	$3,771508 \cdot 10^7$
3,0	$11,418992 \cdot 10^{12}$	$3,806331 \cdot 10^7$

Riportando (Fig. E7/3.1), a pari valore di t, $\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}}$ in funzione di q_{sc} si osserva che tutte le curve hanno andamento lineare e sono parallele fra loro.

Le equazioni di tali rette sono del tipo

$$\frac{m(p_i) - m(p_{wf})}{q_{sc}} \left[\frac{\text{MPa/s}}{\text{Nm}^3/\text{g}} \right] = A + F q_{sc} [\text{Nm}^3/\text{g}]$$

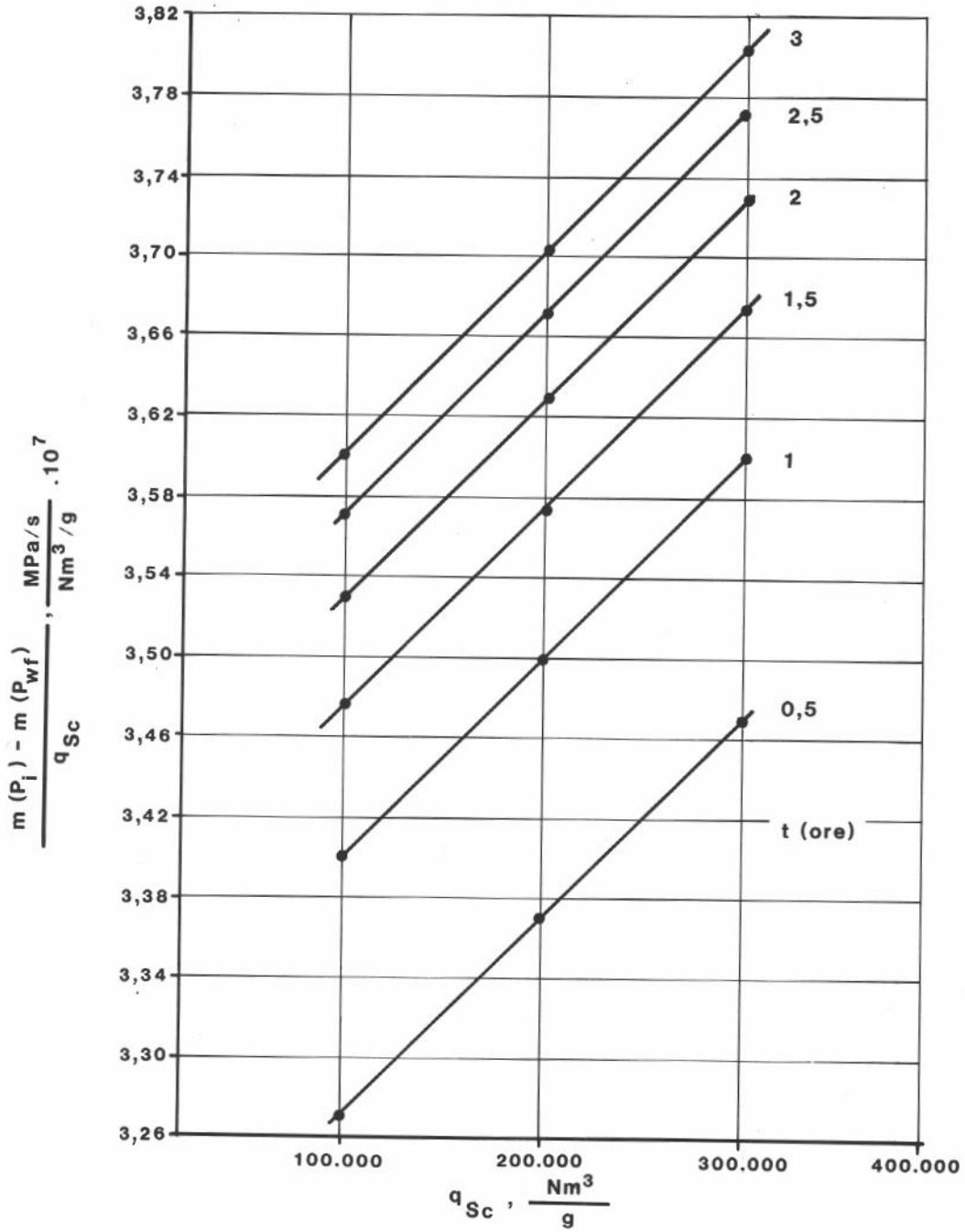


Fig. E 7/3.1

Col metodo dei minimi quadrati si ha:

t	A	F
(ore)	$\left(\frac{\text{MPa/s}}{\text{Nm}^3/\text{g}}\right)$	$\left(\frac{\text{MPa/s}}{(\text{Nm}^3/\text{g})^2}\right)$
0,5	$3,17136 \cdot 10^7$	9,9135
1,0	$3,30093 \cdot 10^7$	9,9494
1,5	$3,37815 \cdot 10^7$	9,9139
2,0	$3,43098 \cdot 10^7$	9,9494
2,5	$3,47409 \cdot 10^7$	9,9139
3,0	$3,50773 \cdot 10^7$	9,9496

Il valore medio della pendenza è:

$$\bar{F} = 9,9317 \frac{\text{MPa/s}}{(\text{Nm}^3/\text{g})^2}$$

Per il calcolo dell'equazione di flusso del pozzo in regime pseudo-stazionario ci basiamo sul fatto che la curva relativa deve passare per l'unico punto sperimentale misurato in regime pseudo-stazionario, mantenendo la stessa pendenza delle curve determinate in regime transitorio.

Il punto sperimentale di cui disponiamo è:

$$p_{wf} = 145,7 \text{ kg/cm}^2 \text{ ass}$$

$$\text{per } q_{sc} = 300.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

Potremo pertanto scrivere:

$$\frac{2,132 \cdot 10^{11} (205 - 145,7)}{300.000} = A + 9,9317 \times 300.000$$

da cui:

$$A = 3,916 \cdot 10^7 \frac{\text{MPa/s}}{\text{Nm}^3/\text{g}}$$

In termini di $m(p)$ l'equazione di flusso del pozzo in regime pseudo-stazionario diviene quindi:

$$m(p_{wf}) = 2,745 \cdot 10^{13} - 3,916 \cdot 10^7 q_{sc} - 9,932 q_{sc}^2 \quad \dots (7/3.2)$$

avendo espresso $m(p)$ in MPa/s e q_{sc} in Nm^3/g

Nella 7/3.2 si osservi che:

$$2,745 \cdot 10^{13} \text{ MPa/s} = 205 \text{ kg/cm}^2 = p_i$$

In unità metriche pratiche la 7/3.2 diviene:

$$p_{wf} \text{ (kg/cm}^2\text{)} = 205 - 1,837 \cdot 10^{-4} q_{sc} \text{ (Nm}^3\text{/g)} - 4,659 \cdot 10^{-11} q_{sc}^2 \text{ (Nm}^3\text{/g)}^2 \dots \text{ (7/3.3)}$$

Si noti che la 7/3.3 è valida solo nel campo di pressioni 140 ÷ 210 kg/cm², nel quale vale la relazione 7/3.1 fra m(p) e p.

Pertanto, per il calcolo dello AOF è necessario impiegare la 7/3.2, in m(p).

Dato che per $p_{sc} = 0,1013 \text{ MPa}$ si ha $m(p) = 8,212 \cdot 10^8 \text{ MPa/s}$ (vedi Esercizio 7/1), dalla 7/3.2 si ha:

$$9,932 \text{ (AOF)}^2 + 3,916 \cdot 10^7 \text{ (AOF)} - 2,744 \cdot 10^{13} = 0$$

da cui

$$\text{AOF} = 607.000 \text{ Nm}^3\text{/g}$$

Per il calcolo di k, S e D interpretiamo due qualunque dei 3 declini di pressione misurati nel corso della prova.

Dalla 7/3.1 si ha:

$$\Delta m(p) \text{ [Pa/s]} = 2,132 \cdot 10^{17} \Delta p \text{ [kg/cm}^2\text{]}$$

Dalla Tab. 7.2 si ha, in unità SI:

$$b = - \frac{dm(p_{wf})}{d \log t} = 128,81 \frac{q_{sc} T}{k h}$$

dalla quale:

$$b = - 2,132 \cdot 10^{17} \frac{dp_{wf} \text{ (kg/cm}^2\text{)}}{d \log t} =$$

$$128,81 \cdot \frac{q_{sc} \text{ (Nm}^3\text{/g)}}{86400} \frac{1}{k \text{ (md)} \times 9,869233 \cdot 10^{-16}} \frac{T \text{ (K)}}{h \text{ (m)}}$$

o anche:

$$- \frac{d p_{wf} \text{ (kg/cm}^2\text{)}}{d \log t} = 7,085 \cdot 10^{-6} \frac{q_{sc} \text{ (Nm}^3\text{/g)} T \text{ (K)}}{k \text{ (md)} h \text{ (m)}}$$

Ricordando che, nel nostro caso, è $h = 12 \text{ m}$ e $T = 71,1^\circ\text{C} = 344,3 \text{ K}$, dalle curve $p_{wf} = f(\log t)$ riportate in Fig. E7/3.2 si ha:

q_{sc} (Nm ³ /g)	$- d p_{wf}/d \log t$ (kg cm ⁻² /ciclo)	k (md)
100.000	2,023	10,0
300.000	6,316	9,7

Come si può constatare, i due valori di k così calcolati sono in ottimo accordo fra loro.

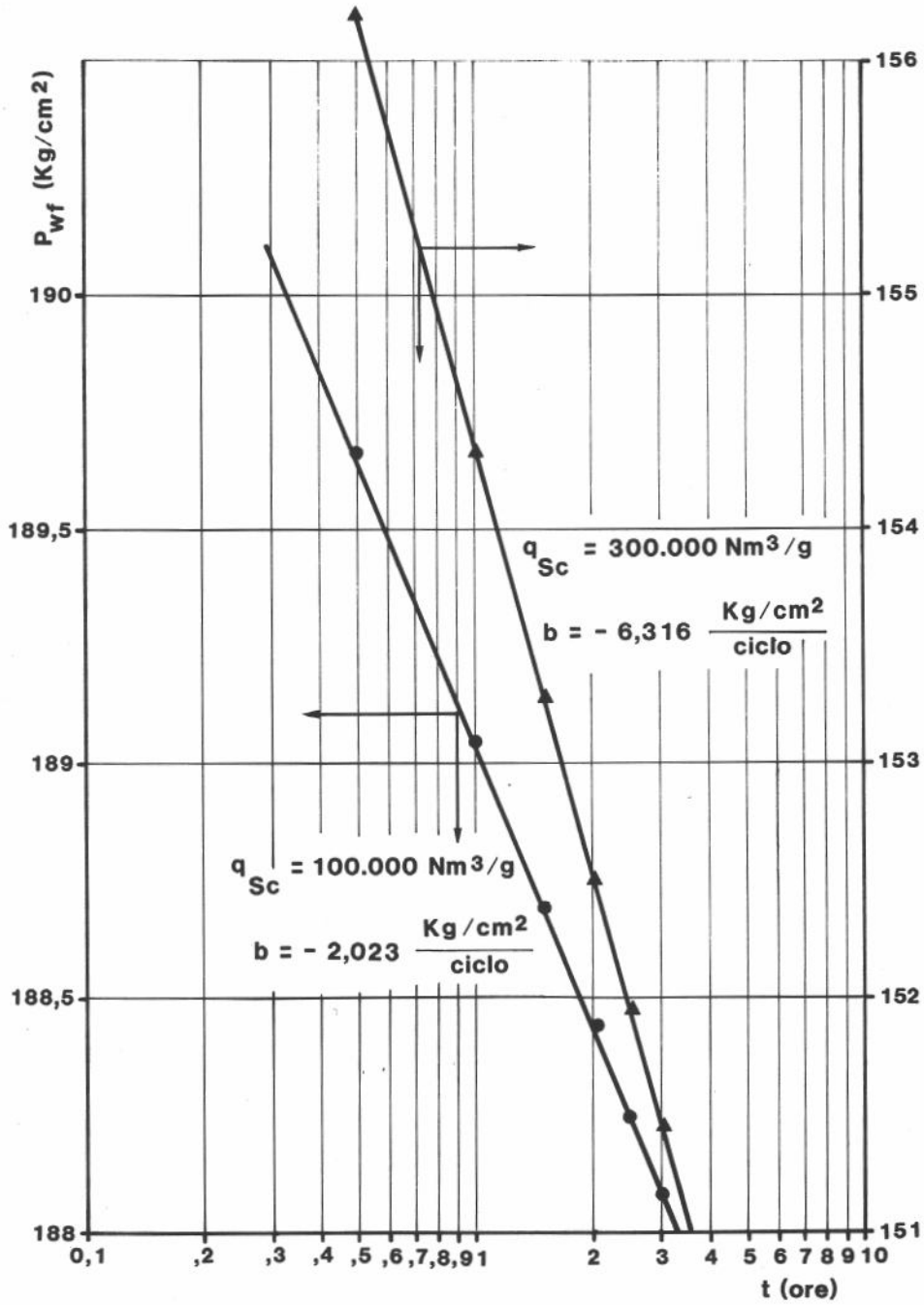


Fig. E 7/3.2

Per il calcolo di S e D impieghiamo la 7.47b nella formulazione presentata in Tab. 7.2 per unità di misura metriche pratiche:

$$S + D q_{sc} = 1,151 \left[\frac{m(p_i) - m(p_{1h})}{b} - \log \frac{k}{\phi \mu_g c_g r_w^2} + 3,107 \right]$$

Poiché $m(p)$ e b sono espressi nelle stesse unità di misura, il loro rapporto non dipende dalla unità di misura impiegata: nel nostro caso esprimeremo tali grandezze in kg/cm^2 .

Dall'esercizio 7.1 ricordiamo che, nel campo di pressioni in gioco, si ha mediamente:

$$\mu_g = 1,8 \cdot 10^{-5} \text{ Pa}\cdot\text{s} = 0,018 \text{ cP}$$

$$c_g = 5,28 \cdot 10^{-8} \text{ Pa}^{-1} = 5,18 \cdot 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{kg}$$

Dalle prove di produzione abbiamo:

q_{sc}	(Nm^3/g)	100.000	300.000
p_i	(kg/cm^2)	205	205
p_{1h}	(kg/cm^2)	189,05	154,35
b	($\frac{\text{kg}/\text{cm}^2}{\text{ciclo}}$)	2,023	6,316
k	(md)	10,0	9,7

da cui si calcola:

$$\begin{cases} S + 1 \cdot 10^5 D = 3,81146 \\ S + 3 \cdot 10^5 D = 3,98205 \end{cases}$$

Risolvendo il sistema si ha:

$$S = 3,726$$

$$D = 8,530 \cdot 10^{-7} \text{ giorni}/\text{Nm}^3$$

I risultati dell'interpretazione possono essere riassunti come segue:

1. Equazione di flusso

$$p_{wf} = 205 - 1,837 \cdot 10^{-4} q_{sc} - 4,659 \cdot 10^{-11} q_{sc}^2$$

con: p_{wf} : kg/cm^2 ass

q_{sc} : Nm^3/g

valida nell'intervallo $140 \leq p_{wf} \leq 210$.

AOF: $600.000 \text{ Nm}^3/\text{giorno}$

2. *Permeabilità media al gas:* 10 md
3. *Coefficiente di skin:* $S = 3,73$
4. *Coefficiente di turbolenza:* $D = 8,53 \cdot 10^{-7} \text{ g/Nm}^3$

Esercizio 7.4

In un altro pozzo dello stesso giacimento di cui all'Esercizio 7.3 sono state eseguite due prove di produzione di breve durata, per le quali sono disponibili solo le registrazioni delle risalite di pressione, eseguite con registratore di fondo di grande precisione.

Le modalità di prova sono state le seguenti:

- 1ª prova*
- Pressione statica iniziale: 203 kg/cm² ass
 - Erogazione a 200.000 Nm³/g per 3 ore
 - Chiusura e registrazione della risalita di pressione a fondo-pozzo per la durata di 9 ore
- 2ª prova*
- Pressione statica iniziale: 203 kg/cm² ass
 - Erogazione a 400.000 Nm³/g per 3 ore
 - Chiusura e registrazione della risalita di pressione a fondo-pozzo per la durata di 9 ore

Le pressioni registrate durante le prime 4 ore della risalita, corrispondenti a flusso in regime transitorio, sono le seguenti:

q_{sc} (Nm ³ /g)	200.000	400.000
tempo dalla chiusura (ore)	p_{ws} (kg/cm ²)	p_{ws} (kg/cm ²)
0	180,53	136,15
0,5	201,36	199,73
1	201,83	200,67
1,5	202,08	201,15
2	202,23	201,46
2,5	202,34	201,67
3	202,42	201,83
4	202,53	202,06

La temperatura di giacimento è di 71,1°C, ed il gas ha le caratteristiche già studiate all'Esercizio 7.1.

Il pozzo è tubato con casing 9 5/8".

In corrispondenza del pozzo lo strato mineralizzato ha uno spessore di 14 m ed una porosità del 20%.

Per le caratteristiche del gas si impiegano gli stessi valori di cui all'Esercizio 7.3, relativo ad un altro pozzo dello stesso giacimento, e precisamente:

Per $136 \text{ kg/cm}^2 < p < 203 \text{ kg/cm}^2$

$$m(p) [\text{Pa/s}] = 2,132 \cdot 10^{17} p (\text{kg/cm}^2 \text{ ass}) - 1,6254 \cdot 10^{19}$$

$$\mu_g = 0,018 \text{ cP}$$

$$c_g = 5,18 \cdot 10^{-3} \text{ cm}^2/\text{kg}.$$

Dalle due risalite di pressione calcolare:

- permeabilità media nell'area di drenaggio del pozzo,
- coefficiente di skin, S,
- coefficiente di turbolenza, D.

Soluzione

Data la relazione lineare che esiste, nel caso specifico, fra $m(p)$ e p , è comodo determinare la pendenza b della curva di risalita dall'andamento di p . Si ha infatti:

$$b = - \frac{d m(p_{ws})}{d \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}} = - 2,132 \cdot 10^{17} \frac{d p_{ws}}{d \log \frac{t + \Delta t}{\Delta t}}$$

ove, per entrambe le risalite, $t = 3$ ore, tempo di produzione a portata costante prima della chiusura del pozzo.

I valori di p_{ws} sono riportati in funzione di $\frac{t + \Delta t}{\Delta t}$ nel diagramma semilogaritmico di Fig. E7/4.1. Come si vede, in entrambi i casi si ha un andamento lineare: pertanto, il tratto di curva di risalita che viene interpretato è tutto compreso nel regime transitorio.

Applicando ai dati in Fig. E7/4-1 il metodo dei minimi quadrati si ha:

Dopo erogazione a $q_{sc} = 200.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$

$$b = 1,94753 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{ciclo}} = 4,15213 \cdot 10^{17} \frac{\text{Pa/s}}{\text{ciclo}}$$

Dopo erogazione a $q_{sc} = 400.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$

$$b = 3,86473 \frac{\text{kg/cm}^2}{\text{ciclo}} = 8,2396 \cdot 10^{17} \frac{\text{Pa/s}}{\text{ciclo}}$$

Esprimendo tutte le grandezze in unità SI si ha (Tab. 7.2):

$$k = 128,81 \frac{200.000}{86.400} \frac{344,3}{14 \times 4,15213 \cdot 10^{17}} = 1,76605 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2 = 17,9 \text{ md}$$

$$k = 128,81 \frac{400.000}{86.400} \frac{344,3}{14 \times 8,2396 \cdot 10^{17}} = 1,77991 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2 = 18,0 \text{ md}$$

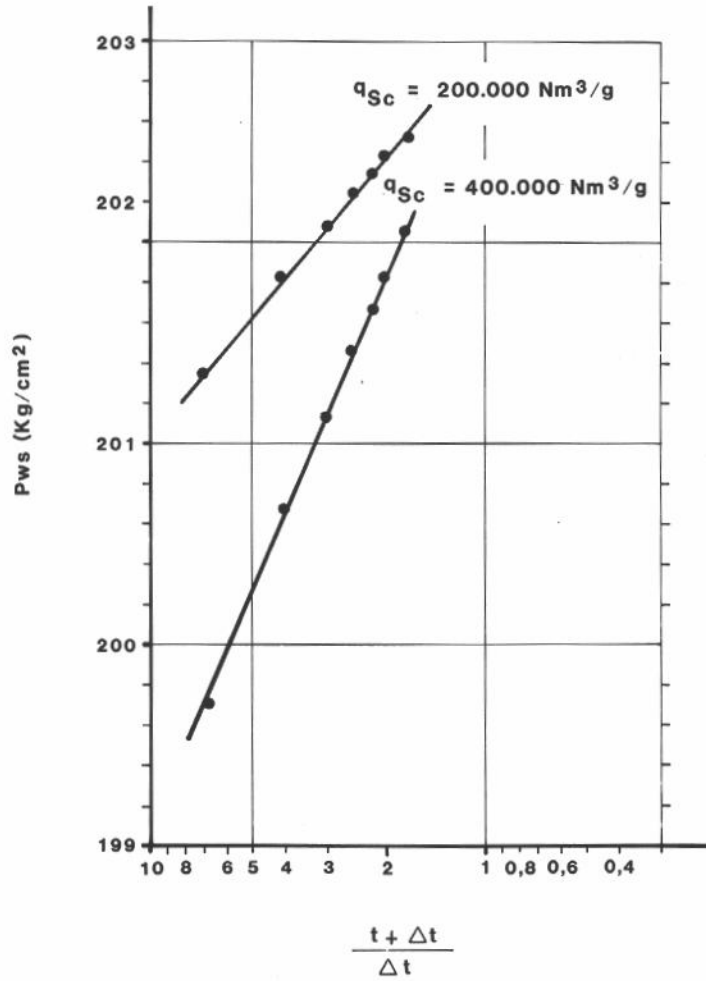


Fig. E 7/4.1

con buon accordo fra le due interpretazioni.

Data la relazione di proporzionalità che esiste, nel caso in esame, fra $m(p_{ws})$ e p_{ws} , per il calcolo del termine $(S + D q_{sc})$ è conveniente esprimere sia b che $[m(p_{ws} = 1h)]$ e $[m(p_{wf})]$ in kg/cm^2 .

Impiegando le equazioni presentate in Tab. 7.2 si ha:

Dalla prova a $q_{sc} = 200.000 Nm^3/g$:

$$S + 2 \cdot 10^5 D = 1,151 \left[\frac{201,83 - 180,53}{1,94753} - \log \frac{17,9}{0,2 \times 1,8 \cdot 10^{-2} \times 5,18 \cdot 10^{-3} \times 0,1222^2} + 3,107 \right] = 7,1770$$

essendo: $p_{wf} = 180,53 kg/cm^2$

$p_{1h} = 201,83 kg/cm^2$

Dalla prova a $q_{sc} = 400.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$:

$$S + 4 \cdot 10^5 D = 1,151 \left[\frac{200,67 - 136,15}{3,86473} - \log \frac{18,0}{0,2 \times 1,8 \cdot 10^{-2} \times 5,18 \cdot 10^{-3} \times 0,1222^2} + 3,107 \right] = 13,8013$$

essendo: $p_{wf} = 136,15 \text{ kg/cm}^2$

$$p_{1h} = 200,67 \text{ kg/cm}^2$$

Dal sistema di 2 equazioni in due incognite:

$$\begin{cases} S + 2 \cdot 10^5 D = 7,1770 \\ S + 4 \cdot 10^5 D = 13,8013 \end{cases}$$

si ha poi, col metodo di sostituzione.

$$S = 0,55 \quad (\text{ad})$$

$$D = 3,31 \cdot 10^{-5} \text{ g/Nm}^3$$

In definitiva, le risposte ai quesiti posti sono:

- permeabilità media nell'area di drenaggio del pozzo: $k = 18 \text{ md}$
- coefficiente di skin: $S = 0,55$
- coefficiente di turbolenza: $D = 3,31 \cdot 10^{-5} \text{ g/Nm}^3$

Si osservi che è possibile, entro certi limiti, calcolare con tali dati l'equazione caratteristica del pozzo:

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = A q_{sc} + B q_{sc}^2 \quad \dots (7.43)$$

utilizzando allo scopo l'equazione per flusso in regime pseudo-stazionario, che, in unità SI, assume la forma:

$$m(\bar{p}) - m(p_{wf}) = 55,955 \frac{q_{sc} T}{k h} \left(\ln \frac{A}{C_A r_w^2} + 0,809 + 2 S + 2 D q_{sc} \right) \quad \dots (7.26)$$

L'impiego della 7.26 richiede la conoscenza della forma e delle dimensioni dell'area di drenaggio del pozzo, d'altra parte facilmente deducibili dal reticolo di sviluppo del giacimento.

Supponendo che l'area di drenaggio abbia forma quadrata con lato di 800 m si ha:

$$A = 6,4 \cdot 10^5 \text{ m}^2$$

$$C_A = 30,88 \quad (\text{Fig. 5.7})$$

Si ha pertanto, nel caso in esame:

$$\begin{aligned} \left[m(\bar{p}) - m(p_{wf}) \right] \left(\frac{\text{Pa}}{\text{s}} \right) &= \left[\bar{p} - p_{wf} \right] \left(\frac{\text{kg}}{\text{cm}^2} \right) \times 2,132 \cdot 10^{17} = \\ &= 55,955 \frac{q_{sc} (\text{Nm}^3/\text{g})}{86.400} \frac{344,3}{18 (\text{md}) \times 9,869233 \cdot 10^{-16} \times 14 (\text{m})} \cdot \\ &\cdot \left(\ln \frac{6,4 \cdot 10^5}{30,88 \times 0,1222^2} + 0,809 + 2 \times 0,55 + 2 \times 3,31 \cdot 10^{-5} q_{sc} (\text{Nm}^3/\text{g}) \right) \end{aligned}$$

e cioè

$$\left[\bar{p} - p_{wf} \right] \left(\text{kg/cm}^2 \right) = 4,205 \cdot 10^{-6} q_{sc} \left(\text{Nm}^3/\text{g} \right) \left[16,052 + 6,62 \cdot 10^{-5} q_{sc} \left(\text{Nm}^3/\text{g} \right) \right]$$

o anche:

$$\bar{p} - p_{wf} = 6,750 \cdot 10^{-5} q_{sc} + 2,784 \cdot 10^{-10} q_{sc}^2 \quad \dots (7/4.1)$$

valida solo nell'intervallo $140 \text{ kg/cm}^2 < p \leq 203 \text{ kg/cm}^2$ nel quale è verificata la relazione lineare fra $m(p)$ e p da noi individuata.

Con la 7/4.1 si calcola, *in regime pseudo-stazionario* e con $\bar{p} = 203 \text{ kg/cm}^2$:

$$p_{wf} = 178,36 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{per} \quad q_{sc} = 200.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

$$p_{wf} = 131,46 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{per} \quad q_{sc} = 400.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

in accordo con i valori misurati in erogazione in regime transitorio.

Ponendo nella 7/4.1 $p_{wf} = 1,033 \text{ kg/cm}^2$ ass si ha:

$$q_{sc} = \text{AOF} = 740.000 \text{ Nm}^3/\text{g}$$

Si osserva che la 7/4.1 è un'equazione in p (e non in p^2 , come ci si sarebbe potuto attendere) per il solo fatto che, nell'intervallo di pressione considerato, $m(p)$ è una funzione lineare di p .

Il calcolo dell'equazione caratteristica del pozzo a partire dai valori di S e D presenta il vantaggio, rispetto all'interpretazione delle prove "flow after flow" di cui al Cap. 7.8.2, di poter essere impiegato in qualunque momento successivo alla prova, e quindi per qualunque valore di $m(\bar{p})$.

All'incontro, i valori di S e D ottenuti dall'interpretazione delle prove di risalita sono molto sensibili agli errori sperimentali nella misura delle pressioni: è richiesto pertanto l'impiego di registratori di pressione di elevata sensibilità e precisione.

8. Le misure in pozzo per la verifica del comportamento produttivo dei giacimenti

8.1 Introduzione

Le prove di produzione, descritte ai Cap. 6 e 7, forniscono informazioni di estrema importanza circa il comportamento produttivo globale dell'intervallo mineralizzato aperto alla produzione in ciascun pozzo, circa le condizioni esistenti nell'immediato intorno del pozzo (skin) e, attraverso le prove di interferenza oppure a portata pulsata, circa il valore *medio* della permeabilità nelle aree inter-pozzo.

Purtroppo (tranne nei casi molto fortunati nei quali sia stato possibile eseguire prove a portata pulsata fra strati diversi nello stesso pozzo, Cap. 6.12), il potere risolutivo delle prove di produzione per quanto riguarda la distribuzione di permeabilità lungo lo spessore del pay è praticamente nullo.

D'altra parte, il comportamento dei pozzi e dei giacimenti è fortemente influenzato dall'eterogeneità della roccia-serbatoio. Come ampiamente discusso al Cap. 3, un livello mineralizzato può essere costituito da più unità sedimentarie (strati) sovrapposte aventi caratteristiche petrofisiche molto diverse fra loro.

Problemi che l'ingegnere di giacimento incontra frequentemente, a livello di giacimento, sono ad es.:

- di quanto è avanzata la tavola d'acqua (oppure di quanto è avanzato il gas cap) fino ad un certo momento, a seguito dell'estrazione di olio (o di gas) dal giacimento?
- il fronte d'acqua (o di gas) è avanzato in maniera regolare (cioè mantenendosi secondo piani orizzontali), oppure ha seguito percorsi preferenziali lungo strati ad alta permeabilità e, in tal caso, *dove* si trovano i contatti gas/olio, olio/acqua (o gas/acqua) nei vari punti del giacimento?

Per quanto riguarda il comportamento dei singoli pozzi, di fronte ad un aumento del rapporto acqua/olio (WOR = water-oil ratio) o del rapporto gas/olio (GOR = gas-oil ratio), l'ingegnere di giacimento deve sempre porsi il problema "da dove entra in pozzo l'acqua o il gas libero (cioè quello in eccesso rispetto al gas in soluzione nell'olio)"?

Può darsi che l'acqua entri dalle perforazioni più basse del pozzo, a seguito del regolare avanzamento della tavola d'acqua, ma è anche possibile che essa entri da un qualsiasi strato intermedio, ad alta permeabilità, che ha costituito una via preferenziale di avanzamento dell'acqua in giacimento.

In quest'ultimo caso vi è il rischio che parte dell'olio venga bypassato in giacimento dall'acqua, e sia quindi perso alla produzione.

Vi è poi la possibilità che l'acqua entri in pozzo fluendo, anche per lunghi tratti, alle spalle del casing, a seguito di una cattiva cementazione.

Gli interventi da eseguire in pozzo per escludere la venuta d'acqua, e mantenere quindi una produzione di olio anidro, variano a seconda del meccanismo che ha portato all'ingresso d'acqua in pozzo, e richiedono in ogni caso la conoscenza del punto d'ingresso dell'acqua.

Ovviamente, quanto detto sopra vale anche per i giacimenti di gas che producono per spinta d'acqua e può essere ripetuto in maniera pressoché identica per le venute di gas libero proveniente dal gas-cap.

I principali mezzi di indagine di cui si dispone per verificare le condizioni erogative dei pozzi e la posizione dei contatti gas/olio, olio/acqua (o gas/acqua) in giacimento sono:

- A. *In foro scoperto*: tests selettivi di formazione (RFT = Repeat Formation Test)
- B. *In foro tubato*: B1 - logs di produzione, per la determinazione quali e quantitativa dei fluidi presenti, durante l'erogazione, lungo il pozzo e delle relative portate,
B2 - logs nucleari, per la determinazione dei contatti gas/olio ed olio/acqua (o gas/acqua) nell'intorno dei pozzi.

Di tutti questi metodi d'indagine, il cui utilizzo rientra piuttosto fra le tecniche di produzione che non fra quelle dell'ingegneria dei giacimenti, ci limiteremo ad evidenziare il tipo di informazione che esse possono fornire per lo studio dei giacimenti.

Rimandiamo il lettore interessato alla tecnologia di impiego ed ai dettagli di tali metodi alla bibliografia riportata alla fine del capitolo.

8.2 Tests selettivi di formazione (RFT)

L'attrezzo impiegato per eseguire i tests selettivi di formazione⁷ (RFT), il cui schema di principio è riportato in Fig. 8.1, può operare solo in foro scoperto (e cioè non rivestito da casing e cementato) eseguendo le seguenti operazioni:

- misura della pressione locale nei pori della formazione. Per ogni discesa dell'attrezzo in pozzo è possibile eseguire un numero qualsivoglia di misure di pressione in altrettanti punti lungo il pozzo,
- prelievo di un massimo di due campioni di fluido di strato per ogni discesa dell'attrezzo in pozzo.

L'attrezzo viene calato in pozzo mediante cavo a più conduttori: la sua posizione in pozzo viene rilevata automaticamente mediante la misura della lunghezza di cavo calata in pozzo.

Una volta disposto l'attrezzo alla profondità voluta, esso viene bloccato contro la parete del pozzo mediante una coppia di braccia la cui apertura è comandata dalla superficie.

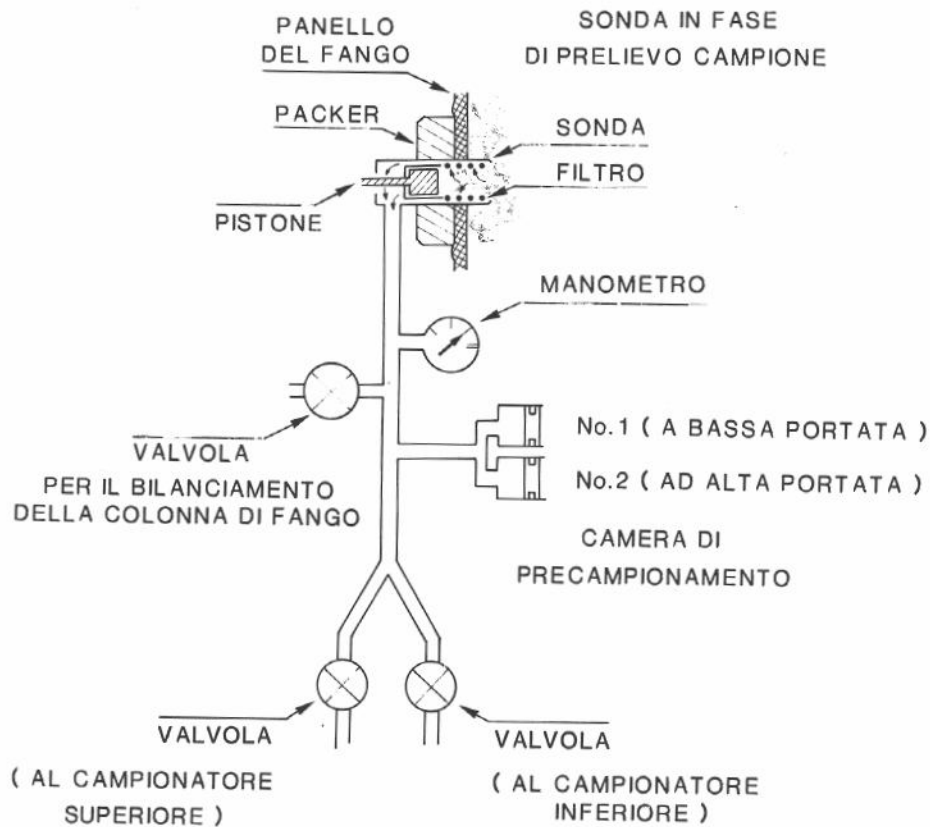


Fig. 8.1 - Schema di principio di una attrezzatura per prove selettive in formazione e campionamento fluidi. (Da Ref. 7).

Una delle braccia porta un packer in gomma con un foro, munito di filtro pulibile mediante un pistoncino comandato dalla superficie; attraverso questo foro la formazione viene messa in comunicazione col sistema di misura della pressione e di prelievo dei campioni posto all'interno dell'attrezzo.

Il fluido di formazione viene aspirato mediante due sistemi pistone/cilindro che operano sequenzialmente e con diversa velocità, in modo da realizzare due diverse portate in serie che simulano due prove di produzione con rapporto di portata 1:5. Il volume del fluido aspirato da ciascun cilindro è molto piccolo, dell'ordine dei 10 cm^3 .

