



GIAC 56 1963

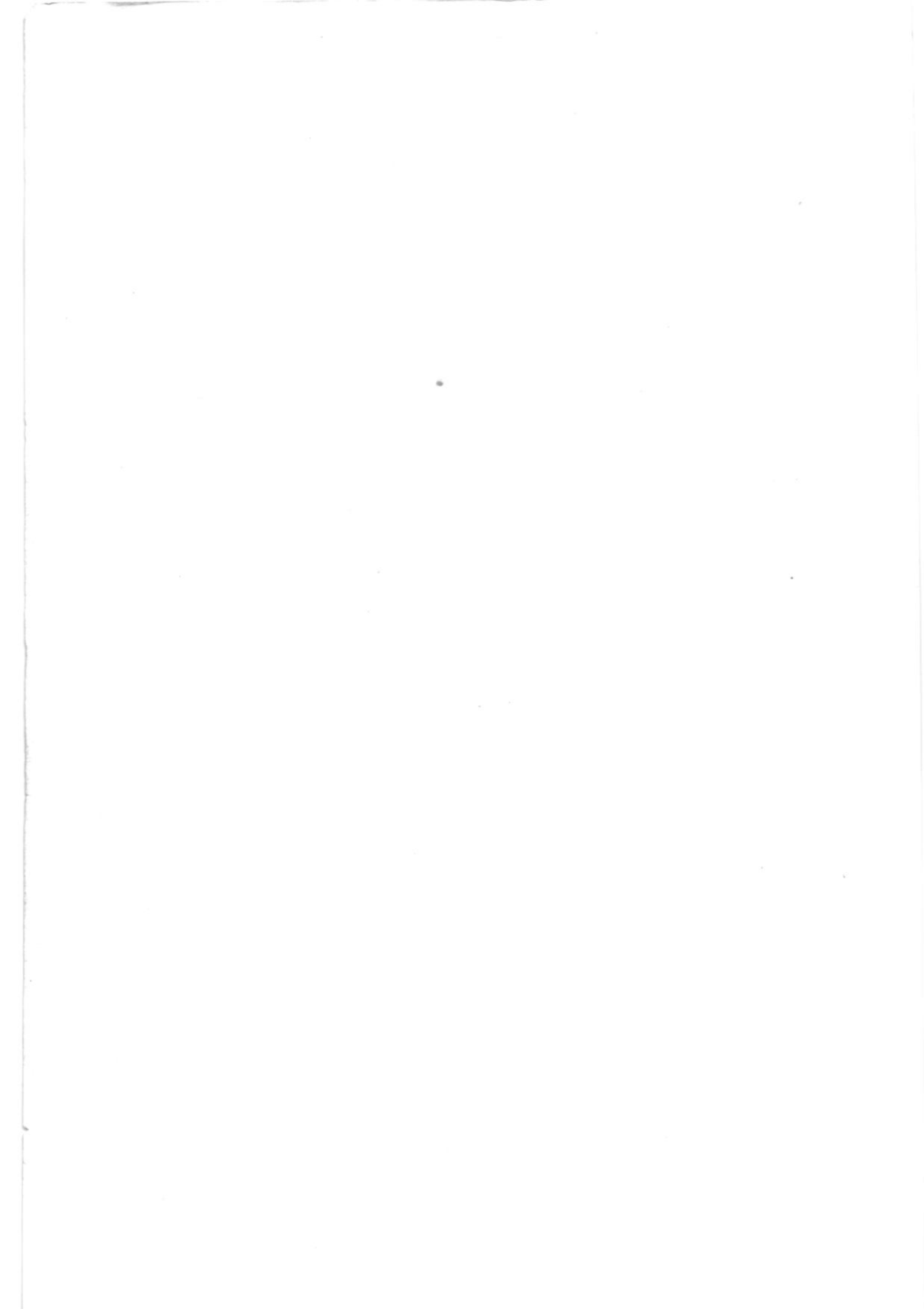
DIREZIONE MINERARIA
VIZIO GEOCHIMICO E LABORATORI
SEZIONE CHIMICO - FISICA
GIACIMENTI

Ing. G. Pizzi
Ing. G. M. Ciucci
Prof. Ing. G. L. Chierici

STUDIO ANALOGICO DEL CONING NEI POZZI DI OLIO E DI GAS

Diagrammi per il calcolo delle portate massime
ammissibili e per la determinazione delle
condizioni optimum di completamento

S. Donato M. , 1/8/1963





I N D I C E

INTRODUZIONE	pag. 3
1) IL CONING DI ACQUA E DI GAS NEI GIACIMENTI DI PETROLIO	
a) Posizione del problema	pag. 6
b) Trattazione matematica	pag. 7
c) Applicazioni pratiche	
<u>PROBLEMA 1</u> - Determinare la massima portata di olio, erogabile da uno strato mineralizzato ad olio, essendo dato l'intervallo aperto alla produzione.	
1) Dati necessari per il calcolo	pag. 10
2) Procedimento di calcolo	pag. 10
3) Esempio numerico	pag. 14
<u>PROBLEMA 2</u> - Determinare la posizione e la lunghezza dell'intervallo da perforare in modo che sia massima la portata di olio.	
1) Dati necessari per il calcolo	pag. 17
2) Procedimento di calcolo	pag. 18
3) Esempio numerico	pag. 21
2) IL CONING DI ACQUA NEI GIACIMENTI DI GAS	
a) Estensione dei risultati ottenuti per i giacimenti petroliferi	pag. 24
<u>PROBLEMA 1a</u> - Determinare la massima portata di gas erogabile da uno strato limitato inferiormente da un acquifero.	
1) Dati necessari per il calcolo	pag. 25
2) Procedimento di calcolo	pag. 26
3) Esempio numerico	pag. 28

LISTA DEI SIMBOLI	pag. 31
BIBLIOGRAFIA	pag. 33
APPENDICE I - Il coning d'acqua e gas nei giacimenti petroliferi - trattazione matematica	pag. 34
APPENDICE II- Il coning di acqua nei giacimenti di gas - estensione dei risultati ottenuti per i giacimenti petroliferi	pag. 46

STUDIO ANALOGICO DEL CONING NEI POZZI DI OLIO
E DI GAS

Diagrammi per il calcolo delle portate massime ammissibili e per la determinazione delle condizioni optimum di completamento

INTRODUZIONE

Come è noto, nei giacimenti di gas e di petrolio nei quali lo strato mineralizzato è limitato inferiormente da un acquifero, le portate massime ammissibili sono limitate, prevalentemente, dal fenomeno di coning dell'acqua.

Si cerca, in genere, di mantenere le portate entro valori tali da non provocare la comparsa di acqua nei pozzi: ciò in quanto l'erogazione simultanea di acqua e gas o acqua ed olio provoca sempre una riduzione nelle produttività dei pozzi. Inoltre, la separazione dell'acqua dall'olio costituisce, in molti casi, un difficile e costoso problema tecnologico.

Una situazione analoga può verificarsi nel caso di giacimenti di petrolio limitati superiormente da un gas-cap. In tal caso si deve mantenere la portata di olio entro limiti tali da impedire l'erogazione di gas libero in pozzo. Ciò costituisce infatti un inutile spreco di energia del giacimento, spreco che va a danno del recupero di olio.

Evidentemente, i due fenomeni di gas e water coning si possono presentare contemporaneamente in strati petroliferi limitati al disotto da un acquifero e superiormente da un gas-cap.

La valutazione delle portate massime ammissibili ai pozzi senza contemporanea produzione di acqua o gas libero costituisce un problema di difficile soluzione, data la complessità dei fenomeni idrodinamici in gioco.

Il problema può essere visto sotto i due aspetti seguenti:

- a) in un pozzo ancora da completare: determinare la lunghezza e la posizione nell'interno del pay del tratto da aprire alla produzione (sparare), in modo da ottenere la massima portata possibile di olio (o gas), senza che si verificano fenomeni di coning. Determinare poi il valore di tale portata massima ammissibile
- b) in un pozzo già completato (sparato): determinare la massima portata di olio o di gas erogabile senza che compaiano fenomeni di coning.

Entrambi i problemi di cui sopra sono stati da noi studiati e risolti sfruttando l'analogia elettrica, ed utilizzando allo scopo l'analizzatore potenziometrico in dotazione al Reparto Dinamica dei Fluidi della ns. Sezione Chimico- Fisica Giacimenti.

I risultati sono stati raccolti sotto forma di diagrammi, che permettono di ottenere rapidamente la soluzione dei due problemi sopra indicati, una volta che siano noti con sufficiente esattezza i dati di partenza (caratteristiche dello strato mineralizzato e dei fluidi in esso contenuti).

Si fa presente che tali diagrammi possono essere applicati solo quando il livello mineralizzato sia omogeneo, indipendentemente dal fatto che esso sia isotropo o meno.

Non è stato evidentemente possibile, in un lavoro a carattere generale, trattare tutti i casi di eterogeneità esistenti in natura (variazioni verticali e laterali di permeabilità, presenza di setti impermeabili, fratture, ecc.)

Tali casi possono comunque essere studiati singolarmente, col la medesima tecnica che è stata illustrata nel presente lavoro, una volta che le eterogeneità in questione siano descritte con sufficiente dettaglio.

I risultati da noi presentati per il caso di strati omogenei possono comunque essere estrapolati, in prima approssimazione, anche a strati a moderata eterogeneità (variazione continua di permeabilità).

Nel caso invece che siano presenti in giacimento strati impermeabili orizzontali di sufficiente estensione laterale, i risultati da noi presentati sono nettamente pessimistici rispetto alla realtà. I nostri risultati forniscono, in altre parole, portate massime ammissibili nettamente inferiori a quelle reali.

Tale fatto è dovuto all'azione di "schermo" che gli strati impermeabili orizzontali esercitano rispetto al coning di acqua e di gas.

1) IL CONING DI ACQUA E DI GAS NEI GIACIMENTI DI PETROLIO

a) Posizione del problema

In molti giacimenti petroliferi gli strati mineralizzati ad olio sono limitati inferiormente da un acquifero e superiormente da un gas cap.

Nel presente studio si suppone che l'acquifero a contatto con l'olio sia di estensione abbastanza limitata da non fornire energia al giacimento; analogamente si suppone che non si abbia espansione del gas cap. Pertanto il giacimento da noi ipotizzato produrrà solo per espansione dell'olio o del gas in esso disciolto.

In condizioni di equilibrio statico (assenza di produzione) le superfici di separazione acqua/olio Γ_1 , e gas/olio Γ_2 (v. fig. 1) sono piane e orizzontali. Quando un pozzo viene completato aprendo alla produzione solo una parte del pay mineralizzato ad olio e si inizia la produzione di olio a portata costante Q , le superfici Γ_1 e Γ_2 assumono una forma approssimativamente conica, risultante dall'equilibrio dei gradienti di pressione nella zona ad olio e delle differenze di massa specifica tra acqua, olio e gas (fig. 1), almeno finchè la portata si mantiene inferiore ad un certo valore critico.

Nella trattazione che segue, verrà illustrato un metodo per determinare tale portata critica, nonchè la posizione "optimum" dell'intervallo da aprire alla produzione nell'ipotesi che lo strato sia omogeneo (isotropo o anisotropo).

Facciamo notare che, nel caso di disomogeneità dello strato dovuta a setti impermeabili al disotto o al disopra dell'intervallo perforato, la portata critica che si ottiene col presente metodo risulta molto cautelativa. Ciò è dovuto al fatto che il campo idrodinamico nello strato viene fortemente influenzato da un tal tipo di disomogeneità.

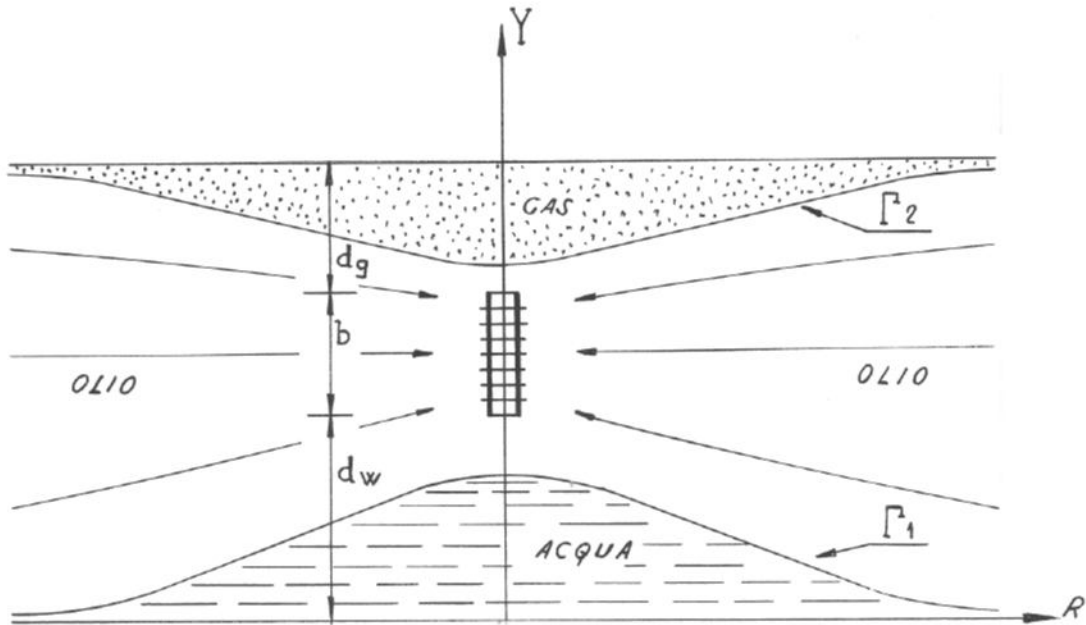


Fig. 1

b) Trattazione matematica

Dallo studio fisico-matematico del problema, condotto nell'ipotesi che lo strato sia omogeneo anisotropo e l'olio si comporti come un fluido incompressibile (App. 1) si ha che le configurazioni di equilibrio delle superfici Γ_1 e Γ_2 risultano stabili solo entro certe condizioni. Precisamente si ha che la superficie di separazione acqua-olio risulta stabile solo se la portata di olio erogata dallo strato e misurata in condizioni di giacimento è inferiore a:

$$Q_{wo} = 2 \pi g \left[h^2 \Delta \rho_{wo} \frac{k_{Ro}}{\mu_o} \right] q(r_e; \beta; \delta_w)^{(o)} \quad (1)$$

Quando la portata di olio erogata dallo strato è superiore a Q_{wo} l'equilibrio della superficie di separazione acqua-olio risulta instabile. In tal caso l'acqua viene trasportata dal flusso dell'olio e

(o) - Per i simboli vedi appendice

il pozzo produrrà, insieme all'olio anche l'acqua.

Analogamente la superficie di separazione gas/olio risulta stabile solo se la portata di olio erogata dallo strato e misurata in condizioni di giacimento è inferiore a:

$$Q_{go} = 2\pi g \left[h^2 \Delta\rho_{go} \frac{k_{Ro}}{\mu_o} \right] q (r_e; \beta; \delta_g) \quad (2)$$

Quando la portata di olio erogata dallo strato è superiore a Q_{go} , l'equilibrio della superficie di separazione gas/olio risulta instabile. In tal caso il gas del gas cap viene trasportato dal flusso dell'olio e il pozzo produrrà, insieme all'olio, gas libero proveniente dal gas cap.

In definitiva, perchè si abbia, a fondo pozzo, produzione di solo olio devono essere rispettate le due condizioni:

$$\left. \begin{array}{l} Q \leq Q_{wo} \\ Q \leq Q_{go} \end{array} \right\} \quad (3)$$

E' bene osservare che, se sono rispettate le condizioni (3), il fenomeno assume un carattere stazionario; cioè dopo un certo periodo iniziale transitorio, durante il quale le \int_1 e \int_2 raggiungono la configurazione di equilibrio corrispondente alla portata Q , l'acqua e il gas presenti in strato rimarranno completamente fermi, e solo l'olio si muoverà di moto stazionario. Ricordiamo che, per le ipotesi da noi fatte in precedenza, non si ha spinta d'acqua ed espansione del gas cap. Dalle formule (1) e (2) si vede che le portate critiche Q_{wo} e Q_{go} risultano funzioni molto semplici delle caratteristiche fisiche dello strato e dei fluidi in giacimento (h ; k_{Ro} ;

$\mu_o; \rho_g; \rho_o; \rho_w$) mentre dipendono in modo complesso da alcuni parametri di similitudine caratterizzanti la geometria del sistema ($r_e; \beta; \delta$)^(o). Quest'ultima dipendenza è rappresentata dalla funzione adimensionale $q(r_e; \beta; \delta)$. Le formule (1) e (2) si prestano perciò molto bene al calcolo numerico di Q_{wo} e Q_{go} una volta che sia tabellata la funzione $q(r_e; \beta; \delta)$.

Nei diagrammi di fig. (3) e (9) sono riportati, in ordinata, i valori della $q(r_e; \beta; \delta)$ in funzione di β (in ascissa) e di δ (parametro) per diversi valori di r_e . Oltre alla famiglia di curve $\delta = \text{cost}$ i diagrammi contengono la famiglia di curve $\Delta \rho_{go} / \Delta \rho_{wo} = \text{cost}$ che, come vedremo, permette di determinare la posizione e la lunghezza optimum di intervallo da aprire alla produzione.

I diagrammi di fig. (3) e (9) sono il risultato di una serie sistematica di esperienze condotte, per diverse configurazioni del sistema drenante, con l'analizzatore potenziometrico in dotazione alla Sezione Chimico-Fisica Giacimenti del Servizio Geochimico dell'AGIP S.p.A. - Direzione Mineraria.

Per rendere più rapido e sicuro l'uso dei diagrammi di fig. (3) e (9), in ognuno di essi, si è costruito un nomogramma che permette il calcolo diretto delle portate critiche Q_{wo} e Q_{go} impiegando i valori di $q(r_e; \beta; \delta)$ letti in diagramma nonché i valori di $\Delta \rho; h; k_{Ro}; \mu_o$ che si riferiscono al caso specifico studiato. Facciamo notare che il valore da assegnare alla k_{Ro} deve essere desunto da una prova di packer.

(o) - Il diametro del pozzo e le perforazioni del casing non influenzano le portate critiche Q_{wo} e Q_{go} .

c) Applicazioni pratiche

I diagrammi di fig. (3) + (9) permettono di risolvere i seguenti problemi pratici, legati al fenomeno di coning dei fluidi in strato.

PROBLEMA 1

DETERMINARE LA MASSIMA PORTATA DI OLIO, MISURATA IN CONDIZIONI DI FONDO POZZO, EROGABILE DA UNO STRATO MINERALIZZATO AD OLIO E LIMITATO INFERIORMENTE DA UN ACQUIFERO E SUPERIORMENTE DA UN GAS CAP, ESSENDO DATO L'INTERVALLO APERTO ALLA PRODUZIONE.

1) Dati necessari per il calcolo

Raggio di drenaggio del pozzo	R_e (m)
Altezza del pay ad olio	h (m)
Lunghezza dell'intervallo perforato	b (m)
Distanza del top dell'intervallo perforato dal top dello strato ad olio	d_g (m)
Distanza del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato ad olio= $h-b-d_g=d_w$	d_w (m)
Permeabilità radiale effettiva all'olio	k_{Ro} (Darcy)
Permeabilità verticale effettiva all'olio	k_{Vo} (Darcy)
Viscosità dell'olio in condizioni di giacimento	μ_o (cp)
Massa specifica dell'olio in condizioni di giacimento	ρ_o (g/cm ³)
Massa specifica dell'acqua in condizioni di giacimento	ρ_w (g/cm ³)
Massa specifica del gas in condizioni di giacimento	ρ_g (g/cm ³)

2) Procedimento di calcolo

a) Si calcola il valore del parametro $r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_{Vo}}{k_{Ro}}}$

b) In base al valore di r_e si sceglie il diagramma che servirà per il calcolo. I diagrammi riportati in fig. (3) + (9) si riferiscono ai

seguenti valori di r_e : 5; 10; 20; 30; 40; 60; 80.

- c) Si calcola il valore dell'intervallo perforato adimensionale $\beta = b/h$.
In corrispondenza del valore di β così trovato si entra nel diagramma in ascissa e si traccia una retta verticale.

A questo punto il calcolo procede in due direzioni perchè occorre determinare separatamente le portate critiche Q_{wo} e Q_{go} .

Calcolo della portata massima di olio senza contemporanea produzione di acqua

- d) Si calcola il valore della distanza adimensionale del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato ad olio

$$\delta_w = \frac{d_w}{h} = \frac{h-b-d_g}{h}$$

- e) Si trova il punto di intersezione della retta $\beta = \text{cost}$ con la curva $\delta = \delta_w$.

L'ordinata di tale punto rappresenta il valore della funzione

$$q(r_e; \beta; \delta_w)$$

- f) Si calcola la portata Q_{wo} mediante la (1) che in unità pratiche metriche risulta:

$$Q_{wo} = 5,256 \Delta p_{wo} h^2 \frac{k_{Ro}}{\mu_o} q(r_e; \beta; \delta_w)$$

Calcolo della portata massima di olio senza contemporanea produzione di gas libero

- d') Si calcola il valore della distanza adimensionale del top dell'intervallo perforato dal top dello strato ad olio

$$\delta_g = \frac{d_g}{h}$$

- e') Si trova il punto di intersezione della retta $\beta = \text{cost}$ con la curva $\delta = \delta_g$.

L'ordinata di tale punto rappresenta il valore della funzione

$$q(r_e; \beta; \delta_g)$$

- f') Si calcola la portata Q_{go} mediante la (2) che in unità pratiche metriche risulta:

$$Q_{go} = 5,256 \Delta p_{go} h^2 \frac{k_{Ro}}{\mu_o} q(r_e; \beta; \delta_g)$$

in cui:

$$Q_{wo} = (m^3/g) \text{ in condizioni di giac.}$$

$$\Delta \rho_{wo} = (g/cm^3)$$

$$h = (m)$$

$$k_{Ro} = (\text{Darcy})$$

$$\mu_o = (\text{cp})$$

e in unità pratiche inglesi risulta:

$$Q_{wo} = 3,073 \Delta \rho_{wo} h^2 \frac{k_{Ro}}{\mu_o} q(r_e; \beta; \delta)$$

in cui:

$$Q_{wo} = (\text{bbls/day}) \text{ in condizioni di giacimento}$$

$$\Delta \rho_{wo} = (g/cm^3)$$

$$h = (\text{ft})$$

$$k_{Ro} = (\text{Darcy})$$

$$\mu_o = (\text{cp})$$

in cui:

$$Q_{go} = (m^3/g) \text{ in condizioni di giac.}$$

$$\Delta \rho_{go} = (g/cm^3)$$

$$h = (m)$$

$$k_{Ro} = (\text{Darcy})$$

$$\mu_o = (\text{cp})$$

e in unità pratiche inglesi risulta:

$$Q_{wo} = 3,073 \Delta \rho_{go} h^2 \frac{k_{Ro}}{\mu_o} q(r_e; \beta; \delta)$$

in cui:

$$Q_{go} = (\text{bbls/day}) \text{ in condizioni di giacimento}$$

$$\Delta \rho_{go} = (g/cm^3)$$

$$h = (\text{ft})$$

$$k_{Ro} = (\text{Darcy})$$

$$\mu_o = (\text{cp})$$

Volendo usare il nomogramma per il calcolo di Q_{wo} e Q_{go} si procede al modo seguente:

Dal valore di $q(r_e; \beta; \delta_w)$ trovato in (e) si traccia una orizzontale fino ad incontrare l'asse delle ordinate e si individua così il punto A (fig. 2). Si congiunge A col valore di $\Delta \rho_{wo}$ letto sulla scala dei $\Delta \rho$. Tale congiungente intersecherà la retta ε_1 del diagramma nel punto B.

Si unisce B col valore di h letto sulla scala degli spessori del pay ad olio.

Il punto di intersezione C di tale retta con la ε_2 si congiunge col valore di k_{Ro} letto sulla scala delle permeabilità.

Dal valore di $q(r_e; \beta; \delta_g)$ trovato in (e') si traccia una orizzontale fino ad incontrare l'asse delle ordinate e si individua così il punto A'.

Si congiunge A' col valore di $\Delta \rho_{go}$ letto sulla scala dei $\Delta \rho$. Tale congiungente intersecherà la retta ε_1 del diagramma in un punto B'.

