

49
203



Universidad Nacional Autónoma de México

FACULTAD DE INGENIERIA

**MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION
DE AGUA EN YACIMIENTOS DE GAS COMO
SUSTITUCION DE LA COMPRESION**

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

Benito Ortiz Sánchez

MEXICO, D. F.

1986





Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis está protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-249

Señor ORTIZ SANCHEZ BENITO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso el Profr. Ing.- Santiago Rivas Gómez, para que lo desarrolle como tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO PETROLERO.

"MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA EN YACIMIENTOS DE GAS COMO SUSTITUCION DE LA COMPRESION"

- I INTRODUCCION.
- II RECUPERACION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO.
- III RECUPERACION POR MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA.
- IV EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA PRESION A BOCA DE POZO.
- V ESTUDIO ECONOMICO.
- VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como requisito indispensable para sustentar Examen Profesional, así como de la disposición de la Coordinación de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Cd. Universitaria, D.F., Noviembre 15 de 1985.
EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rasón Chávez

I N D I C E

Página

I. INTRODUCCION	2
II. RECUPERACION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO	3
II.1 Localización	3
II.2 Aspecto Geológico	3
II.3 Datos Generales	6
II.4 Clasificación del Yacimiento	8
II.5 Determinación del Volumen de Hidrocarburos	13
II.6 Ecuaciones Fundamentales	27
II.7 Comportamiento del Sistema de Producción	41
II.8 Programa de Cómputo	53
II.9 Resultados	67
III. RECUPERACION POR MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA	71
III.1 Recuperación Secundaria	73
III.2 Mecanismo de Desplazamiento	75
III.3 Características de los Yacimientos	79
III.4 Aplicación del Método	80
III.5 E.B.M. para Yacimientos de Gas con Entrada de Agua	81
III.6 Presión de Abandono	83
III.7 Inyección de Agua	86
III.8 Factores de Recuperación	99

IV. EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA PRESION A BOCA DE POZO	105
IV.1 Presión en la Boca del Pozo	106
IV.2 Requerimientos de Compresión	112
IV.3 Consumo de Gas por Bombeo y Compresión	124
V. ANALISIS ECONOMICO	134
V.1 Conceptos Básicos	135
V.2 Datos Generales	137
V.3 Resultados	138
VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	151
BIBLIOGRAFIA	154

R E S U M E N

Se presentan en este informe los resultados obtenidos en el estudio del comportamiento de un yacimiento de gas seco, - tanto por abatimiento de presión como por la aplicación de la recuperación secundaria por inyección de agua.

Por agotamiento natural se espera una producción acumulativa de gas de 948×10^9 pie³ @ c.s., resultado obtenido mediante la aplicación de la ecuación de balance de materia, la cual permite determinar el comportamiento de las presiones bajo el régimen de explotación establecido.

Para la recuperación secundaria se estudió un método recientemente propuesto para yacimientos de gas y condensado¹, que consiste, esencialmente, en aplicarle al yacimiento una entrada parcial de agua; en este proceso la saturación residual de gas es un parámetro que rige directamente al factor de recuperación, por lo que se estudiaron dos alternativas que cubren su rango de variación: Una saturación residual de gas del 50 % y del 17 %, obteniéndose incrementos en la recuperación entre el 3 y el 6 % adicional al 90 % que se espera por comportamiento primario, pero son incrementos con alto grado de confiabilidad y además el consumo de gas durante la etapa de compresión se reduce entre el 40 y el 55 % del gas que se utilice en el comportamiento primario.

Finalmente se efectuó un análisis económico a todas las alternativas estudiadas, determinándose las utilidades para cada una de las opciones analizadas.

C A P I T U L O I

I. INTRODUCCION

En las últimas etapas de explotación de un yacimiento de gas, cuando su presión ha caído a niveles que reducen notablemente la producción, hay necesidad de utilizar equipo de compresión para elevar la presión al gas y así procurar que llegue a las plantas de tratamiento con la presión necesaria. Esto requiere de una fuerte inversión y altos costos de mantenimiento y operación.

En este trabajo se estudia la conveniencia práctica y económica de inyectar agua a los yacimientos de gas, para mantenerles su presión bajo el método propuesto por el Ing. Santiago Rivas¹, en este caso el objetivo será tanto lograr un incremento en las reservas de gas, como aprovechar los efectos del agua inyectada para mantener la presión del yacimiento, reduciendo así los requerimientos de compresión cuya implicación es un notable ahorro de energía.

El método se ejemplifica con la aplicación a un yacimiento idealizado. Para el caso se tomó al Campo MUSPAC, que siendo un yacimiento de gas y condensado, se supuso que el fluido almacenado es un gas seco, manteniendo sus otras características.

El trabajo se encuentra dividido esencialmente en tres partes:

- 1ª Estudio del comportamiento primario del yacimiento.
- 2ª Aplicación del método propuesto.
- 3ª Análisis Económico de cada procedimiento.

C A P I T U L O I I

II. RECUPERACION POR COMPORTAMIENTO PRIMARIO

El estudio del comportamiento de un yacimiento, consiste básicamente en la predicción a futuro de su vida productiva, basándose cuando se cuenta con ello, en su historia de producción y en ocasiones, generalmente cuando se lleva a cabo una investigación, partiendo sólo de los datos esenciales y de las ecuaciones que representan los fenómenos físicos que ocurren desde el yacimiento hasta la entrega del producto.

Para el análisis del yacimiento, se plantearon las etapas en que se divide el estudio global del comportamiento por declinación natural y se recurrió a su programación, como posibilidad actual, rápida y eficiente de resolución.

II.1 Localización²

El Campo MUSPAC pertenece a una prolifera provincia que es productora en rocas carbonatadas del Mesozoico, se ubica en la región Sur-Occidental del área de Huimanguillo, a 70 - Km. de la ciudad de Villahermosa, Tabasco y a 42 Km. del Campo Sitio Grande. Fig. II.1.

II.2 Aspecto Geológico³

El Campo MUSPAC es un anticlinal orientado de NW a SE, limitado al NE y SE por fallas inversas, al SE se trunca por una falla normal y en dirección NW se limita por el contacto gas-agua. Regionalmente la estructura MUSPAC forma parte del alineamiento Huacaná-Copanó - Muspac-Chiapas.

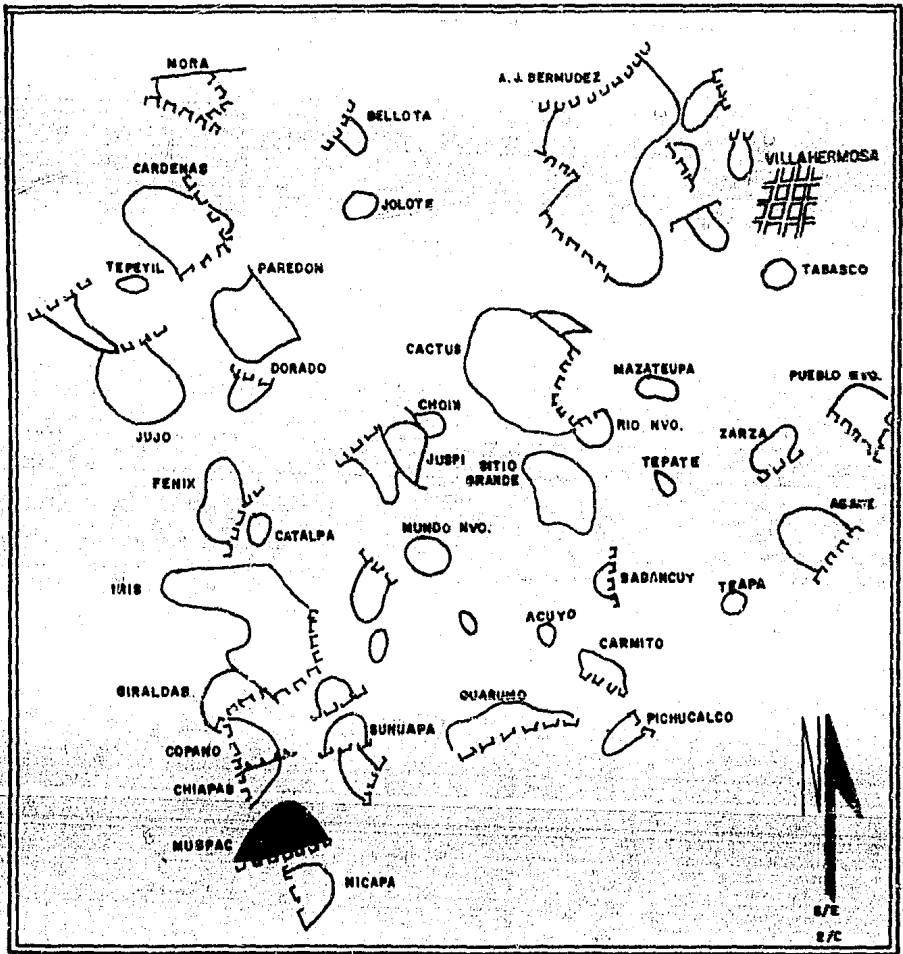
La información estratigráfica se obtuvo de la perforación del pozo N° 1. La columna explorada comprende rocas del Mioceno Medio al Cretácico Medio, la cual se encuentra reducida por tres discordancias.

FORMACION	CIMA (mbNM)	ESPEJOR (m)
Mioceno Medio	Aflora	120
Mioceno Inferior	120	159
Oligoceno Superior	1730	115
Oligoceno Medio	1845	70
Oligoceno Inferior	1915	100
Eoceno Medio	2015	748
Paleoceno	2763	149
Cretácico Superior	2903	204
Cretácico Medio	3410	340
Profundidad total	3450	-

Litología de las formaciones productoras:

Cretácico Medio; la parte Superior está constituida por Wackestone-Packstone de bioclastos crema a café claro, compacto, fracturado, con impregnación de aceite ligero. La Inferior corresponde a dolomía microcristalina a mesocristalina, café claro a crema y en parte gris verdoso, compactada y fracturada, con intercalaciones de Wackestone-Packstone biógeno, café claro compacto, ligeramente dolimitizado y fracturado.

Cretácico Superior; consiste de Mudstone blanco, cremoso café claro a oscuro, compacto, en partes cretoso, con ligera impregnación de aceite y microfisuras selladas por calcita. Hacia la base es Wackestone-Packstone biógeno, café claro, compacto, con fisuras selladas por calcita e impregnación de aceite.



LOCALIZACION CAMPO MUSPAC.

FIG. II-1

II.3 Datos Generales

El yacimiento al que se le aplica el método propuesto, está idealizado. Los datos petrofísicos y estructurales pertenecen al Campo MUSPAC⁴. La composición de los hidrocarburos supuesta es propia de los yacimientos de gas seco del Campo Reynosa D.F.N.E.⁵

Las tablas muestran los datos:

CONCEPTO	VALOR
Presión inicial al plano de referencia	317.9 Kg/cm ²
Temperatura al plano de referencia	108.3 °C
Permeabilidad efectiva al gas	30 mD
Espesor promedio del intervalo productor	45 m
Capacidad productiva	1350 mD-m
Permeabilidad efectiva al agua	30 mD
Profundidad del intervalo medio productor	2360 m.b.N.M.
Radio del pozo	11 cm
Radio de drene	1000 m
Gasto para el límite económico	5 x 10 ⁶ pie ³ /día
Número de pozos productores	10 pozos
Diámetro de la tubería de producción	2 7/8 Pg.
Diámetro de la línea de descarga	4 Pg.
Temperatura media en T.P.	54 °C
Temperatura en succión de compresoras	26 °C
Presión de descarga de compresoras	81.6 Kg/cm ²
Viscosidad del gas	0.017 cp.
Relación de calores específicos ⁶	1.25

COMPOSICION DEL GAS

Componente	Fracc.mol	Peso Molecular (lb/mol-lb)	Temperatura Crítica (OR)	Presión Crítica (lb/Pg ²)
Metano	0.91285	16.043	343.37	667.8
Etano	0.03775	30.070	550.09	707.8
Propano	0.01480	44.097	666.01	616.3
<i>i</i> -Butano	0.00650	58.124	734.98	529.1
Butano-n	0.00645	58.124	765.65	550.7
<i>i</i> -Pentano	0.00445	72.151	829.10	490.4
Pentano-n	0.00430	72.151	845.70	488.6
Hexano	0.00470	86.178	913.70	436.9
Heptano*	0.00810	100.205	972.80	396.8

11.4 Clasificación del Yacimiento

Cuando se descubre un yacimiento, debe de estudiarse y clasificarse en función del comportamiento termodinámico de la mezcla de hidrocarburos que contiene, con el fin de que el Ingeniero Petrolero diseñe los programas de explotación y el manejo apropiado de la producción.

El estudio de mezclas cuyos componentes muestran una solubilidad mutua y compleja en todas sus proporciones, conduce a resultados complejos. un diagrama de fases, el cual es una gráfica de Presión-Temperatura donde los cambios de fases representados ocurren a masa constante, es un medio para clasificar los yacimientos y permite tener una amplia visión de las características de los hidrocarburos, tanto en el yacimiento como en la superficie. Un diagrama de fases típico se presenta en la figura 11.2, contiene los siguientes elementos básicos.^{7,8}

- Regiones

Líquidos
Gases
Dos fases

- Envoltente de fases

Curva de burbujeo
Curva de rocío

- Punto crítico
- Crícondenterma
- Crícondenbara
- Curvas de calidad

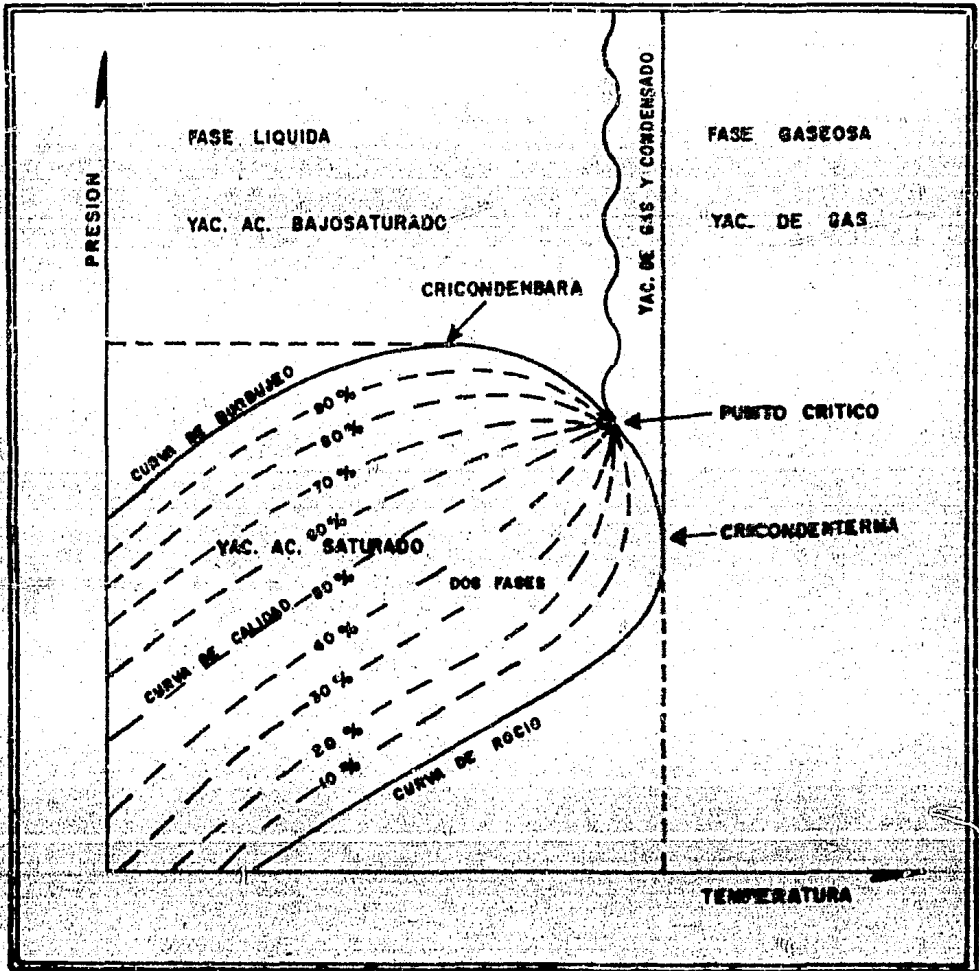


DIAGRAMA DE COMPORTAMIENTO DE FASES TÍPICO

FIG. II-2

La envolvente de dos fases divide al diagrama en tres regiones:

1. Región de líquidos, situada fuera de la envolvente de dos fases y a la izquierda de la isoterma crítica.
2. Región de gases, se encuentra fuera de la envolvente de dos fases y a la derecha de la isoterma crítica.
3. Región de dos fases, en la que se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión y la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Curva de burbujeo. Es el lugar geométrico de todos los puntos en los cuales se forma la primera burbuja de gas, pasando de la región de fase líquida a la región de dos fases.

Curva de rocío. Es el lugar geométrico de todos los puntos en los cuales se presenta la primera gota de líquido, al pasar de la región de fase gaseosa a la de dos fases.

Envolvente de fases. Es la curva que resulta de unir las dos arriba definidas; el punto de unión es el llamado punto crítico.

Punto crítico. Es el estado de presión y temperatura, para el cual las propiedades intensivas de la fase líquida y gaseosa son idénticas. Las propiedades intensivas son aquellas independientes de la masa del sistema, por lo tanto, caracterizan más bien a la sustancia, que al sistema mismo.

Cricondenterma y Cricondenbara. Son la temperatura y presión máximas respectivamente, a las cuales la mezcla de hidro

carburos puede permanecer en dos fases en equilibrio.

Curvas de calidad. Están localizadas en la región de dos fases, e indican el porcentaje total de hidrocarburos que se encuentran en estado líquido.

Cada mezcla de hidrocarburos tendrá un diagrama de fases característico, el cual permanecerá constante mientras se mantenga constante la proporción de componentes. Por lo tanto, cada mezcla de hidrocarburos se caracteriza de acuerdo a la posición que tomen sus fluidos en el diagrama de fases y en la línea que describe la evolución de los mismos desde el yacimiento hasta la superficie durante su explotación.

En la figura II.3, se muestra el diagrama de fases de un yacimiento de gas seco. Este tipo de yacimientos tiene un alto porcentaje de Metano y pequeños de Etanos, Propanos y Más pesados. La mezcla de hidrocarburos empleada en el ejemplo que aquí se presenta, es propia de los yacimientos de gas seco de la Zona Noreste y contiene una fracción de 91 % de Metano y el resto de Etanos, Propanos y Más pesados. Los yacimientos de gas seco durante su explotación no entran a la región de dos fases, ni a condiciones de yacimiento ni de superficie. Teóricamente según lo expuesto anteriormente, este tipo de yacimientos no produce líquidos, no obstante, con relaciones gas-aceite mayores a $20,000 \text{ m}^3/\text{m}^3$ o se puede considerar como gas seco.

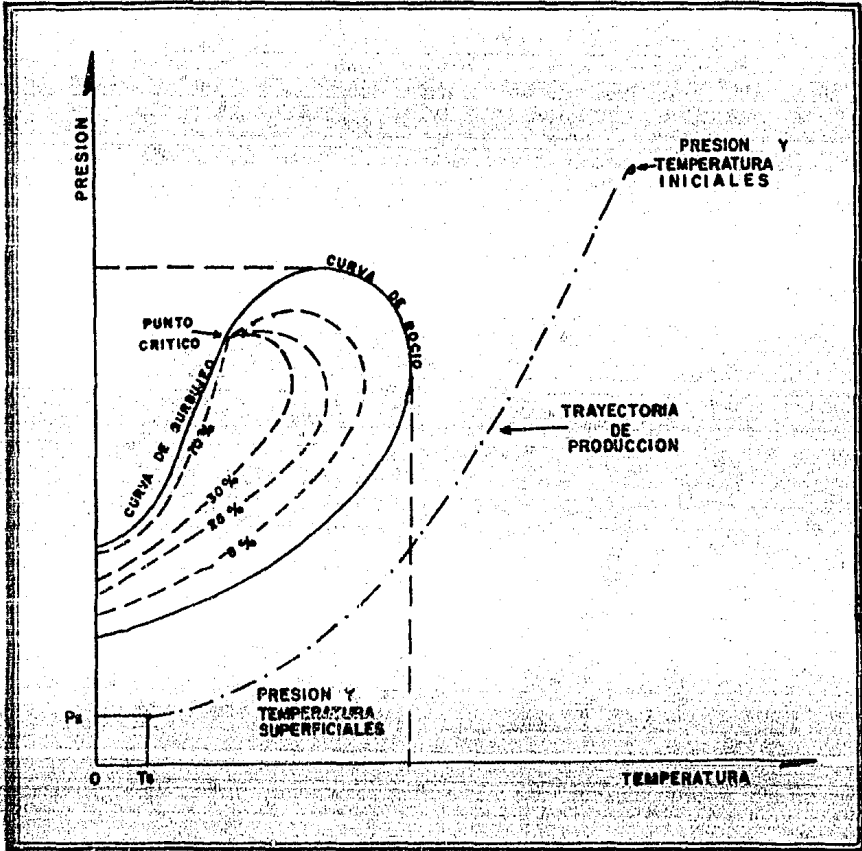


DIAGRAMA DE FASES PARA UN YACIMIENTO DE GAS SECO

FIG. II-3

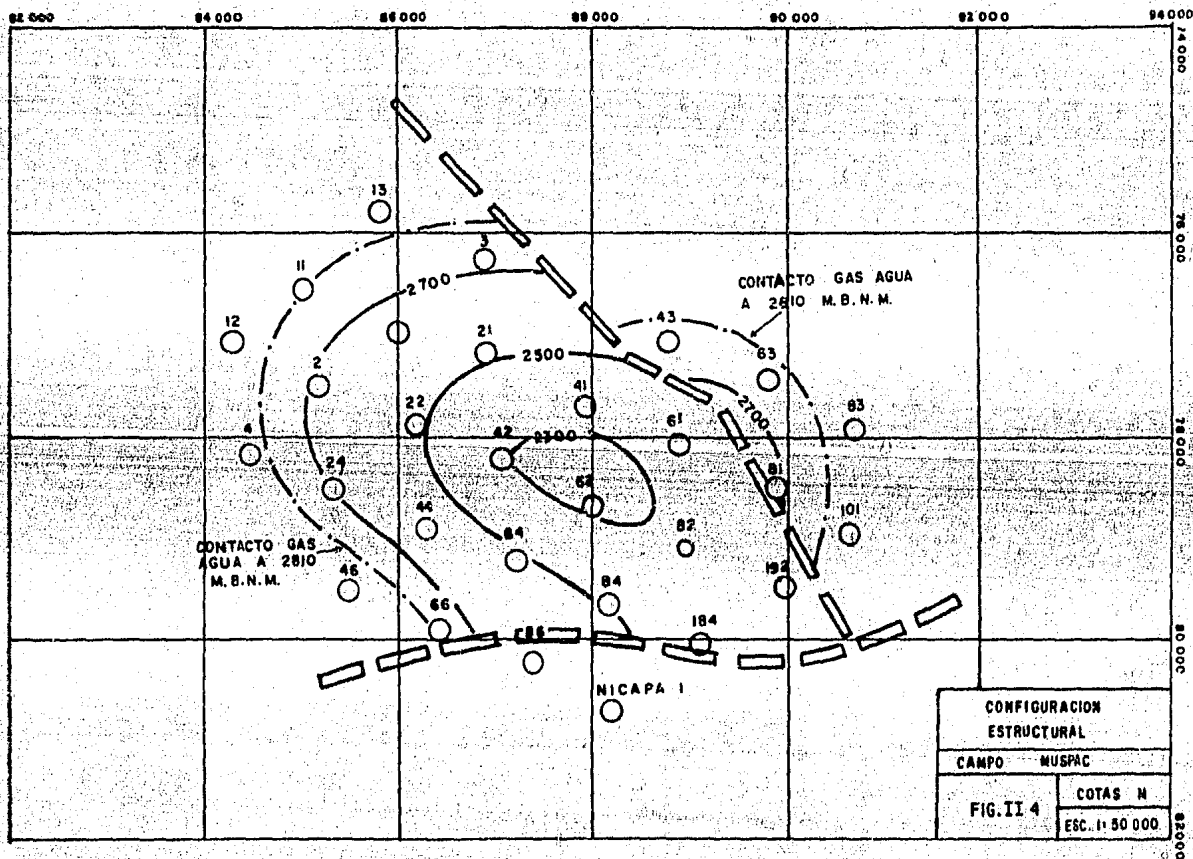
11.5 Determinación del Volumen de Hidrocarburos

La determinación del volumen de hidrocarburos se llevó a cabo, utilizando el método de isopacas para conocer el volumen de roca, los valores promedio de porosidad y saturación de fluidos existentes.

Los datos de espesor neto y profundidades, obtenidos de los registros geofísicos de explotación, se vaciaron en un plano de localizaciones y por extrapolación e interpolación, se obtuvieron curvas de igual espesor o igual profundidad. La configuración estructural del Campo en estudio se presenta en la figura 11.4.

Por medio de un método de integración numérica, se determinó el área, que encierra cada curva. El método empleado - hace uso de las coordenadas de cada vértice de las poligonales que se ajustan a las curvas definidas. En la figura 11.5 se muestra el diagrama de flujo y a continuación el listado del programa para el cálculo de áreas. La figura 11.6 representada en juego de coordenadas similar al empleado en la figura 11.4, muestra las poligonales ajustadas. A continuación aparecen los resultados obtenidos con el programa.

Profundidad mbNM	Area Km ²
2810	18.589
2700	14.281
2500	7.347
2300	0.902



CONFIGURACION ESTRUCTURAL	
CAMPO MUSPAC	
FIG. II 4	COTAS M
	ESC. 1:50 000

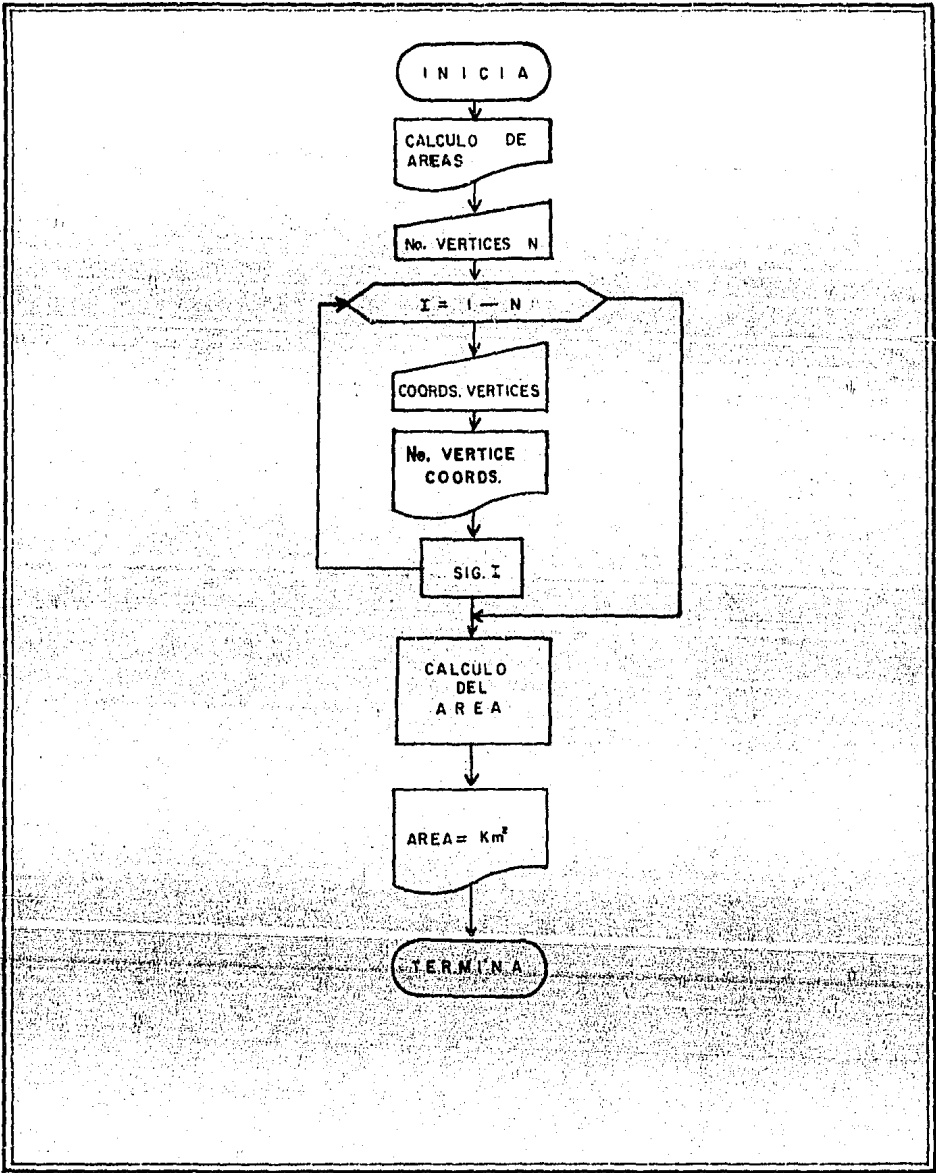


DIAGRAMA DE FLUJO (CALCULO DE AREAS)

FIG. II-5

```

1 OPEN 5,4
2 CMD 5
3 LIST
4 PRINT
5 INPUT "PROFUNDIDAD DE ISOPACA";PI
10 PRINT TAB(8) "CALCULO DEL AREA"
12 PRINT TAB(4) "AREA ENCERRADA POR LA ISOPACA DE PROFUNDIDAD";PI
13 PRINT
15 DIM X(24),Y(24)
17 REM "NUMERO MAXIMO DE VERTICES 23"
20 INPUT "NUMERO DE VERTICES";N
25 IF N=0 THEN 170
26 PRINT
30 FOR I=1 TO N
40 INPUT "COORDENADAS DEL VERTICE";X(I),Y(I)
42 PRINT "COORDENADAS DEL VERTICE";
44 PRINT TAB(2):
45 PRINT USING "EE";I;
47 PRINT TAB(3):
48 PRINT USING "EEEE.EE";X(I);
50 PRINT TAB(2):
52 PRINT USING "EEEE.EE";Y(I)
60 NEXT I
90 X(N+1)=X(1)
100 Y(N+1)=Y(1)
110 A=0
120 FOR I=1 TO N
130 A=A+(X(I)+X(I+1))*(Y(I)-Y(I+1))
140 NEXT I
150 A=-A/2E6
160 PRINT , PRINT TAB(15) "AREA =" ;A;"KM2"
170 END
180 CLOSE 5

```

CALCULO DEL AREA
 AREA ENCERRADA POR LA ISOPACA DE PROFUNDIDAD 2300 M

	X (M)	Y(M)
COORDENADAS DEL VERTICE 1	88000.00	77950.00
COORDENADAS DEL VERTICE 2	88375.00	78175.00
COORDENADAS DEL VERTICE 3	88650.00	78600.00
COORDENADAS DEL VERTICE 4	88400.00	79000.00
COORDENADAS DEL VERTICE 5	87100.00	78390.00
COORDENADAS DEL VERTICE 6	87300.00	78000.00

AREA= 0.9025 KM2

CALCULO DEL AREA
 AREA ENCERRADA POR LA ISOPACA DE PROFUNDIDAD 2500 M

	X (M)	Y(M)
COORDENADAS DEL VERTICE 1	88400.00	77250.00
COORDENADAS DEL VERTICE 2	89325.00	77750.00
COORDENADAS DEL VERTICE 3	90700.00	80075.00
COORDENADAS DEL VERTICE 4	89700.00	80300.00
COORDENADAS DEL VERTICE 5	88375.00	80050.00
COORDENADAS DEL VERTICE 6	88300.00	79800.00
COORDENADAS DEL VERTICE 7	87850.00	78900.00
COORDENADAS DEL VERTICE 8	86350.00	78175.00
COORDENADAS DEL VERTICE 9	86500.00	77450.00
COORDENADAS DEL VERTICE 10	87350.00	77175.00

AREA= 7.3466 KM2

CALCULO DEL AREA
 AREA ENCERRADA POR LA ISOPACA DE PROFUNDIDAD 2700 m

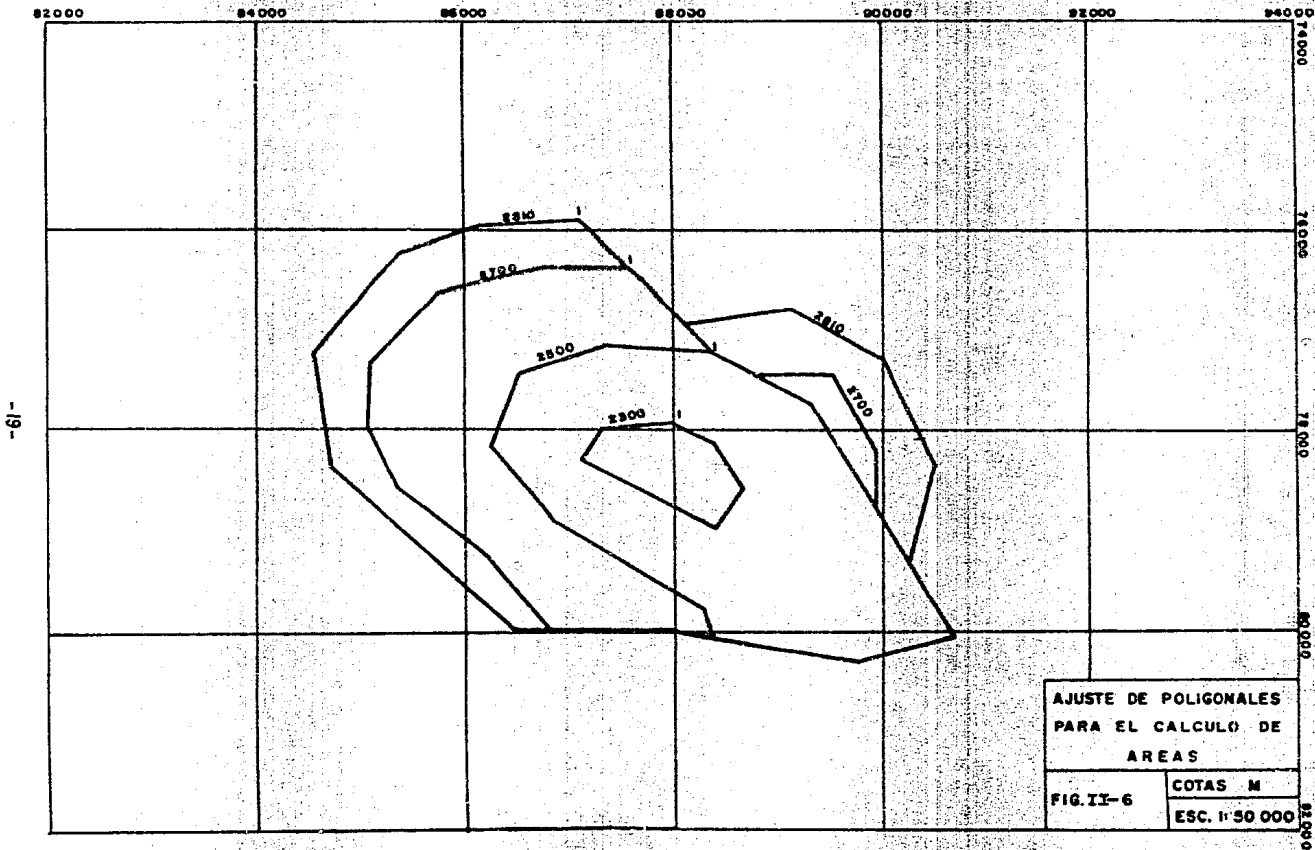
		X (M)	Y (M)
COORDENADAS DEL VERTICE	1	87575.00	76350.00
COORDENADAS DEL VERTICE	2	88400.00	77250.00
COORDENADAS DEL VERTICE	3	38800.00	77450.00
COORDENADAS DEL VERTICE	4	89550.00	77450.00
COORDENADAS DEL VERTICE	5	89950.00	78250.00
COORDENADAS DEL VERTICE	6	89950.00	78850.00
COORDENADAS DEL VERTICE	7	90700.00	80075.00
COORDENADAS DEL VERTICE	8	89750.00	80400.00
COORDENADAS DEL VERTICE	9	88000.00	80000.00
COORDENADAS DEL VERTICE	10	86800.00	80000.00
COORDENADAS DEL VERTICE	11	86200.00	79250.00
COORDENADAS DEL VERTICE	12	85350.00	78675.00
COORDENADAS DEL VERTICE	13	85075.00	78000.00
COORDENADAS DEL VERTICE	14	85075.00	77350.00
COORDENADAS DEL VERTICE	15	85750.00	76650.00
COORDENADAS DEL VERTICE	16	86800.00	76350.00

AREA= 14.2809 KM2

CALCULO DEL AREA
 AREA ENCERRADA POR LA ISOPACA DE PROFUNDIDAD 2810 m

		X (M)	Y (M)
COORDENADAS DEL VERTICE	1	87125.00	75900.00
COORDENADAS DEL VERTICE	2	88100.00	76950.00
COORDENADAS DEL VERTICE	3	89150.00	76800.00
COORDENADAS DEL VERTICE	4	90000.00	77300.00
COORDENADAS DEL VERTICE	5	90500.00	78350.00
COORDENADAS DEL VERTICE	6	90250.00	79350.00
COORDENADAS DEL VERTICE	7	90700.00	80075.00
COORDENADAS DEL VERTICE	8	89750.00	80300.00
COORDENADAS DEL VERTICE	9	88000.00	80000.00
COORDENADAS DEL VERTICE	10	86450.00	80000.00
COORDENADAS DEL VERTICE	11	84700.00	78350.00
COORDENADAS DEL VERTICE	12	84550.00	77200.00
COORDENADAS DEL VERTICE	13	85400.00	76200.00
COORDENADAS DEL VERTICE	14	86150.00	75950.00

AREA= 18.5888 KM2



-19-

Con los datos anteriores se construyó la gráfica II.1, en cuyas abscisas se grafican las áreas encerradas por cada curva y en las ordenadas, las profundidades correspondientes. Con el mismo programa de integración se obtuvo el área que encierra la curva y los ejes coordenados, realizando la conversión de escalas se obtiene el volumen de roca.