Durante tutta questa fase, e durante la risalita di pressione che si verifica al termine della "erogazione", la pressione viene misurata mediante manometro a strain gage (precisione: 0,5%) o manometro di precisione a quarzo piezoelettrico (precisione: 10 kPa nel migliore dei casi). I valori di pressione vengono trasmessi in tempo reale in superficie mediante cavo e

registrati sia in forma analogica che numerica: è pertanto possibile interpretare sia le due curve di declino della pressione durante la "erogazione" che la successiva risalita della pressione.

Lo RFT dispone poi di due camere di campionamento, di volume prescelto nel campo di valori 5 ÷ 50 litri, mediante le quali è possibile, per ogni discesa, prelevare, nello stesso punto oppure in due punti diversi, due campioni del fluido di strato.

Sfortunatamente, molto spesso tali campioni sono inquinati da filtrato del fango o dal fango stesso, ma sono comunque di qualità sufficiente per individuare il tipo di fluido (gas, olio od acqua) esistente in formazione nel punto di prelievo.

In casi ottimali è possibile, facendo espandere in superficie i fluidi contenuti nelle camere di campionamento, determinare lo R_s (Cap. 2.3.2) dell'olio in giacimento.

Ma l'utilizzazione più importante dello RFT consiste nel rilevamento per punti del profilo di pressione lungo la profondità del giacimento.

A giacimento vergine, o comunque in condizioni di equilibrio idrostatico, dal profilo pressione/profondità è possibile (Cap. 1.5) determinare le quote dei contatti gas/olio ed olio/acqua, come mostrato in Fig. 8.2.

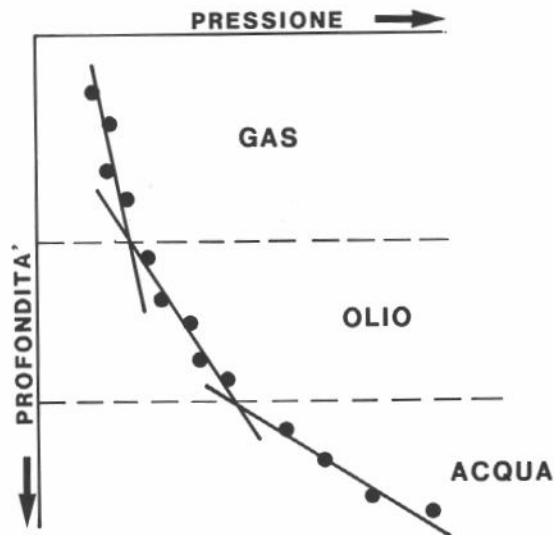


Fig. 8.2 - Profilo statico pressione-profondità, a giacimento vergine, per un livello ad olio a contatto con acquifero di fondo e gas-cap.

In un giacimento in coltivazione da qualche tempo è possibile individuare (Fig. 8.3) strati a pressione anormalmente alta o bassa rispetto al valore medio di giacimento, e cioè strati che stanno erogando, per unità di spessore, quantità di olio o di gas nettamente inferiori o superiori alla media degli altri strati dello stesso giacimento.

L'ingegnere di giacimento dovrà indagare circa le cause di tale comportamento anomalo (strato non in comunicazione con il resto del giacimento?; intrusione preferenziale dell'acqua nello strato in esame con mantenimento della pressione?) e dovrà poi proporre le misure da adottare (workover?; riperforazione selettiva?, ecc.) per rendere uniforme la velocità di estrazione dell'olio o del gas dai diversi strati del giacimento.

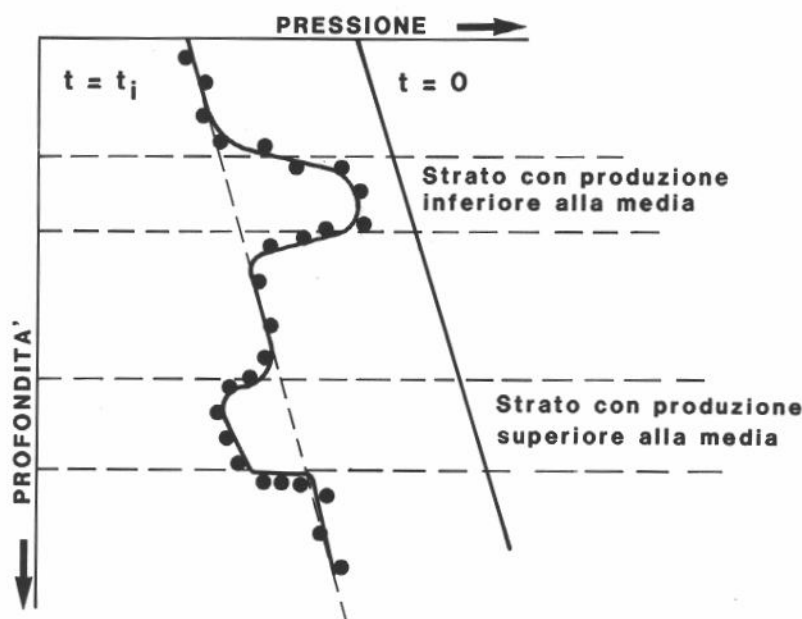


Fig. 8.3 - Profilo di pressione rilevato in corso di perforazione in un pozzo di infittimento perforato in un giacimento costituito da più livelli che hanno prodotto in maniera non uniforme.

8.3. Logs di produzione

I logs di produzione (production logging tools: PLT) consistono nella registrazione, a pozzo completato ed in erogazione od iniezione, dell'andamento in funzione della profondità dei seguenti parametri⁴:

- velocità locale del fluido,
- densità locale del fluido,
- contenuto in acqua,
- temperatura e pressione.

Dall'andamento di tali parametri lungo il pozzo è possibile determinare la quantità e qualità del fluido che entra in pozzo in ogni suo punto, individuando così, ad esempio, la localizzazione di intervalli che, pur essendo aperti alla produzione, non contribuiscono alla stessa, i punti di ingresso dell'acqua e del gas libero in pozzo, la localizzazione di zone che assorbono in maniera anomala i fluidi iniettati (thief zones), la mancata tenuta di packers, la rottura di colonne di rivestimento, la mancata tenuta di cementazioni con circolazione di fluidi alle spalle delle colonne, ecc.

Daremo innanzitutto una breve descrizione dei principali attrezzi PLT impiegati, per dare poi alcune indicazioni circa l'interpretazione delle registrazioni ottenute.

Si noti che i PLT possono essere impiegati in pozzi completati sia in foro tubato che in foro scoperto; in quest'ultimo caso si possono però presentare problemi meccanici dovuti alla sensibile differenza di diametro fra il tubing (attraverso il quale deve comunque passare il PLT) ed il foro scoperto, attraverso il quale il pozzo eroga.

8.3.1. Dispositivi per la misura della velocità del fluido in pozzo

La misura della velocità locale del fluido in pozzo viene eseguita quasi sempre con correntometri ad elica; il numero di giri al secondo (rps: rotations per second) dell'elica, proporzionale alla velocità del fluido, viene trasmesso in superficie attraverso lo stesso cavo a più conduttori con il quale l'attrezzo è calato in pozzo.

In funzione della portata da misurare si impiegano strumenti diversi, tutti riconducibili ai seguenti due tipi:

a. *misuratori in continuo della velocità:*

a.1. Fullbore Spinner Flowmeter (FBS), Fig. 8.4A

a.2. Continuous Flowmeter (CFS), Fig. 8.4B

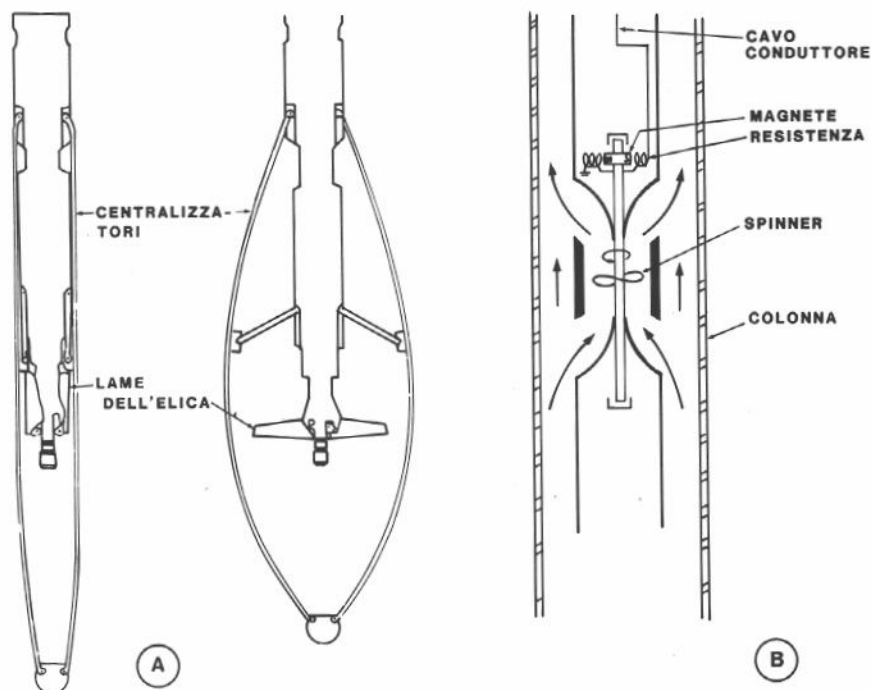


Fig. 8.4 - Fullbore spinner flowmeter, FBS, (A) e Continuous flowmeter, CFS, (B).

Tali strumenti vengono impiegati per velocità del fluido sufficienti a fornire almeno 5 rps dell'elica.

Poiché la registrazione viene eseguita con l'attrezzo in movimento lungo il pozzo (in genere, in risalita) è necessario sottrarre algebricamente dalla velocità misurata quella dell'attrezzo. Prima della registrazione viene quindi eseguita una taratura, con l'attrezzo sia in risalita che in discesa, a velocità diverse⁵.

b. misuratori di velocità per punti, lungo il pozzo

Quando la velocità del fluido in pozzo è molto bassa, è necessario creare un'ostruzione temporanea al flusso del fluido, convogliandolo attraverso una sezione ristretta dello strumento nella quale la velocità assume un valore sufficiente a fornire un numero di rps dell'elichetta misurabile con precisione.

Esistono due tipi di strumenti di questo genere, e precisamente:

b1. Petal Basket Flowmeter (PFS), Fig. 8.5A

b2. Packer Flowmeter (PFM), Fig. 8.5B

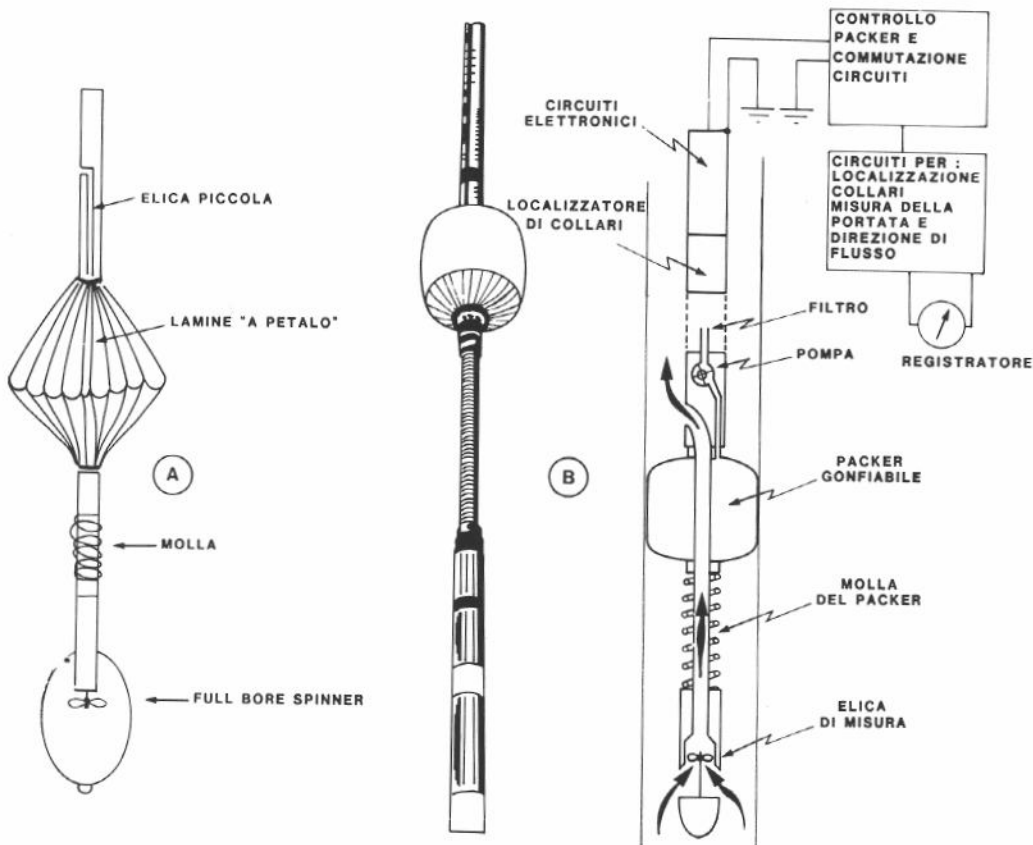


Fig. 8.5 - Petal basket flowmeter, PFS, (A) e Packer flowmeter, PFM, (B).

A differenza dei misuratori di velocità in continuo, tali strumenti vengono impiegati bloccandoli al casing mediante l'espansione (comandata dalla superficie) del packer, e registrando poi il valore locale di rps.

Pertanto il profilo di velocità lungo il pozzo viene ottenuto mediante una serie di "stazioni" eseguite in punti successivi, a profondità prefissate e ad attrezzo fermo.

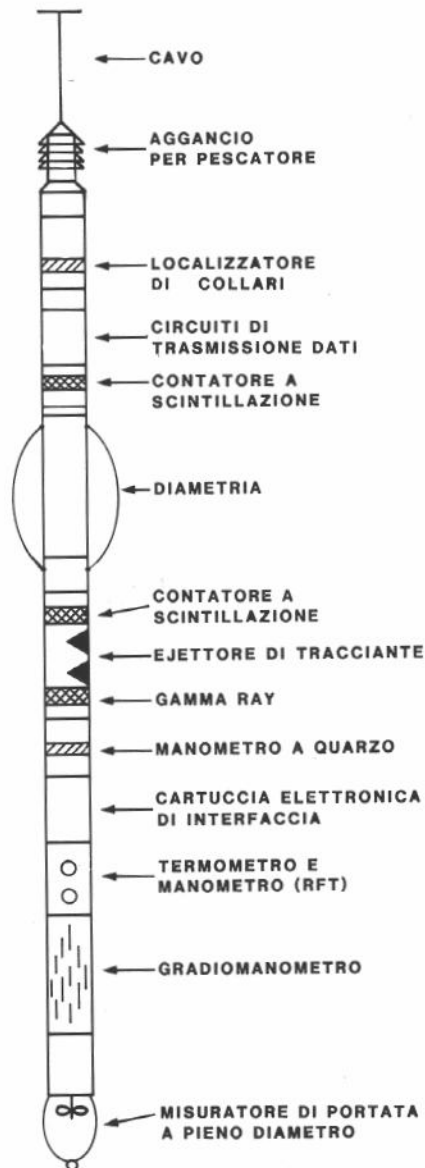


Fig. 8.6 - Tracer ejector tool, TET.

Per velocità molto basse, o per oli molto viscosi che rendono difficile il funzionamento dell'elichetta, si impiega un principio di misura totalmente diverso.

La sonda impiegata [Tracer Ejector Tool (TET), Fig. 8.6] è costituita essenzialmente da un sistema pompante che immette in pozzo, su comando dalla superficie, una piccola quantità di un tracciante radioattivo miscibile col fluido in pozzo, e da due contatori a scintillazione disposti lungo la sonda a distanze diverse dal punto di iniezione.

I contatori rivelano il passaggio del tracciante, che si muove alla stessa velocità del fluido in pozzo; il tempo Δt che intercorre fra il passaggio del tracciante davanti al primo ed al secondo contatore viene misurato in superficie.

Poiché la distanza fra i due contatori è fissa, la velocità del fluido viene calcolata automaticamente come rapporto fra tale distanza ed il valore di Δt .

Il TET viene poi anche impiegato in pozzi d'iniezione d'acqua per immettere in strato, assieme all'acqua, quantità anche rilevanti di traccianti radioattivi.

Una successiva misurazione della distribuzione della radioattività lungo il pozzo fornisce un'indicazione della distribuzione dell'acqua iniettata lungo lo spessore di roccia aperta all'iniezione. Non è raro scoprire che, a seguito di una cattiva cementazione, parte dell'acqua è fluita alle spalle della colonna ed è entrata in livelli permeabili molto al di sopra o al di sotto del giacimento⁵.

8.3.2. Misure di densità del fluido in pozzo

8.3.2.1. Il gradiomanometro (GM)

Come noto, in un fluido avente massa specifica ρ_f la differenza di pressione fra due punti a differenza di quota Δz è:

$$\Delta p = \rho_f g \Delta z \quad \dots (8.1)$$

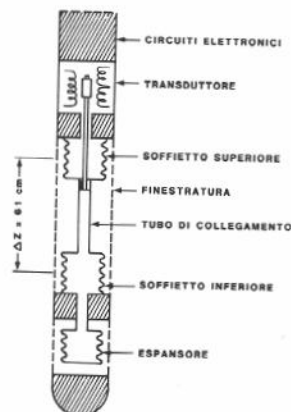


Fig. 8.7 - Gradiomanometro, GM.

Su questo principio si basa il gradiomanometro, che altro non è se non un manometro differenziale che rileva la differenza di pressione esistente fra due punti distanti 2 piedi (61 cm) lungo l'asse del pozzo (Fig. 8.7).

Ovviamente, se il pozzo non è verticale è necessario tener conto della sua deviazione rispetto alla verticale e calcolare il valore di Δz corrispondente alla distanza di 2 piedi lungo l'asse del pozzo.

È inoltre da tener presente che la 8.1 è valida solo in condizioni statiche.

Poiché, di fatto, il fluido in pozzo è in moto, al carico idrostatico espresso dalla 8.1 è necessario sommare le perdite di carico per attrito del fluido contro la parete del pozzo e contro il gradiomanometro, nonché le eventuali variazioni di energia cinetica che si verificano a causa di variazioni di sezione del pozzo⁵ (ad es.: ingresso del gradiomanometro nel tubing, sezione superiore già nell'interno del tubing, sezione inferiore ancora nel casing).

In genere, per portate inferiori ai 300 m³/giorno il termine dovuto all'attrito è trascurabile.

Il gradiomanometro permette la registrazione diretta della densità del fluido in pozzo nel campo di valori 0-1600 kg/m³ con una risoluzione di 5 kg/m³ ed una precisione migliore del 3%.

È possibile registrare contemporaneamente una seconda curva in scala amplificata, che permette di valutare qualitativamente piccole variazioni di densità del fluido in pozzo.

8.3.2.2 Densimetro ad assorbimento di fotoni gamma

Il densimetro ad assorbimento di fotoni gamma (Nuclear Fluid Densimeter, NFD) si basa sul fatto che il coefficiente di assorbimento dei fotoni gamma è - come verrà spiegato in maggior dettaglio al Cap. 8.3.3 - direttamente proporzionale alla densità del mezzo che i fotoni stessi attraversano.

È pertanto possibile determinare la densità di un mezzo - nel caso particolare, del fluido in pozzo - dalla misura del coefficiente di assorbimento dei fotoni gamma emessi da una sorgente radioattiva.

Nello NFD si impiega come emettitore gamma una pastiglia di Cesio 137 da 0,1 Curie. La sorgente è schermata in modo da produrre un fascio in qualche modo orientato di gamma che percorre il pozzo in direzione assiale e viene conteggiato da un contatore a scintillazione posto a 2 piedi (61 cm) dalla sorgente.

Ovviamente, quanto maggiore è la densità del fluido in pozzo tanto maggiore è l'attenuazione, e quindi tanto minore il numero di fotoni che raggiunge il contatore.

Il campo di misura dello NFD va da 200 a 1200 kg/m³; la sua risoluzione è di 10 kg/m³ e la precisione è migliore di 20 kg/m³.

Il vantaggio dello NFD rispetto al gradiomanometro è di essere insensibile agli effetti di attrito e di variazione dell'energia cinetica.

Lo svantaggio dello NFD è che esso richiede una centralizzazione perfetta della sonda in pozzo, per non risentire dell'influenza del casing, è sensibile alle variazioni di diametro del casing e, ovviamente, è influenzato dalla radioattività gamma naturale dei sedimenti attraversati.

8.3.3. Misura del contenuto in acqua del fluido in pozzo

La determinazione della percentuale locale di acqua nel fluido in pozzo viene eseguita con un attrezzo dell'ultima generazione dei PLT, basato su misure di coefficiente di assorbimento dei raggi X.

Le interazioni fra fotoni (quali i raggi X) e materia sono di tre tipi:

- *effetto Compton*: collisione del fotone con un elettrone periferico di un atomo, con perdita parziale di energia ed espulsione dell'elettrone dall'atomo. L'effetto Compton è preminente per fotoni di energia $0,4 \div 4$ MeV; il coefficiente di assorbimento è proporzionale alla densità, ρ , del mezzo assorbente,
- *effetto fotoelettrico*: collisione del fotone con un elettrone periferico, scomparsa del fotone ed emissione di un elettrone. Il coefficiente di assorbimento per effetto fotoelettrico, PE, è tanto maggiore quanto minore è l'energia, E, del fotone e quanto più elevato è il numero atomico Z dell'atomo colpito, secondo la legge:

$$PE = \frac{Z^{3,6}}{E^3} \quad \dots (8.2)$$

- *effetto produzione di coppie*: quando l'energia del fotone è superiore a 10 MeV, la sua interazione con un atomo porta all'emissione di una coppia formata da un elettrone ed un positone (elettrone positivo), entrambi di energia 0,52 MeV.

La misura del coefficiente di assorbimento per effetto Compton permette di determinare la densità ρ del mezzo assorbente (Cap. 8.3.2.2.).

La misura del coefficiente di assorbimento per effetto fotoelettrico (PE) permette di determinare il numero atomico medio del mezzo assorbente, e dà quindi informazioni sulla sua composizione chimica.

Nel nostro caso si ha:

- Acqua: satura di NaCl	$\rho_w = 1190 \text{ kg/m}^3$	PE = 1,32
dolce	$\rho_w = 1000 \text{ kg/m}^3$	PE = 0,37
- Olio stock tank	$\rho_o = 800 \div 900 \text{ kg/m}^3$	PE = 0,129
- Metano a 35 MPa	$\rho_g = 240 \text{ kg/m}^3$	PE = 0,085

Per una miscela olio/acqua contenente una frazione f_w di acqua si ha, indicando con $(PE)_m$ i valori di PE misurati in pozzo:

$$\rho_m (PE)_m = \rho_w (PE)_w f_w + \rho_o (PE)_o (1 - f_w) \quad \dots (8.3a)$$

da cui:

$$f_w = \frac{\rho_m (PE)_m - \rho_o (PE)_o}{\rho_w (PE)_w - \rho_o (PE)_o} \quad \dots (.3b)$$

È pertanto possibile, misurando contemporaneamente ρ_m e $(PE)_m$ e conoscendo la salinità dell'acqua [e quindi $(PE)_w$], calcolare la frazione f_w di acqua presente localmente.

La sonda impiegata (X - Ray Fluid Analyzer - XFT) è descritta schematicamente in Fig. 8.8.

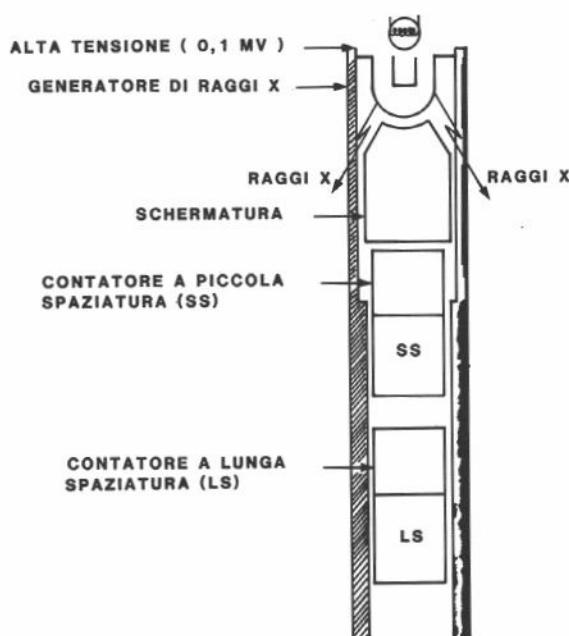


Fig. 8.8 - X-Ray Fluid Analyzer, XFT.

I raggi X, di energia inferiore a 100 keV, vengono prodotti per bombardamento con elettroni ad alta energia (Bremstrahlung) di una placchetta di tungsteno.

Uno schermo impedisce ai raggi X di raggiungere direttamente i due contatori a scintillazione SS e LS; pertanto i fotoni X sono costretti ad attraversare il fluido in cui la sonda è immersa.

Il rapporto fra il numero di fotoni che, per unità di tempo (cps = counts per second), raggiunge il contatore più distante LS ed il numero di fotoni (cps) che raggiunge il contatore più vicino SS permette la determinazione del coefficiente di assorbimento per effetto Compton, e quindi della densità media ρ_m del fluido che circonda la sonda.

Il contatore LS viene impiegato anche per effettuare un'analisi spettrale dell'energia dei raggi X ricevuti: lo spettro viene diviso in due "finestre" di energia media LS_1 ed LS_2 .

Dal rapporto fra il numero di cps alla finestra LS_1 (corrispondente al livello più basso di energia) ed il numero di cps alla finestra LS_2 è possibile determinare il coefficiente di assorbimento per effetto fotoelettrico, $(PE)_m$.

I valori di ρ_m e $(PE)_m$ vengono registrati in superficie in funzione della profondità della sonda, e da essi si calcola la frazione f_w di acqua presente nel fluido in ogni punto lungo il pozzo.

8.3.4. *Misure di temperatura e di pressione*

La sonda per misure di pressione e temperatura (Pressure Temperature Sonde: PTS) è un attrezzo combinato mediante il quale è possibile misurare simultaneamente:

- pressione,
- differenza di pressione fra due punti distanti due piedi (61 cm) lungo la sonda,
- temperatura
- temperatura differenziale fra due punti distanti 4 piedi (122 cm).

I manometri impiegati sono del tipo a strain gage (precisione 0,1% del fondo-scala) od a quarzo piezoelettrico (precisione: 0,025% del fondo-scala).

La misura della pressione differenziale effettuata dallo strumento permette di impiegarlo come gradiomanometro, molto più compatto del GM e, soprattutto, senza parti in movimento.

Il campo di misura di questo gradiomanometro è da 0 a 2000 kg/m³, con una precisione del $\pm 2\%$ del fondo scala (± 40 kg/m³).

Il termometro impiegato è del tipo a platino secondo norme DIN, con grande rapidità di risposta. Il suo campo di misura è da -25°C a $+190^\circ\text{C}$, con una precisione dello 0,5% del fondo scala ($\pm 1^\circ\text{C}$).

Inserendo due di tali termometri in due lati del ponte di misura è possibile ottenere misure di temperatura differenziale (e quindi di gradiente di temperatura) con la precisione di $\pm 0,1^\circ\text{C}$.

8.3.5. *Strumentazione ausiliaria*

Oltre al package elettronico necessario per il condizionamento dei segnali generati dai diversi sensori al fine della loro trasmissione in superficie, ad ogni registrazione in pozzo vengono aggiunti agli strumenti di misura prescelti i seguenti:

- a. *rivelatore di giunti fra i casing* (casing collar locator - CCL). La profondità di ciascun giunto (collar) fra due lunghezze di casing viene rilevata con precisione al momento della composizione della colonna (casing) calata in pozzo. Il rilevamento della profondità di ciascun giunto, che viene effettuato mediante misure differenziali di flusso magnetico, permette di individuare in ogni momento la profondità esatta della sonda rispetto ai diversi strati di roccia-serbatoio.

Il segnale fornito dal CCL viene registrato in superficie assieme ai segnali provenienti dai vari sensori presenti nella sonda.

b. *misuratore di diametro del foro* (through tubing caliper - TCS). L'interpretazione delle misure di velocità del fluido in pozzo richiede la conoscenza del diametro locale del foro del pozzo. Tale misura viene effettuata mediante un calibro costituito da due balestre che premono contro il foro, la cui estensione radiale viene misurata e registrata in superficie.

Altro strumento che può essere inserito nella sonda di PLT è un campionatore di fluidi (Production Fluid Sample Taker - PST), particolarmente utile per determinare la composizione locale del fluido quando la sua individuazione attraverso le registrazioni effettuate col PTL lasci margini a dubbi.

8.3.6. *Registrazione dei logs di produzione*

I logs di produzione vengono eseguiti registrando *simultaneamente* (e cioè con una stessa discesa in pozzo dell'attrezzo) più parametri. Pertanto la sonda di PLT impiegata è costituita da una combinazione di sensori fra quelli precedentemente descritti, combinazione scelta di volta in volta in modo da fornire le informazioni che si ritengono necessarie per risolvere il particolare problema che si deve affrontare.

Gli schemi di due tipiche combinazioni di strumenti di misura, impiegate rispettivamente in pozzi ad alte e a basse portate, sono riportati in Fig. 8.9.

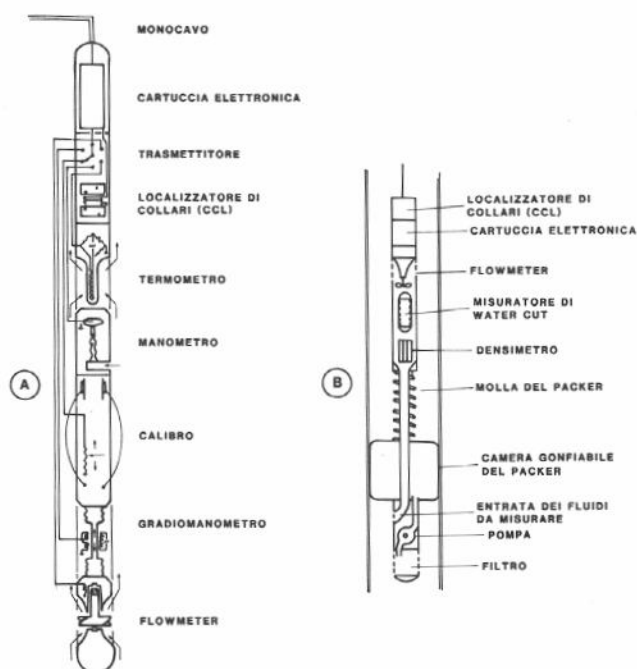


Fig. 8.9 - Schemi di sonde composite per registrazione di logs di produzione, rispettivamente in pozzi ad alta portata, (A), ed in pozzi a piccola portata, (B).

Un esempio⁵ di una tipica registrazione PLT in un pozzo ad olio aperto alla produzione in parte in foro scoperto ed in parte in foro tubato è riportato in Fig. 8.10.

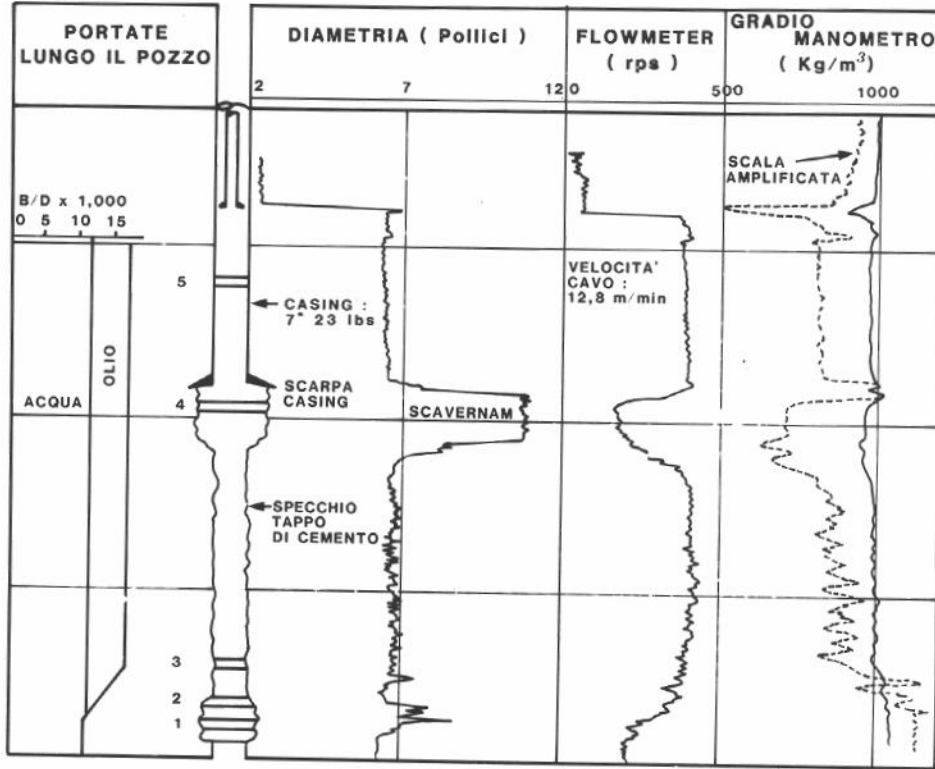


Fig. 8.10 - Esempio di registrazione di un insieme di logs di produzione (flowmeter, gradiomanometro e diametro) in un pozzo ad olio parte in foro scoperto e parte in foro tubato, che produce anche acqua. (Da Ref. 5).

8.4. Criteri di interpretazione dei logs di produzione

I logs di produzione vengono impiegati a scopo diagnostico nelle seguenti aree:

- valutazione dell'efficienza dei completamenti dei pozzi e dei loro trattamenti (stimolazioni, workovers, ecc.).
- controllo dell'avanzamento dei fluidi in giacimento,
- risoluzione di problemi derivanti dal comportamento anomalo dei pozzi (brusche o progressive riduzioni di produttività, comparsa di acqua o di gas libero nell'effluente dal pozzo, ecc.).

La casistica delle situazioni che si possono presentare è talmente ampia che sarebbe illusorio pensare di trattarla compiutamente, soprattutto data la natura di questo testo, dedicato all'ingegneria dei giacimenti e non specificamente a problemi di interventi nei pozzi.

Ci limiteremo pertanto a trattare alcune situazioni tipiche, illustrando come i PLT permettano di diagnosticare le cause del comportamento anomalo del pozzo, fornendo indicazioni sulle operazioni da eseguire per eliminare l'inconveniente riscontrato.

8.4.1. Diagnostica nei pozzi ad olio

Appena il pozzo è completato e messo in produzione è opportuno registrare un PLT, in particolare una combinazione flussimetro (FBS o PFM a seconda della portata), densimetro (GM, o NFD, o PTS) e analizzatore d'acqua (XFT).

Soprattutto se l'olio in giacimento è sottosaturo, è facile dalla interpretazione della flowmetria (Fig. 8.11) individuare se la ripartizione della portata fra i vari strati aperti alla produzione è coerente con la loro permeabilità, oppure se qualche strato non produce regolarmente a causa, ad es., del numero insufficiente di spari, o del loro intasamento da fango, o di uno skin effect dovuto alla presenza di filtrato di fango nella zona circostante il pozzo.