Si unisce B' col valore di h letto sulla scala degli spessori del pay ad olio.

Il punto di intersezione C' di tale retta con la ε_2 si congiunge col valore di k_{Ro} letto sulla scala delle permeabilità.

La congiungente intersecherà la ξ_3 in un punto D. Si congiunge D col valore di μ_0 letto sulla scala delle viscosità.

Nel punto in cui quest'ultima retta incontra l'asse delle portate Q si legge la portata massima di olio in condizioni di giacimento Q_{wo} che può essere prodotta senza contemporanea produzione di acqua^(o).

La congiungente intersecherà la ξ_3 in un punto D'. Si congiunge D' col valore di μ_0 letto sulla scala delle viscosità.

Nel punto in cui quest'ultima retta incontra l'asse delle portate Q si legge la portata massima di olio in condizioni di giacimento Q_{go} che può essere prodotta senza contemporanea produzione di gas libero^(o).

La portata massima di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua e/o gas risulta poi dalle (3) e cioè:

$$Q \leq Q_{wo}$$

$$Q \leq Q_{go}$$

Sia Q_{crit} il valore della portata (a fondo pozzo) così ottenuta.

Evidentemente la portata di olio stock tank corrispondente a Q_{crit} sarà data da:

$$Q_{crit} (STO) = \frac{Q_{crit}}{B_o} \quad (4)$$

in cui:

B_o = FVF dell'olio alla pressione di giacimento (ad)

Il valore di B_o deve essere ottenuto, caso per caso, dallo studio PVT dell'olio oppure da una delle molte correlazioni empiri-

(o) - Le grandezze che si prendono in considerazione per il calcolo nomografico sono, nell'ordine in cui vengono usate, $\Delta\rho; h; k_{Ro}; \mu_0$. Esse sono scritte nello stesso ordine sul nomogramma da destra verso sinistra.

che esistenti in letteratura.

Facciamo notare che, se il valore di r_e calcolato al punto (a) non coincide con nessuno di quelli per cui sono costruiti i diagrammi di fig. (3) + (9), il calcolo precedente deve essere eseguito per i due diagrammi relativi a valori di r_e entro cui il valore di r_e calcolato è compreso e si interpola fra i due risultati ottenuti.

Il problema (1) contiene come casi particolari i seguenti problemi.

Problema (1a) - Determinare la massima portata di olio erogabile da uno strato mineralizzato ad olio, limitato inferiormente da un acquifero e superiormente da uno strato impermeabile, essendo dato l'intervallo aperto alla produzione.

Problema (1b) - Determinare la massima portata di olio erogabile da uno strato mineralizzato ad olio, limitato inferiormente da uno strato impermeabile e superiormente da un gas cap, essendo dato l'intervallo aperto alla produzione.

3) Esempio numerico

Si consideri uno strato mineralizzato ad olio con le seguenti caratteristiche:

R_e	= 500	(m)	
h	= 56	(m)	
b	= 26	(m)	
d_g	= 12	(m)	
d_w	= 18	(m)	
k_{Ro}	= 0,72	(Darcy)	} strato isotropo
k_{Vo}	= 0,72	(Darcy)	

$$\begin{aligned}\mu_o &= 0,65 & (\text{cp}) \\ \rho_o &= 0,81 & (\text{g/cm}^3) \\ \rho_w &= 1,13 & (\text{g/cm}^3) \\ \rho_g &= 0,25 & (\text{g/cm}^3)\end{aligned}$$

Si vuole determinare quale è la massima portata di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua o gas libero.

Dai dati precedenti si ha:

$$r_e = \frac{R_e}{h} = \frac{500}{56} = 8,928$$

Poichè fra i diagrammi di fig. (3) + (9) non c'è quello corrispondente al valore di r_e calcolato si deve procedere con il calcolo usando i diagrammi relativi ad $r_e = 10$ ed $r_e = 5$ e fare poi l'interpolazione lineare fra i due risultati ottenuti.

Il valore dell'intervallo perforato adimensionale risulta:

$$\beta = \frac{b}{h} = \frac{26}{56} = 0,4643$$

Eseguiamo ora il calcolo delle portate Q_{wo} e Q_{go} .

Dai dati precedenti si ha:

$$\delta_w = \frac{d_w}{h} = \frac{18}{56} = 0,3214$$

$$\delta_g = \frac{d_g}{h} = \frac{12}{56} = 0,2143$$

Eseguendo il calcolo usando il diagramma relativo ad $r_e = 5$ si ha:

$$q(r_e=5; \beta=0,4643; \delta=0,3214)=0,0619$$

$$q(r_e=5; \beta=0,4643; \delta=0,2143)=0,0365$$

da cui risulta, eseguendo i calcoli secondo quanto esposto al punto (f)

$$Q_{wo} = 361,65 \text{ m}^3/\text{g} = 2270 \frac{\text{bbls}}{\text{day}}$$

da cui risulta, eseguendo i calcoli secondo quanto esposto al punto (f')

$$Q_{go} = 372,76 \text{ m}^3/\text{g} = 2344 \frac{\text{bbls}}{\text{day}}$$

Agli stessi risultati si perviene usando il nomogramma di calcolo, come si può agevolmente controllare.^(o)

Eseguendo i calcoli usando il diagramma relativo ad $r_e = 10$ si ha:

$$q(r_e = 10; \beta = 0,4643; \delta = 0,3214) = 0,054$$

da cui risulta:

$$Q_{wo} = 315,13 \text{ m}^3/\text{g} = 198,2 \frac{\text{bbls}}{\text{day}}$$

$$q(r_e = 10; \beta = 0,4643; \delta = 0,2143) = 0,033$$

da cui risulta:

$$Q_{go} = 337,02 \text{ m}^3/\text{g} = 2119,86 \frac{\text{bbls}}{\text{day}}$$

Per ottenere i valori di Q_{wo} e Q_{go} relativi al valore di $r_e = 8,928$ occorre eseguire una interpolazione lineare fra i due valori trovati per Q_{wo} e Q_{go} . Eseguendo tale interpolazione si ha:

$$Q_{wo} = 325,09 \text{ m}^3/\text{g}$$

$$Q_{go} = 344,74 \text{ m}^3/\text{g}$$

La portata di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua e gas libero, misurata a fondo pozzo, risulta perciò:

$$Q_{crit} = 325,09 \text{ m}^3/\text{g}$$

(o) - Il calcolo grafico di Q_{wo} è riportato, a titolo di esempio, in fig. 2.

In questo caso il fenomeno che limita la possibilità di erogazione dello strato è evidentemente il coning di acqua.

Per trovare la portata di olio stock tank occorre dividere la Q_{crit} per il valore del FVF dell'olio alla pressione e temperatura del giacimento.

PROBLEMA 2

DETERMINARE LA POSIZIONE E LA LUNGHEZZA DELL'INTERVALLO DA PERFORARE IN MODO CHE SIA MASSIMA LA PORTATA DI OLIO EROGABILE DA UNO STRATO MINERALIZZATO AD OLIO LIMITATO INFERIORMENTE DA UN ACQUIFERO E SUPERIORMENTE DA UN GAS CAP.

1) Dati necessari per il calcolo

Raggio di drenaggio del pozzo	R_e (m)
Altezza del pay ad olio	h (m)
Permeabilità radiale effettiva all'olio	k_{Ro} (Darcy)
Permeabilità verticale effettiva all'olio	k_{Vo} (Darcy)
Massa specifica dell'olio in condizioni di giacimento	ρ_o (g/cm ³)
Massa specifica dell'acqua in condizioni di giacimento	ρ_w (g/cm ³)
Massa specifica del gas in condizioni di giacimento	ρ_g (g/cm ³)
Viscosità dell'olio in condizioni di giacimento	μ_o (cp)
Raggio del pozzo	R_w (m)
Densità degli spari	s (colpi/metro)
Diametro delle perforazioni	d (m)
Penetrazione degli spari	f (m)

2) Procedimento di calcolo

a) Si calcola il valore del parametro $r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_{Vo}}{k_{Ro}}}$

b) In base al valore di r_e si sceglie il diagramma che servirà per il calcolo.

c) Si calcola il valore di $\Delta p_{go} / \Delta p_{wo} = (p_o - p_g) / (p_w - p_o)$

d) Si fissa, in prima approssimazione, una lunghezza dell'intervallo da perforare b e se ne calcola il corrispondente valore adimensionale $\beta = \frac{b}{h}$

e) Si individua sul diagramma il punto intersezione della verticale passante per l'ascissa β fissata al punto (d) e della curva $\Delta p_{go} / \Delta p_{wo}$ corrispondente al valore calcolato in (c)

f) In corrispondenza del punto trovato si leggono, sul diagramma, i valori di δ e di $q(r_e; \beta; \delta)$

g) Si calcola la distanza del top dell'intervallo da perforare dal top dello strato mediante la:

$$d_g = \delta h$$

h) Col procedimento illustrato precedentemente al problema 1 si calcola la portata massima di olio erogabile dallo strato senza produzione di acqua o gas libero in corrispondenza del valore di b presupposto^(o).

A questo punto occorre verificare che lo spessore b di pay che si presume di perforare sia in grado di produrre la portata di olio risultante dai calcoli precedenti.

(o) - In questo calcolo il valore da assegnare a Δp è $p_o - p_g$

La massima portata di olio che può essere erogata dal pozzo (misurata in m³/g) è data dalla formula seguente:

$$Q_{\max} = 8,64 \left[\frac{IP}{IP_o} \left(\beta; \frac{R_e}{h}; \frac{R_e}{R_w} \right) \right] \left[\frac{IP}{IP_o} (s;d;f;R_w) \right] C_f \frac{2\pi h k_{Ro}}{\mu_o} \frac{\Delta P_{\max}}{R_e} \frac{1}{R_w} \quad (m^3/g) \quad (5)$$

in cui:

- h = altezza dello strato (m)
 k_{Ro} = permeabilità radiale effettiva all'olio (Darcy)
 μ_o = viscosità dell'olio in condizioni di giacimento (cp)
 R_e = raggio di drenaggio del pozzo (m)
 R_w = raggio del pozzo (m)

$\frac{IP}{IP_o} \left(\beta; \frac{R_e}{h}; \frac{R_e}{R_w} \right)$ è il rapporto tra l'indice di produttività di un pozzo parzialmente aperto nello strato mineralizzato ad olio e l'indice di produttività di un pozzo completamente penetrato nello strato. I valori di $\frac{IP}{IP_o} \left(\beta, R_e/h, R_e/R_w \right)$ si possono dedurre dalla letteratura tecnica del petrolio (Ref. 1) e sono riportati in fig. 11a+11g.

$\frac{IP}{IP_o} (s;d;f;R_w)$ è il rapporto tra l'indice di produttività di un pozzo perforato con spazi aventi una densità di s colpi per metro, diametro d e penetrazione f, e un pozzo di pari diametro non tubato. I valori di $\frac{IP}{IP_o} (s;d;f;R_w)$ si trovano nella letteratura tecnica del petrolio (Ref. 2) e sono riportati in figg. 12a, b, c.

C_f è il fattore di completamento presunto del pozzo, fattore nel quale si tiene conto dell'eventuale presenza di fenomeni di skin effect o comunque riduzione di produttività. Il valore di C_f da impiegare nella (5) deve essere scelto opportunamente, caso per caso, tenendo conto della esperienza proveniente dal comportamento degli altri pozzi del campo.

Δp_{\max} rappresenta il salto di pressione massimo praticamente imponibile tra il raggio di drenaggio del pozzo e il raggio del pozzo. In prima approssimazione si può porre (v. ref. 6).

$$\Delta p_{\max} = (\rho_w - \rho_o) \frac{H}{10,33} \quad (\text{Atm})$$

in cui H è la profondità media dello strato mineralizzato ad olio misurata in (m) e ρ_w e ρ_o sono le masse specifiche dell'acqua e dell'olio (g/cm^3)

Dall'esame dei diagrammi di fig. (3) + (9) e dalla formula (5) risulta che le portate massime erogabili dallo strato senza gas o water coning decrescono con l'aumentare dello spessore di intervallo aperto alla produzione, mentre le portate che il pozzo è capace di fornire aumentano all'aumentare dell'intervallo aperto alla produzione. Ne risulta che è sempre possibile trovare con qualche tentativo un valore di b che rappresenti la condizione di ottimo fra i due fenomeni. Come orientamento per i calcoli facciamo notare che tale condizione si verifica, in generale, per bassi valori di β (dell'ordine di 0,1 + 0,2) cioè proprio nella zona in cui le portate massime per "water e gas coning" sono più alte.

Ciò è dovuto al fatto che, in generale, le portate che il pozzo può fornire sono molto più elevate di quelle che possono essere erogate dallo strato senza pericolo di coning di acqua e gas.

3) Esempio numerico

Si consideri uno strato mineralizzato ad olio con le seguenti caratteristiche:

- $R_e = 600$ (m)
- $h = 60$ (m)
- $k_{Vo} = k_{Ro} = 0,85$ (Darcy) - strato isotropo
- $\rho_o = 0,65$ (g/cm³)
- $\rho_w = 1,15$ (g/cm³)
- $\rho_g = 0,32$ (g/cm³)
- $\mu_o = 0,7$ (cp)
- $\phi_w = 6'' = 0,1524$ (m)
- $s = 4$ colpi per piede
- $d = 1/4''$
- $f = 6''$
- $H = 4750$ (m)
- $C_f = 0,72$

Si vuol determinare la posizione e la lunghezza dello intervallo da perforare in modo che sia massima la portata di olio erogabile dallo strato mineralizzato ad olio, senza produzione di gas o acqua.

Dai dati precedenti si ha:

$$r_e = \frac{R_e}{h} = \frac{600}{60} = 10$$

Il valore del rapporto $\Delta p_{go} / \Delta p_{wo}$ risulta:

$$\frac{\Delta p_{go}}{\Delta p_{wo}} = \frac{0,65 - 0,32}{1,15 - 0,65} = \frac{0,33}{0,50} = 0,66$$

Fissiamo per la lunghezza dell'intervallo da aprire alla produzione il valore

$$b = 6 \text{ (m)}$$

risulta che

$$\beta = \frac{6}{60} = 0,1$$

sul diagramma $r_e = 10$ il punto di intersezione della retta $\beta = 0,1$ con la curva $\Delta p_{go}/\Delta p_{wo} = 0,66$ individua i seguenti valori per δ e $q(r_e; \beta; \delta)$.

$$\delta = 0,53$$

$$q(r_e; \beta; \delta) = 0,077$$

La distanza del top dell'intervallo da perforare dal top dello strato risulta:

$$d_g = 0,53 \times 60 = 31,80 \text{ (m)}$$

In conseguenza si ha:

$$d_w = 60 - 31,80 - 6 = 22,20 \text{ (m)}$$

La portata massima erogabile dallo strato risulta:

$$Q_{\max} = 5,256 \left[0,33 \times (60)^2 \times \frac{0,85}{0,7} \right] 0,077 = 583,82 \text{ m}^3/\text{g} = 3672,22 \text{ bbls/day}$$

Verifichiamo ora che l'intervallo perforato fissato sia in grado di erogare $583,82 \text{ m}^3/\text{g}$ di olio.

Dalla fig. 11d risulta che, per un pozzo che sia aperto solo per il 10% nell'intervallo ad olio, si ha:

$$\frac{IP}{IP_0} = 0,23$$

Dalla fig. 12b risulta che per un pozzo tubato con casing di 6" di diametro, perforato con una densità di spari di 4 colpi per piede, di diametro 1/4" e penetrazione 6" nello strato si ha:

$$\frac{IP}{IP_0} = 0,93$$

Applicando la formula (5) si ha perciò:

$$Q\left(\frac{\text{m}^3}{\text{g}}\right) = 8,64 \left[0,23 \times 0,93 \times 0,72 \times \frac{2 \times 3,14 \times 60 \times 0,85}{0,7} \frac{(1,15 - 0,65)}{600} \frac{4750}{10,33} \frac{0,1524}{2} \right] =$$

$$= 18511 \text{ m}^3/\text{g}$$

Come si vede, la portata che il pozzo può effettivamente erogare, se si mantiene alla testa del pozzo la pressione atmosferica, è molto più grande di quella massima ammissibile per water e gas coning, come si era già accennato.

Dall'andamento delle linee $\Delta p_{go} / \Delta p_{wo}$ si vede che non è conveniente ridurre ulteriormente l'apertura dell'intervallo sparato perchè ciò porterebbe ad un aumento molto modesto nella portata massima ammissibile per water e gas coning ma ridurrebbe fortemente la produttività del pozzo.

La soluzione trovata si ritiene perciò soddisfacente.

Alla testa del pozzo dovrà essere posta una duse per limitare la portata a $583,82 \text{ m}^3/\text{g}$.

Possiamo concludere perciò che con i dati assegnati il completamento più conveniente dal punto di vista del fenomeno di coning risulta quello seguente:

Intervallo perforato	6 (m)
densità spari	4 colpi per metro
diámetro spari	1/4"
penetrazione spari	6"
distanza del top dello intervallo perforato dal top dello strato	31,80 (m)
distanza del bottom del- l'intervallo perforato dal bottom dello strato	22,20 (m)
portata massima di olio erogabile dallo strato in condizioni di fondo pozzo	$583,82 \text{ m}^3/\text{g} = 3672,22 \text{ bbls/day}$

2) IL CONING DI ACQUA NEI GIACIMENTI DI GAS

a) Estensione dei risultati ottenuti per i giacimenti petroliferi

I diagrammi di fig. (3) + (9) sono stati ricavati nella ipotesi che il fluido in moto nello strato sia incompressibile perciò, a rigore essi non potrebbero essere usati per i giacimenti a gas.

Si dimostra comunque (v. app. II) che, in ipotesi abbastanza accettabili in pratica, essi possono essere usati per calcolare le portate massime di gas erogabili da un giacimento gassifero senza contemporanea produzione di acqua.

Tali ipotesi sono precisamente:

- 1) che l'influenza dovuta alla gravità sia trascurabile
- 2) che la differenza tra la pressione statica del giacimento e la pressione di fondo pozzo sia piccola rispetto alla pressione statica.

Analogamente a quanto detto per i giacimenti petroliferi è bene ricordare, anche qui, che l'acquifero a contatto del gas si suppone di estensione abbastanza limitata da non fornire energia al giacimento. Per questo motivo il giacimento a gas da noi ipotizzato produrrà per sola espansione del gas in esso contenuto.

b) Applicazioni pratiche

I diagrammi di fig. (3) + (9) permettono di risolvere, nelle ipotesi su ricordate, i seguenti problemi pratici relativi ai giacimenti a gas.

PROBLEMA 1a

DETERMINARE LA MASSIMA PORTATA DI GAS, MISURATA IN CONDIZIONE DI FONDO POZZO, EROGABILE DA UNO STRATO MINERALIZZATO A GAS E LIMITATO INFERIORMENTE DA UN ACQUIFERO, SENZA CHE SI ABBIA CONTEMPORANEA EROGAZIONE DI ACQUA.

1) Dati necessari per il calcolo

Raggio di drenaggio del pozzo

R_e (m)

Altezza del pay mineralizzato a gas	h	(m)
Spessore dell'intervallo perforato	b	(m)
Distanza del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato a gas	d_w	(m)
Permeabilità radiale effettiva al gas	k_{Rg}	(Darcy)
Permeabilità verticale effettiva al gas	k_{Vg}	(Darcy)
Viscosità del gas in condizioni di giacimento	μ_g	(cp)
Massa specifica del gas in condizioni di giacimento	ρ_g	(g/cm ³)
Massa specifica dell'acqua in condizioni di giacimento	ρ_w	(g/cm ³)

2) Procedimento di calcolo

- a) Si calcola il valore del parametro $r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_{Vg}}{k_{Rg}}}$
- b) In base al valore di r_e si sceglie il diagramma che servirà per il calcolo
- c) Si calcola il valore dell'intervallo perforato adimensionale $\beta = b/h$.
In corrispondenza del valore di β così trovato si entra nel diagramma in ascissa e si traccia una retta verticale.
- d) Si calcola il valore della distanza adimensionale del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato a gas

$$\delta_w = \frac{d_w}{h}$$

- e) Si trova il punto di intersezione della retta $\beta = \text{cost}$ con la curva $\delta = \delta_w$. L'ordinata di tale punto rappresenta il valore della funzione $q(r_e; \beta; \delta_w)$.
- f) Si calcola la portata di gas erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua, misurata in condizioni di fondo pozzo, mediante la formula seguente:

$$Q_{wg} = 5,256 \left[\Delta p_{wg} h^2 \frac{k_{Rg}}{\mu_g} \right] q(r_e; \beta; \delta_w)$$

in cui:

$$\begin{aligned} Q_{wg} &= (\text{m}^3/\text{g}) \text{ gas in condizioni di fondo pozzo} \\ \Delta p_{wg} &= (\text{g}/\text{cm}^3) \\ h &= (\text{m}) \\ k_{Rg} &= (\text{Darcy}) \\ \mu_g &= (\text{cp}) \end{aligned}$$

Volendo usare il nomogramma per il calcolo della portata Q_{wg} si opera nel modo descritto al punto f del problema 1 per i giacimenti petroliferi.

La portata di gas in condizioni standard $Q \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{g}} \right)$ può essere calcolata facilmente mediante la formula:

$$Q \left(\frac{\text{Nm}^3}{\text{g}} \right) = \frac{Q_{\text{crit}}}{B_g} \quad (6)$$

in cui $B_g = F.V.F.$ del gas, esprimibile anche mediante la:

$$B_g = \frac{1,033}{p/z} \frac{T}{288} \quad (7)$$

p = pressione di fondo pozzo (kg/cm²)
 T = temperatura di fondo pozzo (°K)
 z = fattore di comprimibilità del gas (ad)

Il valore di B_g (o di z) può essere dedotto dallo studio P. V. T. del gas o dai diversi diagrammi di correlazione esistenti nella letteratura tecnica.

3) Esempio numerico

Si consideri uno strato mineralizzato a gas con le seguenti caratteristiche:

R_e	= 450 (m)	
h	= 44 (m)	
b	= 19 (m)	
d_w	= 25 (m)	
k_{Rg}	= 0,15 (Darcy)	} strato isotropo
k_{Vg}	= 0,15 (Darcy)	
μ_g	= 0,025 (cp)	
ρ_g	= 0,31 (g/cm ³)	
ρ_w	= 1,10 (g/cm ³)	
P_f	= 370 (kg/cm ²)	
T_f	= 80 (°C)	
z	= 0,88 (ad)	

Si vuole determinare quale è la massima portata di gas erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua.

Dai dati precedenti si ha:

$$r_e = \frac{R_e}{h} = 10,227$$

Useremo per questo caso il diagramma relativo a $r_e = 10$

Il valore dell'intervallo perforato adimensionale risulta:

$$\beta = \frac{19}{44} = 0,4318$$

Il valore della distanza adimensionale del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato a gas risulta:

$$\delta_w = \frac{25}{44} = 0,5682$$

Il valore della $q (r_e; \beta; \delta_w)$ risulta:

$$q (r_e = 10; \beta = 0,4318; \delta_w = 0,5682) = 0,110$$

Ed eseguendo i calcoli secondo la formula esposta al punto f si ha:

$$Q_{wg} = 5299,50 \frac{m^3}{g} \quad (\text{gas in condizioni di fondo pozzo})$$

Identico risultato si ottiene adoperando il nomogramma per il calcolo di Q_{wg} .

Dai dati precedenti si può eseguire, mediante la (7); il calcolo di B_g . Eseguendo i calcoli si ha:

$$B_g = \frac{1,033}{370} \cdot 0,880 \frac{353}{288} = 3,011 \times 10^{-3}$$

Ne risulta che la portata massima di gas erogabile dallo strato in (Nm^3/g) è:

$$Q \left(\frac{Nm^3}{g} \right) = \frac{Q_{crit}}{B_g} = \frac{5299,50}{3,011 \cdot 10^{-3}} = 1.760.046 \frac{Nm^3}{g}$$

Naturalmente, si deve poi controllare se tale portata è praticamente applicabile al pozzo, tenendo conto sia della curva di "open flow potential" che degli eventuali fenomeni di trasporto di sabbia in pozzo.