De la gráfica II.1, el área encerrada por la curva es de $98.8 \text{ cm}^2_{\text{gráf}}$.

$$\text{Escala vertical } 1 \text{ Cm}_{\text{gráf}} = 40 \text{ mts}_t$$

$$\text{Escala horizontal } 1 \text{ Cm}_{\text{gráf}} = 1.25 \text{ Km}^2_t$$

$$1 \text{ Cm}^2_{\text{gráf}} = 50 \times 10^6 \text{ m}^3_t$$

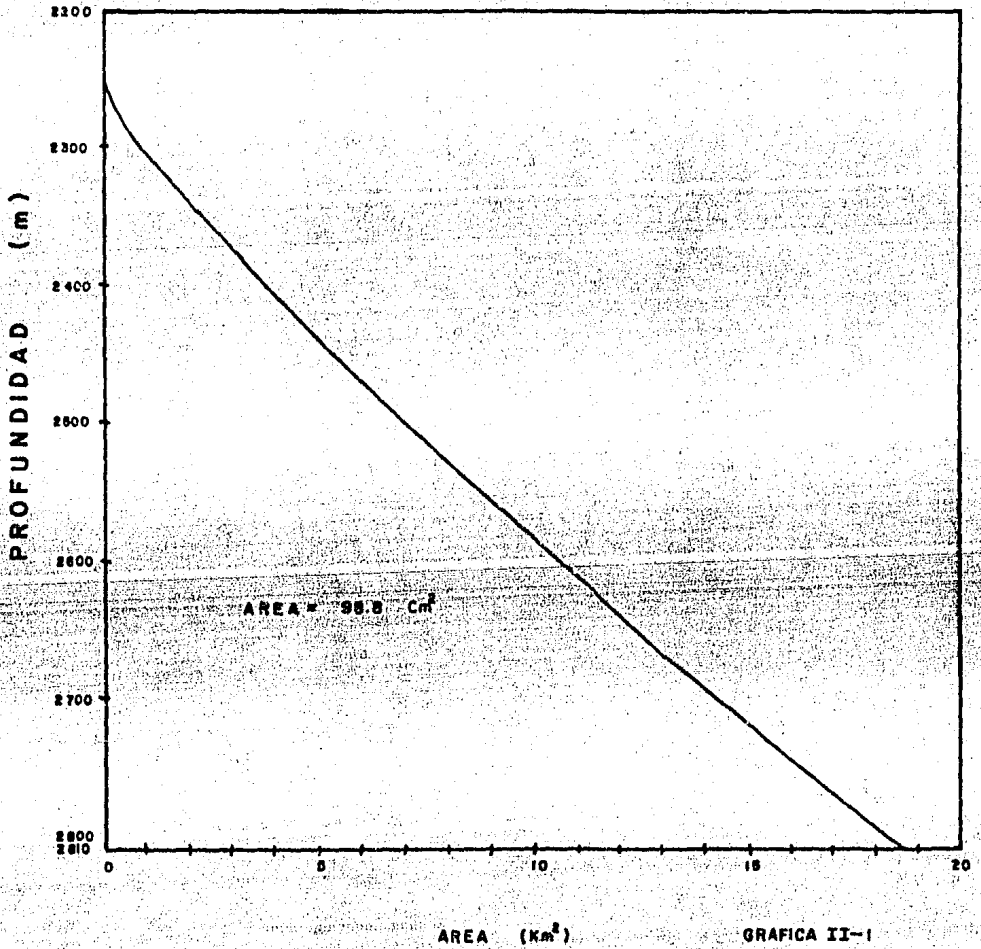
Por lo tanto:

$$V_{\text{Roca}} = 98.8 \text{ Cm}^2_{\text{gráf}} \times 50 \times 10^6 \frac{\text{m}^3_t}{\text{Cm}^2_{\text{gráf}}}$$

$$V_{\text{Roca}} = 4.94 \times 10^9 \text{ m}^3 = 174.45 \times 10^9 \text{ pie}^3$$

Considerando que el yacimiento presenta una gran porción de intercalaciones de zonas densas (65 % del total), el volumen de roca neto calculado, representa el 35 % y es igual a $60.926 \times 10^9 \text{ pie}^3$.

DETERMINACION DEL VOLUMEN DE ROCA



AREA (Km²)

GRAFICA II-1

Para fines prácticos, se construyó la gráfica de profundidad Vs volumen de roca.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)
Prof. mbNM	Area cm ²	Vol. roca m ³ x 10 ⁹	Vol. roca pie ³ x 10 ⁹	Volumen (%)
2810	98.8	1.725	60.926	100.0
2800	94.4	1.648	58.184	95.5
2700	52.3	0.914	32.291	53.0
2600	31.1	0.543	19.192	31.5
2500	16.8	0.293	10.357	17.0
2400	7.9	0.138	4.874	8.0
2300	1.2	0.021	0.731	1.2
2250	0.0	0.000	0.000	0.0

Columna (2) de la gráfica II.1

Columna (3) Columna (2) x 0.3492 x Escalas

Columna (4) Columna (3) x 35.314

Los resultados se muestran en la gráfica II.2. De ésta, se determinó que el nivel al plano de referencia se encuentra a 2690 mbNM.

Los datos promedio de porosidad (ϕ) y saturación de agua (S_w), utilizados son los siguientes:

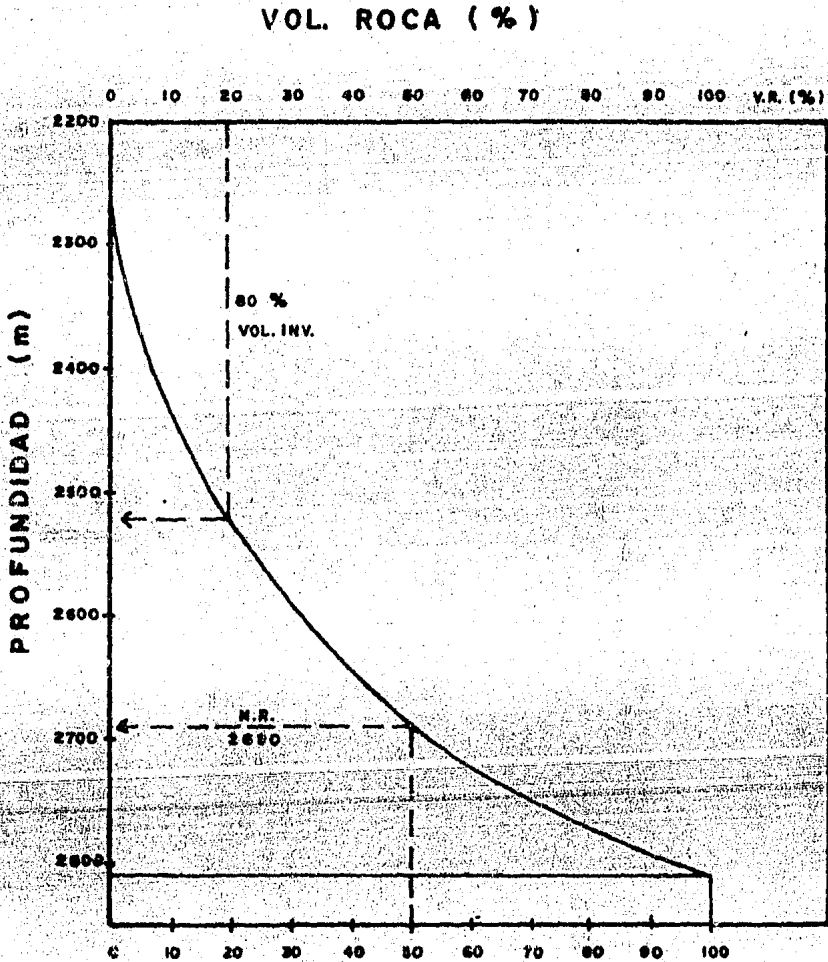
$$\phi = 9 \%$$

$$S_w = 19 \%$$

El producto del volumen de roca por la porosidad efectiva proporciona el volumen poroso del yacimiento.

La saturación de los fluidos, se define como la relación -

VOLUMEN DE ROCA VS PROFUNDIDAD



GRAFICA II-2

de volumen de fluido contenido y el volumen poroso.

$$\text{Saturación de fluido} = \frac{\text{Vol. fluido}}{\text{Vol. Poroso}}$$

Siendo este un yacimiento de gas seco, los fluidos contenidos en el yacimiento, serán gas y agua congénita, por lo tanto:

$$S_w = \frac{V_w}{V_p} \quad \text{y} \quad S_g = \frac{V_g}{V_p}$$

Donde:

S_w = Saturación de agua

S_g = Saturación de gas

V_w = Volumen de agua

V_g = Volumen de gas

V_p = Volumen poroso

El volumen de poros se encuentra ocupado por agua y gas.

$$V_w + V_g = V_p$$

Dividiendo por el volumen poroso

$$\frac{V_w}{V_p} + \frac{V_g}{V_p} = 1$$

Aplicando la definición de saturación

$$S_w + S_g = 1 \text{ - - - - - 1}$$

$$S_g = 1 - S_w$$

Multiplicando el volumen de gas por el volumen poroso, - se obtiene el volumen de hidrocarburos a condiciones de yaci- miento.

$$V_{Hcs.} @ C.V. = V_{Roca} \phi (1-S_w) \text{ --- --- --- } 2$$

Sustituyendo valores

$$V_{Hcs} @ C.V. = 60.926 \times 10^9 (0.09) (1-0.19)$$

$$V_{Hcs} @ C.V. = 4.4415 \times 10^9 \text{ pie}^3$$

Para pasar el volumen a condiciones superficiales se ha ce uso del concepto de factor de volumen del gas, el cual se define como el cociente del volumen de gas a condiciones de- yacimiento y el volumen de gas a condiciones estándar.

$$B_g = \frac{\text{Vol. de gas @ C.V.}}{\text{Vol. de gas @ C.S.}} \text{ --- --- --- } 3$$

Aplicando la fórmula para Pc.s. = 14.7 lb/pg² abs. y - Tc.s. = 60°F y a las condiciones de presión y temperatura in- ciales en el yacimiento.

$$B_{gi} = \frac{0.02827 Z_i T_i}{P_i}$$

$$P_i = 317.9 \text{ Kg/cm}^2 \quad (4520.5 \text{ lb/pg}^2 \text{ abs})$$

$$T_i = 381.3 \text{ }^\circ\text{K} \quad (686.9 \text{ }^\circ\text{R})$$

$$Z_i = 0.9835$$

$$B_{gi} = 0.00423 \frac{\text{pie}^3 @ C.V.}{\text{pie}^3 @ C.S.}$$

Finalmente el volumen de hidrocarburos a condiciones es
tandard es de:

$$V_{Hcs} @ C.S. = \frac{V_{Hcs} @ C.Y.}{Bgi}$$

$$V_{Hcs} = 1050 \times 10^9 \text{ pie}^3 @ C.S.$$

II.6 Ecuaciones Fundamentales

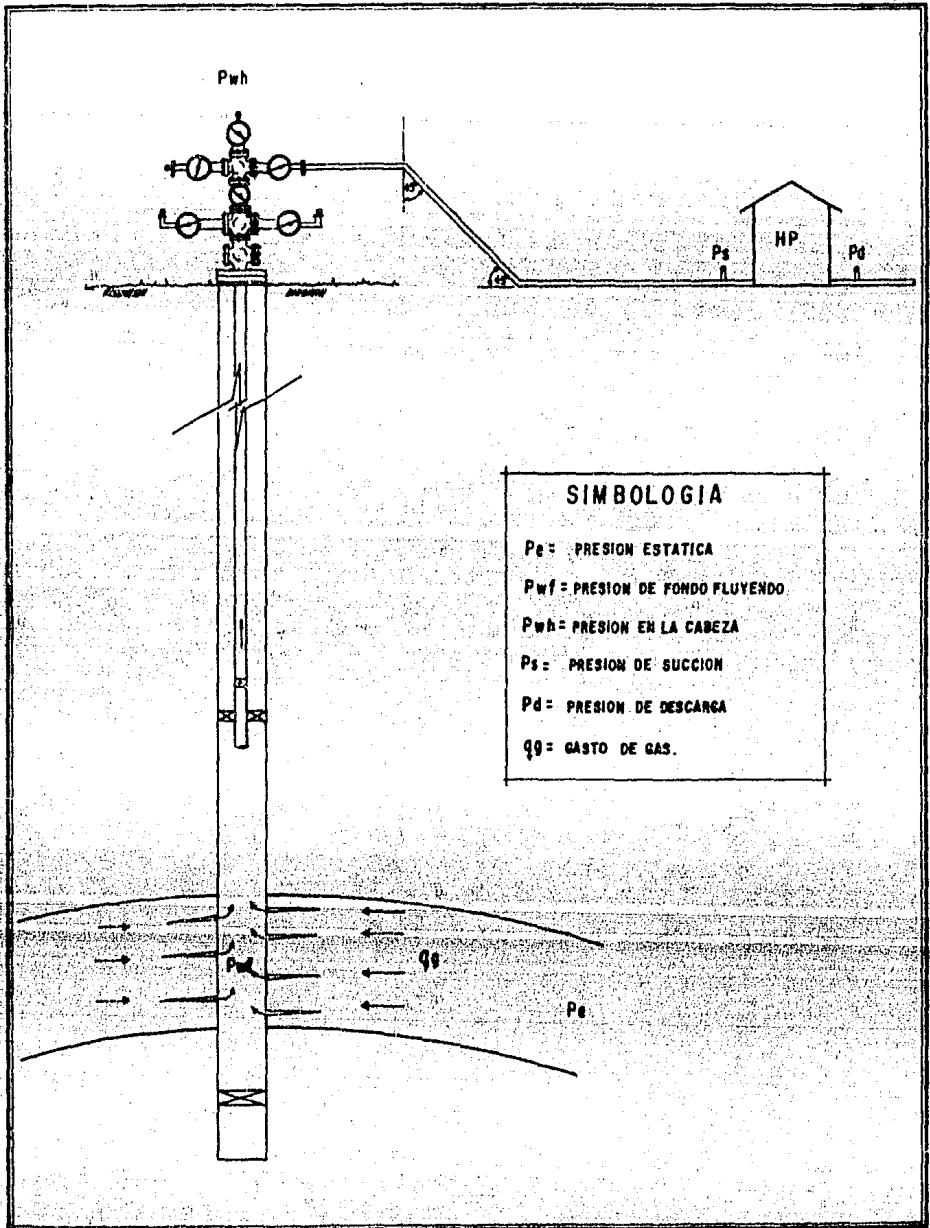
Los hidrocarburos localizados en el subsuelo, detuvieron su movimiento ascendente al encontrarse en su camino estratos no permeables formando trampas estructurales, estratigráficas, por cambio de permeabilidad y otras complejas.

Un pozo petrolero en su definición más llana y original es el conducto a través del cual se obtienen los hidrocarburos almacenados. El viaje de los fluidos en su etapa de explotación ocasionado por una diferencia de presión, ocurre del pozo a la superficie, aún con su propia energía cuando se trata de pozos productores del interior del pozo y del fondo trata de pozos fluyentes, y por último es manejado para su tratamiento y distribución. Fig. II.7.

Cada una de estas etapas es causa de estudios apropiados a las características de la naturaleza del movimiento.

La base para el estudio del flujo de fluidos en medios porosos, fue proporcionada por Henry Darcy en 1856, al hacer estudios experimentales sobre el flujo del agua a través de estratos de arenas no consolidadas, que lo llevaron a concluir la ley que lleva su nombre. La ley de Darcy ha sido aplicada para describir con ciertas limitaciones, el movimiento de otros fluidos, incluyendo dos o más fluidos inmiscibles en rocas consolidadas y otros medios porosos. La ley de Darcy establece que la velocidad de un fluido homogéneo, en un medio poroso, es proporcional al gradiente de presión e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido.

$$v = - \frac{K}{\mu} \frac{dp}{ds}$$



COMPORTAMIENTO DE PRESIONES EN EL SISTEMA.

FIG: II - 7

Donde V es la velocidad aparente en cm/seg. y es igual a q/A , q el gasto volumétrico expresado en cm^3 y A es el área total o aparente en la sección transversal de flujo y sus unidades son cm^2 . Fig. II.8. La viscosidad μ en cp, el gradiente de presión $\frac{dp}{ds}$ está dado en atmósferas/cm tomándolo en dirección contraria de V . La constante de proporcionalidad, K es la permeabilidad de la roca expresada en unidades de Darcy. El signo negativo indica que si el flujo es tomado en dirección positiva S , entonces la presión decrece en esa dirección, por lo que la pendiente de $\frac{dp}{ds}$ es negativa⁹.

El flujo de gas de los estratos productores hacia el interior del pozo, se rige por la ley de Darcy para flujo radial de gas. Fig. II.9.

De la figura II.9 se observa que tanto la presión P , como el radio r aumentan en el mismo sentido.

De la ecuación 4.

$$V = \frac{K}{\mu} \frac{dp}{dr} \text{-----} 5$$

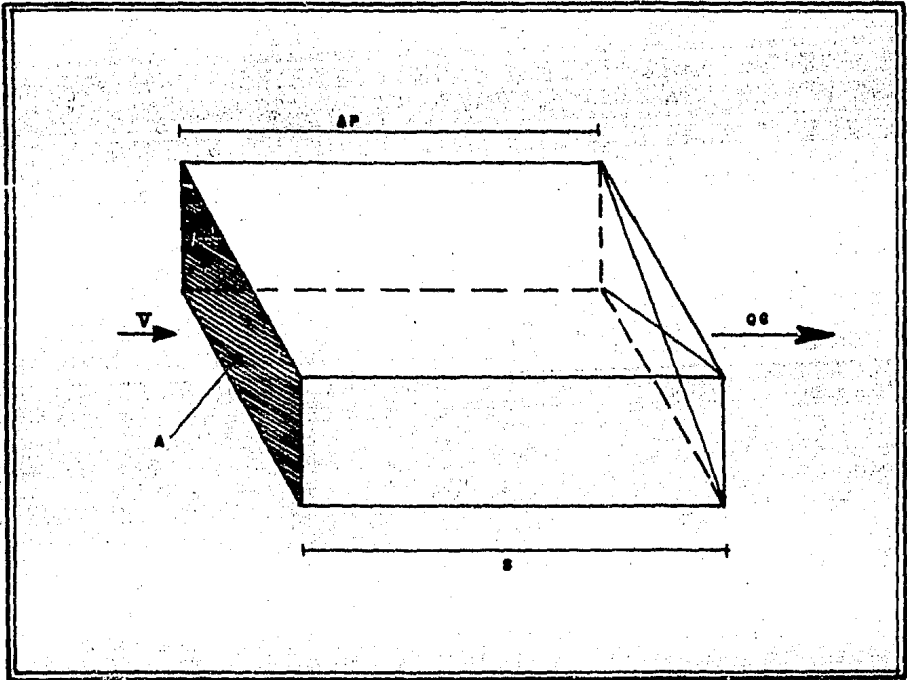
Donde:

$$V = q/A \text{-----} 6$$

$$\text{Para flujo radial} \quad A = 2\pi rh \text{-----} 7$$

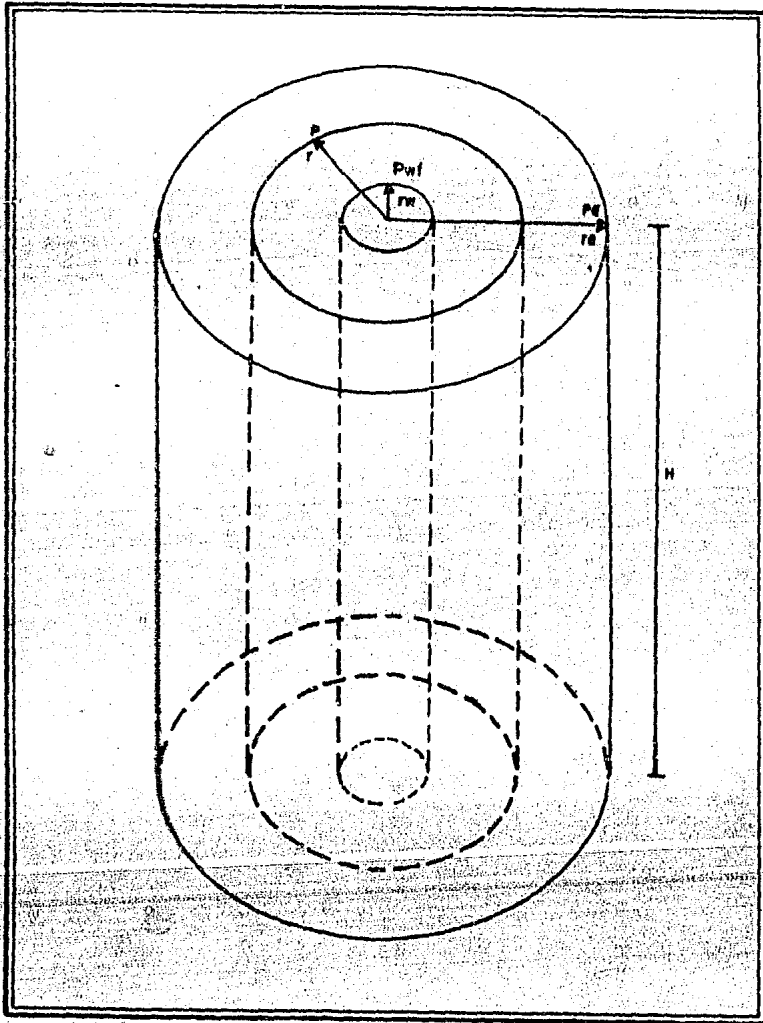
Sustituyendo 6 y 7 en 5.

$$q = \frac{K 2 \pi r h}{\mu} \frac{dp}{dr} \text{-----} 8$$



LEY DE DARCY

FIG. II-8



EC. DARCY (FLUJO RADIAL) FIG.II-9

Considerando un medio homogéneo e isotrópico, así como a K y μ independientes de la presión.

Separando variables.

$$q \frac{dr}{r} = \frac{2\pi Kh}{\mu} dp \text{ ----- } 8'$$

Integrando y considerando las condiciones de flujo, y aplicando propiedades de Logaritmos naturales.

$$q = \frac{2\pi Kh}{\mu} \frac{(P_e - P_{wf})}{Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \text{ ----- } 9$$

La ecuación 9 proporciona el gasto a condiciones de escurrimiento (c.e.), para obtenerlo a condiciones superficiales o estándar (c.s.), se aplica el concepto de factor de volumen del gas (Bg).

Por lo tanto:

$$q_{c.s.} = \frac{2\pi Kh (P_e - P_{wf})}{Bg \mu_o Ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \text{ ----- } 10$$

De la ecuación 3.

$$B_g = \frac{\text{Vol. de gas @ C.V.}}{\text{Vol. de gas @ C.S.}}$$

Empleando la ecuación de gas real.

$$PV = ZnRT \text{ - - - - - 11}$$

Sustituyendo 11 a las condiciones respectivas en la ecuación de B_g .

$$B_g = \frac{Z_{c.e.} n R T_{c.e.} P_{c.s.}}{P_{c.e.} Z_{c.s.} n R T_{c.s.}}$$

Simplificando y considerando $Z_{c.s.} = 1$

$$B_g = \frac{Z_{c.e.} T_{c.e.} P_{c.s.}}{P_{c.e.} T_{c.s.}} \text{ - - - - - 12}$$

Si la presión a condiciones de escurrimiento es considerada como la presión media de flujo.

$$P_{c.e.} = \frac{P_e + P_{wf}}{2} \text{ - - - - - 13}$$

Sustituyendo 13 en 12.

$$B_g = \frac{2 Z_{c.e.} T_{c.e.} P_{c.s.}}{T_{c.s.} (P_e + P_{wf})} \text{ - - - - - 14}$$

Sustituyendo 14 en 10, considerando $T_{c.e.} = T_{c.y.}$

$$q_{c.s.} = \frac{2\pi Kh (P_e - P_{wf}) T_{c.s.} (P_e + P_{wf})}{\mu P_{c.s.} T_{c.y.} Z_{c.e.} 2 L_n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

Reacomodando términos.

$$q_{c.s.} = \frac{\pi Kh T_{c.s.} (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu Z_{c.e.} P_{c.s.} T_{c.y.} L_n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad \text{--- 15}$$

Ecuación expresada en unidades de Darcy.

Se realizaron conversiones de unidades, para expresar a la misma ecuación 15 en un sistema de unidades híbrido.

$$q_g = 24.207893 \frac{Kh (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu g Z_{c.e.} T_{c.y.} L_n \left(\frac{1.00 r_e}{r_w} \right)} \quad \text{--- 15'}$$

Donde:

$$q_g = (m^3/año)$$

$$K = (mD)$$

$$h = (m)$$

$$P = (lb/pg^2 \text{ abs.})$$

$$\mu = (cp)$$

$$T_{c.y.} = (^\circ R)$$

$$r_e = (m)$$

$$r_w = (cm)$$

La aplicación de la ecuación anterior implica conocer - previamente, al valor del factor de desviación Z , el cual es un factor adimensional intensivo independiente de la masa del sistema, determinado por la compresión del gas, la presión y la temperatura. El valor del factor se obtiene de gráficas - de datos experimentales desarrollados por Brown, Standing y - Katz entre otros.

Durante las últimas décadas la gráfica 11.3 del factor - Z presentada por Standing-Katz, para yacimientos de gas y gas y condensado ha tenido un gran uso, por lo cual surgió la necesidad de tener una ecuación que representara dicha gráfica.

En un estudio realizado por HALL-YARBOROUGH^{10,11} se empleó una ecuación esférica como base para obtener la ecuación de - estado. La ecuación esférica fue seleccionada, debido a que se aproxima al comportamiento de un fluido de gas real a presiones y temperaturas altas. Dicha ecuación fue completada por una función del factor Z , la ecuación resultante fue generalizada y ajustada a la gráfica del factor Z desarrollada por Standing-Katz.

Las ecuaciones presentadas son:

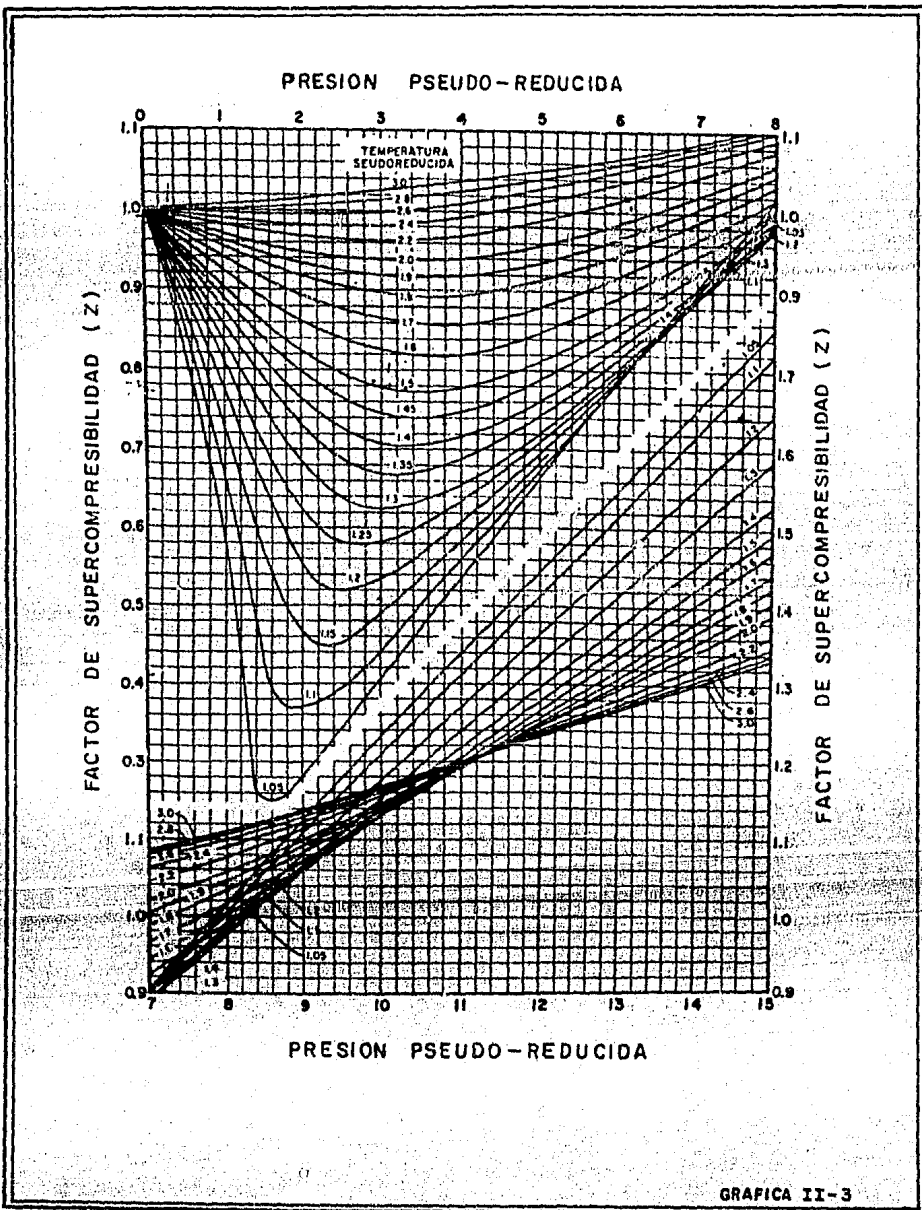
$$Z = \frac{P}{\rho RT} \quad \text{--- 1.6}$$

$$y = \frac{bp}{4} \quad \text{--- 17}$$

$$Z = \frac{1+y+y^2-y^3}{(1-4)^3} - (14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3) y +$$

$$+ (90.7 t - 242.2 t^2 + 42.2 t^3) y (1.28 + 2.82 t) \quad \text{--- 18}$$

GRAFICA PARA DETERMINAR EL FACTOR DE SUPERCOMPRESIBILIDAD (KATZ STANDING)



GRAFICA II-3

$$\frac{bP_c}{RT_c} = 0.245 \exp(-1.2(1-t)^2) \text{ --- 19}$$

Resolviendo a la ecuación 19 para b, sustituyendo en 17 y despejando a p se tiene:

$$p = \frac{P_c v}{0.06125 RT_c \exp(-1.2(1-t)^2)} \text{ --- 20}$$

Sustituyendo en 16.

$$z = \frac{0.016125 P_r t \exp(-1.2(1-t)^2)}{v} \text{ --- 21}$$

Resulta la ecuación para z en términos de v (densidad reducida que depende de la temperatura).