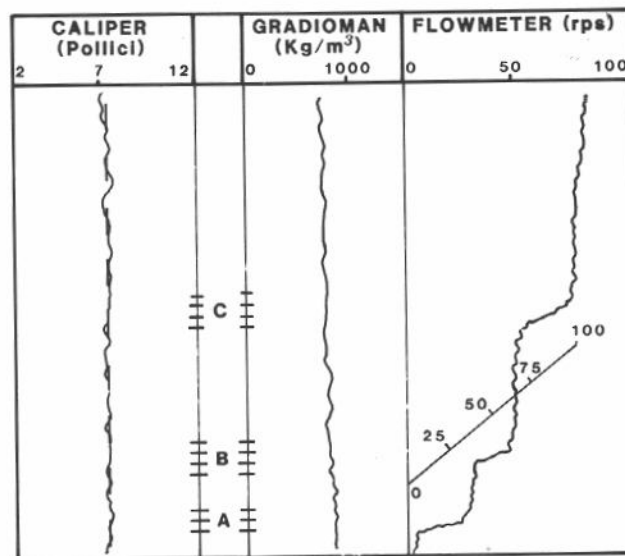


Fig. 8.11 - Determinazione della percentuale di portata erogata da ciascun intervallo "sparato" in un pozzo che produce olio sottosaturo.

Se il pozzo produce acqua assieme all'olio, il suo punto d'ingresso in pozzo può venire individuato (Fig. 8.10) dall'aumento locale nella densità del fluido in pozzo⁶, o meglio attraverso l'impiego dello XFT.

Se il pozzo produce con $GOR \geq R_s$, il punto di ingresso del gas libero può venire individuato dall'interpretazione combinata del flowmeter e del gradiomanometro⁵: si osserva infatti (Fig. 8.12) un sensibile aumento della velocità del fluido ed una diminuzione della sua densità nel punto in cui il gas libero entra in pozzo.

È da far rilevare che, a causa della diversa densità⁶ ($\rho_w > \rho_o \gg \rho_g$), acqua, olio e gas si muovono verticalmente con velocità diverse. Pertanto, le percentuali di gas libero e di acqua calcolabili dal valore locale della densità del fluido non sono interpretabili quantitativamente, ma servono solo come indicazione qualitativa della loro presenza.

Il PLT deve essere ripetuto abbastanza spesso durante la vita di ogni pozzo, per verificare eventuali variazioni insorte nelle condizioni di erogazione dello strato. Esso deve essere subito registrato, a scopo diagnostico, ogni volta che si notino variazioni sensibili nei parametri erogativi del pozzo (diminuzione od aumento di produttività, variazioni nella densità dell'olio stock tank, comparsa di gas libero o di acqua).

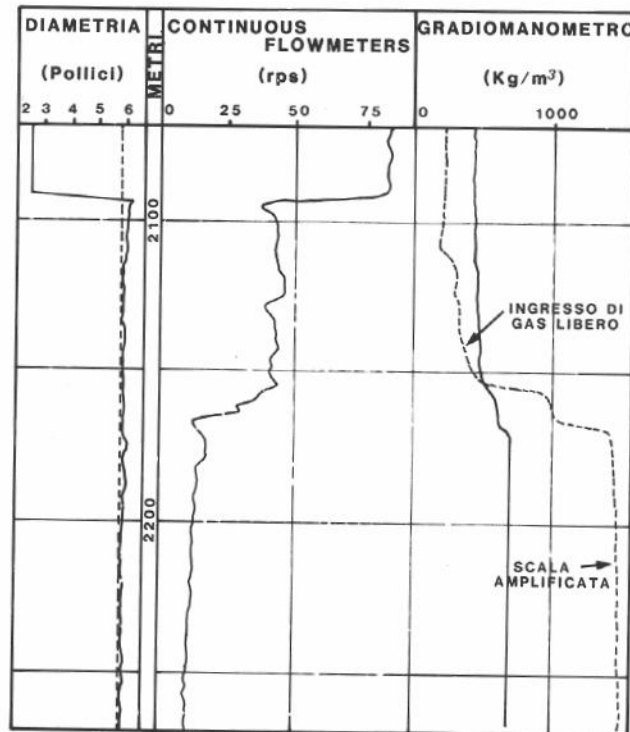


Fig. 8.12 - Individuazione del punto di ingresso del gas libero in un pozzo ad olio.

Una registrazione di PLT può mettere in evidenza, ad es., una rottura del casing, con ingresso d'acqua in pozzo da uno strato sovrastante il giacimento, o, peggio, con fuoriuscita di olio che può, migrando attraverso strati porosi superficiali, giungere fino alla superficie con effetti facilmente immaginabili, soprattutto in zone abitate.

8.4.2. Diagnostica nei pozzi a gas

Nei pozzi a gas non esiste, evidentemente, il problema della localizzazione del punto d'ingresso del gas libero. Restano invece i problemi di determinare la ripartizione della portata fra i vari intervalli aperti alla produzione e di localizzare il punto d'ingresso dell'acqua in pozzo.

Tali problemi vengono risolti con la stessa tecnica già illustrata per i pozzi ad olio, e cioè con l'impiego combinato del flowmeter e del gradiomanometro. Poiché $\rho_w \gg \rho_g$ la sensibilità nell'individuazione del punto d'ingresso dell'acqua è maggiore nei pozzi a gas che nei pozzi ad olio.

Un problema addizionale si può presentare nei pozzi di gas a condensato quando il giacimento produce al di sotto del punto di rugiada, e si è quindi in presenza di goccioline di idrocarburi trascinate col gas.

Se la velocità del gas non è sufficiente a portare in superficie tutte le goccioline si può avere la formazione di un battente di condensati a fondo-pozzo. Soprattutto in pozzi ad alta produttività, e quindi a bassa caduta di pressione ($p_{ws} - p_{wf}$), tale battente può bloccare l'erogazione dagli intervalli più bassi.

La presenza del battente di condensati è facilmente rilevabile dalla lettura del gradiomanometro; in genere è sufficiente far erogare per qualche tempo il pozzo ad alta portata per trascinare in superficie i condensati accumulatisi a fondo-pozzo.

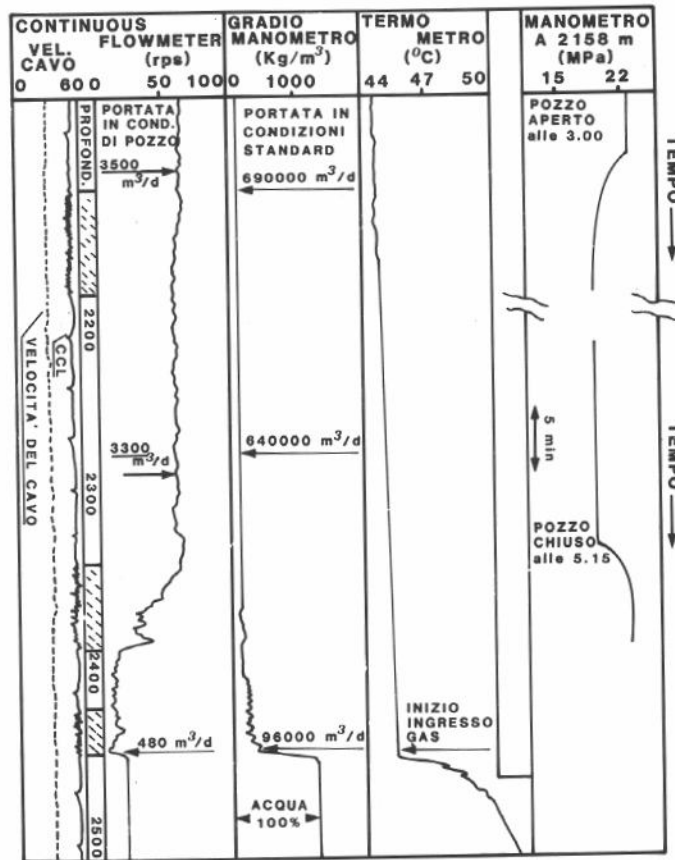


Fig. 8.13 - Log di produzione in un pozzo erogante gas. Si osservi il raffreddamento dovuto alla espansione del gas al suo ingresso in pozzo.

Per determinare i punti di ingresso del gas in pozzo è poi di particolare utilità la termometria (PTS).

Si sa che per espansione isoentalpica la maggior parte dei gas si raffredda: è questo il ben noto effetto Joule-Thomson, descritto dall'equazione:

$$\mu = \left(\frac{\partial T}{\partial p} \right)_H = \frac{RT^2}{C_p p} \left(\frac{\partial z}{\partial T} \right)_p \quad \dots (8.4)$$

ove μ è il coefficiente di Joule-Thomson; H l'entalpia specifica; C_p il calore specifico del gas a pressione costante e gli altri simboli hanno i significati abituali.

Per pressioni non molto alte ($p_{pr} < 10$, Cap. 2.3.1.1) $(\partial z/\partial T)_p$ è negativo, e quindi il gas espandendosi si raffredda.

Come messo in evidenza da Vaghi *et al.*¹⁴, per pressioni molto elevate, quale quella esistente nel giacimento italiano di Malossa, $(\partial z/\partial T)_p$ è positivo, e quindi il gas espandendosi si riscalda.

In ogni caso, una registrazione di temperatura eseguita a pozzo in erogazione evidenzia (Fig. 8.13) i punti di ingresso del gas in pozzo³, e permette quindi di individuare eventuali strati che non erogano, pur essendo in comunicazione col pozzo.

Poiché l'effetto termico permane per qualche tempo, data la capacità termica della roccia, la situazione può venire rilevata anche con una registrazione del profilo di temperatura effettuata subito dopo la chiusura del pozzo.

8.4.3. Diagnostica nei pozzi d'iniezione d'acqua

Nei pozzi d'iniezione il principale problema è di determinare se l'acqua iniettata si distribuisce in maniera uniforme fra i vari intervalli aperti sul pozzo.

Un aspetto particolare del problema consiste nel verificare che non si abbia flusso di acqua alle spalle del casing a causa di una cementazione imperfetta o danneggiata durante l'iniezione. Accade infatti che, per aumentare la portata d'iniezione, si tenda ad aumentare la pressione di pompamento, con conseguente scollamento del cemento dal casing e (in casi limite in cui si superi la pressione geostatica a livello di giacimento) con fratturazione della roccia attorno al pozzo.

Il flusso d'acqua alle spalle della colonna è assolutamente da evitare, innanzitutto perchè tale acqua è persa ai fini del mantenimento della pressione di giacimento, e poi perchè, al limite, può accadere che essa raggiunga livelli porosi superficiali inquinando falde freatiche e addirittura (essendo in pressione) provocando eruzioni d'acqua in superficie.

Per la verifica della ripartizione delle portate la flowmetria e la termometria sono le tecniche più comunemente impiegate.

Dato che il fluido è rigorosamente monofase, la flowmetria dà quasi sempre buoni risultati.

Poiché l'acqua d'iniezione è sempre a temperatura minore di quella dello strato in cui viene iniettata, anche la termometria (che può venire eseguita anche a pozzo chiuso) fornisce buoni risultati.

Per verificare la tenuta della cementazione della colonna è particolarmente utile l'iniezione di traccianti radioattivi (in genere Na I, contenente l'isotopo I^{131} , emettitore di raggi gamma), eseguita mediante il Tracer Ejector Tool, TET.

Una registrazione di radioattività gamma, eseguita più volte in tempi successivi (Fig. 8.14) permette⁵ di verificare la distribuzione del tracciante in strato, e di identificare quindi eventuali zone non aperte sul pozzo, nelle quali il tracciante è entrato, evidentemente, passando alle spalle della colonna.

In tal caso è necessario eseguire al più presto una ricementazione a pressione (squeezing job) degli intervalli a cattiva cementazione, iniettando il cemento attraverso appositi spari.

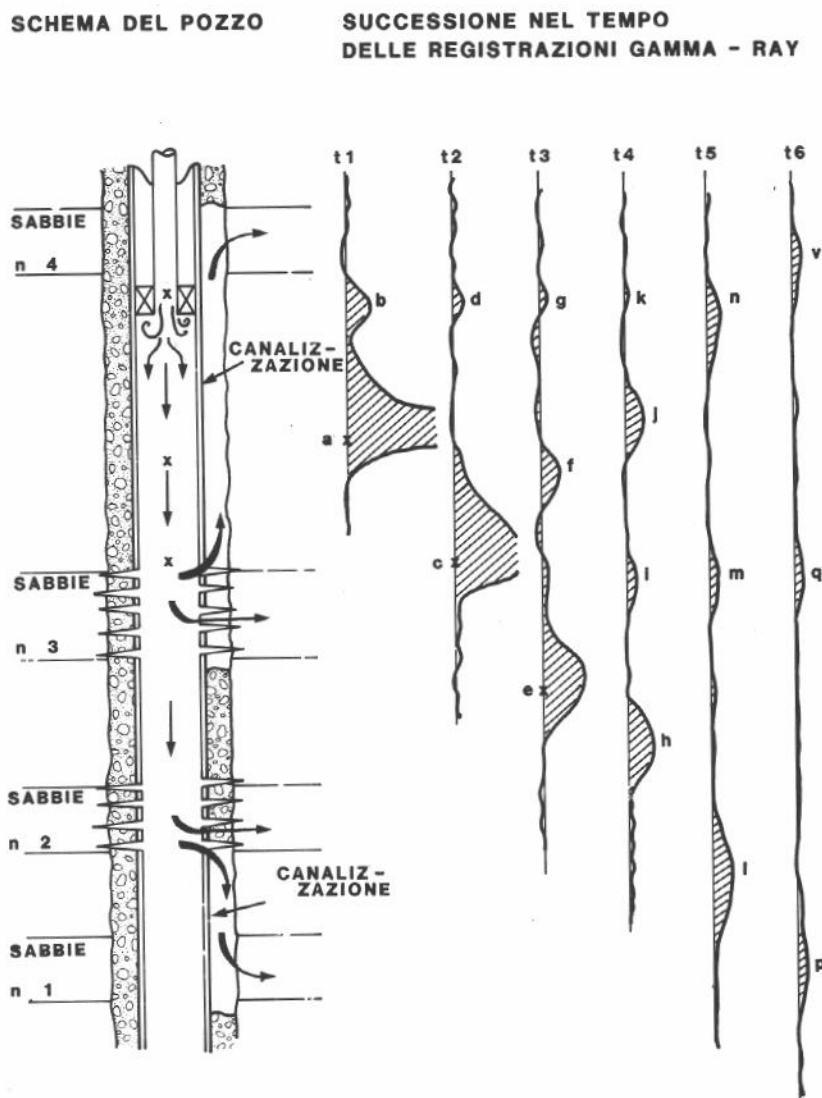


Fig. 8.14 - Iniezione di tracciante radioattivo in un pozzo con cattiva cementazione; registrazione GR a tempi successivi dopo l'iniezione. (Da Ref. 5).

8.5. Logs nucleari

8.5.1. Premessa

I logs di produzione permettono di determinare con buona precisione i punti di ingresso in pozzo del gas libero e dell'acqua e cioè, in genere, il più alto intervallo *aperto in pozzo* che è stato raggiunto dal gas-cap ed il più basso intervallo *aperto in pozzo* che è stato raggiunto dall'acqua dell'acquifero, oppure iniettata.

È buona pratica aprire alla produzione di olio (ovverosia "sparare", come si dice nel gergo dei petrolieri) intervalli che siano sufficientemente lontani dai contatti iniziali gas/olio ed acqua/olio, onde evitare almeno per un certo tempo venute di gas libero o di acqua, anche a seguito di fenomeni di coning, dei quali parleremo al Cap. 12.

Stessa cosa si dica per i giacimenti di gas, nei quali gli spari vengono effettuati nella parte alta dei pozzi, per evitare l'arrivo dell'acqua di fondo.

A seguito di tale filosofia nel completamento dei pozzi l'ingegnere di giacimento resterebbe "cieco" circa l'avanzamento più o meno regolare dei contatti gas/olio, olio/acqua e gas/acqua, almeno fino al momento della comparsa dei fluidi in questione nell'effluente dai pozzi, se non esistesse una famiglia di logs che permettono di "vedere" al di là del casing e del cemento che lo contorna senza che vi sia nessuna comunicazione idraulica fra strato e pozzo: sono questi i logs nucleari.

Di tutti i logs che vengono registrati a foro scoperto, in corso di perforazione (Cap. 3), solo i logs nucleari forniscono informazioni circa litologia, porosità, tipi di fluidi in strato e loro saturazioni *anche quando il pozzo è già stato rivestito col casing, cementato poi alla formazione.*

Infatti, in tutti i logs elettrici, il casing - che è un ottimo conduttore - cortocircuita la corrente di misura immessa in pozzo, ed impedisce quindi di ricevere informazioni dallo strato che contorna il pozzo.

Stessa cosa si dica per i logs sonici. In questi, l'onda elastica generata in pozzo dall'emettitore viene pressoché totalmente convogliata lungo il casing (mezzo nel quale le onde elastiche si muovono con velocità molto maggiore che non nei terreni), non permettendo quindi di avere se non modeste informazioni relative alla zona immediatamente a contatto col casing (tenuta del cemento sulla colonna).

Per comprendere il tipo di informazione fornito dai logs nucleari è necessario fare alcuni richiami sui fenomeni di emissione di particelle e di fotoni dai nuclei delle sostanze radioattive, nonché sui meccanismi di interazione di tali particelle e fotoni con la materia.^{11,12}

8.5.2. Nozioni fondamentali sulla radioattività

La radioattività *naturale* è una caratteristica d'un certo numero di nuclei di elementi chimici, che hanno la proprietà di emettere particelle e/o radiazioni a seguito di una loro

trasformazione spontanea in altri nuclei, a numero atomico minore. Le particelle emesse sono:

- *raggi α* - costituiti da nuclei di elio (He_2^4) a numero atomico 4 e carica 2. Questi raggi hanno potere penetrante minimo nella materia, e non trovano pertanto impiego nei logs nucleari.
- *raggi β* - costituiti da elettroni veloci, sia negativi che positivi. Anche questi raggi hanno potere penetrante modesto (sia pur maggiore dei raggi α) e non trovano quindi impiego nei logs nucleari.

I nuclei radioattivi emettono poi radiazioni aventi carattere ondulatorio (come le onde luminose o i raggi X): si tratta dei cosiddetti *raggi γ* (o meglio: *fotoni γ*), la cui lunghezza d'onda è legata all'energia del fotone dalla relazione di Planck:

$$E = h \nu = h \frac{c}{\lambda} \quad \dots (8.5)$$

ove:

- E = energia della radiazione (J)
- h = costante di Planck (= $6,627 \cdot 10^{-34}$ J \cdot s)
- c = velocità della luce nel vuoto (= $2,998 \cdot 10^8$ m/s)
- ν = frequenza della radiazione (s^{-1})
- λ = lunghezza d'onda della radiazione (m)

L'energia delle particelle e radiazioni nucleari si misura convenzionalmente in elettronvolt, (eV), essendo:

$$1 \text{ eV} = \text{energia acquisita da un elettrone quando attraversa una differenza di potenziale di 1 Volt}$$

Lo eV è un'unità di misura molto piccola: comunemente si impiega il suo multiplo:

$$1 \text{ MeV} = 10^6 \text{ eV} = 1,6 \cdot 10^{-13} \text{ J}$$

Dalla 8.5 di ha, ad esempio, per un fotone di energia 1 MeV:

$$\lambda = 1,242 \cdot 10^{-12} \text{ m} = 0,0124 \text{ \AA}$$

$$\nu = 2,414 \cdot 10^{20} \text{ s}^{-1}$$

L'emissione radioattiva è un fenomeno statistico; in altre parole, indicando con N il numero di particelle o fotoni emessi da una certa quantità di sostanza radioattiva, dN/dt non è rigorosamente costante ma oscilla statisticamente attorno ad un valor medio.

Poiché l'emissione di particelle o fotoni è accompagnata da una trasformazione del nucleo in quello di un nuovo elemento, radioattivo o no (decadimento radioattivo), ogni sostanza radioattiva si esaurisce nel tempo.

La legge di decadimento è espressa dalla relazione:

$$\frac{1}{N} \frac{dN}{dt} = -\beta \quad \dots (8.6a)$$

cioè

$$N = N_0 e^{-\beta t} \quad \dots (8.6b)$$

ove:

N = numero di nuclei emettitori all'istante t

β = costante di disintegrazione (s^{-1})

Di solito, la durata nel tempo di una sorgente radioattiva viene caratterizzata con il suo *tempo di dimezzamento*, cioè con il tempo necessario perchè il numero di nuclei emettitori si dimezzi. Ponendo nella 8.6b $N/N_0 = 0,5$, si ha:

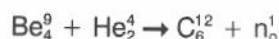
$$\text{tempo di dimezzamento} = \frac{0,693}{\beta} \quad \dots (8.6c)$$

Le sorgenti radioattive ad emissione di fotoni γ più comunemente impiegate nei carotaggi nucleari sono costituite da pastiglie contenenti Co^{60} [$E = 1,17 \div 1,33$ MeV] oppure Cs^{137} ($E = 0,662$ MeV) in quantità pari a $2 \div 4$ Curie.

Altra importante particella nucleare impiegata nei logs in pozzo è il *neutrone*, avente massa 1 e carica elettrica zero. Il fatto di essere privo di carica lo rende particolarmente penetrante, e quindi utili per scopi diagnostici.

Il neutrone non viene emesso spontaneamente da nessun nucleo: è necessario ottenerlo per bombardamento di particolari nuclei con particelle o ioni.

Tipica sorgente impiegata per la *produzione in continuo di neutroni* è una pastiglia costituita da un miscuglio intimo di berillio ed un emettitore di raggi α . La reazione nucleare che ne deriva è:



L'emettitore di raggi α può essere Ra_{88}^{226} , Pu_{94}^{239} o Am_{95}^{241}

La sorgente Ra-Be emette neutroni con energia compresa fra 1 e 13 MeV (valore di picco: 4,5 MeV), ha una vita media di 1620 anni e, generalmente, un'attività di 300 milliCurie. Si ricorda che 1 Curie = $3,7 \cdot 10^{10}$ emissioni al secondo.

Tale sorgente è però molto "sporca" di fotoni γ (circa 10.000 fotoni per ogni neutrone emesso) e viene oggi impiegata solo di rado.

La sorgente Pu-Be emette neutroni di energia media 4,5 MeV praticamente esenti da fotoni gamma. La sua vita media è di 24.300 anni e la sua attività di 5 Curie.

Infine, la sorgente Am-Be (la più impiegata attualmente) emette pur essa neutroni di energia media 4,35 MeV, esenti da fotoni gamma. La sua vita media è di 458 anni e la sua attività di 16 Curie.

Per ottenere neutroni veloci, e cioè ad elevata energia (14 MeV), si fa ricorso alla reazione nucleare fra deuterio e trizio.



Il deuterio viene ionizzato e poi accelerato mediante un acceleratore lineare a 125-200 kV; tale tensione viene ottenuta mediante un banco di condensatori caricati in parallelo e scaricati in serie, oppure mediante un RFQ (radio-frequency quadrupole).

Il fascio di ioni deuterio, opportunamente collimato, urta contro una placchetta di spugna di titanio che contiene, adsorbita, acqua triziata (cioè contenente H_2^3O), e genera così, per reazione nucleare, neutroni veloci.

L'emissione di neutroni è comandata dalla superficie ed è pulsata, con durata dell'impulso di 20 μs seguita da un tempo morto di 80 a 1000 μs durante il quale vengono eseguite le misure dei fotoni gamma e/o dei neutroni epitermici derivanti dall'interazione dei neutroni veloci con la materia.

8.5.3. Interazioni fotoni gamma/materia

Dei vari tipi di interazione fra fotoni e materia si è già parlato diffusamente al Cap. 8.3.3. Dei tre effetti (Compton, fotoelettrico e di produzione di coppie) quello che viene utilizzato nei

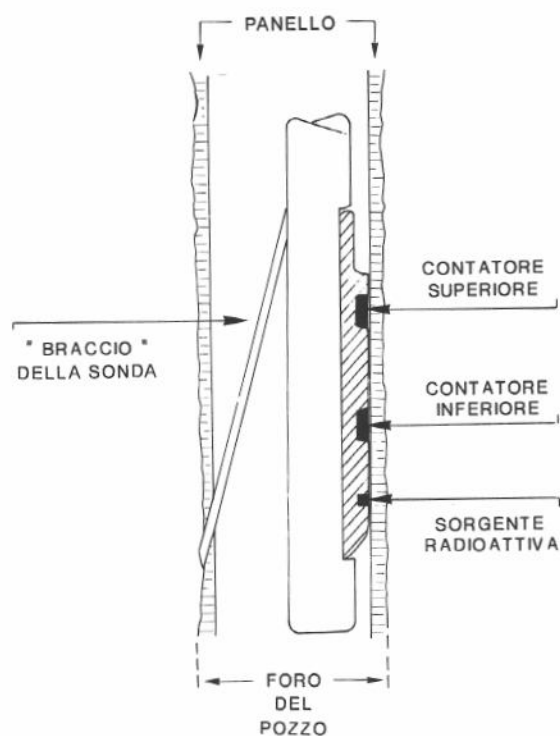


Fig. 8.15 - Schema di sonda per la registrazione del log di densità (Formation Density Compensated, FDC).

logs nucleari è l'effetto Compton, che consiste nella collisione del fotone γ con un elettrone periferico di un atomo, con diminuzione dell'energia del fotone e sua deviazione dalla traiettoria d'impatto, ed emissione di un elettrone periferico dell'atomo colpito.

Il coefficiente di assorbimento dei fotoni γ per effetto Compton è direttamente proporzionale alla massa specifica, o densità, del mezzo assorbente.

È pertanto possibile conoscere la densità ρ_b di una formazione attraverso misure di coefficiente di assorbimento dei fotoni γ .

L'attrezzatura impiegata¹⁰ è illustrata schematicamente in Fig. 8.15. La sonda viene calata alla base dell'intervallo da registrare e premuta poi contro la parete del pozzo mediante un braccio estensibile, in modo da eliminare l'influenza del fango in pozzo.

Alla base della sonda è contenuta la sorgente di fotoni γ ; nella parte medio-alta della sonda sono contenuti due contatori a scintillazione, mediante i quali vengono rivelati e

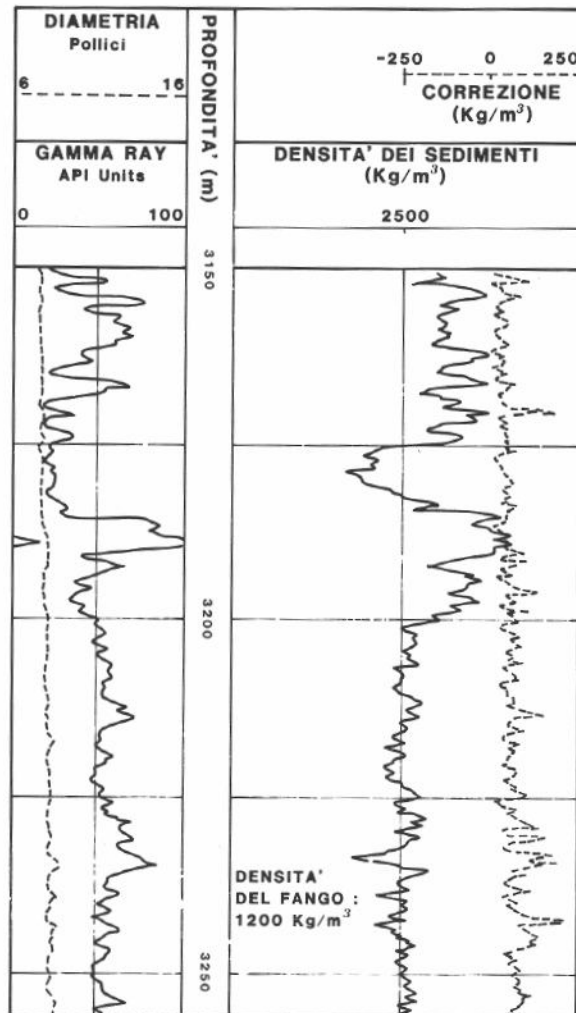


Fig. 8.16 - Esempio di registrazione combinata FDC + GR.

conteggiati i fotoni γ incidenti. Fra sorgente e contatore è interposta una schermatura che impedisce ai γ il cammino diretto sorgente/contatore.

Ovviamente, quanto maggiore è la densità del tratto di formazione che si trova davanti alla sonda, tanto minore sarà il numero di fotoni γ che raggiunge i due contatori. L'impiego di due contatori si rende necessario per correggere l'influenza del pannello del fango, quando questo esiste come nel caso dei pozzi in corso di perforazione.

Gli impulsi contati dai due contatori a scintillazione vengono inviati in superficie attraverso il cavo a più conduttori; qui un calcolatore provvede a calcolare la densità, che viene registrata direttamente in kg/m^3 (Fig. 8.16).

L'attrezzo, e la relativa registrazione, prendono il nome di *Formation Density Compensated (FDC)*; il suo raggio di investigazione all'interno della formazione è dell'ordine di 10 cm.

Assieme allo FDC vengono, in genere, registrate anche la radioattività naturale dei sedimenti (*Gamma Ray log, GR*) ed il diametro del foro (Fig. 8.16).

Dalla lettura del GR è possibile ottenere informazioni circa la presenza di strati di argilla, o comunque circa l'argillosità della formazione; le argille presentano infatti, nella maggior parte dei casi, una radioattività naturale che, seppur modesta, è sensibilmente superiore a quella degli altri sedimenti.

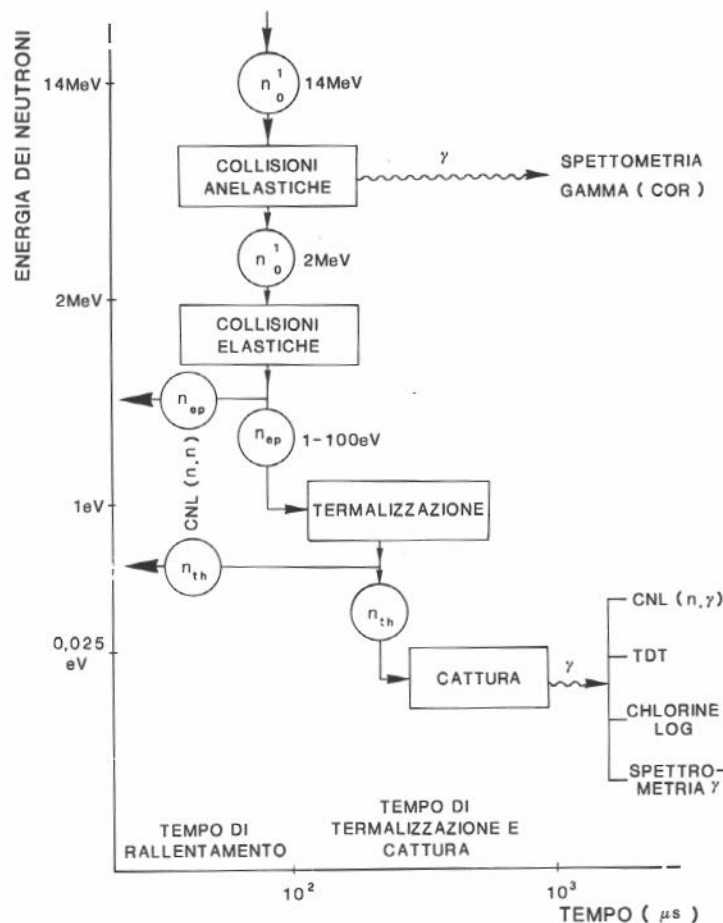


Fig. 8.17 - Interazioni neutrone-materia in funzione dell'energia del neutrone.

8.5.4. Interazioni neutroni/materia

Il tipo di interazione che i neutroni hanno con la materia dipende principalmente dall'energia che il neutrone ha al momento dell'interazione con uno degli atomi che costituiscono il materiale assorbente.

Poiché ad ogni interazione il neutrone perde una frazione della sua energia (riducendosi alla fine al cosiddetto "livello termico", cioè ad un'energia di 0,025 e V) descriveremo i vari tipi di interazioni partendo dal più elevato livello di energia (14 MeV) dei neutroni impiegati nei carotaggi nucleari, scendendo poi come schematicamente indicato in Fig. 8.17.

8.5.4.1. Collisione anelastica

Ad energie elevate (superiori a 2 MeV) la collisione fra neutrone ed atomo del materiale assorbente avviene in modo anelastico: il neutrone entra nel nucleo portandolo ad un livello energetico superiore a quello di equilibrio, e ne viene subito espulso, evidentemente ad un'energia inferiore a quella che esso aveva al momento della collisione.

L'atomo colpito cede poi l'energia in eccesso sotto forma di fotoni γ il cui spettro di energia è tipico dell'atomo stesso.

Pertanto, eseguendo la spettrometria γ dei fotoni emessi è possibile riconoscere la composizione chimica del materiale costituente sia la roccia che i fluidi presenti nell'intorno del pozzo⁸.

È questo il cosiddetto *Gamma Ray Spectrometry Tool (GST)*, entrato da non molti anni nell'impiego di campo.

Per il controllo della situazione dei fluidi nell'intorno del pozzo, ed in particolare per la determinazione della saturazione in olio residuo, S_{or} , nelle zone già invase dall'acqua, è di particolare importanza il riconoscimento del carbonio (da olio residuo) e dell'ossigeno (da acqua): è questo il cosiddetto *COR log (Carbon-Oxygen Ratio log)*.

È da notare che il conteggio dei fotoni gamma da urto anelastico avviene contemporaneamente all'emissione dei neutroni veloci (20 μ s) e nei 20 μ s successivi.

8.5.4.2 Collisione elastica

Quando l'energia del neutrone è scesa al di sotto dei 2 MeV, l'interazione fra neutrone ed atomi diviene di tipo elastico. Ad ogni collisione il neutrone perde una parte della sua energia (che viene trasmessa all'atomo urtato, senza che questo emetta alcuna radiazione), secondo la legge:

$$\frac{E_2}{E_1} = \frac{1}{2} \left[(1 + a) + (1 - a) \cos \theta \right] \quad \dots (8.7a)$$

$$\text{ove} \quad a = \left(\frac{A - 1}{A + 1} \right)^2 \quad \dots (8.7b)$$

- E_1 = energia del neutrone prima dell'urto
 E_2 = energia del neutrone dopo l'urto
 θ = angolo fra direzione d'incidenza e di rimbalzo del neutrone
 A = peso atomico dell'atomo urtato.

Dalla 8.7 è evidente che, per un dato valore di "a", E_2/E_1 varia fra 1 ed $(1 + a)/2$ al variare di θ fra 0 e π . È da osservare che, a sua volta, θ varia statisticamente da collisione a collisione.

A sua volta, a parità di θ , E_2/E_1 è una funzione di "a".

Il minimo valore di "a" si ha ovviamente per l'atomo di peso atomico più basso esistente in natura, e cioè per l'idrogeno ($A = 1,008$; $a = 1,59 \cdot 10^{-5}$).

Al crescere del peso atomico cresce il valore di "a" (0,778 per l'ossigeno; 0,867 per il silicio, ecc.); al limite si avrebbe $a = 1$ per un atomo di peso atomico infinito.

Da quanto sopra risulta evidente che il neutrone subisce la massima perdita di energia quando collide con un atomo di idrogeno.

Dopo una serie di urti elastici, il neutrone attraversa il livello di energia di 100 eV: si dice a questo punto che il neutrone ha raggiunto lo stato epitermico, o che è divenuto un *neutrone epitermico*.

A seguito di collisioni successive, l'energia del neutrone si riduce al valore di 0,025 eV, e la sua velocità a 2.200 m/s. La sua energia cinetica è ora dello stesso ordine di grandezza dell'energia degli atomi a temperatura ambiente: si dice che il neutrone ha raggiunto lo stato termico, o verosimilmente che è divenuto un *neutrone termico*.

Il numero di urti elastici che il neutrone deve subire per essere "termalizzato" dipende ovviamente dalla natura (e cioè dal peso atomico) degli atomi contro i quali impatta. È particolarmente interessante la tabella seguente:

Tab. 8.1 - Numero di urti necessari per ridurre l'energia di un neutrone da 2 MeV a 0,025 eV

<i>Elemento</i>	<i>Numero di collisioni</i>
Idrogeno	18
Carbonio	114
Ossigeno	150
Silicio	257
Cloro	329
Calcio	368

Da quanto sopra detto possiamo trarre la seguente conclusione, molto importante ai fini dei logs neutronici: il cammino che un neutrone percorre in un mezzo prima di venire termalizzato è tanto minore quanto maggiore è il contenuto di atomi di idrogeno nel mezzo stesso. *In altre parole, la termalizzazione avviene tanto più vicino alla sorgente di neutroni quanto maggiore è il contenuto di idrogeno per unità di volume del mezzo nel quale i neutroni stessi diffondono.*

Il contenuto di idrogeno per unità di volume viene espresso convenzionalmente attraverso l'indice di idrogeno I_H : per definizione si assume $I_H = 1$ per l'acqua distillata a 15°C.