OSSERVAZIONI

Per i giacimenti di gas non esiste l'analogo del problema 2 precedentemente trattato per i giacimenti petroliferi, in quanto l'intervallo produttivo del pozzo viene sempre sparato a partire dal top dell'intervallo mineralizzato. In tal caso l'unica incognita risulta pertanto la lunghezza dell'intervallo da perforare.

Tale parametro può essere determinato per tentativi, fissando un valore dell'intervallo da perforare e seguendo il procedimento già descritto al problema 1a) per il calcolo della portata massima erogabile senza contemporanea produzione di acqua.

Occorre poi verificare che tale portata massima possa essere effettivamente fornita dall'intervallo da perforare prefissato.


Ing. G. Pizzi


Ing. G. M. Ciucci


Prof. Ing. G. L. Chierici

LISTA DEI SIMBOLI

- b = lunghezza dell'intervallo perforato (m)
 B_o = Formation Volume Factor dell'olio alla pressione e temperatura di giacimento (ad)
 B_g = Formation Volume Factor del gas alla pressione e temperatura di giacimento (ad)
 C_f = fattore di completamento del pozzo (ad)
 d = diametro degli spari (m)
 d_w = distanza del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato (m)
 d_g = distanza del top dell'intervallo perforato dal top dello strato (m)
 f = penetrazione degli spari (m)
 g = accelerazione di gravità
 H = profondità media dello strato mineralizzato ad idrocarburi (m)
 h = pay della zona ad olio (o della zona a gas per i giacimenti a gas) (m)
 k_R = permeabilità radiale effettiva all'olio (o al gas) (Darcy)
 k_V = permeabilità verticale effettiva all'olio (o al gas) (Darcy)
 Q_{wo} = portata massima di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua (m^3/g). Olio in condizioni di fondo pozzo
 Q_{go} = portata massima di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di gas libero (m^3/g). Olio in condizioni di fondo pozzo
 Q_{crit} = portata massima di olio erogabile dallo strato senza contemporanea produzione di acqua e/o gas libero (m^3/g). Olio in condizioni di fondo pozzo
 Q_{wg} = portata massima di gas erogabile da un giacimento a gas senza contemporanea produzione di acqua (m^3/g). Gas in condizioni di fondo pozzo
 $q(r_e; \beta; \delta)$ = portata adimensionale riportata sui diagrammi di fig. (3)+(9a)
 $r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}}$
 R_e = raggio di drenaggio del pozzo (m)
 R_w = raggio del pozzo (m)

- s = densità degli spari (colpi/metro)
- z = fattore di comprimibilità del gas alla pressione e temperatura del giacimento (ad)
- β = lunghezza adimensionale dell'intervallo aperto alla produzione = b/h
- δ_w = distanza adimensionale del bottom dell'intervallo perforato dal bottom dello strato $\delta_w = d_w/h$
- δ_g = distanza adimensionale del top dell'intervallo perforato dal top dello strato $\delta_g = d_g/h$
- μ_o = viscosità dell'olio in condizioni di giacimento (cP)
- μ_g = viscosità del gas in condizioni di giacimento (cP)
- ρ_o = massa specifica dell'olio in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- ρ_g = massa specifica del gas in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- ρ_w = massa specifica dell'acqua in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- $\Delta\rho_{wo}$ = $\rho_w - \rho_o$, differenza di densità tra acqua e olio in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- $\Delta\rho_{go}$ = $\rho_o - \rho_g$, differenza di densità tra olio e gas in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- $\Delta\rho_{wg}$ = $\rho_w - \rho_g$, differenza di densità fra acqua e gas in condizioni di giacimento (g/cm^3)
- ϕ_w = raggio del pozzo (m)

BIBLIOGRAFIA

- 1) Muskat M. - Physical Principles of Oil Production
Mc Graw - Hill 1949 - pag. 210-214
- 2) Mc Dowell J.;
Muskat M. - The Effect on Well Productivity of For-
mation Penetration Beyond Perforated
Casing;
Trans. AIME (1950) 189, 309
- 3) Muskat M.;
Wyckoff R. D. - An Approximate Theory of Water Co-
ning in Oil Production.
Trans. AIME (1934) 114, 144
- 4) Arthur M. G. - Fingering and Coning of Water and Gas
in Homogeneous Oil Sand,
Trans. AIME (1934) 155, 184
- 5) Meyer H. I.;
Gardner A. O. - Mechanics of Two Immiscible Fluids
in Porous Media.
J. Appl. Physics (1954) 25, 1400
- 6) Chaney P. E.;
Noble M. D.;
Henson W. L.;
Rice J. D. - How to Perforate your Well to Prevent
Water and Gas Coning;
Oil and Gas J. (7 maggio 1956), 108
- 7) Karlplus W. J. - Water Coning Before Breakthrough-an
Electronic Analog Treatment .
Trans. AIME (1956) 207, 240
- 8) Kidder R. E. - Flow of Immiscible Fluids in Porous
Media: Exact Solution of a Free Boun-
dary Problem.
J. Appl. Physics, (1956) 27 (8), 867
- 9) Kidder R. E. - Motion of the Interface Between two
Immiscible Liquids of Unequal Density
in a Porous Solid.
J. Appl. Physics (1956) 27 (12), 1546
- 10) Perez Rosales C.;
Hefferan Vera J.;
Loreto Mendoza E. G. - A Graphycal Solution of Fluid Coning
Problems in Oil Production.
1959 Fifth World Petroleum Congress.

APPENDICE I

IL CONING DI ACQUA E GAS NEI GIACIMENTI PETROLIFERI
TRATTAZIONE MATEMATICA

L'equazione che regge il moto dell'olio in uno strato omogeneo anisotropo, nel caso di flusso a simmetria di rivoluzione, quale si verifica attorno ad un pozzo, risulta:

$$k_R \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial \varphi}{\partial R} \right) + k_V \frac{\partial^2 \varphi}{\partial Y^2} = 0 \quad (1)$$

in cui:

$$\varphi = \int \frac{dp}{\rho_o} + g Y \quad \text{è il potenziale di forza per unità di massa dell'olio} \quad (2)$$

ρ_o è la massa specifica dell'olio in strato

k_R e k_V sono rispettivamente le permeabilità radiale e verticale effettive all'olio

Le equazioni al contorno sono:

$$\varphi(R_e, Y) = \varphi_e \quad 0 \leq Y \leq h \quad (3a)$$

$$\varphi(R_w, Y) = \varphi_w \quad d_w \leq Y \leq d_w + b \quad (3b)$$

$$\varphi(R, d_w) = \varphi_w \quad 0 \leq R \leq R_w \quad (3c)$$

$$\varphi(R; d_w + b) = \varphi_w \quad 0 \leq R \leq R_w \quad (3d)$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_1 \quad (3e)$$

$$\frac{\partial \varphi}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_2 \quad (3f)$$

ove Γ_1 e Γ_2 sono le superfici di separazione rispettivamente acqua/olio e gas/olio (v. fig. 1).

introducendo le variabili adimensionali

$$\Phi = \frac{\varphi_e - \varphi}{\varphi_e - \varphi_w} \quad (4a)$$

$$y = \frac{Y}{h} \quad (4b)$$

$$r = \frac{R}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (4c)$$

$$\beta = \frac{b}{h} \quad (4d)$$

$$\delta_w = \frac{d_w}{h} \quad (4e)$$

$$\delta_g = \frac{d_g}{h} \quad (4f)$$

$$r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (4g)$$

$$r_w = \frac{R_w}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (4h)$$

la (1) diviene:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right) + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} = 0 \quad (1')$$

e le equazioni al contorno risultano:

$$\Phi(r_e, y) = 0 \quad 0 \leq y \leq 1 \quad (3'a)$$

$$\Phi(r_w, y) = 1 \quad \delta_w \leq y \leq \delta_w + \beta \quad (3'b)$$

$$\Phi(r, \delta_w) = 1 \quad 0 \leq r \leq r_w \quad (3'c)$$

$$\Phi(r, \delta_w + \beta) = 1 \quad 0 \leq r \leq r_w \quad (3'd)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_1 \quad (3'e)$$

$$\frac{\partial \Phi}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_2 \quad (3'f)$$

Come si vede, col cambiamento di coordinate operato la funzione Φ risulta armonica. La 1' è infatti l'equazione di Laplace scritta in coordinate cilindriche per un sistema a simmetria di rivoluzione.

Ciò giustifica l'uso dell'analogia reoletttrica per la soluzione numerica di questo problema.

Le equazioni 3e, 3f e le loro corrispondenti 3'e - 3'f esprimono il fatto fisico che attraverso alle superfici di contatto acqua/olio Γ_1 gas/olio Γ_2 non vi è scambio di materia e perciò tali superfici risultano linee di corrente nel campo di moto dell'olio. Esse, d'altra parte, devono risultare configurazioni di equilibrio stabile dell'acqua e del gas che giacciono staticamente ^(o) al disotto e al disopra dello strato ad olio.

(o) - ciò significa che l'acquifero e il gas cap non forniscono energia ai fini della produzione dell'olio.

Per trovare le configurazioni di equilibrio delle superfici Γ_1 e Γ_2 e studiarne la stabilità faremo ricorso al principio dei lavori virtuali. Per questo pensiamo di applicare a ciascun punto di Γ_1 e Γ_2 uno spostamento virtuale lungo la verticale.

Il lavoro corrispondente a tale spostamento sarà:

$$dL_1 = \left[p_o(R_1, Y_1) + g Y_1 \rho_w - p_o(R_e, 0) \right] d\sigma_1, dY_1 \quad \text{per } \Gamma_1 \quad (5-1)$$

$$dL_2 = \left[p_o(R_2, Y_2) + g(h - Y_2) \rho_g - p_o(R_e, h) \right] d\sigma_2, dY_2 \quad \text{per } \Gamma_2 \quad (5-2)$$

in cui $d\sigma_1, d\sigma_2$ sono elementi di superficie laterale di Γ_1 e Γ_2

Esprimendo le (5-1) e (5-2) in funzione del potenziale φ , nell'ipotesi che l'olio sia incomprimibile, il che equivale a porre:

$$\varphi = \frac{p}{\rho_o} + g Y$$

le (5-1), (5-2) divengono:

$$dL_1 = \rho_o \left[\varphi(R_1, Y_1) - \varphi_e + g \left(\frac{\rho_w}{\rho_o} - 1 \right) Y_1 \right] d\sigma_1, dY_1 \quad (6-1)$$

$$dL_2 = \rho_w \left[\varphi(R_2, Y_2) - \varphi_e + g \left(\frac{\rho_g}{\rho_o} - 1 \right) (Y_2 - h) \right] d\sigma_2, dY_2 \quad (6-2)$$

Perchè le superfici Γ_1 e Γ_2 risultino in equilibrio deve essere $dL_1 = 0; dL_2 = 0$ rispettivamente, per qualunque valore di $d\alpha$ dY .

Le equazioni di equilibrio delle due superfici risultano perciò:

$$\varphi_e - \varphi(R_1, Y_1) = g \left(\frac{\rho_w}{\rho_o} - 1 \right) Y_1 \quad (7-1)$$

$$\varphi_e - \varphi(R_2, Y_2) = g \left(\frac{\rho_g}{\rho_o} - 1 \right) (Y_2 - h) \quad (7-2)$$

Perchè l'equilibrio delle superfici Γ_1 e Γ_2 risulti stabile deve essere verificata l'ulteriore condizione che la derivata del lavoro virtuale fatta rispetto allo spostamento sia positiva

Le condizioni di stabilità per Γ_1 e Γ_2 sono perciò:

$$\frac{\partial \varphi(R_1, Y_1)}{\partial Y_1} + g \left(\frac{\rho_w}{\rho_o} - 1 \right) \geq 0 \quad (8-1)$$

$$\frac{\partial \varphi(R_2, Y_2)}{\partial Y_2} + g \left(\frac{\rho_g}{\rho_o} - 1 \right) \geq 0 \quad (8-2)$$

Le (7-1), (7-2) espresse in funzione dei parametri adimensionali risultano:

$$\frac{\bar{\Phi}_1}{y_1} = \frac{gh}{\varphi_e - \varphi_w} \left(\frac{\rho_w}{\rho_o} - 1 \right) = \frac{\bar{\Phi}_{v1}}{y_{v1}} \quad (7'-1)$$

$$\frac{\Phi_2}{y_2^{-1}} = \frac{gh}{\psi_e - \psi_w} \left(\frac{\rho_g}{\rho_o} - 1 \right) = \frac{\Phi_{v2}}{y_{v2}^{-1}} \quad (7^i-2)$$

ove:

$$\begin{aligned} \Phi_{v1} &= \text{potenziale adimensionale sul vertice della superficie} & \Gamma_1 \\ \Phi_{v2} &= \text{potenziale adimensionale sul vertice della superficie} & \Gamma_2 \\ y_{v1} &= \text{altezza adimensionale del vertice della superficie} & \Gamma_1 \\ y_{v2}^{-1} &= \text{altezza adimensionale del vertice della superficie} & \Gamma_2 \end{aligned}$$

Dalle (7ⁱ-1) (7ⁱ-2) segue l'importante proprietà che in ogni punto delle superfici Γ_1 e Γ_2 il potenziale adimensionale Φ è proporzionale allo spostamento subito da tale punto rispetto alla sua posizione di riposo.

Esprimendone ugualmente le (8-1), (8-2) in funzione dei parametri adimensionali si ha:

$$\frac{\partial \Phi_1}{\partial y_1} \leq \frac{gh}{\psi_e - \psi_w} \left(\frac{\rho_w}{\rho_o} - 1 \right) \quad (8^i-1)$$

$$\frac{\partial \Phi_2}{\partial y_2} \leq \frac{gh}{\psi_e - \psi_w} \left(\frac{\rho_g}{\rho_o} - 1 \right) \quad (8^i-2)$$

e stante le (7ⁱ-1), (7ⁱ-2) le (8ⁱ-1), (8ⁱ-2) si possono anche scrivere:

$$\frac{\partial \Phi_1}{\partial y_1} \leq \frac{\Phi_{v1}}{y_{v1}}$$

$$\frac{\partial \Phi_2}{\partial y_2} \leq \frac{\Phi_{v2}}{y_{v2}^{-1}}$$

I punti più critici per la stabilità delle superfici Γ_1 e Γ_2 risultano i vertici dei coni.

Essi infatti risultano i punti delle superfici Γ_1 e Γ_2 più vicini all'intervallo sparato, in prossimità del quale i gradienti del campo potenziale sono più forti.

Per tale motivo basterà verificare le condizioni di stabilità esclusivamente sui vertici delle superfici Γ_1 e Γ_2 .

Per far questo basta conoscere i potenziali adimensionali sui vertici dei coni Γ_1 e Γ_2 in funzione della quota adimensionale dei vertici stessi (fig. 10).

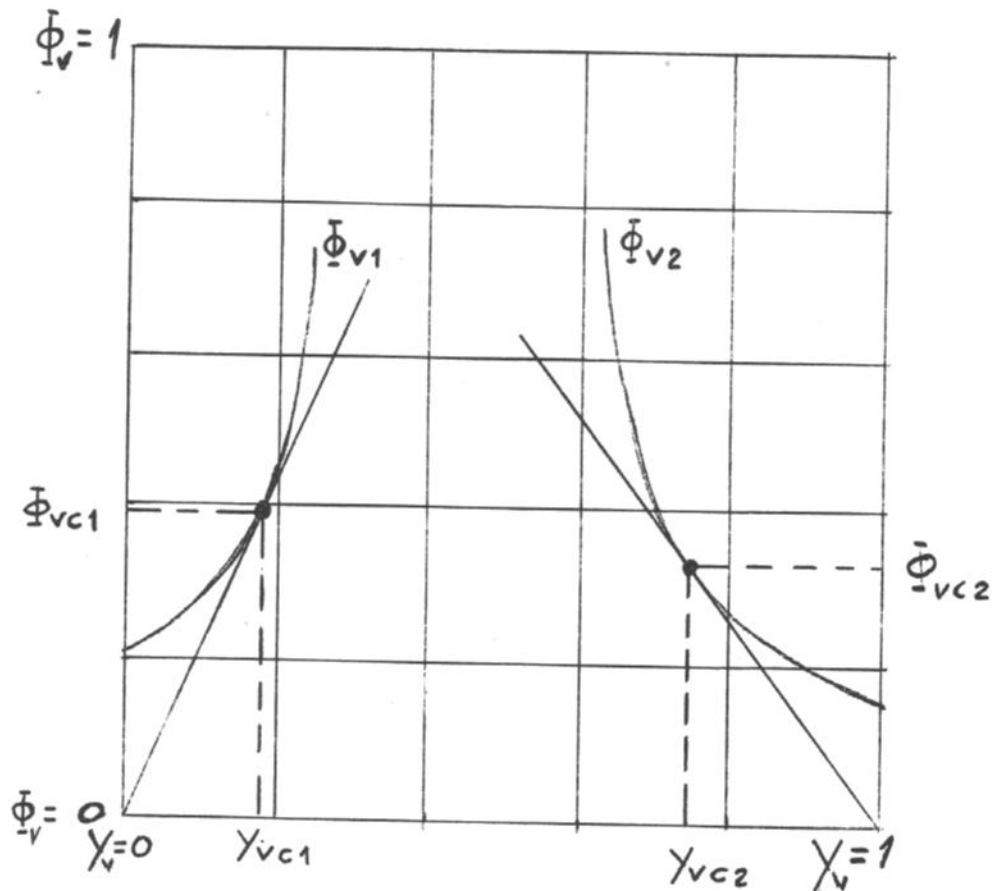


FIG. 10

È chiaro come si possono imporre le condizioni di stabilità una volta tracciato il diagramma di fig. 10.

L'altezza critica della Γ_1 e cioè y_{vc1} risulta quella del punto di tangenza della retta uscente dall'origine alla curva Φ_{v1} . Infatti per tutti i coni di altezza minore di y_{vc1} risulta:

$$\frac{\partial \Phi_{v1}}{\partial y_{v1}} \leq \frac{\Phi_{vc1}}{y_{vc1}}$$

Analogamente l'altezza critica $(1-y_{vc2})$ della Γ_2 risulta quella del punto di tangenza della retta uscente dal punto 1-0 del diagramma, alla curva Φ_{v2} . Infatti per tutti i coni di altezza $(1-y_{v2}) < (1-y_{vc2})$ (nel diagramma a destra di y_{cv2}) risulta:

$$\frac{\partial \Phi_{v2}}{\partial y_{v2}} \leq \frac{\Phi_{v2}}{y_{vc2}-1}$$

(la disuguaglianza vale in senso algebrico essendo in questo caso i due termini negativi).

Il tracciamento del diagramma di fig. 10 richiede, come è ovvio, lo studio del campo retto dalle equazioni adimensionali 1'4 3'.

C'è da tener conto, a questo proposito, che il problema 1'4 3' non si presta ad essere risolto direttamente nè per via analitica nè per via analogica in quanto si verifica una reciproca influenza delle configurazioni delle superfici Γ_1 e Γ_2 sulla distribuzione dei potenziali all'interno del campo dell'olio, e di questa sulla configurazione delle superfici Γ_1 e Γ_2 .

Tale problema deve essere perciò risolto con un procedimento di successive iterazioni molto laborioso, qualunque siano i mezzi con cui si affronta, in quanto richiede la costruzione, per tentativi, di

una serie successiva di coni in equilibrio, fino a raggiungere il cono critico.

Tale problema è stato da noi risolto completamente per via analitica in sede di studio.

I risultati trovati sono stati confrontati con quelli ottenuti trascurando l'influenza del cono sulla configurazione del campo, e riportando quindi i potenziali adimensionali lungo l'asse del pozzo in funzione dell'ordinata adimensionale y , nell'ipotesi che i limiti inferiori e superiori del campo dell'olio si mantengano nella loro condizione di riposo iniziale (approssimazione del Muskat). Gli scarti trovati sono risultati trascurabili. Per questo motivo nel presente studio i risultati sono stati ottenuti prendendo in considerazione i potenziali lungo l'asse del pozzo e considerando piani e coincidenti con la posizione iniziale i limiti inferiori e superiori dello strato.

Per quanto riguarda il calcolo delle portate si ha chiaramente:

$$Q = 2 \pi R_e \frac{k_{Ro}}{\mu_o} \rho_o \int_0^h \left[\frac{\partial \psi}{\partial R} \right]_{R=R_e} dY \quad (9)$$

$$Q = 2\pi h \frac{k_{Ro}}{\mu_o} \rho_o (\varphi_e - \varphi_w) \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy \quad (9')$$

Esprimendo $\rho_o (\varphi_e - \varphi_w)$ in funzione del potenziale adimensionale sul vertice dei coni Γ_1 e Γ_2 si ha dalle (7'-1) (7'-2)

$$\rho_o (\varphi_e - \varphi_w) = gh(\rho_w - \rho_o) \frac{y_{v1}}{\Phi_{v1}} \quad \text{per } \Gamma_1 \quad (10-1)$$

$$\rho_o(\psi_e - \psi_w) = gh(\rho_o - \rho_g) \frac{1 - y_{vc2}}{\Phi_{vc2}} \quad \text{per } \Gamma_2 \quad (10-2)$$

Le portate di olio erogabili quando i coni Γ_1 e Γ_2 sono al limite della stabilità risultano perciò:

$$Q_{wo} = 2\pi g h^2 (\rho_w - \rho_o) \frac{k_{Ro}}{\rho_o} \frac{y_{vc1}}{\Phi_{vc1}} \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy \quad (11-1)$$

$$Q_{go} = 2\pi g h^2 (\rho_o - \rho_g) \frac{k_{Ro}}{\rho_o} \frac{y_{vc2}^*}{\Phi_{vc2}} \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy \quad (11-2)$$

in cui:

$y_{vc2}^* = 1 - y_{vc2}$ rappresenta l'altezza critica della superficie Γ_2 misurata a partire dalla sua posizione di equilibrio statico.

Come si vede le 11-1 e 11-2 sono formalmente identiche alle 1 e 2 del testo quando si ponga:

$$q(r_e; \beta; \delta_w) = \frac{y_{vc1}}{\Phi_{vc1}} \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy$$

$$q(r_e; \beta; \delta_g) = \frac{y_{vc2}^*}{\Phi_{vc2}} \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy$$

Quanto al significato fisico delle (11-1); (11-2) si ha che:

- la 11-1 rappresenta il limite imposto alla portata di olio erogabile dallo strato dal coning di acqua
- la 11-2 rappresenta il limite imposto alla portata di olio erogabile dallo strato dal coning di gas

La funzione:

$$q(r_e; \beta; \delta) = \frac{y_{vc}}{\Phi_{vc}} \int_0^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy$$

è stata determinata, come è stato già accennato, facendo uso del modello potenziometrico.

Ciò richiede la costruzione di una vasca a forma di settore cilindrico, la cui sezione trasversale riproduca in similitudine la corrispondente sezione dell'area di drenaggio (fig. 13).