Sustituyendo a la ecuación 21 en 18, resulta una ecuación para v en términos de la presión reducida y el recíproco de la temperatura reducida.

$$A = \frac{-0.06125 P_r t \exp(-1.2(1-t)^2)}{v}$$

$$B = \frac{1 + v + v^2 - v^3}{(1-v)^3}$$

$$C = -(14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3) v$$

$$D = (90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3) v (1.18 + 2.82 t)$$

$$A + B + C + D = 0 \text{ --- 22}$$

La ecuación 22 se simplifica al multiplicar por v, obte-

niéndose una nueva ecuación F, para facilitar la solución.

$$F = A' + B' + C' + D' = 0 \text{ - - - - - } 23$$

Donde:

$$A' = -0.06125 P_{rt} \exp(-1.2(1-t)^2)$$

$$B' = \frac{y + y^2 + y^3 - y^4}{(1-y)^3}$$

$$C' = (14.76 t - 9.76 t^2 + 4.58 t^3) y^2$$

$$D' = (90.7 t - 242.2 t^2 + 42.4 t^3) y (2.18 + 2.82 t)$$

La ecuación 23 es no lineal y se resuelve por medio de un método de ensaye y error aplicando la técnica de Newton-Raphson. El método de Newton-Raphson es muy sencillo. Inicialmente se supone un valor de Y, llamado Y (o), sustituyendo este valor en la ecuación 3, se valúa F (o), pero Y (o), por ser un valor supuesto, no hará a F (o) igual a cero. Por lo que se aproxima a F por una serie de Taylor de primer orden cercana a F (o).

$$F = 0 = F(o) + \frac{dF(o)}{dy} (Y - Y(o)) \text{ - - - - - } 24$$

Resolviendo esta ecuación, se obtiene un nuevo valor para Y y con él se recalcula a F, repitiéndose las iteraciones hasta que F se aproxime a cero.

$$Y = Y(o) - \frac{F(o)}{\frac{dF(o)}{dy}} \text{ - - - - - } 25$$

La derivada se calcula por:

$$\frac{dF}{dV} = A'' + B'' + C'' \text{ ----- 26}$$

Donde:

$$A'' = \frac{1+4V+4V^2-4V^3+V^4}{(1-V)^4}$$

$$B'' = -(29.52 t - 19.52 t^2 + 9.16 t^3) V$$

$$C'' = (2.18+2.82t) (90.7t-242.2t^2+42.4t^3) V (1.18+2.82t)$$

Esta ecuación se puede resolver para todas las condiciones, comenzando con un valor pequeño que converge a la respuesta.

Para que el método efectúe pocas iteraciones, se debe seleccionar un valor inicial de V cercano a la respuesta, basándose en los valores de presión y temperatura reducidas.

Dado que la constante universal de los gases R no aparece en ninguna de las ecuaciones requeridas (16, 17, 18 y 19), cualquier tipo de unidades consistentes pueden ser utilizadas para la presión, temperatura y volumen.

La nomenclatura empleada en el desarrollo anterior es:

- b Volumen "Van der Waals" $\text{pie}^3/\text{lb-mol}$
- P Presión $(\text{lb}/\text{Pg}^2 \text{ abs.})$
- ρ Densidad $(\text{lb-mol}/\text{pie}^3)$
- R Constante Universal $(\text{lg}/\text{Pg}^2\text{-pie}^3/\text{lb-mol } ^\circ\text{R})$
- T Temperatura abs. $(^\circ\text{R})$

Y Densidad reducida
Z Factor de desviación
t Recíproco de la temperatura reducida
P_c Presión crítica (lb/Pg² abs.)
T_c Temperatura crítica (°R)

11.7 Comportamiento del Sistema de Producción.

Se empleó la ecuación de Darcy para calcular la presión de fondo fluyendo para un pozo de gas con flujo radial, para determinar la presión en la cabeza del pozo, se deben calcular las caídas de presión por fricción y por elevación.¹²

El flujo de gas a través de la tubería de producción, - debido a los altos gastos de extracción, se considera francamente turbulento, por lo cual el factor de fricción F es independiente del Número de Reynolds, dependiendo únicamente - de la rugosidad relativa. La ecuación que se determinó experimentalmente es:

$$F = (-2 \log (3.715 d/e))^{-2} \text{ - - - - - } 27$$

Para el cálculo de la densidad del gas, partiendo de la ecuación de gases reales:

$$PV = ZnRT \text{ - - - - - } 28$$

Considerando un volumen unitario y despejando el número de moles.

$$n = \frac{PV}{ZRT} \text{ - - - - - } 29$$

El peso molecular del gas está dado por:

$$M = SG (28.97) \text{ - - - - - } 30$$

Si $n = \frac{m}{M}$; entonces $m = nM$

Sustituyendo a la masa en la ecuación de densidad.

$$\rho = \frac{nM}{V} \text{ ----- 31}$$

Sustituyendo 29 y 30 en 31.

$$\rho = \frac{P \text{ SG } 28.97}{Z R T}$$

Empleando unidades inglesas para la Constante Universal de los gases y sustituyendo.

$$\rho = \frac{2.7044 P \text{ SG}}{Z T} \text{ ----- 32}$$

Analizando las unidades de la densidad:

$$\rho g = \frac{P \left[\frac{\text{lb}}{\text{pg}^2} \right] \text{ SG} \left[\frac{\text{lb}/\text{pie}^3 \text{ gas}}{\text{lb}/\text{pie}^3 \text{ aire}} \right] 28.97 \left[\frac{\text{lb}}{\text{lb-mol}} \right]}{Z \left[\frac{\text{lb}/\text{pg}^2 - \text{pie}^3}{\text{lb-mol} - \text{OR}} \right] T \text{ (OR)}}$$

$$\rho g = \frac{2.7044 P \text{ S.G.}}{Z T} \left[\frac{\text{lb}}{\text{pie}^3} \right]$$

El factor de volumen del gas.

$$B_g = 0.02829 \frac{T}{P} \text{ ----- 33}$$

De la ecuación de Darcy para calcular las caídas de presión por fricción.

$$\Delta P_F = \frac{F \rho' v'^2 L'}{2 g_c d'} \text{ ----- 34}$$

Si $V' = \frac{q'}{A} Bg$ y $A = \frac{\pi d^2}{4}$ entonces;

$$V' = \frac{4 q' 0.02829 Z T}{\pi d^2 \bar{p}} \text{ ----- } 35$$

Elevando al cuadrado.

$$V'^2 = \frac{16 q'^2 (0.02829)^2 Z^2 T^2}{\pi^2 d^4 \bar{p}^2} \text{ ----- } 35'$$

Sustituyendo 32 y 35' en 34.

$$\Delta' P_F = \frac{F(2.7044 \bar{p} Y g) 16 q'^2 (0.02829)^2 Z^2 T^2 L'}{\pi^2 g_c \bar{z} T \pi^2 d'^5 \bar{p}^2}$$

$$\Delta' P_F = \frac{F Y g q'^2 Z T L'}{18388.783 \bar{p} d'^5} \text{ ----- } 36$$

Convirtiendo a unidades prácticas.

$$q' [\text{pie}^3/\text{seg}] = q [\text{pie}^3/\text{día}] \left[\frac{1 \text{ día}}{86400 \text{ seg}} \right] = q/86400$$

$$d' [\text{pie}] = d [\text{Pg}] \left[\frac{1 \text{ pie}}{12 \text{ Pgs.}} \right] = d/12$$

$$L' [\text{pie}] = L [\text{milla}] \left[\frac{5277 \text{ pie}}{1 \text{ milla}} \right] = 5277 L$$

$$\Delta' P_F [\text{lb}/\text{pie}^2] = \Delta P_F [\text{lg}/\text{Pg}^2] \left[\frac{144 \text{ Pg}^2}{1 \text{ pie}^2} \right] = 144 \Delta P_F$$

Sustituyendo en 36 y simplificando.

$$\Delta P_F = \frac{F \gamma g q^2 Z T}{15053935 \bar{P} d^5} \text{ ----- } 37$$

Si $\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}$ y $\Delta P_F = P_1 - P_2$

Sustituyendo en 37

$$P_1 - P_2 = \frac{2 F \gamma g q^2 Z T}{15053935 (P_1 + P_2) d^5}$$

$$(P_1 - P_2)^2 F = \frac{F \gamma g q^2 Z T}{(2744)^2 d^5} \text{ ----- } 38$$

Para las caídas de presión por elevación.

$$\Delta' P_e = \rho' \Delta h \frac{g}{g_c} \text{ ----- } 39$$

Sustituyendo 32 en 39.

$$\Delta' P_e = \frac{2.7044 \bar{P} \gamma g \Delta h g}{Z T g_c}$$

Donde:

$$\Delta h \text{ (pies)}$$

$$\bar{P} \text{ (lb/pg}^2\text{)}$$

Multiplicando por \bar{P}

$$\bar{P} \Delta P_e = \frac{2.7044 \bar{P}^2 \gamma g \Delta h g}{144 Z T g_c}$$

$$\bar{P} = \frac{P_1 + P_2}{2}$$

Sustituyendo.

$$(P_1^2 - P_2^2)_e = \frac{2 (2.7044) \bar{P}^2 \gamma g \Delta h g}{144 Z T g_c}$$

Simplificando.

$$(P_1^2 - P_2^2)_e = \frac{\bar{P}^2 \gamma g \Delta h}{26.62328 Z T} \text{ - - - - - } 40$$

Las caídas de presión totales en la tubería de producción serán:

$$(P_1^2 - P_2^2)_T = (P_1^2 - P_2^2)_F + (P_1^2 - P_2^2)_e$$

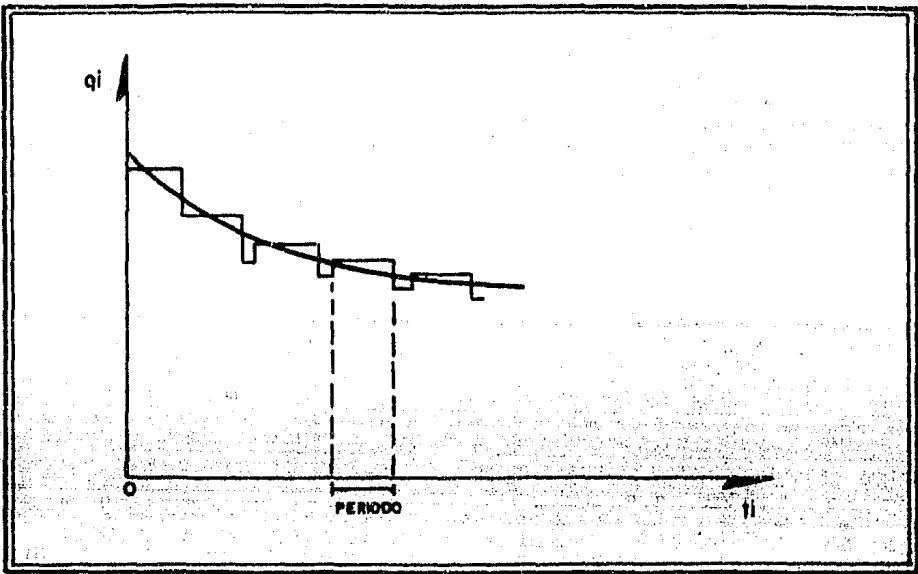
Las caídas de presión en la línea superficial que sale de los pozos hacia los gasoductos o estaciones de compresión, se calculan empleando las mismas ecuaciones, sólo que las caídas de presión por elevación se consideran iguales a cero debido a que se supone una topografía sin grandes diferencias de elevación.

La predicción de la producción del yacimiento se obtuvo utilizando el método de curvas de declinación exponencial, puesto que el yacimiento debe ser volumétrico.

La representación gráfica de una declinación exponencial, es una línea recta en escala semilogarítmica y la ecuación que la gobierna es:

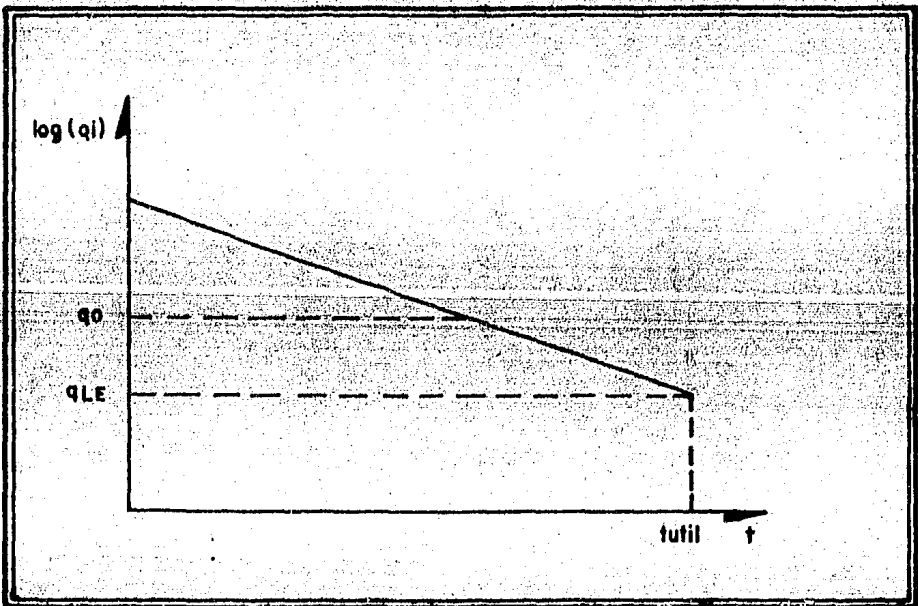
$$q_i = q_0 (1-d)^t \text{ - - - - - } 41$$

La gráfica II.4 muestra a la curva en escalas rectangulares.



CURVA DE DECLINACION (q_i vs t_i)

GRAFICA II-4



CURVA DE DECLINACION ($\log(q_i)$ vs t_i)

GRAFICA II-5

La reserva actual R, será la suma de los gastos anteriores hasta el año n que corresponde al gasto del límite económico.

$$R = q_0(1-d) + q_0(1-d)^2 + \dots + qLE \quad 43$$

Multiplicando por (1-d).

$$R(1-d) = q_0(1-d)^2 + q_0(1-d)^3 + \dots + q_0(1-d)^1 + qLE(1-d) \quad 44$$

Sustrayendo a 43 de 44.

$$R(1-(1-d)) = q_0(1-d) - qLE(1-d)$$

$$R = \frac{(q_0 - qLE)(1-d)}{d} \quad 45$$

Siendo R la reserva actual.

La predicción del yacimiento contempla el comportamiento de la presión y la Ecuación de Balance de Materia, permite observar el efecto que produce la extracción del fluido sobre esta.

Efectuando un balance de materia para el número de moles contenido en el yacimiento se tiene:

$$\text{Moles de gas inicial} = \text{Moles de gas residual} + \text{Moles de gas producido}$$

$$n_i = n_r + n_p \quad 46$$

N o m e n c l a t u r a :

P_i	Presión inicial (lb/Pg ² abs.)
T_y	Temperatura del yacimiento (°R)
Z_i	Factor de desviación inicial
P	Presión (lb/Pg ² abs.)
Z	Factor de desviación a P.
V_i	Volumen inicial de gas (pie ³ a C.V.)
G_p	Producción acumulativa de gas a C.S.

"Debido a la continua explotación a que son sometidos los yacimientos, estos no son capaces de mantener ni su presión, ni su producción. La presión del gas que es obtenida en la superficie, llega a ser menor a la requerida para su manejo. Para que el gas pueda ser incorporado al sistema de gasoductos, se le incrementa su presión a través de estaciones de compresión, las cuales constituyen un costo adicional para la explotación del yacimiento.

Para la etapa del cálculo de los requerimientos de compresión, se considera un proceso isotrópico de un gas ideal.

$$PV^K = cte \text{ ----- } 52$$

Siendo V el volumen específico (pie³/lb m).

Despejando a V de 52.

$$V = cte \cdot \frac{1}{P}^{1/K} \text{ ----- } 53$$

Se:

$$w = \int_{P_1}^{P_2} V dp = \int_{P_1}^{P_2} cte^{1/K} p^{-1/K} dp$$

Resolviendo.

$$w = cte^{1/K} P_1^{-1/K} P_1 \frac{K}{K-1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \dots \dots 54$$

Sustituyendo 53 en 54.

$$w = \frac{K}{K-1} P_1 V_1 \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \dots \dots \dots 55$$

Sustituyendo a V por la ecuación de gas ideal.

$$w = \frac{K}{K-1} \frac{R T}{P_1} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right]$$

$$w = \frac{K}{K-1} \frac{1544 T_s}{28.97 \gamma g} \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K-1}{K}} - 1 \right] \dots \dots \dots 56$$

Siendo; W la potencia expresada en (lb-pie/seg), a la temperatura de succi3n en $^{\circ}R$ y las presiones en lb/Pg².

Transformando unidades en 56.

$$HP = 0.0856 T_s Q_g \left(\frac{K_m}{K_m - 1} \right) \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K_m - 1}{K_m}} - 1 \right] \quad \dots \quad 57$$

Donde la potencia HP en horse-power y el gasto de gas - Q_g en millones de pies c3bicos por d3a.

Para un proceso isentr3pico en un gas real.

$$HP_{netas} = 0.0856 T_s Q_g \left(\frac{K_m}{K_m - 1} \right) Z_m \left[\left(\frac{P_2}{P_1} \right)^{\frac{K_m - 1}{K_m}} - 1 \right] \quad \dots \quad 58$$

Ecuaci3n en la cual Z_m representa al factor de desviaci3n a condiciones medias.

$$HP_{nominal} = HP_{netas} * E_f \text{ equipo}$$

11.8 Programa de Cómputo.

Todos los conceptos y ecuaciones necesarios para la determinación analítica de producciones y presiones para un yacimiento de gas, se relacionaron y estructuraron sistemáticamente en un programa de cómputo. El diagrama de bloques que se presenta en la figura 11.10 resume de manera general el método de solución empleado.

- Atendiendo al diagrama de bloques, la solución inicia aplicando la E.B.M. para yacimientos de gas seco y dependiendo del caso, con o sin entrada de agua, con ella se relacionan las producciones acumulativas de gas con la presión.
- A continuación y de manera independiente, se emplea la ecuación de declinación exponencial, para obtener los ritmos de producción a futuro y la producción acumulada.
- Con la misma E.B.M. y un método de ensaye y error, se calcula para cada uno de los gastos y producciones acumuladas determinados en el paso inmediato anterior, su respectiva presión del yacimiento.
- La ecuación de Darcy para flujo de gas en un medio poroso y permeable, permite conocer la presión de fondo fluyendo.
- Las correlaciones de flujo de gas desarrolladas, cumplen aceptablemente con los cálculos de la presión en la cabeza del pozo, así como de la caída de presión que existe de los pozos hacia la estación de compresoras.
- Por último se calcularon los requerimientos de compresión. Todos los cálculos, se hacen considerando condiciones promedio anuales para todos los parámetros en estudio.

El diagrama de flujo se presenta en la figura II.10.

El programa que estructura a todas las ecuaciones, es la única manera práctica de solucionar el problema, a lo largo de él se emplean métodos de ensaye y error para obtener los resultados.

La subrutina para calcular al factor de desviación, resulta jerárquicamente ser la base del programa, dada la importancia que tiene a lo largo del desarrollo.

El inconveniente práctico del empleo de la ecuación de estado para el factor Z , es el tiempo de CPV que consume. Por lo cual, durante su ejecución se sacrificó tiempo de procesamiento de datos por exactitud. Con otra ecuación de estado se pudo haber invertido la relación anterior, pero la aplicación del método de HALL-VARBOROUGH proporcionó esta experiencia.

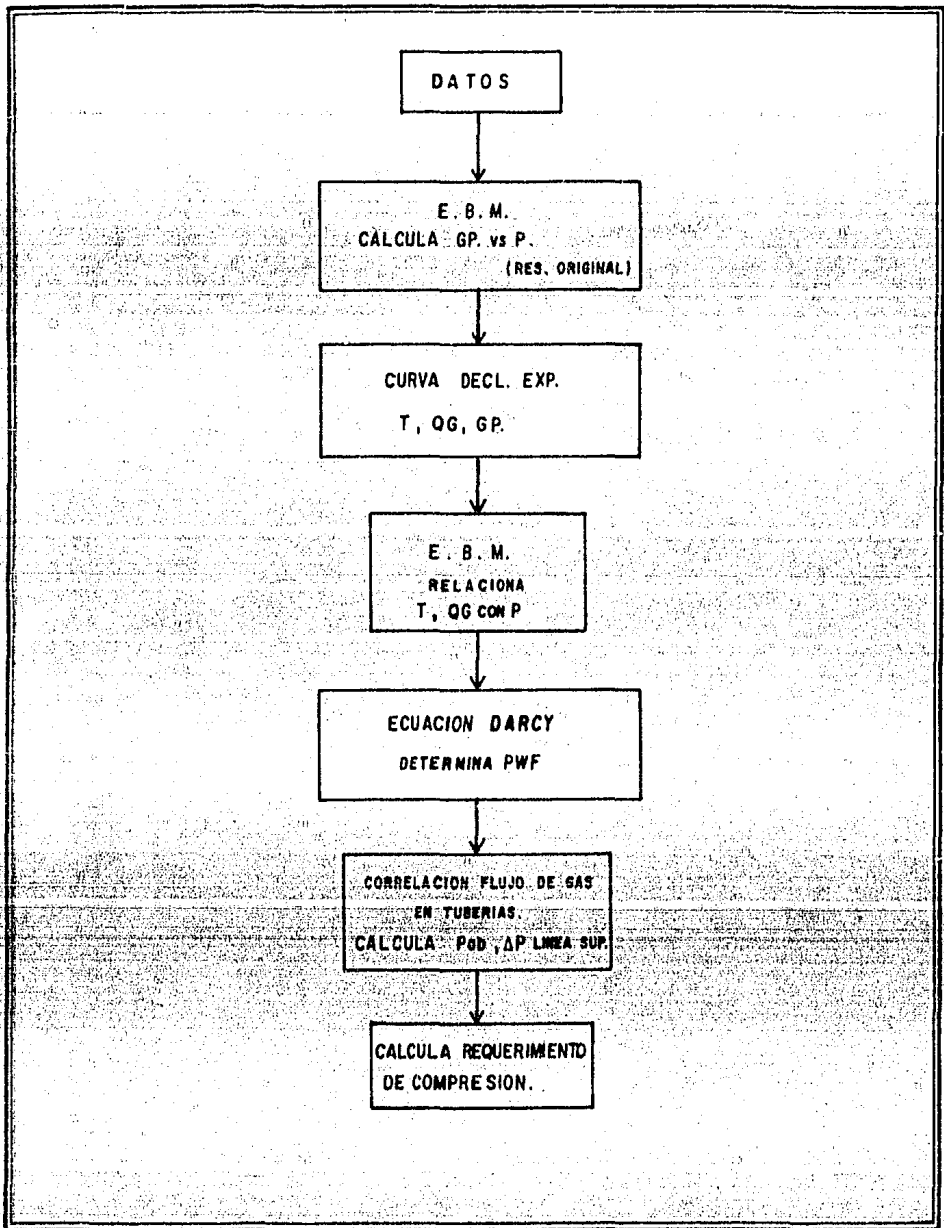


DIAGRAMA DE BLOQUES

FIG. II - 10

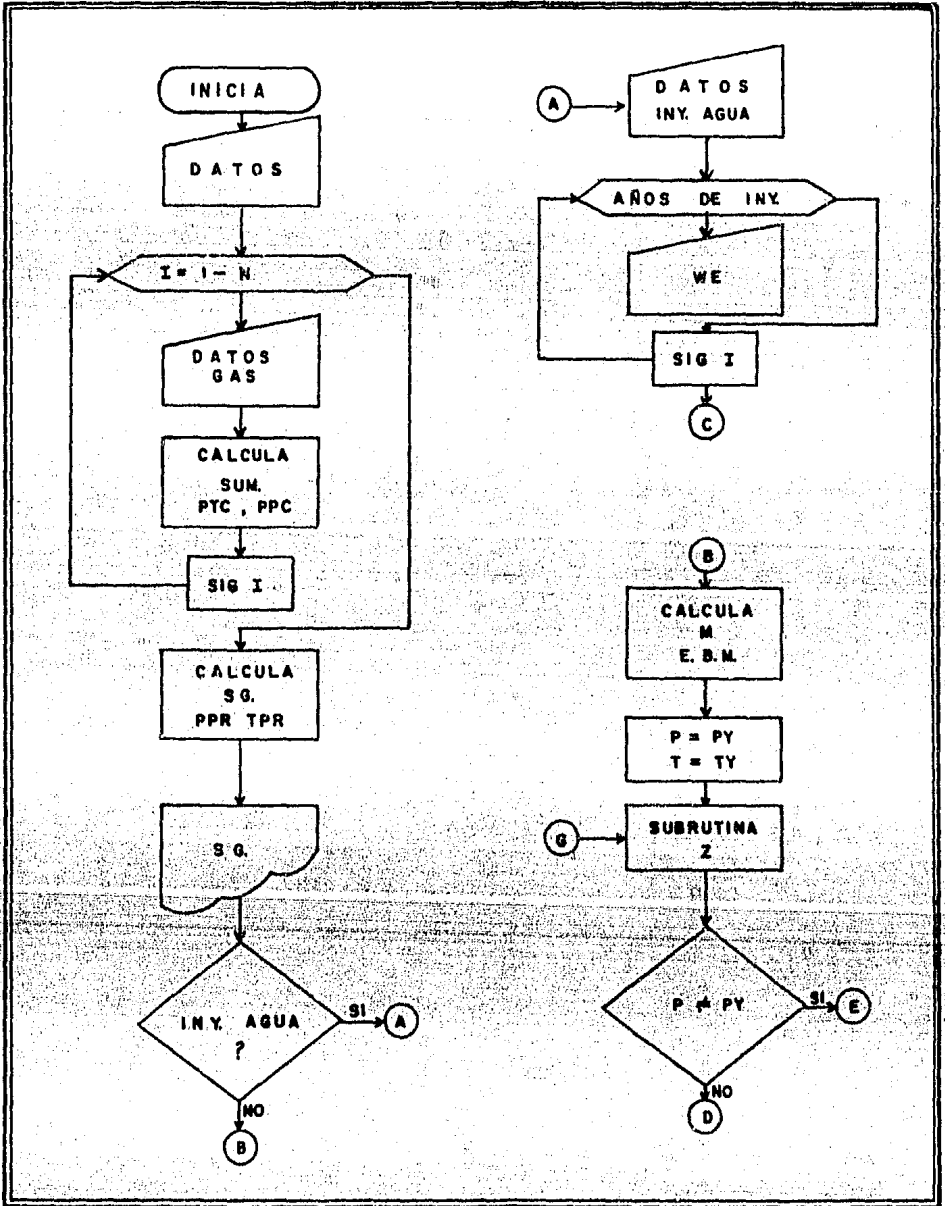


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT.)

FIG. II-10

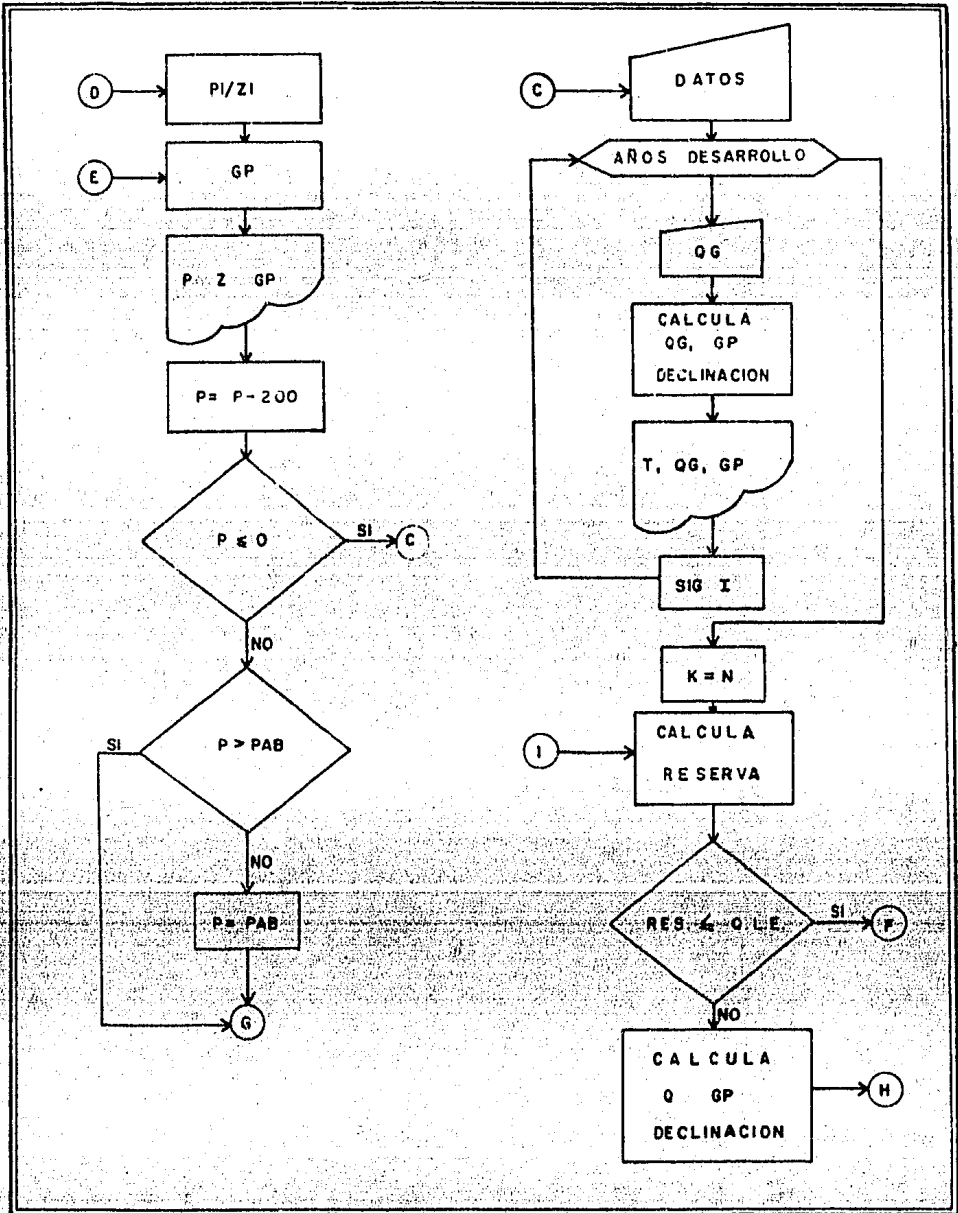


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT)

FIG. II-10

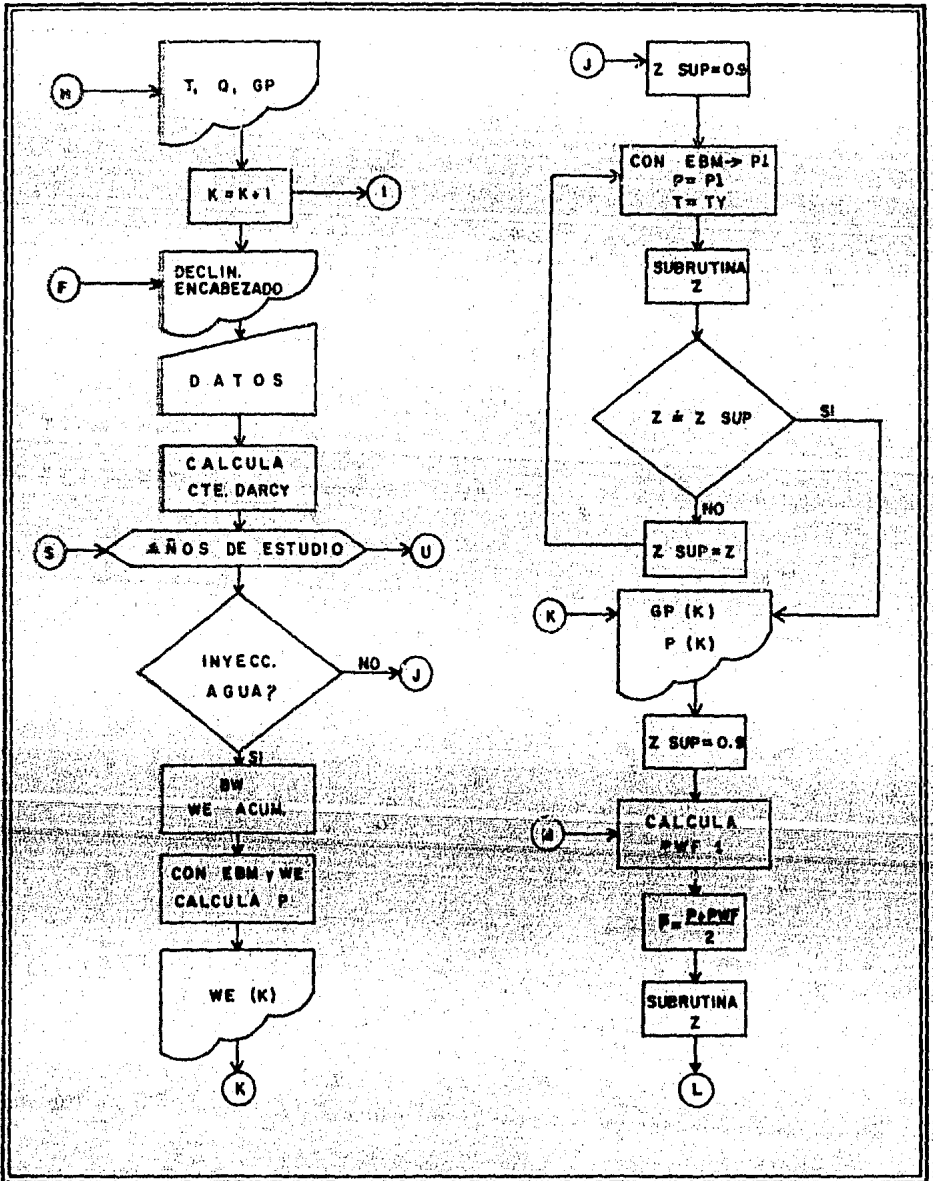


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT.)

FIG. XI-10

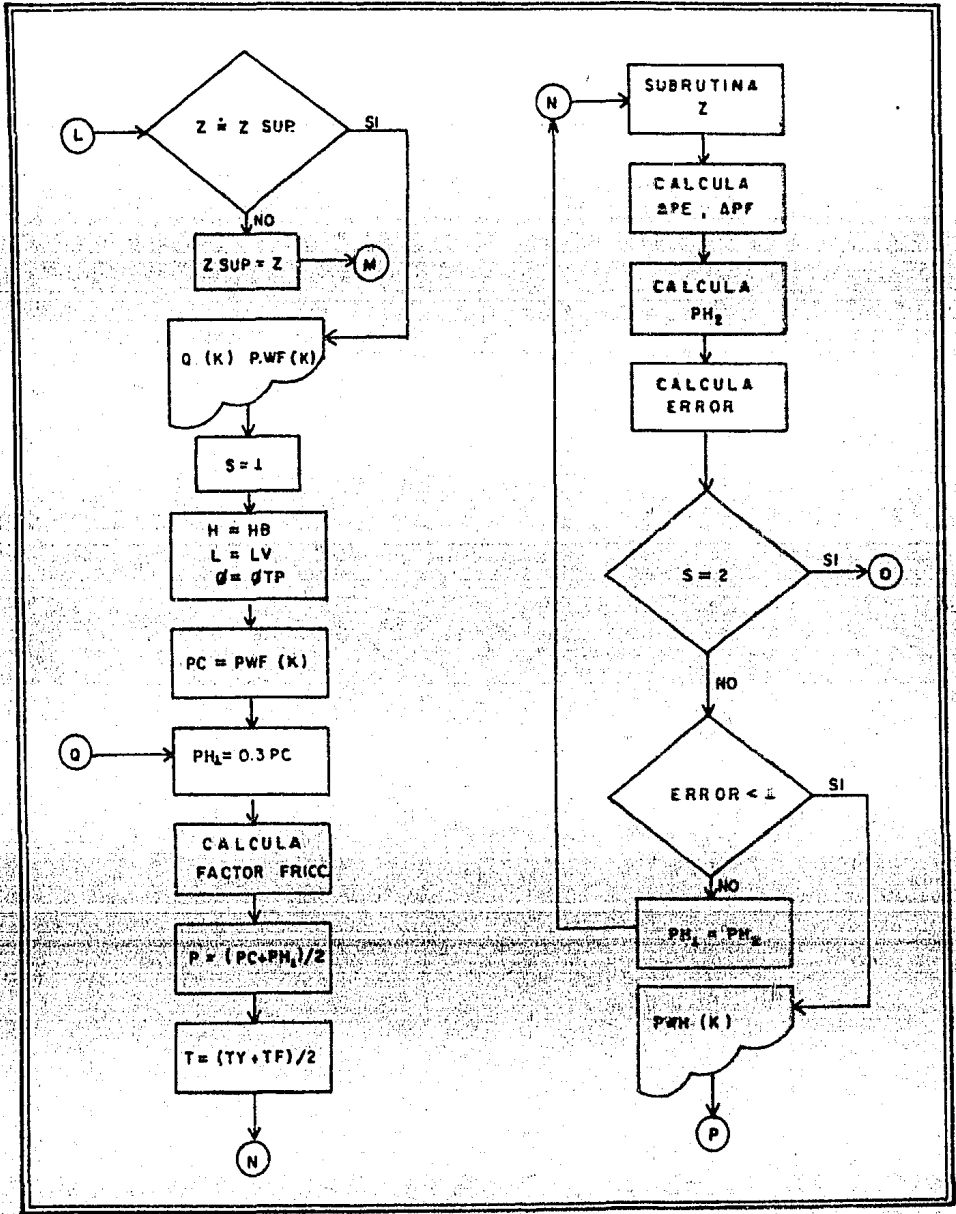


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT.)