Di conseguenza, una roccia avente $\phi = 0,25$ ed $S_w = 1$ presenta un $I_H = 0,25$.

Per gli idrocarburi si ha:

$$I_H = \frac{9 n}{12 + n} \frac{\rho_o}{1000} \quad \dots (8.8)$$

essendo "n" il numero di atomi di idrogeno nella formula empirica $(CH_n)_m$ dell'idrocarburo.

Ad es., per l'esano ($C_6 H_{14}$; $n = 14/6 = 2,333$; $\rho = 664,1 \text{ kg/m}^3$) si ha $I_H = 0,973$, un valore cioè molto vicino allo I_H dell'acqua.

La situazione è ben diversa per gli idrocarburi gassosi, il cui ρ_g in condizioni di giacimento è molto inferiore a 1000 kg/m^3 , e che presentano pertanto un $I_H \ll 1$.

Di questa differenza fra I_H dei gas ed I_H degli oli e dell'acqua ci avvarremo appunto per individuare livelli a gas nell'interno di un giacimento di olio.

8.5.4.3. Cattura dei neutroni termici

Una volta che il neutrone è termalizzato ($E = 0,025 \text{ eV}$) esso può venire catturato dal nucleo di un atomo del mezzo assorbente. In tal modo l'atomo aumenta di una unità il proprio peso, riceve l'energia del neutrone e la riemette sotto forma di fotone γ .

La probabilità di cattura di un neutrone termico non è uguale per tutte le speci atomiche; tale probabilità viene espressa convenzionalmente attraverso la "sezione di cattura", misurata in barn ($1 \text{ barn} = 10^{-28} \text{ m}^2$).

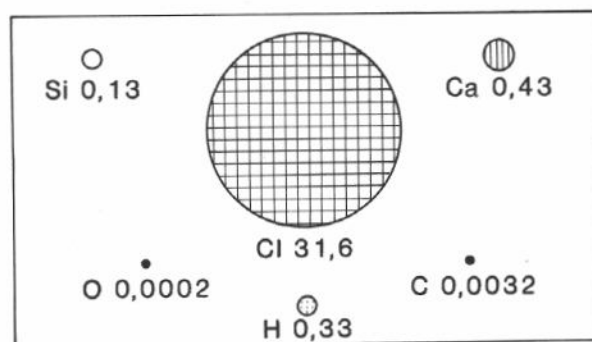


Fig. 8.18 - Confronto fra le sezioni di cattura dei neutroni termici per i nuclei dei principali elementi presenti nelle rocce-serbatoio.

Un confronto fra le sezioni di cattura dei principali elementi presenti nelle rocce-serbatoio e nei fluidi in esse contenuti¹² è riportato in Fig. 8.18. È importante notare come il cloro presenti una sezione (e quindi una probabilità) di cattura molto maggiore di quella di tutti gli

altri elementi rappresentati in figura: su questo fatto si basa un tipo di log (Thermal Decay Time log = TDT) per l'individuazione degli strati ad acqua salata, di cui parleremo in seguito.

Inoltre, i fotoni γ emessi dopo la cattura del neutrone hanno una energia tipica¹² del nucleo che li emette (Fig. 8.19); pertanto, eseguendone la spettrometria è possibile individuare almeno alcune delle speci atomiche presenti nella roccia-serbatoio e nei fluidi in essa contenuti.

Su tale principio si basa il *Chlorine Log*, per la determinazione della presenza di acqua salata nella roccia attorno al pozzo.

Dal conteggio dei neutroni epitermici o dei fotoni γ emessi per cattura dei neutroni termici, effettuato mediante uno o più contatori a distanza fissa dalla sorgente, è possibile poi determinare lo I_H medio della formazione compresa fra sorgente e contatore.

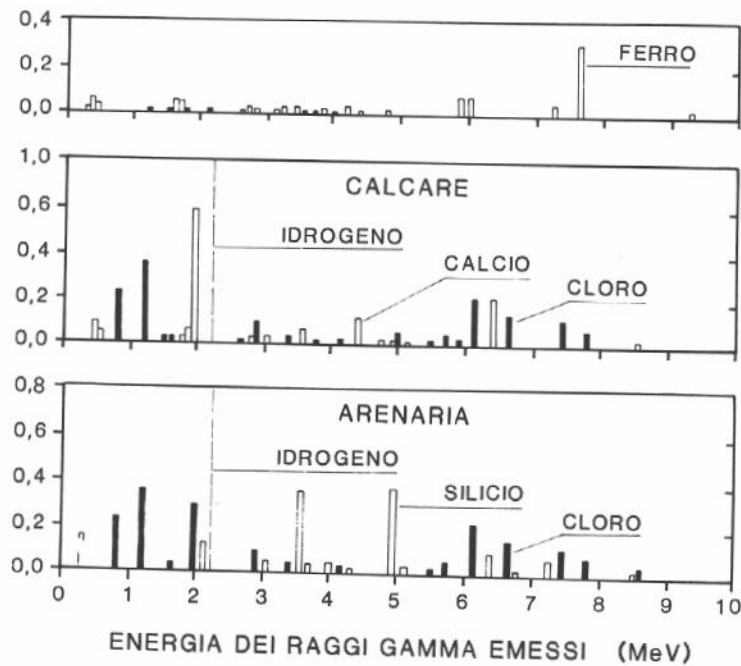


Fig. 8.19 - Spettri dei fotoni gamma emessi per assorbimento di neutroni termici da parte dell'acciaio (casing), di un calcare e di un'arenaria.

Evidentemente, quanto più grande è lo I_H , tanto più la termalizzazione avverrà nelle vicinanze della sorgente, e quindi tanto minore sarà il numero di neutroni epitermici e di fotoni che raggiungeranno il (o i) contatore (i).

Poiché lo I_H è legato, come già visto, alla porosità (coincide con ϕ se il fluido presente nei pori è solo acqua ed olio), è possibile in tal modo determinare la porosità della formazione *sempre nell'ipotesi che essa non contenga gas*. La presenza di gas porta infatti, per il basso I_H del gas stesso, a valutare porosità inferiori al reale.

Il log neutronico (*Compensated Neutron Log = CNL*, oppure il più vecchio *Gamma - Neutron Tool = GNT*) viene presentato direttamente in termini di porosità (Fig. 8.20), con le seguenti ipotesi:

- il fluido nei pori è acqua od olio; $S_g = 0$
- la formazione è costituita da calcare.

Per litologie diverse dal calcare esistono diagrammi⁹ che permettono di correggere il valore di ϕ tenendo conto della reale litologia.

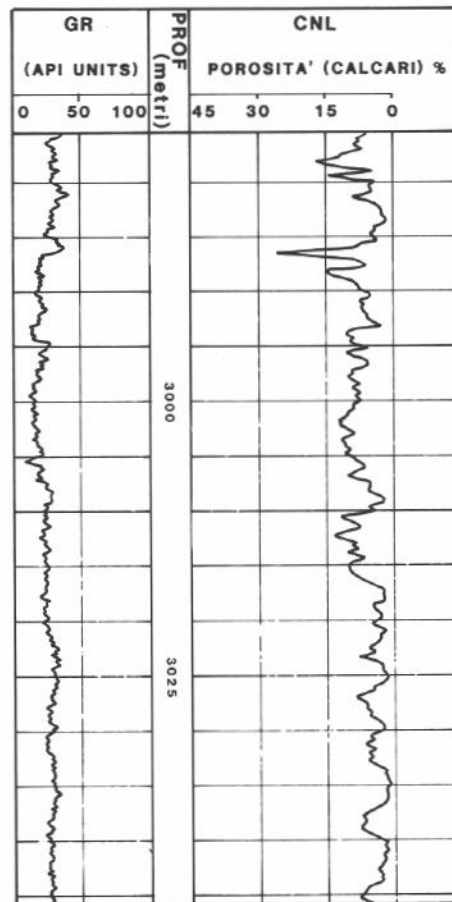


Fig. 8.20 - Esempio di registrazione combinata GR + CNL.

8.5.4.4. Tempo di rilassazione dei neutroni termici

Come già detto, una volta termalizzati i neutroni vengono catturati da nuclei, con emissione di fotoni γ .

Il processo di cattura dei neutroni è relativamente lento, svolgendosi in un tempo che

va da 500 a 1000 μs ; la sua velocità dipende dalla "sezione di cattura" degli atomi dai quali appunto i neutroni vengono catturati.

Poiché, come già detto, la sezione di cattura del Cl è particolarmente grande (31,6 barn), e maggiore di quella di tutti gli altri atomi che compongono la roccia-serbatoio ed i fluidi contenuti (Fig. 8.18), dalla misura della velocità di scomparsa (o di rilassazione) dei neutroni termici è possibile ottenere informazioni circa il contenuto in cloro (*e quindi in acqua salata*) nei pori della roccia-serbatoio.

È questo il cosiddetto *Thermal Decay Time log (TDT)*.

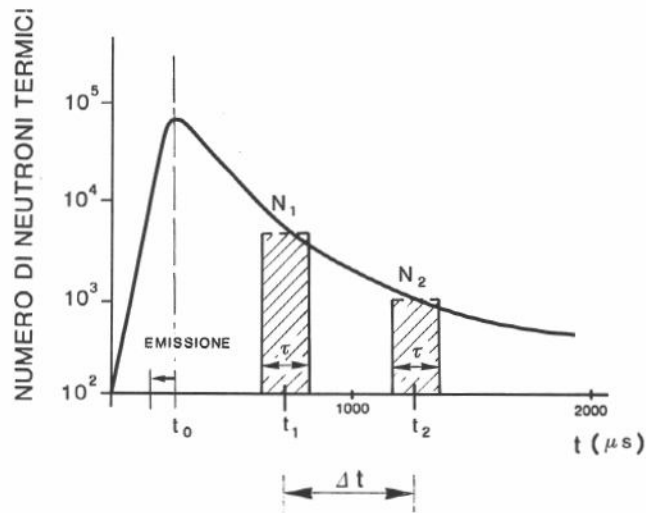


Fig. 8.21 - Rilassazione nel tempo dei neutroni termici prodotti per interazione fra neutroni ad alta energia emessi da una sorgente pulsata e materia. Schema di conteggio per il calcolo di Σ_t (Eq. 8.10).

Per eseguire misure di tempo di rilassazione dei neutroni termici è necessario impiegare una sorgente pulsata di neutroni (Cap. 8.5.2) con tempo di emissione di 80-100 μs ed intervallo fra due impulsi successivi dell'ordine del millisecondo.

L'andamento nel tempo della densità dei neutroni termici si presenta^{1,2} come in Fig. 8.21.

Indicando con N_1 il numero medio di neutroni termici conteggiati per un tempo τ a $t_1 \mu\text{s}$ dal punto di massimo della curva, e con N_2 il numero medio di neutroni conteggiati, sempre nello stesso tempo τ , a $t_2 \mu\text{s}$ dal punto di massimo, si ha:

$$N_1 = N_0 e^{-v \Sigma_t t_1} \quad \dots (8.9a)$$

$$N_2 = N_0 e^{-v \Sigma_t t_2} \quad \dots (8.9b)$$

essendo Σ_t la sezione totale di cattura della formazione (somma delle sezioni di cattura degli elementi che la compongono moltiplicate per le relative percentuali nella formazione) e v la velocità dei neutroni termici ($v = 2200 \text{ m/s}$)

Dalla 8.9 si ha:

$$\Sigma_t = \frac{1}{(t_2 - t_1) v} \ln \frac{N_1}{N_2} \quad \dots (8.10)$$

Σ_t si esprime in "capture units" (cu):

$$1 \text{ cu} = 10^{-3} \text{ cm}^{-1}$$

Esprimendo t in μs ($v = 0,22 \text{ cm}/\mu\text{s}$) si ha:

$$\Sigma_t \text{ (cu)} = \frac{10.500}{\Delta t} \log \frac{N_1}{N_2} \quad \dots (8.11a)$$

avendo posto $t_2 - t_1 = \Delta t \quad (\mu\text{s}) \quad \dots (8.11b)$

Pertanto, da due misurazioni effettuate a distanza di tempo Δt , per un uguale tempo τ , durante la rilassazione dei neutroni termici è possibile determinare la velocità di rilassazione, e da qui la Σ_t della formazione e dei fluidi in essa contenuti.

La trattazione qua eseguita è necessariamente semplificata rispetto alla pratica operativa. Di solito si impiegano più "finestre" di conteggio, di ampiezza costante o variabile in funzione della densità dei neutroni termici; anche i valori di t ai quali avvengono i conteggi possono essere variati nel corso di una registrazione di TDT.

Si osservi poi che, di fatto, non si contano i neutroni termici, ma i fotoni gamma derivanti dalla cattura.

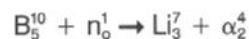
8.5.5. Sonde per carotaggi neutronici

Le sonde per la registrazione dei carotaggi neutronici (GST, CNL, GNT, Chlorine Log, TDT) contengono ovviamente un generatore di neutroni (continuo o pulsato) ed un certo numero di contatori di fotoni γ o di neutroni epitermici o termici.

I contatori sono sempre del tipo a scintillazione, costituiti da un cristallo di ioduro di sodio attivato al tallio, accoppiato ad un fotomoltiplicatore. Per la spettrometria gamma stanno entrando nell'uso contatori basati sull'impiego di cristalli di sali di germanio attivati con litio¹¹, che hanno un potere risolutivo molto maggiore ma richiedono di venire raffreddati durante l'uso con aria liquida.

Per il conteggio dei neutroni veloci, il contatore a scintillazione viene immerso in un blocco di materiale ad alto I_H , che termalizza i neutroni i quali danno poi origine a fotoni γ di cattura, conteggiati appunto dal sistema cristallo + fotomoltiplicatore.

Per conteggiare i neutroni epitermici o termici, il contatore viene ricoperto con boro, il quale interagisce con i neutroni a bassa energia secondo la reazione nucleare:



I raggi α vengono poi conteggiati con un contatore proporzionale.

La disposizione della sorgente e dei contatori varia secondo il tipo di log che viene registrato. In Fig. 8.22 è riportata una tipica configurazione impiegata dalla Schlumberger¹⁰ per la registrazione del CNL.

La sonda, premuta contro la parete da una balestra, porta al centro la sorgente continua di neutroni, al di sopra della quale e con diversa spaziatura vi sono due contatori di neutroni termici (fotoni γ), mentre al di sotto vi sono due contatori di neutroni epitermici.

L'utilità di disporre di contatori con due diverse spaziature verrà evidenziata in seguito.

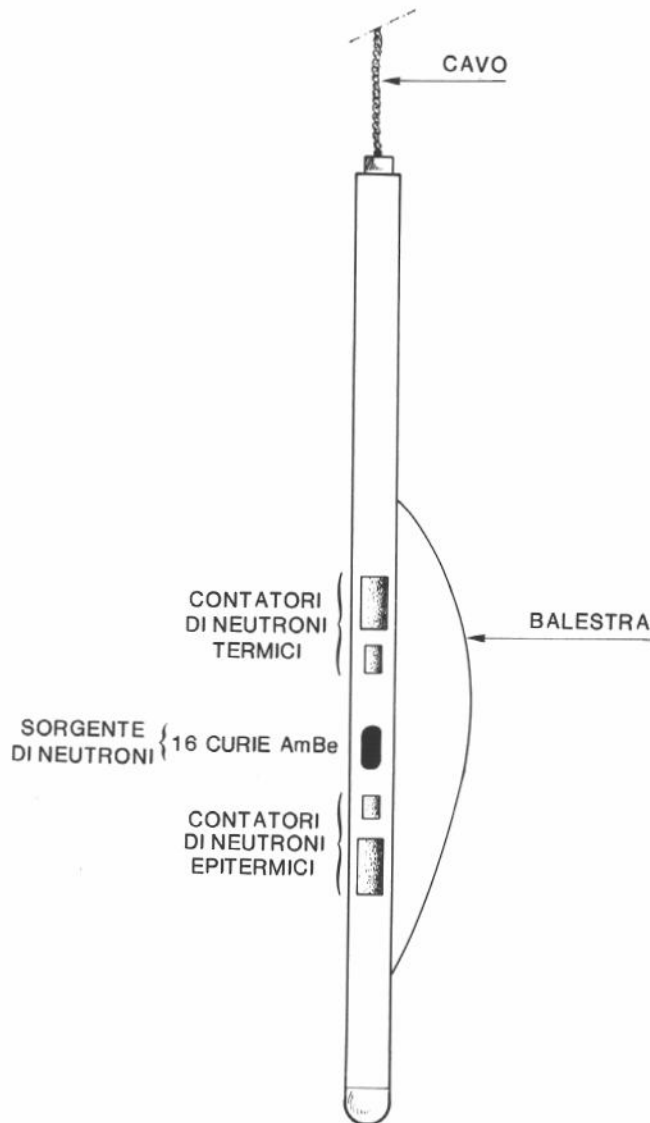


Fig. 8.22 - Schema di sonda per CNL. (Da Ref. 10).

Gli impulsi (fotoni o neutroni) conteggiati dai contatori vengono innanzitutto condizionati all'interno della sonda per la trasmissione in superficie via cavo.

In superficie i dati vengono elaborati automaticamente su calcolatore, ed i risultati presentati in forma analogica e registrati in forma digitale su nastro magnetico per le successive elaborazioni off-line.

Nel caso delle sorgenti di neutroni pulsate ad alta energia, la frequenza e durata degli impulsi, nonché i tempi di apertura delle "finestre" di conteggio sono pure comandati dal calcolatore.

8.6. Individuazione delle zone mineralizzate a gas

8.6.1. Pozzi in perforazione o appena completati

Nei pozzi in perforazione, o appena completati, esiste (Cap. 3) per una certa estensione radiale dalla parete del pozzo una zona a saturazione elevata in filtrato del fango ($S_w = 1 - S_{or}$).

Sull'esistenza di questa zona si basa il *CNL a doppio spacing*, impiegato specificamente per l'individuazione di intervalli mineralizzati a gas.

Il raggio di investigazione del CNL è proporzionale alla distanza fra sorgente e contatore. Pertanto il contatore più vicino alla sorgente sarà maggiormente influenzato dalla zona invasa, mentre quello più lontano dalla sorgente risentirà anche della situazione esistente al di là della zona invasa. Se lo strato contiene gas, lo I_H medio della zona investigata dal contatore a lungo spacing $(I_H)_{LS}$ sarà minore dello $(I_H)_{SS}$ relativo al contatore più vicino alla sorgente, dato il basso indice di idrogeno del gas (Fig. 8.23).

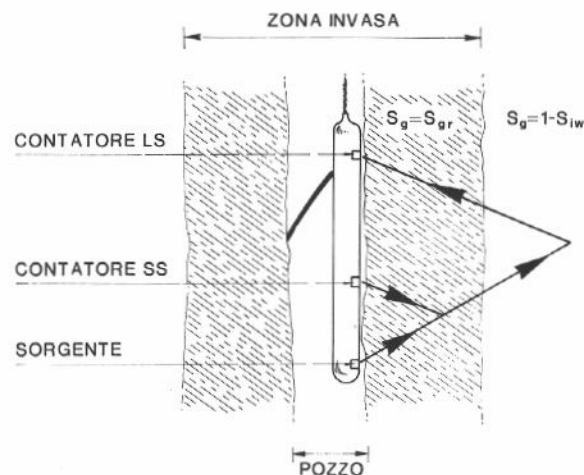


Fig. 8.23 - Principio di funzionamento del CNL a doppia spaziatura, per l'individuazione di strati a gas.

D'altra parte, la diversa spaziatura ha come conseguenza una diversa lettura sui due contatori, anche se posti di fronte ad uno strato non affetto da fenomeni di invasione.

Per ovviare a questo inconveniente la sonda viene innanzitutto calibrata ponendola di fronte ad uno strato nel quale certamente non esiste invasione: tipicamente uno strato di argilla. Con la sonda in questa posizione si regolano i fondo-scala dei due contatori in modo che essi leggano lo stesso I_H .

Dato che lo I_H dell'acqua e quello degli idrocarburi liquidi sono praticamente uguali fra loro (Cap. 8.5.4.2), dinnanzi ad uno strato ad olio, anche se in presenza di invasione, si avrà $(I_H)_{SS} = (I_H)_{LS}$.

Al contrario, dinnanzi ad uno strato a gas si avrà:

$$(I_H)_{LS} < (I_H)_{SS} \quad \dots (8.12)$$

proprio per il basso indice di idrogeno del gas.

In altre parole, in presenza di zona invasa la porosità apparente "letta" dal contatore più lontano dalla sorgente sarà inferiore alla porosità apparente letta dal contatore più vicino alla sorgente (Fig. 8.24). Pertanto *la situazione di cui all'Eq. 8.12 individua uno strato a gas*.

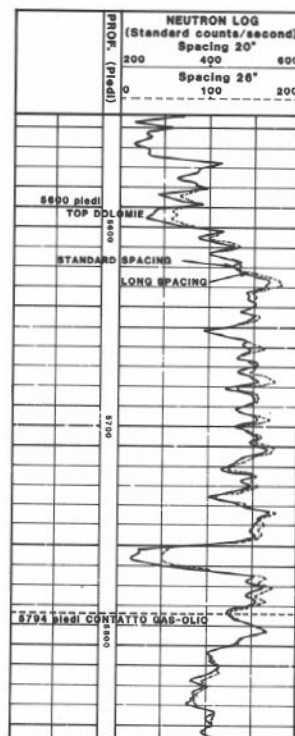


Fig. 8.24 - Esempio di CNL a doppia spaziatura. È evidenziato il contatto gas-olio.

8.6.2. Pozzi da tempo in produzione

Entro un certo tempo dal termine della perforazione il filtrato presente nella zona invasa fluisce gravitazionalmente verso la parte bassa dello strato, e la zona invasa scompare. Con essa viene a cadere anche la possibilità di impiegare il CNL a doppio spacing per individuare zone a gas.

Si fa allora ricorso alla registrazione ed interpretazione combinata di FDC e CNL.

Ricordiamo che lo FDC misura, e registra sul log, la densità ρ_b della formazione, mentre il CNL misura l'indice di idrogeno, I_H , da cui calcola il valore di ϕ assumendo $(I_H)_f = 1$, e registra sul log il valore di ϕ così calcolato.

Indicando con l'indice "f" il fluido nei pori, e con l'indice "r" la roccia, si ha:

$$(\rho_b)_{FDC} = \phi \rho_f + (1 - \phi) \rho_r \quad \dots (8.13a)$$

$$\phi = \frac{\rho_r - (\rho_b)_{FDC}}{\rho_r - \rho_f} \quad \dots (8.13b)$$

Pertanto, a parità di ϕ , ρ_b sarà minore quando nei pori è presente gas, anziché olio od acqua (Eq. 8.13a). Inoltre, se nell'interpretazione dello FDC si assume un ρ_f maggiore del reale (ρ_o , oppure ρ_w al posto di ρ_g) si calcola una porosità maggiore della vera.

Per quanto riguarda il CNL si ha:

$$(I_H)_{CNL} = \phi (I_H)_f \quad \dots (8.14)$$

potendosi trascurare lo I_H della roccia.

Poiché nell'interpretazione del CNL eseguita on line dal calcolatore si assume $(I_H)_f = 1$, in presenza di gas nei pori [$(I_H)_g < (I_H)_w, (I_H)_o$] si ottiene dal CNL un valore di ϕ inferiore al reale.

Riassumendo, diremo che interpretando secondo le ipotesi convenzionali (acqua o olio nei pori) FDC e CNL si ottiene $\phi_{FDC} > \phi_{vero}$ e $\phi_{CNL} < \phi_{vero}$ se nei pori è presente gas.

Riportando in diagramma cartesiano ϕ_{FDC} in funzione di ϕ_{CNL} è pertanto possibile (Fig. 8.25) distinguere formazioni a gas da formazioni ad olio o ad acqua. Infatti tutti i punti relativi a formazioni a gas giacciono al di sopra della retta $\phi_{FDC} = \phi_{CNL}$.

Anche il confronto diretto fra ϕ_{FDC} e ϕ_{CNL} permette l'individuazione immediata delle formazioni a gas: per esse si nota infatti una simultanea diminuzione di ρ_{FDC} e ϕ_{CNL} (Fig. 8.26), cosa che non sarebbe possibile se nei pori fosse presente olio o acqua.

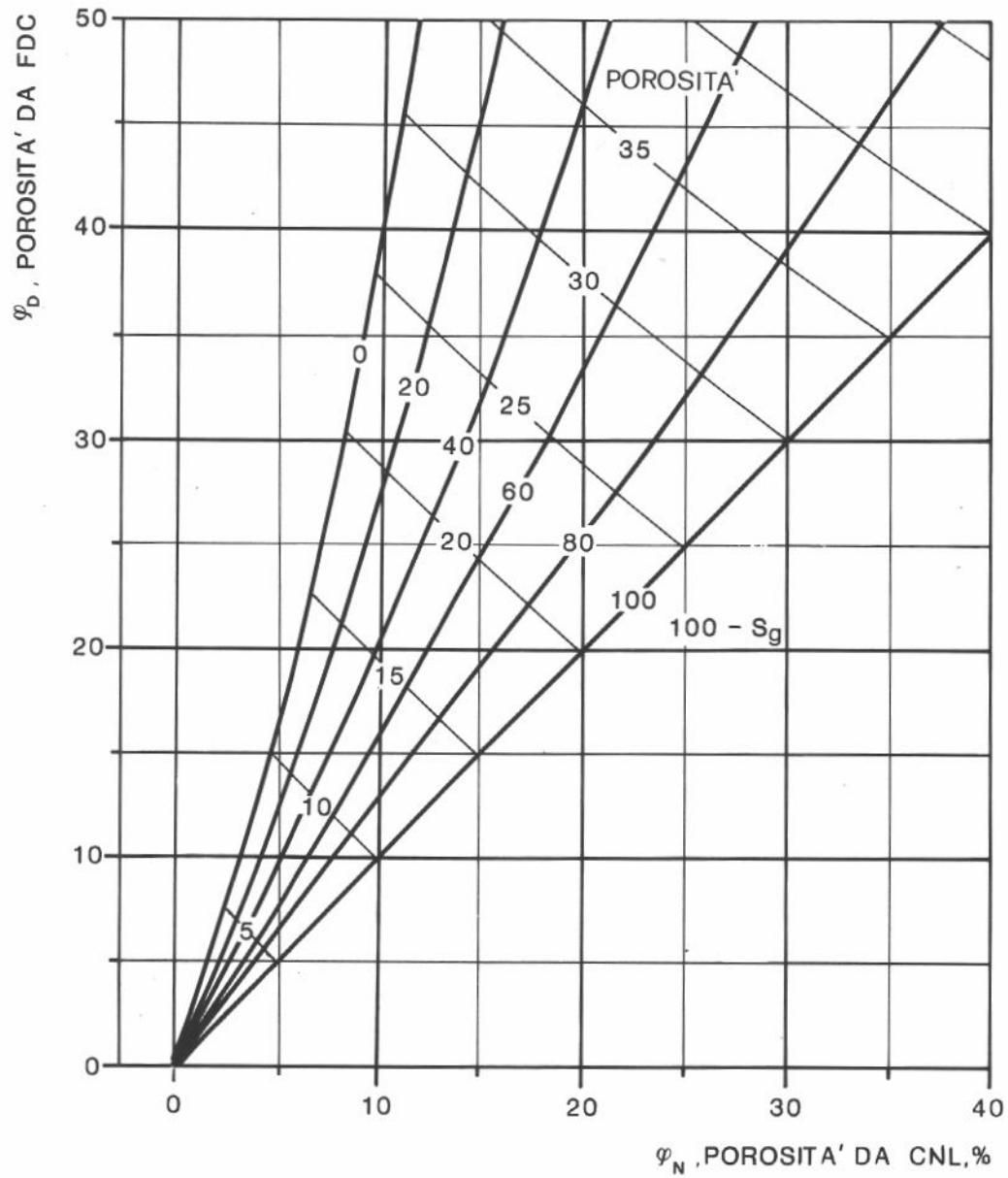


Fig. 8.25 - Diagramma per il calcolo della saturazione in gas a partire da ϕ_{CNL} e ϕ_{FDC} .
 Valido per profondità di 3000 ÷ 4000 m. (Da Ref. 10, con modifiche).

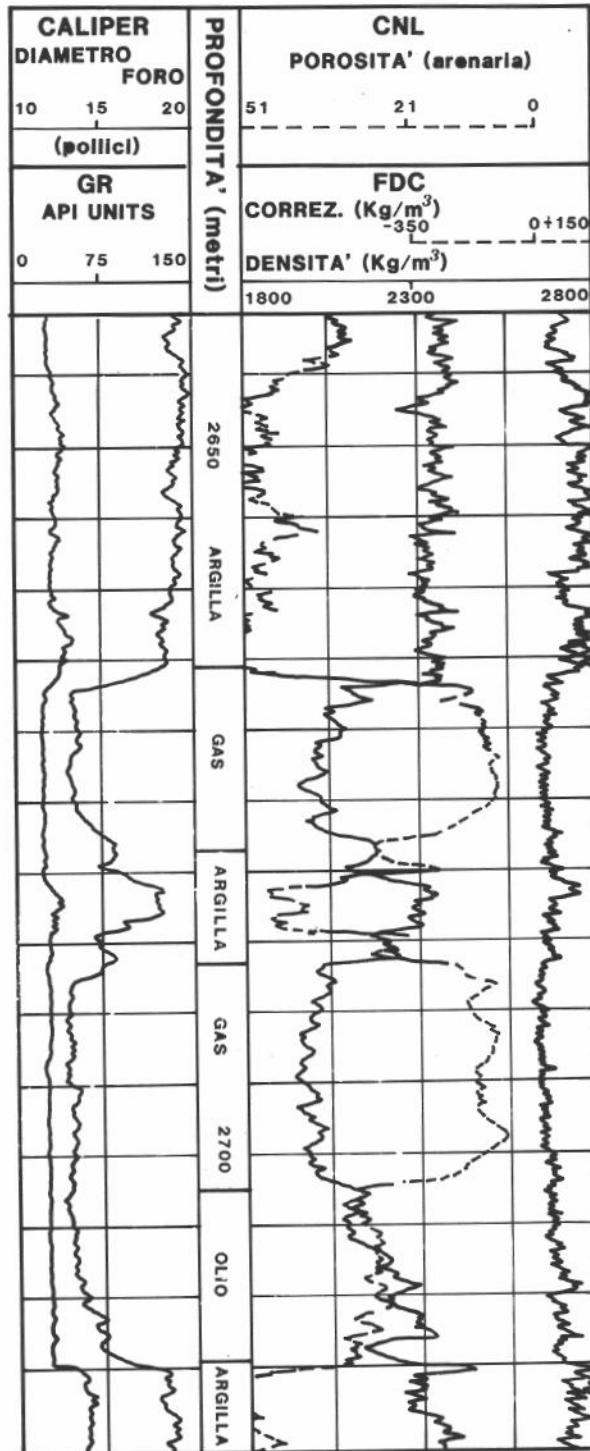


Fig. 8.26 - Interpretazione combinata CNL + FDC per l'individuazione di strati a gas in pozzi già in produzione.

8.7. Individuazione di zone ad $S_w > S_{lw}$

8.7.1. Chlorine log

Il chlorine log¹³ (attualmente in gran parte sostituito dal Thermal Decay Time log, TDT) si basa sulla registrazione simultanea di un CNL convenzionale e di un CNL nel quale vengono registrati solo i fotoni γ di energia superiore a 7 MeV.

Poiché il cloro, che ha una grande sezione di cattura per i neutroni termici (Cap. 8.5.4.3), emette fotoni γ di energie 7,42 e 7,77 MeV, il Chlorine log è, di fatto, una registrazione del contenuto di cloro (e quindi di acqua salata) nella formazione.

Data la diversa sensibilità dei contatori del CNL convenzionale e del Chlorine log, è necessario eseguire una taratura ponendo la sonda di fronte ad una formazione certamente acquifera ($S_w = 1$) e variando la sensibilità del contatore del Chlorine log in modo che la sua lettura coincida con quella del CNL.

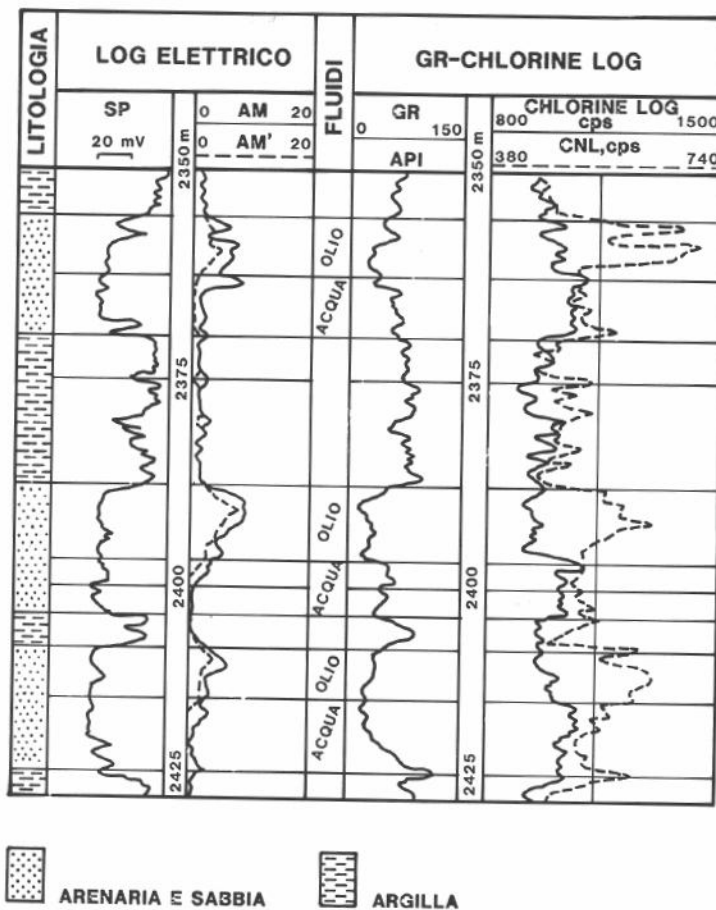


Fig. 8.27 - Esempio di Chlorine log registrato in foro tubato simultaneamente ad un GR, e confrontato con un log elettrico convenzionale (SP, AM, AM') registrato in foro scoperto.

Fatto questo, si procede alla registrazione simultanea CNL/Chlorine log. In tutti gli intervalli ad $S_w < 1$ (ma a pari salinità dell'acqua) la curva del Chlorine log cadrà al di sotto di quella del CNL (Fig. 8.27): è in tal modo possibile individuare strati inizialmente mineralizzati a gas od olio, e poi invasi dall'acqua.

In casi particolarmente semplici è anche possibile una valutazione semiquantitativa di S_w .

8.7.2. Thermal Decay Time log, TDT

Del principio di funzionamento del Thermal Decay Time log, TDT, ed in particolare della tecnica impiegata per misurare la sezione totale di cattura Σ_t si è parlato al Cap. 8.5.4.4.

Vediamo ora come dal valore di Σ_t sia possibile calcolare il valore di S_w , una volta nota la salinità dell'acqua di strato. Supponiamo, per semplicità, che la formazione in esame sia "pulita", cioè esente da argilla interlaminata o dispersa.

La sezione totale di cattura è data dalla media volumetrica delle sezioni di cattura dei materiali componenti lo strato assorbente.

Indicando con Σ_{TDT} il valore di Σ_t registrato sul log TDT si ha:

$$\Sigma_{TDT} = \phi S_w \Sigma_w + \phi (1 - S_w) \Sigma_h + (1 - \phi) \Sigma_r \quad \dots(8.15)$$

ove gli indici w, h, r stanno ad indicare rispettivamente l'acqua, gli idrocarburi e la roccia.