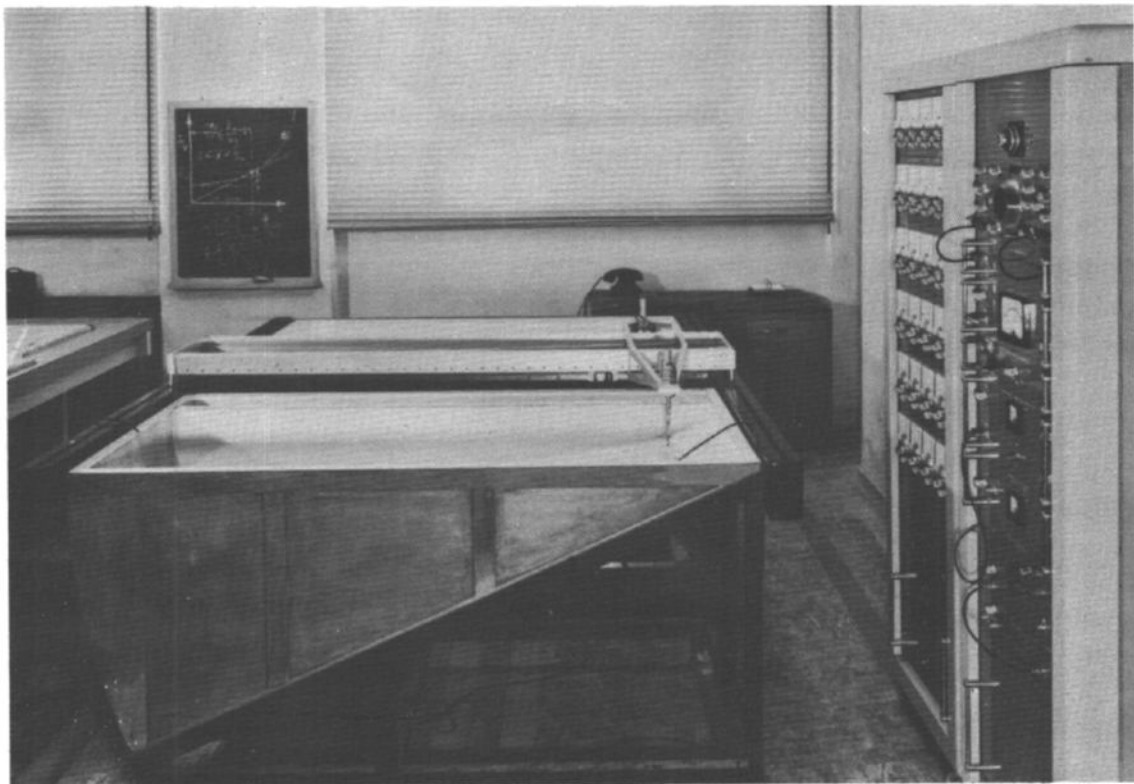


FIG. 13

Nella vasca sono immersi due elettrodi, uno che riproduce l'intervallo perforato del pozzo e uno che riproduce la superficie equipotenziale al raggio di drenaggio del pozzo.

Tra questi due elettrodi si stabilisce una differenza di potenziale elettrico $\varphi_e - \varphi_w^{(o)}$. Si misura quindi il potenziale φ lungo l'asse del pozzo.

Il diagramma di fig. 10 viene costruito riportando, in funzione dell'ascissa adimensionale dei punti dell'asse del pozzo in cui il potenziale è stato misurato, i valori che assume la funzione

$$\Phi = \frac{\varphi_e - \varphi}{\varphi_e - \varphi_w}$$

Ulteriori misure di potenziale si eseguono in prossimità del raggio esterno della vasca per determinare il valore della funzione.

$$\int_c^1 \left[r \frac{\partial \Phi}{\partial r} \right]_{r=r_e} dy$$

(o) - Data l'analogia esistente tra i potenziali fluidodinamici nello strato e potenziali elettrici nell'elettrolita, i φ si possono interpretare indifferentemente come potenziali fluidodinamici nello strato o come potenziali elettrici nell'elettrolita.

APPENDICE II

IL CONING DI ACQUA NEI GIACIMENTI DI GAS - ESTENSIONE DEI
RISULTATI OTTENUTI PER I GIACIMENTI PETROLIFERI

Nel caso di giacimenti di gas, l'equazione generale che regge il flusso del gas in strato è la seguente:

$$k_R \frac{1}{R} \frac{\partial}{\partial R} \left(R \frac{\partial p^2}{\partial R} \right) + k_V \frac{\partial^2 p^2}{\partial y^2} = 0 \quad (12)$$

valida nell'ipotesi che sia trascurabile l'effetto dovuto alla gravità sul moto del gas.

In base a questa stessa ipotesi si ha che:

- a) La pressione è uniforme lungo la parete del pozzo ed è uguale a p_w
- b) La pressione è uniforme al limite dell'area di drenaggio ed è uguale a p_e

Le equazioni al contorno sono perciò:

$$p^2(R_e, Y) = p_e^2 \quad 0 \leq Y \leq h \quad (13a)$$

$$p^2(R_w, Y) = p_w^2 \quad d_w \leq Y \leq dw+b \quad (13b)$$

$$p^2(R, dw) = p_w^2 \quad 0 \leq R \leq R_w \quad (13c)$$

$$\frac{\partial p^2}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_1 \quad (13d)$$

$$\frac{\partial p^2}{\partial n} = 0 \quad \text{su } \Gamma_2 \quad (13e)$$

Come si vede le equazioni (12) e (13) non sono dello stesso tipo delle 1' - 2'. Esse però si possono riportare alle 1' - 3' ponendo

$$\Phi_g = \frac{p_e^2 - p^2}{p_e^2 - p_w^2} \quad (14a)$$

$$y = \frac{Y}{h} \quad (14b)$$

$$\beta = \frac{b}{h} \quad (14c)$$

$$\delta_w = \frac{d_w}{h} \quad (14d)$$

$$\delta_g = \frac{d_g}{h} \quad (14e)$$

$$r = \frac{R}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (14f)$$

$$r_e = \frac{R_e}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (14g)$$

$$r_w = \frac{R_w}{h} \sqrt{\frac{k_V}{k_R}} \quad (14h)$$

Dalla (14a) risulta poi:

$$\bar{\Phi}_g = \frac{P_e - p}{P_e - p_w} \frac{P_e + p}{P_e + p_w}$$

e poichè i salti di pressione che si verificano praticamente nei pozzi a gas sono modesti, risulta che il termine $(p_e + p) / (p_e + p_w)$ è molto vicino all'unità e perciò $\bar{\Phi}_g$ risulta uguale al corrispondente valore del potenziale adimensionale usato per i campi ad olio, purchè si pensi di sostituire ai potenziali ψ le pressioni p .

Da quanto sopra detto appare evidente come la trattazione del fenomeno di coning, fatta in precedenza per i campi ad olio, possa essere estesa con lo stesso formalismo al coning dell'acqua nei campi a gas.

Purchè le cadute di pressione a fondo pozzo si mantengano entro limiti modesti, le formule per il calcolo della portata massima di gas senza water coning sono pertanto identiche a quelle già riportate per il caso dei campi ad olio.

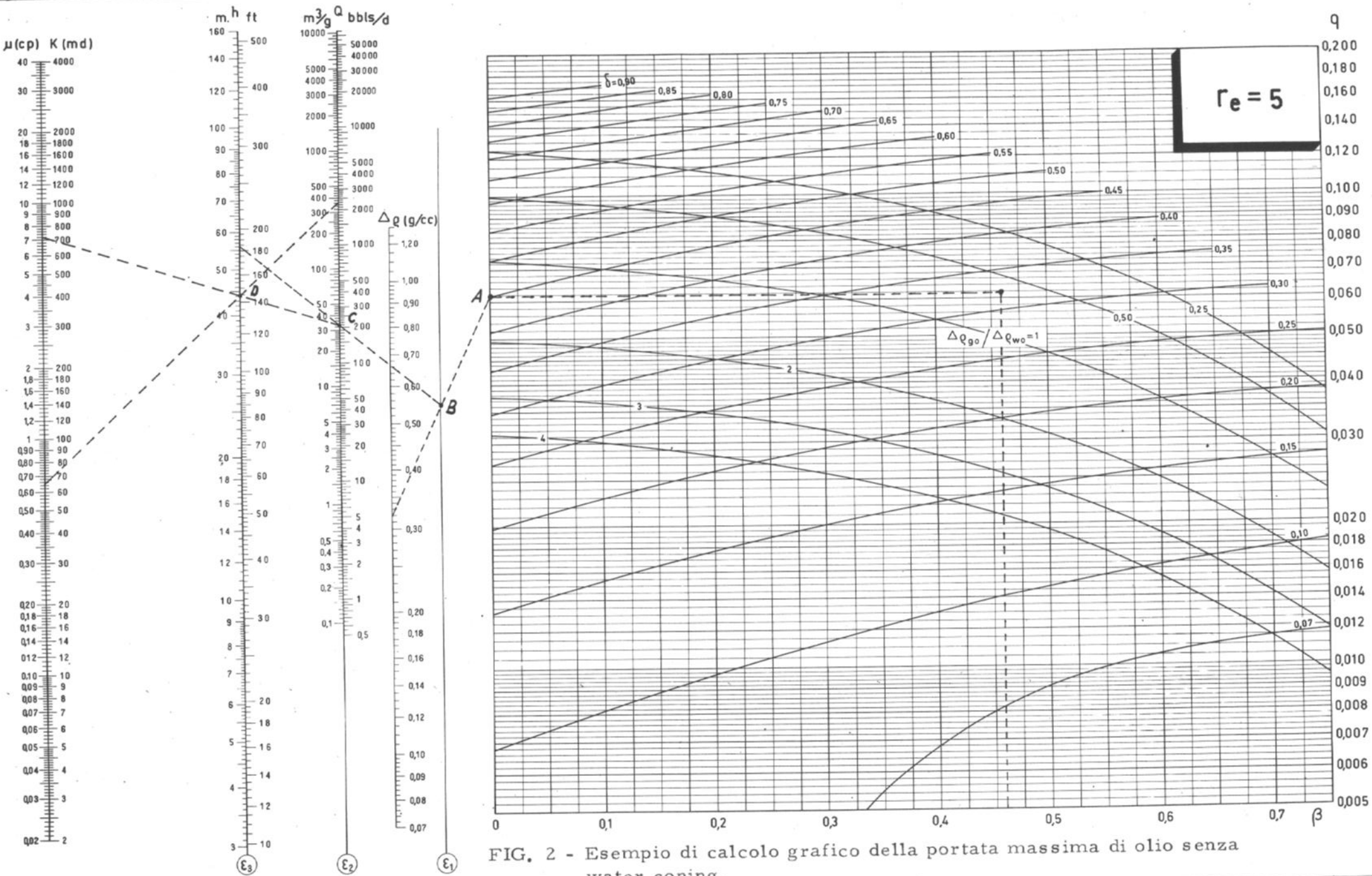
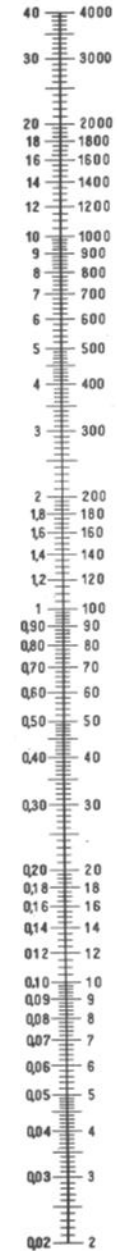


FIG. 2 - Esempio di calcolo grafico della portata massima di olio senza water coning.

μ (cp) K (md)

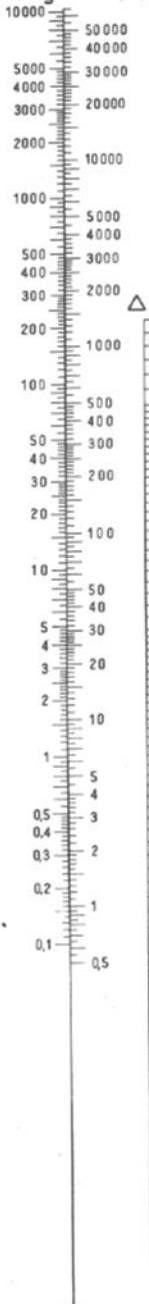


m, h ft



ϵ_3

$m^{3/4} Q$ bbls/d



ϵ_2

$\Delta \rho$ (g/cc)



ϵ_1

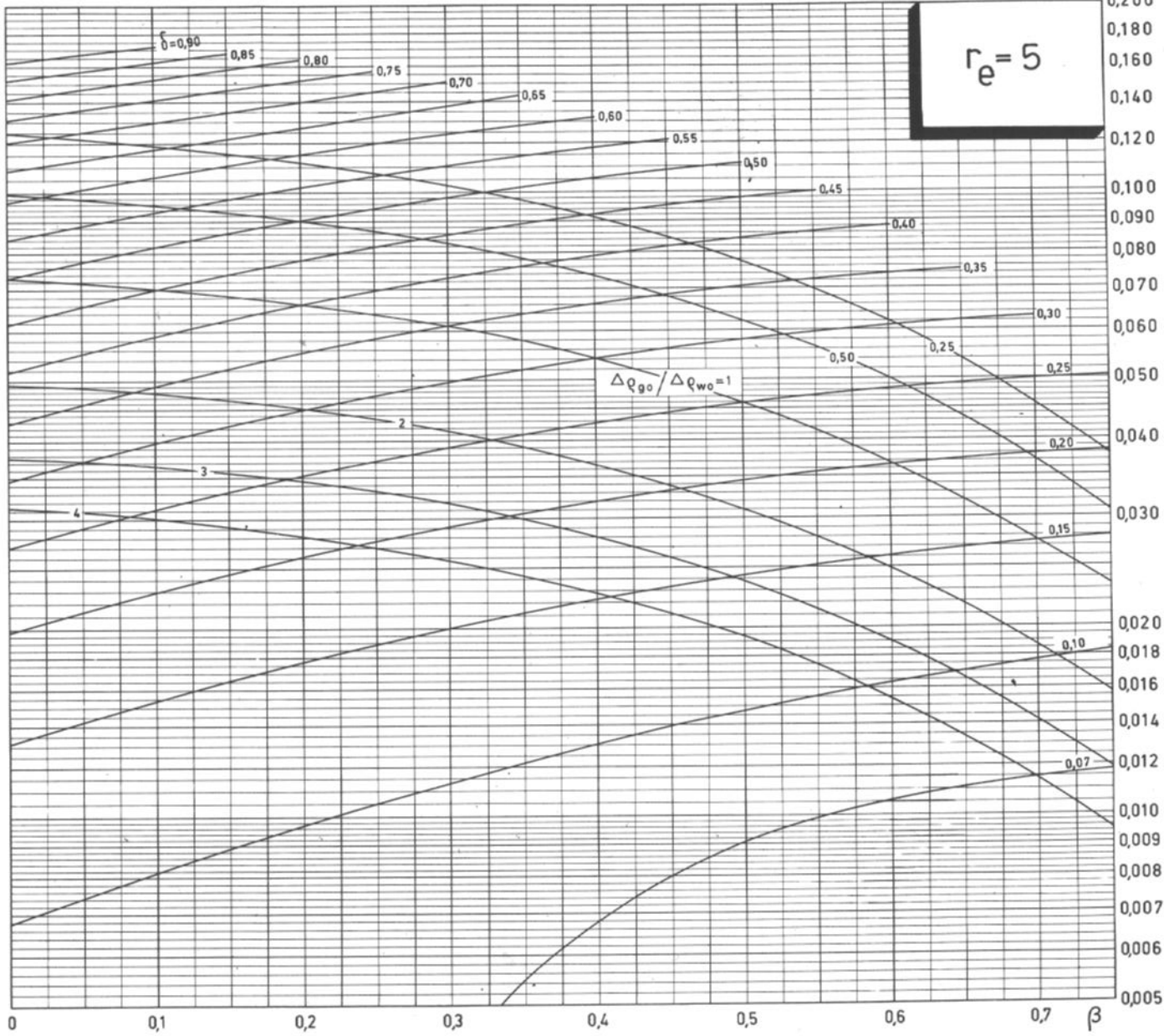


FIG. 3

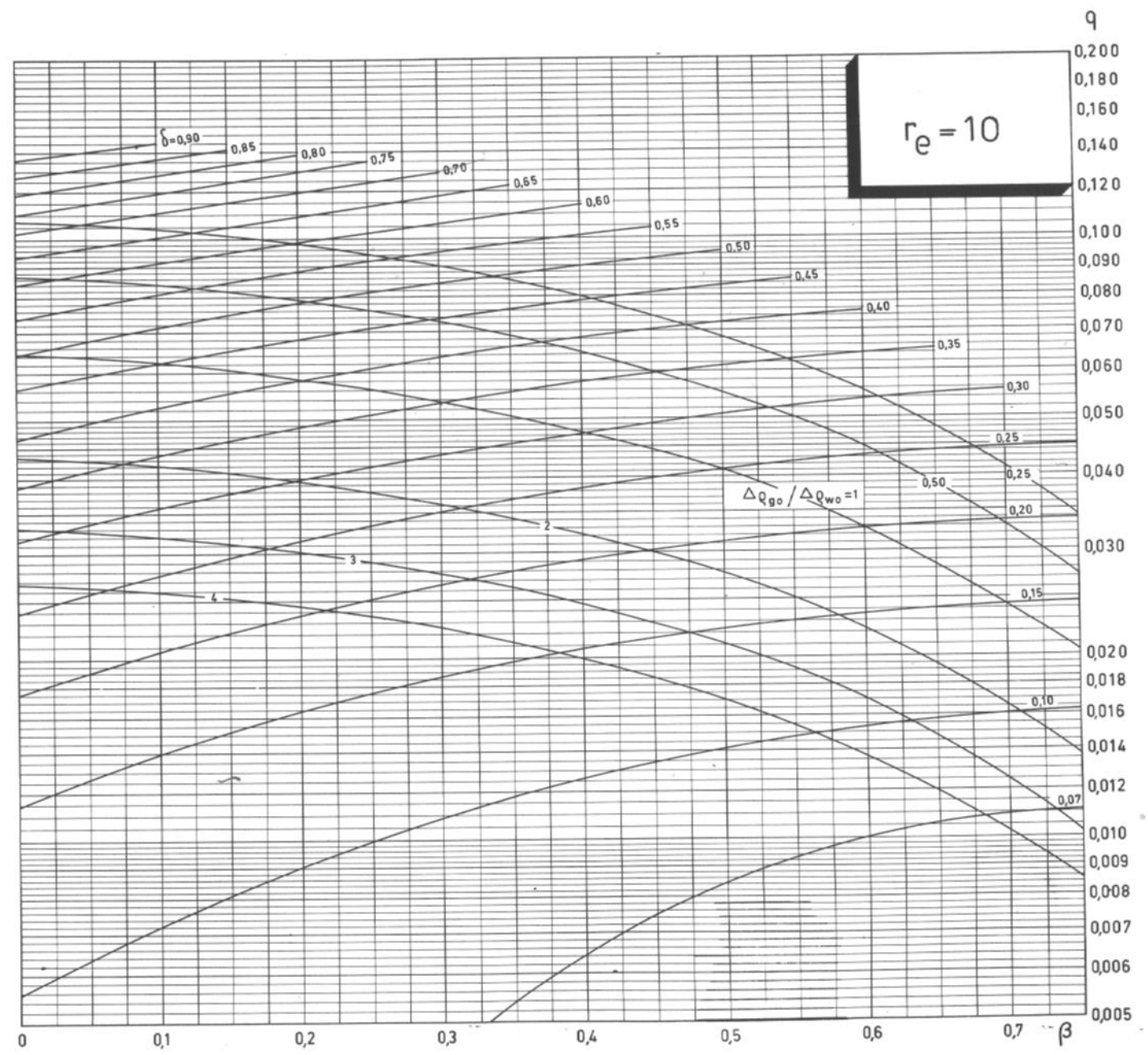
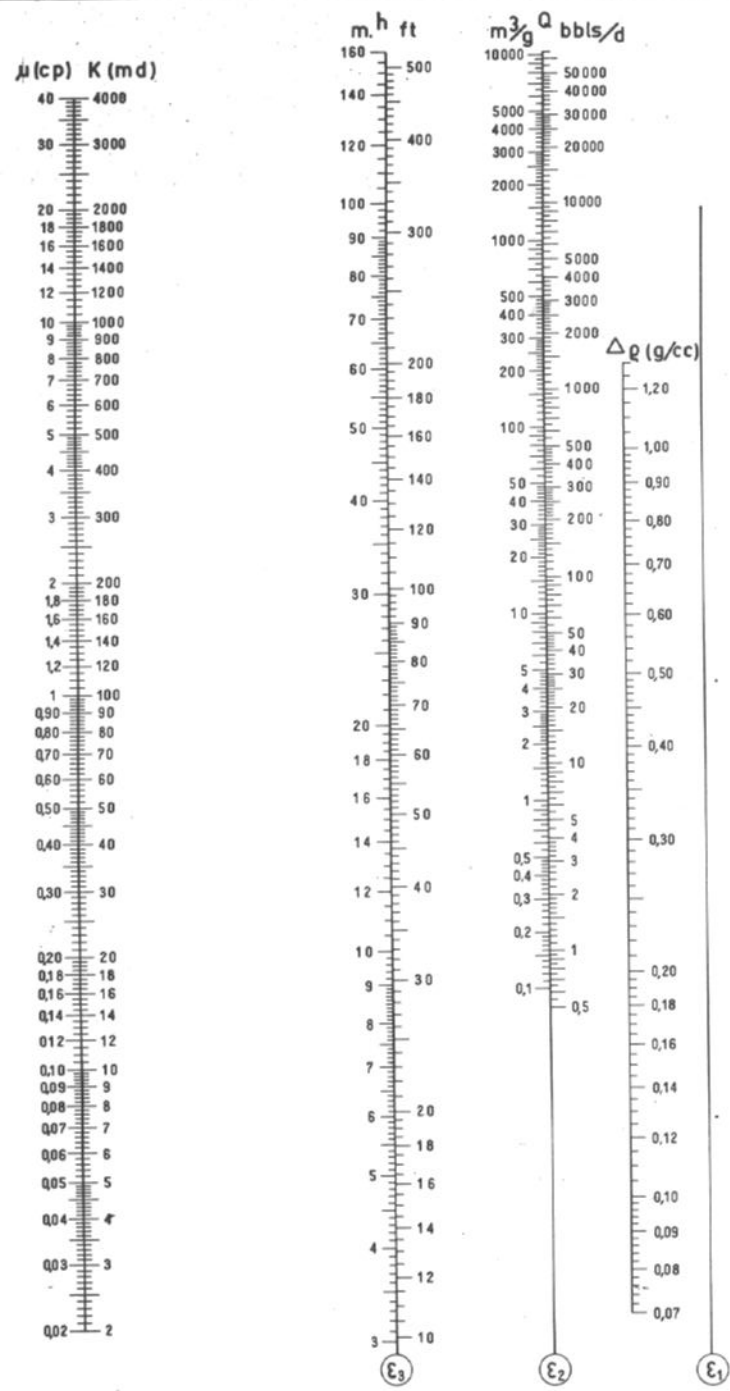


