

622.152.
7433
3

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA DEL LITORAL

**DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE
GEOLOGIA, MINAS Y PETROLEOS**

Inw D/168

**“ESTUDIO DE
YACIMIENTO DE GAS”**

TESIS DE GRADO PARA OPTAR EL TITULO DE:
INGENIERO DE PETROLEOS

José A. { Perdomo M.

GUAYAQUIL - ECUADOR

Noviembre - 1973



BIBLIOTECA

La responsabilidad por los hechos, ideas y doctrinas expuestas en esta tesis corresponde exclusivamente al autor.

(Artículo Sexto del Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la Escuela Superior Politécnica del Litoral)

JOSE A. PERDOMO MORENO

4 FEB. 1974
DONACION
INGRESADO A INVENTARIO CON
ORD. No. 165

El patrimonio intelectual de ésta ~~tesis~~

pertenece a la

ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA

DEL

LITORAL

(Artículo sexto del Reglamento de ~~Exame~~
nes y Titulos Profesionales)

Jose Profano

AUTOR

DIRECTOR DE TESIS

PROFESOR

PROFESOR

PROFESOR

[Signature]

[Signature]

Mi agradecimiento:

A LA ESCUELA SUPERIOR POLITECNICA
DEL LITORAL

A los miembros que integran el De-
partamento de Ingeniería de Geolo-
gía, Minas y Petróleo.

A m i s

P A D R E S

E S P O S A

H I J O

S U M A R I O

ABSTRACTO

INTRODUCCION

NOMENCLATURA

LISTA DE FIGURAS

LISTA DE TABLAS Y NOMOGRAMAS

CAPITULO I. RESERVAS DE GAS:

1-1. GENERALIDADES

1-2. DEFINICIONES SOBRE RESERVAS DE HIDROCARBUROS: RESERVAS PROPADAS DE HIDROCARBUROS. RESERVAS SEMIPROBADAS DE HIDROCARBUROS. RESERVAS NO PROBADAS DE HIDROCARBUROS. DESCUBRIMIENTOS. EXTENSIONES. RESERVAS RECUPERABLES. RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES. RESERVAS PROBADAS SOMETIDAS A EXPLOTACION. RESERVAS PROBADAS NO SOMETIDAS A EXPLOTACION. HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO. GAS ASOCIADO. GAS LIBRE O NO ASOCIADO. RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL GAS.

CAPITULO II. METODOS EMPLEADOS EN LA ESTIMACION DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS.

2-1. GENERALIDADES.

CAPITULO II-A METODO VOLUMETRICO.

2-A-1. GENERALIDADES.

2-A-2. DESCRIPCION DEL METODO.

CAPITULO II-B METODO DE DECLINACION DE PRESION EN FUNCION DE LA PRODUCCION.

2-B-1. GENERALIDADES.

2-B-2. DESCRIPCION DEL METODO.

- 2-B-3. ESTUDIO DE LAS RESERVAS DE -
GAS ASOCIADO: RESERVAS EN LA -
CAPA DE GAS. RESERVAS DE GAS -
EN SOLUCION. ESTIMACION DE RE-
SERVAS NO PROBADAS.

CAPITULO II-C BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE
HIDROCARBUROS.

- 2-C-1. GENERALIDADES.
- 2-C-2. BALANCE DE MATERIALES EN YACI
MIENTOS DE GAS.
- 2-C-3. RESTRICCIONES Y LIMITACIONES
DE LAS ECUACIONES.

CAPITULO III ESPACIAMIENTO Y ARREGLOS DE POZOS DE -
GAS.

- 3-1. GENERALIDADES.
- 3-2. ORIENTACION DEL SISTEMA DE -
COORDENADAS.
- 3-3. METODOS EMPLEADOS PARA SELEC-
CIONAR UBICACIONES.
- 3-4. POZOS DE INYECCION PARA CAM-
POS DEPLETADOS.

CAPITULO IV DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE FLUJO
DE UN POZO DE GAS.

- 4-1. INTRODUCCION.
- 4-2. GENERALIDADES. TIPOS DE MEDI-
DORES DE GAS. INSTALACION DE
MEDIDORES DE ORIFICIOS.
- 4-3. POTENCIAL MAXIMO DEL POZO.
- 4-4. TIPOS DE ENSAYOS DE POZOS DE
GAS.
- 4-5. ENSAYO DE CONTRAPRESION.
- 4-6. METODOS PARA COMPUTAR LAS PRUE
BAS DE CONTRAPRESION.

- 4-7. CRITERIOS GENERALES PARA LA MEDICION DE LOS PARAMETROS - QUE INTERVIENEN EN LA DETERMINACION DEL POTENCIAL MAXIMO DEL POZO. a) MEDICION DE PRESIONES: PRESIONES ESTATICAS. PRESIONES DE FLUJO. PRESIONES EN BOCA DE POZO. PRESIONES A VARIAS PROFUNDIDADES. b) ELECCION DE LOS CAUDALES DE PRODUCCION: MEDICION DE CAUDALES: PRODUCCION MONOFASICA DE GAS. PRODUCCION BIFASICA (GAS Y CONDENSADO). MEDICION DE PARAMETROS NECESARIOS A LOS CALCULOS DE CAUDALES. c) MEDICION DE LAS TEMPERATURAS: TEMPERATURAS DE FONDO. TEMPERATURA EN BOCA DE POZO Y EN INSTALACIONES DE SUPERFICIE.
- 4-8. PROCEDIMIENTO PRACTICO DE CAMPO EMPLEADO EN EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE CONTRAPRESION.

CAPITULO V

DETECCION E INTERPRETACION DE POZOS DE GAS.

- 5-1. GENERALIDADES.
- 5-2. DETECCION E IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS GASIFEROS. A) PERFIL SONICO. B) PERFIL DE DENSIDAD DE FORMACION. C) PER

RIL NEUTRONICO.

- 5-3. EVALUACION DE ARENISCAS EMPLEANDO -
TRES PERFILES DE POROSIDAD.
- 5-4. EVALUACION DE ARENISCAS USANDO DOS
PERFILES DE POROSIDAD.

CAPITULO VI

- 6-1. CONCLUSIONES.
- 6-2. RECOMENDACIONES.
- 6-3. REFERENCIAS.

A B S T R A C T O

Existiendo grandes extensiones de regiones sedimentarias que no están bajo concesiones y que en ellas quedan por recuperarse grandes volúmenes de hidrocarburos, es necesario programar y estimular la exploración de estas zonas.

Es interesante notar que desde el comienzo de la utilización del gas hasta la fecha, se viene observando un crecimiento marcadamente exponencial en lo que a la -- utilización del gas se refiere.

El Gas Natural puede encontrarse como tal en yacimientos de gas, denominándose gas libre (no asociado) o mezcla do con el petróleo (gas en solución) en yacimientos de petróleo y, condensado bajo la forma de partes volátiles de hidrocarburos disueltos o asociados con él.

Los métodos que pueden ser empleados en la estimación de las reservas probadas de gas libre son explicados - detalladamente acompañados de figuras para una mejor - interpretación. Se exponen los diferentes pasos a seguir y los medios como obtener los datos que entrarán en el cálculo de las reservas de gas natural.

Se puede observar que cada uno de los métodos expuestos en la estimación de reservas de gas tienen su aplicabilidad en un momento dado.

Se hace notar que el cálculo de reservas por medio del método volumétrico no es recomendable cuando no se conocen con suficiente exactitud uno o varios de los factores que intervienen en el cálculo, así mismo, si se encuentra que un yacimiento posee empuje hidrostático, el método de declinación no puede ser aplicado. Ante cada una de éstas limitaciones se dan a conocer las soluciones.

Mediante el estudio de la Ecuación de Balance de Materiales se observa que ésta puede ser empleada para estimar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento en cualquier tiempo durante la producción; Evaluación de cantidades iniciales de hidrocarburos en el yacimiento y predicción del comportamiento futuro; Al igual que la recuperación total de las reservas.

Aunque este trabajo no es dedicado al estudio de los gases asociados, sin embargo se hace una mención escueta a ellos.

Al hablar sobre espaciamento de pozos se observará que debe tomarse en cuenta aspectos económicos, de ingeniería, geológicos y legales. Hay que tener presente las conveniencias que resultan el adoptar un sistema de arreglo para operaciones futuras de programas de recuperación.

Al tratar sobre el tema de espaciamento, se pretende evitar la perforación innecesaria de pozos, que convergen en un desperdicio de la energía del yacimiento y consecuentemente se pretende aplicar debidamente la práctica de conservación en cuanto a preservación de energía se refiere.

Al hablar sobre la capacidad de flujo de un pozo de gas se trata de dar a conocer todos los factores que intervienen en su cálculo, los pasos que se siguen para la determinación del potencial máximo del pozo y procedimientos prácticos de campo a seguirse en las pruebas de contrapresión.

Se hace un estudio sobre las formas de detectar la presencia de gas una vez perforado un pozo.

Métodos comparativos a emplearse con los diferentes registros de porosidad se exponen en forma explícita.

Como puede observarse de lo expuesto, el presente tra-

bajo tiene por finalidad el tratar de dar una información lo más clara posible de los puntos más importantes que conciernen al estudio de los yacimientos de gas natural como es el cálculo de las reservas, estudio de espaciamiento de pozos, determinación de la capacidad de flujo de un pozo de gas, detección e interpretación de pozos de gas, etc.

Todo este trabajo ha sido producto de la experiencia del autor en trabajos con la industria petrolera, además conocedor de la escasa literatura petrolera que existe en idioma castellano. En conclusión esta documentación servirá como guía práctica para personas interesadas en el estudio de yacimientos de gas. En caso de que se trate de profundizar uno u otro tema consultar la bibliografía expuesta.

I N D I C E

<u>NOMBRE</u>	<u>PAGINA</u>
INTRODUCCION	1
NOMENCLATURA	3
LISTA DE FIGURAS	13
LISTA DE TABLAS Y MONOGRAMAS	15
CAPITULO I RESERVAS DE GAS	16
1-1. GENERALIDADES	16
1-2. DEFINICIONES SOBRE RESERVAS DE HIDROCARBUROS	16
RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS	16
RESERVAS SEMIPROBADAS DE HIDROCARBUROS	17
RESERVAS NO PROBADAS DE HIDROCARBUROS	18
DESCUBRIMIENTOS	19
EXTENSIONES	19
RESERVAS RECUPERABLES	19
RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES	19
RESERVAS PROBADAS NO SOMETIDAS A EXPLOTACION	19
RESERVAS PROBADAS SOMETIDAS A EXPLOTACION	19
HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO	19
GAS ASOCIADO	19
GAS LIBRE O NO ASOCIADO	20
RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL GAS	20
CAPITULO II METODOS EMPLEADOS EN LA ESTIMACION DE LAS RESERVAS PROBADAS DE GAS	21
2-1. GENERALIDADES	21
CAPITULO II-A METODO VOLUMETRICO	22

<u>NOMBRE</u>	<u>PAGINA</u>
2-A-1. GENERALIDADES	22
2-A-2. DESCRIPCION DEL METODO	25
CAPITULO II-B METODO DE DECLINACION DE PRESION EN FUNCION DE LA PRODUCCION	38
2-B-1. GENERALIDADES	38
2-B-2. DESCRIPCION DEL METODO	39
2-B-3. ESTUDIO DE LAS RESERVAS DE GAS ASOCIADO	40
RESERVAS EN LA CAPA DE GAS	40
RESERVAS DE GAS EN SOLUCION	41
ESTIMACION DE LAS RESERVAS NO PROBADAS	43
CAPITULO II-C. BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTO DE HIDROCARBUROS	44
2-C-1. GENERALIDADES	44
2-C-2. BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS	46
RESTRICCIONES Y LIMITACIONES DE LAS ECUACIONES	54
CAPITULO III ESPACIAMIENTOS Y ARREGLOS DE POZOS DE GAS	56
3-1. GENERALIDADES	56
3-2. ORIENTACION DEL SISTEMA DE COORDENADAS	65
3-3. METODOS EMPLEADOS PARA SELECCIONAR UBI CACIONES	67
3-4. POZOS DE INYECCION PARA CAMPOS DEPLETA DOS	69
CAPITULO IV DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE UN POZO DE GAS	73
4-1. INTRODUCCION	73
4-2. GENERALIDADES	73

<u>NOMBRE</u>	<u>PAGINA</u>
TIPOS DE MEDIDORES DE GAS	75
INSTALACION DE MEDIDORES DE ORIFICIOS	79
4-3. POTENCIAL MAXIMO DEL POZO	81
4-4. TIPOS DE ENSAYOS DE POZOS DE GAS	81
4-5. ENSAYO DE CONTRAPRESION	82
4-6. METODOS PARA COMPUTAR LOS RESULTA DOS DE LAS PRUEBAS DE CONTRAPRESION	85
4-7. CRITERIOS GENERALES PARA LA MEDICION DE LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA DETERMINACION DEL POTENCIAL MAXI- MO DEL POZO	87
PRESIONES ESTATICAS	88
PRESIONES DE FLUJO	90
PRESIONES EN BOCA DE POZO	91
PRESIONES A VARIAS PROFUNDIDADES	92
ELECCION DE LOS CAUDALES DE PRODUCCION	92
PRODUCCION MONOFASICA DE GAS	94
PRODUCCION BIFASICA (GAS Y CONDENSADO)	94
MEDICION DE PARAMETROS NECESARIOS A LOS -- CALCULOS DE CAUDALES	95
MEDICION DE LAS TEMPERATURAS DE FONDO	95
TEMPERATURA EN BOCA DE POZO Y EN INSTALA- CIONES DE SUPERFICIE	96
DETERMINACION DE LA ECUACION PARA FLUJO DE GAS	96
4-8. PROCEDIMIENTO PRACTICO DE CAMPO EM- PLEADO EN EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE CONTRAPRESION	97

<u>NOMBRE</u>	<u>PAGINA</u>
CAPITULO V - DETECCION E INTERPRETACION DE POZOS DE GAS	100 - /
5-1. GENERALIDADES	100 . /
5-2. DETECCION E IDENTIFICACION DE YACI- MIENTOS GASIFEROS	101
PERFIL SONICO	103
ARENISCAS ACUIFERAS LIMPIAS	103
ARENISCAS ACUIFERAS ARCILLOSAS	104
EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS	105
B.- PERFIL DE DENSIDAD DE FORMACION	106
b-1. ARENISCAS ACUIFERAS LIMPIAS	106
b-2. ARENISCAS ACUIFERAS ARCILLOSAS	107
b-3. EFECTO DE LOS HIDROCARBUROS	107
C.- PERFIL NEUTRONICO	108
5-3. EVALUACION DE ARENISCAS EMPLEANDO TRES PERFILES DE POROSIDAD	113
DISTINCION ENTRE GAS Y PETROLEO	115
5-4. EVALUACION DE ARENISCAS USANDO DOS PERFILES DE POROSIDAD	116
DENSIDAD NEUTRONICA	117
SONICO - DENSIDAD	118
SONICO - NEUTRONICO	119
INTERPRETACION CUALITATIVA DE REGISTROS DE POZOS DE GAS	120

I N T R O D U C C I O N

La estimación del cálculo de Reservas de Gas Natural se ha -- convertido en un campo de amplio interés debido al aumento en importancia atribuída al gas en los países altamente desarro- llados y a que es un combustible de lo más deseado y se en -- cuenta en continuo aumento de demanda en el mercado.

Con la mayor importancia del Gas, hay un aumento en la necesi- dad de lograr mejores estimados de la magnitud y disponibili- dad de las reservas de Gas Natural; incontables y complejos - estudios han sido realizados acerca de como obtener el máximo recobro de los yacimientos gasíferos, cómo explotarlos, produ- cirlos, descubrirlos, predecir su comportamiento y cual será- la recuperación en ellos. El avance tecnológico en materia de gas ha llegado a generar intrincados y versátiles procesos -- que con el transcurrir de los días generan los más numerosos- y variados productos.

Todas estas afirmaciones y hechos evidentes son el cimiento - para aseverar, sin llegar a ostentar de exagerados, que bien- podemos evaluar la potencialidad económica de un país con la- cantidad de hidrocarburos que su subsuelo posee y aún más --- trascendental, su grado de desarrollo deberá medirse en fun - ción directa de la energía consumida.

El país ha comenzado a vivir una nueva época al pasar a ser - productor y exportador de petróleo y en un futuro no muy leja- no de Gas Natural. Dada la importancia que ésto involucra, -- evidentemente es de gran interés nacional además de poder con- tar con un inventario preciso de las Reservas Probadas de Hi- drocarburos en las áreas en explotación, lo es también el que se tenga un conocimiento exacto del potencial de recursos hi- drocarburíferos en el país. No sería nada raro encontrar que- hasta la fecha no se han realizado estudios del verdadero al- cance para evaluar el potencial de recursos hidrocarburíferos disponibles en las cuencas sedimentarias o para determinar --

por lo menos el potencial hidrocarburífero en las áreas propias de las concesiones. Es evidente que existen cantidades sustanciales de hidrocarburos sin descubrirse en el área activa de las concesiones. El descubrimiento de éstos recursos dependerá estrechamente del estímulo que se le da a la actividad exploratoria y del concurso de personal profesional altamente calificado para localizar esos recursos, debido a que los mismos se hacen más difíciles de encontrar en la medida que se van agotando.

Es necesario conocer y saber más acerca del gas. En esta rama nuestra experiencia es escasa, pero estamos conscientes de -- cuál debe ser nuestra meta y para ello aplicaremos y si fuera posible mejoraremos la experiencia alcanzada por otros países para obtener de esa gran riqueza un mejor aprovechamiento. -- Una evidencia de que es necesario proceder a realizar un estudio amplio de las reservas de gas, es el hecho del bajo volumen contabilizado en las seriprobadas, donde se sabe que existen horizontes gasíferos detectados en varios pozos, pero que no se han evaluado dado que el objetivo principal ha sido la búsqueda de reservas de petróleo. Pero las mismas condiciones de demanda creciente de energía y el papel cada vez más importante que alcanza el gas natural, imponen la necesidad de invertir en la investigación y cuantificación de este importante recurso natural no renovable.

N O M E N C L A T U R A

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>Unidades más Usadas</u>
A	área, área drenada por el pozo, área de flujo	L^2	pies ² , acre
A ₀	área comprendida por la curva isópaca de 0 pies	L^2	pies ² , acre
A _n	área comprendida por la curva isópaca de n pies	L^2	pies ² , acre
A _n ^{n 1}	área parcial del yacimiento comprendida entre las curvas isópacas h _n y h _{n-1} respectivamente	L^2	pies ² , acre
BAF	factor de recuperación en barriles por acre-pie		BN/acre-pie
B _g	factor volumétrico del gas		BY/PCN, PCN/PCY
B _{g_i}	factor volumétrico del gas a condiciones iniciales		BY/PCN, PCN/PCY
B _{g_a}	factor volumétrico del gas a condiciones de abandono		BY/PCN, PCN/PCY
B _o	Factor volumétrico del petróleo		BY/PCN
C _p	corrección por falta de compactación		
C	constante		
c	constante del orificio de flujo		
D	profundidad	L	pies
d	espaciamiento entre pozos; diámetro del eductor	L	pies, m, p
e	base de logaritmo natural		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>Unidades más Usadas</u>
F_n	factor de fricción en un - flujo completamente en fun- ción de la rugosidad		
F_b	factor básico de orificio		
F_r	factor Reynolds		
F_{pb}	factor de presión base		
F_{tb}	factor de temperatura base		
F_{tf}	factor de temperatura de flujo		
F_g	factor de gravedad específica		
F_{pv}	factor de compresibilidad		
F_m	factor manométrico		
F_z	factor de resistividad de for- mación aparente (correspondien- te a ϕ_z ($F_z = 0.62/\phi^{2.15}$))		
g	aceleración de la gravedad	L/T^2	cm/seg ²
G	gas libre inicialmente en el - yacimiento	L^3	PCY, PCN
G_a	gas en el yacimiento a condi- ciones de abandono	L^3	PCY, PCN
GE	gravedad específica de los ga- ses		
G_p	gas producido acumulado de un- yacimiento del tiempo 1 al --- tiempo 2	L^3	PCN
G_{pc}	gas producido de la capa de -- gas	L^3	PCN
h	espesor de la formación produc- tora; intervalo entre curvas - isópacas	L	pies
$h_n - h_{n-1}$	espesor de las curvas isópa - cas que el área A_n^{n-1}	L	pies
h_w	presión diferencial en pulgadas		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>Unidades más Usadas</u>
	de agua a 60°F	M/LT^2	lpca
j	índice de productividad	L^4T/M	BNPD/lpc
k	permeabilidad absoluta	L^2	md
k_o	permeabilidad efectiva del pe tróleo	L^2	md
k_g	permeabilidad efectiva del gas	L^2	md
k_w	permeabilidad efectiva del -- agua	L^2	md
k_{ro}	permeabilidad relativa del pe tróleo		
k_{rg}	permeabilidad relativa del -- gas		
k_{rw}	permeabilidad relativa del -- agua		
L	profundidad de la arena (en - la mitad de las perforaciones)	L	pies
ln	logaritmo natural (base e)		
log	logaritmo decimal (base 10)		
n	exponente correspondiente a - la pendiente de la línea rec- ta cuando se plotea log Q_g -- contra log $(P_f^2 - P_s^2)$		
N	petróleo originalmente en un- yacimiento	L^3	BN
N_p	producción acumulada de pe -- tróleo	L^3	BN
p	presión	M/LT^2	lpca
p_a	presión atmosférica o de aban dono; presión media	M/LT^2	lpca
P_i	presión inicial	M/LT^2	lpca
p_{sc}	presión a condiciones norma - les	M/LT^2	lpca
p_{sp}	presión del separador de prue		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>más Usadas</u>
	ba	M/LT^2	lpca
p_w	presión de flujo en el fondo del pozo registrada en el ca bezal	M/LT^2	lpca
p_s	presión en el fondo del pozo fluyendo bajo condiciones de cierre	M/LT^2	lpca
p_{ws}	presión en el fondo del pozo estática durante la restaura ción	M/LT^2	lpca
p_y	presión del yacimiento	M/LT^2	lpca
p_c	presión en el cabezal bajo -- condiciones de cirre	M/LT^2	lpca
p_1	presión del yacimiento al -- tiempo 1	M/LT^2	lpca
p_2	presión del yacimiento al -- tiempo 2	M/LT^2	lpca
p_f	presión final; presión en el fondo del pozo bajo condicio nes de cirre (p^* o p_1)	M/LT^2	lpca
q	tasa de producción (flujo) en el yacimiento	L^3/T	BPD
q	fracción de ϕ_2 ocupada por - la arcillada diseminada		
q_o	tasa de producción de petróleo en el yacimiento	L^3/T	BPD
q_g	tasa de flujo del gas en el yacimiento; caudal de gas	L^3/T	BPD
q_o	tasa de flujo de petróleo a condiciones normales	L^3/T	BPD
q_g	tasa de flujo de gas a condi ciones normales	L^3/T	BPD, MMPCD
r	distancia radial	L	pies
r_e	radio en el límite exterior	L	pies

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>Unidades más Usadas</u>
r_w	radio del pozo	L	pies
RE	factor de recuperación en -- porcentaje respecto al pe - tróleo originalmente en el - yacimiento		
R	razón gas-petróleo instantá- neo RGP		PCN/BN
R_c	resistividad de la arcilla <u>di</u> seminada		
R_i	radio exterior del yacimien- to o interior del acuífero	L	pies
R_p	razón gas-petróleo acumulati va		PCN/BN
R_s	razón gas-disuelto-petróleo		PCN/BN
R_{si}	razón gas disuelto-petróleo- inicial		PCN/BN
$S,$	saturación		
S_g	saturación de gas		
S_{gc}	saturación crítica del gas		
S_{gxo}	saturación de gas residual en la zona próxima a la pared -- del pozo		
S_{gr}	saturación residual del gas		
S_o	saturación de petróleo		
S_{or}	saturación residual de petróleo		
S_w	saturación de agua		
t	tiempo	T	días
t_s	tiempo de producción para al- canzar el régimen pseudoperma- nente o tiempo de estabiliza- ción	T	hora
t	tiempo de tránsito según la -		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>Unidades más usadas</u>
	lectura del Perfil Sónico		
t_{ma}	tiempo de tránsito de la matriz de la roca		
t_f	tiempo de tránsito del fluido contenido en los poros		
T	temperatura absoluta		$^{\circ}R$
\bar{T}	temperatura promedio		$^{\circ}R$
T_{sc}	temperatura a condiciones normales		$^{\circ}R$
T_s	temperatura superficial		$^{\circ}F$
T_y	temperatura del yacimiento		$^{\circ}R$
T_a	temperatura media del yacimiento		
a			$^{\circ}R$
V	volumen	L^3	PC
V	volumen final	L^3	PC
V_b^f	volumen de arena neta en el yacimiento	L^3	PC
V_n^{n-1}	volumen parcial del yacimiento comprendido entre las curvas isópacas h_n y h_{n-1} respectivamente	L^3	PC
V_p	volumen poroso	L^3	PC
V_i	volumen inicial	L^3	PC
W	flujo de masa		
W_e	intrusión de agua acumulada	L^3	PC
W_p	agua producida acumulada	L^3	PC
Y	factor de expansión		
z	factor de compresibilidad del gas		
z_a	factor de compresibilidad media del gas entre P_f y P_s		
ϕ	f_i porosidad de formación del yacimiento		
ϕ	f_i porosidad total de la --		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>más Usadas</u>
	arena		
ϕ_s	fi porosidad dada por el Perfil Sónico		
ϕ_N	fi porosidad dada por el Perfil Neutrónico		
ϕ_D	fi porosidad dada por el Perfil de Densidad		
ϕ_e	fi porosidad efectiva de la formación		
ϕ_{Dg}	fi porosidad aparente del Perfil de Densidad en gas		
ϕ_{Dw}	fi porosidad aparente del Perfil de Densidad en agua		
u	mu viscosidad	M/LT	cp
u_a	mu viscosidad media del gas entre P_f y P_s	M/LT	cp
u_o	mu viscosidad del petróleo	M/LT	cp
u_g	mu viscosidad del gas	M/LT	cp
u_w	mu viscosidad del agua	M/LT	cp
P	ro densidad	M/L ³	lbs/PC
P_o	ro densidad del petróleo	M/L ³	lbs/PC
P_w	ro densidad del agua	M/L ³	lbs/PC
P_g	ro densidad del gas	M/L ³	lbs/PC
P_b	ro densidad total de la formación	M/L ³	lbs/PC
P_{ma}	ro densidad del grano de la matriz de la formación	M/L ³	lbs/PC
P_f	ro densidad del fluido -- contenido en los poros	M/L ³	lbs/PC
P_c	ro densidad de la arcilla		

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>	<u>Dimensión</u>	<u>más Usadas</u>
P [*] g	diseminada	M/L ³	lbs/PC
	ro densidad aparente del- gas según lo medido -- por el instrumento de- densidad bajo las con- diciones de presión y- temperatura del yaci - miento	M/L ³	lbs/PC

A B R E V I A C I O N E S

<u>N o m b r e</u>	<u>Abreviación</u>
libras	lbs
libras por pulgada cuadrada absoluta	lpca
libras por pulgada cuadrada relativa o mano- métrica	lpcr, lpcm
centímetro	cm
centímetro cuadrado	cm.c
centímetro cúbico	cm.cu.
metros	m
pés cúbicos	PC
pés cúbicos a condiciones normales	PCN
pulgadas	P
barriles a condiciones normales	BN
barriles	B
pés cúbicos a condiciones del yacimiento	PCY
barriles a condiciones del yacimiento	BY
miles de pés cúbicos por día	MPCD

S U B I N D I C E S

<u>Símbolo</u>	<u>N o m b r e</u>
a	atmosférica
a	abandono
m	media
c	crítica
cap	contacto agua-petróleo
e	efectiva
g	gas
i	valor o condiciones iniciales
j	número de intervalos
max	máximo
min	mínimo
n	neutrónico
n	número total de intervalos
o	petróleo
p	poro
r	radial
r	residual
r	relativa
s	sonico
s	solución de gas en petróleo (R_g)
s	superficie
w	agua
w	a las condiciones del pozo
x	dirección x
y	dirección y
y	yacimiento
z	dirección z

LISTA DE FIGURAS

<u>NUMERO</u>	<u>DENOMINACION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Determinación de V_b por el método	127
2	Propiedades Pseudocríticas de Gases Naturales.	128
3	Factor de Compresibilidad para Gases Naturales.	129
4	Efecto del Empuje de Agua en la declinación de Presión.	130
5	Producción Acumulada de Gas.	131
6	Producción Acumulada de Gas.	132
7	Evaluación Gráfica de la E.B.M. para yacimientos de Gas.	133
8	Obtención del valor G (Gas inicial en el yacimiento).	134
9	Selección de un cuarto de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° manteniendo el arreglo de un sistema de espaciamiento triangular equilátero.	135
10	Selección de un tercio de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° manteniendo el arreglo de un sistema de espaciamiento triangular equilátero.	136
11	Selección de la mitad de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° -- con un arreglo rectangular de espaciamiento.	137

<u>NUMERO</u>	<u>DENOMINACION</u>	<u>-PAGINA</u>
12	Diferentes tipos de arreglos de pozos.	138
13	Instalación de Placa de orificio.	139
14	Medidor de Orificio.	140
15	Carta indicativa de la presión diferencial y de la presión estática registrada en un separador de alta presión en la prueba de un pozo.	141
16	Empotramiento en Tuberias (Pipe-Taps).	142
17	Determinación del potencial máximo de un pozo de gas.	143
18	Determinación de la Gradiente de presión.	144
19	Determinación del factor de fricción.	144
20	Determinación de la rugosidad relativa.	145
21	Determinación del factor de fricción en base de la rugosidad relativa.	145
22	Determinación de n para la ecuación de flujo de gas.	146
23	Esquema de las instalaciones de superficie utilizadas durante las pruebas de contrapresión.	147

-LISTA DE TABLAS

<u>NUMERO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Constante de Orificio para la - determinación de Q_g .	148

LISTA DE MONOGRAMAS

<u>NUMERO</u>	<u>DESCRIPCION</u>	<u>PAGINA</u>
1	Razón de la presión de Profundi- dad respecto a la presión en su- perficie.	149
2	Presión estimada a profundidad - de pozos de Gas.	150

C A P I T U L O I
R E S E R V A S D E G A S

1-1. GENERALIDADES.

En el cálculo de las reservas de hidrocarburos se establece tres categorías, a saber: Probadas, Semiprobadas y No-Probadas.

En realidad el término reservas se puede aplicar con toda prioridad a las Probadas y en menor grado a las Semiprobadas, ya que existe completa evidencia técnica y económica para calcular las primeras y suficiente para estimar las segundas. En tanto que las No Probadas son estimaciones - juiciosas sustentadas por estudios de exploración, tanto geológicos como geofísicos, que generalmente no incluyen la fase de perforación, constituyendo eso sí la base para su planificación. El crédito que puede dársele a dichas - estimaciones de reservas No Probadas depende, en mucho, de la calidad y diversidad de los estudios que le sirven de aporte.

El potencial de producción basado sobre la producción bruta, establece el gas total que puede ser producido, mientras que el potencial basado en la producción neta, representa una cifra más realista, dado que considera el gas - sujeto a reinyección, como un valor que dentro del balance de reservas se readiciona a las mismas y se supone con templado como una necesidad intrínseca para la producción de petróleo y con ello del gas asociado.

A título de información se anexan algunas definiciones sobre reservas.¹

1-2. DEFINICIONES SOBRE RESERVAS DE HIDROCARBUROS :

RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS. Se define como el volumen de hidrocarburos (gas que se puede obtener bien sea de yacimientos de gas y/o de petróleo) utilizables en ---

cualquier tiempo, que se puede acreditar a un yacimiento de acuerdo con la información geológica y de ingeniería de yacimientos disponibles, siempre que las condiciones técnicas y razones económicas prevalecientes así lo aconsejen.

En la categoría de Reservas Probadas de Hidrocarburos se incluye :

1. Reservas (las del gas no asociado o sea de la capa de gas) contenidas en áreas que hayan sido delimitadas por medio de pozos, aún cuando no hayan sido perforadas todas las localizaciones necesarias del espacio en el yacimiento en el momento de efectuar el cálculo.
2. Reservas que pueden obtenerse de aquellas localizaciones adyacentes a las ya perforadas, siempre que no exista duda acerca de su productividad.
3. Reservas que pueden obtenerse de las localizaciones no perforadas aún, situadas éstas entre áreas probadas, en regiones donde las condiciones geológicas indiquen continuidad.
4. Reservas que provengan de yacimientos (gas asociado con el petróleo o gas en solución) en los cuales se hayan efectuado pruebas de producción y que para ser explotados económicamente sólo sea necesario una inversión moderada, como, por ejemplo, la de un trabajo determinado de reacondicionamiento y otro cualquiera.

RESERVAS SEMIPROBADAS DE HIDROCARBUROS. Son aquellos volúmenes de hidrocarburos que de acuerdo con los estudios geológicos y de yacimientos aplicables, podrían estimarse como recuperables a la luz de las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación. En la categoría de RESERVAS SEMIPROBADAS DE HIDROCARBUROS se incluyen :

1. Cantidades de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos que han sido atravesados por pozos en los cua

les no se hayan efectuado pruebas de producción, pero donde no cabe duda de que podría haber producción comercial.

2. Cantidades de hidrocarburos que podrían recuperarse de yacimientos donde hay bastante certeza de que el resultado de la perforación de pozos adicionales fuera del área probada por medio de los pozos ya completados, deberá tener buen éxito.
3. Cantidades estimadas de hidrocarburos que podrían descubrirse en formaciones adyacentes a las existentes en producción, cuando las condiciones geológicas o de yacimiento así lo indiquen.
4. Todas las reservas del gas asociado con los volúmenes semiprobados de petróleo en el caso exclusivo de reservas de gas.

RESERVAS NO PROBADAS DE HIDROCARBUROS. Son aquéllos volúmenes de hidrocarburos que podrían recuperarse en el futuro, si las suposiciones técnicas aplicables a los yacimientos indican que sería factible una extracción comercial. En la categoría de RESERVAS NO PROBADAS DE HIDROCARBUROS se incluye :

1. Areas que se consideran no económicas en el momento de efectuar el cálculo de reservas.
2. Areas donde existan estructuras geológicas que tengan la posibilidad de contener acumulaciones de hidrocarburos.
3. Yacimientos donde no hay certeza de que el resultado de las perforaciones de pozos adicionales fuera del área probada de los mismos sea positivo.

Quando se comienza la exploración de una nueva área en una cuenca sedimentaria, es necesario, a pesar de tener muy poca información técnica al respecto, estimar las reservas posibles en el área, ya que la Empresa estaría haciendo una inversión y debe conocer los riesgos y las posibles ganancias que pudiera obtener de su esfuerzo explo

ratorio.

DESCUBRIMIENTOS. Son las reservas de hidrocarburos que el buen juicio técnico permite asignar a aquellos yacimientos recién puestos en evidencia por un pozo descubridor.

EXTENSIONES. Son el cambio, positivo o negativo, que debe aplicarse al cómputo de las reservas probadas cuando se hallan nuevos valores debidamente comprobados, de los datos básicos requeridos para el cálculo de las reservas de cualquier yacimiento.

RESERVAS RECUPERABLES. Son el volumen total de hidrocarburos que se puede extraer de un yacimiento en forma comercial, mediante la aplicación de los mejores métodos de extracción durante la vida de dicho yacimiento.

RESERVAS REMANENTES RECUPERABLES. Son las reservas recuperables que no fueron extraídas de los yacimientos, mediante la aplicación de los métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído del volumen calculado como recuperable.

RESERVAS PROBADAS SOMETIDAS A EXPLOTACION. Están representadas por un volumen de hidrocarburos sujetos a explotación comercial.

RESERVAS PROBADAS NO SOMETIDAS A EXPLOTACION. Están representadas por el volumen de hidrocarburos que se obtiene al restar del monto de las reservas recuperables el de las reservas sometidas a explotación.

HIDROCARBUROS ORIGINALES EN SITIO. Es la cantidad total de hidrocarburos que contiene un yacimiento virgen o el de un yacimiento que sometido a explotación contuvo originalmente.