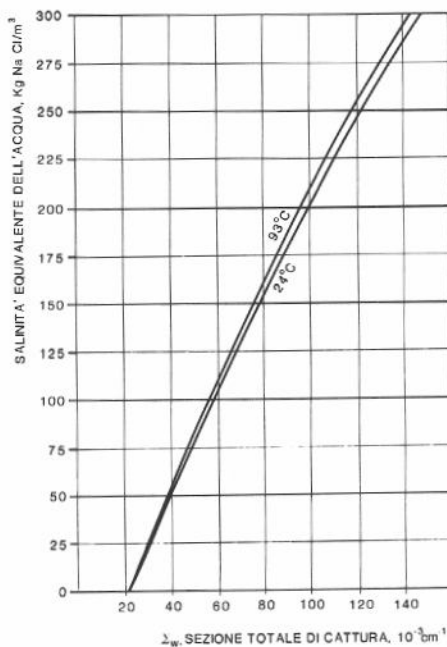


Fig. 8.28 - Sezione di cattura, Σ_w , dell'acqua salata in funzione della salinità. (Da Ref. 10, con modifiche).

Σ_w è una funzione crescente della salinità dell'acqua⁹ (Fig. 8.28): si ha, ad es., $\Sigma_w = 20$ cu per l'acqua distillata e $\Sigma_w = 58$ cu per un'acqua a salinità 100 g/l.

Σ_h varia fra i 16 e 20 cu per gli idrocarburi liquidi mentre per i gas Σ_h è funzione della loro massa specifica, e quindi della pressione di giacimento.

Per le rocce-serbatoio Σ_r è compreso fra 8 e 12 cu

Da quanto sopra appare evidente che per distinguere mediante TDT l'acqua dagli idrocarburi è necessario che la salinità dell'acqua sia sufficientemente elevata (almeno 50 g/l, cui corrisponde un Σ_w di 40 cu).

Avendo determinato il valore di ϕ attraverso una registrazione FDC o CNL si ha dalla 8.15

$$S_w = \frac{\Sigma_{TDT} - \Sigma_r - \phi (\Sigma_h - \Sigma_r)}{\phi (\Sigma_w - \Sigma_h)} \quad \dots (8.16)$$

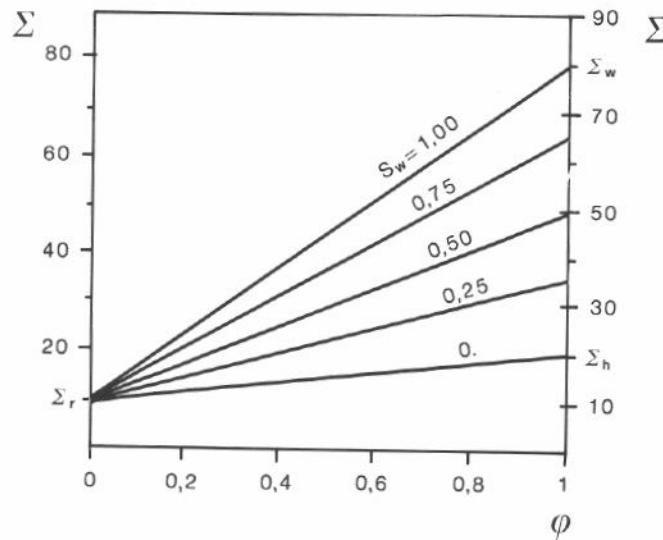


Fig. 8.29 - Interpretazione grafica del TDT per strati esenti da argilla.

La 8.15 si presta poi ad un'interpretazione semiquantitativa del TDT per via grafica.

Riscrivendo la 8.15 come segue:

$$\Sigma_{TDT} - \Sigma_r = \phi (\Sigma_w - \Sigma_r) - \phi (1 - S_w) (\Sigma_w - \Sigma_h) \quad \dots (8.17)$$

si osserva che tutti i punti ad $S_w = 1$ cadono sulla retta:

$$\Sigma_{TDT} - \Sigma_r = \phi (\Sigma_w - \Sigma_r) \quad \dots (8.18)$$

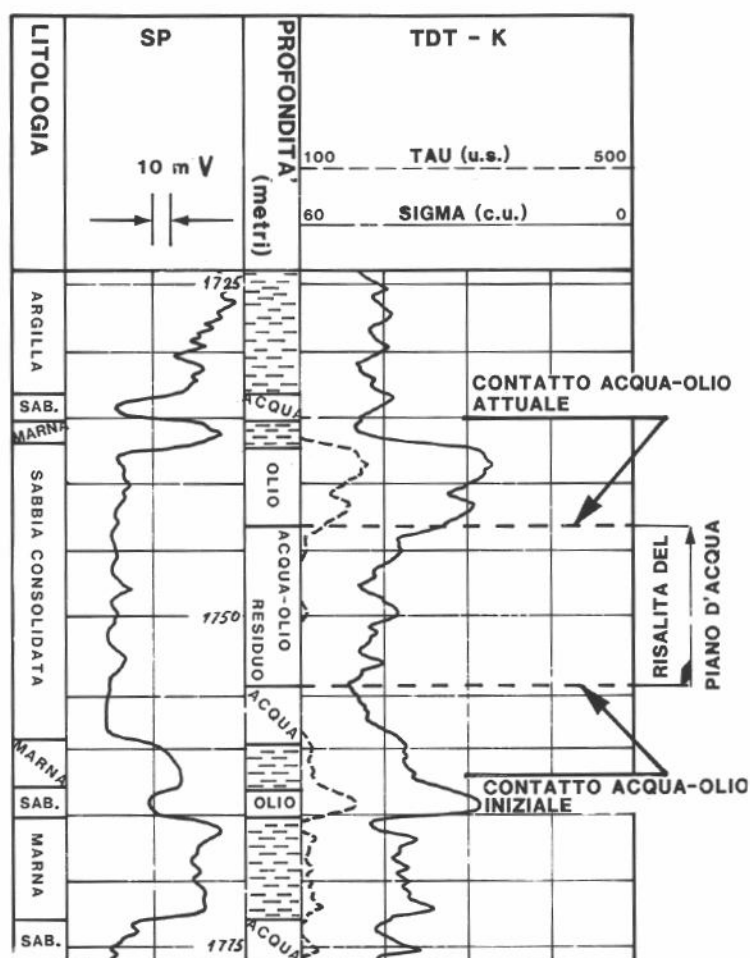


Fig. 8.30 - Esempio di registrazione di Thermal Decay Time log, TDT, in pozzo da tempo in produzione. È evidenziata la risalita del piano d'acqua conseguente alla produzione di olio.

Conoscendo la salinità dell'acqua e la natura della roccia, Σ_w e Σ_r sono noti con buona precisione. Si noti per $\phi = 0$, $\Sigma_{TDT} = \Sigma_r$, e per $\phi = 1$, $\Sigma_{TDT} = \Sigma_w$, cose entrambe ovvie.

È pertanto facile costruire, in un diagramma cartesiano $\phi; \Sigma_{TDT}$, la retta corrispondente ad $S_w = 1$ (Fig. 8.29).

Riprendendo dal CNL e dal TDT, per ogni profondità, rispettivamente il valore di ϕ e di Σ_{TDT} si individua nel diagramma di Fig. 8.29 un punto del piano: se esso cade sulla retta sopra individuata in tale punto è $S_w = 1$.

In base alla 8.17 è poi facile tracciare (facendo qualche ipotesi circa Σ_h) le rette ad $S_w = \text{cost}$, ed interpretare così tutti i punti del TDT.

Un esempio di registrazione TDT è riportato in Fig. 8.30.

Il TDT è un mezzo di indagine molto potente per individuare l'entità della risalita dei piani d'acqua e, in particolare, *intrusioni di acqua lungo strati ad alta permeabilità all'interno del*

giacimento, anche in zone del campo nelle quali tali strati non sono aperti alla produzione, e quindi non forniscono alcuna indicazione di produzione di acqua assieme all'olio o al gas.

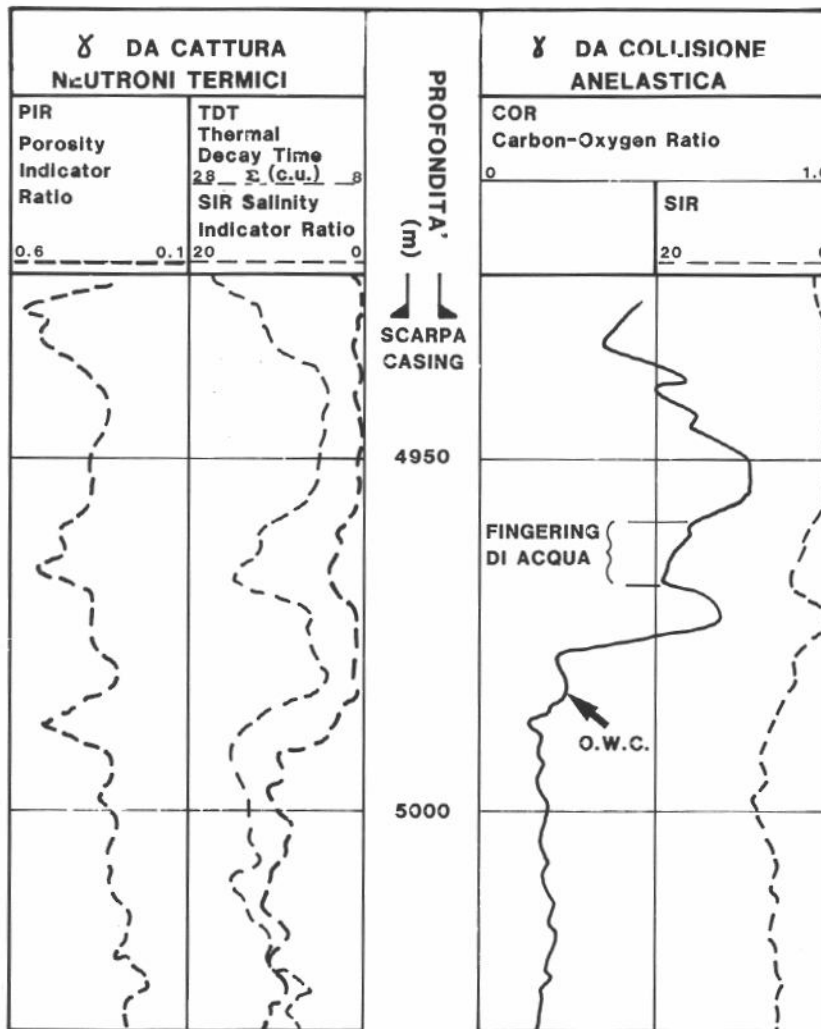


Fig. 8.31 - Esempio di registrazione di logs da spettrometria di fotoni gamma generati per collisione anelastica e per cattura di neutroni termici, al fine di individuare livelli ad acqua in un pozzo tubato. COR, SIR e TDT identificano la presenza di acqua; PIR è un indicatore della porosità. (Da Ref. 8).

8.7.3. Rapporto carbonio/ossigeno, COR

La determinazione del rapporto carbonio/ossigeno, COR, attraverso la spettrometria gamma (GST: Gamma Ray Spectrometry tool) dei fotoni emessi per urto anelastico di neutroni veloci (14 MeV) contro nuclei del materiale presente nell'intorno del pozzo è una tecnica molto recente, cui si è già accennato al Cap. 8.5.4.1.

Il GST esegue la spettrometria sia dei fotoni γ emessi per urto anelastico, sia di quelli emessi per cattura di neutroni termici (Cap. 8.5.4.3). Dagli spettri relativi è possibile ottenere i seguenti logs⁸:

COR:	carbon/oxygen ratio: rapporto C/O, da spettrometria di fotoni emessi per urto anelastico
SIR:	salinity indicator ratio: rapporto Cl/H, da spettrometria di fotoni da cattura di neutroni
PIR:	porosity indicator ratio: rapporto H/(Si + Ca), da spettrometria di fotoni emessi in campo elastico
LIR:	lithology indicator ratio: rapporto Si/(Si + Ca), da spettrometria di fotoni da cattura di neutroni

Le possibilità che il GST presenta sono affascinanti: sarà necessario ancora qualche tempo prima che esso entri nell'uso comune.

In Fig. 8.31 viene presentato⁸ un esempio di registrazione combinata COR + SIR + PIR + TDT dalla quale è immediata l'individuazione di un contatto acqua/olio e di un'intrusione (fingering) di acqua.

BIBLIOGRAFIA

1. Clavier, C., Hoyle, W., e Meunier, D.: "Quantitative Interpretation of Thermal Decay Time Logs - Part I: Fundamentals and Techniques - Part II: Interpretation Example, Interpretation Accuracy, and Time-Lapse Technique", *J.Pet.Tech.* (giugno 1971), pagg. 743-763; *Trans.*, AIME 251.
2. Dewan, J.T., Johnstone, C.W., Jacobson, L.A., Wall, W.B. e Alger, R.: "Thermal Neutron Decay Time Logging Using Dual Detection", SPWLA, 14th Annual Log. Symp. Trans. (1971).
3. Kunz, K.S. e Tixier, M.P.: "Temperature Surveys in Gas Producing Wells", *J.Pet.Tech.* (luglio 1955) pagg. 111-119; *Trans.*, AIME 204.
4. Meunier, D., Tixier, M.P. e Bonnet, J.L.: "The Production Combination Tool - A New System for Production Monitoring", *J.Pet.Tech.* (maggio 1971), pagg. 603-613.
5. Schlumberger: *Production Log Interpretation*, 1973 Edition.
6. Schlumberger: *Fluid Conversions in Production Log Interpretation*, 1974 Edition.
7. Schlumberger: *RFT - Essentials of Pressure Test Interpretation* (1981).
8. Schlumberger: *Gamma Ray Spectrometry*, (Londra, settembre 1983).
9. Schlumberger: *Log Interpretation Charts* (1985).
10. Schlumberger: *Log Interpretation Principles/Application*, Schlumberger Educational Services, Houston (1987).
11. Serra, O.: *Diagraphies différées - Bases de l'interprétation, Tome 1: acquisition des données diagraphiques*, *Bulletin des Centres de Recherche Exploration-Production Elf-Aquitaine, Mémoire 1*, Pau (France) (1979).
12. Serra, O.: *Diagraphies différées - Bases de l'interprétation, Tome 2: interprétation des données diagraphiques*, *Bulletin des Centres de Recherche Exploration-Production Elf-Aquitaine, Mémoire 7*, Pau (France) (1985).
13. Tanner, H.L.: "Evaluation of Low-Resistivity Cased-Off Reserves with the Shale-Compensated Chlorine Log", *SPE Formation Evaluation* (settembre 1987), pagg. 284-288.
14. Vaghi, G.C., Torricelli, L., Pulga, M., Giacca, D., Chierici, G.L. e Bilgeri, D.: "Production in the Very Deep Malossa Field, Italy", *Proc., 10th World Petrol. Congr.*, vol. 3, pagg. 371-384, Hayden & Son, Londra (1980).

9. L'Ingresso d'acqua nei giacimenti

9.1. Premessa

Come già illustrato al Cap.1, al momento della loro formazione tutti i giacimenti di idrocarburi sono necessariamente in contatto con un acquifero; è infatti per migrazione dell'olio e del gas attraverso strati porosi e permeabili saturi di acqua che si è formato l'accumulo.

In tempi geologici successivi la continuità fra giacimento ed acquifero può essere stata interrotta da faglie o da fenomeni di diagenesi che hanno ridotto a zero la permeabilità di alcune zone dell'acquifero. L'interruzione può essere avvenuta nelle immediate vicinanze del giacimento o ad una distanza più o meno grande dallo stesso; di conseguenza il volume dell'acquifero, V_{aq} , in comunicazione idraulica col giacimento può variare da zero a valori molto grandi.

In ogni caso, *non esistono acquiferi fisicamente infiniti*, anche se tale dizione viene spesso impiegata col significato che spiegheremo in seguito.

La diminuzione di pressione conseguente alla produzione di olio o di gas si propaga, con velocità finita, anche nell'acquifero a contatto con il giacimento; l'acqua contenuta nell'acquifero si espande a seguito di tale diminuzione di pressione.

Fintanto che il disturbo di pressione non ha raggiunto il bordo esterno dell'acquifero, questo si comporta come infinito: è in questo senso che viene impiegato il termine "acquifero infinito" cui si è accennato più sopra.

A seguito della diminuzione di pressione nell'acquifero un volume di acqua $W_e(t)$ attraversa, nel tempo t contato a partire dall'inizio della produzione, la superficie iniziale di contatto idrocarburi/acqua, spiazzando un ugual volume di idrocarburi. È quella la cosiddetta "spinta d'acqua".

Il calcolo di $W_e(t)$ a partire dalla storia passata del giacimento è banale.

Consideriamo, per semplicità, un giacimento di gas secco, ed indichiamo con G il volume iniziale di gas in posto, $G_p(t)$ il volume di gas prodotto al tempo t , B_{gi} e $B_g(p)$ i fattori di volume del gas (Cap. 2.3.1.1.) a pressione iniziale p_i ed a pressione $p(t)$.

Trascurando la variazione di porosità della roccia-serbatoio con la pressione, per bilancio volumetrico si ha:

$$G B_{gi} = [G - G_p(t)] B_g(p) + W_e \quad \dots (9.1)$$

La 9.1 esprime semplicemente il fatto che il volume di pori V_p della roccia-serbatoio al di sopra del contatto *iniziale* gas/acqua si mantiene costante nel tempo (Fig. 9.1).

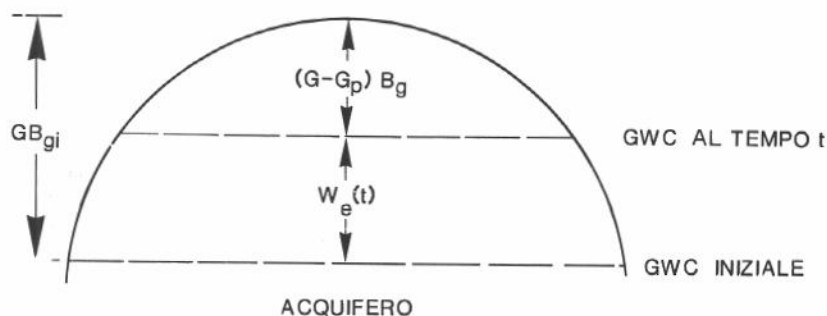


Fig. 9.1 - Visualizzazione dei termini che compaiono nell'Eq. 9.1 di bilancio volumetrico di un giacimento di gas.

Ovviamente, $W_e(t)$ può essere solo una funzione crescente di t . Di fatto, la funzione $W_e(t)$ calcolata applicando la 9.1 a tempi successivi lungo la storia passata del giacimento si presenta spesso come una spezzata ad andamento molto irregolare (Fig. 9.2), soprattutto nelle vicinanze dell'origine. Ciò a causa degli errori da cui sono affetti i valori di G (calcolato volumetricamente, Cap.4) e le misure della pressione, $[p_i$ e $p(t)]$, da cui $[B_g(p)]$.

È comunque facile tracciare una curva media $W_e(t)$ che interpoli i valori calcolati (Fig. 9.2).

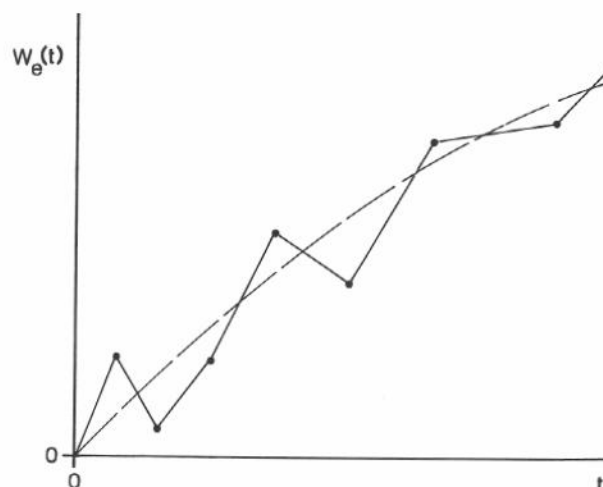


Fig. 9.2 - Andamento del volume $W_e(t)$ di acqua entrata in giacimento calcolato per bilancio volumetrico (spezzata) ed interpolato (curva continua).

Molto meno facile è prevedere l'andamento di $W_e(t)$ in corrispondenza di una certa legge di produzione imposta al giacimento. D'altra parte, come vedremo al successivo Cap. 10, la conoscenza di $W_e(t)$ è indispensabile ogniqualvolta si debba prevedere l'andamento della produttività e della pressione di un giacimento di idrocarburi che sia in comunicazione con un acquifero.

Se la geometria ed estensione dell'acquifero fossero note, e se il suo spessore, porosità e permeabilità fossero costanti e di valore noto, il calcolo di $W_e(t)$ a partire da $p(t)$ potrebbe essere eseguito facilmente applicando la teoria sviluppata ai Cap. 5 e 6 per pozzi che producono da giacimenti contenenti fluidi a comprimibilità piccola e costante.

Di fatto il giacimento può essere assimilato ad un grande pozzo che drena acqua dall'acquifero circostante.

Purtroppo, la geometria dell'acquifero non è nota se non a grandi linee, attraverso studi di geologia di bacino, ed il suo spessore, porosità e permeabilità sono tutt'altro che costanti, ed i loro valori non sono noti da misure dirette. Non si perforano infatti pozzi volutamente nell'acquifero e le poche informazioni su di esso derivano da pozzi sterili, generalmente nelle immediate vicinanze del giacimento.

Come vedremo in questo capitolo, il problema della previsione di $W_e(t)$ è stato affrontato in maniere diverse, e con risultati spesso deludenti, nell'arco di tempo che va dalla metà degli anni '30 all'inizio degli anni '70, quando i limitati mezzi di calcolo disponibili costringevano a rappresentare i sistemi giacimento + acquifero con modelli a parametri concentrati, e cioè con un'unica cella (il giacimento) a geometria molto semplice (circolare o lineare) a contatto con un acquifero di estensione limitata od "infinita".

La disponibilità, a partire dalla metà degli anni '60, di grossi calcolatori numerici ad alta velocità ha permesso lo studio dei giacimenti mediante modelli a parametri distribuiti, di cui parleremo diffusamente al Cap.13. In tali modelli il sistema giacimento + acquifero viene "discretizzato" secondo una griglia costituita da un numero anche molto grande di blocchi fra loro intercomunicanti, permettendo così di riprodurre sia la geometria reale che la distribuzione dei parametri petrofisici e termodinamici del sistema, nonché la reale distribuzione di pozzi e di portate all'interno del giacimento.

Purtroppo, anche con tali modelli il problema non è completamente risolto, in quanto spesso permane l'indeterminazione circa i valori dei parametri relativi ai singoli blocchi, soprattutto nell'acquifero.

Nelle pagine che seguono illustreremo i principali metodi impiegati per il calcolo di $W_e(t)$ in modelli a costanti concentrate (o modelli a cella singola: single cell model, SCM), rimandando al Cap. 13 la trattazione relativa ai modelli a costanti distribuite.

9.2. Equazioni empiriche per il calcolo di $W_e(t)$

9.2.1. Equazione di Schilthuis (1936)

La prima equazione per il calcolo di $W_e(t)$ di cui si ha notizia in letteratura è quella proposta da Schilthuis¹³:

$$W_e(t_n) = C \int_0^{t_n} (p_i - p) dt \quad \dots (9.2)$$

ove p_i è la pressione iniziale di giacimento, $p(t)$ la pressione al tempo t e C una costante il cui valore può essere calcolato a partire dalla storia passata $W_e(t)$ del giacimento.

Derivando la 9.2 rispetto a t , ed indicando con e_w la portata di acqua che attraversa il contatto iniziale acqua/idrocarburi al tempo t , si ha:

$$e_w(t) = \frac{dW_e(t)}{dt} = C (p_i - p) \quad \dots (9.3)$$

Confrontando la 9.3 con la 5.53, relativa a flusso stazionario in geometria radiale, si vede come la 9.2 descriva l'ingresso d'acqua in giacimento *da un acquifero alimentato a pressione costante p_i al bordo esterno, trascurando totalmente i transitori derivanti dalle variazioni nel tempo della pressione di giacimento $p(t)$.*

Si ha, in particolare:

$$C = \frac{2\pi k h}{\mu} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_o}} \quad \dots (9.4)$$

avendo indicato con r_e ed r_o rispettivamente il raggio esterno dell'acquifero ed il raggio del giacimento.

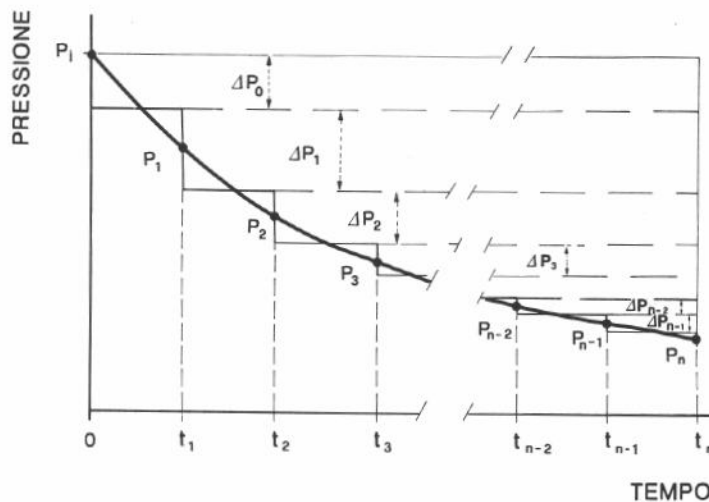


Fig. 9.3 - Visualizzazione del calcolo dell'integrale di cui all'Eq. 9.2.

Per l'applicazione pratica è opportuno trasformare l'integrale di cui alla 9.2 in una sommatoria. Con riferimento alla Fig. 9.3 si vede subito come il valore di tale integrale sia dato dall'area compresa fra l'ordinata $p = p_i$, l'ascissa $t = t_n$ e la curva $p = p(t)$.

Tale area può essere calcolata facilmente sostituendo alla curva $p(t)$ la spezzata indicata in figura. Si ha allora:

$$\begin{aligned}
 W_e(t_n) &= C \left[\Delta p_0 (t_n - 0) + \Delta p_1 (t_n - t_1) + \Delta p_2 (t_n - t_2) + \right. \\
 &\quad \left. + \dots + \Delta p_{n-2} (t_n - t_{n-2}) + \Delta p_{n-1} (t_n - t_{n-1}) \right] = \\
 &= C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j (t_n - t_j) \quad \dots (9.5)
 \end{aligned}$$

Si ha poi:

$$\begin{aligned}
 \Delta p_0 &= \frac{p_i - p_1}{2} \\
 \Delta p_1 &= \frac{p_i - p_1}{2} + \frac{p_1 - p_2}{2} = \frac{p_i - p_2}{2} \\
 \Delta p_2 &= \frac{p_1 - p_2}{2} + \frac{p_2 - p_3}{2} = \frac{p_1 - p_3}{2} \\
 \Delta p_3 &= \frac{p_2 - p_3}{2} + \frac{p_3 - p_4}{2} = \frac{p_2 - p_4}{2} \\
 &\dots \\
 \Delta p_{n-1} &= \frac{p_{n-2} - p_{n-1}}{2} + \frac{p_{n-1} - p_n}{2} = \frac{p_{n-2} - p_n}{2}
 \end{aligned}$$

e, più in generale:

$$\Delta p_j = \frac{p_{j-1} - p_{j+1}}{2} \quad \dots (9.6)$$

Dalle 9.5 e 9.6 si ha:

$$W_e(t_n) = C \sum_{j=0}^{n-1} \frac{p_{j-1} - p_{j+1}}{2} (t_n - t_j) \quad \dots (9.7)$$

con $p_{-1} = p_i$

9.2.2. Equazione di Hurst (1943)

Per tener conto, sia pure in maniera approssimata, del fatto che almeno parte del flusso dell'acqua verso il giacimento avviene in regime transitorio, Hurst propose¹⁰ nel 1943 la seguente equazione:

$$W_e(t_n) = C_1 \int_0^{t_n} \frac{p_i - p}{\log(C_2 t)} dt \quad \dots (9.8)$$

da cui:

$$e_w = C_1 \frac{p_i - p}{\log(C_2 t)} \quad \dots (9.9)$$

Per comprendere il significato fisico delle 9.8 e 9.9 ricordiamo l'equazione per il calcolo della pressione al pozzo in regime transitorio, nel caso di portata costante q :

$$p_i - p = \frac{q \mu}{4\pi k h} \ln \frac{4 k t}{\gamma \phi \mu c_t r_w^2} \quad \dots (5.32a)$$

valida per:

$$\frac{k t}{\phi \mu c_t r_w^2} > 25 \quad \dots (5.34b)$$

Essendo, nel nostro caso, $e_w = q$ si ha dalla 5.32a:

$$e_w = \frac{4\pi k h}{\mu} \frac{p_i - p}{2,302 \log \frac{4 k t}{\gamma \phi \mu c_t r_o^2}} \quad \dots (9.10)$$

Ponendo:

$$C_1 = 5,458 \frac{k h}{\mu} \quad \dots (9.11a)$$

$$e \quad C_2 = 2,246 \frac{k}{\phi \mu c_t r_o^2} \quad \dots (9.11b)$$

la 9.10 coincide con la 9.9

Pertanto, il termine $\log(C_2 t)$ a denominatore nella 9.9 serve a simulare (sia pur in qualche modo, come vedremo) le condizioni di flusso transitorio generate nell'acquifero a seguito della continua variazione di p .

Il punto debole della 9.8 sta nelle sue condizioni di validità, espresse dalla 5.34b (nella quale r_w deve ora essere sostituito da r_o).

Si abbia, ad es., un acquifero con:

$$k = 100 \text{ md} = 9,87 \cdot 10^{-14} \text{ m}^2$$

$$\phi = 0,20$$

$$\mu_w = 0,6 \text{ cP} = 6 \cdot 10^{-4} \text{ Pa}\cdot\text{s}$$

$$c_t = c_w + c_f = 9,5 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kg} = 9,69 \cdot 10^{-10} \text{ Pa}^{-1}$$

$$r_o = 1 \text{ km} = 1000 \text{ m}$$

Dalla 5.34b si ha che la 5.32a (e quindi le 9.8 e 9.9) sono valide per:

$$t > 29,45 \cdot 10^6 \text{ s} \quad (\text{circa 11 mesi}).$$

Pertanto la 9.8 mal si presta a rappresentare la parte iniziale del transitorio, per la quale sarebbe stato necessario far ricorso alla funzione $ei(x)$, integrale esponenziale (Cap. 5.6.1.1.).

Per quanto riguarda il calcolo per via grafica dell'integrale presente nella 9.8 si procede in maniera analoga a quanto indicato al Cap. 9.2.1, col solo vincolo addizionale rappresentato dalla condizione:

$$\log(C_2 t) > 0 \quad \dots (9.12)$$

Si noti poi che le 9.8 e 9.9 si prestano al calcolo delle costanti C_1 e C_2 a partire dalla storia passata $W_e(t)$ del giacimento. Dato il già lamentato (Fig. 9.2) andamento erratico di tale funzione, conseguente ad errori nelle misure di p , è necessario far ricorso a metodi di programmazione lineare per ottenere valori stabili di C_1 e C_2 . Da questi è possibile poi eseguire previsioni sull'andamento di $W_e(t)$ in funzione di una storia di pressione $p(t)$ prefissata.

9.3. Equazione globale per il calcolo di $W_e(t)$

Nel caso di acquiferi di limitato volume, V_{aq} , ed alta permeabilità, un'approssimazione⁴ proposta da Chierici *et al.* (1959) e ripresa da Dake (1978) nel suo classico testo⁷ consiste nell'ipotizzare che la pressione in ogni punto dell'acquifero si mantenga in ogni istante uguale alla pressione, p , al bordo esterno del giacimento contenuto nell'acquifero stesso.

Indicando con c_w la comprimibilità dell'acqua (Cap. 2.4) e con c_f quella dei pori dell'acquifero (Cap. 3.4.3) ove:

$$c_f = \frac{1}{\phi} \left(\frac{\partial \phi}{\partial p} \right)_{\bar{\sigma}} = c_p - c_b \quad \dots (9.13)$$

si ha:

$$W_e = \phi V_{aq} (c_w + c_f) (p_i - p) = W_{ei} \left(1 - \frac{p}{p_i}\right) \quad \dots (9.14a)$$

avendo posto:

$$W_{ei} = \phi V_{aq} (c_w + c_f) p_i = \phi V_{aq} c_f p_i \quad \dots (9.14b)$$

ove W_{ei} rappresenta il volume massimo di acqua che l'acquifero può fornire al giacimento, in un tempo sufficientemente grande, quando la sua pressione si sia ridotta a zero.

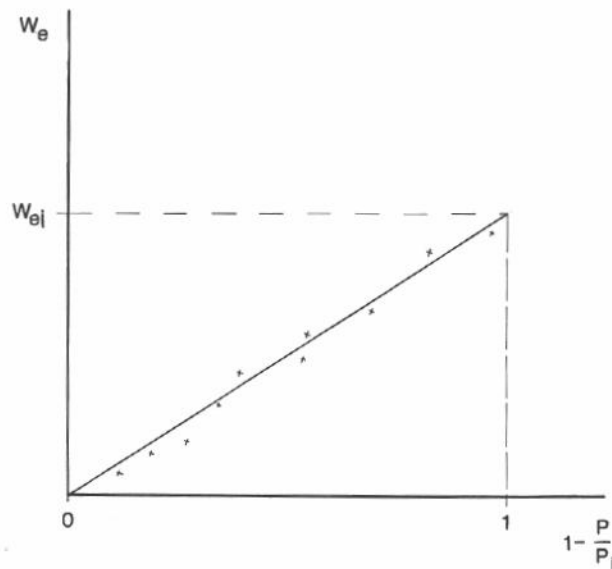


Fig. 9.4 - Calcolo per via grafica del valore di W_{ei} , Eq. 9.14a.

Si noti che la 9.14 non richiede integrazioni; inoltre, da un diagramma $W_e = f\left(1 - \frac{p}{p_i}\right)$ è possibile (Fig. 9.4) calcolare graficamente il valore di W_{ei} , da impiegare poi in fase di previsione.

Il metodo soffre dell'ovvio inconveniente di non tener conto dei transitori, ed è quindi impiegabile solo in condizioni particolari: alta permeabilità e limitata estensione areale dell'acquifero.

9.4. Calcolo di W_e basato sulla soluzione dell'equazione di diffusività per fluidi a comprimibilità costante

Le soluzioni dell'equazione di diffusività per fluidi a comprimibilità piccola e costante, con le condizioni al contorno di *portata costante al bordo interno*, descritte ai Cap. 5 e 6 attraverso la funzione $p_D(t_D)$ permetterebbero di per sé di calcolare in maniera rigorosa $W_e(t)$ nelle reali condizioni di flusso (transitorio, tardo-transitorio e pseudo-stazionario) che si presentano negli acquiferi.

Tralasciamo per ora questo argomento, che riprenderemo al Cap. 9.5, per illustrare qua un diverso approccio¹⁴ al problema, dovuto a van Everdingen-Hurst (1949), approccio basato sulla soluzione dell'equazione di diffusività con la condizione al contorno di *pressione costante al bordo interno* (cioè al contatto acquifero/giacimento), il bordo esterno dell'acquifero potendo essere a distanza finita (acquifero chiuso) o "infinita".

Tratteremo nel dettaglio il caso a geometria radiale, rimandando alla letteratura per i casi di geometria lineare¹², ellittica⁵, sferica², ecc.

Come è noto, il flusso radiale di fluidi monofasici a comprimibilità piccola e costante è retto dall'equazione in termini adimensionali:

$$\frac{1}{r_D} \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D \frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial p_D}{\partial t_D} \quad \dots (5.15)$$

ove il "pozzo" di cui alla trattazione dei Cap. 5 e 6, è sostituito nel nostro caso dal giacimento, di raggio esterno r_o (Fig. 9.5).