FIG. 4

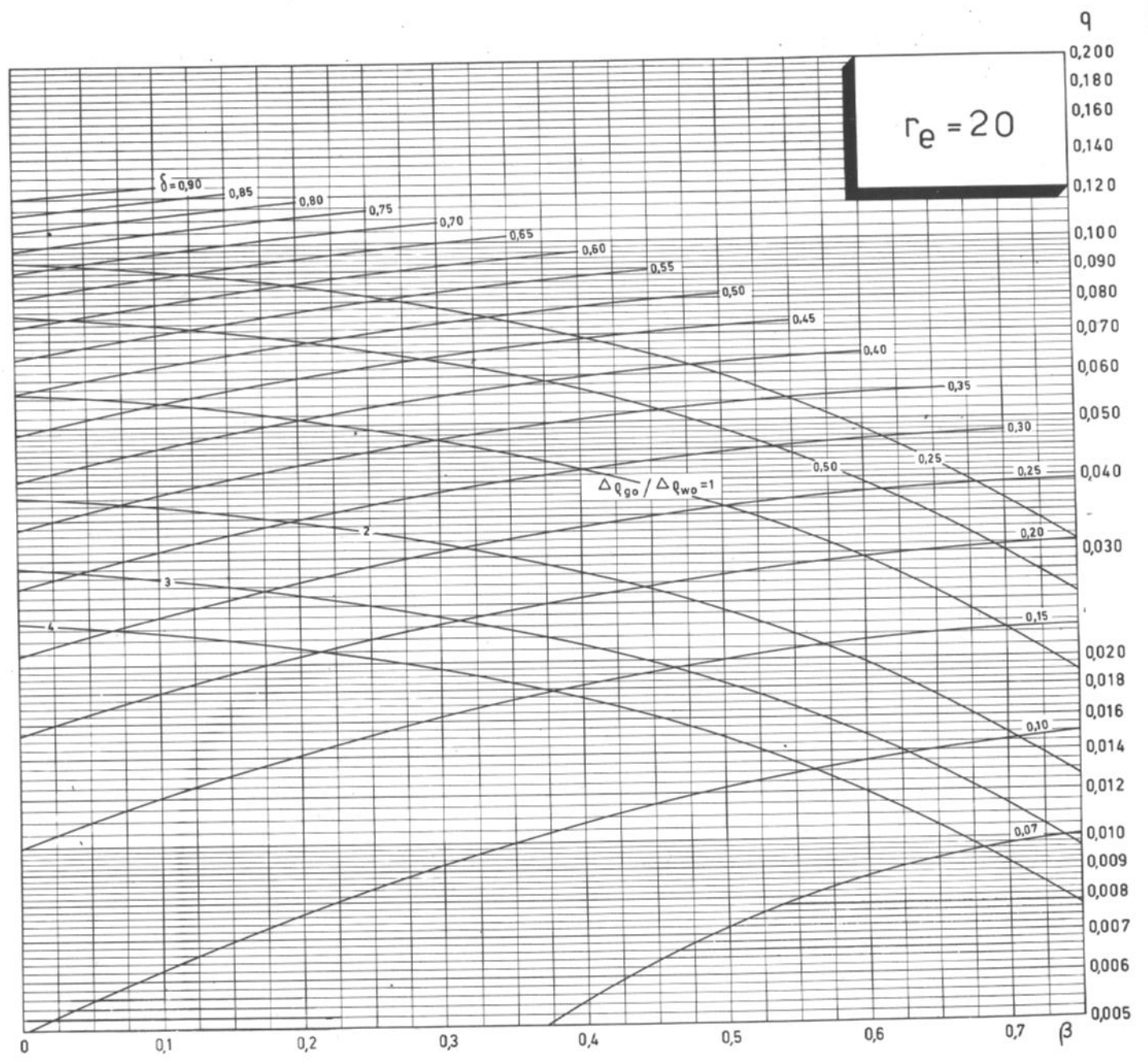
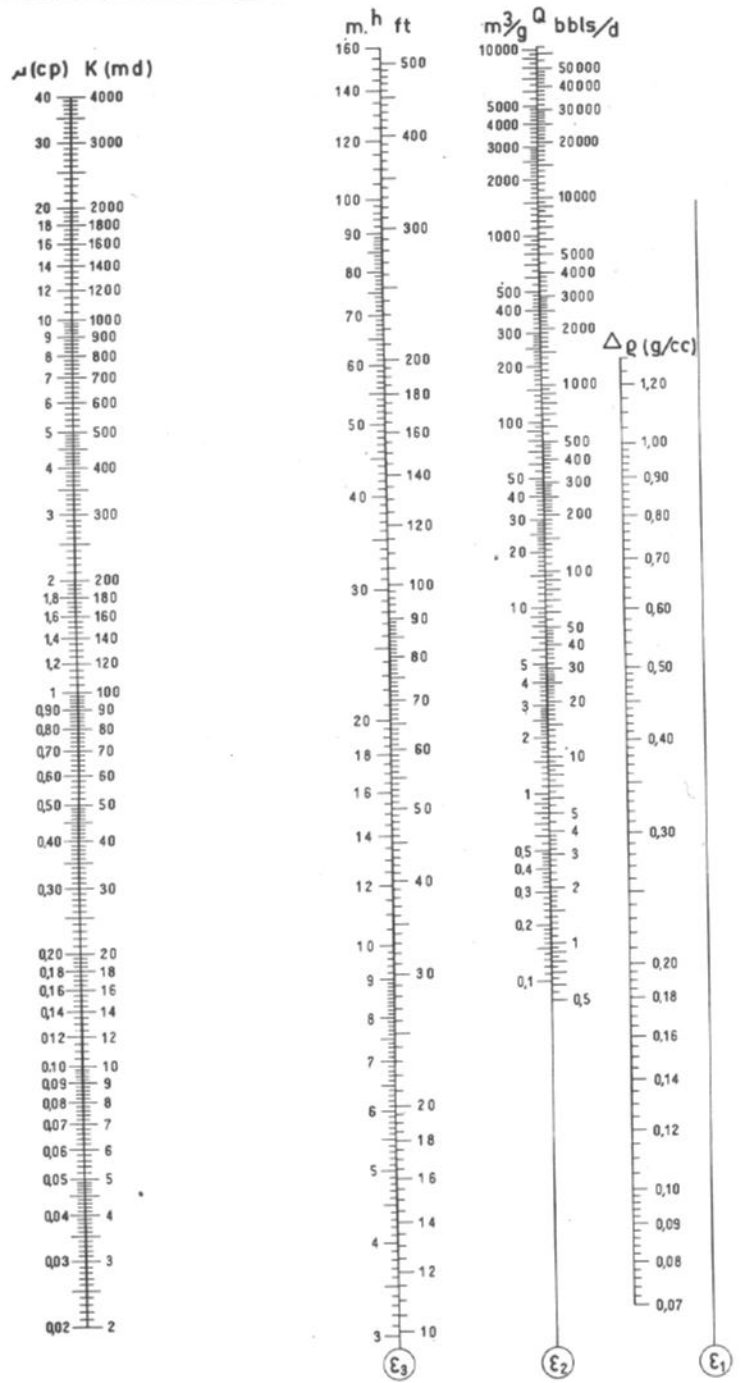


FIG. 5

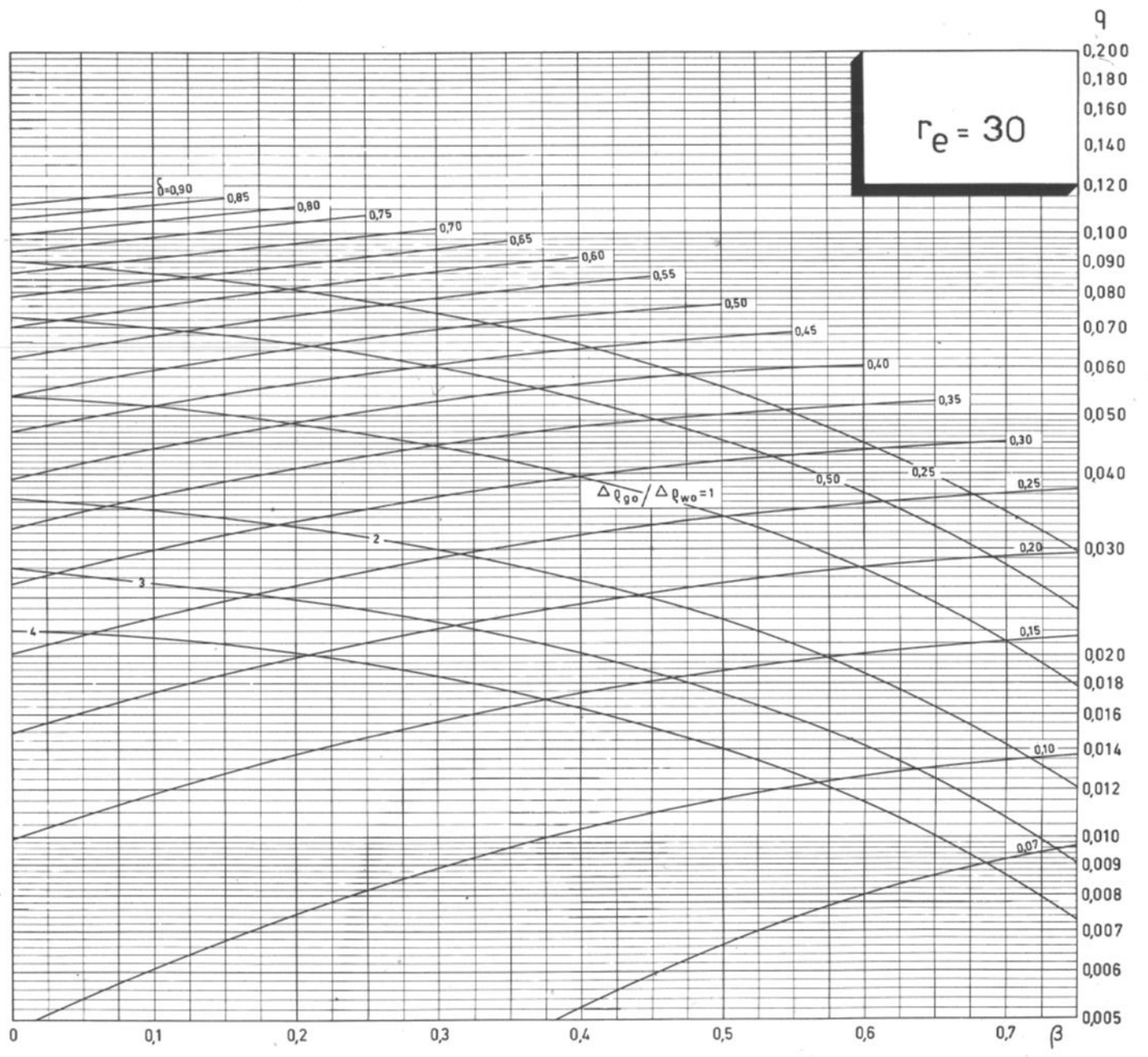
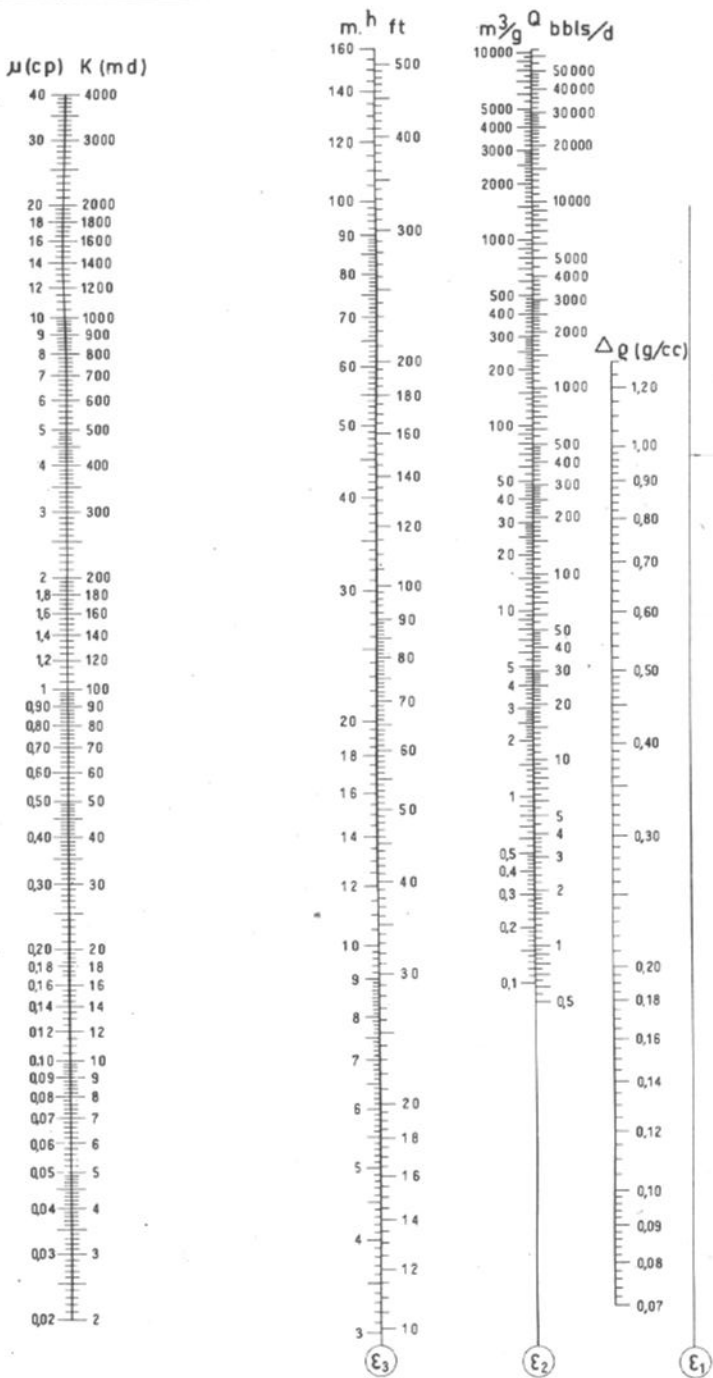


FIG. 6

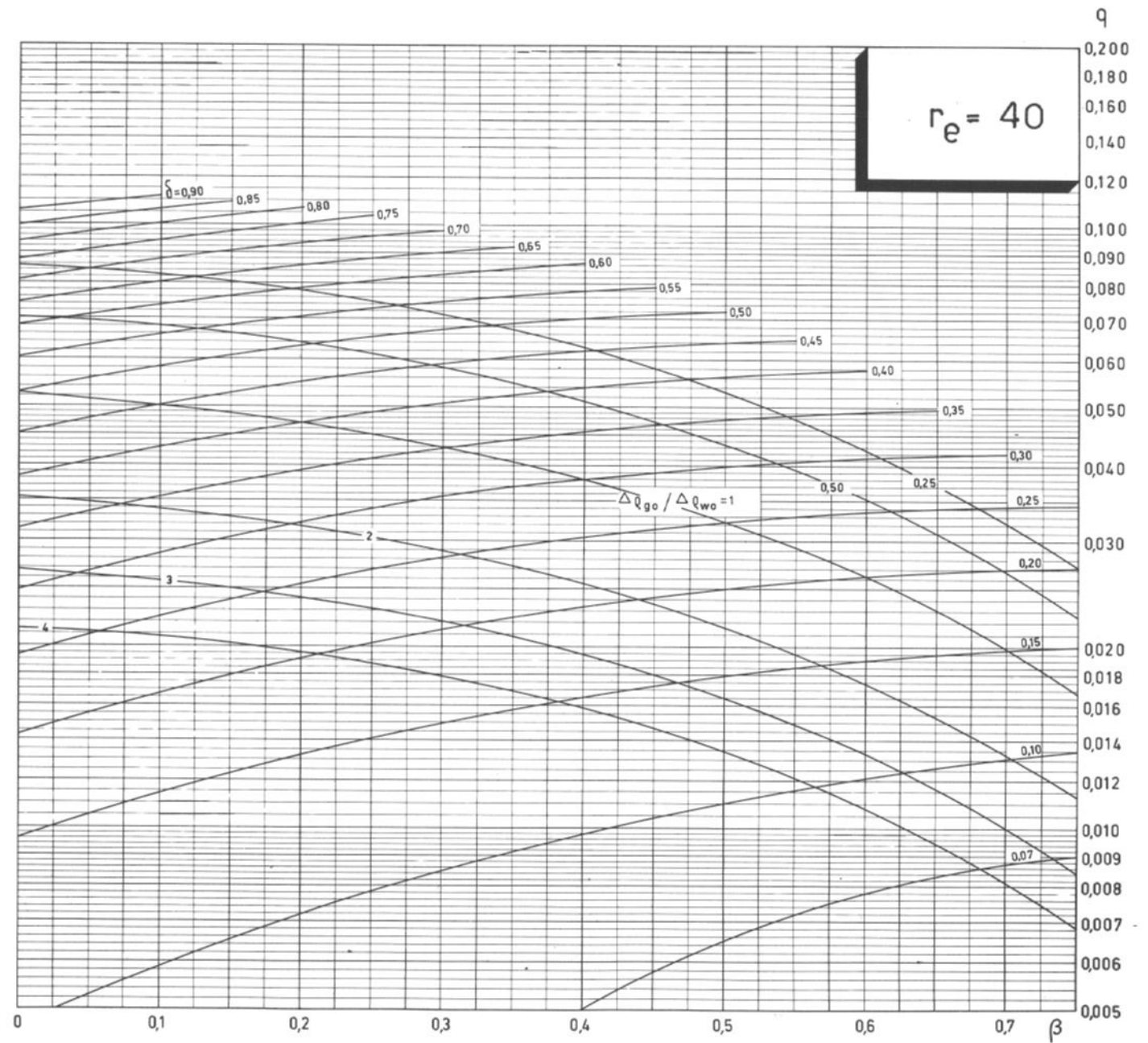
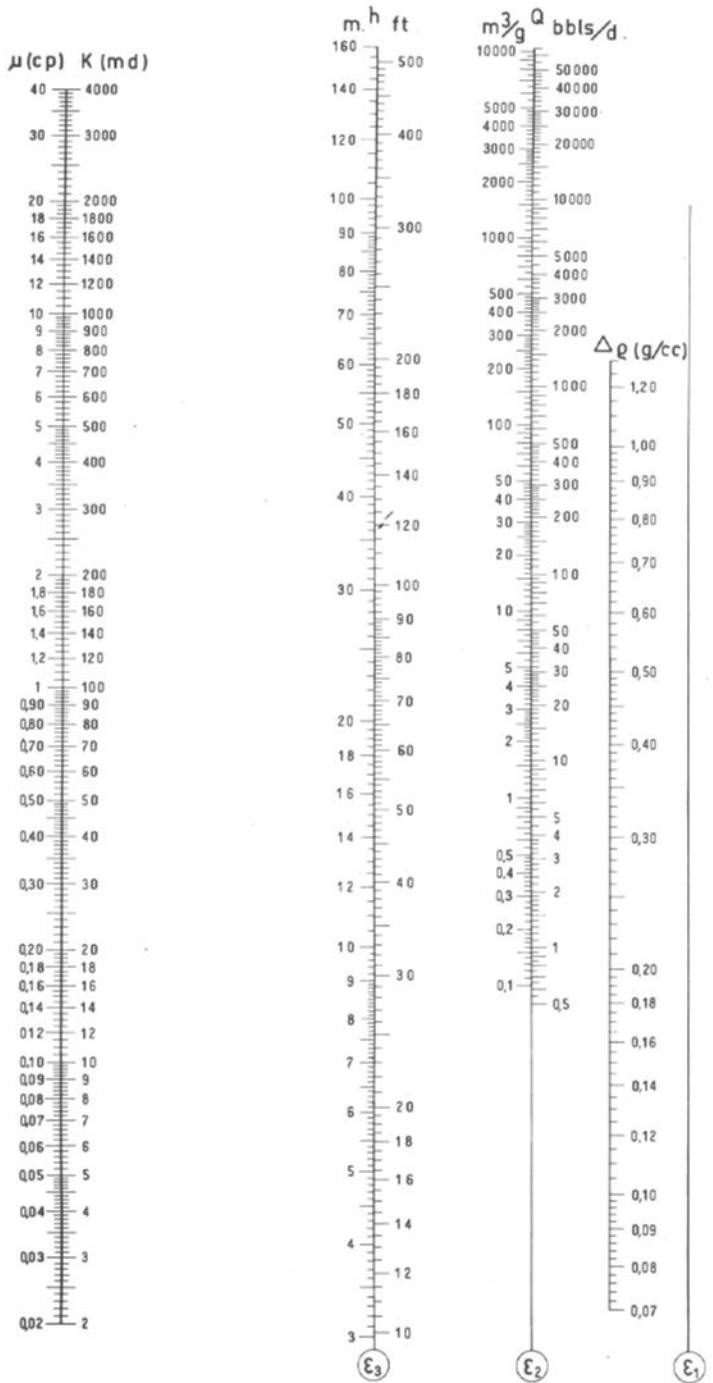
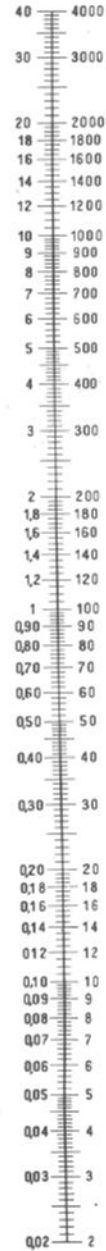


FIG. 7

μ (cp) K (md)



m, h ft



m^3/g Q bbls/d



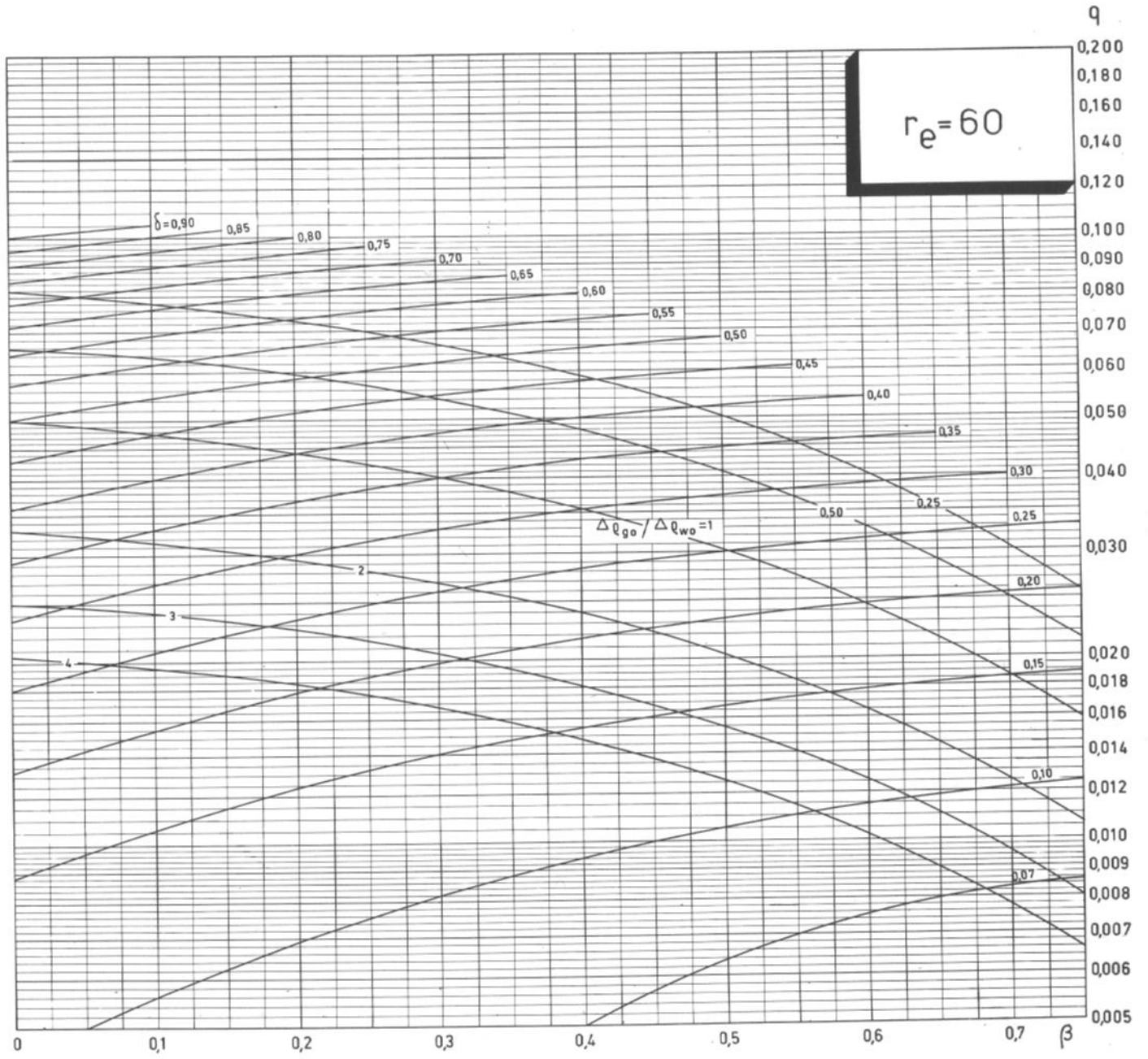
$\Delta \rho$ (g/cc)