GAS ASOCIADO. Es aquél gas que se encuentra en contacto directo con el petróleo en un yacimiento y donde la producción de gas es sensiblemente afectada por la producción de petróleo en la zona petrolífera; tales son los casos de : a) La capa de gas, ya sea original o secundaria. b) El gas en solución que es aquél gas que está contenido en

solución con el petróleo en el yacimiento.

GAS LIBRE O NO ASOCIADO. Es aquél que no está en contacto con el petróleo, es decir en forma libre, o en el caso de estarlo su volúmen es tan grande en relación al volúmen de petróleo que su producción no se ve afectada con la -- producción de la columna de petróleo; este es el caso de los yacimientos de gas.

RESERVAS PROBADAS DE HIDROCARBUROS LIQUIDOS DEL GAS. Son los volúmenes teóricos que se obtendrán con el tratamiento del gas en plantas en operación.

C A P I T U L O I I

METODOS EMPLEADOS EN LA ESTIMACION DE LAS RESERVAS
PROBADAS DE GAS

2-1. GENERALIDADES.

En la estimación de las RESERVAS PROBADAS DE GAS debe tomarse en consideración que el gas existe como ASOCIADO y NO ASOCIADO o LIBRE y por lo tanto los métodos de cálculo a emplearse servirán para determinar las reservas de gas bajo estas características.

Los métodos de cálculo generalmente utilizadas para la evaluación de éstas reservas son :

- a. Método volumétrico.
- b. Método de declinación de presión y producción.
- c. Método de Balance de Materiales.
- d. Otros (Simulación Matemática).

La aplicabilidad de los métodos anotados anteriormente depende en gran parte de la información disponible que se tenga en el momento en que va a efectuarse la evaluación de las reservas.

Aplicaremos únicamente los tres primeros métodos en el cálculo de RESERVAS DE GAS LIBRE.

C A P I T U L O I I - A

M E T O D O V O L U M E T R I C O

2-A-1. GENERALIDADES.

Para la estimación de reservas de gas, éste método es el más utilizado. Se lo emplea especialmente en campos nuevos donde aún no ha tenido lugar una producción significativa. Para su aplicación debe tenerse suficiente información de los límites y propiedades físicas del yacimiento.

Para cuencas donde las reservas han sido evaluadas por taladro, la metodología volumétrica es la más indicada para la predicción de los recursos potenciales en la totalidad de la cuenca. Esta metodología por lo general, se basa en la determinación de parámetros tales como el contenido hidrocarburífero por kilómetros cúbicos y otras unidades de sedimentos efectivos, el cual es luego ajustado de acuerdo a experiencias geológicas obtenidas en condiciones o áreas análogas.

Las estimaciones volumétricas son útiles cuando se las emplea para hacer evaluaciones comparativas del potencial de recursos entre cuencas. Pero si se las toma como criterio absoluto para cuantificar el potencial de recursos en cuencas de baja intensidad exploratoria; los resultados así obtenidos pueden llevar a conclusiones erróneas debido a la incertidumbre envuelta en los parámetros básicos supuestos.

Los recursos de hidrocarburos en una área determinada presentan dos aspectos fundamentales.

En primer lugar por la vía de la perforación de pozos exploratorios se descubre un volumen determinado de hidrocarburos, el cual subsecuentemente es extendido por la perforación de pozos semiexploratorios y cuyo objetivo final es el de establecer los límites geológicos-

del hallazgo original. Estos dos volúmenes de hidrocarburos pueden ser clasificados como volúmenes de descubrimiento y extensiones respectivamente.

Los volúmenes en sí, reportados de esta manera, normalmente corresponden a una cubicación sencilla de los yacimientos encontrados, basándose en una aproximación de los parámetros básicos, tales como área, espesor, porosidad y saturación.

En segundo término, es necesario realizar estudios de ingeniería de éstos yacimientos con el fin de establecer su comportamiento mecánico y la mejor estrategia a seguir para optimar la recuperación de sus hidrocarburos. Los resultados de tales estudios indicarán el número de pozos de desarrollo que deben perforarse y la conveniencia o no de suplantar la energía natural del yacimiento, por inyección de fluidos como gas, agua, etc.

La perforación de pozos de desarrollo permite una mejor evaluación de los parámetros básicos originalmente estimados y el estudio de ingeniería también permite definir mejor el factor de recobro de los hidrocarburos almacenados, con un programa de inyección de fluidos o sin él.

Como consecuencia de éstos ajustes, los recursos originalmente estimados durante la fase exploratoria, sufrirán una modificación sustancial, normalmente en forma positiva. Estas modificaciones pueden dárseles el nombre de Revisiones y en el cual no se distingue si las modificaciones se deben a cambios en las estimaciones de los parámetros básicos o si se deben a proyectos de recuperación suplementaria.

De lo antes dicho, queda claro que hay varias etapas en la vida de un barril de reservas descubierto, a través de los cuales crece ese barril en función del grado de desarrollo que se efectue.

Se pueden conjugar las diferentes etapas en dos fundamentales: descubrimiento y desarrollo.

La primera etapa, es decir la de descubrimiento, incluye las reservas atribuibles tanto a la perforación de pozos exploratorios como semiexploratorios, esta función es necesaria por cuanto no se puede justificar -- una segregación más detallada.

Para la segunda etapa, o sea, la de desarrollo, es necesario considerar las revisiones efectuadas en las reservas como atribuibles a la perforación de pozos de desarrollo y a la implantación de proyectos de recuperación suplementaria.

Ahora bien, bajo las anteriores consideraciones, se puede elaborar un tipo de modelo que describa el comportamiento de la etapa de descubrimiento con el esfuerzo exploratorio realizado para descubrirlas. Como indicador de dicho esfuerzo pueden ser utilizados los metros perforados en pozos exploratorios y semi-exploratorios.

La eficiencia de la actividad exploratoria en una cuenca o área específica, normalmente declina en la medida en que se vayan descubriendo las estructuras geológicas más obvias; cuando sea necesario perforar pozos de mayor profundidad para alcanzar otras estructuras y cuando los objetivos de la exploración sean más complejos, como es el caso de la búsqueda de trampas estratigráficas, estructurales o la combinación de éstos dos tipos de trampas.

En la ausencia del esfuerzo exploratorio no puede haber descubrimiento de reservas y consecuentemente el rendimiento del esfuerzo exploratorio declina en la medida en que se vayan descubriendo las reservas.

Las reservas reales están determinadas por la magnitud del esfuerzo exploratorio que se efectúa para lograrlas. Visto desde otro ángulo, el monto de las reservas

por descubrirse es función del límite económico establecido para el proceso exploratorio, de tal manera -- que cuando el costo incremental por descubrir un barril llega a un nivel determinado, la actividad exploratoria se detiene, fijando así las reservas económicas en ese momento.

2-A-2. DESCRIPCION DEL METODO.

1. Al conocer los espesores de arenas gasíferas para cada pozo, determinados de los registros eléctricos y radioactivos, se elabora un mapa de isópacos neto. Un mapa isópaco neto muestra líneas que conectan puntos de igual espesor neto de la formación, denominándose a las líneas individuales, líneas isópacas. Se delimitan los límites del yacimiento, demarcando los contactos agua-petróleo, gas-petróleo o gas-agua, si los hubiera, según sea el caso; gas -- asociado con petróleo, en forma de capa de gas y -- con empuje hidrostático o sin él; yacimiento de gas libre con empuje hidrostático o sin él. La línea de contacto entre los fluidos es la línea isópaca cero, también lo es la línea que representa a la o las -- fallas en caso de que existan éstas.

(Fallas que efectúan el papel de sello).

Para determinar estos límites de yacimiento en el mapa isópaco, se hace uso del mapa estructural, en el cual se tiene ya demarcado los diferentes contactos de los fluidos que existen en el yacimiento, -- así como también las fallas en caso que las hubieran. Un mapa de curvas de nivel, contorno del subsuelo o estructural como también se lo conoce, muestran líneas que conectan puntos de una misma elevación a partir de la porción superior del estrato de referencia o estrato base y por consiguiente muestran la estructura geológica.

2. Estos mapas están utilizados en la determinación del volúmen productor total del yacimiento; para ello, se planimetrean las curvas isópacas sucesivas en rango de espesores y luego mediante la aplicación de uno de los métodos de cálculo acostumbrados se determinan dichos volúmenes.

A partir de las lecturas del planímetro se emplean frecuentemente los siguientes métodos de cálculo para determinar el volúmen productor total del yacimiento.

a. EL METODO TRAPEZOIDAL.

De las áreas comprendidas por cada curva de nivel determinadas con un planímetro, se construye un gráfico entre las áreas dentro de las curvas de nivel contra la altura⁹. Fig.1

El volúmen de yacimiento de la zona de hidrocarburo (V) se obtiene ahora por medio de la siguiente integración :

$$V = \int_0^H f(h)dh \dots\dots\dots(a)$$

en donde H es el espesor total del yacimiento y f(h) es la ecuación de la curva V.

Debido a que sería prácticamente imposible obtener una expresión analítica para esta curva, el área bajo la curva debe determinarse por medio de una integración gráfica.

El valor numérico exacto de (a) es la medida del área de la superficie limitada por la curva $A = \int_0^H f(h)dh$, el eje de las x y las ordenadas $x = 0$, $x = H$. El valor de esa área puede determinarse aproximadamente sumando trapecios, como sigue :

Divídase el segmento b-o de ox en n partes iguales; sea Δx la longitud de una parte. Sean las

abscisas sucesivas de los puntos de división ---
 $x_0(0), x_1, x_2, \dots, x_n (=b)$.

Levántese en éstos puntos las ordenadas corres -
 pondientes de la curva (a). Sean éstos :

$$A_0 = f(x_0), \quad A_1 = f(x_1), \quad A_2 = f(x_2), \dots, A_n = f(x_n)$$

Unanse las extremidades de las ordenadas consecu -
 tivas por líneas rectas (cuerdas); de ésta manera
 se formarán trapecios. Como el área de un trape -
 cio es igual a la semisuma de las bases por la -
 altura, se obtiene :

$$\text{área del primer trapecio} \quad \cdot \quad \frac{1}{2} (A_0 + A_1) \Delta x$$

$$\text{área del segundo trapecio} \quad \frac{1}{2} (A_1 + A_2) \Delta x$$

.....

$$\text{área del enésimo trapecio} \quad \frac{1}{2} (A_{n-1} + A_n) \Delta x$$

Sumando, obtenemos la fórmula de los trapecios.

$$\text{Area} = \left(\frac{1}{2} A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_{n-1} + \frac{1}{2} A_n \right) \Delta x$$

Es evidente que cuando mayor sea el número de in -
 tervalos (es decir, cuanto más pequeño sea Δx),
 tanto más se acercará la suma de las áreas de los
 trapecios al área bajo la curva representando és -
 ta área el volúmen del yacimiento por lo que pode
 mos escribir la fórmula anterior así :

$$V_b = h \left(\frac{A}{2} + A_1 + A_2 + \dots + A_{n-1} + \frac{A}{2} \right)$$

....acre-pies (l)

En realidad a ésta fórmula se le agrega el factor

" $h_{prom} A_n$ " pero en vista que su valor no influye significativamente en el cálculo total de V - se opta por suprimirlo. h_{prom} , es el espesor promedio, en pies, por encima de la línea isópaca superior o de espesor máximo.

En la práctica, el volúmen se calcula planime --trando las áreas comprendidas entre cada dos curvas isópacas sucesivas en rango de espesores, cada valor de éstos expresado en acres se multiplica por el valor del espesor promedio que encierra esa área, determinando así un volúmen parcial del volúmen del yacimiento, expresado en acre-pies; la sumatoria de estos volúmenes parciales constituye el volúmen total del yacimiento. La expresión matemática de este procedimiento que no es más que una simplificación del cálculo de volúmen por el método trapezoidal, está dado --- por :

$$\Delta V_n^{n+1} = A_n^{n+1} \left(\frac{h_n + h_{n+1}}{2} \right)$$

$$V_b = \sum_0^n A_n^{n+1} \left(\frac{h_n + h_{n+1}}{2} \right) \dots \text{acre-pies.} (2)$$

b. EL METODO PIRAMIDAL, El cual está dado por :

$$\Delta V_b = \frac{h}{3} \left(A_n + A_{n+1} + \sqrt{A_n A_{n+1}} \right)$$

$$V_b = \frac{h}{3} \left(A_1 + \sqrt{A_1 A_2} + 2A_2 + \sqrt{A_2 A_3} + 2A_3 + \dots + \sqrt{A_{n-1} A_n} + A_n \right) \dots \text{acre-pies.} (3)$$

c. LA FORMULA DE SIMPSON, dada por :

$$V_b = \frac{h}{3} \left(A_0 + 4A_1 + 2A_2 + 4A_3 + \dots + 2A_{n-2} + 4A_{n-1} + A_n \right)$$

acre-pies.....(4)

De estos métodos el más usado es el trapezoidal, debido a la sencillez en su aplicación y cálculo, lo que introduce un error del dos por ciento --- cuando la razón entre las áreas sucesivas es .5. Para mejores resultados debe usarse el método piramidal. Sin embargo, cuando se desea lograr la mayor aproximación posible en los cálculos, se emplea una combinación de los dos métodos, tomando en cuenta la razón de las áreas sucesivas; si la razón de las áreas de dos líneas isópacas sucesivas es menor de cinco décimos (.5) se emplea el método piramidal y cuando la razón sea mayor de esta cifra el método trapezoidal³.

3. Los métodos de laboratorio para medir porosidad incluyen: ley de Boyle, saturación con agua y saturación con líquidos orgánicos. La precisión de la porosidad promedia de un yacimiento determinada por el análisis de núcleos depende de la disponibilidad de datos que suponemos tienen una --- aproximación real aceptable y de la uniformidad del yacimiento. También puede calcularse la porosidad a partir de registros, a menudo con ayudas proporcionadas por medidas obtenidas de núcleos. Los métodos que emplean registros de porosidad tienen la ventaja que promedian volúmenes mayores de roca que el análisis de núcleo. Cuando se calibran con los datos de núcleos, se obtienen valores promedios de porosidad de precisión similar a los de los análisis de núcleos. Cuando --- ocurren variaciones de porosidad a través del yacimiento, la porosidad promedia debe calcularse en la misma forma que la presión promedia del yacimiento, es decir, en base de volumen ponderado.

Actualmente son más usados los registros sónicos, densidad y neutrónico para obtener porosidad promedio de la formación.

El agua existente en las zonas gasíferas y petrolíferas de un yacimiento por encima de la zona de transición se denomina agua connata o intersticial. Es necesario conocer la cantidad de agua connata puesto que es importante sobre todo porque reduce el volumen del espacio poroso disponible para la acumulación de gas y petróleo y también afecta sus recuperaciones. Por lo general, no se halla distribuida uniformemente a través del yacimiento, sino que varía con la litología y permeabilidad. Aunque la relación depende de la litología y otras variables, bajo condiciones favorables, el registro eléctrico puede usarse para determinar la saturación de agua connata -- dentro de los límites razonables de precisión.

4. El factor de compresibilidad del gas natural se mide generalmente en el laboratorio con muestras de gas obtenidas en la superficie. Si existe líquido condensado en el lugar donde se obtiene la muestra, debe tenerse cuidado para que represente el estado gaseoso a las condiciones del yacimiento. El factor de compresibilidad del gas se determina por lo general midiendo el volumen de una muestra de gas a determinadas condiciones de presión y temperatura y luego midiendo el volumen de la misma cantidad de gas a presión atmosférica y a temperatura suficientemente alta para que todo el material permanezca en estado gaseoso.

Si no se mide el factor de compresibilidad del gas, lo podemos estimar a partir de su gravedad-

o peso específico. Como es más práctico medir la gravedad específica de los gases que su densidad, con mayor frecuencia es empleada la primera.

Se define a la Gravedad específica de los gases como la razón de la densidad de un gas a determinada presión y temperatura para la densidad del aire a la misma temperatura y presión, generalmente 60^e F y presión atmosférica.

$$GE = \frac{\rho_{\text{gas}}}{\rho_{\text{aire}}} = \frac{PM/RT}{P_x 28.97/RT} = \frac{M}{28.97} \dots \dots \dots (5)$$

Existen gráficos (Fig. 2) que se emplean para calcular la temperatura y presión pseudocríticas. Se determina luego el factor de compresibilidad del gas a partir de la presión y temperatura seudorreducidas por medio de otro gráfico de correlación (Fig. 3). Este método da buenos resultados si el gas contiene menos del cinco por ciento de impurezas y por lo menos 50% de metano por volúmen. La cantidad y composición del contenido de condensado en el gas natural también afectan los resultados. Se puede hacer un cálculo más -- preciso del factor de compresibilidad del gas si se dispone del análisis del mismo (análisis cromatográfico). Este método asume que cada componente contribuye a la presión y temperatura pseudocríticas en proporción a su porcentaje de volúmen en el gas y a la presión y temperaturas críticas, respectivamente de dichos componentes.

El factor de supercompresibilidad, compresibilidad o de desviación del gas, (z), es un valor numérico que representa una medida de la desviación del comportamiento ideal del gas. Este factor adimensional varía por lo general entre 0.70

y 1.20; 1.00 representa el comportamiento ideal. El factor de compresibilidad del gas, se define como la razón del volúmen " realmente " ocupado por un gas a determinada presión y temperatura, comparado con el volúmen que ocuparía si fuese gas perfecto, es decir :

$$z = \frac{V}{V_i} = \frac{\text{volúmen real de n moles de gas a T y P}}{\text{volúmen ideal de n moles a las mismas T y P}} \text{-----(6)}$$

El factor de compresibilidad del gas debe determinarse para cada gas y cada combinación de gases a las condiciones de presión y temperaturas dadas, ya que varía :

- a). para cada gas o mezcla de gases,
- bb). para cada temperatura y presión del gas o -- mezcla de gases. Este factor a veces era ignorado por los estimadores llegándose a cometer errores hasta del 30 por ciento. 4

El factor volumétrico del gas, (B_g), relaciona el volúmen del gas en el yacimiento al volúmen del mismo en la superficie, es decir, a condiciones normales de presión y temperatura. Generalmente se expresa en pies cúbicos o barriles de volúmen en el yacimiento por pie cúbico de gas a condiciones normales, o bien como sus recíprocos, en pies cúbicos a condiciones normales por pie cúbico o barril de volúmen en el yacimiento. Matemáticamente está expresado por :

$$B_g = \frac{P_{sc} z T_y}{T_{sc} P_y} \text{-----(7)}$$

Quando P_{sc} = 14.7 lpca y T_{sc} = 60° F

$$\begin{aligned}
 B_g &= 0.02829 \frac{z^T_y}{P_y} \text{ pie}^3 / \text{PCN} \\
 &= 0.00504 \frac{z^T_y}{P_y} \text{ lb} / \text{PCN} \\
 &= 35.35 \frac{P_y}{z^T_y} \text{ PCN} / \text{pie}^3 \\
 &= 198.4 \frac{P_y}{z^T_y} \text{ PCN} / \text{B}
 \end{aligned}$$

5. Obtenidos todos los datos mencionados anteriormente se aplica la siguiente fórmula :

$$G = 43560 V_b \phi (1 - S_w) B_g \text{ ----- (8)}$$

Se tiene aquí calculado el volúmen de gas en el yacimiento. Cuando no se conoce el volúmen total en muchos yacimientos de gas especialmente durante la etapa de desarrollo, es mejor efectuar los cálculos del yacimiento en base unitaria, (acre pie de volúmen total de roca yacimiento) luego es conveniente saber que una unidad o un acre-pie de volúmen total de roca de yacimiento contiene: ³

Volúmen de agua innata en pies cúbicos.....
= 43560 ϕ Sw

Espacio poroso disponible para gas en
pies cúbicos-----= 43560 ϕ (1-Sw)

Espacio poroso del yacimiento en pies
cúbicos----- = 43560 ϕ

El número inicial de pies cúbicos normales de gas en el yacimiento en la unidad = (V_b = 1) es:

$$G = 43560 \phi (1 - S_w) B_{g1} \text{ PCN/acre pie ---- (9)}$$

G se expresa en pies cúbicos normales cuando B_{g1} se expresa en pies cúbicos normales por pie cúbico a condiciones de yacimiento.

Si a la fórmula anterior la multiplicamos por el volúmen de arena neta en el yacimiento (V_b -- acre-pie) obtendremos entonces la Ec. 8 que -- nos dará la cantidad de gas en el yacimiento --- (PCN) a presión P_y y temperatura T_y .

En un yacimiento volumétrico se considera que la saturación de agua intersticial no varía, por lo tanto el volúmen de gas en el yacimiento permanece constante teniendo entonces como consecuencia que los pies cúbicos normales de gas residual al tiempo de abandono son :

$$G_a = 43560 V_b \phi (1-S_w) B_{ga} \text{ PCN} \text{-----} (10)$$

la reserva en cualquier etapa de agotamiento es la diferencia entre la reserva original y la producción hasta esa etapa del agotamiento.

Para el cálculo del gas recuperable se multiplica el volúmen del gas en el yacimiento por el -- factor de recobro, el que para el caso de yacimientos de gas libre, está dado por :⁵

$$\text{Factor de recobro} = \frac{100 (G-G_a)}{G} = \frac{100 (B_{gi}-B_{ga})}{B_{gi}}$$

----- (11)

Es necesario tomar en cuenta el mecanismo de empuje del yacimiento así como los problemas físicos de las rocas y de los fluídos para calcular el gas recuperable o reservas de gas. En yacimientos que producen por expansión de gas donde no existe empuje hidrostático se puede afirmar que todo el gas puede ser producido hasta llegar a la presión atmosférica, aunque es conocido que la tasa de producción decrece rápidamente cuando la presión se aproxima a la presión atmosférica por lo que los factores de recobro se dan en función de las condiciones de abando-

no del yacimiento con relación a la producción comercial siendo importante determinar la presión mínima de producción. La presión de abandono que se usará depende, en realidad, de muchos factores a saber : del precio del gas, los índices de producción de los pozos, el tamaño del campo, su ubicación con respecto al mercado y al tipo de mercado. La experiencia con yacimientos volumétricos de gas han determinado que las recuperaciones oscilen en el rango de 80 - 90 por ciento. Varias compañías fijan la presión de abandono en 100 lpc por cada 1000 pies de profundidad del yacimiento⁵.

A las condiciones iniciales, una unidad (1-acre-pie) de volúmen total de roca del yacimiento contiene (en pies cúbicos)³.

Volúmen de agua innata = 43560 Ø Swi
 Volúmen disponible para gas = 43560 Ø (1-Swi)
 Volúmen de gas a condiciones normales = 43560 Ø (1-Swi) Bgi

En campos donde exista empuje hidrostático, después de una disminución inicial de presión ésta se mantendrá en su totalidad o parcialmente debido al movimiento de agua que entra al yacimiento al retirarse el gas, siendo la magnitud de la declinación de presión dependiente de la tasa de salida de gas con respecto a la tasa de avance de agua; llegará un momento en que el agua entre al yacimiento a una tasa igual a la de producción estabilizándose en esta forma la presión del yacimiento. Para éste caso la presión estabilizada es la presión de abandono, puesto que la presión se mantendrá con ligera variación hasta que suce

da una producción de agua debido al rompimiento del frente. Una unidad (1 acre-pies) de roca de yacimiento en las condiciones de abandono contiene (en pies cúbicos)³ :

$$\begin{aligned} \text{Volúmen de agua} &= 43560 \phi (1 - S_{gr}) \\ \text{Volúmen de gas a condiciones} \\ \text{del yacimiento} &= 43560 \phi S_{gr} \\ \text{Volúmen de gas a condiciones} \\ \text{normales} &= 43560 \phi S_{gr} B_{ga} \end{aligned}$$

La tasa de avance de agua es una función del área de contacto gas-agua, de la permeabilidad del yacimiento y de la presión diferencial creada por la producción de gas. El gas recuperable generalmente se estima para yacimientos de empuje hidrostático aplicando un factor de recuperación al volúmen inicial de gas calculado en el yacimiento.

La recuperación unitaria es la diferencia entre el gas inicial y el residual en la unidad del volúmen total de roca ambas a condiciones normales.³

Recuperación unitaria PCN/acre-pie =

$$43560 \phi \left[(1-S_{wi}) B_{gi} - S_{gr} B_{ga} \right]$$

El factor de recuperación para el caso de yacimientos de gas que produce por empuje hidrostático viene dado por la siguiente expresión matemática :

$$\text{Factor de recuperación} = \frac{100 \left[(1-S_{wi}) B_{gi} - S_{gr} B_{ga} \right]}{(1-S_{wi}) B_{gi}}$$

por ciento

----- (12)

El factor de recuperación será más alto cuando -

la arena es uniforme y homogénea, la permeabilidad de la arena al gas es alta ante una saturación baja de agua; cuando los estratos son relativamente inclinados y cuando la cantidad de --- cierre estructural sobre el contacto gas-agua es grande, existe una porción relativamente pequeña que contiene gas.

En los yacimientos de gas que producen por empuje hidrostático, el recobro es variable según el tipo mismo de empuje; si el empuje es frontal⁵, - los recobros son bastantes altos (del orden de- 85%); en caso que se trate de empuje de fondo - dependerá fundamentalmente de la posición de los pozos en la estructura y de la técnica que se em plee para complementarlos en el tope de la forma ción productora, ya que existe la posibilidad -- que se produzca conificación de agua o segregación y consecuentemente menor recobro.

C A P I T U L O I I - B

METODO DE DECLINACION DE PRESION EN FUNCION
DE LA PRODUCCION

2-B-1. GENERALIDADES.

El método de declinación de presión es uno de los métodos más empleados y quizás uno de los más confiables - entre los varios métodos para estimar las reservas de gas en yacimientos que no poseen empuje hidrostático.- El método de pérdida de libras por pulgadas cuadradas de presión (lpc) es un método particular en donde se supone una pendiente constante determinada por la presión inicial y la presión luego de haber extraído un volumen determinado de gas, calculándose la producción en el punto de intersección de la curva con la presión de abandono. Este método no es del todo exacto ya que sólo se tienen dos puntos de presión como referencia. Se puede plotear la caída de la presión acumulativa -- contra la producción acumulativa en papel logarítmico. Este método de ploteo fué desarrollado por H.C. Miller del Departamento de Minas de los E. U.⁴

Si la producción acumulativa por lpc de caída es constante, la curva será una línea recta con una pendiente igual a 1 (ángulo de 45° con la horizontal). Si hay invasión de agua, petróleo o gas en el área conocida de gas, la pendiente será menor de 1 (ángulo menor de 45°) Si la curva tiene una pendiente de 1 o ligeramente menor, se puede determinar la última producción extrapolando la curva hasta una caída de presión equivalente a la presión inicial menos la presión de abandono estimada.

La producción acumulativa por lpc de declinación a pre

sión de cierre de cabeza de pozo o presión de yacimiento, puede plotearse contra la producción acumulativa o contra el tiempo. Si los valores para la producción acumulativa por lpc de declinación de presión son constantes, la curva resultante es una línea recta paralela al eje del tiempo o de la producción acumulativa y se puede suponer que los estimados de las reservas serán correctos cuando se emplea el método de pérdida de lpc-equivalente o cuando se usa la extrapolación de la curva de declinación de presión y de producción acumulativa.

Si la pendiente de la curva es negativa (ésto es, valores de la producción acumulativa por aumento de caídas de lpc con la producción acumulativa o con el tiempo) - hay invasión de agua, petróleo o gas en el área conocida de gas. Debe recordarse que el efecto de la desviación de la ley de Boyle causará un ligero aumento en los valores aún si no existe un empuje de agua.

2-B-2. DESCRIPCION DEL METODO.

Este método asume que el espacio ocupado por el gas en el yacimiento es constante y se basa en la declinación de presión asociada a la producción del yacimiento.

No puede ser aplicado directamente a yacimientos que producen por empuje hidrostático, porque en estos casos la declinación de la presión es mínima, como puede observarse en la figura 4.

Se usan varios tipos de curvas de declinación de presión debiéndose construir una o más de estas curvas para cada yacimiento estudiado y poder determinar si existe un empuje hidrostático, por ello su relativa aplicabilidad de serlo así.

Si no existe un empuje hidrostático, la presión en la cabeza de pozo o presión de yacimiento ploteada contra-

la producción acumulativa puede extrapolarse en una línea recta hacia la presión de abandono esperada, pudiéndose leer directamente la última recuperación. Los estimados hechos de esta manera ignoran el efecto de la desviación de la ley de Boyle, ya que como puede verse en la figura 5, P_r en función de G_p resulta ser una curva debido a que el volúmen de gas producido es afectado -- sensiblemente por los cambios de presión y temperatura, variables que determinan el factor de compresibilidad. Es por ésto, que se utiliza y se obtiene un gráfica mucho más exacto de plotear presión de yacimiento dividida para el factor de compresibilidad (P/z) contra la producción acumulativa, obteniéndose una recta a temperatura constante como consecuencia de la corrección por efecto de la ley de Boyle. Al extrapolar las curvas antes mencionadas, hasta el valor de presión cero, se obtiene directamente el volúmen total de reservas en el yacimiento. Asumiendo un valor para presión de abandono, se puede obtener las reservas primarias recuperables para el yacimiento (ver Fig. 6). La expresión matemática del método de declinación de presión es el siguiente.⁵

$$G = \frac{G_p (P_1/z_1)}{\frac{P_1}{z_1} - \frac{P_2}{z_2}} \text{-----} (13).$$

2-B-B- ESTUDIO DE LAS RESERVAS DE GAS ASOCIADO

Hemos considerado que como gas asociado pueden existir dos casos :

- a. Capa de gas y
- b. Gas en solución

RESERVAS EN LA CAPA DE GAS : Si no se hubiera efectuado esta división se encontrarían ciertos problemas adicio-

nales para estimar las reservas de gas asociado, ya que:

1. El volúmen de gas que puede producirse de la capa de gas puede exceder al volúmen original de gas contenido en ésta, debido a la migración de gas en solución hacia la parte superior, de la estructura, con una -consecuente reducción de presión en la zona del petróleo.
2. Puede aumentar el volúmen del yacimiento ocupado por la capa de gas al extraerse el petróleo o puede también disminuir debido al movimiento del petróleo hacia la parte superior de la estructura.
3. El volúmen de gas producido de la capa de gas puede no conocerse con exactitud debido a que algunos pozos de petróleo cercanos al contacto gas-petróleo -- pueden producir gas, tanto de la capa de gas como -- del gas en solución.

Para el cálculo de reservas en la capa de gas considerada como tal, el procedimiento sería el mismo utilizado para el caso del gas libre, o sea que se puede emplear cualquiera de los métodos mencionados, aunque el método de declinación de presión para estimar la cantidad de gas que permanece en la capa de gas no es exacto ya que el volúmen del yacimiento permanece constante solamente bajo condiciones excepcionales y el gas en solución puede migrar a la capa de gas.

RESERVAS DE GAS EN SOLUCION : El gas se produce conjuntamente con el petróleo y el cálculo de su volúmen original en el yacimiento depende basicamente del gas originalmente en solución, el cual se puede obtener de un -- análisis P.V.T. o suponiendo que la relación gas-petróleo obtenida en la prueba inicial de producción es la -- relación gas-petróleo en solución inicial (R_{s1}). El método principal para estimar reservas de gas en solución

es el volumétrico. El procedimiento para el cálculo es el siguiente: Se estima por métodos conocidos el volumen de petróleo total en el yacimiento (condiciones normales) y se multiplica este valor por la relación gas-petróleo originalmente en solución, obteniéndose el volumen de gas en el yacimiento asociado con el petróleo; luego, a esto se le aplica el factor de recobro dependiendo éste, del mecanismo de producción del yacimiento. Para yacimientos en que la presión no cae debajo del punto de burbujeo, la relación gas-petróleo será constante y el factor de recuperación para el gas será el mismo que el factor de recuperación para el petróleo (caso de un empuje fuerte de agua).

Para yacimientos en que la presión cae por debajo del punto de burbujeo, el factor de recuperación para el gas será mayor que el factor de recuperación para el petróleo. Para poder hacer una determinación exacta del factor de recuperación, es necesario determinar antes la historia de presión del campo mediante cálculos de Balance de Materiales y de intrusión de agua o extrapolando una curva de presión contra la producción acumulativa, si las tasas de producción han sido constantes. Después de haberse estimado la historia de presión del campo puede lograrse una aproximación razonable de la cantidad de gas por recuperarse, multiplicando el volumen de petróleo recuperable por la relación gas-petróleo en solución original y sumando una cantidad igual al volumen de petróleo no recuperable por la diferencia entre la relación gas-petróleo en solución original y la cantidad de gas en solución por barril de petróleo en las presiones promedias a las que se espera se ha producido el yacimiento.

Aplicando la siguiente fórmula se puede determinar el -

volúmen de gas en solución en el yacimiento :⁶

$$G = NR_{si} \text{-----} (\text{PCN}) \text{-----} (14)$$

$$N = \frac{7,758 V_o \phi (1 - S_w)}{B_o} \text{-----} (\text{BN})$$

ESTIMACION DE RESERVAS NO PROBADAS : Estas reservas en forma general son estimadas estadísticamente; a tal efecto se toman las cifras de reservas de áreas vecinas o con características geológicas similares y se obtiene de esta forma un valor promedio de reservas por hectárea o milla cuadrada la cual es aplicada a la nueva área en estudio. Estas estimaciones preliminares de reservas no probadas generalmente son optimistas, lo cual es justificable ya que de no haber existido ese optimismo en la etapa de exploración, hubiera en la actualidad muy pocas reservas de hidrocarburos nuevos descubiertos. En nuestro caso, estas estimaciones en la etapa preliminar del desarrollo de nuevas áreas, es responsabilidad exclusiva del geólogo.

C A P I T U L O I I C

BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE HIDROCARBUROS

2-C-1. GENERALIDADES.

En Ingeniería de Yacimientos se utilizan dos principios básicos: la ley de la conservación de la masa y la ley de la conservación de la energía.

La aplicación de éstos principios a yacimientos de hidrocarburos permite obtener deducciones cuantitativas y predicciones, constituyendo⁵ " el método de balance de materiales para análisis de yacimientos ".

Cuando no se tienen datos volumétricos confiables, la cantidad de petróleo o gas en sitio puede a veces computarse por el método de Balance de Materiales.

La producción de hidrocarburos de yacimientos es una operación donde se aplica la ley de la conservación de la masa. En general, se hace un balance entre los materiales en el yacimiento y los materiales producidos. Este método se basa en la premisa que el volumen poroso de un yacimiento permanece constante o cambia en forma predecible con la presión de yacimiento cuando se produce petróleo, gas y/o agua. Esto hace posible determinar por medio de ecuaciones la expansión de los fluidos de yacimiento sobre la caída de presión al " vaciado " del yacimiento cuando por la extracción de petróleo, gas y agua menos la entrada de agua. La aplicación exitosa de éste método requiere una historia exacta de la presión promedio del yacimiento como también datos confiables de la producción de petróleo-gas y agua y datos P.V.T. sobre los fluidos de yacimiento.

Generalmente se debe extraer de un cinco a diez por ciento del petróleo o gas originalmente en su sitio antes de esperar resultados significativos⁶. Sin comportamientos y sin datos P.V.T. muy exactos, los resultados de tal computación pueden ser bastantes erráticos, especialmente cuando existen otras incógnitas, fuera de la cantidad de petróleo " en sitio ", como el tamaño de la capa de gas libre o cuando existe empuje hidrostático.

La forma más simple de escribir un balance entre los materiales en el yacimiento y los materiales producidos es como sigue⁵:

$$\left[\begin{array}{l} \text{MATERIALES INICIALES} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{MATERIALES REMANENTES} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{MATERIALES} \\ \text{PRODUCIDOS} \end{array} \right] \text{-----(15)}$$

La ecuación de balance de materiales se usa para estimar la cantidad de fluidos presentes en el yacimiento en cualquier tiempo durante la producción. Se usa de manera especial para evaluar la cantidad de hidrocarburos iniciales en el yacimiento y predecir el comportamiento futuro y recuperación total de los mismos. El método general de BALANCE DE MATERIALES en un yacimiento usualmente se basa en⁶:

1. Volúmen poroso constante.
2. Temperatura constante.
3. Presión uniforme.
4. Composición uniforme de los hidrocarburos, y
5. Equilibrio entre las fases petróleo - gas.