FIG.II-10

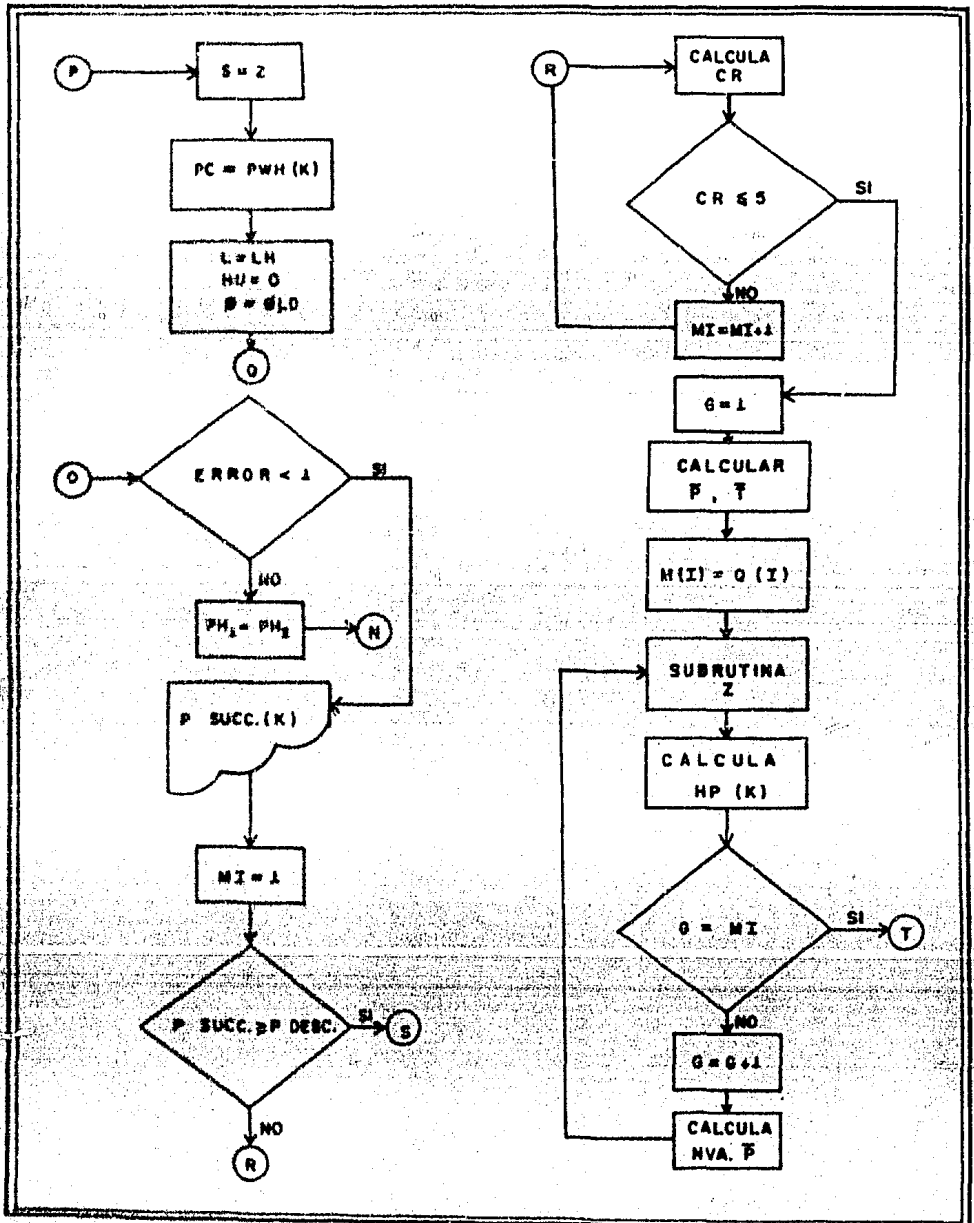


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT.)

FIG. II-10

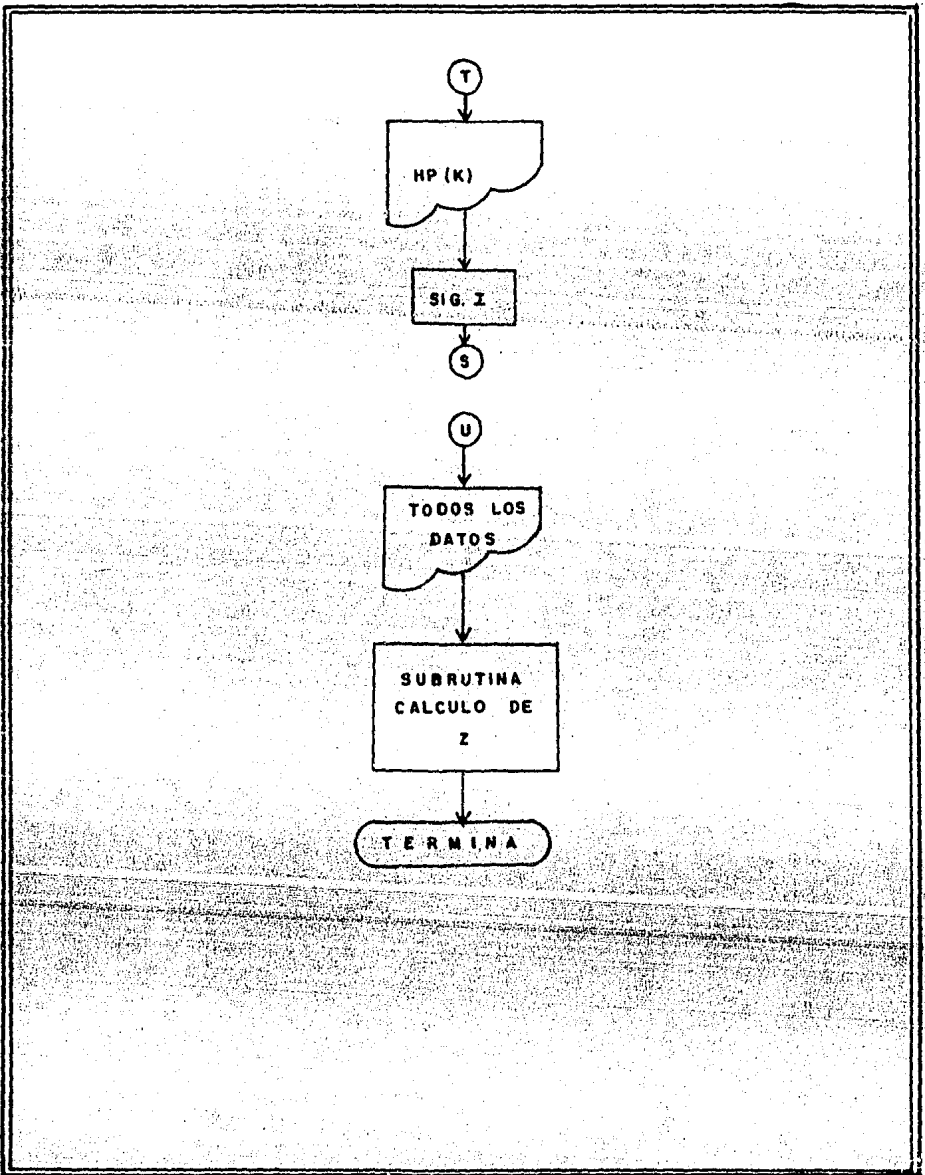


DIAGRAMA DE FLUJO (CONT.)

FIG. II-10

PROGRAMA DE COMPUTO TECNICO

```

1 OPEN 5,4
2 CNDS
3 LIST
10 INPUT "CORRIDA #";XY
11 PRINT#5, TAB(3) "CORRIDA NUMERO (";XY;")"
12 INPUT "% DE VACIADO";VP
13 PRINT#5,
14 PRINT#5, "PORCIENTO DE VACIADO";VP;"%"
15 PRINT#5,
110 INPUT "P Y T @ CS";PA,TA
120 INPUT "P Y T @ CY";PY,TY
130 INPUT "VOL. HCS. (M3) Y P AB";VI,AB
135 AB=AB*14.22
140 INPUT "# COMP. GAS";N
150 DIM X(N),WM(N),TC(N),PC(N)
160 INPUT "CO2 Y H2S";A,B
170 FOR I=1 TO N
180 READ X(I),WM(I)
190 READ TC(I), PC(I)
200 DATA .91285,16.043,343.37,667.8
201 DATA .03775,30.07,550.09,707.8
202 DATA .01480,44.097,666.01,616.3
203 DATA .0065,58.124,734.98,529.1
204 DATA .00645,58.124,765.65,550.7
205 DATA .00455,72.151,829.1,490.4
206 DATA .0043,72.151,845.7,488.6
207 DATA .0047,66.178,913.7,436.9
208 DATA .0081,100.205,972.8,396.8
210 SM(I)=X(I)*WM(I)
215 WG=WG+SM(I)
220 SP(I)=X(I)*PC(I)
225 PT=PT+SP(I)
230 ST(I)=X(I)*TC(I)
240 ZT=ZT+ST(I)
250 NEXT I
260 CA=120*((A+B)↑.9-(A+B)↑1.6)
264 AC=15*(SQ(B)-B)
268 CA=CA+AC
270 TP=ZT-CA
272 PP=(TP*PT)/(ZT+B*(1-B)*CA)
274 SG=WG/28.966
276 PRINT#5, "SG=";SQ
280 INPUT "INY. DE AGUA";A$
282 IF A$="SI" THEN 300
296 PRINT#5, "*****"
299 PRINT#5, "P (KG/CM2) - Z GP(MMMPCS)"
300 PA=PA*14.22
301 PRINT#5,
305 PY=PY*14.22
310 M=TA*VI/PA/TY
320 P=PY
330 T=TY
340 GOSUB 5000
350 IF P<PY THEN 370
360 OB=P/2
365 IF A$="SI" THEN 450
370 GP=M*(OB-P/2)
372 GP=GP/1E9
380 P=P/14.22
382 PRINT#5, USING "###.##";P;
384 PRINT#5, TAB(5);
386 PRINT#5, USING "#.####";Z;
388 PRINT#5, TAB(10);
390 PRINT#5, USING "####.###";GP
394 GP=GP*1E9
395 P=P*14.22
396 IF P=AB THEN 445
400 P=P-200
410 IF P=AB THEN 445
420 IF P>AB THEN 340
430 P=AB

```

```

440 GOTO 340
445 PRINT#5,
450 DIM Q(40),V(40),Q(40),WE(40),HP(40)
461 PRINT#5, "CALCULO DE GASTOS POR DECLINACION (ANUAL)" ;PRINT#5,
462 IF A$="NO" THEN 479
463 INPUT "P. MAN. (KG/CM2)";PM
464 INPUT "AÑOS DE INICIO Y FINAL DE LA INYECCION";J1,J2
465 PRINT#5, "INYECCION DE AGUA DEL AÑO";J1,"AL AÑO";J2;PRINT#5,
466 FOR I=J1 TO J2
469 INPUT "WE (EL/DIA)";WE(I)
470 WE(I)=WE(I)*2049.475
472 NEXT I
479 INPUT "# AÑOS GASTOS CONOC.";N
480 INPUT "R. DR. Q. LE."/R,B0
487 PM=PM#14.22
490 PRINT#5, "T(AÑOS) Q(MMPCS,AÑO) Q(MMPCSD) GP(MMPCS)"
491 PRINT#5,
510 FOR I=1 TO N
512 INPUT "GASTO";Q(I)
514 V(I)=Q(I)/365
516 S=S+Q(I)
518 Q(I)=S
520 Q(I)=Q(I)/1E9
521 V(I)=V(I)/1E6
522 GP(I)=GP(I)/1E9
524 PRINT#5, USING "###";I;
525 PRINT#5, TAB(9);
526 PRINT#5, USING "###.###";Q(I);
527 PRINT#5, TAB(15);
528 PRINT#5, USING "###.###";V(I);
529 PRINT#5, TAB(10);
530 PRINT#5, USING "###.###";GP(I)
534 Q(I)=Q(I)*1E9
535 V(I)=V(I)*1E6
536 GP(I)=GP(I)*1E9
538 NEXT I
560 K=N
570 R=R-GP(K)
580 IF Q(K)<B0 THEN 545
590 D=1/(R/(Q(K)-B0)+1)
600 Q(K+1)=Q(K)*D
605 V(K+1)=V(K+1)/365
610 GP(K+1)=GP(K)+Q(K+1)
611 Q(K+1)=Q(K+1)/1E9
612 V(K+1)=V(K+1)/1E6
613 GP(K+1)=GP(K+1)/1E9
615 T=K+1
616 PRINT#5, USING "###";T;
617 PRINT#5, TAB(9);
618 PRINT#5, USING "###.###";Q(K+1);
619 PRINT#5, TAB(15);
620 PRINT#5, USING "###.###";V(K+1);
621 PRINT#5, TAB(10);
622 PRINT#5, USING "###.###";GP(K+1)
623 Q(K+1)=Q(K+1)*1E9
624 V(K+1)=V(K+1)*1E6
625 GP(K+1)=GP(K+1)*1E9
630 K=K+1
640 GOTO 570
645 PRINT#5,
650 PRINT#5, "DECLINACION=";D
655 PRINT#5, "*****"
656 DIM P(K),PW(K),HP(K),AR(K),M(K)
657 PRINT#5,
658 INPUT "KH, VIS., RW, RE";KH,MU,RW,RE
659 IF A$="NO" THEN 664
660 PRINT#5, " T WE Q P Q PWF PWH PC
P"
661 PRINT#5, "A&O NBLD MMNPCS KG/CM2 MMNPCS KG/CM2 KG/CM2 KG.
P"
662 PRINT#5, " ANUAL"
663 GO TO 668
664 PRINT#5, " T GP P Q PWF PWH PSC
P"

```

```

665 PRINT#5, "A&O MMMPCS KG/CM2 MNMPCS KG/CM2 KG/CM2 KG/CM2 HF
666 PRINT#5, "
668 PRINT#5,
670 INPUT "NUMERO DE POCOS PRODUC" : NP
680 INPUT "TF, H, PUG" : TF, H, PUG
685 INPUT "LONG. VEPT. Y DOP." : LV, LH
686 INPUT "K, TL, POC" : K, TL, POC
687 INPUT "DIA. T.P. Y L.O." : DP, DL
690 C2=24.20789*H*(LV+TY)
691 C3=LOG(100*RE/RW)
692 C2=C2/C3
693 FOR I=1 TO K
694 IF AF="NO" THEN 726
695 IF I<J1 THEN 714
696 TW=TY-460
697 BW=1+1.2*10*(K-4)**(TW-60)+1*10*(K-6)**(TW-60)*2-3.33*10*(K-6)*PM
699 IF I=0 THEN 702
700 WP(I)=WP(I-1)+WE(I)*BW
701 GOTO 704
702 WP(I)=WE(I)*BW
704 ZS=0.9
705 PRINT TW, BW, P(I)
706 P(I)=ZS*(OB*VI/TY-OP(I)*PA/TA)*TY/(VI-WP(I))
707 P=P(I)
708 PRINT P
709 T=TY
710 GOSUB 5000
711 IF ABS(Z-ZS)<=.0001 THEN 714
712 ZS=Z
713 GOTO 706
714 PRINT#5, USING "##"; I;
715 PRINT#5, TAB(3);
716 WE(I)=WE(I)/2049.475/1000
717 PRINT#5, USING "###"; WE(I);
718 IF I<J1 THEN 726
725 GOTO 752
726 ZS=0.9
729 P(I)=ZS*(OB-OP(I)/M)
729 P=P(I)
730 T=TY
735 GOSUB 5000
740 IF ABS(Z-ZS)<=.0001 THEN 752
745 ZS=Z
750 GOTO 728
752 P(I)=P(I)/14.22
753 IF AF="SI" THEN 756
754 PRINT#5, USING "##"; I;
756 PRINT#5, TAB(3);
757 OP(I)=OP(I)/1E9
758 PRINT#5, USING "####.###"; OP(I);
759 GP(I)=GP(I)*1E9
760 PRINT#5, TAB(3);
761 PRINT#5, USING "###.#"; P(I);
770 PRINT "GP"; GP; "P="; P(I)
797 P(I)=P(I)*14.22
798 Q(I)=Q(I)/35.31
800 ZS=.9
802 UI=P(I)*12-(Q(I)/NP*ZS/C2)
804 IF UI<0 THEN 1290
810 PW(I)=SQR(UI)
820 P=(P(I)+PW(I))/2
830 GOSUB 5000
840 IF ABS(Z-ZS)<=.0001 THEN 865
850 ZS=Z
860 GOTO 802
865 Q(I)=Q(I)*35.31/1E9
866 PRINT#5, TAB(3);
867 PRINT#5, USING "###.###"; Q(I);
868 Q(I)=Q(I)*1E9
869 PW(I)=PW(I)/14.22
870 PRINT#5, TAB(3);
871 PRINT#5, USING "###.#"; PW(I);
872 PRINT "Q(I)"; Q(I); "PW"; PW(I)
873 Scl

```

```

874 HU=HB
875 L=LV
877 DI=DP
878 FW(I)=FW(I)*14.22
885 PC=PW(I)
890 PH=.3*PC
891 VS=RU/(3.715*DI)
893 FF=(-2*(LOG(VS),LOG(10)))^(N-2)
910 P=(PC+PH)/2
920 T=(TY+TF)/2
930 GOSUB 5000
940 AZ=FF*SG*(W(I)/HP)12*2*L*T
946 AZ=AZ/(7529536*DI15)
950 AY=.03756*P12+SG*HU*(C*T)
952 U2=PC12-(AZ+AY)
954 IF U2<0 THEN 1290
960 HP(I)=SQR(U2)
970 EK=(HP(I)-PH)/HP(I)*100
975 IF S=2 THEN 986
980 IF ABS(EK)<=1 THEN 1010
985 GOTO 990
986 IF ABS(EK)<=1 THEN 1045
990 FH=HP(I)
1000 GOTO 910
1010 HP(I)=HP(I)/14.22
1011 PRINT#5, TAB(3);
1012 PRINT#5, USING "###.#";HP(I);
1013 PRINT "FWH";HP(I)
1016 HP(I)=HP(I)*14.22
1020 S=2
1025 PC=HP(I)
1030 L=LH
1035 HU=0
1036 DI=DL
1040 GOTO 890
1045 HP(I)=HP(I)/14.22
1046 PRINT#5, TAB(3);
1047 PRINT#5, USING "###.#";HP(I);
1050 PRINT "PSC";HP(I)
1060 HP(I)=HP(I)*14.22
1070 MI=1
1080 IF HP(I)>=PD THEN 1270
1090 CR=(PD/HP(I))^(1/MI)
1100 IF CR<=5 THEN 1130
1110 MI=MI+1
1120 GOTO 1090
1130 G=1
1140 T=(TF+TL)/2
1150 P=(HP(I)+HP(I)*CR)/2
1152 M(I)=V(I)/1000000
1170 GOSUB 5000
1212 S1=.0356*T*M(I)*(KJ/(KJ-1))*Z
1213 S2=(KJ-1)/KJ
1214 S3=S1*((CR)^S2-1)
1215 AR(I)=AR(I)+S3
1219 SA=SA+AR(I)
1220 IF G=MI THEN 1262
1230 G=G+1
1240 P=(HP(I)*CR+PD)/2
1250 GOTO 1170
1262 PRINT#5, TAB(3);
1263 PRINT#5, USING "####";AR(I)
1264 PRINT "AR(I)";AR(I)
1265 GOTO 1280
1270 PRINT#5, TAB(3);
1275 PRINT#5, USING "####";AR(I)
1276 PRINT "AD";AR(I)
1280 NEXT I
1281 PRINT#5,
1286 PRINT#5, "HP TOT.=";SA
1297 PRINT#5,
1298 GOTO 1291
1299 PRINT#5, TAB(3) "***** DATOS *****"

```



```

1230 PRINT#5, "LA PRESION NO ES SUFICIENTE"
1231 PRINT#5, "P. ATM.=";PA;"LB./PG2";"T. ATM.=";TA;"GRAD. RANK."
1232 PRINT#5, "P. VAC.=";PV;"LB./PG2";"T. VAC.=";TV;"GRAD. RANK."
1233 PRINT#5, "VOL. ORIG.=";VI;"PIE3 AC. V.";"P. AB.=";AB;"LB./PG2"
1234 PRINT#5, "RES. ORIG.=";A;"PIE3 AC. S.";"O.L.E.=";B;"PIE3 AB.0"
1235 PRINT#5, "KH=";KH;"ND-M" ;"VISC.=";MU;"CP" ;"RW=";RW;"CM" ;"RE=";RE;"M"
1236 PRINT#5, "# PQ203=";IP;"T. FLUJO=";TF;"GRAD. RANK."
1237 PRINT#5, "PROF. INT. MEDIO PROD.=";HS;"PIE"
1238 PRINT#5, "LOH. VERT.=";LV;"MILL" ;"LOH. HOR.=";LH;"MILL."
1239 PRINT#5, "K (CP CV)=";KJ;"T. L. SUP.=";TL;"GRAD. RANK."
1300 PRINT#5, "P. DESCARGA DE COMPRESORAS";PD;"LB./PG2"
1301 PRINT#5, "DIA. T.P=";DP;"POS" ;"DIA. L.O.=";DL;"FGS"
1302 PRINT#5, "RUGOSIDAD DE TUBERIAS";RU
1303 END
1304 CLOSE 5
5000 REM SUBROUTINA
5010 TK=TP*T
5020 PR=P*PP
5030 Y=0.001
5040 Z1=-.06125*PR*TK*EXP(-1.2*(1-TK)^2)
5050 Z2=(Y+Y^2+Y^3-Y^4)/(1-Y)^3
5060 Z3=(1+.76*TK-9.76*TK^2+4.58*TK^3)
5070 Z4=(90.7*TK-242.2*TK^2+42.4*TK^3)
5075 C1=Y^2*(2.18+2.82*TK)
5080 F=Z1+Z2-Z3+Y^2+Z4*C1
5090 Z5=(1+4*Y+4*Y^2-4*Y^3+Y^4)/(1-Y)^4
5100 Z6=(29.52*TK-19.52*TK^2+9.19*TK^3)
5110 Z7=(2.18+2.82*TK)*Z4
5120 Z8=Y*(1.18+2.82*TK)
5130 DF=Z5-Z6*Y+Z7*Z8
5140 X=Y-F/DF
5160 IF ABS(X-Y)<=0.00001 THEN 5190
5170 Y=X
5180 GOTO 5040
5190 Z=(.06125*PR*TK*EXP(-1.2*(1-TK)^2))
5200 Z=Z/Y
5220 RETURN

```

II.9 Resultados.

En las tablas 1, 2 y 3, se presentan los resultados obtenidos para el yacimiento, considerando que se explota por agotamiento natural.

La tabla 1, muestra la relación de la presión y la producción de gas acumulativa, dicha relación es el resultado de aplicar la E.B.M. para yacimientos de gas volumétricos. La tabla 2, relaciona al tiempo en años, con el gasto en MMPCS anual y MMPCSD así como a la producción acumulativa, - estos resultados proporcionan el régimen de explotación del yacimiento durante sus 32 años de vida productiva.

La declinación natural de la presión del yacimiento, las caídas de presión que ocurren en el aparejo de producción y en las líneas superficiales hasta la estación de compresoras, así como los requerimientos de compresión anuales, se encuentran tabulados en la tabla 3.

Los resultados también aparecen en la gráfica II.6.

Estos resultados son el marco de referencia que se emplea para evaluar, la factibilidad de aplicar el método de recuperación secundaria propuesto. Serán sujetos a un análisis económico, esto por ser importante es causa de un capítulo posterior.

P (Kg/Cm2) GP (MMPCS)

317.90	0.000
303.84	34.466
289.77	70.523
275.71	108.248
261.64	147.691
247.58	188.837
233.51	231.882
219.45	276.633
205.38	323.100
191.32	371.187
177.25	420.753
163.19	471.606
149.12	523.514
135.06	576.205
120.99	629.363
106.93	682.785
92.86	736.060
78.80	788.927
64.74	841.151
50.67	892.529
36.61	942.390
22.55	948.569

PRODUCCION ACUMULATIVA vs PRESION

A&O	MMPCS/A&O	MMFGSD	GP (MMPCS)
1	91.250	250.000	91.250
2	91.250	250.000	182.500
3	91.250	250.000	273.750
4	91.250	250.000	365.000
5	79.125	216.781	444.125
6	68.611	187.976	512.736
7	59.494	162.398	572.231
8	51.589	141.340	623.820
9	44.734	122.559	668.554
10	38.790	106.274	707.146
11	33.636	92.153	740.979
12	29.166	79.908	770.146
13	25.291	69.290	795.436
14	21.930	60.083	817.367
15	19.016	52.099	836.383
16	16.489	45.177	852.872
17	14.238	39.174	867.171
18	12.398	33.968	879.569
19	10.751	29.455	890.320
20	9.322	25.541	899.643
21	8.084	22.147	907.726
22	7.010	19.204	914.736
23	6.078	16.653	920.814
24	5.271	14.440	926.085
25	4.570	12.521	930.655
26	3.963	10.857	934.618
27	3.436	9.415	938.054
28	2.980	8.164	941.034
29	2.584	7.079	943.618
30	2.240	6.138	945.858
31	1.943	5.323	947.801

RITMO DE PRODUCCION

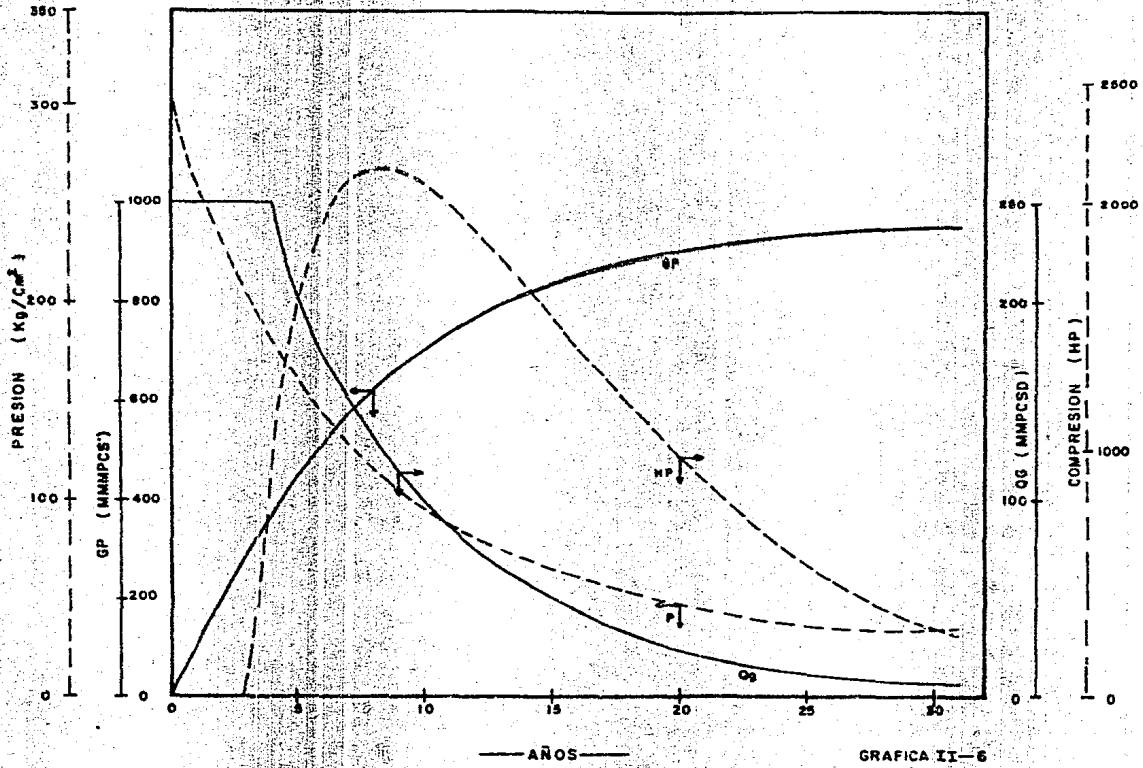
DECLINACION = .13288 ANUAL

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

T	GP	P	Q	PWF	PWH	PSC	HP
ANO	MM/PCS	KG/CM2	MM/PCS ANUAL	KG/CM2	KG/CM2	KG/CM2	HP
1	21.250	261.3	91.250	274.8	190.0	188.5	0
2	182.500	249.7	91.250	241.8	155.7	155.0	0
3	275.750	220.0	91.250	211.5	121.1	119.3	0
4	365.000	198.1	91.250	188.1	82.6	76.8	421
5	444.125	170.7	78.125	160.9	74.4	70.8	1235
6	512.736	152.0	68.611	142.4	69.8	65.4	1761
7	572.231	136.1	59.494	126.7	63.5	61.1	2012
8	623.320	122.5	51.589	113.3	59.5	57.6	2122
9	665.554	110.7	44.734	101.9	56.1	54.6	2142
10	707.344	100.2	48.790	92.0	53.1	51.9	2109
11	750.979	91.6	35.236	83.4	50.2	49.4	2040
12	790.146	83.8	29.166	76.1	48.0	47.2	1947
13	755.436	77.1	25.291	69.7	45.7	45.1	1938
14	717.367	71.2	21.930	64.3	43.7	43.2	1720
15	656.383	60.0	19.316	59.5	41.9	41.5	1597
16	622.872	61.5	16.489	55.2	40.2	39.9	1472
17	567.171	57.6	14.298	52.0	38.7	38.5	1349
18	579.269	54.2	12.398	49.0	37.4	37.2	1229
19	530.320	51.3	10.751	46.5	36.2	36.0	1114
20	599.643	48.7	9.322	44.3	35.1	35.0	1005
21	507.726	46.5	8.084	42.5	34.1	34.0	900
22	514.736	44.2	7.010	40.9	33.0	32.2	808
23	520.814	42.8	6.078	39.6	32.5	32.5	721
24	526.082	41.3	5.271	38.4	31.6	31.3	641
25	530.633	40.0	4.520	37.5	31.2	31.2	568
26	534.616	38.2	3.963	36.6	30.7	30.7	502
27	538.024	36.0	3.436	35.9	30.2	30.2	440
28	541.034	37.1	2.960	35.3	29.8	29.8	390
29	543.618	36.4	2.784	34.8	29.5	29.5	343
30	545.828	35.8	2.240	34.4	29.2	29.2	301
31	547.801	35.2	1.943	34.0	28.9	28.9	264

COMPORTAMIENTO PRIMARIO

- 70 -



GRAFICA II-6

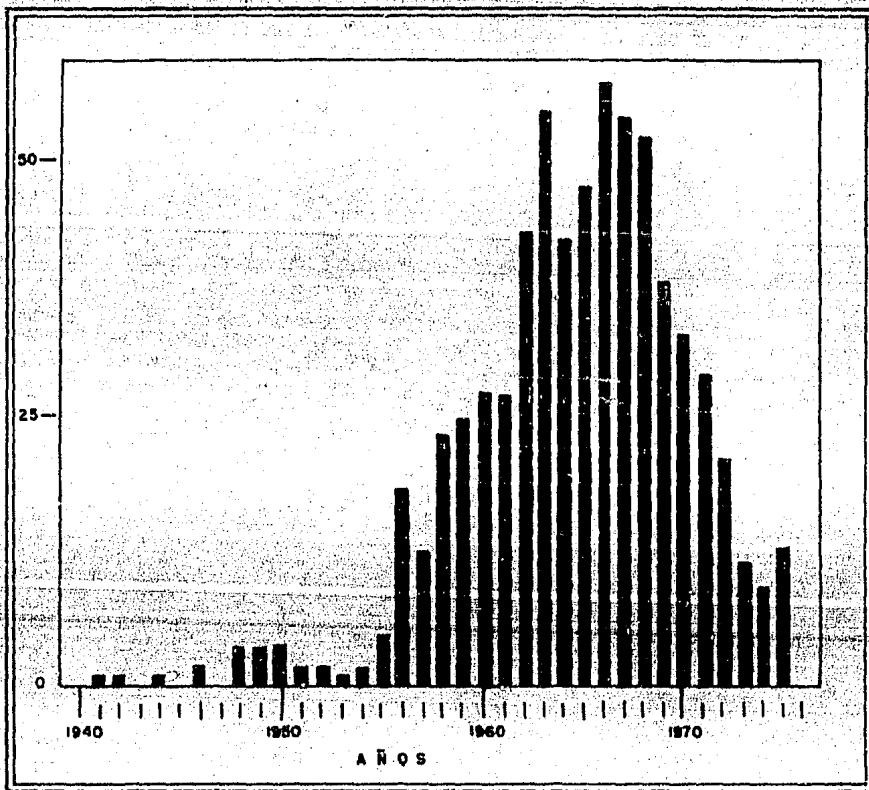
C A P I T U L O I I I

III. RECUPERACION POR MANTENIMIENTO DE PRESION POR INYECCION DE AGUA.

La inundación con agua a los yacimientos es el método de recuperación secundaria que más se ha empleado, el desplazamiento con agua tiene ventajas sobre otros métodos de recuperación secundaria, el agua es relativamente barata y fácil de obtenerse e inyectarse.