ϵ_3

ϵ_2

ϵ_1



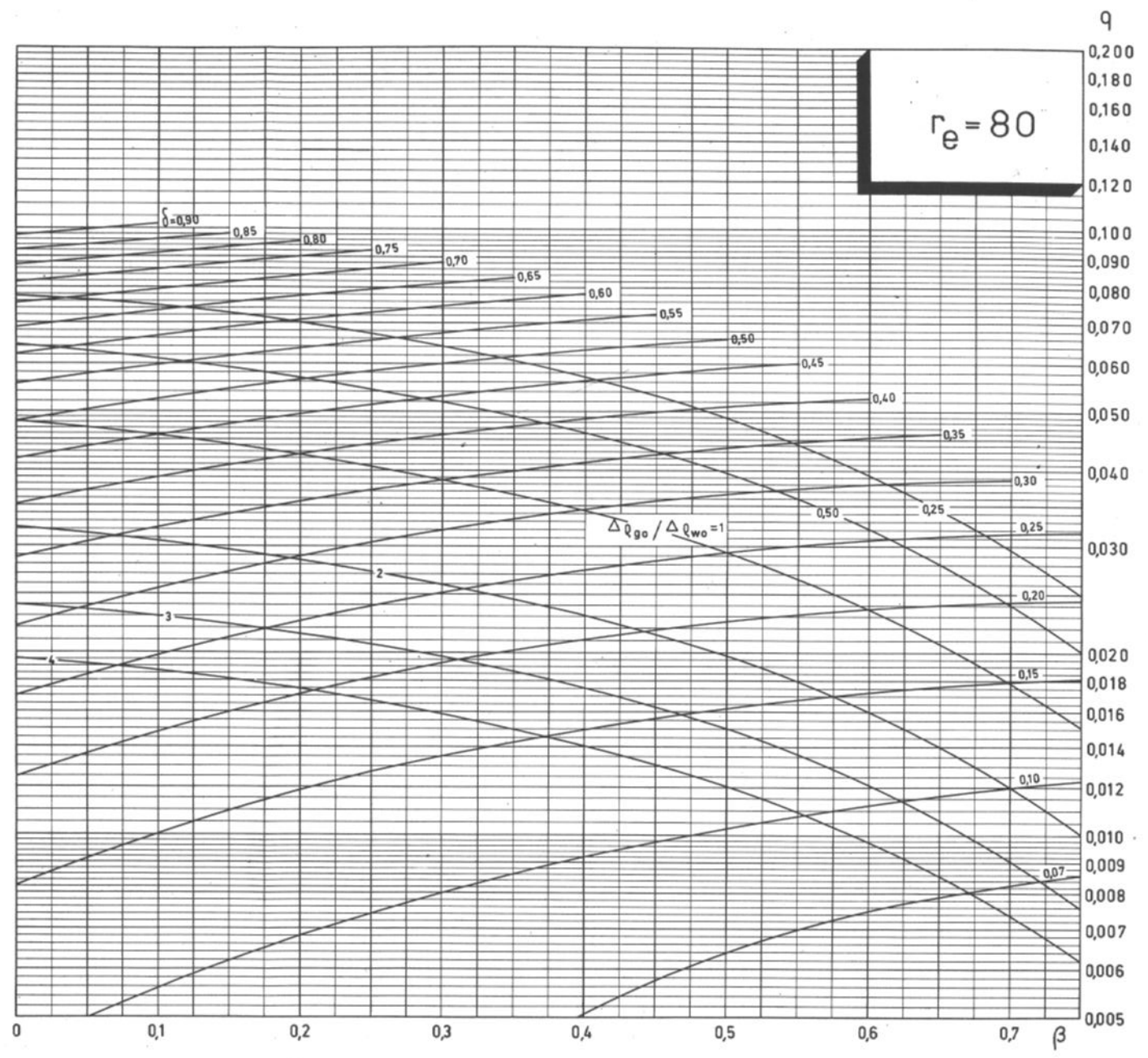
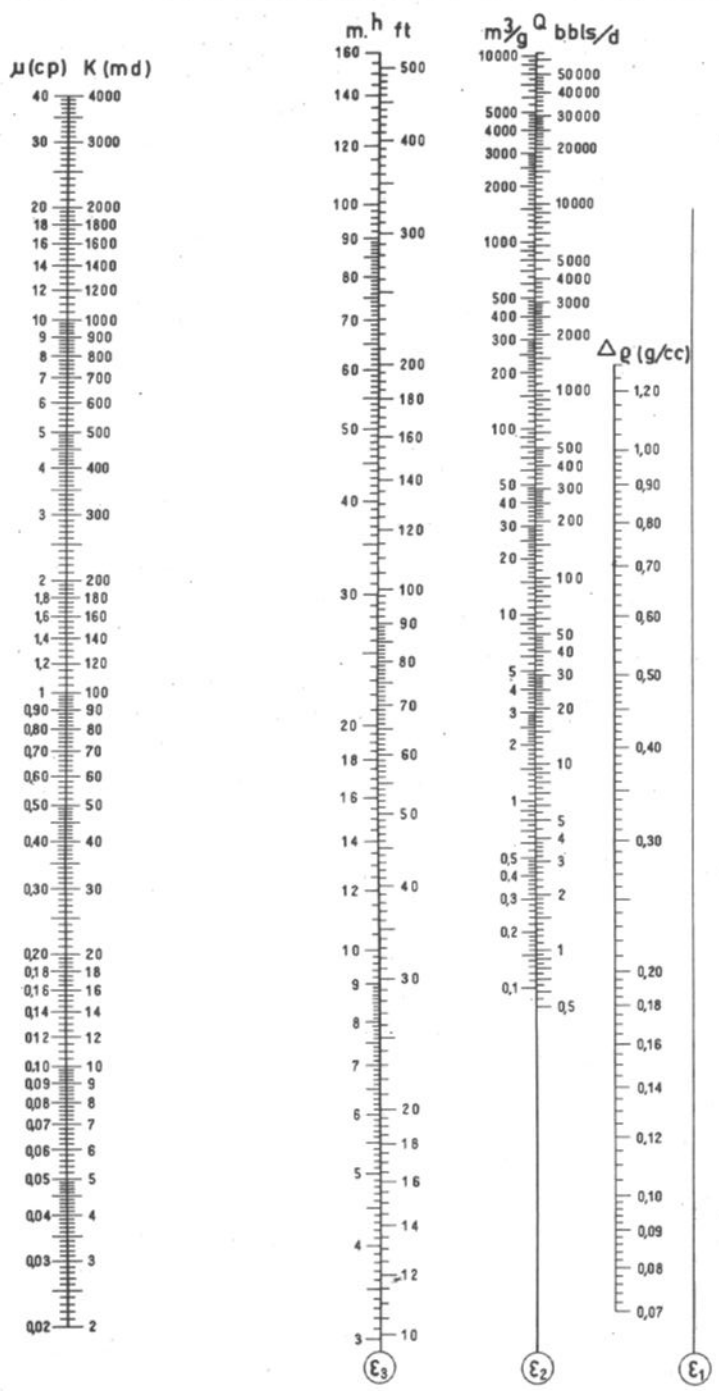


FIG. 9

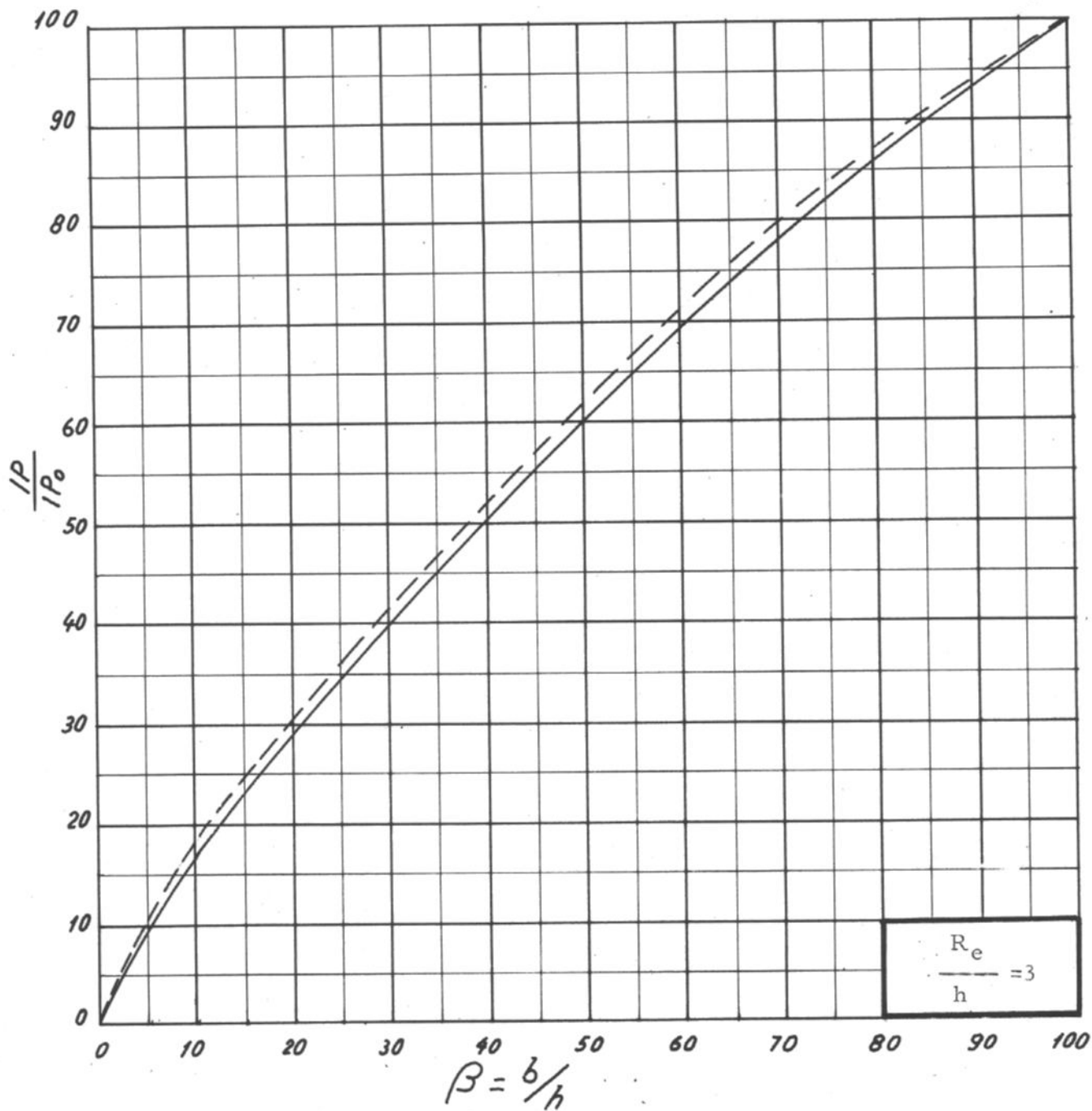


Fig. 11a - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività.

——— $R_e/R_w = 1320$

----- $R_e/R_w = 2640$

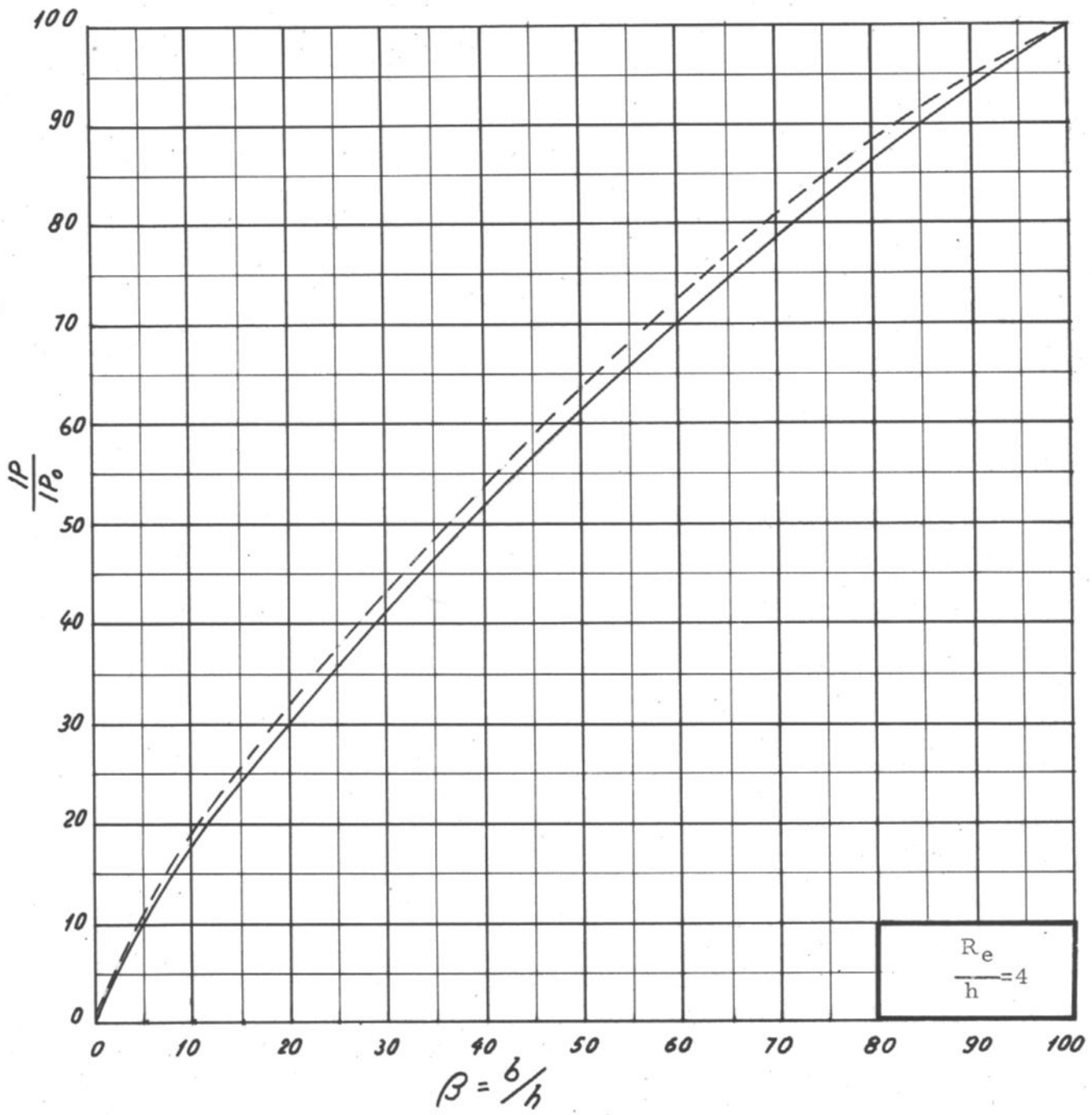


Fig. 11b - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività.

——— $R_e/R_w = 1320$
 - - - - $R_e/R_w = 2640$

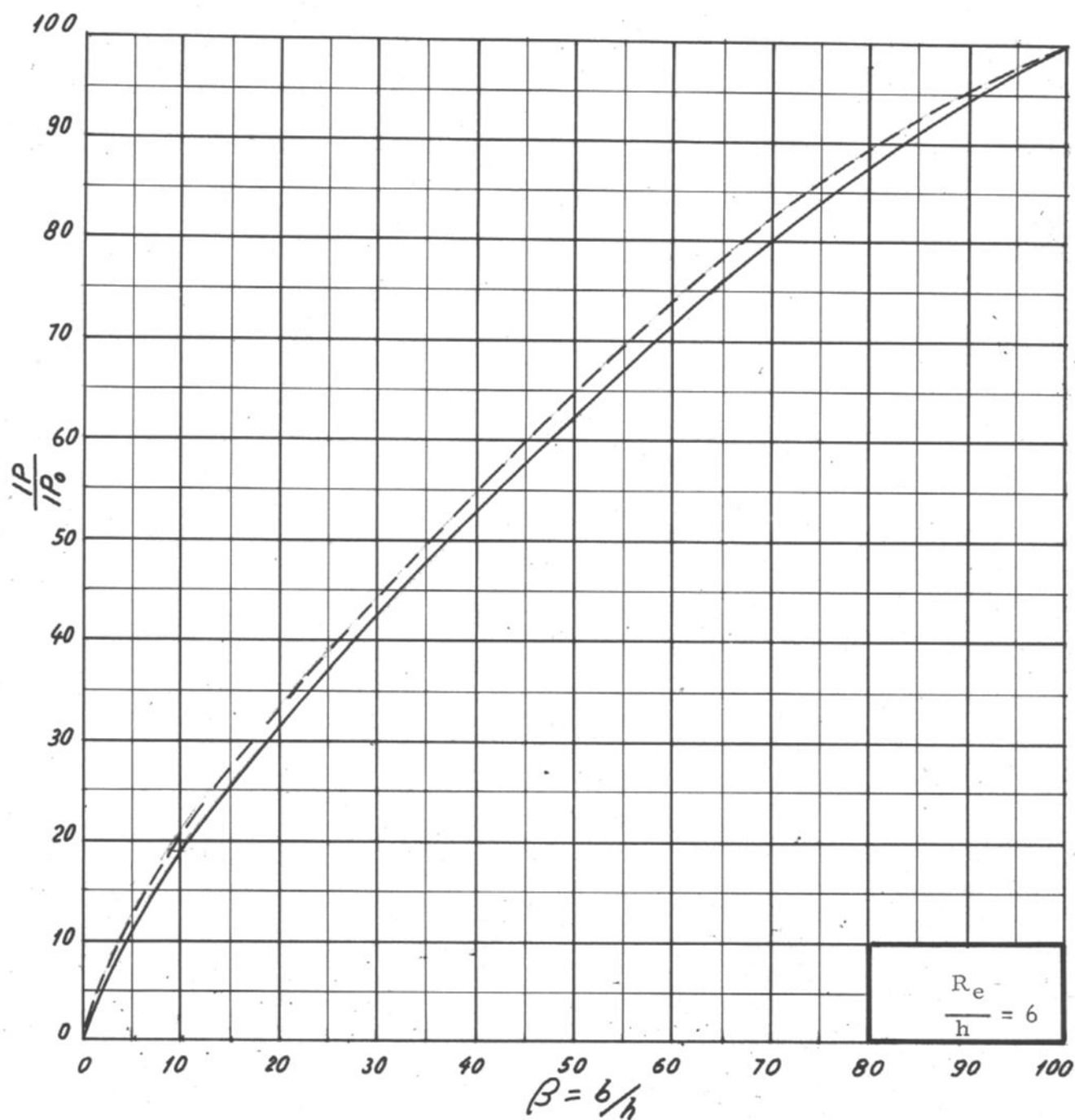


Fig. 11c - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività

————— $R_e/R_w = 1320$

----- $R_e/R_w = 2640$

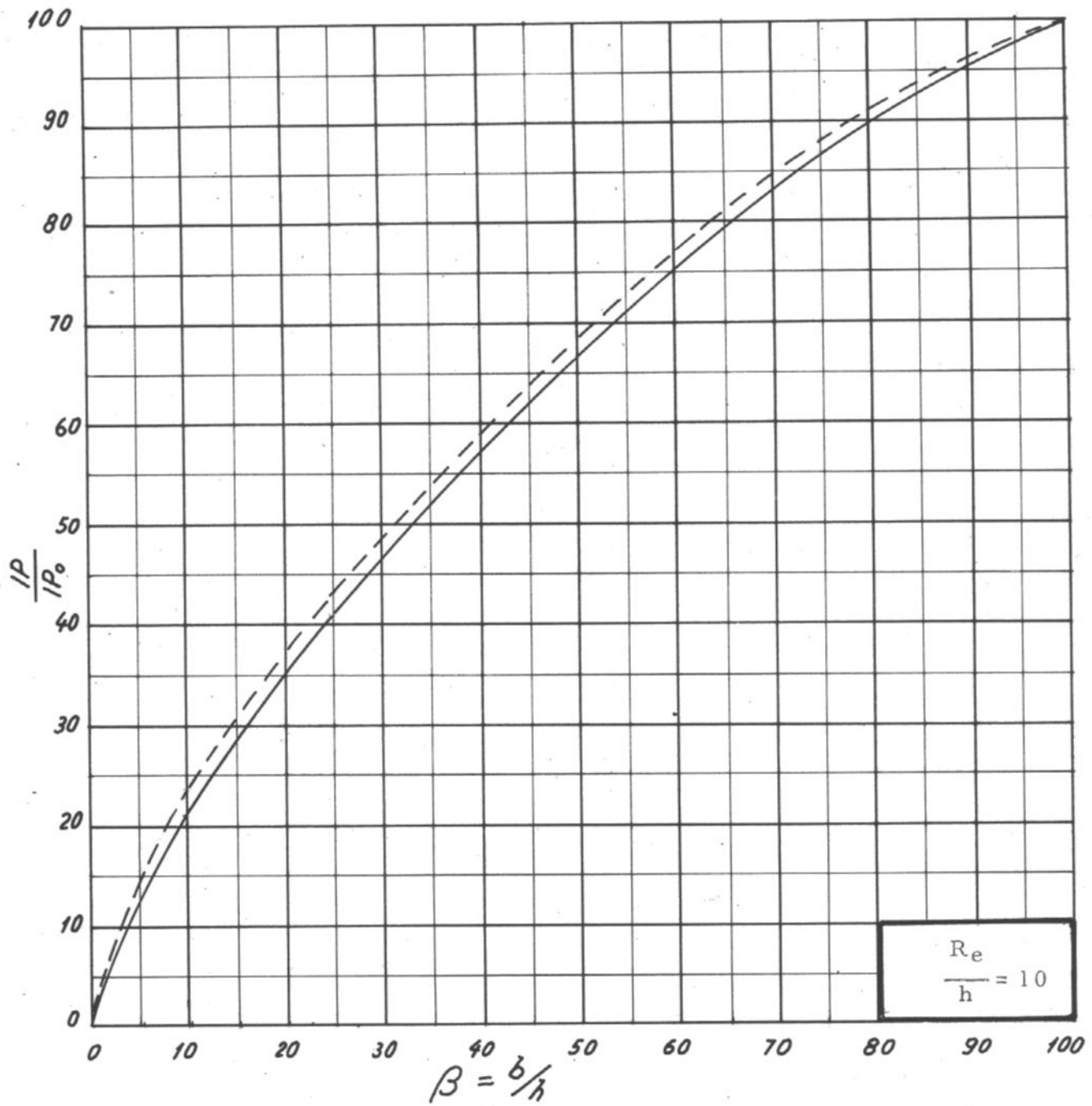


Fig. 11d - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività.

————— $\frac{R_e}{R_w} = 1320$

----- $\frac{R_e}{R_w} = 2640$

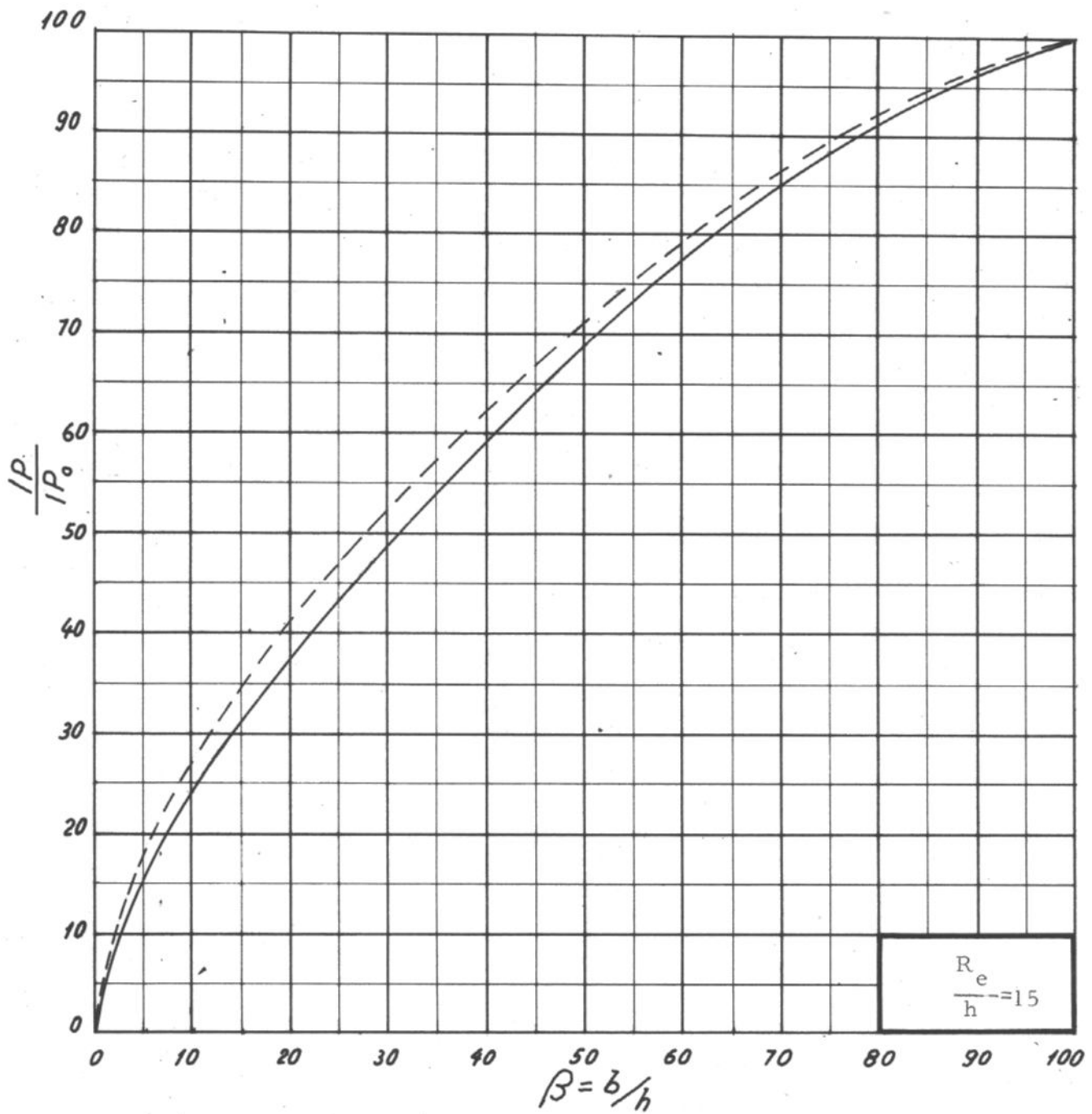


Fig. 11e - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività.