La distribución de los fluidos a través de varias po-

siciones en el yacimiento y variaciones en la saturación, no afectan el Balance de Material si se dan las cinco condiciones mencionadas anteriormente.

2-C-2. BALANCE DE MATERIALES EN YACIMIENTOS DE GAS.

Para calcular el gas inicial en el yacimiento existente en determinada sección o parte del mismo, es necesario conocer, además de la porosidad y saturación -- connata de agua, el volúmen total de roca de esa sección. En muchos casos, sin embargo, no se conoce con suficiente exactitud uno o varios de éstos factores y por lo tanto, el método volumétrico no es recomendable. En este caso, para calcular el gas inicial en el yacimiento, debe usarse el método de balance de materiales; sin embargo, este método se aplica sólo para la totalidad del yacimiento, por la migración de gas de una parte del yacimiento a otra, tanto en yacimientos volumétricos como aquellos de empuje hidrostático.. La ley de la conservación de la masa aplicada a yacimientos de gas da el siguiente balance de materiales⁵.

$$\left[\begin{array}{l} \text{MASA DE GAS INICIAL} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{MASA DE GAS REMANENTE} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] + \left[\begin{array}{l} \text{MASA DE GAS} \\ \text{PRODUCIDA} \end{array} \right] \text{-----} (16)$$

Considerando los yacimientos de gas existentes en el Golfo de Guayaquil constituidos por un compuesto definido como es el metano, en el momento que éstos en -- tren a ser explotados, cuando la composición de la -- producción sea constante, los pies cúbicos normales -- producidos y remanentes en el yacimiento son directamente proporcionales a sus masas y por tanto, podemos efectuar el siguiente balance de materiales en términos de pies cúbicos normales³:

$$\left[\begin{array}{l} \text{PCN PRODUCIDOS} \\ \text{DEL YACIMIENTO} \end{array} \right] = \left[\begin{array}{l} \text{PCN INICIALMENTE} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] - \left[\begin{array}{l} \text{PCN REMANENTES} \\ \text{EN EL YACIMIENTO} \end{array} \right] - \quad (17)$$

Podemos realizar un balance de materiales en términos de moles de gas (n) obtenidos³:

$$\left[n \text{ PRODUCIDOS} \right] = \left[n \text{ INICIALES} \right] - \left[n \text{ REMANENTES} \right] - \quad (18)$$

Si consideramos que el volúmen poroso inicial disponible para gas es V_i en pies cúbicos y si a una presión final entran W_e pies cúbicos de agua al yacimiento y se producen W_p pies cúbicos de agua del mismo, el volúmen final V_f después de producir G_p pies cúbicos -- normales de gas es :

$$V_f = V_i - W_e + W_p \quad \text{-----}(19)$$

Se desprecia el factor volumétrico del agua que multiplica a W_p por considerarlo insignificante. Reemplazando en la ecuación (18) los términos equivalentes empleados en la ley de los gases y en la ecuación (19) tenemos :

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{z_i T} - \frac{P_f (V_i - W_e + W_p)}{z_f T} \quad \text{-----}(20)$$

La ecuación (20) podemos expresarla en función de los factores volumétricos del gas B_{gi} y B_g . Resolviendo para G_p tenemos :

$$G_p = \frac{P_i T_{sc}}{P_{sc} z_i T} \cdot (V_i) - \frac{P_f T_{sc}}{P_{sc} z_f T} (V_i - W_e + W_p)$$

pero:

$$B_{gi} = \frac{P_i T_{sc}}{P_{sc} z_i T} \quad \text{y} \quad B_g = \frac{P_f T_{sc}}{P_{sc} z_f T} \quad \text{-----PCN/PC}$$

obteniendo entonces :

$$G_p = B_{gi} V_i - B_g (V_i - W_e + W_p)$$

reemplazando los valores de V_i por su equivalente G/B_{gi} se obtiene :

$$G_p = G - B_g \left(\frac{G}{B_{gi}} - W_e + W_p \right)$$

Dividiendo los términos para B_g y reemplazando tenemos :

$$\frac{G_p}{B_g} = G \left(\frac{1}{B_g} - \frac{1}{B_{gi}} \right) + (W_e - W_p) \text{-----(21)}$$

Si los factores volumétricos del gas se expresan en - pies cúbicos del yacimiento por pie cúbico normal --- (PCY/PCN) en lugar de pies normales por pie cúbico -- del yacimiento (PCN/PCY) estos factores se converti - ran en los recíprocos de los anteriores y la ecuación anterior se reduce a una forma más simple :

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) + (W_e - W_p) \text{-----(22)}$$

Despejando G tenemos :

$$G = \frac{G_p B_g - (W_e - W_p)}{B_g - B_{gi}} \text{-----(23)}$$

En término de Balance de Materiales la ecuación (22)- expresa lo siguiente :

$$\begin{aligned} [\text{PRODUCCION}] &= [\text{EXPANSION}] + [\text{INTRUSION DE AGUA}] - \\ &[\text{PRODUCCION DE AGUA}] \text{-----(24)} \end{aligned}$$

La expresión(22) representa la ecuación general de balance de materiales para yacimientos de gas con empuje hidrostático activo y con producción de agua. Ligeras modificaciones en dicha expresión permiten obtener fórmulas similares para otros mecanismos de producción. Si consideramos que no existe empuje hidrostático activo ($W_e = 0$) y que el agua inicialmente en el yacimiento es mayor que la cantidad de agua connata inmóvil, la expresión (22) se transforma en³ :

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) - W_p \quad \text{-----} \quad (25)$$

o,

$$G = \frac{G_p B_g + W_p}{B_g - B_{gi}} \quad \text{-----} \quad (26)$$

Si no existe empuje hidrostático activo ($W_e = 0$), ni tampoco producción de agua ($W_p = 0$) se obtiene finalmente³ :

$$G_p B_g = G (B_g - B_{gi}) \quad \text{-----} \quad (27)$$

o,

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g - B_{gi}} \quad \text{-----} \quad (28)$$

La ecuación (26) nos indica que en yacimientos volumétricos como era lógico, la cantidad de gas producido es igual al volúmen de expansión.

Si reemplazamos los términos de la ecuación (18) por sus equivalentes empleando la ley de los gases, tenemos :

$$\left[\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} \right] = \left[\frac{P_i V_i}{z_i T} \right] - \left[\frac{P_f V_f}{z_f T} \right] \text{-----} (29)$$

Donde :

- P_{sc} y T_{sc} = Presión y temperatura a condiciones normales
- P_i y V_i = Presión y volumen inicial
- P_f y V_f = Presión y volumen final
- z = Factor de compresibilidad

Para valores establecidos de P_{sc} y T_{sc} y ya que P_i , V_i y z_i son fijos en yacimientos volumétricos, la ecuación anterior puede expresarse así³ :

$$G_p = b - m \left(\frac{P_f}{z_f} \right) \text{-----} (30)$$

Donde :

$$b = \frac{P_i V_i T_{sc}}{z_i P_{sc} T} \quad \text{y} \quad m = \frac{V_i T_{sc}}{P_{sc} T}$$

Esto indica que para un yacimiento volumétrico de gas, donde se carece de intrusión de agua, la relación entre G_p (PCN) y P/z es una línea recta de pendiente negativa. m . Las consideraciones sobre reservas de gas por el método de declinación de presión, son válidas para éste método.

Dentro de los límites de tolerancia de los valores de la presión promedio del yacimiento y de la producción acumulativa, la curva de G_p como función de P/z es lineal y puede extrapolarse hasta una presión correspondiente a un valor cero para encontrar el gas inicial en el yacimiento, o el valor de abandono de P/z para encontrar la reserva inicial.

Por medio de la construcción del gráfico correspondiente a la Fig. 5 se determina m de $m = \Delta G_p / \Delta (P/z)$ luego tenemos el valor de $V_i = mP_{sc}T/T_{sc}$; ahora bien, como conocemos el valor de B_{gi} podemos conocer el gas -- inicial en el yacimiento por:

$$G = V_i B_{gi}$$

La ecuación general de balance de materiales (23) para un yacimiento de gas con un empuje hidrostático activo puede volver a escribirse como sigue:

$$\frac{1}{B_g} = \frac{1}{B_{gi}} - \frac{G_p + W_p/B_g}{G} + \frac{W_e}{GB_g} \quad \text{-----(31)}$$

mientras que la ecuación (31) para un yacimiento de -- gas sin empuje hidrostático (activo) activo ($W_e = 0$) se convierte en: (5)

$$\frac{1}{B_g} = \frac{1}{B_{gi}} - \frac{G_p + W_p/B_g}{G} \quad \text{-----(32)}$$

y la misma ecuación para un yacimiento de gas sin un -- empuje hidrostático activo ($W_e = 0$) y sin una producción significativa de agua ($W_p = 0$) se lee: (5)

$$\frac{1}{B_g} = \frac{1}{B_{gi}} - \frac{G_p}{G} \quad \text{-----(33)}$$

En las expresiones (32) y (33) los términos $1/B_{gi}$ y $1/G$ son constantes. Por lo tanto al representar el recíproco del factor volumétrico del gas ($1/B_g$) en función de la producción acumulada de gas (G_p), o en el caso de una producción apreciable de agua en función --

del término $G_p + W_p/B_g$ sobre un papel normal de coordenadas, debería resultar una línea recta siempre y cuando no exista ningún mecanismo de empuje hidrostático ⁽⁶⁾ (véase Fig. 7, curva a). Esta recta intercepta la ordenada en el valor $1/B_{gi}$ y su extrapolación a la abscisa indica la cantidad de gas libre en el yacimiento a condiciones normales. Cuando existe un empuje hidrostático activo, los puntos graficados se apartarán más y más de la línea con una pendiente que disminuye gradualmente (Fig. 7, curva b) interceptando la ordenada en el valor $1/B_{gi}$. La extrapolación de la tangente inicial de esta curva, hasta su intersección con la abscisa, también indica la cantidad de gas libre en el yacimiento a condiciones normales.

Las reservas y recuperación total final del yacimiento, también pueden obtenerse directamente de la Fig. 7.

La recuperación total se halla a $1/B_{ga}$ (factor volumétrico del gas en el momento de abandono).

Considérese ahora la expresión (28) escrita en la siguiente forma: ⁽⁵⁾

$$G = \frac{G_p B_g}{B_g/R_{gi} - 1} \text{-----(34)}$$

El volúmen de gas originalmente en el yacimiento G, - debe ser constante, no importa la cantidad de gas que se haya producido ⁽⁷⁾. Por lo tanto, una representación gráfica de G sobre función de G_p debe ser una línea horizontal, siempre y cuando la intrusión de agua es cero. Sin embargo, si se usa la ecuación (34) para calcular G, en un yacimiento donde ocurre intrusión de agua, el valor de G aumentará a medida que aumenta G_p . Esto es debido a que se está usando la ecuación - 34 incorrectamente y en lugar de calcular G, se calcula $G + F(W_e)$, donde $F(W_e)$ es una función de la intrusión de agua. Considérese ahora la fórmula (23) ex-

presada en la siguiente forma: (5)

$$G + \frac{W_e}{\left(\frac{B_g}{B_{gi}}\right)^{-1}} = \frac{G_p P_g + W_p}{\left(\frac{B_g}{B_{gi}}\right)^{-1}} \quad \text{-----} (35)$$

Si se hace:

$$F(W_e) = \frac{W_e}{\left(\frac{B_g}{B_{gi}}\right)^{-1}} \quad \text{-----} (36)$$

Se obtiene :

$$G + F(W_e) = \frac{G_p P_g + W_p}{\left(\frac{B_g}{B_{gi}}\right)^{-1}} \quad \text{-----} (37)$$

Si realmente ocurre intrusión de agua en el yacimiento, en la ordenada se representa $G + F(W_e)$ siendo -- siempre la abscisa el valor de la producción de gas. (La Fig. 8 ilustra este caso).

El valor del gas inicialmente en el yacimiento (G) - puede obtenerse aproximadamente por medio de la Fig. 8, extrapolando varios puntos de $G + F(W_e)$ en función de G_p al punto donde $G_p = 0$, ya que cuando la producción acumulada de gas sea cero ($G_p = 0$) no había intrusión de agua y el término $F(W_e)$ será cero.

Este método no sólo es usado para determinar la cantidad de gas originalmente en el yacimiento, sino que - puede usarse para predecir la magnitud de la intrusión de agua en el futuro. A menudo, un gráfico similar al de la Fig. 8, usando datos de producción de -- campo, indica la intrusión de agua por unidad de producción de gas, más o menos constante.

El valor de $F(W_e)$ puede determinarse a cualquier tiempo substrayendo el valor de G del valor $(G + F(W_e))$.

Una vez conocido $F(W_e)$, W_e puede determinarse median

te la ecuación (36).

2-C-3. RESTRICCIONES Y LIMITACIONES DE LAS ECUACIONES.

El uso del balance de materiales, para calcular el gas en el yacimiento incluye los términos del factor volumétrico del gas de acuerdo a la ecuación de estado para gases reales. Por supuesto, la precisión de los cálculos es función del error probable en estos términos. El error en la producción de gas, G_p , proviene de errores en la medición del gas, en el cálculo aproximado de consumo y pérdidas por escapes en la unidad y en el cálculo aproximado del gas de los separadores de baja presión o de los tanques de almacenamiento. - Ocurren a veces escapes subterráneos debido a fallas y corrosión en la tubería de revestimiento o cementaciones defectuosas y en el caso de pozos con producción de dos zonas, pueden ocurrir escapes o comunicación entre ellas. También se introducen inexactitudes en la determinación del gas producido, cuando el gas proveniente de dos o más yacimientos se mezcla antes de medirse, ya que el cálculo de producción correspondiente a cada yacimiento se efectúa en base a pruebas periódicas de producción de pozos. Los medidores se calibran por lo general con tolerancias de uno por ciento, por tanto, en las mejores circunstancias es difícil conocer la producción de gas con una precisión mayor del dos por ciento, variando la precisión promedio desde pocas a varias unidades por ciento.

Los errores en las presiones se deben a errores en los medidores de presión y a las dificultades de promediarlas, especialmente cuando existen diferencias considerables de presión a través del yacimiento. Errores adicionales resultan en la determinación de presión del yacimiento a partir de presiones medidas en la cabeza del pozo. Si el campo no se ha desarrollado

totalmente, es lógico que la presión promedio corresponderá a la parte desarrollada, cuyo valor es menor que la presión promedio de todo el yacimiento. Cuando la producción de agua en pozos de gas es poca, generalmente no se toma en cuenta, en caso que sea significativa, se determina aproximadamente por medio de pruebas periódicas de los pozos. Además de los errores incluidos en los datos que entran en la ecuación de balance de materiales, existen otros factores de menor importancia no considerados en la deducción de la ecuación. Estos son: variación del volumen del agua comata con presión, cambio de porosidad con la presión y liberación del gas disuelto en el agua comata con disminución de presión. Estos factores pueden incluirse en la ecuación de balance de materiales si así lo garantiza la precisión de los datos. La presencia de pequeños, pero ignoradas cantidades de intrusión de agua, condensación retrógrada o ambas, también afectan los resultados. En las mejores circunstancias, los cálculos del gas en el yacimiento, por medio de balance de materiales, rara vez tienen una aproximación mayor del noventa y cinco por ciento, representando en la mayoría de los casos un valor mucho menor.

C A P I T U L O I I I

ESPACIAMIENTOS Y ARREGLOS DE POZOS DE GAS

3-1. GENERALIDADES.

El interés por desarrollar y producir reservas de gas natural en una forma eficiente y constantemente mejorada hace que abordemos el tema sobre espaciamento de pozos de gas, constituyendo además por sí solo vital importancia para la industria del gas por desempeñar un papel significativo en el desarrollo del yacimiento y en el control del proceso de recuperación e influyendo consecuentemente en las prácticas razonables de conservación.

Uno de los problemas afrontados al iniciar las operaciones en un nuevo campo es el de establecer el número adecuado de pozos para asegurar utilidades máximas por lo que deben tomarse en cuenta aspectos económicos, de ingeniería, geológicos y legales.

Con el propósito de demostrar la complejidad en la determinación del espaciamento de pozos, se enumeran a continuación los factores más comunes que afectan la recuperación de un yacimiento⁷:

1. Propiedades del yacimiento y del fluido

- a. Permeabilidad, porosidad y espesor de la arena.
- b. Características geológicas del yacimiento como estructura, especialmente la uniformidad, distribución y continuidad del yacimiento.
- c. Presiones y temperaturas del yacimiento.
- d. Viscosidad, saturación y otras propiedades P.V.-T. del fluido del yacimiento.
- e. Mecanismo de impulsión del yacimiento.
- f. Drenaje radial.

- g. Interferencia de pozos.
- h. Efectos de los pozos colindantes.

2. Condiciones de Operación

- a. Control y utilización de la energía del yacimiento.
- b. Productividad de los pozos.
- c. Operaciones de recuperación secundaria.
- d. Operación unificada.

3. Factores Económicos

- a. Precio y demanda presente del petróleo.
- b. Precio y demanda futura del petróleo.
- c. Costo por pozo.
- d. Costo de tubería colectora, oleoducto y terminales.
- e. Costo de operaciones.

4. Factores Legales

- a. Leyes y reglamentos gubernamentales.

Como puede verse de lo anterior, el descubrimiento de un nuevo yacimiento de gas implica que se escoja muy cuidadosamente la localización para los pozos y que se inicie una planificación razonable de un programa de espaciamiento desde el inicio de la etapa de desarrollo. Al perforar el primer pozo de desarrollo los ingenieros deben encaminar sus esfuerzos hacia la adquisición de una adecuada evidencia técnica sobre la que -- puede basarse una firme recomendación para un programa de espaciamiento. La evidencia técnica que sustenta un programa de espaciamiento de pozos específicamente para un yacimiento de gas debe dirigirse hacia la determinación, primero, de la continuidad del yacimiento. La continuidad de la formación del yacimiento puede establecerse por dos tipos principales de evidencia. La primera de éstas es el conocimiento geológico en lo -- concerniente a la configuración estructural del yaci -

miento, características litológicas y sus variaciones verticales y laterales, grado de continuidad física de los horizontes productivos, continuidad esta que no debe limitarse tan sólo al yacimiento en cuestión, sino que también debe considerar las regiones circundantes y los aspectos relacionados con reservas.

El segundo tipo de evidencia para establecer la continuidad, abarca los estudios de la comunicación del gas entre áreas o entre pozos. Esta información puede ser en forma de variaciones de presiones observadas que muestran la interferencia entre dos o más áreas. También puede ser en forma de presiones reducidas observadas en pozos de desarrollo o en pozos inter-espaciados perforados más tarde. Para obtener esta información, deben hacerse mediciones exactas de presiones de fondo en todos los pozos de gas inmediatamente después de su completación.

Las mediciones de presión inicial en pozos de desarrollo, proporcionan amplia evidencia de la continuidad del yacimiento y del movimiento del fluido y sirven como argumentos primarios para espaciamientos más amplios de pozos de gas natural. También pueden emplearse las informaciones con respecto a la habilidad del pozo en producir, su potencial y productividad y sus características de declinación para interpretar los datos de presión y sus implicaciones con respecto al drenaje. Otra consideración en el programa de espaciamiento planificado, implica el número y ubicación de los pozos que se necesitan para producir el yacimiento en la deseada tasa de extracción de gas del yacimiento bajo el proceso de recobro establecido, de tal forma que cada pozo se mantenga dentro de su capacidad eficiente de producción, de acuerdo a su participación dentro del -

campo. El factor de productividad obtenido mediante -- pruebas convencionales es un indicio de la capacidad - productiva de los pozos, contribuyendo así a la selec- ción de la tasa a la cual un pozo puede extraer efecti- vamente gas. Esto requiere datos sobre las propiedades y el comportamiento de los fluidos que contiene el yaci- miento. Con tal información a la mano, entonces, es- importante que el empuje natural disponible del yaci- miento sea identificado tempranamente y se haga una de terminación en cuanto al problema mecánico de recupera- ción, ya sea natural o inducido, bajo el cual se obten- drá la producción de gas natural y sus hidrocarburos - líquidos asociados.

Establecido el proceso de recuperación, se puede deter- minar el número mínimo de pozos y su ubicación con res- pecto a la configuración estructural para lograr un -- control efectivo del mecanismo de recuperación.

Historias de campo, que envuelven fenómenos de interfe- rencia y efectos de drenaje en pozos de desarrollo y en- pozos inter-espaciados han demostrado técnicamente que el gas, como fluido de alta movilidad, puede desplazar se a lo largo de un yacimiento poroso y continuo a -- grandes distancias, excediendo cualquier espaciamiento normalmente empleado hoy en día en campos de gas. Esto nos permite sustentar la tesis de que un pozo de gas - puede drenar efectivamente un gran área, bien sean las- formaciones de areniscas o de calizas⁸ .

A través de investigaciones de laboratorio y de campo- referentes al mecanismo de recuperación de petróleo y- de gas, del comportamiento de los fluidos y del con -- trol efectivo de los yacimientos y de los pozos, la - cristalización de ideas se ha realizado en cuanto al - comportamiento de yacimientos, constituyendo hoy en -- día una tecnología muy bien desarrollada y avanzada. Aso

ciada con un mejor conocimientos de los principios fundamentales que implica el comportamiento de yacimientos y pozos, se han incrementado los conceptos que tratan sobre el papel que desempeñan los pozos y su espaciamiento en el desarrollo y operación de un yacimiento de petróleo o gas. Si se ha determinado el espaciamiento en metros, el área drenada por un pozo se puede calcular por medio de la siguiente fórmula⁷:

$$A=0.000214d^2 \text{ ----- (38)}$$

en dónde:

A = área drenada por el pozo, en acres.

d = espaciamiento entre pozos, en metros.

si dividimos la " extensión superficial " de la estructura, en acres, para el área drenada por el pozo, obtenemos el número de pozos a perforarse en esa estructura.

Los pozos además de servir como medios de salida para la extracción de fluidos, se reconocen que tienen otras funciones importantes a saber⁸ :

1. Proporcionar acceso al yacimiento para obtener información sobre las características del yacimiento y sus fluidos y
2. Servir como el medio por el cual, el mecanismo de recuperación natural o inducida puede controlarse efectivamente. Los pozos adicionales al mínimo requeridos para cumplir estas dos funciones no aumentarán la recuperación.

Dándo un énfasis particular en la relación espaciamento-recuperación de pozos ha surgido el concepto que la última recuperación de petróleo es esencialmente independiente del espaciamiento de pozos : (Craze, R.C. -

and Glanville, J.W. " Plan your well spacing early ", - Oil and Gas journal mid-year report- July 30, 1956-54, - Nº 65, 216. Estos conceptos fundamentales no son diferentes en cuanto al papel que desempeñan los pozos en yacimientos de gas. Para el yacimiento de gas, el problema del espaciamiento de pozos entonces gira entorno al tema del drenaje y al grado en que un pozo puede drenar gas de sus alrededores dentro de un área determinada del yacimiento. En 1953, Bruce, Peaceman, Rachford y Rice (" Calculations of UNsteady State gas flow through Porous Media ", Trans AIME 1953 vol 198, 79) - en el trabajo que publicaron sobre un procedimiento numérico estable para resolver la ecuación para la producción de gas a una tasa constante, demostraron que - los resultados de estos cálculos son significativos -- con respecto al tema del radio de drenaje puesto que -- indicaban :

1. Que la depletación de un yacimiento de gas resulta en una caída de presión en el extremo del yacimiento. y
2. Que en un cuerpo continuo de arena, el gas puede -- drenarse desde un área muy grande dentro de un tiempo predecible.

Aunque el trabajo teórico y experimental sobre drenaje no ha sido valioso en el desarrollo del pensamiento actual, muchas investigaciones han recurrido al campo para probar el drenaje y sus aplicaciones en el problema de espaciamiento de pozos ya se relacione este a un yacimiento de petróleo o de gas.

Un establecimiento rápido de la comunicación de la presión y de la uniformidad de la distribución de ésta a través de todo el yacimiento, en áreas desarrolladas - en fechas distintas, han indicado la uniformidad y -- efectividad de la recuperación de gas sin importar el-

espaciamiento empleado. Entonces se concluye que la recuperación del gas es independiente del espaciamiento del pozo, que la distancia entre los pozos no es uno de los factores físicos sobre el cual depende la recuperación de gas. (8)

Aunque la distancia del drenaje no es un factor que -- controla la última recuperación, si son importantes la configuración estructural del yacimiento y la ubicación de los pozos con respecto a dicha configuración. Teniendo en mente estas conclusiones, entonces, la determinación de un programa de espaciamiento de pozos -- para un yacimiento de gas radica principalmente en las siguientes consideraciones :

1. Deben perforarse un número suficiente de pozo para proporcionar una adecuada información geológica con cerniente a la configuración estructural del yacimiento, la continuidad y característica de la roca de yacimiento y su distribución, tanto lateral y -- verticalmente y las cantidades totales de gas y -- agua que están contenidas en el yacimiento. Esta información puede obtenerse por núcleos, registros y pruebas de pozos ubicados estratégicamente.
2. Deben perforarse suficientes pozos para drenar el -- yacimiento bajo el tipo de empuje operativo (drive operative) y permitir un control efectivo del meca nismo de recuperación de gas a lo largo de todo el proceso. Esta función del pozo en relación a la re- recuperación eficiente del gas natural implica una de pendencia de la configuración estructural, no una -- dependencia física, de la recuperación en el espacia miento de pozos. Para aquéllos yacimientos de gas -- que operan bajo la influencia de un empuje hidrostático natural, debe disponerse de suficientes pozos ubica dos debidamente y completados para mantener un

control adecuado del agua desplazante y para asegurar un barrido efectivo del gas de todas las partes del yacimiento. Asimismo, en aquéllos yacimientos que producen gas y gas natural líquido y bajo un mantenimiento de presión mediante la inyección de gas y ciclaje, deben ubicarse el número suficiente de pozos para controlar el proceso de ciclaje para una máxima recuperación de hidrocarburos de todo el yacimiento.

3. Deben proporcionarse un número suficiente de pozos que sean físicamente capaces de extraer gas a la tasa de producción deseada para un yacimiento bajo un mecanismo de recuperación disponible o escogido. Además, esta cantidad de pozos debe de ser los necesarios para producir este volúmen total de gas sin incurrir en un comportamiento ineficiente de pozos individuales.

Una vez que se han perforado un número de pozos adecuado para proporcionar la necesaria información geológica, para drenar eficazmente un yacimiento y permitir una deseada tasa de extracción sin un comportamiento ineficiente de pozos, entonces, los pozos adicionales en producción fuera de este número mínimo, son innecesariamente para lograr la última recuperación de gas. Se reconoce que en muchos yacimientos de gas donde han existido programas de unificación para compartir proporcionalmente en la producción de los campos, se han introducido factores que complican asegurar un debido programa de espaciamiento para cada uno de éstos. A través de una adquisición de intercambio de conocimientos así como de un esfuerzo cooperativo para eliminar los pozos innecesarios es posible un patrón razonable programa de espaciamiento de pozos conjuntamente con -

un razonable programa de localización,

La meta de un razonable programa de espaciamento de pozos es :

1. Obtener información adecuada con respecto a las características y comportamiento del yacimiento y,
 2. Proporcionar un número mínimo de pozos para asegurar un control efectivo del mecanismo de recuperación naturalmente disponible o escogido para una recuperación máxima de gas e hidrocarburos líquidos.
- Para planear un programa así, se requiere acumular datos reales necesarios tan pronto sea disponible para una evaluación cuantitativa del debido espaciamento de pozos para cada campo.

No es fácil la acumulación suficiente de información técnica como para permitir recomendaciones razonables para un programa de desarrollo a principios de la vida de un nuevo yacimiento. Sin embargo la siguiente discusión de drenaje han proporcionado ideas referentes a la forma de poder conseguir dichas evidencias para que sirvan como base para recomendaciones de espaciamento.

Generalmente se desea tener un sistema de espaciamento regular a través de toda región haciendo los ajustes necesarios cerca a los límites de conexiones.

Salvo que el buzamiento de la formación que se va a producir sea muy pronunciado, la disposición de triangulación equilátero⁷ es la que mejor acogida tiene debido a que :

- a. Este diseño da el mejor y más completo drenaje por pozo en cualquier tipo de densidad, pues el área de drenaje es exagonal, que es la que se acerca más a la del círculo y,
- b. Es sumamente práctico por el hecho de que el mismo sistema básico puede ser usado para diferentes agru

pamientos en el despaciamento.

Anteriormente se discutió muchos de los factores variables físicos-económicos que entran en el problema de un espaciamento apropiado. Al final, la discusión debe basarse sobre un estimado de la importancia relativa de los diversos factores que se aplican al campo en cuestión y a las condiciones económicas a la industria del petróleo en el momento que está llevándose a cabo su desarrollo.

Si se escogiera la mejor distancia posible de espaciamento, al presentarse el problema, el cambiar las posiciones económicas y variar las condiciones físicas en distintos lugares del campo, puede causar que la selección original se convierta en poco satisfactoria.

Obviamente, es ventajoso que una vez que se ha adoptado un programa de espaciamento, se evite la alteración de éste al conocerse mejor el campo o al cambiarse las condiciones en la industria y sin embargo, poder variar el acreaje por pozo al extenderse el área de desarrollo. O, puede desearse proporcionar para el último, un espaciamento más cercano -- que lo que las condiciones parecían garantizar al inicio del desarrollo del campo.

Teniendo lugar estas contingencias, es de interés, examinar las posibilidades que permiten la aplicabilidad del sistema triangular equilátero en cuanto a la LOCALIZACION Y ARREGLO de los pozos se refiere.

3-2. ORIENTACION DEL SISTEMA DE COORDENADAS (10)

La ubicación de los pozos en este sistema puede considerarse como la intersección de tres grupos de líneas-coordenadas, las líneas de cada uno de los grupos interceptan aquéllas de los otros dos grupos en 60° . Para conveniencia de colocar dicho sistema en un mapa de lo

calización de los pozos, puede omitirse uno de los tres grupos de líneas. Los dos grupos restantes forman un sistema de coordenadas de 60° enteramente adecuado para distribuir y designar las ubicaciones de los pozos. En realidad el sistema triangular equilátero podría ser designado apropiadamente como el " Sistema de Coordenadas de 60°). En dicho sistema, las áreas limitadas por las líneas coordenadas tienen la forma de un " diamante " y cada diamante, en realidad, es el equivalente de dos triángulos equiláteros contiguos. Si la diagonal más corta de uno de estos diamantes se toma como unidad, la más larga es igual a $\sqrt{3}$ o 1.732. La diagonal más corta es la distancia de espaciamiento de sistema, siendo igual en longitud a la de los lados de los diamantes.

Al colocar dicha red coordenada sobre una estructura petrolífera o gasífera según sea el caso, parece que es aconsejable, salvo que los buzamientos sean en general muy pronunciado, orientarla de tal forma que los diagonales más cortas de los diamantes sean paralelas con la dirección principal del rumbo. Por ejemplo en el caso de un anticlinal o de un domo alargado, las diagonales más cortas deben estar paralelas al eje de la estructura, permitiendo así un espaciamiento de pozos más cerca a la dirección del rumbo que a la dirección del buzamiento con respecto a la mayor parte de la estructura, siempre y cuando se hayan perforado todas las localizaciones. Esto se desea ya que el movimiento de petróleo en la formación, bajo la influencia de un empuje hidrostático o de gas, es predominantemente normal al rumbo.

Tomando en cuenta las características de cada campo, por cierto, es una cuestión de opinión en cuanto al ángulo de buzamiento al que se haga conveniente orientar-

el sistema de coordenadas de tal forma que las diagonales más cortas de los diamantes sean normales hacia la principal dirección del rumbo, en lugar de paralelas a ésta.

3-3. METODOS EMPLEADOS PARA SELECCIONAR UBICACIONES (10)

Trataremos exclusivamente del sistema de coordenadas de 60° " orientado ", para campos de buzamientos suaves a moderados y las diversas formas de seleccionar ubicaciones para perforar cuando no han de perforarse todos los lugares proporcionados por el sistema, por lo menos no al principio.

Como ilustración, podemos asumir que tenemos un anticlinal de buzamiento suave a moderado, en el que debido al alto °API del petróleo, arenas de grano muy fino y poca profundidad de éstas, con costos bajos de perforación, probablemente se encontrará deseable espaciar -- los pozos sólo 100 metros entre sí sobre la gran mayoría o totalidad del área productiva.

Un sistema de coordenadas de 60° que se proporcione para ubicaciones de pozo de 100 metros de separación en un arreglo triangular equilátero, se coloca sobre el campo, orientando de tal forma que la diagonal más corta del patrón del diamante sea paralela al eje del anticlinal. Si la totalidad del área productiva es perforada habrá un pozo por cada 2.14 acres.

Hay formas de escoger ubicaciones en este sistema coordinado con separaciones mayores a 100 metros, por lo que se puede mantener una regularidad en el espaciamiento con muy buenos resultados aún si se perforara un número de ubicaciones que el total proporcionado por el sistema de coordenadas. La manera más obvia es seleccionar simplemente ubicaciones alternas en líneas coordinadas alternas como se muestra en la FIG. 9. en este caso sólo se perforaría una cuarta parte de todas

las ubicaciones, o sea, los pozos que tienen un espaciamiento triangular equilátero de 200 metros de separación. Habrá un pozo por cada 8.56 acres. El espaciamiento será de 346.4 metros (distancia de mapa) entre los pozos en la dirección general de buzamiento y 200-metros en la dirección del rumbo.

Se podría perforar un tercio de todas las ubicaciones y mantener un arreglo triangular equilátero de los pozos, si las localizaciones se seleccionaran como se demuestra en la FIG. 10. Los pozos se perforarían con -- una separación de 173.2 metros. Habría un pozo por cada 6.42 acres. El espaciamiento sería de 173.2 metros (distancia de mapa) entre pozos en la dirección general de buzamiento y 300 metros en la dirección del rumbo. A la vista, este arreglo equivale a emplear un segundo sistema de coordenadas de 60° que tenga un espaciamiento algo más amplio de líneas (mostrado con líneas punteadas en la figura) y una orientación en los ángulos rectos hacia el sistema de coordenadas sobre el que se está sobreponiendo, observando como único inconveniente ésta orientación ya que de resultar así, los pozos se espaciarían más cernanamente hacia la dirección general de buzamiento que hacia la dirección del rumbo. Si apareciera algo seguro que sobre la mayor parte del campo, sólo se perforaría un tercio de todas las ubicaciones del sistema de 100 metros probablemente sería aconsejable cambiar la orientación de tal manera que los pozos perforados sobre el espaciamiento de 173.2 metros estén más distantes entre si en la dirección del buzamiento en lugar de la dirección del rumbo.

Si se deseara perforar la mitad de todas las ubicaciones, sin lugar a dudas, el mejor método de selección sería el mostrado en la FIG. 11. Aquí los pozos tienen

un arreglo rectangular en vez de un triángulo equilátero y estarían espaciados 173.2 metros (distancia de mapa) en la dirección general de buzamiento y 100 metros en dirección del rumbo. Habría un pozo por cada 4.28 acres.

Por lo tanto, es posible perforar un tercio o un cuarto de las localizaciones proporcionadas para un sistema dado de coordenadas de 60° y sin embargo mantener el sistema de espaciamiento triangular equilátero. Tal arreglo no puede mantenerse al perforar una mitad de las ubicaciones; si se desea hacer ésto, la mejor manera de seleccionar podría ser la del arreglo rectangular mostrado en la FDG. 11 en la que, para buzamientos promedios de 55° o menos, la mayor distancia entre los pozos está en la dirección de buzamiento. Para buzamientos promedios de 55° o menos, la mayor distancia entre los pozos esta en la dirección de buzamiento. Para buzamientos promedios mayores de 55°, se puede seguir la misma manera rectangular de selección pero la orientación del sistema de coordenadas debería estar en ángulo recto hacia la orientación empleada para buzamiento promedio más suave.

