

T  
553.282  
D41

"DISEÑO DE LAS CONDICIONES DE OPERACION  
DE UN PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2,  
FORMACION COLORADO, CAMPO GALAN"

DANIEL ARTURO DIAZ SANCHEZ

HENRY BOE HANSEN BELLO

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BOGOTA, SEPTIEMBRE 1988.



"DISEÑO DE LAS CONDICIONES DE OPERACION  
DE UN PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2,  
FORMACION COLORADO, CAMPO GALAN

DANIEL ARTURO DIAZ SANCHEZ

HENRY BOE HANSEN BELLO

Trabajo de grado presentado como  
requisito parcial para optar al  
Titulo de Ingeniero de petroleos.

DIRECTOR: JOAQUIN GONZALES JIMENEZ  
Ingeniero de Petróleos.

FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA  
FACULTAD DE INGENIERIA  
DEPARTAMENTO DE INGENIERIA DE PETROLEOS  
BOGOTA, SEPTIEMBRE DE 1988.



NOTA DE ACEPTACION

  
\_\_\_\_\_  
*Guillermo Pérez*  
\_\_\_\_\_  
*Octubre 10/88*  
\_\_\_\_\_

*Guillermo Pérez*  
\_\_\_\_\_  
PRESIDENTE DEL JURADO

\_\_\_\_\_  
JURADO

\_\_\_\_\_  
JURADO

BOGOTA, SEPTIEMBRE DE 1988.



A mi hermosa familia  
y especialmente a mi esposa,  
que siempre me labora  
A mis padres  
y hermanos por  
su cariño y apoyo.

DANIEL.



A mi hermosa familia  
y especialmente a mi esposa,  
que siempre me colaborò  
y esperò pacientemente  
que llegara éste momento.

HENRY BOE.



## AGRADECIMIENTOS

### TABLA DE CONTENIDO

Los autores expresan sus agradecimientos:

A El Departamento de Recuperación Mejorada, División de Yacimientos, ECOPETROL.

1. CAMPO GALAN.....  
A La División de Yacimientos, ECOPETROL.

1.1 GENERALIDADES.....  
A El Distrito de Producción El Centro, ELC, ECOPETROL.

1.2 GEOLOGIA.....  
A El Departamento de Ingeniería de HUGHES SERVICES.

1.2.1 Generalidades.....  
A La FUNDACION UNIVERSIDAD DE AMERICA.

1.2.2 Estructura.....

A todas aquellas personas que en una u otra forma colaboraron en la realización del presente trabajo.

1.3 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....

1.3.1 Generalidades.....

1.3.2 Propiedades Petrofísicas.....

1.3.3 Propiedades de los fluidos.....

1.3.4 Mapas y correlaciones.....

2. HISTORIA DE PRODUCCIÓN.....

2.1 GENERALIDADES.....



2.2 RECUPERACION PRIMARIA.....	27
2.3 RECUPERACION SECUNDARIA.....	28
2.4 RECUPERACION MEJORADA.....	33
3. CO2 EN PROCESOS TABLA DE CONTENIDO TORADA.....	35
RESUMEN GENERALIDADES.....	pag. 37
INTRODUCCION DEL CO2 EN SOLUCION PARA EL RECOBRO DE ACEITE.....	1
1. CAMPO GALAN.....	3
1.1.1 Generalidades.....	39
1.1.2 GENERALIDADES del crudo.....	33
1.1.3 Disminución de la viscosidad del crudo.....	43
1.2 GEOLOGIA.....	6
1.2.1 Generalidades del CO2 en la formación.....	46
1.2.2 Estructura.....	10
1.2.3 Estratigrafía.....	13
1.3 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO.....	14
1.3.1 Generalidades.....	14
1.3.2 Propiedades Petrofísicas.....	15
1.3.3 Propiedades de los fluidos.....	16
1.3.4 Mapas y correlaciones.....	19
2. HISTORIA DE PRODUCCION.....	24
2.1 GENERALIDADES.....	24



2.2	RECUPERACION PRIMARIA.....	27
4.4.1	Criterios de selección para procesos de inyección de CO <sub>2</sub> .....	43
2.3	RECUPERACION SECUNDARIA.....	28
4.4.1.1	Consideraciones generales.....	43
2.4	RECUPERACION MEJORADA.....	33
	Huff 'n' Puff con CO <sub>2</sub> .....	46
3.4	CO <sub>2</sub> EN PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA.....	35
3.1	GENERALIDADES.....	35
	CARBONATADA EN GALAN, ZONA A.....	73
3.2	EFFECTOS DEL CO <sub>2</sub> COMO GAS EN SOLUCION PARA EL RECOBRO DE ACEITE.....	38
3.2.1	Generalidades.....	38
3.2.2	Hinchamiento del crudo.....	39
5.2.1	Localización.....	74
3.2.3	Disminución de la viscosidad del crudo.....	43
5.2.2	Número de pozos.....	76
3.2.4	Vaporización de hidrocarburos.....	43
5.2.3	Historia.....	76
3.2.5	Efecto ácido del CO <sub>2</sub> en la formación.....	44
5.2.4	Estados Mecánicos.....	79
4.2	FUNDAMENTOS DE LA INYECCION CICLICA CON CO <sub>2</sub> ...	48
5.2.6	Método de inyección.....	80
4.1	INTRODUCCION.....	48
5.3	INYECCION DE AGUA CARBONATADA.....	81
4.2	PROCESO DE INYECCION CICLICA CON CO <sub>2</sub> (Huff'n'Puff).....	50
5.3.1	Generalidades.....	81
4.3	MODELO MATEMATICO DE ESTIMULACION.....	54
5.3.3	Procedimiento.....	82
4.3.1	Variables del proceso del modelo matemático	58
5.3.4	Diagrama del piloto.....	82
4.3.2	Conclusiones del trabajo de simulación de	
5.3.5	Patton, et al.....	62
5.3.6	Concentraciones.....	82
4.4	ESTUDIOS PRELIMINARES PARA LA INYECCION DE CO <sub>2</sub> .....	65



5.4	COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION Y LA PRODUCCION.....	63
4.4.1	Criterios de selección para procesos de inyección de CO2.....	65
5.4.1	Comportamiento de la inyección.....	65
4.4.1.1	Consideraciones generales.....	65
5.4.2	Comportamiento de la producción.....	67
4.4.1.2	Criterios para el proceso de estimulación	
5.4.2.1	Huff'n'Puff con CO2.....	66
4.4.2	Aplicaciones de campo.....	70
5.4.2.2.1	Productor central (San Silvestre S)....	97
5.	PILOTO DE RECUPERACION MEJORADA CON AGUA CARBONATADA EN GALAN, ZONA A.....	73
5.4.2	Sistema de Recolección.....	100
5.1	GENERALIDADES.....	73
5.5	RESULTADOS.....	100
5.2	PILOTO DE CO2.....	73
5.6	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	102
5.2.1	Localización.....	74
5.2.2	Número de pozos PILOTO DE AGUA CARBONATADA...	176
5.2.3	Historia.....	76
6.	DISEÑO DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2	
5.2.4	Estados Mecánicos.....	178
5.2.5	Arenamientos.....	78
6.1	GENERALIDADES.....	107
5.2.6	Método de Inyección.....	80
6.2	FUENTE DE CO2.....	109
5.3	INYECCION DE AGUA CARBONATADA.....	81
6.3	CALIDAD DEL CO2 DISPONIBLE EN LA FUENTE.....	109
5.3.1	Generalidades.....	81
5.3.2	Razones de utilización.....	182
5.3.3	Procedimiento.....	82
6.5	FACILIDADES PARA MNEJG E INYECCION DE CO2...	109
5.3.4	Diagrama del piloto.....	84
5.3.5	Estación de mezcla.....	184
5.3.6	Concentraciones utilizadas.....	84
6.6.1	Historia del pozo Galán-01.....	111



5.4.2	COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION Y LA PRODUCCION.....	114 88
6.7	CONDICIONES OPTIMAS DE OPERACION.....	116
5.4.1	Comportamiento de la inyección.....	88
5.4.2	Comportamiento de la producción.....	89
5.4.2.1	Pozos Inyectores de CO2.....	90
5.4.2.2	Pozos productores.....	97
5.4.2.2.1	Productor central (San Silvestre 8)....	97
5.4.2.2.2	Productores laterales.....	99
5.4.3	Sistema de Recolección.....	100
6.8	CONTROL A LAS CONDICIONES DE OPERACION Y VARIABLES DEL PILOTO.....	123
5.5	RESULTADOS.....	100
6.8.1	Introducción.....	123
5.6	PROBLEMAS OPERACIONALES.....	102
6.8.2	Inyección.....	124
5.7.3	CONCLUSIONES DEL PILOTO DE AGUA CARBONATADA..	102
6.8.4	Problemas operacionales.....	127
6.	DISEÑO DEL PILOTO DE INYECCION CICLICA DE CO2 EN GALAN.....	107
6.8.4.2	Corrosión.....	131
6.1	GENERALIDADES.....	107
6.8.4.3	Colapsos.....	132
6.2	FUENTE DE CO2.....	108
6.3	CALIDAD DEL CO2 DISPONIBLE EN LA FUENTE.....	108
6.4	TRANSPORTE.....	109
6.5	FACILIDADES PARA MANEJO E INYECCION DE CO2...	109
6.6	SELECCION DE POZO.....	111
6.6.1	Historia del pozo Galan-61.....	111



6.6.2 Estado Mecánico del pozo Galán-61.....	114
CONCLUSIONES.....	141
6.7 CONDICIONES OPTIMAS DE OPERACION.....	116
RECOMENDACIONES.....	144
6.7.1 Introducción.....	116
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	146
6.7.2 Presión de Inyección.....	116
6.7.3 Volumen de Inyección Total.....	118
6.7.4 Tasa de Inyección.....	119
6.7.5 Tiempo de inyección.....	121
6.8 CONTROL A LAS CONDICIONES DE OPERACION Y VARIABLES DEL PILOTO.....	123
6.8.1 Introducción.....	123
6.8.2 Inyección.....	124
6.8.3 Producción.....	126
6.8.4 Problemas operacionales.....	127
6.8.4.1 Producción de arena.....	130
6.8.4.2 Corrosión.....	131
6.8.4.3 Colapsos.....	132
6.8.5 Perfiles de inyección.....	134
7. PRONOSTICOS DE LA PRUEBA.....	135
7.1 INTRODUCCION.....	135
7.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION.....	135
7.3 COSTOS DE OPERACION.....	139
7.4 CALCULOS DE RENTABILIDAD.....	139



CONCLUSIONES.....	141
RECOMENDACIONES.....	144
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	146
ANEXOS.....	151

LISTA DE FIGURAS

pag

FIGURA 1. Columna Estratigráfica, Campo Galán-San Silvestre.....	12
FIGURA 2. Histograma de porosidades a partir de núcleos (G-15, G-44, G-90, G-91, G-92), Campo Galán-Zona A.....	17
FIGURA 3. Porosidad contra frecuencia acumulada, Campo Galán-Zona A.....	17
FIGURA 4. Saturación de agua connata contra permeabilidad.....	18
FIGURA 5. Saturación de aceite residual contra permeabilidad.....	18
FIGURA 6. Correlación de los Pozos: G-90, G-40, G-102, G-49, G-117; G-61 y G-112.....	23
FIGURA 7. Correlación de los Pozos: G-74, G-110, G-61, G-113 y G-90.....	23
FIGURA 8. Historia de producción del Campo Galán.	29
FIGURA 9. Historia de producción, Zona A, Campo Galán-San Silvestre.....	31



LISTA DE FIGURAS

	pag
FIGURA 1. Columna Estratigràfica. Campo Galàn-San Silvestre.....	12
FIGURA 2. Histograma de porosidades a partir de nùcleos (G-15, G-44, G-90, G-91, G-92), Campo Galàn-Zona A.....	17
FIGURA 3. Porosidad contra frecuencia acumulada. Campo Galàn-Zona A.....	17
FIGURA 4. Saturaciòn de agua connata contra permeabilidad.....	18
FIGURA 5. Saturaciòn de aceite residual contra permeabilidad.....	18
FIGURA 6. Correlaciòn de los Pozos: G-98, G-45, G-102, G-49, G-119, G-61 y G-112.....	23
FIGURA 7. Correlaciòn de los Pozos: G-54, G-110, G-61, G-113 y SS-8.....	23
FIGURA 8. Historia de producciòn del Campo Galàn.	25
FIGURA 9. Historia de producciòn, Zona A, Campo Galàn-San Silvestre.....	31



FIGURA 10.	Proyecto piloto de inyección de dióxido de carbono. Campo Galán.....	34
FIGURA 23.	Medición y control de CO <sub>2</sub> gaseoso. Compresores y múltiple No.5. Campo Galán.....	85
FIGURA 11.	Factor de hinchamiento contra fracción mol de CO <sub>2</sub> .....	40
FIGURA 24.	Historia de producción-Sector CO <sub>2</sub> .....	101
FIGURA 12.	Volumen de aceite relativo contra presión (a 144°F), fluido del yacimiento de W.T.....	40
FIGURA 25.	Sistema de recolección del piloto de inyección de agua carbonatada.....	101
FIGURA 13.	Cambio en la permeabilidad relativa.....	42
FIGURA 26.	Historia de producción del pozo.....	115
FIGURA 14.	Viscosidad de mezclas CO <sub>2</sub> -Aceite a 120°F.....	42
FIGURA 27.	Estado mecánico del pozo Galán - él.....	115
FIGURA 15.	Cambio de volumen del crudo Cabin Creek adicionándole CO <sub>2</sub> a presión.....	45
FIGURA 28.	Volumen de inyección total contra recuperación incremental total.....	128
FIGURA 16.	Resultados de una prueba para un crudo de composición fija con temperatura constante.....	45
FIGURA 29.	Producción -primer ciclo- (1.900 psi).....	128
FIGURA 17.	Proceso de estimulación cíclica (Huff n' Puff).....	51
FIGURA 30.	Producción -primer ciclo- (1.500 psi).....	129
FIGURA 18.	Efecto de P y T de yacimiento en los mecanismos de desplazamiento en la inyección de CO <sub>2</sub> .....	151
FIGURA 31.	Producción -primer ciclo- (1.900 psi).....	151
FIGURA 19.	Curva de eficiencia del CO <sub>2</sub> líquido saturado.....	60
FIGURA 20.	Historia de producción. Pozo central (SS-8). Campo Galán Zona Piloto CO <sub>2</sub> .....	77
FIGURA 32.	una función de temperatura.....	153
FIGURA 21.	Piloto de inyección de CO <sub>2</sub> -INYECCION TOTAL. Campo Galán Zona A.....	77
FIGURA 34.	dióxido de carbono.....	155
FIGURA 22.	Múltiple para medición y control de inyección gaseoso. Campo Galán.....	85
FIGURA 35.	el yacimiento de un barril.....	157



FIGURA 23.	Medición y control de CO2 gaseoso. Compresores y múltiple No.5. Campo Galán.....	85
FIGURA 24.	Historia de producción-Sector CO2. Productor central y laterales.....	101
FIGURA 25.	Sistema de recolección del piloto de inyección de agua carbonatada.....	101
FIGURA 26.	Historia de producción del pozo Galán - 61.....	115
FIGURA 27.	Estado mecánico del pozo Galán - 61.....	115
FIGURA 28.	Volumen de inyección total contra recuperación incremental total.....	128
FIGURA 29.	Crudo incremental contra tiempo de producción -primer ciclo- (1.900 psi)...	128
FIGURA 30.	Crudo incremental contra tiempo de producción -primer ciclo- (1.500 psi)...	129
FIGURA 31.	Crudo incremental contra tiempo de producción -primer ciclo- (900 psi).....	129
FIGURA 32.	Gravedad específica del CO2 líquido saturado.....	153
FIGURA 33.	Calor específico del CO2 líquido como una función de temperatura.....	153
FIGURA 34.	Factores de compresibilidad para el dióxido de carbono.....	155
FIGURA 35.	Volumen estandar de CO2 por volumen en el yacimiento de un barril.....	157



FIGURA 47.	Solubilidad del dióxido de carbono en varios crudos a 80 °F.....	176
FIGURA 36.	Variación del pH-pies cúbicos normal de CO2 en solución con agua.....	157
FIGURA 50.	Solubilidad del CO2 en el agua como una función de la presión a varias.....	177
FIGURA 37.	Solubilidad del CaCO3 en agua- carbonatada (ácido carbónico).....	160
FIGURA 51.	Factor de corrección para la solubilidad	
FIGURA 38.	Solubilidad del MgCO3 en agua- carbonatada (ácido carbónico).....	160
FIGURA 52.	Viscosidad del agua contra contenido	
FIGURA 39.	Diagrama Presión-Temperatura-Entalpia... para el CO2.....	161
FIGURA 53.	Diagrama de fases del sistema II a	
FIGURA 40.	Solubilidad del CO2 en el aceite.....	164
FIGURA 41.	Diagrama de fases del CO2..... P y T constantes.....	164 180
FIGURA 42.	Propiedades de los diagramas	
FIGURA 53.	triangulares..... CO2-hidrocarburos.....	166 180
FIGURA 43.	Diagrama de fases del sistema CO2, C1-C6, C7+ la P y T constantes.....	166
FIGURA 56.	constante.....	180
FIGURA 44.	Yacimiento dividido en celdas. Sistema	
FIGURA 57.	dinámico de contactos múltiples..... constante.....	166 180
FIGURA 45.	Variación de la viscosidad del CO2 con la temperatura a presión atmosférica.....	171
FIGURA 58.	simple de las mezclas CO2-aceite.....	187
FIGURA 46.	Variación de la conductividad térmica del CO2 con la temperatura.....	171
FIGURA 59.		
FIGURA 47.	Variación de la difusividad del CO2 con la temperatura.....	171
FIGURA 48.	Relación de solubilidad del CO2 (factor de corrección).....	176



FIGURA 49.	Solubilidad del dióxido de carbono en varios crudos a 80 °F.....	176
FIGURA 50.	Solubilidad del CO <sub>2</sub> en el agua como una función de la presión a varias temperaturas.....	177
FIGURA 51.	Factor de corrección para la solubilidad del CO <sub>2</sub> en agua salada.....	177
FIGURA 52.	Viscosidad del agua contra contenido de CO <sub>2</sub> .....	177
FIGURA 53.	Diagrama de fases del sistema II.a P y T constantes.....	180
FIGURA 54.	Diagrama de fases del sistema II.a P y T constantes.....	180
FIGURA 55.	Diagrama de fases en sistema CO <sub>2</sub> -hidrocarburos.....	180
FIGURA 56.	Efecto de la presión a temperatura constante.....	180
FIGURA 57.	Efecto de la temperatura a presión constante.....	180
FIGURA 58.	Comportamiento en equilibrio de contacto simple de las mezclas CO <sub>2</sub> -aceite.....	187
FIGURA 59.	Viscosidad de crudos saturados con CO <sub>2</sub> ..	190
FIGURA 60.	Crudo Mead Strawn saturado con CO <sub>2</sub> a 135°F.....	190
FIGURA 61.	Viscosidad contra presión de mezclas de CO <sub>2</sub> -Aceite de yacimiento "A" a 130°F....	190



FIGURA 62.	Viscosidad del aceite contra presión de carbonatación.....	190
	del coracón.....	227
FIGURA 63.	Densidad del CO2 como función de la temperatura y la presión.....	193
FIGURA 70.	CO2 en la recuperación incremental de crudo.....	244
FIGURA 64.	Cambio en el volumen relativo y extracción de los crudos del tanque Mead Strawn y Farnsworth durante la inundación con CO2.....	193
FIGURA 76.		
FIGURA 65.	Recobro de HC extraídos del fluido de la zona de transición de empaque de arena durante inundación de CO2 a 135°F, de aceite Mead Strawn.....	195
FIGURA 78.	Efecto de la saturación de aceite en la estimulación con CO2.....	244
FIGURA 66.	Tamaño zona de transición; PV de CO2 inyectado contra presión.....	195
FIGURA 79.	Efecto combinado de la permeabilidad en la eficiencia del proceso.....	255
FIGURA 67.	Efecto de la tensión interfacial en el recobro.....	200
FIGURA 80.	Permeabilidades relativas del aceite y el agua.....	255
FIGURA 68.	Número capilar ( $\mu/\sigma$ ) contra saturación residual de aceite.....	200
FIGURA 81.	Permeabilidades relativas del aceite y el gas.....	255
FIGURA 69.	Recobros para inundación con CO2.....	203
FIGURA 82.	Solubilidad e hinchamiento del crudo	
FIGURA 70.	Tensión interfacial calculada contra presión y concentración de CO2 en el crudo "A".....	203
FIGURA 83.	Viscosidad del crudo North Bolca saturado con CO2.....	259
FIGURA 71.	Diagrama ternario ilustrando el proceso miscible de primer contacto.....	208
FIGURA 84.	Perfiles del yacimiento antes de la producción.....	259
FIGURA 72.	Proceso miscible dinámico.....	208
FIGURA 85.	Respuesta a la estimulación con CO2.....	259
FIGURA 73.	Representación esquemática de un desplazamiento con CO2 a condiciones miscibles a T=135°F.....	208
FIGURA 86.		



FIGURA 74. Variación de la saturación residual de aceite en el corazón (%) contra longitud del corazón.....	227
FIGURA 75. Efecto del volumen de tratamiento con CO2 en la recuperación incremental de crudo.....	244
FIGURA 76. Efecto de la presión de fondo de pozo, en el proceso Huff 'n' Puff con CO2.....	244
FIGURA 77. Los crudos someros de alta viscosidad son difíciles de estimular.....	244
MAPA 1. Localización del Campo Galán.....	4
FIGURA 78. Efecto de la saturación de aceite en la estimulación con CO2.....	244
MAPA 2. Campo Galán.....	4
FIGURA 79. Efecto combinado de la permeabilidad en la eficiencia del proceso.....	255
MAPA 4. Sector occidental. Mapa isobárico de Zona A.....	9
FIGURA 80. Permeabilidades relativas del aceite y el agua.....	255
MAPA 5. Estructura del Campo Galán.....	11
FIGURA 81. Permeabilidades relativas del aceite y el gas.....	255
MAPA 6. Configuración de algunas de las arenas típicas de Zona A ( "3A" y "5" ).....	21
FIGURA 82. Solubilidad e hinchamiento del crudo Bolsa Strip por adición de CO2.....	255
MAPA 7. Configuración de algunas de las arenas típicas de Zona A ( "2B" y "6" ).....	22
FIGURA 83. Viscosidad del crudo North Bolsa saturado con CO2.....	259
MAPA 8. Sistema de inyección de agua-producción. Campo Galán-San Silvestre.....	30
FIGURA 84. Perfiles del yacimiento antes de la producción.....	259
MAPA 9. Proyecto piloto de inyección de agua carbonatada.....	75
FIGURA 85. Respuesta a la estimulación con CO2.....	259
FIGURA 86. Respuesta a la estimulación con CO2.....	259



## LISTA DE MAPAS

	pàg
MAPA 1. Localizaciòn del Campo Galàn.....	4
MAPA 2. Campo Galàn (Pozos).....	7
MAPA 3. Límites de la estructura del Campo Galàn..	9
MAPA 4. Sector occidental. Mapa isòpaco de Zona A, Campo Galàn.....	9
MAPA 5. Estructura del Campo Galàn.....	11
MAPA 6. Configuraciòn de algunas de las arenas típicas de Zona A ( "3A" y "5" ).....	21
MAPA 7. Configuraciòn de algunas de las arenas típicas de Zona A ( "2B" y "6" ).....	22
MAPA 8. Sistema de inyecciòn de agua-producciòn. Campo Galàn-San Silvestre.....	30
MAPA 9. Proyecto piloto de inyecciòn de agua carbonatada.....	75

TABLA 9. Inyección total de CO <sub>2</sub> y agua en los poros inyectoras del piloto de CO <sub>2</sub> .....	87
---	----



TABLA 10. Resultados del piloto de inyección de agua carbonatada del Campo Galán-San Silvestre.....	104
---	-----

TABLA 11. Condiciones generales de operación.....	118
---	-----

TABLA 12. Condiciones estimadas de operación.....	120
---	-----

LISTA DE TABLAS

TABLA 13. Volumen de inyección en superficie y yacimiento.....	122
--	-----

TABLA 14. Pronósticos de producción y rentabilidad	pag
--	-----

TABLA 1. Propiedades de las rocas para la Zona A Campo Galán.....	16
TABLA 15. Carbono.....	156

TABLA 2. Propiedades de los fluidos para la Zona A Campo Galán.....	19
TABLA 16. para el Campo Galán.....	223

TABLA 3. Efecto de la definición radial en la producción calculada de aceite.....	57
TABLA 17. crudo.....	247

TABLA 4. Rangos de las variables incluidas en la correlación.....	61
TABLA 18. aplicabilidad.....	
complejidad, costos y riesgos de los procesos de recuperación mejorada de	

TABLA 5. Aplicaciones de campo de la inundación con CO2 en procesos de desplazamiento...	71
--	----

TABLA 6. Aplicaciones del proceso de estimulación Huff and Puff con CO2.....	72
--	----

TABLA 7. Estado mecánico de los pozos que conformaron el piloto de CO2.....	79
---	----

TABLA 8. Condiciones iniciales del piloto de agua carbonatada.....	86
--	----

TABLA 9. Inyección total de CO2 y agua en los pozos inyectoros del piloto de CO2.....	87
---	----



TABLA 10. Resultados del piloto de inyección de agua carbonatada del Campo Galán-San Silvestre.....	104
TABLA 11. Condiciones generales de operación.....	118
TABLA 12. Condiciones estimadas de operación.....	120
TABLA 13. Volumen de inyección en superficie y yacimiento.....	122
TABLA 14. Pronósticos de producción y rentabilidad	136
TABLA 15. Propiedades físicas del dióxido de carbono.....	156
TABLA 16. Resultados de la correlaciones de PMM para el Campo Galán.....	223
TABLA 17. Propiedades típicas del yacimiento y el crudo.....	247
TABLA 18. Calificación de la aplicabilidad, complejidad, costos y riesgos de los procesos de recuperación mejorada de aceite.....	267

en el tiempo de recobro que es bastante corto. Por lo tanto, es factible llevar a cabo ciclos de inyección-producción de CO<sub>2</sub> según como responda el yacimiento al primer ciclo.

Se recomienda realizar una prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff), con el fin de evaluar este proceso, haciendo un seguimiento detallado del mismo como método



de recobro mejorado para el Campo Galán y sus posibilidades de expansión para otros campos. También llevar a cabo pruebas de laboratorio que permitan analizar las posibilidades de los procesos con CO<sub>2</sub> en el Campo Galán.

## RESUMEN

Se ha diseñado una prueba de inyección cíclica con CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff) en la Zona A (Formación Colorado) del Campo Galán. Con este fin se realizó una revisión de las características del yacimiento y de los efectos del CO<sub>2</sub> en el crudo para luego diseñar un rancho de condiciones de operación basadas en las curvas de eficiencia del proceso de inyección cíclica con CO<sub>2</sub>.

A pesar que la prueba diseñada es de carácter investigativo, arroja según los cálculos elaborados resultados positivos tanto en el factor incremental como en el tiempo de recobro que es bastante corto. Por lo tanto, es factible llevar a cabo ciclos de inyección-producción de CO<sub>2</sub> según como responda el yacimiento al primer ciclo.

Se recomienda realizar una prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff), con el fin de evaluar este proceso, haciendo un seguimiento detallado del mismo como método



de recursos asignados para el Campo Salán y sus  
posibilidades de expansión para otros campos. También  
llevar a cabo prácticas de laboratorio que permitan  
analizar las posibilidades de los procesos con O2 en el  
Campo Salán.

El presente informe describe los resultados obtenidos en  
el primer semestre de 1974, correspondiente al primer  
trimestre del presente año. Los datos obtenidos en  
este período son los siguientes: (1) Se realizaron  
prácticas de laboratorio que permitieron analizar  
las posibilidades de los procesos con O2 en el  
Campo Salán. (2) Se realizaron estudios de  
expansión de los campos de cultivo. (3) Se  
realizaron estudios de expansión de los campos de  
cultivo. (4) Se realizaron estudios de expansión  
de los campos de cultivo. (5) Se realizaron  
estudios de expansión de los campos de cultivo.

Los resultados obtenidos en el primer semestre de 1974  
son los siguientes: (1) Se realizaron prácticas de  
laboratorio que permitieron analizar las posibilidades  
de los procesos con O2 en el Campo Salán. (2) Se  
realizaron estudios de expansión de los campos de  
cultivo. (3) Se realizaron estudios de expansión  
de los campos de cultivo. (4) Se realizaron  
estudios de expansión de los campos de cultivo.

En el primer semestre de 1974 se realizaron  
prácticas de laboratorio que permitieron analizar  
las posibilidades de los procesos con O2 en el  
Campo Salán. También se realizaron estudios de  
expansión de los campos de cultivo. Los resultados  
obtenidos en este período son los siguientes:  
(1) Se realizaron prácticas de laboratorio que  
permitieron analizar las posibilidades de los  
procesos con O2 en el Campo Salán. (2) Se  
realizaron estudios de expansión de los campos  
de cultivo. (3) Se realizaron estudios de  
expansión de los campos de cultivo. (4) Se  
realizaron estudios de expansión de los campos  
de cultivo.



producción, alta corrosión), surgió la necesidad de evaluar la inyección de CO2 puro.

Se continúa con el mismo problema; recobro pobre y alto potencial petrolífero (557 BF/Ac-piè), por lo que se hizo necesario pensar en otras alternativas. La inyección cíclica de CO2 es una buena posibilidad para mejorar la producción de aceite y además estudiar los efectos del CO2 puro sobre el crudo de Galán.

Según lo anterior se ha diseñado una prueba de inyección cíclica con CO2 para la Zona A de Galán. Considerando las características del yacimiento y el crudo presente en el mismo, se ha establecido un rango de condiciones de operación a ser utilizadas en el proceso de inyección-producción de CO2.

El gran volumen de petróleo que aún permanece en este yacimiento, justifica cualquier esfuerzo encaminado a mejorar los niveles actuales de extracción, pretendiendo con el presente estudio contribuir, en alguna forma, a este propósito.



## 1. CAMPO GALAN

### 1.1 GENERALIDADES

El Campo Galàn està situado en la antigua Concesiòn De Mares en el lado oriental del río Magdalena, cerca y hacia el norte de Barrancabermeja (16), ver Mapa 1.

En el año de 1.945 fuè descubierto el Campo Galàn por la compaÑia Tropical Oil, con la perforaciòn del pozo Galàn-1, el cual penetrò hasta la Zona B, pero se obtuvo producciòn solamente de Zona A (1.330 BPPD), de crudo con gravedad de 18,5°API, un contenido de agua del 0,1% y una RGA de 50 pies cúbicos por barril (Pc/Bbl).

La Tropical Oil perforò 4 pozos entre los años de 1.945 y 1.946, suspendiendo la perforaciòn de nuevos pozos por considerar que el potencial productivo no justificaba el desarrollo del campo.

Posteriormente entre 1.953 y 1.964, ECOPETROL como







resultado de la revisión de la información obtenida tanto geológica como del potencial productivo del área, inició un plan de perforación tendiente a desarrollar el Campo. Como resultado de este programa se acumuló un total de 80 pozos, terminados en su mayoría en la Formación Colorado (Zona A). Durante este desarrollo se encontraron nueve pozos secos (16) en las arenas B y C en la parte Norte del Campo. En el Mapa 2 se localizan los pozos. Ahora bien, con la perforación de nuevos pozos se hizo una evaluación preliminar para encontrar los límites y principales características estructurales del Campo, encontrándose que se tenían buenas posibilidades de acumulación de hidrocarburos de las arenas situadas debajo del Alecho del río Magdalena, por ser el Campo Galán una continuación de la estructura del Campo Casabe. Se decidió entonces la perforación de un pozo dirigido que evaluara tales horizontes, el cual fue perforado en el año de 1.954 produciendo inicialmente 660 BPPD de 18,5°API, de un espesor neto petrolífero de 190 pies. De acuerdo con los resultados de este pozo, entre 1.954 y 1.955 se perforaron 17 pozos dirigidos, localizados superficialmente en 3 puntos (islas). En se ha considerado limitada por el eje del sinclinal, el cual hace una En el año de 1.974 se perforaron 3 pozos inyectoros para iniciar el plan piloto de recuperación secundaria por inyección de agua. Posteriormente se realizó de los





resultados obtenidos del piloto se implantò en 1.977 este proceso en la Zona A, para lo cual fuè necesario perforar 25 pozos inyectoros. Durante el desarrollo secundario se reemplazaron seis pozos por su mal estado mecànico (13).

Finalmente, en 1.984 se perforaron 3 pozos para producir y limitar el àrea productiva de las arenas B y C en la parte Norte del Campo. En el Mapa 2 se localizan los pozos del Campo. Con el propòsito de evaluar nuevos mètodos de recobro de aceite, se llevò a cabo un piloto de inyecciòn de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada, durante el periodo 1.981 - 1.982.

## 1.2 GEOLOGIA

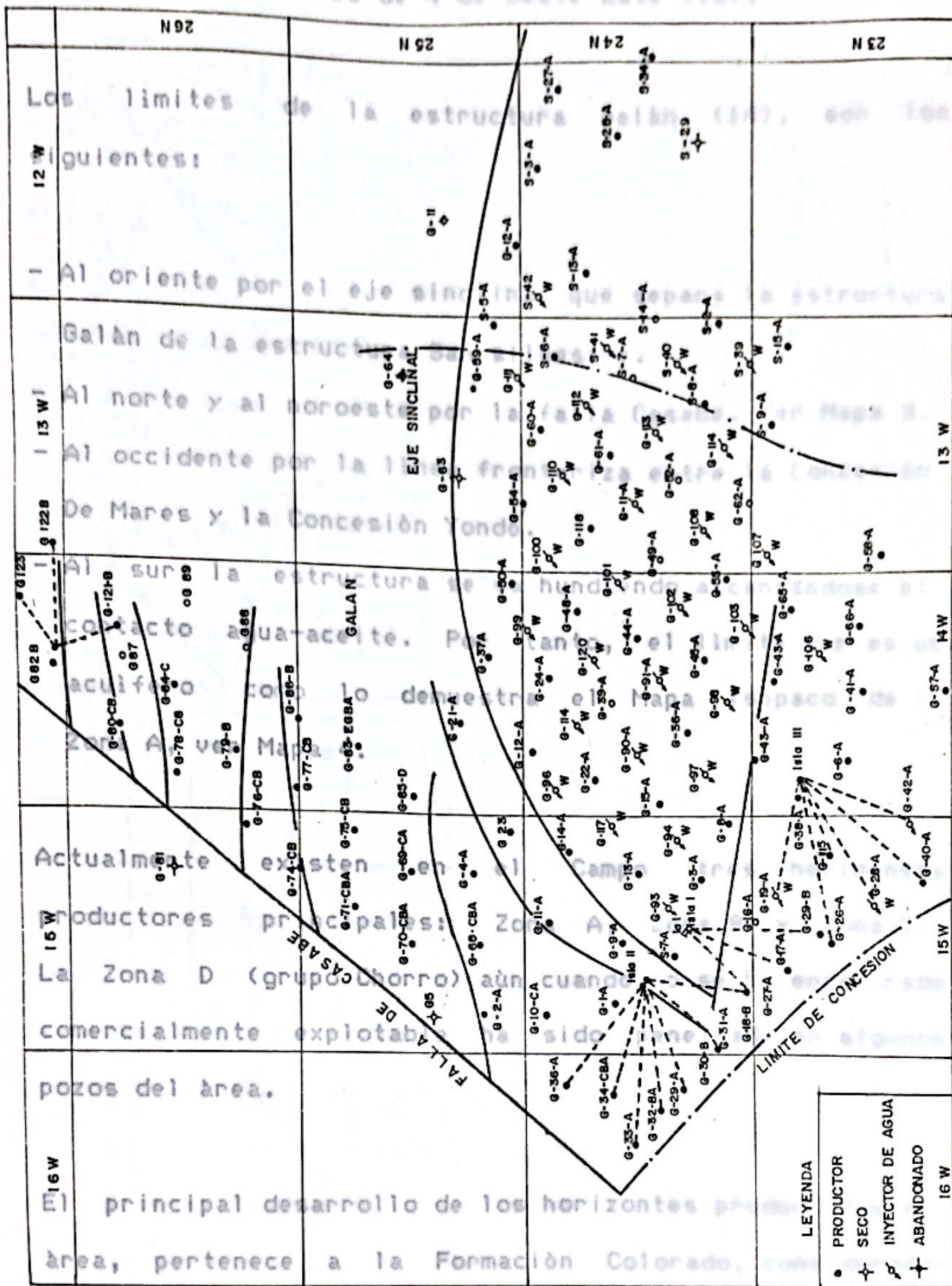
### 1.2.1 Generalidades

El Campo es una extensiòn Nor-Oriental de la estructura de Casabe y su limite occidental està dado por la falla de Casabe.

Al oriente, la estructura de Galàn se ha considerado limitada por el eje del sinclinal, el cual hace una separaciòn aparente con la denominada "estructura de San Silvestre". El limite productivo hacia el Norte, para la estructura Galàn-San Silvestre, està dado por una falla



normal cuyo desplazamiento es del orden de 100' (34). El buzamiento general es de 4° de Oeste-Este (16).



Mapa 2 - Campo Galán. Fuente: División de Yacimientos. ECOPEPETROL

según la nomenclatura actual como "Zona A". Las zonas de Zona A están extendidas prácticamente en todo el campo.



normal cuyo desplazamiento es del orden de 150' (54). El buzamiento general es de 4° de Oeste-Este (16).

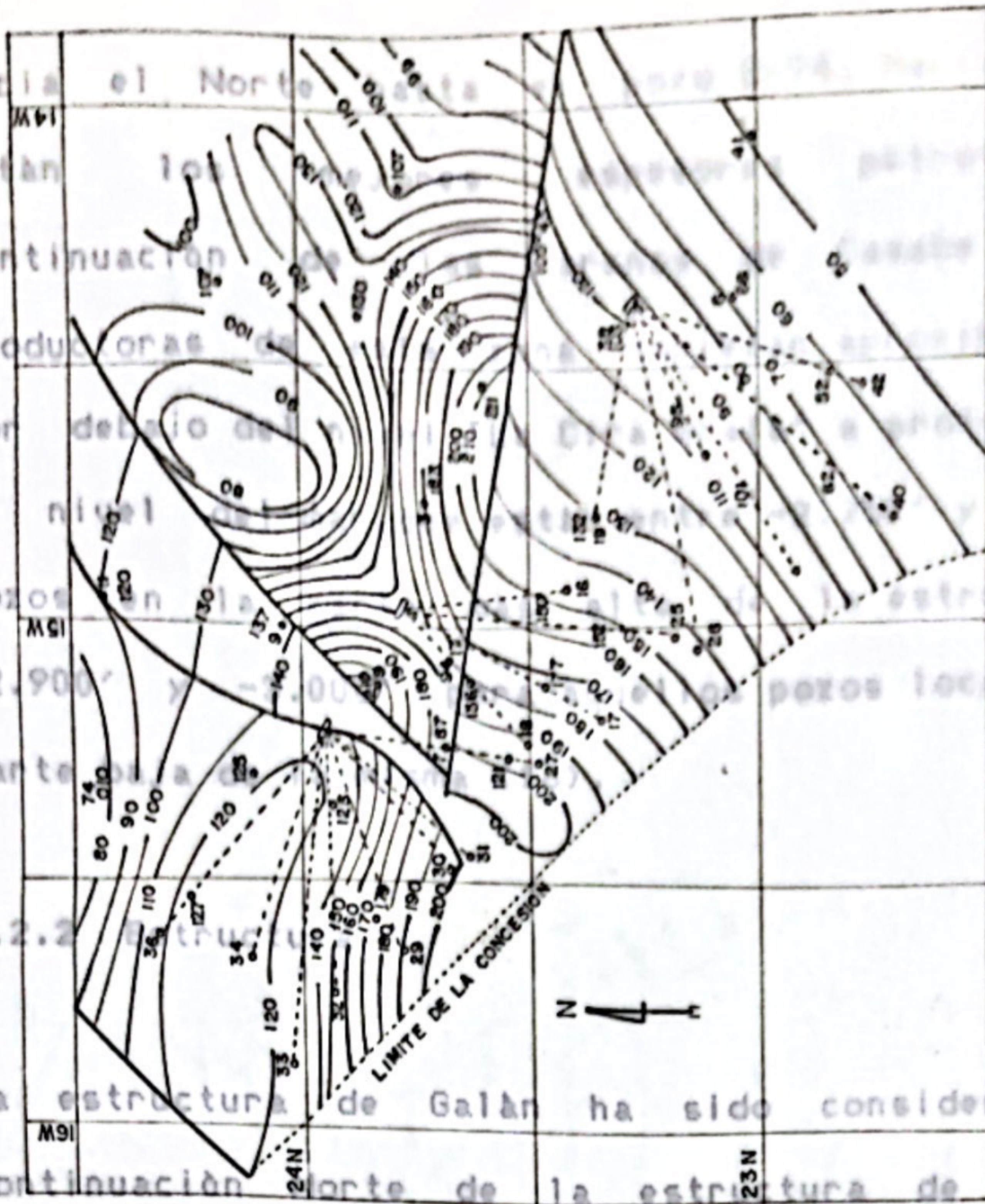
Los límites de la estructura Galán (14), son los siguientes:

- Al oriente por el eje sinclinal que separa la estructura Galán de la estructura San silvestre.
- Al norte y al noroeste por la falla Casabe. Ver Mapa 3.
- Al occidente por la línea fronteriza entre la Concesión De Mares y la Concesión Yondò.
- Al sur la estructura se va hundiendo alcanzándose el contacto agua-aceite. Por tanto, el límite sur es un acuífero como lo demuestra el Mapa isòpaco de la Zona A, ver Mapa 4.

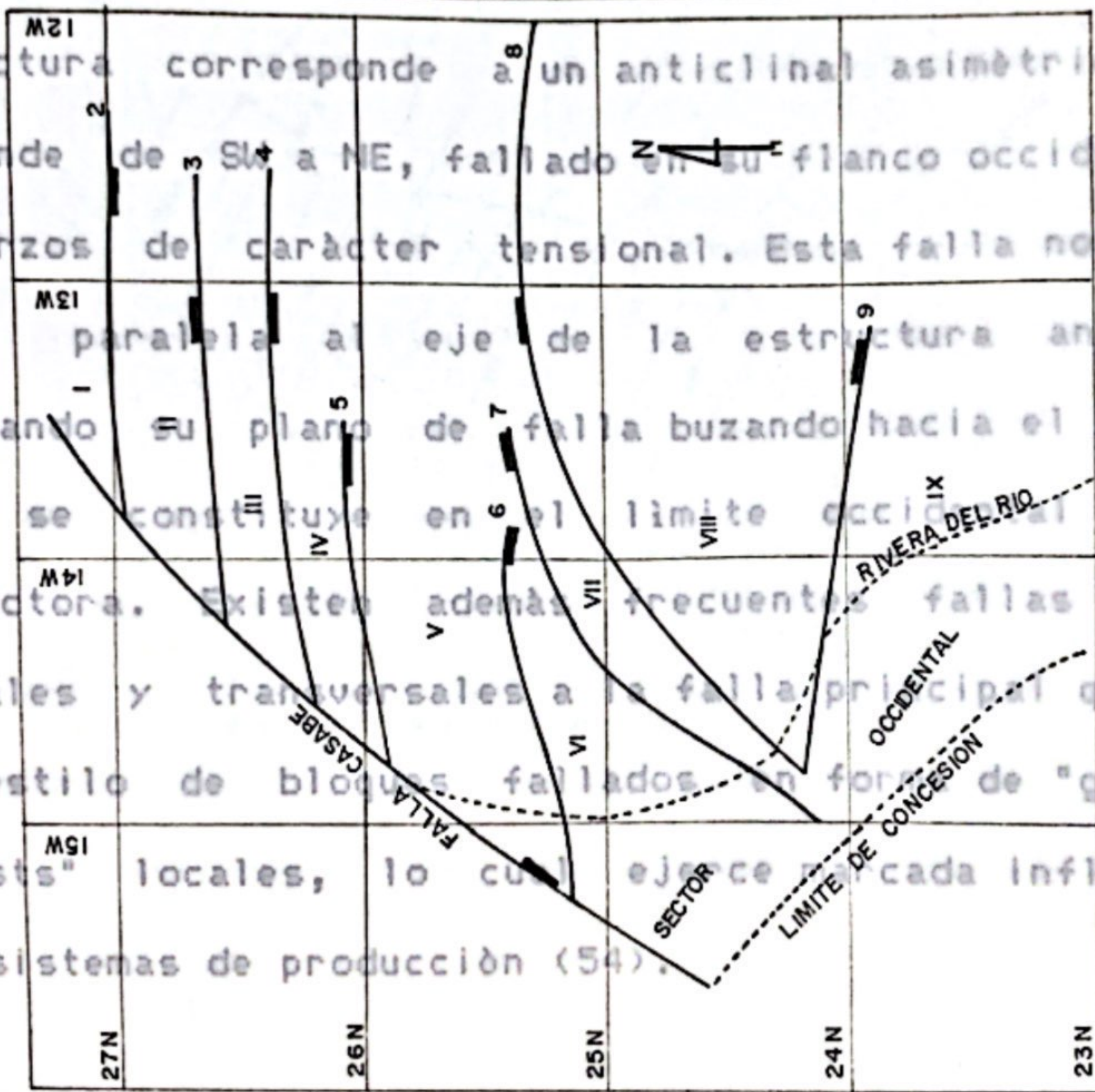
Actualmente existen en el Campo tres horizontes productores principales: Zona A, Zona B y Zona C. La Zona D (grupo Chorro) aún cuando no se ha encontrado comercialmente explotable ha sido penetrada en algunos pozos del àrea.

El principal desarrollo de los horizontes productivos del àrea, pertenece a la Formación Colorado, considerados según la nomenclatura actual como "Zona A". Las arenas de Zona A están extendidas prácticamente en todo el Campo,





Mapa 4 - Sector occidental Mapa Isopoco del Campo Galán, Zona A (14)



Mapa 3 - Sistema de fallas del Campo Galán (54)



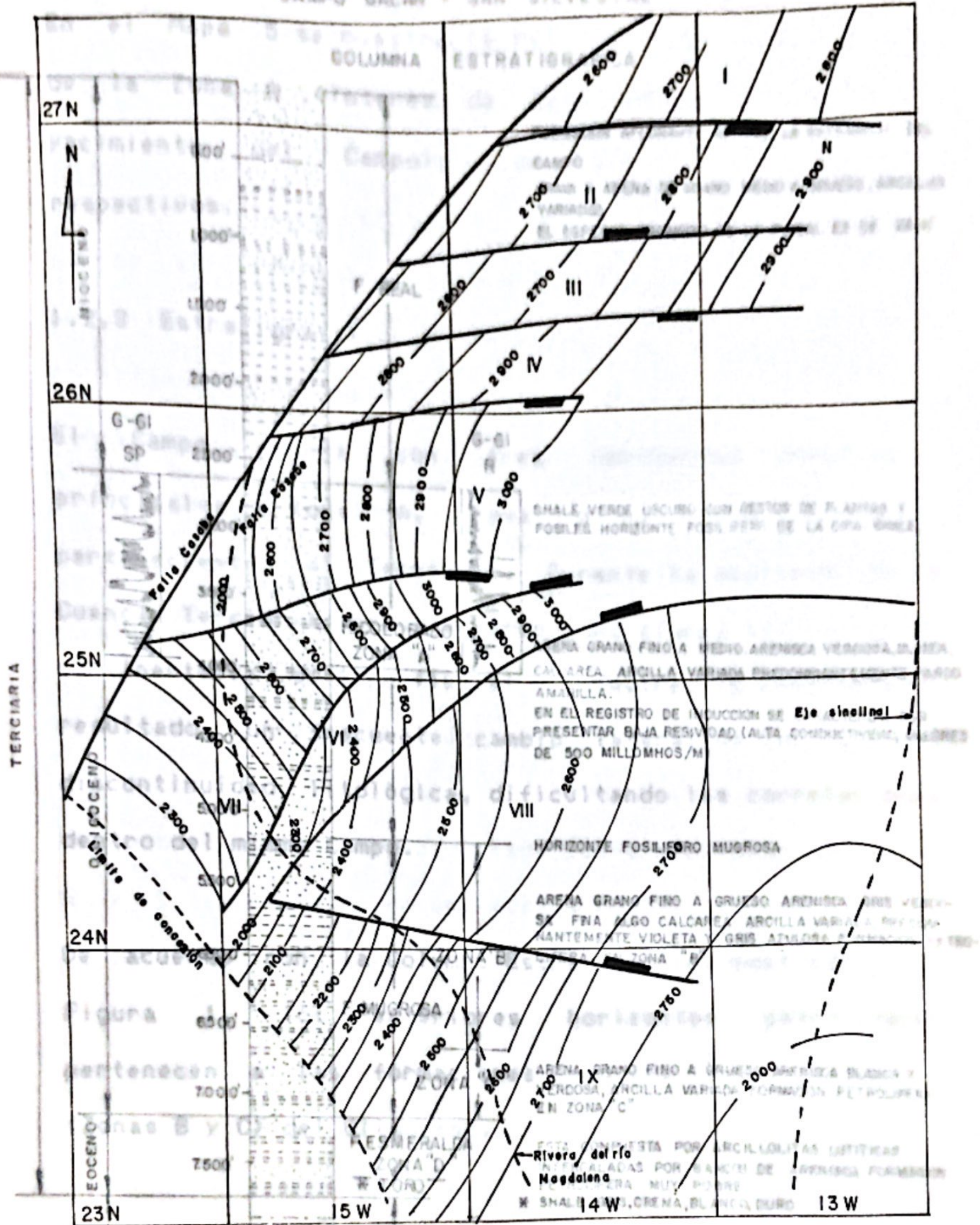
hacia el Norte hasta el pozo G-74. Hacia el sur-oeste están los mejores espesores petrolíferos como continuación de las arenas de Casabe. Las arenas productoras de esta zona empiezan aproximadamente 250' por debajo del nivel "La Cira Shale" a profundidades bajo el nivel del mar que están entre -2.250' y -2.600', para pozos en la parte más alta de la estructura y entre -2.900' y -3.000' para aquellos pozos localizados en la parte baja de la misma (16).

### 1.2.2 Estructura

La estructura de Galán ha sido considerada como la continuación Norte de la estructura de Casabe. Esta estructura corresponde a un anticlinal asimétrico que se extiende de SW a NE, fallado en su flanco occidental por esfuerzos de carácter tensional. Esta falla normal, que corre paralela al eje de la estructura anticlinal, mostrando su plano de falla buzando hacia el Este unos 75°, se constituye en el límite occidental del área productora. Existen además frecuentes fallas normales, radiales y transversales a la falla principal que le dan un estilo de bloques fallados en forma de "grabens" y "horsts" locales, lo cual ejerce marcada influencia en los sistemas de producción (54).



CAMPO GALAN - SAN SILVESTRE



Mapa.5- Mapa estructural Base de la Cira Shale. Campo Galán(54)

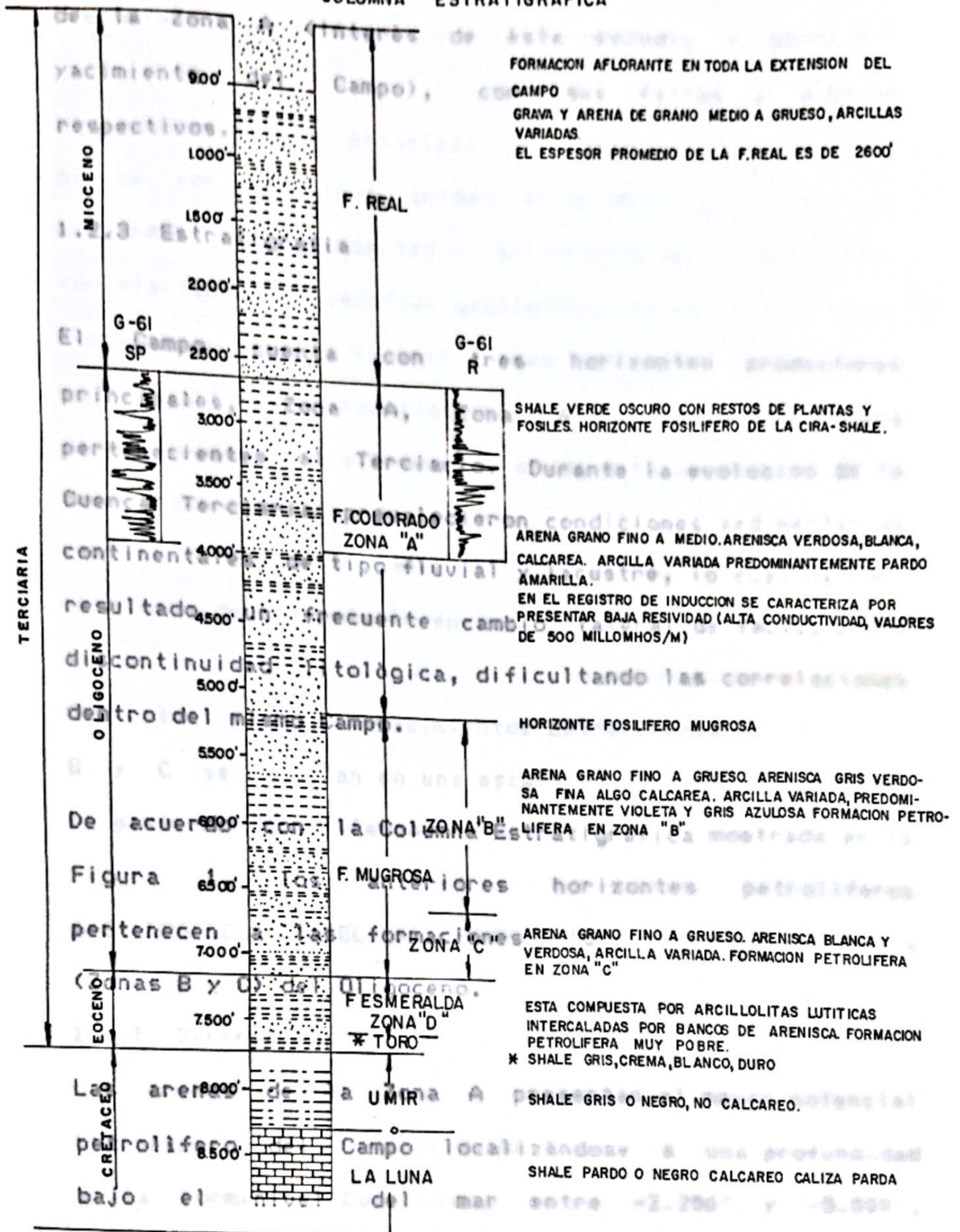
Fig. 1 - Columna estratigráfica Campo Galán San Silvestre. Fuente: ECOPETRO. (horizonte fosilífero).



CAMPO GALAN - SAN SILVESTRE

En el Mapa 5 se muestra la ubicación del Campo Galán, con sus pozos G-61 y G-61R.

COLUMNA ESTRATIGRAFICA



inmediatamente por debajo del marcador de La Cira-Shale

Fig. 1 - Columna estratigráfica. Campo Galán. San Silvestre. Fuente: ECOPETROL.

(horizonte fosilifero). Estas arenas son de grano fino a





En el Mapa 5 se muestra la estructura del Campo al tope de la Zona A (interés de este estudio y principal yacimiento del Campo), con sus fallas y bloques respectivos.

### 1.2.3 Estratigrafía

El Campo cuenta con tres horizontes productores principales, Zona A, Zona B y Zona C. Todos pertenecientes al Terciario. Durante la evolución de la Cuenca Terciaria prevalecieron condiciones sedimentarias continentales de tipo fluvial y lacustre, lo cual da como resultado un frecuente cambio lateral de facies y una discontinuidad litológica, dificultando las correlaciones dentro del mismo Campo.

De acuerdo con la Columna Estratigráfica mostrada en la Figura 1, los anteriores horizontes petrolíferos pertenecen a las formaciones Colorado (Zona A), Mugrosa (Zonas B y C) del Oligoceno.

#### 1.3.1 Generalidades

Las arenas de la Zona A presentan el mayor potencial petrolífero del Campo localizándose a una profundidad bajo el nivel del mar entre -2.250' y -5.000', inmediatamente por debajo del marcador de La Cira-Shale (horizonte fosilífero). Estas arenas son de grano fino a



medio, de verdosas, blancas y calcáreas. La arcilla predominante es de un color pardo-amarillo, de 2.330 acres (16). Como se mencionó anteriormente están presentes las características principales de estas arenas de Zona A parece ser la irregularidad en su desarrollo, según lo muestran en los cortes estructurales, registros, correlaciones y estudios geológicos, no existe una buena correlación entre los diferentes intervalos productores, no obstante estar localizados en el sector más favorable. Otra característica importante de este yacimiento es la poca consolidación de sus arenas, lo cual se ha podido comprobar con los análisis de perforaciones y los serios problemas de arenamiento en los pozos productores. Zona A, seleccionada de acuerdo a sus mayores ventajas de por otra parte los yacimientos petrolíferos de las Zonas Bary Cose explotan en una escala menor, localizándose en la parte Norte del Campo, previamente para el Campo en otros estudios. Las propiedades petrofísicas promedio para 1.3 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO (16), ver Tabla 1.

### 1.3.1 Generalidades

Las arenas de Zona A de Galán-San Silvestre corresponden a la Formación Colorado y forman parte del Oligoceno. Esta Zona es una serie de horizontes de arenas y arcillas o "shales" paralelos entre sí, con un espesor promedio





para todo el Campo de 65' netos petrolíferos, ver Mapa 4. El área calculada de este yacimiento es de 2.330 acres (16). Como se mencionó anteriormente están presentes las arenas de Zona A en general a través del Campo, con un alto grado de lenticularidad. Una característica que predomina en estas arenas es su poca compactación que las clasifica como inconsolidadas con granos que van de tamaño fino a conglomerático.

Estimación de agua conata, % (ver Figura 4)	70,0
1.3.2 Propiedades Petrofísicas % (ver Figura 5)	28,5
Área, acres	31,5
	12.330,0

El objetivo principal del presente trabajo es la recuperación mejorada de petróleo de la Zona A, seleccionada de acuerdo a sus mayores ventajas de desarrollo en la estructura por lo cual se utilizaron para los diferentes cálculos las propiedades de las rocas y fluidos determinados previamente para el Campo en otros estudios. Las propiedades petrofísicas promedias para estas arenas se dan a continuación (16), ver Tabla 1.

Las propiedades de los fluidos de la Zona A del Campo se encuentran en la Tabla 2.





TABLA 1. Características del yacimiento para la Zona A.  
 Campo Galán

Porosidad, % (ver Figuras 2 y 3)	: 23,5
Permeabilidad horizontal promedio, md	: 470,0
Permeabilidad vertical, % de la horizontal	: 70,0
Saturación de agua conata, % (ver Figura 4)	: 28,5
Saturación de aceite residual, % (ver Figura 5)	: 31,5
Area, acres	: 2.330,0
Espesor neto efectivo promedio, pies	: 65,0
Volumen efectivo petrolífero, Ac-pie	: 150.920
Aceite original, BF/Ac-pie	: 1.196,0
Aceite recuperado, BF/Ac-pie	: 99,0
Aceite movable, BF/Ac-pie	: 557,0

### 1.3.3 Propiedades de los fluidos

Las propiedades de los fluidos de la Zona A del Campo Galán se encuentran en la Tabla 2.



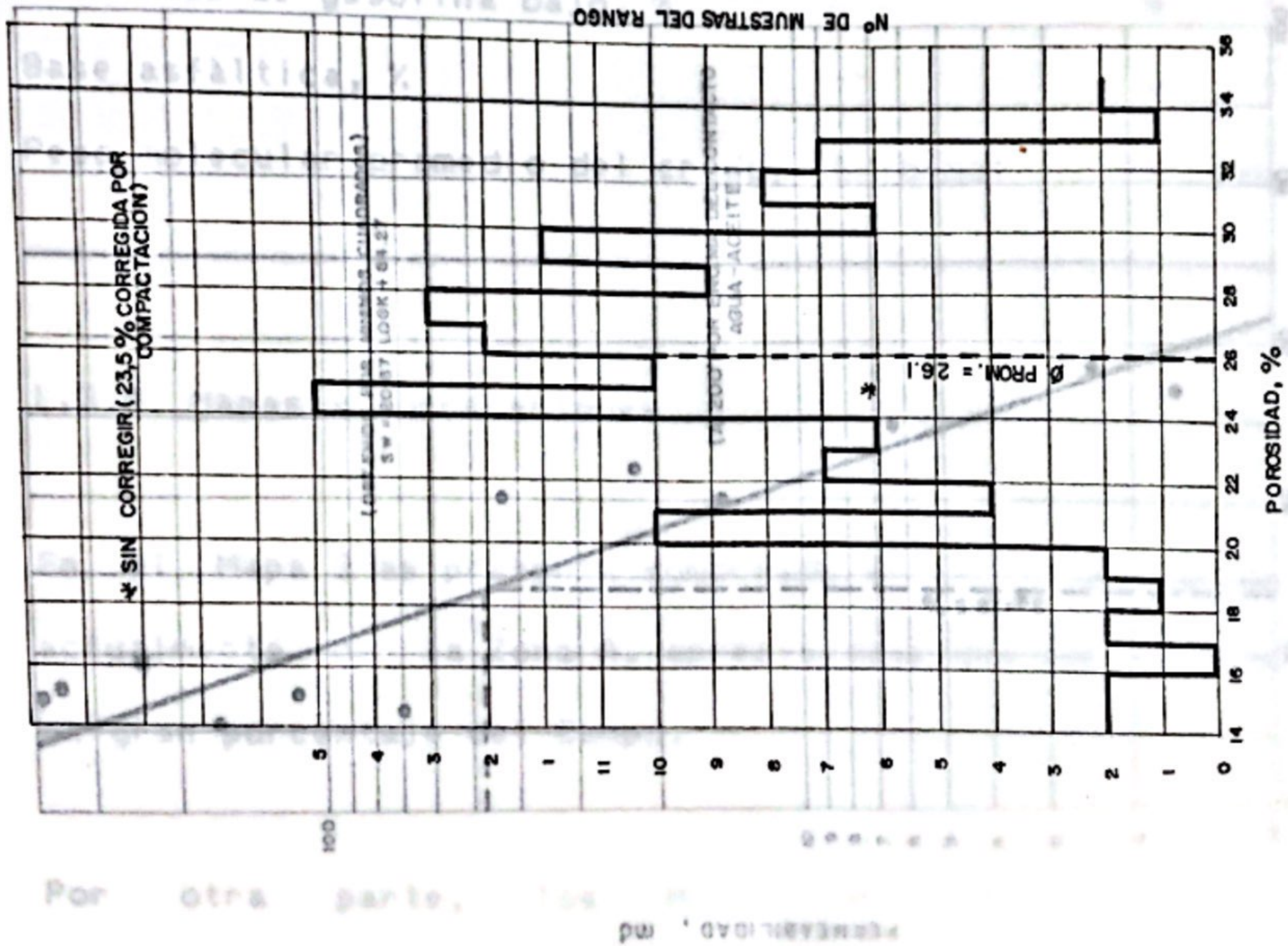


Fig. 2 - Histograma de porosidades a partir de núcleos (G-15, 44, 90, 91 y 92). Campo Galán Zona A (16)

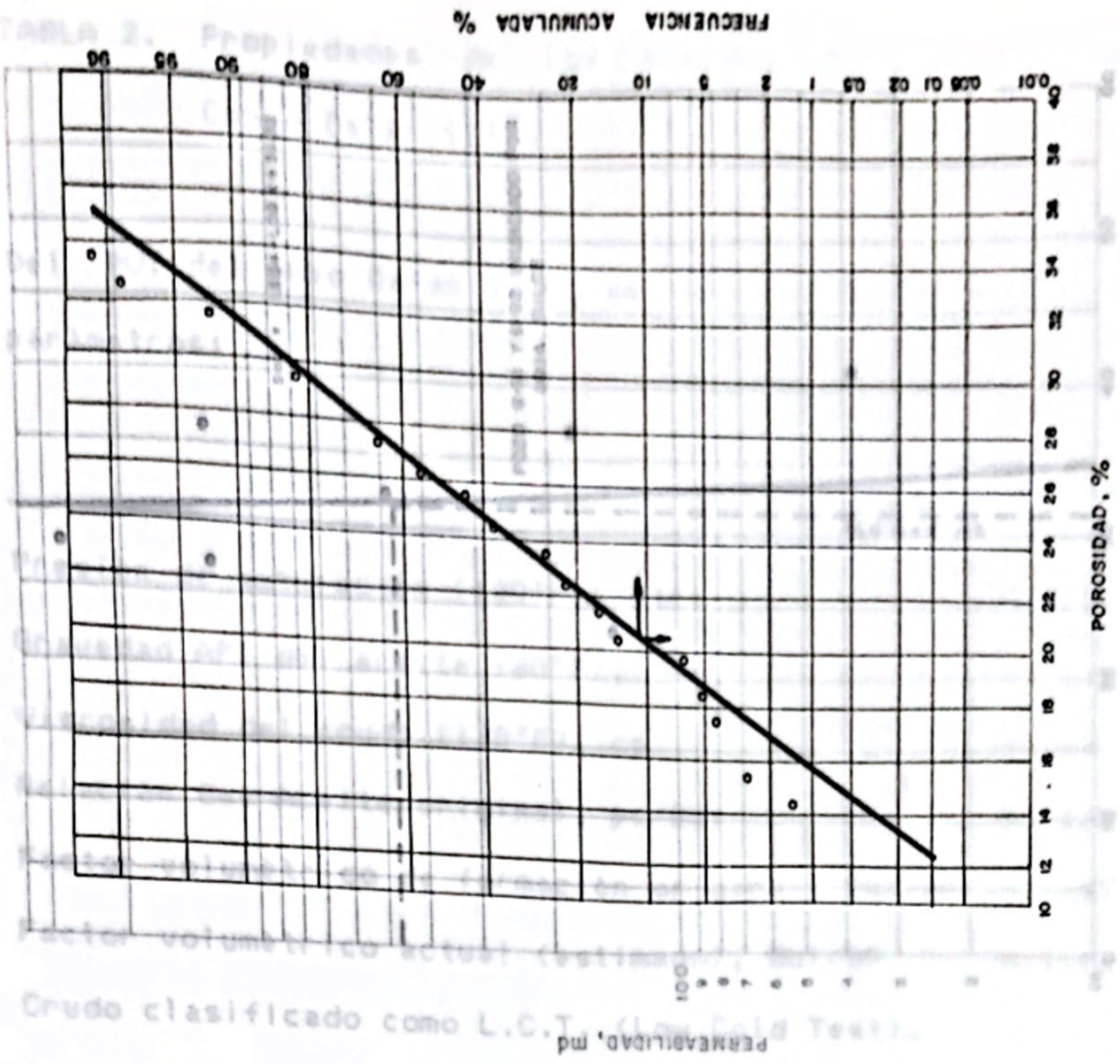


Fig. 3 - Porosidad contra frecuencia acumulada Campo Galán, Zona-A. (16)





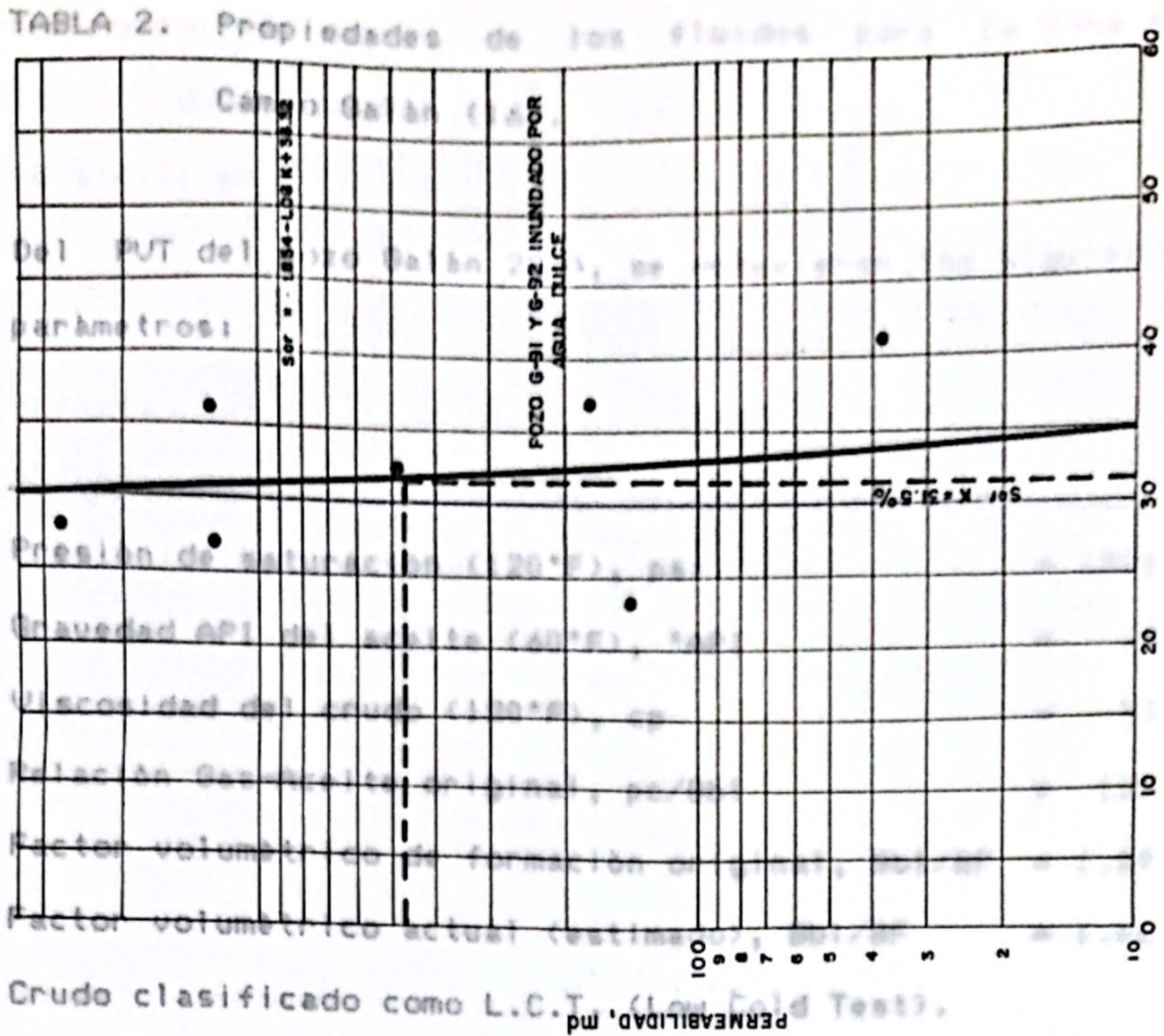


Fig. 5- Saturación de aceite residual contra permeabilidad

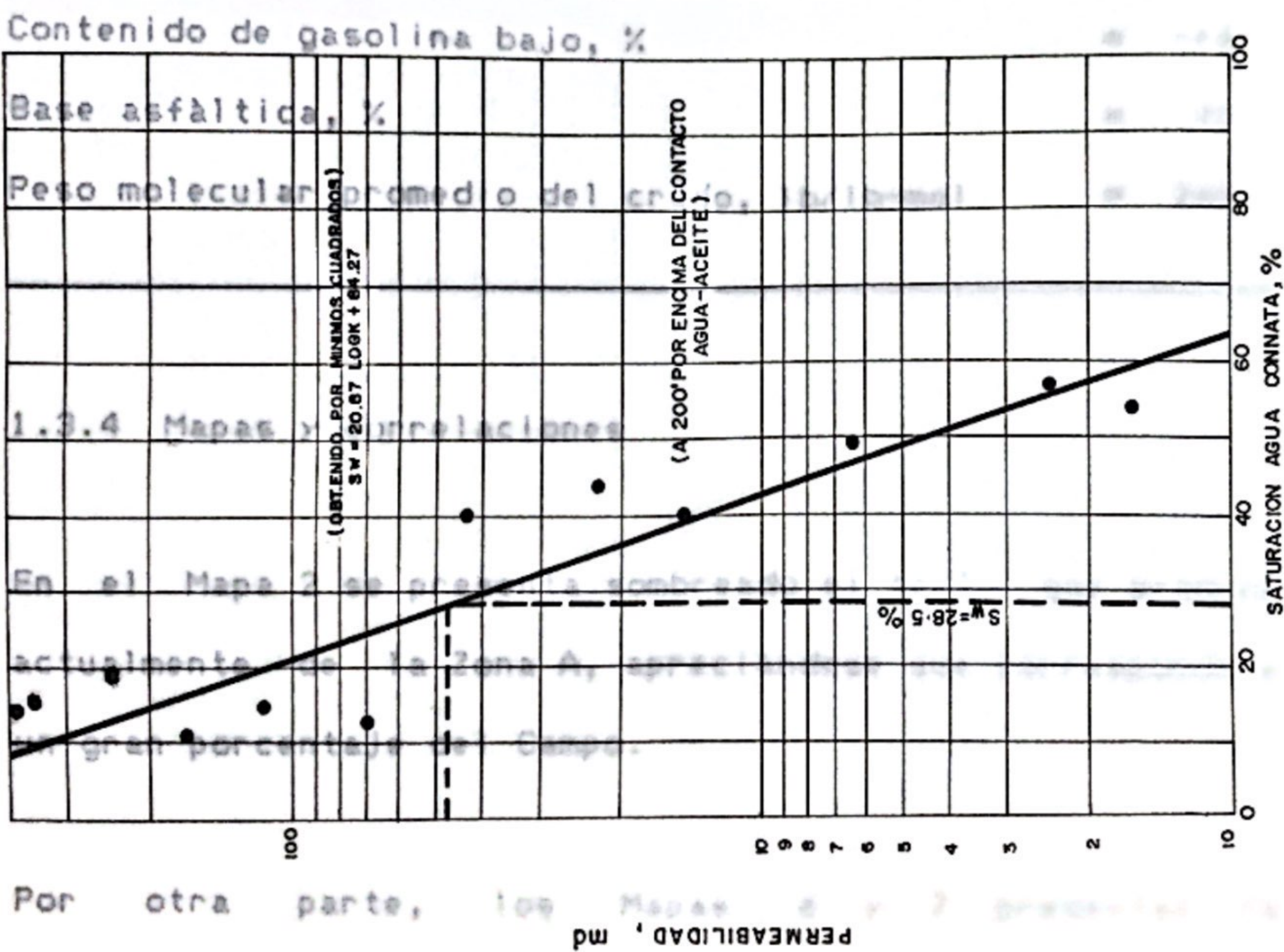


Fig. 4 - Saturación de agua connata contra permeabilidad





TABLA 2. Propiedades de los fluidos para la Zona A. (20), de Campo Galán (16), ante la gran lenticularidad existente en el Campo.

Del PVT del pozo Galán 22-A, se obtuvieron los siguientes parámetros: de apreciar mejor la lenticularidad de las arenas, las Figuras 6 y 7 muestran la correlación de arenas en la Zona B, asociándose a las

---

Presión de saturación (120°F), psi	= 1590
Gravedad API del aceite (60°F), °API	= 19
Viscosidad del crudo (120°F), cp	= 52
Relación Gas-Aceite original, pc/Bbl	= 125
Factor volumétrico de formación original, Bbl/BF	= 1.09
Factor volumétrico actual (estimado), Bbl/BF	= 1.06
Crudo clasificado como L.C.T. (Low Cold Test).	
Contenido de gasolina bajo, %	= +4
Base asfáltica, %	= 40
Peso molecular promedio del crudo, lb/lb-mol	= 260

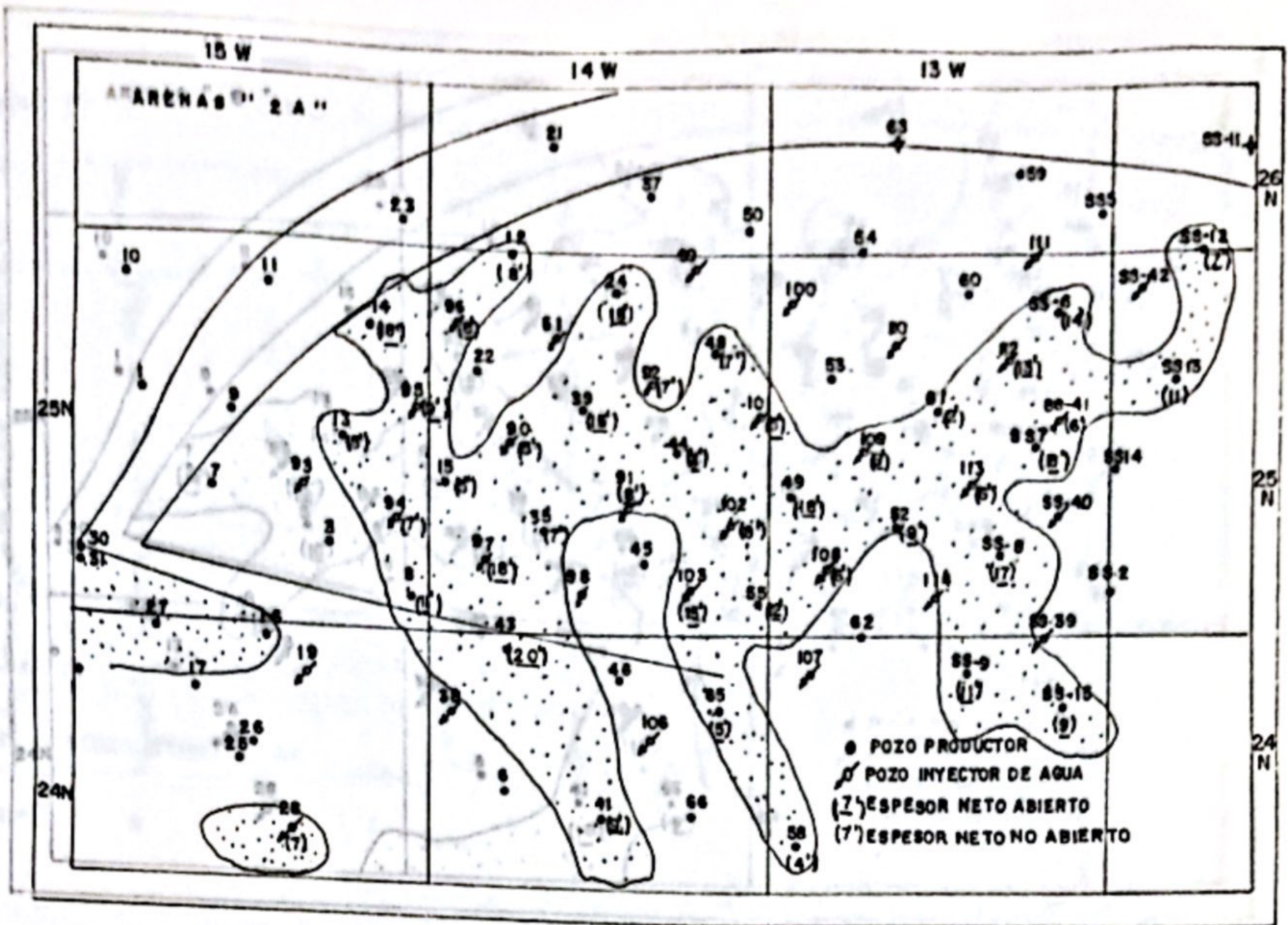
---

#### 1.3.4 Mapas y correlaciones

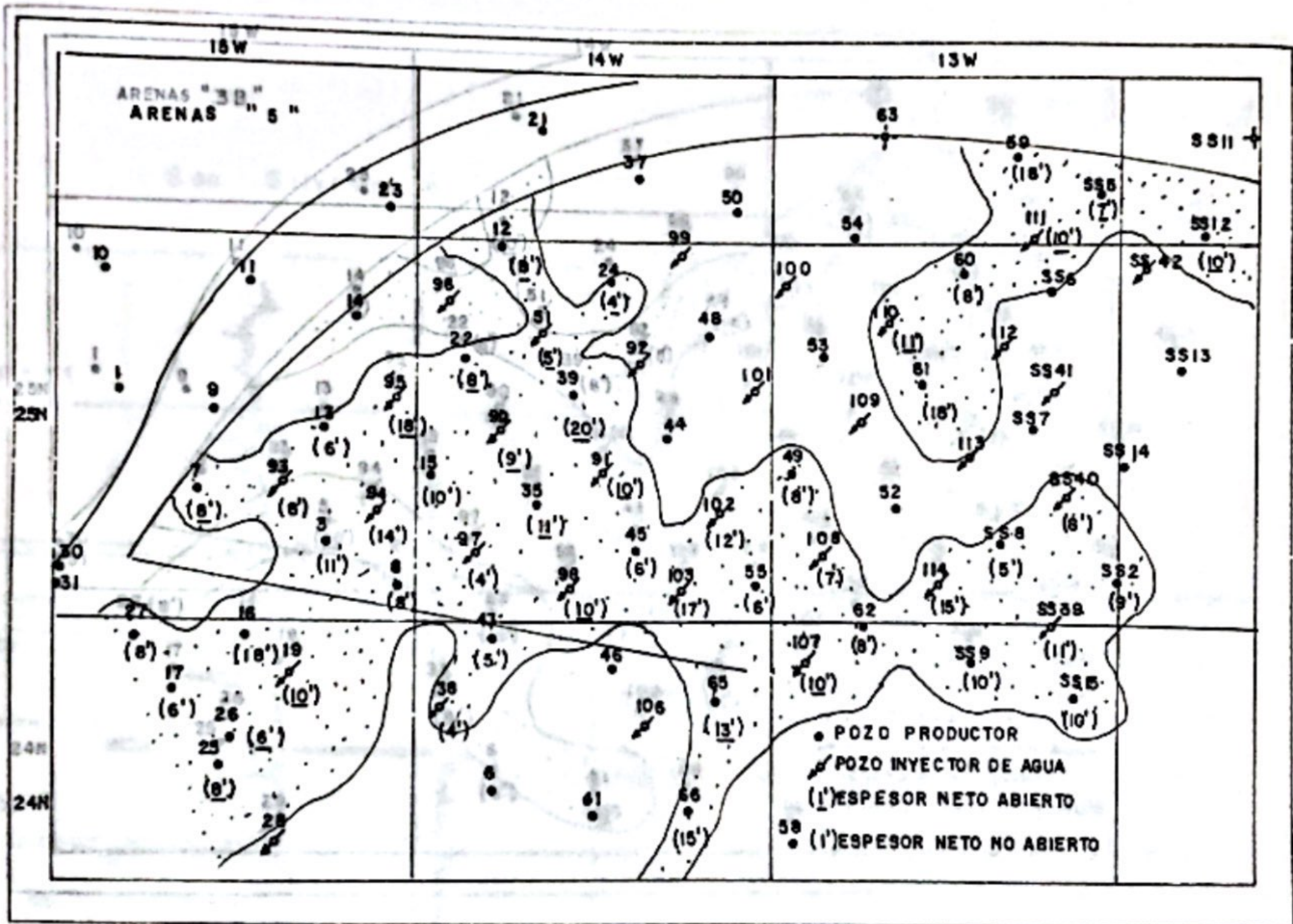
En el Mapa 2 se presenta sombreado el sector que produce actualmente de la Zona A, apreciándose que corresponde a un gran porcentaje del Campo.