Este método ganó gran popularidad en los años cincuentas cuando su aplicación en el campo se incrementó rápidamente. La figura III.1 muestra el número de proyectos iniciados desde 1940 por la Compañía Atlantic Richfield.¹³ Posterior a un máximo en los sesentas su aplicación ha venido declinando.

El método se aplica comúnmente a yacimientos de aceite, a los yacimientos de gas así como a los de gas y condensado, hasta hace poco tiempo se les consideraba no apropiados para ser sometidos al desplazamiento con agua. La razón principal son las altas saturaciones de gas residual que queda atrapado en el espacio poroso invadido, las cuales resultan ser del mismo orden de magnitud que la correspondiente a los yacimientos de aceite. Además, el gas permanece atrapado a grandes presiones, por lo que la masa atrapada es bastante, también, al surgir el agua en los pozos productores se reduce notablemente la productividad de los pozos, así como la recuperación.



FRECUENCIA DE PROYECTOS DE INYECC. DE AGUA
 REPORTE DE LA COMPAÑIA ATLANTIC RICHFIELD .

FIG.III-1

III.1 Recuperación Secundaria.

Los estudios sobre la recuperación de yacimientos de gas bajo empuje hidráulico, realizados por Geffen¹⁴ en 1952, arrojaron que la saturación residual de gas en areniscas sometidas a inyección de agua, varía en un rango del 17 al 50% del espacio poroso, siendo del mismo orden que la saturación residual de aceite dejada en la zona invadida por agua en el mismo tipo de roca. Para calizas la saturación residual de gas resultó de 50 %.

Las pruebas se efectuaron a un rango de presiones desde la atmosférica hasta 5 000 lb/pg² abs., y para la temperatura de 80 a 250 °F. De los resultados obtenidos concluyó que la saturación residual de gas, es prácticamente la misma a distintas presiones, lo mismo ocurrió al variar la temperatura.

Los experimentos hechos por G.L. Chierici en 1963¹⁵, sobre la recuperación de gas por desplazamiento con agua, mostraron que la saturación residual de gas es:

Areniscas inconsolidadas	18 - 26 %
Areniscas	18 - 31 %
Calizas bioclásticas	10 - 22 %

Encontrando también que definitivamente la presión y la temperatura no afectan al valor de la saturación residual de gas.

Estos estudios y los más recientes efectuados por G. - Matther y J. I. Lutes¹⁶, concluyen que es impráctico el desplazar con agua a los yacimientos de gas, dado que la recupera-

ción se reduce notablemente. Por tal situación, para yacimientos de gas con entrada natural de agua, se propuso el acelerar la explotación imponiendo altos gastos en los pozos productores, a fin de extraer al gas antes de que el agua a su ritmo natural de entrada lo inunde.

Todo proyecto de recuperación secundaria o mejorada tiene como objetivo incrementar la recuperación del yacimiento. Los yacimientos de gas, al ser explotados por agotamiento natural presentan un alto factor de recuperación, para el yacimiento en estudio es de 90 %, quedando poco margen para incrementarlo; pero el trabajo de un ingeniero es investigar cómo incrementar las recuperaciones, y el ideal para los tiempos actuales y futuros es no dejar hidrocarburos en el subsuelo, por tal motivo, es su deber y obligación estudiar todo intento para lograr tal objetivo.

En los proyectos de inyección de agua es una meta el - sustituir un producto renovable por uno no renovable, aprovechando la energía potencial que proporciona la columna de - agua en los pozos inyectoras, para reducir las necesidades - de bombeo y en el caso en estudio mantener la presión del yacimiento, para sustituir en gran medida a la energía que se requiere para comprimir en la superficie al gas producido.

III.2 Mecanismo de Desplazamiento.

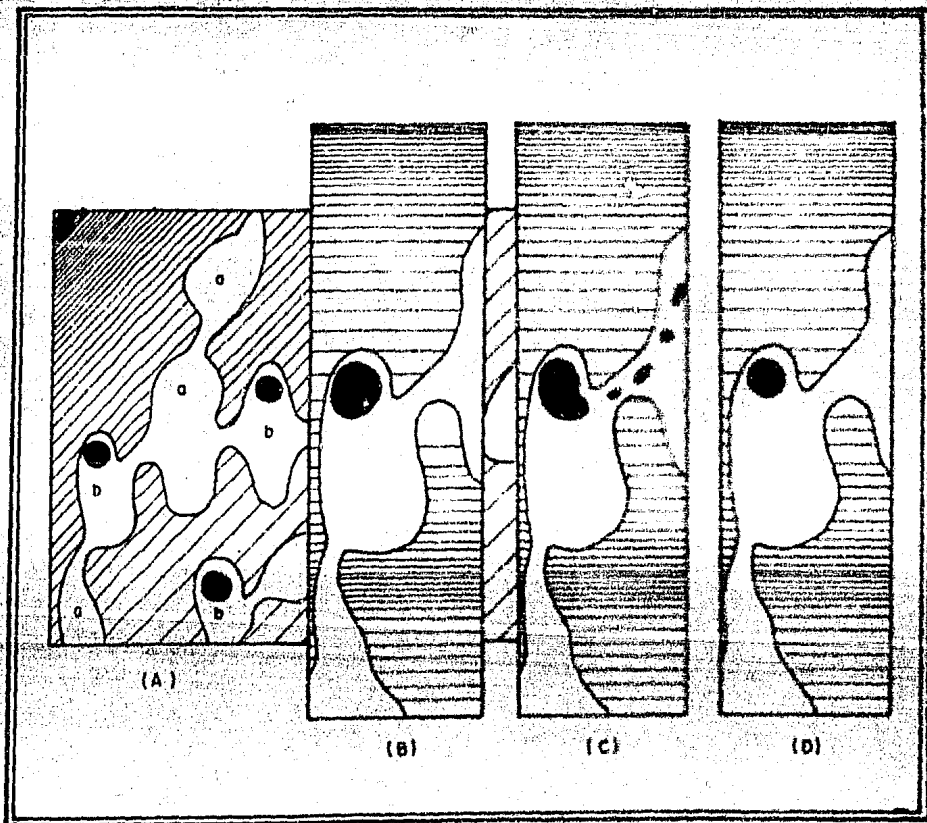
El inundar parcialmente a un yacimiento de gas para mantener su presión, dejando un casquete de gas de suficiente espesor para evitar la conificación de agua y posteriormente producir al yacimiento por agotamiento natural, permite incrementar la recuperación del yacimiento.

Dado que el gas no moja a la roca, se ha demostrado que un volumen de gas a alta presión queda atrapado en el yacimiento, figura III.2A. Existen poros comunicados (a), por donde el gas escapa libremente, pero también existe gas que queda atrapado en poros ciegos o domos en miniatura (b). Este mecanismo explica los experimentos de Geffen y Chierici.

Cuando la presión del yacimiento decrece, las burbujas de gas atrapado incrementan su tamaño, figura III.2B, el exceso de gas que se forma, con respecto a la saturación residual, comienza a fluir, figura III.2C, dejando gas en el poro con el mismo volumen que antes, pero a baja presión, figura III.2D.

Este mecanismo se visualiza fácilmente con las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-agua¹⁷, figura III.3, al incrementarse la saturación de gas, lo cual causa la expulsión del agua del poro, se genera una efectiva permeabilidad relativa al gas que le permite moverse, al salir el gas el agua vuelve a ocupar el mismo volumen en el poro que al inicio del proceso.

Para fines de estudio, se emplearon dos valores de saturación residual de gas, para el caso más óptimo se considera del 17 % y para la situación más adversa el 50 %, dentro



SATURACION DE GAS (A) Y MECANISMO DE EXPULSION (B), (C) Y (D)

FIG. III-2

**PERMEABILIDADES RELATIVAS A PARTIR
DE DATOS DE PRESION CAPILAR
SISTEMA GAS-AGUA
POZO MUSPAC No.1**

[-4-H-]

$\phi = 18.7\%$

$K_L = 5.39 \text{ mD}$

- DATOS OBSERVADOS PARA EL AGUA
- o DATOS OBSERVADOS PARA EL GAS

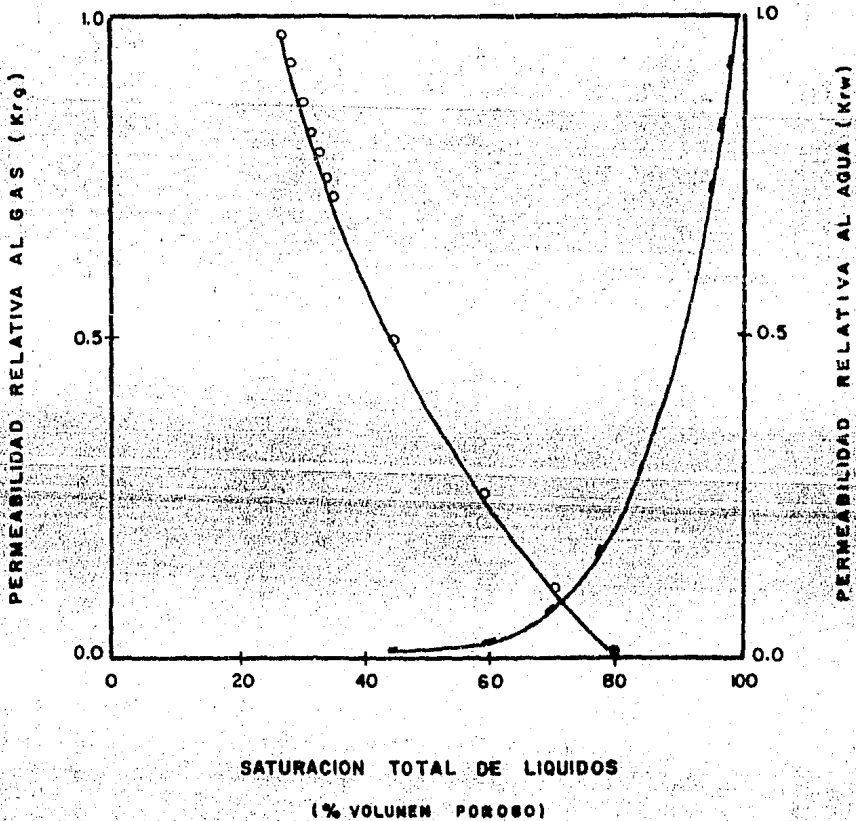


FIG. III-3

de este rango quedará localizado el valor que este parámetro puede presentar; la base de tal consideración son los resultados reportados por Geffen y Chierici.

Eficiencia volumétrica de barrido, se empleó un factor de eficiencia de 80 %, que es un valor conservador, debido - al desplazamiento en dirección vertical y la diferencia de - densidades entre el agua y el gas.

III.3 Características de los Yacimientos.

Para que un yacimiento sea candidato a ser sometido al proceso de inyección de agua, deberá poseer las siguientes características:

- a). Se deberá iniciar la inyección cuando la presión del yacimiento sea alta.
- b). Buena permeabilidad, la permeabilidad vertical deberá ser mayor que la horizontal, para asegurar un buen desplazamiento vertical y una buena transmisión de presión.
- c). No exista un acuífero activo, debido a que se debe tener un control de la entrada de agua.
- d). Una zona productora que permita dejar un casquete de gas, con un espesor lo suficientemente grande para evitar la conificación de agua.
- e). Buen relieve estructural que permita una buena localización de los intervalos inyectores, distanciada de los productores, para evitar la conificación, o gran extensión areal, para que no sea importante la digitación del agua debido a fenómenos capilares.
- f). Formaciones que no tengan un alto contenido de arcillas hidratables.

III.4 Aplicación del Método.

La técnica propuesta¹ para inyectar agua al yacimiento y mantener la presión, consiste en las siguientes etapas:

- a). Inyectar agua abajo del contacto gas-agua o en puntos convenientes en el fondo de la zona productora. Para el caso, la profundidad del intervalo medio inyector es de 3 100 mts., donde se localiza un acuífero asociado al yacimiento con un espesor de 140 mts.
- b). No barrer en su totalidad al yacimiento, la inyección se suspende para dejar un casquete de gas con un tamaño tal que no permita la posible conificación del agua. La ventaja de controlar el volumen de agua que entra al yacimiento y dejar un casquete recolector de gas sin invadir, es la clave del método.

Para el yacimiento en estudio, al invadir el 80 % de su volumen, resulta un casquete de gas con un espesor máximo de 270 mts. y promedio de 160 mts., suficientes para que no existan problemas de conificación de agua en los pozos productores.

- c). Durante la inyección de agua, los pozos productores se encuentran abiertos.
- d). Una vez que el desplazamiento ha sido terminado, se produce al yacimiento por agotamiento de presión. Cuando la presión declina, el gas atrapado en la zona invadida incrementa su volumen y fluye hacia el casquete de gas, de donde éste es producido.

III.5 E.B.M. para Yacimientos de Gas con Entrada de Agua.

La ecuación que rige el comportamiento del yacimiento sometido a inyección de agua, es la misma ecuación de balance de materia anterior, sólo que ahora interviene el término de la entrada de agua.

$$n_{prod} = n_{inic} + n_{rem} \text{ - - - - - } 1$$

El volumen remanente a un tiempo después de haber producido e inyectado:

$$V = V_i - W_e + W_p B_w \text{ - - - - - } 2$$

Donde:

- V = Volumen remanente a C.Y.
- V_i = Volumen inicial a C.Y.
- W_e = Volumen de la entrada de agua a C.Y.
- W_p = Volumen de agua producida a C.S.
- B_w = Factor de volumen del agua.

De la ecuación de los gases reales:

$$n = \frac{PV}{ZRT} \text{ - - - - - } 3$$

Aplicando la ecuación anterior a las distintas condiciones.

$$n_{prod} \quad n_p = \frac{P_{c.s.} G_p}{Z_{c.s.} T_{c.s.} R}$$

$$n_{inic} \quad n_i = \frac{P_i V_i}{Z_i T_y R}$$

n_{rem} sustituyendo a 2.

$$n_{rem} = \frac{P(V_i - W_e + W_p B_w)}{Z T_y R}$$

Sustituyendo en 1 y considerando $W_p = 0$

$$\frac{Pc.s. G_p}{Tc.s. R} = \frac{P_i V_i}{Z T_y R} - \frac{P (V_i - W_e)}{Z T_y R}$$

$$G_p = \frac{P_i V_i Tc.s.}{Z_i T_y Pc.s.} - \frac{P Tc.s. (V_i - W_e)}{Z T_y Pc.s.} \quad \dots \quad 4$$

Con la ecuación anterior se determinan las presiones a un tiempo cualesquiera, conociendo las producciones y el ritmo de inyección, por lo cual se introduce al programa de cómputo de tal forma que la variable a determinar es la presión, resolviéndose por ensaye y error en función del factor de desviación Z .

El programa realizado para el comportamiento primario se estructuró para ser empleado de igual manera para el estudio de recuperación secundaria.

III.6 Presión de Abandono.

La presión de abandono para el yacimiento se estableció en 35 Kg/cm^2 .

El yacimiento es invadido un 80 %, la profundidad a la cual queda el contacto gas-agua teórico, de acuerdo a la gráfica II.2 es de 2 522 mbNM.

El gas atrapado en la zona barrida queda a mayor presión, esta presión se calcula al plano medio del yacimiento, figura II.4. En la zona invadida quedan atrapados distintos volúmenes de gas, dependiendo de la S_{rg} que se presente durante el proceso, por lo cual se determina para los casos en estudio un gradiente de presión ponderado a los volúmenes de fluidos que se presenten.

El gradiente en la zona invadida será:

$$\text{Grad. zona invadida} = \text{Grad. agua} \times S_w + \text{Grad. gas} \times S_g \text{ - - - - } 5$$

La presión en el plano medio del casquete de gas (PMCG), es de 35 Kg/cm^2 , localizado a una profundidad de 2 425 mbNM.

La presión al contacto gas-agua ($P_{c/g-w}$)

$$P_{c/g-w} = P_{ab} + (PCGWF - PMCG) * \text{Grad. gas}$$

Donde: PMCG plano medio del casquete de gas (mbNM).

PCGWF plano del contacto gas-agua final (mbNM).

$P_{c/g-w}$ presión al contacto gas-agua (Kg/cm^2).

Pab. presión de abandono.
(Kg/cm²).

Llevando la presión al plano de referencia:

$$PAPR = P_c/g-w + (PR - PCGW) * Grad. zona invadida$$

Donde: PAPR presión al plano de referencia (Kg/cm²).

PR plano de referencia.
(mbNM).

Grad. zona invadida (Kg/cm²-m).

$$Si S_{rg} = 50 \%$$

$$P_c/g-w = 35 + (2522 - 2525) * 0.032 \\ = 38 \text{ Kg/cm}^2$$

$$S_w = 50 \%$$

$$\text{Gradiente de gas} = 0.032 \text{ Kg/cm}^2\text{-m} \\ \text{Gradiente de agua} = 0.10 \text{ Kg/cm}^2\text{-m}$$

$$\text{Grad. zona invadida} = 0.1 * 0.5 + 0.032 * 0.5 \\ = 0.066 \text{ Kg/cm}^2\text{-m}$$

$$PAPR = 38 + (2690 - 2522) * 0.066 \\ PAPR = 49 \text{ Kg/cm}^2$$

$$Si S_{rg} = 17 \%$$

$$PAPR = 53 \text{ Kg/cm}^2$$

DETERMINACION DE LA PRESION DE ABANDONO.

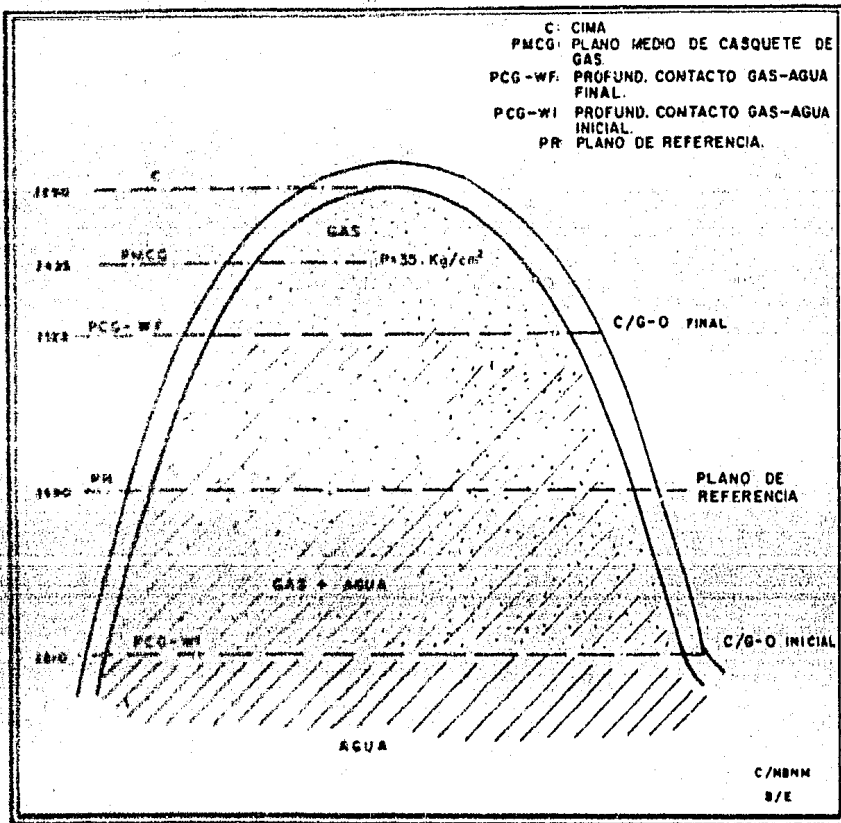


DIAGRAMA EXPLICATIVO DE LA DETERMINACION DE LA PRESION DE ABANDONO

FIG. III-4

III.7 Inyección de Agua.

De igual forma como se define un parámetro para determinar la productividad de un pozo de desarrollo, los pozos - inyectores también requieren de la determinación de un índice que refleje su capacidad de inyección. El índice de inyección se expresa como la relación entre el gasto de inyección q_{wi} y la diferencia de presión que ocurre del pozo hacia la formación. La presión de fondo inyectando P_{wi} es mayor que la presión estática P_{ws} , condición que asegura el flujo del interior del pozo hacia la formación.

$$II = \frac{q_{wi}}{P_{wi} - P_{ws}} \left[\frac{bl/d\ddot{a}n}{lb/pg^2} \right] \text{ ----- } 6$$

El gasto q_{wi} en unidades prácticas:

$$q_{wi} = \frac{7.08 \text{ Kwh} (P_{wi} - P_{ws})}{\mu_w B_w L_n \left(\frac{\kappa_e}{\kappa_w} \right)} \text{ ----- } 7$$

Sustituyendo en 6.

$$II = \frac{7.08 \text{ Kwh}}{\mu_w B_w L_n \left(\frac{\kappa_e}{\kappa_w} \right)} \text{ ----- } 6$$

La viscosidad y el factor de volumen del agua, son las únicas variables que no se conocen, para su determinación se recurrió a las correlaciones publicadas por Dodson-Standing¹⁸ para el factor de volumen y por Matthews-Russell¹⁹ para la viscosidad.

El factor de volumen del agua se determina con la -

siguiente ecuación:

$$B_w = 1.0 + 1.2 \times 10^{-4} (T - 60) + 1.0 \times 10^{-6} (T - 60)^2 - 3.33 \times 10^{-6} P \quad - - 9$$

Donde:

$$T = (^\circ F)$$

$$P = \{lb/pg^2 \text{ abs.}\}$$

La viscosidad está en función del porcentaje de NaCl - que el agua contenga y está dada por:

$$\mu_w = A + B/T \quad - - - - - 10$$

Donde:

$$A = -0.04518 + 0.009313 (\%NaCl) - 0.000393 (\%NaCl)^2$$

$$B = 70.634 + 0.09576 (\%NaCl)^2$$

Ambas correlaciones se incluyen dentro del programa de cómputo. Para la determinación del índice de inyectividad - se conoce:

Permeabilidad al agua

$$K_w = 0.03 \text{ D}$$

Espesor inyector

$$h = 460 \text{ pies}$$

Radio del pozo

$$r_w = 1.1 \text{ cm}$$

Radio de drene

$$r_e = 1 \text{ 000 m}$$

La presión de inyección al nivel de referencia es de - 269 Kg/cm², debido a la presión que la columna de agua proporciona.

La temperatura del yacimiento de 170 °F.

Factor de volumen
Viscosidad del agua

Bw = 1.012
 $\mu_w = 0.46086 \text{ cp}$

Sustituyendo valores en 8.

Indice de inyectividad = $18 \text{ Blw/día/} \ell\text{b/pg}^2$.

Dependiendo del momento en que se inicie la inyección, el agua requerirá ser inyectada a distintas presiones. Al primer año se necesitan 80 Kg/cm^2 en la cabeza de los pozos inyectoros, al segundo serán suficientes 56 Kg/cm^2 , para el tercer año de la vida del yacimiento la presión de inyección será de 21 Kg/cm^2 y por último al cuarto año la presión de inyección necesaria es de 10 Kg/cm^2 .

La profundidad media de los pozos inyectoros es de 3 100 mts., atraviesan al contacto gas-agua que se encuentra a 2 810 mbNM, penetrando al acuífero lo suficiente para poder disparar un intervalo inyector de 140 mts.

Si la inyección se inicia al primer año, se requiere una presión de inyección en la cabeza del pozo de 80 Kg/cm^2 . La diferencia de presión de inyección está dada por:

$$\Delta P_{iny.} = P_{col.} - P_F - P_{yac.} + P_{iny.} + P_{atm.} \quad \text{---} \quad 11$$

La presión ejercida por la columna hidrostática llevada al plano de referencia es de 269 Kg/cm^2 .

La caída de presión por fricción $P_F = 4 \text{ Kg/cm}^2$

La presión del yacimiento de 280 Kg/cm^2 .

$$\Delta P_{iny.} = 66 \text{ Kg/cm}^2 = 939 \text{ } \ell\text{b/pg}^2$$

El gasto que puede manejar cada pozo es:

$$q_w = \frac{7.08 K_w h \Delta P_{iny}}{\mu_w B_w L_n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$q_w = \frac{7.08 (0.03) (460) (939)}{0.2861 \times 1.038 L_n \left(\frac{100000}{11} \right)}$$

$$q_w = 33875 \text{ lb/día}$$

El gasto de inyección por campo a estas condiciones es de 200 000 bl/día, por lo cual el número de pozos necesarios es:

$$N^{\circ} \text{ Pozos} = \frac{200\ 000}{33\ 875} = 5.9 = 6$$

Iniciando el proceso al cuarto año, la presión de inyección necesaria es de 10 Kg/cm².

La presión del yacimiento de 200 Kg/cm²

$$\Delta P_{iny} = 76 \text{ Kg/cm}^2 = 1080.7 \text{ lb/pg}^2$$

El gasto que manejará cada pozo será:

$$q_w = \frac{7.08 K_w h \Delta P_{iny}}{\mu_w B_w L_n \left(\frac{r_e}{r_w} \right)}$$

$$q_w = 39018 \text{ bl/día}$$

El gasto de inyección por campo es de 240 000 bl/día, el número de pozos necesario será:

$$\text{Nº Pozos} = \frac{240\ 000}{39\ 078} = 6.1 \approx 6$$

No inundar en su totalidad al yacimiento es la parte esencial del método. Se estableció que el porcentaje del yacimiento a ser invadido es del 80 %, tal valor permite tener un casquete de gas con un espesor suficiente para que los gradientes de presión provocados por los gastos, no induzcan la conificación del agua.

De la gráfica 11.2 se obtuvo que el volumen de roca invadido por el agua de inyección es de 48.741×10^9 pie³, en barriles resulta de 8.68×10^9 bls.

La ecuación que determina el volumen de agua que se requiere inyectar al yacimiento según el objetivo, es función de la saturación residual de gas.

$$\text{Vol. w a C.Y.} = V_{\text{roca}} \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi} - S_{rg}) \cdot E_{\text{vol.}} \quad \text{--- --} \quad 12$$

Sustituyendo valores:

$$\text{Para } S_{rg} = 50 \%$$

$$\phi = 9 \%$$

$$\text{Vol. w a C.Y.} = 193.73 \times 10^6 \text{ Bls.}$$

$$S_{wi} = 19 \%$$

$$E_{\text{vol}} = 80 \%$$

$$V_{\text{roca}} = 8.69 \times 10^9 \text{ Bls}$$

Para determinar al volumen de agua que se debe manejar

en la superficie, se debe calcular el factor de volumen del agua, el cual considerando condiciones medias de el proceso es igual a 1.033.

$$\text{Vol. W a C.S.} = 193.73 \times 10^6 / 1.033$$

$$\text{Vol. W a C.S.} = 187.54 \times 10^6 \text{ Bls.}$$

Para $S_{ng} = 17 \%$

$$\text{Vol. W a C.V.} = 399.97 \times 10^6 \text{ Bls.}$$

$$\text{Vol. W a C.S.} = 387.19 \times 10^6 \text{ Bls.}$$

Se observa que el volumen de agua requerido para este caso, se incrementa en más de un 100 % respecto al anterior.

Se entiende por vaciado al volumen que los fluidos producidos dejan en el yacimiento a las condiciones del mismo. Para el gas, el vaciado varía en función de la presión, se visualiza dicha afirmación, calculando el factor de volumen del gas, con el cual se determina cuantitativamente el vaciado del yacimiento ocasionado por el ritmo de producción y que da referido en unidades de volumen por tiempo.

La tabla a continuación resume el cálculo del vaciado del yacimiento ocasionado por un gasto de 250 MMPCSD.

Tiempo años	Presión Kg/cm ²	Z	Bg	Bg'	Vaciado
			$\frac{P_i e^3}{P_e^3} \text{ C.V.}$	$\frac{P_i e^3}{P_e^3} \text{ C.S.}$	$\frac{\text{Bl C.V.}}{\text{día}}$
Inicial	317.9	0.9835	0.00423	1327.4	188338
1	281.9	0.9539	0.00462	1215.4	205693
2	249.7	0.9317	0.00510	1101.0	227066
3	220.3	0.9161	0.00522	1075.7	232406
4	193.1	0.9090	0.00563	997.3	250676

Para las condiciones iniciales:

$$\text{El factor de volumen del gas } Bg = 0.00423 \left[\frac{\text{Pie}^3 \text{ C.Y.}}{\text{Pie}^3 \text{ C.S.}} \right]$$

$$Bg' = \frac{1}{Bg} \times 5.615 \left[\frac{\text{Pie}^3 \text{ C.S.}}{\text{Bl C.V.}} \right]$$

$$Bg' = 1327.4 \left[\frac{\text{Pie}^3 \text{ C.S.}}{\text{Bl C.V.}} \right]$$

El vaciado del yacimiento es:

$$\text{Vaciado} = \frac{q_g}{Bg'} \left[\frac{\text{Bl C.V.}}{\text{día}} \right]$$

$$\text{Vaciado} = 188338 \left[\frac{\text{Bl}}{\text{día}} \right]$$

El gasto de gas de 250 MMPCSD se mantiene durante la inyección de agua.

Para fines de investigación se ejecutó el programa de cómputo, variando el año de inicio de inyección desde el año uno hasta el cuatro, así como el porcentaje de llenado. El llenado es la cantidad de agua que se debe inyectar para ocupar el volumen dejado por el gas producido con el fin de mantener la presión del yacimiento. Los valores se variaron del 100 % al 70 % a intervalos de 10.

Analizando la maya de soluciones, se deben de llevar a cabo 32 ejecuciones del programa, para cada una de ellas se debe determinar el gasto de inyección, así como el tiempo que durará la inyección de agua.

Las tablas siguientes resumen el cálculo del gasto de inyección.

GASTO INYECCION

VACIADO (%)	WINY. <u>PLS W.C.R.</u> DIA	WINY. <u>PLS W.C.R.</u> DIA
100	205 693	200 000
90	185 124	180 000
80	164 554	160 000
70	143 985	140 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 50 % 1 (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		1	WINY.	1	WINY.
100	3	2	200 000	1	115 000
90	3	3	180 000	—	—
80	3	3	160 000	—	—
70	4	3	140 000	1	95 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 17 (% 1 (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		1	WINY.	1	WINY.
100	5	5	200 000	—	—
90	6	6	180 000	—	—
80	7	6	160 000	1	100 000
70	8	7	140 000	1	80 000

PRIMER AÑO.

GASTO DE INYECCION

VACIADO (%)	WINY. $\frac{BLS. W.C.Y.}{DIA}$	WIN $\frac{BLS. W.C.S.}{DIA}$
100	227 066	220 000
90	204 359	200 000
80	181 652	175 000
70	158 946	155 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 50% 1 (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		1	WINY.	1	WINY.
100	3	2	220 000	1	75 000
90	3	2	200 000	1	115 000
80	3	3	175 000	—	—
70	3	2	155 000	1	200 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO %	Srg = 17% 1 (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		1	WINY.	1	WINY.
100	5	4	220 000	1	180 000
90	5	4	200	1	60 000
80	6	6	175 000	—	—
70	7	6	155 000	1	130 000

SEGUNDO AÑO.

GASTO DE INYECCION

VACIADO (%)	W. INY. $\frac{BLS. W.C.Y.}{DIA}$	W. INY. $\frac{BLS. W.C.B.}{DIA}$
100	232 406	225 000
90	209 165	200 000
80	185 924	180 000
70	162 684	160 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 50% t (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		i	W. INY.	i	W. INY.
100	3	2	225 000	1	60 000
90	3	2	200 000	1	160 000
80	3	3	180 000	-	-----
70	3	3	160 000	-	-----

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 17% t (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		i	W. INY.	i	W. INY.
100	5	4	225 000	1	160 000
90	6	5	200 000	1	60 000
80	6	6	180 000	-	-----
70	7	6	160 000	1	100 000

TERCER AÑO.

GASTO DE INYECCION

VACIADO %	W. INY. $\frac{BLS. W.C.Y.}{DIA}$	W. INY. $\frac{BLS. W.C.S.}{DIA}$
100	250 676	240 000
90	225 608	220 000
80	200 540	190 000
70	175 473	170 000

RITMO DE INYECCION

VACIADO %	Srg = 50% i (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		i	W. INY.	i	W. INY.
100	2	2	240 000	-	—
90	2	2	200 000	-	—
80	3	2	190 000	1	130 000
70	3	3	170 000	-	—

RITMO DE INYECCION

VACIADO (%)	Srg = 17% i (Años)	GASTOS MODIFICADOS			
		i	W. INY.	i	W. INY.
100	4	4	240 000	-	—
90	5	5	200 000	-	—
80	6	5	190 000	1	110 000
70	6	6	170 000	-	—

CUARTO AÑO.

Las tablas se construyeron tomando como base el criterio de respetar la condición de invadir sólo el 80 % del yacimiento, en la mayoría de los casos en el último año se sacrifica o se va incrementando el gasto de inyección, sin respetar el porcentaje de llenado. Esto debido a que el análisis se desarrolla en periodos anuales y para fines prácticos no se consideran fracciones de tiempo, por lo cual el volumen de agua que falta de inyectar en el último año, se divide por el tiempo y de esta manera se obtienen los gastos de inyección finales.

III.8 Factores de Recuperación.

Los factores de recuperación se ven incrementados debido a la inyección de agua, para una $Srg = 50 \%$ se incrementa en un 3% representando 31.5×10^9 pie³ a C.S. y para una $Srg = 17 \%$ se obtiene un 6% adicional al 90% que se reporta para el comportamiento primario, en este caso el incremento en la reserva es de 63.0×10^9 pie³ a C.S.

Las gráficas III.1 y III.2, muestran la disponibilidad de la producción. La inyección reduce el tiempo de explotación, para el agotamiento natural es de 32 años, mientras que para una $Srg = 50 \%$ resulta de 30 años y para una $Srg = 17 \%$ de 26 años. La producción acumulativa de gas obtenida por agotamiento natural de 948 MMMPCSD, es alcanzada por el efecto de la inyección a 24 años para una $Srg = 50 \%$ y 16 años si la Srg es del 17% .

En las siguientes tablas aparecen tabulados los gastos de gas y la producción acumulativa de gas que se obtiene para los 3 casos.