3-4. POZOS DE INYECCION PARA CAMPOS DEPLETADOS. (10-11)

Otra característica del arreglo de espaciamiento en un sistema triangular equilátero es la ventaja que ofrece en la selección de pozos de inyección en un programa de recuperación secundaria, donde, en algunos casos, los pozos de producción pueden ser reconvertidos como pozos de inyección mientras que en otros puede ser deseable perforar nuevos pozos a fines de inyección.

Lógicamente, en un programa de inyección, se desea que una gran parte del espacio poroso entre en contacto con el fluido desplazante en el yacimiento; para lo

grar este objetivo, se han propuesto varias posibilidades de arreglo de pozos. En general, existen dos tipos de arreglos: (11)

- a) Arreglos periféricos, en el cual los pozos de inyección están situados en los límites exteriores del yacimiento y,
- b) Arreglos convencionales, o geométricos, en los cuales los pozos de inyección y de producción están ordenados siguiendo una ley geométrica; entre estos últimos se han usado arreglos en línea directa, en líneas alterna y arreglos de 4, 5, 7, y 9 pozos. -- Ejemplos de estos arreglos se muestran en la figura 12.

Todos estos arreglos están caracterizados por pequeñas diferencias en la eficiencia aerea de barrido, definida como la fracción del área total del yacimiento invadida por la fase desplazante, en el momento que ocurre la ruptura de esa misma fase. De acuerdo con lo discutido, es deseable lograr una alta eficiencia de barrido, que redundará en una mayor recuperación.

La variación de la eficiencia de barrido en el momento de la ruptura con la razón de movilidad, ha sido estudiado por Dyes y colaboradores donde demuestran que la eficiencia de barrido en la ruptura y después de ella, aumenta con aumento de la razón de movilidad sea cual sea el tipo de arreglo.

Si se han perforado todas las ubicaciones proporcionadas por un sistema de coordenadas de 60° se puede escoger un tercio de los pozos para el retorno del gas de acuerdo al método mostrado en la figura 10.

Por analogía con el sistema de cinco puntas aplicados a pozos usados para la inyección de gas, cada uno de los cuales sirve a cuatro pozos en un sistema cuadrado, cada pozo de inyección en este caso puede denominarse-

entonces un pozo en un sistema de siete puntas ya que sirve a seis pozos en un arreglo hexagonal, todos los cuales están equidistantes de él.

En general, no es posible pronosticar que tipo de arreglo dará por resultado una mejor recuperación; el tipo de arreglo a usar depende del conocimiento geométrico que se tenga del yacimiento y debe ser seleccionado de tal forma que se obtenga una alta eficiencia de barrido.

En el plan de cinco puntas, se necesitan una mitad de todos los pozos para la inyección en contraste a sólo un tercio de los pozos que se requieren en el plan de siete puntas. Mediante el último método, cada pozo de producción es a su vez servido por tres pozos de inyección equidistantes de él, en contraste con cuatro pozos de inyección equidistante en el arreglo de cinco puntas. De esta forma parece haber alguna pérdida en efectividad para el pozo de siete puntas en comparación con el de cinco puntas pero dicha pérdida casi no puede compensar la ganancia resultante en el arreglo de siete puntas ocasionado por el mantenimiento de un mayor porcentaje de pozos como productores aunque en el arreglo de cinco puntas, el fluido puede ser inyectado rápidamente, reduciendo por tanto el tiempo de llenado y aumentando las posibilidades de obtener altas tasas de producción en corto tiempo.

Parecería prudente emplear durante el desarrollo de un nuevo yacimiento un amplio espaciamiento inicial para obtener con el mínimo número de pozos la máxima información necesaria para determinar el espaciamiento final para un control efectivo de la recuperación. Un amplio espaciamiento inicial prestaría flexibilidad al desarrollo del yacimiento de gas que minimizará la posibilidad de perforar pozos innecesarios. Los ahorros-

de energía, material y capital al eliminar pozos innecesarios, alentaría hacer una exploración más intensiva para el desarrollo de nuevas reservas de gas. Además, estos ahorros pueden utilizarse para una aplicación más amplia de los proyectos de conservación diseñados para incrementar la recuperación de hidrocarburos en términos generales.

La tendencia hacia un espaciamiento más amplio entre los pozos es muy enteramente conveniente y justo sobre la base de la creciente evidencia tecnológica.

Los avances tecnológicos fomentados por la industria y aplicados al desarrollo y a la producción de nuevas reservas de gas natural van paralelamente con la evolución de prácticas de conservación razonable. Este programa no puede permanecer estático sino que debe continuar para estar al día con el esfuerzo en el crecimiento de la exploración y producción en el área de gas natural. Parecería plausible en este momento examinar la estructura permisible de la regla de espaciamiento y establecer reglas estatales que promuevan un desarrollo efectivo de nuevas reservas de gas sobre un espaciamiento inicial amplio, espaciando más ampliamente que lo normalmente empleado en prácticas hoy en día. Además de esto, sería apropiado proporcionar una ubicación razonable de márgenes permisibles de gas diseñados para alentar un espaciamiento más amplio de los pozos de gas en vez de castigarlo. Adjuntamente, esto iría lejos hacia el desarrollo de nuevas reservas de gas en esta área y haría mucho para estimular una recuperación más efectiva de este recurso vital. Por tanto, permitiría a la industria hacer frente a las demandas cada vez mayores de los Estados con un abastecimiento adecuado de gas natural a un costo menor.

C A P I T U L O IV

DETERMINACION DE LA CAPACIDAD DE FLUJO DE UN POZO DE GAS

4-1. INTRODUCCION.

Es necesario tener un conocimiento exacto de la productividad inicial de los pozos para la explotación racional de un yacimiento de gas natural. El análisis de -- los resultados obtenidos durante los ensayos permite -- determinar la capacidad productiva de los pozos que en la práctica se traduce en una relación entre el caudal y la diferencia de la presión estática de fondo menos la presión de fondo fluyente.

Junto con los estudios P.V.T., los ensayos de produc-ción en los yacimientos de gas tienen como objetivos:

- a. Determinación del caudal de producción, del poten-cial máximo.
- b. Estimaciones de las producciones futuras.
- c. Diseño de instalaciones de superficie y plantas de proceso.
- d. Elaboración de un programa de desarrollo del yaci-miento.
- e. Estimación de las características del yacimiento.
- f. Determinación del volúmen inicialmente " en sitio ".

4-2. GENERALIDADES

La integración de la ecuación de difusividad en régimen permanente en el caso de un flujo laminar, conduce a la siguiente fórmula :

$$Q_g = \frac{0.7054 \times 10^{-6} \cdot K_h (P_f^2 - P_s^2)}{\mu_a z_a T_a \ln(r_e/r_w)} \text{-----(39)}$$

En realidad el flujo es raramente permanente :

Será TRANSITORIO : durante la fase inicial, es decir - mientras la influencia de los límites del yacimiento - no se haga sentir. Durante este período, la zona de -- drenaje se comporta como un yacimiento infinito.

Será PSEUDOPERMANENTE : cuando la perturbación creada por la producción del pozo alcance los límites del yacimiento o límites impuestos por la presencia de pozos vecinos, o bien,

Será PERMANENTE : si se trata de un yacimiento alimentado, es decir si la presión en sus límites se mantiene constante. (Este último caso prácticamente no se observa nunca en pozos nuevos, el empuje hidrostático podrá ser puesto en evidencia únicamente después de un cierto tiempo de producción.)

Afortunadamente en la práctica, la ecuación (39) que define el flujo permanente, puede ser aplicada con suficiente exactitud en el caso general de un flujo pseudopermanente.

El tiempo de producción necesario para el establecimiento del régimen pseudopermanente puede ser obtenido por la siguiente fórmula :

$$t_s = \frac{948 r_e^2 u_a \phi}{K P_a} \quad (\text{hora}) \quad \text{-----} \quad (40)$$

En esta fórmula la permeabilidad determina una gran influencia sobre t_s .

En el campo la medida de flujo gasífero tiene su base en la diferencia de presión resultante en una restricción colocada en la tubería, a través de la cual fluye gas. Colocando un estrangulador en una línea de flujo, se produce una disminución de la presión (después que

el flujo haya pasado el estrangulador) que está relacionada con la tasa de flujo de la siguiente manera :
 "La diferencia de presión de un fluido al pasar por un estrangulador en una línea de flujo, es proporcional - al cuadrado de la velocidad del fluido ".

TIPOS DE MEDIDORES DE GAS

1. Medidor de orificio
2. Medidor de desplazamiento
3. Medidor húmedo
4. Tubo Venturi
5. Tubo Pitot
6. Boquilla de flujo.

La capacidad de producción de un pozo de gas anteriormente era estimada en término de producción por " Flujo abierto " y por la presión de cierre en el cabezal del pozo. El método que generalmente se empleaba para determinar la capacidad de producción era midiendo la presión del impacto con un " tubo Pitot " mientras el pozo fluía sin ninguna restricción. Las presiones de impacto son medidas con manómetros de agua o de mercurio o por un medidor de presión dependiente sobre la presión a medirse. La presión de impacto se convierte a una tasa de flujo mediante ecuaciones o tabulaciones respectivas publicados por Reid. La tasa de gas que se produce está influenciada por la cabeza hidrostática de la columna de gas fluyente y por la fricción entre el gas fluyente y las paredes de la sarta de producción. Por lo tanto la tasa de flujo observada puede ser una medida muy cercana de habilidad del yacimiento para entregar gas. La medición de la capacidad de producción a través del " tubo Pitot " ha sido útil en la perforación y completación de pozos de gas de baja presión, se lo utiliza también para determinar los aumen-

tos de la tasa de flujo que resultan después de cada etapa de estimulación proporcionando en muchos casos - datos de los cuales se pueden seleccionar las deseadas tasas de flujo para una prueba de contrapresión.

El método del " tubo Pitot " presentaba varias desventajas debido a la pérdida de gas y a que los datos obtenidos no proporcionaban una información adecuada para una exacta determinación de la capacidad de producción de un pozo de gas.

Actualmente el MEDIDOR DE ORIFICIO es el método que mayor empleo tiene. Consiste en hacer pasar una cantidad determinada de un fluido en fase gaseosa a través de una línea prevista de un plato de orificio.

El medidor de orificios nos proporciona dos datos : presión diferencial y presión estática. Con ésta información y los factores de orificio podemos determinar el volumen de gas. La FIG. 13 nos indica la instalación de placa de orificio; la FIG. 14 representa un diagrama del medidor de orificio y la FIG. 15 nos enseña el resultado obtenido en cuando a presiones diferencial y estática se refiere en un separador de alta presión en una prueba de un pozo para determinar la tasa de flujo del mismo.

Cabe anotar que los distintos elementos usados en el montaje de un medidor de orificio constituyen parte de su instalación. Podemos enumerar estos elementos de la siguiente manera :

1. Sección adyacente del conducto al tubo del medidor.
2. Brida de orificio y placa de orificio.
3. Medidor de orificio. Este a su vez consta de tres elementos:
 - a. Elemento diferencial
 - b. Elemento estático,

c. Elemento registrador

4. Disco del medidor o plato de orificio

Para efectuar el cálculo del volúmen de gas por medio del medidor de ofificio necesitamos conocer :

1. Presión diferencial
2. Presión estática
3. Tamaño del orificio
4. Diámetro de la línea

Para inducir la diferencia de presión necesaria se usa la placa o disco de orificio. Con el propósito de lograr un máximo grado de precisión se ha hecho necesario establecer un control estricto para la fabricación e instalación de las placas de orificio. El orificio debe ser completamente acabado y horadado al diámetro -- correcto, los bordes del mismo deben ser perfectamente agudos, debe de ser de metal anticorrosivo como acero inoxidable. Para aplicaciones especiales, el orificio puede estar colocado en forma excéntrica.

Existen tres formas conocidas para las conecciones de presión con respecto a la placa de orificio:

1. Conección en brida (Flange taps), la cual es frecuentemente más usada por su facilidad de manejo y sencillez de operación.
2. Empotramiento en tubería (Pipe taps). Los empotramientos se localizan desde el orificio, $2^{1/2}$ diámetros del tubo " aguas arriba " o corriente anterior y 8 diámetros del tubo " aguas abajo " o corriente posterior. (FIG. 16).
3. El empotramiento por contracción de la vena es impráctico y se usa rara vez.

Existen fallas comunes en los discos o platos de orificio que contribuyen a veces a resultados erróneos, dichas fallas son :

1. Bordes del orificio redondos, lo que produce medidas bajas.
2. Acumulación de sucio o tierra en la parte posterior de la placa lo cual ocasiona medidas muy altas.
3. Una placa combada origina lecturas demasiado altas o demasiado bajas según sea el lado hacia el cual se encuentra la combadura o doblez.
4. Rayaduras o mellas en la parte anterior del borde del orificio; si las tiene debe reemplazarse la placa. Cuando la placa se coloca en línea horizontal la posibilidad de que se asienten condensados (Agua) frente a la placa puede ser otra fuente de error.
5. Se recomienda que el diámetro del orificio que se use esté dentro de las especificaciones es decir, que la relación del diámetro del orificio al diámetro de la línea sea entre 0.15 y 0.70.
6. Al escoger el orificio, se debe tratar que sea de un tamaño tal que nos registre la presión diferencial más ó menos en el centro del disco de papel; donde el registro es más exacto o bien entre 30 y 70 pulgadas de agua.
7. El disco o plato debe ser completamente colocado dentro de la línea, de manera que todo el gas pase por el orificio.

El comité de la AMERICAN GAS ASSOCIATION efectuó un estudio relacionado con el cálculo del flujo gasífero y concluyó con la práctica de expresar el flujo en pies³/hora indicando la condición base de presión y temperatura.

Para el cálculo de la cantidad de gas recomendó el uso de la siguiente fórmula :

$$Q_g = c \sqrt{h_w P_f} \quad \text{-----} \quad (41)$$

La constante del orificio c se define como la tasa en Pie^3 a condiciones base cuando el término $\sqrt{h_w P_f}$ es igual a la unidad.

$$c = F_b \cdot F_r \cdot Y \cdot F_{pb} \cdot F_{tb} \cdot F_g \cdot F_{pv} \cdot F_m \cdot F_{tf} \quad \text{-----} \quad (42)$$

Para obviar el engorroso cálculo del valor de c mediante la aplicación de la fórmula 42, se puede obtener directamente este valor a partir de la tabla 1 en donde es necesario conocer previamente el tamaño del orificio empleado así como el diámetro de la línea.

Como se puede apreciar, la placa de orificio es el elemento principal constitutivo del medidor de orificio y cualquier falla existente en ella repercute en todos y cada uno de los factores anteriores.

INSTALACION DE MEDIDORES DE ORIFICIOS.

Frecuentemente en el campo y en las operaciones de producción y conducción de gas se presentan varios problemas debido a la instalación no adecuada de los medidores. Es muy corriente instalar el medidor en la línea de gas por medio de una montura ajustada con tornillos, en el cual se enrosca un niple de aproximadamente 2 -- pulgadas ajustándose al medidor al otro extremo del niple. Hay salvedad en algunos casos en los cuales se -- presenta una vibración considerable para construir un soporte independiente que se usará para colocar el medidor. En ambos casos se debe tener especial cuidado -- en nivelar el medidor.

El sistema de conexiones debe acercarse en tal forma que no queden forzados sino simplemente tratando de -- efectuarlo con la máxima presión posible. Al finalizar la instalación de las conexiones debe hacerse una prueba para eliminar posibles escapes, dicha prueba se ---

ficio adecuado, etc.; todas ellas son indispensables - para obtener un máximo rendimiento en cualquier sistema de medición.

4-3. POTENCIAL MAXIMO DEL POZO.

El potencial máximo de un pozo de gas define su capacidad así como lo es para un pozo de petróleo el índice de productividad.

El potencial máximo del pozo por definición es el caudal que puede producir un pozo cuando la contrapresión aplicada sobre la capa de gas es igual a la presión atmosférica. El potencial de un pozo de gas puede definirse también como la habilidad de fluir contra una presión fija de superficie a una tasa máxima sin causar daños al yacimiento o al equipo.

El potencial máximo del pozo no podrá ser determinado por medición directa puesto que existen importantes -- pérdidas de carga entre el fondo y la boca del pozo, -- además que, un pozo al ser abierto al máximo puede provocar daños importantes como producción de arena y por que resulta difícil la medición de caudales en pozos de alta productividad.

El potencial máximo del pozo puede ser determinado por simple extrapolación a partir de una curva indicativa para el valor de $(P_f^2 - P_s^2) = P_f^2$; éste es el único método empleado desde hace varios años. (FIG. 17).

4-4. TIPOS DE ENSAYOS DE POZOS DE GAS

Es necesario disponer de mediciones de presión en condiciones estabilizadas con el fin de obtener una curva representativa indicativa de la productividad de un pozo de gas. Desventajosamente esta condición no puede -- siempre ser satisfecha, especialmente en yacimientos -- de muy baja permeabilidad donde los tipos de estabilización serán incompatibles con los programas de desa --

sarrollo o explotación.

Los diferentes tipos de ensayos para los pozos de gas son :

1. Ensayo de contrapresión.
2. Ensayo isocronal verdadero.
3. Ensayo isocronal modificado.

De estos tres tipos de ensayos enumerados anteriormente, trataremos exclusivamente el primero de ellos.

4-5. ENSAYO DE CONTRAPRESION

El ensayo de contrapresión consiste en producir el pozo a varios caudales hasta la obtención del régimen -- pseudopermanente, midiendo a partir de ese momento la presión fluyente frente a la zona productiva.

Sabemos que las presiones serán estabilizadas cuando el radio de drenaje alcance los límites del yacimiento. - De la ecuación del tiempo de producción para alcanzar el régimen pseudopermanente se puede observar que éste no depende del caudal sino de los límites de drenaje o del yacimiento por lo que la duración de los periodos de producción deben ser los mismos para cada caudal e igual al tiempo calculado por la ecuación 42 en un ensayo de contrapresión.

Estas pruebas se efectúan en pozos recién terminados - con el propósito de determinar su potencial de producción inicial, así como también periódicamente durante la vida productiva del pozo a fin de evaluar su potencial actual y determinar los problemas que afectan su producción. La práctica común en pozos de gas es medir la presión del cabezal, a partir de la cual se determina la presión de formación y la presión de fondo.

Cuando un pozo de gas es cerrado, se estabilizan las presiones dentro del yacimiento y en la tubería de producción, bajo estas condiciones la presión de la forma-

ción es igual a la presión en el cabezal y más la presión hidrostática debido al peso de la columna de gas contenido en la tubería de producción.

Bajo condiciones de cierre o estabilización, la presión en el cabezal se denomina P_c y la presión de formación P_f obteniendo que, $P_f = P_s$ (presión de fondo fluyente o presión en la cara de la arena productora).

Al abrirse el pozo para fluir existe una situación diferente en cuanto a presiones se refiere puesto que habrá una caída de presión en el hoyo. Esto determina -- que el gas que se encuentra muy distante pase de la -- " condición estática " a una "condición de flujo" hacia el hoyo. Los ingenieros de yacimientos llaman a este período condiciones de flujo inestable.⁽¹²⁾ Al ser --- afectada un área mucho mayor por la caída de presión, -- aumenta la cantidad de gas que se mueve hacia el hoyo. Al tener más gas que proporcione un "empuje" las presiones del pozo empezarán a "estabilizarse", por lo -- tanto, mientras exista una mayor cantidad de gas con-- tactado que se mueva hacia el pozo, la caída de pre -- sión por unidad de tiempo disminuirá. La caída de presión en la formación está representada por la diferencia entre P_f y P_s ($\Delta P_f = P_f - P_s$) y una caída de -- presión originada por el ascenso de la columna de gas, en la sarta de producción, representada por la diferen -- cia entre P_w y P_s (P_w es la presión de flujo regis -- trada en el cabezal).

Se ha demostrado mediante estudios efectuados que para cualquier pozo de gas y en condiciones normales, existe una relación sólida entre las tasas de flujo y las presiones correspondientes.

El resultado innumerables pruebas demuestran que cuando se expresan gráficamente las tasas de producción --

Q_g contra $(P_f^2 - P_s^2)$ (diferencia de los cuadrados de la presión de formación P_f y de la presión de fondo P_s) en papel log-log, se obtiene una línea recta, la cual es representada matemáticamente por la fórmula :

$$Q_g = c(P_f^2 - P_s^2)^n \quad \text{-----} \quad (43)$$

Esta ecuación evita llegar a soluciones empíricas que hacían intervenir ciertos parámetros pocas veces conocidos en la práctica; proporciona además a quien la utiliza, un medio de interpretación en el que no aparecen expresiones complejas; responde satisfactoriamente a todos los casos de flujo de gas como relación entre caudales y presiones.

De la misma manera, cuando se expresan gráficamente en papel logarítmico los mismos valores de Q_g contra la diferencia de los cuadrados $(P_c^2 - P_w^2)$ se obtiene otra línea recta, la cual es así mismo representada matemáticamente por la fórmula :

$$Q_g = c(P_c^2 - P_w^2)^n \quad \text{-----} \quad (44)$$

Los valores de c y n de la ecuación 44 como es lógico suponer son diferentes de los determinados para la ecuación 43.

Si un pozo no está bajo la condición de flujo estable, P_f^2 permanece esencialmente constante y P_s disminuye. El valor de c cambia haciéndose menor con un aumento en el tiempo de flujo.

Si tanto P_f^2 y P_s^2 están cambiando la misma cantidad, (flujo estable) entonces el valor de c en la ecuación, se convierte en una constante verdadera y no en una " constante cambiante " como cuando el pozo está en --

condiciones de flujo inestable. Un pozo debe probarse el tiempo suficiente para que el valor de c sea una constante verdadera. Para hacer esto en el campo, el pozo debe probarse en una tasa de flujo hasta que la tasa de caída de presión se mantenga constante durante varias unidades de tiempo. Esto podría ser días o en algunos casos meses. Cuando más grande sea el yacimiento más tiempo se demorará en alcanzar un flujo estable. Si se requieren tasas adicionales, cada una de éstas deberá probarse hasta que las condiciones fluyentes alcancen la condición estable.

El valor de la constante c dependerá en la cantidad de tiempo que el pozo contacte nuevo gas o se drene el radio efectivo.

4-6. METODOS PARA COMPUTAR LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE CONTRAPRESION.

El cómputo de los resultados de una prueba de contrapresión en un pozo de gas natural implica los siguientes pasos. (13)

1. Calcular las presiones de fondo a partir de las presiones registradas en el cabezal del pozo en caso de que no se registren con elementos de presiones.
2. Determinar los valores de los factores $(P_f^2 - P_s^2)$ y los valores de C_g correspondientes a esos factores de presión.
3. Representar gráficamente en papel logarítmico:

- i. C_g contra $(P_f^2 - P_s^2)$
- ii. C_g contra $(P_c^2 - P_w^2)$

4. Determinar los valores del exponente n y del coeficiente c de la ecuación 43, con ayuda de la gráfica usando la línea recta relativa a las

presiones de fondo.

5. Determinar gráficamente los valores de " Flujo Abierto Absoluto " (FAA), " Flujo Abierto Técnico " (FAT).
6. Comparar el valor del " Flujo Abierto Absoluto" con las diferentes tasas de producción correspondientes a diferentes presiones de fondo, de igual forma, comparar el valor de " Flujo Abierto Técnico " con las diferentes tasas de producción correspondientes a diferentes presiones de cabezal.

Del análisis de las diferentes tasas de producción de gas siguiendo la línea de presiones de cabezal, se puede pronosticar el potencial de gas disponible a diferentes presiones en un sistema de recolección, también es posible pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento.

El término " Flujo Abierto Absoluto " (FAA) es una medida del potencial de producción de un pozo y se refiere a la cantidad de gas Q_g en PCD que se produciría si solamente estuviese actuando sobre la cara de la formación productora una presión equivalente a la presión atmosférica. El valor de FAA se determina directamente del gráfico prolongando la línea recta hasta el valor de $(P_f^2 - P_s^2)$ correspondiente a un valor de P_s igual a la presión atmosférica. Para pozos con presión de cierre alta, el valor de P_s es despreciable respecto a P_f .

El término " Flujo Abierto Técnico " (FAT) es una medida del potencial de producción del pozo y se refiere a la cantidad de gas Q_g en PCD que se produciría si el pozo no tuviera ninguna restricción en la superficie, es decir, si su presión de cabezal fuese igual a la --

presión atmosférica. El valor de FAT se determina del gráfico prolongado la línea recta hasta el valor de $(P_c^2 - P_w^2)$ correspondiente a un valor de P_w igual a la presión atmosférica.

4-7. CRITERIOS GENERALES PARA LA MEDICION DE LOS PARAMETROS QUE INTERVIENEN EN LA DETERMINACION DEL POTENCIAL MAXIMO DEL POZO

a. MEDICION DE PRESIONES

La interpretación de los ensayos de pozos de gas requiere un conocimiento exacto de las presiones medidas frente a la zona productiva, estabilizadas en el caso de ensayos de contrapresión o registradas a períodos bien definidos en el caso de ensayos isocronales. Todas las mediciones deben ser efectuadas a la profundidad media de la zona productiva; ésta condición no siempre puede ser satisfecha por razones mecánicas tales como: obstrucción del eductor, fuertes vibraciones del elemento de medición; imposibilidad de mantener en el fondo dicho elemento a caudales fuertes, en éste último caso, el elemento de medición puede ser bajado a pozo cerrado. Si el fondo del pozo es inaccesible, las medidas deberán ser efectuadas en boca de pozo y las presiones de fondo calculadas a condición de que las características de los fluidos producidos sean perfectamente conocidas.

Los valores de las presiones de fondo así obtenidas podrán ser utilizadas para la interpretación del ensayo en el caso de una producción monofásica hasta la boca del pozo. Si en el eductor hay formación de condensado, las presiones estáticas, como las de flujo tienen que ser medidas en el fondo del pozo, ya que ningún método de cálculo dará resultado sufi

cientemente exacto como para obtener una interpretación válida.

En los pozos que producen con caudales fuertes, las pérdidas de carga son muy elevadas y un error pequeño en el coeficiente de fricción o cualquier otro parámetro que interviene en el cálculo, repercutirá grandemente sobre el valor de la presión de fondo. Es necesario destacar que aún en los casos de producción monofásica con caudales moderados, son preferibles las mediciones de fondo ya que en ningún cálculo se podrá hacer intervenir ciertos elementos tales como válvulas de fondo u otros elementos de la sarta de producción.

PRESIONES ESTÁTICAS

El principal parámetro que interviene en todos los cálculos es la presión estática, sea ya para definir las características del pozo o bien para determinar el estado inicial o actual de un yacimiento. Dado su importancia que ser efectuada en condiciones -- prácticamente perfectas de estabilización por lo que es necesario tomar ciertas precauciones a saber: ⁽¹⁴⁾

-El fondo del pozo tiene que estar absolutamente exento de impurezas tales como: restos de la perforación, fluidos de completación o depósitos de líquidos acumulados durante la producción.

-Tiene que ser realizada la medición después de un tiempo de cierre suficientemente largo a fin de -- asegurar una estabilización perfecta, lo que en este caso significa: igualación de la presión de yacimiento y de la presión del pozo.

Estas dos condiciones pueden satisfacerse siempre -- en pozos nuevos. En pozos en producción y particularmente en el caso de yacimientos de baja permeabi-

lidad, el tiempo de estabilización podrá ser demasiado largo y en la mayoría de las veces imposible de obtener por razones económicas de explotación. En estos casos, un " Registro de Restauración de Presión " registrado durante un período de tiempo suficientemente largo para que la presión estática estabilizada pueda ser determinada por extrapolación, con lo que ventajosamente se reemplazarán los tiempos de cierre demasiados largos.

Cuando en el transcurso de la prueba no se tomó un registro de prueba de fondo, la presión de formación P_f se determina en condiciones estáticas y es igual a la presión de cierre de cabezal P_c más la presión ejercida por el peso de la columna de gas. El progreso en la Ingeniería de Yacimientos ha proporcionado muchas mejoras en la industria del gas para calcular la cantidad de gas que un pozo produce o producirá. En 1936 Rowland y Schellhart publicaron el NOMOGRAMA 1-2 constituyendo hoy en día uno de los principales procedimientos para las pruebas de pozos de gas. (12) El nomograma 1-2 especifica que deben hacerse medidas cuando se hayan estabilizados los pozos. Se requieren que las pruebas se realicen más o menos con cuatro tipos diferentes de reductores. Existe problema cuando en la prueba de un pozo éste no presenta estabilización en unas cuatro horas más o menos de tiempo fluyente por lo que la tasa se cambiará a la siguiente.

El tiempo máximo para una prueba de potencial de flujo abierto es más o menos de 16 horas. Mediante el nomograma 1-2 podemos calcular el factor e^S o en su defecto el valor de P_f directamente. Matemáticamente la presión de formación puede ser determinada

por medio de la siguiente fórmula :

$$P_f = e^S P_c \text{ ----- (45)}$$

$$e^S = \frac{D.W}{c^{2093.6}}$$

PRESIONES DE FLUJO

En un ensayo de contrapresión, la presión fluyente tiene que ser perfectamente estabilizada. Para obtener esta condición es necesario calcular el tiempo-previamente si fuera posible y definido en consecuencia la duración del período de producción.

Por consideraciones teóricas, este período deberá ser el mismo para cada caudal.

La presión de flujo se determina bajo condiciones dinámicas y es igual a la presión de flujo en el cabezal, más la caída de presión causada por la fricción del gas al fluir por la tubería de producción más la presión ejercida por el peso de la columna de gas.

Matemáticamente la presión de fondo fluyente (P_s) se calcula mediante la aplicación de la ecuación de R. V. Smith.

$$P_s^2 = e^S (P_w^2 - B) - B \text{ ----- (46)}$$

Donde :

$$B = \frac{667 F_n^2 T^2 Z^2}{d^5}$$

$$S = \frac{0.03754 (GE) L}{Z T}$$

Calculamos ⁽¹⁵⁾ la rugosidad relativa e/D por medio de la Fig. 20 con este valor entramos en la Fig. 21 y determinamos el valor de F_n .- Determinado el número de Reynolds de $Re = \frac{Dv\rho}{u} = \frac{DW}{uA} =$

$$\frac{4dQ.12.29.GE.1.000}{u.24.d^2.379.2.42 \pi} = 20.0 \frac{CxGE}{ud} \text{ (unidades de campo)}$$

podemos obtener (25) también F_n por medio de la Fig. 19.

$$T = \frac{T_s - T_w}{2}$$

De la Fig. 18 obtenemos un P (Gradiente de presión) que al sumarla con P_w obtenemos una P corregida. - Con esta P corregida y P_w obtenemos una P promedia. Con los valores de T y P se puede determinar T_r y P_r y consecuentemente el valor de z con el uso de los gráficos de las Figs. 2 y 3.

Con todos los datos obtenidos anteriormente podemos aplicar, ahora sí, la ecuación 46 y determinar el valor de P_s .

Este tipo de cálculo para determinar los valores de P_f y P_s se repiten para cada reductor utilizado. El registro de la presión deberá hacerse obligatoriamente durante las primeras horas de producción después de la modificación del caudal y luego, durante el período en que la estabilización se establece si estos períodos son demasiado largos como para mantener un elemento de medición en el fondo del pozo. Las presiones de flujo tienen que ser registradas durante toda la duración del ensayo isocronal en caso que se tratara de éste.

PRESIONES EN BOCA DE POZO

La presión en boca de pozo tiene que ser medida durante la totalidad de la duración de ensayo por los siguientes motivos:

-En el caso de una producción monofásica estable la presión en boca de pozo es un reflejo fiel de la presión de fondo. Para analizar el comportamiento de la presión de fondo su medición será el método -

más simple y más eficaz. Por otro lado, toda anomalía entre el fondo y la boca del pozo tal como producción de un tapón de líquido, formación de condensado, etc. podrá ser detectada rápidamente sin que sea necesario conocer la presión de fondo.

- Serán de gran utilidad los valores medidos en la boca del pozo cuando existiera algún desperfecto mecánico en el elemento de presión que se encuentra en el fondo o bien en el caso de una interrupción de la medida de la presión de fondo.
- Para los cálculos de las pérdidas de carga en el caso de una producción bifásica, la presión en boca de pozo es indispensable.

En los pozos de gas, las variaciones de la presión de boca de pozo, son generalmente muy pequeñas.

La presión del separador debe ser registrada en forma continua.

PRESIONES A VARIAS PROFUNDIDADES

La determinación de un gradiente estático permitirá:

- Calcular la masa específica del gas en las condiciones del eductor.
- Detectar la presencia eventual de líquido en el fondo del pozo y definir su profundidad.
- Verificar los valores básicos de presión de fondo y de la presión de boca de pozo.
- Ajustar los cálculos de las presiones de fondo a partir de las presiones de boca de pozo.

Por otra parte, la medición de un gradiente fluyente permitirá :

- Calcular las pérdidas de carga a diferentes profundidades y ajustar así los coeficientes de fricción.
- Determinar la masa específica del fluido fluyente.

b. ELECCION DE LOS CAUDALES DE PRODUCCION

La determinación de los caudales de producción tie-

nen la misma importancia que la medición de presiones para la determinación precisa de los coeficientes c y n de la Ecu. 43.

Para todo tipo de ensayo, cuatro o cinco caudales - serán necesarios para una definición precisa de la curva indicativa, admitiéndose tres como mínimo.

En un ensayo de contrapresión, la duración de los - períodos de producción tienen que ser los mismos pa - ra cada caudal.

Por otra parte, los diferentes caudales tienen que ser suficientemente distintos uno de otro, a fin de obtener diferentes apreciables entre las presiones - de flujo, además, una curva indicativa cubriendo la gama de caudales dentro de los cuales se producirá el pozo.

El orden de los caudales tiene que ser creciente. El caudal fue elegido de manera que la velocidad de -- circulación del gas en la columna de producción sea suficiente para subir a la superficie el líquido -- que pueda formarse por condensación en el fondo del pozo.

Una regla empírica para la elección de los caudales de un ensayo dice: El primer caudal (caudal más ba - jo) tiene que ser el caudal que corresponda a un -- "draw-down" (caída) de 5% de la presión estática de boca de pozo, mientras que el último (caudal más al - to) tiene que corresponder a un "draw-down" del 25% de la presión estática. La duración mínima de cada - período de producción, en el caso de yacimientos de alta permeabilidad tiene que ser suficiente para -- que la estabilización del caudal sea alcanzada y -- que los aparatos de medición puedan dar lecturas in - terpretables.

MEDICIÓN DE CAUDALES :

PRODUCCION MONOFASICA DE GAS

La medición de caudales de gas monofásico se hace generalmente por medio de un medidor a orificio o por crítico " probador de flujo". El primero de ellos es más exacto y puede ser utilizado en caso que el pozo esté conectado a un gaseoducto. (14)

El crítico "probador de flujo", está basado en el flujo en condiciones críticas, es decir cuando la velocidad de circulación ha alcanzado un valor máximo y se mantiene constante, condición que es satisfecha cuando la relación entre la presión de salida y la presión de entrada del orificio es menor a 0.5. El mayor inconveniente de este tipo de medición es que el gas tiene necesariamente que ser liberado a las condiciones atmosféricas.

Ambos métodos han sido estudiados detalladamente y los coeficientes correctores que intervienen en los cálculos se encuentran tabulados.

Si la presión es superior a 1,000.0 lpc la medición es exacta cuando la relación condensado-gas no excede de 2 gal/MPC. Para valores más altos, las dos fases tienen que ser medidas por separado.

PRODUCCION BIFASICA (GAS Y CONDENSADO)

En este caso es necesario el empleo de un separador en el circuito de producción con el fin de separar el gas del condensado. Se medirá el gas como en el caso de un gas seco.

La medición de condensado deberá efectuarse en dos puntos diferentes: (14)

- Caudal de condensado en el separador (con las condiciones de separación) por medio de un medidor a hélice.
- Caudal de condensado en un tanque calibrado que se encuentra a las condiciones atmosféricas.