Por otra parte, los Mapas 6 y 7 presentan la





Arenas "2 A" Campo Galán.

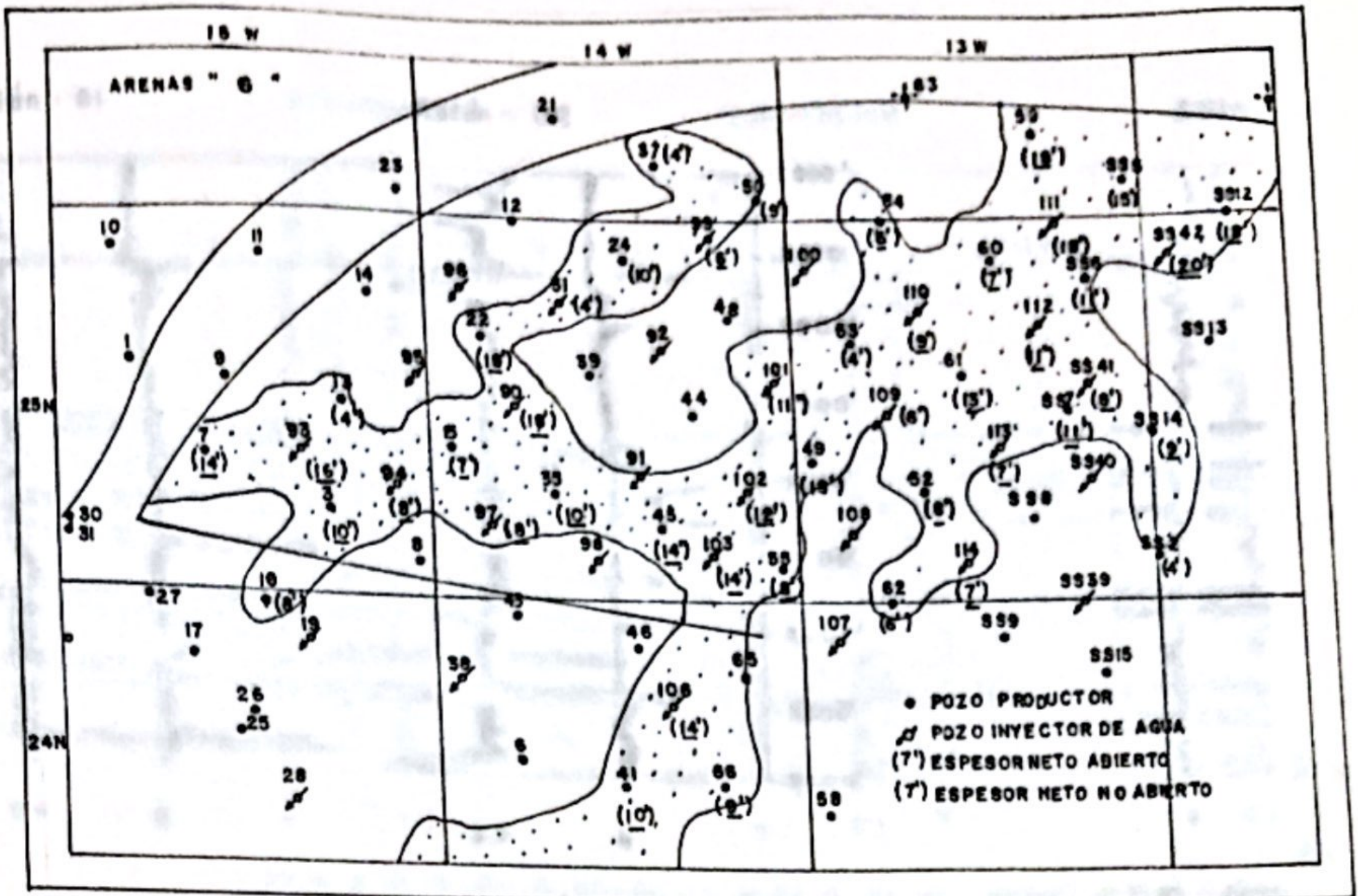


Arenas "5" Campo Galán.

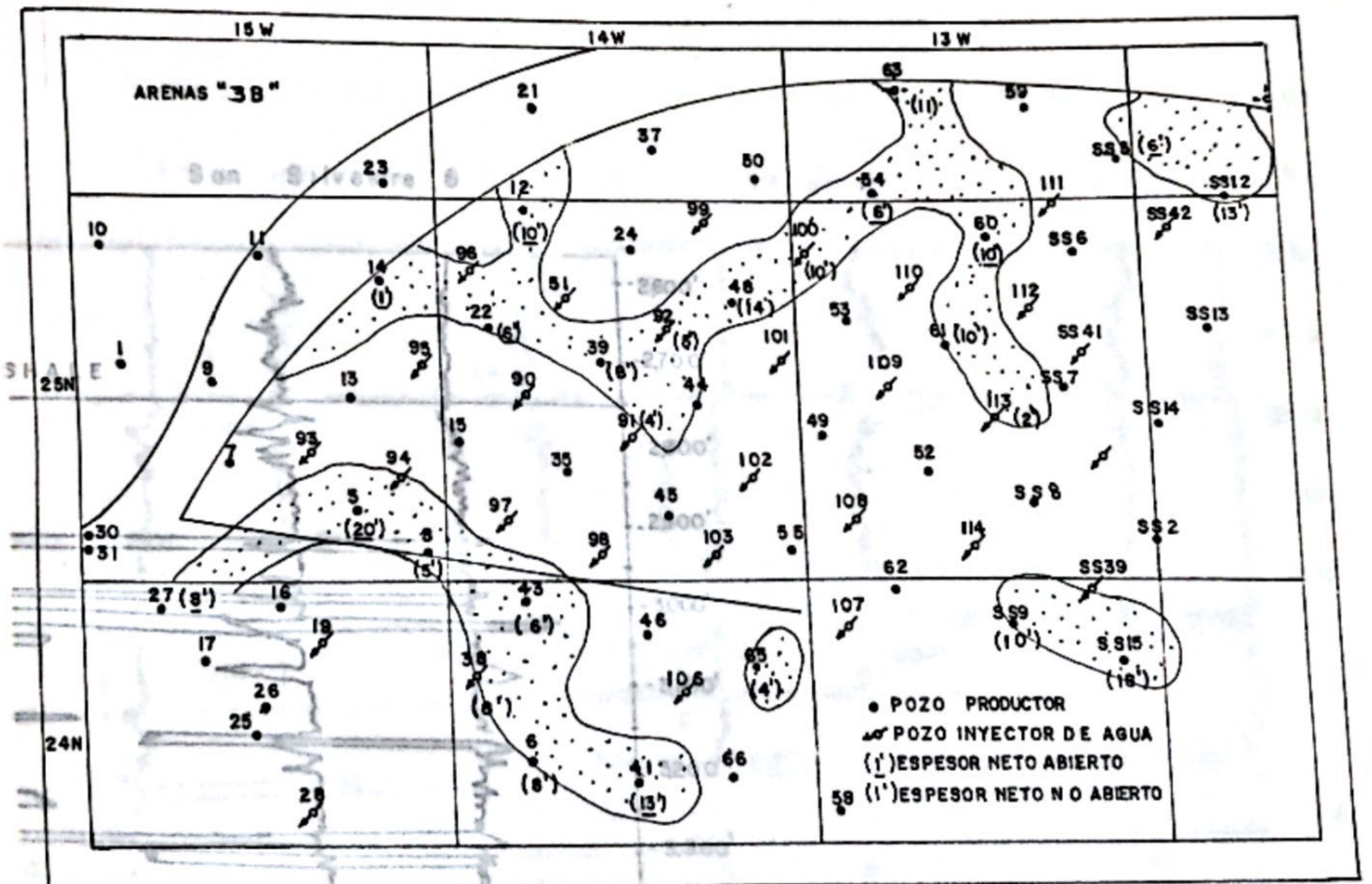
Mapa 6-Configuración de algunas de las arenas típicas (2A y 5) de las Zona "A". Campo Galán - San Silvestre.(20)







Arenas "6". Campo Galán.



Arenas "3B". Campo Galán.

Mapa 7- Configuración de algunas de las arenas típicas (6 y 3B) de la Zona "A". Campo Galán- San Silvestre.(20)





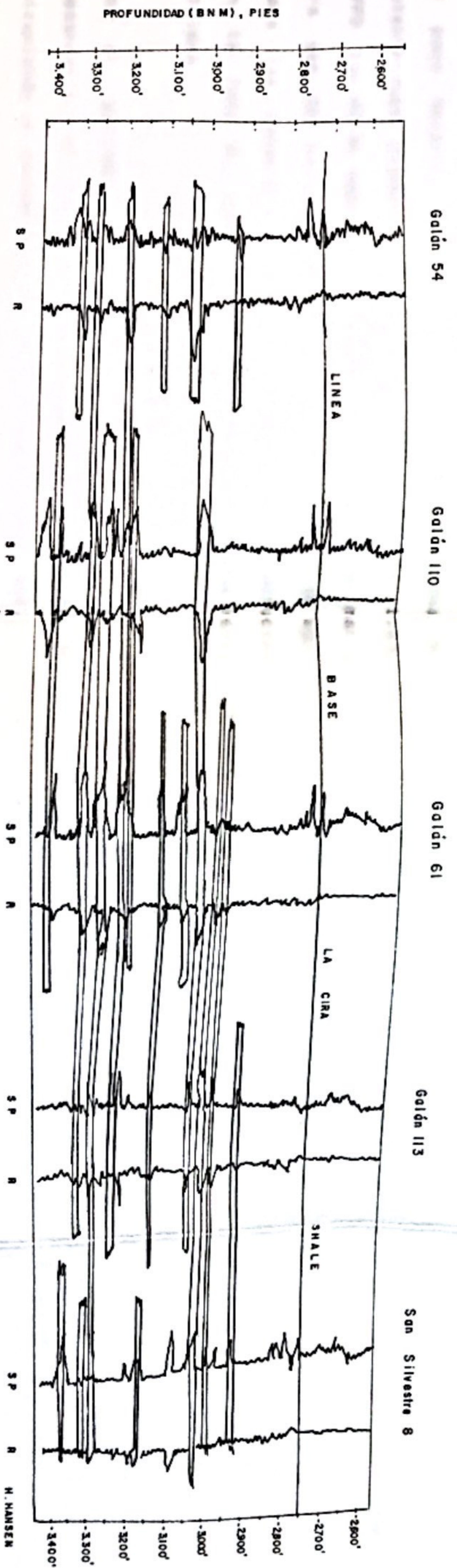
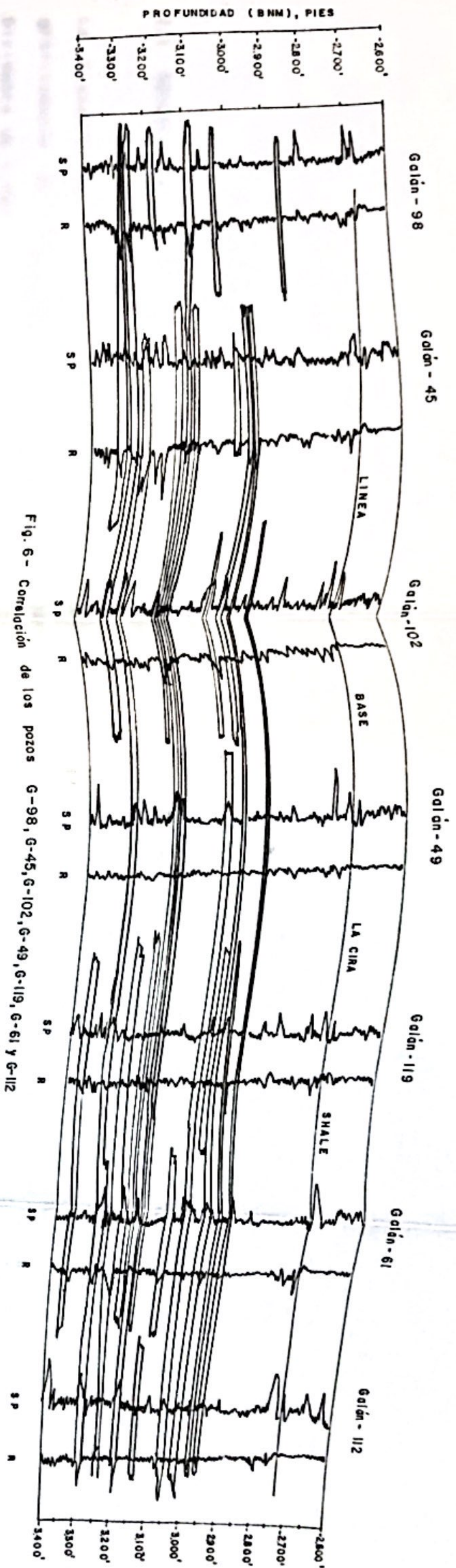


Fig. 7 - Correlación de los pozos G-54, G-110, G-61, G-113 y SS-8

Fuente: ECOPETROL

H. HANSEN  
D. DIAZ





## 2. HISTORIA DE PRODUCCION

### 2.1 GENERALIDADES

La historia de producción del Campo de Galán se muestra gráficamente en la Figura 8, desde Enero de 1.955 hasta Diciembre de 1.987.

El Campo de Galán fué descubierto en Junio de 1.945, con el pozo Galán-1, el cual penetró hasta la Zona B, obteniéndose producción únicamente de la zona A (1.330 BPPD con 0% de agua). El mecanismo de producción primaria era gas en solución para la Zona A y es empuje de agua para las Zonas B y C con algún empuje de gas en solución en la Zona B, continuando en producción primaria estas últimas.

En el periodo comprendido entre 1.953 y 1.964 se desarrolló el Campo fundamentalmente en la Zona A, alcanzando un máximo de 3.350 BPPD en Agosto de 1.953.



CAMPO GALAN

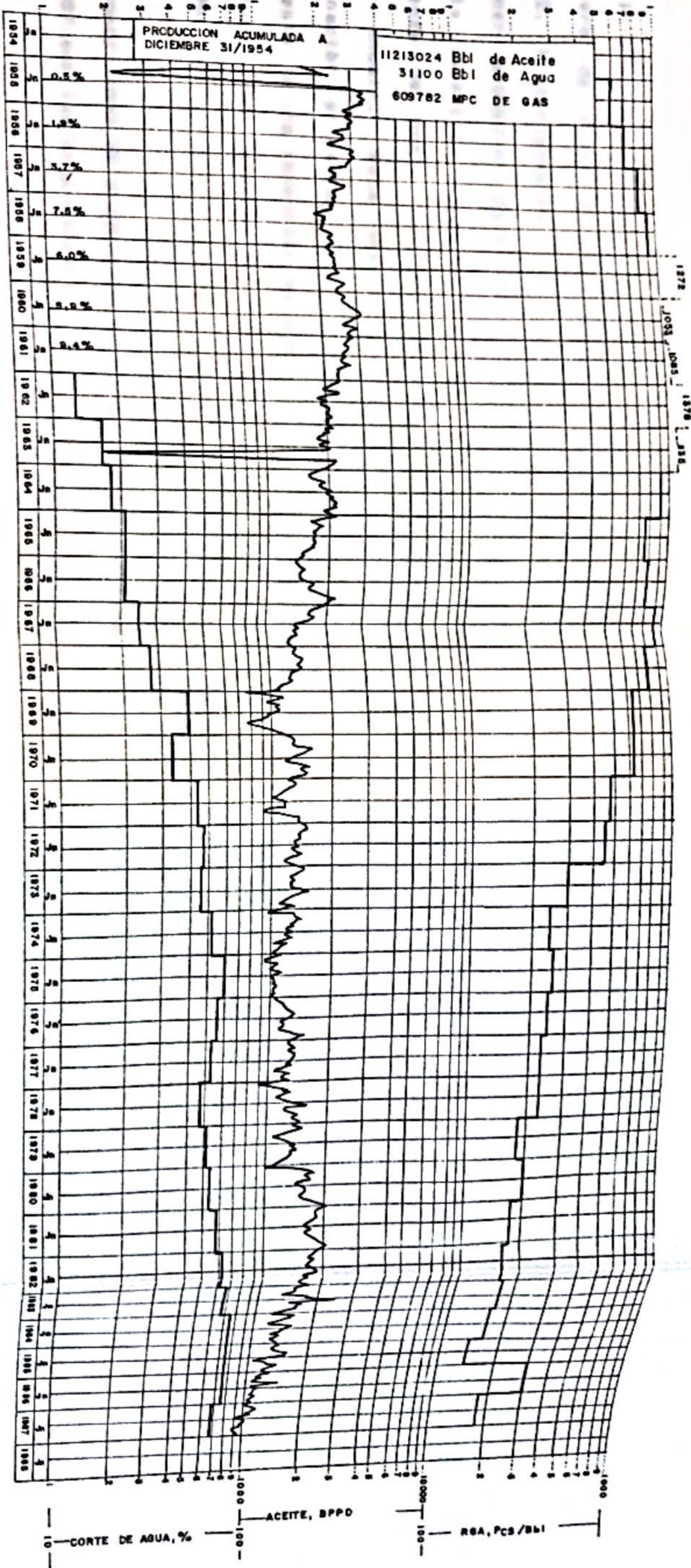


Fig. 8 - Historia de producción. Campo Galán

Fuente: ECOPETROL





En 1.975 se inicia el desarrollo secundario por inyección de agua en la Zona A del Campo. El efecto de la inyección de agua se empieza a notar a comienzos de 1.979, hasta alcanzar valores del orden de 1.600 BPD. Entre de 1.987 el recobro incluyendo recuperación secundaria era del 8,3%.

Un piloto de inyección de agua carbonatada se inició en Febrero de 1.981 y se dió por terminado en Octubre de 1.982. Posteriormente la producción se incrementa hasta obtener promedios de 1.700 y 2.000 BPD como consecuencia de la inyección de agua carbonatada. A partir de 1.982, comienza de nuevo la misma declinación en la producción (11% anual). Esta declinación es equivalente a la declinación primaria, es lo que indica que finalizó la respuesta a la inyección de agua. Este efecto originó la suspensión del sistema de inyección de agua en Diciembre de 1.986. La adición de pozos inyectoros terminados como productores temporales. Una vez establecida la

Las condiciones de producción del Campo Galán a Diciembre de 1.987 son las siguientes:

Inundación con agua, pudiéndose extrapolar la tendencia

Producción promedio petróleo del Campo 940 BPPD

Producción promedio petróleo, Zona A 360 BPPD (1.980 y

Producción promedio petróleo, Zonas B y C 580 BPPD

Corte de agua, Campo 69,3% primaria

Corte de agua, Zona A 74,9%

(\*) OIP: Original Oil In Place (acette original)  
 Petróleo acumulado Zona A 14,98 MBbl.



extrapolada a Diciembre de 1.987 estaría en el orden de  
El recobro primario de la zona A (Julio de 1.977) fue de  
12,2 millones de barriles equivalentes al 6,8% del  
petróleo original, OOIP (\*). A Diciembre de 1.987 el  
recobro incluyendo recuperación secundaria era del 8,3%. La  
producción para cada Zona se obtuvo que para la Zona A

2.2 RECUPERACION PRIMARIA la Zona B, 6% anual, y para la  
Zona C, 3% anual (16), con las observaciones siguientes:

Partiendo de 1.960, se observa una declinación de la  
producción del Campo de un 11% anual, con algunas  
variaciones en 1.964 debido al desarrollo del Campo. Este  
comportamiento se ve interrumpido entre 1.969 y 1.972 a  
causa de los trabajos de limpieza y estimulación sobre  
los pozos, para continuar de nuevo esta declinación hasta  
1.975 cuando se observa un aumento en la producción  
debido a la adición de pozos inyectoros terminados como  
productores temporales. Una vez establecida la  
declinación en la producción del Campo, se ve que a  
partir de 1.978, la producción muestra el efecto de la  
inundación con agua, pudiéndose extrapolar la tendencia  
anterior, con algunos ligeros aumentos debidos  
probablemente a trabajos de reacondicionamiento (1.980 y  
1.983) y a la perforación de pozos de producción primaria  
adicionales (1.984), con lo que la producción primaria  
de la Zona A, usando un modelo de cinco pozos (cuatro  
(\* OOIP: Original Oil In Place (aceite original  
inyectado en el lugar productor) con un espaciamiento aproximado



extrapolada a Diciembre de 1.987 estaría en el orden de los 400 BPPD (6,8% del OOIP) considerando el excedente como crudo secundario, presión promedio de 1.800 psi, aunque algunos pozos inyectaron a presiones más bajas.

Del estudio en el cual se determinó la declinación de la producción para cada Zona, se obtuvo que para la Zona A era del 15% anual, para la Zona B, 8% anual, y para la Zona C, 3% anual (16), con las observaciones siguientes:

se incrementó, se inyectaron 17.546.991 barriles de agua en la

- La producción de agua en la zona B se incrementó al punto de suponer la presencia de un posible acuífero activo, observándose además una reducción de la razón de gas-aceite.

encia 16, tomando el valor pronosticado de producción primaria acumulada en la Zona A del Campo

- En cuanto a la Zona C, se concluye que la baja declinación en la producción de aceite y el aumento en la producción de agua como indicativo de una posible acción de un acuífero natural. Las Zonas B y C

ha continúan produciendo primariamente, da a la inyección de agua obteniéndose los siguientes resultados, para la Zona

2.3 de RECUPERACION SECUNDARIA  $(2+CA/2+CBA/3)$ . Los siguientes son los resultados:

La recuperación secundaria en el Campo Galán-San Silvestren se llevó a cabo mediante la inundación con agua de la Zona A, usando un modelo de cinco pozos (cuatro inyectores, un productor) con un espaciado aproximado



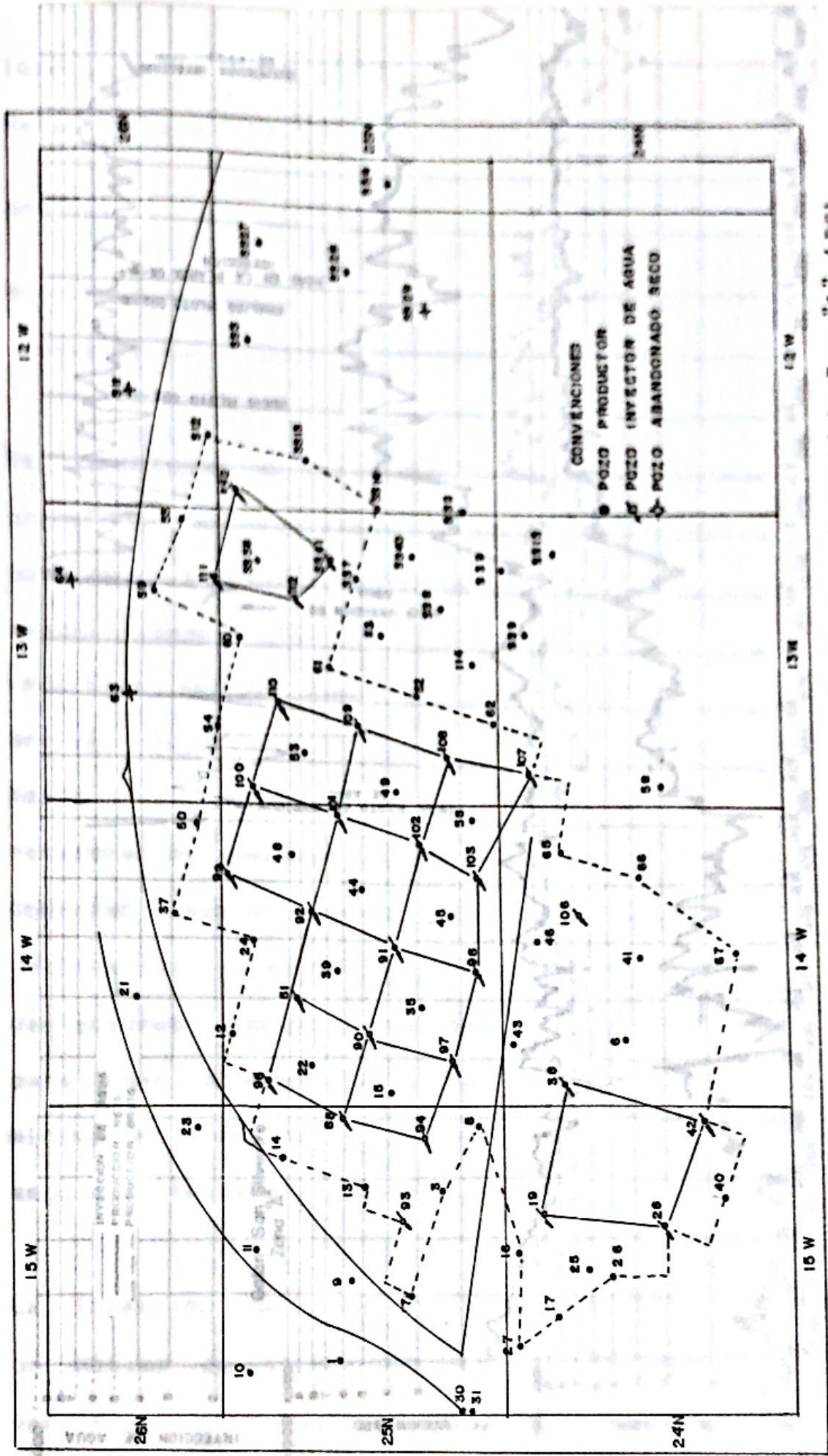
de 26 acres, ver Mapa 8. Los 36 pozos inyectoros (seis en San Silvestre) comenzaron la inyección de agua en Julio de 1.977 con una presión promedio de 1.800 psi, aunque algunos pozos inyectaron a presiones más bajas.

En la Figura 9, (Galán-SS, Zona A), se aprecia el comportamiento general de la inyección de agua hasta el momento de la suspensión en Diciembre de 1.986. Hasta ese momento, se inyectaron 17'566.991 barriles de agua en la Zona A del Campo Galán y 747.247 barriles en San Silvestre, para un total de 18'314.238 barriles de agua.

De la referencia 16, tomando el valor pronosticado de producción primaria acumulada en la Zona A del Campo Galán, para Diciembre de 1.987 y añadiéndole la producción temporal de los pozos inyectoros, tenemos la producción primaria de la Zona A, la cual sustraemos a la producción acumulada a Diciembre de 1.987 con el fin de hallar la producción secundaria debida a la inyección de agua obteniéndose los siguientes resultados, para la Zona A del Campo Galán  $(A+AB/2+CA/2+CBA/3)$ . Los siguientes son los resultados:

Producción primaria acumulada, Dic/87	: 12,98 MbIs
Producción acumulada Dic/87*	: 14,98 MbIs
Producción Secundaria	: 2,0 MbIs





Mapa. 8 - Sistema de inyección de agua - producción. Campo Galón - SS Desarrollo secundario Zona "A" (20)



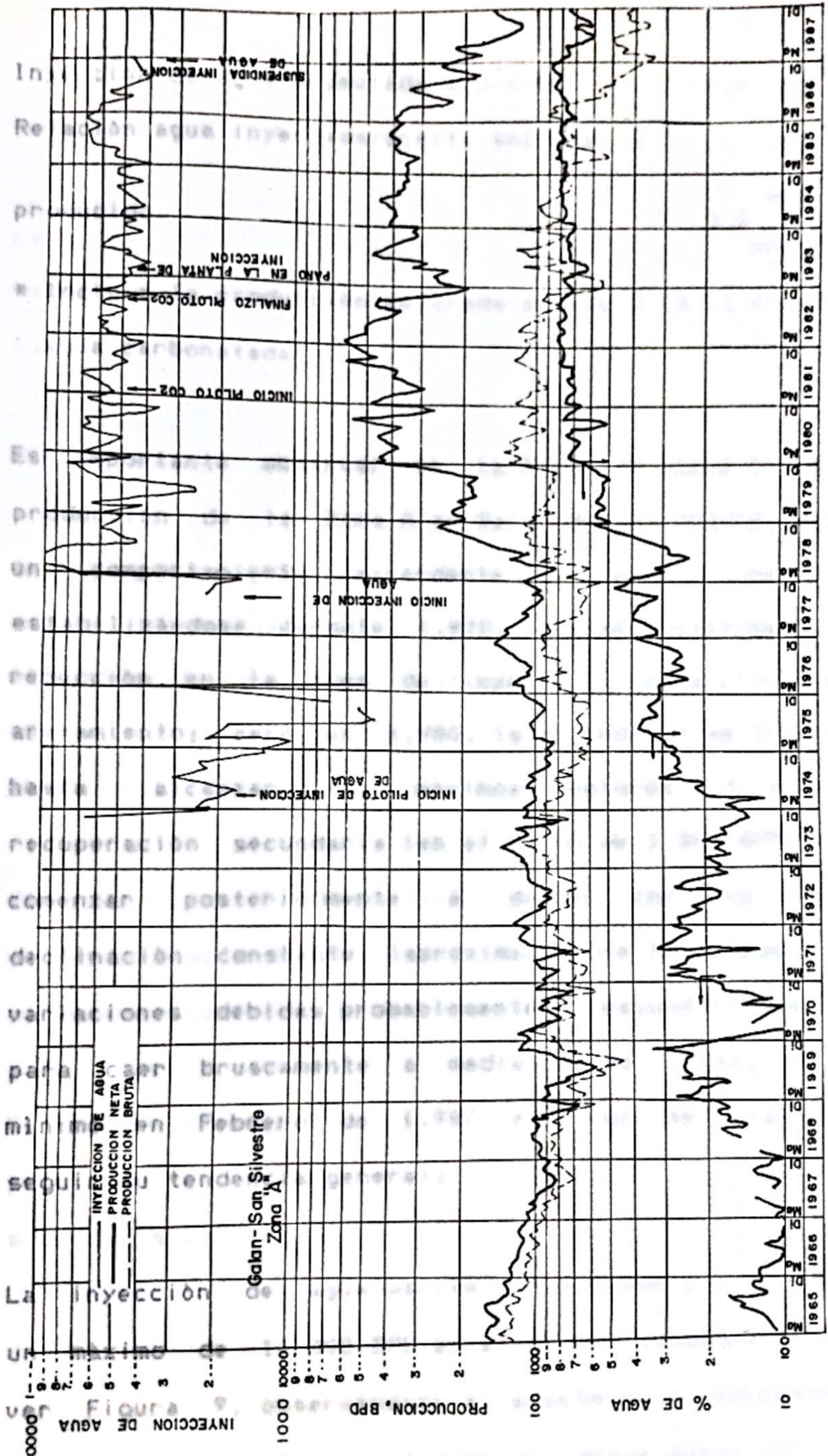


Fig.9 - Historia de producción. Campo Galán - San Silvestre. Zona A

Fuente : ECOPEPETROL





Inyección de agua acumulada a Dic/86: 17,6 Mbbl para  
Relación agua inyectada/aceite secundario: 1.980.

producido : 8,8  $\frac{\text{Bbl agua}}{\text{Bbl crudo}}$   
La razón gas-aceite disminuye desde 350 Pc/Bbl

\* Incluye la producción mejorada debida a la inyección de  
agua carbonatada.

Es importante observar en la Figura 9 (Zona A), que la  
producción de la Zona A en Galán-San Silvestre, muestra  
un comportamiento ascendente a partir de 1.978,  
estabilizándose durante 1.979, debido posiblemente a la  
reducción en la tasa de inyección, y a problemas de  
arenamiento; pero en 1.980, la producción se incrementa  
hasta alcanzar los máximos valores durante la  
recuperación secundaria (en el orden de 1.300 BPPD), para  
comenzar posteriormente a decaer con una tasa de  
declinación constante (aproximadamente 15%), con algunas  
variaciones debidas probablemente a reacondicionamientos,  
para caer bruscamente a mediados de 1.986, hasta un  
mínimo en Febrero de 1.987, y luego se recupera para  
seguir su tendencia general. Parte de la recuperación  
secundaria por inundación con agua.

La inyección de agua osciló entre 4.000 y 7.000 BPD con  
un máximo de 12.800 BPD en el primer semestre de 1.978,  
ver Figura 9, observándose el efecto en el porcentaje de  
agua que aumentó paulatinamente desde menos del 20% en



1.973, incrementándose bruscamente a partir de 1.979 para estabilizarse en el rango del 70 al 80% desde 1.980.

La razón gas-aceite disminuye desde 350 Pc/Bbl en 1.973 hasta 175 Pc/Bbl en 1.978 con variaciones en 1.983 y 1.986.

#### 2.4 RECUPERACION MEJORADA

Se realizó un ensayo piloto de recuperación mejorada de aceite en el Campo Galán, mediante la inundación con CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada en un sector del yacimiento, usando un modelo de cinco puntos (un productor, cuatro inyectores), ver Figura 10.

El bajo recobro mostrado en el yacimiento, y la disponibilidad de CO<sub>2</sub> permitieron la realización de este piloto, el cual se discutirá en detalle en el Capítulo 5.

Es importante anotar que la producción mejorada obtenida por este piloto se consideró parte de la recuperación secundaria por inundación con agua.



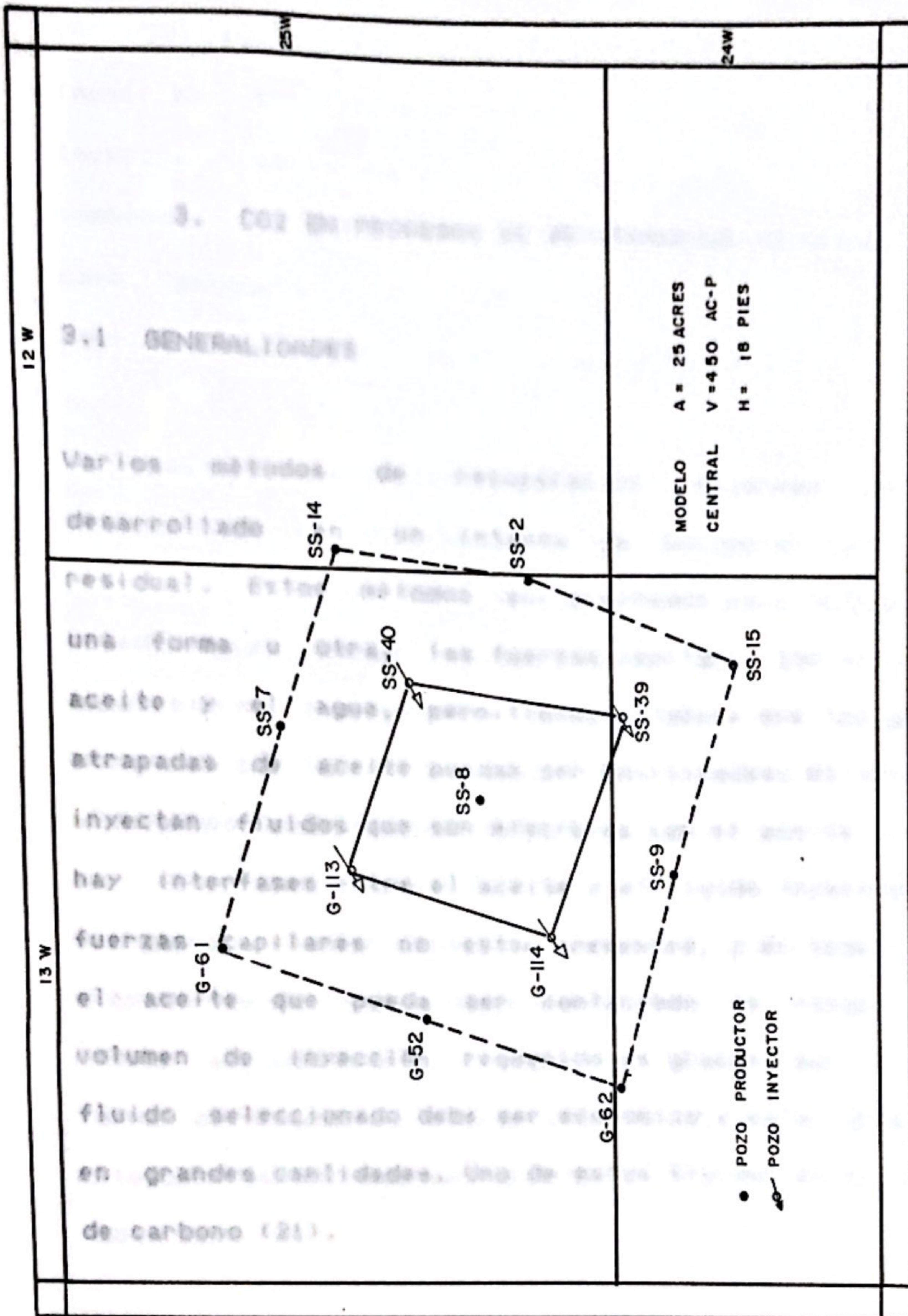


Fig. 10 - Proyecto piloto de inyección de dióxido de carbono. Campo Galán. (34)





ser llevada a cabo en cualquiera de las siguientes maneras: 1) Inyección continua de CO<sub>2</sub>; 2) Dióxido de carbono seguido por gas; 3) CO<sub>2</sub> seguido por agua; 4) Inyección simultánea/alternada de CO<sub>2</sub> y agua; 5) Inyección combinada de CO<sub>2</sub>/disolvente; 6) Inyección

### 3. CO<sub>2</sub> EN PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA de un pozo productor de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff). Una breve

#### 3.1 GENERALIDADES

Varios métodos de recuperación mejorada se han desarrollado en un intento de recuperar el aceite residual. Estos métodos son diseñados para vencer, en una forma u otra, las fuerzas capilares que atrapan el aceite y el agua, permitiendo entonces que las gotitas atrapadas de aceite puedan ser movilizadas. En otros, se inyectan fluidos que son miscibles con el aceite. Como no hay interfases entre el aceite y el fluido inyectado, las fuerzas capilares no están presentes, y en teoría, todo el aceite que pueda ser contactado se recupera. El volumen de inyección requerido es grande, por lo que el fluido seleccionado debe ser económico y estar disponible en grandes cantidades. Uno de estos fluidos es el dióxido de carbono (21).

La inyección de dióxido de carbono se puede aplicar en el Campo, como un proceso de recuperación mejorada y puede





ser llevado a cabo en cualquiera de las siguientes maneras: 1) Inyección continua de CO<sub>2</sub>; 2) Dióxido de carbono seguido por agua; 3) CO<sub>2</sub> seguido por agua; 4) Inyección simultánea/alternada de CO<sub>2</sub> y agua; 5) Inyección combinada de CO<sub>2</sub>/disolvente; 6) Inyección combinada de CO<sub>2</sub> y calor y 7) Estimulación cíclica de un pozo productor con CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff). Una breve explicación de cada proceso lo vemos en el Anexo 2.

AQUA-ACETILE.

En cuanto a la estimulación cíclica se desarrolla en tres etapas cada ciclo: inyección (Huff), un cierre (Shut-in) y producción (Puff). Muy aplicable a yacimientos de crudo pesado que tengan altas saturaciones de aceite y temperaturas o presiones que impidan la miscibilidad entre el aceite y el CO<sub>2</sub>, así como en yacimientos con un alto grado de lenticularidad.

Hasta de 12.000 pies, sin limitación conocida en

Se puede destacar que los procesos de inundación con dióxido de carbono normalmente involucran la inyección de CO<sub>2</sub> y algunos otros fluidos, en forma secuencial o en forma alternada. La selección entre estos dos principales métodos de aplicación dependerá de un gran número de factores. Yacimientos con espesores entre 8-600 pies, con

considerable variación en homogeneidad.

Ahora bien, despreciando como sea aplicado el CO<sub>2</sub> en el campo, los siguientes factores pueden contribuir a



incrementar el recobro de aceites: 1) reducción de la viscosidad del crudo, 2) hinchamiento del aceite, 3) fenómenos de vaporización, 4) efectos de miscibilidad, 5) reducción de tensiones interfaciales, 6) incremento de inyectividad, 7) empuje de gas interno en solución, 8) mejora de la porosidad y permeabilidad de la roca del yacimiento (efecto ácido en la roca), 9) incremento de la densidad del aceite y 10) mejora de la razón de movilidad agua-aceite.

### 3.2 EFECTOS DEL CO<sub>2</sub> COMO GAS EN SOLUCIÓN PARA EL RECOBRO

La experiencia de campo con la inundación de CO<sub>2</sub> a la fecha (1.987), ha permitido observar que ésta se puede aplicar para recuperar aceite adicional bajo un amplio rango de condiciones (27):

Una de las razones más importantes para que el CO<sub>2</sub> se

- En areniscas, dolomitas y rocas con cuarzo, fluido es la
- Hasta una profundidad de 12.800 pies, sin limitación conocida en
- En profundidades de otros agentes químicos de inyección. El CO<sub>2</sub>
- En formaciones con permeabilidades promedio tan bajas
- como 0,2 md. yacimiento, y cuando este se disuelve en el
- A temperaturas de fondo de pozo hasta 248°F, sin
- limitación conocida. (55).

- En formaciones con espesores entre 8-600 pies, con
- considerable variación en homogeneidad, desde aquellas
- donde los crudos varían entre 10-45°API, una solubilidad
- donde los crudos fueron desplazados inmisciblemente. ones



- Para crudos cuya viscosidad varia desde 0,15 cp hasta 188 cp.
- En yacimientos con saturaciones de aceite de 28%-54%.
- Con espaciamentos hasta de 51 acres/pozo.
- Cuando la mezcla inyectada contiene hasta el 29% de H<sub>2</sub>S.

Algunos de los efectos que pueden contribuir a algunas de las propiedades del CO<sub>2</sub> se encuentran en el Anexo 1.

### 3.2 EFECTOS DEL CO<sub>2</sub> COMO GAS EN SOLUCION PARA EL RECOBRO DE ACEITE

Quando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el crudo, ocurre un

3.2.1 Generalidades volumen del liquido. El volumen del aceite con CO<sub>2</sub> disuelto dividido por el volumen del

Una de las razones más importantes para que el CO<sub>2</sub> se utilice como un agente de desplazamiento de fluido es la adaptabilidad y costo relativamente bajo del mismo comparado con otros agentes químicos de inyección. El CO<sub>2</sub> es altamente soluble en el petróleo bajo ciertas presiones de yacimiento, y cuando este se disuelve en el aceite se expande del 10% al 60% y reduce su viscosidad de 5 a más de 10 veces (55).

Simon y Graue han estudiado el factor de hinchamiento, la

Las presiones de inundación con CO<sub>2</sub> varían desde aquellas lo suficientemente altas para lograr una solubilidad sustancial del CO<sub>2</sub> en el aceite (700 psi) hasta presiones



donde la solvencia del CO<sub>2</sub> en el aceite causa una extracción sustancial de hidrocarburos del aceite del yacimiento y en general un desplazamiento miscible del aceite (55).

Algunos de los efectos que pueden contribuir a incrementar el recobro de aceite serán tratados a continuación.

### 3.2.2 Hinchamiento del crudo

Cuando el CO<sub>2</sub> se disuelve en el crudo, ocurre un incremento en el volumen del líquido. El volumen del aceite con CO<sub>2</sub> disuelto dividido por el volumen del aceite sin CO<sub>2</sub> se define como el "factor de hinchamiento" (48).

Dependiendo de la presión, temperatura y composición del crudo, aproximadamente 700 Pcs de CO<sub>2</sub> se disolverán en un barril de aceite para dar un incremento en volumen del 10% al 50% (30).

Simon y Graue han estudiado el factor de hinchamiento, la Figura 11 muestra que éste depende de la función molar de CO<sub>2</sub> disuelto así como del tamaño de las moléculas del crudo (48).







Holm y Josendal muestran el volumen relativo contra la presión, ver Figura 12, para un crudo específico. El fluido del yacimiento es una mezcla del aceite y del gas del separador. Es claro que el CO<sub>2</sub> expande el aceite del separador en mayor grado que al fluido del yacimiento. Es también bueno observar que los aceites subsaturados se hinchan más que aquellos que tienen gas en solución.

Con respecto al hinchamiento del crudo, se ha considerado generalmente que la recuperación de petróleo adicional se debe a un incremento en el factor volumétrico del aceite, ya que el aceite residual es mucho más pequeño en volumen a condiciones de superficie.

La Figura 13 muestra el cambio que resultaría en la permeabilidad relativa al aceite Kro, en una roca mojada por agua cambiando la dirección del desplazamiento. Las gotas de aceite hinchado empujan el agua de los espacios porosos, creando un drenaje, más que un proceso de imbibición, para sistemas mojados por agua, apareciendo como consecuencia un ambiente de flujo más favorable al aceite a unas condiciones dadas de saturación (30).



### 3.2.3 Disminución de la viscosidad del crudo

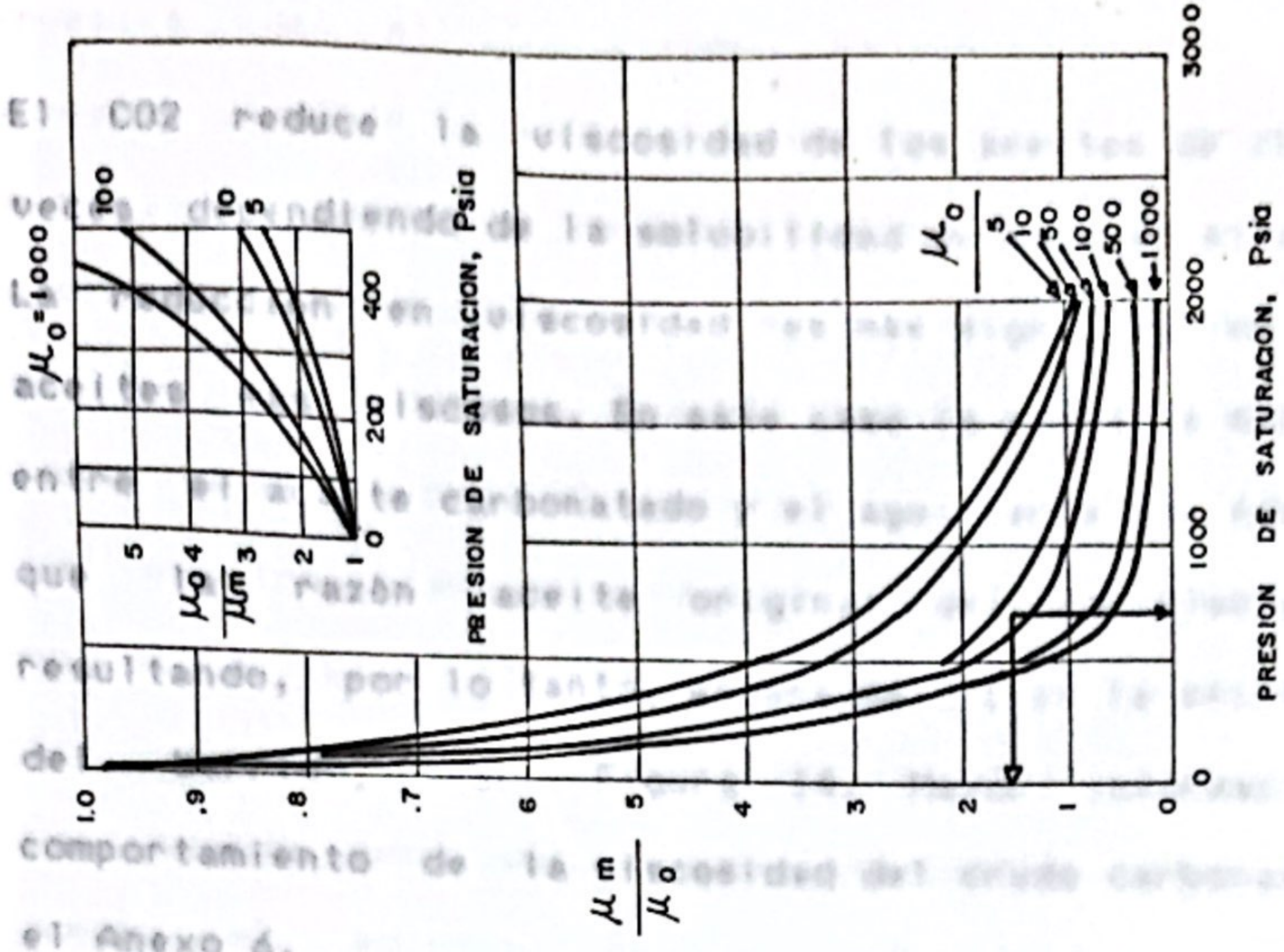


Fig.14 - Viscosidad de las mezclas CO<sub>2</sub>-crudos a 120°F (30,39,48)

### 3.2.4 Vaporización de hidrocarburos

El CO<sub>2</sub> líquido o gas denso) extrae selectivamente componentes de una solución de hidrocarburos en un yacimiento debido a que estos componentes son más fácilmente solubles que otros en CO<sub>2</sub>. Es importante para el aceite del yacimiento que el CO<sub>2</sub> gaseoso efectúa separación de hidrocarburos por vaporización de los componentes, esto limita la reacción del aceite del yacimiento por CO<sub>2</sub> gaseoso. El CO<sub>2</sub> puede extraer y solubilizar

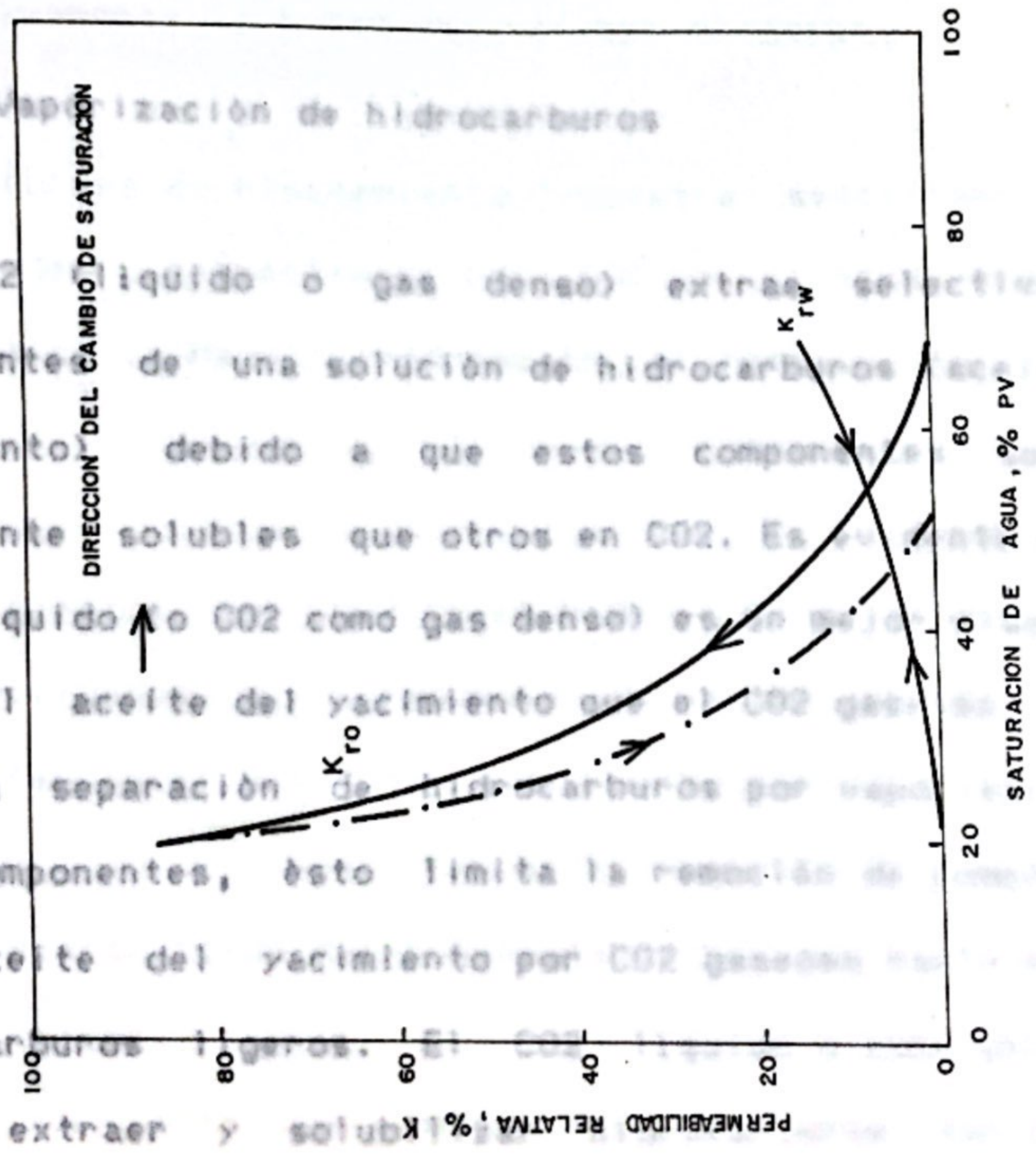


Fig.13 - Cambio en la permeabilidad relativa (30)





### 3.2.3 Disminución de la viscosidad del crudo

El CO<sub>2</sub> reduce la viscosidad de los aceites de 10 a 100 veces dependiendo de la solubilidad de este en el aceite. La reducción en viscosidad es más significativa en los aceites más viscosos. En este caso la razón de movilidad entre el aceite carbonatado y el agua sería más favorable que la razón aceite original del yacimiento/agua, resultando, por lo tanto, en una mejora en la eficiencia del barrido, ver Figura 14. Mayor información de comportamiento de la viscosidad del crudo carbonatado en el Anexo 6.

### 3.2.4 Vaporización de hidrocarburos

El CO<sub>2</sub> (líquido o gas denso) extrae selectivamente componentes de una solución de hidrocarburos (aceite del yacimiento) debido a que estos componentes son más fácilmente solubles que otros en CO<sub>2</sub>. Es evidente que el CO<sub>2</sub> líquido (o CO<sub>2</sub> como gas denso) es un mejor disolvente para el aceite del yacimiento que el CO<sub>2</sub> gaseoso. El CO<sub>2</sub> efectúa separación de hidrocarburos por vaporización de los componentes, esto limita la remoción de componentes del aceite del yacimiento por CO<sub>2</sub> gaseoso hasta el C<sub>6</sub> e hidrocarburos ligeros. El CO<sub>2</sub> líquido o como gas denso puede extraer y solubilizar hidrocarburos tan pesados



como C30 y probablemente más pesados. La Figura 15 muestra como el CO2 primero hincha el aceite como CO2 gaseoso a 70°F (21°C) condensándose en él, y después se contrae el crudo a medida que el CO2 líquido extrae componentes hidrocarburos. La extracción se torna más pronunciada a medida que la presión se aproxima a 800 psia, presión de CO2 líquido saturado a 70°F. La Figura 15 muestra también su rendimiento similar de la extracción para el CO2 como gas denso a 95°F (sobre la  $T_c$ ) a presiones comenzando cerca de 1.000 psi y continuando con una presión incrementada hasta un punto donde el volumen de la fase rica en aceite es aproximadamente la mitad del volumen original.

Estas curvas de hinchamiento demuestran sencillamente las capacidades extractivas del CO2 a ciertas presiones (densidades). Mayor información al respecto en el Anexo 7.

Otros efectos del CO2 en el hidrocarburo como la mejora de movilidades y la reducción de la tensión interfacial se amplían en el Anexo 8.

### 3.2.5 Efecto ácido del CO2 en la formación

Si el CO2 inyectado entra en contacto con agua del



yacimiento se forma un tipo de yacimiento  
 reaccionará en consecuencia

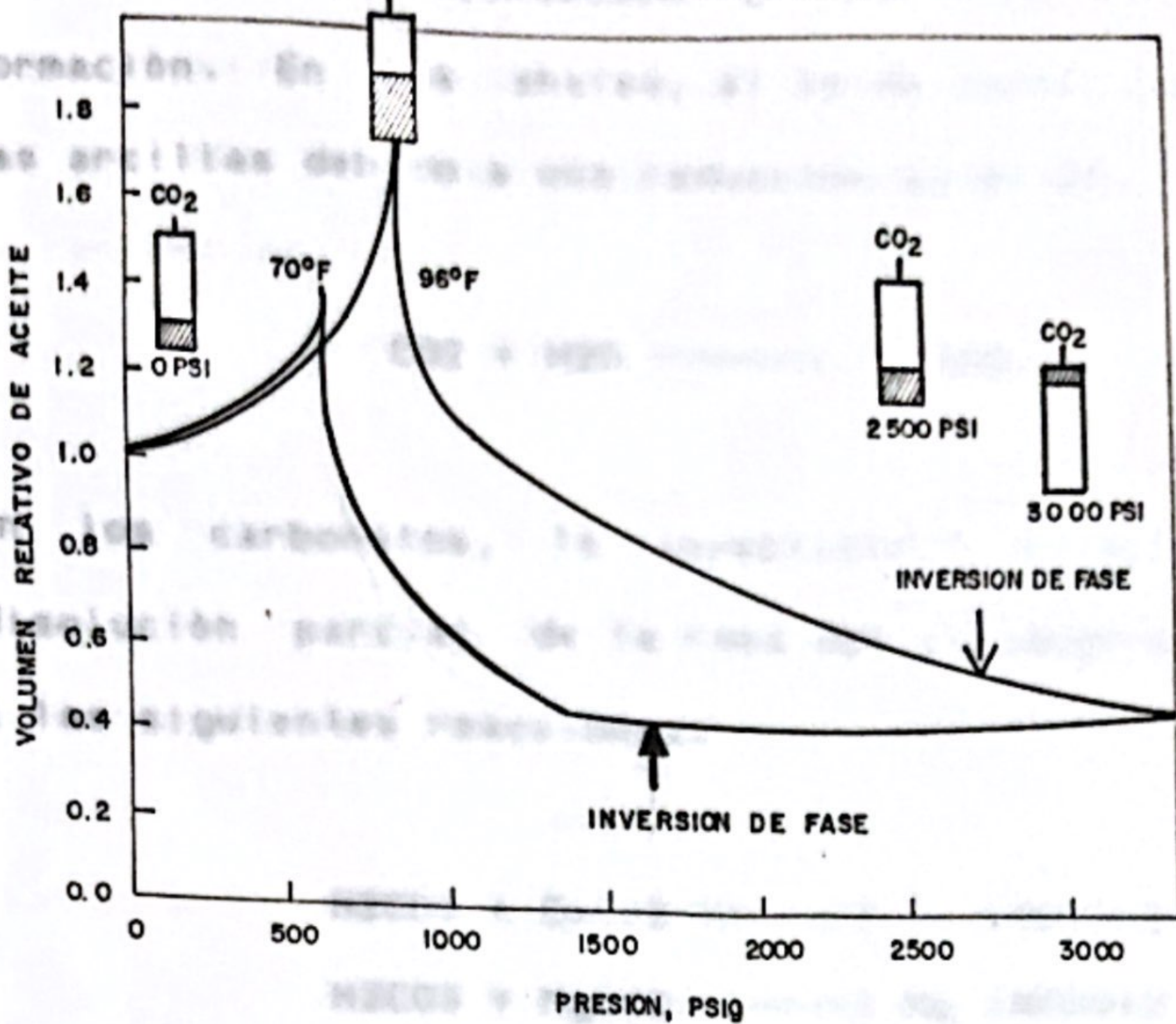


Fig.15 - Cambio en volumen del crudo Cabin Creek adicionándole CO<sub>2</sub> a presión.(24)

Los bicarbonatos formados por las reacciones

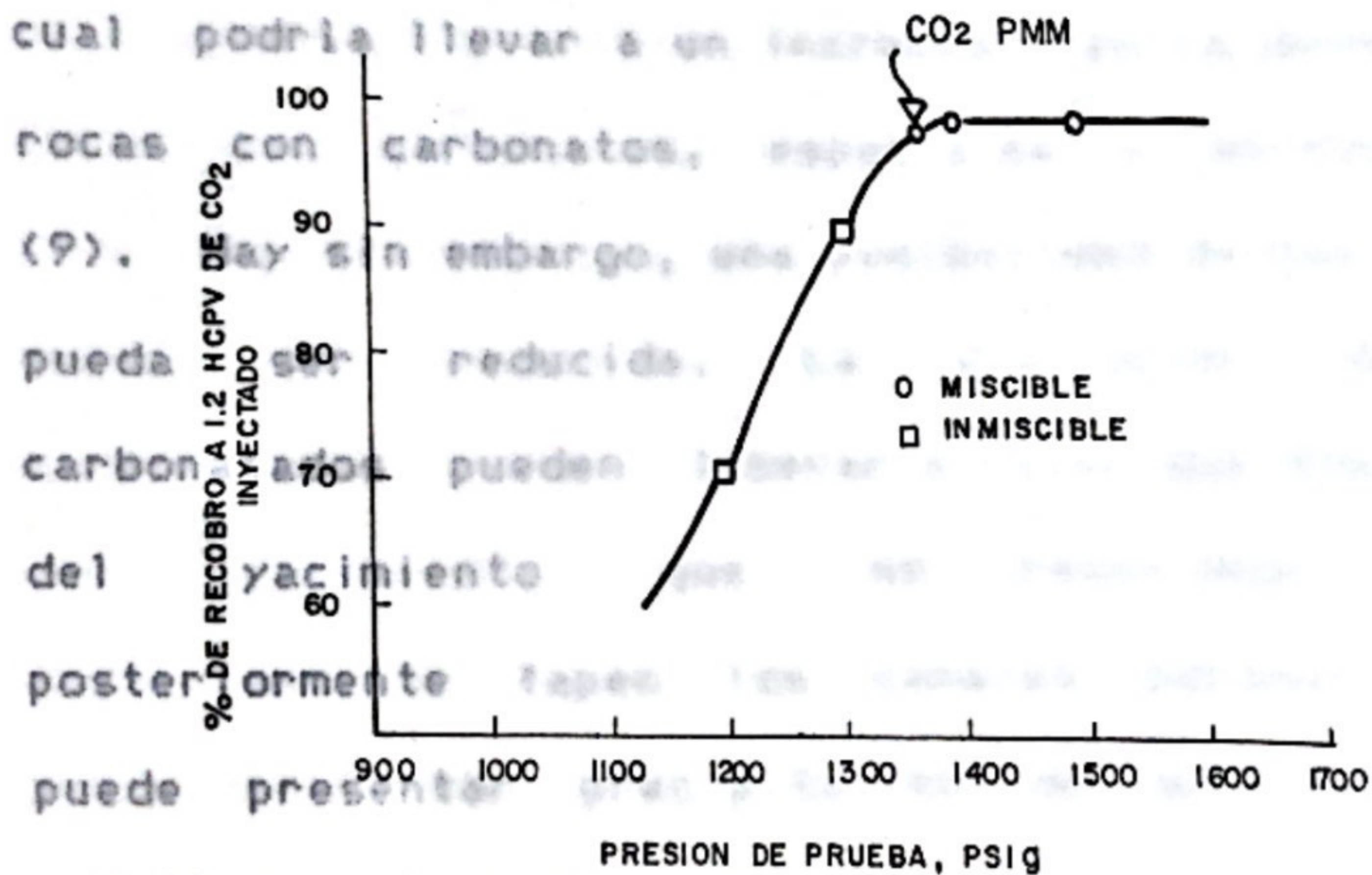
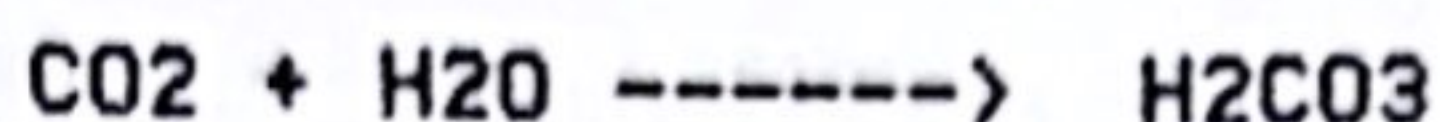


Fig.16 - Resultados de una prueba para un crudo de composición fija con temperatura constante(59)

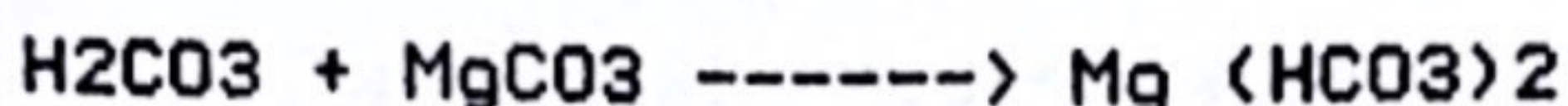
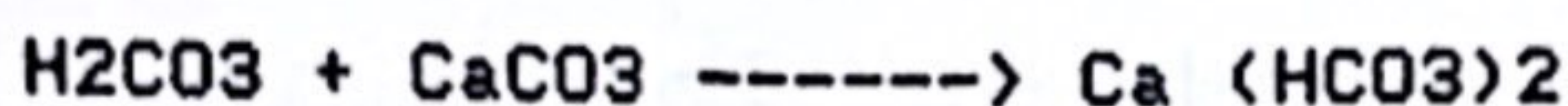




yacimiento se forma un ácido carbónico débil el cual reaccionará en consecuencia con la matriz de la formación. En los shales, el ácido carbónico estabiliza las arcillas debido a una reducción en el pH, mejorando el recobro (4).



En los carbonatos, la inyektividad es mejorada por la disolución parcial de la roca del yacimiento, de acuerdo a las siguientes reacciones:



Los bicarbonatos formados son muy solubles en agua, lo cual podría llevar a un incremento en la permeabilidad en rocas con carbonatos, especialmente alrededor del pozo (9). Hay sin embargo, una posibilidad de que la inyección pueda ser reducida. La disolución de materiales carbonatados pueden liberar o hacer que finos materiales del yacimiento que no reaccionan, fluyan, y posteriormente tapen los canales porosos. También se puede presentar precipitación de sulfatos de calcio o asfaltenos lo cual puede eliminar cualquier ventaja en la inyección debida a la reacción de materiales carbonatados.



En aplicaciones de campo el dióxido de carbono puede traer consigo grandes incrementos en la permeabilidad en la vecindad inmediata de un pozo de inyección, mejorando el recobro (4).

#### 4. FUNDAMENTOS DE LA INYECCIÓN CICLICA CON CO<sub>2</sub>

##### 4.1 INTRODUCCIÓN

Hay básicamente dos procesos diferentes de recuperación usando CO<sub>2</sub>: desplazamiento miscible y desplazamiento inmisible. El desplazamiento miscible con CO<sub>2</sub> se refiere a un proceso en el cual las propiedades PVT (\*) del aceite del yacimiento son tales que se puede desarrollar miscibilidad de primer contacto o de contacto múltiple en el yacimiento entre el aceite y el CO<sub>2</sub> inyectado. El proceso miscible con CO<sub>2</sub> es aplicable fundamentalmente a crudos medios y livianos. En el desplazamiento de CO<sub>2</sub> inmisible, se aprovecha la ventaja del hinchamiento del aceite y la reducción de la viscosidad después de la carbonatación (30, 31).

Los yacimientos que contienen petróleo pesado presentan problemas de producción debido a la alta viscosidad del

(\*) PVT: comportamiento del aceite en función de presión, volumen y temperatura.



aceite y la baja energía del yacimiento lo que ocasiona bajas tasas de recuperación y una eficiencia de recuperación sobre (96). La producción de aceite de un yacimiento de crudo pesado es usualmente baja comparada con la recuperación de los yacimientos de aceite

#### 4. FUNDAMENTOS DE LA INYECCION CICLICA CON CO2

han sido empleados para estimular la producción de este

##### 4.1 INTRODUCCION

propuesta varias técnicas en la literatura, tales como: métodos térmicos, inyección con

Hay básicamente dos procesos diferentes de recuperación usando CO2: desplazamiento miscible y desplazamiento inmisible. El desplazamiento miscible con CO2 se refiere a un proceso en el cual las propiedades PVT (\*) del aceite del yacimiento son tales que se puede desarrollar miscibilidad de primer contacto o de contacto múltiple en el yacimiento entre el aceite y el CO2 inyectado. El proceso miscible con CO2 es aplicable fundamentalmente a crudos medios y livianos. En el desplazamiento de CO2 inmisible, se aprovecha la ventaja del hinchamiento del aceite y la reducción de la viscosidad después de la carbonatación (30, 31).

Los yacimientos que contiene petróleo pesado presentan problemas de producción debido a la alta viscosidad del

carbonatación de pesos con CO2 emplea una técnica similar (\*) PVT : comportamiento del aceite en función de presión, volumen y temperatura.



aceite y la baja energía del yacimiento lo que ocasiona tasas bajas de recuperación y una eficiencia de recuperación pobre (46). La producción de aceite de un yacimiento de crudo pesado es usualmente baja comparada con la recuperación de los yacimientos de aceite convencional. Métodos de recuperación de aceite mejorada han sido empleados para estimular la producción de este recurso. Se han propuesto varias técnicas en la literatura tales como: métodos termales, inundación con polímeros y cáusticos y la inyección de gas. En muchas circunstancias, los aceites viscosos no pueden ser desplazados eficientemente por agua u otros agentes de inundación. Por lo tanto, se han dirigido esfuerzos significativos a los procesos cíclicos de un sólo pozo (40). El proceso de recuperación viable es aquel que no solamente incrementa el recobro de aceite sino que también debe hacerlo de una manera económicamente atractiva. Con un interés creciente en el uso del CO<sub>2</sub>, el proceso de inyección cíclica de dióxido de carbono (Huff'n'Puff) surge como una alternativa comercialmente viable a la estimulación cíclica con vapor o el fracturamiento hidráulico (9).

El proceso de inyección cíclica (Huff'n'Puff) de estimulación de pozos con CO<sub>2</sub> emplea una técnica similar a la inyección cíclica de vapor donde un tapón de CO<sub>2</sub> es



inyectado en un pozo a una tasa menor que la tasa de fractura. El pozo es entonces cerrado, permitiendo al CO<sub>2</sub> remojar por varios días. Dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento y del tiempo de remojo del CO<sub>2</sub>, éste recupera aceite por mecanismos tales como: 1) hinchamiento del crudo y reducción de la viscosidad debido a los efectos de solubilidad del CO<sub>2</sub>; 2) reducción de la tensión interfacial; 3) recuperación (adicional) por la despresurización, y 4) la vaporización del crudo entran en juego durante el periodo de remojo. Después del periodo de remojo el pozo es puesto en producción, ver Figura 17. Posteriormente el ciclo se repite a medida que la producción de aceite se reduce.

Hay abundancia de literatura disponible sobre la inyección de CO<sub>2</sub> en los yacimientos de crudo ligero, mientras que han sido publicados muy pocos documentos sobre la estimulación con CO<sub>2</sub> de yacimientos de crudo pesado. La revisión de la literatura disponible se encuentra en el Anexo 11.

#### 4.2. PROCESO DE INYECCION CICLICA CON CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff)

El acelerado interés en los procesos Huff'n' Puff con CO<sub>2</sub> ha generado la necesidad de una buena definición del proceso para que los ingenieros puedan evaluar los



... y optimizar las aplicaciones para los

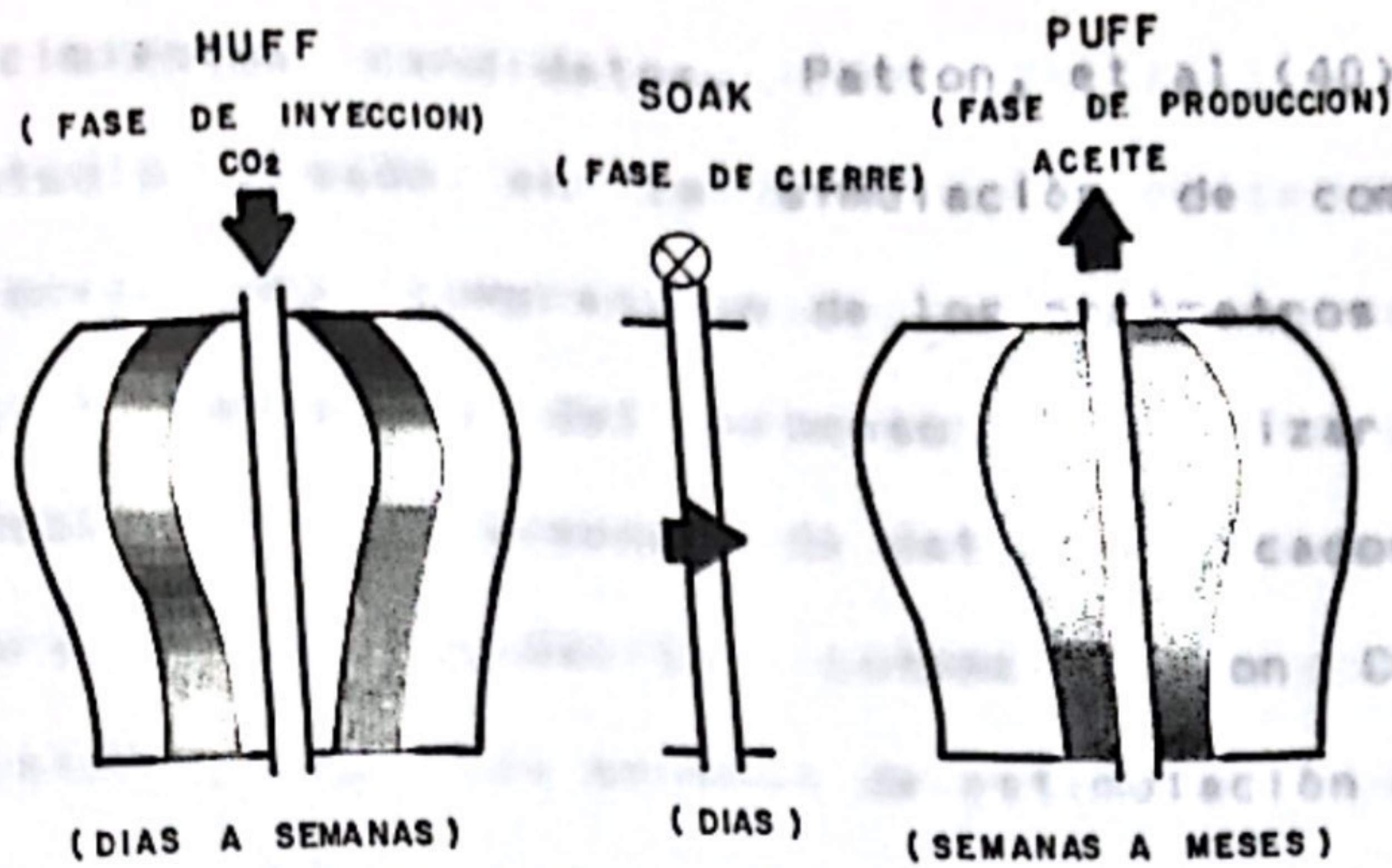


Fig.17 - Proceso de estimulación cíclica (Huff 'n' Puff) con CO2 (29)

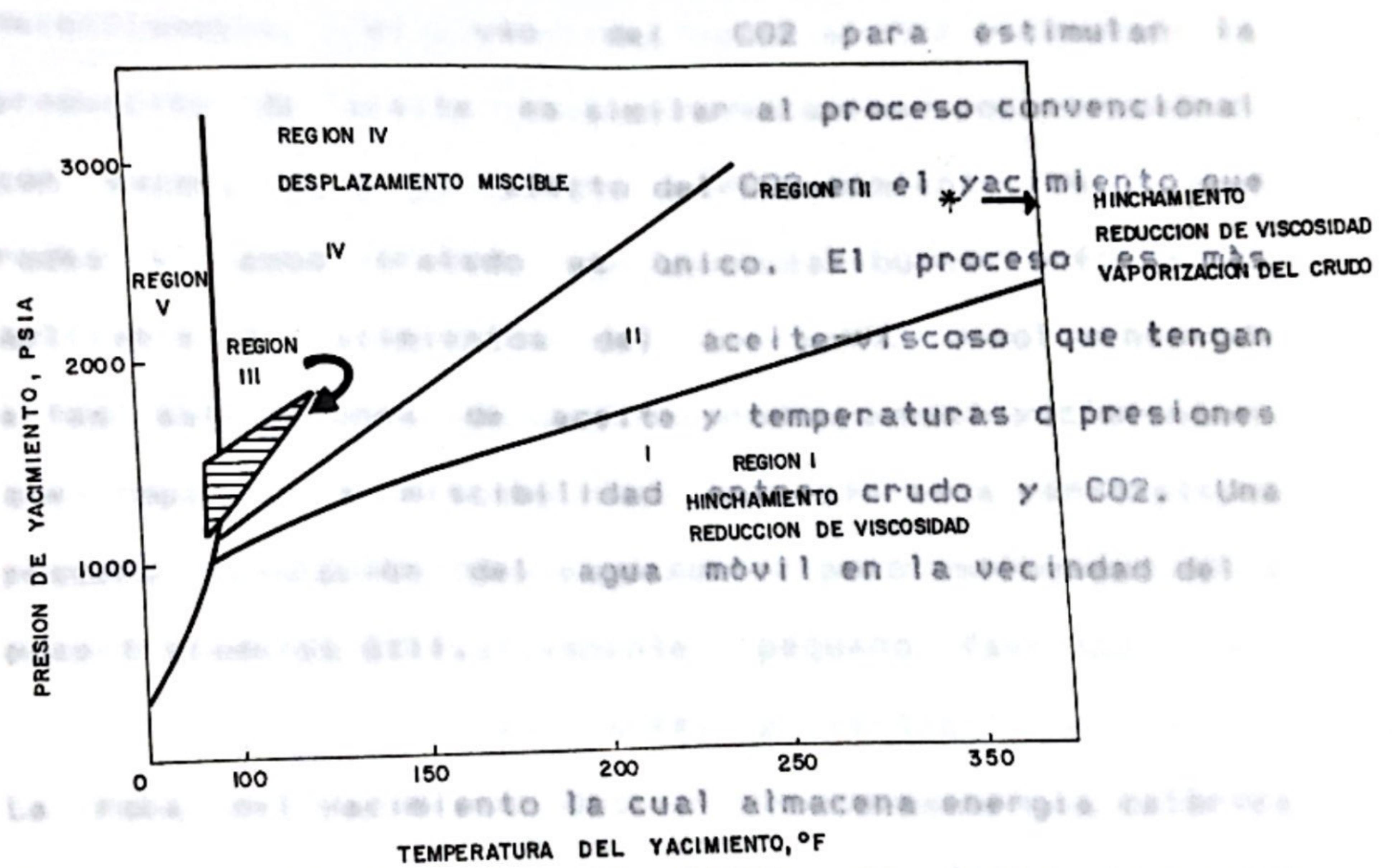


Fig.18 - Efecto de la presión y temperatura de yacimiento en los mecanismos de desplazamiento en la inyección de CO2 (29)





mèritos técnicos y optimizar las aplicaciones para los yacimientos candidatos. Patton, et al (40) elaboraron un estudio basado en la simulación de computadores para proveer una comprensión de los parámetros del yacimiento en la eficacia del proceso y realizar predicciones, (debido a la ausencia de datos publicados/Agosto-1982). Para una inundación potencial con CO<sub>2</sub>, el ajuste histórico de las pruebas de estimulación de un sólo pozo provee datos para complementar los estudios de laboratorio y reducir el riesgo asociado con el proyecto.

Una característica única del proceso Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> Mecánicamente, el uso del CO<sub>2</sub> para estimular la producción de aceite es similar al proceso convencional con vapor, pero el defecto del CO<sub>2</sub> en el yacimiento que rodea al pozo tratado es único. El proceso es más aplicable a yacimientos de aceite viscoso que tengan altas saturaciones de aceite y temperaturas o presiones que impidan la miscibilidad entre crudo y CO<sub>2</sub>. Una pequeña saturación del agua móvil en la vecindad del pozo tratado es típicamente pequeña favorece una excelente conformación areal y vertical, no siendo la cenosa del yacimiento la cual almacena energía calórica de la estimulación con vapor, no tiene capacidad comparable para almacenar CO<sub>2</sub>. La ausencia de capacidad de almacenamiento le permite al CO<sub>2</sub> migrar cientos de pies dentro del yacimiento, fundamentalmente por el



desplazamiento de la saturación de agua móvil que rodea el pozo. La baja movilidad del aceite con relación al agua y al CO<sub>2</sub> le permite al aceite ser "pasado" (no contactado el aceite por el CO<sub>2</sub>, lo sobrepasa). Durante los periodos de inyección y remojó, el crudo absorve CO<sub>2</sub> gaseoso y se expande. La ausencia de una saturación de agua MOVIL significativa permite la producción del crudo estimulado a unas razones agua-aceite (WOR) atractivamente bajas (40). El crudo por CO<sub>2</sub> cuenta con varios mecanismos relacionados con el comportamiento de fases de una característica única del proceso Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> es que la movilidad adversa entre el CO<sub>2</sub> y el crudo es útil y provee efectivamente el mecanismo por el cual el CO<sub>2</sub> se propaga profundamente en el yacimiento. Un segundo aspecto único se relaciona con la buena conformación areal y vertical que se logra. Los volúmenes de tratamiento son pequeños comparados con el yacimiento total, y de aquí, que la zona afectada raramente se extenderá más de 200 pies desde el pozo estimulado. Este radio de tratado relativamente pequeño favorece una excelente conformación areal y vertical, no siendo necesarios modelos de dos o tres dimensiones (2 o 3D) para simular el proceso adecuadamente. CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff) es considerado el más aplicable a yacimientos de no En el proceso convencional de empuje de gas, la segregación gravitacional favorece la canalización del

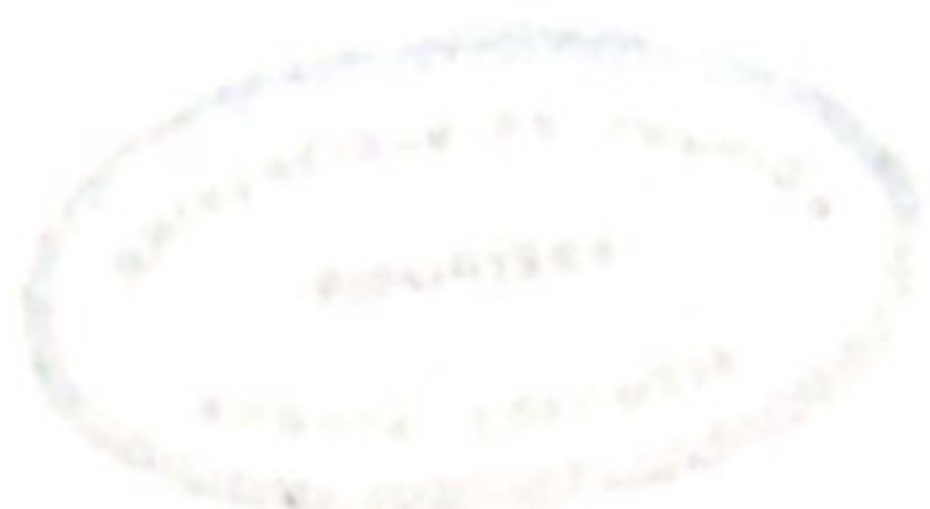


gas que afecta adversamente la eficiencia del proceso. Esta situación, no ha sido observada en las limitadas pruebas de campo o en las simulaciones de computador (40, 41). Parece que los cortos periodos de tiempo cubiertos por los ciclos de inyección y producción no son suficientes para permitir una segregación gravitacional significativa.