———— $R_e/R_w = 1320$

----- $R_e/R_w = 2640$

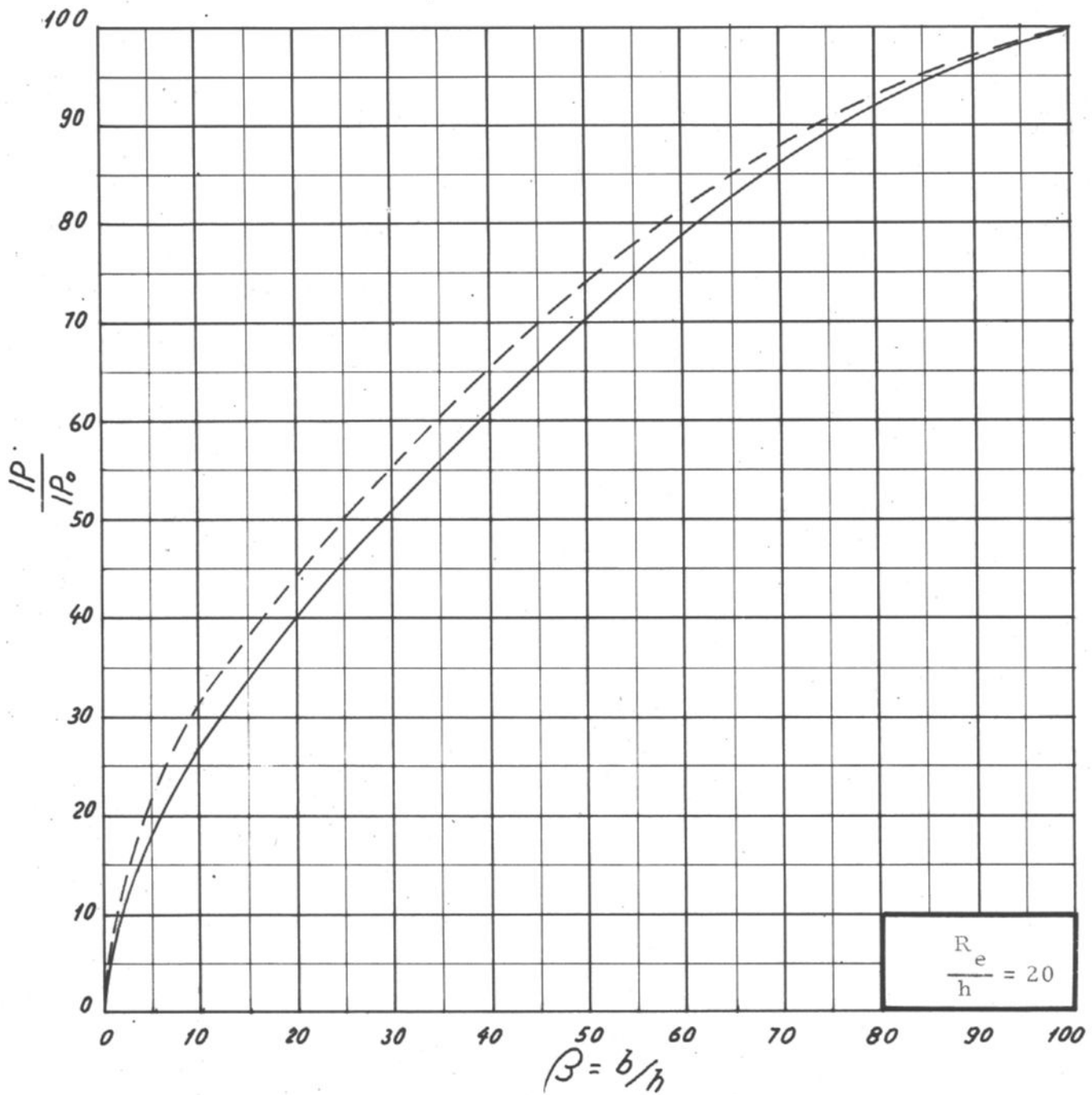


Fig. 11f - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività.

———— $\frac{R_e}{R_w} = 1320$

----- $\frac{R_e}{R_w} = 2640$

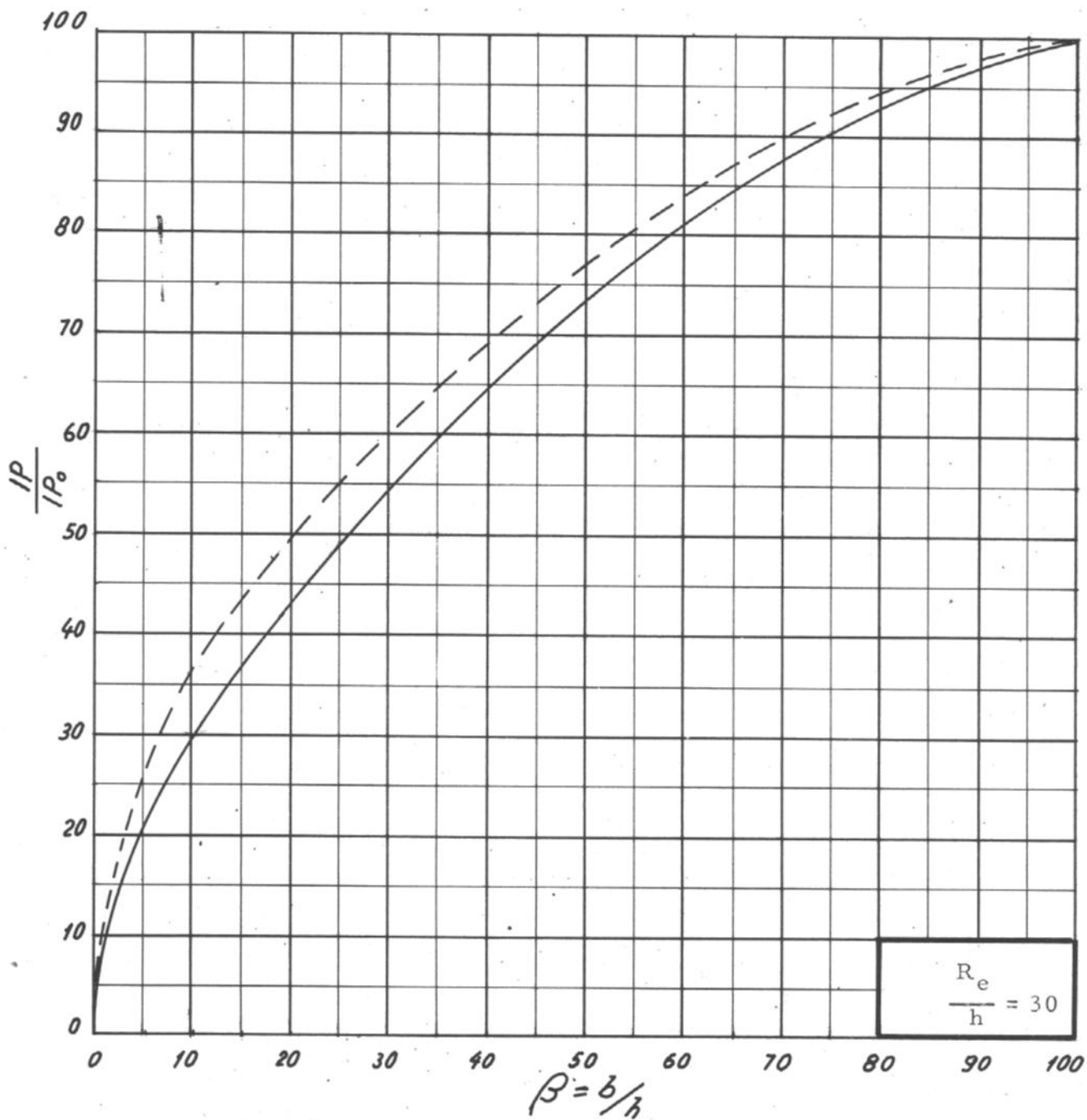


Fig. 11g - Influenza della penetrazione del pozzo sull'indice di produttività

— $R_e/R_w = 1320$

- - - $R_e/R_w = 2640$

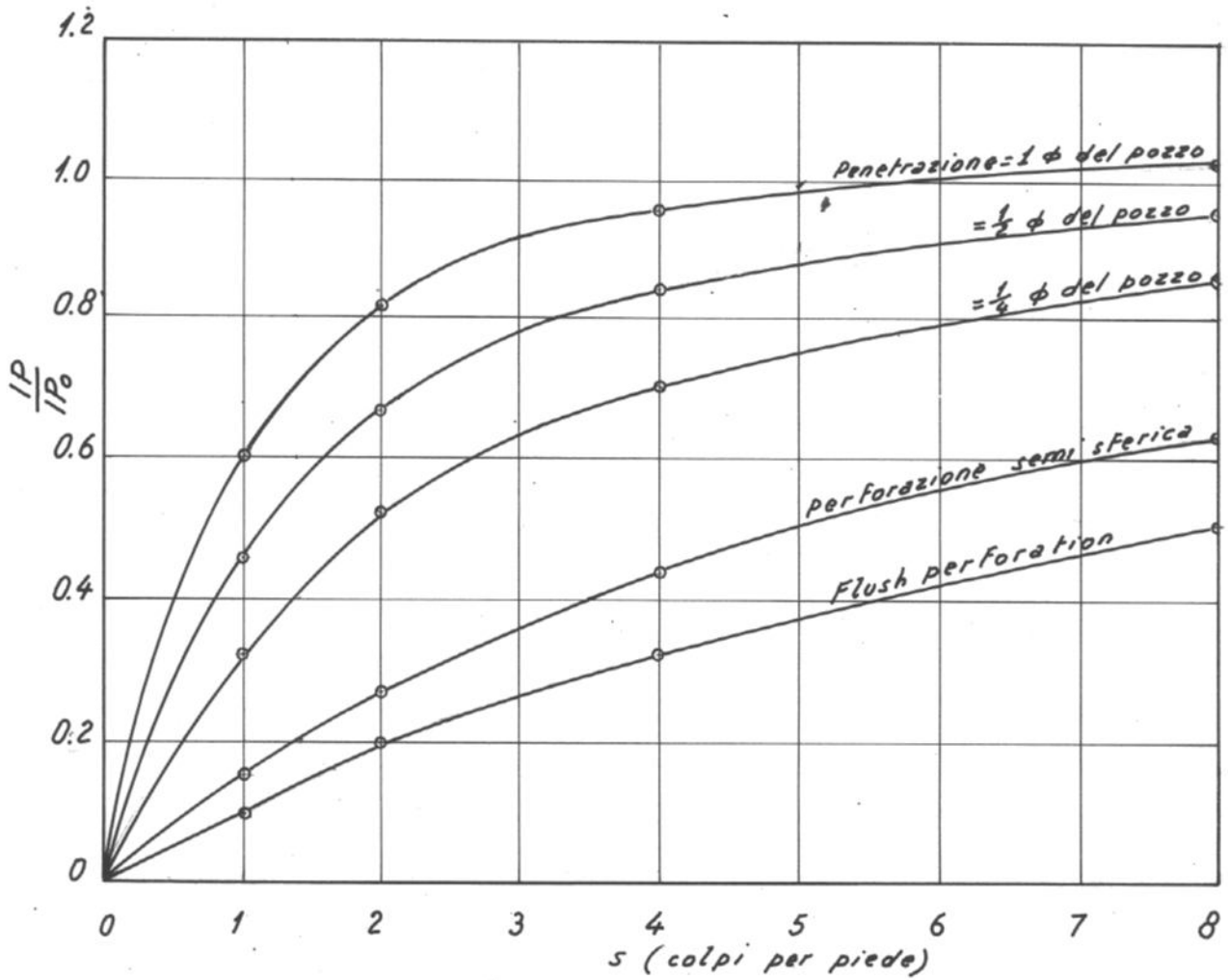


Fig. 12a - Influenza degli spari sull'indice di produttività
 Pozzo completamente penetrato
 Diametro casing 6"
 Diametro spari 1/2"

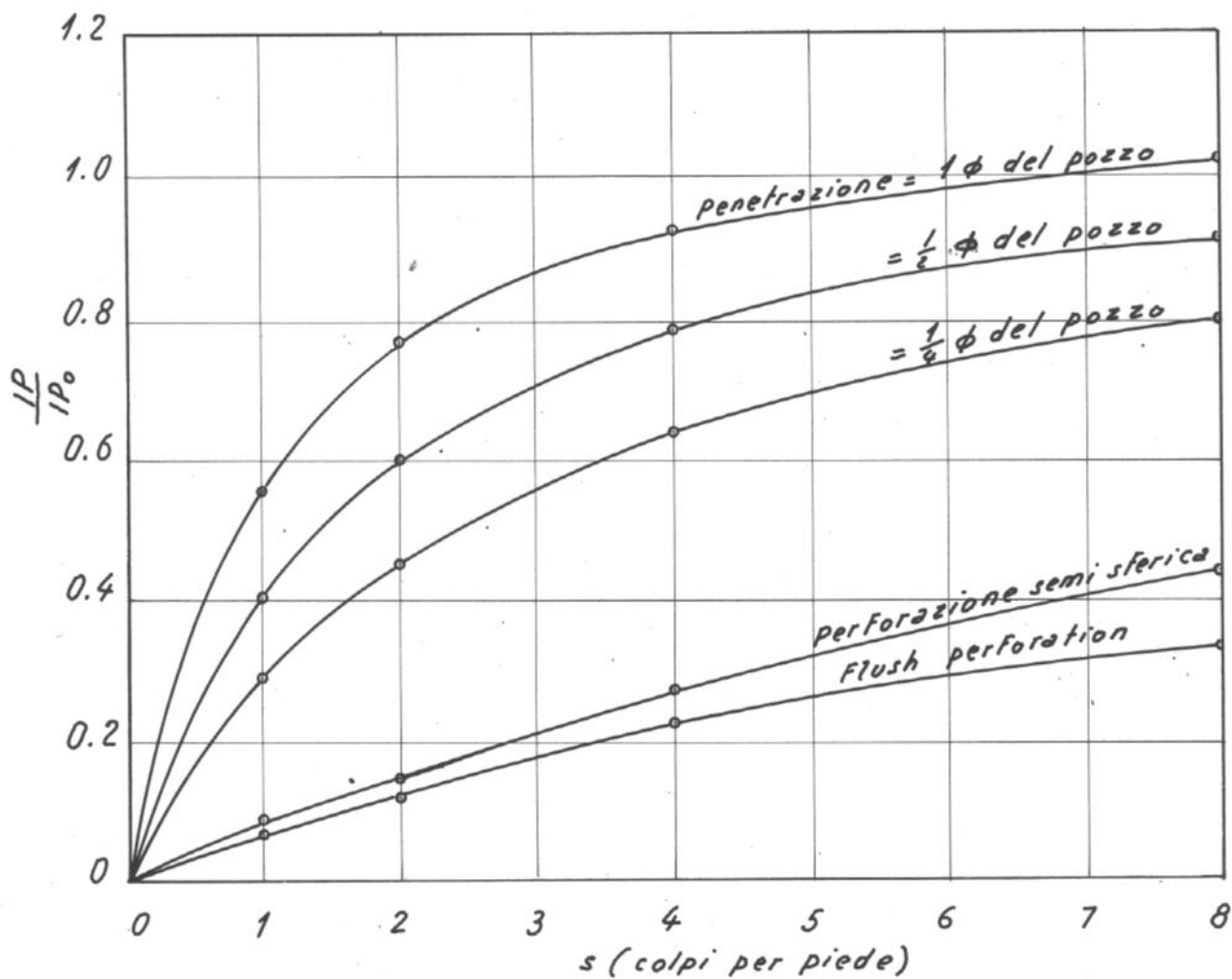


Fig. 12b - Influenza degli spari sull'indice di produttività
 Pozzo completamente penetrato
 Diametro casing : 6"
 Diametro spari : 1/4"

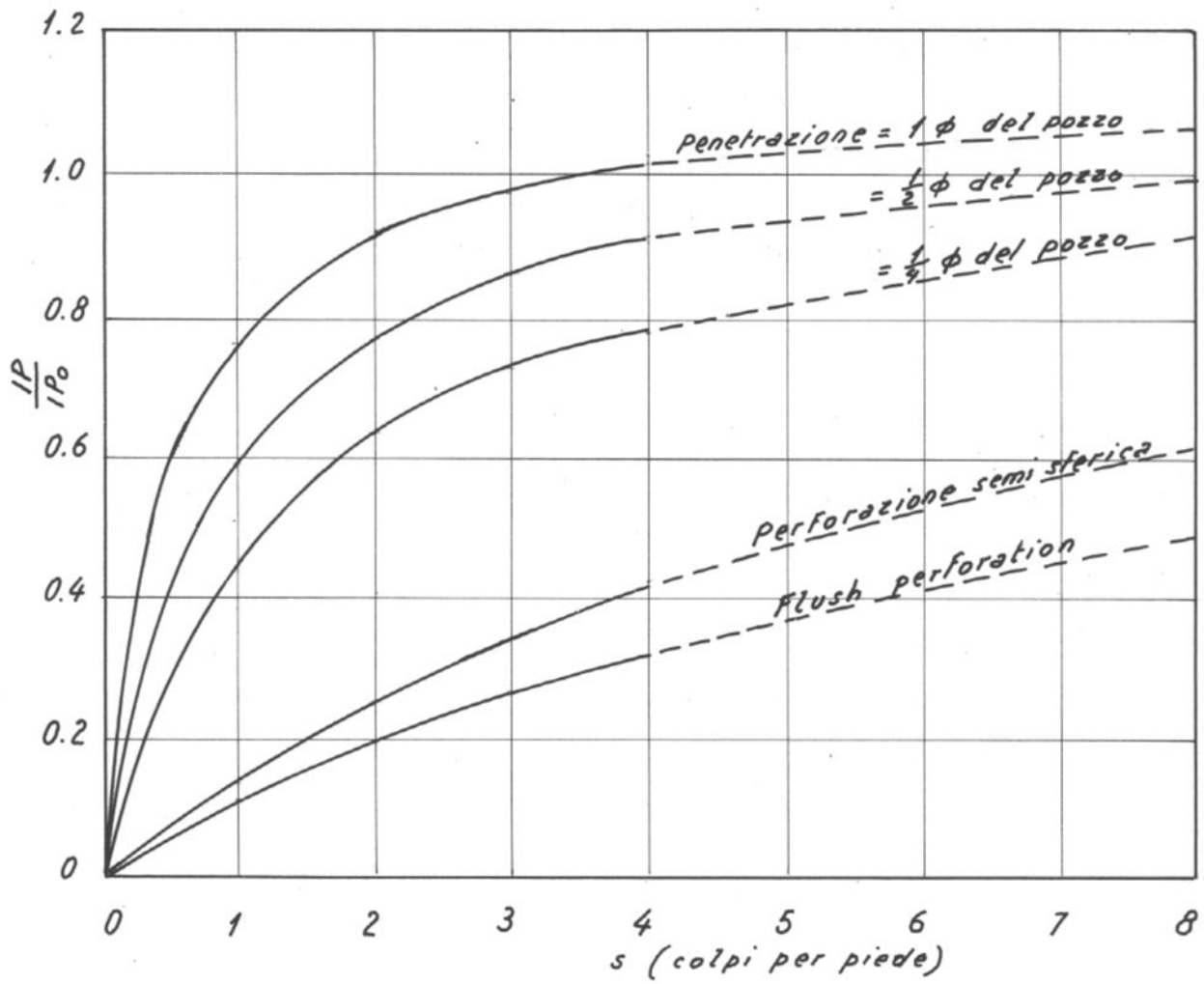


Fig. 12c - Influenza degli spari sull'indice di produttività
 Pozzo completamente penetrato
 Diametro casing: 12"
 Diametro spari: 1/2"

N O T A

CONSIDERAZIONI SULLE NUOVE FORMULE RIGUARDANTI LE PORTATE DI IDRO- CARBURI INFLUENZATE DAL CONO D'ACQUA

Nell'agosto 1963 sono state proposte due formule per il calcolo delle portate di idrocarburi anidri in presenza di un'acqua di fondo.

La formula proposta dal Servizio Geochimico (Ing. Pizzi) è stata ricavata da uno studio analogico fatto su modelli elettrolitici.

La formula, proposta dal Servizio Giacimenti, è stata ricavata in modo analitico in base a certe semplificazioni legate dalla distribuzione della pressione in un pozzo imperfetto.

Dai diagrammi del lavoro (1) per diversi raggi $r_e = 5, 10, 20, 30, 40, 60$ e 80 è stata determinata la portata in funzione dei diversi valori di $\frac{\beta}{h}$ (modificata in funzione di h come un prodotto qh)

Dal lavoro (2) sono stati presi i valori di h da 500 cm a 10.000 cm e per i diversi rapporti $\frac{b}{h}$ è stata calcolata la funzione L che corrispondeva alla portata qh .

Il rapporto delle due portate espresso con $\frac{qh}{L}$ è stato diagrammato per diversi raggi r_e in funzione dello spessore e della penetrazione.

OSSERVAZIONI SUI DIAGRAMMI OTTENUTI

- In genere si nota che le differenze delle due formule sono meno influenzate dalle penetrazioni con l'aumento di r_e .
- Le differenze delle due formule sono altrettanto meno influenzate dalle variazioni dello spessore quando r_e aumenta.
- Per un $r_e > 40$ le portate, determinate con la formula (1), sono sempre più pessimistiche che di quelle trovate con la formula (2) e le differenze fra le due portate sono piccole per uno spessore di 20 metri.
- Le differenze fra le due portate aumentano quando la $r_e < 20$.

RACCOMANDAZIONI

Siccome la formula (2) è molto più facile ad essere utilizzata nei calcoli delle previsioni, sarà utile guardare le differenze che possono essere ottenute con la portata della relazione (2) (approssimata) e quella della relazione (1) rigorosa.

I diagrammi trovati possono essere utilizzati per correggere le portate approssimative con i valori delle portate rigorose.

GIAC
UFFICIO SVILUPPO
METODI E TECNICHE
Il Responsabile

D. Schifano

S. Donato Mil., li 30/10/1963

INDICE

b - penetrazione

h - spessore dello strato

r_e - raggio esterno/spessore dello strato

q - portata

L - funzione

$$\beta = \frac{b}{h}$$

$$\delta = 1 - \frac{b}{h}$$

BIBLIOGRAFIA

- (1) Ing. G. Pizzi - Ing. G.M. Ciucci - Prof. G.L. Chierici - Studio Analogico del coning nei pozzi di olio e di gas - Agosto 1963
- (2) Prof. T. Van Goldfracht - Ing. G. Gorini - Del cono d'acqua in pozzi a gas - Agosto 1963.

$\frac{qh}{L}$

1,60

1,50

1,40

1,30

1,20

1,10

1,00

0,90

0,80

0,70

0,60

0,50

h in m.