Las dos mediciones son necesarias ya que un medidor a hélice podrá dar resultados exactos únicamente en el caso de un caudal estabilizado. Cualquier modificación brusca del flujo será mal medida por la inercia propia del aparato. Los resultados pueden -- ser sujetos a la verdad por una eventual presencia de gas en el circuito de líquido.

En consecuencia, la medición directa del líquido en tre las condiciones del separador y las condiciones de tanque permitirá ajustar los valores u obtener uno de los datos cuando falta el otro.

Los caudales de gas serán conocidos en forma continua gracias al registrador que se utiliza para medir los parámetros en el orificio, los caudales de condensado tienen que ser medidos cada 30 minutos.

En el caso de producción de agua, un separador de tres fases será utilizado y los caudales de agua medidos con el medidor a hélice previsto para tal efecto.

MEDICION DE PARAMETROS NECESARIOS A LOS CALCULOS DE CAUDALES

Con el fin de ajustar los valores de los caudales se recomienda medir :

- Densidad del gas de separador
- Porcentaje de agua y sedimentos
- Densidad del líquido de tanque.

c. MEDICION DE LAS TEMPERATURAS

TEMPERATURAS DE FONDO :

La temperatura del yacimiento es indispensable para los cálculos de los coeficientes termodinámicos tales como z, R_g , etc. así como también para todo estudio P.V.T. que se realizaría sobre las muestras.

Se recomienda registrar un gradiente de temperatura en las condiciones estáticas y en las condiciones -

de flujo, datos necesarios para los cálculos de la pérdida de carga a presiones de fondo a partir de presiones de boca de pozo.

TEMPERATURA EN BOCA DE POZO Y EN INSTALACIONES DE SUPERFICIE

Las temperaturas en la boca de pozo y en las instalaciones de superficie tienen que ser medidas continuamente durante la realización de un ensayo. Son datos requeridos para :

- Efectuar todas las correcciones sobre los caudales de gas para definir dichos caudales en las condiciones de referencia elegidas.
- Determinar la influencia del caudal de producción sobre la temperatura del separador y observar la variación de la relación Gas-condensado en función de esta última.
- Determinar la capacidad de los calentadores en el caso de requerir aumentar la temperatura del separador para evitar la formación de hidratos.

DETERMINACION DE LA ECUACION PARA FLUJO DE GAS

El valor del coeficiente C y el exponente n en la ecuación $Q_g = C(P_f^2 - P_s^2)^n$ es determinado a partir de la línea recta ilustrada en la Fig. 22.

El cálculo matemático de n está basado en la definición de la línea recta, donde :

$$x_1 - x_2 = n(y_1 - y_2) \quad n = \frac{x_1 - x_2}{y_1 - y_2}$$

$$\text{también} \quad n = t_g = \frac{X}{Y}$$

Conociendo n se determina C de la relación :

$$Q_g = C(P_f^2 - P_s^2)^n$$

$$\log Q_g = \log C + n \log (P_f^2 - P_s^2)$$

El valor del exponente n depende del tipo de flujo y debe variar entre 0.5 y 1.0. Para flujo continuo y completamente laminar, el valor del exponente n será igual a 1.0 ($n = 1.0$). Para flujo continuo con turbulencia el valor de n disminuye hasta $n = 0.5$, en caso de flujo completamente turbulento. Exponentes menores de 0.5 pueden ser originados por lenta estabilización del yacimiento o por acumulación de líquido en el pozo. Exponentes mayores de 1.0 pueden ser causados por desplazamiento de líquido durante la prueba o por limpieza de la formación alrededor del pozo, tal como la remoción del lodo de perforación o fluidos de terminación. Las pruebas con valores de n no correspondidas entre 0.5 y 1.0 deben ser repetidas. (13)

4-8. PROCEDIMIENTO PRACTICO DE CAMPO EMPLEADO EN EL ANALISIS DE LAS PRUEBAS DE CONTRAPRESION

El procedimiento práctico empleado para el análisis de las pruebas de contrapresión en arenas que van a ser evaluadas por primera vez, no considera los efectos del gas en su movimiento a través de la sarta de producción, debido a que las presiones de fondo se registran directamente con instrumentos apropiados, en caso de no suceder así, estos factores deben ser considerados.

Un programa tipo a utilizarse en la evaluación de arenas gasíferas puede ser el siguiente: (13)

1. Para probar directamente un pozo de gas, debe dejarse fluir la arena al quemador durante el tiempo suficiente con el objeto de eliminar los residuos que pudieron haberse acumulado durante las operaciones de perforación y terminación (invación de filtrado,

revoque del lodo de perforación, residuos de cemento, etc.). El pozo debe dejárselo fluir aproximadamente unas cuatro horas a partir de las últimas trazas de agua y/o lodo, entonces debe cerrarse el pozo por un tiempo que sea el doble al que se fluyó o hasta que la presión en la superficie esté aumentando en una proporción menor a 1 lpc/hora.

Después de restaurarse el período de limpieza y el de presión, debe correrse un registro de presión de fondo. Deben chequearse las gradientes para asegurarse que no hay lodo o agua. Si se encuentran gradientes de agua, el pozo deberá dejarse fluir nuevamente hasta limpiarlo. Si no se encuentra lodo o agua, córrase de nuevo el medidor de presión y déjese en el fondo el tiempo suficiente para medir una buena presión de fondo (estática y fluyente).

Si el pozo produjo líquido al ser limpiado, deberá emplearse un separador medidor de gas, condensado y agua en la prueba de potencial.

La tasa potencial de prueba deberá ser aproximadamente 1 MPCD para cada lpc de fondo. Sin embargo, la presión fluyente (medida frente a la cara de la arena) no deberá ser menor del 90% de la presión de cierre. Usese la tasa más pequeña. Nunca se fluya un pozo en la prueba de potencial a una tasa mayor que la de limpieza. Tasas de flujo más alta pueden causar que el pozo empiece a formar agua lodosa y desechos del hoyo.

Ahora el pozo está abierto para fluir a través de un estrangulador ajustable, tomando entre siete a diez minutos para pasar de la condición a cierre a tasa de flujo completa. Esto permite que el pozo extraiga fluido de la formación a la misma tasa que entrega en la superficie. En pozos con formaciones compactos y/o daños en el hoyo, a veces la tasa dentro del pozo será mayor

que la de la formación. En este caso, la presión en la superficie caerá rápidamente durante un período corto de tiempo, luego empezará a restaurarse mientras que la formación alcance la tasa de superficie. Esta restauración en el período fluyente puede extenderse durante horas y a veces días. Otras condiciones de yacimiento pueden causar el comportamiento de flujo de esta manera, pero estará enmascarado si no se sigue el procedimiento lento de abertura.

2. Con la arena en producción a una tasa constante :
 - a. Bajar equipo para registrar presiones de fondo con un tiempo de registro de 120 horas.
 - b. Registrar y controlar la presión fluyente en el cabezal (P_w en lpc), temperatura en la superficie (T_s en °F) y tiempo, hasta que se logre alcanzar una presión estabilizada en el cabezal.
 - c. Realizar pruebas de producción con reductores de 9/32", 1/4", 3/8" y 1/2", determinar durante cada prueba: presión fluyente en el cabezal (P_w), presión en el separador (P_{sp}) producción de petróleo q_o (bpd), gravedad del petróleo (°API) (condensado), producción de gas Q_g (MPCD), temperatura en el cabezal y tiempo de prueba.
3. Tomar muestras del gas producido para determinar su gravedad específica y composición.
4. Cerrar el pozo después de finalizada cada prueba de producción, registrar y controlar presión en el cabezal (P_c), temperatura de superficie (T_s) y tiempo necesario para la estabilización de la presión en el cabezal (Restauración de presiones en el fondo).
5. Concluidas las pruebas de producción con los diferentes reductores, recuperar el instrumento registrador de presiones y determinar las presiones de fondo fluyente (P_s) registradas durante cada prueba.

En relación al procedimiento práctico de cálculo presentado anteriormente, se exponen las siguientes observaciones :

- a. Las presiones de fondo se determinan directamente - del registro de presiones y no es necesario calcularla de la presión del cabezal.
- b. Las tasas de producción de gas (Q_g) son determinadas por intermedio de un medidor de orificios.
- c. Como es lógico suponer, los reductores utilizados - para las pruebas de producción dependen de las condiciones de flujo de las arenas probadas.
- d. La presión de formación (P_f) se determina a partir de los registros de restauración de presión. Se recomienda tomar este registro al finalizar cada prueba de producción con el fin de chequear la presión de la arena o yacimiento y tener la flexibilidad de poder escoger la mejor restauración de presión lograda para el cálculo de la presión antes mencionada.

Una representación esquemática se muestra en la FIG. 23 sobre las instalaciones utilizadas para la evaluación de arenas gasíferas.

C A P I T U L O V

DETECCION E INTERPRETACION DE POZOS DE GAS

-1. GENERALIDADES.

La presencia de gas en la formación puede ser detectada en el momento mismo de la perforación del pozo mediante el Registro de Análisis de Lodo en combinación con el Análisis de Muestras de canal, o después de perforar el pozo, mediante perfiles de porosidad y de resistividad.

El Registro de Análisis de Lodo es un método directo -

de detectar la presencia de gas durante la perforación de un pozo. Consiste simplemente en la lectura continua del contenido de gas en el lodo a medida que se está perforando. Para tal objetivo existe gran variedad de separadores y analizadores de gas, siendo el objetivo el mismo; tomar continuamente muestras de lodo, separar el gas que pueda existir en él y efectuar un análisis de dicho gas determinando la cantidad y concen-tración de cada uno de sus compo~~n~~entes y graficando -- los resultados de este análisis.

La información que se obtiene de este registro debe - ser indudablemente complementada con la que posterior-mente se obtiene de perfiles eléctricos y de porosidad, ya que por si solo el registro de análisis de lodo mu-chas veces no diferencia si el estrato atravesado es - petrolífero o gasífero.

5-2. DETECCION E IDENTIFICACION DE YACIMIENTOS GASIFEROS

La detección de yacimientos gasíferos mediante los per-files de pozos, todo el tiempo ha sido uno de los pro-blemas que más han deseado solucionar los analistas -- de perfiles, debido a que tanto el gas como el petró-leo responden en forma similar ante los perfiles eléc-tricos, o sea que ambos son no-conductores de la elec-tricidad.

Con la aparición de los perfiles de porosidad (sónico, densidad, neutrónico) se vislumbraron ciertas solucio-nes de este problema. La aplicación de estos tres per-files de porosidad permite la determinación de la poro-sidad efectiva, del contenido de lutita y la distribu-ción entre petróleo y gas.

Por lo general los Perfiles Sónicos y Neutrónicos dan valores parecidos siempre que no exista gas en la for-mación, en presencia de arenas de agua así como también en presencia de petróleos pesados, de manera que cual-

quiera de ellos puede acompañar al Perfil de Densidad para permitir obtener una apreciación de la porosidad efectiva y de la arcillosidad.

Con solo un perfil de porosidad la información disponible es muy escasa. Perfiles Sónicos, de Densidad y Neutrónicos se emplean para suplementar las medidas de resistividad en la evaluación de las formaciones. Cada uno de estos Perfiles es sensible a la porosidad de la formación; pero cada uno es también sensible a la presencia de hidrocarburos y de arcilla. Por consiguiente, ningún Perfil de "Porosidad" por si solo provee valores discretos para la porosidad, la arcillosidad y los hidrocarburos. Sin embargo, usados en un conjunto cada Perfil da una ecuación independiente y la solución de las tres ecuaciones define las tres incognitas. Cuando los datos son combinados con los de resistividad, estos Perfiles definen en esta forma la porosidad efectiva, la arcillosidad y los hidrocarburos en la cercanía del pozo, (es decir, dentro de la zona de investigación de los aparatos de porosidad) y la saturación de agua (de la zona no invadida) de la formación que está bajo estudio.

Existe un método mediante el cual, se emplean ecuaciones adecuadas que permiten el uso de los valores obtenidos de los Perfiles Sónico de Densidad y Neutrónico en areniscas que pueden ser arcillosas con o sin gas o petróleo. Cuando se dispone de un grupo completo de -- Perfiles, este método proporciona, por lo general, una distinción entre areniscas que producen petróleo y las que producen gas.

Cuando no existe el Perfil Sónico o el Neutrónico, tiene que hacerse suposiciones simplificadas para determinar la porosidad efectiva, la arcillosidad y la saturación de agua. Con sólo un Perfil de Porosidad para com

pletar las medidas de resistividad, la evaluación de la formación disminuye aún más, tanto en precisión como en integridad; se pueden detectar las zonas productivas de baja resistividad pero la información es insuficiente para su evaluación.

A. Perfil Sónico (16)

El Perfil Sónico en muchos lugares ha sido el instrumento más comunmente usado para el control de porosidad en la interpretación de Perfiles. La eficiencia de los métodos con el sónico y resistividad para detectar hidrocarburos ha conducido a su amplia aplicación y popularidad. Las deficiencias mayores de esta combinación consisten en definir la porosidad de formación, y por lo tanto, en estudios cuantitativos de zonas potencialmente productivas.

a-1 Areniscas Acuíferas Limpias.- Como pasa con cada uno de los otros instrumentos de porosidad, el Perfil Sónico da valores de porosidad más exactos, siendo la ecuación básica para porosidad sónica la siguiente: (16)

$$\phi_s = \frac{\Delta t - \Delta t_{ma}}{\Delta t_f - \Delta t_{ma}} \text{ ----- } (47)$$

Debido a que la señal sónica tiene poca profundidad de penetración en la formación, se supone que el fluido contenido en los pozos sea filtrado del lodo de perforación; por lo general se le asigna un valor de 189 microsegundos por pie.

La ecuación 47 proporciona buenos valores de porosidad en arenas acuíferas, limpias y compactas. Sin embargo, cuando las areniscas no están compactadas el valor de ϕ_s debe reducirse. En términos generales se puede considerar que una arenisca es compacta cuando la presión de las capas de encima

excede grandemente la presión del fluido dentro de la formación, sucediendo lo inverso en el caso contrario (areniscas poco compactas) o cuando la presión de encima no es mucho más grande que la presión normal del fluido dentro de la formación. Por lo expuesto anteriormente, los valores obtenidos de Registros Sónicos hay que corregirlos - necesariamente por compactación.

Para areniscas no compactadas se da la siguiente ecuación: (16)

$$\phi_s = \frac{\Delta^t - \Delta^t_{ma}}{\Delta^t_f - \Delta^t_{ma}} \times \frac{100}{C \Delta^t_{sh}} \text{ ---(48)}$$

El valor de $C \Delta^t_{sh}$ es generalmente obtenido por comparación con la resistividad o con otros valores de porosidad en areniscas acuíferas limpias. La magnitud de la corrección es sólo raramente y con imprecisión computada del valor de las arcillas. Para corregir por falta de compactación sónica podemos hacer que $C_p = C \Delta^t_{sh}/100$ con lo que para areniscas acuíferas limpias, la ecuación para determinar la porosidad sónica quedará determinada por: (16)

$$\phi_s = \frac{\Delta^t - \Delta^t_{ma}}{\Delta^t_f - \Delta^t_{ma}} \times \frac{1}{C_p} \text{ ---(49)}$$

Para areniscas compactadas no se requiere ninguna corrección y $C_p = 1$ siendo éste el valor mínimo para C_p .

a-2 Areniscas acuíferas arcillosas: La porosidad computada de los valores sónicos (después de la corrección por falta de compactación donde sea necesario) puede escribirse de la siguiente manera: (16)

$$\phi_s = \phi_e + q\phi_z = \phi_z \text{ -----(50)}$$

o

$$\phi_e = \phi_s (1 - q) = \phi_s (1 - q) \text{ -----(51)}$$

Estas ecuaciones nos indican que en areniscas acuíferas arcillosas, el valor sónico de la porosidad total; es decir, la porosidad efectiva más la arcilla. En areniscas arcillosas la porosidad efectiva es siempre menor que la porosidad total.

a-3. Efecto de los hidrocarburos: En lo que a efecto de hidrocarburos se refiere, los valores obtenidos en Perfiles Sónicos se han visto afectados únicamente en formaciones no compactadas; en presencia de gas, parece aumentar el Δt registrado. No se ha podido medir con exactitud este efecto del gas a tal punto que resulta difícil determinarlo. La investigación sónica es poco profunda y en areniscas permeables es el gas residual o no desplazado cerca de la pared del pozo el que afecta la medida. Se ha observado sin embargo, que la corrección requerida por presencia de gas parece realizarse con la corrección por falta de compactación. En otras palabras, mientras mayor sea la corrección requerida por falta de compactación, mayor parece ser la corrección por presencia de gas.

Se ha determinado la siguiente ecuación de ϕ_s en presencia de hidrocarburo. (16)

$$\phi_s = \phi_e + q\phi_z + (C_p - 1) \phi_e S_{gxo} \text{ -----(52)}$$

La porosidad obtenida del Perfil Sónico es derivada de la Ec. 49. Así es que la Ec. 52 es la ecuación sónica general para areniscas gasíferas, ya -

sean limpias o arcillosas.

Cuando los hidrocarburos más pesados estén presentes en una formación no compactada, el coeficiente del término $(C_p - 1)$, es demasiado elevado. Este coeficiente debe reducirse para un hidrocarburo líquido; la cantidad de reducción dependerá de las características del hidrocarburo.

Con datos de porosidad obtenidos sólo de un perfil Sónico la Ec. 52 tiene poca aplicación práctica. Debido a la incertidumbre del efecto de hidrocarburo, la Ec. 52 no hace más que señalar que tanto la arcilla como la saturación de hidrocarburos residual tienen a aumentar el valor de ϕ_s . Con respecto a ϕ_e . Sin embargo, -- cuando la Ec. 52 es empleada con ecuaciones basadas en medidas de densidad y neutrónicas, la lógica de interpretación limita el alcance del efecto del hidrocarburo. Entonces, la ecuación 52 no se hace solamente -- práctica, sino necesaria.

B.- PERFIL DE DENSIDAD DE FORMACION

El empleo del perfil de Densidad de Formación (FDC) ha aumentado considerablemente en los últimos años, después de la introducción de equipos de corregir automáticamente por el efecto de la costa (revoque) de lodo e irregularidades menores en las paredes del pozo para dar un registro de densidad total.

b-1. Areniscas ecuíferas limpias: La computación de porosidad en este tipo de formación, empleando los valores del perfil de Densidad de Formación, se obtiene de la siguiente ecuación: (16)

$$\phi_d = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \text{-----(53)}$$

La densidad total de la formación, es la registrada por el perfil de Densidad de Formación.

La densidad del fluido contenido en los poros. Se emplea usualmente el valor de 1.0 gr / cc asignado a un filtrado de lodo dulce.

La porosidad dada por la Ec. 53 no requiere corrección por falta de compactación. Por lo tanto, en areniscas-acuíferas limpias el valor de ϕ da directamente la porosidad efectiva ϕ_e .

b-2. Areniscas acuíferas arcillosas : (16) Aún en este tipo de formación, la Ec. 53 se emplea para definir la porosidad efectiva. Esta simplificación implica que la arcilla dispersa en las arenas tiene una densidad igual a la de los granos de arena. Para mayor precisión, se debe tomar en cuenta la densidad de la arcilla diseminada P_c .

$$\phi_e = \frac{(1 - q) (\rho_{ma} - \rho_b)}{\rho_{ma} - \rho_f - q(\rho_c - \rho_f)} \quad \text{-----} \quad (54)$$

Cuando $\rho_c = \rho_{ma}$, la Ec. 54 da el mismo resultado que la Ec. 53.

b-3. Efecto de los Hidrocarburos : Se sabe que la respuesta dada por el Perfil de Densidad de Formación es función de la densidad bruta de la formación, ya que los rayos Gamma contados por el detector, son proporcionales a la densidad de electrones de la formación (número de electrones en una unidad de volumen de formación) y ésta a la vez tiene una relación directa con la densidad de la formación. La porosidad derivada de los valores de densidad es sensible a la variación de la densidad del fluido. El instrumento de densidad tiene mayor radio efectivo de investigación dentro de la formación que el instrumento sónico. Por consiguiente, la saturación de hidrocarburos cerca de la pared del

pozo afecta en mayor grado la medida del Perfil de densidad. Debido a la poca densidad del gas presente en la formación, disminuye la densidad bruta - medida por el Perfil y como consecuencia, la porosidad calculada a partir de este Perfil será aparentemente mayor, en otras palabras, los valores de porosidad obtenidos del Perfil de densidad de formación aumenta la lectura en presencia de gas. Se ha encontrado en muchos casos que la porosidad dada por el Perfil de densidad (empleando la Ec. 53) está relacionada con la porosidad efectiva de la siguiente manera: (16)

$$\phi_D = \phi_e + 0.5\phi_e S_{gxo} \text{ ----- (55)}$$

Para ciertas áreas que poseen areniscas gasíferas poro profundas, donde las presiones son bajas, el coeficiente del segundo término puede requerir -- que se lo aumente a 0.6.

Los coeficientes apropiados pueden determinarse teóricamente puesto que son numéricamente iguales a las diferencias entre las porosidades aparentes de perfiles en gas y agua (es decir, $\phi_{Dg} - \phi_{Dw} = \phi_{Dg} - 1$). La porosidad aparente del Perfil de Densidad en gas, ϕ_{Dg} , es determinada por la siguiente ecuación: (16)

$$\phi_{Dg} = \frac{2.65 - \rho_g^*}{1.65} = \text{----- (56)}$$

C.- PERFIL NEUTRONICO

Los Perfiles Neutrónicos han estado disponibles por muchos años siendo el más usado para localizar estratos gasíferos atravesados por un pozo. El princi

pio del dispositivo del Perfil de Neutrones está basado en la pérdida de energía de neutrones que salen de la fuente del dispositivo; esta pérdida de energía es función de la concentración de materiales cuya masa difiere muy poco de la de los neutrones, en este caso el hidrógeno. Estos neutrones de energía baja son capturados por núcleos de átomos que forman parte de la formación, dando como consecuencia una emisión de rayos gamma.

La respuesta del Perfil depende de la cantidad de rayos gamma contados por el detector. El espaciamiento entre fuente y detector del dispositivo está diseñado de manera que para una alta concentración del hidrógeno en la formación, el detector obtiene una baja tasa de conteo y viceversa.

Dado que el petróleo tiene una concentración de hidrógeno considerablemente mayor que el gas, esta diferencia de concentración más la forma como responde el Perfil de neutrones frente a materiales de diferente concentración de hidrógeno, proporciona entonces una manera de diferenciar el petróleo del gas, por lo cual debe seguirse el procedimiento más adecuado según sea la magnitud de la invasión presente en el pozo.

- c-1. Areniscas acuíferas limpias: El Perfil Neutrónico Epidermal (SNP) está escalado en términos de porosidad aparente llena de agua; por lo tanto, éste valor se lee directamente del perfil en areniscas -- acuíferas limpias. Para pozos de diámetro razonablemente uniforme y para costras (revoques) delgadas de lodo, sólo se requiere una corrección mínima. Para costras (revoques) gruesas de lodo (mayores de 0.25 pulgadas) el efecto sobre la medida del --

Perfil puede resultar significativo y debe por lo tanto corregirse. (16)

- c-2. Areniscas Acuíferas Arcillosas: Se ha encontrado por experiencia que los valores de porosidad dados por el SNP son casi idénticos a los dados por un Perfil Sónico en areniscas de este mismo tipo (este último corregido por falta de compactación si fuera necesario). En consecuencia, si tomamos como referencia el modelo de arcilla diseminada, la ecuación resulta la misma que para los datos Sónicos: (16)

$$\phi_N = \phi_S = \phi_Z = \phi_e + q\phi_z \quad \text{-----}(57)$$

Es decir, la arcillosidad parece influenciar las porosidades aparentes neutrónicas y sónicas en igual forma y magnitud.

- c-3. Efecto de los hidrocarburos: Desde hace algún tiempo se conoce que el gas disminuye la porosidad aparente leída en los perfiles neutrónicos por lo que éstos han sido empleados para detectar gas. Estudios teóricos pueden dar la magnitud del efecto del gas sobre las porosidades neutrónicas aparente para una situación dada, (es decir, para valores específicos de la densidad del gas, su saturación, la porosidad, etc.). Sin embargo, el método más práctico encontrado consiste en relacionar el efecto del gas sobre la medida neutrónica con el efecto del gas sobre la medida de densidad de los perfiles respectivos. Los instrumentos SNP y de densidad parecen tener profundidades comparables de investigación permitiendo por lo tanto, que este método sea práctico,

La porosidad sacada del Perfil Neutrónico es reducida en una cantidad $N\phi_e S_{gxo}$. El coeficiente N puede determinarse comparando los valores neutrónicos, sónicos y de densidad de porosidad aparente, en areniscas gasíferas limpias y bien compactadas. Como el Perfil Sónico no es afectado por el gas en areniscas bien compactadas se puede decir: (16)

$$\frac{\phi_S - \phi_N}{\phi_D - \phi_S} = \frac{N}{0.5} \text{ -----(58)}$$

Se ha encontrado en ciertas áreas gasíferas que el mayor valor para N es 0.7 por lo que se puede incluir este valor en la ecuación general siguiente:

$$\phi_N = \phi_e + q\phi_z - 0.7\phi_e S_{gxo} \text{ -----(59)}$$

La medida neutrónica es menos afectada por hidrocarburos líquidos, que se ha comprobado que para varios tipos de petróleo el efecto resulta insignificante.

Los petróleos más pasados pueden aún tener un índice de hidrógeno mayor que el agua y en consecuencia, aumenta en vez de disminuir la porosidad neutrónica aparente.

Se habló anteriormente que existe la manera de diferenciar el petróleo del gas, para lo cual debemos considerar la magnitud de la invasión presente en el pozo la cual puede ser :

- a. Invasión Moderada: Siendo en este caso el procedimiento el siguiente :

Perfilar el mismo día, pero con espaciamento diferente. Si el estrato está saturado de gas, la cur-

ya de mayor espaciamento denotará una lectura mayor (la porosidad calculada será aparentemente baja) en comparación con la de menor espaciamento, esto se debe a que el gas ejerce mayor influencia en la curva de mayor espaciamento; en cambio, la de espaciamento menor, dado su reducido radio de investigación, está más influenciada por la invasión del filtrado del lodo de perforación que el gas de la formación. Por lo tanto, las arenas gasíferas pueden ser identificadas como los Perfiles de Neutrones de diferente espaciamento dan diferentes lecturas.

La desventaja de este método consiste en que para obtener buenos resultados, el diámetro de invasión del filtrado no debe ser ni muy grande ni muy pequeño, ya que en ambos casos las lecturas serían iguales o con una ligera diferencia poco apreciables, pudiendo facilitar confundirse en estrato gasífero con uno petrolífero.

- b. Invasión profunda : Otra forma de utilizar el Perfil de Neutrones para localizar estrato gasíferos cuando la invasión es muy profunda y en donde el método anterior no es aplicable, consiste en comparar dos perfiles tomados en dos momentos diferentes. Generalmente estos perfiles se efectúan antes y -- después de correr el revestidor de producción. El diámetro de invasión en cada caso debe ser diferente, ya que después de cementar el revestidor, el -- diámetro de invasión tiende a disminuir, por lo -- tanto, las lecturas obtenidas frente a estratos gasíferos deben ser diferentes.

La limitación de este procedimiento se debe a que cuando el diámetro de invasión es muy pequeño, el

gas afecta tanto al primer Perfil como el segundo haciendo que las lecturas sean relativamente iguales. Además, debido a la presencia del revestidor y del cemento, deben efectuarse ciertas correcciones al segundo perfil, las cuales no siempre son exactas, ya que es bastante difícil determinar exactamente el espesor del cemento.

5-3. EVALUACION DE ARENISCAS EMPLEANDO TRES PERFILES DE POROSIDAD.

Las ecuaciones generales para los tres Perfiles de porosidad han sido mencionadas con anterioridad. Ellas son como sigue: (16)

$$\phi_S = \phi_e + q\phi_z + (C_P - 1) \phi_e S_{gxo} \text{ -----(52)}$$

$$\phi_D = \phi_e + 0.5\phi_e S_{gxo} \text{ -----(55)}$$

$$\phi_N = \phi_e + q\phi_z - 0.7\phi_e S_{gxo} \text{ -----(59)}$$

Por definición tenemos además una cuarta ecuación :

$$\phi_e = \phi_z (1 - q) \text{ -----(60)}$$

En esta forma y empleando Perfiles Sónicos, de Densidad y Neutrónicos podemos resolver las cuatro incognitas: ϕ_e , ϕ_z , q y S_{gxo} ; o mediante arreglos se puede volver a escribir ecuaciones en una forma más apropiada para la determinación directa de las cantidades desconocidas: (16).

$$\phi_e S_{gxo} = \frac{\phi_S - \phi_N}{C_P - 0.3} \text{ -----(61)}$$

$$\phi_e = \phi_D - 0.5\phi_e S_{gxo} \text{ -----(62)}$$

$$\phi_z = \phi_N + 0.7\phi_e S_{gxo} \text{ -----(63)}$$

$$q = \frac{\phi_z - \phi_e}{\phi_z} \text{ -----(64)}$$

Estas ecuaciones pueden ser simplificadas aún más en formaciones compactadas, ya que como se observó anteriormente, no existe ningún efecto de hidrocarburos en el Perfil Sónico cuando la arena está suficientemente compactada. En cuyo caso el valor de C_p corresponde a su mínimo de 1.0.

Con los valores de ϕ_z y q determinados de las ecuaciones 63 y 64 podemos entonces usar la siguiente ecuación para determinar la saturación de agua (S_w) para el modelo de arcilla diseminada: (16)

$$S_w = \frac{\sqrt{\frac{F_z R_w}{R_t} + \left[\frac{q(R_c - R_w)}{2R_c} \right]^2} - \frac{q(R_c + R_w)}{2R_c}}{1 - q} \text{ -----(65)}$$

* La resistividad de la arcilla diseminada (R_c) a no ser que sea especificado de otro modo, éste valor es tomado como $10 R_w$.

Determinación de C_p .-Se puede observar que los valores computados para las ecuaciones 61 - 64 dependen de la corrección por falta de compactación, C_p . Lo que más ha preocupado siempre en la evaluación de Perfiles ha sido la corrección de la ϕ_s por falta de compactación. Solamente con el Perfil Sónico no habrá confirmación adecuada de la corrección apropiada. Sin embargo, cuando todos los tres Perfiles de Porosidad están disponibles, el valor de C_p es definido con precisión. Las comparaciones de los tres Perfiles en areniscas acuíferas limpias indican un valor para C_p que puede emplearse en zonas cercanas de interés. En efecto, la compara

ción de Perfiles Sónicos y Neutrónicos en areniscas -- acuíferas, sean estas limpias o arcillosas, es generalmente suficiente para establecer el valor de C_p . Se emplean ciertas condiciones limitadoras para ajustar el valor de C_p .

1. El valor computado de q no debe ser negativo, Si lo encontramos negativo, entonces el valor de C_p es -- disminuido hasta que $q \geq 0$.
2. El valor computado de S_{gxo} no debe ser mayor de -- $(1 - S_w)$. Mientras la saturación de gas en la zona cercana al pozo puede igualar la de la zona no invadida, es más probable que $S_{gxo} < (1 - S_w)$. Por consiguiente el valor de C_p es aumentado hasta que $S_{gxo} \leq 0.7(1 - S_w)$.

Quando C_p es ajustado para satisfacer estas condiciones limitadoras su nuevo valor es empleado en las ecuaciones 49 y 61. En otras palabras, el valor de ϕ_g derivado de la ecuación 49 y empleado en la ecuación 61 refleja el valor ajustado de C_p . Además la C_p ajustada es usada directamente en la ecuación 61.

Distinción entre Gas y Petróleo.

Quando el gas es el hidrocarburo en la capa bajo estudio, el valor de S_{gxo} obtenido es bastante alto. Por el contrario cuando el hidrocarburo presente está en forma líquida, el valor computado de S_{gxo} es generalmente bastante bajo y en ciertos casos hasta negativo. Por ejemplo, en areniscas petrolíferas la saturación residual de petróleo excederá el valor computado de S_{gxo} . El bajo valor de S_{gxo} es causado por el hecho de que se han empleado en la computación los coeficientes -- correspondientes a gas. Estos coeficientes de gas, empleados en las ecuaciones 52, 55 y 59 son mucho mayores que los coeficientes apropiados para el petróleo. Así

que esta comparación de S_{gxo} contra $(1 - S_w)$ proporciona un medio de discriminar entre las saturaciones de hidrocarburos líquidos y gas. La discriminación es aún más fácil cuando los hidrocarburos líquidos son de tipo pesado. Mientras más pesado sea el petróleo, mayor es la diferencia entre los valores de S_{gxo} en areniscas petrolíferas y gasíferas. Por la misma razón, los petróleos más livianos conducen a valores altos de S_{gxo} y la discriminación entre gas y petróleo es menos fácil.

Con la evaluación de areniscas con tres medidas de porosidad, quedan compensados los efectos de los hidrocarburos sobre los Perfiles.

Las computaciones para la evaluación de areniscas son mejor ejecutadas por computadoras electrónicas. La interpretación es más efectiva con computaciones a cortos intervalos (cada pie o dos pies) a través de todas las areniscas. Esto permite un estudio detallado de cambios litológicos y de fluidos que puedan ser importantes en la interpretación. Para resolver manualmente las ecuaciones 65 y 61 al 64, con lecturas cada dos pies, se perderá mucho tiempo.

Por el contrario las computaciones son ejecutadas rápidamente por medio de máquinas. Los programas existentes no son hechos solamente para la computación electrónica y la tabulación de los resultados, sino que presentan los resultados en forma analógica (de curvas).

5-4. EVALUACION DE ARENISCAS USANDO DOS PERFILES DE POROSIDAD

Con sólo dos de los tres Perfiles de Porosidad la eficiencia de interpretación disminuye. Debido a que solamente hay dos ecuaciones de porosidad con que trabajar, tienen que efectuarse suposiciones adicionales y los sistemas de verificación y cotejo no serán tan efecti-

vos como con el método de las tres porosidades.

Densidad Neutrónica:

Este método parece ser el más apropiado para formaciones que pueden ser arcillosas y contener gas. Con esta combinación de Perfiles tenemos las siguientes ecuaciones de porosidad: (16)

$$\phi_D = \phi_e + 0.5\phi_e S_{gxo} \text{ ----- (55)}$$

$$\phi_N = \phi_e + q\phi_z - 0.7\phi_e S_{gxo} \text{ ----- (59)}$$

$$\phi_e = \phi_z (1 - q) \text{ ----- (60)}$$

Aquí tenemos cuatro incógnitas y únicamente tres ecuaciones para resolverlas.

Si se supone un valor constante para la porosidad total de la arena, ϕ_z , puede obtenerse este valor en una arenisca acuifera del Perfil Neutrónico ya que este -- instrumento mide $\phi_e + q\phi_z = \phi_z$ en areniscas acuiferas (Ec. 57). Además, las ecuaciones 55 y 59 dan otra ecuación para ϕ_z en areniscas gasíferas limpias ($q = 0$):

$$\phi_z = \phi_e = \frac{\phi_N + 1.4\phi_D}{2.4} \text{ ----- (70)}$$

Las areniscas gasíferas limpias se caracterizan por su resistividad elevada y grandes diferencias entre ϕ_D y ϕ_N . En esta forma, con ϕ_z determinado de la ecuación - 57 o de la ecuación 70, se obtienen los valores de S_{gxo} , q y ϕ_e , empleando las ecuaciones 55, 59 y 60. Es interesante ver lo que puede pasar si el valor escogido para ϕ_z no es apropiado para una arenisca.

1. Si el valor constante de ϕ_z es demasiado bajo, la q computada será demasiado pequeña, muchas veces nega

tiva. Si $q < 0$ el valor de ϕ_z debe ser incrementado hasta que $q = 0$. El valor de ϕ_z podría, claro está, aumentarse más aún para obtener un valor positivo de q . Pero es muy probable que el nivel que se estudia sea una arenisca relativamente limpia porque su porosidad total es mayor que el valor escogido de ϕ_z .