Los desplazamientos de crudo por CO<sub>2</sub> cuentan con varios mecanismos relacionados con el comportamiento de fases de las mezclas CO<sub>2</sub>/crudo. Fuertemente dependientes de la temperatura y presión del yacimiento y de la composición del crudo. Las características de desplazamiento dominante para un desplazamiento de CO<sub>2</sub> dado caen en una de las cinco regiones que se muestran en la Figura 18, donde los efectos de la estimulación son más pronunciados. La información adicional sobre las regiones y el efecto de la presión y temperatura del yacimiento en los mecanismos por inyección de CO<sub>2</sub> en el Anexo 11.iales en la modelación del proceso de estimulación.

#### 4.3 MODELO MATEMATICO DE ESTIMULACION (40, 41)

El modelo matemático utilizado para la simulación del proceso de inyección cíclica con CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff) es considerado el más aplicable a los yacimientos de no miscibilidad. Por esta razón, es posible utilizar un simulador del tipo de aceite negro y evitar la





masa. Patton, et al (41), han encontrado necesario usar la formulación implícita y la solución directa para simular las rápidas y grandes transiciones en presión, saturación y gas disuelto a las altas razones que ocurren en el proceso cíclico con CO<sub>2</sub>.

Como resultado de la alta solubilidad del CO<sub>2</sub> en petróleo, hay un perfil brusco en el radio hasta el cual ha penetrado el CO<sub>2</sub> a la formación. En los casos que involucran grandes volúmenes de tratamiento el radio puede ser unos pocos cientos de pies a partir del pozo, y de aquí que se requiera un gran número de bloques en la malla para definir la localización de la interfase brusca CO<sub>2</sub>-crudo, con la precisión. El error de truncamiento introducido por el uso de muy pocas mallas radiales se muestra en la Tabla 3. Todos los casos dieron propiedades de formación y PVT del crudo de dos arenas aproximadamente la misma producción en el primer ciclo, aproximadamente limpias una de California y otra de Kansas. Sin embargo, en el caso de nueve bloques, produjo erróneamente mucho más aceite en el segundo ciclo debido a que el CO<sub>2</sub> penetró profundamente en el yacimiento donde cambiaba significativamente subdividiendo el espesor en dos o más capas. Por lo tanto, los cálculos son de una dimensión (1D) radial con una malla radial de 20 bloques. Para la aplicación de la estimulación con CO<sub>2</sub> descrita aquí, se asume que el crudo está muerto (libre de hidrocarburos gaseosos disueltos), y el CO<sub>2</sub> asume el papel de gas, con las curvas de Bo, Bg, Rs, Uo, Ug



obtenidas de las pruebas de hinchamiento CO2-crudo en el laboratorio. Recalcando la suposición de inmiscibilidad del CO2 y crudo, que afectan el rendimiento de una estimulación con CO2 pueden ser divididas en dos clases:

**TABLA 3. Efecto de la definición radial en la producción calculada de aceite.**

operacionales serán manejadas en tal forma que se maximice la rentabilidad. Esto puede no coincidir siempre con

---

**Producción incremental de aceite por bloque radial\***

---

	<u>9</u>	<u>13</u>	<u>14</u>	<u>20</u>	<u>24</u>
Ciclo 1	23.729	23.077	22.890	25.350	25.452
Ciclo 2	50.988	34.615	34.213	36.272	35.833

---

(inyección-cierre-producción).  
 \* Yacimiento de California: h=107 pies, Uo=177 cp, CO2=52 Mpcs/ciclo. Producción en barriles fiscales (BF).

La naturaleza juega un papel importante en el potencial. El modelo fue corrido en el modo radial 2 y se usaron las de estimulación del CO2. Los parámetros del yacimiento propiedades de formación y PVT del crudo de dos arenas fuera del control de la ingeniería dominan el proceso, aproximadamente limpias una de California y otra de Kansas. Para el espesor de formación menor de 107 pies, profundidad del yacimiento y la saturación de aceite, se encontró que la recuperación calculada de crudo no cambiaba significativamente subdividiendo el espesor en Las numerosas variables que afectan el proceso hace muy dos o más capas. Por lo tanto, los cálculos son de una difícil describir todos los efectos interrelacionando dimensión (1D) radial con una malla radial de 20 bloques. diagramas y gráficas. Una alternativa de aproximación, un análisis de regresión múltiple, se empleó en un intento de correlacionar alrededor de 200 datos obtenidos en el estudio. El resultado del análisis de regresión está dado



#### 4.3.1 Variables del proceso del modelo matemático

Las variables que afectan el rendimiento de una estimulación con CO<sub>2</sub> pueden ser divididas en dos clases: operacionales y de yacimiento. Las variables operacionales serán manejadas en tal forma que se maximice la rentabilidad. Esto puede no coincidir siempre con la optimización de las variables concernientes a la eficacia del proceso. Las variables operacionales significativas son: presión y volúmenes de tratamiento, presión sostenida en los pozos (back-pressure) durante la fase de producción y número y de ciclos (inyección-cierre-producción), medido por ciclo por pie de arena, KPCs/pie.

La naturaleza juega un papel importante en el potencial de estimulación del CO<sub>2</sub>. Los parámetros del yacimiento fuera del control de la ingeniería dominan el proceso. Las variables más importantes son: viscosidad del crudo, profundidad del yacimiento y la saturación del aceite, pero su efecto fue pronunciado. En la forma final, la ecuación Las numerosas variables que afectan el proceso hace muy difícil describir todos los efectos interrelacionando diagramas y gráficas. Una alternativa de aproximación, un análisis de regresión múltiple, se empleó en un intento de correlacionar alrededor de 200 datos obtenidos en el estudio. El resultado del análisis de regresión está dado



son dados, en la Tabla 4.

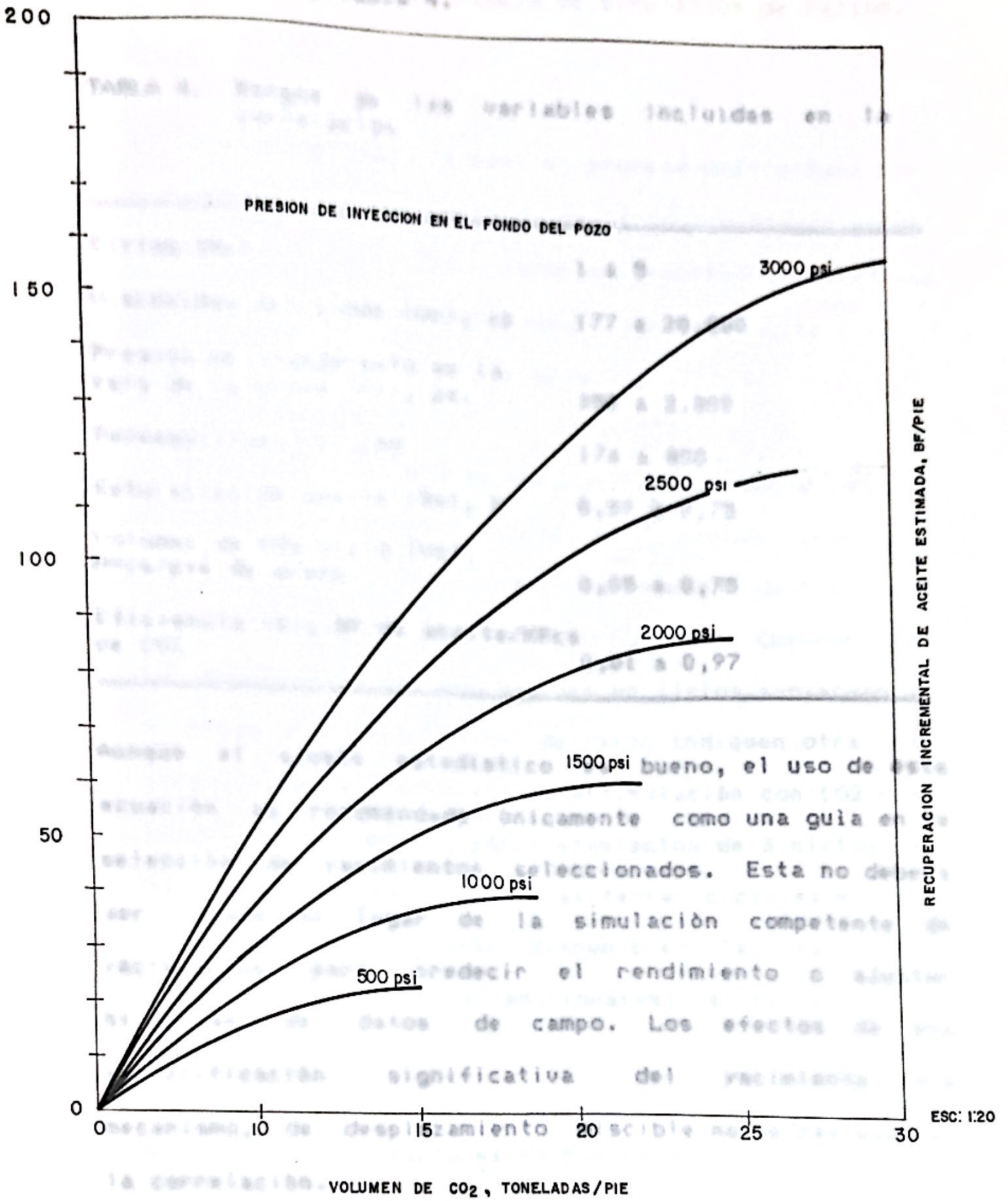


Fig.19 - Curva de eficiencia (9)





son dados, en la Tabla 4. Trabajo de simulación de Patton,

et al. (40)

TABLA 4. Rangos de las variables incluidas en la correlación

1) La eficiencia con la cual el proceso Huff'n/Puff con CO<sub>2</sub> mejora la producción de crudos viscosos parece

---

Ciclos (Nc)	1 a 5
Viscosidad del crudo (Uo), cp	177 a 28.000
Presión de tratamiento en la cara de la arena (Pt), psi	350 a 2.800
Permeabilidad (K), md	176 a 800
Saturación de aceite (So), %	0,59 a 0,75
Volumen de CO <sub>2</sub> /ciclo (Vc), MPcs/pie de arena	0,05 a 0,75
Eficiencia (E), BF de aceite/KPcs de CO <sub>2</sub>	0,01 a 0,97

---

2) Se predice que de 7 a 12 KPcs de CO<sub>2</sub> se requerirán para recuperar un barril adicional de crudo. Este rango de pruebas de resultados para SACROC de Chevron, USA. La efectividad del CO<sub>2</sub> decae en ciclos subsiguientes.

A menos que los datos de campo indiquen otra cosa, Aunque el ajuste estadístico es bueno, el uso de esta parece que el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> puede ecuación es recomendado únicamente como una guía en la ser aplicado mejor en tratamientos de 3 ciclos para selección de yacimientos seleccionados. Esta no deberá cada pozo. Si la respuesta al tercer ciclo es mejor de ser usada en lugar de la simulación competente de lo anticipado, estarán disponibles las facilidades yacimientos para predecir el rendimiento o ajustar para realizar ciclos adicionales, si hay beneficios historias de datos de campo. Los efectos de una económicos.

estratificación significativa del yacimiento y/o mecanismo, de desplazamiento miscible no se reflejan en

3) Al menos dos factores no pueden ser simulados en el la correlación.

computador por falta de datos cuantitativos. Un factor es la tendencia a formar espuma al crudo, el CO<sub>2</sub> será liberado a medida que fluye crudo estimulado a través



#### 4.3.2 Conclusiones del trabajo de simulación de Patton, et al (40)

- 1) La eficiencia con la cual el proceso Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> mejora la producción de crudos viscosos parece comparable con los valores reportados para una variedad de campos que involúcran inundación con CO<sub>2</sub> en yacimientos de crudo de baja viscosidad.
- 2) Se predice que de 2 a 12 KPcs de CO<sub>2</sub> se requieren para recuperar un barril adicional de crudo. Este rango cubre los resultados para un número de pruebas de campo incluyendo el proyecto SACROC de Chevron, USA. La efectividad del CO<sub>2</sub> decrece en ciclos subsecuentes. A menos que los datos de campo indiquen otra cosa, parece que el proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> puede ser aplicado mejor en tratamientos de 3 ciclos para cada pozo. Si la respuesta al tercer ciclo es mejor de lo anticipado, estarán disponibles las facilidades para realizar ciclos adicionales, si hay beneficios económicos. La experiencia para identificar los pozos dañados que pueden ser estimulados provechosamente.
- 3) Al menos dos factores no pueden ser simulados en el computador por falta de datos cuantitativos. Un factor es la tendencia a formar espuma el crudo, el CO<sub>2</sub> será liberado a medida que fluye crudo estimulado a través



de la región de caída de presión alrededor del pozo. Si el CO<sub>2</sub> no se separa (esto es, forma una espuma viscosa) la productividad del pozo es perjudicada y la estimulación predicha no puede ser alcanzada. En última instancia, la producción de agua y gas fueron severamente reducidas mientras que la producción de aceite permaneció aproximadamente constante. Inducir el flujo en los pozos. Por medio del ajuste histórico por

- 4) Un segundo factor concierne a la condición del pozo antes de la prueba. Los pozos de poca producción de baja gravedad, frecuentemente presentan emulsión del agua o algún otro tipo de bloqueo de flujo alrededor del pozo. Hay reportes, de algunos tratamientos exitosos de estimulación con CO<sub>2</sub> en tales pozos. La remoción del daño del pozo no ha sido considerada. Presumiblemente, la estimulación ocurre porque la alta velocidad induce flujo en la formación adyacente al pozo, ya sea por acidificación del CO<sub>2</sub>, disolución del CO<sub>2</sub> super-crítico o alguna combinación de estos fenómenos. Se requiere un criterio basado en considerable experiencia para identificar los pozos dañados que pueden ser estimulados provechosamente con el CO<sub>2</sub>.

- 5) Bajo condiciones óptimas, el proceso Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> puede ser considerado en si mismo, económicamente



#### 4.4 ESTUDIOS PRELIMINARES PARA LA INYECCION DE CO2

-Características generales del fluido

##### 4.4.1 Criterios de selección para inyección de CO2

.Viscosidad (27, 30, 31, 32) tipo de

.Saturación de aceite > 28%

##### 4.4.1.1 Consideraciones Generales considerarse que si la

permeabilidad es baja no será un buen candidato.

-Tipo de proceso a utilizar \*Desplazamiento : -Miscible

-Requerimientos de datos (En laboratorio a par -Inmiscible

Correlaciones: \*Estimulación Huff'n'Puff con CO2

-Tipo de desplazamiento \*Vertical: Fenómenos gravitacionales

hinchamiento del crudo \*Horizontal: control de movilidad

-Heterogeneidades del yacimiento

-Características estructurales, geológicas y petrofísicas

del yacimiento. A, densidad del crudo con CO2,

.Profundidad: no se conoce limitación.

.Espesores de formación: 8 - 600 pies, se prefieren las

.Propiedad del CO2 (termocapas delgadas con alto grado

transferencia de calor)

.Tipo de Formación: Caliza, arenisca, dolomita o CHERTS

4.4.2 Permeabilidad: Superiores a dos mil darcies simulación

.Temperatura: no se conoce limitación

.Se prefieren yacimientos no fracturados y que sean

Parahomogéneos ccionado Valores Comentarios

.Saturación de gas libre baja, se prefieren los

-Yacimientos sin capas de gas. (1.000) El aumento en el





En el yacimiento (> 2000) barrido se logra mediante la reducción de la razón de movilidad efectiva a través de una

- Características generales del fluido
  - .Gravedad API 10-45
  - .Viscosidad > 0,2 centipoises
  - .Saturación de aceite > 28%
  - .Si hay crudos asfálticos debe considerarse que si la permeabilidad es baja no será un buen candidato.

- Requerimientos de datos (En laboratorio a partir de correlaciones).
  - .Presión Mínima de Miscibilidad (PMM)
  - .Hinchamiento del crudo.
  - .Reducción de la viscosidad.
- C. Precipitación de asfaltenos. 600
- D. Datos PVT (RGA, densidad del crudo con CO2, recuperación no se ve afectada por saturación de agua
- Saturación de compresibilidad del aceite).
  - .Propiedades de agua carbonatada.
  - .Propiedad del CO2 (termodinámicas, termofísicas y de transporte).

4.4.1.2) Criterios para el proceso de estimulaciónes Huff'n'Puff con CO2 (9)

mayores de 1000 cp, la alta permeabilidad del Comentario mejora la estimulación con

Parámetro seleccionado      Valores

- Viscosidad (centipoises)      (100-1.000)      El aumento en el



**Mojabilidad**

Una desviación hacia la mojabilidad del crudo, caracterizada por altas permeabilidades al agua y bajas al aceite para la misma saturación, tiende a reducir la

**Flujamiento**

efectividad del

Mientras los parámetros de yacimiento de la selección de la aplicación comercial, el tratamiento del proceso es mejorado por medio del control adecuado de los

**Profundidad**

claves de operación > 2.300 pies

A más altas profundidades y

CO<sub>2</sub> inyectado por ciclo: Un tratamiento de presiones, la usará entre 0,1 y 0,2 M pas de CO<sub>2</sub>/pie de reducción de

Número de ciclos: la eficiencia del viscosidad y el con el número de ciclos. Patton et al hinchamiento del crudo son mayores tres parece ser el número óptimo de

**Espesor neto productivo**

en el pozo dura

Se prefieren capas delgadas y profundas

(backpressure).

**Capa de Gas**

No crítico

Se deben evitar las

El mantener presiones más altas capas de gas grandes, producción sugieren que existe ya que pueden tener producción de aceite mayor de comunicación con el solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo. Sin gas inyectado, datos



**Fracturas** literatura indican un incremento. Las fracturas ya que  
con la disminución de la presión de (sirven como pozos.  
- Presión de tratamiento: La alta presión trayectorias que  
en solución recomienda que el po permiten incrementar  
presión más alta posible. el área de contacto  
entre el aceite y

Cada característica sola no es un factor determinante.  
**Buzamiento** es el número asignado a un No es crítico, ca no  
se debe considerar un límite rígido, sino únicamente un  
Mientras los parámetros de yacimiento determinan la  
selección de la aplicación comercial, la rentabilidad del  
proceso es mejorada por medio del control adecuado de los  
parámetros claves de operación.

Las aplicaciones de campo de la inundación con CO<sub>2</sub> en  
- CO<sub>2</sub> inyectado por ciclo: Un tratamiento típico usará  
entre 0,1 y 0,2 M pcs de CO<sub>2</sub>/pie de arena. 27, 30, 35,  
- Número de ciclos : la eficiencia del CO<sub>2</sub> disminuye con  
el número de ciclos. Patton et al. sugieren de dos a  
tres parece ser el número óptimo de ciclos del proceso de  
- Presión mantenida en el pozo durante la producción:  
re (backpressure). 42, 51, y se encuentran en la Tabla 6.

El mantener presiones más altas durante el ciclo de  
producción sugieren que existe un potencial de  
producción de aceite mayor debido a la mayor  
solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo. Sin embargo, los datos



de la literatura indican un incremento de productividad con la disminución de la presión de fondo en el pozo.

- Presión de tratamiento: La alta presión fuerza más CO<sub>2</sub> en solución recomienda que el pozo sea tratado a la presión más alta posible.

Cada característica sola no es un factor determinante. Por lo tanto, el número asignado a una característica no se debe considerar un límite rígido, sino únicamente un indicio de un orden de magnitud (5).

#### 4.4.2 Aplicaciones de campo

Las aplicaciones de campo de la inundación con CO<sub>2</sub> en procesos de desplazamiento, se encuentran resumidas en la Tabla 5 y fueron tomadas de las referencias 27, 30, 35, 51 y 53.

En el caso específico de las aplicaciones del proceso de estimulación Huff'n'Puff los datos fueron tomados de las referencias 2, 9, 42, 51, y se encuentran en la Tabla 6.



TABLA 5.- APLICACIONES DE CAMPO DE LA INUNDACION CON CO2 EN PROCESOS DE DESPLAZAMIENTO (27, 30, 35, 51, 53)

CAMPO	TIPO DE FORMACION	PROFUNDIDAD (PIES)	BHT F	GRAVEDAD (API)	VISCOSIDAD CRUDO (cp)	PERMEABILIDAD (md)	POROSIDAD (%)	PMH (psi)	ESPACIAMIENTO (acre/pozo)	FECHA DE INICIACION	AREA PROYECTO (acres)	ESTADO DEL PROYECTO	PRODUCCION ANTERIOR	RENTABLE
ARKANSAS														
Richie (1)	A	2600	126	16	146	2750	31	Ninguna	20	1969	250	C.E.	-	SI
Lick Creek (1)	A	2250	118	17	188	1500	29	Ninguna	20	1976	1120	C.E.	-	SI
COLORADO														
Mac Callum (1)	A	1250	70	20	10,0	98	20	1600	32	1973	601	P.P.	-	SI
CALIFORNIA														
Huntington Beach (1)	A	2500	130	18	175	250	24	1500	16	1981	32	P.P.	-	-
Wilmington (1)†	A	2500	123	14	283	465	34	-	6	1981	41	P.P.	I.A.	-
Wilmington (1)††	A	2300	120	14	2200	100	30	-	33	1982	330	P.P.	I.A.	NO
LOUISIANA														
Bay	A	7400	164	36	0,7	1480	33	3300	-	1981	10	P.P.	-	-
Weeks Island	A	12700	225	32	0,3	3500	27	5100	5	1978	679	C.E.	-	-
MISSISSIPPI														
Little Creek	A	10400	248	30	0,4	75	23	5000	40	1974	6310	P.P.	-	SI
Heidelberg (1)	A	5060	150	20	15,0	74	25	-	40	1983	40	P.P.	-	-
NORTH DAKOTA														
Little Knife	D	9800	240	43	0,2	22	18	3000+	5	1979	5	P.P.	-	-
OKLAHOMA														
Sho-Well-Tun (1)	A	5530	129	24	18,0	100	13	-	30	1983	120	P.P.	-	SI
TEXAS														
Fewitt Ranch (1)	A	4500	160	19	30,0	1000/1500	24	-	-	1983	-	P.P.	-	-
Pittsburg (1)	A	3800	120	14	2200	460	23	-	40	1983	120	P.P.	-	-
Picket Ridge (1)	A	4600	138	25	2,50	1200	30	-	-	1983	726	P.P.	-	-
Pierce Ranch (1)	A	4900	155	24,4	4,57	534	31,8	-	-	1983	480	P.P.	-	SI
Withers North (1)	A	5250	145	25,7	2,45	1050	25	-	-	1983	454	P.P.	-	SI
Talco (1)	A	3785	147	23	25,0	388	25	-	11	1982	240	P.P.	-	SI
Thompson (1)	A	5100	120	25,2	2,7	100-1000	27	-	20	1983	100	P.P.	-	SI
W. Columbia (1)	A	2600	116	30	8,0	660	30	-	1	1983	33	P.P.	-	NO
Manvel Field (1)	A	4000	149	25	4,4	400	30	-	11	1982	43	P.P.	-	SI
Manvel	A	5000	149	26	7,2	1000	30	-	6	1983	128	P.P.	-	SI
North Cowden (1)	D	4300	94	35	1,5	7	11	No lograda	40	1973	37000	P.P.	-	SI
Crosset	Ch	5300	106	44	0,4	3	22	1650	40	1972	1120	P.P.	-	-
South Gillock	A	9000	214	38	0,4	900	28	750	40	1972	5900	C.E.	-	SI
Kelly Snider	C	6700	132	42	0,4	19	8	1600	51	1972	50000	C.E.	-	-
Mead Strawn	A	4475	135	41	1,3	9	17	850	33	1964	3900	P.P.	I.A.	SI
Slaughter	D	4950	105	28	2,1	8	10	1075	34	1976	87000	P.P.	-	SI
Twifreds	A	4600	104	36	1,5	33	20	1400	40	1974	3000	C.E.	-	SI
Masson	D	4890	107	32	1,0	2	11	1250	20	1972	63500	P.P.	-	-
Lowelland	D	4750	102	30	2,3	3	11	1050	14	1973	-	P.P.	-	-
Welch	D	4850	-	33	2,1	2-14	9	-	25	1982	2675	-	-	-
WEST VIRGINIA														
Granny's Creek	A	2000	75	45	-	5	18	1000	10	1976	3000	P.P.	-	-
Griffithville	A	2300	83	43	3,1	8	11	1000	10	1976	10000	P.P.	-	-
Rock Creek	A	2000	73	40	1,0	20	22	1000	10	1976	11200	P.P.	-	-
WYOMING														
Meadow Creek	-	3500	106	40	1,0	20	21	920	-	1963	40	P.P.	-	-



TABLA 6.- APLICACIONES DEL PROCESO DE ESTIMULACION HUFF AND PUFF CON CO2 ( 2,9,42,51)

LOCALIZACION	PROFUNDIDAD (pies)	FECHA	PRODUCCION ANTERIOR (BAPD)	PRODUCCION POSTERIOR (BAPD)	COMENTARIOS
Pozo 37-9D Lake Barre	13000	3/84	25	200	Cerrado 4 semanas despues de la inyeccion
Pozo 37-9D Lake Barre	13000	4/85	45	80	Primer mes 280 BPPD, el pozo no respondio a las expectativas
West Cote Blanche Bay	9000	3/84	20	60	Cerrado dos semanas despues de la inyeccion
West Cote Blanche Bay	9000	5/85	55	160	Se mantuvo produciendo 120 BPPD, 2 1/2 meses despues del tratamiento
Pozo A-1 West Delta	offshore	6/85	1400	1700	Presento ruptura, pero permanecio como buen productor
Pozo A-9 West Delta	offshore	6/85	3400	3900	Cerrado una semana despues del tratamiento
Pozo C-11† Caaurju	2620	11/84	11††	23 30	† Crudo 10-12 API, cierre promedio 11 dias/ciclo ††Promedio de la produccion de 2 meses despues de estar cerrado 3 anos
Pozo C-22‡ Caaurju	2620	11/84	33‡‡	23 27 55	Se observo una notable mejoria en el 3er ciclo del C-22 El pozo C-11 presenta mejores resultados a la fecha (Dic/85)
Pozos del Campo Lick Creek (42) (1a. fase del proyecto)	2550	1976	5-10	100+	Crudo de 17 API. Cierre promedio/ciclo: 30 dias Pocos pozos respondieron bien a un 2o. y/o 3er. ciclo de estimulacion
Pozo de prueba Grand Forks Lower Mainville C pool	2300	7/75	110	250 por 10 dias 110 despues	Cierre de 22 dias El proceso es ineficiente en yacimientos con agua de fondo



resultado positivo, el sistema podría ser empleado en el Campo Galán debido a su similitud con el Galán.

Considerando la necesidad de aplicación de nuevas técnicas de recuperación secundaria, para incrementar los

## 5. PILOTO DE RECUPERACION MEJORADA CON AGUA CARBONATADA EN GALAN, ZONA A

El Departamento de Producción elaboró un estudio para la ejecución de un proyecto piloto de CO<sub>2</sub> en

### 5.1 GENERALIDADES en el Campo Galán (4).

De los estudios hechos al Campo Galán y sus bajos recobros se concluyó que era factible utilizar un método de recuperación que mejorara las tasas de producción. Estos aseguran que la utilización de CO<sub>2</sub>, sacado de la Planta de Parafina de la refinería de Barrancabermeja (CIB), es una excelente alternativa para mejorar los recobros en este Campo a bajos costos.

- Cercanía a la Planta de Parafina de la refinería de

### 5.2 PILOTO DE CO<sub>2</sub> la cual suministraría el CO<sub>2</sub>. Esta situación disminuye considerablemente los costos de

Teniendo en cuenta características del yacimiento, estado mecánico de los pozos y cercanía a la fuente de suministro de CO<sub>2</sub> (CIB), se seleccionó un área del Campo Galán para la realización de la prueba piloto utilizando el CO<sub>2</sub> proveniente de la Planta de Parafina. Además aseguraban en estos estudios (3, 4) que si el ensayo



resultaba positivo, el sistema podría ser empleado en el Campo Casabe debido a su similitud con el Galán.

Considerando la necesidad de aplicación de nuevas técnicas de recuperación secundaria, para incrementar los recobros de aceite en los diferentes campos de ECOPETROL, el Departamento de Yacimientos y Producción elaboró un estudio para la ejecución de un proyecto piloto de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada en el Campo Galán (4).

#### 5.2.1 Localización

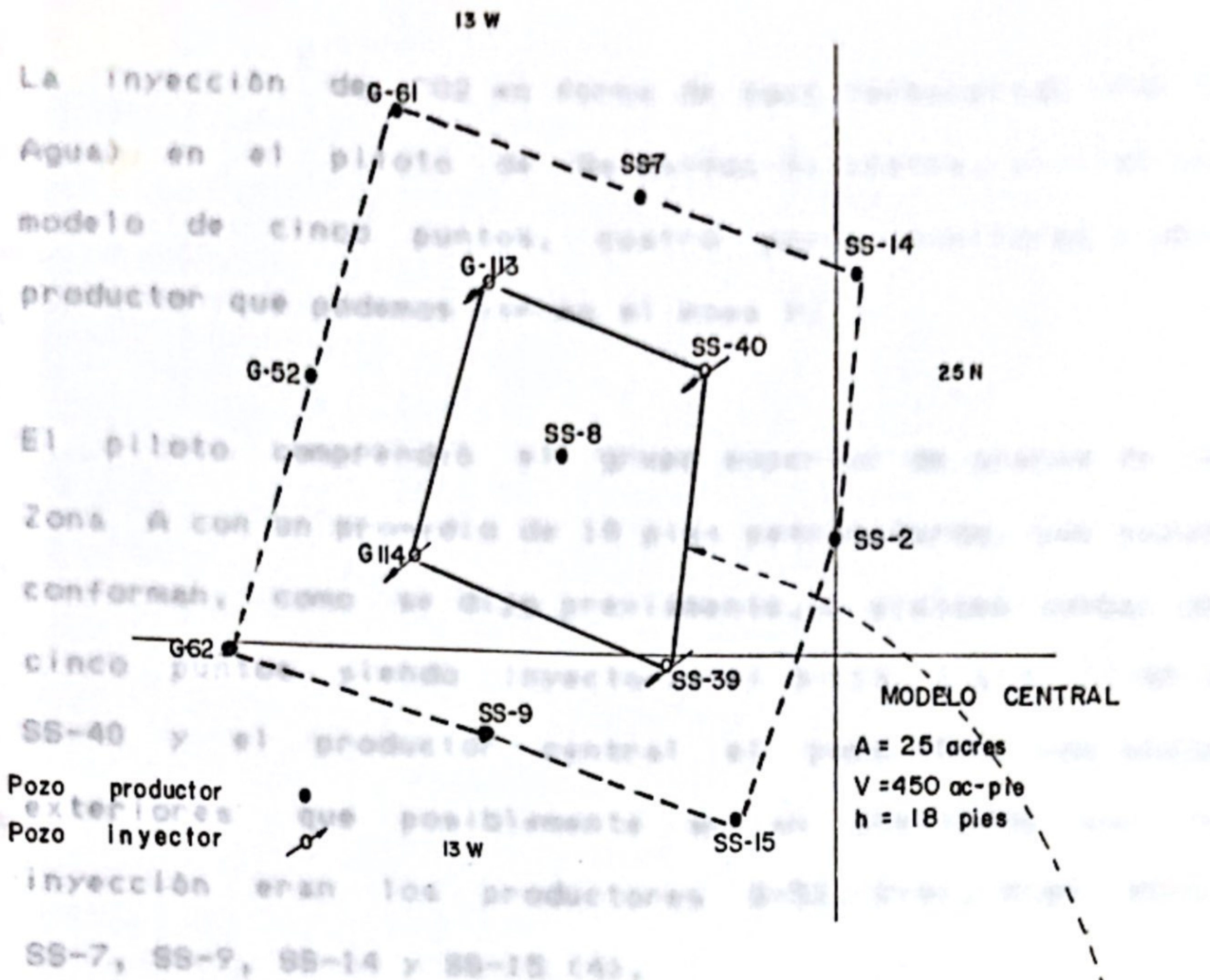
Se seleccionó el Campo Galán para la realización de la prueba piloto de inyección de CO<sub>2</sub> debido entre otras a la siguiente consideración (adicional a las ya expuestas en el capítulo anterior):

- Cercanía a la Planta de Parafina de la refinería de Barrancabermeja la cual suministraría el CO<sub>2</sub>. Esta situación disminuía considerablemente los costos de transporte comparados con su aplicación en otros Campos de ECOPETROL.

La localización del proyecto piloto de inyección de CO<sub>2</sub> se observa en el Mapa 9.

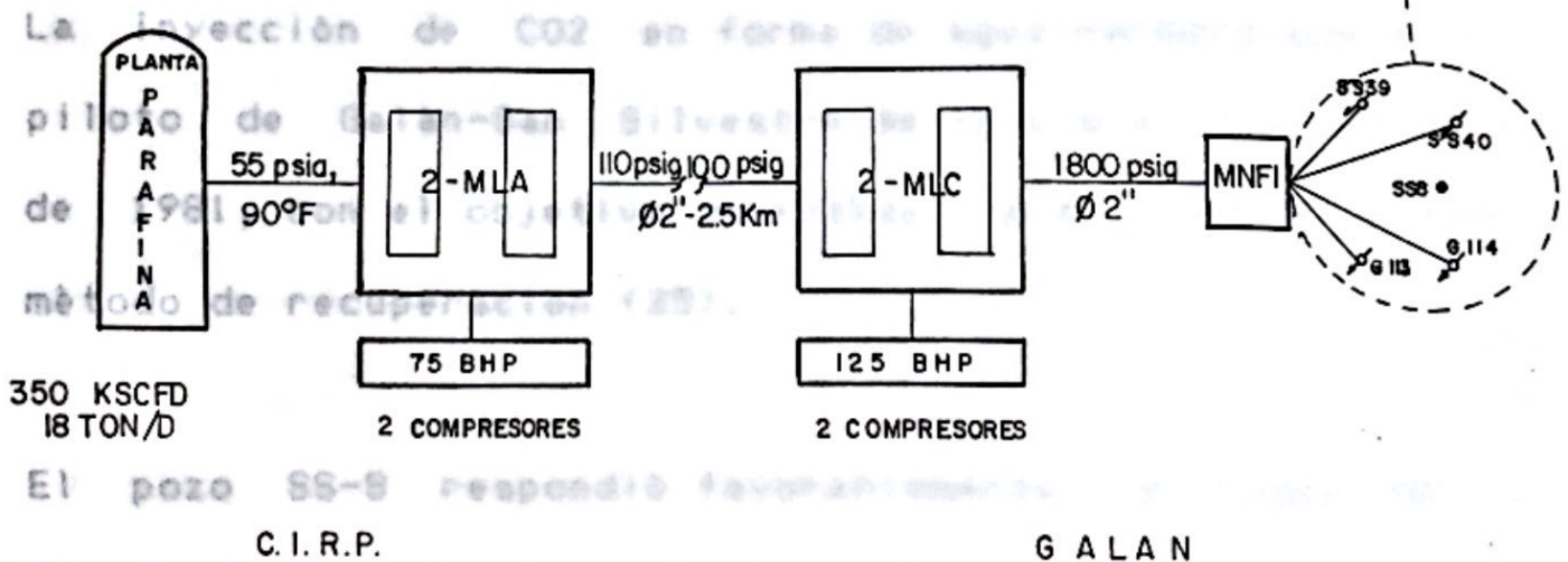


### 5.2.2 Número de pozos

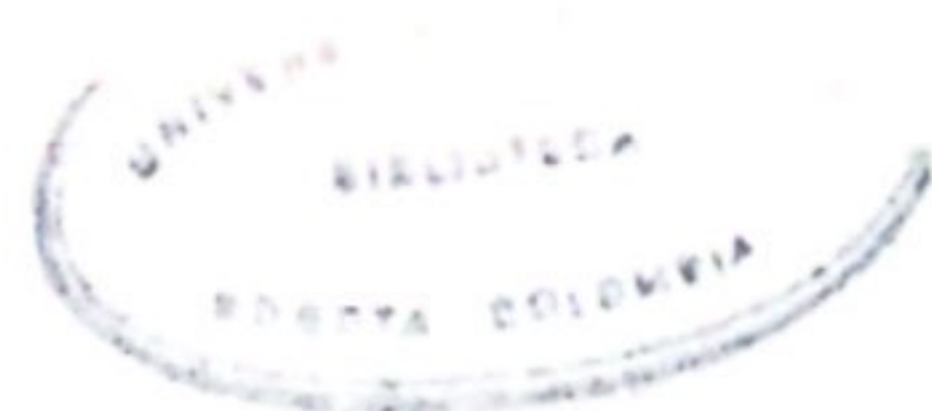


### 5.2.3 Historia

DIAGRAMA SIMPLIFICADO DE INYECCION DE CO<sub>2</sub> EN GALAN



Mapa. 9 - Proyecto piloto de inyección de agua carbonatada. Fuente: ECOPEPETROL





### 5.2.2 Número de pozos

La inyección de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada (CO<sub>2</sub> + Agua) en el piloto de Galán-San Silvestre, utilizó un modelo de cinco puntos, cuatro pozos inyectoros y uno productor que podemos ver en el mapa 9.

El piloto comprendió el grupo superior de arenas de la Zona A con un promedio de 18 pies petrolíferos. Los pozos conforman, como se dijo previamente, un sistema normal de cinco puntos siendo inyectoros el G-113, G-114, SS-39 y SS-40 y el productor central el pozo SS-8. Los pozos exteriores que posiblemente serían afectados por la inyección eran los productores G-52, G-61, G-62, SS-2, SS-7, SS-9, SS-14 y SS-15 (4).

### 5.2.3 Historia

La inyección de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada en el piloto de Galán-San Silvestre se inició el 4 de Febrero de 1981, con el objetivo de evaluar la eficiencia de este método de recuperación (25).

El pozo SS-8 respondió favorablemente, ver Figura 20, a la inyección de agua carbonatada, pues antes de iniciar la inyección, el pozo producía 3 BPD y pasó en el momento



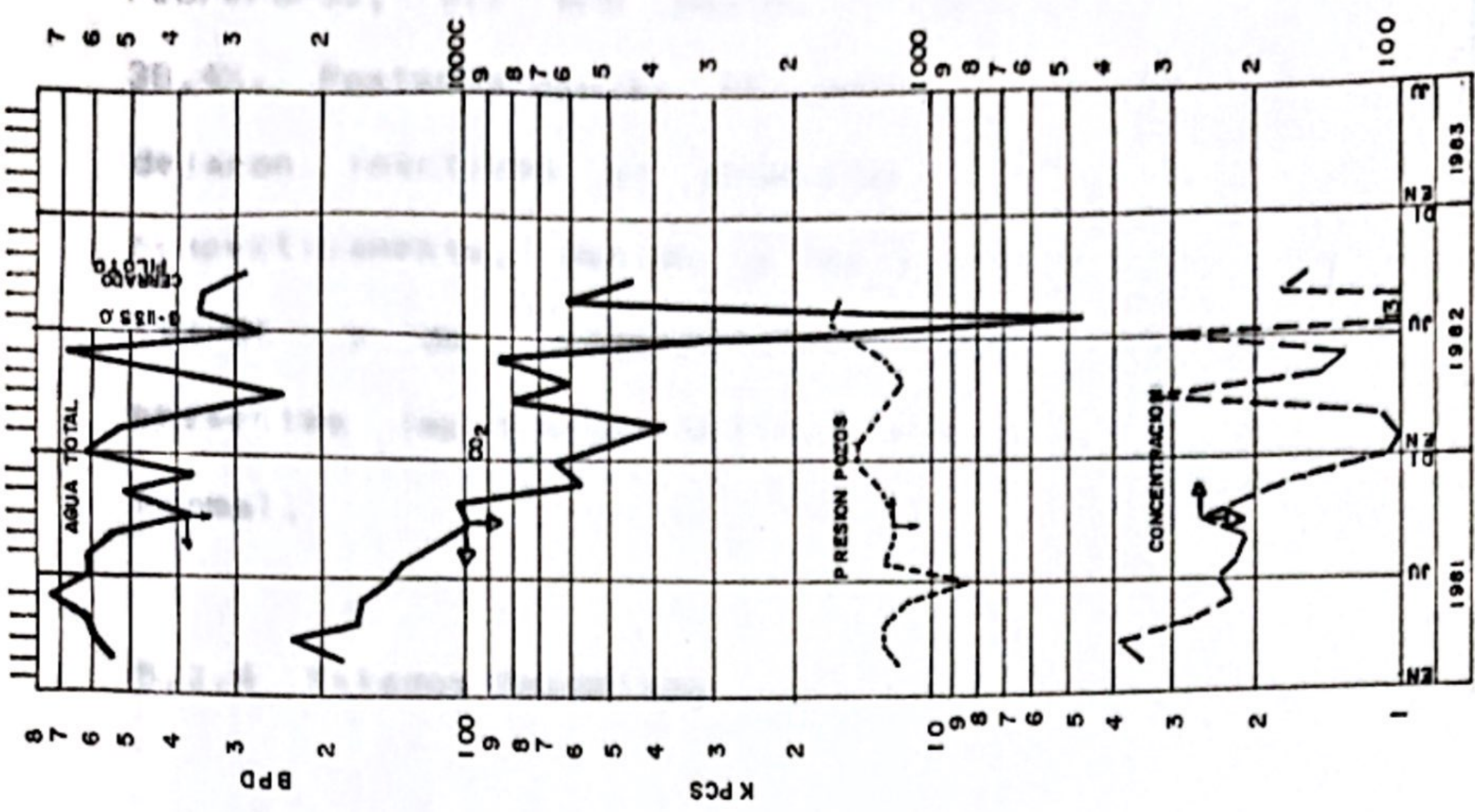


Fig.21 - Piloto de inyección de CO<sub>2</sub>. Inyección total  
Campo Galán. Zona A. (34)

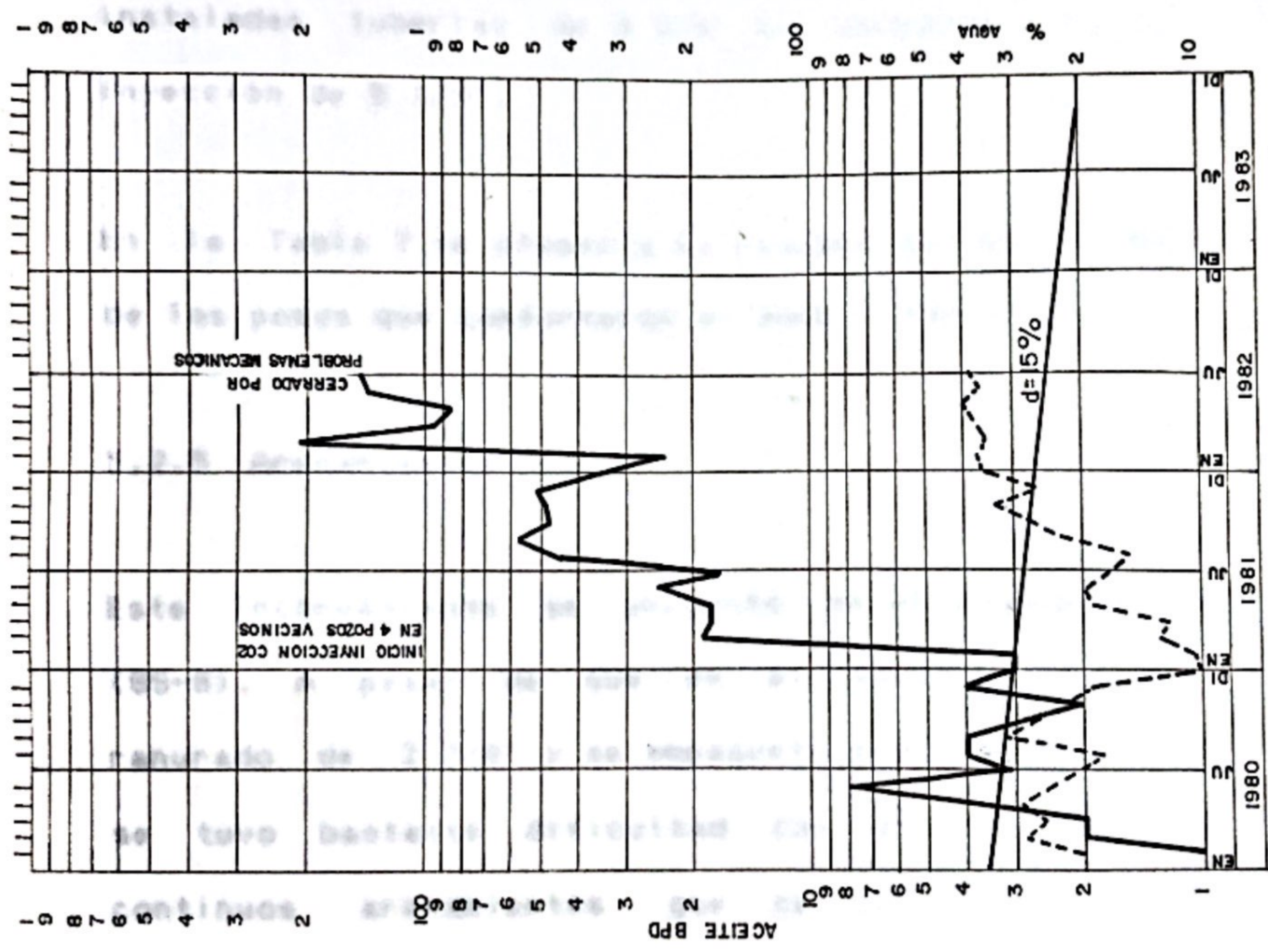


Fig. 20 - Historia de producción. Pozo central, SS-8 Campo Galán  
Zona piloto CO<sub>2</sub> (25)





de suspensión de actividades (Junio/82) a 147 BPD (en Febrero/82, 211 BPD máxima producción) con un BSW de 38,4%. Posteriormente, en Julio y Octubre de 1982 se dejaron inactivos el productor y los pozos inyectoros, respectivamente, debido a los graves problemas mecánicos (SS-8) y de corrosión (inyectores) que se hicieron presentes impidieron continuar con el piloto en una forma normal.

#### 5.2.4 Estados Mecánicos

Los pozos inyectoros (pozos nuevos) del piloto tenían instaladas tuberías de 2 3/8" sin revestir y empaques de inyección de 5 1/2".

En la Tabla 7 se presenta un resumen del estado mecánico de los pozos que conformaron el modelo (34).

#### 5.2.5 Arenamientos

Este inconveniente se presentó en el productor central (SS-8). A pesar de que en el pozo se bajo un liner ranurado de 2 7/8" y se empaquetó con grava mallas 8-12, se tuvo bastante dificultad con el pozo debido a los continuos arenamientos que se presentaron hasta el momento de dejarlo inactivo (julio/82). Adicionalmente se



TABLA 7. Estado mecánico de los pozos que conformaron el piloto de CO2.

Pozo No.	Profundidad (pies)	Revestimiento 5 1/2" De A	Intervalos abiertos	Observaciones
SS-39	3.689	0	3.827 3.282-98	Cluster Shot a 3 tiros/pie
SS-40	3.670	0	3.771 3.229-33 3.271-78 3.290-96 3.303-06	Cluster Shot a 3 tiros/pie
G-113	3.595	0	3.735 3.216-23 3.242-48 3.279-83 3.318-28	Cluster Shot a 3 tiros/pie
G-114	3.716	0	3.771 3.244-48 3.285-94	Cluster Shot a 3 tiros/pie
SS-8	3.688	0	3.728 3.260-70 3.323-40 3.406-24 3.527-34 3.596-606	Productor central, los intervalos 3.260-70 y 3.323-40 correlacionan con los pozos inyectoros, cañoneado 3 tiros/pie.



presentaron problemas de colapsos en el liner. Las

alternativas de inyección de agua carbonatada fueron:

Se realizaron los siguientes trabajos de limpieza de arena en el SS-82 en la vida del piloto como productor central, independientes a los hechos por colapsos y cambios de tubería por corrosión.

de los pozos

3. Inyección Marzo/82 : gas 1.270' carbonatada en el múltiple

de inyección Abril/82 : 5 de 830' en.

Julio/82 : 1.699'

Posteriormente fue elegida la alternativa 3 debido a que

Posteriormente, a los cinco días (Julio 8/82), de haberse efectuado en el último trabajo de limpieza, se pegó nuevamente la sarta de producción, razón por la cual se dejó inactivo y por la dificultad que presentaba el pozo para realizar cualquier tipo de reacondicionamiento (19).

### 5.3.1 Generalidades

#### 5.2.6 Método de Inyección

Sabiendo que la inyección era agua carbonatada, que sería

Como se dijo previamente el método seleccionado para utilizar en la recuperación secundaria que realizaron en el modelo fue la inyección de agua carbonatada.

para la inyección de CO<sub>2</sub> con agua comprendió un volumen

Además también, se consideraron varias alternativas de

inyección (3) en cuanto a cómo debía ser la forma de la

mezcla del CO<sub>2</sub> y el agua, si debía ser líquido o gaseoso



y donde debía ser el lugar de la carbonatación. Las alternativas de inyección de agua carbonatada fueron:

1. Inyección de CO<sub>2</sub> líquido y carbonatación en la cabeza de los pozos.
2. Inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso y carbonatación en la cabeza de los pozos
3. Inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso y carbonatación en el múltiple de inyección No. 5 de Galán.

Posteriormente fue elegida la alternativa 3 debido a que era la más atractiva económicamente y además ofrecía las mejores garantías operacionales (3).

### 5.3 INYECCION DE AGUA CARBONATADA

#### 5.3.1 Generalidades

Sabiendo que la inyección era agua carbonatada, que sería de cinco puntos el modelo (cuatro inyectores y un productor central) y que la alternativa 3 la seleccionada, podemos agregar que el piloto propuesto para la inyección de CO<sub>2</sub> con agua comprendió un volumen total de 150 Ac-pie, de los cuales 450 Ac-pie correspondieron al modelo (4).



### 5.3.2 Razones de utilización

Algunas de las Justificaciones que se tuvieron para la utilización de la inyección de CO<sub>2</sub> con agua en Galán fueron:

1. Proximidad a la Planta de Parafina de la refinería de Barrancabermeja la cual suministra el CO<sub>2</sub> disminuyendo los costos de transporte.
2. La alta viscosidad de crudo del campo, que permitirá evaluar el efecto de reducción de la relación de movilidad.
3. El deseo de comparar su eficiencia con la inyección de agua que se adelantaba en otro sector del Campo.
4. La disponibilidad de pozos inyectores nuevos completados de acuerdo con las necesidades del piloto.
5. La similitud con el yacimiento del Campo Casabe que permitiría definir la posible expansión de la inyección del CO<sub>2</sub> a dicho Campo una vez entrara en operación la planta de la Unidad de Balance (4).

### 5.3.3 Procedimiento

Las principales características de las instalaciones del piloto de inyección de CO<sub>2</sub> fueron:



1. Modelo de 5 puntos  $\text{CO}_2$  se distribuyó estadísticamente
2. El agua de inyección se tomó del pozo Galán-2 (Formación Magdalena) en sistema cerrado.
3. El suministro del  $\text{CO}_2$  provenía de la Planta de Parafina del CIB.
4. Para recoger el  $\text{CO}_2$  que producía la Planta de Parafina del CIB y transportarlo hasta la planta de inyección de  $\text{CO}_2$  en Galán se dispuso de dos compresores (Presión succión = 20.2psi y presión descarga 160 Psi).
5. Para inyectar el  $\text{CO}_2$  al yacimiento se montó una planta de compresión en las cercanías de la Subestación de La Distribución No. 5 del sistema de inyección de agua en No. Galán, la cual estaba conformada por dos compresores recíprocos, teniendo una presión de descarga de 1900 psi.
6. El  $\text{CO}_2$  que salía del compresor de alta presión se mezclaba con el agua de inyección en el múltiple de distribución pasando luego a los pozos inyectoros.

Ahora bien, el procedimiento que se efectuó para hacerle un seguimiento o un control a las cantidades de  $\text{CO}_2$  y agua o el agua carbonatada a cada pozo fue:

Se realizó una medida del  $\text{CO}_2$  y del agua total que entraba en el múltiple. Posteriormente el agua carbonatada que llegaba a cada pozo se medía



separadamente y el CO<sub>2</sub> se distribuía estadísticamente para cada pozo en forma proporcional al agua que recibía (34).

#### 5.3.4 Diagrama del piloto

El piloto de agua carbonatada y el esquema simplificado de operación, se encuentran en el Mapa 9.

#### 5.3.5 Estación de mezcla

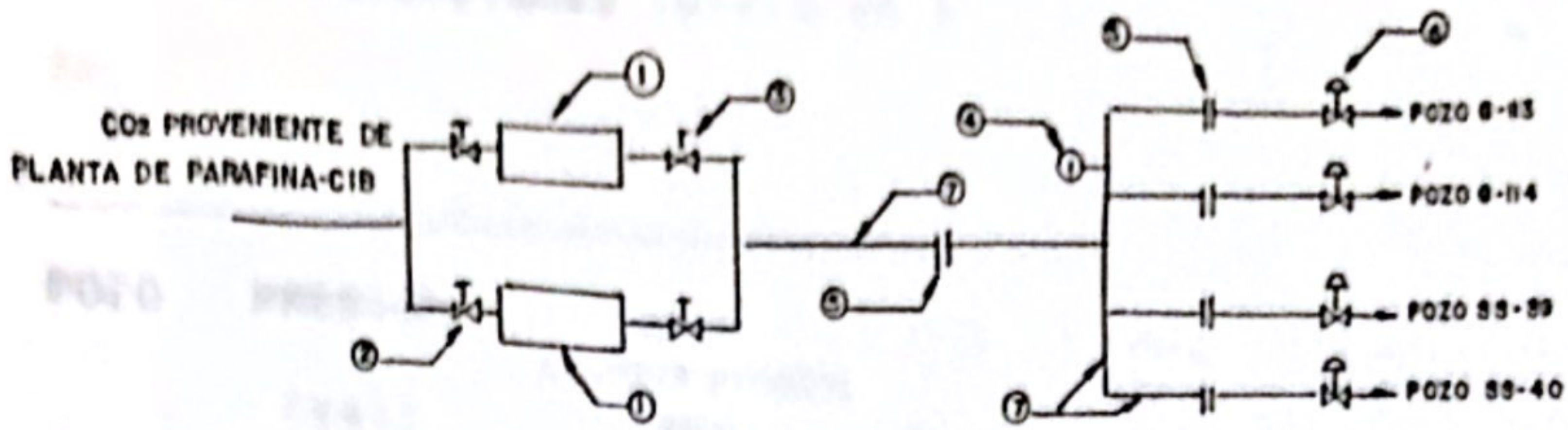
La inyección de CO<sub>2</sub> utilizó dos compresores y el múltiple No. 5 en el Campo Galán, ver Figuras 22 y 23.

#### 5.3.6 Concentraciones utilizadas

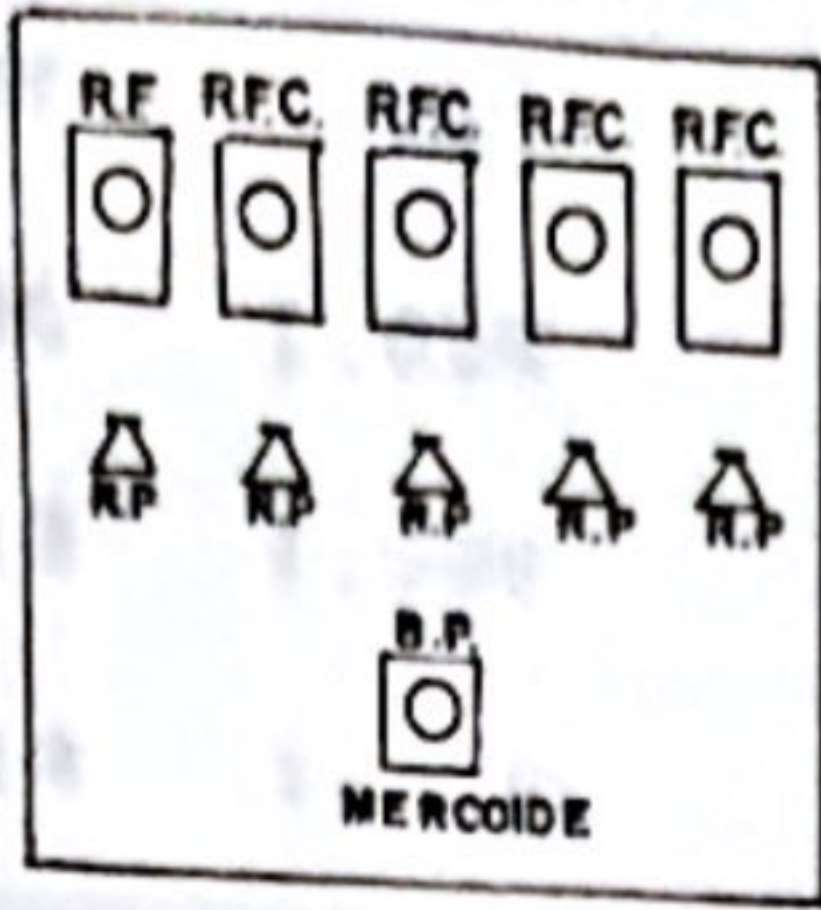
La inyección de agua carbonatada se inició en Febrero 4 de 1.981 con las condiciones dadas en la Tabla 8.



TABLA B. Instrumentos



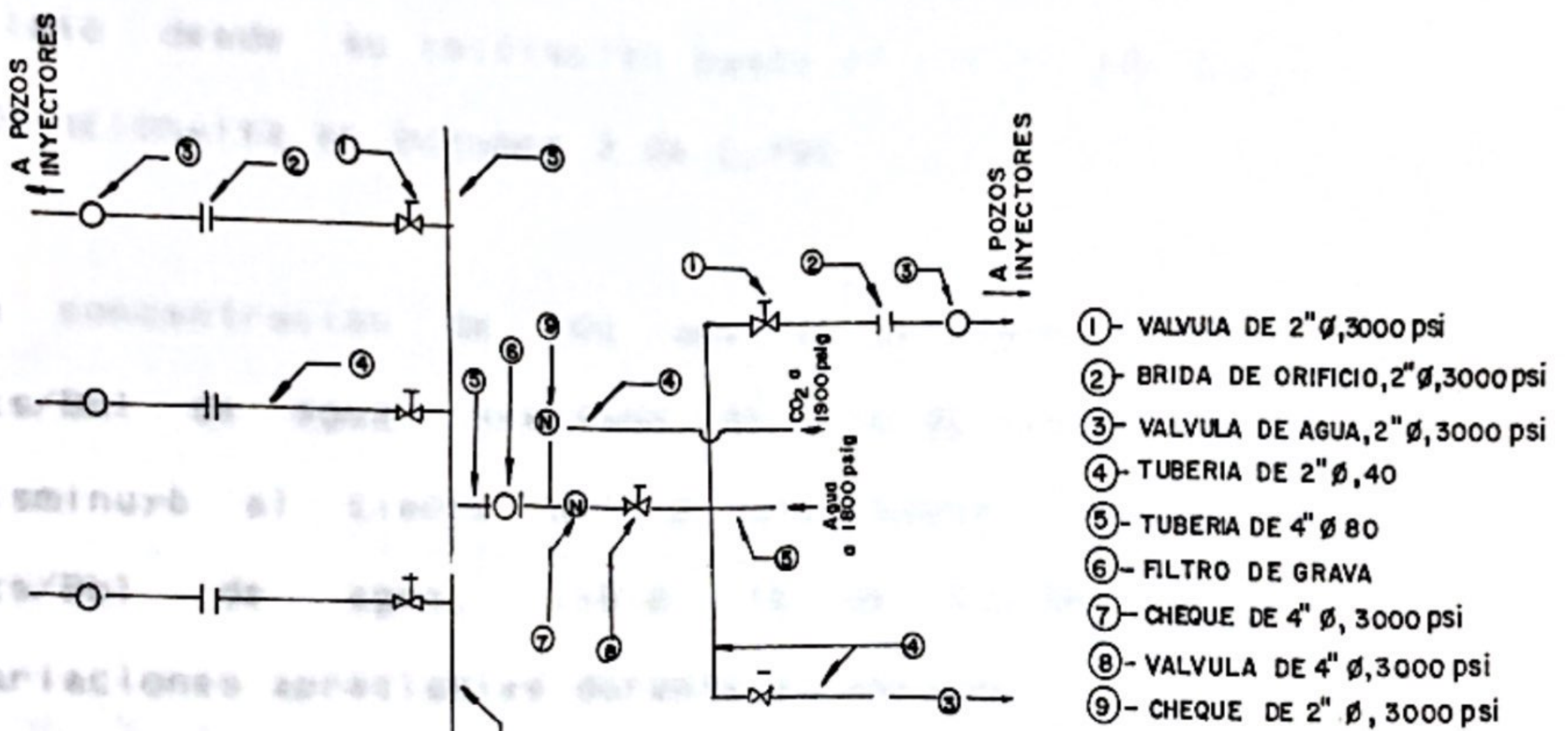
TABLERO DE CONTROLES



RF.: REGISTRADOR DE FLUJO (1)  
 RFC: REGISTRADOR DE FLUJO Y CONTROL (4)  
 RP: REGULADOR DE PRESION  
 B.P.: BAJA PRESION  
 MERCOIDE

- ① - COMPRESORES (2) 120-200 psig
- ② - VALVULAS (2) DE 2"  $\phi$  300 psi
- ③ - VALVULAS (2) DE 2"  $\phi$  3000 psi
- ④ - MERCOIDE (1) DE 60-1900 psig
- ⑤ - BRIDAS DE ORIFICIO (5) DE 2"  $\phi$ , 3000 psi
- ⑥ - VALVULAS REGULADORES DE FLUJO (4) 3000 psi
- ⑦ - TUBERIA DE 2"  $\phi$  40 (4.920 PIES)

Fig.22- Múltiple para medición y control de inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso Campo Galán (3)



- ① - VALVULA DE 2"  $\phi$ , 3000 psi
- ② - BRIDA DE ORIFICIO, 2"  $\phi$ , 3000 psi
- ③ - VALVULA DE AGUA, 2"  $\phi$ , 3000 psi
- ④ - TUBERIA DE 2"  $\phi$ , 40
- ⑤ - TUBERIA DE 4"  $\phi$  80
- ⑥ - FILTRO DE GRAVA
- ⑦ - CHEQUE DE 4"  $\phi$ , 3000 psi
- ⑧ - VALVULA DE 4"  $\phi$ , 3000 psi
- ⑨ - CHEQUE DE 2"  $\phi$ , 3000 psi

Fig.23 - Medición y control de inyección de CO<sub>2</sub> gaseoso. Compresores y multiple N<sup>o</sup>5. Campo Galán (3)





TABLA 8. Condiciones iniciales piloto de agua carbonatada

POZO	PRESION (psi)	AGUA CARBONATADA (BPD)	CO2 (PCSD)	AGUA SOLA (BPD)	CONCENTRACION (Pcs/Bbl agua)
SS-39	150	108	47.169	88	536
SS-40	1.028	44	19.217	36	534
G-113	1.080	58	25.332	47	539
G-114	1.520	103	44.985	94	536

En la Figura 21 se muestra el comportamiento histórico de la inyección de CO<sub>2</sub>, agua, concentración y presión del piloto desde su iniciación hasta el cierre por problemas operacionales en octubre 2 de 1.982.

La concentración de CO<sub>2</sub> que en un comienzo fue de 350 Pcs/Bbl de agua inyectada (40.7 lb de CO<sub>2</sub>/Bbl de agua), disminuyó al cierre del piloto hasta valores de 160 Pcs/Bbl de agua, (18.6 lb de CO<sub>2</sub>/Bbl agua) con variaciones apreciables durante el periodo.

Hasta Octubre 2/82 se inyectó en el piloto un total de 58'674.317 Pcs de CO<sub>2</sub> y 291.085 Bbl de agua de los cuales 285.767 Bbls se consideraron como agua carbonatada, de acuerdo con las cifras por pozo descritas en la Tabla 9.



respectivamente, tomando una eficiencia vertical de 100%.

TABLA 9. Inyección total de CO2 y agua en los pozos con la zona inyectora del piloto.

POZO No.	CO2 (Pcs)	AGUA TOTAL (Bbls)	AGUA CARBONATADA (Bbls)	FACTOR DE DISTRIBUCION AL MODELO (%)
SS-39	19'113.997	106.679	99.618	0,214
SS-40	13'127.352	58.516	58.748	0,286
G-113	18'806.436	91.228	93.564	0,236
G-114	7'626.532	34.662	33.807	0,264
-----				
5.4.1	58'674.317	291.085	285.767	0,243

De estas cantidades se pueden considerar efectivas al modelo las siguientes, por distribución geométrica:  $14,3$  Mpcos de CO2,  $14,3$  Mpcos de agua.

AGUA,  $2$  Bbls totales:  $570.246$  ( $69.133$  carbonatada) consideran efectivos al modelo  $14,3$  Mpcos.

Con los valores anteriores y según los datos básicos del yacimiento, hasta el momento del cierre (Oct/82) se obtuvo una concentración de  $28$  y  $345$  pcs de CO2/Bbls de aceite en el yacimiento para el modelo y el piloto total



respectivamente, tomando una eficiencia vertical de 100%. Esta cantidad se considerò muy baja si se comparaba con la concentración recomendada de 130 Pcs/Bbl de aceite en el yacimiento, lo cual según el estudio (de la referencia 4), indicaba que para alcanzar la concentración recomendada se requería inyectar a todo el piloto en forma adicional 162'400.000 Pcs de CO<sub>2</sub>, pero requería 3,1 años. El CO<sub>2</sub> disponible en el CIB sin inversiones adicionales para su recolección, es de 23,7 ton/día (408 KPCS/día) (34).

#### 5.4 COMPORTAMIENTO DE LA INYECCION Y LA PRODUCCION (34)

##### 5.4.1 Comportamiento de la inyección

##### 1. CANTIDADES INYECTADAS:

Agua total: 291.085 Bls (70.246 Bbls considerados efectivos al modelo). El 98% del agua inyectada se considera carbonatada.

CO<sub>2</sub> total: 58,7 MPcs y de ellas se consideran efectivos al modelo 14,3 MPcs.

2. Se consiguió completa carbonatación del agua inyectada promediando 202 Pcs/Bbl de agua, cifra mayor a lo que se esperaba que era de 155 Pcs de CO<sub>2</sub>/Bbl de agua.

3. La inyección de agua promedia para todo el piloto fue



de 479 BPD, el diseño original estaba para inyectar 2.000 BPD.

4. Las presiones de inyección estuvieron entre 400 y 1700 psi en superficie.
5. Aún cuando no determinaron la eficiencia vertical consideraron que podía estar entre 60% y 100%. La concentración de CO<sub>2</sub>/Bbl de aceite en el yacimiento (para el modelo) fue de 28 Pcs/Bbl faltando todavía 102 Pcs de CO<sub>2</sub>/Bbl de aceite en el yacimiento para alcanzar la concentración teórica recomendada (tomando un 100% de eficiencia vertical), si deseáramos esta adición de CO<sub>2</sub> representará 162.4 MPcs para el piloto total. cuando el piloto se cerró definitivamente eran del siguiente orden:

#### 5.4.2 Comportamiento de la producción

a) Tomando una eficiencia vertical del 60%

1. Hasta el momento en que se inactivó el piloto, la respuesta en cuanto a la producción de aceite se refiere, estaba muy por encima de la pronosticada teóricamente, aumentó la producción del pozo central alrededor de 20 veces el valor que tenía al comienzo de la inyección. Las cifras para el modelo central

5.4(55-8) son las siguientes:

Alcanzar la inyección del CO<sub>2</sub>: Aceite Neto, 8 BPD; agua, 10%, sistema de inyección de CO<sub>2</sub> fueron el Balán



- Producción máxima alcanzada: Aceite neto, 211 BPD; agua, 35%.
  - Producción al cierre: Aceite neto, 150 BPD; agua, 38 %.
  - Barriles 20.400 (18.000 incremento neto secundario).
  - Barriles A-pie (100%): 45,6 (teórico 7 Bbl/A-pie).
2. El recobro de aceite para el piloto total se consideró en 46.700 Bbls de los cuales 41.500 se atribuyen al efecto del CO<sub>2</sub>; sin embargo algunos de los pozos productores pudieron estar afectados por la inyección general de agua del Campo Galán.
3. Las reservas de aceite por producir a Octubre/82 que fue cuando el piloto se cerró definitivamente eran del siguiente orden:

a) Tomando una eficiencia vertical del 60%

Modelo: 88.000 Bbls

Piloto total: 313.000 Bbls

b) Con una eficiencia vertical de 100%

Modelo 160.000 Bbls

Piloto total 553.000 Bbls

#### 5.4.2.1 Pozos Inyectores de CO<sub>2</sub>

Como ya previamente se dijo los pozos seleccionados para conformar el sistema de inyección de CO<sub>2</sub> fueron el Galán



113, 114, San Silvestre 39 y 40. Seguidamente presentamos la historia de cada uno de estos pozos como también un resumen de los trabajos que se realizaron hasta la fecha de su cierre. En el pozo de aceite y se encontró la tubería desobstruida y el empaque en mal estado por lo que Galán 113 no se pudo limpiar, quedando en el fondo 3.575'.

Se terminó en Mayo de 1.977, temporalmente como productor, con una producción inicial de 28 BPPD y 2,4% de agua, de los intervalos comprendidos entre 3.328' y 3.216'. Se presenta un acumulado de inyección de CO<sub>2</sub> de 19'147,916 Pcs (1.113,2 tons) inyectados durante 364 días. En Agosto/80 fue recondicionado como inyector de agua carbonatada. Su tasa inicial de inyección fue de 58 BPD (47 barriles de agua y 25.332 Pcs de CO<sub>2</sub>) con una presión en la cabeza de 1.200 psig.

#### Galán 114

Con el fin de mantener el pozo en las mejores condiciones de inyección se realizaron los siguientes trabajos: como productor, de los intervalos comprendidos entre 3.294' y - Noviembre 81: Se corrigió el ducto de aceite que se presentó en el pozo por el espacio anular. Durante este trabajo se limpiaron 382' de sucio y se encontró un colapso en el revestimiento a 3.288' (diámetro menor de 1-1/4"); se cambiaron dos (2) tubos y el empaque que se encontraron en mal estado por la corrosión, barriles de



- Abril/82: Se corrigió el retorno de aceite que presentó nuevamente el pozo. Durante el trabajo se presentan fuertes disparos de aceite y se encontró la tubería desconectada y el empaque en mal estado por la corrosión; no se pudo limpiar, quedando en el fondo 3.595'.

El pozo presentó nuevamente retorno de aceite (Back Flow) y por esto se encuentra cerrado desde el 25 de Junio/82. El pozo presenta un acumulado de inyección de CO<sub>2</sub> de 19'147.916 Pc (1.113,2 tons) inyectados durante 364 días activos, lo que significa un promedio de 52.604 Pcs/d y un acumulado de 91.282 barriles de agua inyectados durante 372 días para un promedio de 245 BPD.

#### Galán 114

En mayo de 1977 fué completado temporalmente como productor, de los intervalos comprendidos entre 3.294' y 3.244' (Zona A), con una producción inicial de 18 BPPD con un 4% de agua.

En Agosto de 1.980 fué convertido en inyector de agua carbonatada. En Febrero de 1.981 inició la inyección de agua carbonatada a una tasa de 103 BPD (84 barriles de



agua y 14.304 Pcs de CO<sub>2</sub>) con un presión de 1.150 psi. Se han realizado en su etapa como inyector los siguientes trabajos:

- Abril/77, temporalmente como productor del intervalo 3.278' - 3.282' (Zona A), con una producción
- Junio/81: Se corrigió escape por el anular originando por la corrosión presentada en la tubería de inyección, especialmente en los cuellos (roscas) cercanas al empaque. Inició la inyección de CO<sub>2</sub> y agua en febrero/81 a una tasa inicial de 108 BPD (88 barriles de
- Septiembre/81: Se cambió el empaque de inyección y se instaló tubería nueva con el fin de corregir el escape por el anular (en esta oportunidad se tomó fondo y se encontró el pozo limpio).

- Junio/82: Se cambió un tubo que se encontraba totalmente corroído y que había ocasionado el escape de agua carbonatada por el anular. 18 tubos totalmente corroídos, especialmente por los cuellos. Estos tubos fueron los

Desde la iniciación del proyecto hasta Septiembre 30/82, se inyectaron 7'792.755 Pcs (453,1 tons) de CO<sub>2</sub> durante 440 días activos, lo que significa un promedio de 17.711 Pcs/día y 34.823 barriles de agua en 479 días para un promedio diario de 73 BPD. agua carbonatada por el anular

- Abril/82: Se corrige nuevamente escape por el anular (tubería en malas condiciones). Se balanceó cinco tubos



## San Silvestre 39

Terminado en Abril/77, temporalmente como productor del intervalo 3.298'-3.282' (Zona A), con una producción inicial de 27 BPD y 1% de agua.

En agosto/80 fue convertido a inyector de agua carbonatada. Inició la inyección de CO<sub>2</sub> y agua en febrero/81 a una tasa inicial de 108 BPD (88 barriles de agua y 47.169 Pcs de CO<sub>2</sub>) a una presión de 130 psi.

A continuación se presenta un resumen de cada uno de los trabajos realizados:

- Junio/81: Se corrigió escape de agua carbonatada que presentó por el anular y que fue ocasionado por el mal estado que presentaron 18 tubos totalmente corroídos, especialmente por los cuellos. Estos tubos fueron los más cercanos al empaque Baker Modelo AD-1
- Septiembre/81: Se cambió la tubería de inyección por encontrarse en mal estado (corrosión) ya que había ocasionado el escape de agua carbonatada por el anular
- Abril/82: Se corrige nuevamente escape por el anular (tubería en malas condiciones). Se bajaron cinco tubos



de 2 7/8" revestido interiormente con cemento con el fin de comprobar su resistencia al ataque del ácido carbónico.

-Junio/82: Se efectúa corrección del escape por el anular.

En esta ocasión se observaron los tubos revestidos y se encontró que estos habían perdido gran cantidad de cemento.

El pozo se cerró por presentar (la quinta vez desde cuando se inició el piloto de inyección de CO<sub>2</sub>), escape por el anular (Octubre/82).

Al realizar el trabajo se quedó como peccado el empaque Presentaba al momento del cierre, un acumulado de inyección de CO<sub>2</sub> de 20'333.611 Pcs (1.182,2 tons) inyectados durante 388 días para un promedio de 52.406 Pcs/d y una inyección acumulada de agua de 107.586 barriles durante 433 días activos, esto equivale a un promedio de 248 BPD.

La inyección acumulada de CO<sub>2</sub> (a Septiembre 30/82) era de 13'300.824 Pcs (773,2

San Silvestre 40 en 390 días, para un promedio de 33.419 Pcs/d y una inyección acumulada de agua de 30050 barriles

Fue completado temporalmente como productor en Mayo de 1977, de los intervalos comprendidos entre 3.229' y 3.306'. En Agosto/80 se convirtió a inyector de agua carbonatada.





#### 3.4.2.2 Pozos productores

Los trabajos realizados fueron:

- De acuerdo con las recomendaciones del estudio de la
- Junio/81: Escape por el anular, se corrigió este problema cambiando la tubería que se encontraba en malas condiciones por la corrosión. del modelo, sería el San Gil, No. 9 y como pozos productores laterales,
  - Noviembre/81: Se cambió la tubería de inyección por encontrarse en mal estado. Se determinó un colapso al 3.270'. Se presenta a continuación un resumen de la historia del productor central y un breve
  - Junio/82: Se corrigió nuevamente el escape por el anular.

Al realizar el trabajo se quedó como pescado el empaque Baker modelo AD-1 a 3037' y se detecta un nuevo colapso 3018 (no pasa cola de 1 1/4). Se dejó en inyección con tubería nueva. Como productor de Zona "A" en Agosto de 1979 con una producción inicial de 145 BPPD, fluyendo. Se dejó cerrado desde el 1 de Septiembre/82 por presentar escape de agua por el anular. La inyección acumulada de CO<sub>2</sub> (a Septiembre 30/82) era de 13'300.824 Pcs (773,3 tons) inyectados en 398 días, para un promedio de 33.419 Pcs/día y una inyección acumulada de 58568 barriles inyectados en 419 días, para un promedio de 140 BPD.

- Octubre/59: Se cambió su método de producción, pasando éste de flujo natural a bombeo mecánico.



#### 5.4.2.2 Pozos productores

De acuerdo con las recomendaciones del estudio de la referencia 4, al seleccionarse un arreglo normal de cinco puntos, conformados por los pozos inyectores antes mencionados, el productor central del modelo, sería el San Silvestre No. 8 y como pozos productores laterales, los pozos Galán 52, 61 y 62, San Silvestre 2, 7, 9, 14 y 15, los cuales serían pozos observadores secundarios del proyecto piloto. Se presenta a continuación un resumen de la historia del productor central y un breve comentario sobre los pozos productores laterales.

##### 5.4.2.2.1 Productor central (San Silvestre 8)

Fue completado como productor de Zona "A" en Agosto de 1.959 con una producción inicial de 145 BPPD, fluyendo con una presión en la cabeza del pozo de 100 psig, de los intervalos comprendidos entre 3606' y 3.260'.

Se le realizarón los siguientes trabajos posteriores a la terminación con el propósito de mantener el pozo en las mejores condiciones de producción.

- Octubre/59: Se cambió su método de producción, pasando éste de flujo natural a bombeo mecánico.



Posteriormente, a los cinco días (Julio 8/82) de haberse

- Febrero/61: Se limpiaron 319' de arena. Se volvió nuevamente la sarta de producción, razón por la cual se dejó inactivo
- Mayo/79: Se limpiaron 295' de arena. Pozo para realizar cualquier tipo de parametrización.
- Julio/79: Se reparó colapso entre 3.268'-77, se recañonearon con cañón desintegrable de 2 1/8 a 2 3/8 latinos/pie todos los intervalos abiertos, se bajó liner ranurado de 2 7/8 y se empaquetó con grava de mallas #8-12. Inyección de aceite (OPFO), en esta gráfica se observa un incremento bastante considerable en la producción de
- Marzo/82: Limpieza de 1.270' de arena con bastante dificultad, debido a los continuos arenamientos que se presentaron durante la realización del trabajo (liner roto aparentemente). Como consecuencia de los continuos arenamientos y la pérdida
- Abril/82: Se encontró la sarta de producción pegada, se despegó y se limpiaron 839' de sucio. Durante la realización del trabajo se encontró un nuevo colapso corregido anteriormente (3.278'), que se había acentuado hasta tal punto que no fue posible pasar con tubería de cola de 1 1/4".

#### 4.2.2.2 Productores laterales

- Julio/82: Se limpiaron 1.699' de sucio. Se encontró el liner colapsado a 3.259' (no paso cola de 1 1/4"). Los pozos por la inyección de CO2 son el 52, 61 y 62, San



Posteriormente, a los cinco días (Julio 8/82) de haberse efectuado el trabajo de limpieza, se pegó nuevamente la sarta de producción, razón por la cual se dejó inactivo por la dificultad que presentó el pozo para realizar cualquier tipo de reacondicionamiento. Se aprecia en ella un incremento en la producción de CO<sub>2</sub>. En la Figura 20, se presenta para el pozo San Silvestre la historia de producción, antes y durante el ensayo piloto de inyección de CO<sub>2</sub>, mediante la curva de producción de aceite (BPPD), en esta gráfica se observa un incremento bastante considerable en la producción de aceite, pasando de una tasa promedio de 3 BPPD (antes del proyecto) a una tasa promedio de 140 BPPD en Junio/82, el máximo alcanzado fue de 213 BPPD (feb/82). A partir de Junio/82 se observa una fuerte disminución como consecuencia de los continuos arenamientos y la pérdida parcial de la zona productora (colapso a 3.259' a 100' del tope del liner). Hasta el momento del cierre (Julio/82), se tenía una producción secundaria acumulada de 22.190 barriles, una concentración de 29,7 Pcs/Bbl, a condiciones del yacimiento y un corte de agua del 40%.

## 5.5 RESULTADOS

### 5.4.2.2.2 Productores laterales

En la Tabla 10, se muestran los resultados, el estado y Los pozos productores laterales al modelo afectados por la inyección de CO<sub>2</sub> son el Galán 52, 61 y 62, San



Silvestre 2, 7, 9, 14, 15; su historia de producción junto con la del productor central se ilustra gráficamente en la Figura 24. En ésta se registran las curvas de producción total (BPD), producción de aceite (BPPD) y el porcentaje de agua contra el tiempo. Se aprecia en ella un incremento en la producción de CO<sub>2</sub>, indicando la buena efectividad de este método de recuperación secundaria, y, a partir de Junio/82 un descenso en la producción, debido a lo arenamientos del San Silvestre 8, básicamente.

El incremento en la producción por efectos de la inyección de CO<sub>2</sub> fué de aproximadamente 45000 barriles, de los cuales el 50% correspondió al productor central (San Silvestre 8) (34).

#### 5.4.3 Sistema de Recolección

La Figura 25, muestra el sistema de recolección usado en el piloto.

### 5.5 RESULTADOS

En la Tabla 10, se muestran los resultados, el estado y características del piloto de inyección de CO<sub>2</sub> del Campo Galán.