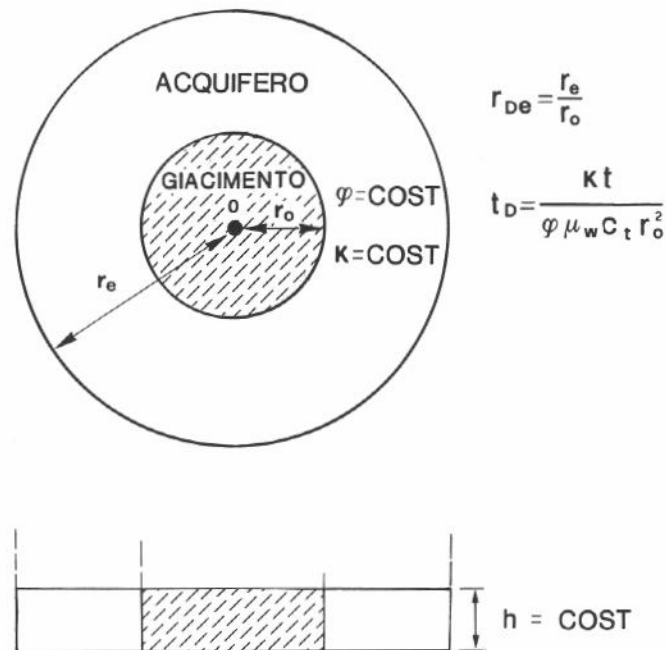


Fig. 9.5 - Schematizzazione di un giacimento circolare contornato da un acquifero radiale uniforme e limitato, impiegata nella soluzione della equazione di diffusività col metodo di van Everdingen e Hurst.

Per la trattazione dell'ingresso d'acqua in giacimento faremo pertanto ricorso ad una forma modificata delle 5.14, nelle quali il raggio del pozzo, r_w , è stato sostituito dal raggio del giacimento, r_o :

$$r_D = \frac{r}{r_o} \quad \dots (5.14a')$$

$$t_D = \frac{k}{\phi \mu_w c_t r_o^2} t \quad \dots (5.14b')$$

Indicando ora con $e_w(t)$ la portata di acqua che entra in giacimento a seguito di una caduta di pressione Δp applicata al tempo $t = 0$ al bordo esterno del giacimento (= bordo interno dell'acquifero), introduciamo la nuova variabile adimensionale:

$$q_D = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \frac{e_w}{\Delta p} \quad \dots (9.15)$$

ove $\Delta p = \text{cost.}$

Si ha quindi:

$$\begin{aligned} W_e(t) &= \int_0^t e_w dt = \int_0^t \frac{2\pi k h}{\mu_w} \Delta p q_D(t_D) dt = \\ &= \int_0^{t_D} \frac{2\pi k h}{\mu_w} \Delta p q_D(t_D) \frac{\phi \mu_w c_t r_o^2}{k} dt_D = \\ &= 2\pi r_o^2 h \phi c_t \Delta p \int_0^{t_D} q_D(t_D) dt_D \quad \dots (9.16) \end{aligned}$$

o anche:

$$W_e(t) = C \Delta p Q_D(t_D) \quad \dots (9.17a)$$

avendo posto:

$$C = 2\pi r_o^2 h \phi c_t \quad \dots (9.17b)$$

o anche, nel caso di acquiferi costituiti da settori circolari di apertura θ (radianti)

$$C = \theta r_o^2 h \phi c_t \quad \dots (9.17c)$$

Si osservi che C rappresenta il doppio del volume di acqua che verrebbe espulso all'equilibrio ($t \rightarrow \infty$) da un volume di acquifero pari a quello del giacimento, a seguito di un abbassamento unitario della pressione.

La relazione esistente fra le funzioni $p_D(t_D)$ e $Q_D(t_D)$, fornita da van Everdingen e Hurst¹⁴, è la seguente:

$$\int_0^{t_D} \frac{dp_D(\tau)}{d\tau} Q_D(t_D - \tau) d\tau = \int_0^{t_D} p_D(t_D - \tau) \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} d\tau = t_D \quad \dots (9.18)$$

In altre parole, l'integrale di convoluzione delle funzioni $p_D(t_D)$ e $Q_D(t_D)$, calcolato fra zero e t_D , è pari a t_D .

Van Everdingen e Hurst hanno calcolato, con il metodo della trasformata di Laplace e con soluzioni in forma chiusa, i valori di $Q_D(t_D)$ e $p_D(t_D)$ per acquiferi "infiniti" ed acquiferi limitati con $r_{eD} = r_e/r_o$ compreso fra 1,5 e 10, nonché per acquiferi lineari "infiniti" e limitati.

Le ipotesi impiegate per il calcolo sono quelle classiche, già elencate al Cap.5: acquifero di spessore costante, porosità e permeabilità uniformemente costanti, pressione iniziale uguale in ogni punto dell'acquifero e pari alla pressione iniziale p_i di giacimento.

Sono queste le più importanti limitazioni che si presentano nella pratica dell'ingegneria dei giacimenti per quanto riguarda il calcolo di $W_e(t)$ mediante la funzione $Q_D(t_D)$.

I valori di $Q_D(t_D)$ sono riportati nel lavoro di van Everdingen e Hurst¹⁴ in forma tabulare e grafica (Fig. 9.6).

Si osservi che, come ovvio, per acquiferi limitati $Q_D(t_D)$ tende ad un valore costante, e cioè:

$$Q_D(\max) = \frac{1}{2} (r_{De}^2 - 1) \quad \dots (9.19)$$

per il quale si ha dalle 9.17:

$$W_e(\max) = \phi V_{aq} c_t \Delta p \quad \dots (9.20a)$$

essendo:

$$V_{aq} = \pi (r_e^2 - r_o^2) h \quad \dots (9.20b)$$

Si osserva che la 9.20a coincide con la 9.14b: quest'ultima rappresenta infatti, come già detto, una situazione di equilibrio, che viene raggiunta tanto più rapidamente quanto più grande è il valore della costante:

$$\frac{t_D}{t} = \frac{k}{\phi \mu_w c_t r_o^2} \quad \dots (9.21)$$

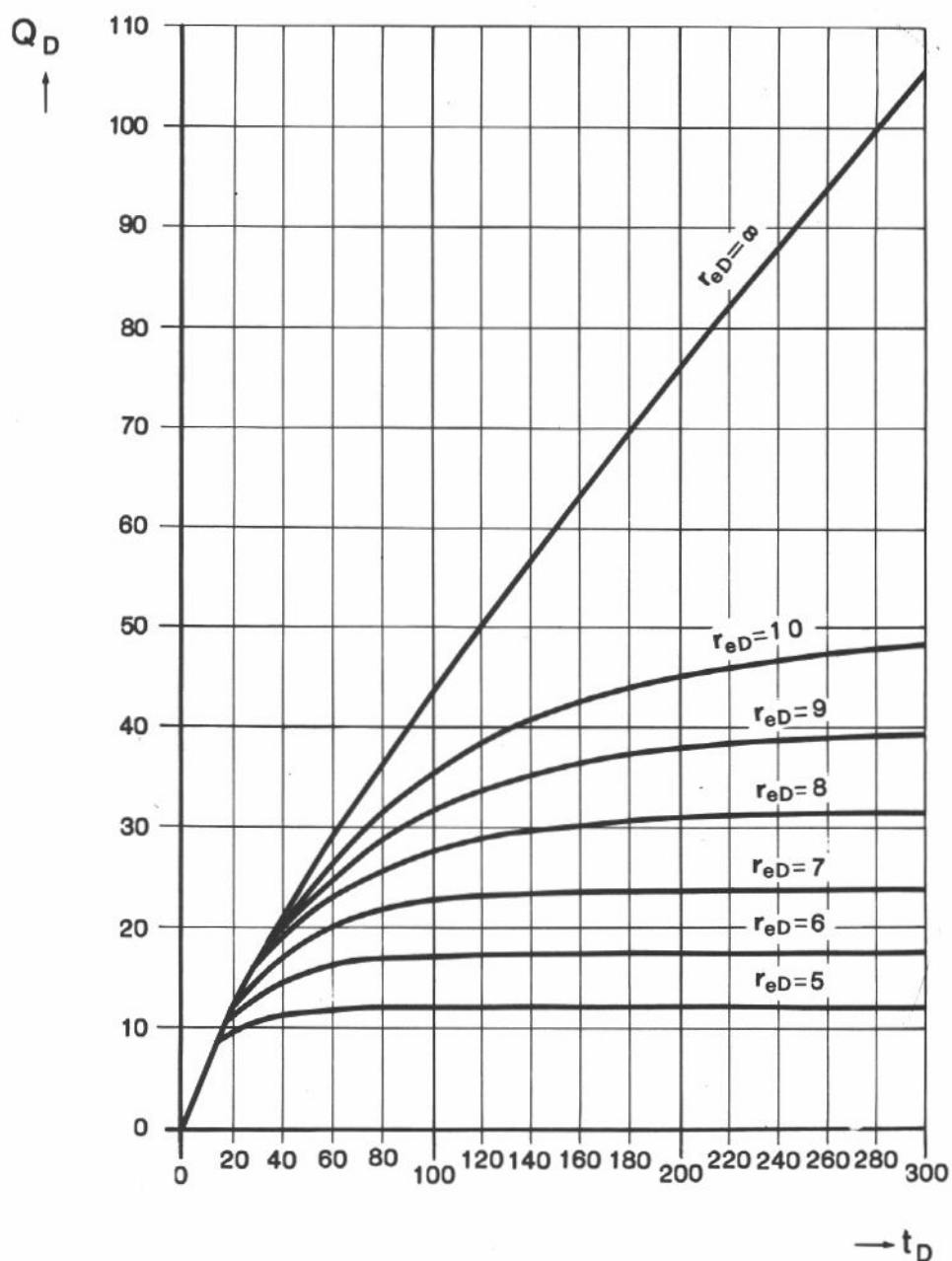


Fig. 9.6 - Funzione $Q_D(t_D)$ per acquiferi circolari con r_{De} superiore a 5. (Da Ref. 14, con autorizzazione SPE).

Per l'impiego pratico le funzioni $Q_D(t_D)$ sono state rappresentate da diversi autori mediante funzioni polinomiali di diverso tipo, ed esponenziali.

In Tab. 9.1 è riportato un codice che permette di calcolare $Q_D(t_D)$ per acquiferi circolari "infiniti" e limitati (fino a $r_{De} = 200$) nonché per acquiferi lineari, con un'approssimazione migliore dell'1% del valore puntuale.

Tab. 9.1 - Codice³ per il calcolo di $Q_D(t_D)$ per acquiferi circolari infiniti e limitati ($r_{eD} \max = 200$) e per acquiferi lineari

```

SUBROUTINE QTD (Q, TD, RDE)
C
C     NOTE:
C     RDE=0.  ACQUIFERO LINEARE INFINITO
C     RDE=1.  ACQUIFERO LINEARE FINITO
C     RDE=R   ACQUIFERO RADIALE FINITO CON RAGGIO ADIMENSIONALE
C             COMPRESO TRA 2. E 200.
C     RDE=1001. ACQUIFERO RADIALE INFINITO, TD MINORE DI 1.0E+11
C
      IF (RDE-1.) 203,302,306
302  IF (TD.LE.0.25) GOTO 203
      IF (TD.GT.2.5) GOTO 305
      Q=0.25119+1.5522*TD-1.2888*TD**2+0.48855*TD**3-0.06944*TD**4
      GOTO 20
305  Q=1.
      GOTO 20
306  IF (TD.GT.0.01) GOTO 204
203  Q=2.*SQRT(TD/3.1415)
      GOTO 20
204  IF (RDE.GT.1000.) GOTO 206
      X=ALOG(RDE)
      TMIN=(-7.9152033+8.854302*X-2.2820631*X**2+0.23883683*X**3+
&         0.110437671/X**5)
      IF (TMIN.GE.TD) GOTO 206
      A1=EXP(-1.1375115+1.8705656*X+0.033155554*X**2-
&         0.0028802629*X**3-10.43012557/X)
      A2=EXP(-5.8976609+3.1917553*X-0.30111549*X**2+
&         0.0096058316*X**3)
      B1=EXP(9.2970758-0.0067698009*X-0.19062197*X**2+
&         0.010848388*X**13-9.7094342*(X**(1./3.)))
      B2=EXP(5.2786904-6.2218634*X+1.1091244*X**2-0.091446385*X**3)
      IF (B1*TD.LE.40.) GOTO 207
      IF (B2*TD.LE.40.) GOTO 213
      Q=(RDE**2-1.)/2.
      GOTO 20
213  Q=(RDE**2-1.)/2.-2.*A2/EXP(B2*TD)
      GOTO 20
207  IF (B2*TD.LE.40.) GOTO 209
      Q=(RDE**2-1.)/2.-2.*A1/EXP(B1*TD)
      GOTO 20
209  Q=(RDE**2-1.)/2.-2.*(A1/EXP(B1*TD)+A2/EXP(B2*TD))
      GOTO 20
206  YY=ALOG(TD)
      IF (TD.GT.100.) GOTO 402
      Q=EXP(.45222+.63124*YY+.018504*YY**2+.00011697*YY**3)
      GOTO 20
402  IF (TD.GT.1.0E+5) GOTO 404
      Q=EXP(.34712+.66544*YY+.018592*YY**2-.00045818*YY**3)
      GOTO 20
404  IF (TD.GT.1.0E+11) GOTO 406
      Q=EXP(-.24344+.81681*YY+.0054309*YY**2-.000069851*YY**3)
      GOTO 20
20  RETURN
406  WRITE(6,410)
410  FORMAT('TD ABOVE 1.E+11')
      END

```

Per l'equazione di diffusività vale, come già illustrato al Cap. 5.7, il teorema di sovrapposizione degli effetti, o di Duhamel.

Pertanto, il volume $W_e(t_n)$ di acqua entrato in giacimento al tempo t_n a seguito della diminuzione della pressione dello stesso (Fig. 9.3) dal valore iniziale p_i ai valori:

p_1 al tempo t_1
 p_2 al tempo t_2

 p_n al tempo t_n

può venire calcolato sovrapponendo gli effetti delle cadute di pressione (Fig. 9.3):

$$\begin{aligned} \Delta p_0 &= \frac{p_i - p_1}{2} && \text{applicata per il tempo } (t_n - 0) \\ \Delta p_1 &= \frac{p_i - p_2}{2} && \text{applicata per il tempo } (t_n - t_1) \\ \Delta p_2 &= \frac{p_1 - p_3}{2} && \text{applicata per il tempo } (t_n - t_2) \\ &..... \\ \Delta p_{n-1} &= \frac{p_{n-2} - p_n}{2} && \text{applicata per il tempo } (t_n - t_{n-1}) \end{aligned}$$

Si ha cioè:

$$W_e(t_n) = C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D(t_{D,n} - t_{D,j}) \quad \dots (9.22a)$$

o anche:

$$W_e(t_n) = \frac{C}{2} \sum_{j=0}^{n-1} (p_{j-1} - p_{j+1}) Q_D(t_{D,n} - t_{D,j}) \quad \dots (9.22b)$$

con $p_{-1} = p_0 = p_i$

Per il calcolo è molto comodo impiegare passi di tempo Δt_D costanti; si ha in tal caso:

$$\begin{aligned} t_{D,j} &= j \Delta t_D \\ t_{D,n} &= n \Delta t_D \end{aligned}$$

In tal modo la 9.22a assume la forma:

$$W_e(t_n) = C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D[(n-j) \Delta t_D] \quad \dots (9.23)$$

Facendo tendere a zero il passo di tempo Δt_D , la 9.22a si trasforma nell'integrale:

$$W_e(t_n) = C \int_0^{t_{0n}} \frac{d\Delta p}{d\tau} Q_D(t_{D,n} - \tau) d\tau \quad \dots (9.24)$$

che altro non è se non l'*integrale di convoluzione fra le funzioni $\Delta p(t_D)$ e $Q_D(t_D)$* .

Per le proprietà degli integrali di convoluzione la 9.24 può essere scritta anche:

$$W_e(t_n) = C \int_0^{t_{0n}} \Delta p(t_{D,n} - \tau) \frac{dQ_D(\tau)}{d\tau} d\tau \quad \dots (9.25)$$

In tale forma l'equazione per il calcolo di $W_e(t)$ è stata presentata per la prima volta¹⁰ da Hurst (1943).

Si noti che le tecniche di deconvoluzione dei segnali per via numerica, attualmente molto impiegate nella sismica stratigrafica, permettono di calcolare $Q_D(t_D)$ a partire dalle curve $W_e(t)$ e $[p_i - p(t)]$ ottenute dalla storia passata del giacimento, anche se queste ultime sono affette da "rumori" dovuti ad errori di misura.

Tale tecnica è stata certamente impiegata in almeno una Società petrolifera. Dato che essa non è stata pubblicata in letteratura non è possibile descriverla in questo testo.

Al Cap. 9.5 descriveremo comunque una tecnica di deconvoluzione impiegata per calcolare "funzioni di influenza" dell'acquifero a partire da un'equazione molto simile alla 9.24.

Il lavoro di van Everdingen - Hurst ebbe, a suo tempo, grande risonanza e successo nei circoli degli ingegneri di giacimento, anche se gli accadde la disavventura di essere pubblicato ben due anni dopo il classico testo¹ di Carslaw e Jäger, nel quale venivano presentate le stesse soluzioni, relative a problemi di diffusione del calore. Ma dell'esistenza di tale testo sembra che i petrolieri non se ne fossero accorti.

Col tempo, ci si è resi conto che l'equazione di van Everdingen - Hurst, pur nella sua completa correttezza della trattazione fisico-matematica, può fornire risultati che hanno una precisione quanto mai aleatoria, e che sono stati fonte di molte delusioni per gli ingegneri del petrolio.

Questo per un fatto molto semplice. Per l'impiego dell'equazione di van Everdingen - Hurst è richiesta la conoscenza delle seguenti informazioni:

- geometria dell'acquifero (radiale, lineare, ecc.),
- dimensioni dell'acquifero in rapporto a quelle del giacimento (r_{De} nel caso di acquiferi circolari),
- valori di spessore, h ; porosità, ϕ ; permeabilità, k ; comprimibilità, c_f , dell'acquifero, con costanza degli stessi lungo tutto l'acquifero,
- valori di viscosità, μ_w , e comprimibilità, c_w , dell'acqua dell'acquifero.

Ad eccezione di μ_w e c_w , ben pochi dei parametri sopra elencati sono noti con qualche precisione prima della messa in produzione del giacimento, e cioè proprio quando all'ingegnere di giacimento viene richiesto il programma di sviluppo del campo.

Solo dopo un sufficiente periodo di produzione, il confronto fra i valori di $W_e(t)$ calcolati per bilancio volumetrico (Cap. 10) e quelli ottenuti impiegando la teoria qua descritta permette una "taratura" dei valori di r_{De} , C e t_D/t , valori che verranno poi impiegati nelle previsioni di ingresso d'acqua durante la vita futura del giacimento.

9.5. "Funzioni di influenza" dell'acquifero. Loro calcolo dalla storia passata del giacimento ed impiego nella previsione di $W_e(t)$

9.5.1. *Calcolo di $W_e(t)$ a partire dalla soluzione a portata costante $p_D(t_D)$*

Al Cap. 9.4 abbiamo fatto presente che le soluzioni dell'equazione di diffusività per il caso a portata costante al bordo interno dell'acquifero permettono il calcolo di $W_e(t)$ senza bisogno di far ricorso alla soluzione a pressione costante al bordo interno, $Q_D(t_D)$, fornita da van Everdingen - Hurst¹⁴.

Entriamo ora in dettaglio in questo argomento, come fase propedeutica all'introduzione del concetto di "funzione di influenza" dell'acquifero.

Ricordiamo le funzioni:

$$t_D = \frac{k}{\phi \mu_w c_t r_o^2} t \quad \dots (5.14b')$$

$$p_D = \frac{2\pi k h}{e_w \mu_w} (p_i - p) \quad \dots (5.14c')$$

ove p_D è definita solo per $e_w = \text{cost}$, trattandosi appunto della soluzione dell'equazione di diffusività per il caso di portata costante al bordo interno.

Indicando con A_w l'estensione areale dell'acquifero; dalla 6.20 si ha:

$$p_D(t_D) \approx 2\pi \frac{r_o^2}{A_w} t_D + \frac{1}{2} \ln t_D - \frac{1}{2} p_{D(MBH)} \left(\frac{r_o^2}{A_w} t_D \right) + 0,405 \dots (9.26a)$$

essendo
$$t_{DA} = \frac{r_o^2}{A_w} t_D \quad \dots (9.26b)$$

e $p_{D(MBH)}$ la funzione di Matthews, Brons e Hazebroek (Cap. 6.4) riportata in diagramma, per diverse posizioni del giacimento all'interno dell'acquifero e diverse geometrie dell'acquifero, nelle Fig. 6.5 fino a 6.11.

La 9.26 copre tutti i regimi di flusso: dal transitorio, al tardo-transitorio, allo pseudo-stazionario. Ricordiamo che, come già illustrato al Cap. 5.7, per la soluzione in $p_D(t_D)$ dell'equazione di diffusività vale il teorema di sovrapposizione degli effetti.

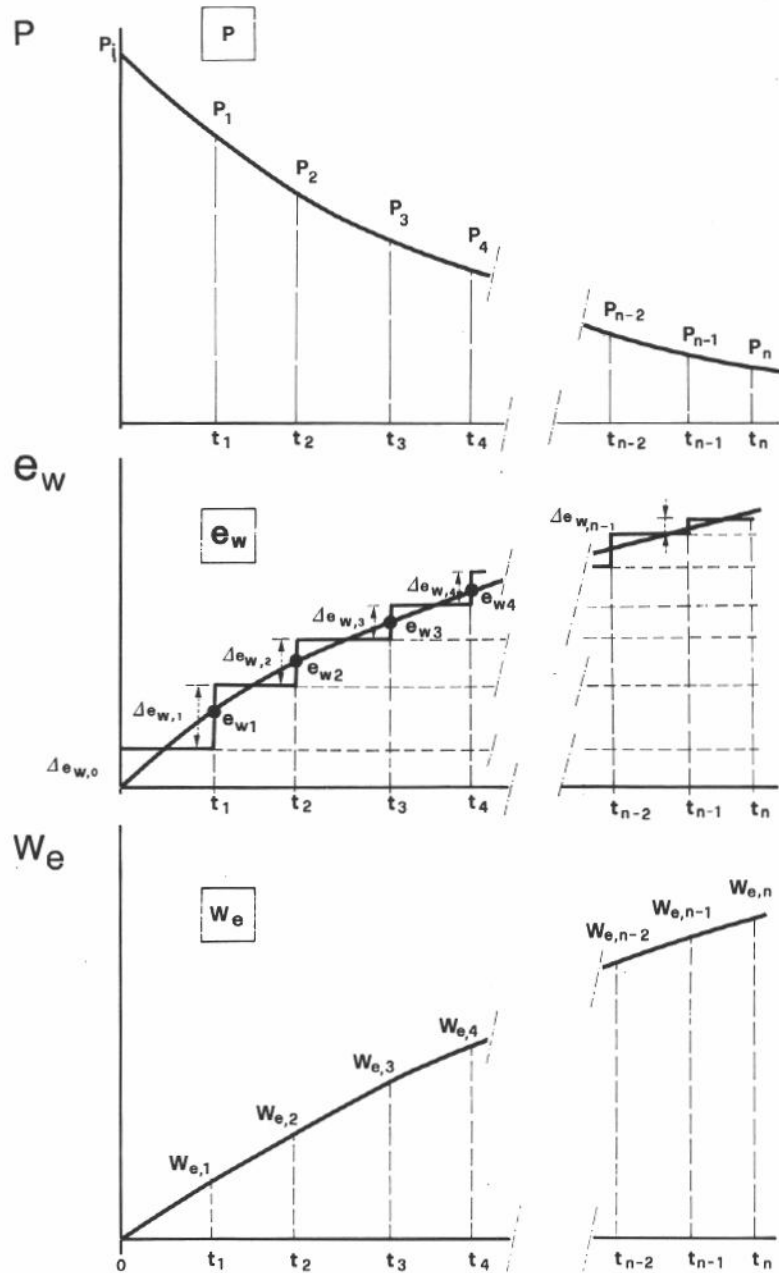


Fig. 9.7 - Andamento nel tempo della portata, $e_{w,j}$ e del volume cumulativo, $W_{e,j}$ di acqua che entra in giacimento calcolati a partire dalla funzione $p_D(t_D)$, Eq. 9.31, per un giacimento di cui è nota la storia della pressione.

Consideriamo ora un giacimento la cui pressione iniziale, p_i , e storia di pressione, $p(t)$, siano note (Fig. 9.7) e per il quale si voglia calcolare $W_e(t)$.

Discretizzando la funzione $e_w(t)$ mediante una funzione a scalini, lungo ognuno dei quali $\Delta e_w = \text{cost}$ (Fig. 9.7), si ha dalla 5.14c':

A $t = 1$

$$p_i - p_1 = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \Delta e_{w,0} p_D(t_{D,1}) \quad \dots (9.27a)$$

da cui:

$$\Delta e_{w,0} = \frac{2\pi k h}{\mu_w} \frac{p_i - p_1}{p_D(t_{D,1})} \quad \dots (9.27b)$$

A $t = 2$

$$p_i - p_2 = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \left[\Delta e_{w,0} p_D(t_{D,2}) + \Delta e_{w,1} p_D(t_{D,2} - t_{D,1}) \right] \quad \dots (9.28a)$$

da cui:

$$\Delta e_{w,1} = \frac{2\pi k h}{\mu_w} \frac{(p_i - p_2) - \Delta e_{w,0} p_D(t_{D,2})}{p_D(t_{D,2} - t_{D,1})} \quad \dots (9.28b)$$

A $t = 3$

$$p_i - p_3 = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \left[\Delta e_{w,0} p_D(t_{D,3}) + \Delta e_{w,1} p_D(t_{D,3} - t_{D,1}) + \right. \\ \left. + \Delta e_{w,2} p_D(t_{D,3} - t_{D,2}) \right] \quad \dots (9.29a)$$

da cui:

$$\Delta e_{w,2} = \frac{2\pi k h}{\mu_w} \frac{(p_i - p_3) - \Delta e_{w,0} p_D(t_{D,3}) - \Delta e_{w,1} p_D(t_{D,3} - t_{D,1})}{p_D(t_{D,3} - t_{D,2})} \quad \dots (9.29b)$$

A $t = t_n$

$$p_i - p_n = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \sum_{j=0}^{n-1} \Delta e_{w,j} p_D(t_{D,n} - t_{D,j}) \quad \dots (9.30a)$$

e

$$\Delta e_{w,n-1} = \frac{2\pi k h}{\mu_w} \frac{(p_i - p_n) - \sum_{j=0}^{n-2} \Delta e_{w,j} p_D(t_{D,n} - t_{D,j})}{p_D(t_{D,n} - t_{D,n-1})} \quad \dots (9.30b)$$

Si ha poi:

$$W_e(t_n) = \sum_{j=0}^{n-1} \Delta e_{w,j} (t_n - t_j) \quad \dots (9.30c)$$

che risolve completamente il problema.

Per il calcolo è comodo assumere passi di tempo $t_j - t_{j-1} = \text{cost} = \Delta t$.
Si ha così:

$$t_j = j \Delta t$$

$$t_n = n \Delta t$$

Con tale accorgimento, le 9.30 divengono:

$$p_i - p_n = \frac{\mu_w}{2\pi k h} \sum_{j=0}^{n-1} \Delta e_{w,j} p_D[(n-j) \Delta t_D] \quad \dots (9.31a)$$

$$\Delta e_{w,n-1} = \frac{\frac{2\pi k h}{\mu_w} (p_i - p_n) - \sum_{j=0}^{n-2} \Delta e_{w,j} p_D[(n-j) \Delta t_D]}{p_D(\Delta t_D)} \quad \dots (9.31b)$$

$$W_e(t_n) = \sum_{j=0}^{n-1} \Delta e_{w,j} [(n-j) \Delta t] \quad \dots (9.31c)$$

Si osservi poi che, col tendere a zero del passo di tempo Δt , le 9.30a; 9.31a si trasformano negli integrali di convoluzione:

$$\begin{aligned} p_i - p_n &= \frac{\mu_w}{2\pi k h} \int_0^{t_{D,n}} \frac{de_w}{d\tau} p_D(t_{D,n} - \tau) d\tau \\ &= \frac{\mu_w}{2\pi k h} \int_0^{t_{D,n}} e_w(t_{D,n} - \tau) \frac{dp_D(\tau)}{d\tau} d\tau \quad \dots (9.32) \end{aligned}$$

Le 9.30 (o 9.31) permettono di risolvere il problema del calcolo di $W_e(t)$ senza far ricorso alle funzioni $Q_D(t_D)$, ma semplicemente impiegando le funzioni $p_D(t_D)$ per condizioni al contorno di portata costante. Queste ultime hanno il vantaggio di essere disponibili anche per geometrie dell'acquifero e posizioni del giacimento nell'interno dell'acquifero molto meno elementari (Figg. 6.5 a 6.11) di quelle per le quali sono disponibili le funzioni $Q_D(t_D)$.

9.5.2. "Funzioni di influenza" dell'acquifero

Si osservi che, una volta nota la storia passata $p(t)$ e $W_e(t)$ di un giacimento, le 9.32 permettono, attraverso il processo di deconvoluzione, il calcolo della funzione $p_D(t_D)$, almeno fino a valori di t_D pari al tempo totale di produzione.

Questa tecnica è stata proposta da Hutchinson *et al.*¹¹ ed Hicks *et al.*⁹ in due memorie pubblicate nel 1959, a pochi mesi di distanza l'una dall'altra, ed è stata poi razionalizzata nel 1964 da Coats *et al.*⁶

Tutti questi autori fanno però ricorso ad una innovazione formale di grande interesse pratico: essi cioè introducono, al posto di $p_D(t_D)$, la *funzione di influenza dell'acquifero*, $F(t)$, definita come:

$$F(t) = \frac{p_i - p(t)}{\Delta e_w} \quad \dots (9.33a)$$

o anche: $p(t) = p_i - \Delta e_w F(t) \quad \dots (9.33b)$

$F(t)$ rappresenta quindi la caduta di pressione $[p_i - p(t)]$ al bordo interno dell'acquifero conseguente ad una variazione unitaria, $\Delta e_w = 1$, nella portata d'acqua che entra in giacimento; *tale funzione tiene conto in maniera globale della geometria, eterogeneità e distribuzione dei parametri petrofisici all'interno dell'acquifero.*

Si noti che $F(t)$ è espressa in funzione del *tempo reale* [e non adimensionale, come nel caso di $p_D(t_D)$]; inoltre, nelle 9.33 non compare esplicitamente alcuna costante (come la $\frac{\mu_w}{2\pi k h}$, Eq. 5.14c), essendo questa inglobata nella $F(t)$ stessa.

Essendo una soluzione dell'equazione di diffusività $F(t)$ gode, come $p_D(t_D)$, delle proprietà derivantegli dal teorema di Duhamel: ad essa si applica quindi il principio di sovrapposizione degli effetti.

A differenza di $p_D(t_D)$, $F(t)$ non può venire calcolata a priori, in funzione della geometria e delle caratteristiche petrofisiche dell'acquifero, ma può solo essere calcolata a partire dalla storia passata $W_e(t)$ [e quindi $e_w(t)$] del giacimento, fino al tempo, t_n , di vita dello stesso al momento in cui il calcolo viene effettuato. L'estrapolazione di $F(t)$ per il calcolo del comportamento futuro del giacimento viene poi eseguita in base a regole che esporremo in seguito.

Per il calcolo di $F(t)$ è molto comodo che il tempo totale, t_n , corrispondente alla durata della storia passata di produzione, venga suddiviso in passi costanti Δt .

Sarà allora:

$$\begin{aligned} t_0 &= 0 \\ t_1 &= \Delta t \\ t_2 &= 2 \Delta t \\ &\dots\dots\dots \\ t_j &= j \Delta t \\ &\dots\dots\dots \\ t_n &= n \Delta t \end{aligned}$$

Introducendo poi, per comodità, la notazione

$$F_j = F(j \Delta t) \quad \dots (9.34)$$

la 9.31a diverrà (Fig. 9.7)

$$p_i - p_n = \sum_{j=0}^{n-1} \Delta e_{w,j} F_{n-j} \quad \dots (9.35a)$$

o anche, per le proprietà degli integrali di convoluzione:

$$p_i - p_n = \sum_{j=0}^{n-1} e_{w,j} (F_{n-j} - F_{n-j-1}) \quad \dots (9.35b)$$

In linea teorica le 9.35 si prestano al calcolo immediato di $F(t)$.

Impiegando, ad es., la 9.35a si ha:

$$p_i - p_1 = \Delta e_{w,0} F_n$$

$$p_i - p_2 = \Delta e_{w,0} F_n + \Delta e_{w,1} F_{n-1}$$

$$p_i - p_3 = \Delta e_{w,0} F_n + \Delta e_{w,1} F_{n-1} + \Delta e_{w,2} F_{n-2}$$

ecc., da cui:

$$F_n = \frac{p_i - p_1}{\Delta e_{w,0}}$$

$$F_{n-1} = \frac{p_1 - p_2}{\Delta e_{w,1}}$$

$$F_{n-2} = \frac{p_2 - p_3}{\Delta e_{w,2}}$$

.....

$$F_j = \frac{p_{n-j} - p_{n-j+1}}{\Delta e_{w,n-j}}$$

.....

$$F_1 = \frac{p_{n-1} - p_n}{\Delta e_{w,n-1}}$$

Di fatto, dati gli errori di misura nei valori di p e di valutazione delle riserve iniziali [da cui $W_e(t)$ e quindi $e_w(t)$], i valori di $F_1, F_2 \dots F_n$ che si ottengono col procedimento sopra illustrato presentano spesso oscillazioni tali da rendere impossibile il riconoscimento di una curva media $F(t)$.

Per il calcolo di $F(t)$ si fa allora ricorso a metodi di programmazione lineare, così come indicato da Coats⁶ *et al.* Daremo qua solo brevi cenni sui principi del metodo.

Come dimostrato da Coats, la funzione $F(t)$ deve soddisfare ai seguenti vincoli, per $e_w > 0$, in tutto il campo da $t = 0$ a $t = t_n$:

$$F(t) \geq 0 \quad \dots (9.36a)$$

$$\frac{dF(t)}{dt} > 0 \quad \dots (9.36b)$$

$$\frac{d^2F(t)}{dt^2} < 0 \quad \dots (9.36c)$$

cioè $F(t)$ deve essere positiva, crescente con t e con concavità verso il basso. Più in generale, deve essere:

$$\frac{d^{(2k+1)}F(t)}{dt^{(2k+1)}} > 0 \quad \dots (9.36d)$$

$$\frac{d^{(2k)}F(t)}{dt^{(2k)}} < 0 \quad \dots (9.36e)$$

Per $e_w < 0$ i segni delle 9.36 si invertono.

La funzione obiettivo che deve essere minimizzata tenendo conto dei vincoli di cui alle 9.36 è rappresentata dalla somma dei valori assoluti degli scostamenti fra i valori di $(p_i - p)$ misurati e quelli calcolati in base alla 9.35a supponendo nota $F(t)$:

$$\Delta = \sum_k^n \left| p_i - p_k - \sum_j^{k-1} \Delta e_{w,j} F_{k-j} \right| \quad \dots (9.37)$$

La funzione $F(t)$ che rende minimo il valore di Δ rispettando i vincoli 9.36 viene calcolata con codici di programmazione lineare; ovviamente, il massimo valore di t per il quale $F(t)$ può essere calcolata è pari al tempo t_n di produzione del giacimento.

Il metodo che si impiega per estrapolare $F(t)$ per $t > t_n$ dipende dall'andamento della parte finale della curva così determinata.

Se tale parte finale è rettilinea (Fig. 9.8) si può affermare, per confronto con le curve $p_D(t_D)$, che l'acquifero è limitato e che, per $t = t_n$, sono già state raggiunte condizioni di flusso pseudo-stazionario.

In tal caso l'andamento rettilineo della curva viene semplicemente estrapolato a $t > t_n$.