2. Si el valor constante de ϕ_z es demasiado alto, S_{gxo} será demasiado alto. Entonces ϕ_z debe ser reducida hasta que $S_{gxo} = 0.7 (1 - S_w)$. Es probable que este valor demasiado alto de ϕ_z ocurra en areniscas calcáreas o lechos de conchas donde las porosidades -- son bajas.

Sónico - Densidad : La combinación de las porosidades sónico-densidad tiene la mínima resolución para efectos de hidrocarburos. Por consiguiente, en la aplicación del modelo de la arcilla diseminada ha sido costumbre ignorar los efectos de los hidrocarburos.

Cuando éstos son eliminados de las ecuaciones generales para la porosidad sónica (Ec. 52) y para la porosidad de densidad (Ec. 55), suponemos que $\phi_S = \phi_z$ y ϕ_e . Entonces mientras $\phi_S \geq \phi_D$, podemos usar este enfoque simplificando para computar q y a través de la ecuación - 69, también S_w .

En algunos casos los valores de ϕ_D son más altos que los de ϕ_S . Esto conduce, desde luego, a valores negativos de q , una solución inaceptable. Cuando sucede esto, hay tres explicaciones posibles: (16)

1. Se ha empleado un valor demasiado grande de C_p para corregir la porosidad sónica por falta de compactación. Si éste fuera el caso, el procedimiento lógico sería reducir C_p hasta que $\phi_S = \phi_D$. Esto resultaría en $q = 0$ y se podría obtener soluciones correspondientes

a areniscas limpias empleando ϕ_D como la porosidad efectiva.

2. Gas o petróleo liviano pueden haber aumentado el valor de ϕ_D sin aumentar correspondientemente a ϕ_S . En este caso, ϕ_S puede presumirse que sea la porosidad efectiva. De nuevo aquí se presume que la formación sea limpia, $q = 0$ y la diferencia $\phi_D - \phi_S$ se atribuye al efecto del gas.
3. Cualquier porosidad secundaria puede no haber sido totalmente incluida en ϕ_S . En este caso, podríamos presumir que $\phi_D = \phi_e$ y que $\phi_D - \phi_S$ representa la porosidad secundaria no "vista" por el instrumento sónico.

Así es que, cuando $\phi_D > \phi_S$ hay dos soluciones: se usa como ϕ_e ya sea ϕ_D o ϕ_S . Cuál usar es cosa de lógica; el método de densidad-sónico no ofrece por sí mismo información suficiente. Sin embargo, en cualquiera de los dos casos, la arenisca es considerada limpia (con $q = 0$).

Sónico - Neutrónico: Cuando no existe ningún efecto de hidrocarburos, tenemos una duplicación al usar estas dos curvas. Sin embargo, a veces una de ellas puede ser afectada por saltos de ciclo o puede requerir grandes correcciones de C_p , particularmente en arenas poco profundas. Entonces el neutrónico ofrece valores más útiles. Por otro lado el instrumento sónico no es sensible a rugosidades de las paredes del pozo ni a costras (revoques) de lodo gruesas, y en tales condiciones ofrece valores más exactos. Con la combinación neutrónico-sónico no ofrece ninguna resolución para casos de arcillosidad, las interpretaciones basadas en estos datos son más tarde cubiertas bajo "computaciones usando un solo Perfil de Porosidad".

INTERPRETACION CUALITATIVA DE REGISTROS DE POZOS DE GAS

Métodos Gráficos de Comparación De Perfiles de Porosidades. (16) En la exposición anterior se trató de la interpretación cuantitativa de Perfiles. Cuando hay los tres Perfiles de Porosidad, los valores de S_w , q , ϕ_e y S_{gxo} pueden ser computados con exactitud y seguridad. - Cuando están disponibles únicamente dos Perfiles de Porosidad, éstos parámetros no son definidos tan claramente. Hay que resolver demasiadas variables con los pocos datos disponibles.

Sin embargo, aún cuando la información proveniente de los Perfiles de Porosidad es insuficiente para una interpretación cuantitativa, puede ser suficiente para la identificación cualitativa de gas o petróleo liviano. Esto se consigue superponiendo Perfiles de Porosidad hechos en escalas de igual magnitud.

La superposición neutrónica - sónica es la más eficiente para la ubicación de gas. Estos dos Perfiles se comportan en igual forma al tratarse de porosidad y también de arcillosidad. Sus diferencias en areniscas son causadas por los efectos de los hidrocarburos.

Las superposiciones densidad-neutrónicas muestran diferencias máximas en areniscas gasíferas limpias. Pero la arcillosidad tapa el efecto de los hidrocarburos. En algunas areniscas gasíferas arcillosas se ve poca o ninguna diferencia en las porosidades aparentes. En areniscas extremadamente arcillosas el Perfil Neutrónico puede dar una porosidad aparente aún mayor que el Perfil de Densidad. En este caso la diferencia entre los Perfiles está dada por una relación inversa a aquella usada para la detección de gas. Con la superposición densidad - neutrónica, a objeto de facilitar la localización de areniscas gasíferas arcillosas, es una

buena idea de marcar el nivel de porosidad encontrado en una arenisca acuífera cercana. Así se puede encontrar gas o petróleo liviano cuando el neutrónico indique un valor más bajo de porosidad aparente. Otro enfoque es dibujar sobre papel gráfico lineal la diferencia entre ϕ_N y ϕ_D contra la lectura de Rayos Gamma. En este dibujo las areniscas llenas de líquido, tanto como arcillosas, tienden a describir una línea. Las zonas con hidrocarburos livianos caen fuera de la línea. La superposición sónico - densidad tiene la eficiencia más baja para encontrar gas. Gas y arcillosidad tienen efectos opuestos sobre ϕ_D . Además, si las formaciones no son compactas, la porosidad sónica será aumentada - por el gas y se verá poca diferencia entre las curvas ϕ_S y ϕ_D .

Distinguir entre gas e hidrocarburos líquidos no es -- siempre fácil en una superposición. En general, mientras más livianos los hidrocarburos, mayor la diferencia en porosidades aparentes. Pero es solamente en areniscas limpias que la distinción entre gas e hidrocarburos líquidos es relativamente segura.

Concluyendo tenemos que los diversos Perfiles de Porosidad son afectados individualmente por arcillosidad, efectos de hidrocarburos y en el caso de Perfiles Sónicos, por falta de compactación. Estas variables son manejadas mejor cuando están disponibles los tres Perfiles: Sónico, de Densidad y Neutrónico. En este caso -- además de dar una mayor precisión al cálculo de la saturación de agua y de la porosidad, las computaciones definen la arcillosidad, indican si el intervalo está o no por encima de la zona de transición, distinguen -- entre gas e hidrocarburos líquidos y frecuentemente señalan presiones de formación anormales. Con sólo uno o

dos Perfiles de Porosidad, la evaluación de la formación no es completa ni segura.

C A P I T U L O VI

6-1. CONCLUSIONES.

1. La aplicabilidad de los métodos descritos para efectuar la estimación de las reservas de gas natural - dependen en gran parte de la información disponible al momento de efectuar los cálculos.
2. En yacimientos de gas que producen por expansión es necesario determinar y controlar la presión mínima de producción puesto que la tasa de producción decrece rápidamente cuando la presión se aproxima a la presión atmosférica.
3. El gas como fluido de alta movilidad puede desplazarse a lo largo de un yacimiento poroso y continuo a grandes distancias, excediendo cualquier espaciamiento normalmente empleado hoy en día en campos de gas, por lo que, un pozo de gas puede drenar efectivamente una gran área, bien sean las formaciones de areniscas o de calizas.
4. No es posible pronosticar que tipo de arreglo dará por resultado una mayor recuperación; el tipo de -- arreglo a usar, depende del conocimiento geométrico que se tenga del yacimiento y debe ser seleccionado de tal forma que se obtenga una alta eficiencia de barrido y de desplazamiento.
5. Los ahorros de energía, material y capital al eliminar pozos innecesarios, alentaría a realizar una exploración más intensiva para el desarrollo de nuevas reservas de gas. Además, estos ahorros pueden utilizarse para una aplicación más amplia de los proyectos de conservación diseñados para incrementar la - recuperación de hidrocarburos en términos generales.

6-2. RECOMENDACIONES

1. Con los datos reales obtenidos de los pozos de gas perforados en el Golfo de Guayaquil aplicar los métodos descritos para determinar las reservas de gas existentes en dichos yacimientos.
2. En base a los datos reales de los yacimientos de gas existentes en el Golfo de Guayaquil realizar un estudio de la predicción del comportamiento de éstos. (Con datos de producción).
3. Realizar la predicción del comportamiento de yacimientos de gas aplicando computador digitales y adoptando la aplicabilidad de los métodos enunciados en éste trabajo. (Con datos de producción.)
4. Realizar un estudio económico de estos yacimientos aplicando las técnicas más apropiados para predecir el comportamiento de los yacimientos con datos disponibles o sea con información limitada.

6-3. REFERENCIAS

1. GILSON RUBEN: " Consideraciones sobre el gas natural ", IV Jornadas Técnicas de Petróleo, Puerto La Cruz (Venezuela) 22-25 Noviembre 1.972.
2. SANDREA RAFAEL: " Una evaluación económica del potencial de los recursos petrolíferos en las áreas activas de las concesiones en Venezuela ", IV Jornadas Técnicas de Petróleo, Puerto La Cruz (Venezuela), 22-25 Noviembre 1.972.
3. CRAFT B.C. y HAWKINS M.F. Jr.: " Ingeniería Aplicada de yacimientos Petrolíferos (1968)
4. GRUY HENRY J. and CRICHTON JACK A.: " A critical Review of methods Used in Estimation of Natural Gas Reserves ", Transactions AIME (1949) 179, 249-263.
5. CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO: " Evaluación general de yacimientos Gasíferos ". IX Reunión de Expertos de ARPEL Maracaibo - Venezuela (Enero' 1971).

6. FRICK: " PETROLEUM PRODUCTION HANDBOOK " VOL. II RESERVOIR.
7. CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO: " Explotación del campo Melones en la Faja Petrolífera del Orinoco Parte II, Ingeniería, Inversiones y Gastos del Proyecto (Noviembre 1972).
8. CRAZE, R.C.: " Spacing of Natural Gas Well " Transaction AIME (1958) 213.
9. PIRSON SILVAN J.: " Ingeniería de yacimientos Petrolíferos " Mc. Graw-Hill inc, New York (1958).
10. CORBETT C.S.: " Equilateral Triangular System of -- well Spacing " (New York, Feb.1930). Transactions - AIME, 86-92, 168-173.
11. FERRER G. JOSE.: " RECUPERACION SECUNDARIA - INYECCION DE AGUA ".
12. CORNETT J.E. " JIM " : " Realistic Approach to Gas Well Productivity " (Jan 1971) Petroleum Engineer
13. CORPORACION VENEZOLANA DEL PETROLEO: " Problemas - técnicos asociados con la explotación del Gas Natural." IV Jornadas Técnicas de Petróleo, Puerto La Cruz (Venezuela) 22-25 nov. 1972.
14. GRAVIER JEAN FRANCOIS: " Trabajos Preliminares para la determinación del diseño de las instalaciones de superficie para yacimientos gasíferos". 1er. simposio Latinoamericano sobre acondicionamiento y recuperación de hidrocarburos del gas natural - Mar del Plata - Argentina (6-10 Nov. 1972).
15. KATZ, CORNELL, KOBAYASHI, VARY, ELENBAAS, WEINAUG: " HANDBOOK OF NATURAL GAS ENGINEERING " Mc. Graw-Hill, Inc. New York. (1959).
16. TIXIER M.P. MORRIS R.L. y CONNAL J.G. " Evaluación Mediante Perfiles de Areniscas Productivas de baja resistividad en el Golfo de México". (Presentado en el 9º Simporio Anual de la "SOCIETY OF PROFESSIONAL WELL LOG ANALYSTS" en Nueva Orleans. Louisiana, EE.

UN, en Junio 1968) DONLUMBERGER WELL SERVICES.

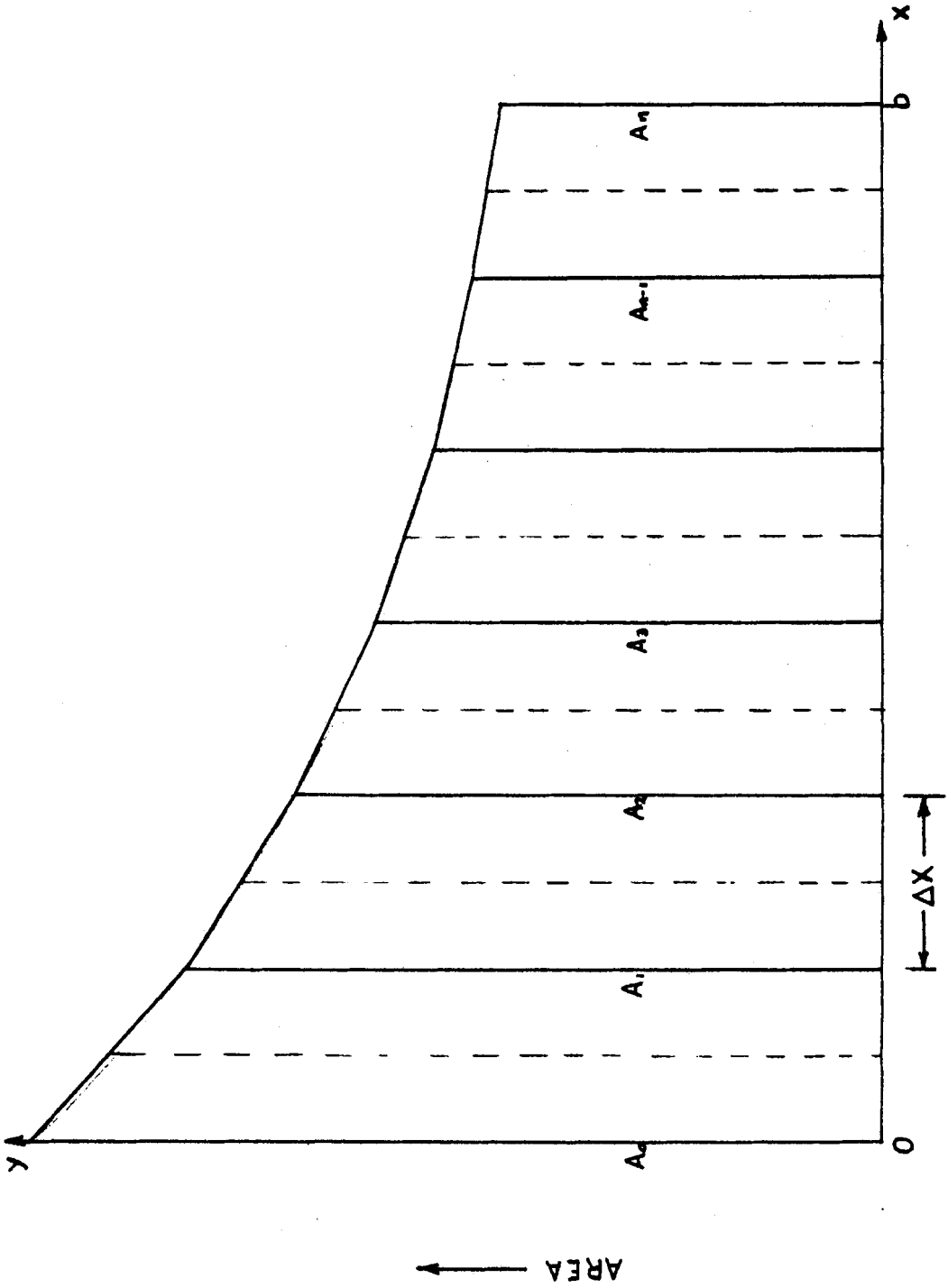
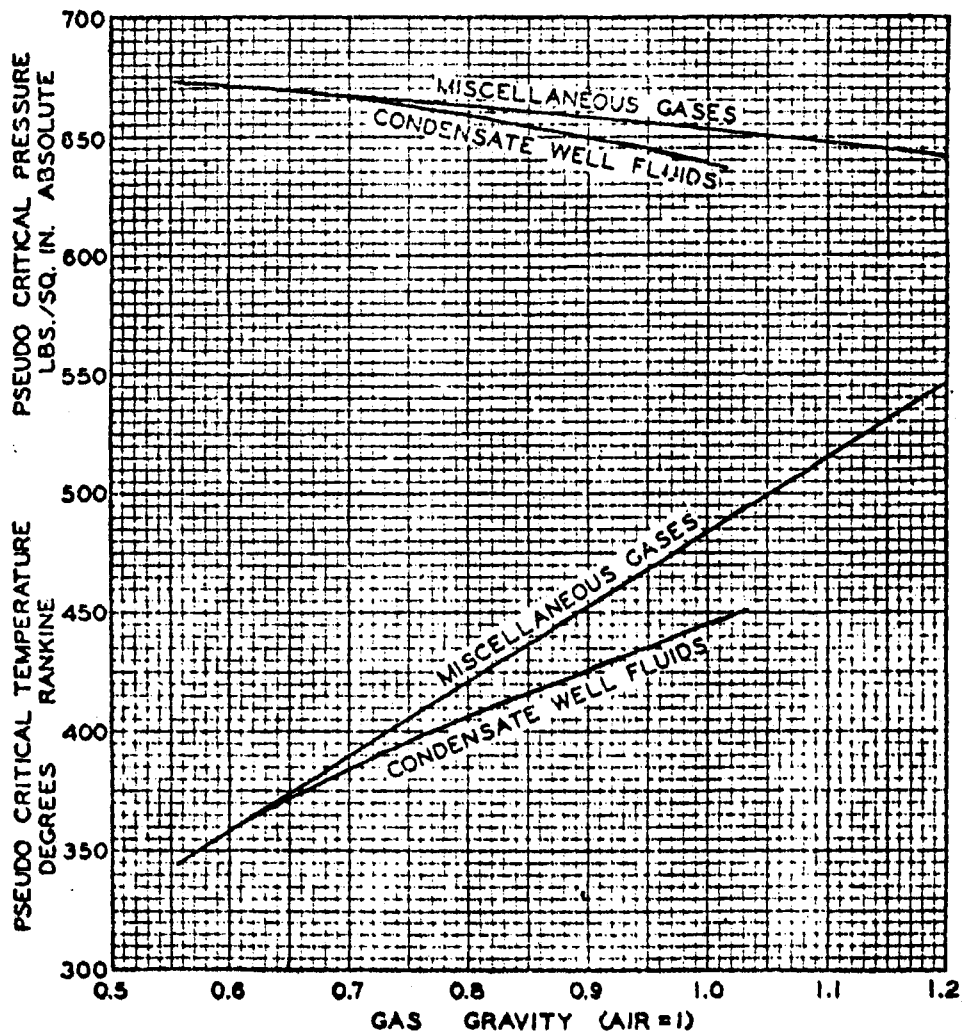


FIG:1 - DETERMINACION DE V_b POR EL METODO TRAPEZOIDAL



GRAVEDAD ESPECIFICA DE GASES (AIRE = 1.00)

Fig. 2. Propiedades Pseudocriticas de Gases Naturales

CORRECCIONES POR IMPUREZAS: Por cada mol por ciento de dióxido de carbono sustráigase 0.8 °R; de sulfuro de hidrógeno agrégese 1.3 °R y de nitrógeno sustráigase 2.5 °R de la temperatura pseudocritica. Por cada mol por ciento de dióxido de carbono agrégese 4.4 lpc; de sulfuro de hidrógeno agrégese 6.0 lpc y de nitrógeno sustráigase 1.7 lpc de la presión pseudocritica.

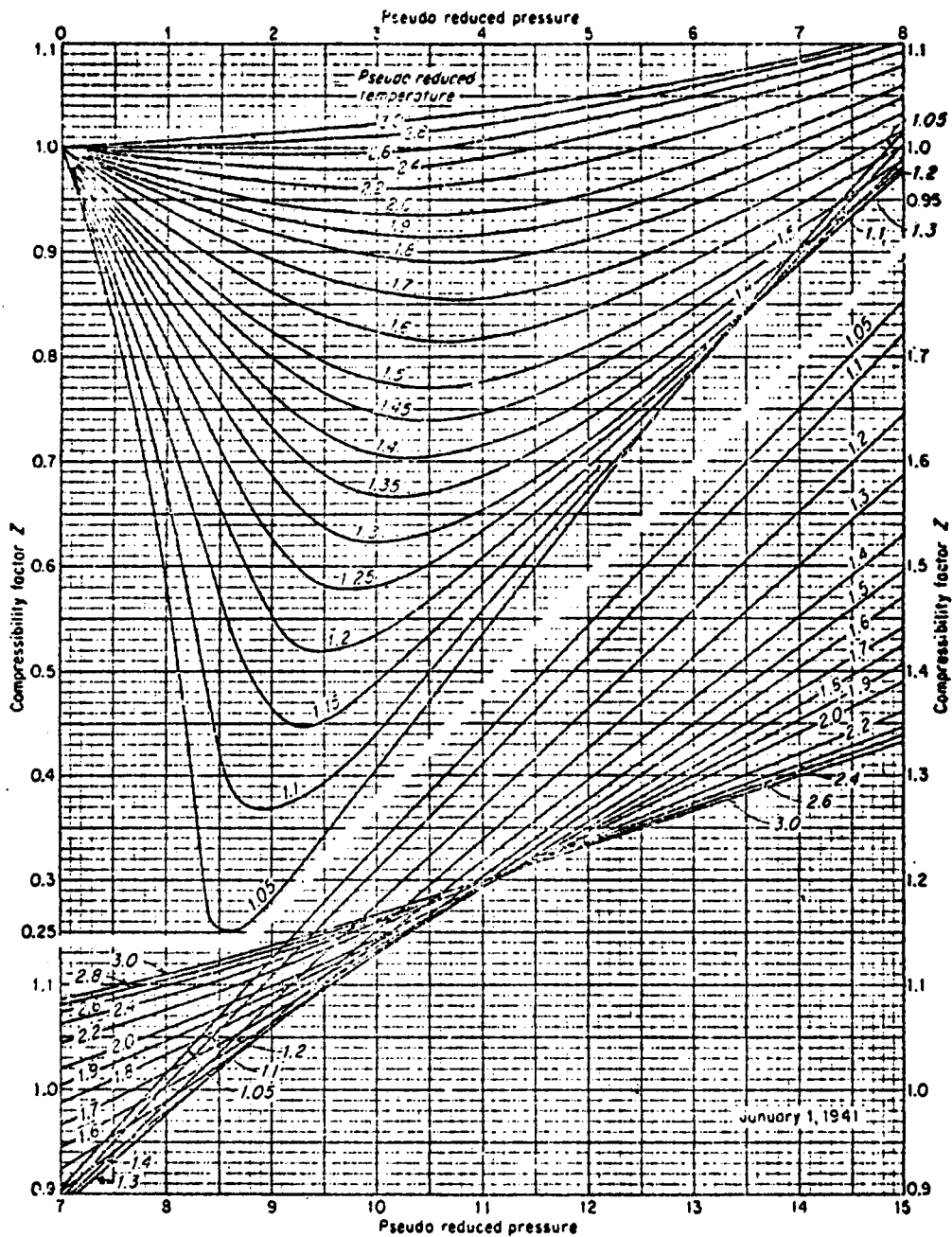


Fig. 3 Factor de Compresibilidad para Gases Naturales

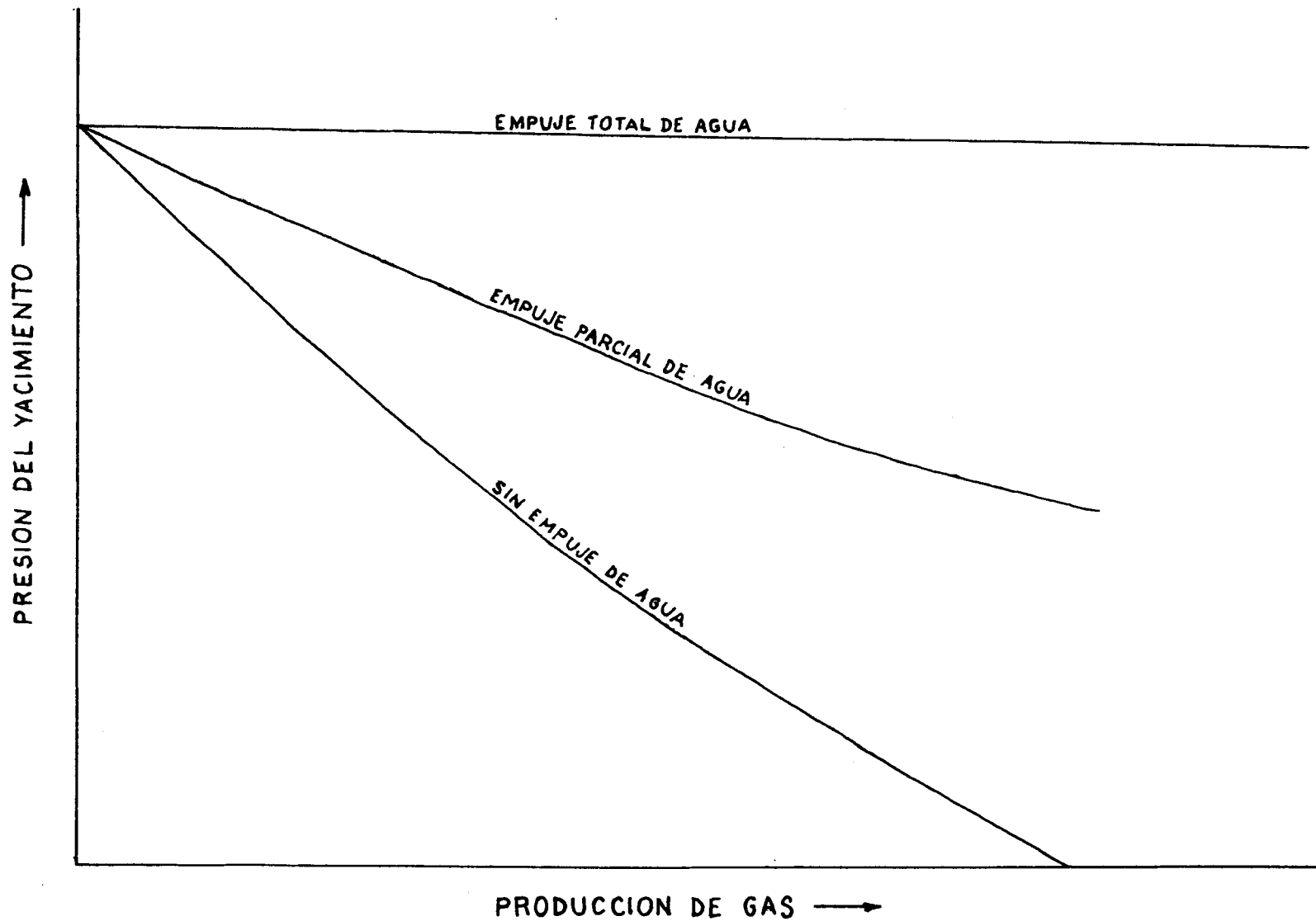


FIG -4- EFECTO DEL EMPUJE DE AGUA EN LA DECLINACION DE PRESION

FIGURA 5

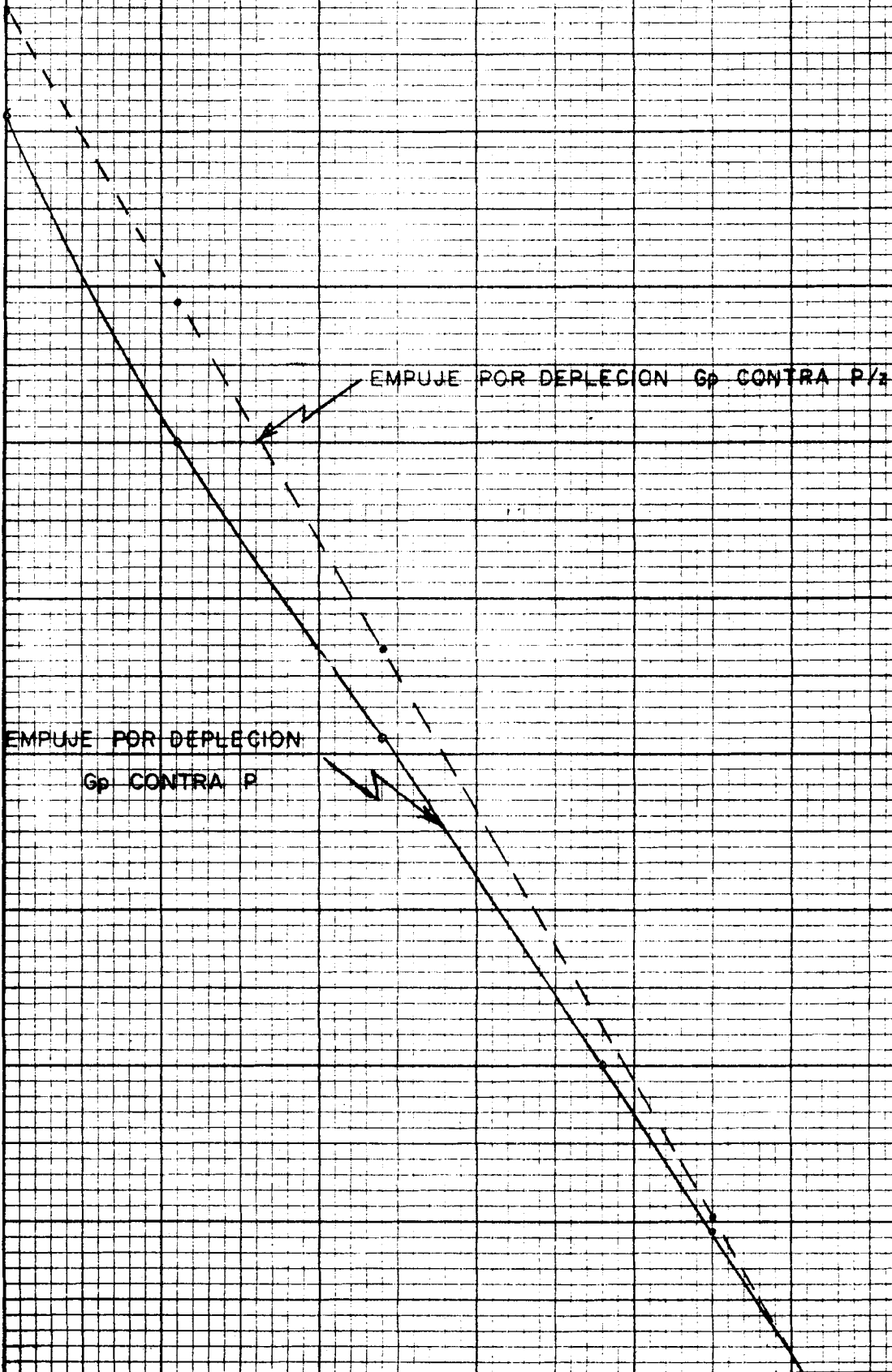
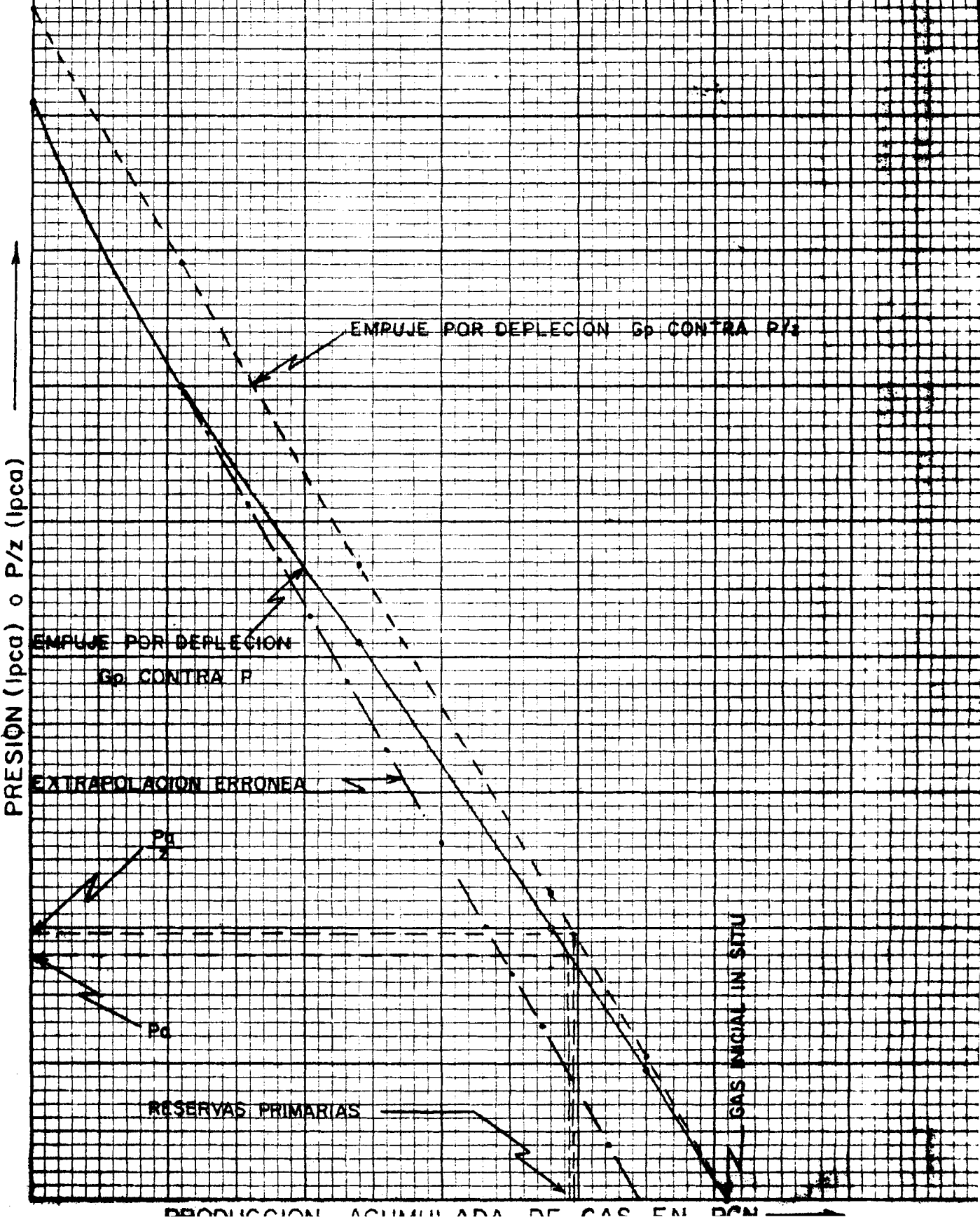