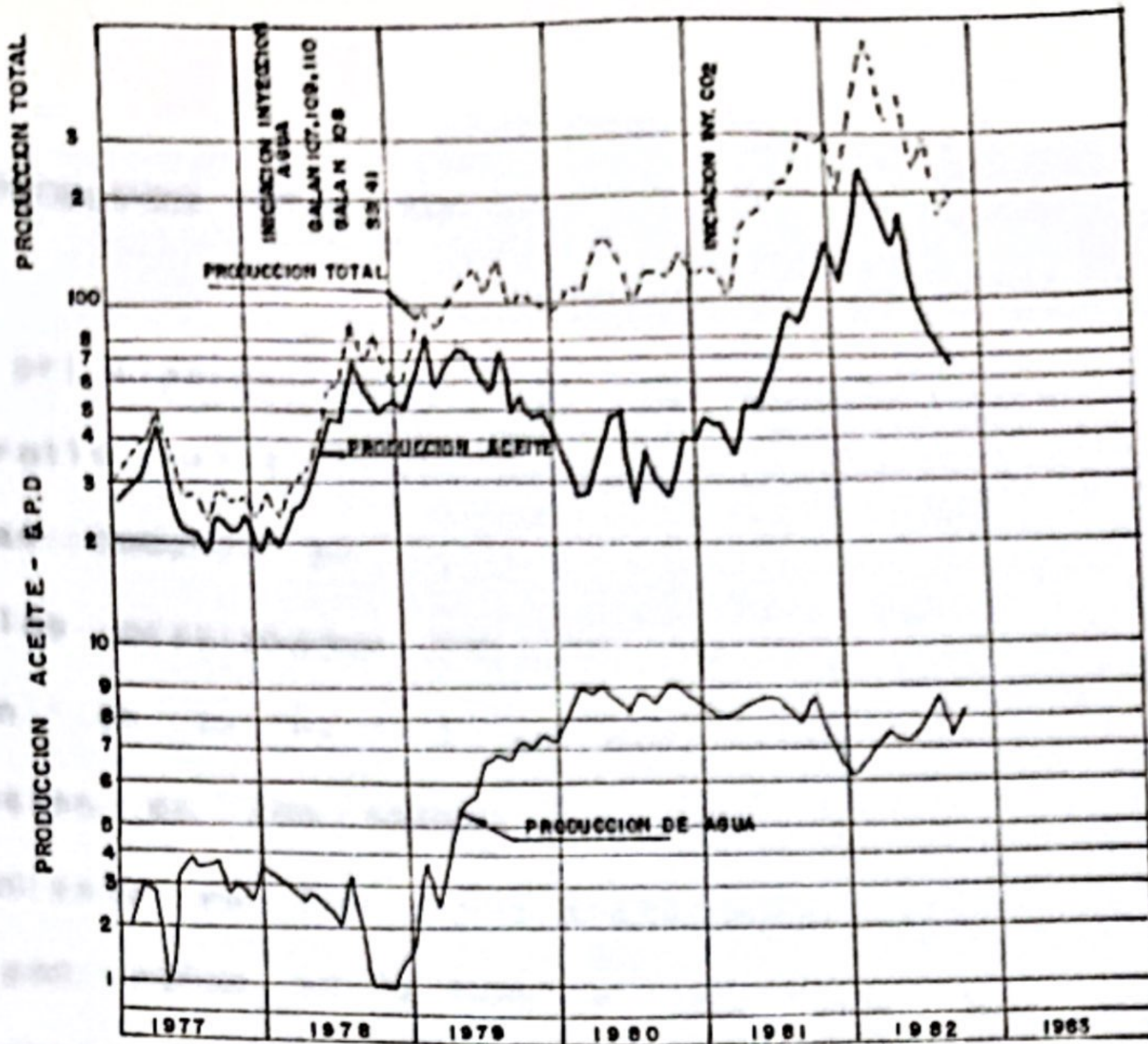


Fig.24 - Historia de producción. Sector CO<sub>2</sub>. Productor central y laterales. Campo Galán - San Silvestre (19)

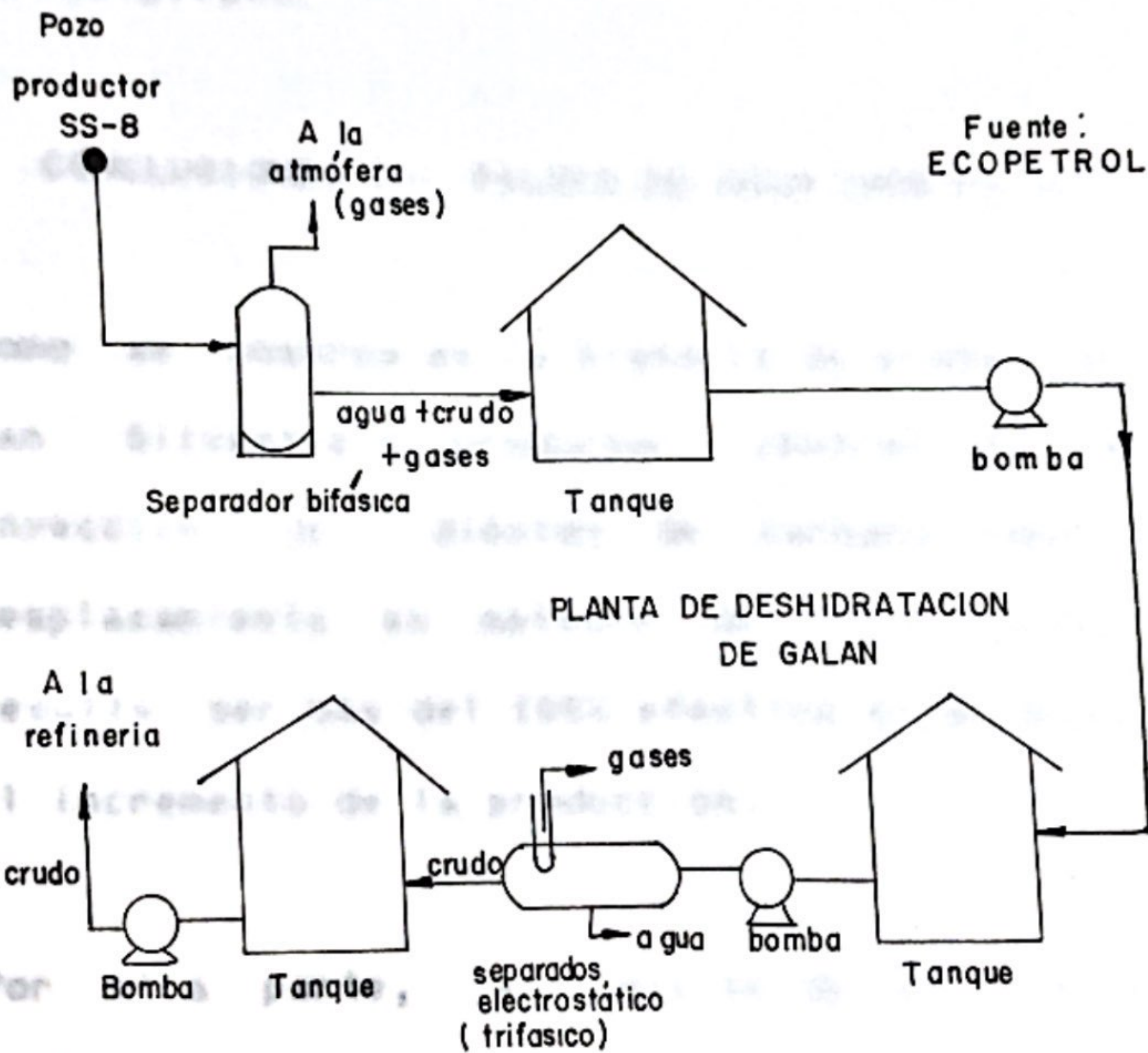


Fig.25 - Sistema de recolección del piloto de agua carbonatada





corrosión, lo cual limita considerablemente la vida

## 5.6 PROBLEMAS OPERACIONALES

Los principales problemas operacionales durante el desarrollo del piloto de inyección de CO<sub>2</sub> exceptuando las paradas comunes en la planta inyectora de agua pura y aquellos ocasionados por revisiones al compresor de CO<sub>2</sub> fueron en su mayoría debidos a los efectos de la corrosión en los pozos inyectoros y a problemas de arenamiento en los pozos productores, hasta el punto de que por daños en la tubería, rotura del revestimiento (3 pozos inyectoros), intenso arenamiento y rotura del liner en el pozo central productor, hubo necesidad de parar el piloto. pero al parecer de acuerdo a los resultados del piloto, no presentaron problemas de este

## 5.7 CONCLUSIONES DEL PILOTO DE AGUA CARBONATADA

mediante ensayos de laboratorio a las condiciones de

- Como se observa en la historia de producción del pozo San Silvestre-8 productor central del modelo, la inyección del dióxido de carbono como fluido de desplazamiento en métodos de recuperación mejorada, resulta ser más del 100% efectiva si se tiene en cuenta el incremento de la producción.
- Por otra parte, la inyección de CO<sub>2</sub> en forma de agua carbonatada, tiene como principal problema la



TABLA 10. Resultados del piloto de inyección de agua carbonatada, Campo Galán, corrosión, lo cual limita considerablemente la vida efectiva del sistema en general.

DESCRIPCION	
- Los resultados positivos, las reservas de petróleo remanentes, la necesidad de continuar evaluando este proceso como medio de mejoramiento del recobro, la disponibilidad del CO2 y los aspectos económicos justifican plenamente la reactivación del piloto, utilizando pozos nuevos tanto inyectores como el productor central con materiales resistentes a la corrosión (34).	
Áreas (Acres), Modelo	25,0
Volumen (Acres-pie), Modelo	450,0
Espesor (pies)	18,8
- La precipitación de asfaltenos no se ha evaluado en el laboratorio, pero al parecer de acuerdo a los resultados del piloto, no presentaron problemas de este tipo en el campo. Es necesario estudiar este parámetro mediante ensayos de laboratorio a las condiciones de Galán.	
% de arenas recibiendo agua (estimado)	100,0
Características promedio de rocas y fluidos	
Porosidad, $\theta$ (%)	28,5
Saturación de agua, $S_{wi}$ (%)	28,5
Saturación residual de aceite, $S_{or}$ (%)	31,5
Llenado (%)	100,0
Factor volumétrico de aceite: $B_{oi}$ (Bbl/EP)	1,04
$B_{oa}$ (Bbl/EP)	1,06



TABLA 10. Resultados del piloto de inyección de agua carbonatada, Campo Galán.

DESCRIPCION	
Arenas efectivas al modelo	283,767
Pozos inyectoras	Zona "A"
Pozos productores	G-113, G-114, SS-39, SS-40
Pozo central	
Pozos laterales efectivas al modelo	SS-8
Area (Acres), Modelo neto	G-52, G-51, G-62, SS-2, SS-7, SS-9, SS-14 y SS-15
Volumen (Acres-pie), Modelo	25,0
Espesor (pies)	450,0
% de arenas recibiendo agua	18,074
T <sub>e</sub> (estimado)ucción neta	26,407
Características promedio de rocas y fluidos	100,0
Porosidad, P <sub>o</sub> (%)	147
Saturación de agua, S <sub>wi</sub> (%)	23,5
Saturación residual de aceite, S <sub>or</sub> (%)	28,5
Llenado (%)	31,5
Factor volumétrico de aceite: Boi (Bbl/BF)	100,0
	342
	1,09
Boa (Bbl/BF)	1,06



TABLA 10. (Continuación...)

Inyección de agua carbonatada total acumulada (Bbls)	285.767
Inyección efectiva al modelo de agua carbonatada (Bbls)	69.133
Inyección agua neta total acumulada (Bbls)	291.085
Inyección agua neta efectiva al modelo (Bbls)	70.246
Producción secundaria neta acumulada de aceite (Bbls)	
Pozo central	18.594
Total piloto	26.407
Tasa de producción neta (BPD), Junio/82	
Pozo central	147
% de agua producida a Junio/82 Pozo central	38,8
Tasa de inyección agua neta, Septiembre/82 (BPD)	
Efectiva al modelo	75
Total	342





TABLA 10 (Continuación...)

Relación producción/inyección  
de agua referida al modelo  
(Septiembre 30/82)

0,3

Presión promedio de  
inyección (psi)

1.300

Volumen de CO2 total  
inyectado (Pcs)

58'674.317

Volumen de CO2 efectivo  
al modelo (Pcs)

14'296.541

Aceite a condiciones de

yacimiento antes de comenzar

la inyección (Bbls) al Modelo 510.750

Recobro secundario con

inyección de CO2 (Bbls/A-P) 41,3

Concentración de CO2

acumulada (Septiembre/82)

PC/Bbl de aceite en el

yacimiento 28,0

PC/Bbl de agua inyectada 202

Inyección de CO2 total

(Septiembre/82)

PC/día 66.340

Ton/día 3,9

Lb/Bbl de agua inyectada 18,1

Nota: el piloto quedó inactivo desde Octubre de 1.982.



Galán como una buena alternativa de recuperación mejorada, ver otras alternativas Anexo 12.

## 6.2 FUENTE DE CO2

## 6. DISEÑO DEL PILOTO DE INYECCIÓN CICLICA DE CO2 a refinería de Barrancaberme EN GALAN

de CO2 es de 18 a 23,7 ton/d, sin inversión adicional.

### 6.1 GENERALIDADES

### 6.3 CALIDAD DEL CO2 DISPONIBLE EN LA FUENTE

Teniendo en cuenta los siguientes factores:

El suministro de CO2 proveniente de la Planta de Parafina

- Geología del yacimiento. (Capítulo 1).

- Potencial petrolífero remanente y bajo recobro. (Capítulo 1).

- Factores y comportamiento del sistema CO2-crudo. (Capítulo 3).

- Disponibilidad del CO2 (CIB).

- Resultados del piloto de agua carbonatada en Galán. (Capítulo 5).

- La inyección cíclica de CO2 (Huff'n'Puff) surge como una posibilidad de aprovechar los efectos del CO2 sobre el crudo, esperando mejorar la producción de la Zona A del Campo Galán.

Se ha considerado la estimulación cíclica con CO2 en



Galán TRACOMORTE una buena alternativa de recuperación mejorada, ver otras alternativas Anexo 12.

6.2 FUENTE DE CO<sub>2</sub> Las instalaciones para el transporte del CO<sub>2</sub> desde la refina (CIB) hasta los compresores disponibles en el Campo Galán, son las mismas que se El CO<sub>2</sub> es suministrado por la Planta de Parafina de la refinería de Barrancabermeja. La disponibilidad inmediata de CO<sub>2</sub> es de 18 a 23,7 ton/d, sin inversión adicional.

6.3 CALIDAD DEL CO<sub>2</sub> DISPONIBLE EN LA FUENTE inyección del CIB e inyección en Galán de compresores Gardner Denver con El suministro de CO<sub>2</sub> proveniente de la Planta de Parafina (CIB) tiene la siguiente composición:

- Especificaciones compresores de captación

COMPONENTE	% EN VOLUMEN
------------	--------------

N <sub>2</sub>	93,69
H <sub>2</sub>	0,40
C <sub>1</sub>	0,02
H <sub>2</sub> O	5,42
TIPO: HLA 0,40	
Tamaño: 9 1/2" x 5 Saturado"	

Esta composición le da el caracter de CO<sub>2</sub> puro.

Presión de succión	20.2 psi
Presión de descarga	160 psi
Caudal	353 Pcs/min (508,800 Pcs/día)



#### 6.4 TRANSPORTE

Las instalaciones para el transporte del CO<sub>2</sub> desde la Planta de Parafina (CIB) hasta los compresores disponibles en el Campo Galán, son las mismas que se usaron para el anterior piloto de agua carbonatada.

#### 6.5 FACILIDADES PARA MANEJO E INYECCION DE CO<sub>2</sub>

a) Se dispone en el sistema de captación del CIB e inyección en Galán de compresores Gardner Denver con las siguientes características:

- Especificaciones compresores de captación

Para recoger el CO<sub>2</sub> que produce la Planta de Parafina del CIB y transportarlo hasta la planta de inyección de CO<sub>2</sub> en Galán se dispone de dos (2) compresores con las siguientes características:

TIPO: MLA

Tamaño: 9 1/2" x 5 1/2" x 5"

Presión de succión	20.2 psi
Presión de descarga	160 psi
Caudal	353 Pcs/min (508.000 Pcs/día)



Velocidad 831 RPM

Potencia de producción, 70 HP

Motor eléctrico colección 75 HP

- Especificaciones compresores de Inyección

Para inyectar en el CO<sub>2</sub> tal yacimiento se dispone de dos (2) compresores recíprocos con las siguientes características:

- Proximidad a la infraestructura de inyección del anterior piloto específicamente TIPO: MLC

- Condiciones, Tamaño: 6" x 4" x 5" disponibilidad de equipo de bombeo.

- Presión de Succión a la 120 psi de agua carbonatada.

Presión de descarga 1.900 psi

Caudal con lo anterior 347 Pcs/min (500.000 Pcs/día)

Velocidad máxima a la 880 RPM estructura disponible,

Potenciando el pozo 106 BHP por presentar las

Motor Eléctrico favorable 125 HP

b) Equipos controladores de:

- Presión de "A", Formación Colorado.

- Temperatura 30.

- Caudal de Inyección

- Separador de gases en la corriente de producción



Clase de aceite.

- Caudal de producción.

- Tanques de recolección del crudo.

## 6.6 SELECCION DE POZO

Se usaron fundamentalmente los siguientes criterios para la selección:

- Proximidad a la infraestructura de inyección del anterior piloto específicamente a los compresores
- Condiciones, estado mecánico y disponibilidad de equipo de bombeo.
- Respuesta favorable a la inyección de agua carbonatada.

De acuerdo con lo anterior se estudiaron los pozos del Campo próximos a la infraestructura disponible, seleccionando el pozo Galán-61 por presentar las características más favorables.

### 6.6.1 Historia pozo Galán-61

Zona perforada "A", Formación Colorado.

Cuadrícula 25N-13W.

Coordenadas N: 610,5 mt.

E: 470,19 mt.



Clasificación: Desarrollo.

Estado final: productor.

Perforación: 16 - 23 de Agosto de 1.959.

Terminación: Septiembre 5 de 1.959.

Elevación del terreno: 241,13 mt sobre el nivel del mar.

Profundidad total: 3.800 pies.

Taponado hasta: 3.687 pies.

Producción inicial: 295 BPPD de crudo de 19,5 °API con 0,1 % de agua.

Terminación de producción en Febrero después de haber  
1959 - Cañoneo de intervalos productores.

Perforaciones a bala (diámetro 15/32") con cañón

1960 - Lane Wells. Lento con liner de 3 1/2" O.D.

Intervalos canoneados (Abril 19) Limpieza de arena (130' de  
socio).

Intervalos		Espesor Neto
Desde	Hasta	
Abril 1-8; Empaquetamiento de liner - O.D. = 3 1/2"		
3.615'	3.605'	10' Grava
3.540'	3.527'	13'
3.495'	3.484'	11'
3.458'	3.447'	11'
3.445'	3.433'	12' de arena (92')
3.362'	3.350'	12'
3.272'	3.250'	22' de arena
Julio 9-11; Limpieza de		Total 91'



Resumen Cronológico de trabajos

en la Figura 24, apreciándose el efecto de la inyección lateral (1.981-1.982). La Figura muestra la producción de aceite, relación gas-aceite

Fecha	Profundidad, pies	Tensión, dinas /cm
Agosto 20	2.750	
Agosto 28	3.600	62.3

284.922 Bbls. En Mayo de 1.988 (pozo en prueba para

1964 - Dejó de producir en Febrero después de haber producido un total de 105.427 barriles de aceite de agua del 15%. El valor de la producción bruta se usará

1964 - Empaquetamiento con liner de 3 1/2" O.D.

Marzo 16 a Marzo 30: Limpieza de arena (136' de sucio). Mecánico del pozo Galán-61

Casing Abril 5-8: Empaquetamiento de liner de 3 1/2" O.D.

Casing de 5 1/2" - L = 565' asentado a 3.683' Grava

Liner de 3 1/2" O.D. (mallas 4-8) a 3.683'

Tope a 3.112', ve Tope = 3.112'.

Bomba THC de 2" x 1 3/4" x 7' x 11' con 94 tubos de

1982 - Diciembre 29/81-Enero 5/82: Limpieza de arena (92')

1985 - Enero 10-16: Limpieza de arena (183').

Julio 9-11: Limpieza de arena (1.554').



La historia de producción del pozo Galán-61 se encuentra en la Figura 26, apreciándose el efecto de la inyección de agua carbonatada como productor lateral (1.981-1.982). La Figura muestra la producción de aceite, relación gas-aceite (RGA) y corte de agua.

A Diciembre de 1.987 el pozo presenta un acumulado de 284.922 Bbls. En Mayo de 1.988 (pozo en prueba para muestras PVT), el pozo tuvo una producción bruta de 16 BPD, con una producción neta de 14 BPPD y un corte de agua del 15%. El valor de la producción bruta se usará como base para cálculos posteriores.

#### 6.6.2 Estado Mecánico del pozo Galán-61

Casing de 8 5/8" - J-55, 32,0 lb/pie asentado a 328'.

Casing de 5 1/2" - J-55, 15,5 lb/pie asentado a 3.727'.

Liner de 3 1/2" O.D. (570') asentado a 3.683'.

Tope a 3.112', ver Figura 27.

Bomba THC de 2" x 1 3/4" x 7' x 11' con 94 tubos de 2 7/8" - R - 8 que miden 2.881'.



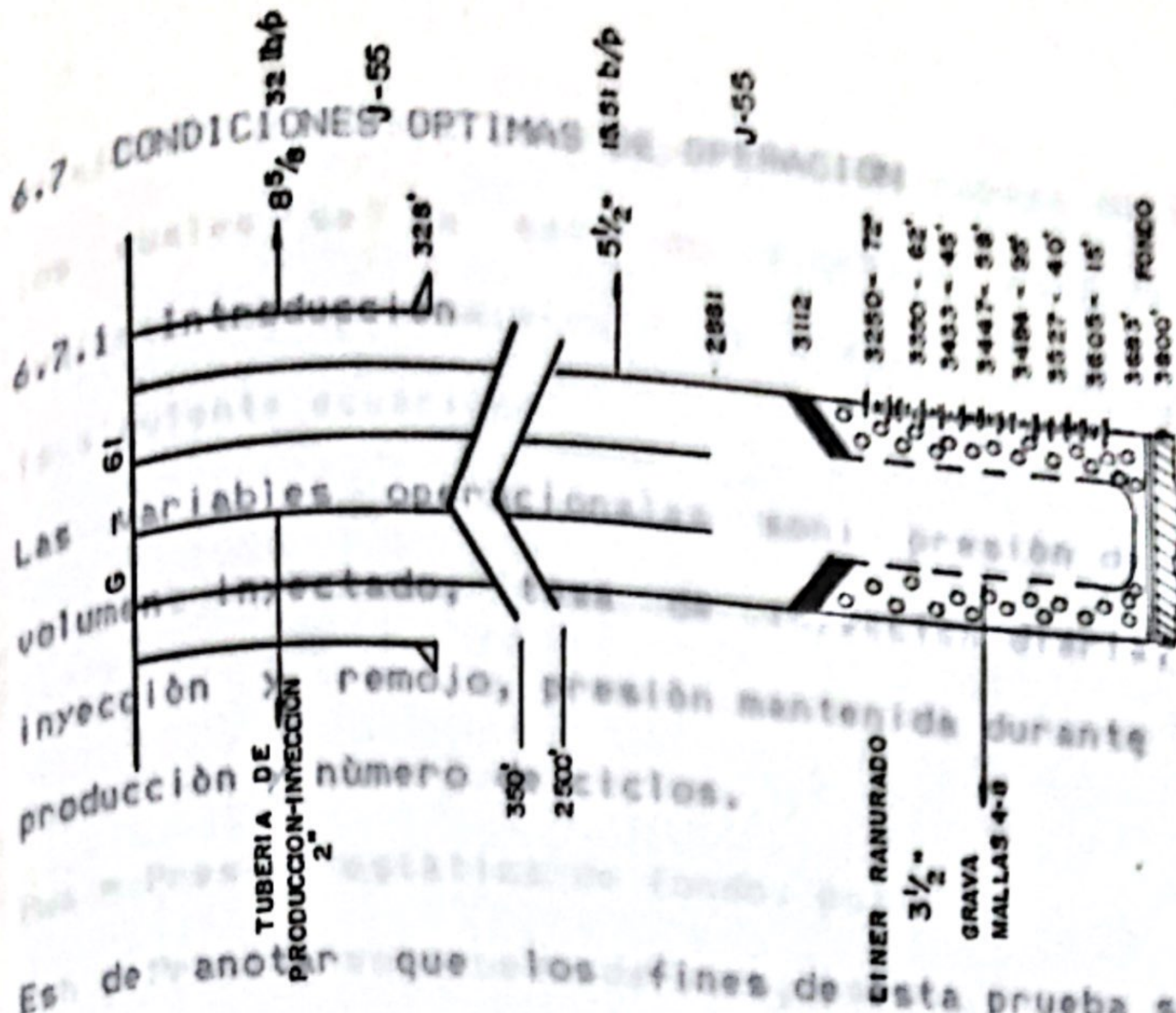
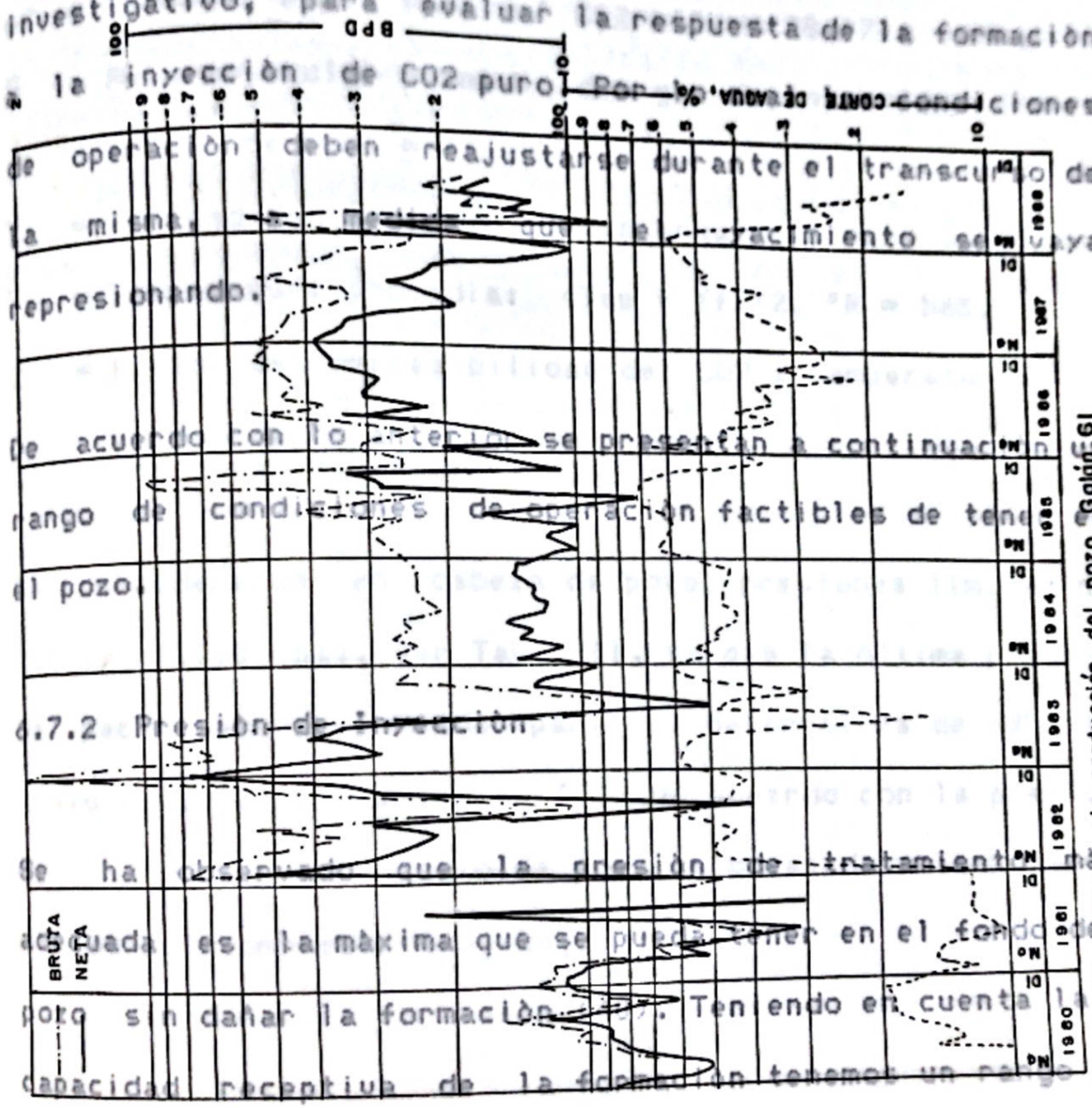


Fig.27 - Estado mecánico del pozo Galán 61



Fuente. ECO PETROL





## 6.7.1 CONDICIONES OPTIMAS DE OPERACION

Los cuales se ha estimado la presión estática de fondo en cabeza de pozo, para la siguiente ecuación de ensayo y error (12) usando

6.7.1 Introducción Las variables operacionales son: presión de inyección, volumen inyectado, tasa de inyección diaria, tiempo de inyección y remojó, presión mantenida durante la fase de producción y número de ciclos.

Donde  $P_{es}$  = Presión estática de fondo, psi

Es de notar que los fines de esta prueba son de tipo investigativo, para evaluar la respuesta de la formación a la inyección de CO<sub>2</sub> puro. Por lo cual las condiciones de operación deben reajustarse durante el transcurso de la misma, medida lo que en el yacimiento se vaya represionando.

Factor de compresibilidad del CO<sub>2</sub> a temperatura y presión promedio:  $(T_{sp} + T_f)/2$ ,  $^{\circ}R = 565$ .

De acuerdo con lo anterior se presentan a continuación un rango de condiciones de operación factibles de tener en el pozo. Consideraron en cabeza de pozo, presiones límites de 700 y 1.900 psi, ver Tabla II, ya que la última presión

6.7.2 Presión de Inyección para el Galán-61 es de 635 psi (Mayo/88). Y el máximo se fijó de acuerdo con la presión

Se ha observado que la presión de tratamiento más adecuada es la máxima que se pueda tener en el fondo del pozo sin dañar la formación (40). Teniendo en cuenta la capacidad receptiva de la formación tenemos un rango de



presiones posibles de inyección en cabeza de pozo, para los cuales se ha estimado la presión estática de fondo mediante un procedimiento de ensayo y error (12) usando la siguiente ecuación:

BHPF (psi)	3.020	2.790	2.540	2.310	2.040	1.600	980	700
Volumen de inyección (ton/pie)	26,2	25,7	24,5	23,5	21,2	17,8	12,2	

$$P_{ws} = P_{wh} \exp \left( \frac{0.01875 \times GE \times \bar{D}}{\bar{z} \times \bar{T}} \right)$$

donde:

$P_{ws}$  = Presión estática de fondo, psi

$P_{wh}$  = Presión en cabeza de pozo, psi

$GE$  = Gravedad específica del CO<sub>2</sub> ( $GE = M/28.97$ )

$\bar{M}$  = Peso molecular promedio del gas de inyección (93.7% de CO<sub>2</sub>) = 41.52

$\bar{D}$  = Profundidad promedio del intervalo, pies = 3.400.

$\bar{T}$  = Temperatura promedio:  $(T_{sp} + T_f)/2$ , °R = 565.

$z$  = Factor de compresibilidad del CO<sub>2</sub> a temperatura y presión promedio.

Se consideraron en cabeza de pozo, presiones límites de 700 y 1.900 psi, ver Tabla 11, ya que la última presión de yacimiento reportada para el Galán-61 es de 635 psi (Mayo/88). Y el máximo se fijó de acuerdo con la presión de inyección del piloto de agua carbonatada y la presión máxima del compresor (16, 34).

El volumen de inyección de CO<sub>2</sub> (ton/pie), así como la recuperación estimada de aceite (BF/pie), se evalúan utilizando la Figura 19, tomando como base los valores de presión de fondo previamente calculados en el punto máximo de recuperación para cada curva, ver Tabla 11.



TABLA 11. Condiciones generales de operación.

Con el fin de calcular el volumen total de inyección y la recuperación incremental de aceite, se requiere conocer

Pwh (psi)	1.900	1.700	1.500	1.300	1.100	900	700
BHPF (psi)	3.020	2.790	2.560	2.310	2.060	1.600	880
Volumen de Inyección (ton/pie)	26,2	25,7	24,5	22,5	21,2	17,8	12,2
Recuperación incremental estimada (Bbl/pie)	162	145	128	107	92	68	33

Se consideró la presión estática de fondo, Pws, para los cálculos ya que ésta es la máxima presión que se podría alcanzar en el fondo del pozo (presión en cabeza + presión de columna de CO<sub>2</sub>). Pues no se dispone de mediciones de presiones dinámicas de inyección de CO<sub>2</sub> a la formación, ni de un procedimiento confiable para estimarla, ver resultados en la Tabla 11.

6.7.3 Volumen de Inyección Total

Considerando que la producción de CO<sub>2</sub> de la Planta de Parafina es de 23,7 ton/día (400.000 PCS/D), se asume esta como tasa constante de inyección diaria en condiciones normales. A condiciones de superficie y recuperación estimada de aceite (BF/pie), se evalúan

El volumen de inyección de CO<sub>2</sub> (ton/pie), así como la recuperación incremental de aceite (BF/pie), se evalúan utilizando la Figura 19, tomando como base los valores de presión de fondo previamente calculados en el punto máximo de recuperación para cada curva, ver Tabla 11.



Con el fin de calcular el volumen total de inyección y la recuperación incremental de aceite, se requiere conocer el espesor neto petrolífero que responderá a la estimulación. Se dispone para estos cálculos del espesor neto petrolífero del Galán-61, que es de 91', pero considerando que es factible que no todas las arenas respondan a la estimulación se estimaron los siguientes espesores: 40', 60' y 80'; Justificados por la heterogeneidad de las arenas o por la existencia de la invasión del acuífero que impedirían una respuesta de todo el espesor neto petrolífero.

Los resultados para el volumen total inyectado según su respectivo espesor se encuentran en la Tabla 12.

#### 6.7.4 Tasa de Inyección

Considerando que la producción de CO<sub>2</sub> de la Planta de Parafina es de 23,7 ton/día (400.000 PCS/D), se asume ésta como tasa constante de inyección diaria en condiciones normales. A condiciones de superficie y yacimiento se utiliza el factor volumétrico B<sub>g</sub> calculado según la ecuación obtenida de Craft and Hawkins (12):



TABLA 12. Condiciones estimadas de operación

Volumen de inyección (ton/pie)	26,2	25,7	24,5	22,5	21,2	17,8	12,2
Recuperación de aceite incremental estimada (Bbl/pie)	162	145	128	107	92	68	33
<u>Espesor neto = 40 pies</u>							
Volumen de inyección total (MPcs)	18,0	17,7	16,8	15,5	14,6	12,2	8,4
Recuperación incremental total (Bbl)	6480	5800	5120	4280	3680	2720	1320
Tiempo de inyección (días)	45	44	42	39	37	31	21
<u>Espesor neto = 60 pies</u>							
Volumen de inyección total (MPcs)	27	26,5	25,3	23,2	21,9	18,4	12,6
Recuperación incremental total (Bbl)	9720	8700	7680	6420	5520	4080	1980
Tiempo de inyección (días)	68	66	63	58	55	46	32
<u>Espesor neto = 80 pies</u>							
Volumen de inyección total (MPcs)	36,1	35,4	33,7	31,0	29,2	24,5	16,8
Recuperación incremental total (Bbl)	12960	11600	10240	8560	7360	5440	2640
Tiempo de inyección (días)	90	89	84	78	73	62	42



$$B_g = 0.02829 Z \times T / P$$

TABLA 13. Volumen de inyección en superficie y yacimiento

donde:

$B_g$ : Factor volumétrico del gas, pc/pcs.

$Z$ : Factor de compresibilidad del CO2 a T y P (Figura 34).

$P$ : Presión, psi.

$T$ : Temperatura, °R.

Los resultados de volumen de inyección en superficie y fondo del pozo a diferentes presiones los encontramos en la Tabla 13.

Presión (psi)	Factor de compresibilidad del gas (Z)	Volumen de inyección en superficie (Pcs)	Volumen de inyección en fondo (Pcs)
700	0,728	16,06	6426
900	0,615	10,55	4222
1100	0,328	4,60	1842
1300	0,327	2,80	1127
1500	0,240	2,47	757
1700	0,257	2,33	927
1900	0,252	2,27	717

La inyección de CO2 se hará a través de la tubería de producción con el fin de evitar al máximo la inactividad del pozo por el cambio de tubería.

### 6.7.5 Tiempo de Inyección

Factor de compresibilidad del gas (Z)	Factor volumétrico del gas (pc/pcs) x 10	Tasa diaria en el fondo (Pcs/d)
0,714	13,34	33,4
0,350	3,00	10,1
0,313	2,70	10,7
0,350	2,55	10,2
0,372	2,39	9,57
0,402	2,37	9,49
0,425	2,32	9,27

El tiempo calculado puede aumentar dependiendo de la capacidad receptiva o de la respuesta de la formación, pues al haber represionamiento se incrementará el tiempo



TABLA 13. Volumen de inyección en superficie y yacimiento

Tasa diaria de inyección = 400.000 pies de CO<sub>2</sub>/día  
 (T = 60°F y P = 14,7 psi)

Condiciones de superficie: Temperatura = 86°F (546°R)

Presión	Factor de compresibilidad del gas, Z	Factor volumétrico del gas Bg(Pc / Pcs)x10	Tasa diaria en el fondo
700	0,728	16,06	6426
900	0,615	10,55	4222
1100	0,328	4,60	1842
1300	0,327	2,80	1126
1500	0,240	2,47	989
1700	0,257	2,33	924
1900	0,282	2,29	917

Condiciones de yacimiento: Temperatura = 122°F (582°R)

Presión	Factor de compresibilidad del gas, Z	Factor volumétrico del gas Bg(Pc / Pcs)x10	Tasa diaria en el fondo
880	0,714	13,36	5344
1600	0,350	3,60	1441
2060	0,343	2,70	1097
2310	0,360	2,56	1026
2560	0,372	2,39	957
2790	0,402	2,37	949
3020	0,425	2,32	927



por la disminución en la inyectividad. En cuanto a la información y experiencia acerca de los ordenes de 10 a 15 días, con el fin de permitir la acción del CO<sub>2</sub>. La presión sostenida en el fondo del pozo durante el ciclo de producción debe ser ajustada de acuerdo a la respuesta de la formación con el fin de mantenerla tan baja como sea posible, para no provocar el arenamiento del pozo. El número de ciclos debe ser determinado con base en los resultados del primer ciclo (2, a 10). El tiempo de recobro oscila entre 90 y 120 días del proceso. Estas variables son:

Es de aclarar nuevamente que los fines de esta prueba son de tipo investigativo, para evaluar la respuesta de la formación a la inyección de CO<sub>2</sub> puro, por lo cual las condiciones de operación deben ajustarse durante el transcurso de la misma, de acuerdo al comportamiento del yacimiento en la cabeza y el fondo del pozo.

## 6.8 CONTROL A LAS CONDICIONES DE OPERACION Y VARIABLES DEL PILOTO

### 6.8.1 Introducción

- Volumen de inyección diario y acumulado.

Debido a que los objetivos primordiales del piloto son



evaluar la factibilidad de aplicación de la técnica y obtener información de la experiencia acerca de los parámetros operacionales y la efectividad como método de incrementar el recobro de aceite, se debe hacer un seguimiento de las condiciones de operación.

### 6.8.2 Inyección

Antes de comenzar la etapa de inyección es necesario determinar las siguientes variables con el fin de establecer los parámetros de eficiencia para la evaluación del proceso. Estas variables son:

- Gravedad API.
- Nivel de fluido.
- Producción de fluidos.
- Composición de gases presentes en el fluido.
- Gradiente estático de presión.

Durante la inyección, registrar los efectos que quedan presentes en los pozos vecinos sobre las siguientes:

Antes de comenzar la etapa de inyección es necesario determinar las siguientes variables con el fin de establecer los parámetros de eficiencia para la evaluación del proceso. Estas variables son:

Una vez evaluados los anteriores, en la etapa de inyección necesitamos controlar las siguientes variables en forma continua: diaria de la presión en la cabeza del pozo.

- Volumen de inyección diario y acumulado.
- Presión de inyección: antes y a la salida del



6.2.3 compresor, en la cabeza y en el fondo del pozo.

- Calidad del gas de inyección.

- Temperatura: superficie y fondo.

En - Prueba de presión: gradiente dinámico de presión y temperatura.

- Cantidad de fluidos producidos.

Es conveniente registrar los efectos que puedan presentarse en los pozos vecinos sobre las siguientes variables durante esta etapa:

- Nivel de fluido.

- Presión de fondo, fluyendo (digital).

- Relación gas-aceite, del pozo (check).

- Gravedad °API.

La producción de fluidos, se comenzará con una reducción

pequeña (1/2"), con el fin de controlar la

producción de gas, y evitar posibles arenamientos.

La reducción debe ser ajustada gradualmente de acuerdo al

Durante el ciclo de "remojo" es aconsejable hacer una

prueba de presión que incluya los periodos final de

inyección e inicial de cierre. Esto con el fin de

examinar la caída de presión y hacer un estimativo del

tiempo de remojo más conveniente. Además, hacer una

medición diaria de la presión en la cabeza del pozo.

Es necesario hacer un seguimiento cuidadoso a la presión y los fluidos producidos para hacer el ajuste correcto





### 6.8.3 Producción

En el ciclo de producción se deben controlar los siguientes parámetros:

- Cantidad de fluidos producidos.
- Gravedad °API del crudo.
- Relación gas-aceite.
- Composición del gas.
- Nivel de fluido.
- Presión de fondo fluyendo (digital).
- Presión en la cabeza del pozo (choke).

La etapa de producción debe comenzarse con una reducción pequeña, (p.e. 1/8" - 1/2"), con el fin de controlar la producción inicial de gas y evitar posibles arenamientos. La reducción debe ser ajustada gradualmente de acuerdo al comportamiento de la presión de fondo, con el fin de recuperar todo el crudo estimulado.

El mecanismo de producción inicial es flujo natural (CO<sub>2</sub> en solución), posteriormente, se requiere levantamiento artificial a medida que la presión disminuya.

Es necesario hacer un seguimiento cuidadoso a la presión y los fluidos producidos para hacer el ajuste correcto



del choke.

Las Figuras 29, 30 y 31, presentan los pronósticos de producción elaborados de acuerdo con la recuperación incremental total, ver Figura 28, y, el comportamiento de algunas curvas de producción publicadas para este tipo de pruebas.

Se observa un gran incremento en la etapa de producción con una caída brusca posteriormente durante los primeros días del ciclo de producción para luego declinar en forma lenta, teniendo un tiempo de recuperación aproximado de 90-120 días.

Con base a la máxima tasa de producción lograda en el piloto de agua carbonatada (más de 20 veces la tasa anterior al tratamiento), se estimó que para el caso del CO<sub>2</sub> puro en forma cíclica (Huff'n'Puff), se podría obtener una tasa máxima de 20 veces la tasa anterior a la prueba (16 BPD) para obtener alrededor de 300 BPD.

#### 6.8.4 Problemas operacionales

En general los problemas operacionales que se han presentado en el Campo Galán son: producción de arena y colapsos y corrosión debida a la inyección de agua



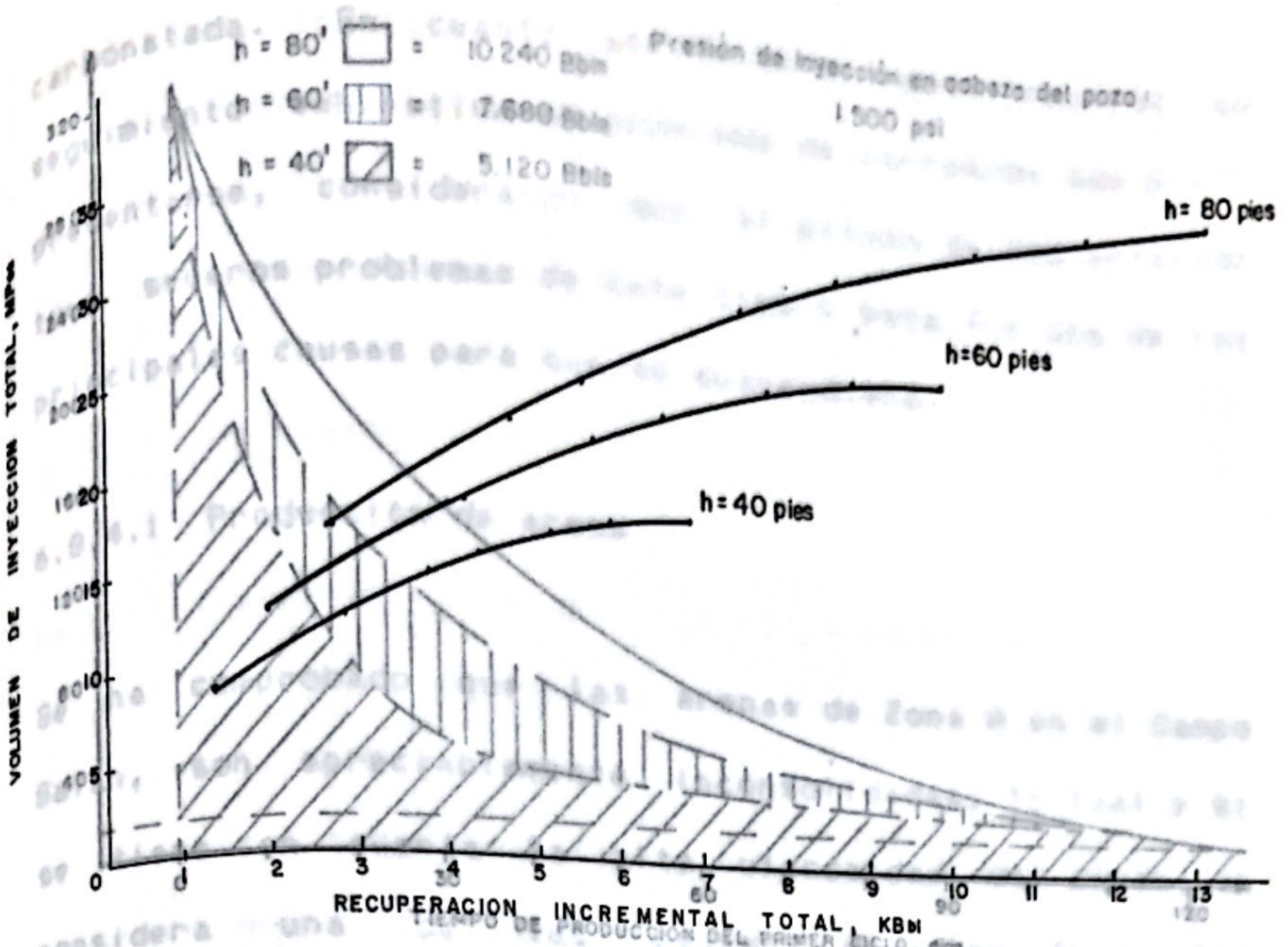


Fig. 28 - Volumen de inyección total contra recuperación incremental total.

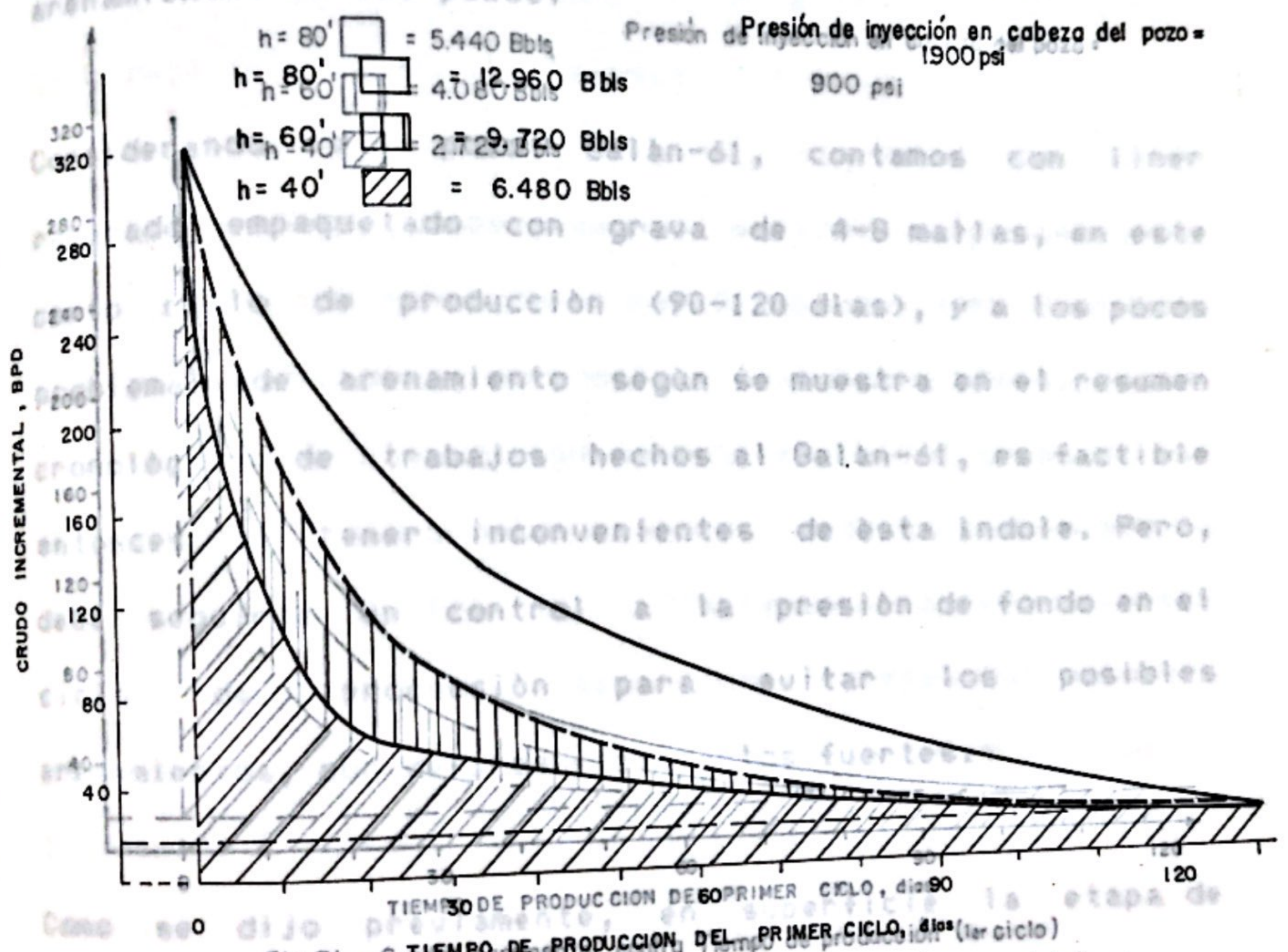


Fig. 29 - Crudo incremental contra tiempo de producción (1er ciclo)





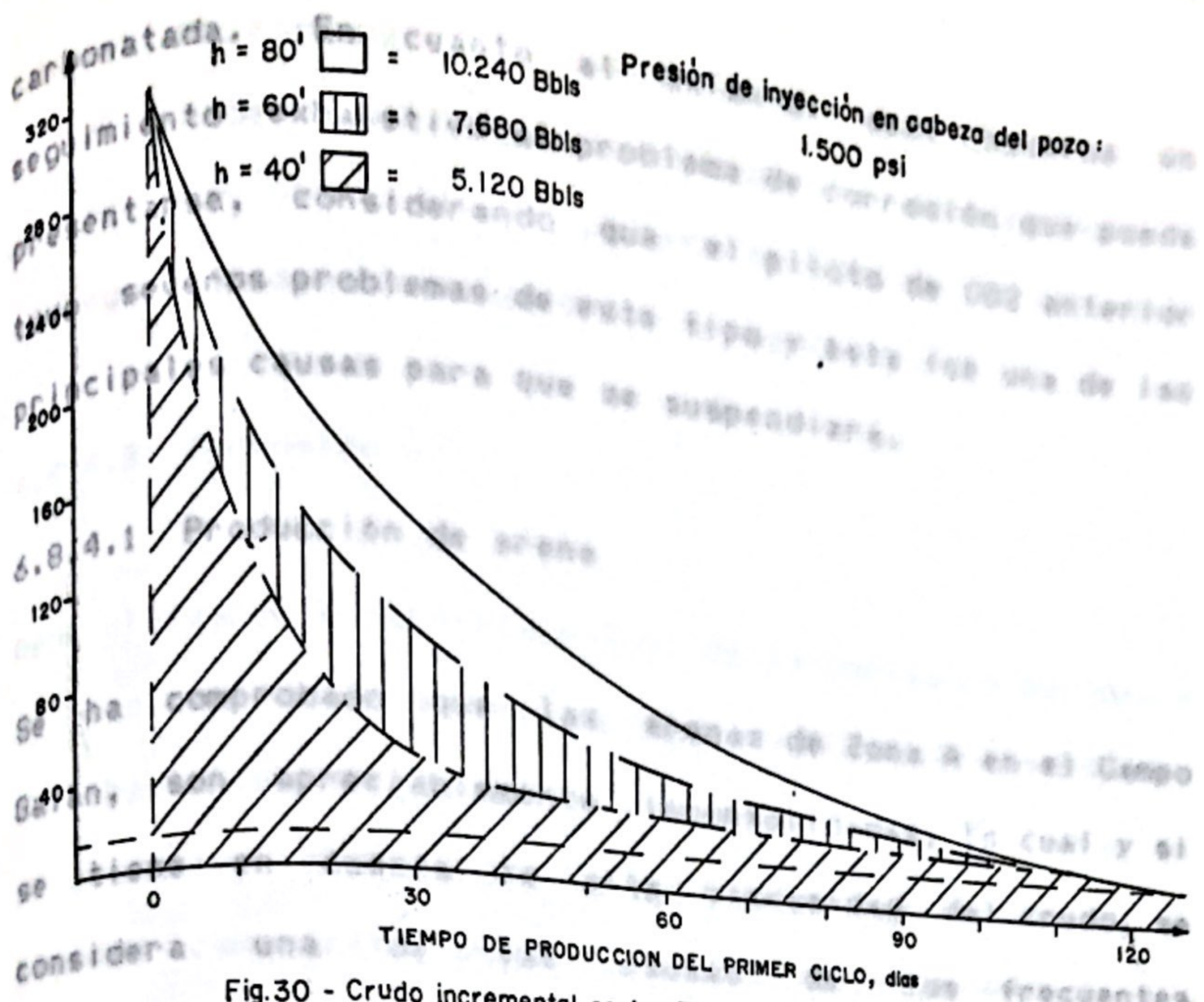


Fig.30 - Crudo incremental contra Tiempo de producción (1er ciclo)

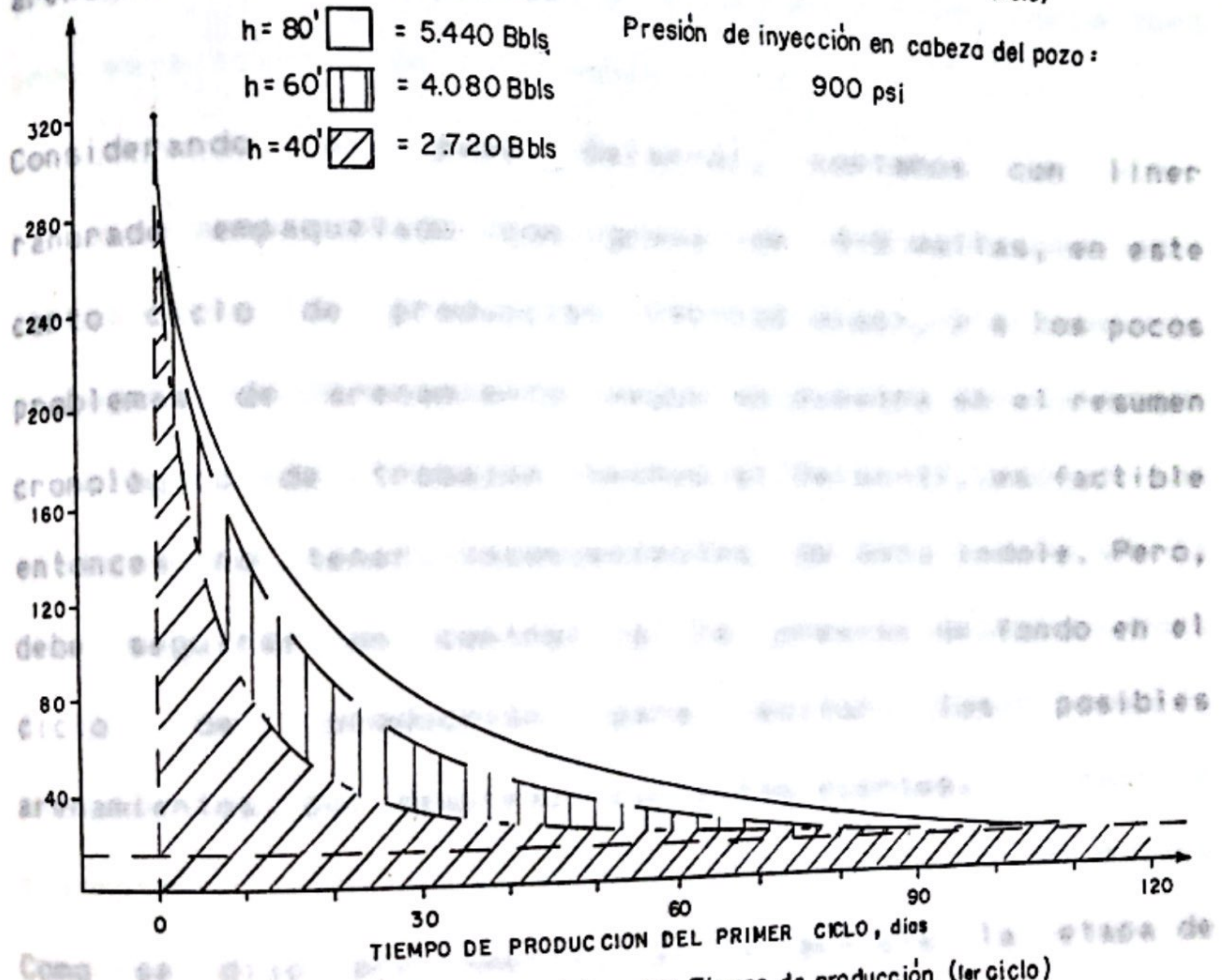


Fig.31 - Crudo incremental contra Tiempo de producción (tercero ciclo)





carbonatada. En cuanto al Galán-61 debe hacerse un seguimiento exhaustivo al problema de corrosión que pueda presentarse, considerando que el piloto de CO2 anterior tuvo severos problemas de este tipo y ésta fue una de las principales causas para que se suspendiera.

#### 6.8.4.2. Corrosión

##### 6.8.4.1 Producción de arena

Debe llevarse a cabo el control de la corrosión por medio se ha comprobado que las arenas de Zona A en el Campo Galán, son apreciablemente inconsolidadas, lo cual y si se tiene en cuenta la alta viscosidad del crudo, se considera una de las causas de los frecuentes arenamientos en los pozos. En este mismo Campo tuvo problemas severos de corrosión.

Considerando al pozo Galán-61, contamos con liner ranurado y empacado con un grava de 14-8 mallas, en este corto ciclo de producción (90-120 días), y a los pocos problemas de arenamiento según se muestra en el resumen cronológico de trabajos hechos al Galán-61, es factible entonces no tener inconvenientes de esta índole. Pero, debe seguirse un control a la presión de fondo en el ciclo de producción para evitar los posibles arenamientos, por despresurizamientos fuentes, líneas o tuberías y equipos expuestas al flujo del fluido que se produce. Como se dijo previamente, en superficie la etapa de producción debe comenzar con una reducción pequeña,



con el objeto de controlar los posibles arenamientos; la reducción debe ser ajustada de acuerdo al comportamiento de la presión, pues debemos recuperar en lo posible todo el crudo estimulado evitando el arenamiento. Mejorada por inyección de CO<sub>2</sub>, se llegó a la conclusión de que la

#### 6.8.4.2 Corrosión

para un pozo inyector es la de tubing (J-95-EUE) recubierto interiormente con plástico y usar. Debe llevarse a cabo el control de la corrosión por medio de cupones en el proyecto piloto de CO<sub>2</sub> en el campo, con el objeto de determinar la velocidad y tipo de corrosión y cualquier otra anomalía que se pueda presentar en un sistema como éste, donde como ya se dijo por experiencia del piloto de agua carbonatada en este mismo Campo tuvo problemas severos de corrosión (colapsos) impiden los trabajos de reacondicionamiento y son prácticamente los. La evaluación de los cupones servirá como base para seleccionar los inhibidores más apropiados para disminuir la agresividad de la corrosión y la tubería más apropiada para el manejo e inyección de este fluido. Algunos de los sitios donde se podrían colocar estos cupones son la línea de la CO<sub>2</sub> (antes de la Planta Compresora) y el pozo (G-61). Debe también hacerse una inspección visual, consistente, en revisar periódicamente las líneas de tuberías y equipos expuestas al flujo de los fluidos que se crean corrosivos,ionales contra el casing, difíciles de precisar en magnitud, pero que tal acción de succión



Se ha comprobado que las tuberías no metálicas son inmunes a la corrosión, pero presentan limitaciones a las condiciones de trabajo (presión y temperatura). Sin embargo, algunos campos en Recuperación Mejorada por inyección de CO<sub>2</sub>, se llegó a la conclusión de que la sarta más apropiada para un pozo inyector es la de tubing (J-55-EUE) recubierta interiormente con plástico y usar teflón en los (y) couples. El uso de nipples de acero inoxidable (+13% NiCr), arriba del empaque da buenos resultados (18) pozos en general.

6.8.4.3 Colapsos Los arenamientos y los colapsos están relacionados y si efectivamente se considera que el Los daños en el revestimiento (colapsos) impiden los trabajos de reacondicionamiento y son prácticamente los causantes de la inactividad del pozo. Lo que concluyen en el estudio de la referencia 33, es que éstos están relacionados, en forma directa, en primer término a las operaciones de "Swabbing" y en segundo término a la acción de los posibles derrumbes debidos a la disolución de las arcillas y a la producción de arena. Conozco de arena que contengan las arcillas del Campo Galán. También puede Ahora bien, se considera que la operación de "Swabeo" frente a las formaciones altamente drenadas, desarrolla esfuerzos compresionales contra el casing, difíciles de precisar en magnitud, pero que tal acción de succión



continuada, se en asociación con otros factores secundarios, como son, los derrumbes, los arenamientos, corrosión, etc., son suficientes para vencer la resistencia física del revestimiento (33) tratamientos (33).

Por lo tanto, debe eliminarse las operaciones de "swabbing" como método de limpieza de Formación en el pozo Galán-61 (y dado el caso si el método de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff), se extiende a todo el Campo), a los pozos en general. en que proporciones, con el objeto de tener precisión en la evaluación de posibles como posiblemente los arenamientos y los colapsos están relacionados y si efectivamente se considera que el método de inyección cíclica (Huff'n'Puff) puede extenderse a todo el Campo Galán debe resolverse el problema de migración de arcillas, deben aplicarse en los pozos tratamientos con el fin de estabilizar o consolidar las arcillas.

Lo anterior debe estar acompañado con pruebas especiales de laboratorio, con base de corazones de arena que contengan las arcillas del Campo Galán. También puede hacerse un control de la producción de arena colocando liners ranurados con gravillas de tamaño y condiciones adecuadas.



Debe hacerse énfasis en que debe tomarse un "Cement Bond Log", CBL, para conocer la calidad de la cementación ya que es un factor de suma importancia para el control de colapsos de los revestimientos (33).

#### 6.8.5 Perfiles de inyección

Es importante conocer que arenas se están tomando para tener conocimiento de que espesores netos petrolíferos están siendo estimulados y en que proporciones, con el objeto de tener precisión en la evaluación de posibles resultados, es por esto que es conveniente tomar registros que nos indiquen cuales son los perfiles de inyección en las arenas, pudiendo ser utilizado el registro flow-meter con tal fin.



TABLA 14. Pronósticos de producción y rentabilidad

Fwh (psi)	1900	1700	1500	1300	1100	900	700
Recuperación de aceite incremental estimada	162	145	128	107	92	68	33

7. PRONOSTICOS DE LA PRUEBA

7.1 INTRODUCCION

Espeor neto = 40 pies

Debido a la corta duración de la prueba no se realizan análisis convencionales de evaluación de proyectos. Ya que se dispone de los equipos e infraestructura necesaria para llevar a cabo la prueba, no se considera en este trabajo la inversión requerida. De acuerdo al espesor neto que responde a la estimulación se presentan tres alternativas (40, 60 y 80 pies). Se considera que un espesor neto de 60 pies (de los 91' abiertos es representativo para el pozo, atribuyéndole a las heterogeneidades del yacimiento y la posible invasión del acuífero la causa de esta reducción).

7.2 PRONOSTICOS DE PRODUCCION

Los valores incrementales de producción de aceite,

obtenidos mediante la Figura 19, se presentan en la Tabla 14, mostrando los resultados para cada espesor.





TABLA 14. Pronósticos de producción y rentabilidad

Pwh (psi)	1900	1700	1500	1300	1100	900	700
Recuperación de aceite incremental estimada (Bbl/pie)	9162	8145	7128	6107	5092	4068	3033
promedia por ciclo (BPD)	814	734	644	554	464	374	284
<u>Espesor neto = 40 pies</u>							
Recuperación total (Bbl)	164808	158600	151202	14280	13680	12720	11320
Producción promedio por ciclo (BPD)	58721	52655	46577	38,48	33,34	24,43	11,15
Ingreso bruto (KU\$)	90,72	82,04	71,68	59,92	51,52	38,08	18,48
Costos de operación (KU\$)	39,14	35,39	30,92	25,85	22,23	16,43	7,97
Transporte (KU\$)	0,13	0,12	0,10	0,09	0,07	0,05	0,03
Regalías (KU\$)	7,13	6,45	5,63	4,71	4,05	2,99	1,45
Ingreso gravable (KU\$)	44,32	40,08	35,03	29,27	25,17	18,61	9,03
Impuestos (KU\$)	19,50	17,63	15,41	12,88	11,07	8,19	3,97
Ingreso Neto (KU\$)	24,82	22,44	19,62	16,40	14,10	10,42	5,06



TABLA 14. (Continuación...)

Espesor neto = 60 pies

	19720	18700	17680	6420	5520	4080	1980
Recuperación total (Bbl)	19720	18700	17680	6420	5520	4080	1980
Producción promedio por ciclo (BPD)	181*	73*	64*	71*	61*	45	22
Ingreso bruto (KU\$)	136,08	121,80	107,52	89,88	72,28	57,12	27,72
Costos de operación (KU\$)	58,71	52,55	46,39	38,78	33,34	24,64	11,96
Transporte (KU\$)	0,19	0,17	0,15	0,13	0,11	0,08	0,04
Regalías (KU\$)	0,26	0,23	0,20	0,17	0,15	0,11	0,05
Ingreso Gravable (KU\$)	10,69	9,57	8,45	7,06	6,07	4,49	2,18
Impuestos (KU\$)	14,26	12,76	11,26	9,42	8,10	5,98	2,90
Ingreso neto (KU\$)	66,49	59,51	52,53	43,91	32,76	27,91	13,54
Ingreso neto (KU\$)	29,26	26,18	23,11	19,32	14,41	12,28	5,96
Ingreso neto (KU\$)	39,35	34,91	30,82	25,76	22,15	16,37	7,95
Ingreso neto (KU\$)	37,23	33,32	29,42	24,59	18,35	15,63	7,58
Ingreso neto (KU\$)	49,64	44,44	39,23	32,79	28,19	20,84	10,11

Notar asumiendo una etapa de producción de 90 días de duración.

\*1 duración 120 días.



7.3 COSTOS DE OPERACION

TABLA 14. (Continuación...)

Los valores siguientes se obtuvieron a partir de datos

ECOPETROL.

Espesor neto = 80 pies

Recuperación total (Bbl)	12960	11600	10240	8560	7360	5440	2640
Producción promedio por ciclo (BPD)	108*	97*	85*	71*	61*	60	29
Ingreso bruto (KU\$)	181,44	162,40	143,36	119,84	103,04	76,16	36,96
Costos de operación (KU\$)	78,28	70,06	61,85	51,70	44,45	32,86	15,95
Transporte (KU\$)	0,26	0,23	0,20	0,17	0,15	0,11	0,05
Regalías (KU\$)	14,26	12,76	11,26	9,42	8,10	5,98	2,90
Ingreso gravable (KU\$)	88,64	79,35	70,05	58,55	50,34	37,21	18,06
Impuestos (KU\$)	39,35	34,91	30,82	25,76	22,15	16,37	7,95
Ingreso neto (KU\$)	49,64	44,44	39,23	32,79	28,19	20,84	10,11

3.4 CALCULOS DE RENTABILIDAD

Nota: asumiendo una etapa de producción de 90 días de duración.

\*: duración 120 días.

Con el fin de observar el efecto del espesor neto



### 7.3 COSTOS DE OPERACION

Los valores de inyección del dióxido de carbono, y de la presión de inyección de carbono, con respecto a la prueba, se obtuvieron a partir de datos estimados por el Distrito de Producción El Centro, ECOPEPETROL.

- Precio de venta del crudo
  - Costos de Operación
    - . Personal.
    - . Energía.
    - . Mantenimiento.
    - . Equipo.
    - . Otros.
  - Costo de Transporte
  - Regalías
  - Impuestos
- US\$ 14/Bbl.  
US\$ 6,04/Bbl.  
  
US\$ 0,02/Bbl.  
US\$ 1,1/Bbl.  
44%

### 7.4 CALCULOS DE RENTABILIDAD

Como se dijo previamente no se hace un análisis convencional de rentabilidad. Es de recalcar, que la prueba es de tipo investigativo. Sin embargo, parece ser económicamente atractiva según se observa en los resultados de la Tabla 14.

Con el fin de observar el efecto del espesor neto



petrolifero que responderà a la prueba, y de la presión de inyección del dióxido de carbono, con respecto a la producción de aceite (diaria y acumulada), los resultados se presentan gráficamente en las Figuras 28, 29, 30 y 31.

### B. CONCLUSIONES

- 1) La inyección cíclica con CO<sub>2</sub> (Wettability) se considera bastante apropiada para la Zona A del campo, dadas las características geológicas del mismo, la presencia de crudo pesado viscoso, los efectos que tiene sobre el crudo y los resultados obtenidos. El estudio hace referencia a producción de hasta 100 bbl en la aplicación de agua carbonatada.
- 2) Las presiones de inyección de agua carbonatada se encuentran en el rango de 70 a 80 psig, lo que permite una inyección de 8,4 a 34,2 m<sup>3</sup>/día.
- 3) El tiempo de inyección de agua carbonatada debe ser un tiempo de reposo de 24 horas para permitir una producción que puede ser de 100 bbl/día.
- 4) El espesor neto petrolifero de la Zona A, con estimulación se ha estimado en 100 pies, con una recuperación acumulada de 100 x 12,5%



barriles de crudo (2,1% a 10,1% del crudo movible remanente). Se espera tener una tasa máxima de producción del orden de 300 barriles por día, con una rápida declinación al comienzo de esta etapa para ir declinando más suavemente a medida que pasa el tiempo.

## 8. CONCLUSIONES

- 5) A pesar de que la prueba diseñada es de carácter
- 1) La inyección cíclica con CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff) se considera bastante apropiada para la Zona A del Campo Galán dadas las características geológicas del mismo, la presencia de crudo pesado y viscoso, los efectos del CO<sub>2</sub> sobre el crudo y los resultados alentadores en cuanto hace referencia a producción de aceite obtenidos en la aplicación de agua carbonatada.
- 6) La disponibilidad del CO<sub>2</sub>, los equipos
- 2) Las presiones de inyección en la cabeza del pozo estarán en el rango de 700 a 1.900 cpsi, con volúmenes de inyección de 8,4 a 36,1 MPcs. acción y comportamiento del crudo a este proceso.
- 3) El tiempo de inyección oscilará entre 21 y 90 días con
- 7) un tiempo de remojo de 10 a 15 días y una etapa de producción que puede extenderse de 90 a 120 días, buen estado mecánico y disponibilidad de equipo de
- 4) El costo neto petrolífero que responderá a la estimulación se estima entre 40 y 80 pies, con una recuperación incremental de 1.320 a 12.960



2) barriles de crudo (2,1% a 10,1% del crudo movable remanente). Se espera mantener una tasa máxima de producción del orden de 300 barriles por día, con una rápida declinación al comienzo de esta etapa para ir declinando más suavemente a medida que pase el tiempo. CO<sub>2</sub> sobre el crudo en el yacimiento

5) A pesar de que la prueba diseñada es de carácter investigativo, arroja según los cálculos elaborados resultados positivos tanto en el factor incremental como en el tiempo de recobro que es bastante corto y por tanto factible de llevar a cabo otro(s) ciclo(s) de inyección-producción en el año, según como responda el yacimiento al primer ciclo.

6) La disponibilidad del CO<sub>2</sub>, los equipos e infraestructura necesaria permiten la realización de un ensayo piloto de estimulación con CO<sub>2</sub> puro en Galán, para evaluar la reacción y comportamiento del crudo a este proceso.

7) Se seleccionó el pozo Galán-61 para la prueba debido a la proximidad del mismo a los equipos de inyección, buen estado mecánico y disponibilidad de equipo de bombeo además de presentar una respuesta favorable a la inyección de agua carbonatada.



8) No se presenta una evaluación económica del proyecto ya que como se discutió anteriormente, no es necesario realizar inversiones ya que la infraestructura está montada en el Campo. Este estudio se encaminó a investigar los efectos prácticos de la inyección de CO<sub>2</sub> sobre el crudo en el yacimiento

#### 7. RECOMENDACIONES

- 1) Realizar una prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff), con el fin de evaluar este proceso, haciendo un seguimiento detallado del mismo, como método de recobro mejorado para el Campo Galén y sus posibilidades de expansión para todo el Campo.
- 2) Ajustar las condiciones de operación de la prueba a la respuesta de la formación.
- 3) Realizar un control cuidadoso de la composición de los fluidos inyectados y producidos junto con los gases en los pozos vecinos.
- 4) Correr pruebas de presión durante el transcurso de la prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> al final del periodo de inyección y al comienzo del periodo de producción, así como de las condiciones dinámicas de inyección de CO<sub>2</sub>.



5) Utilizar registros de inyección (Pimmeter) para determinar la distribución del CO<sub>2</sub> en los intervalos abiertos y la eficiencia vertical.

6) Monitorear la corrosión mediante el uso de cupones en las líneas de 9. RECOMENDACIONES pozos y en los accesorios con el fin de evaluar este parámetro con

1) Realizar una prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff), con el fin de evaluar este proceso, haciendo un seguimiento detallado del mismo como

7) método de recobro mejorado para el Campo Galán y sus posibilidades de expansión para todo el Campo evaluar su potencial y de ser posible simularla en un modelo

2) Ajustar las condiciones de operación de la prueba a la respuesta de la formación.

8) Llevar a cabo pruebas de laboratorio para complementar

3) Realizar un control cuidadoso de la composición de los fluidos inyectados y producidos junto con los efectos en los pozos vecinos.

4) Correr pruebas de presión durante el transcurso de la prueba de inyección cíclica de CO<sub>2</sub> al final del periodo de inyección y al comienzo del periodo de producción, así como de las condiciones dinámicas de inyección de CO<sub>2</sub>.





5) Utilizar registros de inyección (Flowmeter) para determinar la distribución del CO2 en los intervalos abiertos y la eficiencia vertical.

6) Monitorear la corrosión mediante el uso de cupones en las líneas de inyección, en el pozo y en los accesorios con el fin de evaluar este parámetro con

(1) CO2 puro, y probar diferentes materiales para seleccionar el más conveniente. SPEJ, April, 1983, pp. 268-74.

(2) BARDON, C. P., et al. "Well stimulation by CO2 in the", April, 1986, pp. 247-58.

7) Recolectar la mayor cantidad posible de información acerca de la prueba, con el fin de evaluar su potencial y de ser posible simularla en un modelo matemático. Bogotá: ECOPEPETROL, 1978.

(4) -----, "Proyecto piloto de inyección de dióxido de carbono en el Campo Galán", Bogotá: ECOPEPETROL,

8) Llevar a cabo pruebas de laboratorio para complementar la información necesaria que permita analizar las posibilidades de los procesos con CO2 en el Campo

(6) CLARK, N. J., et al. "Miscible drive - its theory and application", Core Laboratories, Inc., JPT, June, 1958, pp. 11-20.

(7) -----, et al. "Engine exhaust gas boosts heavy oil", pp. 43-47.

9) Hacer uso de la curva de eficiencia en la prueba de inyección cíclica con CO2, ver Figura 19 para el Campo Galán. Fort Worth (Texas): ESKIMO, 1964, pp. 1-27.

(9) "CO2 Huff 'n' Puff process", BJ Titan Services, February, 1986, pp. 1-33.

(10) "Conferencia sobre dióxido de carbono", Primera parte. Anónimo.





(11) "Control químico de la corrosión en los sistemas de inyección de CO<sub>2</sub>". Bogotá: Química Naico de Colombia S.A., Septiembre-1.979.

(12) CRAFT, B. C., y HAWKINS, Jr., M. F. "Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos", (Trad. H. Vasquez). Madrid, Tecnos, 1.977. (Orig. Inglés, 1.968).

(13) DELGADO G. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS inundación con agua Zona A, "Campo Galán". Bogotá: ECOPETROL, Junio, 1.973.

(1) ALSTON, R. R., B., R. et al. "CO<sub>2</sub> minimum miscibility pressure: A correlation for impure CO<sub>2</sub> streams and live oil systems". SPEJ, April, 1.985, pp. 268-74.

(15) FAROUK ALI, S. M., and ROJAS G. "Current Technology of heavy oiler field of Camurlu in Turkey". SPE/DOE, April, 1.986, pp. 247-58.

(2) BARDON, C. P., et al. "Well stimulation by CO<sub>2</sub> in the y arenas bituminosas".

(3) CAMACHO D., J. H., et al. "Diseño de las instalaciones de superficie para el proyecto piloto de inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Galán". Bogotá: ECOPETROL, Febrero, 1.978.

(16) BOM... "Proyecto piloto de inyección de dióxido de carbono en el campo Galán". Bogotá: ECOPETROL, Noviembre-1.973.

(4) -----, et al. "Proyecto piloto de inyección de dióxido de carbono en el campo Galán". Bogotá: ECOPETROL, Enero, 1.978.

(18) GONZALEZ J., J. "Tubería de inyección más apropiada".

(5) "Carbon dioxide injection". Oil and Gas Journal, December, 1.978, pp. 132-45.

(6) CLARK, N. J., et al. "Miscible drive - Its theory and application". Core Laboratories, Inc., JPT, June, 1.958, pp. 11-20.

(7) -----, et al. "Engine exhaust gas boosts heavy oil recovery". Petroleum Engineer, August, 1.964, pp. 43-47.

PETROL, April, 1.980.

(8) "CO<sub>2</sub> engineering-Oil field application of CO<sub>2</sub>". Borger and Forth Worth (Texas): ESKIMO, 1.964, pp. 1-27.

(9) "CO<sub>2</sub> Huff 'n' Puff process". BJH Titand Services, February, 1.986, pp. 1-33.

1.987, pp. 1.337-42.

(10) "Conferencia sobre dióxido de carbon". Primera parte. Anónimo.



- (11) JOSENDAL, V. A. "Mechanics of oil injection of CO<sub>2</sub>" in los sistemas de Colombia S.A., Septiembre-1979.
- (12) CRAFT, B. C., y HAWKINS, Jr., M. F. "Ingeniería aplicada de yacimientos petrolíferos". (Trad. H. Vasquez). Madrid. Tecnos, 1977. (Orig. Inglés, 1968).
- (13) DELGADO C., F. "Proyecto piloto de inundación con agua Zona A, Campo Galán". Bogotá: ECOPETROL, Junio, 1973.
- (14) ESCOBAR V., M. R. "Análisis de producción del sector occidental del Campo Galán". (Tesis de Grado). Bogotá: Fundación Universidad de América, 1985.
- (15) FAROUK ALI, S. M., and ROJAS G. "Current Technology of heavy oil recovery, by immiscible carbon dioxide and waterflooding". New York: Tercera Conferencia internacional sobre crudos pesados y arenas bituminosas.
- (16) GOMEZ R. A., y GIL C. G. "Desarrollo secundario por inyección de agua, Zona A, Campo Galán - San Silvestre". Bogotá: ECOPETROL, Noviembre-1975.
- (17) GOMEZ P. G. "Desplazamiento miscible: Inyección de CO<sub>2</sub>". Bucaramanga: UIS-ECOPETROL, 1981.
- (18) GONZALEZ, J., J. "Tubería de inyección más apropiada para la inyección de agua carbonatada". El Centro (SS): ECOPETROL, Abril-1981.
- (19) ----- "Informe sobre el comportamiento y estado actual del piloto de CO<sub>2</sub>". El Centro (SS): ECOPETROL, Nov-1982.
- (20) ----- "Evaluación de la inyección de agua, desarrollo secundario-Campo Galán". El Centro (SS): ECOPETROL, Abril, 1980.
- (21) HOLM, L. W. "CO<sub>2</sub> Flooding: Its time has come". JPT, December, 1982, pp. E2.739-45. Septiembre, 1983.
- (22) ----- "Evolution of the carbon dioxide flooding processes". JPT, November, 1987, pp. 1.337-42.



- (23) JOSENDAL, V. A. "Mechanisms of oil displacement by carbon dioxide". JPT, December, 1974, pp. 1427-1438.
- (24) "Effect of oil composition on miscible-type displacement by carbon dioxide". JPT, February, 1982, pp. 87-98.
- (25) "Informe anual de operaciones en Galán 1982". Bogotá: ECOPETROL, Enero 1982.
- (26) KENNEDY, J. T., and THODOS, G. "The transport properties of carbon dioxide". A. I. Ch. E. Journal, December, 1961, 5 (4), pp. 625-31.
- (27) McREE, B. C. "CO<sub>2</sub>: how it works, where it works". Petroleum Engineer, November, 1977, pp. 52-63.
- (28) METCALFE, JR. S. "Effects of impurities on minimum miscibility pressures and minimum enrichment levels for CO<sub>2</sub> and rich-gas displacements" SPEJ, April, 1982, pp. 219-25.
- (29) "Miscible displacement processes". Rike Service, Inc. project". JPT, August, 1982, pp. 180-10.
- (30) MUNGAN, N. "Carbon dioxide Flooding". Calgary (Alberta, Canada): Autor, 1980-1981.
- (31) "Enhanced oil recovery using water as a driving fluid-Part 6: Fundamental aspects of carbon dioxide flooding". World oil, August 1, 1981, pp. 69-84.
- (32) "Enhanced oil recovery using water as a driving fluid-Part 7: Field applications of carbon dioxide flooding". World oil, September 1981, pp. 155-72.
- (33) NAVARRO, M. I. "Estudios de colapsos-Campo Galán". Bogotá: Servicios Técnicos de Ingeniería Ltda, Octubre, 1982.
- (34) OJEDA, Y. "Evolución del ensayo piloto de inyección de agua carbonatada del Campo Galán - San Silvestre". Bogotá: ECOPETROL, Septiembre, 1983.
- (35) ORR Jr., F. M., et al. "CO<sub>2</sub> as a solvent for oil recovery". Chemtech, August, 1983, pp. 482-87.