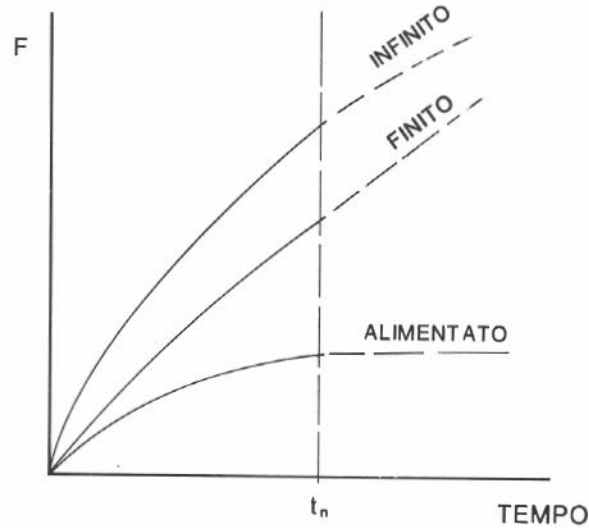


Fig. 9.8 - Andamento nel tempo della funzione di influenza $F(t)$ per acquiferi "infiniti", limitati od alimentati al bordo esterno.

Se la parte finale della curva $F(t)$ è orizzontale (Fig. 9.8), e cioè $F(t) = \text{cost}$, ciò sta ad indicare che si è in presenza di un acquifero alimentato dalla superficie. Ovviamente, in tal caso non resta che proseguire la retta $F(t) = \text{cost}$. per $t > t_n$.

Se il tratto finale della curva presenta ancora una curvatura in coordinate cartesiane, ciò indica che, a $t = t_n$, si è ancora in condizioni di flusso non-stazionario nell'acquifero.

Sappiamo che, in regime non stazionario, le curve $p_D(t_D)$ presentano andamento lineare in coordinate semilogaritmiche [$p_D = f(\log t_D)$].

Basterà pertanto tracciare la curva $F(t)$ in funzione di $\log t$ ed estrapolare linearmente la parte finale della stessa.

Ovviamente, in quest'ultimo caso resta un elemento di indeterminazione: non si sa infatti quando il disturbo di pressione raggiungerà il bordo esterno (chiuso od alimentato) dell'acquifero, e quindi la curva $F(t)$ si scosterà dall'andamento lineare in $\log t$ sopra descritto.

9.6. Teoria di Fetkovitch per acquiferi limitati

All'inizio degli anni '70 Fetkovitch pubblicò una sua teoria⁸ per il calcolo dell'ingresso d'acqua nei giacimenti basata sul concetto di "indice di produttività" dell'acquifero, J_w , definito come:

$$e_w(t) = J_w \left[\bar{p}_{aq}(t) - p(t) \right] \quad \dots (9.38)$$

ove $\bar{p}_{aq}(t)$ è la pressione *media* dell'acquifero al tempo t , e p la pressione al bordo interno dell'acquifero (cioè al bordo esterno del giacimento) pure al tempo t .

Là dove la teoria diviene subito criticabile è il fatto che Fetkovitch ipotizza $J_w = \text{cost}$ lungo tutta la vita del giacimento.

Ciò equivale ad ipotizzare che il flusso d'acqua verso il giacimento avvenga *sempre* in regione pseudostazionario per cui (Tab. 5.1):

$$J_w = \frac{k h}{C \mu_w} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_o} - \frac{3}{4} + S} \quad \dots (9.39)$$

o in regime stazionario, per cui

$$J_w = \frac{k h}{c \mu_w} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_o} - \frac{1}{2} + S} \quad \dots (9.40)$$

ma mai in regime transitorio.

Si noti che nelle 9.39 e 9.40 S rappresenta uno skin al contatto acqua/idrocarburi (dovuto, ad es., alla presenza di olio ossidato, tarmat) e la costante C vale:

$$\begin{aligned} C &= 1/2\pi && \text{in unità SI} \\ C &= 19,03 && \text{in unità metriche di campo} \\ C &= 141,2 && \text{in unità di campo U.S.A.} \end{aligned}$$

Durante il transitorio si ha, come noto (Cap. 5.6.1.1.):

$$J_w(t) = \frac{e_w(t)}{p_i - p(t)} = \frac{2 \pi k h}{\mu_w} \frac{1}{p_D(t_D)} \quad \dots (9.41)$$

ove p_i è la pressione *iniziale* dell'acquifero, e

$$p_D(t_D) = \frac{1}{2} \text{ei} \left(\frac{\phi \mu_w c_t r_o^2}{4 k t} \right) + S \quad \dots (9.42a)$$

per $\frac{k t}{\phi \mu_w c_t r_o^2} < 25$... (9.42b)

e $p_D(t_D) = \frac{1}{2} \left(\ln \frac{k t}{\phi \mu_w c_t r_o^2} + 0,809 \right) + S$... (9.43a)

per $\frac{k t}{\phi \mu_w c_t r_o^2} > 25$... (9.43b)

ei è il noto esponenziale integrale, i cui valori sono forniti in forma grafica in Fig. 5.5.

Dato il grande valore di r_o , raggio medio del giacimento, l'andamento di $p_D(t_D)$ durante il transitorio è fornito, nel nostro caso, prevalentemente dalla 9.42.

Riassumendo, diremo che la teoria di Fetkovitch può essere impiegata solo per acquiferi limitati, ad alta permeabilità, per i quali il transitorio è quindi di breve durata.

Sotto questo aspetto, la teoria di Fetkovitch rappresenta un miglioramento di quella "globale", descritta al Cap. 9.3.

Entro i vincoli sopra espressi, la teoria si sviluppa poi nella maniera seguente.

Dalla:

$$W_e = W_{ei} \left(1 - \frac{\bar{p}_{aq}}{p_i} \right) \quad \dots (9.14a)$$

con $W_{ei} = \phi V_{aq} c_t p_i \quad \dots (9.14b)$

si ha: $e_w = \frac{dW_e}{dt} = - \frac{W_{ei}}{p_i} \frac{d\bar{p}_{aq}}{dt} \quad \dots (9.44)$

Dalle 9.38 e 9.44 si ottiene:

$$- \frac{W_{ei}}{p_i} \frac{d\bar{p}_{aq}}{dt} = J_w (\bar{p}_{aq} - p) \quad \dots (9.45a)$$

cioé $\frac{d\bar{p}_{aq}}{\bar{p}_{aq} - p} = - \frac{J_w p_i}{W_{ei}} dt \quad \dots (9.45b)$

o anche $\ln (\bar{p}_{aq} - p) = - \frac{J_w p_i}{W_{ei}} t + C \quad \dots (9.45c)$

Per $t = 0$

$$C = \ln (p_i - p) \quad \dots (9.45d)$$

da cui

$$\ln \frac{\bar{p}_{aq} - p}{p_i - p} = - \frac{J_w p_i}{W_{ei}} t \quad \dots (9.46a)$$

o anche: $\bar{p}_{aq} - p = (p_i - p) e^{- \frac{J_w p_i}{W_{ei}} t} \quad \dots (9.46b)$

Dalle 9.38 e 9.46b si ottiene infine:

$$e_w(t) = J_w (p_i - p) e^{- \frac{J_w p_i}{W_{ei}} t} \quad \dots (9.47)$$

Per un salto di pressione $(p_i - p) = \text{cost.}$ imposto a $t = 0$ al bordo interno dell'acquifero, si ha:

$$W_e(t) = \int_0^t e_w dt = J_w (p_i - p) \frac{W_{ei}}{J_w p_i} \left(1 - e^{-\frac{J_w p_i}{W_{ei}} t} \right) =$$

$$= \frac{W_{ei}}{p_i} (p_i - p) \left(1 - e^{-\frac{J_w p_i}{W_{ei}} t} \right) \quad \dots (9.48)$$

che fornisce l'andamento di $W_e(t)$ per $\Delta p = \text{cost.}$ Si noti che per $t \rightarrow \infty$ la 9.48 si riconduce alla 9.14a.

Per il calcolo di $W_e(t_n)$ conseguente ad un dato andamento $p(t)$ della pressione di giacimento è conveniente suddividere il tempo in passi $\Delta t = \text{cost.}$, esprimendo poi le pressioni di giacimento come valori medi \bar{p}_j nell'intervallo $j \Delta t$ (Fig. 9.9):

$$\bar{p}_j = \frac{p_{j-1} + p_j}{2} \quad \dots (9.49)$$

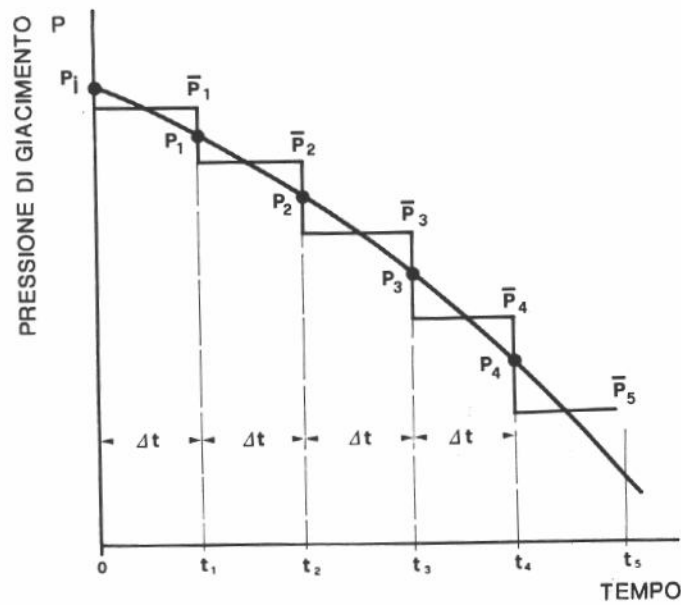


Fig. 9.9 - Discretizzazione della curva $p(t)$ per il calcolo dell'ingresso d'acqua in giacimento con il metodo di Fetkovitch, Eq. 9.53.

Ponendo, per semplicità di scrittura:

$$\frac{W_{ei}}{p_i} \left(1 - e^{-\frac{J_w p_i}{W_{ei}} \Delta t} \right) = A = \text{cost} \quad \dots (9.50)$$

si ha: $\Delta W_{e,1} = A (p_i - \bar{p}_1) \quad \dots (9.51a)$

$\Delta W_{e,2} = A (\bar{p}_{aq,1} - \bar{p}_2) \quad \dots (9.51b)$

$\Delta W_{e,n} = A (\bar{p}_{aq,n-1} - \bar{p}_n) \quad \dots (9.51c)$

ove:

$$\bar{p}_{aq,1} = p_i \left(1 - \frac{\Delta W_{e,1}}{W_{ei}} \right) \quad \dots (9.52a)$$

$$\bar{p}_{aq,n-1} = p_i \left(1 - \frac{\sum_{j=1}^{n-1} \Delta W_{e,j}}{W_{ei}} \right) \quad \dots (9.52b)$$

Si ha poi:

$$W_{e,n} = \sum_1^n W_{e,j} = A \left\{ \sum_1^n \left[p_i \left(1 - \frac{\sum_{k=0}^{j-1} \Delta W_{e,k}}{W_{ei}} \right) - \bar{p}_j \right] \right\} \quad \dots (9.53)$$

con $\Delta W_{e,0} = 0$

La 9.53 è un'equazione a tre costanti, delle quali una (p_i) nota, mentre le altre due (A , W_{ei}) debbono essere stimate in funzione dell'estensione, spessore e caratteristiche dell'acquifero.

I vincoli cui tali costanti debbono soddisfare sono:

$$W_{ei} > 0 \quad \dots (9.54a)$$

$$0 < A < 1 \quad \dots (9.54b)$$

Conoscendo la storia passata $W_e(t)$ di ingresso d'acqua nel giacimento, il valore delle costanti A e W_{ei} può venire calcolato con metodi di programmazione lineare analoghi a quello descritto al Cap. 9.5.2 o, nel peggiore dei casi, mediante programmi di regressione lineare. In quest'ultimo caso diviene però difficile tenere conto dei vincoli espressi dalle 9.54.

Nel caso di giacimenti ancora da entrare in produzione, o con vita produttiva molto breve, A e W_i debbono essere necessariamente stimati in base alle 9.50; 9.14b e 9.39, 9.40, cercando di utilizzare quanto più possibile le conoscenze di geologia di bacino (per valutare l'estensione dell'acquifero) ed i dati petrofisici di eventuali pozzi che cadano nell'acquifero stesso (per valutare J_w).

9.7. Considerazioni finali

La disponibilità di codici di calcolo per lo studio di sistemi giacimento + acquifero mediante modelli a costanti distribuite (modelli numerici alle differenze finite ed agli elementi finiti, vedi Cap. 13), e dei potenti calcolatori necessari per il loro impiego, ha molto ridotto negli ultimi vent'anni l'interesse all'impiego di modelli a costanti concentrate, dove cioè il giacimento viene rappresentato mediante una singola "cella" contornata dall'acquifero (SCM).

Con questo, non è detto che la situazione sia sensibilmente migliorata, in quanto l'ingegnere di giacimento si trova ora ad affrontare il problema di definire la configurazione geometrica *reale* dell'acquifero (non più necessariamente circolare, o lineare, ecc.) ed i valori del suo spessore e delle caratteristiche petrofisiche *in ognuno dei blocchi* nei quali l'acquifero stesso viene suddiviso.

Modelli a parametri concentrati vengono ancora impiegati, per semplicità, in tutti quei casi nei quali non interessa conoscere la distribuzione delle pressioni e saturazioni in fluidi all'interno del giacimento: caso tipico, quello dei giacimenti di gas di dimensioni medio-piccole ed a buona permeabilità, nei quali la pressione può essere assunta come uniforme all'interno del giacimento, data l'alta mobilità del gas, e l'avanzamento dell'acqua entrata avviene, in genere, con contatto gas/acqua che si mantiene pressoché orizzontale.

In tali casi i metodi descritti in questo capitolo trovano utile impiego per il calcolo del volume globale $W_e(t)$ di acqua che entra in giacimento dall'acquifero. Distingueremo due situazioni:

a. *giacimento non ancora entrato in produzione.*

Data la scarsa conoscenza dei parametri dell'acquifero è conveniente impiegare, per il calcolo di $W_e(t)$, un metodo abbastanza semplice: metodi molto complessi come quello di van Everdingen - Hurst (Cap. 9.4) non migliorano la precisione dei risultati.

Si consiglia l'impiego dell'equazione di Hurst (Cap. 9.2.2.) che tiene conto in qualche modo del transitorio nell'acquifero, calcolando in prima approssimazione le costanti C_1 e C_2 come indicato nell'equazione 9.11.

Non appena sia disponibile un primo tratto della storia di produzione è opportuno procedere al ricalcolo delle costanti stesse, in modo da riprodurre la storia reale $W_e(t)$.

b. *giacimento da tempo in produzione*

Quando sia disponibile una storia di produzione di sufficiente lunghezza è consigliabile procedere al calcolo della "funzione di influenza" $F(t)$ dell'acquifero come indicato al Cap. 9.5.2, estrapolandola poi per la previsione del comportamento futuro, sempre come indicato al Cap. 9.5.2.

Stesso procedimento può essere seguito con la funzione $Q_D(t_D)$ (Cap. 9.4), ottenendola per deconvoluzione dalle Eq. 9.16. L'estrapolazione di $Q_D(t_D)$ viene poi eseguita per confronto con le curve $Q_D(t_D)$ riportate in letteratura.

BIBLIOGRAFIA

1. Carslaw, H.S. e Jäger, J.C.: *Conduction of Heat in Solids*, Clarendon Press, Oxford (1947).
2. Chatas, A.T.: "Unsteady Spherical Flow in Petroleum Reservoirs", *Soc.Pet.Eng.J.* (giugno 1966), pagg. 102-114; *Trans.*, AIME 237.
3. Chierici, G.L. e Ciucci, G.M.: "Application de programmes de production à débit cyclique aux gisements à poussée d'eau. Influence sur les limites d'indétermination dans le calcul des reserves", *Rev. Inst. Franc. Pétrole* (marzo 1969) 24 (3), pagg. 337-350.
4. Chierici, G.L. e Long, G.: "Compressibilità et masse spécifique des eaux de gisement dans les conditions des gisements. Application à quelques problèmes de reservoir engineering", *Proc. Fifth World Pet. Cong.* (New York, 1-5 giugno 1959) Sez. II, pagg. 187-210.
5. Coats, K.H., Tek, M.R. e Katz, D.L.: "Unsteady-State Liquid Flow Through Porous Media Having Elliptic Boundaries", *Trans.*, AIME (1959) 216, pagg. 460-464.
6. Coats, K.H., Rapoport, L.A., McCord, J.R. e Drews, W.P.: "Determination of Aquifer Influence Functions From Field Data", *J.Pet.Tech.* (dicembre 1964) pagg. 1417-1424; *Trans.*, AIME, 231.
7. Dake, L.P.: *Fundamentals of Reservoir Engineering*, Elsevier Scientific Publishing Co., Amsterdam (1978).
8. Fetkovich, M.J.: "A Simplified Approach to Water Influx Calculations - Finite Aquifer Systems", *J.Pet.Tech.* (luglio 1971) pagg. 814-828.
9. Hicks, A.L., Weber, A.G. e Ledbetter, R.L.: "Computing Techniques for Water-Drive Analysis", *Trans.*, AIME (1959) 216 pagg. 400-402.
10. Hurst, W.: "Water Influx Into a Reservoir and Its Application to the Equation of Volumetric Balance", *Trans.*, AIME (1943) 151, pagg. 57-72.
11. Hutchinson, T.S. e Sikora, V.J.: "A Generalized Water-Drive Analysis", *Trans.*, AIME (1959) 216, pagg. 169-178.
12. Nabor, G.W. e Barham, R.H.: "Linear Aquifer Behaviour", *J.Pet.Tech.*, (maggio 1964), pagg. 561-563, *Trans.*, AIME 231.
13. Schilthuis, R.J.: "Active Oil and Reservoir Energy", *Trans.*, AIME (1936) 118, pag. 33-52.
14. van Everdingen, A.F. e Hurst, W.: "The Application of the Laplace Transformation to Flow Problems in Reservoirs", *Trans.*, AIME (1949) 186 pagg. 305-324.

ESERCIZI

Esercizio 9.1

Uno strato di arenaria grossolana, dello spessore di 80 m, è conformato ad anticlinale ed è limitato lateralmente da faglie, che ne interrompono la continuità idraulica.

L'area compresa fra le faglie è di 42 km². Lo strato è mineralizzato ad olio nella parte sommitale per un'estensione areale di 1,6 km². La pressione iniziale di giacimento era di 250 kg/cm² e la sua temperatura di 90°C.

L'acqua dell'acquifero ha salinità 100 g/l.

La roccia presenta una porosità del 25% ed una comprimibilità dei pori $c_f = 2 \cdot 10^{-4}$ cm²/kg.

Il giacimento è in coltivazione da 4 anni; l'andamento della pressione media di giacimento è stato il seguente:

t (anni)	\bar{p} (kg/cm ²)
0	250
1	242
2	230
3	214
4	194

Calcolare il volume massimo di acqua che può essere entrato in giacimento in funzione del tempo impiegando l'equazione globale di cui al Cap. 9.3.

Soluzione

Dalla 9.14 si ha:

$$W_e = W_{ei} \left(1 - \frac{p}{p_i} \right) \quad \dots (9.14a)$$

con

$$W_{ei} = \phi V_{aq} c_t p_i \quad \dots (9.14b)$$

e

$$c_t = c_w + c_f$$

Per un'acqua a 100 g/l di salinità e 90°C si ha dai diagrammi di correlazione:

$$c_w = 3,7 \cdot 10^{-5} \text{ cm}^2/\text{kg}$$

Da cui

$$c_t = 2,37 \cdot 10^{-4} \text{ cm}^2/\text{kg}$$

È poi:

$$V_{aq} = (42 - 1,6) \cdot 10^6 \cdot 80 = 3,232 \cdot 10^9 \text{ m}^3$$

e quindi:

$$W_{ei} = 0,25 \times 3,232 \cdot 10^9 \times 2,37 \cdot 10^{-4} \times 250 = 47,874 \cdot 10^6 \text{ m}^3$$

Il volume *massimo* di acqua che può essere entrato in giacimento dall'acquifero nell'ipotesi di permeabilità dell'acquifero praticamente infinita è quindi:

Anno	Pressione (kg/cm ²)	W _e (m ³ · 10 ⁶)
0	250	zero
1	242	1,532
2	230	3,830
3	214	6,894
4	194	10,724

Orientativamente il volume occupato inizialmente dall'olio in giacimento era di $25 \cdot 10^6 \text{ m}^3$.



Esercizio 9.2

Per il giacimento di cui all'esercizio 9.1 calcolare il volume $W_e(t)$ di acqua che entra in giacimento a $t = 1; 2; 3$ anni nelle seguenti ipotesi:

Ipotesi A: permeabilità dell'acquifero: $k = 20 \text{ md}$

Ipotesi B: $k = 100 \text{ md}$

Ipotesi C: $k = 500 \text{ md}$

Soluzione

Nell'ipotesi di geometria circolare del giacimento e dell'acquifero, abbiamo:

- Superficie del giacimento : $A_o = 1,6 \text{ km}^2$
 - Superficie totale giacimento + acquifero: $A_e = 42 \text{ km}^2$
 - raggio del giacimento : $r_o = \sqrt{\frac{A_o}{\pi}} = 713,65 \text{ m}$
 - raggio esterno dell'acquifero : $r_e = \sqrt{\frac{A_e}{\pi}} = 3656,4 \text{ m}$
- $$r_{De} = \frac{r_e}{r_o} = 5,12$$

Per l'acqua di giacimento si ha, dai diagrammi di correlazione:

$$\mu_w = 0,38 \text{ cP}$$

Impiegando il sistema metrico pratico si ha:

$$t_D = \frac{k t}{\phi \mu_w c_t r_o^2} = \dots (5.14b')$$

$$= \frac{k(\text{md}) \times 9,869233 \cdot 10^{-16} \text{ t(anni)} \times 86400 \times 365,25}{\phi \mu_w(\text{cP}) \cdot 10^{-3} \frac{c_t (\text{m}^2/\text{kg})}{98066,5} r_o^2 (\text{m}^2)}$$

e cioè:

$$t_D = 3,0543 \frac{k (\text{md}) t (\text{anni})}{\phi \mu_w(\text{cP}) c_t (\text{m}^2/\text{kg}) r_o^2 (\text{m}^2)}$$

Si ha pertanto:

k (md)	t_D
20	$5,327 \times t (\text{anni})$
100	$26,636 \times t (\text{anni})$
500	$133,18 \times t (\text{anni})$

Si ha inoltre:

$$C = 2\pi r_o^2 h \phi c_t = \dots (9.17b)$$

$$= 2\pi \times 713,65^2 \times 80 \times 0,25 \times 2,37 \cdot 10^{-4} =$$

$$= 15.168 \frac{\text{m}^3}{\text{kg/cm}^2}$$

La funzione $p(t)$ viene discretizzata come illustrato in Fig. E 9/2.1. Si ha, precisamente:

$$\Delta p_0 = \frac{p_i - p_1}{2} = \frac{250 - 242}{2} = 4 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{a } t = 0$$

$$\Delta p_1 = \frac{p_i - p_2}{2} = \frac{250 - 230}{2} = 10 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{a } t = t_1$$

$$\Delta p_2 = \frac{p_1 - p_3}{2} = \frac{242 - 214}{2} = 14 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{a } t = t_2$$

$$\Delta p_3 = \frac{p_2 - p_4}{2} = \frac{230 - 194}{2} = 18 \text{ kg/cm}^2 \quad \text{a } t = t_3$$

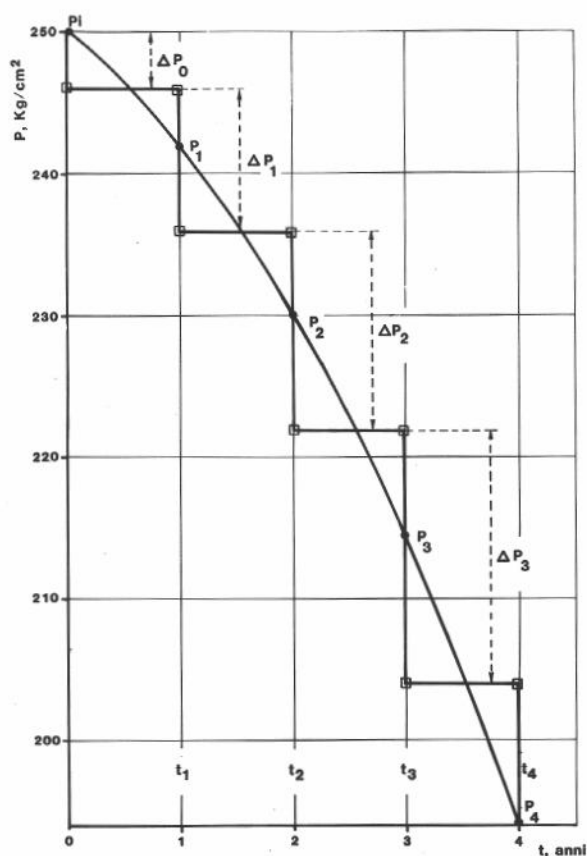


Fig. E 9/2.1

Avendo suddiviso il tempo in passi tutti uguali fra loro l'integrale di convoluzione assume la forma 9.23:

$$W_e(t_n) = C \sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D \left[(n - j) \Delta t_D \right] \quad \dots (9.23)$$

Il calcolo può essere facilmente organizzato in tabelle, nella maniera seguente:

$k = 20 \text{ md}$

j	$j \Delta t_D$	$Q_D(j \Delta t_D)$	Δp_j	$\sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D \left[(n - j) \Delta t_D \right]$	W_e ($\text{m}^3 \cdot 10^6$)
0	0	0	4	0	0
1	5,327	4,691	10	18,764	0,285
2	10,654	7,217	14	75,778	1,149
3	15,981	8,874	18	173,340	2,629
4	21,308	9,953	—	314,028	4,763

$k = 100 \text{ md}$

j	$j \Delta t_D$	$Q_D(j \Delta t_D)$	Δp_j	$\sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D[(n-j) \Delta t_D]$	W_e ($\text{m}^3 \cdot 10^6$)
0	0	0	4	0	0
1	26,636	10,657	10	42,628	0,647
2	53,272	11,829	14	153,886	2,334
3	79,908	11,980	18	315,408	4,784
4	106,544	12,0	—	525,232	7,967

$k = 500 \text{ md}$

j	$j \Delta t_D$	$Q_D(j \Delta t_D)$	Δp_j	$\sum_{j=0}^{n-1} \Delta p_j Q_D[(n-j) \Delta t_D]$	W_e ($\text{m}^3 \cdot 10^6$)
0	0	0	4	0	0
1	133,18	12	10	48	0,728
2	266,36	12	14	168	2,548
3	399,54	12	18	336	5,096
4	532,72	12	—	552	8,372

I valori di $W_e(t)$ calcolati per ciascun valore di k ipotizzato per l'acquifero sono riportati in Fig. E 9/2.2 assieme ai valori calcolati sulla funzione a scalini $p(t)$ che approssima la curva reale (Fig. E 9/2.1) impiegando l'equazione globale come all'esercizio 9.1.

Si evidenziano due considerazioni:

1. Una discretizzazione più fitta nel tempo (Δt più piccoli) porterebbe la $W_e(t)$ calcolata con l'equazione globale a coincidere praticamente con la $W_e(t)$ calcolata per $k = 500 \text{ md}$.
2. Al crescere di k la $W_e(t)$ si approssima alla curva calcolata con l'equazione globale.

Esercizio 9.3

Per il giacimento di cui ai precedenti esercizi 9.1 e 9.2 eseguire il calcolo dell'ingresso d'acqua in funzione del tempo col metodo di Fetkovitch (Cap. 9.6), sempre esaminando le tre ipotesi di $k = 20; 100; 500 \text{ md}$.

Confrontare poi i valori di $W_e(t)$ così trovati con quelli calcolati all'esercizio 9.2 (metodo di van Everdingen - Hurst).

Soluzione

Dall'Eq. 5.46, eliminando il fattore di skin, S , si ha:

$$\bar{p} - p_{wf} = \frac{q \mu_w}{2\pi k h} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right) \quad \dots (5.46)$$

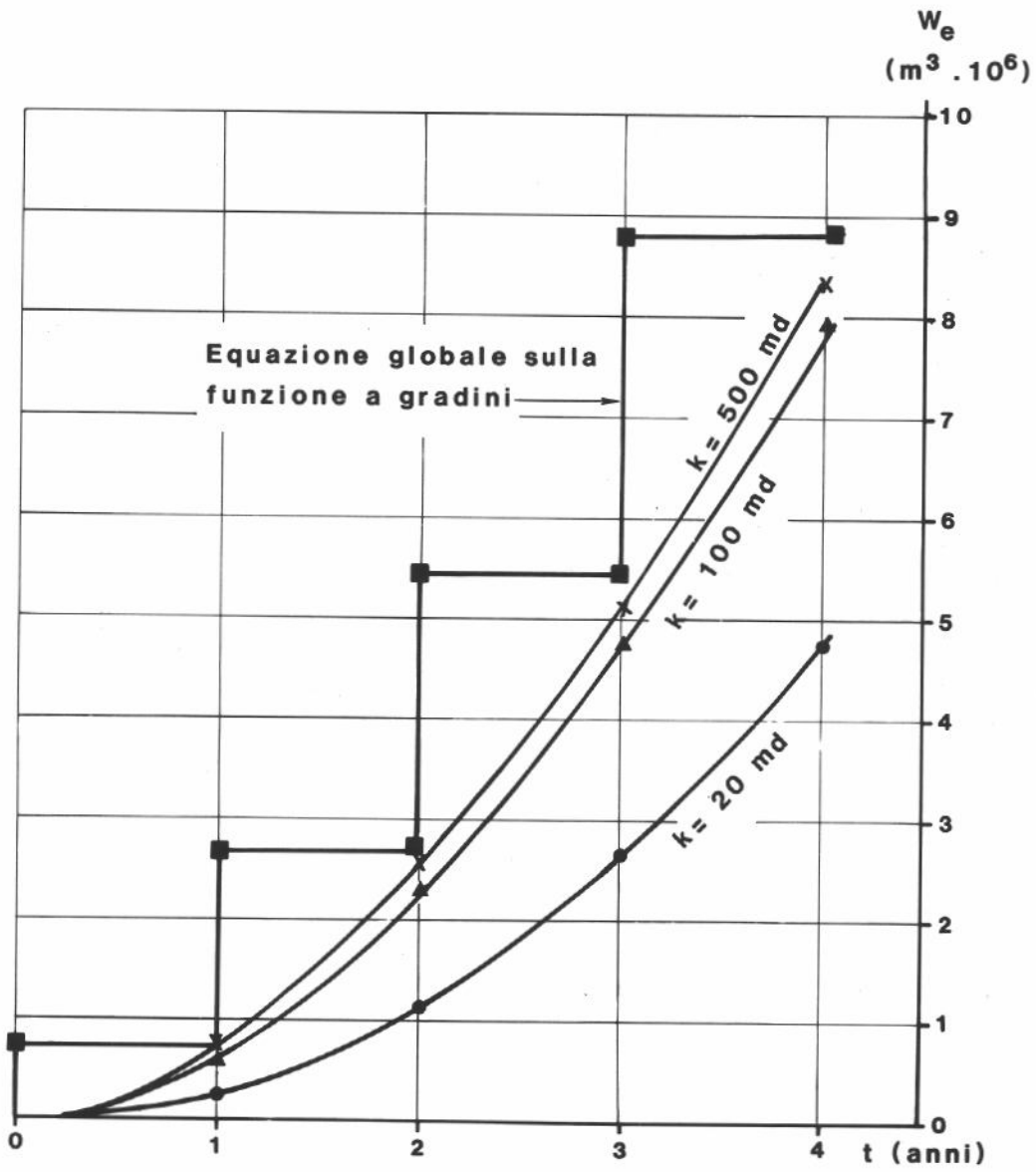


Fig. E 9/2.2

Esprimendo $q = e_w$ in $m^3/anno$ e le altre grandezze nelle unità del sistema metrico, pratico, si ha

$$98066,5 (\bar{p} - \bar{p}_w) \text{ [kg/cm}^2\text{]} =$$

$$= \frac{e_w \text{ (m}^3\text{/anno)}}{365,25 \times 86.400} \frac{\mu_w \text{ (cP)} \cdot 10^{-3}}{2\pi h \text{ (m)}} \frac{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}{k \text{ (md)} \times 9,869233 \cdot 10^{-16}}$$

ovverosia

$$J_w \left(\frac{m^3/anno}{kg/cm^2} \right) = \frac{e_w \text{ (m}^3\text{/anno)}}{(\bar{p} - \bar{p}_w) \text{ kg/cm}^2} =$$

$$= 19,19 \frac{k \text{ (md)} h \text{ (m)}}{\mu_w \text{ (cP)}} \frac{1}{\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4}}$$

Nel nostro caso si ha:

$$\begin{aligned} h &= 80 \text{ m} \\ \mu_w &= 0,38 \text{ cP} \\ r_e &= 3656,4 \text{ m} \\ r_w = r_o &= 713,65 \text{ m} \end{aligned}$$

e quindi:

$$J_w \left(\frac{m^3/anno}{kg/cm^2} \right) = 4570,95 \times k \text{ (md)}$$

$k = 20 \text{ md}$

$$J_w = 4570,95 \times 20 = 91.419,1 \frac{m^3/anno}{kg/cm^2}$$

$$W_{ei} = 47,874 \cdot 10^6 \text{ m}^3$$

$$P_i = 250 \text{ kg/cm}^2$$

$$A = \frac{W_{ei}}{P_i} \left(1 - e^{-\frac{J_w P_i}{W_{ei}} \Delta t} \right) \quad \dots (9.50)$$

avendo posto:

$$\Delta t = 1 \text{ anno}$$

$$A = 72.692,28 \frac{m^3}{kg/cm^2}$$

Eseguendo la stessa discretizzazione delle pressioni di cui all'Esercizio 9.2 (Fig. E 9/2.1) avremo:

t (anni)	\bar{p}_{aq} (kg/cm ²)	\bar{p}_j (kg/cm ²)	$\Delta W_{e,j}$ (m ³ · 10 ⁶)	$W_e(t)$ (m ³ · 10 ⁶)
0	250	246	0	0
1	248,48	236	0,291	0,291
2	243,74	222	0,907	1,198
3	235,49	204	1,580	2,778
4	223,53	—	2,289	5,067

$k = 100 \text{ md}$

Si ha:

$$J_w = 4570,95 \times 100 = 457.095 \frac{\text{m}^3/\text{anno}}{\text{kg/cm}^2}$$

e quindi:

$$A = 173.896 \frac{\text{m}^3}{\text{kg/cm}^2}$$

t (anni)	\bar{p}_{aq} (kg/cm ²)	\bar{p}_j (kg/cm ²)	$\Delta W_{e,j}$ (m ³ · 10 ⁶)	$W_e(t)$ (m ³ · 10 ⁶)
0	250	246	0	0
1	246,37	236	0,696	0,696
2	236,95	222	1,803	2,499
3	223,37	204	2,600	5,099
4	205,78	—	3,368	8,467

$k = 500 \text{ md}$

Si ha:

$$J_w = 4570,95 \times 500 = 2.285.475 \frac{\text{m}^3/\text{anno}}{\text{kg/cm}^2}$$

e quindi:

$$A = 191.495 \frac{\text{m}^3}{\text{kg/cm}^2}$$

t (anni)	\bar{p}_{aq} (kg/cm ²)	\bar{p}_j (kg/cm ²)	$\Delta W_{e,j}$ (m ³ · 10 ⁶)	$W_e(t)$ (m ³ · 10 ⁶)
0	250	246	0	0
1	246,00	236	0,766	0,766
2	236,00	222	1,915	2,681
3	222,00	204	2,681	5,362
4	204,00	—	3,447	8,809

I valori di $W_e(t)$ calcolati col metodo di Fetkovitch sono riportati (in ordinate) in funzione dei corrispondenti valori calcolati col metodo di van Everdingen-Hurst nella Fig. E 9/3.1.

Come si può constatare, lo scarto fra le due serie di valori è minima: lo scarto fra valori calcolati col metodo di Fetkovitch e valori calcolati col metodo di van Everdingen - Hurst è del + 5,6%, indipendentemente dal valore di k .