FIGURA 5



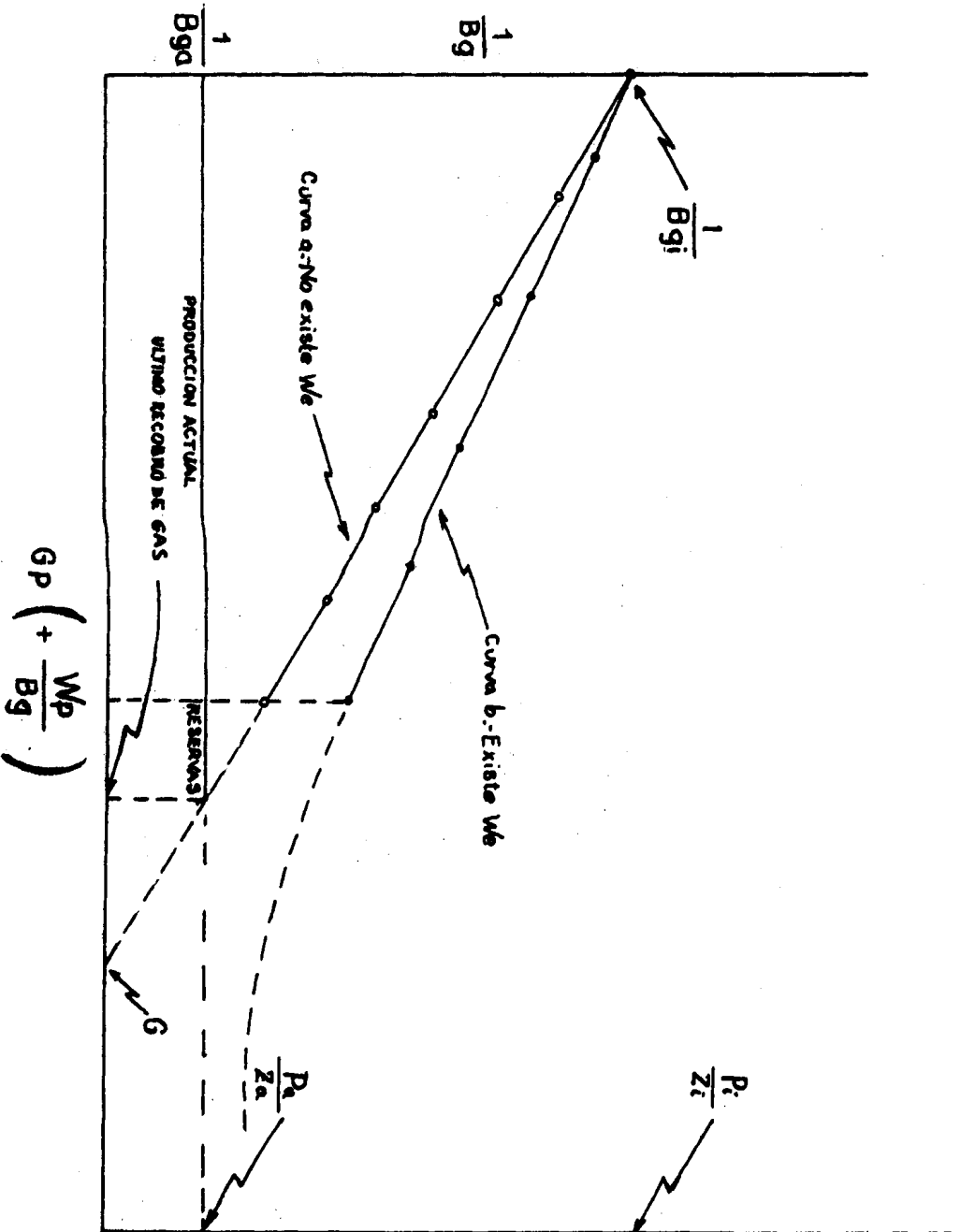


FIG - 7 EVALUACION GRAFICA DE LA E. B. M. PARA YACIMIENTOS DE GAS

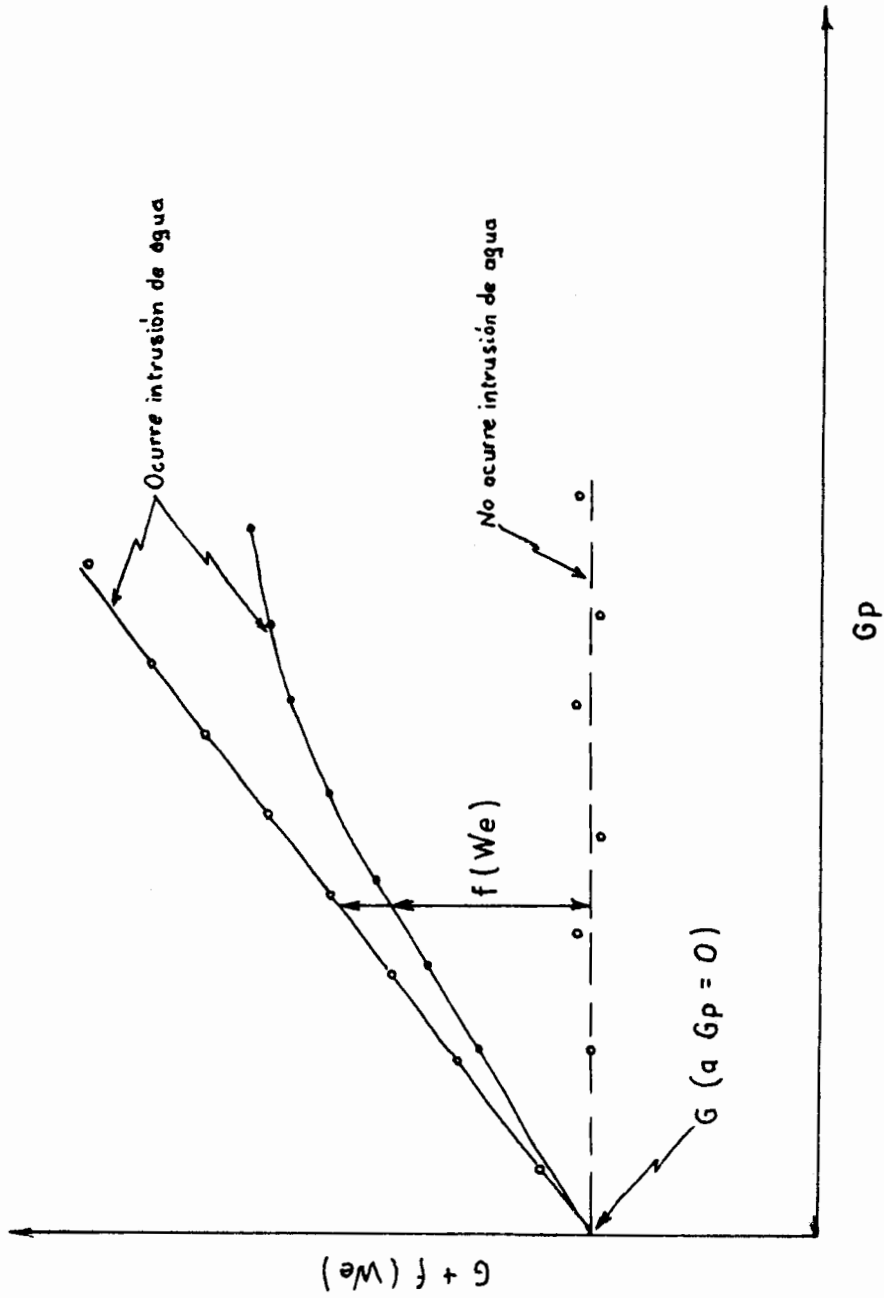


FIG. - 8 OBTENCION DEL VALOR G (GAS INICIAL EN EL YACIMIENTO)

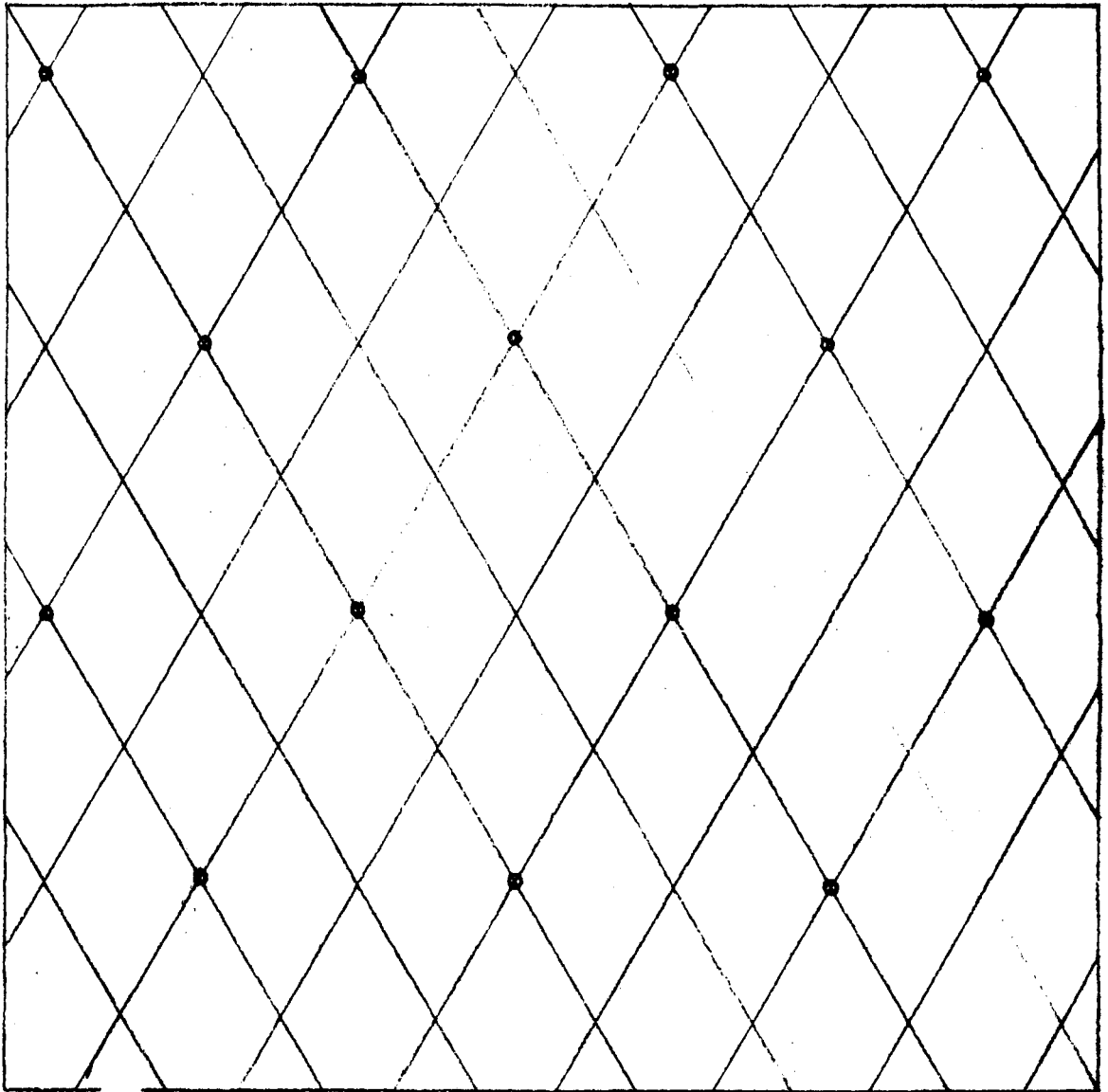


FIG. 9 Selección de un cuarto de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° manteniendo el arreglo de un sistema de espaciamento triangular equilátero.

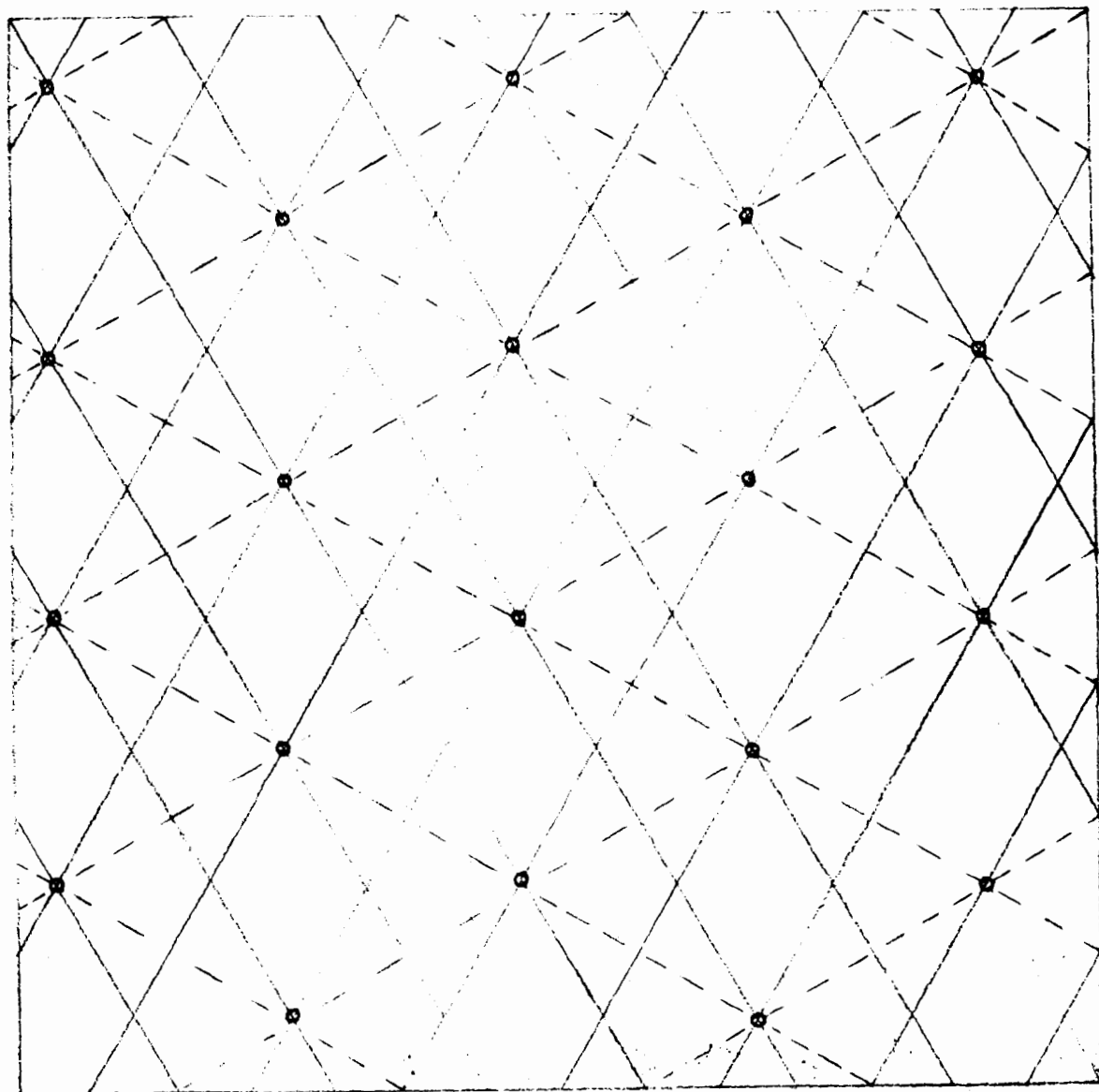


FIG. 10 Selección de un tercio de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° manteniendo el arreglo de un sistema de espaciamiento triangular equilateral.

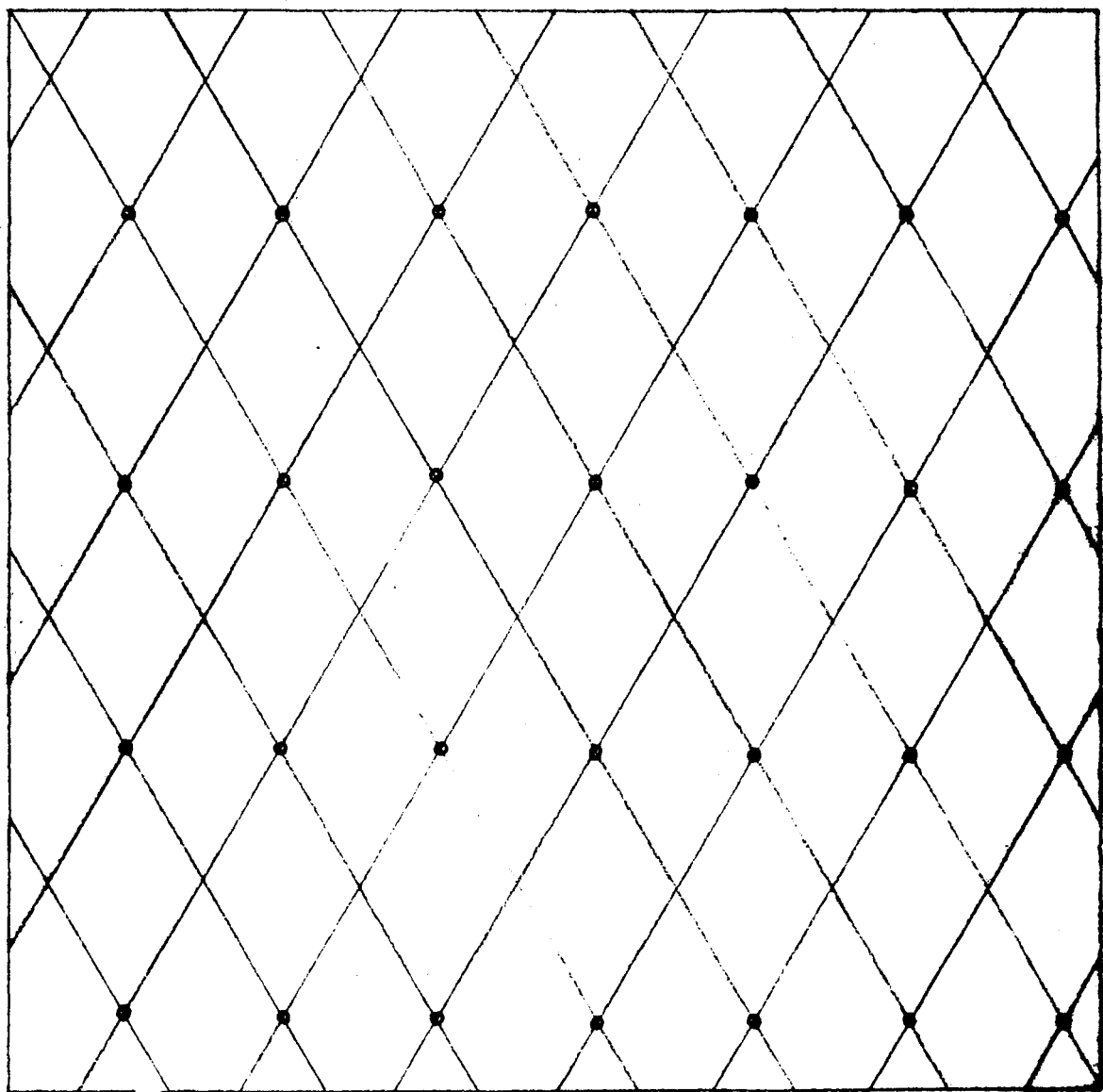
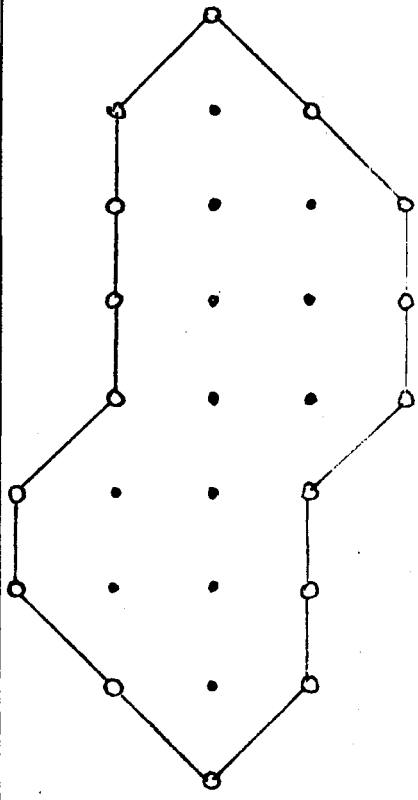
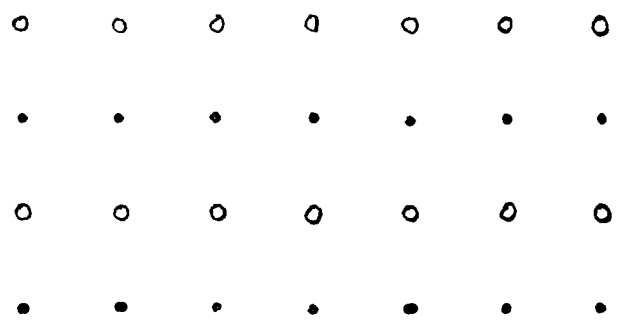


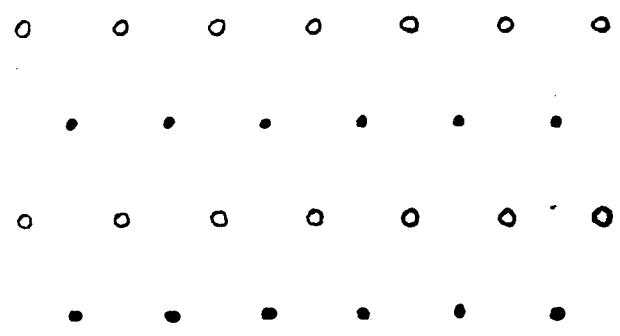
FIG. 11 Selección de la mitad de las localizaciones de pozos proporcionada por las mallas de coordenadas de 60° con un arreglo rectangular de espaciamento.



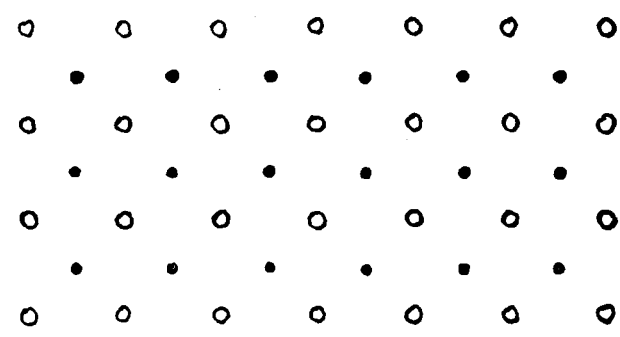
a. ARREGLO PERIFERICO



b. LINEA DIRECTA



c. LINEA ALTERNA



d. ARREGLO DE CINCO POZOS

○ POZO DE INYECCION
 ● POZO DE PRODUCCION

FIG. 12. DIFERENTES TIPOS DE ARREGLOS DE POZOS

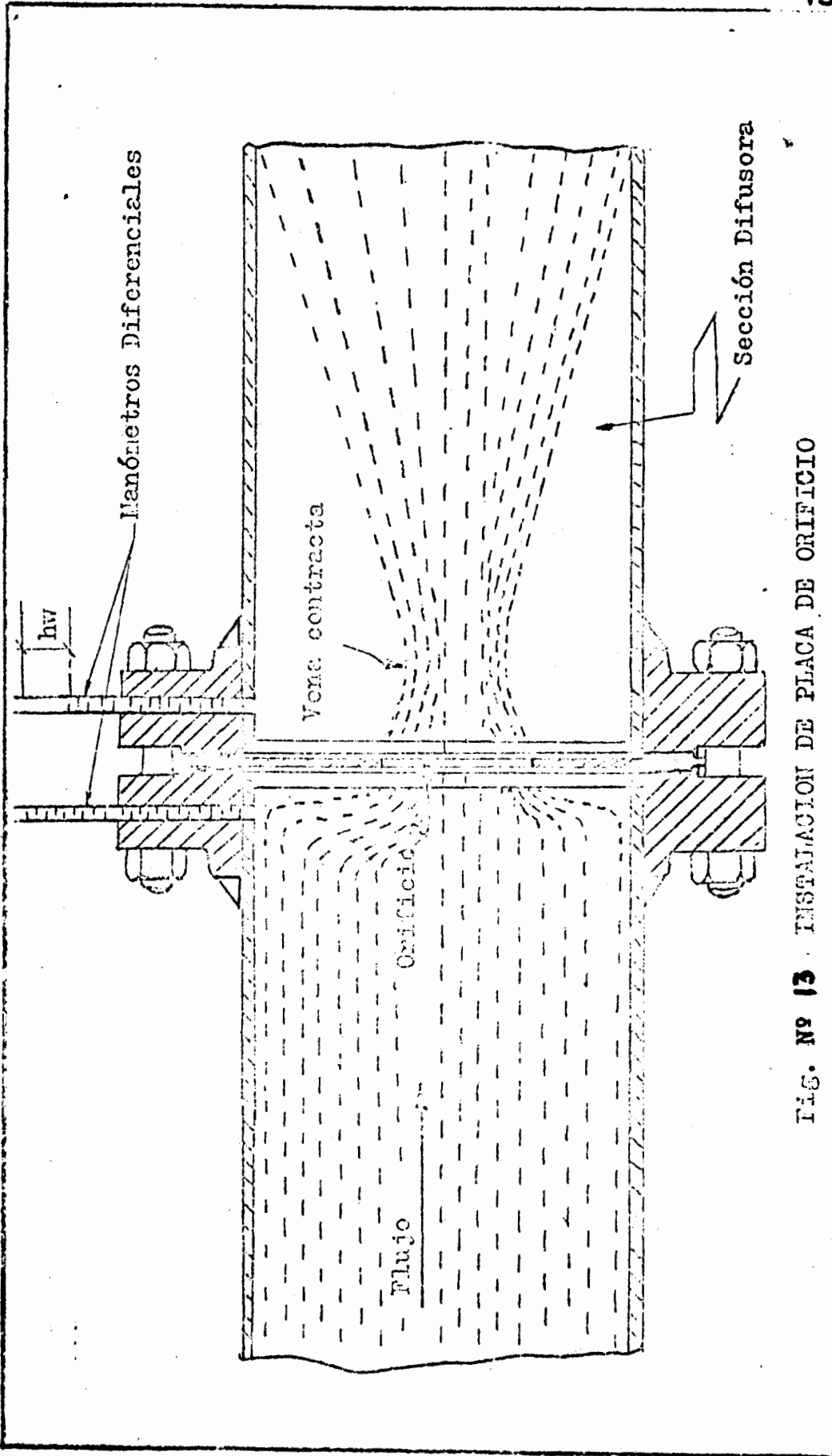


FIG. Nº 13 · INSTALACION DE PLACA DE ORIFICIO

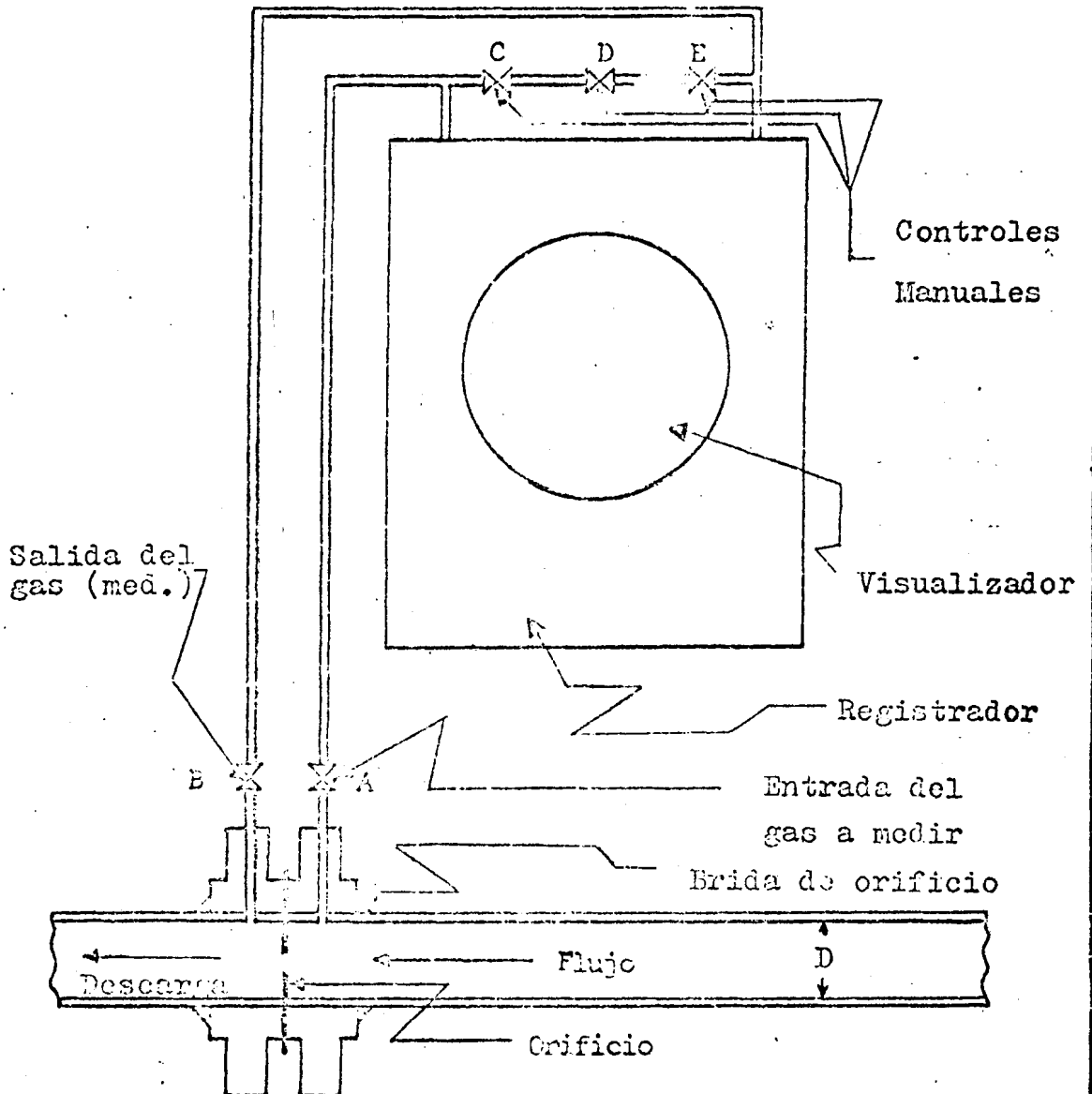


FIG. No. 14 MEDIDOR DE ORIFICIO

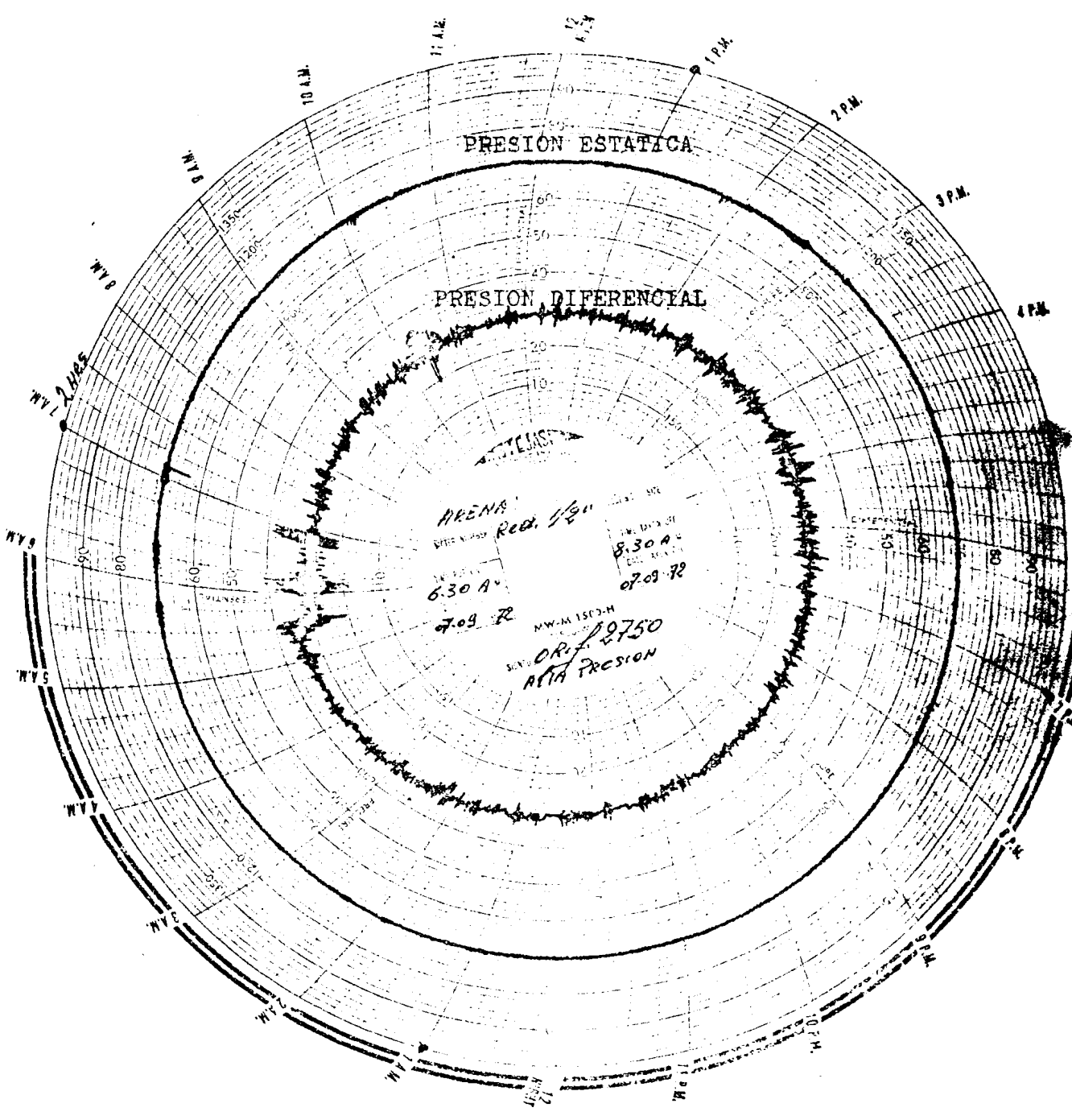


FIG. 15. CARTA INDICATIVA DE LA PRESIÓN DIFERENCIAL Y DE LA PRESIÓN ESTÁTICA REGISTRADA EN UN SEPARADOR DE ALTA PRESION EN LA PRUEBA DE UN POZO.