- (36) ---, and JENSEN, C. M. "Interpretation of pressure-composition phase diagrams for CO<sub>2</sub>/Crude oil systems". SPEJ, October, 1984, pp. 485-97.
- (37) ---, and SILVA, M. K. "Equilibrium phase compositions of CO<sub>2</sub>/hydrocarbon mixtures-part 1: Measurement by a continuous multiple-contact experiment". SPEJ, April, 1983, pp. 272-80.
- (38) ---, "Effect of oil composition on minimum miscibility pressure- part 2: Correlation". SPE Reservoir Engineering, November, 1987, pp. 479-91.
- (39) PARRA P., H. R., Y TABIMA, G., J. G. "Estudio sobre el uso del CO<sub>2</sub> en la recuperación secundaria. Mejorada" (Tesis de Grado). Bogotá: Fundación Universidad de América, 1983.
- (40) PATTON, J. T., et al. "Carbon dioxide well stimulation: Part 1-A parametric Study". JPT, August, 1982, pp. 1.798-1.804.
- (41) ---, et al. "Carbon dioxide injection into Part 2 - Design of Aminol's North Bolsa 2 Strip project". JPT, August, 1982, pp. 180-10.
- (42) REID, T. B., and ROBINSON, H. J. "Lick Creek Meaking Sand unit immiscible CO<sub>2</sub>/Waterflood project" JPT, September, 1981, pp. 1.723-29.
- (43) RIVERA R., J, y RODRIGUEZ N., R. "CO<sub>2</sub>- El proceso de recuperación mejorada, más adecuado para aumentar la recuperación de petróleo en México". Revista del Instituto Mexicano del Petróleo, 27 Julio, 1977, pp. 26-34.
- (44) SAYEGH, S. G., and MAINI, B. B. "Laboratory evaluation of the CO<sub>2</sub> Huff-n-Puff Process for heavy oil reservoirs". Technology, May - June 1984, pp. 29-36.
- (45) SEBASTIAN, H. M., et al. "Correlation of minimum miscibility pressure for impure CO<sub>2</sub> streams" JPT, November, 1985, pp. 2.076-82.
- (46) SHELTON, J. L., and MORRIS E. E. "Cyclic injection of rich gas into producing wells to increase rates from viscous-oil reservoirs". JPT, August, 1973, pp. 890-96.
- (47) YELLER, J. "The value of minimum miscibility pressures". JPT, January, 1980, pp. 160-68.



- (47) SILVA, M. K., and ORR Jr, F. M. "Effect of oil composition on minimum miscibility pressure-part 1: Solubility of hydrocarbons in dense CO<sub>2</sub>". SPE Reservoir Engineering, November, 1987, pp. 468-78.
- (48) SIMON, R., and GRAUE D. J. "Generalized correlations for predicting solubility, swelling and viscosity behavior of CO<sub>2</sub>-crude oil systems". JPT, January, 1965, pp. 102-06.
- (49) "Special core analysis study-Galàn 91-A Well" Dallas, (Texas): Core Laboratories, Inc., November, 1974.
- (50) "Special core analysis study-Galàn 92-A well". Dallas, (Texas): Core laboratories, Inc., December, 1974.
- (51) STALKUP, F. I. "Carbon dioxide miscible flooding: past, present and outlook for the future". JPT, August, 1978, pp. 1.102-12.
- (52) STRIGHT, Jr, D. H. "Carbon dioxide injection into bottom - water, undersaturated viscous oil reservoirs". JPT, October, 1977, pp. 1.248-58.
- (53) "The use of CO<sub>2</sub> for EOR". Petroleum Frontiers, 1984 pp. 21-37.
- (54) VALDERRAMA R., R. "Revisión geológica área Galàn-Llanito". Bogotá: ECOPETROL, Septiembre, 1982.
- (55) WANG, G. C., and LOCKE, C. D. "A laboratory study of the effects of CO<sub>2</sub> injection sequence on tertiary oil recovery". SPEJ, August, 1980, pp. 278-80.
- (56) WARNER, Jr., H. R. "An evaluation of miscible CO<sub>2</sub> flooding in waterflooded sandstone reservoirs". JPT, October, 1977, pp. 1.339-47.
- (57) WATTS, R. J., et al. "A single CO<sub>2</sub> injection well minitest in a low - permeability carbonate reservoir". JPT, August, 1982, pp. 1.781-88.
- (58) WOLSKY, A. M., and JANKOWSKI, D. J. "The value of CO<sub>2</sub>: Framework and results". JPT, September, 1986, pp. 987-94.
- (59) YELLIG, W. F., and METCALFE, R. S. "Determination and prediction of minimum miscibility pressures". JPT, January, 1980, pp. 160-68.



PROP: ...

### CONDICIONES FISICAS

El CO<sub>2</sub> existe en la naturaleza como un gas inodoro, incoloro y no es tóxico en bajas concentraciones, es alrededor de 1,5 veces más pesado que el aire. Bajo condiciones exactas de temperatura y presión se puede encontrar el CO<sub>2</sub> en los estados físicos de sólido, líquido, gaseoso o crítico (presión crítica 31,1 atm, temperatura crítica 31,1 °C).

## A N E X O S

En la atmósfera el CO<sub>2</sub> ocupa aproximadamente 0,03%. A temperaturas normales de 27,8 °C, el CO<sub>2</sub> puro, como gas sin importar la presión que se ejerce, existe en los estados físicos de sólido, líquido o gaseoso. Así también a presiones menores de 27,8 atm y temperaturas de 31,1 °C, el CO<sub>2</sub> solo existe sólido o gaseoso.

El CO<sub>2</sub> tiene un peso molecular de 44,01 g/mol y una densidad de 1,977 g/l a 25 °C y 1 atm.

El calor específico del CO<sub>2</sub> líquido a 25 °C es de 1,38 kJ/kg·°C. El calor específico del CO<sub>2</sub> gaseoso a 25 °C es de 0,84 kJ/kg·°C. El calor específico del CO<sub>2</sub> sólido a 25 °C es de 0,84 kJ/kg·°C.



## ANEXO 1

### PROPIEDADES DEL CO<sub>2</sub>

#### Propiedades físicas

El CO<sub>2</sub> existe en la naturaleza como un gas incoloro, inodoro y no es tóxico en bajas concentraciones; es alrededor de 1,5 veces más pesado que el aire. Bajo condiciones específicas de temperatura y presión en uno cualquiera de los tres estados físicos lo encontramos: líquido, gaseoso o sólido (hielo seco) (8).

A presión atmosférica el CO<sub>2</sub> ocupa aproximadamente 8,57 pc/lb. A temperaturas mayores de 87,8°F, el CO<sub>2</sub> puro, existirá como gas sin importar la presión que se aplique al sistema. Así también a presiones menores de 75 psig (punto triple), el CO<sub>2</sub> solo existirá sólido o gaseoso.

La Figura 32 muestra la gravedad específica del CO<sub>2</sub> líquido saturado.

La Figura 33 muestra el calor específico del CO<sub>2</sub> líquido saturado como una función de temperatura; este gráfico es útil cuando se calcula la temperatura combinada de una corriente de agua o petróleo y CO<sub>2</sub>.



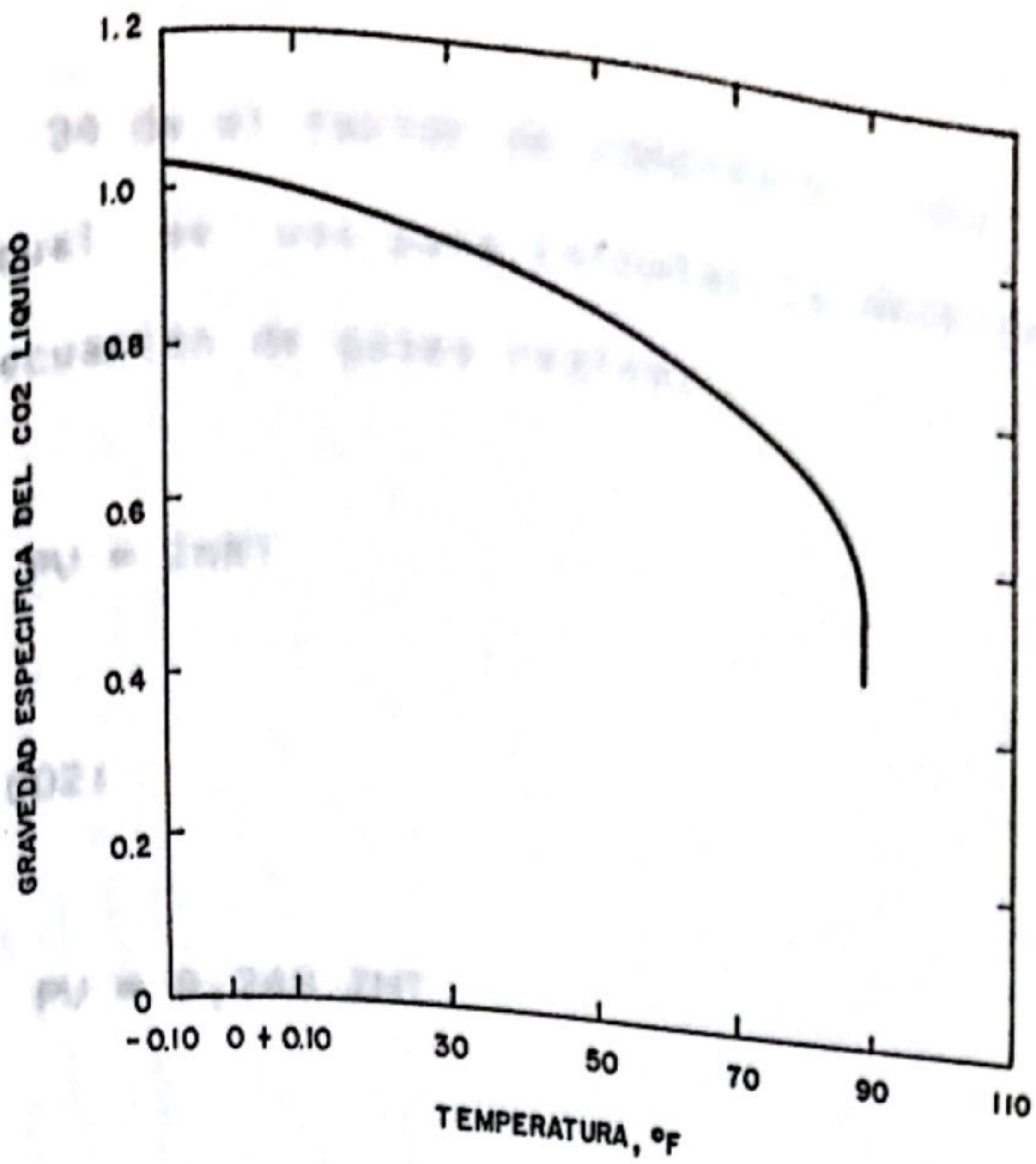


Fig. 32 - Gravedad específica del CO<sub>2</sub> líquido saturado (39)

p = Presión, psia

V = Volumen, pies cúbicos

M = Masa, lb

T = Temperatura, °R

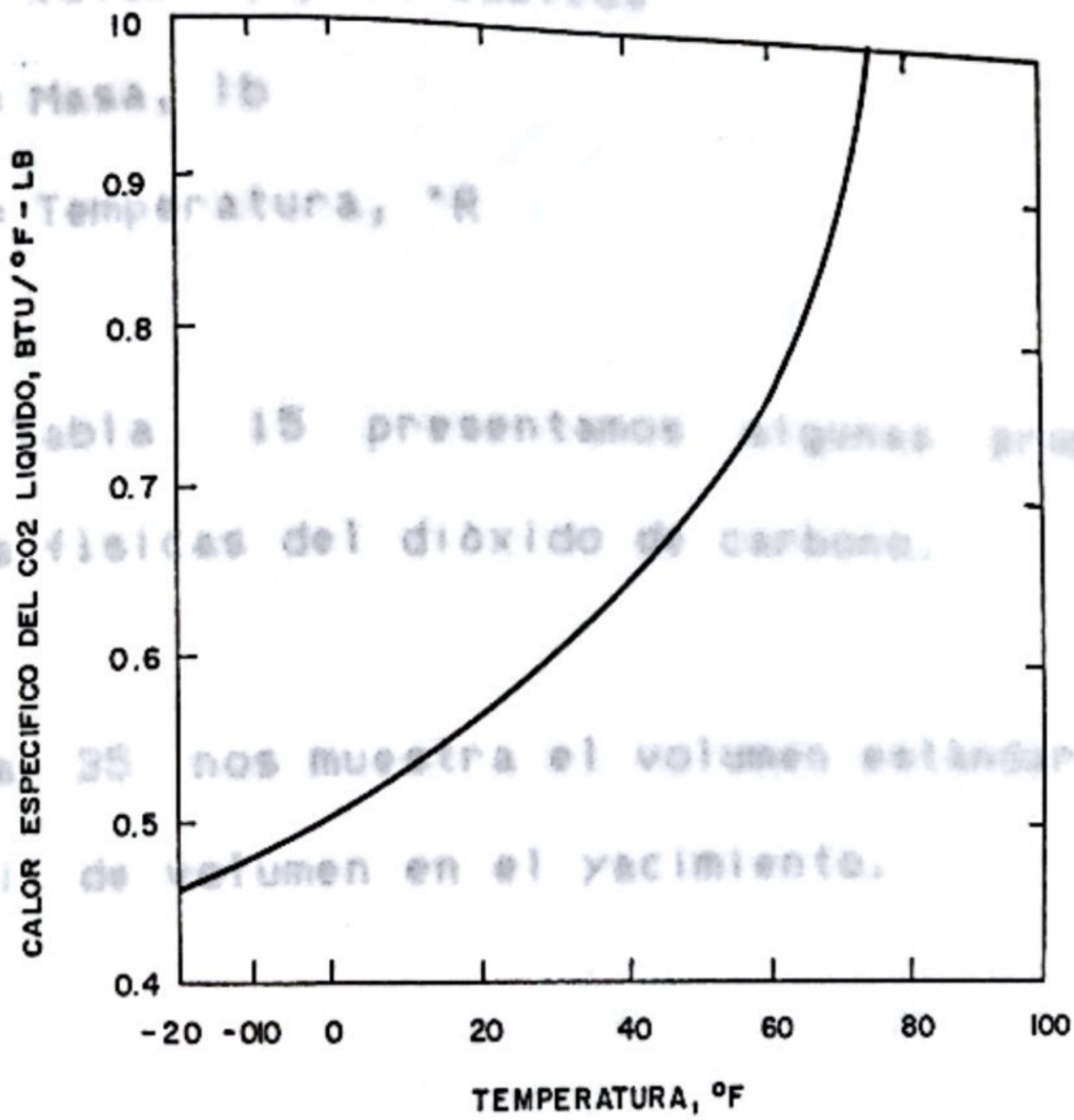


Fig. 33 - Calor específico del CO<sub>2</sub> líquido saturado como una función de temperatura (39)





La Figura 34 da el factor de compresibilidad (Z) para el CO<sub>2</sub>, el cual se usa para calcular la densidad del gas, usando la ecuación de gases reales:

$$PV = ZnRT$$

y para el CO<sub>2</sub>:

$$PV = 0,243 ZMT$$

donde:

p = Presión, psia

V = Volumen, pies cúbicos

M = Masa, lb

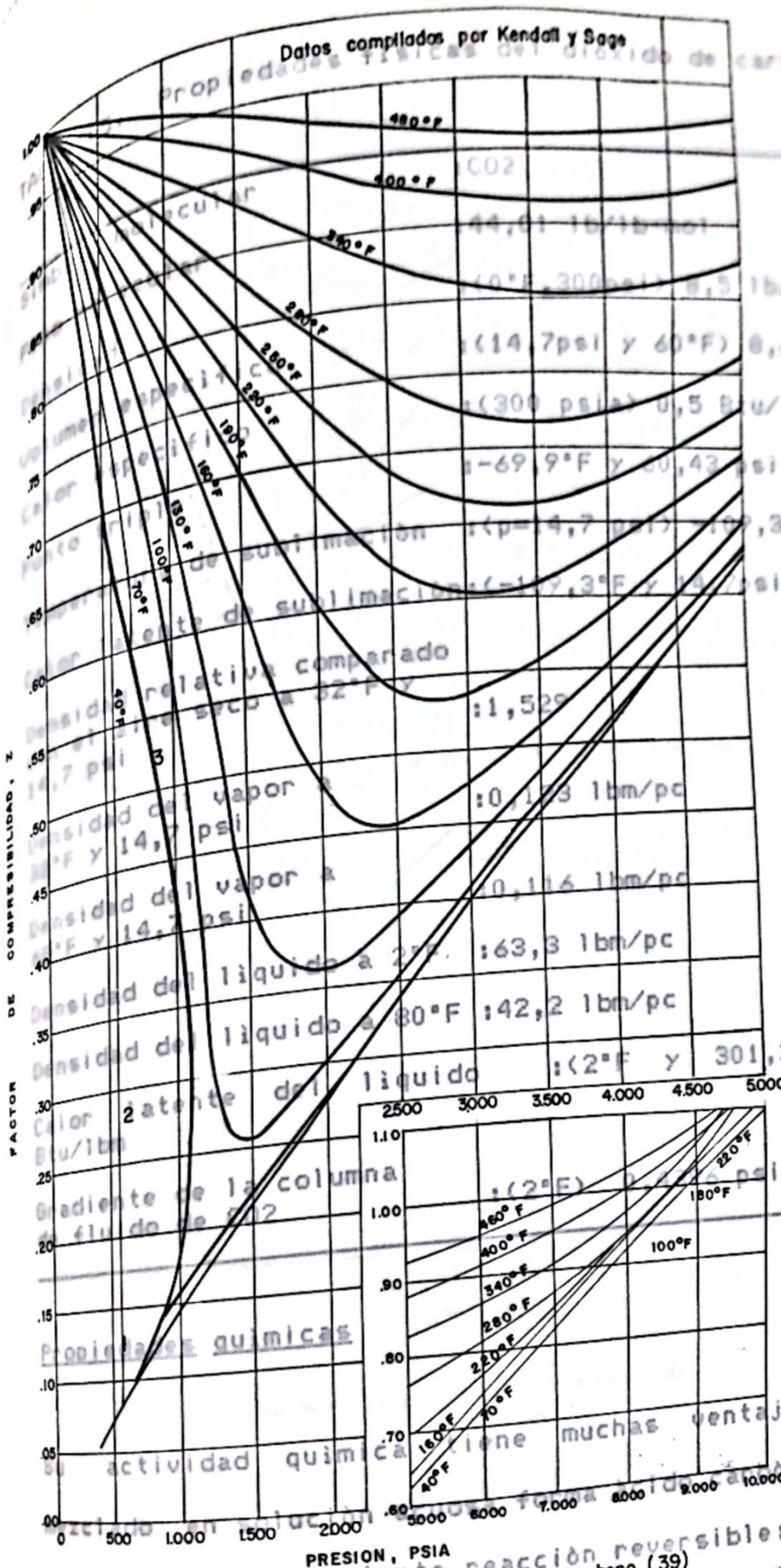
T = Temperatura, °R

En la Tabla 15 presentamos algunas propiedades o constantes físicas del dióxido de carbono.

La Figura 35 nos muestra el volumen estándar de CO<sub>2</sub> por cada barril de volumen en el yacimiento.



Datos compilados por Kendall y Sage



NOTAS

1. PUNTO DE BURBUJA
2. CRITICO
3. PUNTO DE ROCIO

Fig.34-Factores de compresibilidad para el dióxido de carbono (39)





TABLA 15. Propiedades físicas del dióxido de carbono.

Simbolo molecular	:CO2
Peso molecular	:44,01 lb/lb-mol
Densidad	:(0°F, 300psi) 8,5 lb/gal
Volumen especifico	:(14,7psi y 60°F) 8,6 pc/lb
Calor especifico	:(300 psia) 0,5 Btu/lb-°F
Punto triple	:-69,9°F y 60,43 psi
Temperatura de sublimación	:(p=14,7 psi) -109,3°F
Calor latente de sublimación	:(-109,3°F y 14,7psi) 246,2 Btu/lbm
Densidad relativa comparado con el aire seco a 32°F y 14,7 psi	:1,529
Densidad del vapor a 32°F y 14,7 psi	:0,123 lbm/pc
Densidad del vapor a 60°F y 14,7 psi	:0,116 lbm/pc
Densidad del líquido a 2°F	:63,3 lbm/pc
Densidad del líquido a 80°F	:42,2 lbm/pc
Calor latente del líquido Btu/lbm	:(2°F y 301,2 psi) 119
Gradiente de la columna de fluido de CO2	:(2°F) 0,4396 psi/pc

Propiedades químicas

Su actividad química tiene muchas ventajas. El CO2 mezclado en solución acuosa forma ácido carbónico, H2CO3, de acuerdo a la siguiente reacción reversible:



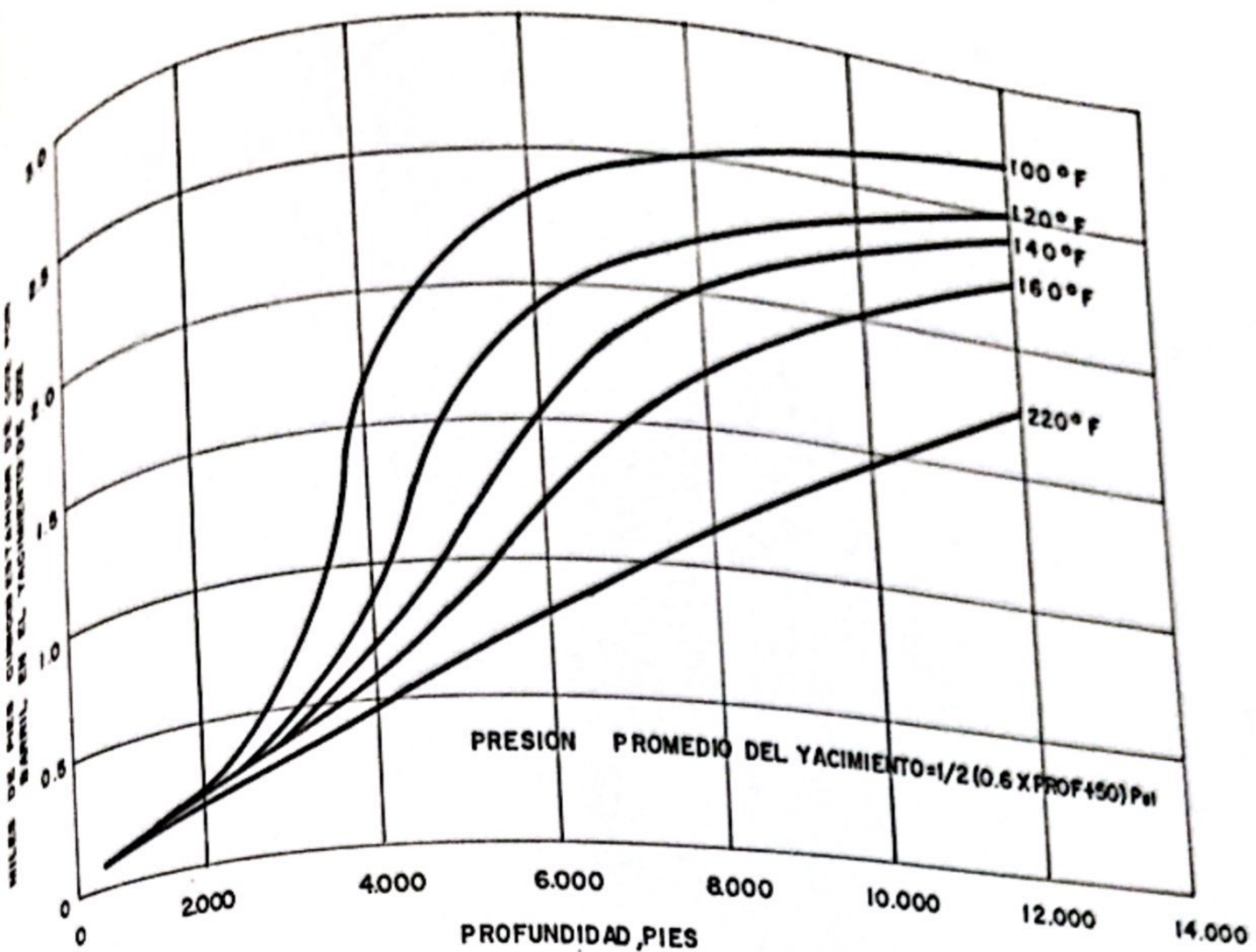


Fig. 35 - Volumen estandar de CO<sub>2</sub> por volumen en el yacimiento de un barril. (30)

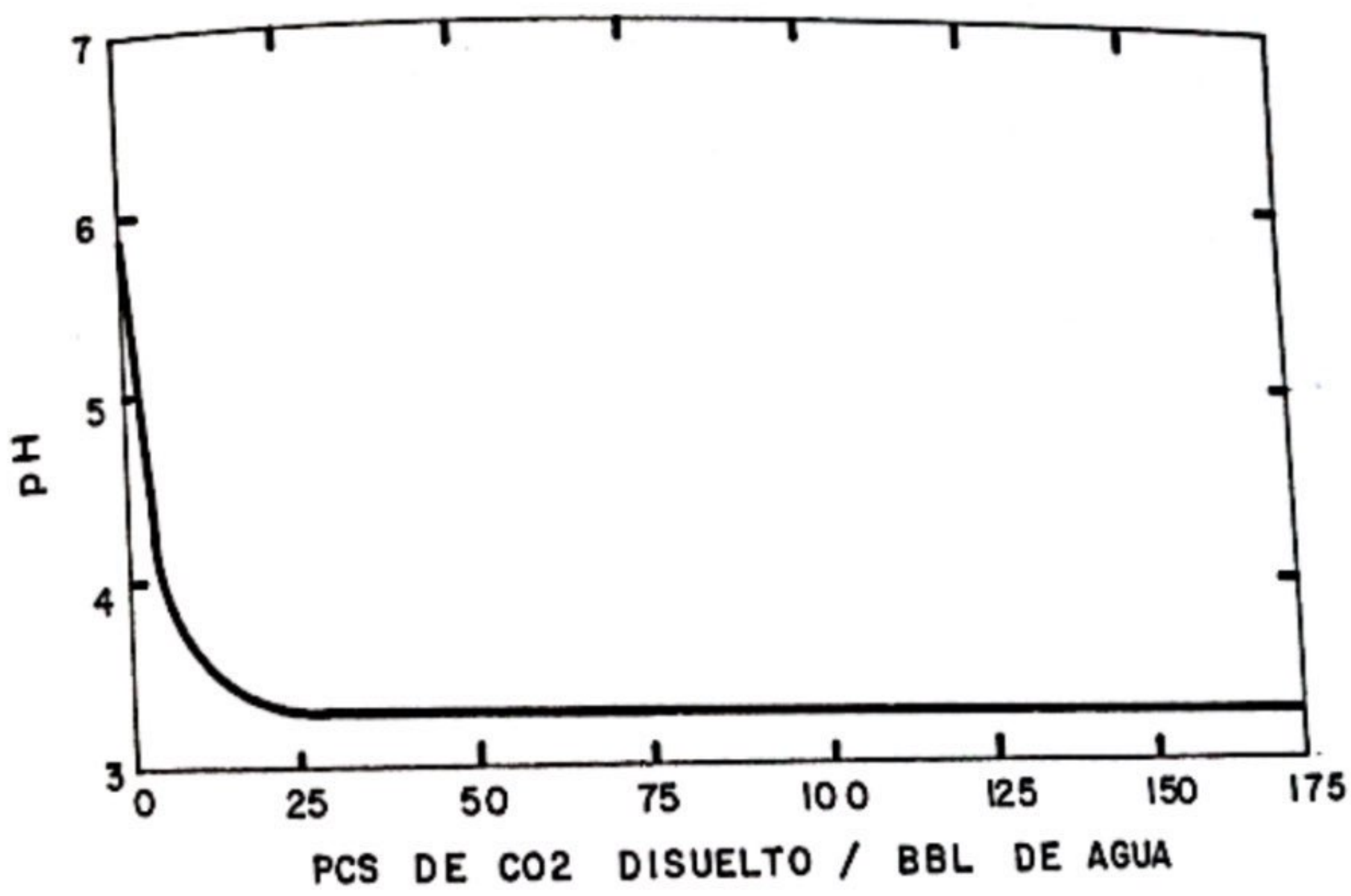


Fig. 36 - Variación del pH - pies cúbicos normal de CO<sub>2</sub> en solución con agua (39)





La adición de  $\text{H}_2\text{O} + \text{CO}_2 \rightarrow \text{H}_2\text{CO}_3$  unas 100 veces la solubilidad de las calizas, hasta un 1% en peso.

La tasa de corrosión del ácido carbónico en acero blando es aproximadamente  $1/10$  de la tasa de ataque del ácido clorhídrico,  $\text{HCl}$ , inhibido al 15%.

El pH del agua disminuye de 7 a 3,3 a medida que la concentración de  $\text{CO}_2$  se incrementa de 0 a 25 Pcs de  $\text{CO}_2/\text{Bbl}$  de agua. El pH permanece en 3,2 en las concentraciones más altas de  $\text{CO}_2$  como lo muestra la Figura 36.

La Figura 39 muestra el diagrama presión-temperatura- La reacción ácida del  $\text{H}_2\text{CO}_3$  incrementa los potenciales del pozo, ya que aumenta la permeabilidad en las formaciones carbonáceas. Las dolomitas ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), las calizas ( $\text{CaCO}_3$ ) y los silicatos son solubles en agua carbonatada en grados variables (8). La parte superior es la región líquida-gas y la sección bajo 75 psia

El carbonato de calcio ( $\text{CaCO}_3$ ) y el de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ), reaccionan con el ácido carbónico ( $\text{H}_2\text{CO}_3$ ) para formar bicarbonatos solubles en el agua de acuerdo a las reacciones siguientes:





La adición de  $\text{CO}_2$  al agua aumenta unas 100 veces la solubilidad de las calizas, hasta un 1% en peso.

La Figura 37 muestra la solubilidad del carbonato de calcio en ácido carbónico. Se ha establecido que la solubilidad del carbonato de magnesio ( $\text{MgCO}_3$ ), en el agua aumenta desde 0% hasta 7,5% en peso al agregar  $\text{CO}_2$  al agua, ver Figura 38.

### Comportamiento termodinámico

La Figura 39 muestra el diagrama presión-temperatura-entalpía, para el  $\text{CO}_2$  puro, en donde se puede observar que el lado derecho representa la región gaseosa, la esquina superior izquierda, la región líquida y la inferior izquierda, la sólida. El área bajo la curva representa la región de dos fases. La parte superior es la región líquida-gas y la sección bajo 75 psia representa la región de equilibrio de las fases gas-líquido.



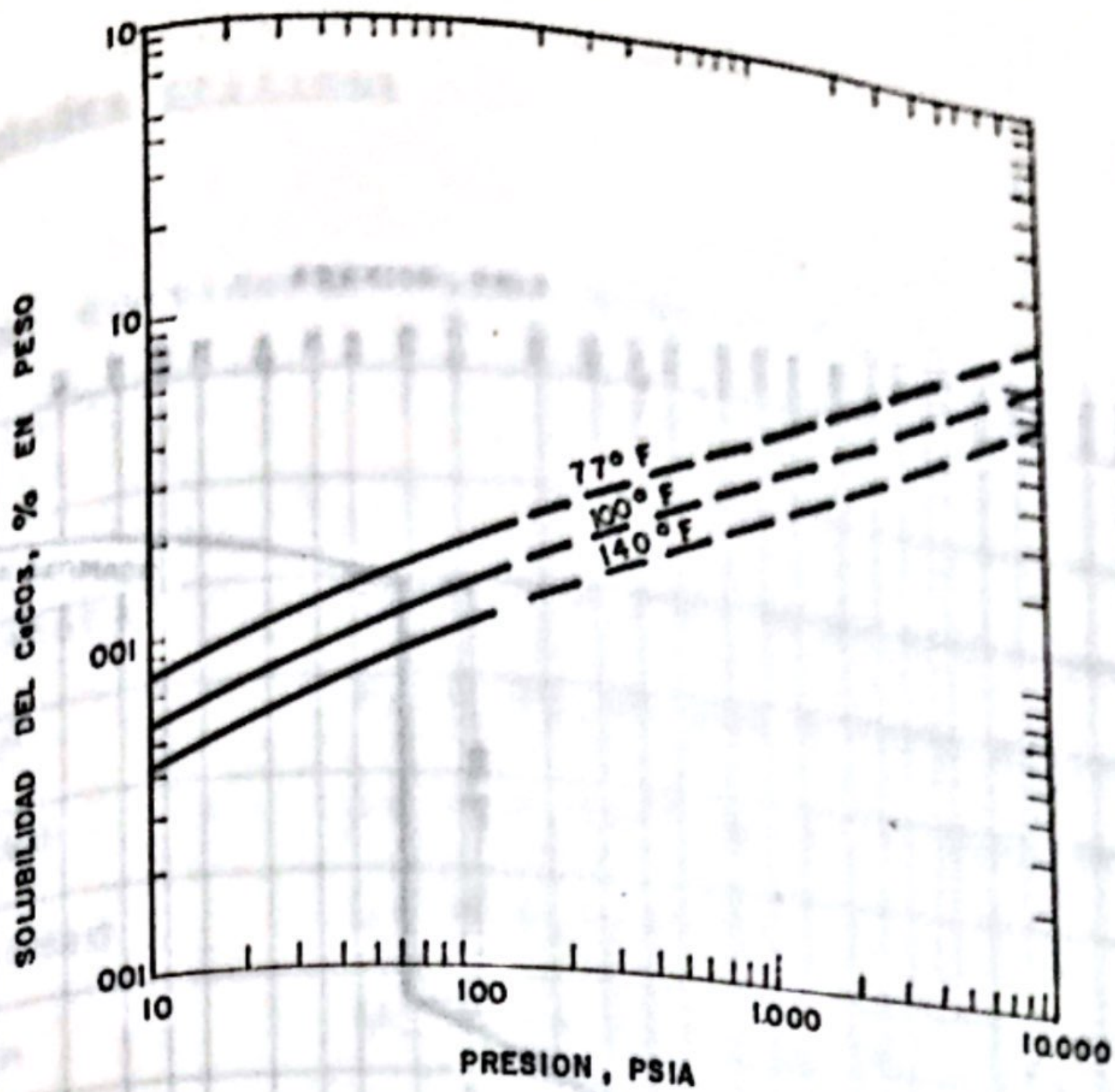


Fig.37- Solubilidad del  $\text{CaCO}_3$  en agua-carbonatada (ácido carbónico) (39)

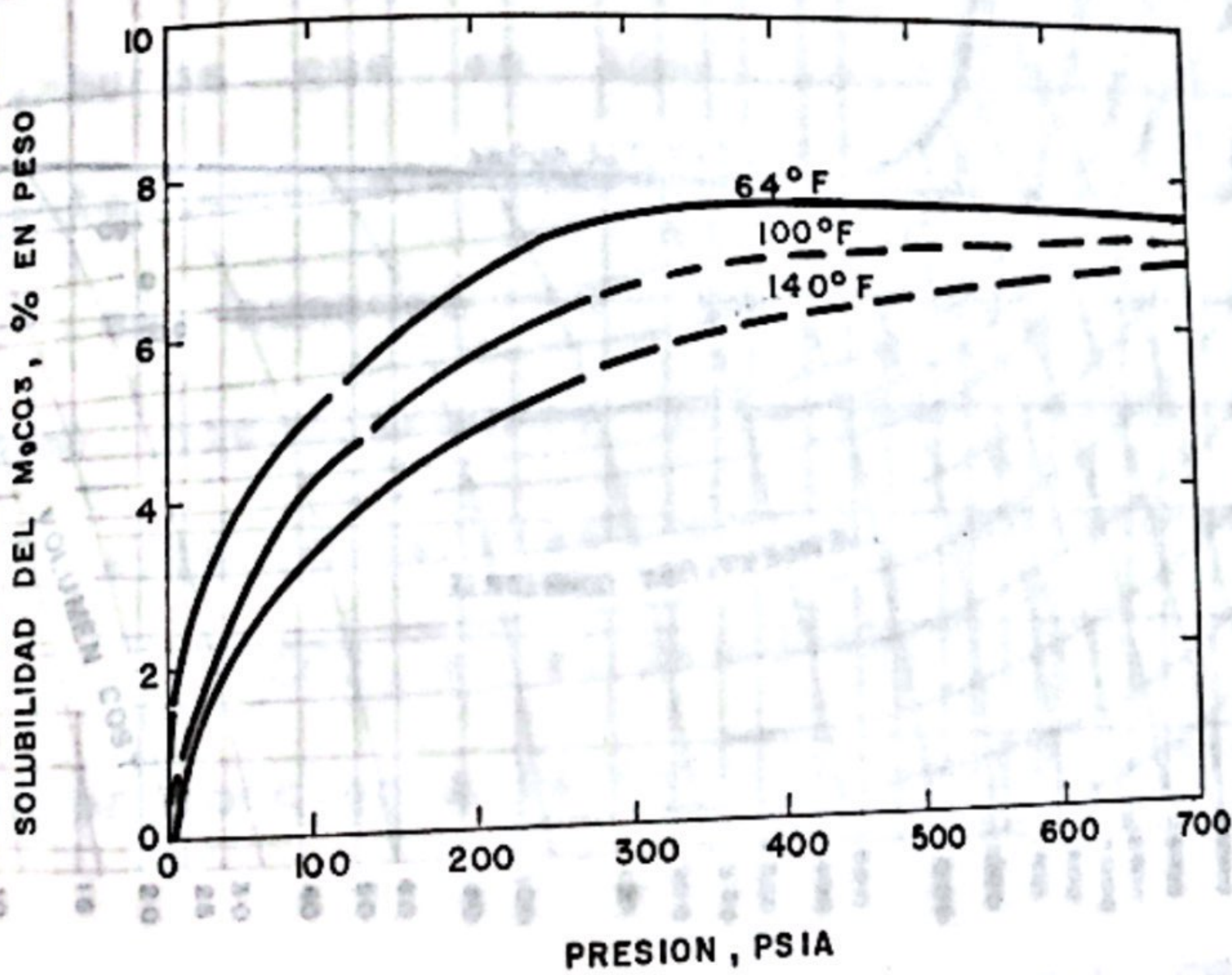


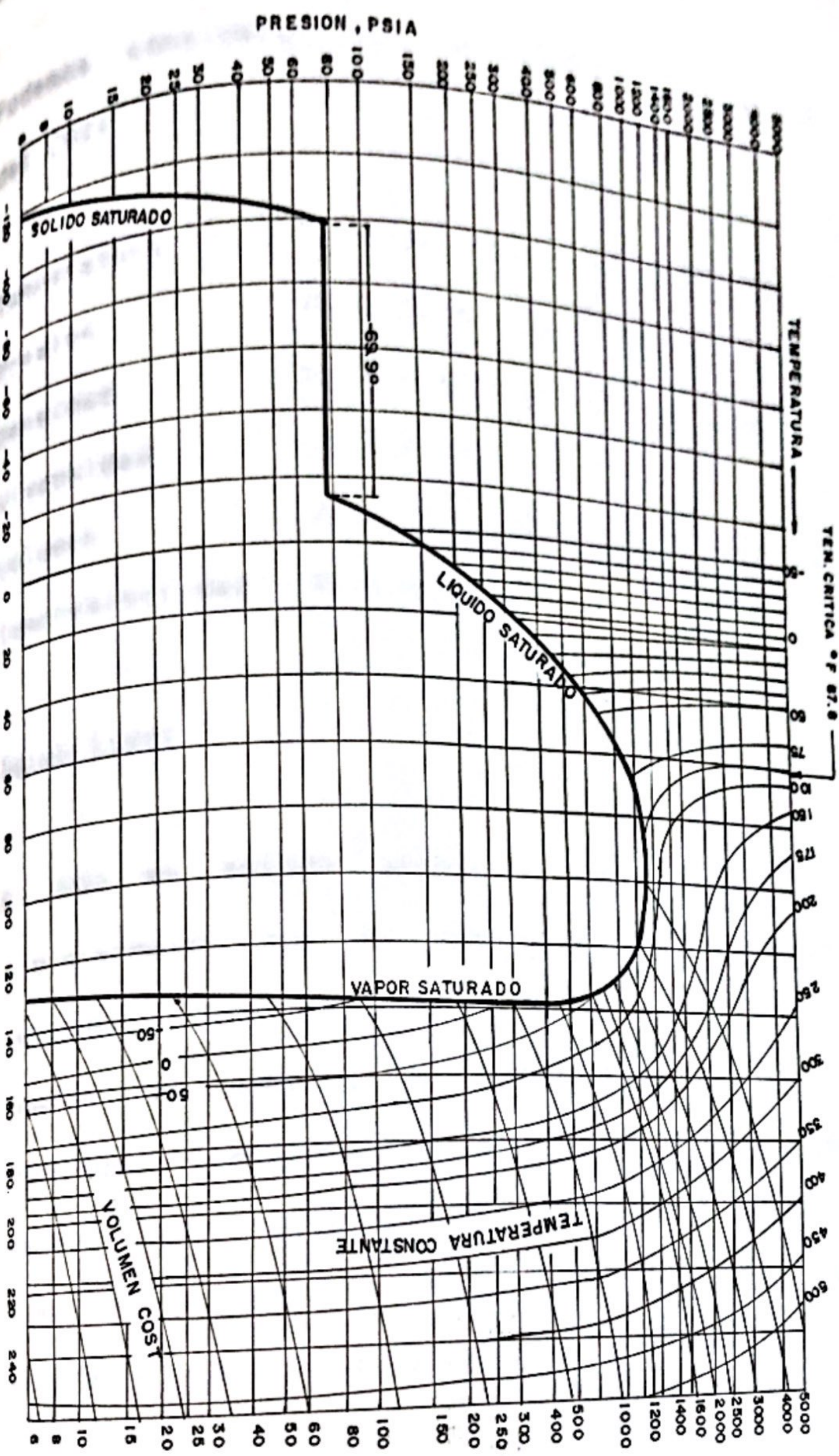
Fig.38- Solubilidad del  $\text{MgCO}_3$  en agua-carbonatada (ácido carbónico) (39)





ESTADO LIBRE ASOCIADO DE PUERTO RICO

ENTALPIA - BTU / LB





## Propiedades críticas

Podemos considerar las siguientes propiedades críticas del CO<sub>2</sub>:

Temperatura crítica  $T_c = 304,2^\circ\text{K} = 87,8^\circ\text{F} = 548^\circ\text{R}$

Presión crítica  $P_c = 72,85\text{ atm} = 1070,89\text{ psi}$

Densidad crítica  $\rho_c = 0,4679\text{ gr/cc} = 2920,95\text{ lb/ft}^3$

Viscosidad crítica  $\mu_c = 0,0335\text{ cp}$

Volumen crítico  $V_c = 94,24\text{ cc/gr-mol} = 1,506\text{ pie}^3/\text{lb-mol}$

Compresibilidad crítica  $Z_c = 0,275$

## Solubilidad

El CO<sub>2</sub> en estado gaseoso es considerado más soluble en hidrocarburos que en agua. La solubilidad de un gas se incrementa con el aumento de la presión y disminuye cuando se aumenta la temperatura. Los sistemas CO<sub>2</sub> (gaseoso) y hidrocarburos (líquidos) siguen bastante bien estas leyes generales de las soluciones. Cuando se disuelve el CO<sub>2</sub> en el petróleo, reduce la viscosidad de éste en proporción a la cantidad de CO<sub>2</sub> disuelto.

Para otro lado, la solubilidad del CO<sub>2</sub> líquido en petróleo, no es afectada por la presión, mientras que, se incrementa con el aumento de la temperatura. Esto indica



que la máxima solubilidad del CO<sub>2</sub> líquido en el aceite se puede obtener a la más alta temperatura a la cual el CO<sub>2</sub> se encuentra todavía en estado líquido. Esta temperatura, por supuesto, es la temperatura crítica del CO<sub>2</sub> (87,8°F). Si se aumenta la temperatura por encima de este valor manteniendo la presión constante, el CO<sub>2</sub> es gaseoso y al seguir aumentando la temperatura se invierte el proceso, es decir, disminuye la solubilidad del CO<sub>2</sub> en el petróleo.

Correlaciones generalizadas para la predicción del comportamiento de la solubilidad en sistemas de CO<sub>2</sub>-petróleo a bajas presiones fueron desarrolladas por Simon y Graue (48). Esta correlación se muestra en la Figura 40.

### Comportamiento de fases

Las relaciones existentes entre los estados sólido, líquido y gaseoso de una sustancia dada, en función de la temperatura y la presión, se pueden resumir en una sola gráfica denominada diagrama de fases. Cada sustancia tiene su diagrama específico, obtenido con datos experimentales. La Figura 41 es el diagrama de fases del CO<sub>2</sub> y los diversos trozos que la forman representan en ésta sus estados sólido, líquido y gaseoso, en función de



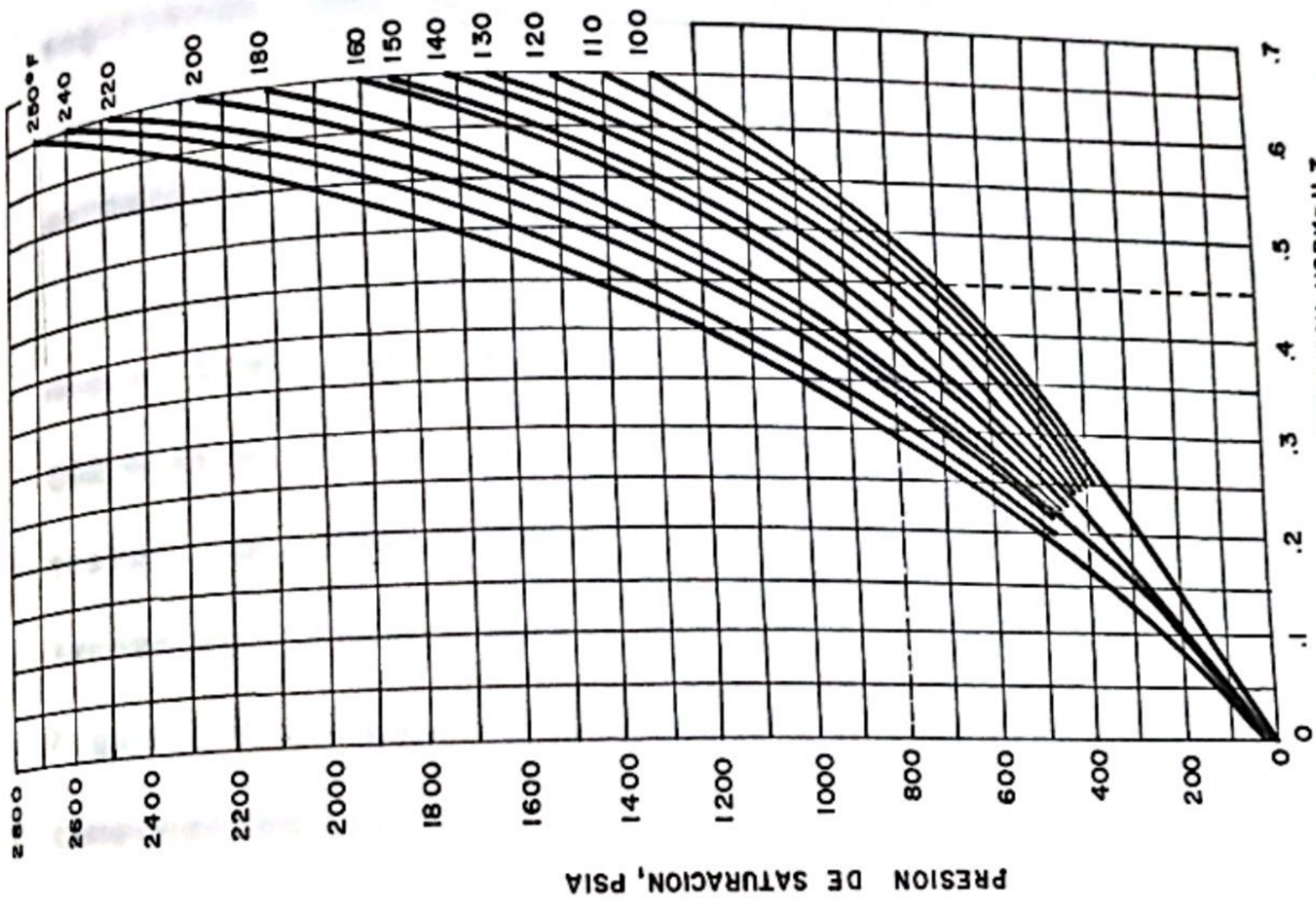


Fig. 40- Solubilidad del CO<sub>2</sub> en aceite (39, 48)

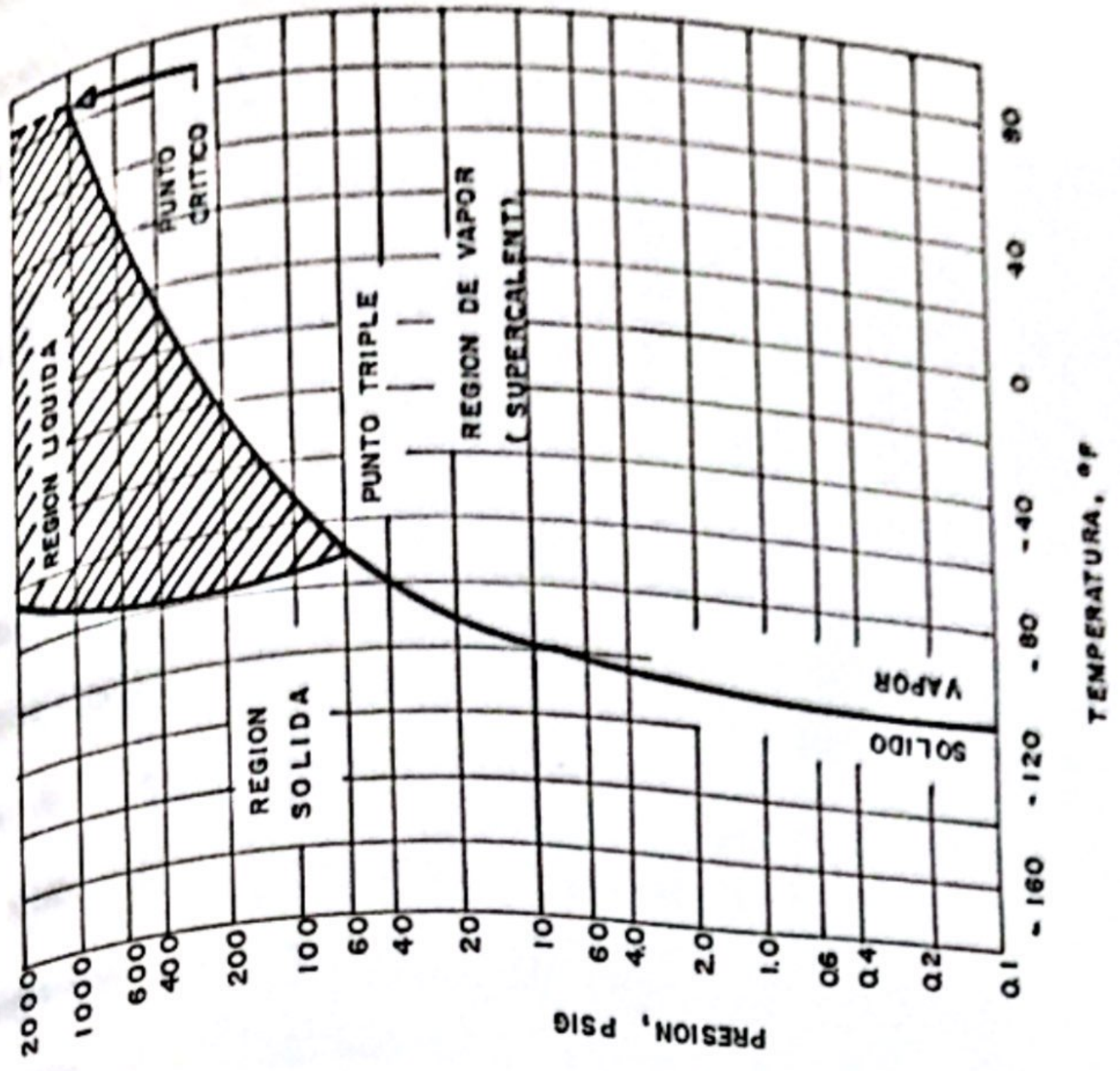


Fig. 41 - Diagrama de fases del CO<sub>2</sub> ( 3,10 )





la temperatura y la presión. Cada una de las tres regiones corresponde a un sistema monofásico, esto es, allí especificado, para cualesquiera valores de la presión y la temperatura.

Los estudios de laboratorio han mostrado que: 1) la recuperación de aceite por medio de inyección de CO<sub>2</sub> bajo condiciones similares es más alta con la inyección de CO<sub>2</sub> líquido que con la de CO<sub>2</sub> gaseoso en estado supercrítico. 2) con el incremento en la temperatura de formación la recuperación de aceite aumenta en inyecciones de CO<sub>2</sub> líquido y disminuye en las inyecciones de CO<sub>2</sub> supercrítico. 3) las inyecciones de CO<sub>2</sub> líquido dan más altas recuperaciones de aceite que las de vapor de CO<sub>2</sub>, sugiriendo que se puede requerir algunas veces presión en los pozos productores con el fin de asegurarse que el CO<sub>2</sub> permanezca líquido durante el desplazamiento (53).

Ahora bien, el comportamiento de fases de los sistemas CO<sub>2</sub>-hidrocarburos resulta más complicado, pero podríamos tratar de comprenderlo con un análisis de un diagrama ternario. Gibbs propuso la utilización de estos, Ver Figura 42, para representar la relación de fases de tres componentes puros.





Los puntos de los vértices representan sistemas monocomponentes, es decir, 100% de A, 100% de B, 100% de C.  
 Un punto sobre cualquier lado representa un sistema de dos componentes.  
 Los puntos  $P_1$  y  $P_2$  representan sistemas, cada uno tendrá la composición respectiva dependiente de donde esté en el triángulo.  
 respectivamente con  $P_2 = (\%A_2, \%B_2, \%C_2)$

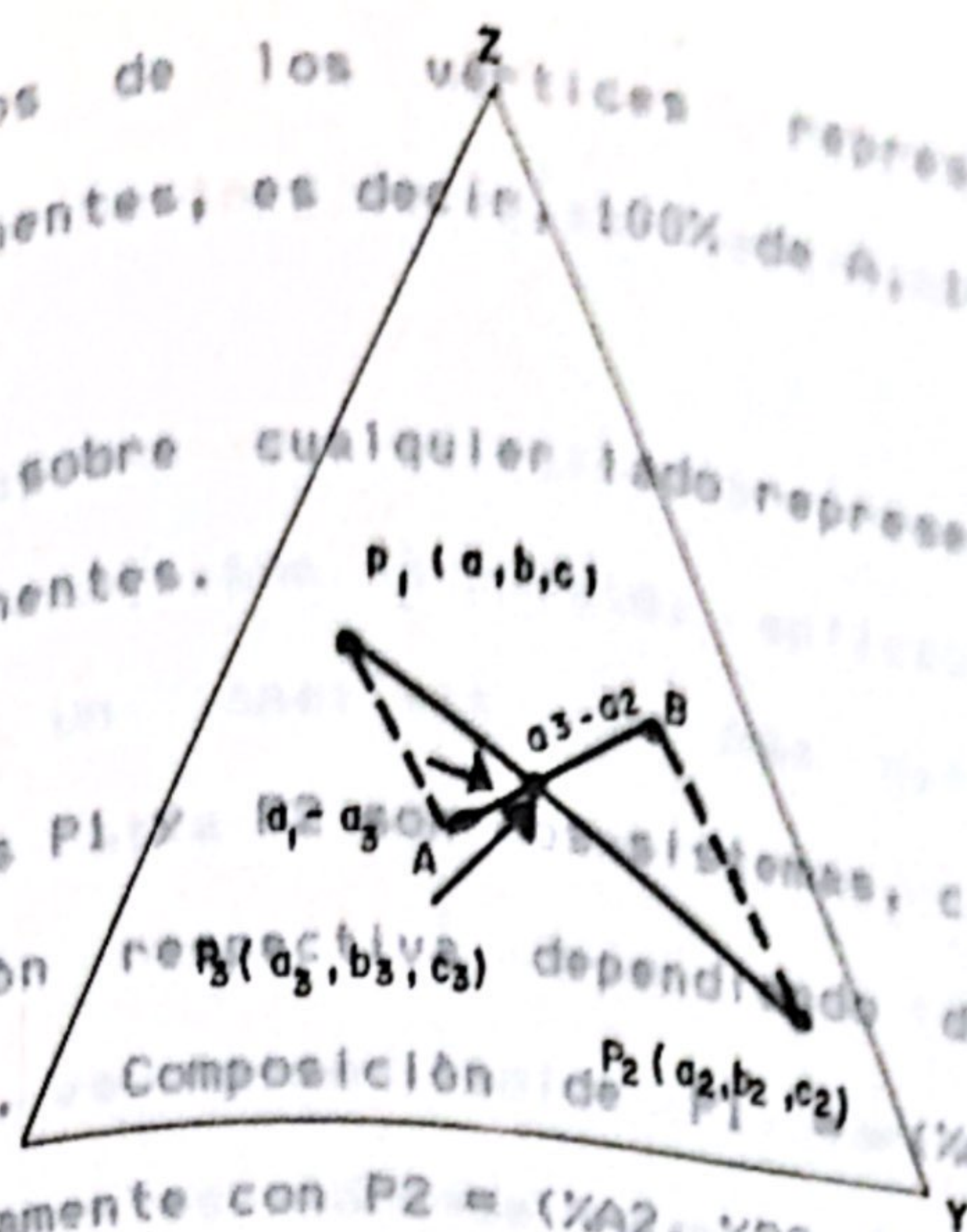
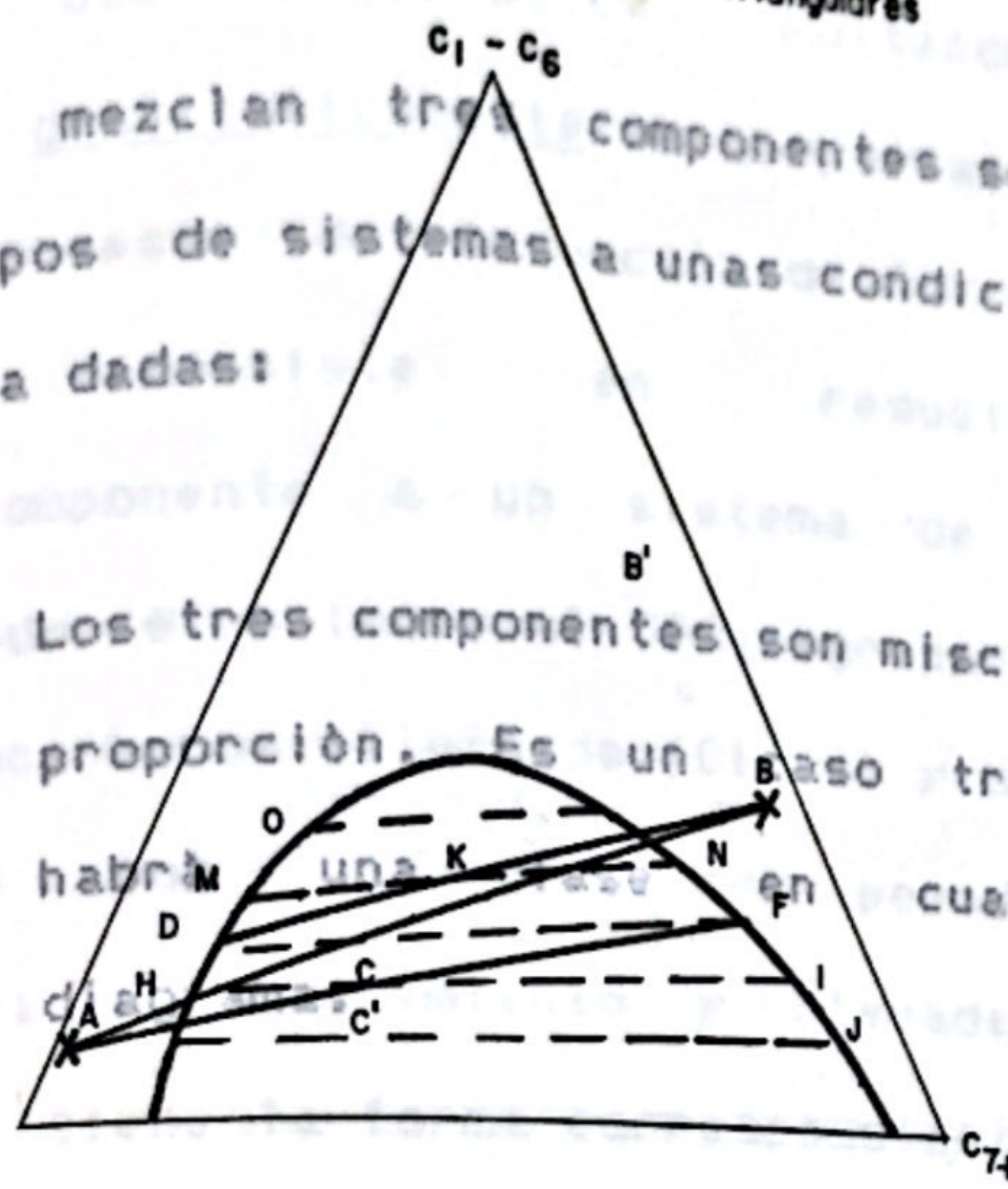


Fig.42-Propiedades de los diagramas triangulares

Cuando se mezclan tres componentes se pueden presentar varios tipos de sistemas a unas condiciones de presión y temperatura dadas:



SISTEMA I: Los tres componentes son miscibles en cualquier proporción. Es un caso trivial, pues solo habrá una fase en cualquier punto del diagrama.

SISTEMA II: Dos pares son componentes miscibles, un par es solo parcialmente miscible.

Fig 43 - Diagrama de fases del sistema  $CO_2, C_1, C_6, C_7$ , a P y T constante (17)

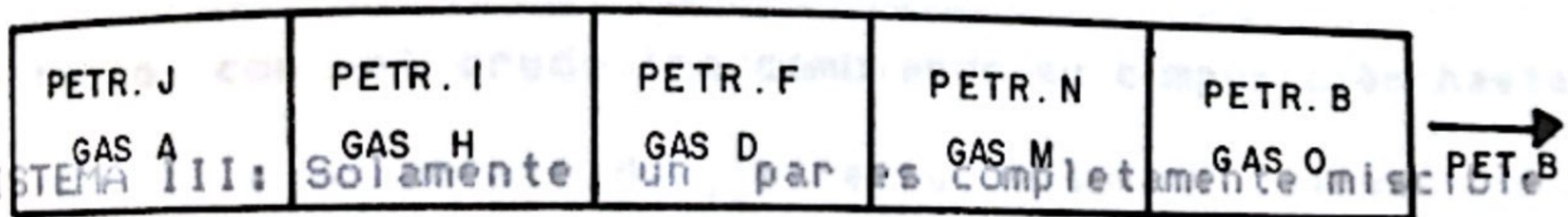


Fig.44 - Yacimiento dividido en celdas. Sistema dinámico de contactos múltiples (17)









SISTEMA IV: Los tres pares son parcialmente miscibles.

Haremos énfasis en el sistema II, pero los principios básicos serán, por supuesto, aplicables a los otros sistemas. Un análisis con más detalle del sistema ternario se halla en el Anexo 4.

Aunque no, es termodinámicamente correcto, los diagramas triangulares podemos usar también para representar sistemas CO<sub>2</sub>-hidrocarburos multicomponentes, para describir cuantitativamente su comportamiento. Por ejemplo en los procesos de inyección de CO<sub>2</sub> a alta presión. El artefacto consiste en reducir el sistema CO<sub>2</sub>-multicomponente a un sistema de tres componentes, considerando el primero al CO<sub>2</sub>, agrupando en el segundo a los hidrocarburos livianos (C<sub>1</sub>-C<sub>6</sub>) y dejando como tercer componente a los hidrocarburos pesados (C<sub>7</sub>+). A la temperatura del yacimiento, y a elevadas presiones, estos diagramas tiene la forma correspondiente a un sistema del tipo II, como se ve en la Figura 43, el gas inyectado al yacimiento y que se mueve a través de éste, poniéndose en contacto con el crudo ira cambiando su composición hasta un punto de miscibilidad, este puede ser denominado como un "sistema dinámico, de contactos múltiples" (17), ver Figura 44, para mayor ampliación ver Anexo 5.



## Propiedades del transporte

Las aplicaciones de campo en los procesos de no equilibrio de interés requieren que los valores de las propiedades del transporte de los fluidos estén disponibles no solamente a condiciones moderadas, sino también a temperaturas y presiones extremas. La viscosidad, conductividad térmica y difusividad, ( $k$ ,  $K$  y  $D$ ) están definidas por las relaciones básicas de momentum, calor y transferencia de masa de la siguiente manera (26):

Para la conductividad térmica, viscosidad y difusividad de gases a presiones bajas y de líquidos, el efecto de donde:  $\tau = \mu \frac{du}{dx}$   $\tau$  = esfuerzo cortante, dinas/cm  
 $\mu$  = viscosidad, centipoises  
 $U$  = velocidad de flujo, cm/seg  
 $X$  = dirección de flujo, cm  
recibe un tratamiento residual como lo tiene la viscosidad y  $q = -K \frac{dt}{dx}$   $q$  = tasa de transferencia de calor, cal/cm-sec  
 $K$  = conductividad térmica, cal/cm-sec-°K  
 $t$  = temperatura, °C  
 $x$  = dirección de flujo, cm



$$q = -D \frac{dc}{dx}$$

donde:

$q$  = tasa de transferencia de masa, gr-mol/cm -seg

$D$  = difusividad, cm/seg

$c$  = concentración, gr-mol/cm

$x$  = dirección de flujo, cm

Las Figuras 45, 46 y 47 presentan las variaciones de la viscosidad, conductividad térmica y de la difusividad con la temperatura respectivamente.

Para la conductividad térmica, viscosidad y difusividad de gases a presiones altas y de líquidos, el efecto de presión y temperatura pueden ser eliminados, según Kennedy y Thodos, por el método de Abas-Zade. En él se introducen la conductividad térmica residual  $(K-K')$  y la viscosidad residual  $(U-U')$ , y el producto  $(PD)'-(PD)$ , que recibe un tratamiento residual como lo tienen la viscosidad y la conductividad térmica, para mayor ampliación ver referencia 26.



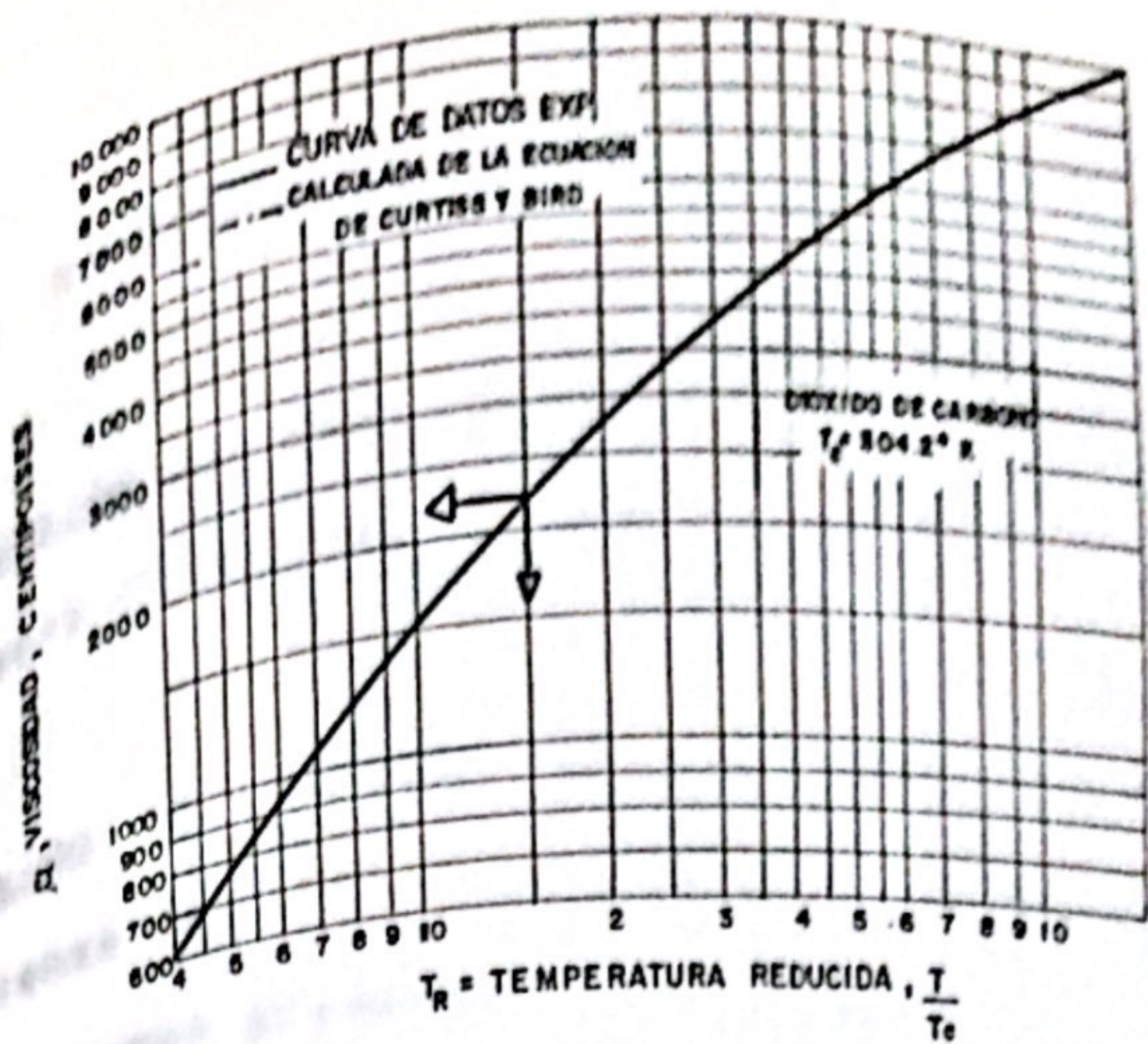


Fig 45 - Variación de la Viscosidad del CO2 con la temperatura a Presión Atmosférica (26,39)

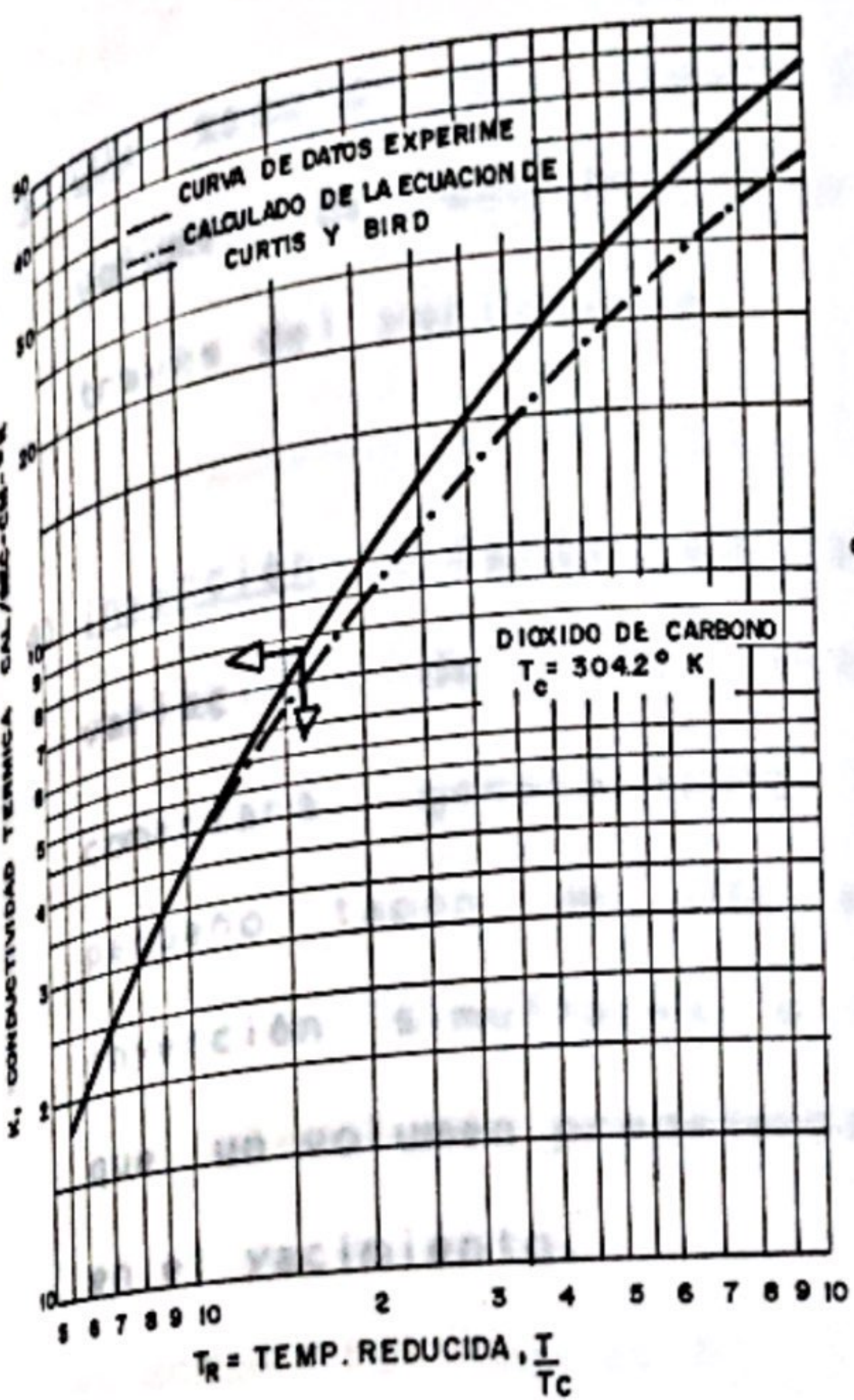


Fig 46 - Variación de la conductividad térmica del CO2 con la temperatura (26,39)

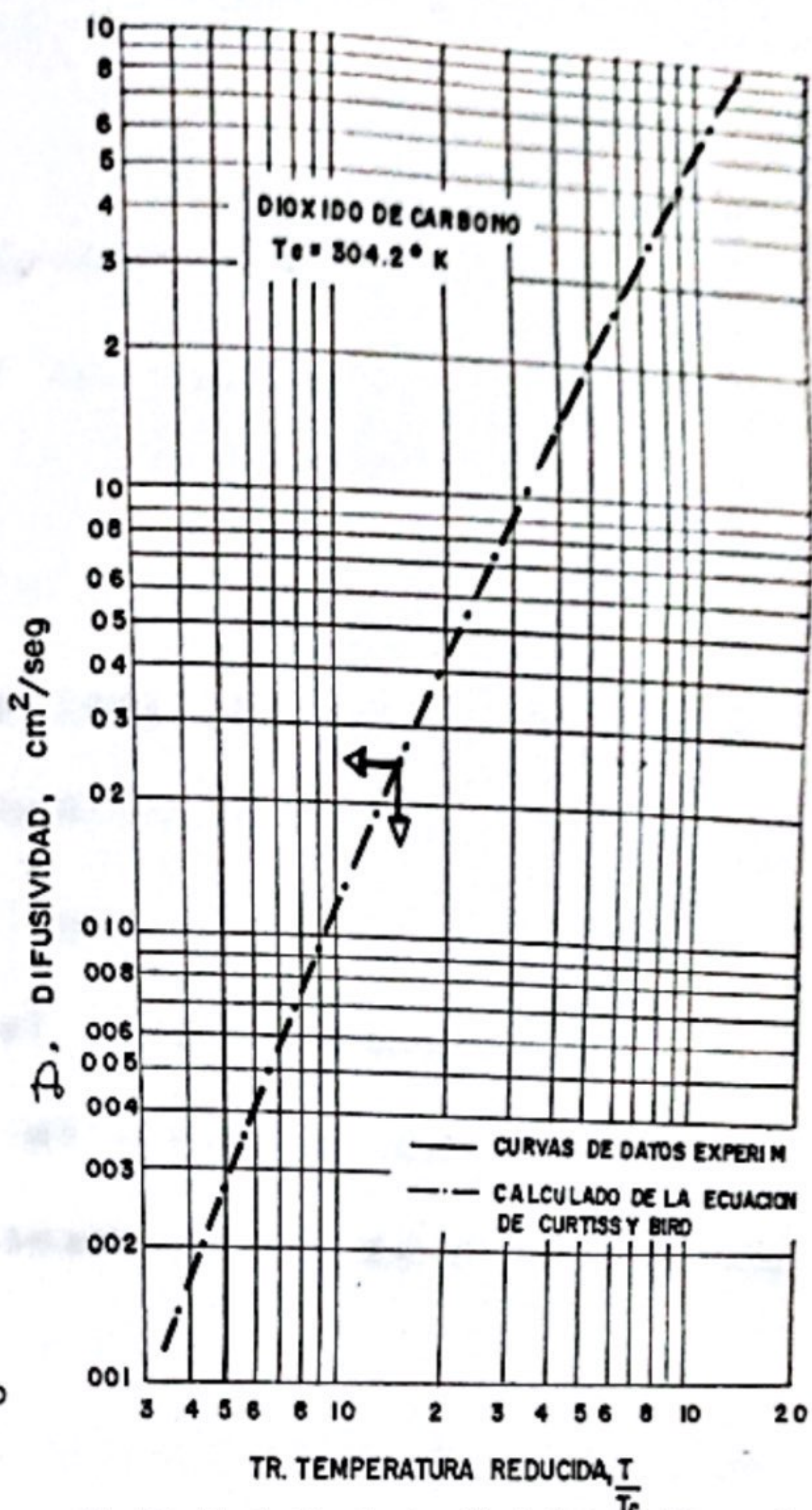


Fig 47 - Variación de la difusividad del CO2 con la Temperatura a Presión Atmosférica (26,39)

inyección de CO2 pueden también instarse la...





ANEXO 2.  
PROCESOS DE RECUPERACION MEJORADA CON CO2

1) Inyección continua de CO2: en esta variación el CO2 se inyecta continuamente hasta el final de la recuperación.

2) Dióxido de carbono seguido por Gas: este proceso comienza con la inyección de CO2 hasta que se alcanza un volumen preseleccionado en el yacimiento y luego un gas más económico que el dióxido de carbono, se usa como fluido de empuje principal.

3) CO2 seguido por Agua: después de la inyección del volumen deseado de CO2 se usa agua para desplazarlo a través del yacimiento.

4) Inyección Simultánea/Alternada de CO2 y Agua: esta variación de los procesos de inyección de CO2 comenzará generalmente con la inyección de un pequeño tapón de CO2 el cual es seguido por una inyección simultánea o alternada de CO2 y agua hasta que un volumen predeterminado de CO2 ha sido inyectado en el yacimiento.

5) Inyección Combinada de CO2/disolvente: los procesos de inyección de CO2 pueden también incluir la inyección



serán inyectados secuencialmente. Por ejemplo en desplazamiento vertical hacia abajo el CO<sub>2</sub> puede ser seguido por un gas más ligero para maximizar la ventaja de la segregación gravitacional; en desplazamiento vertical hacia arriba el CO<sub>2</sub> estará seguido por agua, para obtener ventaja de nuevo de la segregación gravitacional.

El factor de caracterización K, UOPK (Universal Oil Properties) el cual es utilizado para relacionar estas propiedades del aceite con la solubilidad del CO<sub>2</sub>.

$$UOPK = \frac{\sqrt[3]{T_b}}{\gamma_o}$$

- UOPK = Factor de caracterización,
- T<sub>b</sub> = punto de ebullición molar promedio, °R
- γ<sub>o</sub> = gravedad específica a 60°F

En las Figuras 40 y 48 la solubilidad se expresa como X fracción molar del CO<sub>2</sub> en la mezcla hidrocarburo-CO<sub>2</sub>. La Figura 40 muestra el comportamiento de la solubilidad expresada como una función de la temperatura y presión de saturación. La solubilidad que aparece en la Figura 48 es para un crudo cuyo factor de caracterización UOPK es 11.7. La Figura 48 nos da el factor de corrección de la solubilidad para aceites con factores de caracterización UOPK diferentes de 11.7.





ANEXO 3.  
SOLUBILIDAD DEL CO<sub>2</sub> EN HIDROCARBUROS Y AGUA

La solubilidad del CO<sub>2</sub> es influenciada por el punto de ebullición y la gravedad específica del aceite (48). Watson, Nelson y Murphy desarrollaron el factor de caracterización K, UOPK ( Universal Oil Products ) el cual es utilizado para relacionar estas propiedades del aceite con la solubilidad del CO<sub>2</sub>

$$UOPK = \frac{\sqrt[3]{T_b}}{\gamma_0}$$

Donde: UOPK = Factor de caracterización.

T<sub>b</sub> = punto de ebullición molar promedio, °R

γ<sub>0</sub> = gravedad específica a 60°F

En las Figuras 40 y 48 la solubilidad se expresa como X<sub>CO<sub>2</sub></sub>, fracción molar del CO<sub>2</sub> en la mezcla hidrocarburo-CO<sub>2</sub>. La Figura 40 muestra el comportamiento de la solubilidad expresada como una función de la temperatura y presión de saturación. La solubilidad que aparece en la Figura 48 es para un crudo cuyo factor de caracterización UOPK es 11,7. La Figura 48 nos da el factor de corrección de la solubilidad para aceites con factores de caracterización UOPK diferentes de 11,7. (48).