PRODUCCION COMPORTAMIENTO PRIMARIO

T AÑOS	Q MMMPCS/AÑO	Q MMPCSD	GP MMMPCS
1	91.250	250.000	91.250
2	91.250	250.000	182.500
3	91.250	250.000	273.750
4	91.250	250.000	365.000
5	79.125	216.781	444.125
6	68.611	187.976	512.736
7	59.494	162.998	572.231
8	51.589	141.340	623.820
9	44.734	122.559	668.554
10	38.790	106.274	707.344
11	33.636	92.153	740.979
12	29.166	79.908	770.146
13	25.291	69.290	795.436
14	21.930	60.083	817.367
15	19.016	52.099	836.383
16	16.489	45.177	852.872
17	14.298	39.174	867.171
18	12.398	33.968	879.569
19	10.751	29.455	890.320
20	9.322	25.541	899.643
21	8.084	22.147	907.726
22	7.010	19.204	914.736
23	6.078	16.622	920.814
24	5.271	14.440	926.085
25	4.570	12.521	930.655
26	3.963	10.857	934.618
27	3.436	9.415	938.054
28	2.980	8.164	941.034
29	2.584	7.079	943.618
30	2.240	6.138	945.853
31	1.943	5.323	947.801

DECLINACION= .1329 ANUAL

PRODUCCION $S_{RG} = 50\%$

T AÑOS	Q MMMPC _o /AÑO	Q MMPCSD	GP MMMPCS
1	91.250	250.000	91.250
2	91.250	250.000	182.500
3	91.250	250.000	273.750
4	91.250	250.000	365.000
5	91.250	250.000	456.250
6	77.899	213.421	534.149
7	66.501	182.194	600.649
8	56.771	155.536	657.420
9	48.464	132.778	705.884
10	41.373	113.351	747.257
11	35.319	96.766	782.577
12	30.152	82.607	812.728
13	25.740	70.520	838.468
14	21.974	60.202	860.442
15	18.759	51.394	879.201
16	16.014	43.874	895.215
17	13.671	37.454	908.885
18	11.671	31.974	920.556
19	9.963	27.296	930.519
20	8.505	23.302	939.024
21	7.261	19.893	946.285
22	6.198	16.982	952.483
23	5.291	14.497	957.775
24	4.517	12.376	962.292
25	3.856	10.565	966.148
26	3.292	9.019	969.440
27	2.810	7.700	972.251
28	2.399	6.573	974.650
29	2.048	5.611	976.698
30	1.748	4.790	978.447

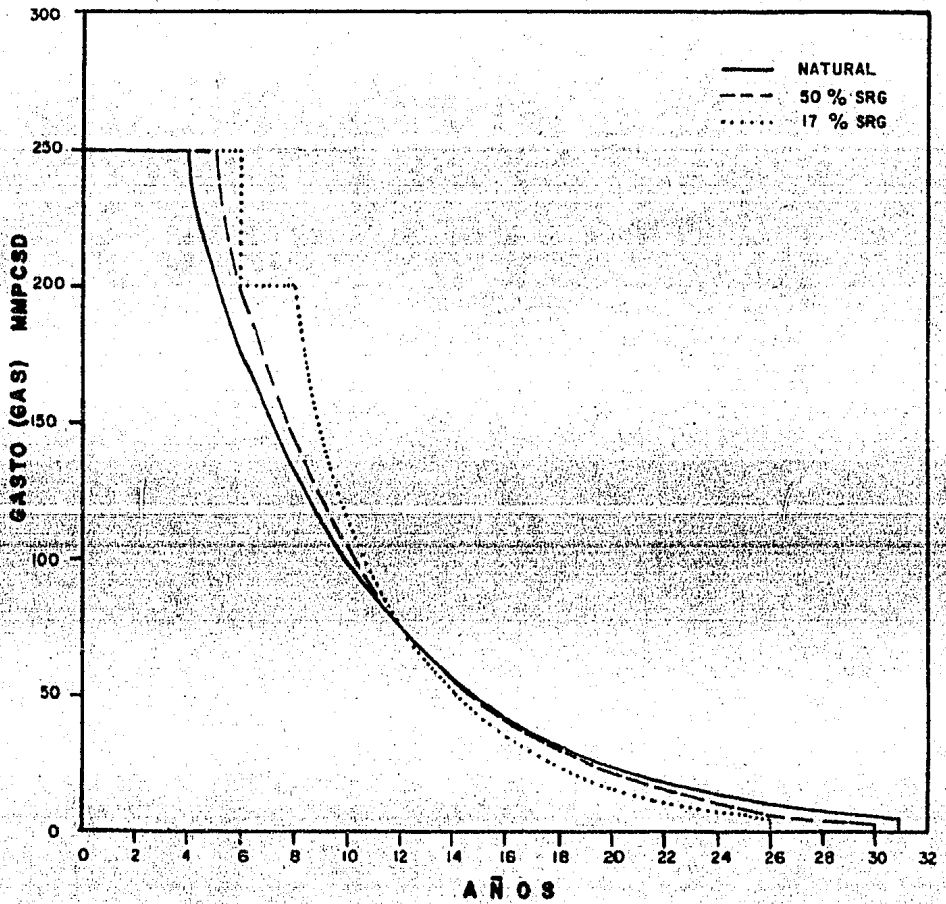
DECLINACION= .1463 ANUAL

PRODUCCION $S_{RG} = 17\%$

T AÑOS	Q MMMPCS/AÑO	Q MMPCSD	GP KMMPCS
1	91.250	250.000	91.250
2	91.250	250.000	182.500
3	91.250	250.000	273.750
4	91.250	250.000	365.000
5	91.250	250.000	456.250
6	91.250	250.000	547.500
7	73.000	200.000	620.500
8	73.000	200.000	693.500
9	59.422	162.301	752.922
10	48.370	132.521	801.293
11	39.374	107.873	840.667
12	32.050	87.810	872.717
13	26.089	71.478	898.806
14	21.237	58.183	920.043
15	17.287	47.362	937.330
16	14.072	38.553	951.402
17	11.454	31.382	962.856
18	9.324	25.545	972.180
19	7.580	20.794	979.770
20	6.178	16.926	985.948
21	5.029	13.778	990.977
22	4.094	11.216	995.071
23	3.372	9.130	998.405
24	2.713	7.432	1001.116
25	2.208	6.049	1003.324
26	1.797	4.924	1005.121

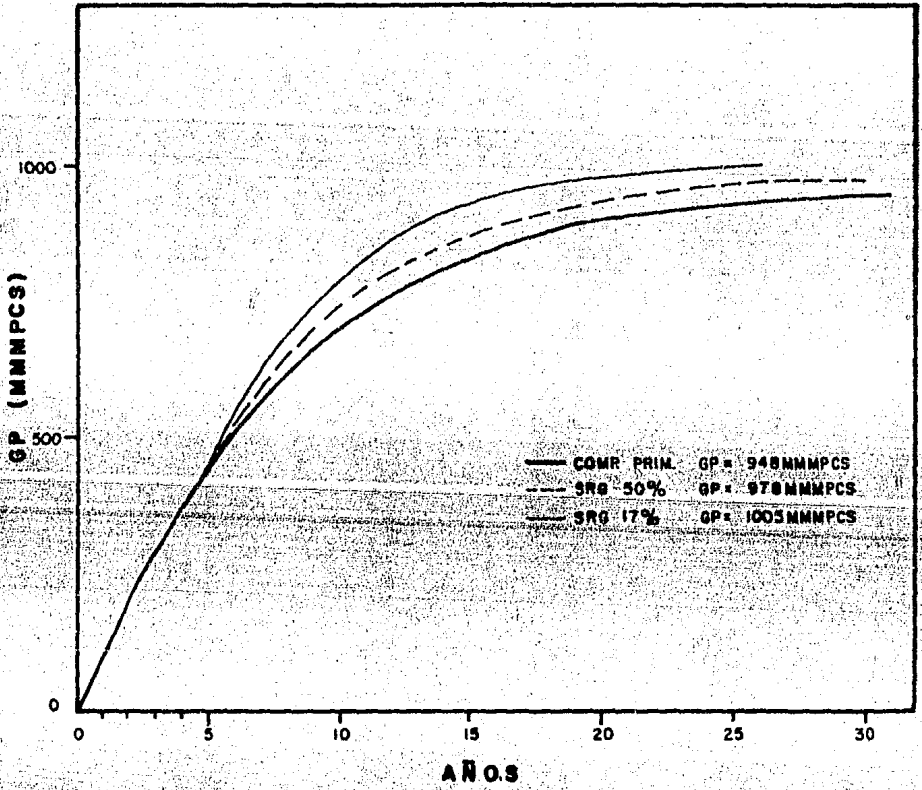
DECLINACION= .1860

GRAFICA DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCION



GRAFICA III-1

PRODUCCION ACUMULATIVA DE GAS



GRAFICA III-2

C A P I T U L O I V

IV. EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA SOBRE LA PRESION A BOCA DE POZO.

La energía potencial proporcionada por la columna hidrostática de los pozos inyectoras, permite mantenerle la presión al yacimiento, en función del ritmo de inyección y del momento en el que se inicie el proceso. Es importante establecer el objetivo del proyecto de inyección, para determinar la oportunidad de su implantación.

Se ha reportado el caso del yacimiento Duck Lake del Sur de Louisiana²⁰, al cual se inyectó agua en una etapa de explotación avanzada, con objeto de eliminar el agua producida en un sistema de recuperación secundaria a un yacimiento de aceite; la presión fue abajo de 1 000 lb/pg², y se alcanzó una recuperación adicional de 25 MMMPCS.

La inyección de agua en la etapa inicial de explotación, además de incrementar al factor de recuperación, mantiene la presión en la cabeza del pozo y reduce el consumo de gas ocasionado por los requerimientos de compresión del gas en la superficie. Estos tres últimos aspectos, son analizados para las distintas alternativas que se plantearon en la aplicación del método de inyección de agua.

IV.1 Presión en la Boca del Pozo.

El comportamiento de la presión a boca de pozo, se encuentra estrechamente influenciado entre otros factores por los siguientes:

- a). El inicio de la inyección de agua al yacimiento.
- b). Los ritmos de extracción de gas e inyección de agua.
- c). La saturación residual de gas que durante el proceso se presente.

Todos estos factores actúan simultáneamente en cada caso, y las formas que presenta la presión al ser graficada, tienen su explicación al analizarlas en forma global. Lo mismo ocurre para el análisis de los requerimientos de compresión y el consumo de gas.

El juego de curvas de presión que se presentan en las gráficas IV.1, IV.2, IV.3 y IV.4, tienen como característica común, el inicio de la inyección de agua para cada uno de los cuatro casos presentados.

Para la gráfica IV.1, el abanico de posibilidades parte de una presión a boca de pozo de 230 Kg/cm^2 , siendo para el cuarto año de 121 Kg/cm^2 como lo muestra la gráfica IV.4:

En cada gráfica aparecen juegos de curvas con líneas continuas y discontinuas, las primeras representan el caso cuando la saturación residual de gas es igual al 17 %, muestran que ocurre un mantenimiento de la presión más prolongado que cuando la saturación residual de gas es del 50% --

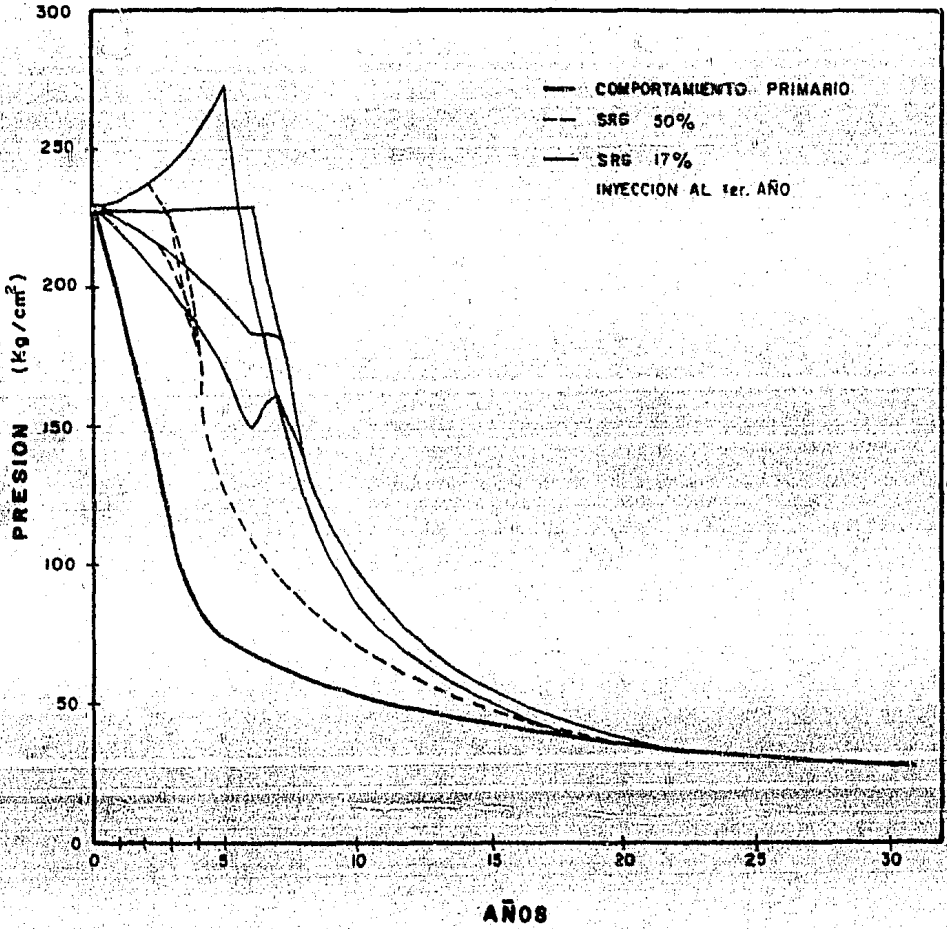
(líneas discontinuas). Esto se debe, a que el tiempo de inyección del agua se incrementa cuando se presenta una saturación residual menor, debido a que el volumen de agua que se requiere para inundar al yacimiento, se duplica de un caso a otro.

Es además palpable que se logra un mejor mantenimiento de la presión, siendo siempre mayor y en las últimas etapas igual al comportamiento que muestra la presión a boca de pozo por comportamiento primario, la cual aparece en las cuatro gráficas.

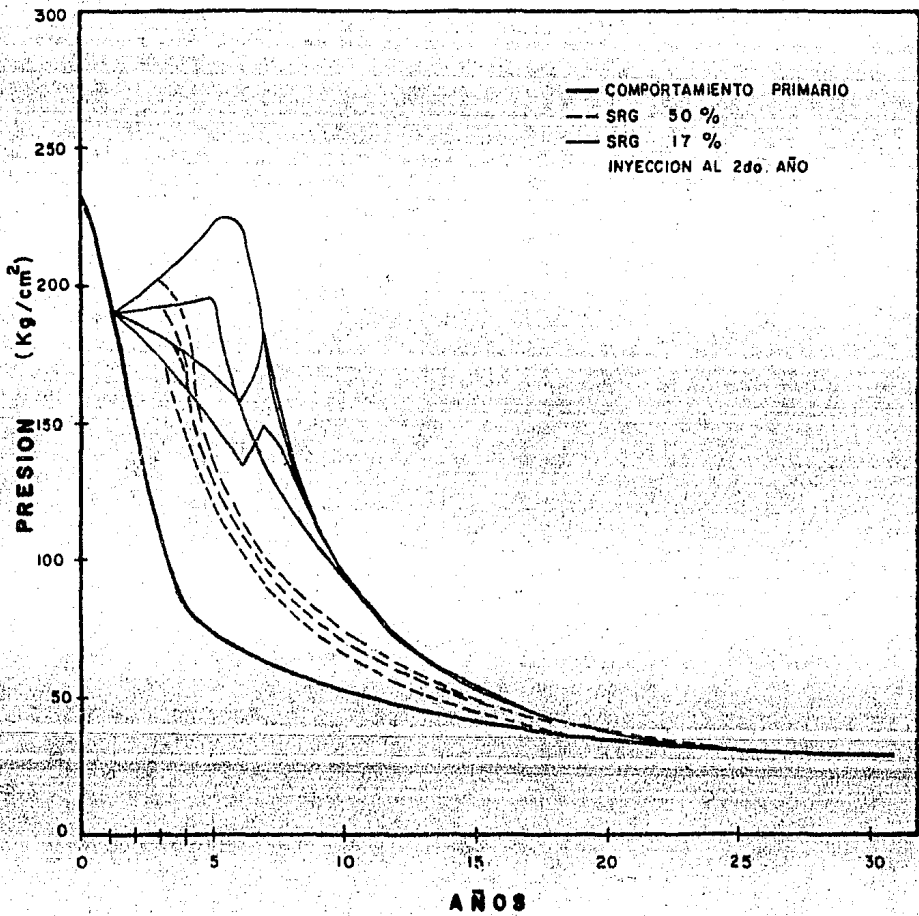
El ritmo de inyección de agua, se encuentra bien plasmado en cada gráfica. Así, según el porcentaje de llenado que se empleó, se sitúa cada línea de presión, la curva con mayores valores de presión corresponde a un porcentaje de llenado del 100 %, de tal forma que a partir de ella descienden las curvas con 90, 80 y 70 % y esto es a su vez, para cada uno de los dos valores de saturación residual de gas.

Debido a que los porcentajes de llenado se calcularon para un vaciado diario, estos resultaron ser mayores en fracción de decimales, por lo cual, al considerar períodos anuales, este valor se incrementa. De ahí que para algunos casos no sólo se mantiene, sino que se ve incrementada.

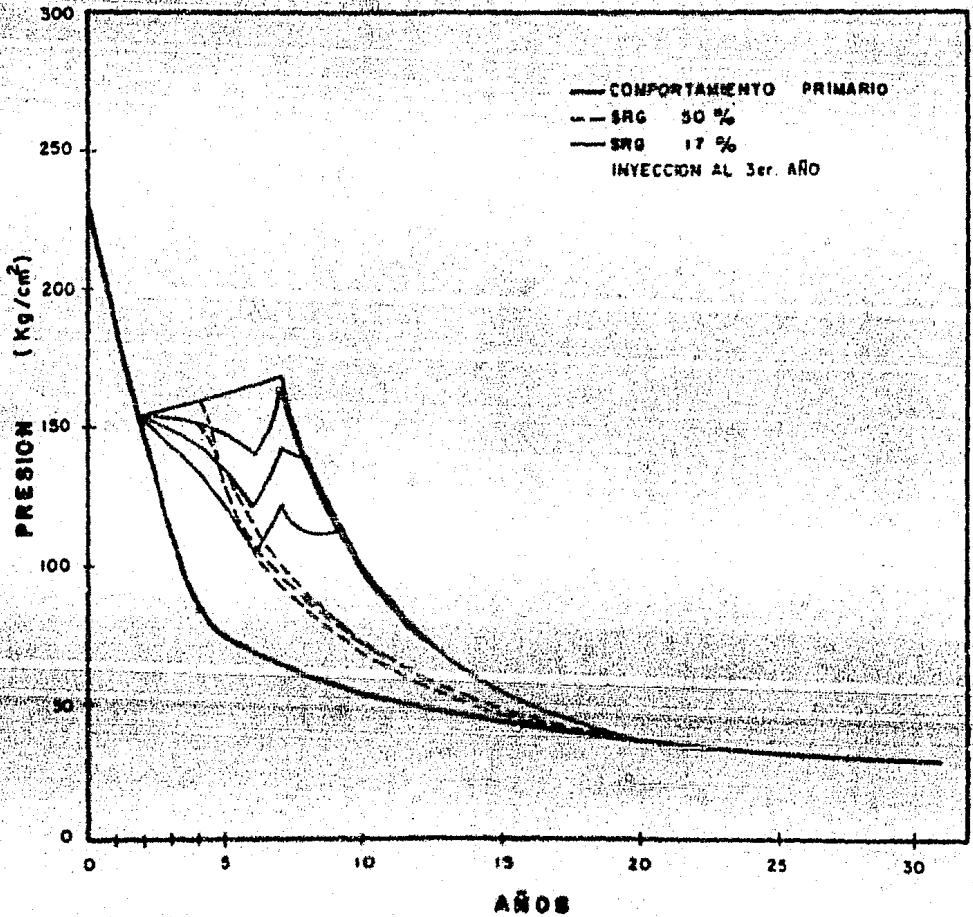
COMPORTAMIENTO DE LA PRESION A BOCA DE PÓZO



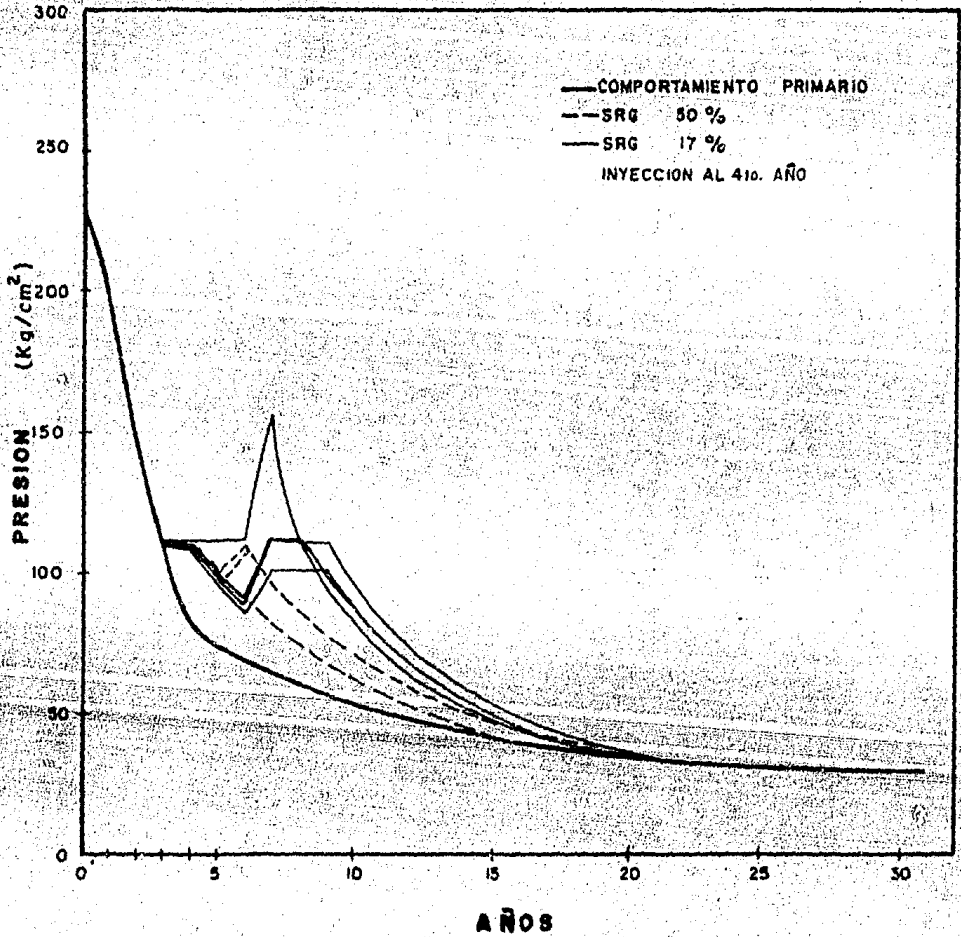
COMPORTAMIENTO DE LA PRESION A BOCA DE POZO



COMPORTAMIENTO DE LA PRESION
A BOCA DE POZO



COMPORTAMIENTO DE LA PRESION A BOCA DE POZO



IV.2 Requerimientos de Compresión.

En las gráficas IV.5 a IV.8 se muestran los requerimientos de compresión, para todos los casos analizados. De igual forma, las gráficas se encuentran agrupadas de acuerdo al tiempo del inicio de la inyección; en ellas aparecen los requerimientos de compresión si se explota al yacimiento por comportamiento primario. Se observa que para tal situación, se necesitan instalaciones de compresión a partir del cuarto año, cuando las necesidades son de 421 H.P., anuales; posteriormente se incrementan y en el año nuevo alcanza el máximo valor de caballaje requerido que es de 2 142 H.P., por año; a partir de ese momento, las necesidades van disminuyendo paulatinamente hasta un valor de 264 H.P., para el año 31 de explotación.

De la observación simultánea de las cuatro gráficas - (IV.5, IV.8), se desprende que en la mayoría de los casos, se tiene una apreciable disminución en los requerimientos de compresión, siendo mayor para los casos en que la saturación residual de gas es del 17 %, pues además, de que sus valores están por debajo con respecto a las otras condiciones, las instalaciones se necesitan en la mayoría de los casos, hasta el doceavo año de la vida productiva del yacimiento. Así también muestran un comportamiento más uniforme y en varias ocasiones la misma curva corresponde a más de un caso.

Cada juego de curvas limita una franja, dentro de la cual debe quedar la solución, dependiendo ésta del comportamiento que muestre la saturación residual de gas, durante la aplicación del método.

Con respecto al orden de las curvas en cada gráfica, -

no se relacionaron en forma secuencial como ocurrió con las presiones, por lo cual se encuentra señalada cada una para ser localizada.

Las tablas siguientes muestran algunos ejemplos de los resultados obtenidos a través del programa de cómputo.

**EJEMPLO DE RESULTADOS OBTENIDOS
CON EL PROGRAMA DE COMPUTO**

SRG= 50%
CORRIDA NUMERO 1
PORCENTAJE DE VAGIADO 100%

T ANO	WE MBLD	GP MMPPCS	P KG/CM2	Q MMPPCS ANUAL	PWF KG/CM2	PWE KG/CM2	PSC KG/CM2	HP HP
1	200	91.250	322.0	91.250	316.4	232.4	231.0	0
2	200	182.500	329.1	91.250	322.7	238.6	237.2	0
3	115	273.750	311.7	91.250	305.1	221.2	219.7	0
4	0	365.000	265.7	91.250	258.3	173.8	171.9	0
5	0	456.250	225.6	91.250	216.9	123.5	125.9	0
6	0	534.149	194.5	77.399	136.0	112.6	108.3	0
7	0	600.649	169.6	66.501	161.3	97.2	95.3	0
8	0	657.420	149.1	56.771	141.0	86.7	85.1	0
9	0	705.884	132.0	48.464	124.1	78.1	76.8	328
10	0	747.257	117.5	41.373	109.9	70.9	69.9	731
11	0	782.577	105.1	35.319	97.9	64.9	64.1	992
12	0	812.728	94.6	30.152	87.6	59.7	59.0	1148
13	0	838.466	85.5	25.740	78.9	55.2	54.7	1227
14	0	860.442	77.8	21.974	71.5	51.3	50.9	1249
15	0	879.201	71.1	18.739	65.2	47.9	47.6	1229
16	0	895.215	65.4	16.014	59.3	45.0	44.3	1101
17	0	908.885	60.4	13.671	55.3	42.5	42.3	1114
18	0	920.356	56.2	11.671	51.5	40.3	40.1	1035
19	0	930.519	52.6	9.963	48.3	38.3	38.2	949
20	0	939.024	49.5	8.505	45.6	36.7	36.6	862
21	0	946.285	46.8	7.261	43.3	35.3	35.2	777
22	0	952.483	44.5	6.198	41.3	34.0	34.0	694
23	0	957.775	42.5	5.291	39.7	33.0	32.9	617
24	0	962.292	40.9	4.517	38.4	32.0	32.0	545
25	0	956.148	39.4	3.856	37.2	31.2	31.2	479
26	0	969.440	38.0	3.292	36.2	30.6	30.6	419
27	0	972.251	37.1	2.810	35.4	30.0	30.0	366
28	0	974.650	36.2	2.399	34.8	29.5	29.5	318
29	0	976.698	35.0	2.048	34.2	29.0	29.0	276
30	0	978.447	34.8	1.748	33.7	28.7	28.7	239

SRG - 17%
 CORRIDA NUMERO 5
 PORCENTAJE DE VACIADO 100%

T ANO	WE MBLD	GP MMMPCS	P KG/CM2	Q MMMPCS ANUAL	PWF KG/CM2	PWH KG/CM2	PSC KG/CM2	HP HP
1	200	91.250	322.8	91.250	316.4	232.3	231.0	0
2	200	182.500	329.1	91.250	322.7	238.6	237.2	0
3	200	273.750	337.1	91.250	330.9	246.7	245.3	0
4	200	365.000	348.0	91.250	342.0	257.4	256.1	0
5	200	456.250	363.6	91.250	357.7	272.7	271.4	0
6	0	547.500	289.0	91.250	282.0	198.2	196.5	0
7	0	620.500	239.9	73.000	233.4	166.3	165.0	0
8	0	693.500	197.0	73.000	189.1	120.5	118.7	0
9	0	752.922	164.9	59.422	157.3	101.6	100.2	0
10	0	801.293	140.0	48.370	132.6	87.6	86.5	0
11	0	840.667	120.0	39.374	113.0	76.5	75.7	333
12	0	872.717	103.9	32.050	97.2	67.7	67.1	725
13	0	898.806	90.7	26.089	84.4	60.4	60.0	344
14	0	920.043	79.9	21.237	74.0	54.5	54.1	1041
15	0	937.330	71.0	17.287	65.6	49.5	49.3	1056
16	0	951.402	63.7	14.072	58.8	45.4	45.3	1018
17	0	962.856	57.8	11.454	53.3	42.1	41.9	946
18	0	972.180	51.9	9.324	48.9	39.3	39.2	857
19	0	979.770	48.9	7.509	45.4	37.0	36.9	761
20	0	985.948	45.6	6.178	42.5	35.1	35.0	665
21	0	990.977	42.9	5.029	40.3	33.5	33.5	584
22	0	995.071	40.7	4.094	38.4	32.2	32.2	490
23	0	998.403	38.9	3.332	37.0	31.2	31.2	415
24	0	1001.116	37.5	2.703	35.8	30.3	30.3	348
25	0	1003.324	36.3	2.208	34.9	29.6	29.6	291
26	0	1005.121	35.3	1.797	34.2	29.1	29.1	242

SRG= 50%
 CORRIDA NUMERO 19
 PORCENTAJE DE VACIADO 80%

T AÑO	ME MBLD	G ₂ MMMPCS	P KG/CM ²	↓ MMMPCS ANUAL	PWF KG/CM ²	PWE KG/CM ²	PSC KG/CM ²	HP HP
1	0	91.250	281.9	91.250	274.8	190.9	189.1	0
2	0	162.500	249.7	91.250	241.0	156.4	154.3	0
3	180	273.750	244.2	91.250	236.2	150.3	148.0	0
4	180	365.000	237.7	91.250	229.5	142.8	140.5	0
5	180	456.250	229.8	91.250	221.4	133.6	131.1	0
6	0	534.149	197.9	77.899	189.6	114.8	112.6	0
7	0	600.649	172.4	66.501	164.3	100.7	98.9	0
8	0	657.420	151.6	56.771	143.6	89.6	88.1	0
9	0	705.884	134.1	48.464	126.4	80.6	79.4	0
10	0	747.257	119.3	41.373	111.9	73.7	72.2	578
11	0	782.577	106.8	35.319	99.6	66.8	66.0	864
12	0	812.728	96.1	30.152	89.2	61.4	60.8	1042
13	0	838.468	86.9	25.740	80.4	56.7	52.2	1138
14	0	869.442	79.0	21.174	72.8	52.7	52.3	1174
15	0	879.201	72.2	18.759	65.4	49.2	48.8	1167
16	0	895.215	66.4	16.014	61.0	46.1	45.9	1130
17	0	908.885	61.4	13.671	56.4	43.5	43.5	1071
18	0	920.566	57.1	11.671	52.5	41.2	41.0	999
19	0	930.519	53.4	9.963	49.2	39.2	39.2	919
20	0	939.024	50.2	8.505	46.4	37.5	37.4	837
21	0	946.985	47.5	7.261	44.1	36.0	35.9	756
22	0	952.483	45.2	6.198	42.1	34.7	34.7	677
23	0	957.775	43.2	5.291	40.4	33.6	33.6	602
24	0	962.292	41.5	4.517	39.1	32.6	32.6	532
25	0	966.148	40.1	3.856	37.9	31.9	31.8	469
26	0	969.440	38.8	3.292	36.9	31.1	31.1	411
27	0	972.251	37.7	2.810	36.1	30.5	30.5	359
28	0	974.650	36.8	2.899	35.4	30.0	30.0	312
29	0	976.698	36.1	2.048	34.8	29.6	29.6	271
30	0	978.447	35.4	1.748	34.3	29.2	29.2	235

SRG= 17%
 CORRIDA NUMERO 23
 PORCENTAJE DE VASTIADO 65%

T AÑO	WE MBLD	GP MMMPGS	P KG/CM2	Q MMMPGS ANUAL	PWF KG/CM2	PWH KG/CM2	PSC KG/CM2	HP HP
1	0	91.250	281.9	91.250	274.6	190.9	169.1	0
2	0	182.500	249.7	91.250	241.0	156.4	154.3	0
3	180	273.750	244.2	91.250	236.2	150.3	148.0	0
4	180	365.000	237.7	91.250	229.3	142.8	140.3	0
5	180	456.250	229.3	91.250	221.4	133.6	131.1	0
6	180	547.500	220.2	91.250	211.3	121.8	119.0	0
7	180	620.500	217.6	73.000	210.3	143.2	141.7	0
8	180	693.500	214.2	73.000	207.0	139.6	138.0	0
9	0	752.922	178.4	59.422	171.4	116.6	115.4	0
10	0	801.293	151.0	48.370	144.3	99.6	98.8	0
11	0	840.667	129.3	39.374	122.3	86.7	85.9	0
12	0	872.717	111.8	32.050	105.7	76.2	75.7	272
13	0	898.806	97.6	26.089	91.8	67.8	67.3	578
14	0	920.043	86.0	21.237	80.6	60.8	60.5	746
15	0	937.330	76.3	17.267	71.5	55.1	54.8	819
16	0	951.402	69.0	14.072	64.1	50.3	50.2	827
17	0	962.856	62.2	11.454	53.1	46.4	46.3	794
18	0	972.180	57.0	9.324	53.3	43.2	43.1	735
19	0	779.770	52.7	7.590	47.4	40.6	40.5	663
20	0	385.948	49.1	6.175	46.3	38.4	38.3	586
21	0	990.977	46.2	5.029	43.8	36.6	36.6	511
22	0	995.071	43.9	4.094	41.8	35.1	35.1	439
23	0	998.403	42.2	3.332	40.2	33.9	33.9	374
24	0	1001.116	40.4	2.713	38.3	32.9	32.9	316
25	0	1003.324	39.1	2.208	37.8	32.1	32.1	265
26	0	1005.121	38.1	1.797	37.0	31.5	31.5	221