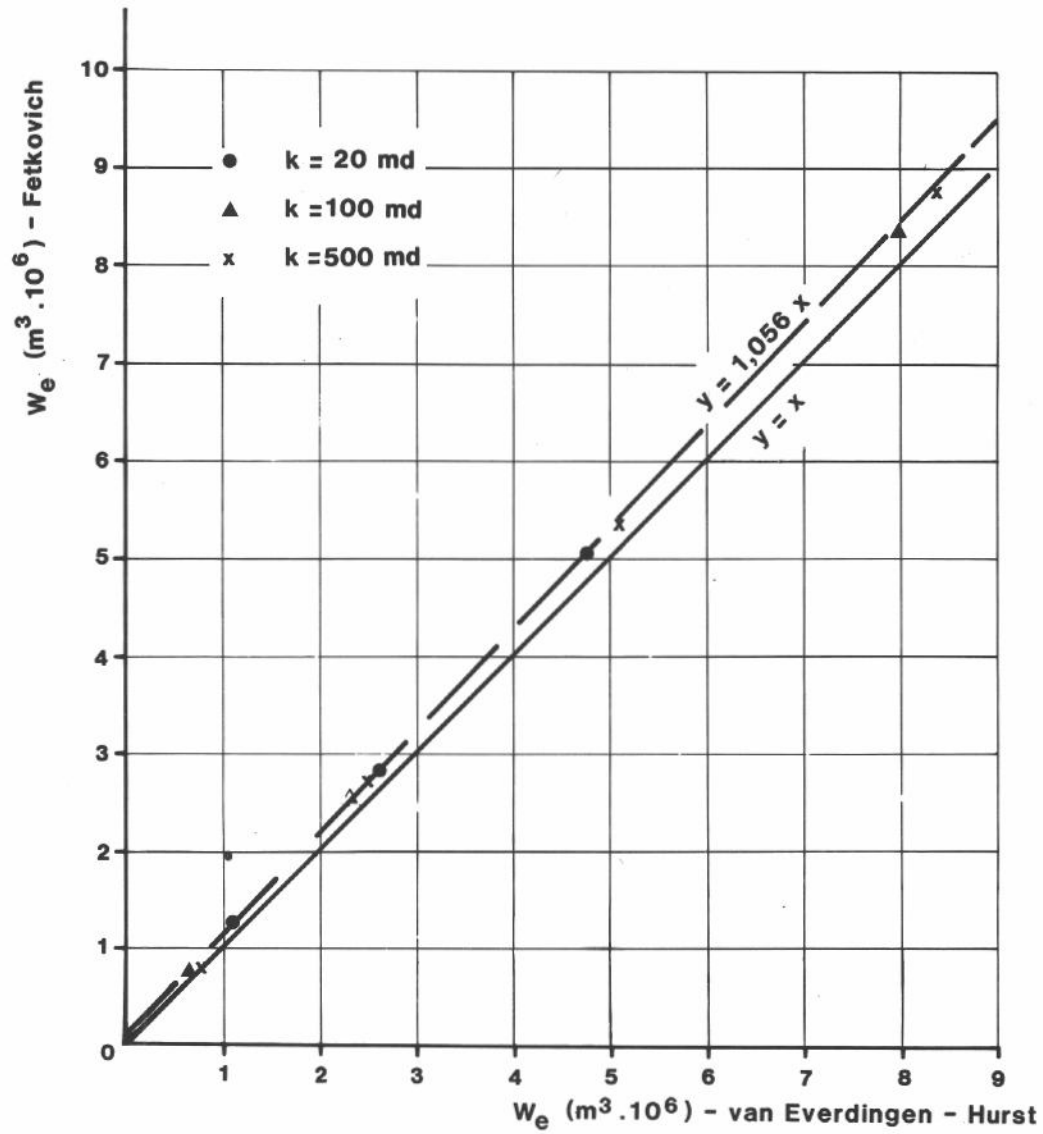


Fig. E 9/3.1

INDICE DEGLI AUTORI

- Alger, R., 375
 Al Hussaini, R., 278, 310
 Allen, E.E., 261
 Amyx, J.W., 55, 120
 Anderson, G.W., 120
 Archer, J.S., 163
- Barham, R.H., 405
 Bass Jr., D.L., 55, 120
 Beggs, H.D., 48, 49, 55
 Bernoulli, D., 92, 283
 Betti, E., 76
 Bilgeri, D., 375
 Boltzmann, L., 178, 179
 Brigham, W.E., 257, 258, 261
 Brons, F., 194, 210, 214, 240, 260, 261, 289, 292
 Brunner, E., 121
 Bukaceck, R.F., 311
- Calhoun Jr., J.C., 47, 55
 Campbell, F.L., 121
 Carman, P.C., 102
 Carslaw, H.S., 173, 194, 391, 405
 Carter, R.D., 297, 310
 Chatas, A.T., 405
 Chatzis, I., 120
 Chierici, G.L. 52, 55, 78, 107, 114, 120, 121, 163, 184, 194, 240, 243, 256, 260, 375, 383, 405
 Cinco Ley, H., 194
 Ciucci, G.M., 121, 163, 193, 260, 405
 Clavier, C., 375
 Coats, K.H., 55, 396, 398, 405
 Cobb, W.M., 210, 260, 261
 Colpitts, G.P., 219, 261
 Cornell, D., 310
 Crawford, L.B., 278, 310
- Dake, L.P., 194, 260, 310, 383, 405
- Davis, J.C., 121
 de Waal, J.A., 121
 Dewan, J.T., 375
 Dickey, P.A., 24
 Dietz, D.N., 186, 194
 Dominguez, N., 194
 Dowdle, W.L., 210, 260
 Dranchuk, P.M., 173, 194
 Drews, W.P., 405
 Duhamel, J.H.C., 191, 281, 390, 396
 Dumoré, J.M., 121
 Dupuy, M., 121
 Dyes, A.B., 229, 261
- Eakin, B.E., 42, 55
 Earlougher Jr., R.C., 260
 Elenbaas, J.R., 310
 Essis, A.E.B., 306, 307, 310
 Eva, F., 121
- Fanchi, J.R., 49, 55
 Farshad, F.F., 55
 Fetkovitch, M.J., 399-402, 405
 Frick, T.C., 55
 Fussell, D.D., 55
- Geertsma, J., 121, 310
 Giacca, D., 375
 Glasø, Ø, 45, 47, 48, 55, 61, 62
 Gonzales, M.A., 311
 Gonzales, M.H., 42, 55
 Greenkorn, R.A., 261
 Gringarten, A.C., 237, 261
- Harris, M.H., 194, 261
 Harvey, A.H., 121
 Hassler, G.L., 121
 Hazebroek, L., 210, 214, 261, 289, 392
 Hicks, A.L., 396, 405

- Hirasaki, G.J., 261
Honarpour, M.M., 121
Horner, D.R., 228, 261, 301
Houpeurt, A., 107, 121
Hoyle, W., 375
Hubbert, M.K., 93, 121
Hurst, W., 194, 382, 385, 387,
391, 392, 404, 405
Hutchinson Jr., C.A., 229, 261
Hutchinson, T.S., 396
- Jacobson, L.A., 375
Jacquard, P., 256, 261
Jäger, J.C., 173, 194, 391,
405
Jain, C., 256, 261
Jewhurst, J., 121
Johnson, C.R., 256, 261
Johnstone, C.W., 375
Jones, L.G., 222, 223, 261,
305, 307, 310
Jordan, J.R., 121
- Kamal, M., 257, 258, 261
Katz, D.L., 310, 405
Kay, W.B., 40
Klinkenberg, L.J., 97
Kobayashi, R., 310
Koederitz, F., 121
Kozeny, J., 102
Kunz, K.S., 375
Kwong, J.N.S., 35
- Laplace, P.S., 387
Lasater, J.A., 44, 45, 55, 61
Law, J., 101, 121
Ledbetter, R.L., 405
Lee, A.L., 42, 55
Lee, J., 261, 310, 311
Lefkovits, H.C., 241, 261
Leibenzon, L.S., 278
Leverett., M.C., 88, 90, 121, 405
Long, G., 55, 121, 163
Lorenz, 98
- MacLeod, 49
Magara, K., 24
Marting, V.E., 194, 240, 260
Matthews, C.S., 210, 214, 261,
289, 392
McCord, J.R., 405
McFarlane, R.C., 163
McKinley, R.M., 237, 261
Meunier, D., 375
Miller, C.C., 229, 261
Millers Jr., S.C., 310
- Monicard, R., 121
Morrow, N.E., 120
Mott, R.E., 55
Mueller, T.D., 163
- Nabor, G.W., 405
Nehring, R., 163
Nisle, R.G., 194, 240, 261
- Odeh, A.S., 222, 223, 261,
305, 307, 310
- Peng, D.Y., 35
Pizzi, G., 194, 260
Poettmann, F., 310
Pottier, J., 121
Pulga, M., 375
- Quon, D., 173, 194
- Raghavan, R., 261
Ramey Jr., H.J., 229, 237, 261,
278, 310
Rapoport, L.A., 405
Rawlins, E.L., 310
Redlich, Q., 35
Ricci-Lucchi, F., 24
Riley, H.G., 310
Robinson, D.S., 35
Robinson, J.R., 48, 52
Russell, D.G., 261
- Samaniego, F., 194
Schellardt, M.A., 310
Schilthuis, R.J., 379, 405
Schlumberger, 55, 121, 375
Schols, R.S., 121
Selley, R.C., 24
Serra, O., 121, 375
Sikora, V.J., 405
Smart, G.J., 55
Smits, R.M.M., 121
Standing, M.B., 44, 45, 55,
61, 62
Sugden, S., 49
Sutton, R.P., 55
- Tanner, H.L., 375
Tek, M.R., 405
Testerman, J.O., 117,
118, 121
Thomas, G.W., 306,
307, 310
Tissot, B.P., 24
Tixier, M.P., 375
Torricelli, L., 375

INDICE DEGLI AUTORI

Vaghi, G.C., 349, 375
van der Waals, J.D., 34, 36,
40, 80
van Everdingen, A.F., 194, 385,
387, 391, 392, 404, 405
Vary, J.A., 310
Vazquez, M., 49, 55

Wall, W.B., 375
Walstrom, J.E., 163
Weber, A.C., 405
Weinaug, C.F., 310
Welte, D.H., 24
Whiting, R.L., 55, 120
Wiborg, R., 121
Winestock, A.G., 219, 261
Woods, E.G., 261

Yanosik, J.L., 55
Yarborough, L., 55
Yeh, N.S., 237, 261

INDICE ANALITICO

- Acqua:
- individuazione delle zone ad 370-374
 - ingresso in giacimento, metodi di calcolo, 377-414
 - misura del contenuto nel fluido in pozzo, 341-343
 - parametri termodinamici della, 49
 - punto di ingresso in pozzo, 335, 347, 351
 - spinta di, 377-414
 - tavola di, avanzamento della, 331
 - viscosità della, 54-55
- Acquifero, 153, 244, 378-379
- alimentato, 399
 - di fondo, 247
 - infinito, 377
 - intercomunicante, 27
 - laterale, 247
 - limitato, 401
- Adimensionale:
- pressione, 173
 - raggio, 173
 - tempo, 173
- Altezza:
- dinamica, 92
 - geometrica, 92
 - piezometrica, 92
- Angolo di contatto, 79, 90
- Anticlinale, 20, 21
- AOF: Absolute Open Flow
dei pozzi a gas, 297-299
- API gravity, 31
- Area mineralizzata, 148-149
- Back-pressure test, 296-297, 316-318
- Bagnabilità, 66, 68, 79
- all'acqua, 79, 82
 - all'olio, 80, 82
 - dalmata, 80
 - determinazione della, 90-91
- Barriera di permeabilità:
- individuazione mediante prove di produzione, 244-246
- Beggs e Robinson, correlazione di, 48
- Bernoulli, teorema di, 92, 283
- Betti, teorema di, 73
- Bilancio:
- di massa, equazione di, 185
 - volumetrico, equazione di, 377, 392
- Blackbox, 256
- Bolla, punto di, 33
- Boltzmann, trasformata di, 178-179
- Boundstone, 16
- $c_{g\mu_g}$, non costanza con la pressione, 280-281, 311-315
- Calcarei organogeni, 16
- Calibratura, del foro del pozzo, 344
- Campionamento, dei fluidi in pozzo, 332-335
- Capillare:
- frangia, 86, 87, 125
 - pressione, 23, 24, 82, 85
- Capillarità, 66, 68, 69, 81
- Carbonio/ossigeno, rapporto, 374-375
- Carotaggi geofisici:
vedi: logs
- Carotaggio meccanico
continuo, 68
- Carote, 65, 144, 146, 149, 150
- confronto con i logs, 67
 - di fondo, 65-66
 - di parete, 65
 - impiego combinato con i logs, 68-70
- Carotiere, 65
- CCL, Continuous Collar Locator, 343

- Cementazioni, 332, 335, 350-351
 CFS, Continuous Flometer Survey, 336-337
 Chierici, equazione globale
 di, 383-384, 406-407
 Chlorine log, 360, 370-371
 Classazione, 70
 Cluster analysis, 118-120
 CNL, Compensated Neutron Log:
 a singola spaziatura, 361, 364
 a doppia spaziatura, 365, 366
 Compattazione uniassiale, coefficiente di,
 77-78, 123
 Completamento, fattore di,
 194, 266-271, 276
 Comprimità:
 degli oli, 43, 47
 degli oli, equivalente, 164
 dei gas, 37, 95, 277
 dei granuli della roccia, 75
 dei pori, 76, 266, 383, 406
 dell'acqua, 53, 54, 266, 383
 della roccia, 76, 185
 totale, 171
 Concessione, 144
 Condensazione retrograda, 34, 41
 Coning, 243
 Contatori:
 a scintillazione, 363, 365
 proporzionali, 364
 Contatti individuazione dei:
 acqua/olio, 25-27, 334, 351, 370-374
 avanzamento dei, 351
 gas/acqua, 378
 gas/olio, 25-27, 334, 351, 365-369
 Conversione, fattori di, 10-12
 Convoluzione, integrale di, 387,
 391, 395, 397, 409
 Copertura, roccia di, 13, 18
 COR, Carbon/Oxygen Ratiolog, 357,
 374-375
 Coregraph, 69
 Covolume, 37
 CPI, Computer-Processed Interpretation, 150, 153
 Critiche, costanti, 38
 Crossflow, 241
 Curve di pressione capillare, 85, 125
 calcolo della curva media di
 giacimento, 88, 125
 isteresi delle, 86
 normalizzazione, 153
 trasformazione da laboratorio
 a giacimento, 86
 Curve-tipo, metodo delle, 215,
 221, 237-239, 253-254
 Cycling, 34, 144
 Danneggiamento dello strato,
 vedi: skin effect
 Darcy:
 legge di, 93, 96, 103-105, 170,
 177, 282, 284
 velocità di, 92, 282
 Declino di pressione:
 nei pozzi a gas, 296-307
 nei pozzi ad olio:
 equazioni: 224-225
 interpretazione, 215-226
 prove di, 169, 193-194, 249
 Deconvoluzione, 391
 Dendrogramma, 119-120
 Densità del fluido in pozzo:
 misura della, 339-340, 346
 Derivate, metodo delle, 215, 236
 Diagenesi, 14, 71, 115, 377
 Diffusività, equazione di:
 per i gas:
 confronto fra la soluzione in $m(p)$ ed in
 p^2 , 290-294
 in coordinate radiali, 279-281
 in variabili adimensionali, 281-282
 linearizzazione della, 279-280
 soluzione generale 288-290
 per fluidi a comprimibilità costante, 172-276
 in coordinate radiali, 177-182
 in variabili adimensionali, 173
 linearizzazione della, 172
 sorgente lineare, metodo della, 178
 sovrapposizione, principio di, 191-193
 Diffusività termica, 172
 Digitazione (fingering), 247
 Dimensioni delle varie grandezze, 1-10
 Dispersione, in flusso polifase, 110
 Distanza euclidea, 120
 Distribuzione normale, 101, 120
 Drenaggio:
 area di, 174, 188, 205, 215, 230, 262, 288
 per gravità, 260
 processo di, 82-85, 104
 raggio di, 174
 Duhamel, teorema di, 191-193, 281, 396
 vedi anche: sovrapposizione, principio di
 Economia di mercato, 143, 144
 Elettron-volt, 352
 Emissione radioattiva, 352
 Energia di giacimento, 144

- Equilibrio idrodinamico, 27
- Esponenziale integrale, 180-182, 195-197, 253-255, 400
- Essis-Thomas, metodo di, 306-307
- Eterogeneità:
- della roccia-serbatoio, 14, 331, 396
 - di permeabilità, 98-102
 - influenza sulle curve di declino e di risalita della pressione, 239-246
 - macroscopica, 110
 - megascopica, 110
 - microscopica, 110
- Eulero, numero di, 180
- Faglia, 18, 147, 198, 253, 377
- individuazione mediante prova di produzione, 244-246
- Fango di perforazione, 66
- Fase:
- comportamento di, 31
 - regola delle (i), 32
- Fattore di comprimibilità dei gas:
- calcolo, 38-41
 - definizione, 36
- Fattore di recupero:
- del gas, 155-156
 - dell'olio, 154-155
 - per spinta d'acqua, 154
 - per spinta di gas disciolto, 154
- Fattore di volume
- del gas, 37, 148, 154
 - dell'acqua, 50-52
 - dell'olio, 43-47, 148, 154
- FBS, Fullbore Spinner
- Flowmeter, 336-337
- Fetkovitch, equazione di, 399-403
- FDC, Formation Density Compensated log, 356
- Fill-up, 247
- Five-spot, 250-252
- Flow-after-flow, prove nei pozzi a gas, 296-300, 307, 316-318
- Fluidi di giacimento, 31
- composizione, 31
- Flusso in regime non-Darcy, 282-287
- equazione per il, 284-286
- Flusso in regime pseudo-stazionario:
- andamento della pressione:
 - nei pozzi ad olio, 175-176, 184-188, 190
 - nei pozzi a gas, 287-288, 292-293
 - nei pozzi d'acqua, 398-400
- Flusso in regime stazionario:
- andamento della pressione:
 - nei pozzi ad olio, 177, 189
 - nei pozzi a gas, 289, 292-293
 - nei pozzi d'acqua, 380, 400
- Flusso in regime transitorio:
- nei pozzi ad olio:
 - andamento della pressione, 190
 - radiale, equazione per il, 169-276
 - sorgente lineare, 178
 - tardo-transitorio, 174, 176, 184
 - transitorio iniziale, 174-175
 - trattazione per pozzo ideale, 177-182
 - nei pozzi a gas, 277-287, 292-293
 - nei pozzi d'acqua, 382, 385-392, 399
- Flusso piano:
- controcorrente, 108
 - di fluidi incomprimibili, 94
 - di gas, 95
 - equicorrente, 108
 - in sistema lineare, 94, 95, 130-133
 - in sistema radiale, 94, 96, 130-133, 169-330
- Forchheimer, equazione di, 284
- Forma, fattore di, 186-187, 288
- Formazione, tests selettivi di, 332-350
- Foro scoperto, pozzo in, 332
- Forze:
- capillari 107, 108
 - di gravità 107, 108
 - viscose 107, 108
- Fotoni gamma:
- coefficienti di assorbimento, 340, 355
 - per effetto Compton, 341, 354
 - per effetto fotoelettrico, 341, 354
 - per effetto produzione di coppie, 341, 354
 - interazioni con la materia, 354-356
 - spettrometria dei, 359-360, 374-375
- Fratture, 18, 182
- skin effect da, 184, 237-239
- Funzione di trasferimento, 203
- Funzioni di influenza, 369-399, 404
- Gas:
- a condensato, 34, 41
 - comportamento volumetrico, 36-41
 - equazione di stato, 36
 - giacimento di, 34, 377-378, 404
 - ideale, 37
 - individuazione delle zone mineralizzate a:
 - mediante CNL a doppio spacing, 365-366
 - mediante FDC + CNL, 366-369
 - secco, 34
 - viscosità, 41-42
- Gas-cap, avanzamento del, 331

- Gas down to, 145
- Gas libero:
punti di ingresso in pozzo, 335, 351
- Geologia di bacino, 379, 403
- Geostatico:
carico, 14, 16, 18, 66, 71
sollecitazione, 75, 170
- Giacimenti di idrocarburi:
classificazioni in base alle riserve:
di classe A, B, C, D, E, F, 161
giganti, 161
giganti potenziali, 161
super-giganti, 161
comportamento produttivo,
verifica, 331-371
condizioni per l'esistenza, 13
copertura, 13
"infiniti", 174
stratificati, 237, 241-244
- Glasø, correlazioni di, 45-48, 60-61
- GM, gradiomanometro,
339-340, 346, 348
- GNT, Gamma-Neutron Tool, 361
- GOR, Gas/Oil Ratio, 331
- GR, Gamma Ray log, 356
- Graben, 18
- Grainstone, 16
- GST, Gamma-ray Spectrometry
Tool, 357, 374-375
- Horner, metodo di, 228, 308
- Horst, 18
- Hurst, equazione di, 382-383
- Idrogeno, indice di, 358, 365-366
- Imbibizione, processo di, 82-84,
86, 104-105
- Immagini:
metodo delle, 210, 245
pozzo-, 245
- Indice di produttività:
vedi: produttività, indice di
- Infittimento dei pozzi, 146
- Ingressione marina, 14
- Ingresso d'acqua in giacimento,
equazione per il calcolo:
a mezzo funzioni di influenza, 396-399
a partire dalla soluzione a portata
costante, 392-396
di Fetkovitch, 399-403; 410-414
di Hurst, 382-383
di Schilthuis, 379-381
di van Everdingen-Hurst, 385-392, 407-410
- globale, di Chierici, 383-384, 406-407
nel caso di giacimenti da tempo in
produzione, 404
nel caso di giacimenti non ancora in
produzione, 404
- Iniezione d'acqua, 144, 163, 253, 339
interpretazione, 247-252
prove di, 169, 193-194
- Integrale esponenziale:
vedi: esponenziale integrale
- Intensive, proprietà, 34
- Interferenza, prove di, 252-256
- Isochronal tests nei pozzi a
gas, 300-305, 307, 318-326
- Joule-Thomson, effetto, 349
- Kamal e Brigham, metodo di, 257-259
- Klinkenberg, effetto, 97
- Kozeny-Carman, equazione di, 102
- Laplace, trasformata di, 387
- Lasater, correlazioni di, 44-47, 61
- Lee, Gonzales ed Eakin, equazione di, 42
- Leibenzon, trasformata di, 278
- Leverett, metodo di normalizzazione delle
curve di pressione capillare, 88-90, 125
- Liberazione del gas dall'olio:
differential, 42
flash, 42
- Limite centrale, teorema del, 100, 120
- LIR, Lithology Indicator Ratio log, 375
- Litologia, individuazione a mezzo
logs, 67-69, 351, 375
- Livello di riferimento (datum), 92
pressione al, 92
- Logs, 65, 67, 144, 146, 149, 150, 351
confronto di merito con le carote, 67-68
di densità, 355
di porosità, 67, 118
di saturazione in acqua, 67, 118
impiego combinato con le carote, 68-80
litologici, 67, 118
nucleari: *vedi* nucleari, logs
- Lorenz, coefficiente di, 98-100
diagramma di, 99
- Mantenimento della pressione, 144
- Massa specifica:
dei granuli di roccia, 75
del gas, 37
dell'acqua, 50, 52
dell'olio, 47

- Matthews, Brons e Hazebroek:
 funzione $p_{D(MBH)}$, 209-214, 392
- Migrazione:
 primaria, 13, 17, 18
 secondaria, 13, 17, 18
- Miller-Dyes-Hutchinson,
 metodo di, 229
- Misure in pozzo, 331-375
- Mobilità, 106-107, 247
 rapporto di, 106-107
- Modelli numerici:
 a parametri concentrati, 379, 404
 a parametri distribuiti, 379, 404
- Monte Carlo, metodo, 158-160
- Mudstone, 16
- Multirate pressure drawdown
 test, nei pozzi a gas, 305-307
- Naftogenesi, 13, 16
- Neutroni:
 cattura, 359-363
 collisione anelastica, 357
 collisione elastica, 357-359
 epitermici, 358, 360
 interazioni con la materia, 357-363
 produzione in continuo, 353
 produzione pulsata, 354, 365
 sezione di cattura, 359, 363, 371-373
 tempo di rilassazione, 361-363
 termalizzazione, 358, 360
 termici, 358
 veloci, 353
- NFD, Nuclear Fluid Densimeter, 340
- Non-Darcy, flusso in regime, 282-287,
 291, 297, 299, 303, 305
- Non univocità:
 problema della, 205-207
 nel problema inverso, 239, 256
- Nucleari, logs, 66, 351-375
 carbon/oxygen ratio log, 357, 374-375
 carotaggi neutronici, sonde per, 363-365
 chlorine log, 360, 370-371
 compensated neutron log, 361
 formation density compensated, 356
 gamma-neutron tool, 361
 gamma ray log, 356
 gamma-ray spectrometry tool,
 357, 374-375
 lithology indicator ratio log, 375
 porosity indicator ratio log, 375
 salinity indicator ratio log, 375
 thermal decay time log, 359-360,
 362, 370-373
- Numero:
 capillare, 108-110
 di gravità, 108
- Odeh e Jones, metodo di, 222-224, 305
- Oil down to, 145
- Olio:
 comportamento volumetrico, 42-47
 giacimento di, 34
 sottosaturo, 34
 viscosità, 47-49
- Onde elastiche, velocità delle, 66
- $p_D(t_D)$:
 calcolo di $Q_D(t_D)$ a partire da, 392-396
 calcolo per geometria non circolare,
 207, 214, 262-265
- $p_{D(MBH)}$, 209-214, 230-231, 250-252,
 262-263, 275-276, 289, 392
- Packstone, 16
- Pay, 115, 150-152
 lordo, 150
 netto, 152
- Penetrazione parziale del pozzo:
 skin effect da, 184, 237, 240, 243
- Peng e Robinson, equazione di, 35
- Perdite di carico in pozzo, 220
- Permeabilità:
 convenzione per i segni, 93-94
 correlazione con la porosità, 102-103
 densità di probabilità, 100
 dispersione di, 101, 140-141
 effettiva, 68, 215, 227
 eterogeneità di, 98-102
 funzione di ripartizione, 100
 media, 98-102, 140-141
 orizzontale, 93, 130-133
 relativa, 68
 varianza della, 100-101, 140-141
 verticale, 93, 130-133
- Permeabilità effettiva:
 al gas, 104
 all'acqua, 104
 all'olio, 104
- Permeabilità relativa:
 al gas, 104
 all'acqua, 104
 all'olio, 104
 calcolo della curva media per
 unità sedimentaria, 110-112
 critica al concetto di, 107
 curve acqua/gas, 105
 curve acqua/olio, 105, 138-140

- curve gas/olio, 106-107, 109
 curve normalizzate, 111-113
 equazioni per il calcolo, 113-115
 normalizzazione delle curve, 110-112
 valori finali, 106
- Permeability cut-off, 150
- Petrolio:
 leggero, 31
 medio, 31
 pesante, 31
- PFM, Packer Flow Meter, 337
- PFS, Petal Basket Flowmeter, 337
- PIR, Porosity, Indicator Ratio log, 375
- PLT, Production Logging Tools, 335-350
- Poisson, rapporto di, 77
- Pori, raggio dei, 72
 distribuzione della porosità
 in funzione del, 87-88
- Porosità, 66, 68, 70, 152
 distribuzione in funzione del
 raggio dei pori, 87
 distribuzione statistica, 73
 effettiva, 72, 122
 media, 152
 primaria, 72
 secondaria, 72
 totale, 72, 122
- Portata:
 fittizia, 206, 231
 misura della, 203-206
 pulsata, prove a, 256-260
- Post-produzione (afterflow), 215,
 217, 228, 237, 241, 273
- Potenziale del fluido, 92, 103
 per unità di massa, 92
 per unità di volume, 92
- Potenziale produttivo:
 a flusso libero, pozzi a gas, 297-299
 calcolo del, pozzi a gas, 295-307
- Pozzi:
 a gas, equazione di flusso, 296,
 300, 318-330
 chiave, 68
 completamento dei, 345
 di osservazione, 255, 257
- Pressione:
 al livello di riferimento (datum), 92
 capillare, 82, 109
 capillare, curve di, 85, 87, 127
 critica, 32
 discretizzazione delle curve di, 381,
 390, 408, 413
 di soglia, 85
- geostatica, 22, 23, 349
 idrostatica, 22, 23
 media nell'area di drenaggio, 209-214,
 230-231, 251-252
 misura della, 203-205, 332-335, 343
 nei pori, 22, 75
 profilo in pozzo, 334
 pseudo-critica, 39
 pseudo-ridotta, 39
 ridotta, 38
- Problema inverso, 239, 256
- Produttività, indice di:
 dei pozzi, 194, 266-271, 276
 dell'acquifero, 399
- Produzione, logs di, 332, 335-350
 interpretazione dei, 345-350
 nei pozzi ad olio, 346-347
 nei pozzi a gas, 347-349
 nei pozzi d'iniezione
 d'acqua, 349-350
 registrazione dei, 344
- Produzione, prove di, 169, 193-194, 266-330
 nei pozzi ad olio:
 a portata costante, 216-218
 a portata lentamente variabile, 219-220
 a portate multiple, 220-226
 interpretazione delle, 203-276
 nei pozzi a gas:
 a tempi di erogazione costanti,
 300-305, 307, 318-326
 a portate multiple, 305-307
 interpretazione delle, 277-330
 portata dopo portata, 296-300,
 307, 316-318
- Programmazione lineare, 383, 398, 403
- Pseudo-pressione del gas reale, 278
 adimensionale, 281-282
 valor medio nell'area di drenaggio, 288
- Pseudo-stazionario, flusso:
vedi: flusso in regime pseudostazionario
- PVT, apparecchiature, 35
- $Q_D(t_D)$:
 calcolo a partire dalla funzione
 $p_D(t_D)$, 392-395
 codice per il calcolo di, 389
 definizione, 386
 diagramma, 388
- Radioattività, nozioni fondamentali sulla,
 351-354
- Raggi:
 alfa, 352

- beta, 352
 gamma, 352
- Recupero assistito, 84
 processi chimici, 144
 processi miscibili, 144
 processi termici, 144
- Recupero migliorato, 144-147
- Redlich e Kwong, equazione di, 35
- Registratori di fondo-pozzo, 204
- Regressione marina, 14
- Reservoir limit test, 217-218
- Resistenza inerziale, coefficiente
 di, 284-286, 287-295, 298, 301,
 303-308, 326, 329
- Resistività elettrica, 66
- RFT, Repeat Formation Test, 332-335
- Risalita di pressione:
 nei pozzi ad olio:
 equazioni per il calcolo, 234-235
 interpretazione, 208, 227-235
 pozzo che ha prodotto a portata
 costante, 227-231
 pozzo che ha prodotto a portata
 variabile, 231-233
 prove di, 169, 193-194, 272-276, 334
 nei pozzi a gas:
 equazioni per il calcolo, 309
 interpretazione, 307-309, 326-330
- Riserve:
 accertate, 144-145, 160
 classificazione dei giacimenti
 in base alle, 160-162
 in produzione, 147
 metodo per bilancio volumetrico, 143
 metodo probabilistico, 158, 160
 metodo volumetrico, 143, 148-159
 tecnica della colonna equivalente
 di idrocarburi, 157-159
 tecnica del valor medio, 157
 non accertate, 144-146
 non in produzione, 147
 non sviluppate, 147
 possibili, 146-147, 160
 probabili, 146, 160
 valutazione delle, 143, 148-160
- Rocce:
 clastiche (o terrigene), 14
 compattazione delle, 18
 di origine chimica, 14
 madri, 13
 organogene, 14
 serbatoio, 65
- Rugiada, punto di, 33-34
- Sabbia, trascinamento in
 pozzo, 295
- Saturazione in fluidi, 66, 104
 critica in gas, 106
 in acqua, 67, 73, 88, 153
 determinazione mediante:
 TDT, 371-373
 chlorine log, 370-371
 in acqua irriducibile, 83-84
 in gas, 73
 determinazione mediante:
 CNL doppio spacing, 365-366
 CNL + FDC, 367-369
 in gas residuo, 106, 156
 in olio, 73
 in olio residuo, 84, 106, 108-109
- Schilthuis, equazione di, 379-381
- Sedimentologia, 13
- Segregazione gravitazionale, 18, 154, 169
- Separatori di campo, 35
- Sforzi, tensore degli, 74
 componente deviatorica, 74
 componente idrostatica, 74
- Simboli, definizione dei, 1-10
- SIR, Salinity Indicator Ratio log, 375
- Sistemi, teoria dei, 203, 256
- Skin effect, 173, 182-184, 203, 205, 215
- Skin, fattore di, 182-186, 217, 220, 227,
 229, 241, 250, 266-276, 286-295,
 298, 301, 303-308, 326, 329
 al contatto acqua/olio, 400
 da eterogeneità della roccia, 241-244
 da geometria del pozzo 240-241
- Solubilità:
 del gas nell'acqua, 50
 del gas nell'olio, 42-47
- Sovrapposizione, principio di, 191-193,
 206, 220, 227, 231-232, 245, 307, 312, 390, 396
- Sovrapressione, 23, 333-334
- Spari, influenza su:
 fattore di skin, 241
 ingresso d'acqua, 331
- Spiazzamento, processo di, 82, 84, 105
- Spinta:
 d'acqua, 155, 165, 377-414
 di gas disciolto, 155, 163
- Squeezing job, 350
- Standing, correlazioni di,
 44-47, 61-62
- Stato:
 diagramma di, 31, 33-34
 equazione di, 35
- Stazionario, flusso:

- vedi*: flusso in regime stazionario
 Stimolazione, dei pozzi, 244, 345
 Strato-limite, 97
 Struttura interna dei giacimenti, 256
 Subsidenza, 123
 Superficie specifica, 102
- Tardo-transitorio, *vedi*: flusso
 in regime tardo-transitorio
 TCS, Through-tubing Caliper
 Survey, 344
 TDT, Thermal Decay Time log, 359-360,
 363, 370-373
 Temperatura:
 critica, 31, 33, 34
 di cricondenterm, 33
 di inversione di Boyle, 36
 gradiente di, 22
 misura, in pozzo, 343, 349
 profilo, in pozzo, 28
 pseudo-critica, 39
 pseudo-ridotta, 39
 Tempo di dimezzamento, 353
 Tensione interfacciale, 31, 34
 gas/olio, calcolo della, 49
 olio/acqua, 79, 84
 Termodinamici, parametri, 35
 Testerman, metodo di, 117-118
 TET, Tracer Ejector Tool, 338-339, 350
 Tettoniche, spinte, 18, 115
 Tortuosità, 102, 110-113
 Traccianti radioattivi, 339, 350
 Transitorio, flusso in regime:
vedi: flusso in regime transitorio
 Trappole, 13, 18
 miste, 18, 21
 stratigrafiche, 18, 20
 strutturali, 18, 19
 Triplo, punto, 32
 Turbolenza, 283
- Unità sedimentaria (o deposizionale), 89,
 98-99, 102, 110-113, 115-116
- van der Waals:
 equazione di, 36
 forze di, 34, 36, 80
 principio di, 40
 van Everdingen-Hurst, equazione di,
 385-392
 Varianza:
 gradi di, di un sistema, 32
 di una distribuzione gaussiana, 115-117
- Vazquez e Beggs, correlazione di, 49
 Velocità:
 del fluido in pozzo, misura della, 336-339
 in continuo, 336-337
 per punti, 337
 di propagazione del disturbo
 di pressione, 295, 301
 Viscosità, 37
 del gas naturale, 41-42, 277
 dell'acqua, 54-55
 dell'olio, 47-49
 Volumetrico, comportamento:
 del gas naturale, 36-41
 dell'acqua, 50-54
 dell'olio, 42-47
- Wackestone, 16
 Winestone e Colpitts, metodo
 di, 219-220
 WOR, Water/Oil Ratio, 331
 Workover, 146, 332, 335, 345
- XFT, X-ray Fluid analyser, 342-343
- Zonazione della roccia-serbatoio:
 mediante analisi per
 raggruppamento, 118-120
 mediante trattamento
 statistico, 117-118
 metodi speditivi per la, 115-116