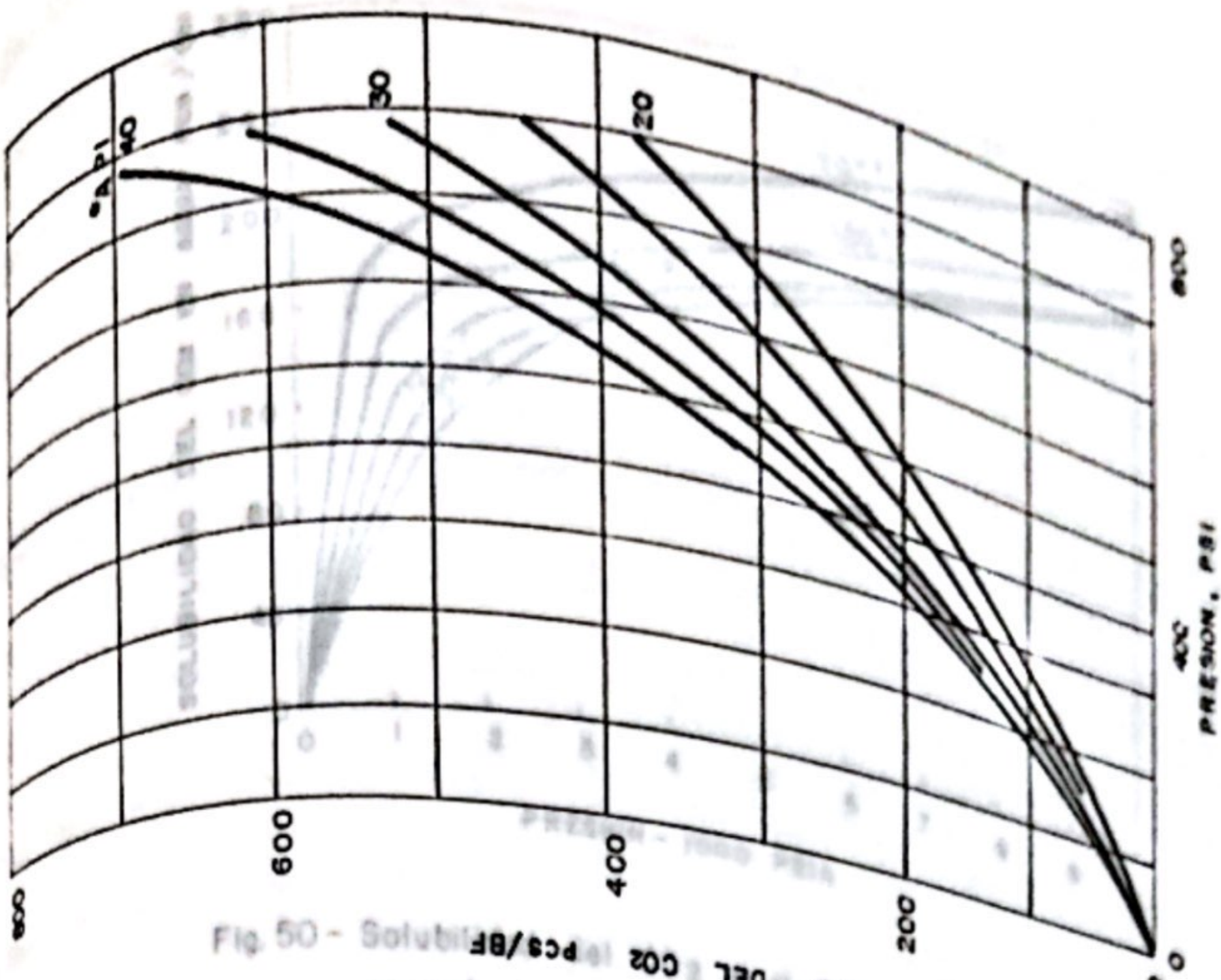


Fig. 49 - Solubilidad del Dióxido de carbono en varios crudos a 80°F (53)

Fig. 50 - Solubilidad del CO2 en crudos a 80°F (53) en función de la presión a varias temperaturas (48)

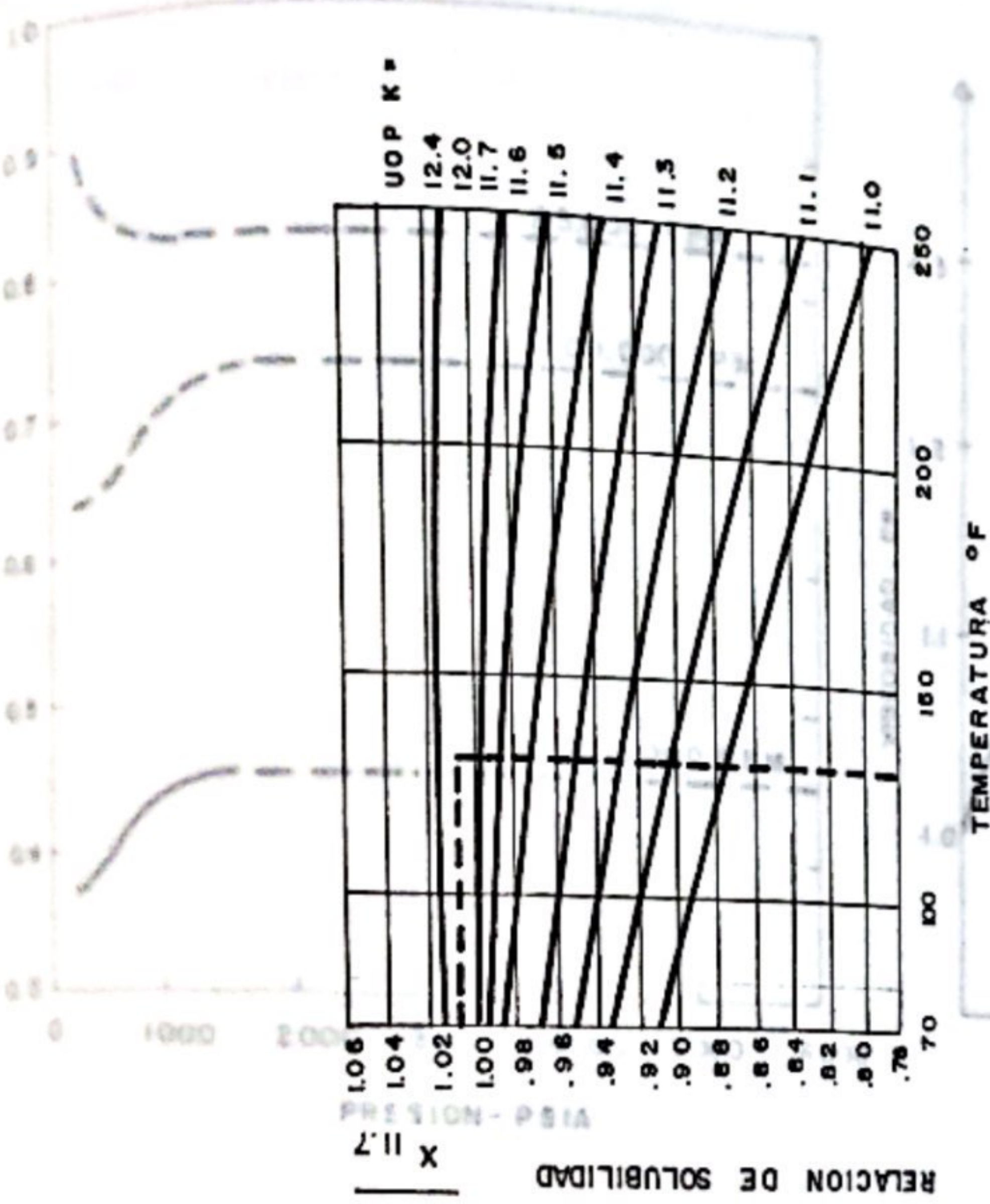


Fig. 48 - Relación de solubilidad del CO2 (48)

Fig. 51 - Factor de corrección para la solubilidad del CO2 en agua (39)

Fig. 52 - Viscosidad del agua entre 20 y 80°F en función del contenido de CO2 (53)





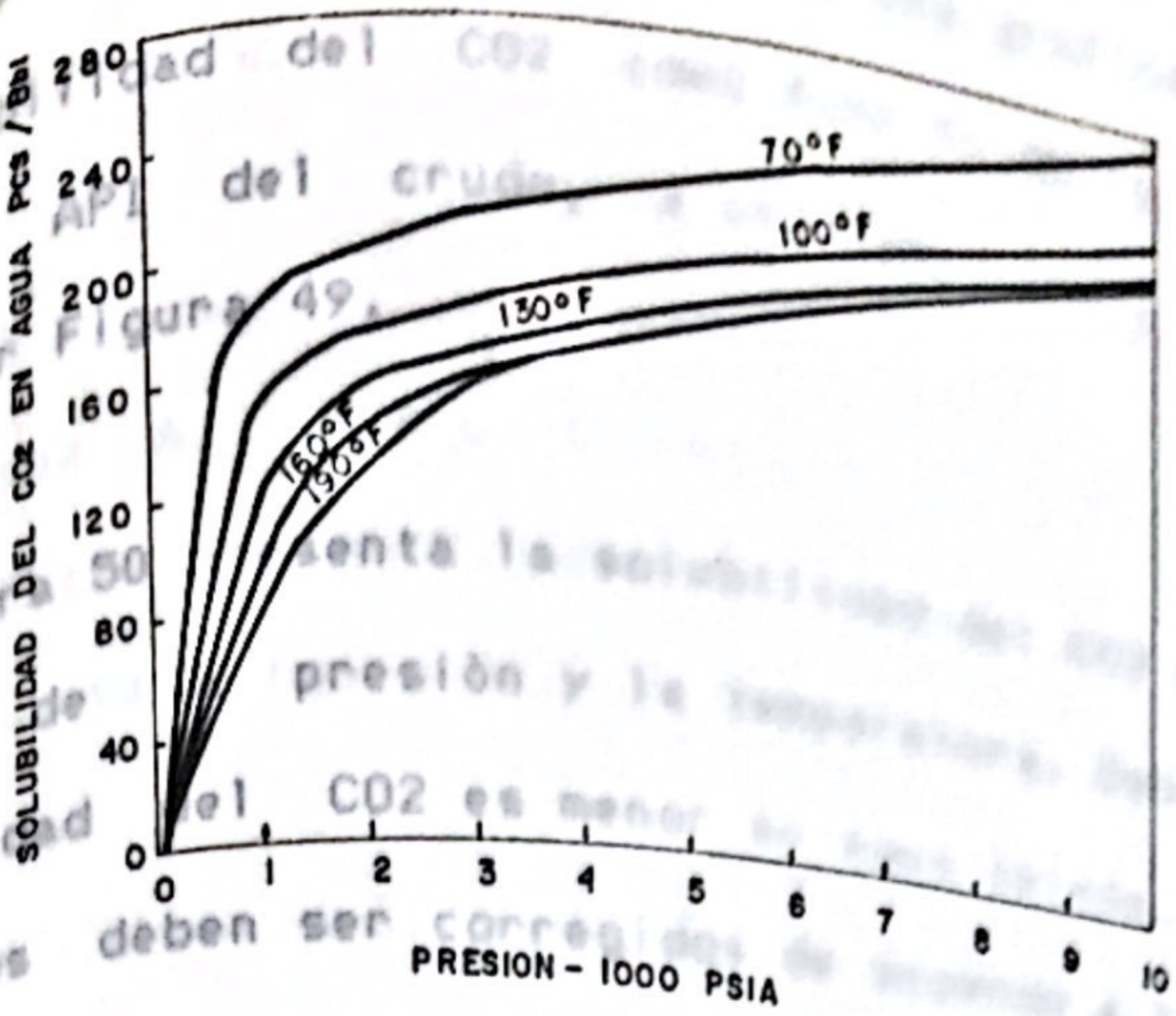


Fig. 50- Solubilidad del CO2 en el agua como una función de la presión a varias temperaturas (48)

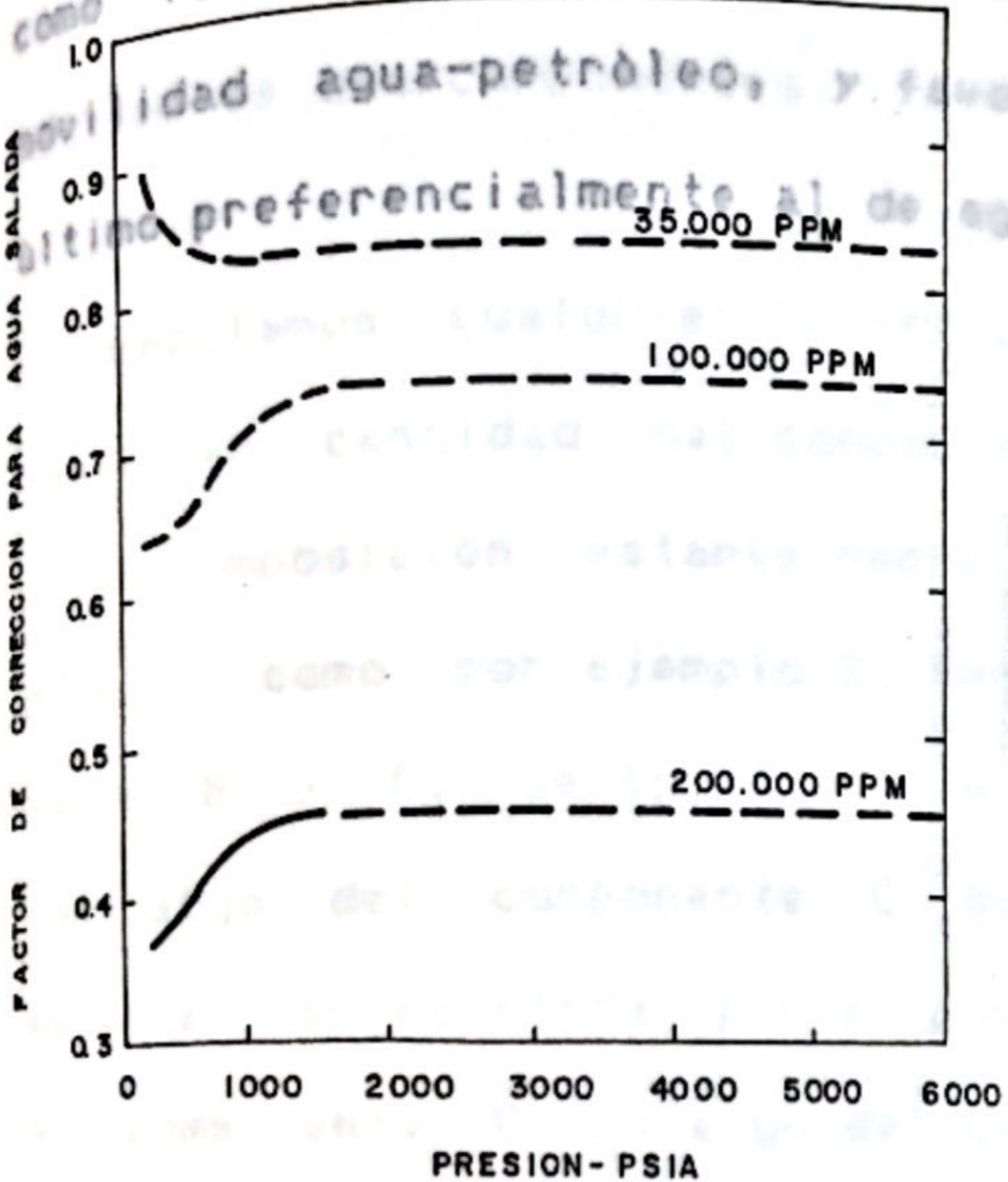


Fig. 51- Factor de corrección para la solubilidad del CO2 en agua salada (39)

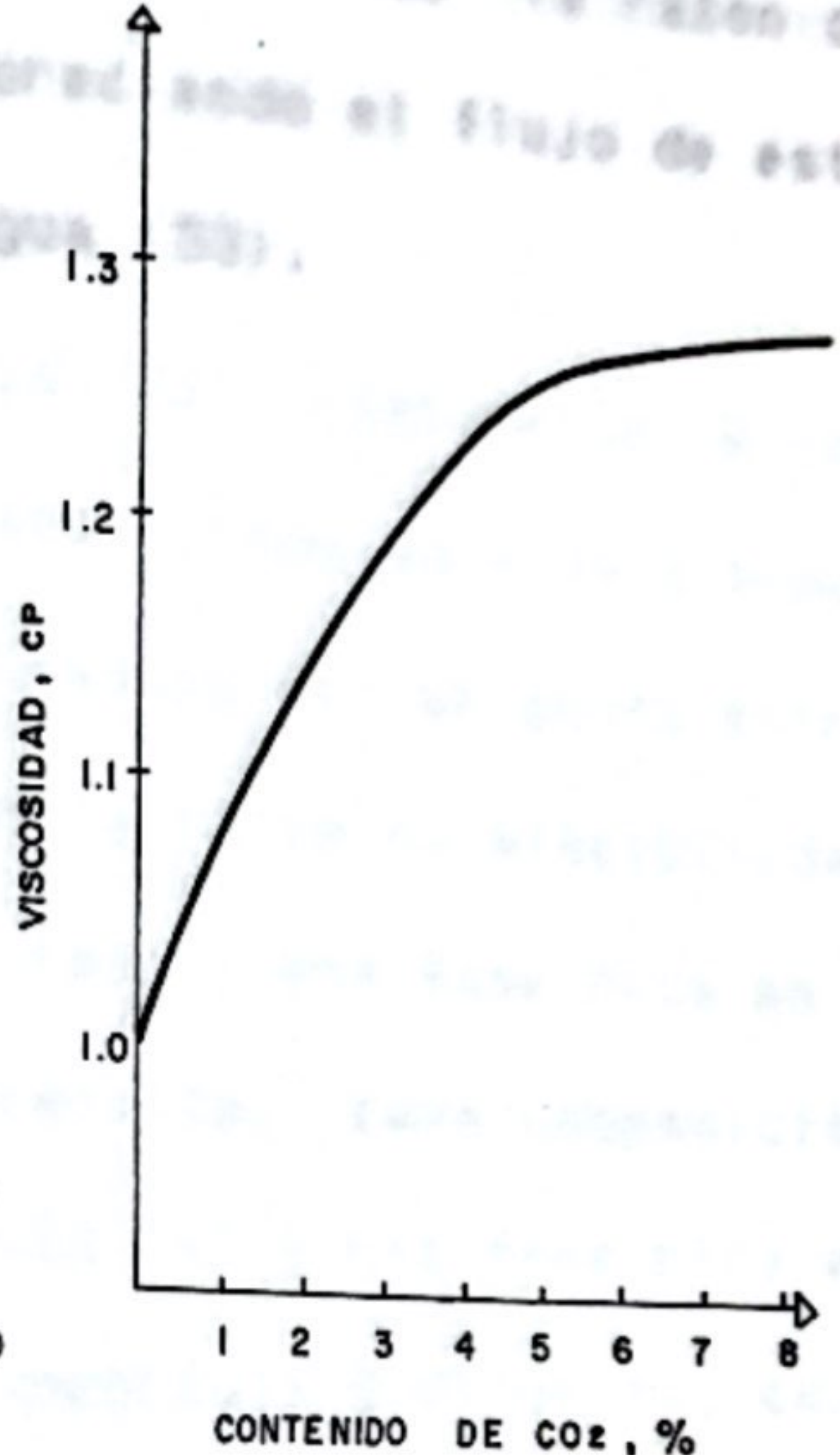


Fig. 52- Viscosidad del agua contra contenido de CO2 (53)





Welker y Dunlop (53), elaboraron una gráfica que muestra la solubilidad del  $\text{CO}_2$  como función de la presión y la gravedad API del crudo, a una temperatura constante de  $60^\circ\text{F}$ , Ver Figura 49.

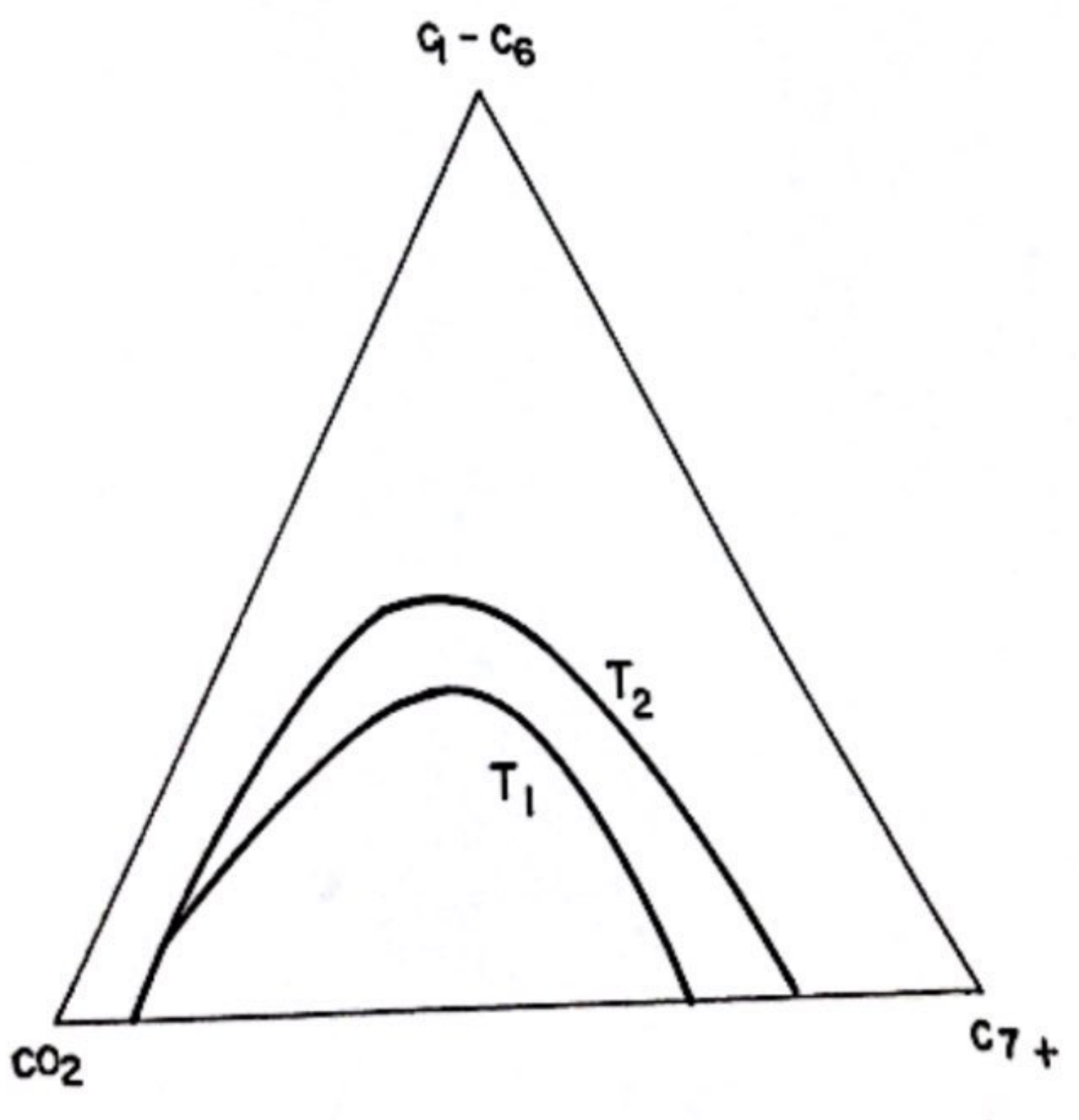
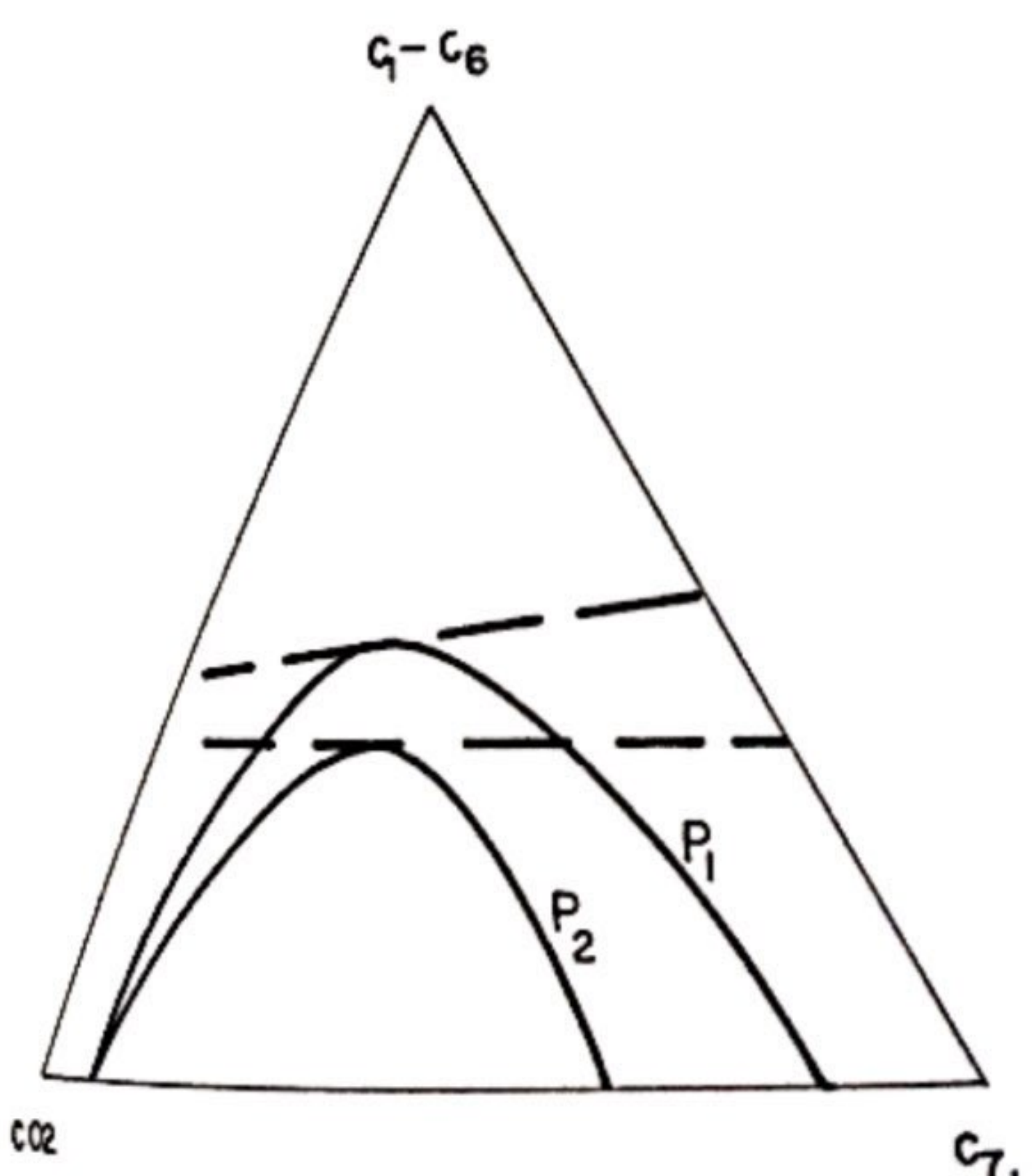
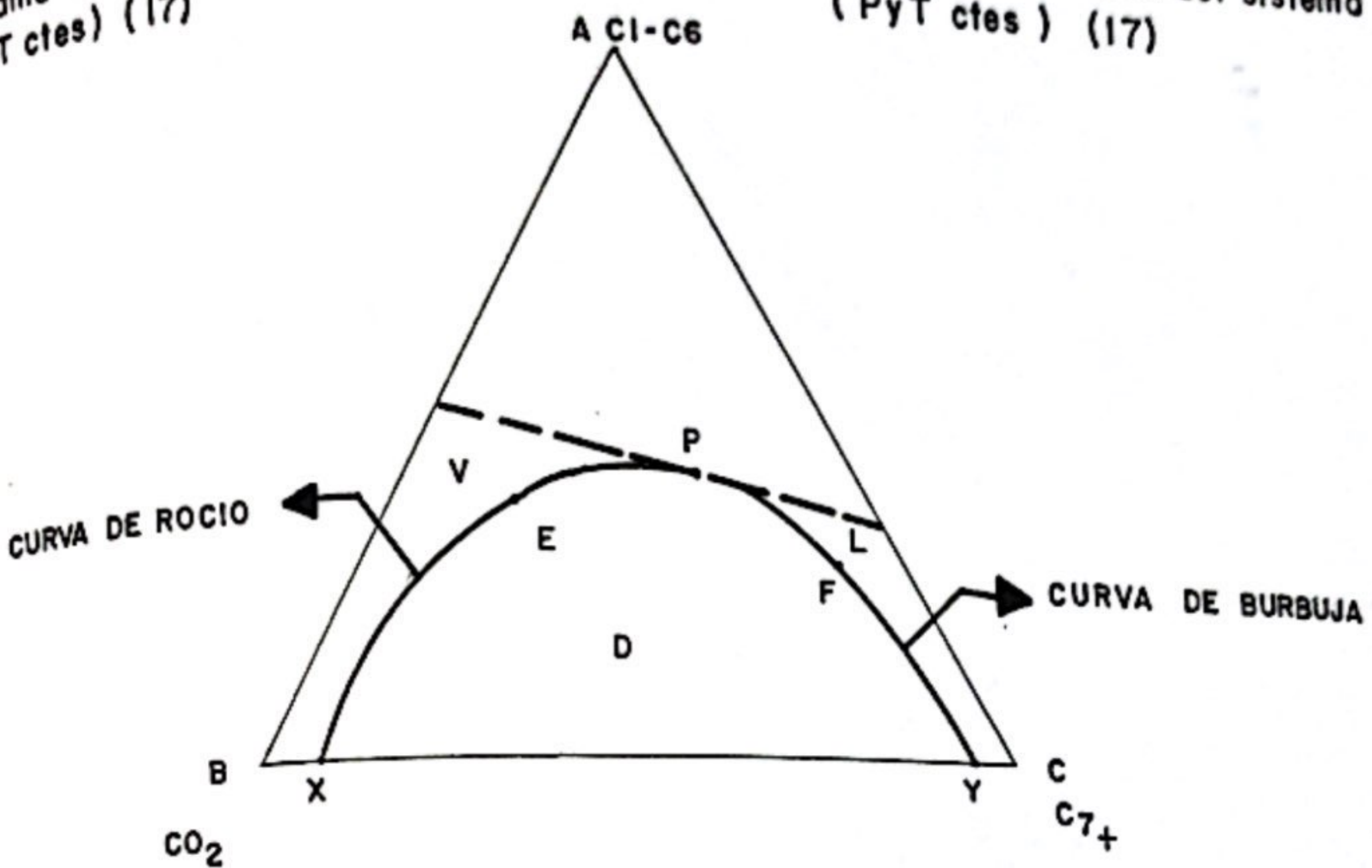
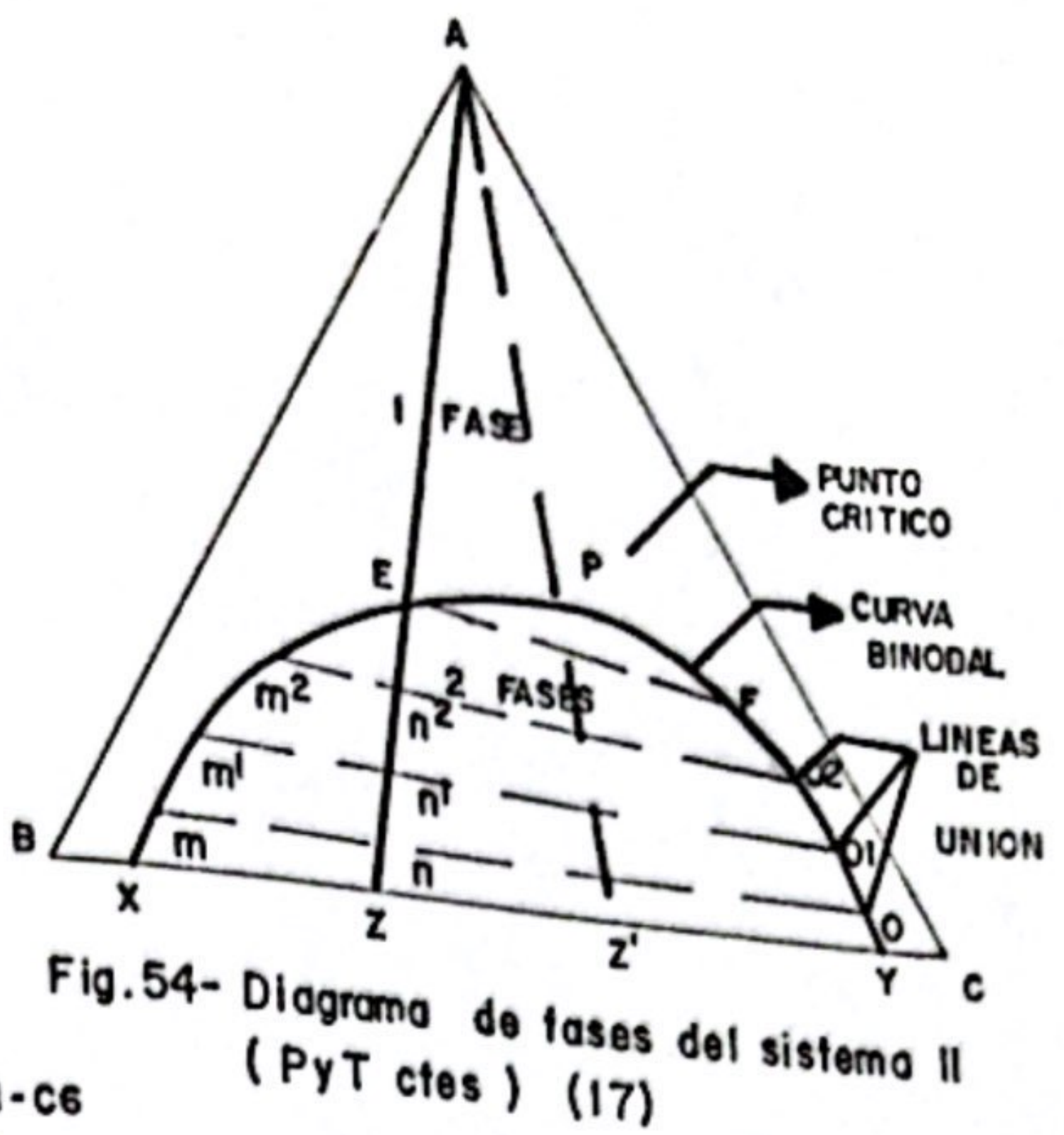
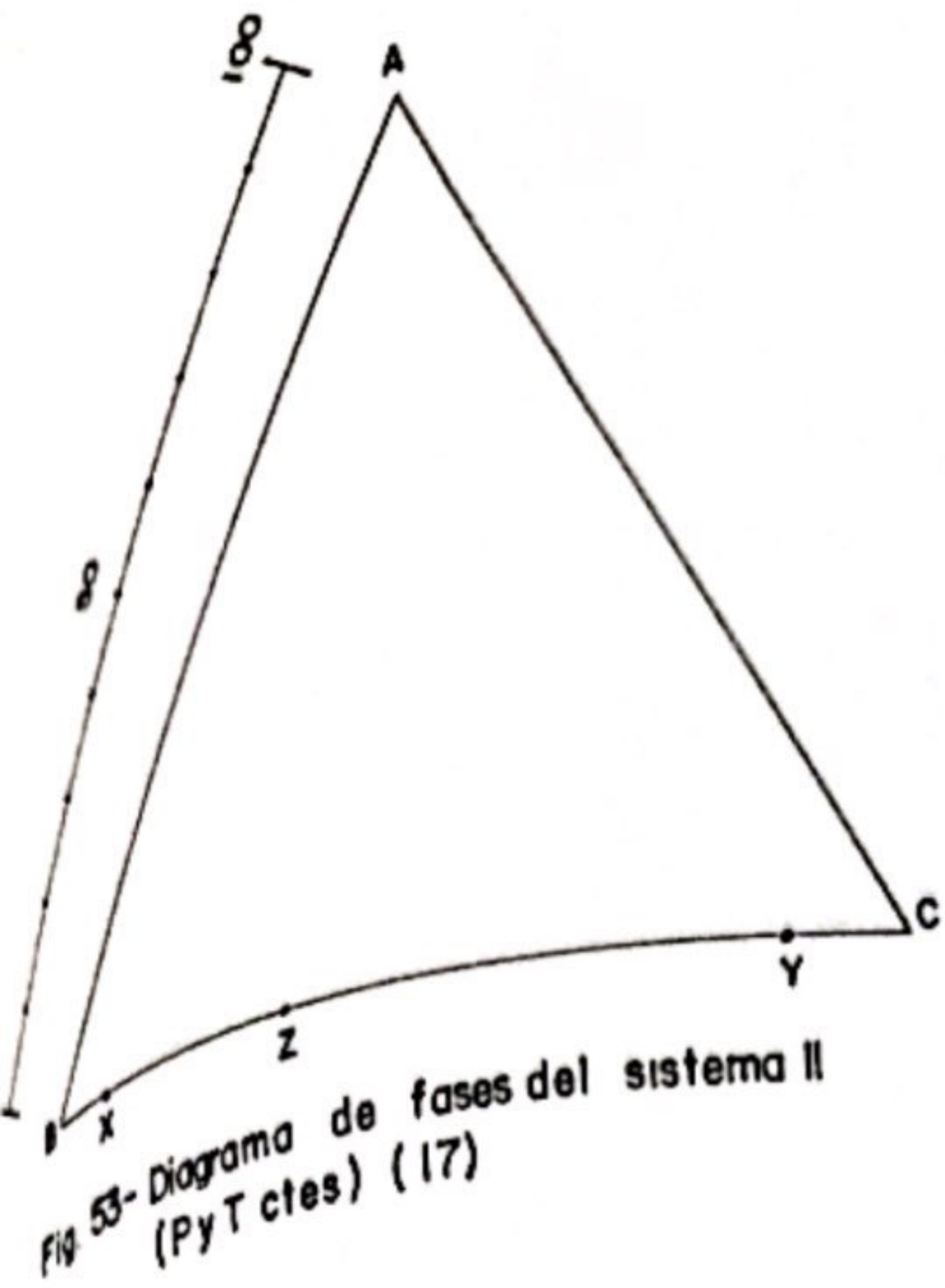
La Figura 50 presenta la solubilidad del  $\text{CO}_2$  en agua como función de la presión y la temperatura. Debido a que la solubilidad del  $\text{CO}_2$  es menor en agua salada, los valores obtenidos deben ser corregidos de acuerdo a la salinidad, ver Figura 51.

El  $\text{CO}_2$  en agua, aumenta la viscosidad de la misma, tal como lo muestra la Figura 52, afectando la razón de movilidad agua-petróleo, y favoreciendo el flujo de este último preferencialmente al de agua (53).

Si mezclamos cualquier cantidad del componente B con cualquier cantidad del componente C, nos dará un sistema cuya composición estaría representada por un punto entre B y C como por ejemplo Z. Por la razón de miscibilidad entre B y C, se formarían dos fases: una fase rica en B con algo del componente C disuelto, cuya composición estaría representada por el punto "X" y una fase rica en el componente C con algo del componente B disuelto, cuya composición estaría representada por el punto "Y".

ecuaciones y análisis de la referencia (17).







tenemos que si  $w_t$  es el peso total de la mezcla y se ha formado un peso de  $w_b$  de la fase rica en B y  $w_c$  de la fase rica en C, estos pesos serán proporcionales a los segmentos  $\overline{XZ}$  y  $\overline{ZY}$  de modo que:

$$\frac{w_b}{w_t} = \frac{\overline{ZY}}{\overline{XY}}$$

$$\frac{w_c}{w_t} = \frac{\overline{XZ}}{\overline{XY}}$$

También se pueden encontrar las siguientes relaciones:

$$\frac{w_b}{w_t} = \frac{\overline{ZY}}{\overline{XY}}$$

$$\frac{w_c}{w_t} = \frac{\overline{XZ}}{\overline{XY}}$$

Si a partir de la mezcla de los dos componentes inmiscibles B y C, de composición Z, agregamos una cierta cantidad de componente A, miscible en B y en C, se formará un sistema cuya composición, por ejemplo,  $n_1$ , caerá en un punto de la línea que une Z con A. La cantidad agregada de A se distribuirá entre las fases formadas por B y C, pero no necesariamente proporcional, dando origen a dos nuevas fases de composición m y o cuya línea de unión no será por lo tanto la paralela al lado BC. Otra característica muy importante en este tipo de



mezclas son que a la presencia de un componente miscible en dos líquidos inmiscibles entre sí, aumenta la miscibilidad mutua de estos dos últimos. Por ejemplo, en la Figura 54,  $\overline{m_0} < \overline{xy}$ , si seguimos agregando componente A, se seguirán formando nuevas mezclas de composición total  $n_1, n_2, \text{etc.}$ , que a su vez se dividirán en mezclas de composición  $m_1, m_2, o_1, o_2, \text{etc.}$ , cuyo lugar geométrico es la llamada "curva binodal". Los puntos  $m$  y  $o$  se van aproximando a medida que la mezcla aumenta la proporción del componente A, hasta que en el punto P, donde la línea de unión se reduce a un punto, llamado "punto de despliegue o punto crítico" (plait point) y, físicamente, representa el punto donde la composición de las dos fases son idénticas, ya no son distinguibles y de ahí el nombre de punto crítico. En este tipo de procesos, no así la presión, la cual se puede elevar hasta valores El área encerrada por la curva binodal constituye la región de dos fases. Cualquier mezcla de los componentes A, B, y C, cuya composición total está dentro de esta área, se dividirá en dos fases, cuyas composiciones serán puntos definidos sobre la curva binodal. Cualquier mezcla de estos componentes que caiga fuera del área de dos fases constituirá un sistema monofásico a una presión y temperatura determinadas.

En el caso común de hidrocarburos, en los que las fases



formadas son una líquida y otra gaseosa, el punto crítico  
P separa las curvas de rocío y de burbuja, que a su vez  
forman la curva binodal. Si el componente B de la Figura  
55, fuese el más ligero (p.e. CO<sub>2</sub>) y el componente C el  
más pesado (p.e. C<sub>7+</sub>), la porción XP sería la curva de  
rocío y la porción PY sería la curva de burbuja, cuando  
el tercer componente A es p.e. C<sub>3</sub>.

Tomando el mismo caso anterior, pero variando la presión,  
tendremos la Figura 56. Tomando el caso de la Figura 55,  
y variando la temperatura, tendremos la Figura 57.  
Observando las Figuras 56 y 57 vemos que el tamaño de la  
zona miscible se ve favorecida por las altas presiones y  
las bajas temperaturas. Naturalmente la temperatura es un  
factor que no podemos controlar en este tipo de procesos,  
no así la presión, la cual se puede elevar hasta valores  
que no sobrepasen la presión de fractura de la formación,  
gas una composición H.

Si continuamos el proceso, se puede deducir que el  
petróleo continuará cambiando su composición en la celda  
hasta que su composición alcance la representada por la  
línea de unión que al prolongarla pasa por la composición  
original del gas, como el punto J de la Figura 43. Los  
contactos posteriores no podrán producir más cambios en  
la composición del petróleo en dicha celda (17), mientras



ANEXO 5.  
CAMBIO DINAMICO DE FASES DEL SISTEMA CO2-CRUDO (MOM)

Cuando el gas A, y Figura 44, se pone en contacto con el petróleo B en la celda 1, una parte del petróleo será desplazada y el petróleo remanente en la celda formará con el gas una mezcla de composición total. Supongamos el punto C, Figura 43, sobre la recta que une los puntos A y B. Cuando se logra el equilibrio, el petróleo y el gas en la celda 1, forman dos fases de composición F para la fase líquida y, D para la fase gaseosa, sobre la curva binodal. Así, cuando entra más gas de composición A se pondrá en contacto con el petróleo de composición F, la composición total en la celda vendría dada ahora por C1 sobre la línea de unión HI. Como consecuencia, el petróleo en la celda 1, al lograr el equilibrio, tendrá una composición I en la fase líquida y el gas una composición H. Por la miscibilidad por estar A y B en las zonas inmiscibles entre sí, el recobro mejorará si continuamos el proceso, se puede deducir que el petróleo continuará cambiando su composición en la celda 1 hasta que su composición alcance la representada por la línea de unión que al prolongarla pasa por la composición original del gas, como el punto J de la Figura 43. Los contactos posteriores no podrán producir más cambios en la composición del petróleo en dicha celda (17), mientras





la composición del gas A que entra sea constante. El desplazamiento por gas condensable, el resultado final del proceso del gas, a medida que se mueve a través del yacimiento, pasa sucesivamente por las composiciones de A a H a D a M y finalmente a O (trayectoria porcentual por la curva binodal del gas). El gas se ha ido enriqueciendo por la vaporización de los hidrocarburos livianos. Sin embargo una vez que su composición alcanza la representada por el punto M no ocurrirán más cambios y el desplazamiento será del tipo Leverett) (descrito por las ecuaciones Buckley y que después de la irrupción los hidrocarburos vaporizados se producirán con el gas.

Ahora bien, si un gas de composición A ( $CO_2$ ) se inyecta en un yacimiento que contiene petróleo de composición B y estos no pueden alcanzar la miscibilidad por estar A y B en las zonas inmiscibles entre sí, el recobro mejorará debido a la expansión del petróleo (hinchamiento) y a una considerable reducción de la viscosidad. Sin embargo, si el gas tiene una composición inicial como A', por encima de P, se alcanzará miscibilidad a medida que el petróleo de composición en la celda 1, se enriquezca por contactos sucesivos con el gas rico A ( $CO_2$  rico en hidrocarburos livianos-vaporizados); entre estos dos extremos,





desplazamiento por gas a alta presión no miscible y  
desplazamiento por gas condensable miscible, entre varios  
procesos intermedios y por ende fases de acuerdo con la  
posición de la fase desplazante y de la fase desplazada  
en el diagrama de fases (17).

El proceso del comportamiento de fase puede ser  
interpretado también utilizando diagramas de presión  
composición (P-X). Examinando el desplazamiento del CO<sub>2</sub> a  
lo largo de la línea isobárica, 1 a 2, ver Figura 59,  
cerca del comienzo de la zona de mezclado crudo-CO<sub>2</sub>, se  
tiene únicamente el fluido del yacimiento representado  
por uno. Para un punto dado de referencia. A medida que  
el desplazamiento a lo largo de la línea continua, el  
porcentaje de volumen líquido disminuye en el punto de  
referencia en el yacimiento hasta que se alcanza el punto de  
de rocío. Después de este punto, únicamente se tiene CO<sub>2</sub>  
puro (punto 2) para el punto de referencia.

Una investigación de esta trayectoria isobárica es  
necesaria en la simulación de los procesos de  
desplazamiento gas-crudo, ya que hay una transferencia de  
aceite de la fase líquida al vapor, las representaciones  
tradicionales de solubilidad ( $S_o$ ,  $R_{so}$ , etc.) del  
comportamiento de fases CO<sub>2</sub>-Crudo no pueden ser usadas  
para predecir las propiedades del fluido durante el



proceso de desplazamiento  
 con un complejo  
 para ajustar  
 usado entonces  
 en la zona  
 del  
 fluido  
 desplaza

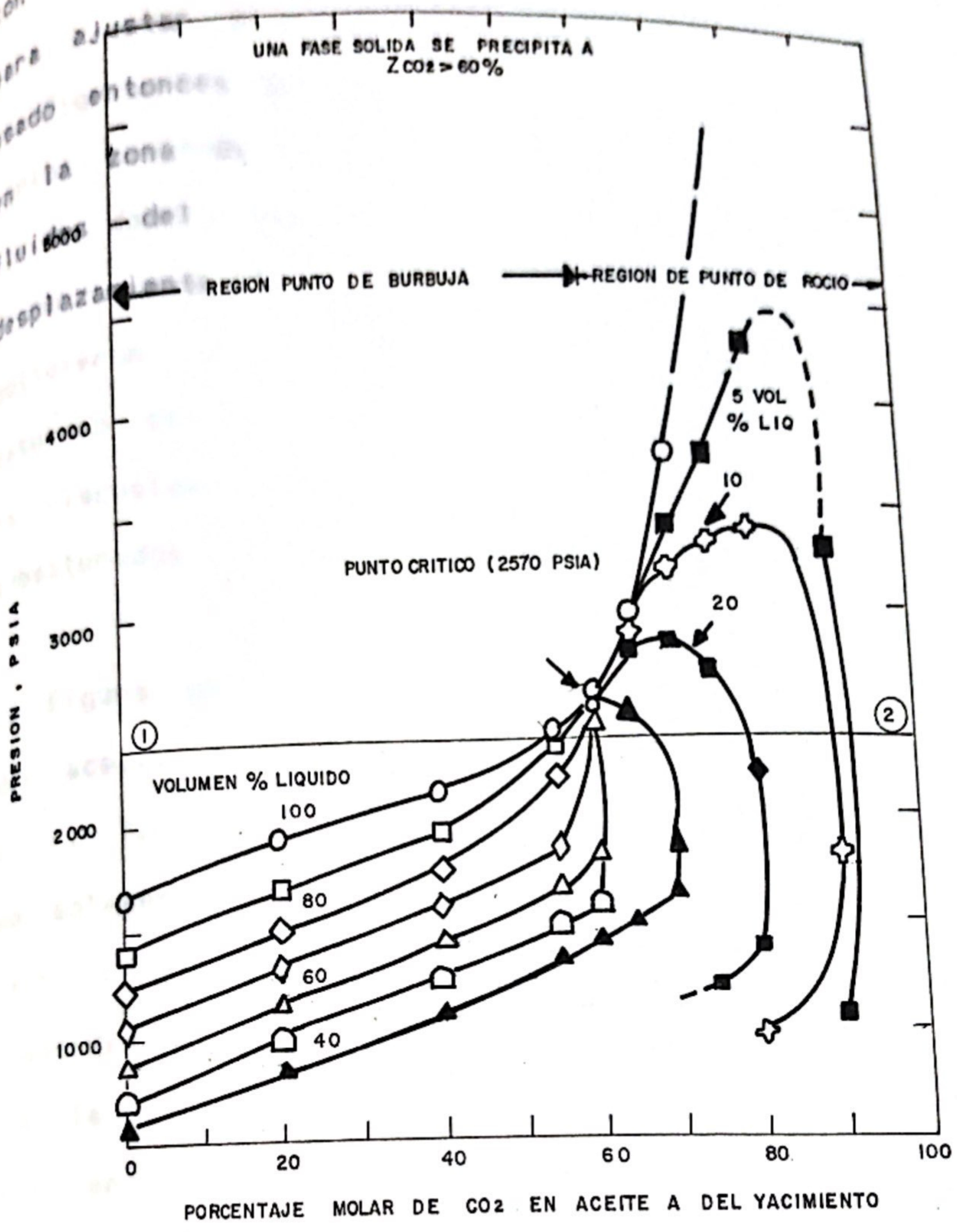


Fig.58- Comportamiento en equilibrio de contacto simple de las mezclas CO<sub>2</sub>-aceite crudo (9)



proceso de desplazamiento. Una ecuación de estado, junto con un complejo modelo del yacimiento deben ser usados para ajustar el comportamiento de fases. Tal modelo es usado entonces para predecir las propiedades del fluido en la zona de mezclado entre el fluido inyectado y los fluidos del yacimiento y la eficiencia de un desplazamiento (9).

carburos disueltos en el. En este crudo saturado con CO<sub>2</sub>. Esto muestra el por qué la reducción de la viscosidad puede ser más importante para los aceites subsaturados.

Figura 60 muestra el comportamiento de la viscosidad del aceite del tanque Head-Stam saturado con CO<sub>2</sub> a 130°F. También se muestra la densidad, y se observa que no solamente se reduce la viscosidad sino que se aumenta la densidad del aceite en la carbonatación (densidad = masa/volumen). La densidad del aceite aumenta con la adición de CO<sub>2</sub> y la expansión del agua cuando el CO<sub>2</sub> entra en la solución (2 - 70) disminuye la viscosidad de la muestra (20). Como consecuencia, cuando se inyecta la densidad del crudo y del agua se incrementa lo cual reduce las posibilidades de separación gravitacional de estos fluidos, y el desplazamiento (eficiencia) de la mezcla CO<sub>2</sub>-agua



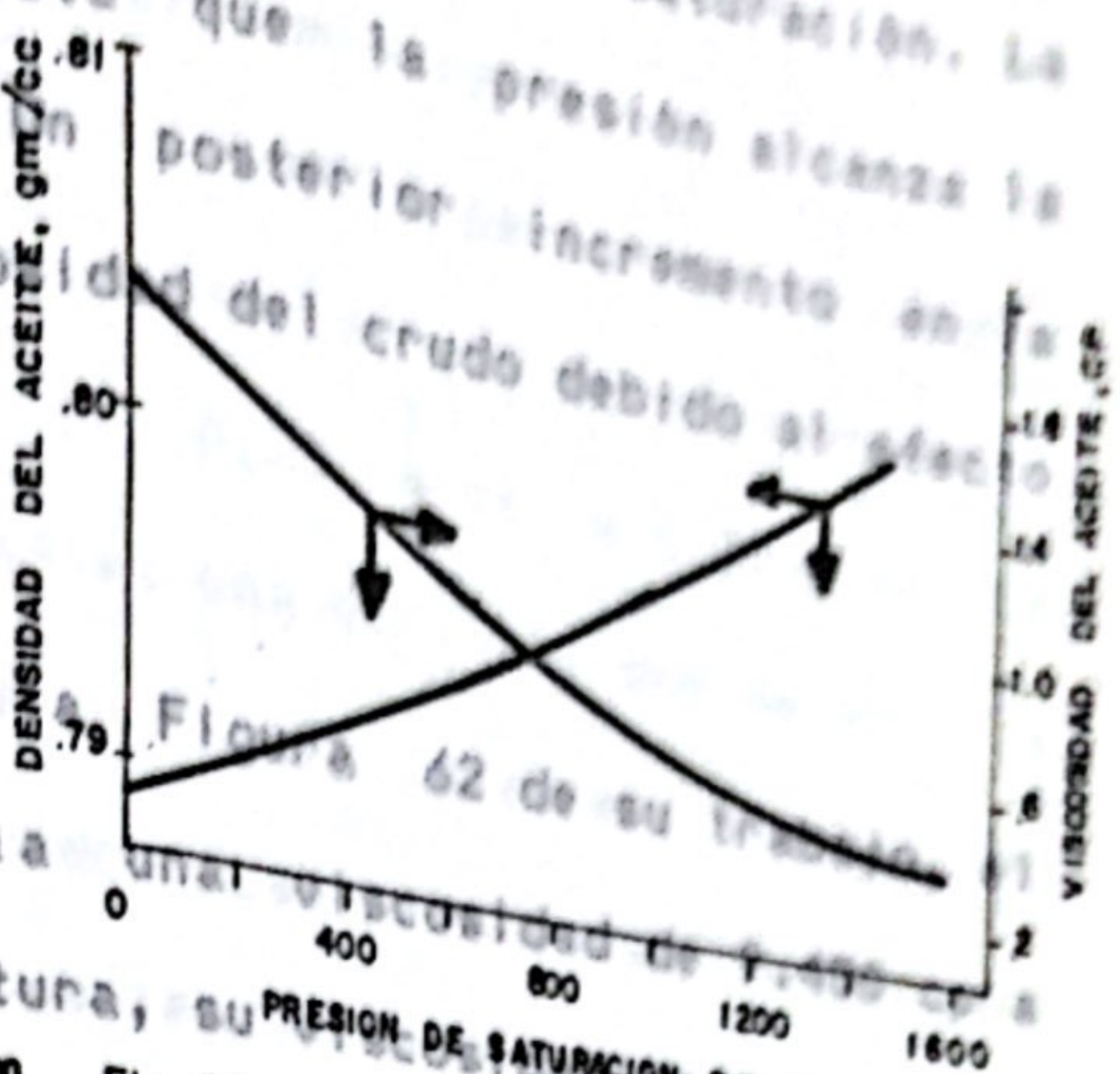
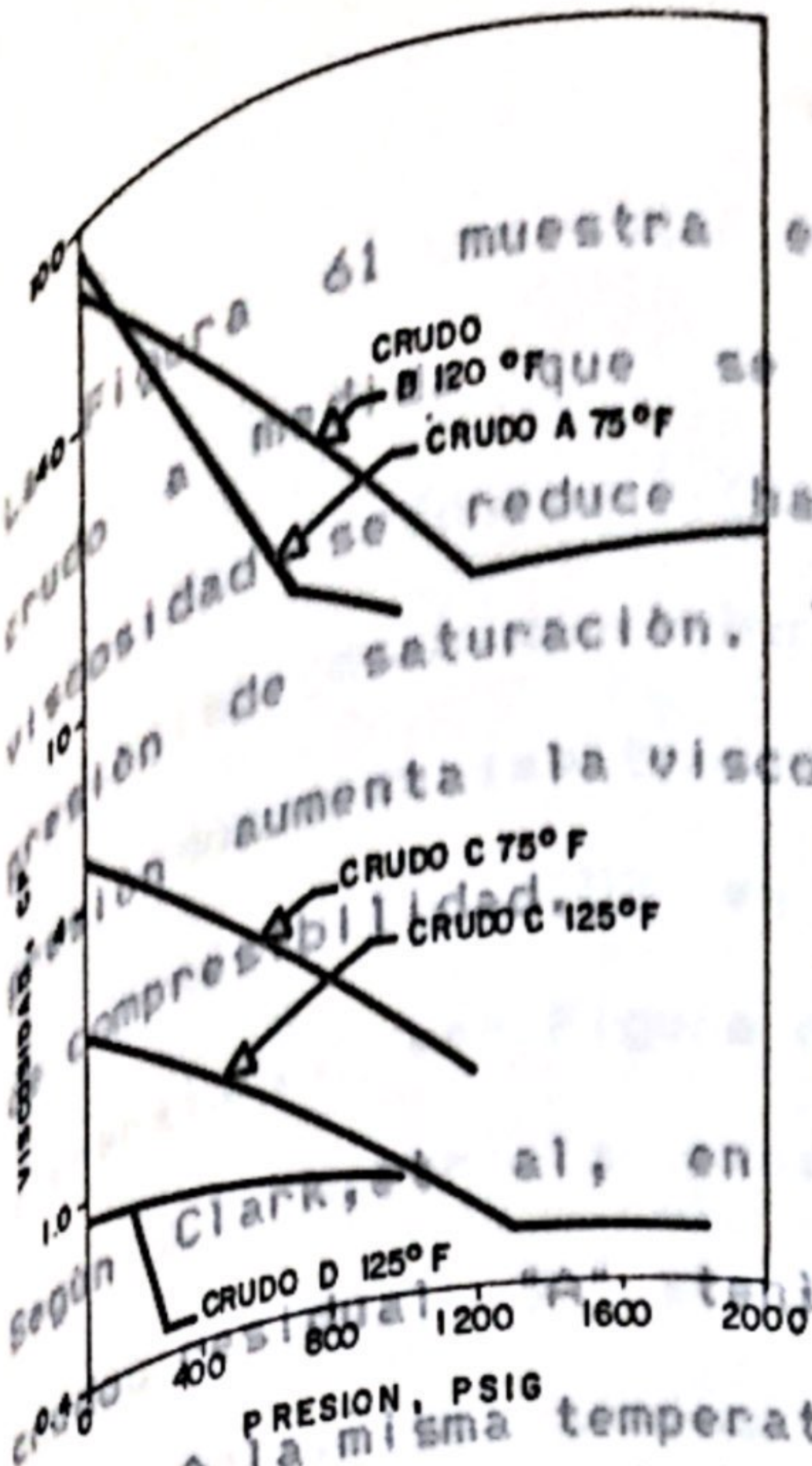


Fig. 59 - Viscosidad de crudos saturados con  $CO_2$  cuando saturado el aceite con  $CO_2$  a 135°F (30, 31, 32)

Fig. 60 - Crudo Mead Straw saturado con  $CO_2$  a 135°F (30, 31)

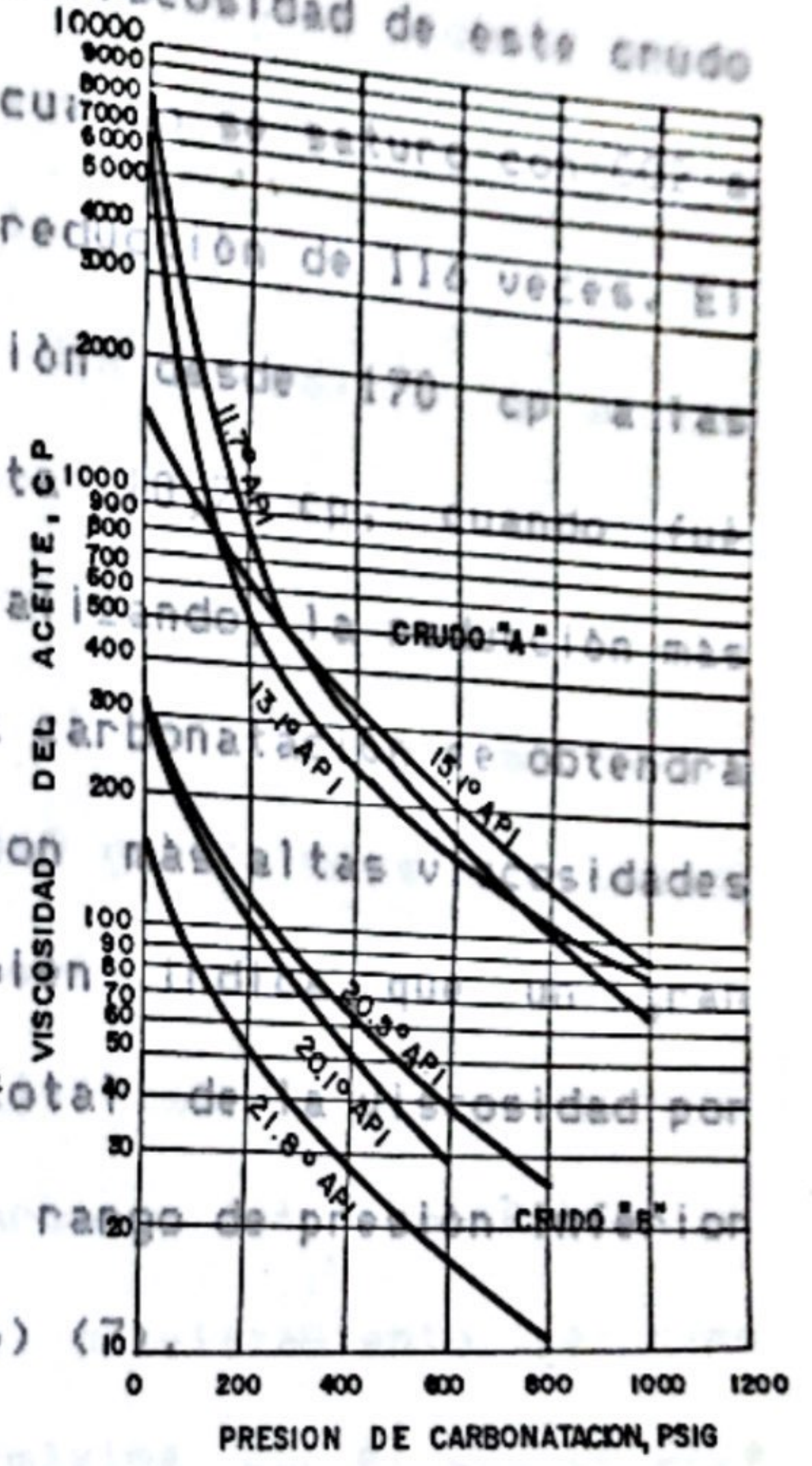
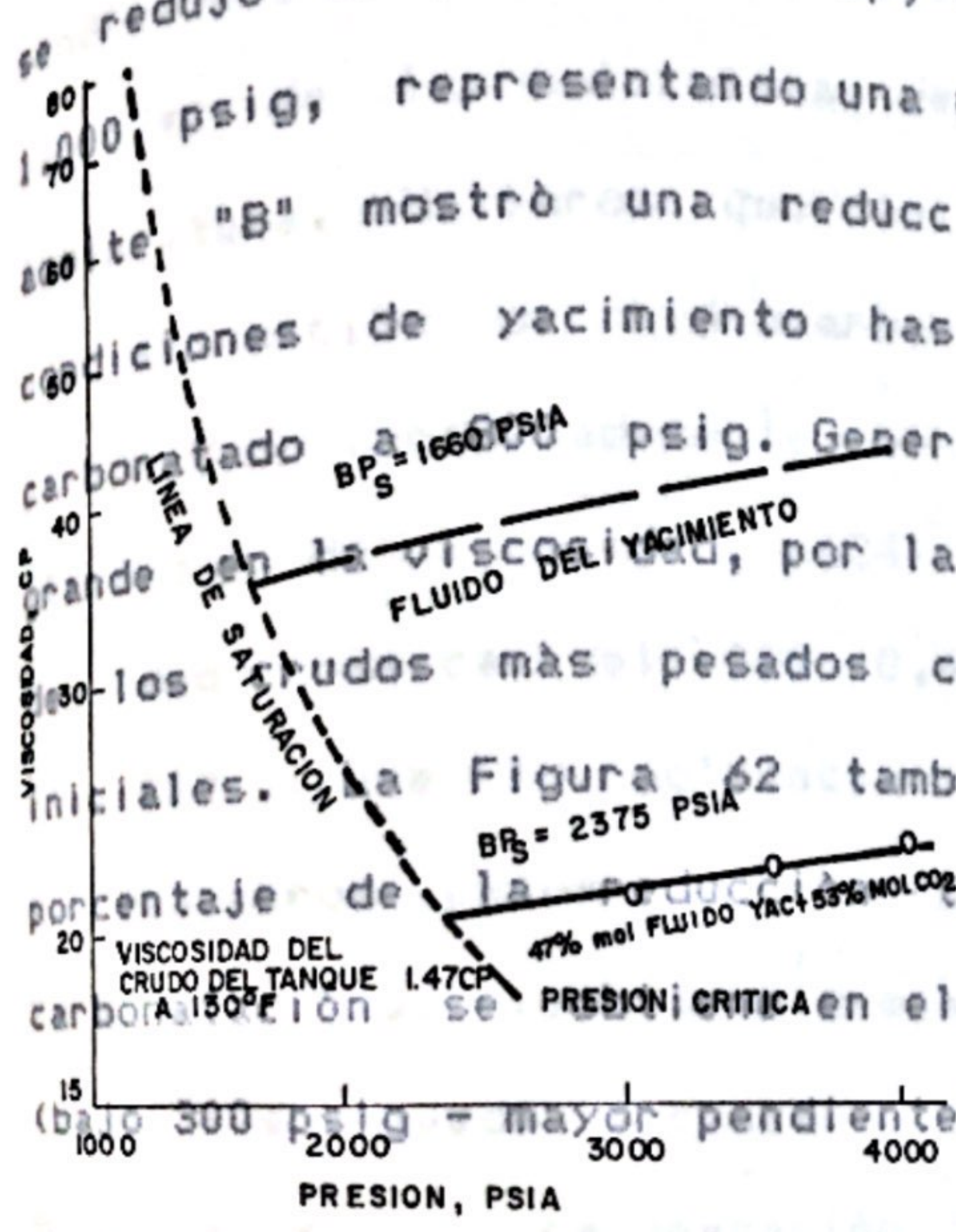


Fig. 61 - Viscosidad contra presión de mezclas  $CO_2$  - aceite A del yacimiento a 130°F (30, 32)

Fig. 62 - Viscosidad del aceite contra presión de carbonatación (7)





La Figura 61 muestra el cambio de la viscosidad en un crudo a medida que se sigue la línea de saturación. La viscosidad se reduce hasta que la presión alcanza la presión de saturación. Un posterior incremento en la presión aumenta la viscosidad del crudo debido al efecto de compresibilidad.  $CO_2$  es de 0,25 g/cc a 9,25 g/cc. La temperatura, ver Figura 63 es una variable que se obtiene

según Clark, et al, en la Figura 62 de su trabajo, el crudo residual  $CO_2$  "A" tenía una viscosidad de 9,450 cp a 80°F. A la misma temperatura, su viscosidad bajó a 155 cp cuando se saturó el aceite con  $CO_2$  a 600 psig, una reducción de más de 60 veces. La viscosidad de este crudo se redujo más, hasta 81 cp, cuando se saturó con  $CO_2$  a 1.000 psig, representando una reducción de 116 veces. El aceite "B", mostró una reducción desde 170 cp a las condiciones de yacimiento hasta 10,7 cp, cuando fue carbonatado a 800 psig. Generalizando, la reducción más grande en la viscosidad, por la carbonatación se obtendrá de los crudos más pesados, con más altas viscosidades iniciales. La Figura 62 también indica que un gran porcentaje de la reducción total de la viscosidad por carbonatación se obtiene en el rango de presión inferior (bajo 300 psig - mayor pendiente) (7), y una recuperación máxima con el  $CO_2$  de baja presión. Si el aceite del yacimiento contiene una menor



## ANEXO 7.

### VAPORIZACION DE HIDROCARBUROS

Según Holm y Josenda (24), el comienzo de una extracción sustancial de hidrocarburos por CO<sub>2</sub> a partir de un número de crudos a varias temperaturas ocurre a la presión donde la densidad de CO<sub>2</sub> es de 0,25 g/cc a 0,35 g/cc. La temperatura, ver Figura 63 es una variable que se utiliza para determinar la presión a la que se alcanza la densidad del CO<sub>2</sub> requerido. Las presiones y densidades correspondientes a las cuales una extracción suficiente de hidrocarburos tiene lugar para causar un encogimiento apreciable de la fase de aceite están sobre estas condiciones iniciales de extracción (Figura 64) y dependen de la naturaleza del aceite así como de la temperatura. Hallaron que la densidad mínima a la cual una extracción de hidrocarburos suficientes tiene lugar para dar aproximadamente el 94% de recuperación es alrededor de 0,42 g/cc (24). Esto es cercano a la densidad crítica del CO<sub>2</sub> (0,468 g/cc). A esta densidad, el CO<sub>2</sub> tiene la solvencia suficiente para disolver hidrocarburos puros completamente hasta alrededor de C<sub>12</sub>. Y si hay suficientes hidrocarburos del C<sub>5</sub> al C<sub>12</sub> en un crudo, se puede alcanzar un desplazamiento de tipo miscible y una recuperación máxima con el CO<sub>2</sub> de baja densidad. Si el aceite del yacimiento contiene una menor



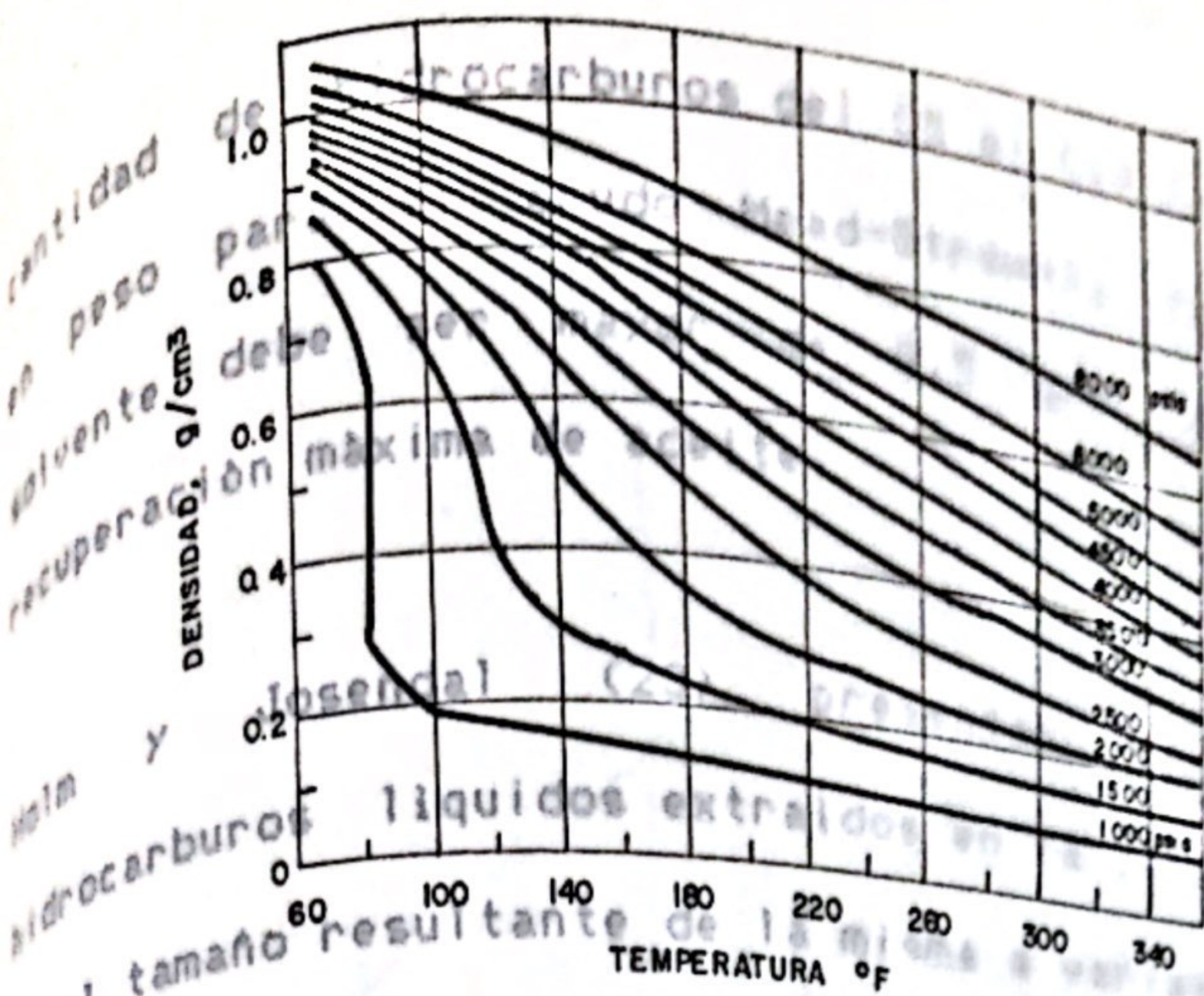


Fig. 63 - Densidad del CO<sub>2</sub> como una función de la temperatura y la presión (24)

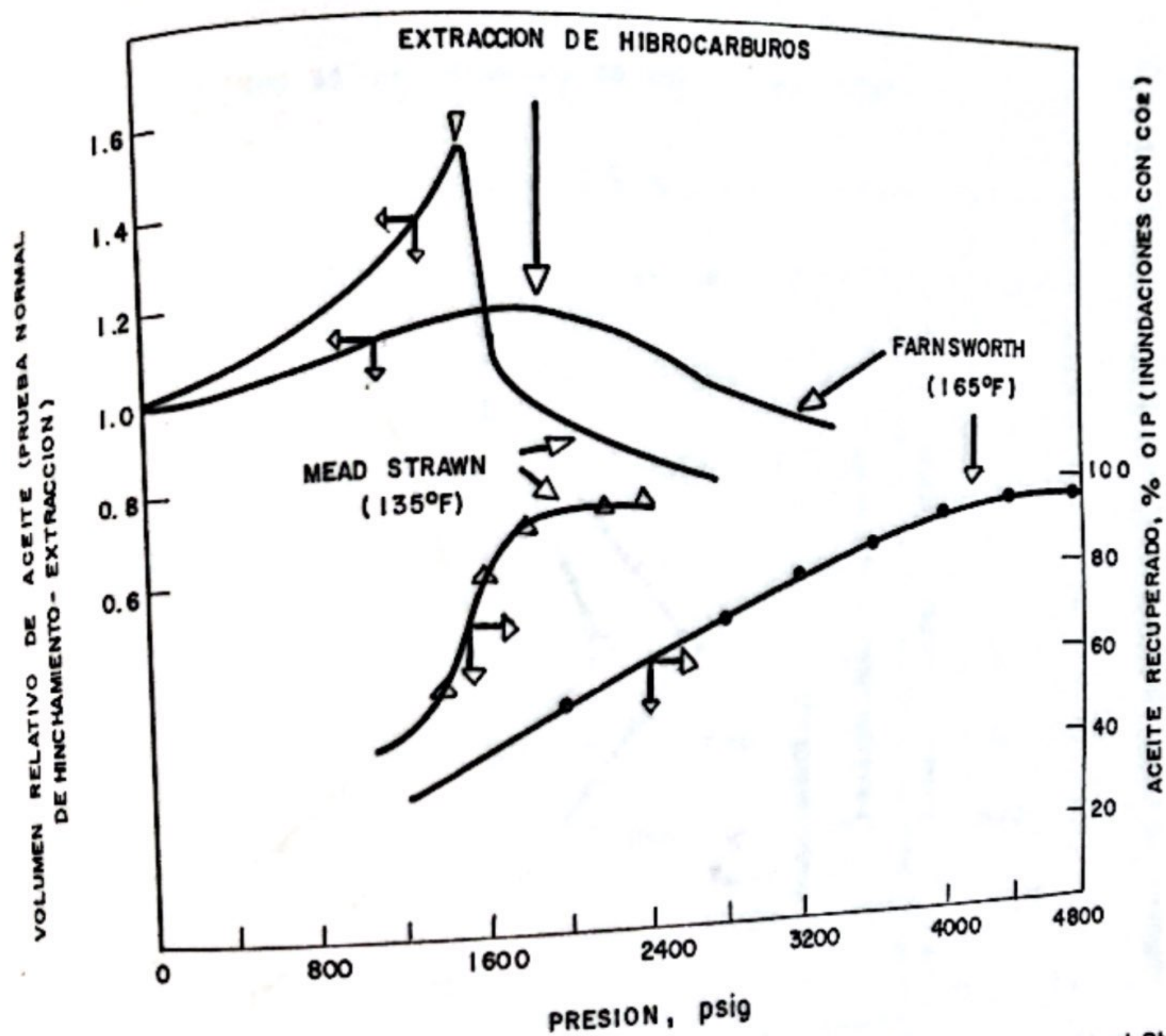


Fig. 64 - Cambio en el volumen relativo y extracción de los crudos del tanque Mead Strawn y Farnsworth durante la inundación con CO<sub>2</sub> (24)

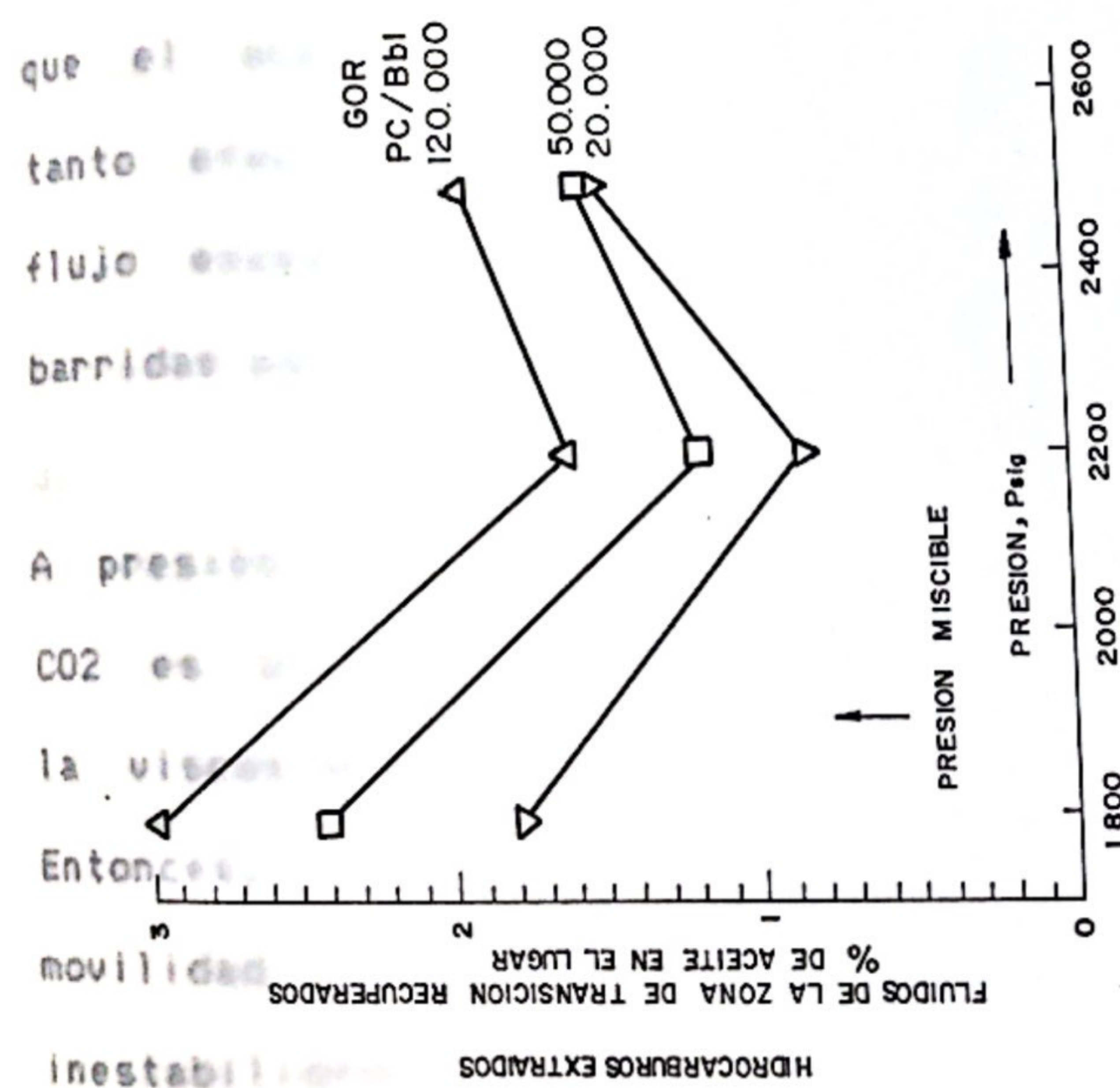
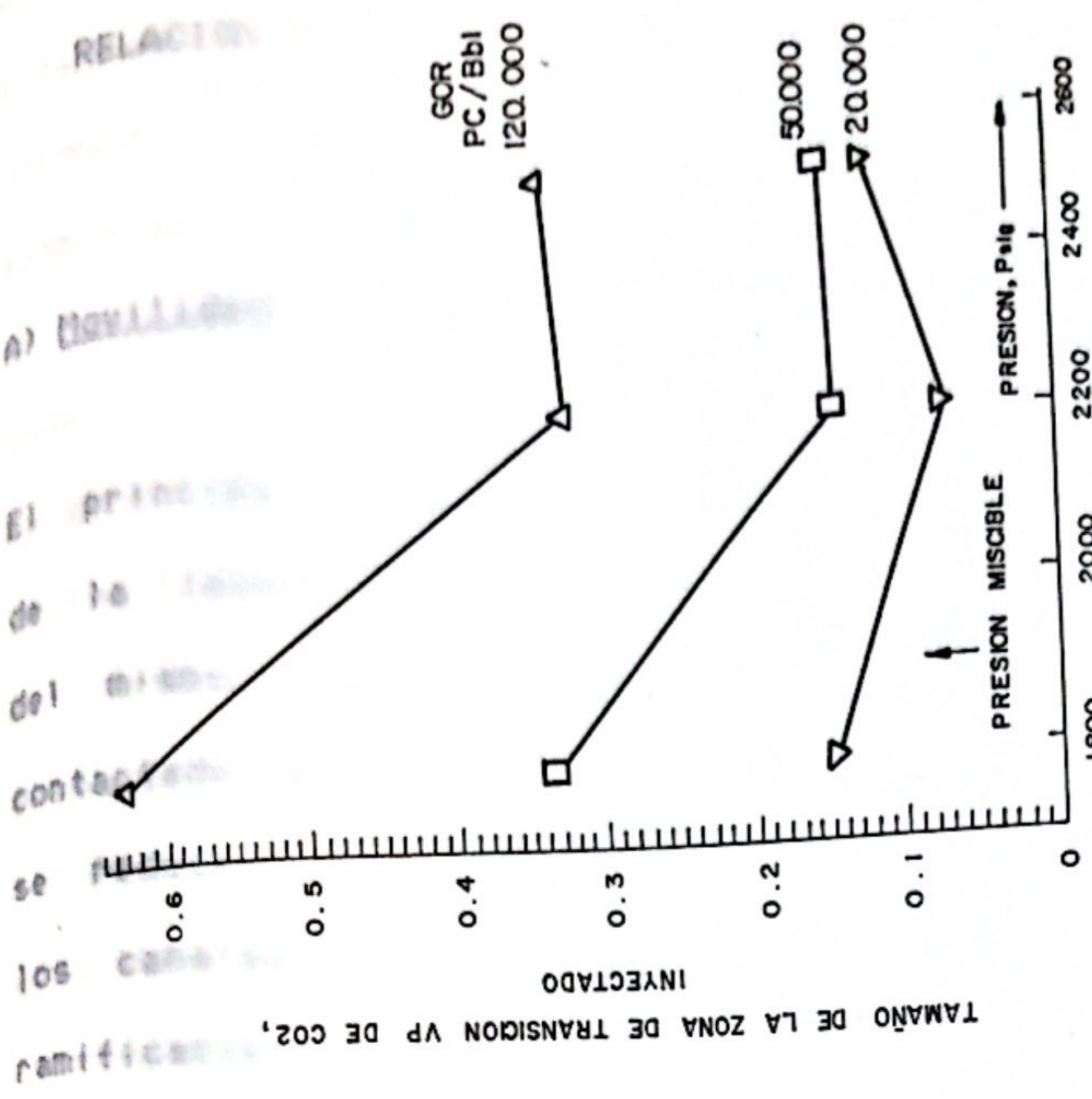




cantidad de hidrocarburos del C5 al C12 (por ejemplo 34% en peso para el crudo Mead-Strawn), la densidad del solvente debe ser mayor de 0,5 g/cc para lograr una recuperación máxima de aceite.