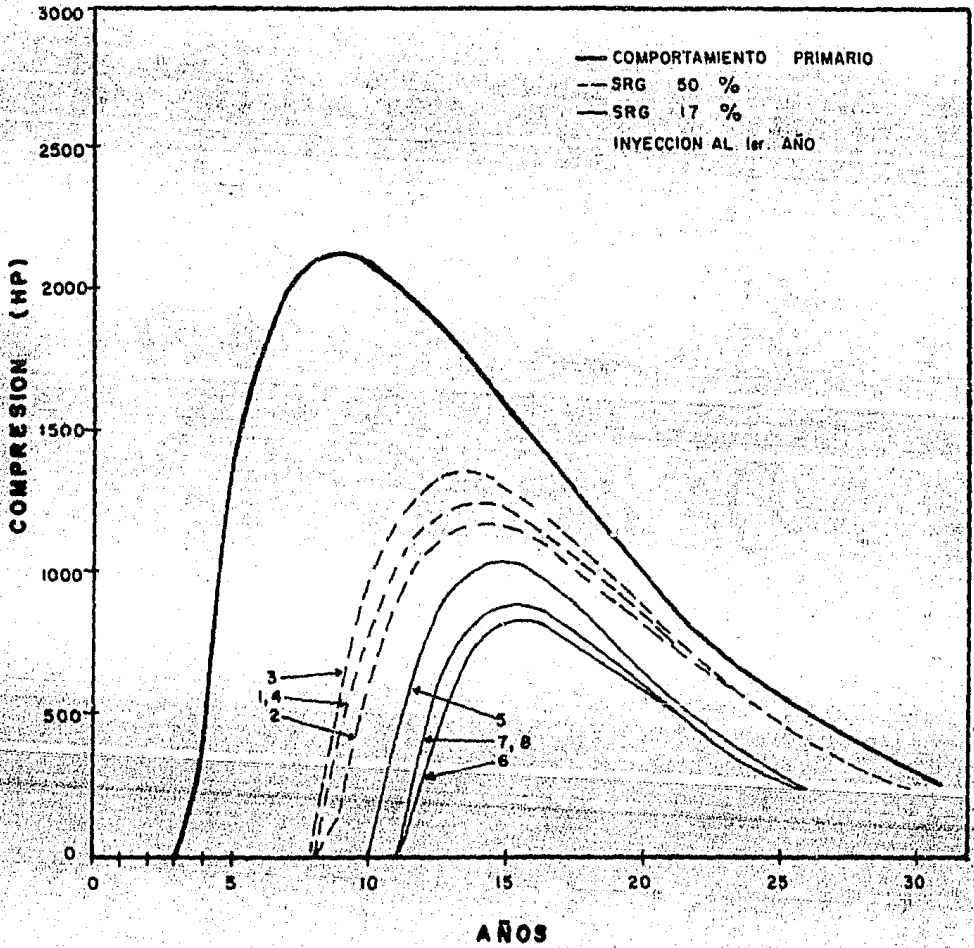
SRG= 50%
 CORRIDA NUMERO 28
 PORCENTAJE DE VAGIADO 70.:

T AÑO	WE MBLD	GP MMMPCS	P KG/CM2	Q MMMPCS ANUAL	PWF KG/CM2	PWH KG/CM2	PSC KG/CM2	HP HP
1	0	91.250	281.9	91.250	274.8	190.9	189.1	0
2	0	182.500	249.7	91.250	241.8	156.4	154.3	0
3	0	273.750	220.3	91.250	211.3	122.0	119.2	0
4	170	365.000	211.5	91.250	202.3	110.6	107.5	0
5	170	456.250	201.1	91.250	191.3	96.2	92.6	0
6	170	534.149	194.0	77.899	185.3	110.0	107.8	0
7	0	600.649	169.2	66.301	160.9	96.7	94.3	0
8	0	657.420	148.8	56.771	140.7	86.3	84.7	0
9	0	705.884	131.7	46.464	123.8	77.7	76.4	354
10	0	747.257	117.2	41.373	109.6	70.6	69.6	753
11	0	782.577	104.9	35.319	97.6	64.6	63.6	1010
12	0	812.728	94.4	30.300	87.4	59.3	58.8	1163
13	0	838.468	83.4	25.740	78.7	53.0	54.5	1240
14	0	860.442	77.6	21.974	71.3	51.1	50.7	1239
15	0	879.202	70.9	18.759	65.0	47.8	47.5	1238
16	0	895.215	65.2	16.214	59.7	44.9	44.6	1183
17	0	908.385	60.3	13.671	53.2	42.3	42.1	1160
18	0	920.556	56.1	11.671	51.4	40.1	40.0	1040
19	0	930.519	52.5	9.963	48.2	38.2	38.1	954
20	0	939.024	49.3	8.505	45.4	36.6	36.5	866
21	0	946.285	46.7	7.261	43.1	35.2	33.1	780
22	0	952.463	44.4	6.198	41.2	33.9	33.9	697
23	0	957.775	42.4	5.291	39.6	32.9	32.0	619
24	0	962.292	40.8	4.517	38.3	32.0	31.9	546
25	0	966.146	39.3	3.856	37.1	31.2	31.1	480
26	0	969.440	38.1	3.292	36.2	30.5	30.5	412
27	0	972.251	37.1	2.810	35.4	29.9	29.9	367
28	0	974.650	36.2	2.399	34.7	29.4	29.4	319
29	0	976.698	35.4	2.048	34.1	29.0	29.0	287
30	0	978.447	34.7	1.748	33.6	28.6	28.6	260

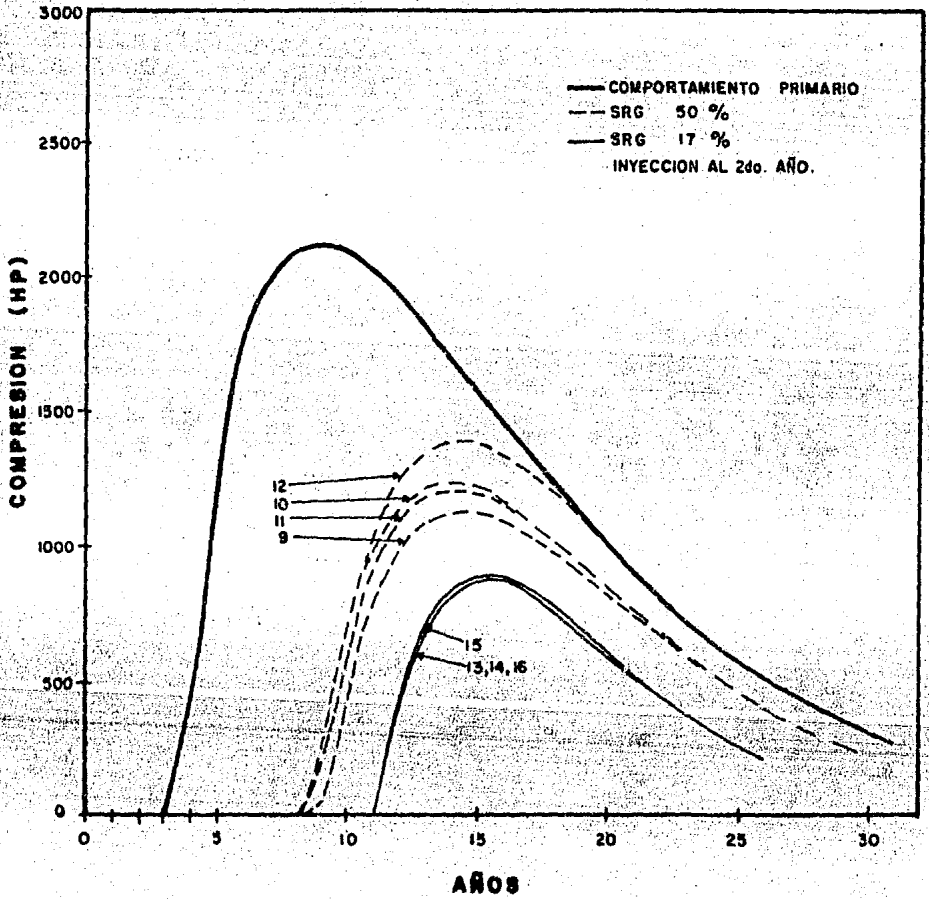
SRO= 17%
 CORRIDA NUMERO 32
 PORCENTAJE DE VACIADO 70%

T ABC	WE MBLD	OP MMMPGS	P KG/CM2	Q MMMPGS ANUAL	PNF KG/CM2	PWH KG/CM2	PSC KG/CM2	HP HP
1	0	91.250	261.9	91.250	274.8	190.9	189.1	0
2	0	162.500	249.7	91.250	241.8	156.4	154.3	0
3	0	273.750	320.3	91.250	211.5	122.0	119.2	0
4	170	365.000	211.5	91.250	202.3	110.6	107.5	0
5	170	456.625	201.1	91.250	191.7	96.2	92.6	0
6	170	547.500	186.9	91.250	178.7	77.0	72.4	0
7	170	620.500	181.8	73.000	173.3	102.3	100.2	0
8	170	693.500	173.0	73.000	163.8	100.7	100.2	0
9	170	732.922	162.4	59.422	161.0	105.6	104.3	0
10	0	801.293	142.3	48.400	133.7	90.8	89.8	0
11	0	840.667	122.5	39.374	115.6	79.3	78.4	174
12	0	872.717	106.0	32.050	94.4	70.0	69.4	397
13	0	898.000	92.5	26.089	86.4	62.4	61.9	840
14	0	920.043	81.5	21.337	75.8	56.2	55.8	956
15	0	937.350	72.5	17.287	67.2	51.0	50.8	990
16	0	951.402	65.0	14.077	60.2	46.7	46.6	954
17	0	962.856	58.5	11.154	54.6	43.2	43.1	904
18	0	972.180	54.0	9.324	50.1	40.3	40.2	823
19	0	979.770	49.9	7.590	46.4	37.9	37.9	734
20	0	985.948	46.5	6.178	43.5	36.0	35.9	643
21	0	990.977	43.8	5.029	41.2	34.3	34.3	566
22	0	995.071	41.5	4.094	39.3	33.0	33.0	476
23	0	998.403	39.7	3.332	37.8	31.9	31.9	403
24	0	1001.116	38.2	2.713	36.6	31.0	31.0	340
25	0	1003.324	37.0	2.208	35.7	30.3	30.3	284
26	0	1005.121	36.0	1.797	34.9	29.7	29.7	236

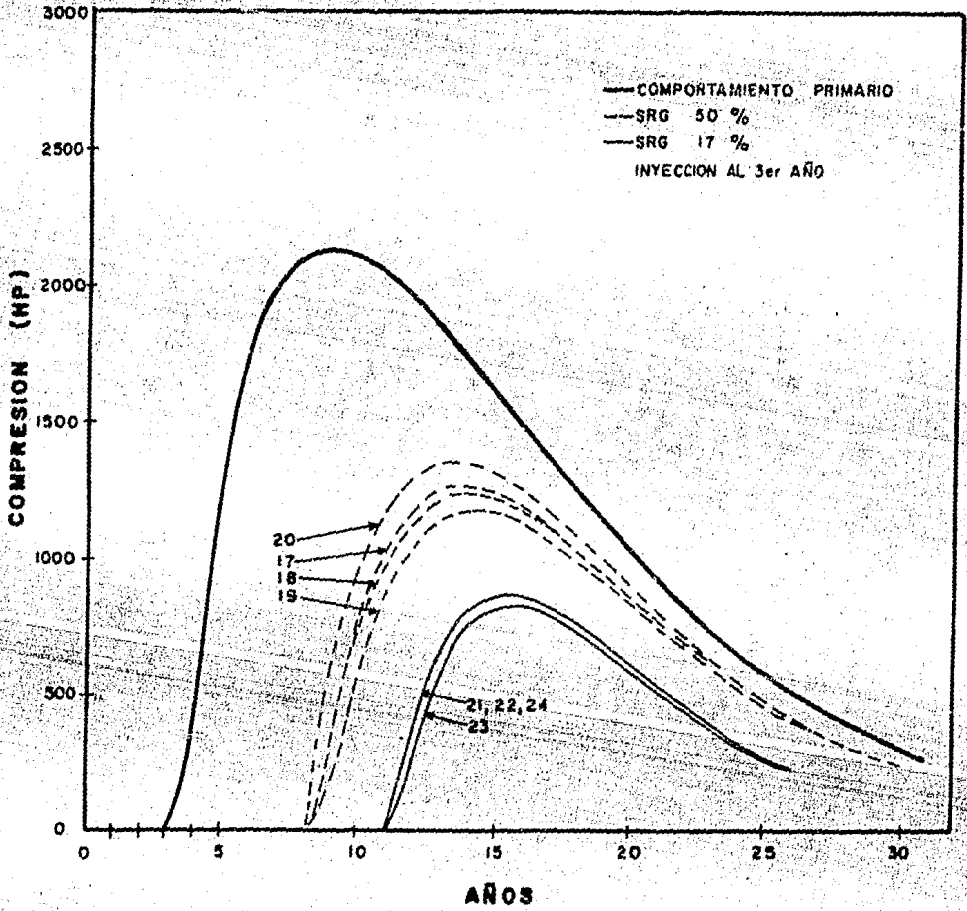
REQUERIMIENTOS DE COMPRESION



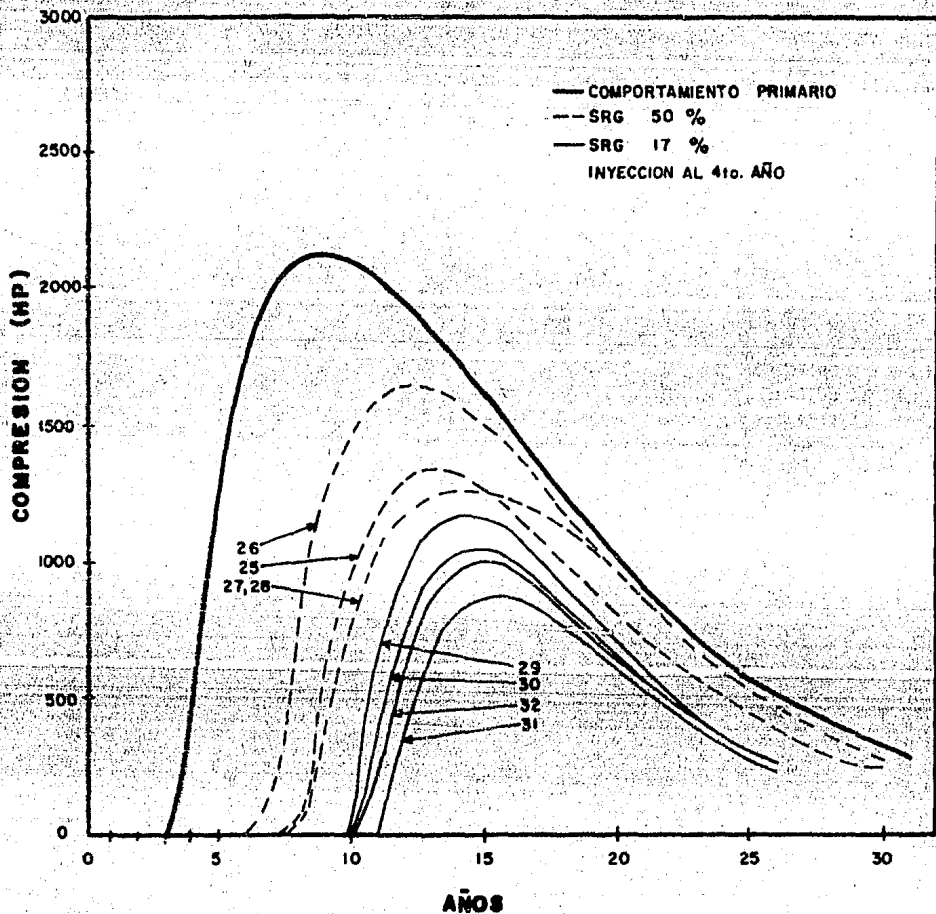
REQUERIMIENTOS DE COMPRESION



REQUERIMIENTOS DE COMPRESION



REQUERIMIENTOS DE COMPRESION



IV.3 Consumo de Gas por Bombeo y Compresión.

La energía que se requiere para comprimir al gas producido y bombear el agua de inyección, es proporcionada por el combustible que mueve a las compresoras y a las bombas que se instalan en la superficie, dicho combustible es gas; actualmente es un energético y materia prima de mucha importancia, por lo que es imprescindible cuidar este renglón.

La creciente demanda de gas, para su consumo por parte de las industrias es el principal factor que nos impide disponer de él de una manera irrestricta. Además, recientemente México ha recibido críticas acerca de su derroche en el consumo de energéticos; con el método propuesto, se expone la posibilidad de abatir considerablemente, las cantidades de energía que se consumen por operación de la compresión en el campo.

Las gráficas IV.9 a IV.12, muestran el consumo de gas anual que se calculó, tanto por concepto de compresión de gas como por bombeo de agua. Se distinguen en las gráficas los gastos que corresponden a cada concepto, los primeros son del gas empleado por el bombeo del agua, siendo los gastos mayores cuando se compensa en un 100% al vaciamiento provocado por la producción del gas y así sucesivamente en forma decreciente para cada uno de los porcentajes de llenado.

El comportamiento de las curvas del gas consumido por efecto de compresión es similar al mostrado por las gráficas de requerimientos de compresión.

El consumo acumulativo de gas por compresión para el comportamiento primario es de $2\ 460 \times 10^6$ pie³ @ C.S., -

mientras que su valor para el caso que se presente una saturación residual de gas del 50 %, sin importar la fecha del inicio de la inyección de agua resulta de $1\ 400 \times 10^6$ pie³ @ C.S. y en las mismas circunstancias para una saturación residual de gas del 17 % el valor se reduce a 960×10^6 pie³ @ C.S.

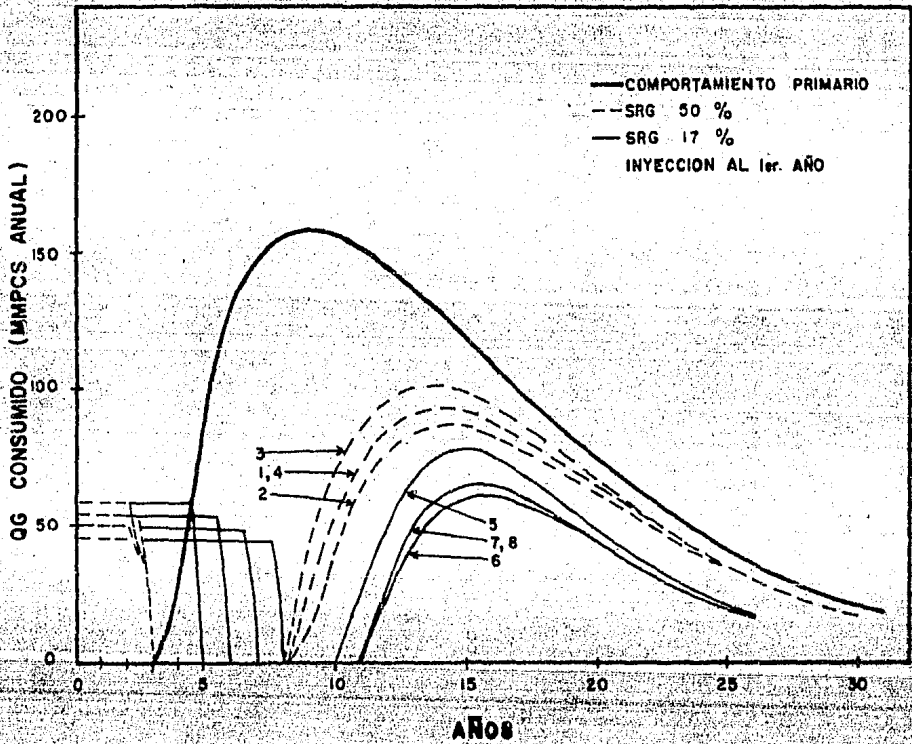
Dependiendo de la saturación residual de gas que se presente, se tendrá como límites consumir del 40 % al 55 % del gas que originalmente por comportamiento primario se gaste. Las gráficas IV.13 a IV.16 muestran de manera resumida el consumo acumulativo de gas.

La fórmula empleada para la determinación del gas consumido se encuentra a continuación:

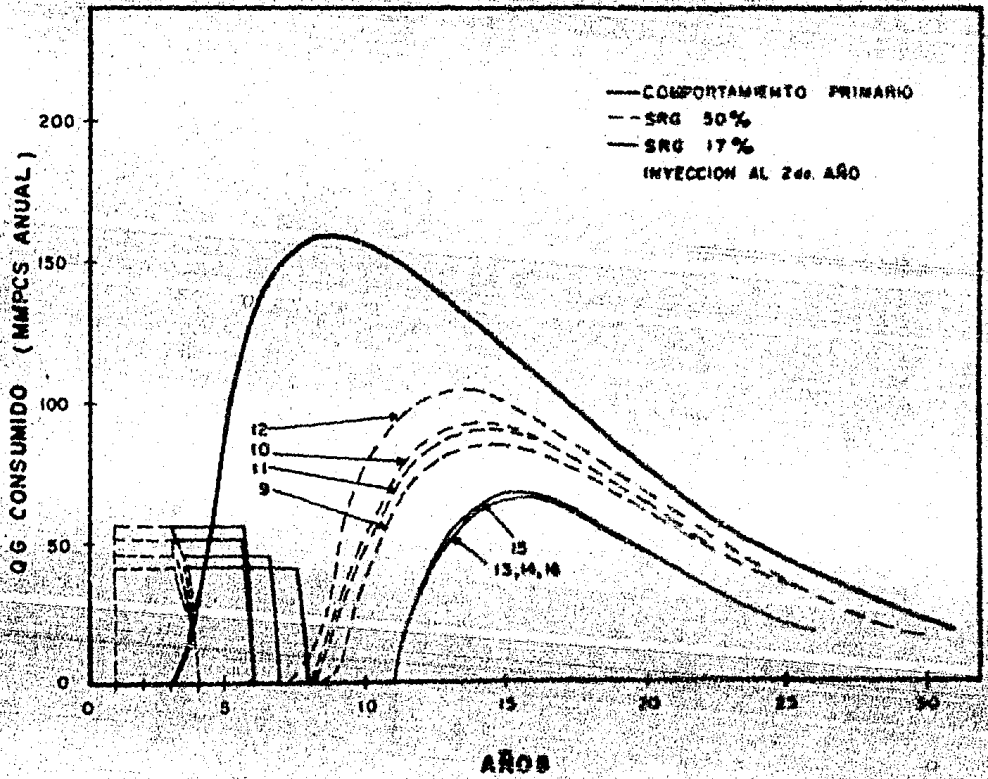
$$\text{Consumo pie}^3/\text{hr.} = 8.489 \text{ (HP)}$$

Considerando que el poder calorífico del gas seco es de 1 000 BTU/pie³.

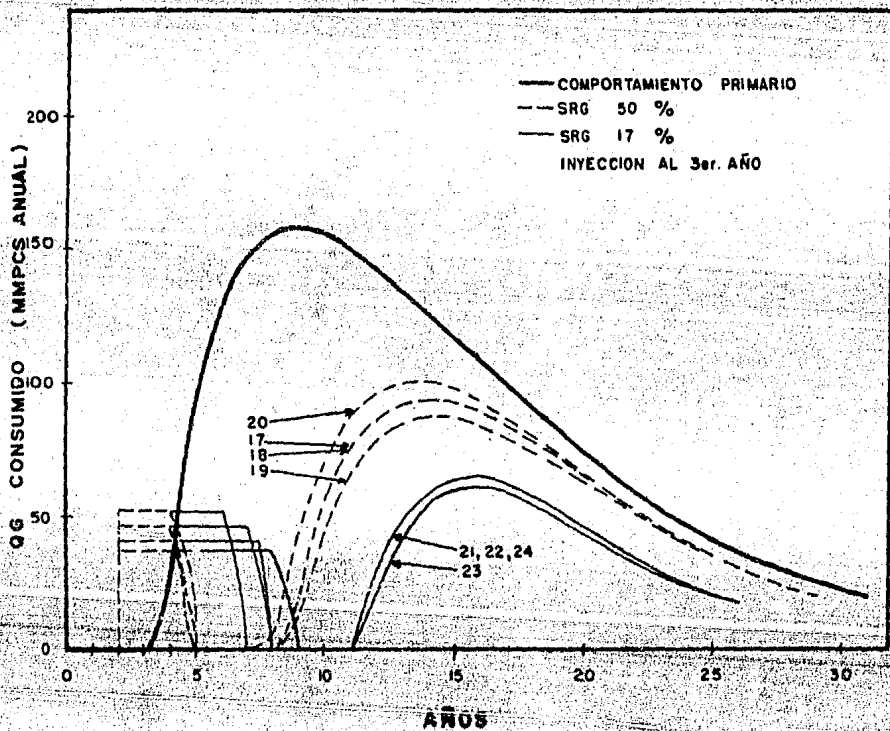
GASTO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



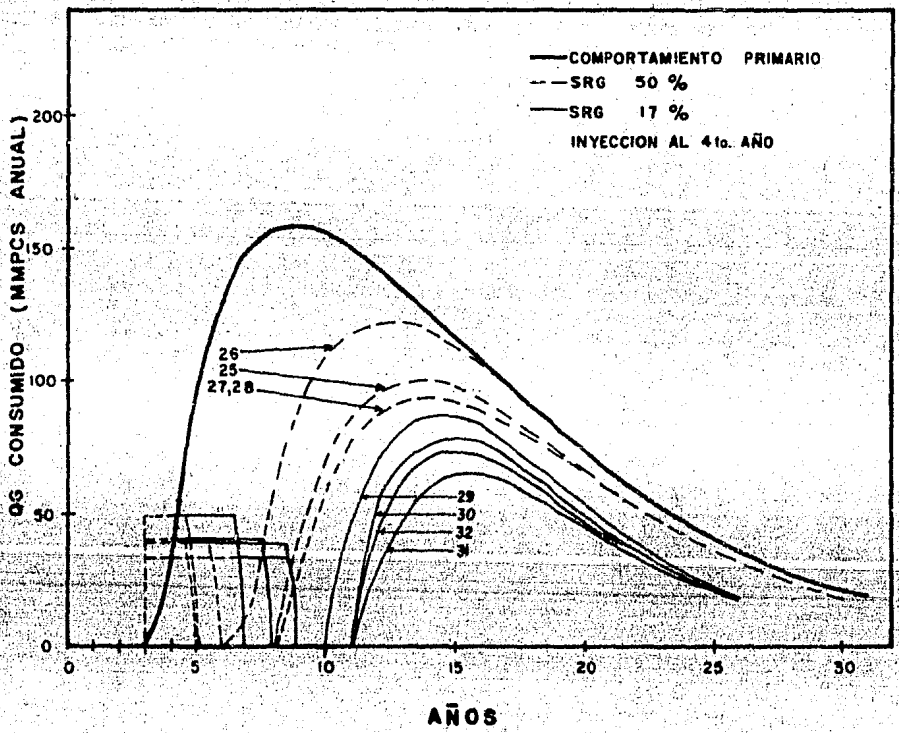
GASTO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



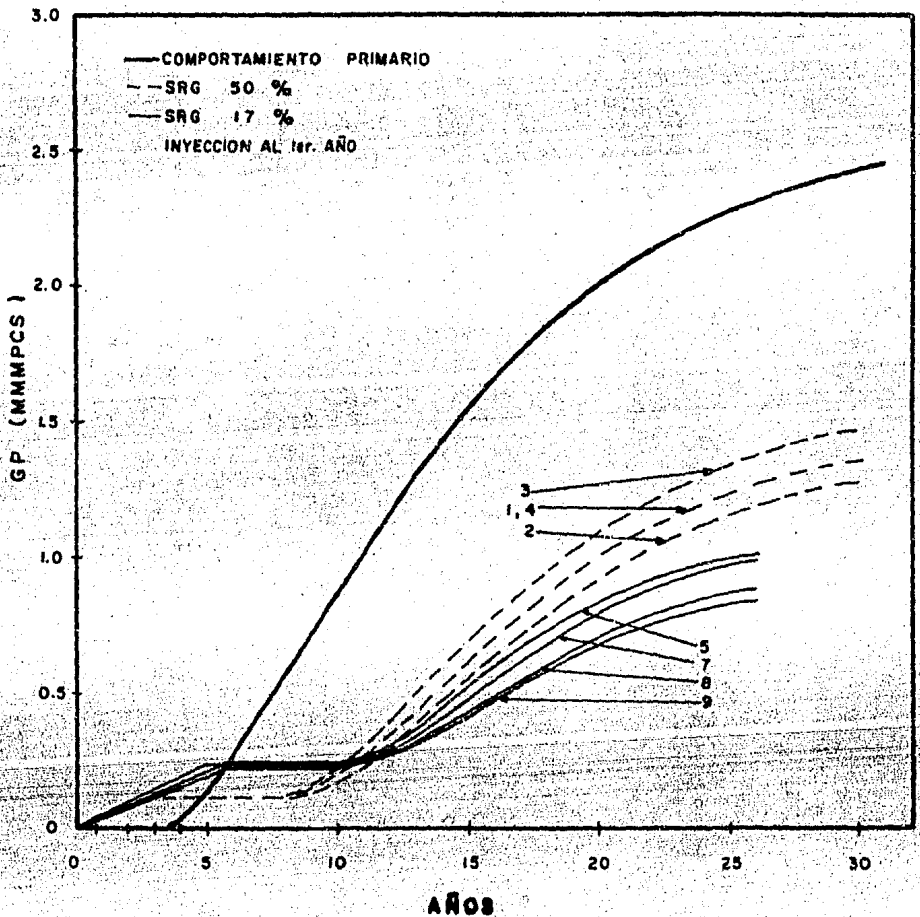
GASTO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



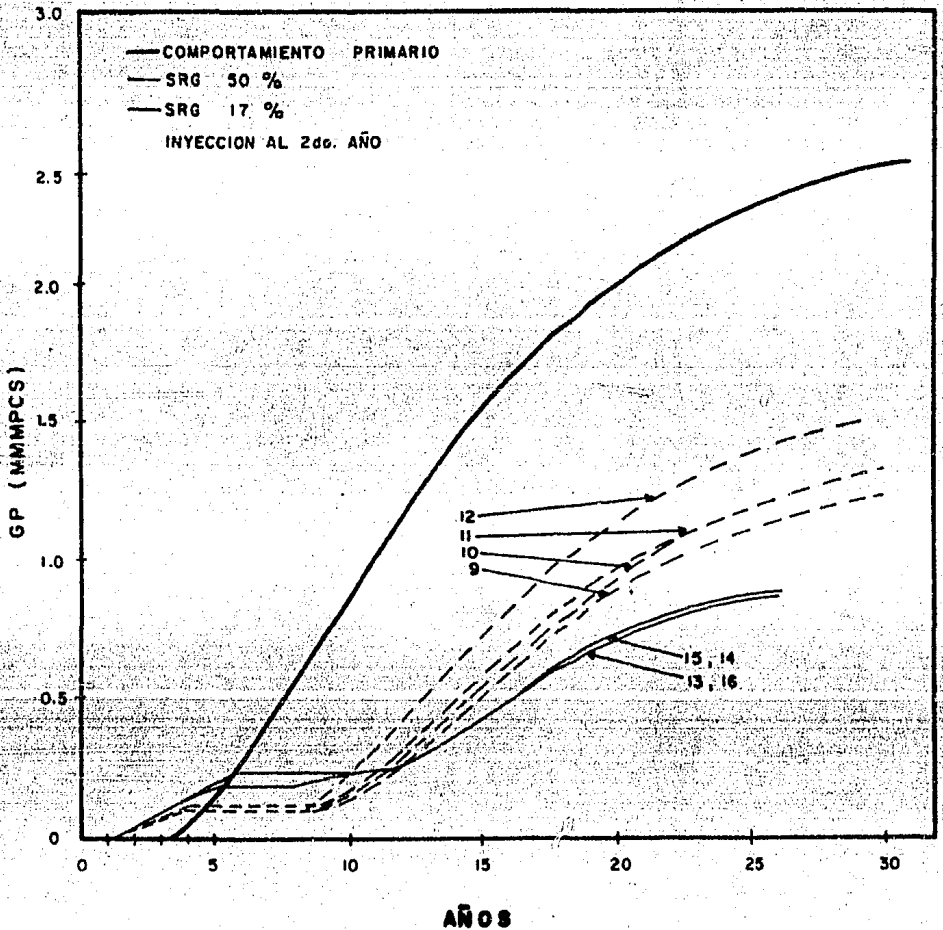
GASTO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



CONSUMO ACUMULATIVO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO

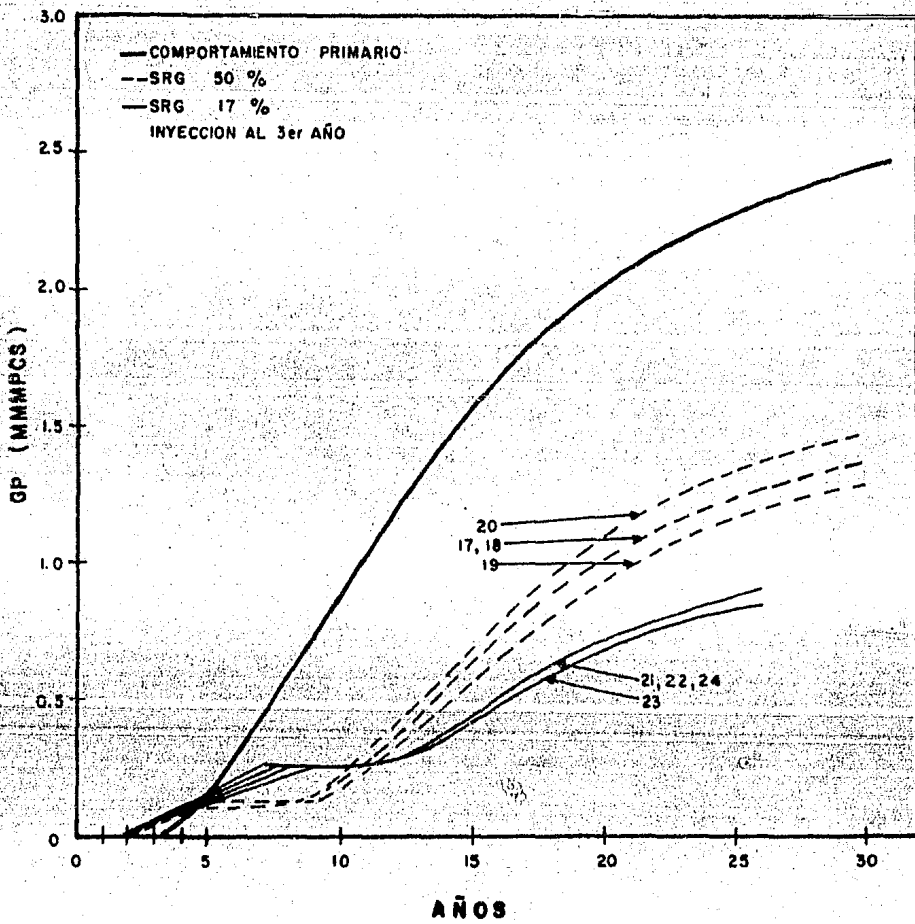


CONSUMO ACUMULATIVO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



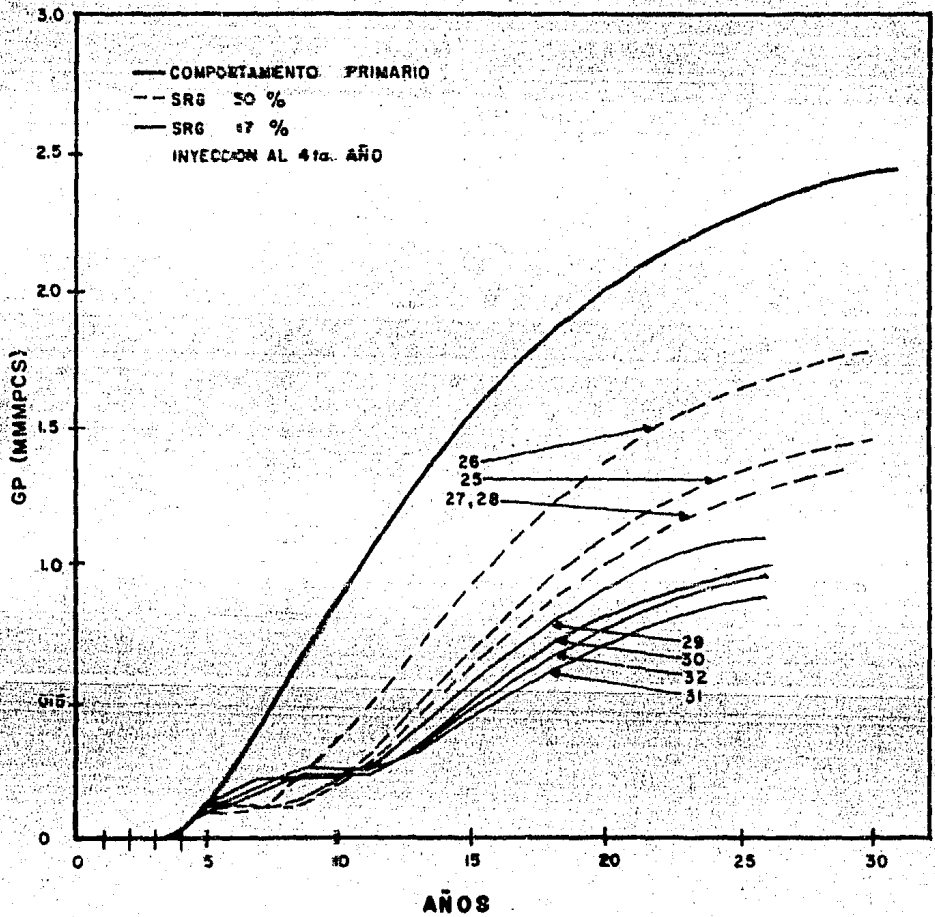
AÑOS

**CONSUMO ACUMULATIVO DE GAS POR
COMPRESION Y BOMBEO**



GRAFICA IV-15

CONSUMO ACUMULATIVO DE GAS POR COMPRESION Y BOMBEO



C A P I T U L O V

V. ANALISIS ECONOMICO

La justificación para la realización de un proyecto, - investigación o modificación técnica a un proceso, debe ser los resultados satisfactorios de una previa evaluación económica. Esta siempre muestra el camino a seguir y debe ser el único criterio para tomar una decisión, si en un momento dado, este punto no se toma en cuenta, no será ingeniería lo que se aplique para resolver el problema. En algunos casos la solución económica idónea se puede modificar por factores de tipo social, se hace notar que este proyecto cumple con - ambos factores, pues busca incrementar en forma económica la recuperación de un recurso no renovable que tiene importante aplicación tanto como combustible, como en la petroquímica.