40°/s

50°/s

60°/s

20°/s

10°/s

70°/s

40°/s

30°/s

80°/s

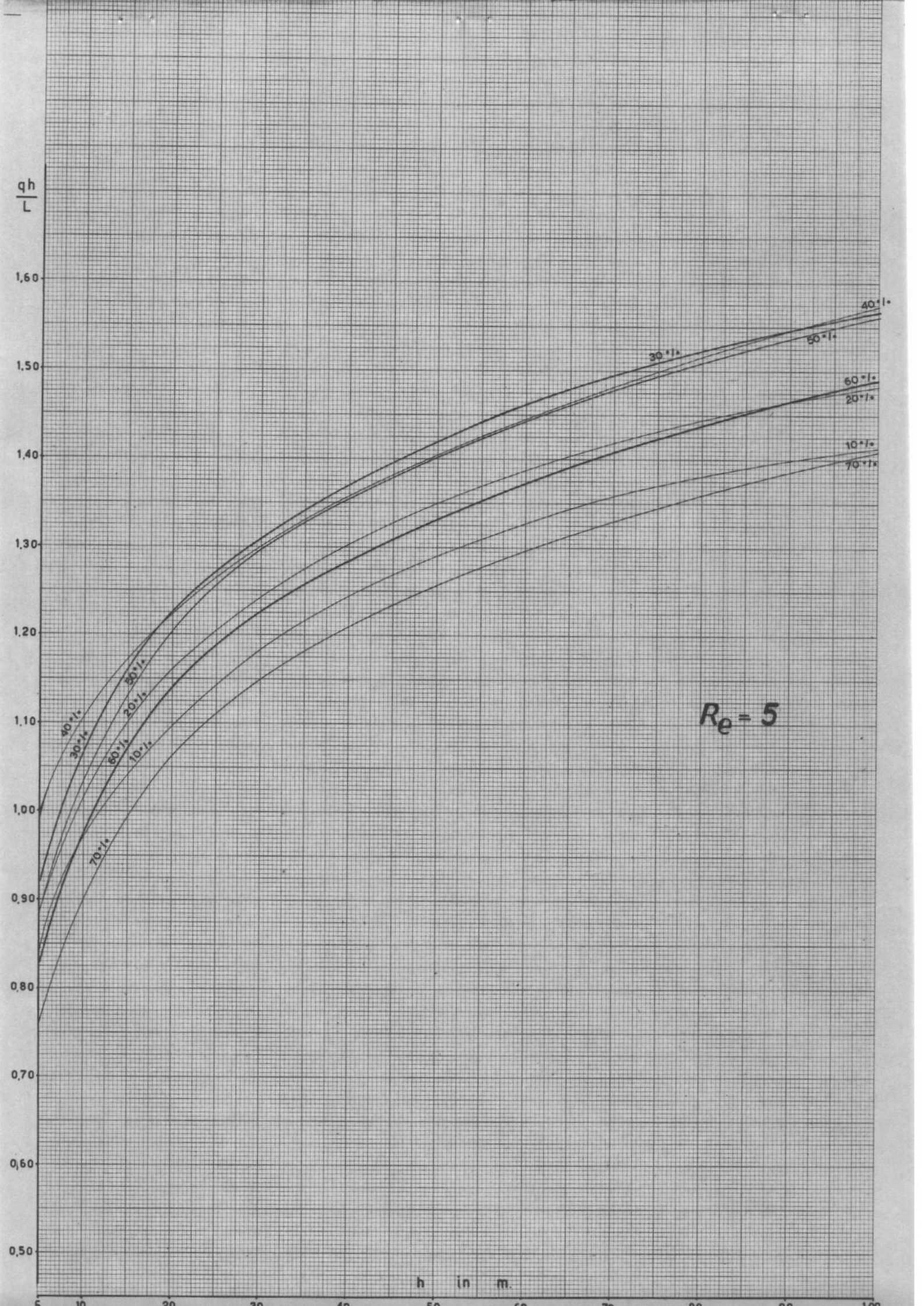
20°/s

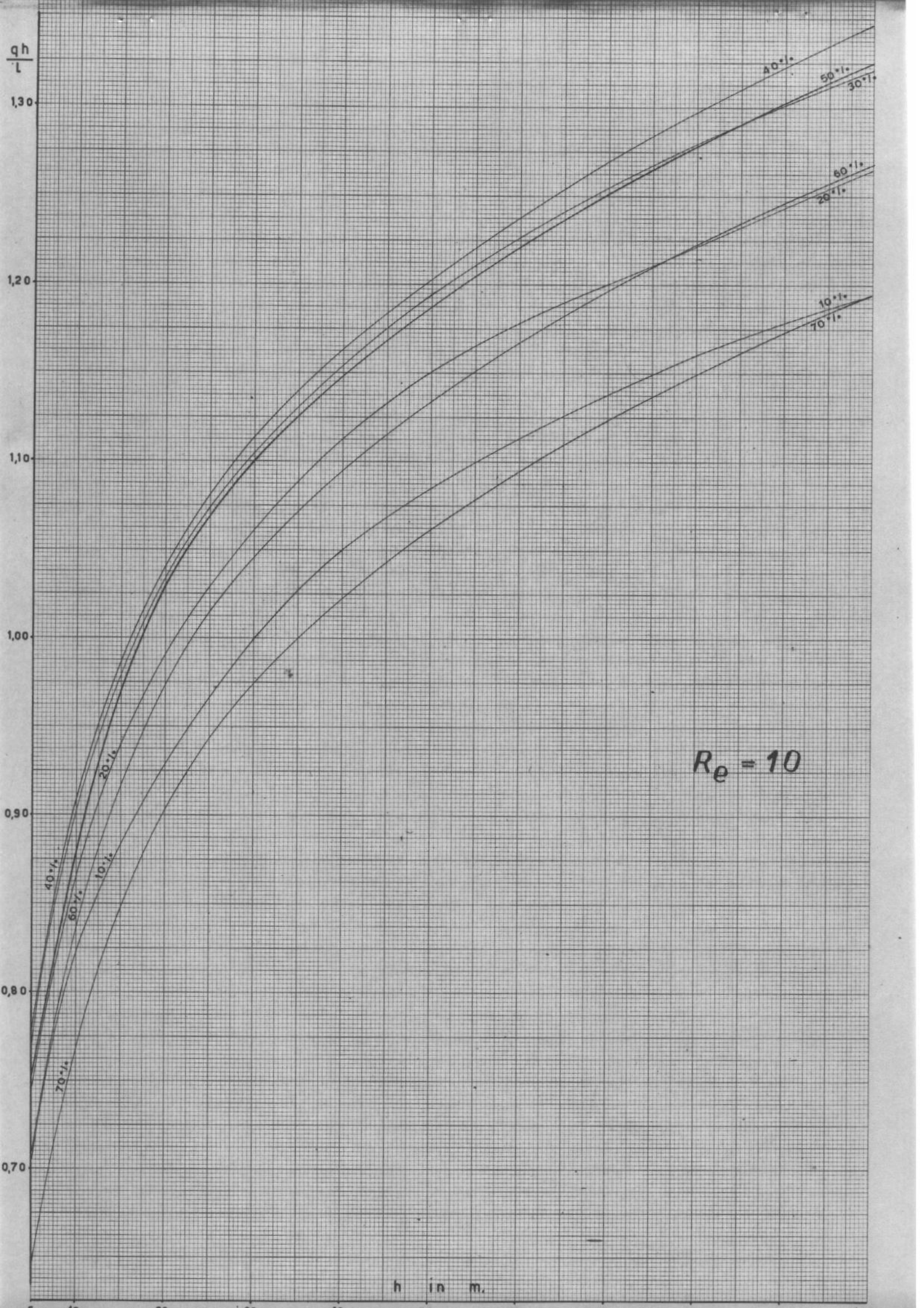
60°/s

10°/s

70°/s

$Re = 5$





$\frac{qh}{L}$

1,10

1,00

0,90

0,80

0,70

0,60

40°/s

50°/s

30°/s

60°/s

20°/s

70°/s

10°/s

50°/s
30°/s
10°/s
10°/s
10°/s
70°/s

$Re = 20$

h in m

100

90

80

70

60

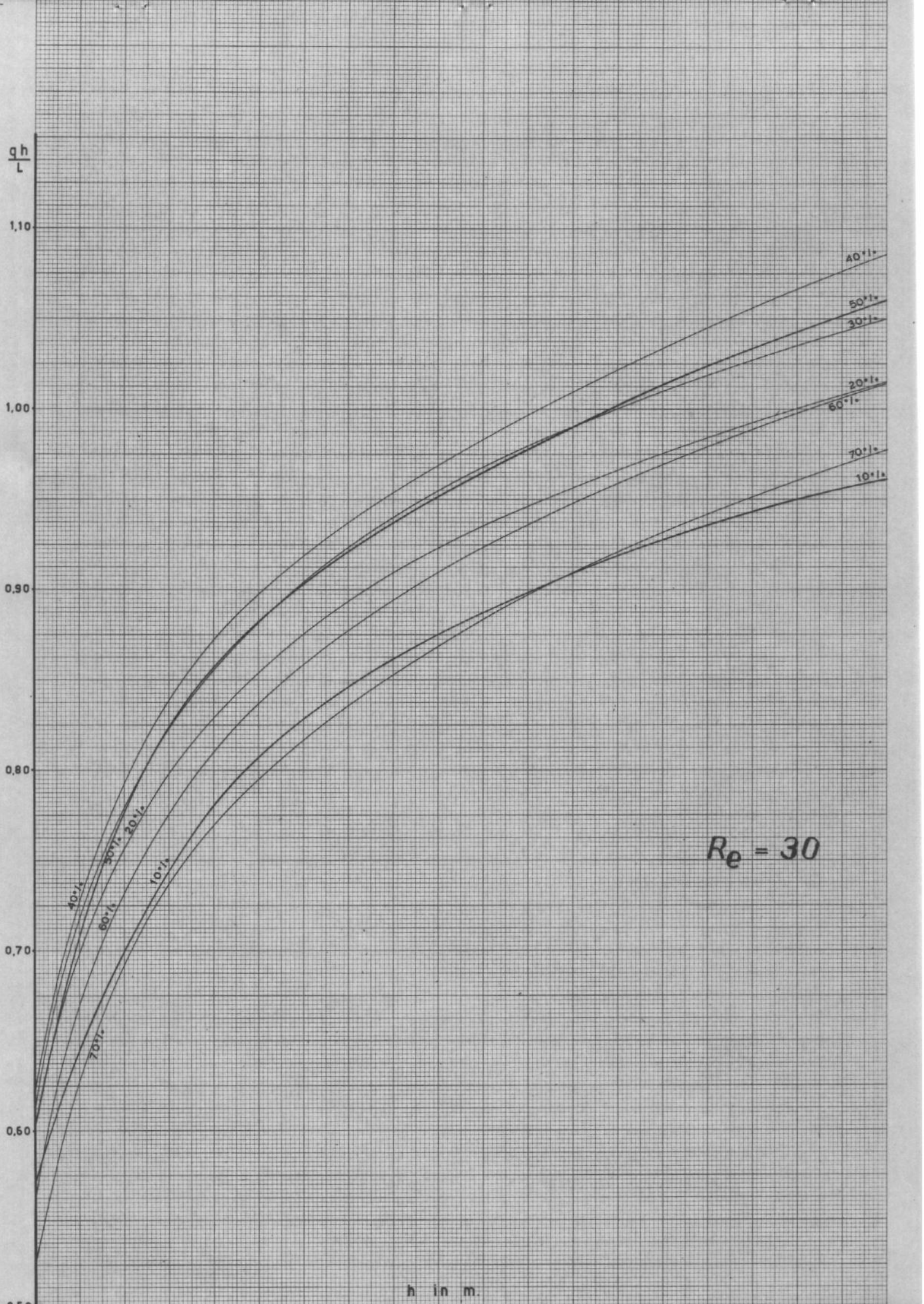
50

40

30

20

10



$Re = 30$

h in m.

$\frac{qh}{L}$

1.10

1.00

0.90

0.80

0.70

0.60

0.50

40:1

50:1

30:1

20:1

60:1

70:1

10:1

80:1

40:1

50:1

30:1

20:1

60:1

70:1

10:1

$\frac{qh}{L}$

1.00

0.90

0.80

0.70

0.60

0.50

40°/s

30°/s

50°/s

20°/s

60°/s

10°/s

70°/s

40°/s

30°/s

50°/s

20°/s

60°/s

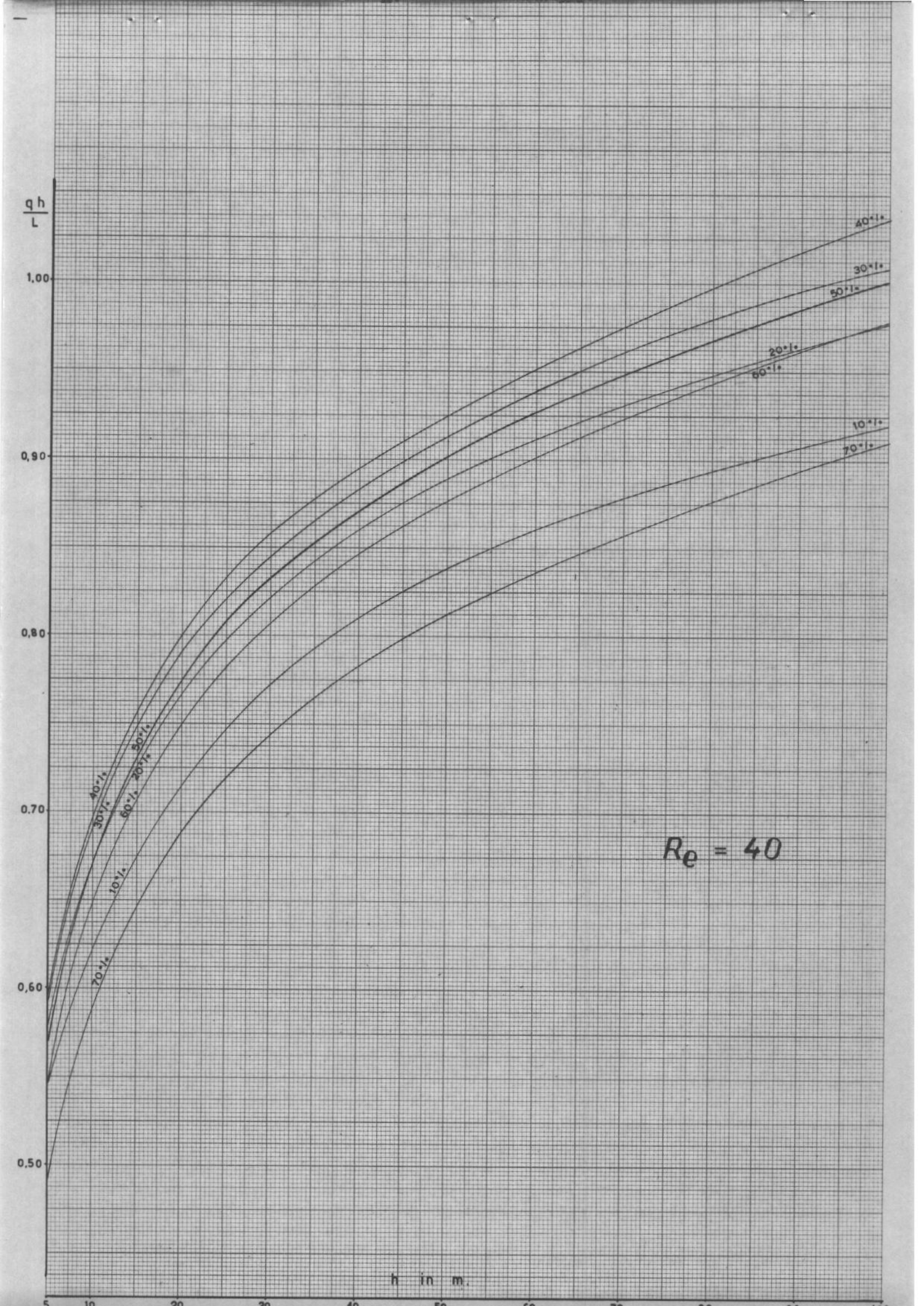
10°/s

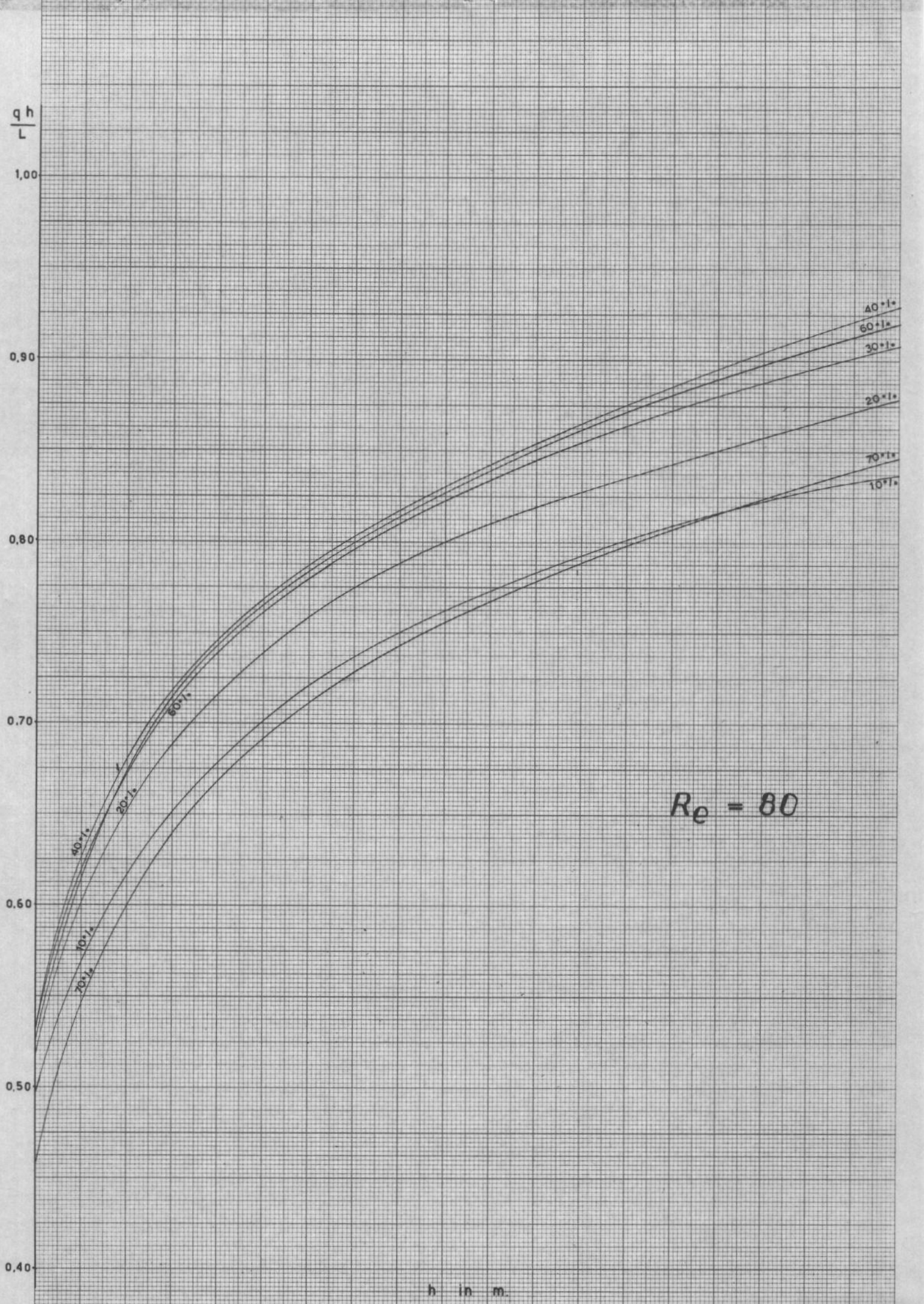
70°/s

$Re = 40$

h in m.

5 10 20 30 40 50 60 70 80 90





$Re = 80$

q a dim.

CALCOLO DELLA MAX PORTATA AMMISSIBILE SENZA PRODUZIONE DI ACQUA

(questi diagrammi valgono solo quando gli spazi si
estendono fino al top)

$$Q = 5,256 \left[\gamma_w - \gamma_g \right] h^2 \frac{K}{\mu} \frac{1}{B_g} q$$

$\gamma = \text{gr/cm}^3$

$h = \text{m}$

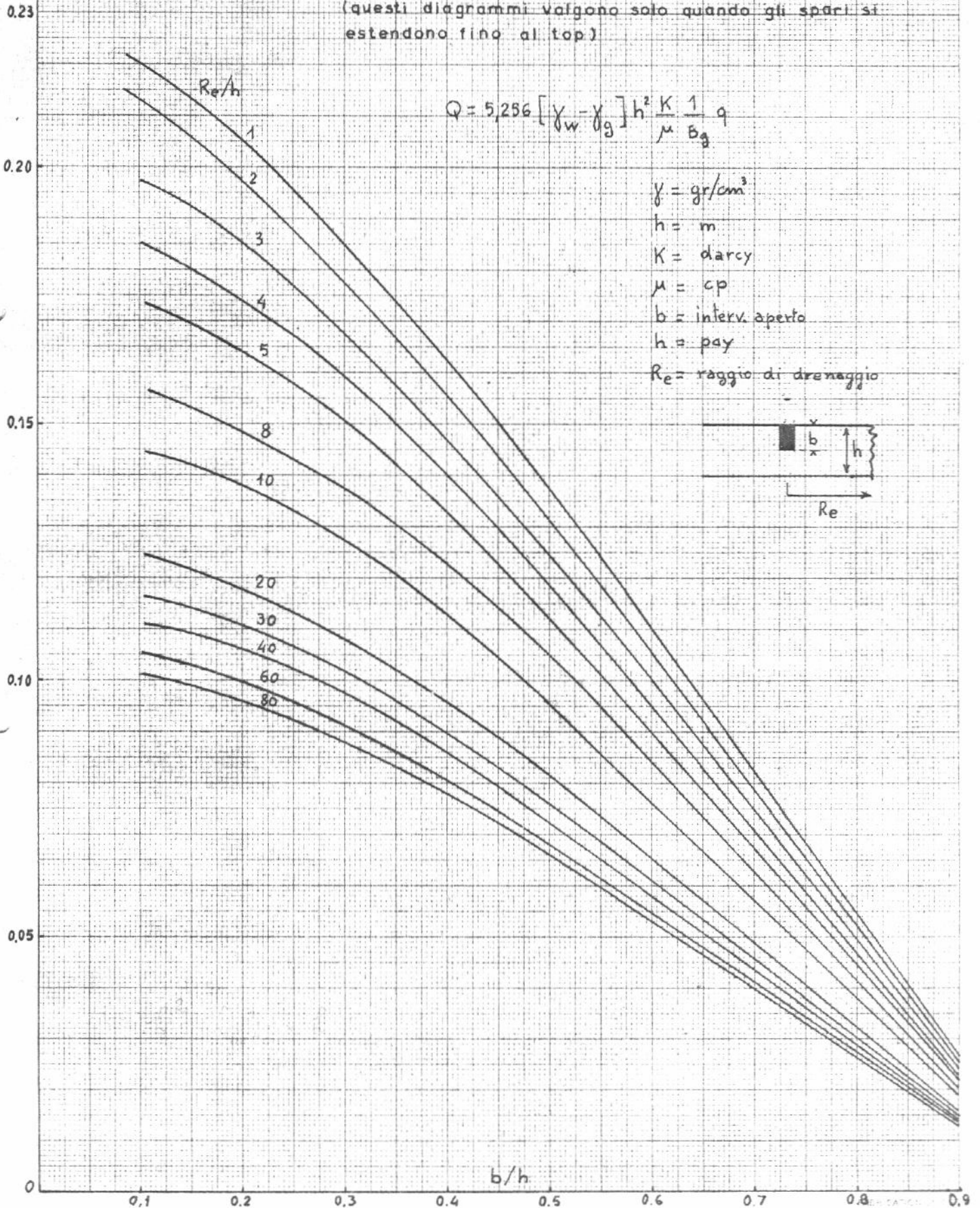
$K = \text{darcy}$

$\mu = \text{cp}$

$b = \text{interv. aperto}$

$h = \text{pay}$

$R_e = \text{raggio di drenaggio}$



q a dim.

CALCOLO DELLA MAX PORTATA AMMISSIBILE SENZA PRODUZIONE DI ACQUA

(questi diagrammi valgono solo quando gli spari si
estendono fino al top)

$$Q = 5,256 \left[\gamma_w - \gamma_g \right] h^2 \frac{K}{\mu} \frac{1}{B_g} q$$

$\gamma = \text{gr/cm}^3$

$h = \text{m}$

$K = \text{darcy}$

$\mu = \text{cp}$

$b = \text{interv. aperto}$

$h = \text{pay}$

$R_e = \text{raggio di drenaggio}$