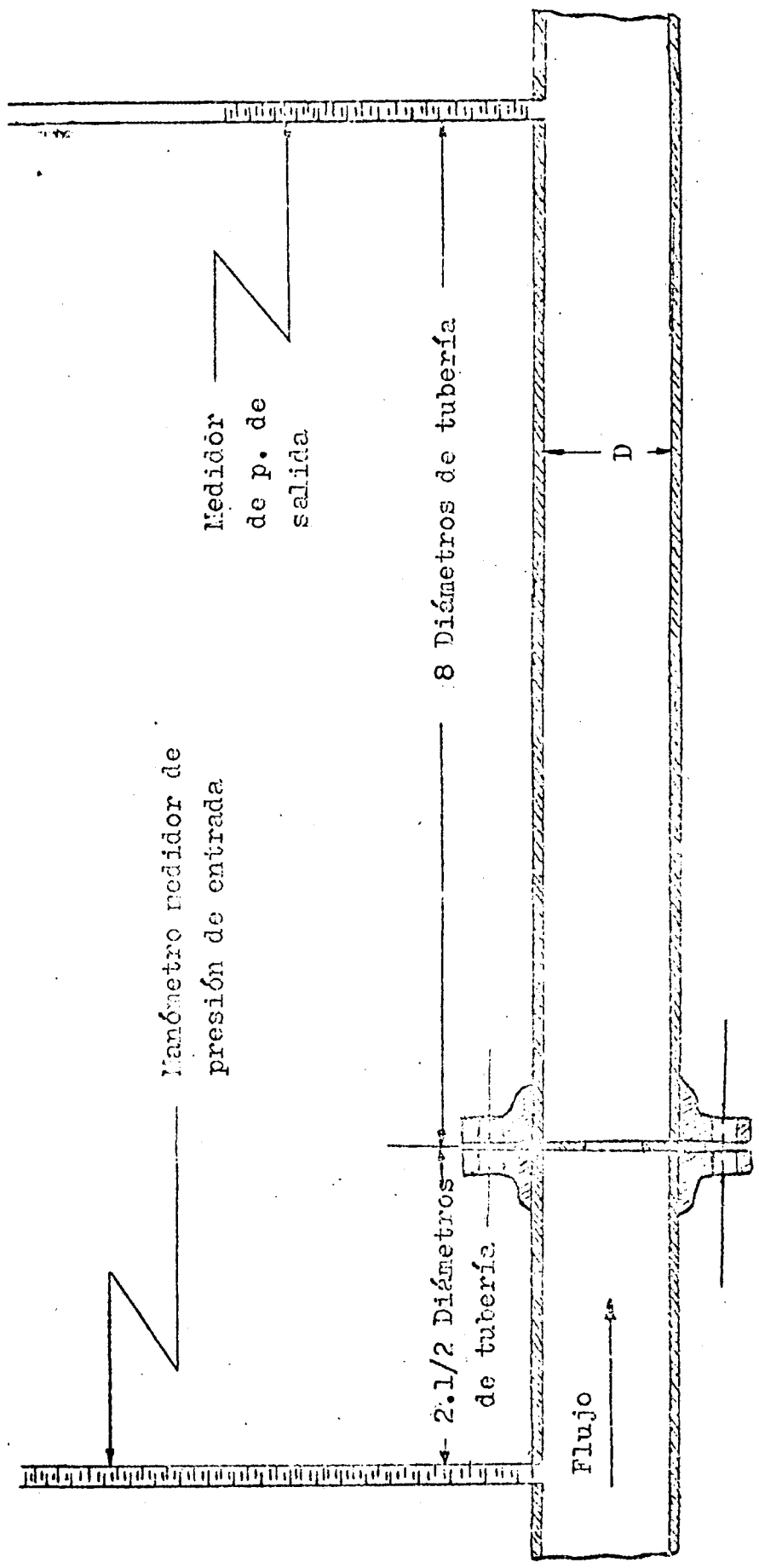


FIG. N° 16 EMPOTRAMIENTO EN TUBERIAS (PIPF-TAPS)

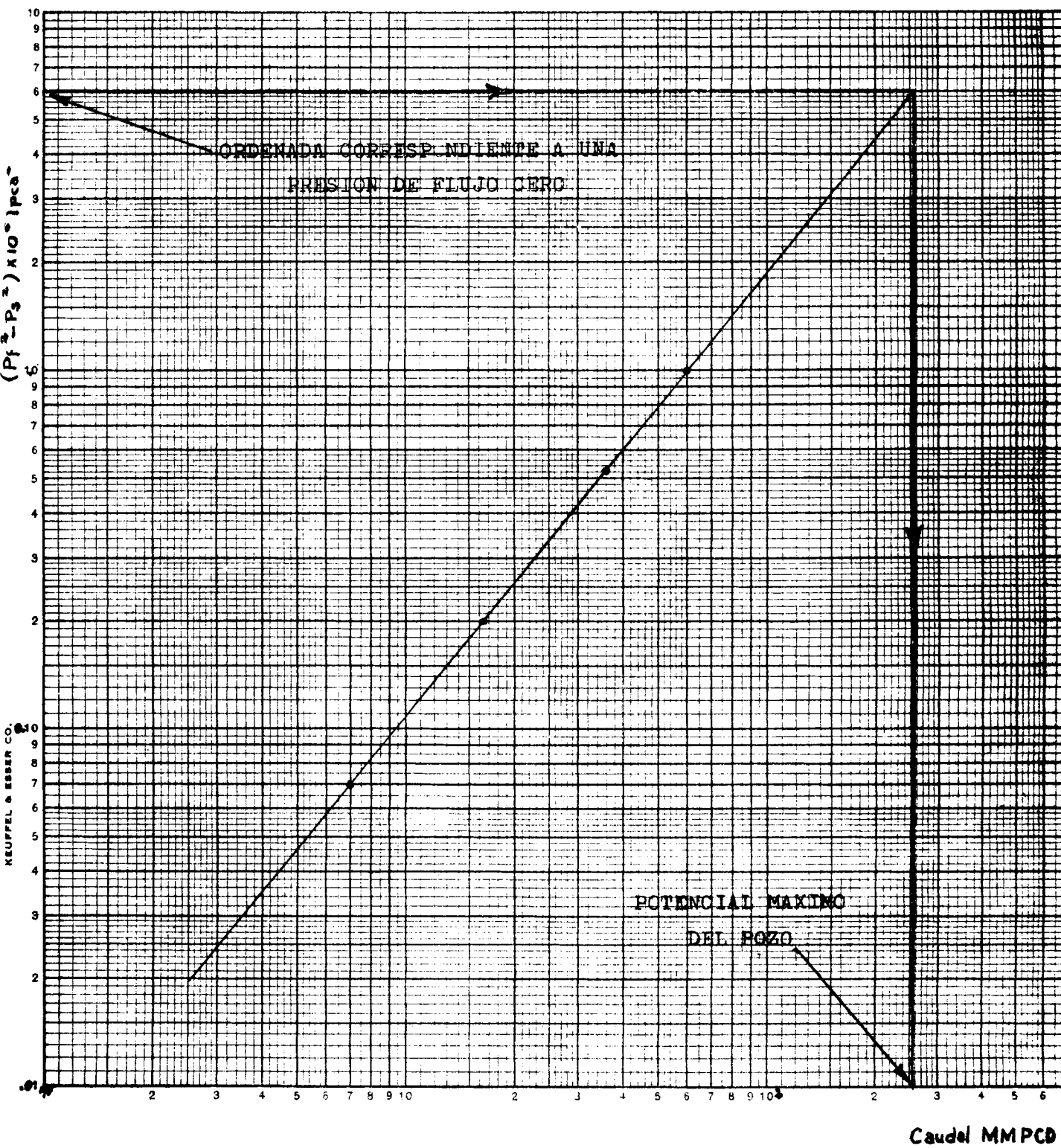


FIG 17 DETERMINACION DEL POTENCIAL MAXIMO DE UN POZO DE GAS

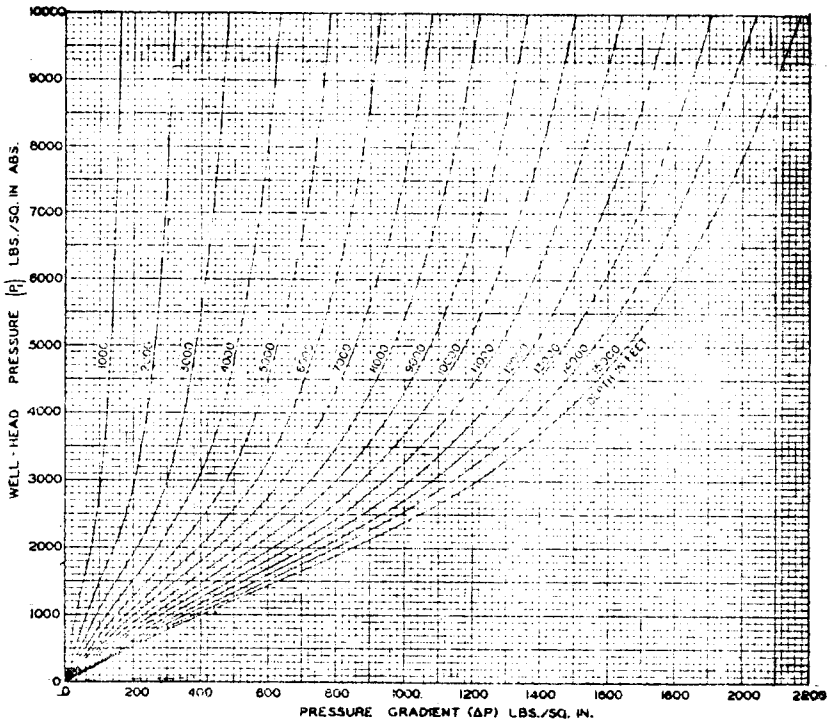
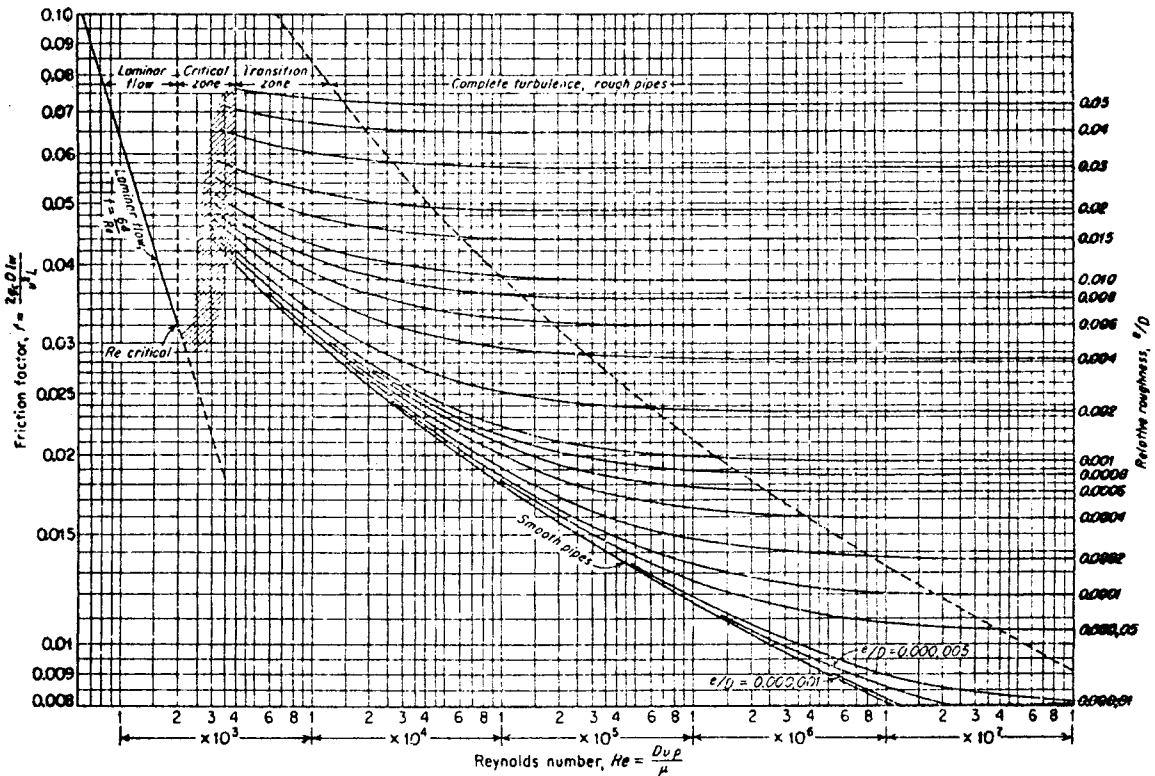


Fig. 18. - DETERMINACION DE LA GRADIENTE DE PRESION



$$\begin{aligned}
 Re &= \frac{Dw\rho}{\mu} = \frac{DW}{\mu A} = \frac{4dQ \times 12 \times 29G \times 1,000}{\mu 2.47d^2 \times 379 \times 2.42} \\
 &= 20.0 \frac{QG}{\mu d}
 \end{aligned}$$

Fig. 19. - DETERMINACION DEL FACTOR DE FRICCION.

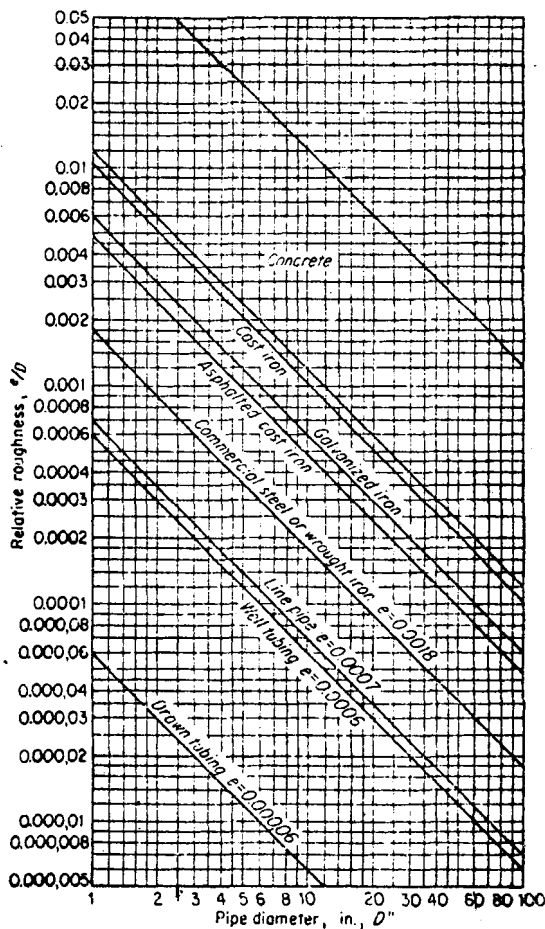


Fig. 20.- DETERMINACION DE LA RUGOSIDAD RELATIVA

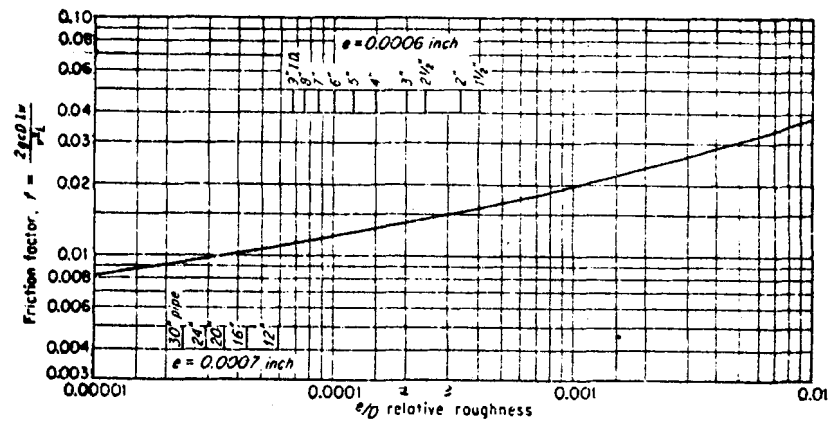


Fig. 21.- DETERMINACION DEL FACTOR DE FRICCIÓN EN BASE DE LA RUGOSIDAD RELATIVA

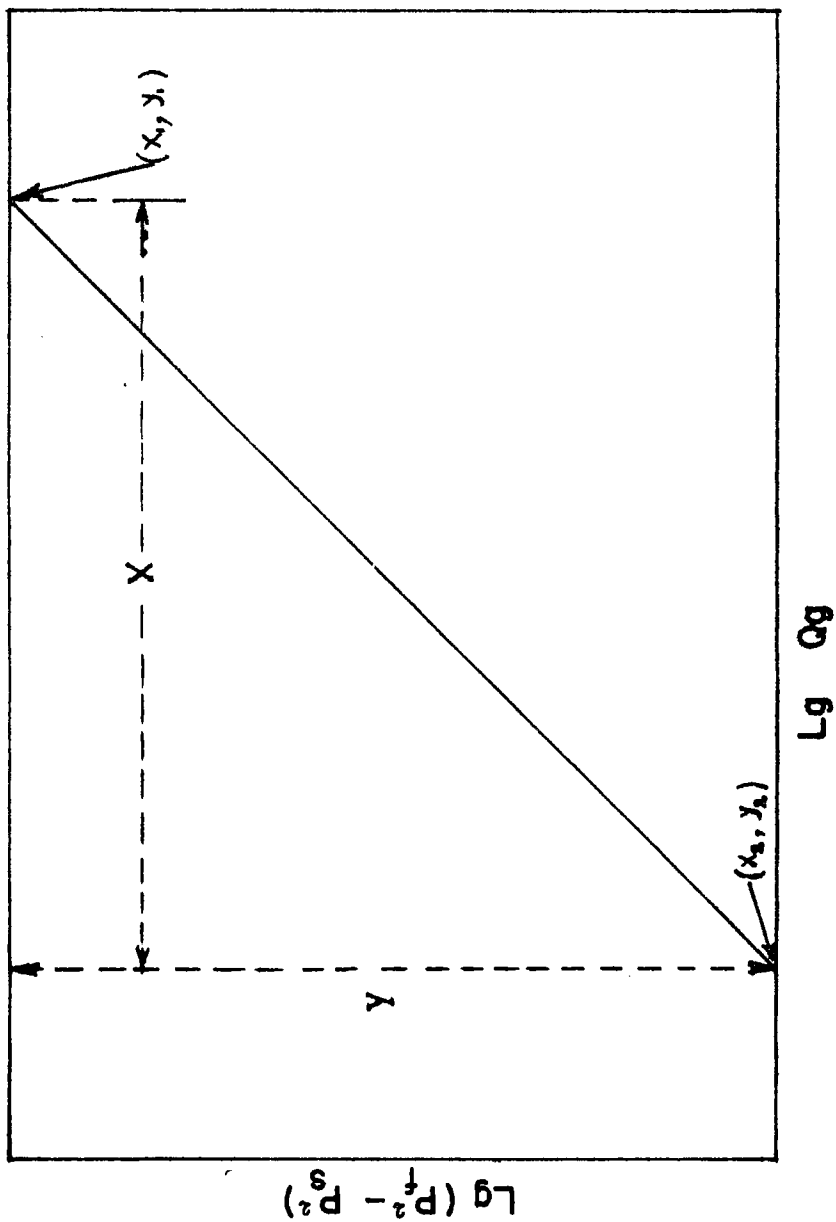
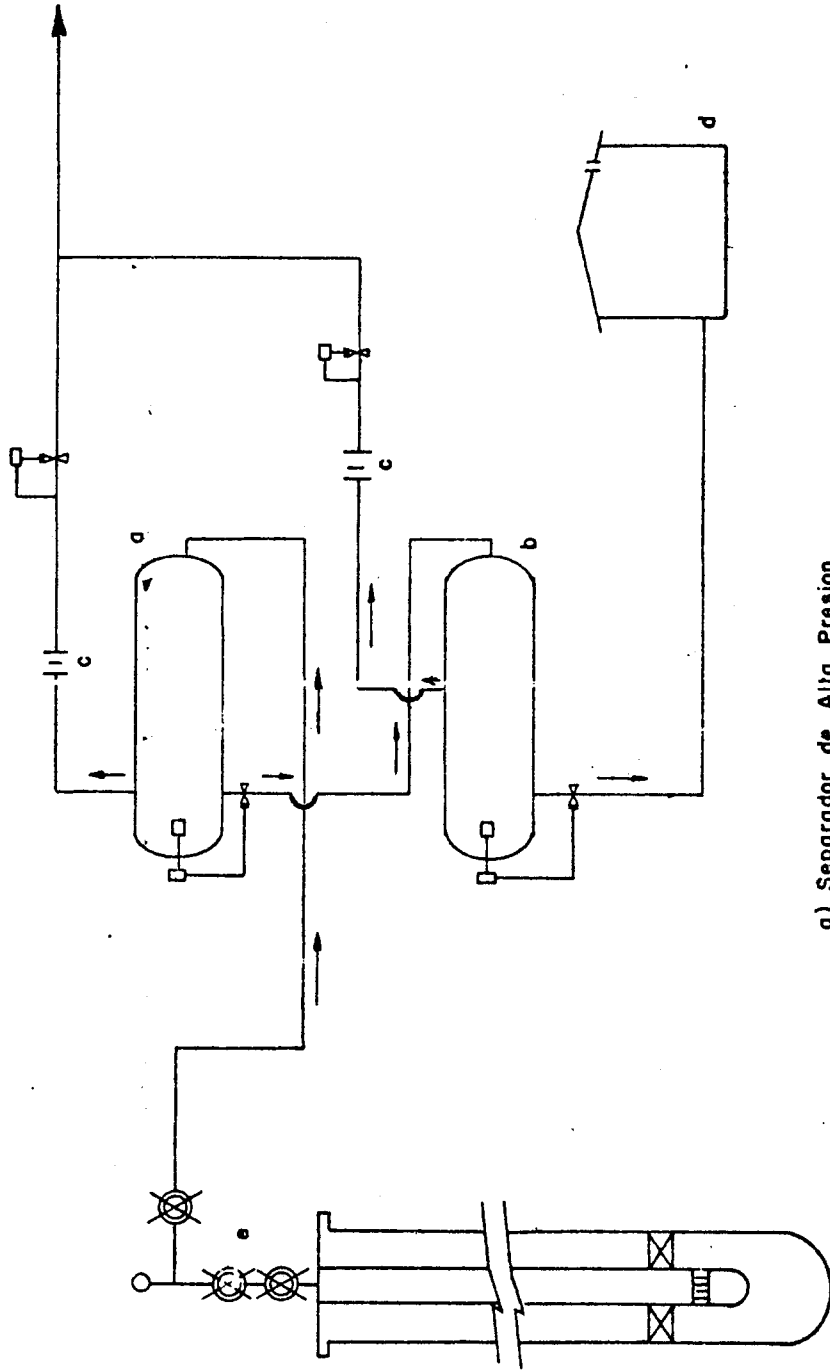


FIG 22: DETERMINACION DE n PARA LA ECUACION DE FLUJO DE GAS

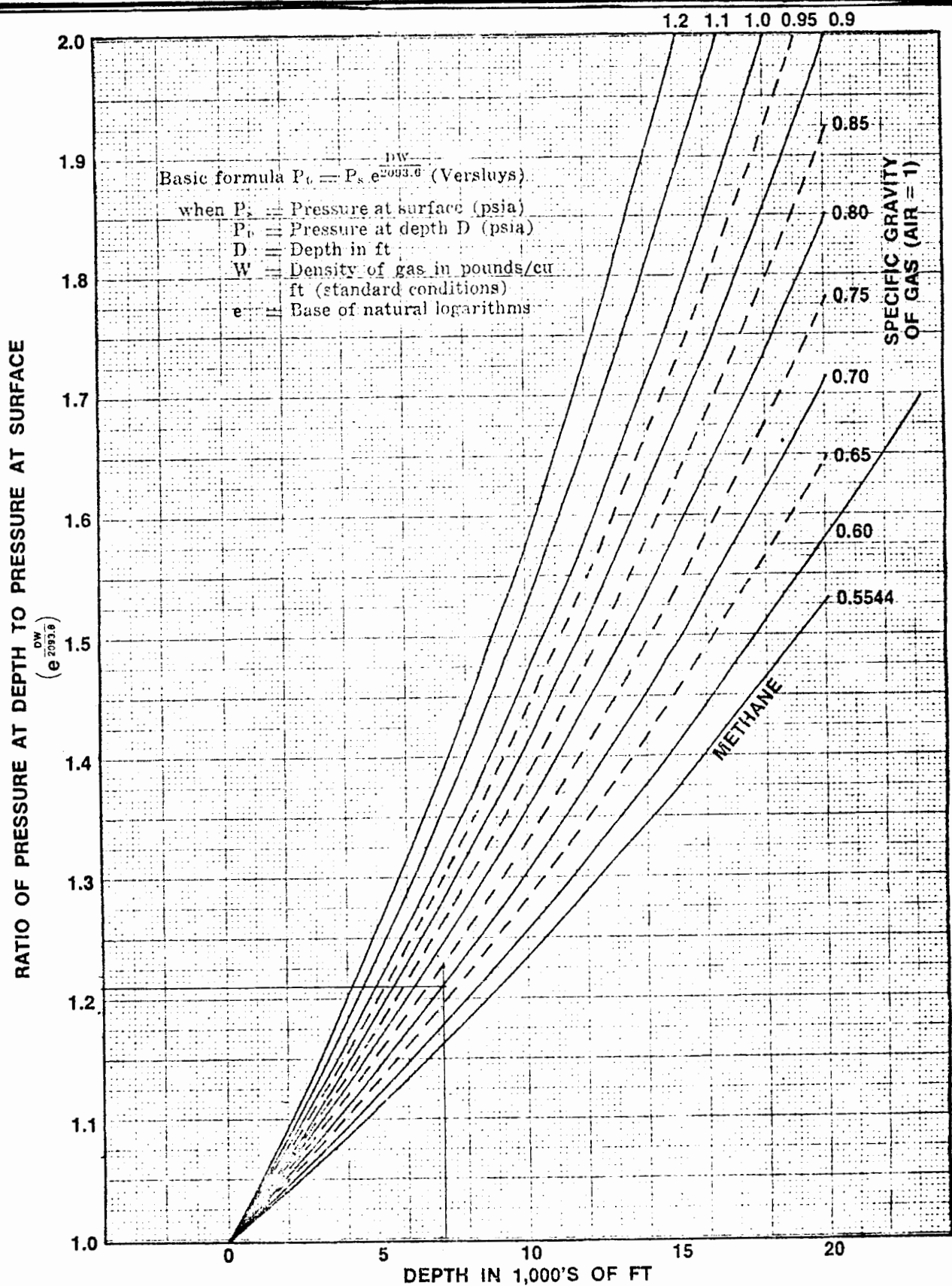


- a) Separador de Alta Presion
- b) Separador de Alta Presion Intermedia
- c) Medidores de Orificio
- d) Tanque de Prueba
- e) Cabezal de Produccion

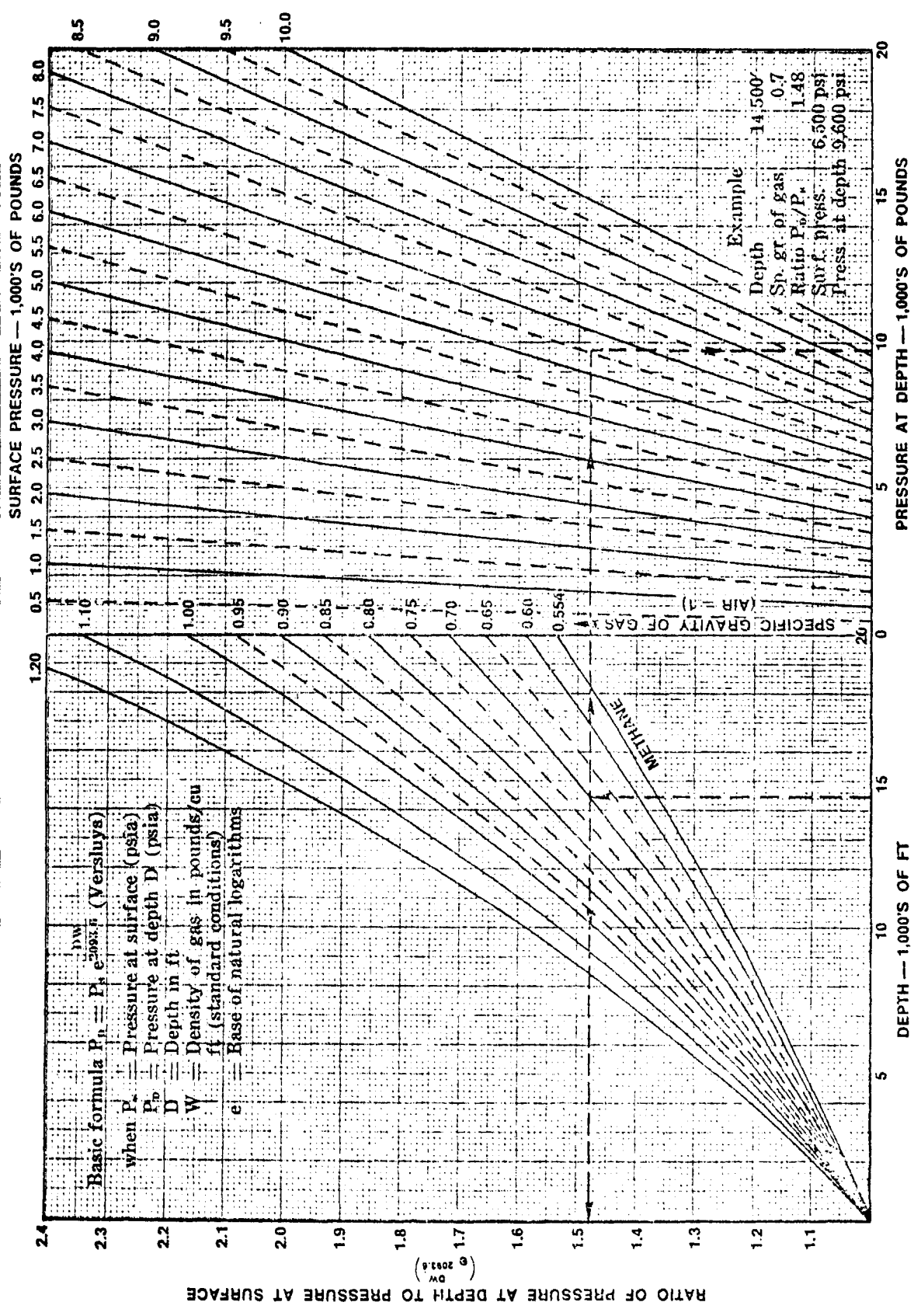
Diametro de tuberías (A.D. pulg.)

Diametro de Orificio Pulg.	2		3		4		6		8		10		12		15	
	1.939	2.067	2.900	3.068	3.826	4.026	5.189	5.761	6.065	7.625	7.981	10.020	10.136	11.938	12.050	15.000
0.250	12.707	12.711	12.705	12.705	12.687	12.683										
0.375	28.439	28.428	28.376	28.376	28.358	28.348										
0.500	50.557	50.521	50.313	50.292	50.234	50.234	50.191	50.182								
0.625	79.509	79.311	78.656	78.625	78.421	78.421	78.291	78.206	78.287							
0.750	115.02	115.14	115.56	115.56	113.05	113.05	112.82	112.75	112.72	153.31	153.31					
0.875	159.56	158.47	155.41	155.14	154.40	154.27	153.78	153.63	153.56	200.46	200.39	200.55				
1.000	212.47	210.22	201.94	203.54	202.20	201.99	201.19	200.96	200.85							
1.125	276.20	271.70	256.93	259.04	256.00	256.33	255.08	254.72	254.56	253.09	253.89	253.57	253.48			
1.250	345.58	345.13	329.53	332.03	318.03	317.45	315.48	314.65	314.72	313.91	313.78	313.71	312.85	312.85		
1.375	428.57	428.50	403.50	403.03	386.45	385.51	382.37	381.70	381.37	380.25	379.06	378.92	378.82	378.72		
1.500	512.26	512.26	477.35	472.96	462.27	460.79	456.16	455.03	454.57	453.05	452.75	452.72	451.14	451.16	450.45	
1.625	599.05	592.55	569.05	572.55	545.80	543.61	536.04	535.03	534.28	532.27	531.95	531.87	529.82	529.82		
1.750	674.44	663.42	637.81	631.39	621.09	621.39	621.09	621.79	620.88	618.02	617.66	617.53	615.90	615.90		
1.875	768.88	777.18	738.75	735.68	718.79	715.41	714.16	714.16	714.16	710.32	709.77	709.61	707.61	706.39	705.07	
2.000	890.65	906.01	840.41	842.12	820.68	815.13	814.41	814.41	814.41	809.22	808.50	808.34	805.74	801.23	802.65	
3.125	1,091.2	1,082.5	970.95	969.68	830.95	824.07	821.71	821.71	821.71	814.75	813.85	813.61	810.38	805.51	806.61	
3.250	1,232.2	1,231.7	1,104.77	1,089.9	1,048.1	1,049.2	1,046.3	1,046.3	1,046.3	1,027.1	1,025.9	1,025.6	1,021.5	1,019.2	1,019.1	
3.375	1,415.0	1,415.0	1,261.8	1,261.8	1,174.2	1,162.6	1,158.3	1,158.3	1,158.3	1,146.2	1,144.7	1,144.3	1,139.2	1,136.4	1,133.5	
3.500	1,593.6	1,593.6	1,403.9	1,403.9	1,280.3	1,280.3	1,280.3	1,280.3	1,280.3	1,272.5	1,270.3	1,269.8	1,263.4	1,260.0	1,256.8	
3.625	1,797.1	1,797.1	1,558.2	1,558.2	1,403.9	1,403.9	1,403.9	1,403.9	1,403.9	1,405.4	1,402.9	1,401.3	1,397.2	1,393.9	1,390.8	
3.750	1,955.5	1,955.5	1,744.5	1,744.5	1,608.7	1,608.7	1,608.7	1,608.7	1,608.7	1,645.7	1,642.5	1,641.8	1,631.7	1,626.8	1,622.4	
3.875	2,101.9	2,101.9	1,955.5	1,955.5	1,774.5	1,740.0	1,727.5	1,727.5	1,727.5	1,693.4	1,680.3	1,688.4	1,675.9	1,670.0	1,669.6	
4.000	2,268.4	2,268.4	2,068.4	2,068.4	1,862.4	1,807.8	1,801.9	1,801.9	1,801.9	1,818.6	1,813.5	1,812.3	1,806.9	1,819.7	1,813.3	
4.125	2,434.5	2,434.5	2,200.8	2,200.8	2,018.4	1,954.0	1,946.1	1,946.1	1,946.1	2,011.6	2,005.2	2,003.8	1,981.7	1,976.1	1,975.6	
4.250	2,599.8	2,599.8	2,479.1	2,479.1	2,248.6	2,174.6	2,172.9	2,172.9	2,172.9	2,182.6	2,174.6	2,172.9	2,146.5	2,138.2	2,136.6	
4.375	2,808.1	2,808.1	2,605.1	2,605.1	2,459.9	2,369.9	2,369.9	2,369.9	2,369.9	2,361.8	2,352.0	2,349.9	2,341.2	2,339.2	2,339.2	
4.500	3,065.3	3,065.3	2,878.0	2,878.0	2,654.9	2,554.9	2,554.9	2,554.9	2,554.9	2,549.7	2,537.7	2,535.0	2,509.1	2,498.4	2,481.0	
4.625	3,345.5	3,345.5	3,172.1	3,172.1	2,925.7	2,825.7	2,825.7	2,825.7	2,825.7	2,746.5	2,731.5	2,728.6	2,686.2	2,681.7	2,667.7	
4.750	3,657.7	3,657.7	3,438.7	3,438.7	3,161.5	3,061.5	3,061.5	3,061.5	3,061.5	2,952.6	2,931.8	2,930.8	2,879.7	2,877.9	2,863.5	
4.875	3,994.3	3,994.3	3,718.2	3,718.2	3,394.3	3,294.3	3,294.3	3,294.3	3,294.3	3,168.3	3,146.9	3,142.1	3,050.7	3,045.5	3,038.1	
5.000	4,354.5	4,354.5	4,000.0	4,000.0	3,628.2	3,528.2	3,528.2	3,528.2	3,528.2	3,394.3	3,368.5	3,362.6	3,289.3	3,286.8	3,280.0	
5.125	4,740.0	4,740.0	4,354.5	4,354.5	3,921.6	3,821.6	3,821.6	3,821.6	3,821.6	3,679.4	3,652.4	3,647.2	3,570.2	3,569.6	3,567.5	
5.250	5,150.0	5,150.0	4,740.0	4,740.0	4,300.0	4,200.0	4,200.0	4,200.0	4,200.0	4,020.0	4,000.0	4,000.0	3,900.0	3,900.0	3,900.0	
5.375	5,590.0	5,590.0	5,150.0	5,150.0	4,740.0	4,640.0	4,640.0	4,640.0	4,640.0	4,420.0	4,400.0	4,400.0	4,300.0	4,300.0	4,300.0	
5.500	6,060.0	6,060.0	5,590.0	5,590.0	5,150.0	5,050.0	5,050.0	5,050.0	5,050.0	4,800.0	4,780.0	4,780.0	4,680.0	4,680.0	4,680.0	
5.625	6,560.0	6,560.0	6,060.0	6,060.0	5,590.0	5,490.0	5,490.0	5,490.0	5,490.0	5,240.0	5,220.0	5,220.0	5,120.0	5,120.0	5,120.0	
5.750	7,090.0	7,090.0	6,560.0	6,560.0	6,060.0	5,960.0	5,960.0	5,960.0	5,960.0	5,710.0	5,690.0	5,690.0	5,590.0	5,590.0	5,590.0	
5.875	7,650.0	7,650.0	7,090.0	7,090.0	6,560.0	6,460.0	6,460.0	6,460.0	6,460.0	6,210.0	6,190.0	6,190.0	6,090.0	6,090.0	6,090.0	
6.000	8,240.0	8,240.0	7,650.0	7,650.0	7,090.0	6,990.0	6,990.0	6,990.0	6,990.0	6,740.0	6,720.0	6,720.0	6,620.0	6,620.0	6,620.0	

TABLA N° 1 : CONSTANTE DE ORIFICIO PARA LA DETERMINACION DE Q9



Nomograma N°1: RAZON DE LA PRESION DE PROFUNDIDAD RESPECTO A LA PRESION EN SUPERFI



Nomograma N°2: PRESION ESTIMADA A PROFUNDIDAD DE POZOS DE GAS

FE DE ERRATAS

<i>DICE</i>	<i>DEBE DECIR</i>	<i>PAG.</i>
<i>El resultado innumerables</i>	<i>El resultado de innumerables</i>	<i>83</i>
<i>Importancia que se</i>	<i>Importancia tiene que ser</i>	<i>88</i>
<i>Estabilizaciôn se esta- bilizaciôn se establece</i>	<i>Estabilizaciôn se establece</i>	<i>91</i>
<i>Diferentes</i>	<i>Diferencias</i>	<i>93</i>
<i>Insercia</i>	<i>Inercia</i>	<i>95</i>