En el caso de ingeniería de yacimientos, la estimación de las reservas a obtener mediante los diferentes procesos, requieren de su evaluación, de la determinación de las erogaciones por capital invertido, así como de los costos de operación y mantenimiento de las instalaciones que se necesiten²¹.

El estudio económico se divide en dos partes, la primera es el análisis económico del comportamiento primario, incluyendo los egresos por concepto de la compresión del gas. En segundo término se realizó el análisis al proyecto de inyección de agua, el cual proporciona las utilidades por la producción del gas, así como el costo de los insumos por compresión del gas y bombeo del agua, del cual se consideraron las opciones de bombear a baja y alta presión.

Para la selección del mejor curso de acción se efectuó la comparación de los valores relativos en un punto común en el tiempo, considerando así los efectos del tiempo en el valor del dinero.

V.1 Conceptos Básicos.

Los conceptos tratados en el análisis son:

Ingresos brutos, ingresos netos, valor presente, tasas de interés, tasas de inflación y las tasas de incremento en el precio del gas.

Ingreso bruto es la percepción total que resulta de la producción y venta de las reservas; se puede determinar basándose en los precios actuales, establecerse por contrato o considerarse con anticipación cambios en los precios del gas.

Los ingresos netos se determinan, deduciendo de los ingresos brutos los costos por conceptos tales como instalación de plantas de inyección, de compresión, operación y mantenimiento, etc. Los costos pueden ser afectados por un factor de inflación.

Los ingresos netos calculados a futuro son reducidos a valor actual empleando el factor de valor presente, dicho factor se obtiene para cada año, basándose en el interés específico y generalmente se calcula para representar los intereses recibidos en un año.

La tasa de interés está expresada como porcentaje anual de una cantidad dada en préstamo, fijada por la banca de cada país en función de la situación económica de éste.

La tasa de inflación es el valor porcentual que indica un aumento continuado en el nivel de los precios.

La tasa de crecimiento del precio del gas, proporcionará

el precio al cual se deberá vender el producto después de un razonable periodo de tiempo.

El análisis económico fue hecho en dólares, empleando sus respectivas tasas de interés e inflación, porque históricamente es posible establecer la tendencia de variación a futuro con razonable certidumbre, lo que no se logra haciendo el cálculo en pesos, pues aparte de variar su relación con el dólar, fluctúan mucho las tasas de interés e inflación y el grado de incertidumbre es muy alto.

No se consideró dentro del estudio económico, el concepto de valor de rescate del equipo, no usar dicho factor proporciona resultados que aún se podrían incrementar en pequeña proporción.

V.2 Datos Generales.

Para llevar a cabo la evaluación económica se tienen como datos:

Precio del gas	\$ 4.00 U.S. Dls./MPCS.
Costo de instalaciones para la compresión	\$ 2000.00 U.S. Dls./H.P.
Costo de operación y mantenimiento en la compresión	3 % de la potencia instalada
Tasa de interés	13 % anual
Tasa de inflación	10 % anual
Tasa de crecimiento del precio del gas	0, 5 y 10 %
Para la inyección de agua:	
Tiempo de instalación de la planta y tendido de líneas.	2 años
Costo de las instalaciones	2 x 10 ⁶ U.S. Dls. a baja presión.
	10 x 10 ⁶ U.S. Dls. a alta presión.
Costo de bombeo de agua	100 U.S. Dls/BHP.
Costo de un pozo inyector	0.6 x 10 ⁶ U.S. Dls.
Costo del barril de agua tratado	0.02 U.S. Dls.

V.3 Resultados.

El cálculo de las distintas opciones, se realizó empleando el programa cuyo diagrama de flujo aparece en la fig. V.1, y a continuación el listado del mismo.

La evaluación económica del estudio de explotación del yacimiento por agotamiento natural, se encuentra resumido en la tabla siguiente:

AGOTAMIENTO NATURAL

Tcpg %	Ingresos gas MM U.S. Dls.	Egresos Compresión MM U.S. Dls.	Ingresos Netos MM U.S. Dls.
0	2060.588	11.465	2049.123
5	2523.146	16.757	2506.389
10	3207.129	26.256	3180.873

Donde: Tcpg; tasa del crecimiento del precio del gas.

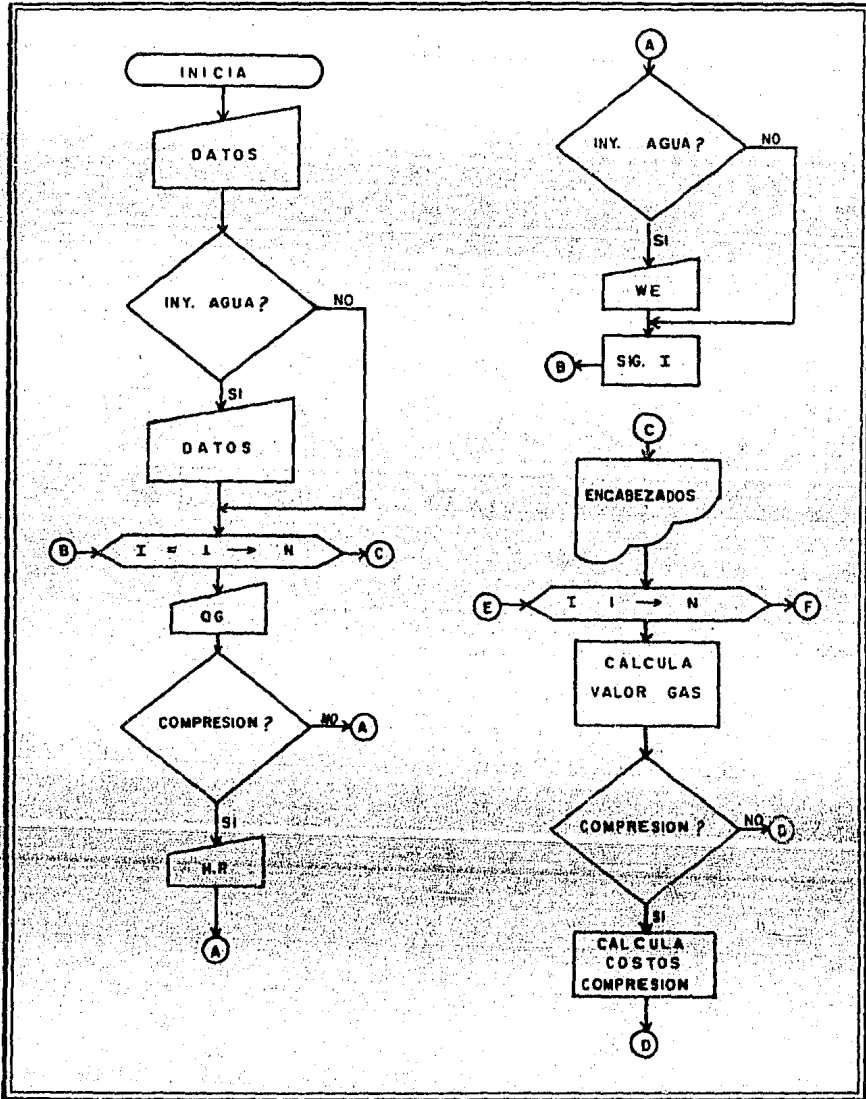


DIAGRAMA DE FLUJO (A.E.)

FIG. IV-1

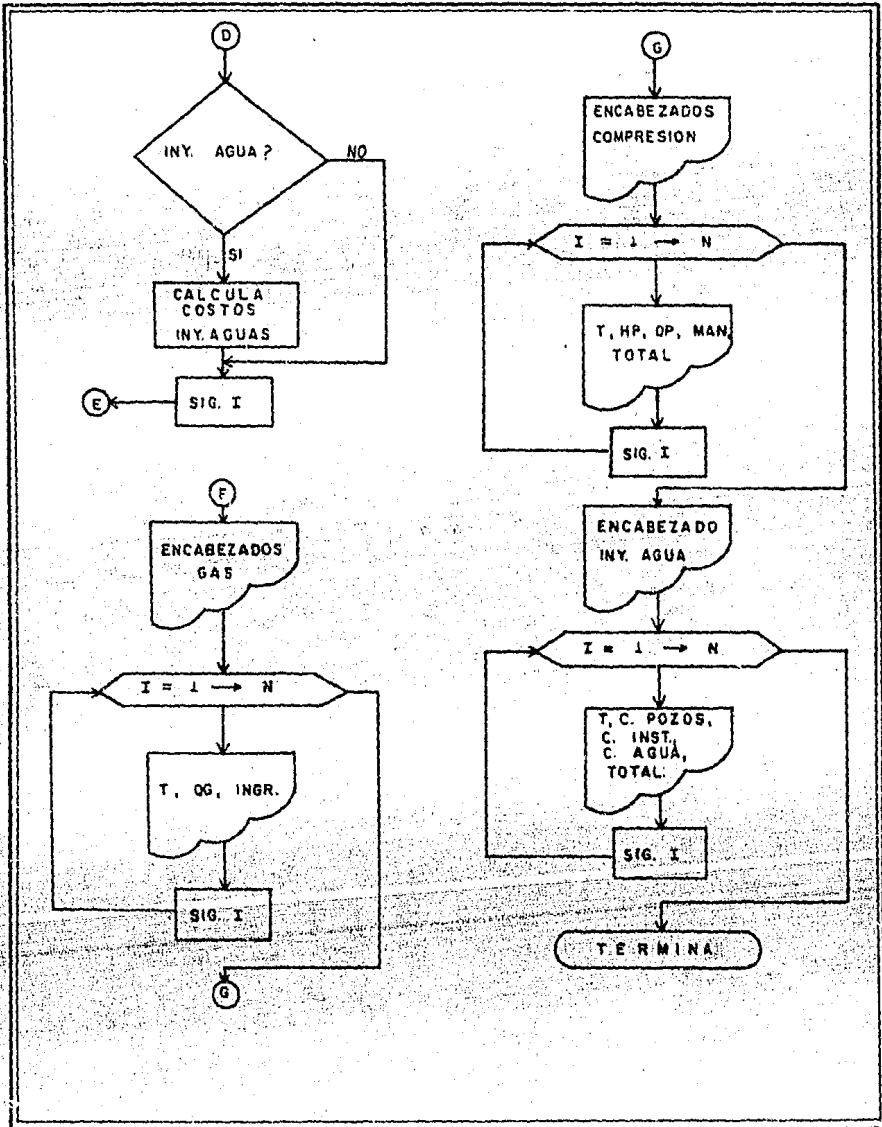


DIAGRAMA DE FLUJO (A.E.) CONT.

FIG. IV-1

PROGRAMA DE COMPUTO ANALISIS ECONOMICO

```

1: OPEN 5:4
2: CND5
3: LIST
10 INPUT "VALOR DEL GAS" /V0
20 INPUT "COSTO DEL HP INST." /PH
30 INPUT "COSTOS DE MANTENIMIENTO (C) DE HP" /PCN
40 INPUT "# DE T. C. P." /P3
47 INPUT "# DE T. DE INT. E INFLN." /P4
50 FOR I=1 TO P3
51 INPUT "TASA DE CRECIMIENTO GAS" /TC(I)
52 IF TC(I) THEN 60
55 INPUT "TASA DE INTERES" /TI(I)
57 INPUT "TASA DE INFLACION" /IN(I)
60 NEXT I
60 INPUT "INYECCION DE AGUA" /AF
90 IF AF="NO" THEN 122
95 INPUT "RASOS DE DES. POZOS INV. Y # DE POZOS POR HNO" /AD,PN
100 INPUT "COSTO DE INST." /IAC(I),IACC(I)
105 INPUT "RASOS DE INV. DE AGUA" /AI
110 INPUT "COSTO UNIT. POZO INV." /PI
120 INPUT "COSTO DE AGUA" /CA
122 INPUT "RASOS DE INVESTIGACION" /N
124 INPUT "RASO DE INIC. DE COMP." /AC
126 DIM V(I),VAC(I),HP(I),GG(I),PP(I)
127 DIM VAC(I),HCH(I),CT(I),GZ(I)
128 DIM VCH(I),WCH(I),CCH(I),FCH),WPC(I)
130 FOR I=1 TO N
132 INPUT "GASTO DE GAS (NPOS)" /G(I)
135 IF I=AC THEN 140
137 INPUT "HP INST." /HP(I)
140 IF AF="NO" THEN 148
142 INPUT "AGUA INV. (C/L/DIA)" /WE(I)
148 NEXT I
160 S=1
164 K=1
165 S1=0: S2=0: S3=0: S4=0: S5=0: S6=0
169 PRINT#5, "PRINT#5,
170 PRINT#5, "*****
171 PRINT#5, "PRINT#5,
172 PRINT#5, "TASA DE CPEC. DEL P. DEL GAS" /TG(S), "%
ES."
174 PRINT#5, "TASA DE INFLACION " /IN(K), "%"
175 PRINT#5, "TASA DE INTERES ANUAL" /TI(K), "%"
177 FOR I=1 TO N
180 A=(1+TG(S)/100)^(I-1)
185 B=(1+TI(K)/100)^(I-1)
192 C=(1+IN(K)/100)^(I-1)
200 VAC(I)=G(I)*V0*A/B/1E6
205 F(I)=Q(I)/S6
208 S1=S1+VAC(I)
215 IF I=AC THEN 300
216 HP(I)=HP(I)-HP(I)-1
240 IF AC=0 THEN 243
242 VCH(I)=80*HP(I)/B/1E6
248 GZ(I)=74.314*HP(I)
300 GG(I)=GZ(I)*V0*A/B/1E6
305 WCH(I)=ON/100*GZ(I)
308 CT(I)=VCH(I)+GG(I)+WCH(I)
310 S2=S2+CT(I)
310 IF AF="NO" THEN 401
310 IF I=AD THEN 370
320 PP(I)=PN*HP(I)/B/1E6
330 S3=S3+PP(I)
340 WPC(I)=IAC(I)*C/B/1E6
345 S4=S4+WPC(I)
370 W(I)=WE(I)*S5+DRC/B/1E6
380 S5=S5+W(I)
390 CCH(I)=FP(I)+WPC(I)+W(I)
400 S6=S6+CCH(I)

```

```

401 NEXT I
403 PRINT#5,
404 PRINT#5, TAB(8) "INGRESOS DEL GAS"
405 PRINT#5,
406 PRINT#5, " T
407 PRINT#5, "R&OS          Q          MMPCSD          INGRESO $"
408 PRINT#5, "          MILL. DLS."
409 FOR I=1 TO N
410 F(I)=F(I)/1E3
411 PRINT#5, USING "###";I;
412 PRINT#5, TAB(10);
413 PRINT#5, USING "###.#####";F(I);
414 PRINT#5, TAB(10);
415 PRINT#5, USING "###.#####";VA(I)
416 NEXT I
417 PRINT#5, TAB(32) "-----"
418 PRINT#5, TAB(30);
419 PRINT#5, USING "#####.#####";S1
420 INPUT "CAMBIO DE HOJA":B$
421 PRINT#5, PRINT#5, TAB(8) "EGRESOS POR COMPRESION"
422 PRINT#5,
423 PRINT#5, PRINT#5, " T          HP          C. HP $          C. OP. $          C. MAN. $
TOT $"
424 PRINT#5, "R&OS INST.          MILL. DLS.          MILL. DLS.          MILL. DLS.          MILL. DL
INT#5
425 FOR I=1 TO N
426 PRINT#5, USING "###";I;
427 PRINT#5, TAB(3);
428 PRINT#5, USING "#####";HP(I);
429 PRINT#5, TAB(3);
430 PRINT#5, USING "###.#####";VH(I);
431 PRINT#5, TAB(3);
432 PRINT#5, USING "###.#####";GG(I);
433 PRINT#5, TAB(3);
434 PRINT#5, USING "###.#####";H(I);
435 PRINT#5, TAB(3);
436 PRINT#5, USING "###.#####";CT(I)
437 NEXT I
438 PRINT#5, TAB(53) "-----"
439 PRINT#5, TAB(49);
440 PRINT#5, USING "#####.#####";S2
441 PRINT#5, INPUT "CAMBIO DE HOJA":B$
442 IF A$="NO" THEN 470
443 PRINT#5, PRINT#5, TAB(8) "EGRESOS POR INV. DE AGUA"
444 PRINT#5,
445 PRINT#5, " T          C. POZOS $          C. INST. $          C. AGUA INV. $          C.
"
446 PRINT#5, "R&OS          MILL. DLS.          MILL. DLS.          MILL. DLS.          MI
"
447 PRINT#5,
448 FOR I=1 TO N
449 PRINT#5, USING "###";I;
450 PRINT#5, TAB(5);
451 PRINT#5, USING "###.#####";PP(I);
452 PRINT#5, TAB(5);
453 PRINT#5, USING "###.#####";NP(I);
454 PRINT#5, TAB(5);
455 PRINT#5, USING "###.#####";WI(I);
456 PRINT#5, TAB(5);
457 PRINT#5, USING "###.#####";CW(I)
458 NEXT I
459 PRINT#5, TAB(9) "-----"
460 PRINT#5, TAB(7);
461 PRINT#5, USING "###.#####";S3;
462 PRINT#5, TAB(6);
463 PRINT#5, USING "###.#####";S4;
464 PRINT#5, TAB(7);
465 PRINT#5, USING "###.#####";S5;
466 PRINT#5, TAB(7);
467 PRINT#5, USING "###.#####";S6
468 INPUT "CAMBIO DE HOJA":B$
470 IF K=P4 THEN 500

```



```
480 K=K+1
490 GOTO 165
500 IF S=P3 THEN 530
510 S=S+1
520 GOTO 164
530 END
540 CLOSE S
```

Las tablas V.1 a V.4 muestran los resultados del análisis económico efectuado al proyecto de recuperación secundaria. Fueron construidas tomando como factor común el año del inicio de la inyección.

Debido a la necesidad de bombear el agua a una determinada presión en la cabeza del pozo; para el primer caso donde se requiere una presión de inyección de 80 Kg/cm^2 , el costo de las instalaciones se eleva con respecto al resto de las tres opciones que se consideran a baja presión.

De las tablas V.2, V.3 y V.4, se concluye que los egresos por compresión del gas e inyección del agua, son del mismo orden, para cada uno de los valores de saturación residual de gas y de tasa de crecimiento del precio del gas. Por lo cual excluyendo el caso cuando se inicie la inyección al primer año, el proyecto puede iniciarse en cualquier momento, se recomienda hacerlo cuando la presión del yacimiento aún es alta, para disminuir el consumo de gas por compresión.

TABLA V.1

ANALISIS ECONOMICO

Inic. Iny. años	Llenado %	Srg %	Tcng %	Ingresos Gas x 106 Dls.	Egresos Compresión x 106 Dls.	Egresos Inyección x 106 Dls	Ingresos Netos x 106 Dls.	
1	100	50	0	2141.682	4.074	15.902	2121.706	
			5	2625.034	6.729	15.902	2602.403	
			10	3326.724	12.207	15.902	3298.615	
			17	0	2232.017	2.767	21.429	2207.821
				5	2738.352	4.499	21.429	2712.424
				10	3449.205	8.052	21.429	3419.724
	90	50		0	2141.682	3.729	16.795	2121.158
				5	2625.034	6.202	16.795	2602.037
				10	3326.724	11.370	16.795	3298.559
			17	0	2232.017	2.005	22.114	2207.898
				5	2738.352	3.307	22.114	2712.931
				10	3449.205	6.066	22.114	3421.025
80		50		0	2141.682	4.585	16.155	2120.942
				5	2625.034	7.502	16.155	2601.377
				10	3326.724	13.440	16.155	3297.129
		17	0	2232.017	2.160	21.816	2208.041	
			5	2738.352	3.553	21.816	2712.983	
			10	3449.205	6.486	21.816	3420.903	
70	50		0	2141.682	4.074	16.475	2121.133	
			5	2625.034	6.729	16.475	2601.830	
			10	3326.724	12.207	16.475	3298.042	
		17	0	2232.017	2.163	21.684	2208.170	
			5	2738.352	3.553	21.684	2713.115	
			10	3449.205	6.486	21.684	3421.035	

t. int. = 13 %

t. Infl. = 10 %

TABLA V.2
 ANALISIS ECONOMICO

Inic. Iny. años	Llenado %	Sag %	Tcpq %	Ingresos Gas x 106 Dls	Egresos Compresión x 106 Dls	Egresos Inyección x 106 Dls	Ingresos Netos x 106 Dls	
2	100	50	0	2141.682	3.518	10.316	2127.848	
			5	2625.034	5.882	10.316	2608.836	
			10	3326.724	10.857	10.316	3305.551	
			17	0	2232.017	2.155	15.478	2214.384
			5	2738.352	3.542	15.478	2719.332	
			10	3449.205	6.467	15.478	3427.260	
	90	50	0	2141.682	4.066	10.103	2127.513	
			5	2625.034	6.718	10.103	2608.213	
			10	3326.724	12.191	10.103	3304.430	
			17	0	2232.617	2.681	13.508	2215.828
			5	2738.352	4.350	13.508	2720.494	
			10	3449.205	7.039	13.508	3428.658	
80	50	0	2141.682	3.930	10.183	2127.569		
		5	2625.034	6.507	10.183	2608.344		
		10	3326.724	11.854	10.183	3304.687		
		17	0	2232.017	2.235	15.217	2214.565	
		5	2738.352	3.671	15.217	2719.464		
		10	3449.205	6.681	15.217	3427.307		
70	50	0	2141.682	4.863	9.559	2127.260		
		5	2625.034	7.913	9.559	2607.562		
		10	3326.724	14.068	9.559	3303.097		
		17	0	2232.017	2.155	15.199	2214.663	
		5	2738.352	3.542	15.199	2719.611		
		10	3449.205	6.467	15.199	3427.539		

t. int. = 13 %

t. infl. = 10 %

TABLA V.3

ANALISIS ECONOMICO

Inic. Iny. años	Llenado %	Srg %	Tcpg %	Ingresos Gas x 106 Dls	Egresos Compresión x 106 Dls	Egresos Inyección x 106 Dls	Ingresos Netos x 106 Dls		
3	100	50	0	2141.682	4.131	9.586	2127.965		
			5	2625.034	6.812	9.586	2608.636		
			10	3326.724	12.343	9.586	3304.795		
			17	2232.017	2.147	14.861	2215.009		
		5	2738.352	3.529	14.861	2719.962			
		10	3449.205	6.446	14.861	3427.898			
		90	50	0	2141.682	4.061	9.615	2128.006	
				5	2625.034	6.708	9.615	2608.711	
				10	3326.724	12.175	9.615	3304.934	
			17	0	2232.017	2.147	14.781	2215.089	
				5	2738.352	3.529	14.781	2720.242	
				10	3449.205	6.446	14.781	3427.978	
	80	50	0	0	2141.682	3.716	9.845	2128.121	
				5	2625.034	6.181	9.845	2609.008	
				10	3326.724	11.335	9.845	3305.554	
			17	0	2232.017	1.992	14.885	2215.140	
				5	2738.352	3.283	14.885	2710.184	
				10	3449.205	6.023	14.885	3428.297	
		70	50	0	0	2141.682	4.569	9.238	2127.875
					5	2625.034	7.480	9.238	2608.316
					10	3326.724	13.405	9.238	3304.081
			17	0	0	2232.017	2.147	14.602	2215.268
					5	2738.352	3.529	14.602	2720.221
					10	3449.205	6.446	14.602	3428.157

t. int. = 13 %

t. infl. = 10 %

TABLA V.4

ANALISIS ECONOMICO

Inic. Iny. años	Llenado %	Shg %	Tcpg %	Ingresos Gas x 10 ⁶ Dls	Egresos Compresión x 10 ⁶ Dls	Egresos Inyección x 10 ⁶ Dls	Ingresos Netos x 10 ⁶ Dls	
4	100	50	0	2141.682	4.561	9.062	2128.059	
			5	2625.034	7.467	9.062	2608.505	
			10	3326.724	13.383	9.062	3304.279	
			17	0	2232.017	3.192	13.602	2215.223
			5	2738.352	5.157	13.602	2719.593	
			10	3449.205	9.127	13.602	3426.476	
	90	50	0	2141.682	6.221	8.264	2127.197	
			5	2625.034	9.897	8.264	2606.873	
			10	3326.724	17.078	8.264	3301.382	
			17	0	2232.017	2.738	13.864	2215.415
			5	2738.352	4.454	13.864	2720.034	
			10	3449.205	7.978	13.864	3427.363	
80	50	0	2141.682	4.125	9.310	2128.247		
		5	2625.034	6.804	9.310	2608.920		
		10	3326.724	12.333	9.310	3305.081		
		17	0	2232.017	2.139	14.357	2215.521	
		5	2738.352	3.518	14.357	2720.477		
		10	3449.205	6.424	14.357	3428.424		
70	50	0	2141.682	4.125	9.294	2128.263		
		5	2625.034	6.804	9.294	2608.936		
		10	3326.724	12.333	9.294	3305.097		
		17	0	2232.017	2.526	13.928	2215.563	
		5	2738.352	4.122	13.928	2720.302		
		10	3449.205	7.432	13.928	3427.745		

t. int. = 13 %

t. infl. = 10 %

Los valores tabulados a continuación muestran los ingresos netos que se obtienen para cada una de las tres opciones analizadas.

INGRESOS NETOS

Tcpg %	Agotamiento Natural MM U.S. Dls.	RECUPERACION		SECUNDARIA
		Srg %	Alta presión MM U.S. Dls.	Baja presión MM U.S. Dls.
0	2060	50	2121	2129
		17	2208	2215
5	2525	50	2602	2608
		17	2713	2720
10	3207	50	3298	3305
		17	3421	3427

La relación de utilidades del proyecto de recuperación secundaria, se calcularon dividiendo las ganancias de este proceso sobre el agotamiento natural, entre los egresos totales por compresión del gas e inyección del agua. La tabla a continuación muestra los resultados obtenidos.

RELACION DE UTILIDADES
ALTA PRESION

Tcpg %	Srg %	Utilidades MM U.S. Dls.	Egresos MM U.S. Dls.	R
0	50	61	20	3.1
	17	148	23	6.4
5	50	79	22	3.6
	17	190	25	7.6
10	50	91	28	3.3
	17	214	27	7.9

RELACION DE UTILIDADES
BAJA PRESION

Tcpg %	Srg %	Utilidades MM U.S. Dls.	Egresos MM U.S. Dls.	R
0	50	68	14	4.9
	17	155	17	9.1
5	50	85	16	5.3
	17	197	18	10.9
10	50	98	22	4.5
	17	220	21	10.5

C A P I T U L O VI

VI. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

1. Del volumen original de gas:

$$1\ 050 \times 10^9 \text{ pie}^3 \text{ @ C.S.}$$

Se esperan las producciones siguientes:

Agotamiento Natural	RECUPERACION Srg = 50 %	SECUNDARIA Srg = 17 %
$\times 10^9 \text{ pie}^3 \text{ C.S.}$	$\times 10^9 \text{ pie}^3 \text{ C.S.}$	$\times 10^9 \text{ pie}^3 \text{ C.S.}$
948 (90 %)	978 (93 %)	1 205 (96 %)

2. La producción inicial de gas será:

$$250 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día @ C.S.}$$

La que se mantendrá 4 años para el agotamiento natural, 5 años para una Srg = 50 %, y para una Srg = 17 % durante 6 años y 2 más produciendo $200 \times 10^6 \text{ pie}^3/\text{día @ C.S.}$

3. El agua que se requiere inyectar es:

$$\text{Para una Srg} = 50 \% \quad 187 \times 10^6 \text{ BBL. @ C.S.}$$

$$\text{Para una Srg} = 17 \% \quad 387 \times 10^6 \text{ BBL. @ C.S.}$$

4. Para cumplir el programa de inyección de agua se requiere de 6 pozos inyectoros.

5. El consumo de gas por la compresión del gas y el bombeo de agua resultó de:

Agotamiento Natural	RECUPERACION Srg = 50 %	SECUNDARIA Srg = 17 %
X 10 ⁶ pie ³ @ C.S.	X 10 ⁶ pie ³ @ C.S.	X 10 ⁶ pie ³ @ C.S.
2460	1400	960

Dependiendo de la saturación residual de gas que se determine para este yacimiento, y tendrá como límites el consumir del 40 al 55 % del gas que se utilice por comportamiento primario.

6. Los requerimientos de compresión máximos para cada caso serán:

Agotamiento natural	2150 H.P. al año 9
Srg = 50 %	1450 H.P. al año 13
Srg = 17 %	1100 H.P. al año 16

7. Las utilidades netas, reducidas a valor actual que se esperan con este sistema son:

Tepg	Agotamiento Natural	RECUPERACION Srg=50 %	SECUNDARIA Srg=17%
%	MM U.S. Dls.	MM U.S. Dls.	MM U.S. Dls.
0	2060	2129	2215
5	2525	2608	2720
10	3207	3305	3427

Tepg; tasa de crecimiento del precio del gas.

8. Para los 3 últimos niveles de tiempo considerados, los costos por bombeo y compresión, establecen que el inicio de la inyección se puede realizar en cualquier momento.

B I B L I O G R A F I A

BIBLIOGRAFIA

1. Rivas Gómez S. "Waterflooding will benefit some gas reservoirs". *World Oil*. Abril - 1983.
2. Ayala S. R., Granados G. J.L. "Explotación petrolera en México". *Curso de Evaluación de formaciones*. Schlumberger. Diciembre - 1983.
3. Rodríguez M. M., Acosta C. J.A. "Pozo Muspac N° 1 Informe Final". *Superintendencia General Distritos de Explotación, Superintendencia de Operaciones Geológicas*.
4. Rivas Gómez S. "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua a Yacimientos de gas y condensado (Muspac)". *PE-MEX*. Julio - 1984.
5. Loreto Mendoza E.G. "Predicción del comportamiento de la Arena Retama del Campo Reynosa". *Tesis Profesional*. 1953.
6. T. E. W. Nind. "Principles of Oil Well production". *Mc Graw Hill*. 1964.
7. Méndez L.T., Teysse S.J. "Caracterización de fluidos de Yacimientos Petroleros". *Subdirección Tecnológica de Explotación*. IMP.
8. S.J. Pirson. "Elements of Oil reservoir engineering". *Mc Graw Hill*. 1950.
9. B.C. CRAFT., M.F. HAWKINS. "Applied Petroleum Reservoir Engineering". *Prentice - Hall inc*. 1959.

10. K.R. HALL., L. YARBOROUGH. "A new equation of state for Z. Factor calculations". Gas Tecnology SPE Reprint Series # 13.
11. K.R. HALL., L. YARBOROUGH. "How to solve equation of - state for Z. Factor". Gas Tecnology SPE Reprint Series # 13.
12. F. Garaicochea P. "Apuntes de transporte de hidrocarburos". F. I. U.N.A.M. Noviembre - 1983.
13. E. F. Herbeck., R. C. Heintz., J. R. Hastings. "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery". Petroleum Engineer. Enero - 1976.
14. T. M. Geffen., D. R. Parrish., G. W. Haynes., Q. A. Morse "Efficiency of gas displacement from porous media by liquid flooding". Trans. AIME. 1952.
15. G. L. Chirici., G. M. Ciucci., G. Long. "Experimental - research and gas saturation behind the water front in - gas reservoir subjected to water drive". Six World Petroleum Congress. Frankfort W. Germany. Junio - 1963.
16. J. L. Lutes., C. P. Chiang., R. Rossen., H. Brady - "Acelerated blowdown of a strong water - drive gas reservoir". JPT. Diciembre - 1977.
17. Chiñas A. M.M., Peregrino R. H. "Determinaciones petrofísicas Pozo Muspac N° 1, Formación Cretácico Superior". Departamento de Ingeniería de Yacimientos. Laboratorio de Explotación. Zona Sureste. Julio - 1982.

18. C. R. Dodson., M. B. Standing. "Pressure - Volume - Temperature and Solubility Relations for Natural Gas - Water Mixtures". Drill and Prod. Prac. API. 1944.
19. C. S. Matthews., D. G. Russell. "Pressure Build-up and flow test". Monograph Series SPE. 1967.
20. L. D. Cason Jr. "Waterflooding a low-pressure gas reservoir to increase recovery". SPE. Octubre - 1983.
21. Forrest A. Garb. "Oil and gas reserves classification, Estimation and Evaluation". JPT. Marzo - 1985.