Holm y Josendal (23) presentan la cantidad de hidrocarburos líquidos extraídos en la zona de transición y el tamaño resultante de la misma a varias presiones de inyección, ver Figuras 65 y 66, definiendo la zona de transición como la zona comprendida entre el crudo puro y el CO2 puro.





Figs. 65 y 66 - Cantidad de Hidrocarburos líquidos extraídos en la zona de transición y el tamaño de la misma para varias presiones de invasión (23)





RELACION DE MOVILIDADES CO<sub>2</sub>-CRUDO Y REDUCCION DE LA TENSION INTERFACIALA) Movilidad:

El principal problema en alcanzar aplicaciones rentables de la inundación con CO<sub>2</sub> ha sido la muy alta movilidad del mismo. Como consecuencia, mucho del aceite no es contactado y por lo tanto no se hincha ni su viscosidad se reduce. El desplazamiento no puede ocurrir excepto en los canales de muy pequeño volumen y en las áreas de ramificación (fingering), debido a que la zona de hidrocarburos/CO<sub>2</sub> extraídos está dispersa hasta el punto que el aceite no forma un banco y no se moviliza por lo tanto efectivamente. La inyección de más CO<sub>2</sub> lleva a un flujo excesivo a través de las áreas que acaban de ser barridas por el CO<sub>2</sub> (1). embargo, los efectos alternativos de un rompimiento prematuro y un barrido pobre del A presión y temperatura de yacimiento, la viscosidad del CO<sub>2</sub> es unos pocos centimos de centipoises, mientras que la viscosidad del aceite variará entre 1-10 centipoises. Entonces, en las inundaciones con CO<sub>2</sub>, la razón de movilidad ( $\mu_o/\mu_{CO_2}$ ) es de 10-100, por lo que las inestabilidades de viscosas causarán un surgimiento prematuro de CO<sub>2</sub>. Establecimiento de rutas de alta



movilidad de los pozos inyectoros a productores o canalizaciones viscosas, reducirán también las tasas de recobro. De este modo la eficiencia total del proceso de desplazamiento es mucho más baja en un yacimiento, que en un desplazamiento ideal de un tubo delgado. La investigación de los métodos para controlar la canalización viscosa, a menudo referidos como "métodos de control de movilidad", es un área importante de la investigación de la inundación con CO<sub>2</sub>. Los métodos propuestos están dirigidos a disminuir de alguna forma la movilidad del CO<sub>2</sub> inyectado y casi incrementando el gradiente de presión detrás de la región frontal, las fuerzas que dan origen al crecimiento de canalizaciones se pueden reducir. Esto tiene sus desventajas ya que haciendo el fluido desplazante menos móvil, inevitablemente disminuirá la tasa a la cual puede ser este inyectado, y por lo tanto a la cual se puede producir el aceite. Sin embargo, los efectos alternativos de un rompimiento prematuro y un barrido pobre del yacimiento son usualmente menos atractivos (35). sistemas de salmuera, las tensiones interfaciales están en Estos son algunos de los métodos potenciales para controlar la movilidad del CO<sub>2</sub> inyectado (21): interfacial ser reducida a valores de 0,001 mN/m o más

1. Instalación de empaques de pozo y técnicas de perforación que aislen las capas arenosas donde se



- inyecta el CO<sub>2</sub>.
2. Cierre de los pozos productores para eliminar las bajas presiones de drenaje.
3. Procesos WAG, el agua puede llenar algunos de los canales altamente permeables de flujo disponible para el CO<sub>2</sub> y por lo tanto reducir su movilidad.
4. Adición de surfactantes al agua inyectada en forma alternada con el CO<sub>2</sub>, para formar una espuma o una emulsión.
5. Polimeros, es posible que estos puedan ser usados para incrementar la viscosidad y reducir la movilidad del CO<sub>2</sub>.

#### B) Reducción de la tensión interfacial

El efecto de la tensión interfacial en la recuperación de aceite ha sido extensamente estudiado, debido al interés en las inyecciones miscibles de micro-emulsiones. Se ha encontrado que en casi todos los casos para un número capilar que exceda el valor de 10 la saturación del aceite residual desaparece. Para muchos sistemas petróleo-salmuera, las tensiones interfaciales están en el rango de 10 a 20 mN/m, por lo que para alcanzar un número capilar más grande que 10, la tensión interfacial debe ser reducida a valores de 0,001 mN/m o más pequeños. Bardon y Longeron (2), publicaron un estudio de laboratorio sobre la influencia de las tensiones



interfaciales muy bajas en la recuperación de aceite y las permeabilidades relativas.

La Figura 67 muestra el efecto de la tensión interfacial en el recobro de petróleo. Se puede observar que cuando la tensión interfacial se reduce a valores de 0,04 o más pequeños, hay un incremento significativo en el recobro de aceite. En la Figura 68, se ve que la saturación residual de aceite desaparece a un número capilar en un orden de magnitud más pequeño que en los estudios previos. Esto indicaría que para el caso de una fase gaseosa y líquida una tensión interfacial reducida a 10 mN/m o más pequeña, puede ser suficiente para incrementar significativamente el recobro de aceite.

De los efectos atribuidos a la inundación con CO<sub>2</sub>, la reducción de la tensión interfacial entre el aceite del yacimiento y el fluido desplazante, sea agua o CO<sub>2</sub>, ha sido poco documentada y esto ha traído consigo alguna dificultad en el entendimiento del efecto. Se tiene que distinguir claramente entre inundación miscible e inmisible de CO<sub>2</sub> en cuanto a lo que concierne al efecto de reducción interfacial. Si estuviéramos hablando de un inundación inmisible con CO<sub>2</sub>, en la cual el fluido desplazante es principalmente agua o agua carbonatada, no aparecen datos publicados (30), que sustenten la



proposición  
interfacial  
debidas al  
menos  
fuertemente  
mejorado  
en aquellos  
inyección

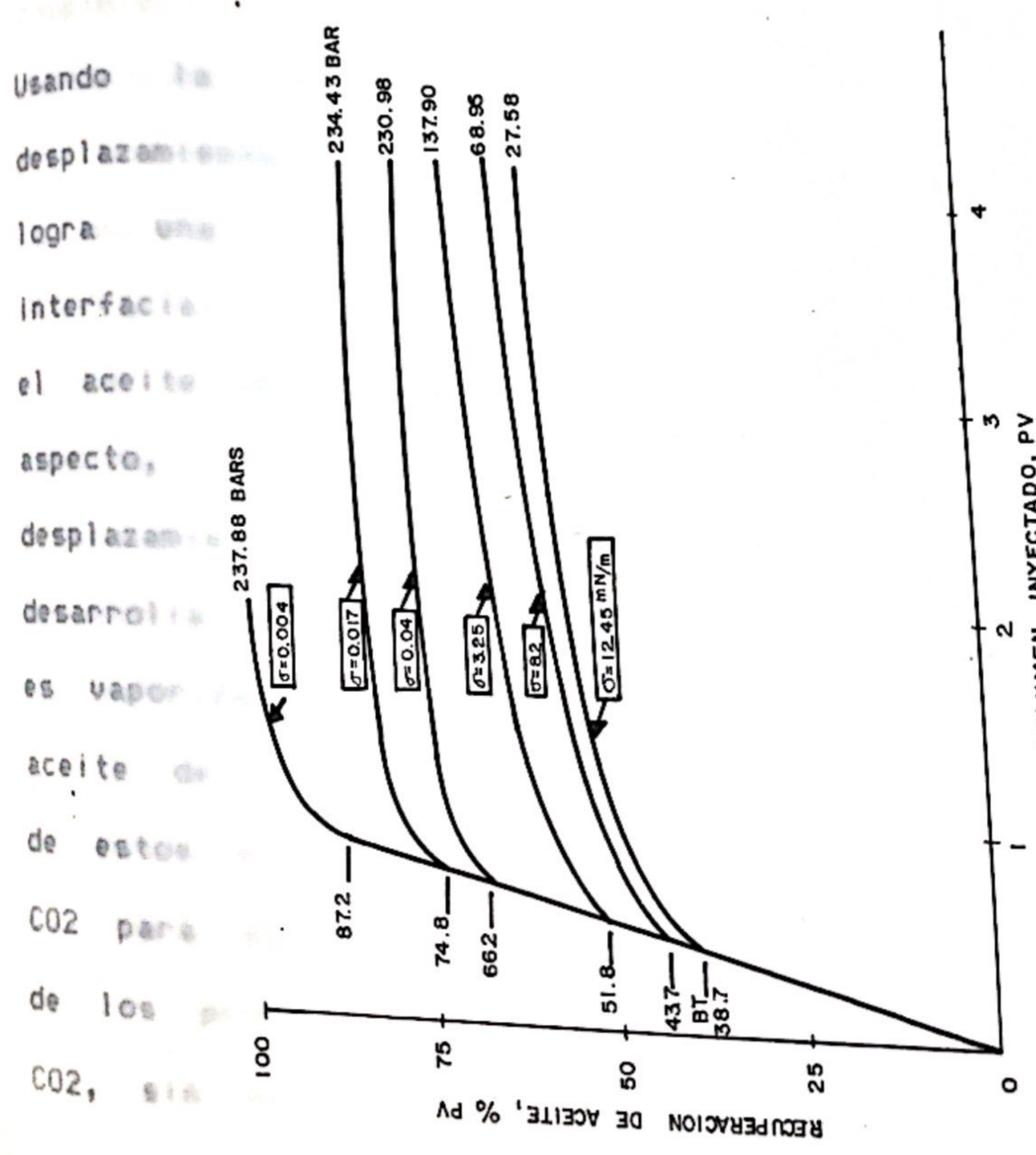


Fig.67 - Efecto de la tensión interfacial en el recobro (32)

LEFEBVRE DU PREY  
BARDON  
W.R. FOSTER

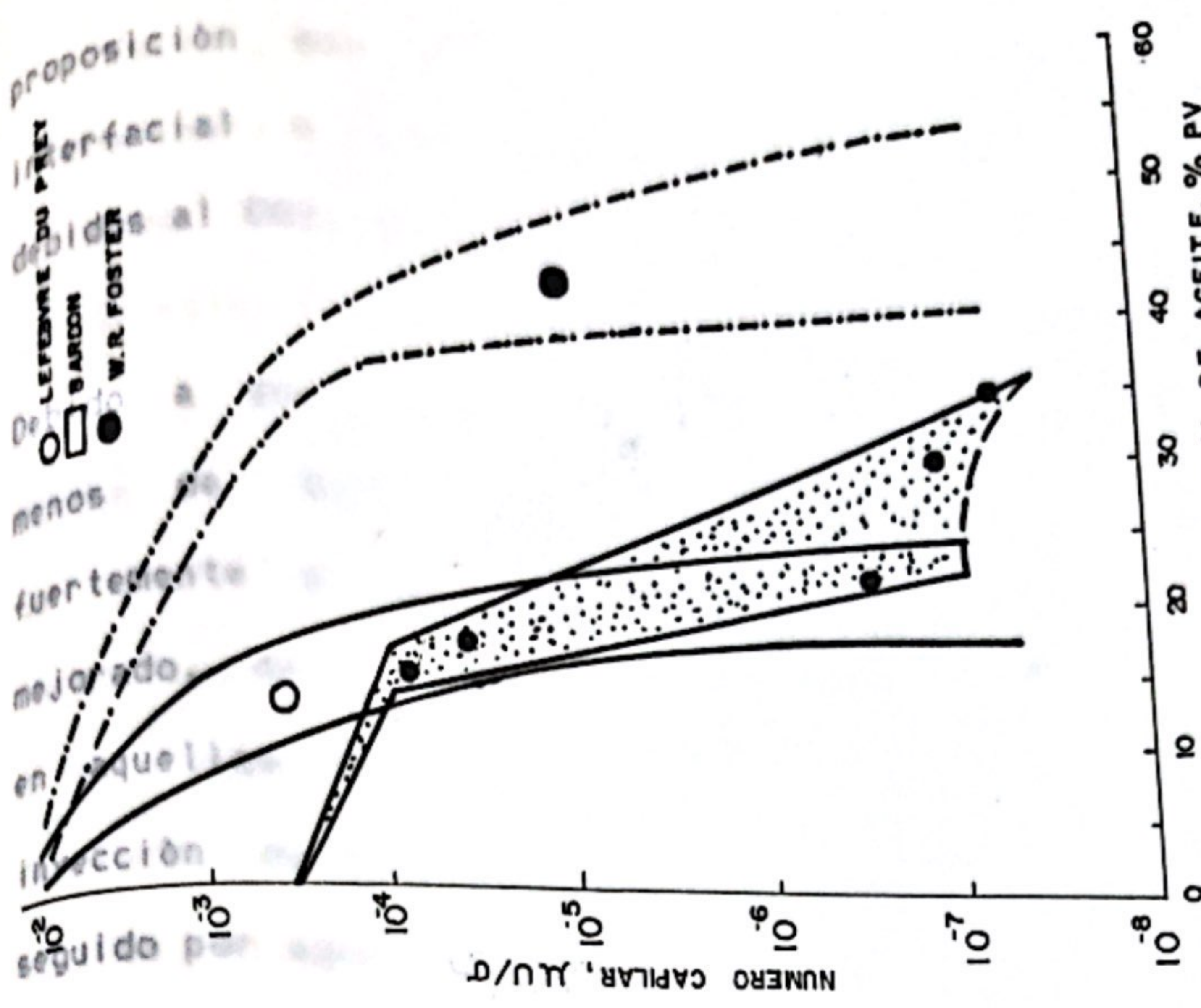


Fig. 68- Número capilar ( $\mu U / \sigma$ ) contra saturación residual de aceite (30, 32)

Usando la  
desplazamiento  
logra una  
interfacial  
el aceite  
aspecto,  
desplazamiento  
desarrolla  
es vapor  
aceite  
de estos  
CO2 para  
de los  
CO2, sin





proposición, que puede ocurrir reducción en la tensión interfacial o cambios en las propiedades humectantes debidos al CO<sub>2</sub>, que mejoren el recobro de aceite.

Debido a que la tensión interfacial debe ser reducida a menos de 20,01 mN/m y la humectabilidad debe ser fuertemente alterada antes de que el recobro pueda ser mejorado, no se debe esperar algún efecto significativo en aquellas áreas de inundación del CO<sub>2</sub> sean la forma de inyección de agua carbonatada o como un tapón de CO<sub>2</sub> puro seguido por agua. Para los experimentos 2 y 3 el recobro y el recobro último fueron idénticos.

Usando la inundación con CO<sub>2</sub> como un proceso de desplazamiento miscible o aproximadamente miscible se logra una reducción significativa en la tensión interfacial entre el CO<sub>2</sub> saturado con el hidrocarburo y el aceite del yacimiento saturado con el CO<sub>2</sub>. En este aspecto, una inundación con CO<sub>2</sub> es similar a un desplazamiento con gas seco a alta presión en la cual se desarrolla miscibilidad. El principio de acción del CO<sub>2</sub> es vaporizar y extraer hidrocarburos intermedios del aceite del yacimiento hasta que una cantidad suficiente de estos hidrocarburos sea incorporada en el frente del CO<sub>2</sub> para que el aceite sea desplazado misciblemente. Uno de los problemas que puede surgir con la inundación de CO<sub>2</sub>, sin embargo, es que, con la reducción de la tensión



interfacial, una reducci3n de la viscosidad, asi como un hinchamiento del aceite tiene lugar simultaneamente, haciendo difiail aislar y estudiar la influencia de cada uno de estos parámetros.

Rosman y Zana, han publicado un estudio experimental de un desplazamiento de baja tensi3n interfacial por inyecci3n de CO<sub>2</sub>. La referencia 30 da una descripci3n de tres experimentos que ellos realizaron. Los desplazamientos para las inundaciones 1, 2 y 3 se muestran en la Figura 69. Para los experimentos 2 y 3 el rompimiento y el recobro último fueron idénticos y sustancialmente más altos que con la inundaci3n de agua.

Es muy destacable que con un incremento en la presi3n de 2.000 a 2.400 psia la tensi3n interfacial cae significativamente, desde 0,45 a 0,002 mN/m. La Figura 70 muestra el valor de varios contornos de tensi3n interfacial en un diagrama de fracci3n molar-presi3n aparentemente para el mismo crudo como el que se muestra en la Figura 69.

La más importante conclusi3n de estos resultados es que hay un fracci3n molar crítica de CO<sub>2</sub> para este aceite del yacimiento donde la tensi3n interfacial es baja y permanece así.



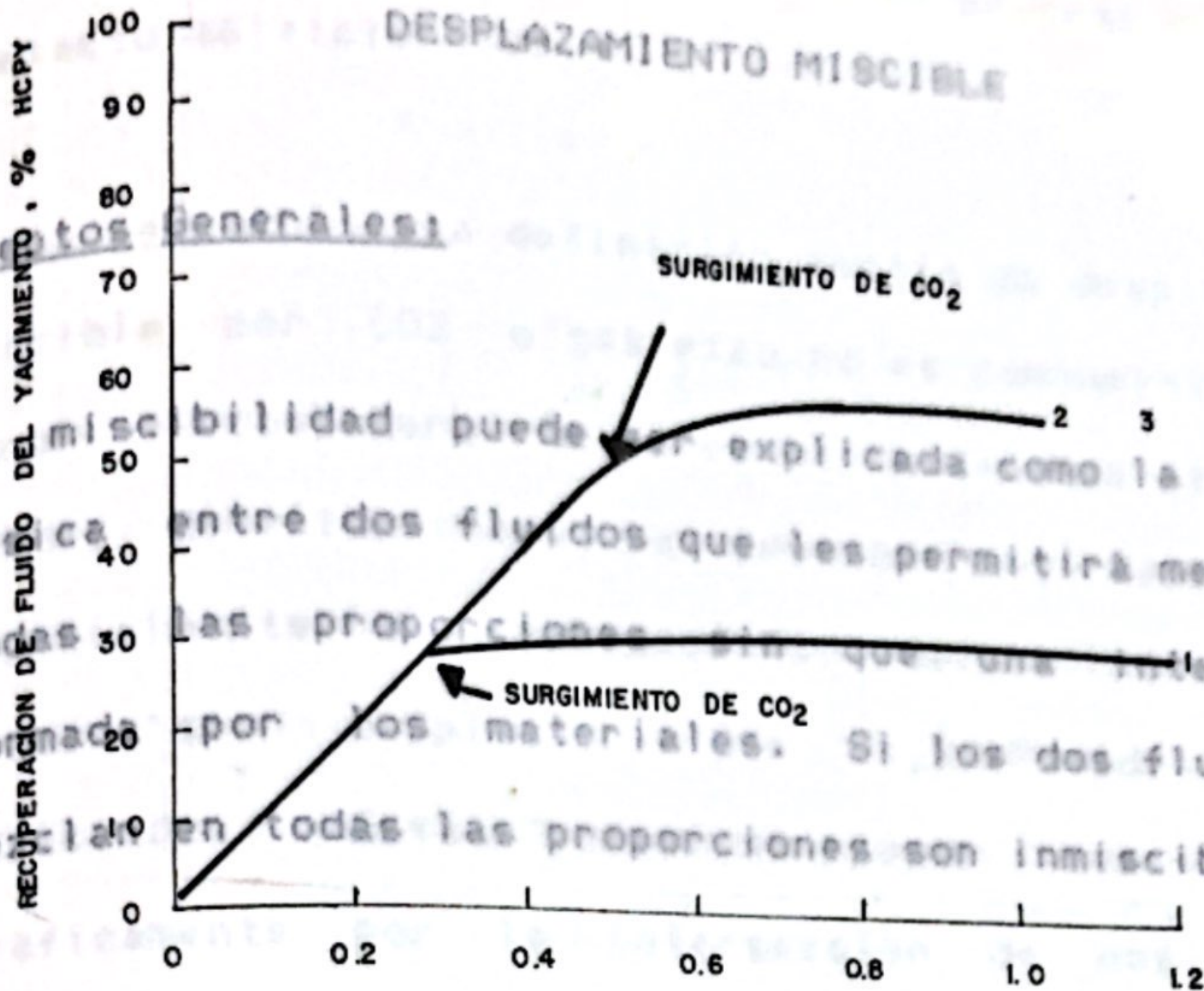


Fig. 69- Recobros para Inundación con CO<sub>2</sub> (30)

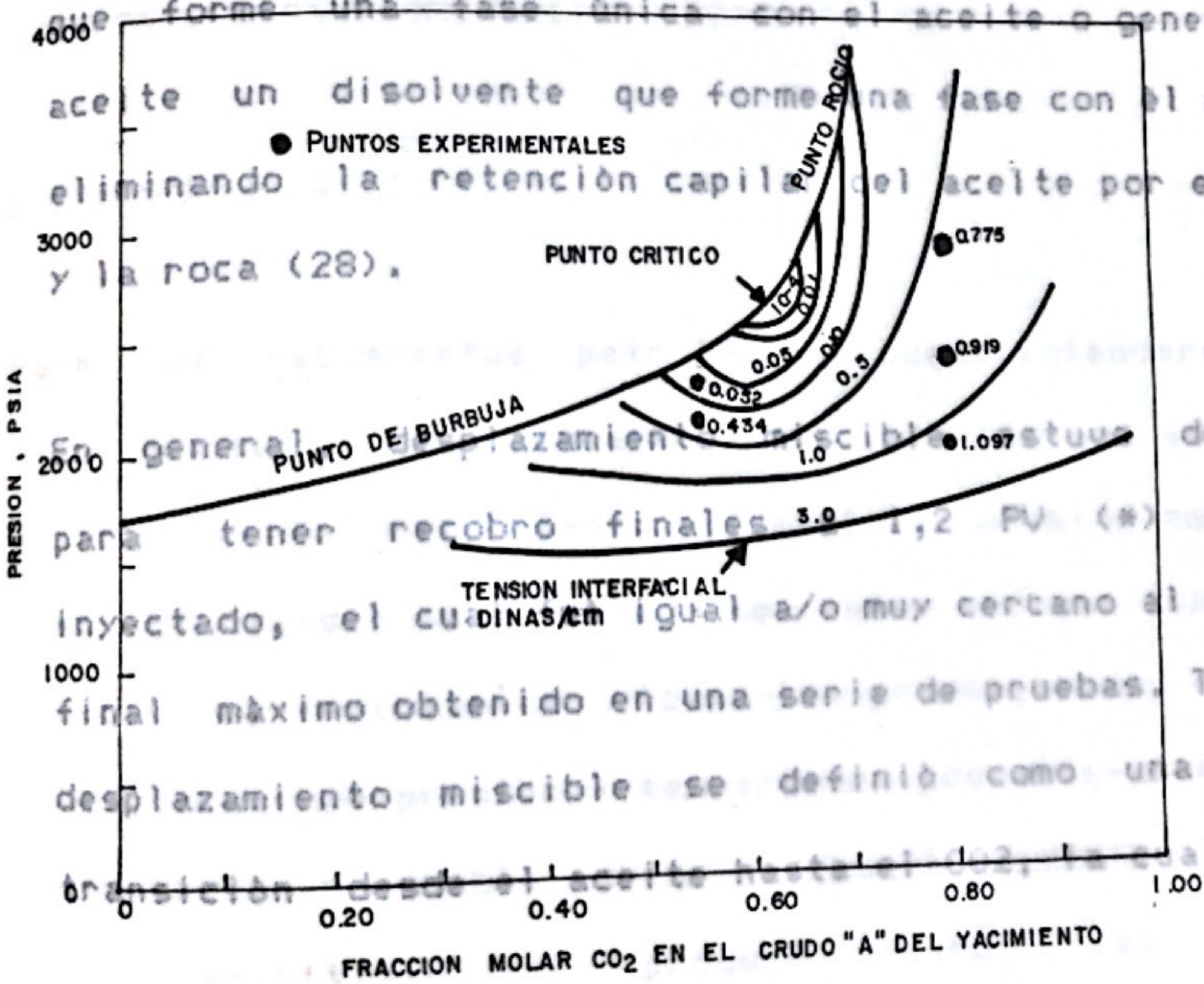


Fig. 70- Tensión interfacial calculada contra presión y concentración de CO<sub>2</sub> en el crudo "A" (30)



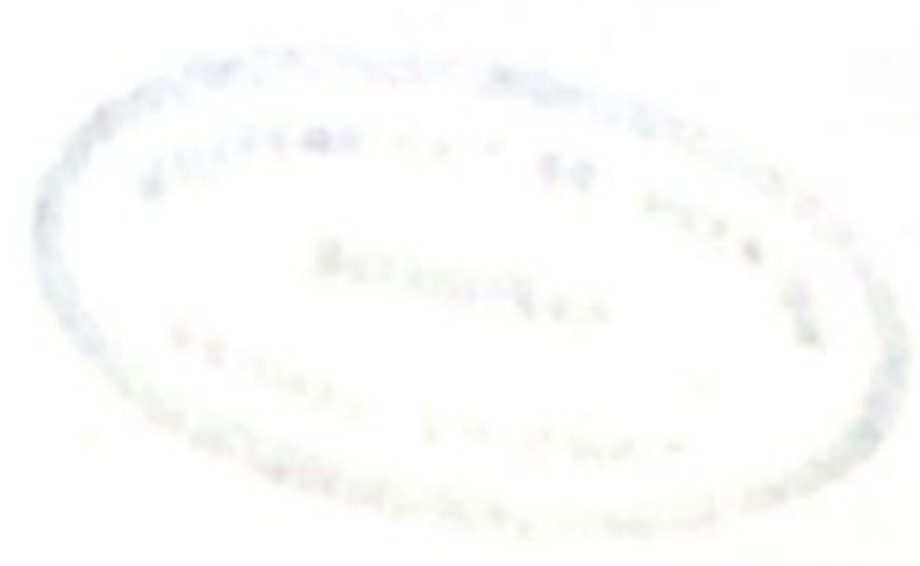


Conceptos Generales:

- La miscibilidad puede ser explicada como la condición física entre dos fluidos que les permitirá mezclarse en todas las proporciones sin que una interfase sea formada por los materiales. Si los dos fluidos no se mezclan en todas las proporciones son inmiscibles (6).  
gráficamente por la intersección de dos líneas que
- El desplazamiento miscible y el recobro muy alto resultante de aceite requiere la inyección de un fluido que forme una fase única con el aceite o genere del aceite un disolvente que forme una fase con él mismo, preliminando la retención capilar del aceite por el agua y la roca (28).

Para los yacimientos petroleros, puede entenderse como En general, el desplazamiento miscible estuvo definido para tener el recobro final cual 1,2 PV (\*) de CO2 inyectado, el cual fué igual a/o muy cercano al recobro final máximo obtenido en una serie de pruebas. También, el desplazamiento miscible se definió como una zona de transición desde el aceite hasta el CO2, la cual parece miscibilidad se produce cuando las fuerzas

\* PV: volumen poroso





usualmente ser el resultado de un proceso miscible de contacto múltiple (59).

- En la industria una definición amplia de desplazamiento miscible por CO<sub>2</sub> o gas rico no es comúnmente posible; pero se considera la presión mínima de miscibilidad (PMM), definida como la presión más baja a la cual esencialmente todos los aceites posibles por recobrase pueden ser desplazados por 1,2 PV de disolvente inyectado. Esta presión puede ser localizada gráficamente por la intersección de dos líneas que definen tanto el régimen de comportamiento inmiscible como el miscible en una gráfica de recobro vs. presión o recobro vs. composición (28).

### Proceso Miscible:

Para los yacimientos petroleros, puede entenderse como miscibilidad a la situación física existente entre dos fluidos en el yacimiento, la cual les permite mezclarse sin que exista una interfase entre ellos. Cuando los fluidos se mezclan en todas las proporciones, bajo las condiciones de presión y temperatura prevalentes en el yacimiento, se habla de un proceso totalmente miscible. La miscibilidad se produce cuando las fuerzas electroquímicas de atracción, que se ejercen entre las





moléculas de dos fluidos, que poseen cierta afinidad química, son iguales o mayores a los que actúan entre la moléculas de un mismo fluido (43).

Hay en general, dos tipos de procesos miscibles. Uno es conocido como el proceso miscible de primer contacto e involucra la inyección de fluidos tales como LPG (\*) y alcohol. Los fluidos inyectados son miscibles con el aceite residual inmediatamente después del contacto. El segundo tipo, es el proceso miscible dinámico o de contacto múltiple (MCM) algunas veces referido como proceso miscible termodinámico. Los fluidos inyectados para este caso son usualmente metano, inertes, CO<sub>2</sub> o gas metano enriquecido con una fracción suplementaria C<sub>2</sub>-C<sub>6</sub>. El fluido inyectado y el aceite no son usualmente miscibles con el primer contacto pero se cuenta con un proceso de intercambio químico entre las fases para lograr la miscibilidad.

Anteriormente, se ha sugerido que la eficiencia del desplazamiento microscópico es en gran medida una función de la acción de las fuerzas interfaciales entre el petróleo, la roca y el fluido desplazante. Si la tensión interfacial entre el aceite atrapado y el fluido

---

(\*) LPG: Gas licuado del petróleo.



desplazante pudiese ser llevada a  $10^{-10}$  dinas/cm, las gotitas de aceite podrían ser deformadas y posiblemente forzadas a través de las restricciones del pozo. Un proceso miscible es aquel donde la tensión interfacial es cero, es decir, la mezcla del fluido desplazante y el aceite residual forman una fase. Obviamente en este caso el número capilar,  $N_{vc}$ , se torna infinito ( $N_{vc} = \mu v / \sigma$ ) y la eficiencia microscópica de desplazamiento es máxima.

#### Proceso miscible de primer contacto:

Se utilizará un sistema de petróleo-LPG-gas seco para ilustrar el comportamiento del proceso miscible de primer contacto en un diagrama ternario. La Figura 71 es un diagrama ternario con los puntos O, P y V representando el crudo, LPG y gas seco respectivamente. El crudo y el LPG son miscibles en todas las proporciones. Una zona de mezclado en la interfase crudo-LPG, se desarrollará a medida que el frente avance a través del yacimiento. En la parte posterior del tapón de LPG, éste y el gas seco son miscibles y una zona de mezclado se creará en esta interfase. Si la zona de mezclado gas seco-LPG alcanza la zona de mezclado LPG-crudo, la miscibilidad se mantendrá a menos que el contacto entre las dos zonas produzca una mezcla dentro de la región de dos fases, ver Figura 71, línea MoM1. En procesos de inyección de CO<sub>2</sub>, el proceso



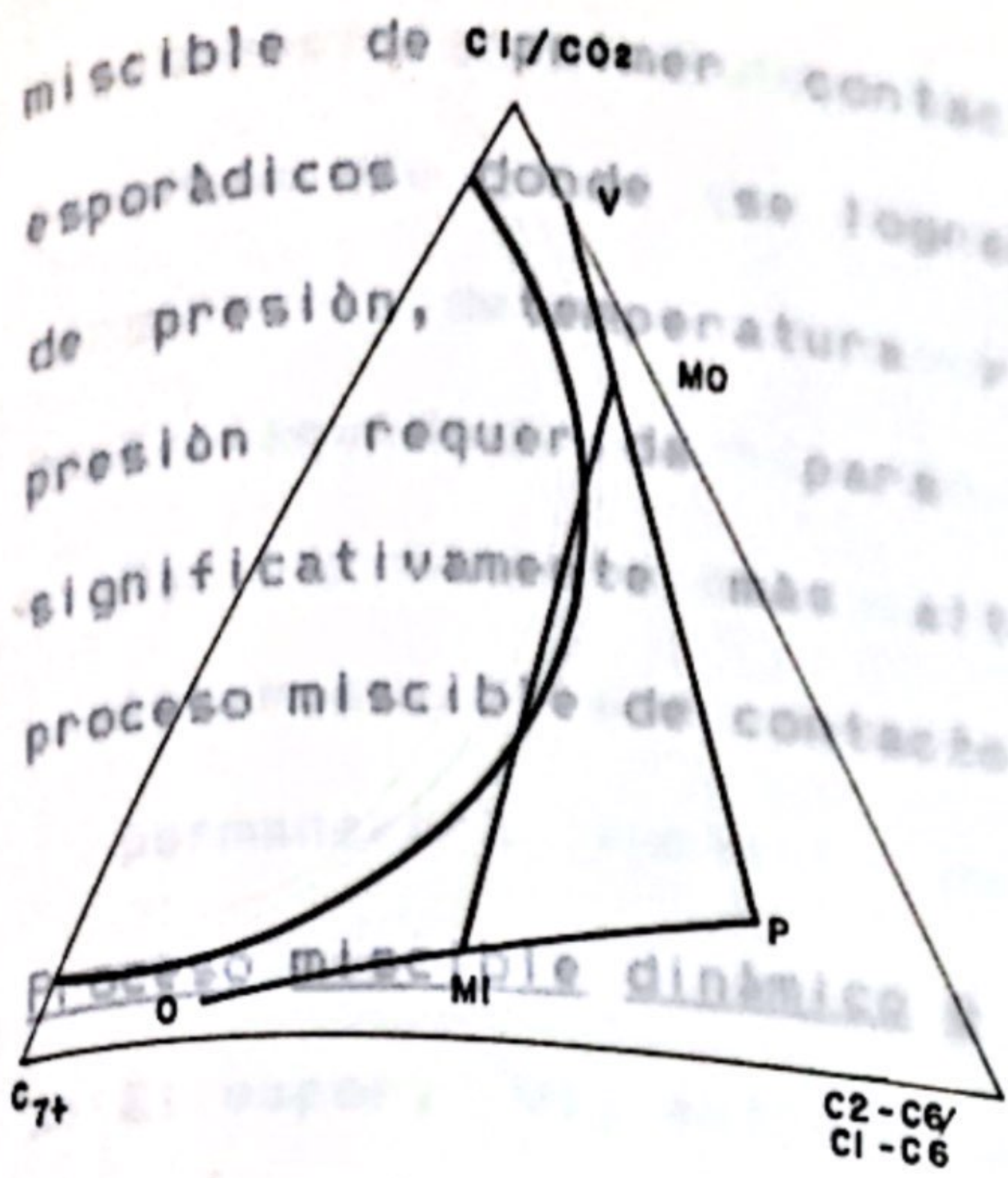


Fig. 71- Diagrama ternario que ilustra el proceso miscible de primer contacto(29)

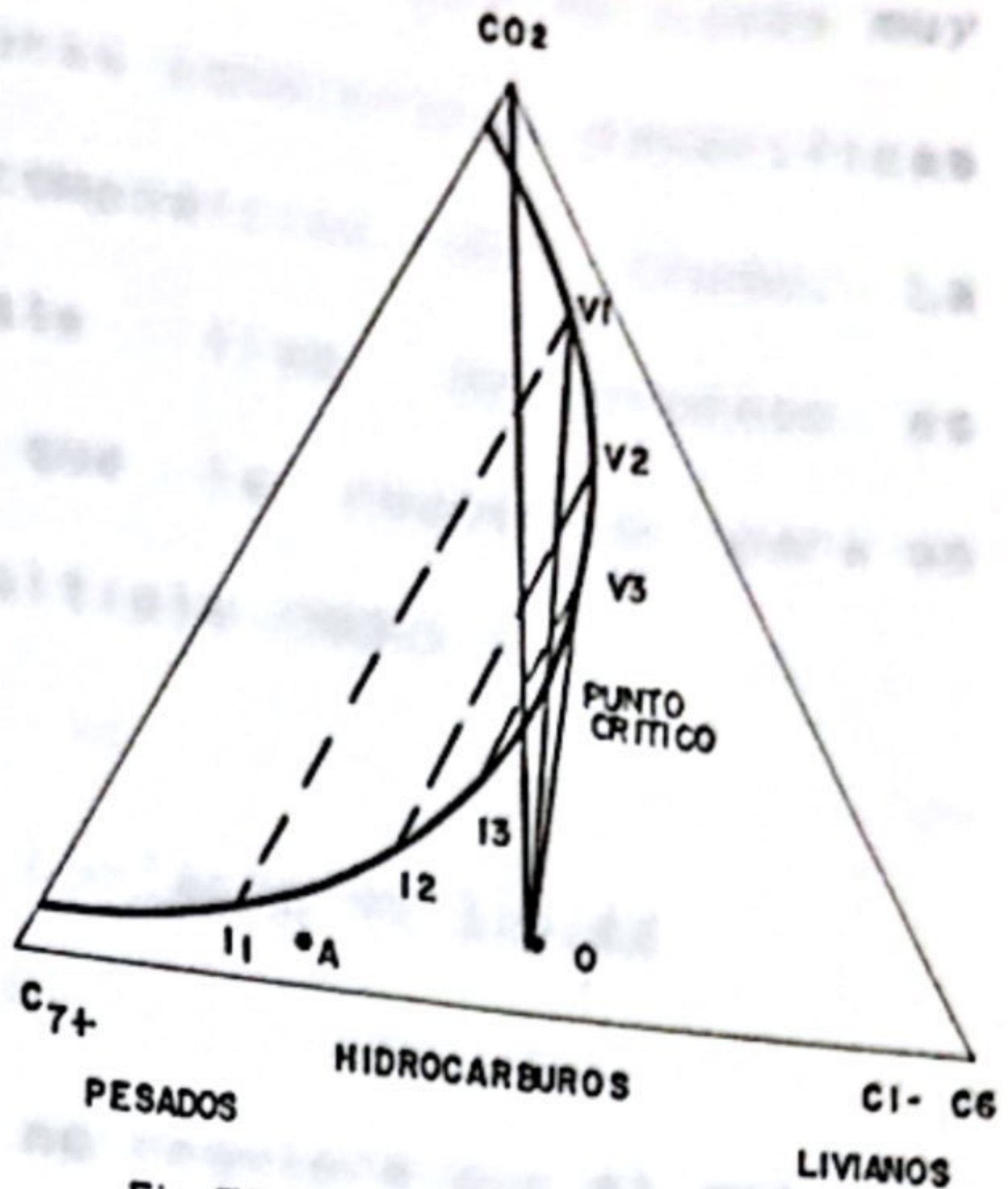


Fig. 72- Proceso miscible dinámico (29)

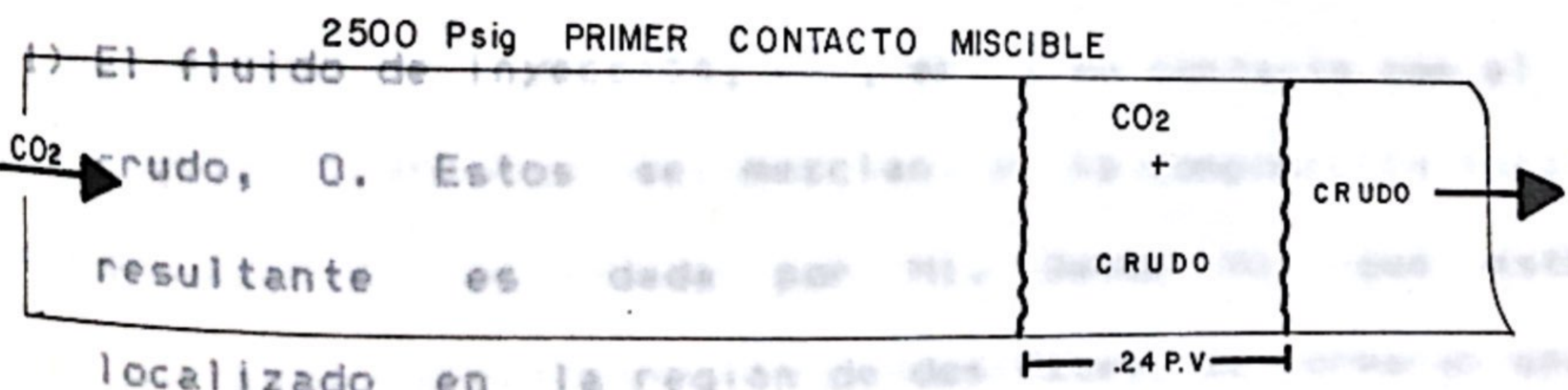
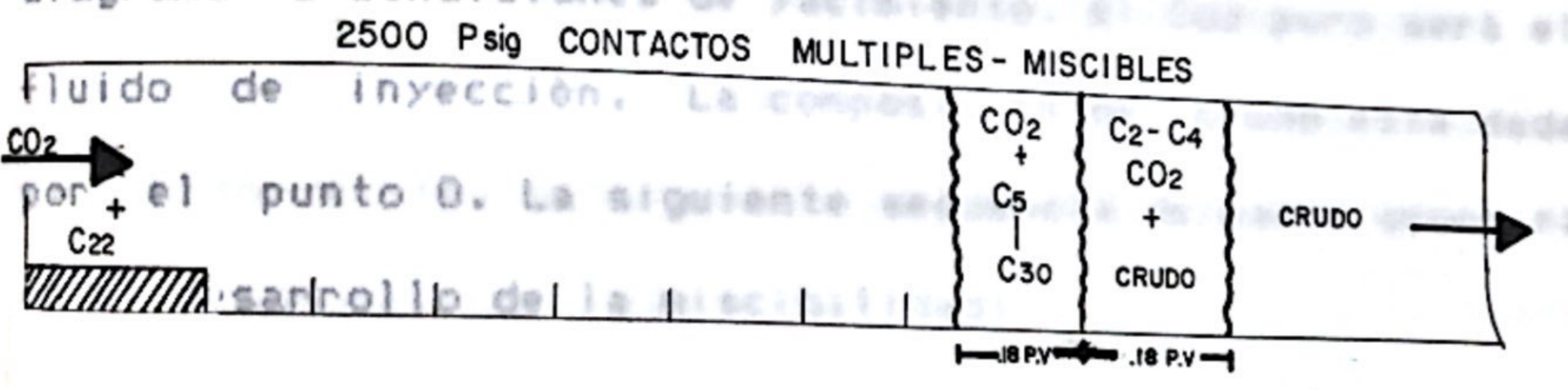
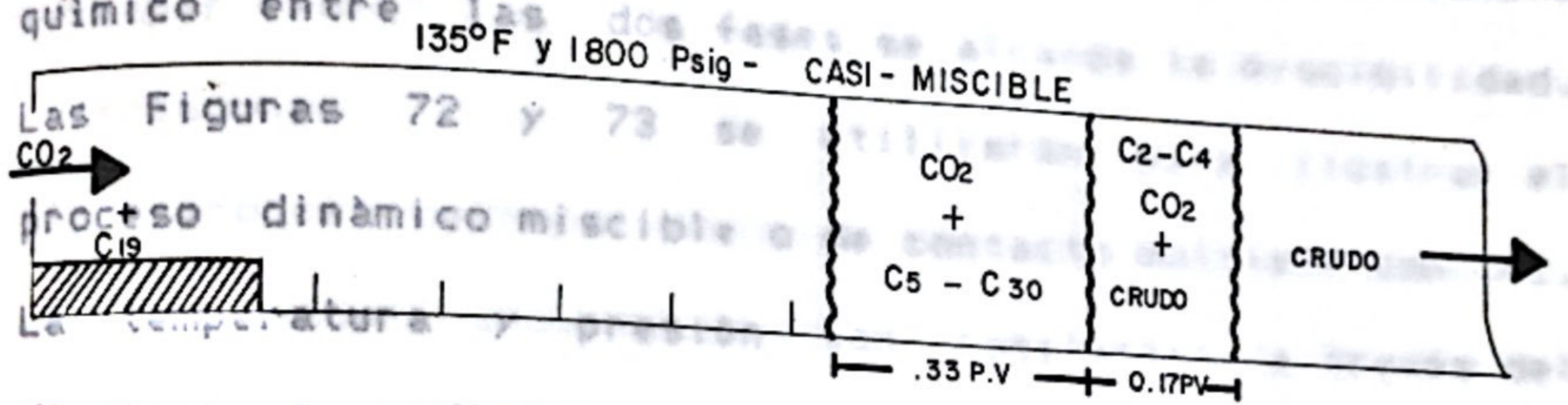


Fig. 73- Representación esquemática de un desplazamiento con CO2 a condiciones fase Miscibles y casi Miscibles a T=135°F (39)





miscible de primer contacto sólo se logra en casos muy esporádicos donde se logran unas condiciones específicas de presión, de temperatura y composición del crudo. La presión requerida para este tipo de proceso es significativamente más alta que la requerida para un proceso miscible de contacto múltiple (MCM) (1).

### Proceso miscible dinámico o de contacto múltiple

El proceso miscible dinámico no requiere que el aceite y el fluido desplazante sean miscibles inmediatamente en contacto, sino que contando con un intercambio químico entre las dos fases se alcanza la miscibilidad. Las Figuras 72 y 73 se utilizarán para ilustrar el proceso dinámico miscible o de contacto múltiple con CO<sub>2</sub>. La temperatura y presión son constantes a través del diagrama a condiciones de yacimiento. El CO<sub>2</sub> puro será el fluido de inyección. La composición del crudo está dada por el punto O. La siguiente secuencia de pasos ocurrirá en el desarrollo de la miscibilidad:

- 1) El fluido de inyección, CO<sub>2</sub>, entra en contacto con el crudo, O. Estos se mezclan y la composición total resultante es dada por M<sub>1</sub>. Desde M<sub>1</sub>, que está localizado en la región de dos fases, se formarán una fase líquida, L<sub>1</sub>, y una fase vapor, V<sub>1</sub>, con las



composiciones dadas por las intersecciones de una línea de unión que pasa a través de  $M_1$ , con las curvas de punto de burbuja y punto de rocío respectivamente.

2) El líquido,  $L_1$ , ha sido originado del crudo original,  $O$ , por la vaporización de algunos de los componentes volátiles. De aquí, que éste ha disminuido en volumen, y permanecerá inmóvil, mientras la fase vapor,  $V_1$ , se mueve adelante.

3) El vapor,  $V_1$ , entra en contacto con aceite fresco,  $O$ , y de nuevo ocurre un proceso de mezclado. La composición total resultante,  $M_2$ , producirá dos fases,  $L_2$  y  $V_2$ . De nuevo, el líquido permanece inmóvil y el vapor se mueve adelante donde contacta más crudo fresco.

4) El proceso es repetido hasta que una composición total,  $M_n$ , producirá un vapor  $V_n$  el cual cuando se mezcla con el aceite forma una fase simple. En este punto, el proceso se vuelve miscible. En los casos reales, debido a las heterogeneidades del yacimiento y de las propiedades del fluido así como a la dispersión habrá un rompimiento y restablecimiento de la miscibilidad.

Detrás del frente miscible, la composición de la fase vapor cambia continuamente a lo largo de la curva de rocío. Esto lleva a una condensación parcial de la fase de vapor con el condensado resultante permaneciendo



inmóvil, pero esta cantidad de líquido formado será pequeña. La fase líquida, detrás del frente miscible, cambia continuamente en composición a lo largo de la curva de punto de burbuja. Cuando todos los componentes extractables han sido removidos del líquido, se quedará una pequeña cantidad de líquido, la cual permanecerá inmóvil. Habrá estas dos cantidades de líquido que permanecerán inmóviles y no serán recuperadas por el proceso miscible. En la práctica, los operadores han reportado que el frente de vapor viaja en cualquier dirección de 20 a 40 pies desde el límite del pozo antes de alcanzar la miscibilidad.

Este proceso dinámico miscible de vaporización que es semejante a la inyección de gas pobre a alta presión (cambiando  $\text{CO}_2$  por  $\text{CH}_4$  y  $\text{C}_1\text{-C}_4$  por  $\text{C}_2\text{-C}_6$ ) requiere un crudo con porcentajes significativos de componentes intermedios, ya que estos son los que se vaporizan y adicionan al fluido de inyección para formar un vapor que será eventualmente miscible con el aceite. Este requerimiento de intermedios significa que la composición del crudo debe caer a la derecha de una línea de unión extendida a través del punto crítico de la curva binodal, ver Figura 72. Una composición que se ubique a la izquierda, tal como la denotada por el punto A, no contendrá suficientes intermedios para desarrollar



miscibilidad. Esto se debe al hecho que el vapor más rico en intermedios que puede ser formado estará en la línea de unión extendida a través del punto A. Un crudo con la composición denotada por el punto B, ver Figuras 72 y 73, será miscible al primer contacto con el CO<sub>2</sub>, ya que la región de una sola fase, acimienta tales como fracturas,

discontinuidades estratigráficas y pinchamientos pueden Un proceso dinámico miscible de condensación para crudos con una composición A, se obtiene mediante la inyección de gas enriquecido, en el cual los intermedios son condensados del fluido de inyección para producir un crudo "nuevo" el cual será miscible con el crudo "viejo" ya con el fluido inyectado. Este proceso es de aplicación limitada debido al costo de los componentes intermedios. La fuerza gravitacional en este caso, está regulada por el

Algunos factores que afectan la eficiencia de desplazamiento miscible (17) to.

a) Tamaño y forma del yacimiento:

La eficiencia del patrón escogido no cubrimiento areal (espaciamiento de pozos) está controlada temporalmente por la naturaleza geométrica del yacimiento y su importancia radica en la necesidad de que el fluido desplazante contacte el mayor número de pozos en el yacimiento.



Dentro de la zona barrida por el fluido queda petróleo residual por lo que es importante considerar la eficiencia de barrido. Las temperaturas de yacimiento más altas requieren presiones

b) Irregularidades en la porosidad y la permeabilidad. Las anomalías del yacimiento tales como fracturas, discontinuidades estratigráficas y pinchamientos pueden reducir la eficiencia del proceso. El crudo es un factor preponderante en un proceso miscible.

c) Buzamiento estructural extractables. Además de facilitar el proceso de Los buzamientos fuertes favorecen la definición de un banco miscible aunque separe la fase desplazada de la desplazante. La mayor o menor influencia que tenga la fuerza gravitacional en este caso, está regulada por el espesor del yacimiento, la isotropía y el grado de estratificación del yacimiento.

d) Presión y temperatura del yacimiento. Por lo tanto, el fluido que presenta problemas en los

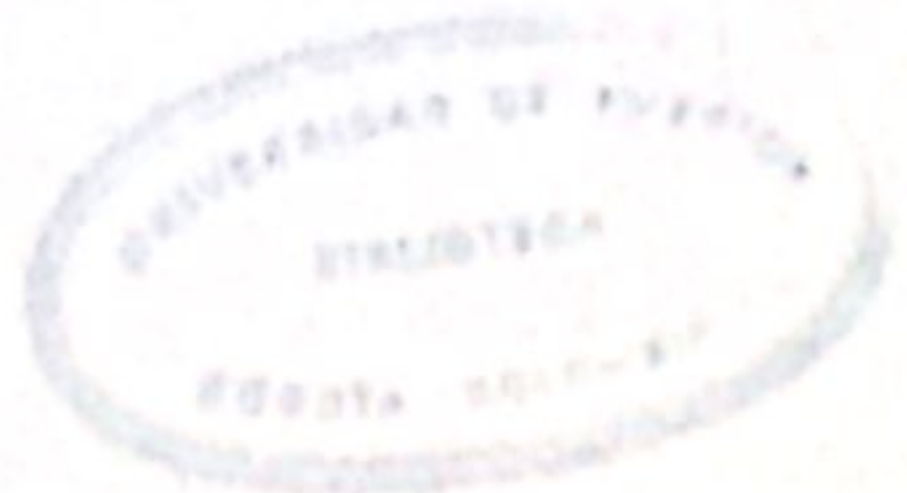
La presión es un factor determinante en el éxito o fracaso de un proceso miscible. Una presión determinada con una temperatura fija, debe prevalecer para determinar y mantener las condiciones de miscibilidad entre el petróleo y el disolvente y entre éste y el fluido



desplazante. La presión de miscibilidad entre el CO<sub>2</sub> y los hidrocarburos intermedios es elevada para cualquier temperatura. Temperaturas de yacimiento más altas requieren presiones mínimas de miscibilidad, PMM, más altas, usando un gas con bajo contenido de esos hidrocarburos.

e) Naturaleza del petróleo del yacimiento del mismo en la corriente de inyección. Aumentan o disminuyen la PMM de la fracción de hidrocarburos intermedios presentes en un crudo es un factor preponderante en un proceso miscible, ya que refleja el contenido de hidrocarburos extractables. Además de facilitar el proceso de miscibilidad, reducirá, según el caso, la cantidad de fluido desplazante necesario. Los petróleos además de requerir gran cantidad de fluido desplazante, pueden ser fácilmente sobrepasados por el mismo, debido a la razón de movilidades. En la producción primaria, el sistema capilar inicialmente ordenado, queda desordenado en lo

f) Composición del fluido inyectado de fluidos remanentes. El petróleo remanente ha quedado atrapado en las zonas. Afortunadamente, el fluido que presenta problemas en los procesos de desplazamiento miscible o de gas condensado es el fluido desplazante y no el desplazado. Si la composición del petróleo fuera determinante, muchos proyectos no tendrían posibilidades, puesto que sería una fase cuya composición no podemos controlar. Suponiendo





que el gas, con las características necesarias, está disponible o si se puede ajustar a ellas, se podrá desarrollar un proceso miscible y tipo tapón o de gas condensado a baja presión usando gas de inyección rico en hidrocarburos intermedios o un proceso de alta presión usando un gas con bajo contenido de esos hidrocarburos. En el caso del CO<sub>2</sub>, las impurezas del mismo en la corriente de inyección aumentan o disminuyen la PMM de acuerdo al tipo de sustancia. El metano y el nitrógeno la aumentan y el etano y los hidrocarburos de peso molecular ligero la disminuyen (51).  
definieron la PMM como aquella en que a una temperatura

g) Saturación de fluidos en el yacimiento

La mayoría de los yacimientos han sido producidos antes de iniciar un proyecto de desplazamiento miscible. Como consecuencia de la producción primaria, el sistema capilar inicialmente ordenado, queda desordenado en lo que se refiere a la distribución de fluidos remanentes. El petróleo remanente ha quedado atrapado en las zonas más apretadas del yacimiento y se presenta la tendencia natural del disolvente a sobrepasar estas zonas a través de las zonas más permeables, hasta que se logre crear un banco miscible.

La recuperación incremental depende también de la





final, la eficiencia con la cual los pozos productores capturen el aceite desplazado y la pérdida de aceite debido a la resaturación de las zonas de baja saturación de aceite son factores que influyen en la eficiencia del desplazamiento miscible (53).

### Presión mínima de miscibilidad

Los investigadores han discrepado en la definición de presión mínima de miscibilidad. Holm y Josendal (23, 24) definieron la PMM como aquella en que a una temperatura dada, se alcanza una recuperación de alrededor del 94% de OOIP y sobre la cual no se recuperó esencialmente más aceite. Yellig y Metcalfe (59) definen PMM como el más bajo nivel de la presión en que ocurre un desplazamiento miscible, en el cual se obtiene una recuperación final máxima (aproximadamente 95%, ver Figura 16), o muy cercana a ésta con la inyección de 1,2 PV (\*) de CO<sub>2</sub>. Entonces, podemos decir, que la menor presión a la cual el CO<sub>2</sub> contenido en el fluido de inyección puede desarrollar miscibilidad con el crudo del yacimiento a su temperatura se define como la presión mínima de miscibilidad, PMM.

(\*) PV: (Pore volume), volumen poroso.



desplazamientos  
Al parecer el mejor método para estimar la PMM son las pruebas de laboratorio (30). Las mediciones pueden ser realizadas en una celda PVT convencional o usando pruebas de desplazamiento en tubo delgado, preferencialmente esta última a la inyección de 1,2 PV.

Los resultados de las correlaciones para el Campo Galán, de presión y mínima de miscibilidad se encuentran en la Tabla 16. color del fluido a medida que éste fluye en la celda visualiza

Las correlaciones que consideran la temperatura y la distribución de hidrocarburos son las más cercanas a predicciones, precisas y son útiles para estimar inicialmente la presión. Sin embargo, aún "las mejores" de estas correlaciones no predice de forma precisa la PMM para crudos pocos comunes, tales como el de Ganado o para crudos pesados (Gravedad API < 25°, 0,9 gr/cc).

La distribución de los pesos moleculares del crudo (47).  
Ahora bien, el método más común y preciso usado para determinar la presión (5a), la cual se alcanza un desplazamiento miscible multicontacto es la inundación con CO2 en laboratorio (22).

Se asume que se alcanzó la miscibilidad, si los siguientes criterios se logran en un experimento de



desplazamientos: estos incluyen: PPM contra temperatura (59),  
 PPM contra temperatura y peso molecular de CS<sub>2</sub> (73, 80),  
 - Una recuperación mínima del 90% del aceite en el  
 espacio poroso, vea DIP, al rompimiento del fluido  
 de inyectado, con una recuperación de aceite esencialmente  
 completa a la inyección de 1,2 PV.

Utilización de correlaciones (vea Daley & Salas (19-61))  
 - Ausencia de interfases de fluidos en la celda visual.  
 Se observará generalmente un cambio gradual y continuo  
 en el color del fluido a medida que éste fluye en la  
 celda visual. temperatura a profundidad promedio (3,400') = 122°F.

Algunos factores que afectan la presión mínima de  
 miscibilidad, PMM, son: (189) (vea Daley & Salas (19-61))

Peso molecular CS<sub>2</sub> (240) (vea Daley & Salas (19-61))

1. Composición del aceite.
2. Composición del fluido inyectado (impurezas).
3. Tamaño de las moléculas de hidrocarburos.
4. La distribución de los pesos moleculares del crudo (47).
5. Temperatura de yacimiento (59).
6. Gravedad API del crudo (53).

\*API: 16,5 a 10 PPM = 4.000 psia. (API = 27).

### Correlaciones:

Corrección por temperatura

Se han realizado varios intentos de presentar una  
 correlación para determinar la PMM para varios



yacimientos. Estos incluyen: PMM contra temperatura (59),  
 PMM contra temperatura y peso molecular de C5+ (23, 30),  
 PMM contra densidad del CO2 y contenido C5-C30, PMM vs.  
 temperatura y gravedad API (53), PMM contra distribución  
 detallada del tamaño y estructura molecular (22).

Utilización de correlaciones según datos de Galán (G-61)

Datos: Temperatura (3.800') = 2126°F.

T = Profundidad = 3.800 pies.

Temperatura a profundidad promedio (3.405') = 122°F.

PMM según Holm - Josendal/1.974 (23).

Peso molecular C5+ (180) -----> PMM = 1.790 psia.

Peso molecular C5+ (240) -----> PMM = 1.940 psia.

PMM según Mungan (30).

PMC5+ (260) -----> PMM = 2.020 psia.

PMC5+ (340) -----> PMM = 2.310 psia.

PMM según el NPC/1.976 (53).

\*API: 18,5 a 10 PMM = 4.000 psia. (\*API < 27).

Corrección por temperatura:

Siendo T = 122°F, adicionar 200 psi.

PMM = 4.200 psia.



debido a las relaciones de fracciones volátiles a  
 PMM según Cronquist (30).

PM C5+ (180) -----> PMM = 1.710 psia.

PM C5+ (240) -----> PMM = 1.850 psia.

PMM según Yellig y Metcalfe (59).

T = 122°F -----> PMM = 1.560 psig = 1.474,7 psia.

PMM según Holm y Josenda/1.982 (24).

T = 122°F

C5-C30	2.75	CO2 a PMM	PMM
C5+	(gr/cc)		(psia)

NOTA: Debido a la inexactitud de datos de laboratorio de análisis (55%) lado del 0,76, hemos 2.350 de valores para el 80% usar la corrección de 0,55 lones. 1.460

PMM según Orr y Jensen (36)

Considerando que la presión del punto de burbuja (BPP) al cruce de Balán es 1590 psia a 120°F (16), (presión

original del yacimiento) y de acuerdo con lo expuesto en PMM según Alston, et al. (1)

PMC5+	PMM (psia)
140	1.000
200	1.800
240	2.600
300	3.850

NOTA: No se considera el factor de corrección para la PMM



presión debida a las relaciones de fracciones volátiles a P.L.F. intermedias.  $\rho = 1 \text{ psi/pie} = 2,400 \text{ psi}$

PMM según Orroy Silva (37, 38)

apreci CO2 en la Tabla F.14. Las correlaciones se pueden

(gr/cc)	PMM (psia)	T = 122°F
0,42	1,47	
0,56	1,20	
0,665	1,00	
0,770	0,80	
		2,750

NOTA: Debido a la no disponibilidad de datos de laboratorio de análisis detallado del crudo, hemos asumido valores para poder usar la correlaciones.

Del estudio de la referencia 4, se tomó el valor que Considerando que la presión del punto de burbuja (BPP) del crudo de Galán es 1590 psia a 120°F (16), (presión inicial del yacimiento) y de acuerdo con lo expuesto en las correlaciones, las PMM menores que ésta serán llevadas a este valor. la fracción C5+.

La presión límite de fractura se estima comúnmente multiplicando la profundidad del yacimiento por un gradiente de fractura, asumido para Galán: 01 psi/pie. Entonces:



Presión límite de fractura = Profundidad promedio x 1  
 P.L.F. = 3.400 pies x 1 psi/pie = 3.400 psi  
 Para el Campo Galán

Los resultados utilizando las correlaciones se pueden apreciar en la Tabla 16.

El Consejo Nacional del Petróleo (USA), NPC (1.976) (53), recomienda un factor de seguridad de 300 psi que debe ser sustraído a la presión límite para estimar una presión factible.

200 1.780  
 240 1.860  
 260 1.930  
 Presión factible = P.L.F. - 300 psi  
 200 1.720  
 240 1.830  
 Presión factible = 3.400 - 300 = 3.100 psi

Del estudio de la referencia 4, se tomó el valor que tienen evaluado para el peso molecular del crudo de Galán (PM=260), obtenido de pruebas de laboratorio. Con el objeto de hacer un estimativo de la PMM que se necesitaría en Galán, se asume este valor como el peso molecular promedio de la fracción C5+.

200 2.200  
 240 2.600  
 260 2.900  
 Considerando las correlaciones que involucran además de T y P, el peso molecular promedio (C5+) (PM=260, para Galán), la PMM estará en el orden de 2.000 a 3.000 psi.

Rango de valores asumido.



ANEXO 10  
 DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE  
 TABLA 16. Resultados de las correlaciones de P.M.M. Para el Campo Galán

Datos generales  
 T 3.400' = 122 °F  
 Profundidad = 3.400'  
 API = 18,5 - 20  
 PM C5+ = 200 - 260 lb/lbmol \* aunque  
 PM = 260 lb/mol

Peso molecular promedio de la fracción C5+	Presión mínima de miscibilidad (psia)	Correlación	
200	1.780	Holm y Josendal/74 (23)	
220	1.860		
240	1.930		
260	2.010	N. Mungan/81 (30, 31)	
200	1.720	Cronquist/78 (30)	
220	1.790		
240	1.850		
	1.600	Yellig y Metcalfe/80 (59)	
% peso (C5-C30) C5+	$\rho_{CO2}$ * (g/cc)		
65	0,51	1.600	
75	0,59	1.860	
85	0,67	2.000	
		1.540	Orr y Jensen/84 (36)
200		1.800	Alston, Kokolis y James/85 (1)
220		2.200	
240		2.600	
260		2.900	
CO2	F *		
0,56	1,20	1.720	Orr Jr y Silva/87 (38)
0,665	1,00	2.010	
0,770	0,80	2.750	

\* Rango de valores asumido.



La inundación con CO<sub>2</sub> ANEXO 10 es un proceso para mejorar las producciones de un yacimiento. Los principales mecanismos involucrados

Los procesos de inundación inmiscible con CO<sub>2</sub> aunque limitados son aplicables a ciertos programas de EOR actuales. Esta aplicabilidad resulta de la habilidad del CO<sub>2</sub> para hinchar el petróleo del yacimiento mientras reduce su viscosidad haciendo que éste fluya más fácilmente a condiciones de yacimiento. En algunas aplicaciones de campo, se han logrado desplazamientos más eficientes con inundación de CO<sub>2</sub> inmiscible que con inundaciones inmiscibles con gas natural (53). La inyección de surfactantes con agua y la estimulación cíclica con

En el proceso de desplazamiento inmiscible con CO<sub>2</sub> éste se mantiene bajo condiciones de presión y temperatura tales, que se presenta en el yacimiento como una sola fase líquida (L), llevándose así a cabo un desplazamiento inmiscible del tipo L-L. Las principales diferencias entre este sistema y el constituido por un desplazamiento con agua residirán en la diferente distribución de fluidos en la estructura porosa, resultante de las características de mojabilidad entre los sistemas CO<sub>2</sub> (L)-aceite-roca y agua-aceite-roca, y con la relación de movilidad más favorable que se tendría en el desplazamiento inmiscible con CO<sub>2</sub> (43).





La inundación con CO<sub>2</sub> inmiscible es un proceso para mejorar las propiedades de flujo del petróleo viscoso en el yacimiento. Los principales mecanismos involucrados son: hinchamiento del aceite, reducción de la viscosidad y tensión interfacial, emulsificación de la despresurización (Blowdown) o vaciamiento, debido a la disolución del CO<sub>2</sub> en el agua reacciones con los

Algunos tipos de procesos inmiscibles con CO<sub>2</sub> son: 1) inyección continua de dióxido de carbono; 2) Tapón de CO<sub>2</sub> empujado por agua; 3) inyección de tapones alternados de CO<sub>2</sub> y agua (WAG); 4) otras versiones de la inyección de surfactantes con agua y la estimulación cíclica con CO<sub>2</sub>.

Al final del proceso de inundación, el aceite inmiscible (y el agua) contienen una considerable cantidad de CO<sub>2</sub> en

Como se indicó previamente, la reducción de la viscosidad del petróleo en el yacimiento fue el primer mecanismo reconocido para aumentar el recobro de aceite inmiscible con CO<sub>2</sub>. Se investigaron otros mecanismos en el laboratorio y del campo (21 y 22). El hinchamiento del aceite a medida que éste entra en solución contribuye a la liberación de aceite atrapado (residual), particularmente en crudos de alta gravedad. Las aplicaciones de campo del proceso de CO<sub>2</sub> inmiscible, sin embargo, han sido realizadas en crudos de baja gravedad y alta viscosidad, donde domina el efecto de reducción en





la viscosidad (22).

La tensión interfacial entre CO<sub>2</sub> y aceite saturado es mucho más baja que la existente entre el aceite y el agua, lo cual ayuda a disminuir la saturación de aceite residual, Sor. Además, el ácido formado debido a la disolución del CO<sub>2</sub> en el agua reacciona con los constituyentes básicos del crudo, conduciendo a la formación de sustancias de superficie activa. Estas causan emulsificación del aceite y el agua en la interfase. Tales emulsiones agua-aceite disminuyen la movilidad del agua y su rompimiento prematuro.

Al final del proceso de inundación, el aceite in-situ (y el agua) contienen una considerable cantidad de CO<sub>2</sub> en solución. La liberación de este gas como resultado de la reducción de presión, puede conducir a una recuperación adicional de el orden del 3% (15).

Holm y Josendal/1.974 (23), muestran los resultados, ver Figura 74, de inundación inmisible L-L (líquido-líquido) con CO<sub>2</sub> en sistemas de corazones consolidados de 96 pies de longitud conteniendo salmuera y un crudo de 38°API. La saturación de aceite después de una inundación con agua fué alrededor del 30% PV a través de la longitud del sistema. Después de una inundación con un tapón de 6% de



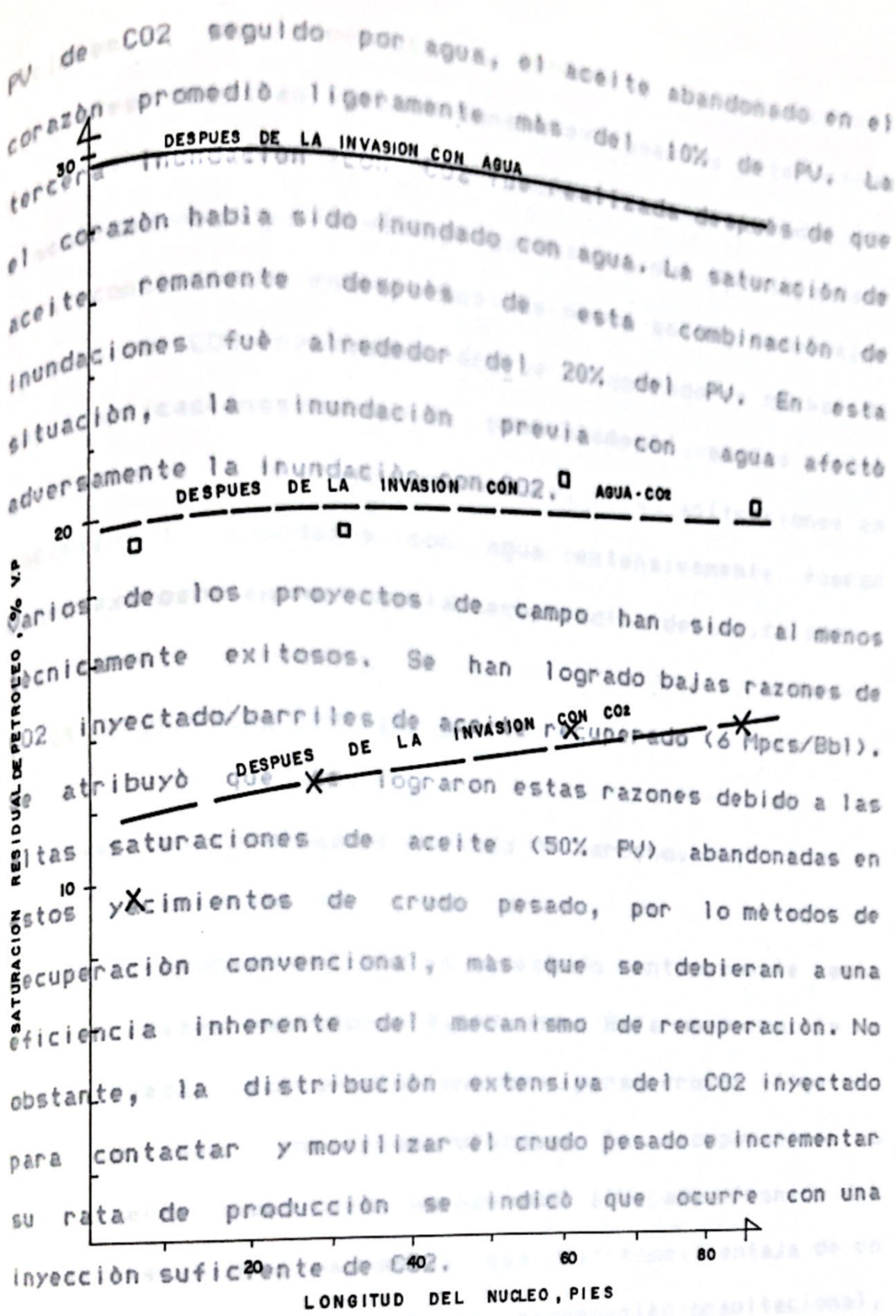


Fig.74- Variación de la saturación residual de aceite en un sistema lineal de areniscas, después de inundación con agua a 900 psi y 75°F con CO2 y tapón de CO2 del 6% en V.P. seguido por agua (23)

investigado en el laboratorio fue el empuje de gas en solución. La liberación de la presión de un crudo saturado con CO2 causa que éste se produzca casi como un





PV de CO<sub>2</sub> seguido por agua, el aceite abandonado en el corazón promedió un ligeramente más del 10% de PV. La tercera inundación con CO<sub>2</sub> fue realizada después de que el corazón había sido inundado con agua. La saturación de aceite remanente después de esta combinación de inundaciones CO<sub>2</sub> fue alrededor del 20% del PV. En esta situación, la inundación previa con agua afectó adversamente la inundación con CO<sub>2</sub>. Otras aplicaciones en yacimientos inundados con agua extensivamente fueron varios de los proyectos de campo han sido tal menos técnicamente exitosos. Se han logrado bajas razones de CO<sub>2</sub> inyectado/barriles de aceite recuperado (6 Mpcsb/Bbl). Se atribuyó que se lograron estas razones debido a las altas saturaciones de aceite (50% PV) abandonadas en estos yacimientos de crudo pesado, por lo métodos de recuperación convencional, más que se debieran a una eficiencia inherente del mecanismo de recuperación. No obstante, la distribución extensiva del CO<sub>2</sub> inyectado para contactar y movilizar el crudo pesado e incrementar su tasa de producción se indicó que ocurre con una inyección suficiente de CO<sub>2</sub> que se tome ventaja de un formación delgada con buena segregación gravitacional. Otros mecanismos de CO<sub>2</sub> inmiscible reconocido se investigado en el laboratorio fue el empuje de gas en solución. La liberación de la presión de un crudo saturado con CO<sub>2</sub> causa que éste se produzca casi como un



yacimientos en producción primaria. Publicaciones recientes muestran aplicaciones exitosas de este método cíclico (Huff'n'Puff) en yacimientos de crudos de viscosidad media. (30-40 cp) que tienen muy pocos pozos y poca continuidad entre ellos. De nuevo se lograron bajas razones de CO<sub>2</sub> inyectado a aceite recuperado en muchas de las aplicaciones, debido probablemente a las altas saturaciones de aceite presentes. Otras aplicaciones en yacimientos inundados con agua extensivamente fueron menos exitosos en mejorar la recuperación de aceite (22). recuperación durante la fase de inyección de CO<sub>2</sub>

### Tipos de procesos inmiscibles con CO<sub>2</sub>

1) Inyección continua de dióxido de carbono. 33,5% a 45,9% del aceite in-situ, usando un tapón del 20% de HCPV de

En este proceso el CO<sub>2</sub> es inyectado continuamente hasta que la razón está sobre 4.000 sm/m. Esta aproximación ha sido usada satisfactoriamente para crudos ligeros, mientras que en crudos viscosos la recuperación es posiblemente más baja (menos del 10% para el crudo del Campo Akerfeldy), que menos que se tome ventaja de una formación delgada con buena segregación gravitacional, como es el caso del Campo La Oveja, Venezuela, donde se reportó una recuperación del 35% por empuje de gas (15). do elástico, y disminuyendo la producción de CO<sub>2</sub> libre.



## 2) Tapón de CO<sub>2</sub> empujado por agua, de CO<sub>2</sub>-agua.

En este proceso, un tapón de CO<sub>2</sub> es seguido por agua o agua carbonatada. La recuperación es más alta y los requerimientos de CO<sub>2</sub> son más bajos que el proceso de inyección continuo. Los experimentos usando el crudo Akerfeldy mostraron, que el CO<sub>2</sub> tiene un efecto estabilizante frente de agua, demorando el rompimiento. Los autores mostraron (Farouq-Rojas/1.985 (15)), que este proceso es dependiente de la tasa; la recuperación durante la fase de inyección de CO<sub>2</sub> disminuyó con un incremento en la tasa, mientras que durante la fase de inyección de agua se incrementó. En este trabajo (15), la recuperación varió de 33,5% a 45,9% del aceite in-situ, usando un tapón del 20% de HCPV de CO<sub>2</sub>.

## 3) Inyección de tapones alternados de CO<sub>2</sub> y agua (WAG).

En este caso, el tapón de CO<sub>2</sub> es dividido en varios pequeños tapones que se inyectan de forma alternada con agua, hasta que se alcanza una razón agua/gas predeterminada. El agua reduce la movilidad del CO<sub>2</sub> y su tendencia a la canalización, incrementando el barrido volumétrico, y disminuyendo la producción de CO<sub>2</sub> libre.



#### 4) Otras versiones de la inyección de CO<sub>2</sub>-Agua.

Incluyen la inyección simultánea, la inyección de surfactantes con agua y la estimulación cíclica con CO<sub>2</sub>. Basados en simulaciones numéricas, Warner (56), reportó que desde el punto de vista de recuperación de aceite, la inyección simultánea, es mejor que los procesos anteriormente mencionados, como se muestra en la Figura 66. A partir de consideraciones prácticas la corrosión excesiva podría perjudicar este proceso. El uso de agua con surfactantes ha tenido algunos éxitos en el laboratorio y en el campo, en cuanto al objetivo fundamental de reducir la movilidad del CO<sub>2</sub>. La estimulación cíclica por CO<sub>2</sub> ha sido probada por una extensión limitada.

de energía por expansión para aumentar el flujo de aceite estimulado. Los investigadores han evaluado muchos disolventes que han resultado económicamente inatractivos. El principal problema con los disolventes orgánicos es su inhabilidad de alcanzar profundidad dentro del yacimiento, por lo que en muchos de los procesos no se ha obtenido una ganancia sustancial de petróleo.

durante 1977, se adicionó una nueva dimensión al concepto de disolvente, el uso de CO<sub>2</sub> supercrítico como disolvente para alcanzar profundidad de reducción en la viscosidad dentro del yacimiento. Desde ese tiempo varias



## INYECCION CICLICA

El problema de productividad va en contra del efecto retardador en el flujo del aceite comunicado por la alta viscosidad del fluido. La viscosidad puede ser reducida por calentamiento, como en los procesos de vapor, o por dilución del disolvente adecuado. El disolvente ideal, según Sayegh y Maini (14), debería tener estas características: 1) disolverse en el aceite, así reduce su viscosidad; 2) no surgir como una fase inmisible, altamente móvil producida preferencialmente el aceite; 3) si este surge como en 1), permanecer atrapado como una fase inmóvil, suministrando energía por expansión para fomentar el flujo de aceite estimulado. Los investigadores han evaluado muchos disolventes que han resultado económicamente inatractivos. El principal problema con los disolventes orgánicos es su inhabilidad de alcanzar profundidad dentro del yacimiento, por lo que en muchos de los procesos no se ha obtenido una ganancia sustancial de petróleo.

Durante 1.977, se adicionò una nueva dimensiòn al concepto de disolvente, el uso de CO2 supercrítico como disolvente para alcanzar profundidad de reducciòn en la viscosidad dentro del yacimiento. Desde ese tiempo varias



compañías han probado en campo el proceso con aceites viscosos que varían ampliamente, con buenos resultados (40). Se usó un simulador numérico para analizar los datos y hacer predicciones del rendimiento. Ellos concluyeron:

El dióxido de carbono es frecuentemente seleccionado como el gas de estimulación debido a su alta solubilidad en el crudo y a sus características de reducción de la viscosidad del mismo (44). En algunos casos, el CO<sub>2</sub> podría ser atractivo

### Revisión de la literatura

Varias alternativas para la explotación del campo de Reid y Robinson (42), revisaron el rendimiento del proyecto de Campo Lick Creek Meakin Sand Unit. Este consistió de una primera fase en la cual los productores e inyectores fueron estimulados cíclicamente. La segunda fase involucró la inyección de CO<sub>2</sub>, y la tercera fase consistió de una inyección alternada de agua y CO<sub>2</sub>. Finalmente, se inyectó agua continuamente. Ellos concluyeron que el proyecto fue exitoso y que el proceso de inyección CO<sub>2</sub>/agua es viable para los yacimientos de crudo pesado en formaciones relativamente delgadas.

Stright, et al (52), describen una prueba de un solo pozo para un yacimiento conteniendo agua de fondo (Grand Forks Lower Mannville C. Pool, Alberta). El CO<sub>2</sub> se inyectó en el contacto agua-aceite en un intento de mejorar la



eficiencia de contacto CO<sub>2</sub>-crudo. El pozo, después de un periodo de remojo de 27 días, fue puesto en producción. Se usó un simulador numérico para analizar los datos y hacer predicciones del rendimiento. Ellos concluyeron, entre otras cosas que la inyección con CO<sub>2</sub> cíclica en yacimientos con agua de fondo no era un proceso factible debido a la pérdida de eficiencia. De otro lado, un esquema de desplazamiento con tapón podría ser atractivo para algunos casos.

Varias alternativas para la explotación del campo de crudo pesado El Piropo en el Mar Adriático fueron presentadas por Bella, et al (44). Este es un yacimiento de carbonatos que contiene un crudo de 21.3°API. El fracturamiento hidráulico masivo en un pozo mejoró la producción pero no lo suficiente para hacerla comercial. Las mediciones de comportamiento de fases en el laboratorio y las inundaciones en empaque de área indicaron que la inundación miscible con CO<sub>2</sub> puede ser aplicada, sin embargo, la precipitación de asfaltenos podría ser un problema. presentaron los resultados de una prueba con inyección de CO<sub>2</sub> en yacimientos de Datos de comportamiento de fases de mezclas CO<sub>2</sub>-crudo pesado fueron reportadas por Straight, et al, Miller y Jones y Bella, et al. Los últimos autores encontraron que, la temperatura crítica del CO<sub>2</sub>, su solubilidad (Rs)





en los crudos pesados se incrementaba a través del rango de presión, mientras que a temperaturas subcríticas la  $R_s$  se estabilizaba a presión sobre la crítica. Esto es esperado ya que la  $R_s$  del  $CO_2$  líquido en el crudo no será una función marcada de la presión. Kaul y Prausnitz y Monge y Prausnitz midieron las solubilidades ( $R_s$ ) de hidrocarburos pesados en gas comprimido, y Alexander y Prausnitz desarrollaron un método para la caracterización de fracciones pesadas para usarlo en los cálculos de EOS (Equation of state). La primera serie fue realizada usando  $CO_2$  como gas de carbonatación. Ocurrió Shelton y Morris (46), Patton, et al (40, 41) y Klins y Farouq Ali analizaron el proceso de estimulación con  $CO_2$  usando simuladores numéricos. El defecto de varios parámetros tales como las propiedades del gas/crudo, la saturación del gas crítico y el reciclaje de gas producido fueron estudiadas. En general, ellos concluyeron que el proceso podría ser exitoso si se ajustara adecuadamente. una saturación de gas libre baja, la cual era muy pequeña para proveer la cantidad requerida Watts, et al (57), presentaron los resultados de una mini prueba con inyección de  $CO_2$  en yacimientos de carbonatos de baja permeabilidad ( $K$ ) y una alta saturación de aceite ( $S_o$ ) del campo Hilly Upland West Virginia. El proyecto permitió determinar la factibilidad de inyectar  $CO_2$  en yacimientos de baja





permeabilidad; 2) incrementó la recuperación de aceite y 3) obtener experiencia e información en procesos con estas características.

Región I. Aplicación de Baja Presión.

Sayegh y Maini (44), realizaron pruebas de laboratorio para evaluar un proceso de estimulación Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> en un yacimiento de crudo pesado (Lloydminster). Hicieron dos series de mediciones del comportamiento de fases con crudo reconstituido, cada una en un ciclo de presurización y liberación. La (primera) serie fue realizada usando CO<sub>2</sub> como gas de carbonatación. Ocurrió un hinchamiento del crudo y observó una gran reducción de la viscosidad de este. La segunda serie fue llevada a cabo usando una razón molar CH<sub>4</sub>/CO<sub>2</sub> de 1:3 simulando el uso de gas reciclado en el proceso Huff'n'Puff. Los resultados demostraron que el CH<sub>4</sub> reduce la eficiencia del CO<sub>2</sub>. Las inyecciones en corazoncitos mostraron una pobre eficiencia de desplazamiento por la inyección rápida de CO<sub>2</sub>, resultando en una saturación de gas libre baja, la cual es muy pequeña para proveer la cantidad requerida de CO<sub>2</sub> para una reducción efectiva de la viscosidad del crudo. La presencia de una saturación de agua móvil baja resultó en un desplazamiento preferencial de agua y permitió de alguna manera una distribución longitudinal más uniforme del CO<sub>2</sub> a lo largo del corazón. CO<sub>2</sub> en la recuperación de crudo parecen ser debidos a la



## Efecto de la presión y temperatura del yacimiento en los mecanismos de desplazamiento por inyección por CO<sub>2</sub>

- Región I. Aplicación de baja presión, reduce su viscosidad
- Región II. Presión intermedia, aplicación de alta temperatura
- Región III. Presión intermedia, aplicación a baja temperatura
- Región IV. Aplicación a alta presión, gases o de agua con
- Región V. Presión alta, aplicación (líquido) a baja temperatura.

### Región II Presión intermedia, alta temperatura (>122°F)

Es importante notar que las líneas que dividen las regiones son generalizaciones que varían de crudo a crudo. Los crudos más pesados desviarán estas divisiones hacia arriba. Ya que el CO<sub>2</sub> tiene una temperatura crítica de 87.7°F muchos yacimientos son excluidos de tener CO<sub>2</sub> líquido presente en la cara de la formación. La región V es utilizada para aplicaciones de CO<sub>2</sub> líquido en áreas cercanas al pozo.

### Región I Aplicación de Baja Presión

A presiones de yacimientos (debajo de un 1000 psi, los mayores efectos de la inyección de CO<sub>2</sub> en la recuperación de crudo parecen ser debidos a la



solubilidad del CO<sub>2</sub> en el aceite. Además de un incremento en la presión de yacimiento, la introducción del CO<sub>2</sub> en el yacimiento hincha el aceite, reduce su viscosidad significativamente, contribuye a un empuje interno de gas en solución, e incrementa la inyectividad.

La recuperación de aceite hasta la presión de inundación aplicable de la inyección de CO<sub>2</sub> a baja presión es mejor que en los yacimientos poco profundos de crudo viscoso donde los métodos termales o de agua son ineficientes. La inyección-vaporización lleva a una distribución gradual de fluidos dentro de la sección.

Región II Presión intermedia, alta temperatura (T > 122°F)

En esta región, la inyección de CO<sub>2</sub> puede ser hasta un vapor de 100% de CO<sub>2</sub>. Una forma útil de explicar la presión de yacimiento mayores que en la región de I de inferiores presiónes, es que en esta región se encuentran mecanismos suplementarios. Además del incremento en la presión de yacimiento, el hinchamiento y reducción de la viscosidad del crudo, pueden ser vaporizados hidrocarburos hacia la fase gaseosa.

Para un crudo dado y una temperatura de yacimiento, el CO<sub>2</sub> extrae aceite en cantidades crecientes, cuando se incrementa la presión. Este hinchamiento del crudo ocurre únicamente hasta un punto. Después de una presión dada, el crudo comienza a vaporizarse en una fase de CO<sub>2</sub>-gas rico, ver Figura 64. A 1400 psi, el crudo Mead-Straum se



ha hinchado hasta un 40% del volumen original. Sobre esta presión, la fase de aceite comienza a encogerse significativamente, de este es indicativo de una extracción de hidrocarburos. Se nota en la Figura 64, que a medida que ocurre la vaporización hay un incremento medible en la recuperación de aceite hasta la presión de inundación de 2400 psia, donde esencialmente el 100% del aceite en el lugar se recupera. El mecanismo del proceso que se lleva a cabo en la región correspondiente,

El proceso de inyección-vaporización lleva a una distribución gradual de fluidos dentro de la sección transversal del yacimiento, variando desde crudo virgen hasta un vapor de 100% de CO<sub>2</sub>. Una forma útil de explicar esta información composicional es a través del uso de los diagramas presión-composición (P-X), ven Figura 58. Aún si bien el diagrama (P-X) no contiene toda la información de interés, éste es un método simple y rápido de revisar el comportamiento total de fases de un sistema dado aceite de yacimiento/CO<sub>2</sub>. No hay vaporización de componentes líquidos del crudo. Las

El método más completo de selección involucra una predicción de la recuperación incremental de crudo (tasa contra tiempo) y el rompimiento de CO<sub>2</sub> (tasa contra tiempo) combinado con una evaluación económica del proyecto, usando técnicas de simulación numérica. La información técnica que puede ser requerida incluye:



1. Presión mínima de miscibilidad.
2. Hinchamiento de crudo y reducción de su viscosidad.
3. Datos de PVT de contacto simple y múltiple.
4. Precipitación de asfaltenos.

El ciclo de desplazamientos inmiscibles se determina la PMM con el fin de identificar el mecanismo del proceso que se lleva a cabo en la región correspondiente. El CO<sub>2</sub> se propaga profundamente por el yacimiento. Mientras el CO<sub>2</sub>

Modelo de simulación de aceite negro (Black oil)

Este modelo simula el proceso de Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> bajo condiciones de no miscibilidad, los simuladores tradicionales de aceite negro son capaces de simular sistemas donde estén presentes agua, crudo y CO<sub>2</sub> en todas las proporciones. Usualmente las transferencias de masa entre las fases agua-gas, agua-crudo y gas-crudo son calculadas solucionando las funciones de razón gas-aceite-agua. No hay vaporización de componentes líquidos del crudo. Las propiedades de los fluidos en este tipo de simuladores son obtenidas a partir de los factores volumétricos de formación del crudo, agua y gas, las viscosidades de las fases, la razón de gas en solución-aceite y la razón gas en solución-agua. Todas son funciones específicas de la presión. Debido a que el tiempo de cómputo es bastante por lo



que este tipo de modelo es ideal para un proceso H21 con punto de inyección. Este tipo de simulador es la única

Durante un período de remojo largo, tienen lugar campos composicionales bajo el ambiente de la región II y superiores, ver Figura 18. La característica única del

proceso Huff'n'Puff con CO2 es que la movilidad adversa entre el CO2 y el crudo es útil y provee realmente el mecanismo (ramificación viscosa) por el cual el CO2 se

propaga profundamente por el yacimiento. Mientras el CO2 migra profundamente dentro del yacimiento, extrae la fracciones más livianas del crudo formando mezclas de

CO2-liquidos rico. Un banco de hidrocarburos ligeros se forma entre el aceite desplazado y el CO2 inyectado. Durante el ciclo de producción, la recuperación

incremental del crudo resulta fundamentalmente de estos componentes ligeros con CO2 producido. La simulación composicional es la selección apropiada para aplicaciones

donde el comportamiento de fase es complejo y las propiedades de fase dependientes de la composición son muy críticas. La simulación composicional introduce un

significativo incremento en el número de variables sobre los modelos inmiscibles de aceite negro, requiriendo tiempo adicional de computación. Si el número de

componentes usados para ajustar el comportamiento de fases es grande, el tiempo de computo es bastante por lo



que este tipo de modelo es ideal para un proceso MCM con CO2 donde la miscibilidad ocurre a alguna distancia del punto de inyección. Este tipo de simulador es la única alternativa para aplicaciones de bajas temperatura (<T yacimiento < 120°F); si se forman líquidos múltiples, se promueve una reducción benéfica de la viscosidad del

Requerimientos de datos de entrada para el simulador

<u>Parámetro</u>	<u>Fuente</u>
Datos de producción-inyección	Pruebas de campo y mediciones de CO2 y producción total
Presiones de producción-inyección	mediciones de profundidad, en varias pruebas de campo y mediciones
Datos de las propiedades de los fluidos	Análisis PVT de laboratorio
Espesor neto productor	Registros, corazones y datos de presión transitoria y rendimiento
Presión de yacimiento	Datos de prueba de presión (Build-up) arena.
Saturación de agua connata	Registros y análisis, 1-0,2 de corazones
Saturación de gas inicial	Datos de Kg/Ko
Datos de Krelativa de gas, aceite y agua	Análisis de corazones y registros
Radio efectivo del pozo y estado de éste	Datos de presión transitoria
Transmisibilidad	Datos de presión transitoria, análisis de corazones.
Estratificación	Análisis de corazones.



## Variables operacionales:

La presión de tratamiento es la máxima presión de yacimiento permitida durante la inyección. La presión (de tratamiento) alta introduce más CO<sub>2</sub> en solución y promueve una reducción benéfica de la viscosidad del crudo. Según Patton et al, se recomienda que el pozo sea tratado a la más alta tasa (presión) consistente con la disponibilidad de equipo de inyección de CO<sub>2</sub> y profundidad. Han sido usadas presiones de inyección total tan altas como 0,7 psi/pie de profundidad, en varias pruebas de campo con buenos resultados.

Para que los resultados sean aplicables a yacimientos de espesores variables, los volúmenes de tratamiento han sido expresados como millones de pies cúbicos estandar de CO<sub>2</sub> inyectado por pie neto productor, Mpcs/pie de arena. Un tratamiento típico de pozo usará entre 0,1-0,2 Mpcs/pie de arena. El efecto de volumen de tratamiento para diferentes viscosidades se muestra en la Figura 75. El máximo prematuro mostrado para ambos crudos no es bien comprendido. Uno esperaría un incremento estable de la producción con el volumen del tratamiento, aproximándose a un valor asintótico límite. Para las situaciones de campo actuales (1.982), el máximo punto de provecho será obtenido para tratamientos de menos de 400 pcs/pie, y de



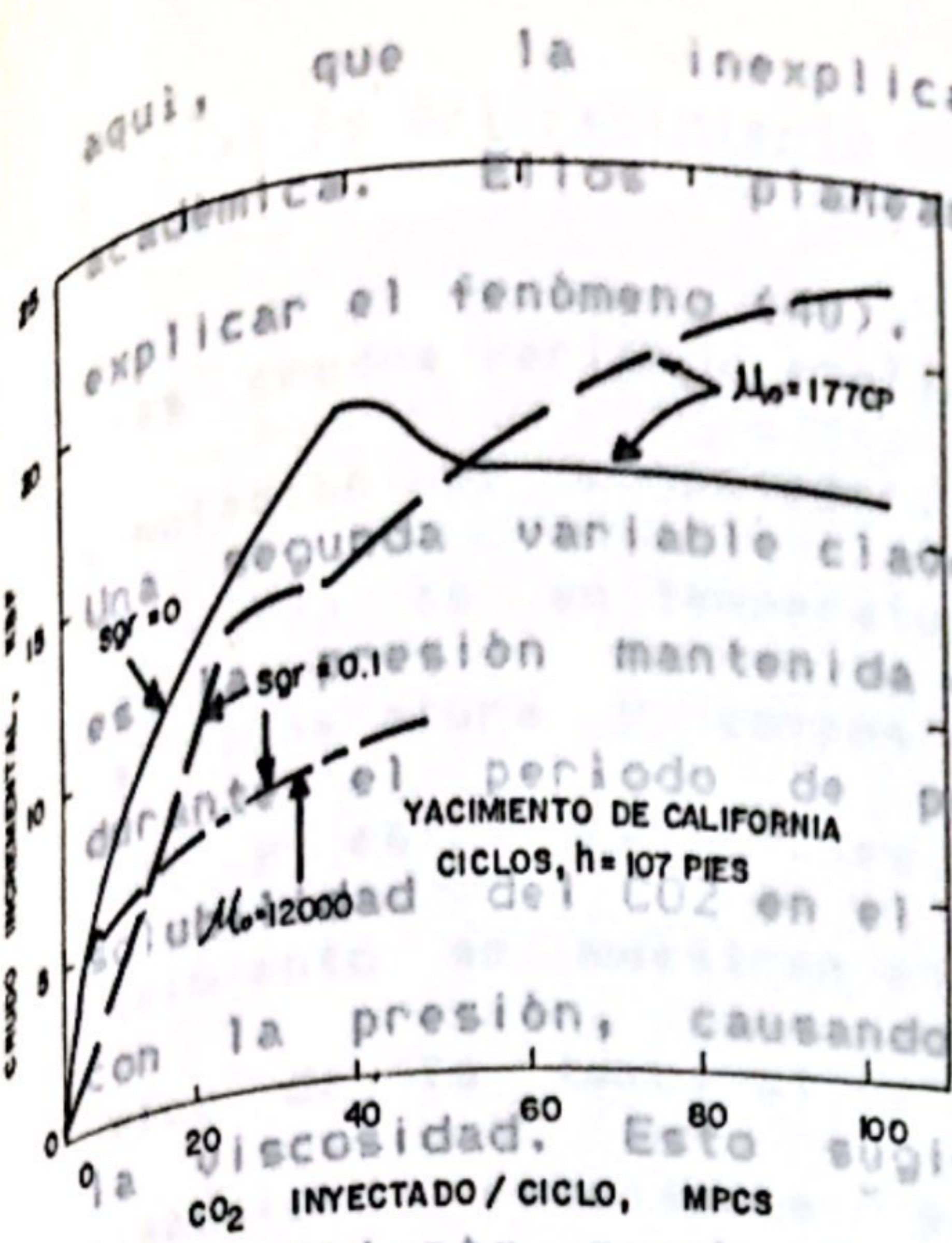


Fig. 75- Efecto del volumen con CO2 en la recuperación incremental de crudo (40)

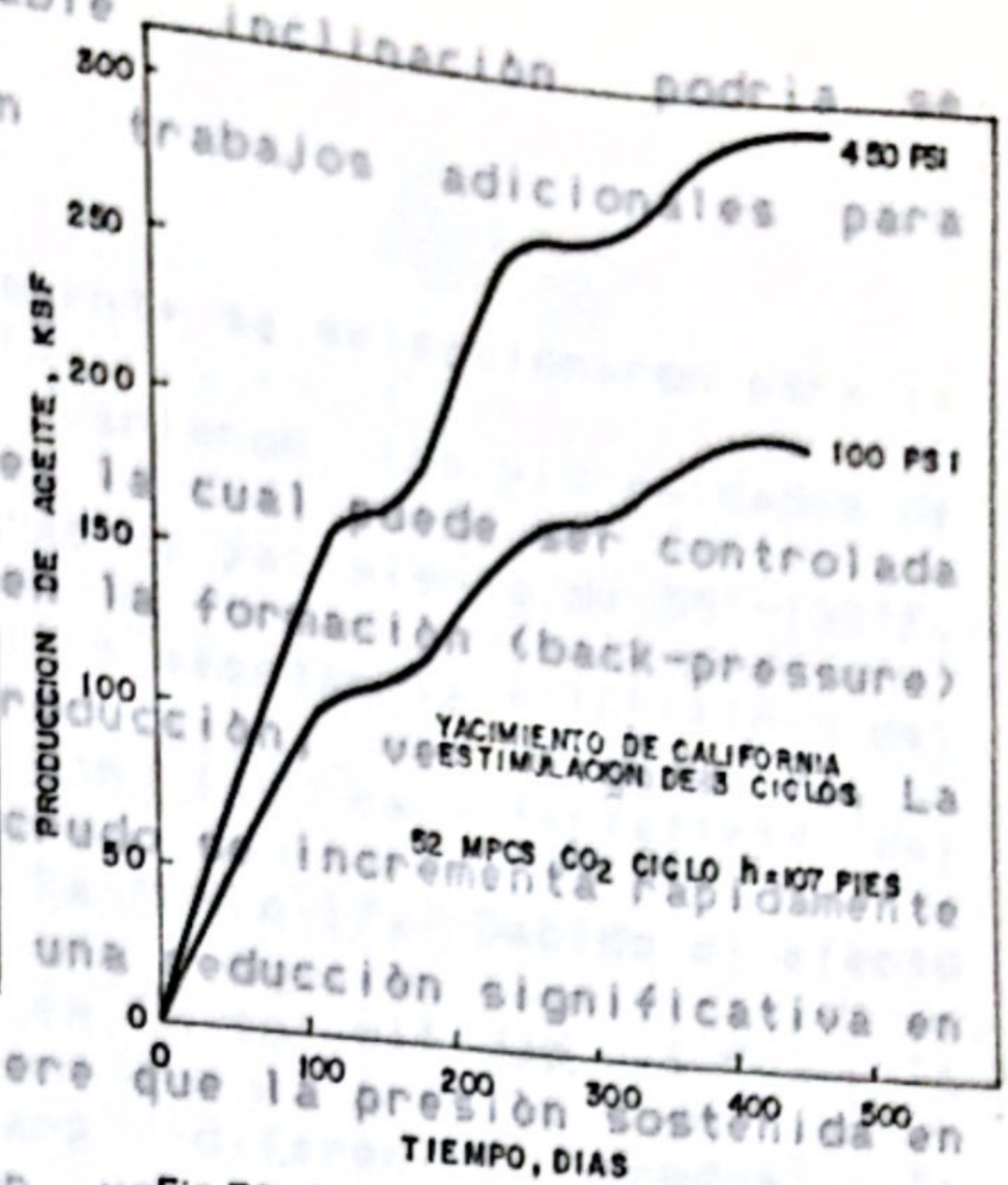


Fig. 76- Proceso huff'n'puff, con CO2, efecto de la presión de fondo (BHP) (40)

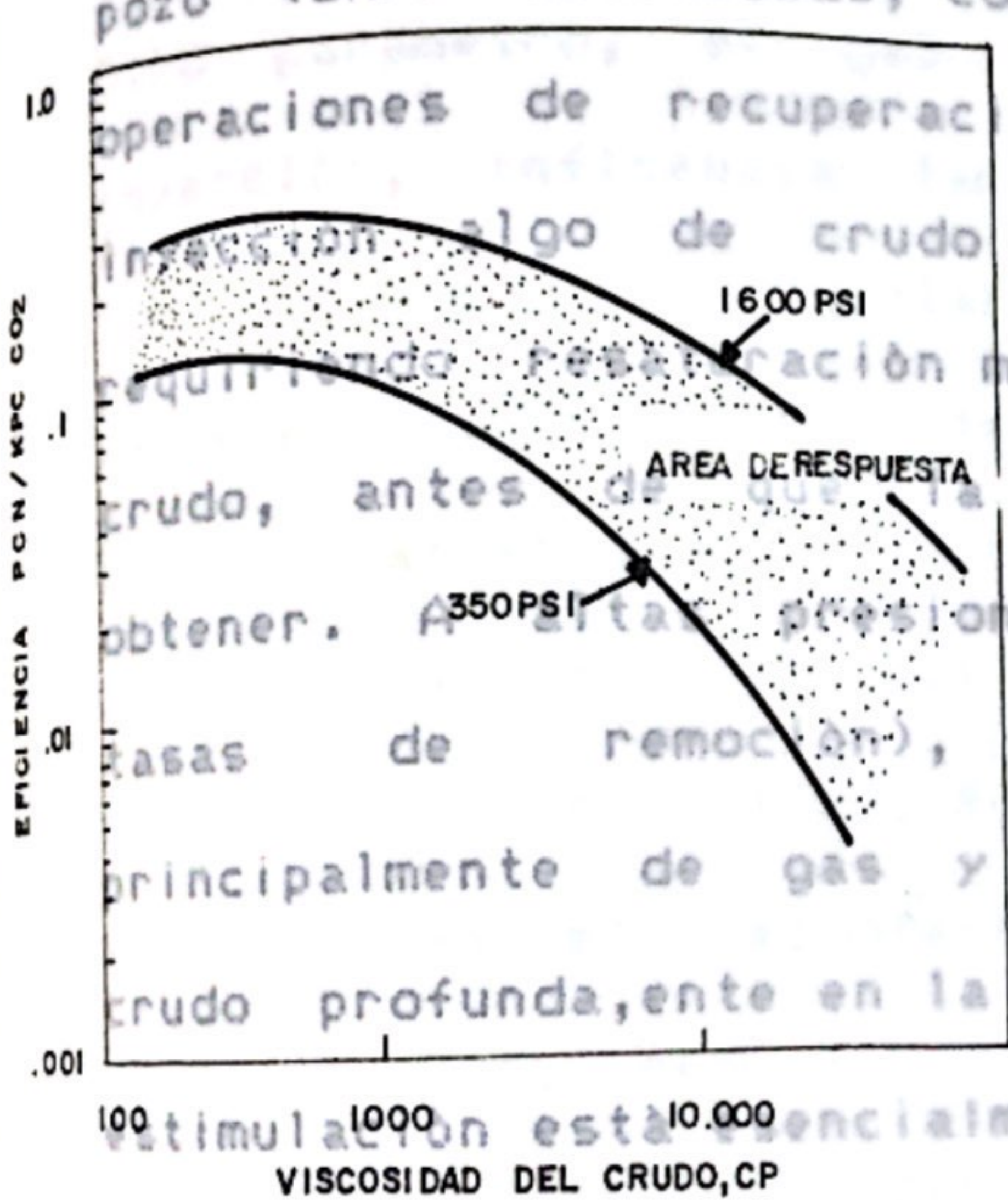


Fig. 77- Los crudos someros de alta viscosidad son difíciles de estimular (40)

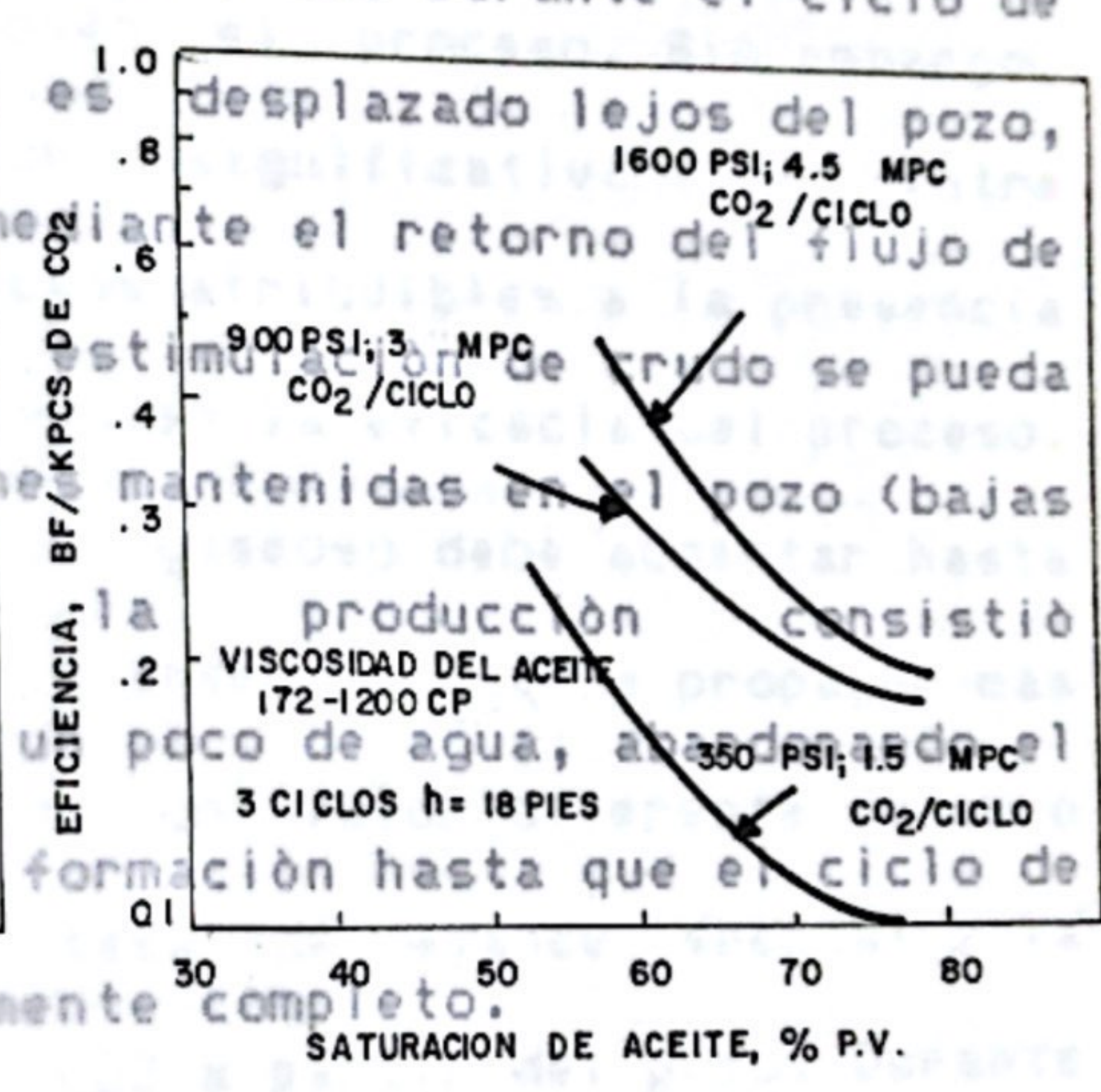


Fig. 78 - Efecto de la saturación de aceite en la estimulación con CO2 (40)





aquí, que la inexplicable inclinación podría ser académica. Ellos planean trabajos adicionales para explicar el fenómeno (40).

Una segunda variable clave, la cual puede ser controlada es la presión mantenida en la formación (back-pressure) durante el período de producción, ver Figura 76. La solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo se incrementa rápidamente con la presión, causando una reducción significativa en la viscosidad. Esto sugiere que la presión sostenida en el yacimiento puede tener un efecto benéfico en la producción del crudo. Para todos los crudos estudiados la productividad se incrementa con una presión de fondo de

pozo (BHP) declinando, como se observa comunmente en las operaciones de recuperación 1a y 2a. Durante el ciclo de inyección algo de crudo es desplazado lejos del pozo, requiriendo resaturación mediante el retorno del flujo de crudo, antes de que la estimulación de crudo se pueda obtener. A altas presiones mantenidas en el pozo (bajas tasas de remoción), la producción consistió principalmente de gas y un poco de agua, abandonando el crudo profunda, mente en la formación hasta que el ciclo de estimulación está esencialmente completo.

durante la inyección absoluta del CO<sub>2</sub> a partir del pozo. Durante el ciclo de producción las Sg<sub>1</sub> y Sgr desempeñan un papel importante. La Sg libre aparece y se incrementa hacia la Sgc a medida que la presión del crudo subsaturado declina bajo





## Parámetros del yacimiento

Tres crudos variando ampliamente se seleccionaron para la simulación de computador. Variaron las viscosidades de 175-6.500 cp en temperaturas de yacimiento de 55°-130°F.

La temperatura y composición afectan la solubilidad del CO<sub>2</sub>, y estas relaciones con las características del yacimiento se muestran en la Tabla 17. Debido al efecto único de la temperatura en la solubilidad del CO<sub>2</sub> y la

viscosidad resultante para diferentes crudos, la temperatura no se considera como un parámetro en el desarrollo de la ecuación de regresión.

Profundidad	2,630'	2,073'	330'
Temperatura, °F	130	125	55
Res irreducible	0,20	0,20	0,20
Porosidad	0,22	0,22	0,22
Permeabilidad, md	238	800	176

Otro parámetro, el gas atrapado en la producción o inyección, influencia también el proceso. Sin embargo, los valores no variaron significativamente entre

yacimientos. Hay tres efectos atribuibles a la presencia

de gas atrapado que influyen en la eficacia del proceso.

Durante la inyección, el CO<sub>2</sub> gaseoso debe aumentar hasta

una saturación crítica, S<sub>gc</sub>, antes de que se propague más

profundo en el yacimiento. Un valor diferente de cero

para la S<sub>gc</sub>, reduce la tasa de avance frontal y la

penetración absoluta del CO<sub>2</sub> a partir del pozo. Durante

la fase de producción las S<sub>g</sub> y S<sub>gr</sub> desempeñan un

papel. La S<sub>g</sub> libre aparece y se incrementa hacia la S<sub>gc</sub> a

medida que la presión del crudo subsaturado declina bajo



el punto de burbuja. Además como el gas y el aceite fluyen hacia el pozo, el proceso de desplazamiento sólo puede reducir la saturación de gas únicamente hasta la

TABLA 17. Propiedades típicas del yacimiento y del gas residual de crudo (40, 41). los pasajes de flujo, reduciendo la tasa de producción. Este efecto negativo es usualmente contrarrestado por un segundo mecanismo que involucra la

Parámetros del Yacimiento del CO2 atrapado en el yacimiento

Litología	Yacimiento		
	A	B	C
Profundidad	2.630'	2.093'	350'
Temperatura, °F	130	125	55
Sw irreducible	0,20	0,20	0,20
Porosidad	0,22	0,22	0,22
Permeabilidad, md	238	800	176

Parámetros del aceite

Presión del CO2 (psia)	Rs del CO2	Rs del petróleo	Rs del agua	Rs del gas	Rs del aceite
0	0	177	0	1.190	6.100
350	170	73	60	550	1.600
900	340	21	280	42	407
1.600	570	7	575	12	140



el punto de burbuja. Además como el gas y el aceite fluyen hacia el pozo, el proceso de desplazamiento sólo puede reducir la saturación de gas únicamente hasta la saturación residual de gas residual,  $S_{gr}$ . Esta fase de gas residual inmóvil ocupa los pasajes de flujo, reduciendo la tasa de producción. Este efecto negativo es usualmente contrarrestado por un segundo mecanismo que involucra la compresibilidad del  $CO_2$  gaseoso. El gas residual atrapado en el yacimiento suministra energía extra por expansión y produce crudo adicional. Viscosidades de crudo menores de 2000 centipoises para las aplicaciones comerciales. Sin embargo el mecanismo de energía asociado en gas atrapado sea efectivo, el gas debe propagarse a gran distancia a partir del pozo. Los tratamientos en grandes volúmenes de  $CO_2$  tienden a alcanzar esta penetración más profunda y enfatizar los efectos benéficos del mecanismo de gas atrapado, ver Figura 75. a un proceso termal.

Los limitados datos del laboratorio disponibles muestran una definitiva histéresis entre la  $S_{gc}$  y la  $S_{gr}$ . Las dos saturaciones de gas atrapado no son usualmente iguales, siendo normalmente la  $S_{gc}$  más pequeña. Sin embargo, dentro del rango normal de saturación de gas atrapado, su influencia en la eficacia es mínima. En este estudio usaron valores iguales a 0,1 (40).



Los efectos de la viscosidad del crudo y presión de yacimiento (profundidad) se muestran en la Figura 77. El proceso depende de la disolución del CO<sub>2</sub> en el crudo para reducir la viscosidad y promover la producción estimulada; y la solubilidad del CO<sub>2</sub> se incrementa con la presión. Los yacimientos más profundos, capaces de aceptar más altas presiones de CO<sub>2</sub> producen respuestas más eficientes que los yacimientos poco profundos, con alto corte de agua.

Usualmente se requieren viscosidades de crudo menores de 200 centipoises para las aplicaciones comerciales. Sin embargo, el CO<sub>2</sub> puede ser inyectado en yacimientos someros que contienen crudos muy viscosos, como un medio de impartir algún tipo de movilidad al fluido, donde no existía ninguna en el estado vírgen. Tal estimulación puede ser usada para hacer el yacimiento más accesible al vapor o aire que precede a un proceso termal, y pequeño o ninguno. Para el crudo menos viscoso que se estudió, (177

La respuesta de estimulación a la viscosidad del crudo se muestra entre dos presiones límite que abarcan los datos obtenidos en este estudio, ver Figura 77. La variación de otras variables en el proceso causa una dispersión de los datos, necesitándose el uso de un área de respuesta más que una curva simple correlacionando las dos variables. La producción produjo más aceite, total para las fases inesperadamente, por la saturación de aceite alta tiende la



reducir la eficiencia del proceso, ver Figura 78. Esto es principalmente un resultado de la decisión de evaluar el proceso únicamente por la producción incrementada. Las recuperaciones primaria y estimulada son más grandes para yacimientos con más altas saturaciones de aceite. Sin embargo, la producción incremental es afectada menos adversamente por la alta saturación de agua, y, de aquí que el proceso es conveniente en yacimientos con alto corte de agua. El efecto combinado de la permeabilidad en la eficiencia del proceso, ver Figura 79, requiere algo de explicación. Para que crudos muy viscosos fluyan a tasas comerciales, la alta permeabilidad del yacimiento sirve para mejorar la estimulación con CO<sub>2</sub>. Aproximadamente a 1.000 cp, se alcanza un balance razonable entre la permeabilidad y el flujo estimulado observándose un efecto muy pequeño o ninguno. Para el crudo menos viscoso que se estudió, (177 cp), la alta permeabilidad, sirve para drenar más eficientemente el yacimiento en el caso básico primario; menos crudo permanece para ser estimulado, y la eficiencia muestra una tendencia a la declinación con un incremento en la permeabilidad. De nuevo, y como en el caso de la saturación de aceite, los yacimientos de alta permeabilidad produjeron más aceite, total para las fases de producción primaria y estimulada. Es únicamente la



alternativa de definir eficiencia en términos de crudo incremental a las que se da la tendencia de elevación contrastante como un medio de estimar el potencial total y los ciclos máximos para cualquier yacimiento dado como la mojabilidad del yacimiento, reflejada en los efectos de permeabilidad relativa, también afecta la estimación obtenible en el campo. Como se esperaba, un cambio hacia la mojabilidad del aceite, caracterizado por más altas permeabilidades relativas al agua y menores al crudo, tiende a reducir la efectividad del tratamiento. Para el propósito de este estudio, Strse, asume un sistema moderadamente mojado por agua, donde el crudo y el agua tienen permeabilidades relativas iguales de 0,13 a una saturación de agua de 57%.

Los efectos de ciclos subsecuentes fueron estudiados haciendo cinco simulaciones cíclicas secuenciales para cada serie de parámetros estudiados. Con pocas excepciones, el primer ciclo, independientemente del tamaño del tratamiento, es el más productivo en términos de crudo producido relacionado al CO2 inyectado. La eficacia muestra una tendencia descendente en los ciclos subsecuentes, con un número promedio de ciclos rentables variando entre 3-5. El quinto ciclo es casi siempre marginal, y los resultados al final del tercer ciclo parecen representar mejor los parámetros del



yacimiento. El número de ciclos ha sido incluido como una de las variables en la ecuación de regresión con el fin de servir como un medio de estimar el potencial total y los ciclos máximos para cualquier yacimiento dado como candidato. fue el doble; primero, más crudo recuperable en el yacimiento y la más alta probabilidad de éxito para la recuperación dada. Además, la ecuación de regresión usada para predecir la respuesta

### Aplicación de campo

Patton et al (almen (41),) han diseñado un proceso de estimulación con CO<sub>2</sub> para yacimientos de crudo Huntington Beach (proyecto North Bolsa Strip). La viscosidad del crudo (177 centipoises) y el fallamiento severo han causado un pobre rendimiento en los primeros intentos de inundar con agua este yacimiento. Los resultados mostraron que en los procesos de inyección de CO<sub>2</sub>, la saturación de aceite

Cada pozo productor será tratado con de 2-10 toneladas de CO<sub>2</sub> por pie neto productor. Los gases producidos con el crudo se separan criogénicamente para poder reutilizar el CO<sub>2</sub> y explotar los hidrocarburos ligeros, reduciendo por tanto los costos. Yacimientos con CO<sub>2</sub> usualmente son candidatos, comerciales para un proceso convencional de inyección de

### Proceso de Selección

La ecuación de regresión que relaciona la eficiencia del proceso a los parámetros del crudo (y del yacimiento pertinente, se usó como el criterio básico de selección.



Aunque el proceso es significativamente efectivo en un amplio rango de saturaciones de aceite, dieron especial consideración a aquellos yacimientos que tuvieran las más altas saturaciones. La razón para que se tomara esta decisión fue doble: primero, más crudo recuperable en el yacimiento y la más alta probabilidad de éxito para cualquier técnica de recuperación dada. Además, la ecuación de regresión usada para predecir la respuesta considera únicamente el crudo adicional atribuible al proceso Huff'n'Puff, mientras la rentabilidad total es juzgada por los ingresos totales, por venta de crudo. La segunda razón, se relaciona a las opciones futuras para otros métodos de recuperación de aceite. Los estudios de simulación de Coats no publicados mostraron que en los procesos de inyección de CO<sub>2</sub>, la saturación de aceite inicial es una variable dominante, que marca la pauta de la cantidad total de aceite recuperado. Así como el CO<sub>2</sub> requerido. El trabajo de Coats según Pattón, muestra también que los yacimientos de crudo pesado que responden bien a la estimulación con CO<sub>2</sub> usualmente son candidatos, comerciales para un proceso convencional de inyección de CO<sub>2</sub> (41).

De los yacimientos examinados, el yacimiento North Bolsa Strip aparece como el más rentable, ( $S_o=67\%$ , crudo de 14°API). El fallamiento en esta área (zona 837 bloque F),



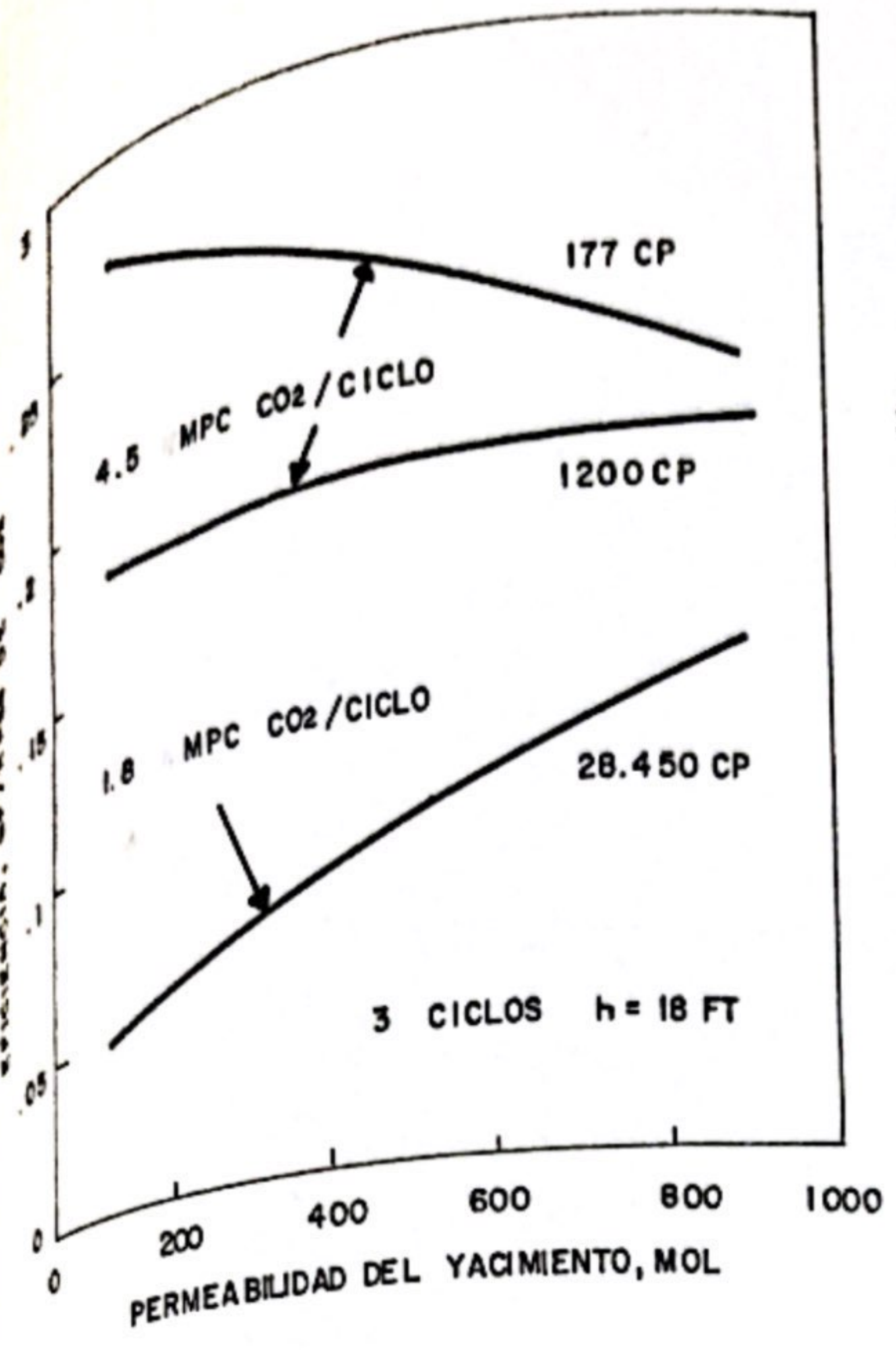


Fig. 79- Efecto combinado de la permeabilidad en la eficiencia del proceso (40)

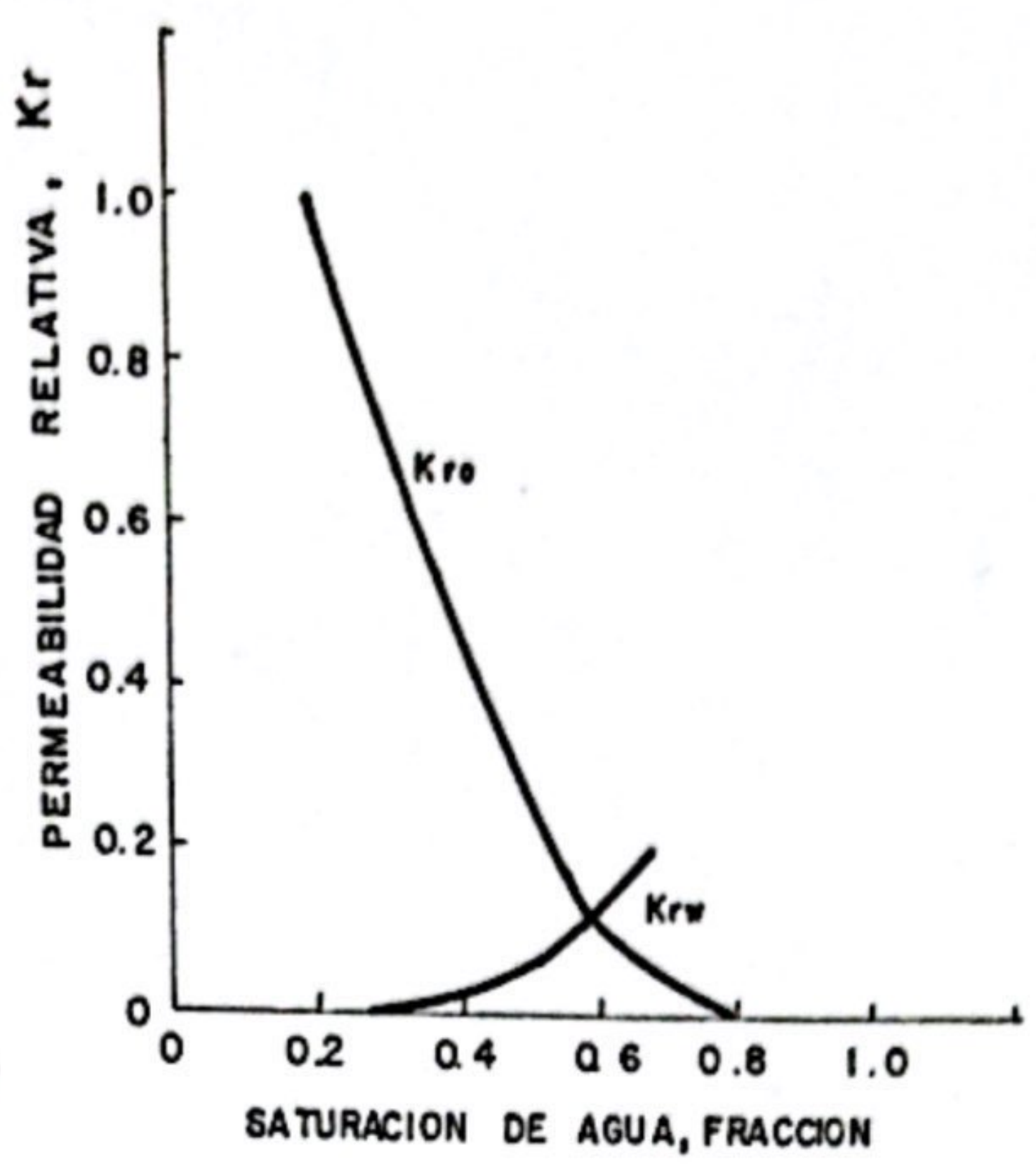


Fig. 80- Permeabilidades relativas de aceite y agua (41)

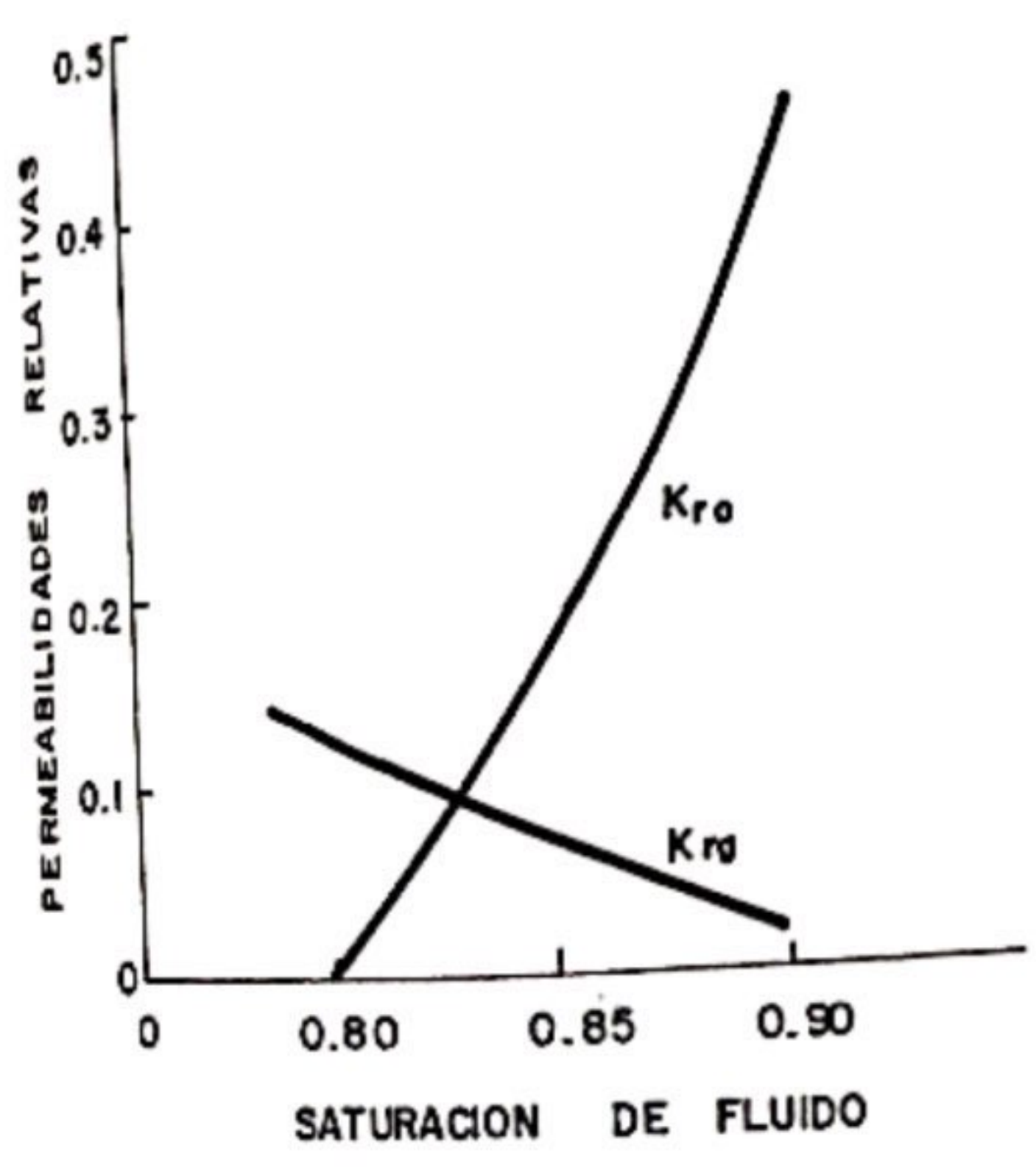


Fig. 81- Permeabilidades relativas de aceite y gas (41)

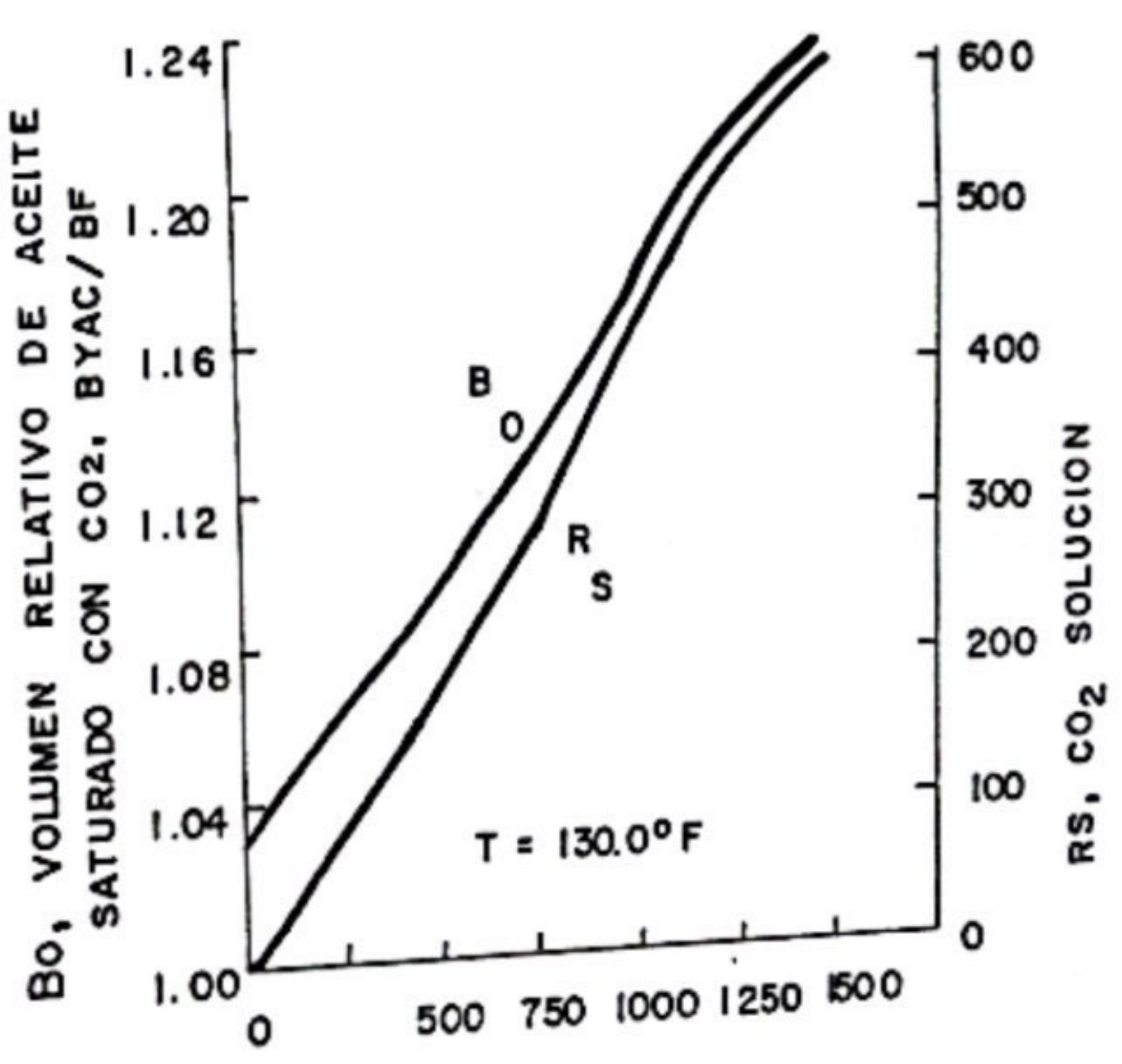


Fig. 82 - Solubilidad e hinchamiento del crudo North Bolsa por adición de CO2 (41)





La naturaleza mojante del agua es el resultado de usar unas funciones de permeabilidad generadas en el computador, y pueden ser atípicas de los yacimientos viscosos en la cuenca de los Angeles. Los datos de diez corazones indicaron que la curva de permeabilidad relativa al aceite,  $K_{ro}$ , pueden tener más curvatura y una menor saturación residual. Sin embargo, considerando las dificultades experimentales para determinar la mojabilidad en corazones no consolidados, es difícil ser categóricos con respecto a la mojabilidad del yacimiento. El carácter fuertemente mojante del agua tiene una pequeña influencia adversa en el proceso y los datos de la Figura 80, se consideran conservadores. Unicamente los datos trazados están disponibles para la permeabilidades aceite-gas en este yacimiento. A partir de la experiencia, de una limitada información de corazones, y algún ajuste histórico de producción, se obtuvieron las relaciones de la Figura 81.  $S_g + S_w + S_o = 1$

Para su utilización en el modelo de estimulación de un solo pozo, las permeabilidades relativas de las tres fases fueron calculadas de acuerdo con el procedimiento desarrollado por Stone. en esta técnica. Las permeabilidades relativas aceite-agua,  $K_{row}$  y aceite-gas, se toman de las Figuras 80 y 81. La permeabilidad efectiva del aceite es calculada asumiendo que las



impedancias del flujo de aceite por agua y gas son mutuamente independientes. Las siguientes ecuaciones se usan para los cálculos trifásicos.

$$K_{ro} = S_o B_w B_g$$

$$B_w = \frac{K_{row}}{1 - S_w^*}$$

$$B_g = \frac{K_{rog}}{1 - S_g^*}$$

$$S_o = \frac{S_o^* - S_{om}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_o > S_{om}$$

$$S_w = \frac{S_w^* - S_{wc}}{(1 - S_{wc} - S_{om})}, \text{ para } S_w > S_{wc}$$

$$S_g = \frac{S_g^*}{(1 - S_{wc} - S_{om})}$$

Notar que  $S_g^* + S_w^* + S_o^* = 1$   
 Donde:

$K_{row}$  = permeabilidad relativa al aceite tomada de los datos agua/crudo.

$K_{rog}$  = permeabilidad relativa al aceite tomada de los datos agua/aceite.

$S_{om}$  = Valor mínimo de la saturación residual de aceite (fracción).

$B_g$  = factor para permitir el bloqueo de aceite por gas.

$B_w$  = factor para permitir el bloqueo de aceite por agua

\* = saturación normalizada.



SWC = saturación de agua connata.

### Parámetros del Crudo:

Los tres parámetros del crudo para estimar la respuesta de un yacimiento a la estimulación con CO<sub>2</sub> son: 1) reducción de la viscosidad como función de la concentración de CO<sub>2</sub>, 2) Solubilidad del CO<sub>2</sub> en el crudo bajo condiciones de yacimiento como una función de la presión y 3) el volumen relativo, Bo, del crudo saturado con CO<sub>2</sub> comparado con el crudo desgasificado del tanque.

La solubilidad se muestra en la Figura 82 y es típica de muchos crudos y similar a datos publicados. El hinchamiento del crudo Bo como función de la presión del CO<sub>2</sub>, ver Figura 82, es una curva que no presenta los máximos típicos que aparecen en diferentes curvas publicadas de hinchamiento contra presión (23). La reducción de la viscosidad por la adición de CO<sub>2</sub>, se muestra en la Figura 83. Observándose una reducción de viscosidad de 177 cp a 7 cp con una presión de saturación de 1.400 psi.

### Simulación del yacimiento

Para evaluar la economía del proyecto más completamente y



proveer datos para el diseño de las facilidades de superficie, el proceso se simuló con un modelo de pozo simple. El modelo computa flujo radial de tres fases alrededor del pozo; sin embargo, tiene restricción de un límite impermeable localizado en el radio de drenaje. La producción, antes y después de la estimulación, ocurre exclusivamente por expansión de la estimulación, ocurre por expansión de fluidos a través del límite exterior, más que por desplazamiento de fluidos a través del límite exterior.

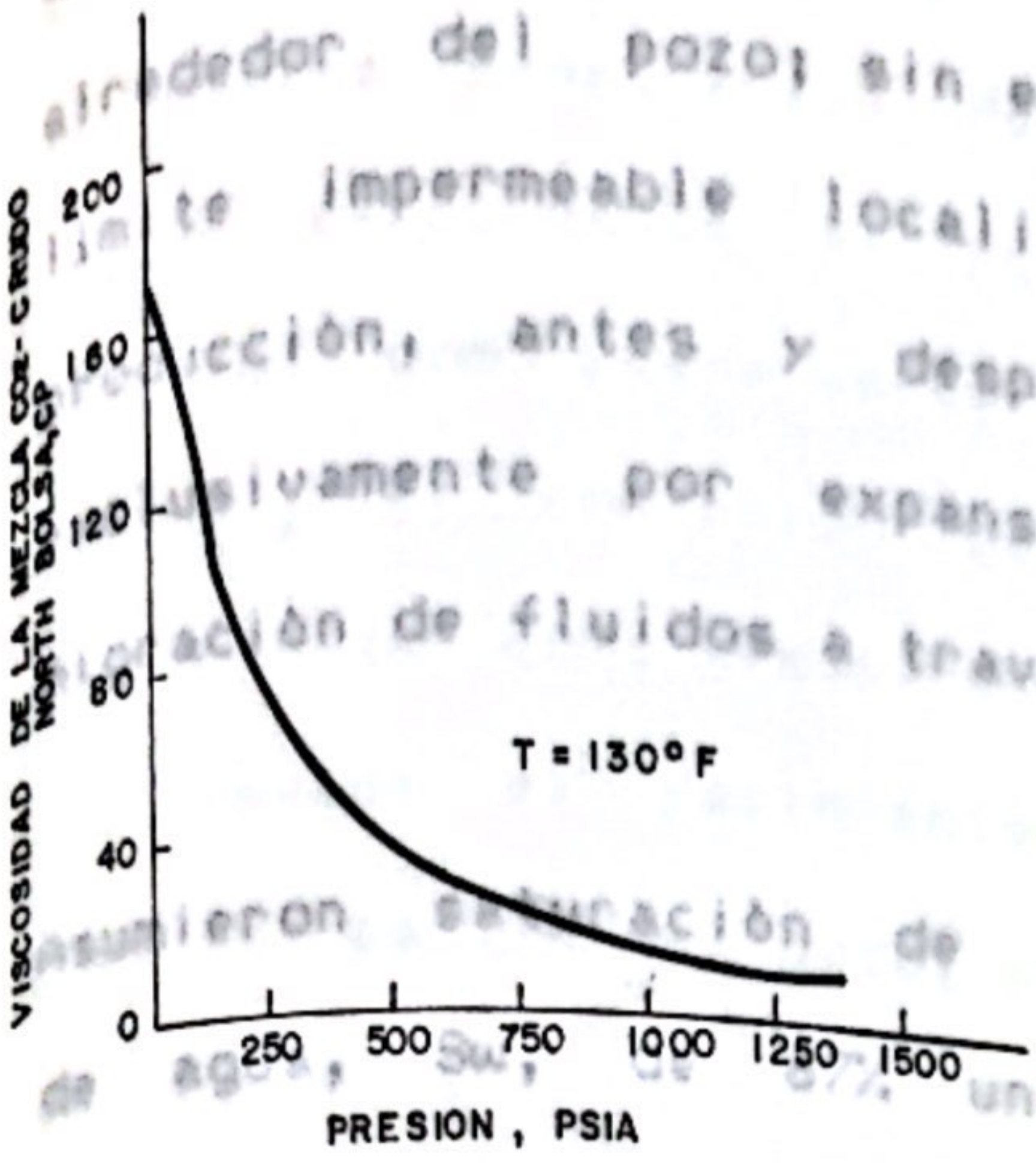


Fig. 83- Viscosidad del crudo North Bolsa saturado con CO<sub>2</sub> (41)

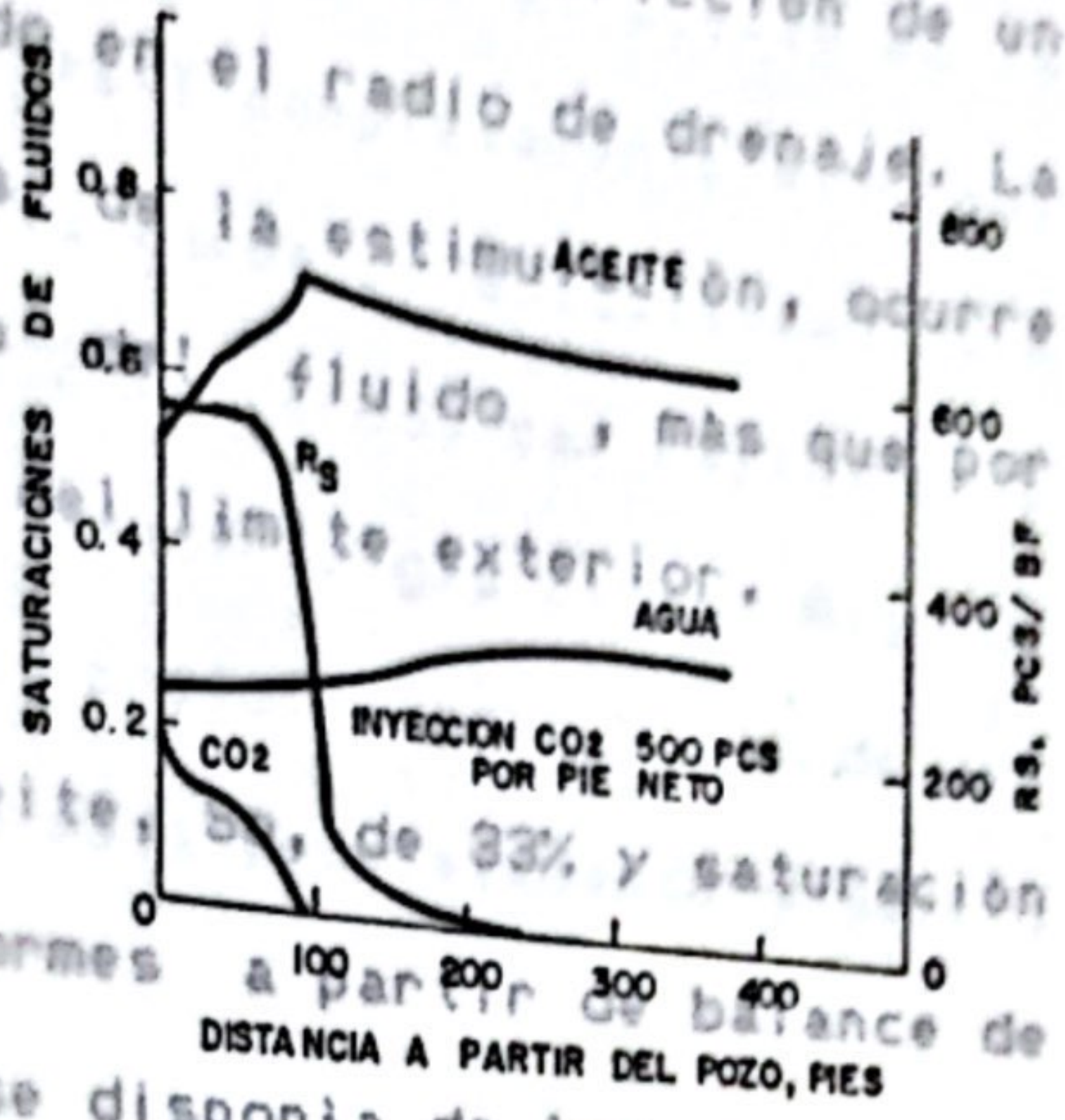


Fig. 84- Perfiles del yacimiento antes de la producción (41)

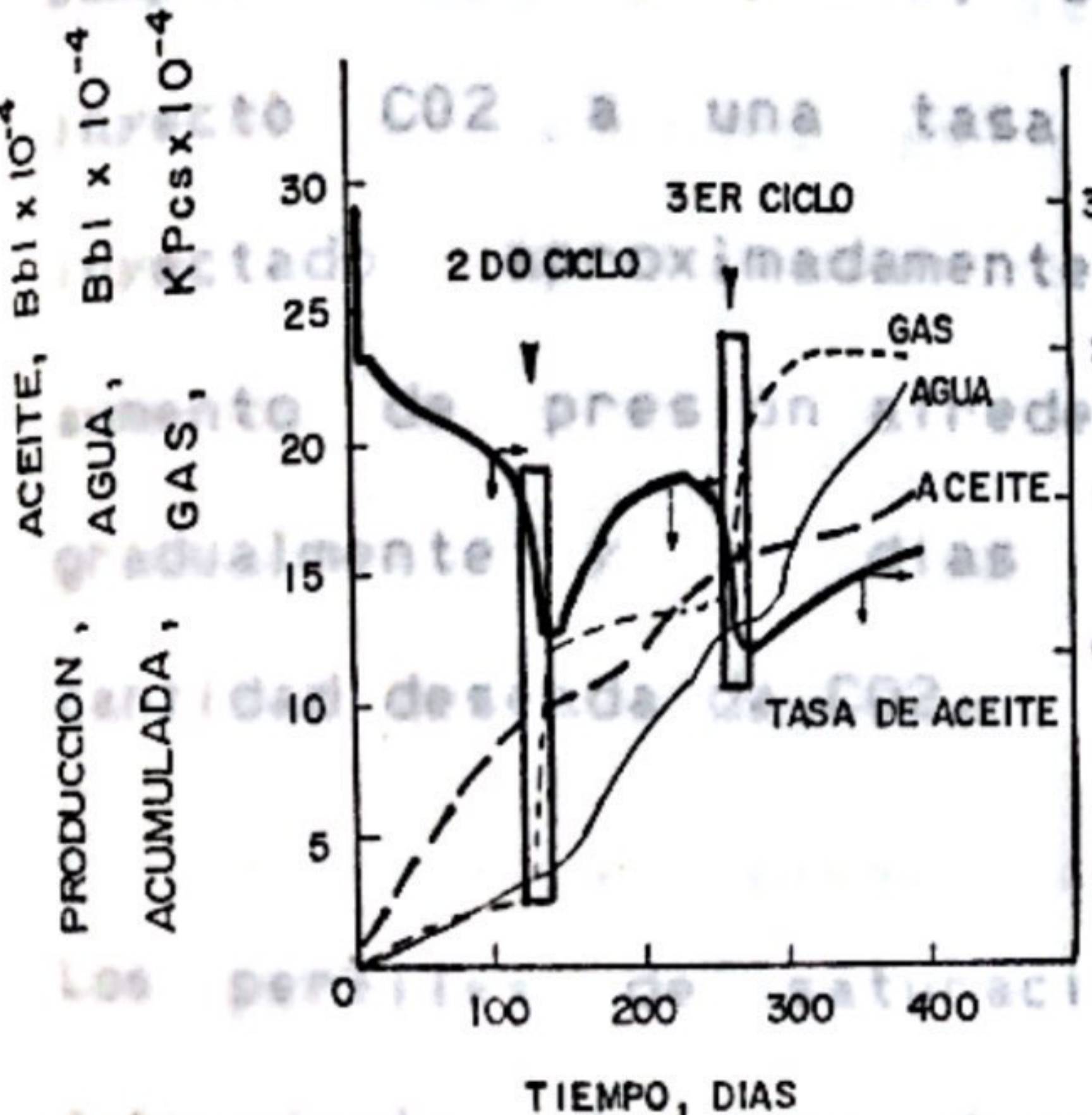


Fig. 85- Respuesta a la estimulación con CO<sub>2</sub> (41)

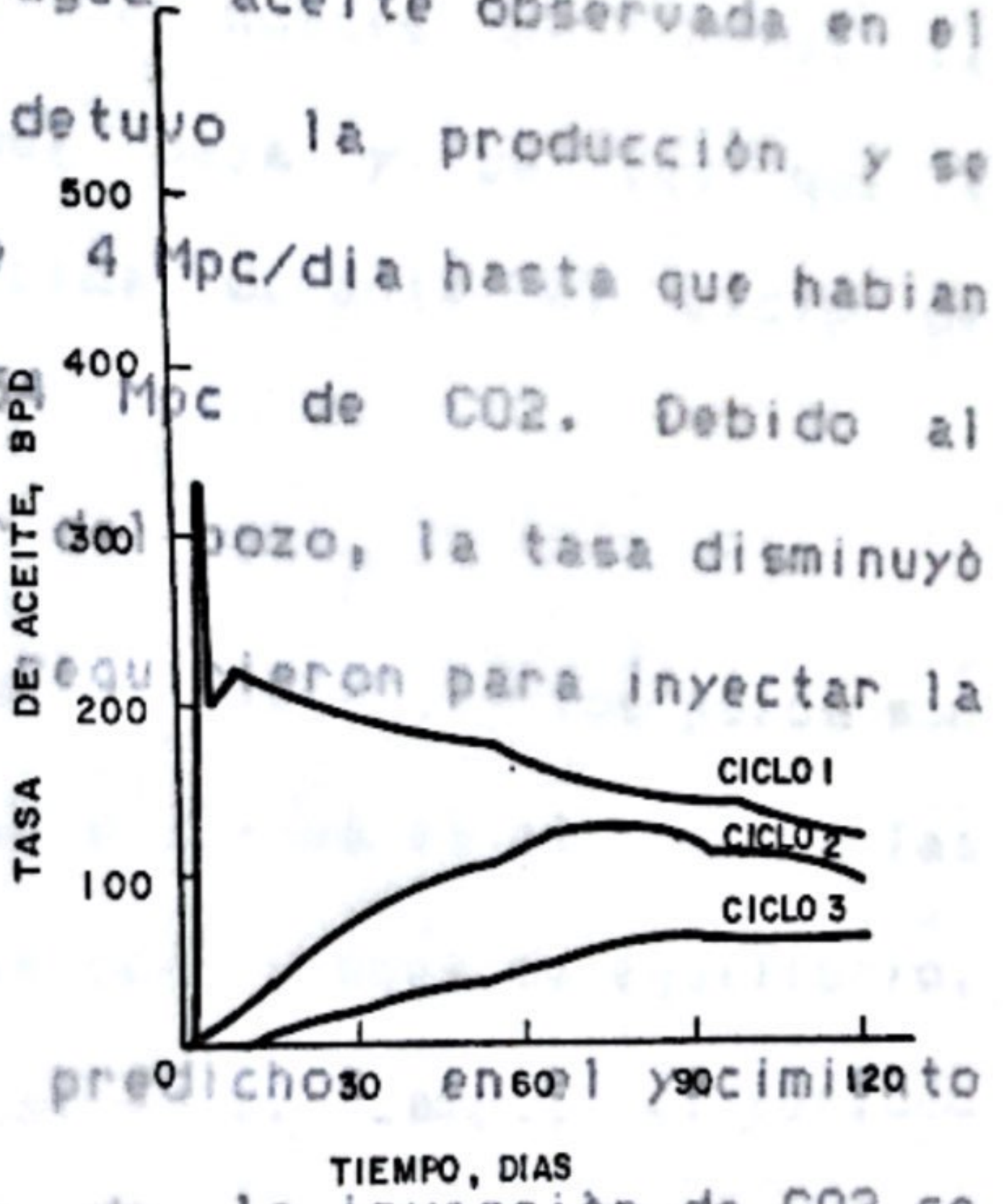


Fig. 86 - Respuesta a la estimulación con CO<sub>2</sub> (41)



proveer datos para el diseño de las facilidades de superficie, el proceso se simuló con un modelo de pozo simple. El modelo computa flujo radial de tres fases alrededor del pozo; sin embargo, tiene restricción de un límite impermeable localizado en el radio de drenaje. La producción, antes y después de la estimulación, ocurre exclusivamente por expansión del fluido, más que por migración de fluidos a través del límite exterior.

Asumieron saturación de aceite,  $S_o$ , de 33% y saturación de agua,  $S_w$ , de 67% uniformes a partir de balance de materiales debidos a que no se disponía de los gradientes de saturación alrededor del pozo. Para comenzar la simulación permitieron al "pozo de computador" producir hasta que ajustó la razón agua-aceite observada en el campo. En este punto, se detuvo la producción y se inyectó  $CO_2$  a una tasa de 4 Mpc/día hasta que habían inyectado aproximadamente 54 Mpc de  $CO_2$ . Debido al aumento de presión alrededor del pozo, la tasa disminuyó gradualmente y 16 días se requirieron para inyectar la cantidad deseada de  $CO_2$ .

Los perfiles de saturación predichos en el yacimiento circundante al pozo después de la inyección de  $CO_2$  se muestran en la Figura 84. Puede verse que el crudo cercano al pozo, saturado con  $CO_2$ , ha sido movilizado y



acumulado en un banco a corta distancia dentro del yacimiento. La saturación de aceite máxima ocurre aproximadamente a 100 pies a partir del pozo, la cual es la máxima penetración del CO<sub>2</sub> gaseoso. El aceite en la región circundante al pozo está completamente saturada con CO<sub>2</sub> como puede verse de la curva de solubilidad. Sin embargo, el contenido de CO<sub>2</sub> del crudo cae rápidamente tan pronto como desaparece la fase de gas libre. Algo de CO<sub>2</sub> invade el yacimiento a profundidades hasta de 200 pies a partir del pozo, pero está completamente disuelto en el crudo.

La producción de agua aparece unos pocos días antes que la de aceite. El agua móvil alrededor del pozo es empujada más allá dentro del yacimiento que el aceite. A las saturaciones de agua remanentes en la vecindades del pozo, la permeabilidad al agua es muy baja y de aquí que la producción de agua es reducida durante el ciclo de producción.

Tan pronto como el gas libre que bloquea el área alrededor del pozo es producido, comienza el flujo de aceite y se eleva rápidamente hasta más de tres veces su tasa previa al tratamiento. La tasa de aceite alcanza el máximo aproximadamente 25 días después y sigue una producción claramente regular pero rápida para el período de los 120 días del ciclo de producción.

Cuando es colocado de nuevo en producción, siguiendo al



periodo de remojo, únicamente se producen altas tasas de gas. Es necesario mantener una presión (back-pressure), razonable en el pozo durante la primera semana de producción para evitar sobrecargar las facilidades de procesamiento y compresión de gas en superficie. La Figura 85 muestra la respuesta de producción de los tres fluidos en el pozo. Mucho del gas es producido durante los primeros pocos días. Después se produce únicamente una cantidad menor de gas, la cual representa el CO<sub>2</sub> en solución en el aceite. Este ciclo puede ser tan marginal que deberían ser intentados solamente 2 ciclos.

La producción de agua aparece unos pocos días antes que la de aceite, sin embargo, cae rápidamente a menos de 1/3 parte de su tasa anterior al tratamiento, y permanece baja durante el ciclo de producción. Un significativo decremento en la producción de agua ha caracterizado todas las pruebas de campo a la fecha (Abril, 1982).

#### Facilidades de Superficie:

Tan pronto como el gas libre que bloquea el área alrededor del pozo es producido, comienza el flujo de aceite y se eleva rápidamente hasta más de tres veces su tasa previa al tratamiento. La tasa de aceite alcanza el máximo aproximadamente en 25 días después y sigue una declinación claramente regular pero rápida para el balance de los 120 días del ciclo de producción.



Los perfiles obtenidos después de un segundo y tercer ciclo de inyección son similares a los del primer ciclo, con la excepción de que los bancos de agua y aceite son empujados más adentro del yacimiento. Esto resulta en una más alta saturación de gas alrededor del pozo y en un periodo extendido de despresurización. La respuesta del pozo con respecto al aceite para tres ciclos se muestra en la Figura 86.2. Es evidente que el yacimiento no responde tan ventajosamente en ciclos que subsecuentes. La respuesta del tercer ciclo puede ser tan marginal que deberían ser intentados solamente 2 ciclos.

Los procesos de estimulación con CO<sub>2</sub> pueden ser aplicados mejor. La falta de una respuesta fuerte en el tercer ciclo puede ser causada por limitaciones matemáticas del modelo. Es decir, que probablemente se experimentará un 3er ciclo mejor en el campo que el predicho por el modelo. garantía económica.

### Facilidades de Superficie:

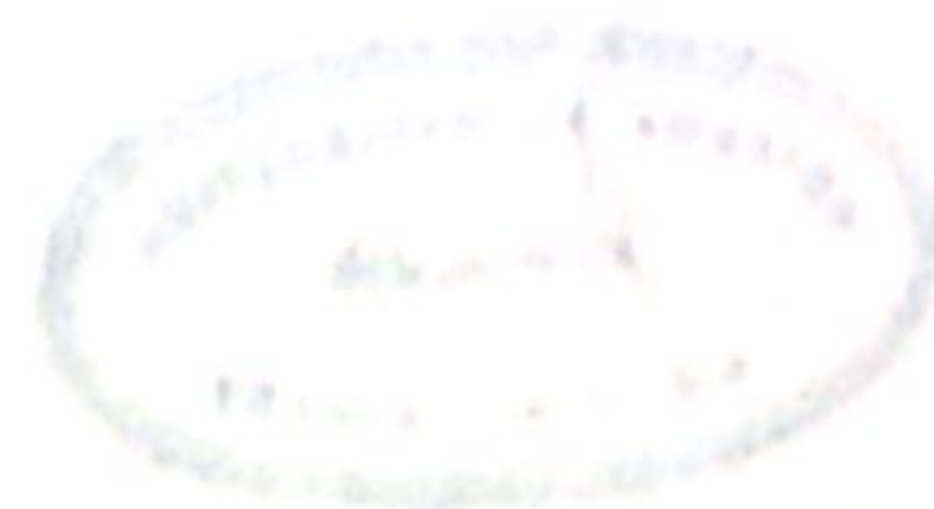
El yacimiento North Balsa ofrece una oportunidad única. Conceptualmente, el equipo de superficie debe proveer medios de separar los fluidos producidos en corrientes individuales de fugas, agua y crudo. Posteriormente a la separación, esas corrientes son procesadas de acuerdo a la disposición deseada, usualmente la más económica (Reinyección de CO<sub>2</sub>). Si bien la inundación de agua también sustentaron el uso de otro tipo de tecnología.



## Conclusiones de aplicación de campo:

La eficiencia con la cual el CO<sub>2</sub> mejora la producción de crudo viscosos parece ser comparable con las recuperaciones reportadas para una variedad de pruebas de campo involucrando inundaciones con CO<sub>2</sub> en yacimientos conteniendo crudos de baja viscosidad. Se predice que de 4 a 8 Kpcs de CO<sub>2</sub> se necesitan para recuperar un barril de crudo. Se ha pronosticado que la eficiencia del CO<sub>2</sub> disminuye en ciclos subsecuentes. A menos que los datos de campo indiquen otra cosa, parece ser que los procesos de estimulación con CO<sub>2</sub> pueden ser aplicados mejor únicamente para tratamientos de 2 ciclos para cada pozo. Si la respuesta del segundo ciclo es mejor de lo anticipado, las facilidades estarán disponibles para realizar un tercer o cuarto ciclo, si hay garantía económica.

El yacimiento North Bolsa ofrece una oportunidad única para la aplicación comercial de la estimulación con CO<sub>2</sub> de un solo pozo. La alta densidad de fallas contrarrestó los primeros esfuerzos de inundación con agua, dejando una alta saturación de aceite como reto para procesos alternativos. Desafortunadamente, los problemas de yacimiento que impidieron la inundación de agua también descartaron el uso de otro tipo de tecnología.





Los campos que responden bien a un proceso Huff'n'Puff con CO<sub>2</sub> podrían ser escogidos como candidatos para una inundación de desplazamiento con CO<sub>2</sub>. Se anticipa que los datos de pulso obtenidos durante los ciclos de inyección repetida, delinearán las fallas y heterogeneidades más completamente. Esto ayudaría al diseño de una inundación con CO<sub>2</sub> que implicaría un aumento significativo en la producción de aceite.

Como se puede apreciar en la tabla el proceso de inyección cíclica con CO<sub>2</sub> (Huff'n'Puff) presenta características muy favorables como mecanismo de recobro mejorado comparado con otros métodos. Además, en el caso del Campo Galán el factor costos se ve beneficiado debido a la disponibilidad de la infraestructura necesaria.



ANEXO 12.

ANALISIS DE ALTERNATIVAS DE RECUPERACION MEJORADA

La siguiente Tabla califica en una escala de uno a diez, la aplicabilidad, complejidad, costos y riesgos de cada proceso de recuperación mejorada de aceite.

La calificación va de el menos que corresponde a uno al de más que corresponde a diez, ver Tabla 18.

Como se puede apreciar en la tabla el proceso de inyección cíclica con CO2 (Huff'n'Puff) presenta características muy favorables como mecanismo de recobro mejorado comparado con otros métodos. Además, en el caso del Campo Galán el factor costos se ve beneficiado debido a la disponibilidad de la infraestructura necesaria.

Factor	1 (el más)	2	3	4	5	6	7	8	9	10 (el más)
CO2 (H)										
Polímeros										
Tensioactivos										
CO2 (H)										
Surfactantes										
Agua										



TABLA 18. Calificación de la aplicabilidad, complejidad, costos y riesgos de los procesos de recuperación mejorada de aceite (EOR)

Calificación	Aplicabilidad	Complejidad	Costos	Riesgos
1 (el menos)	Caústicos	Agua	Agua	Agua
2	Caústicos	Caústicos	Caústicos	Caústicos
3		CO2-(H)	CO2-(H)	Tèrmicos
4		CO2-(D)	Polimeros	CO2-(H)
5	CO2-(D)	Polimeros	Polimeros	Polimeros
6	Polimeros	Tèrmicos	CO2-(D)	CO2-(D)
7	Tèrmicos			
8	CO2-(H)		Surfactantes	
9	Surfactantes		Tèrmicos	
10 (el más)	Agua	Surfactantes		Surfactantes

(H): Proceso de inyección cíclica de CO2 (Huff'n'Puff).

(D): Proceso de desplazamiento con CO2 (miscible o inmisible).