



47
227

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

RECUPERACION PRIMARIA EN YACIMIENTOS
NATURALMENTE FRACTURADOS

TESIS PROFESIONAL
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A :
ENRIQUE SALGADO BORREGO

MEXICO, D. F.

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN

1990



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

INDICE

Pag.

INTRODUCCION.....	1
-------------------	---

CAPITULO 1 ASPECTOS GEOLOGICOS.

1.1	MIGRACION Y ACUMULACION.....	6
1.2	ANALISIS DE MUESTRAS.....	7
	1.2.1 NUCLEOS ORIENTADOS.....	9
	1.2.2 POROSIDAD PARTICIONAL.....	9
	1.2.3 CORTES DE PERFORACION.....	10
	1.2.3 CAMARAS EN EL FONDO DEL POZO.....	11
1.3	MAPAS DIRIGIDOS A LAS FRACTURAS.....	11
1.4	EXPLOTACION PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.....	13
	GRAFICAS.....	16
	BIBLIOGRAFIA.....	25

CAPITULO 2 EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.

2.1	REGISTRO DE AMPLITUD SONICA.....	29
2.2	REGISTRO DE INTENSIDAD VARIABLE.....	31
2.3	REGISTRO DE DOBLE INDUCCION - LATEROLOG 8...	32
	2.3.1 POTENCIAL ESPONTANEO.....	33
	2.3.2 CURVA DE CORRECCION.....	33
2.4	REGISTRO SONICO Y DE NEUTRON.....	34

2.4.1	POROSIDAD EN MUESTRA Y EN REGISTRO DE NEUTRON.....	35
2.4.2	AGUJERO TELEVIDENTE.....	37
2.5	VOLUMEN DE ARCILLA E INDICE DE URANIO.....	38
2.6	LITOPOROSIDAD A TRAVES DE GRAFICA.....	39
2.7	NORMAL CORTA Y NORMAL LARGA.....	40
2.8	INDICE DE PRODUCCION.....	41
2.9	REGISTROS DE TEMPERATURA Y SILBIDO.....	43
	GRAFICAS.....	45
	BIBLIOGRAFIA.....	63

EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE REGISTROS
DE POZO (PARTE 2).

2.10	EXPONENTE DE POROSIDAD.....	65
2.11	EXPONENTE DE SATURACION DE AGUA.....	68
2.12	SATURACION DE AGUA A PARTIR DE REGISTROS.....	69
2.12.1	EVALUACION DE LA POROSIDAD.....	75
2.12.2	SATURACION DE AGUA EN LA MATRIZ Y FRACTURA.....	76
	GRAFICAS.....	79
	BIBLIOGRAFIA.....	65

CAPITULO 3 EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE
PRUEBAS DE POZO.

3.1.1	POLLARD - PIRSON.....	91
3.1.2	WARREN & ROOT -KAZEMI -DE SWAAN.....	94
3.2	PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA.....	99

3.3	POROSIDAD DE LA FRACTURA.....	99
3.4	PROMEDIO TOTAL DE POROSIDAD.....	100
3.5	SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD Y PROMEDIO DE PERMEABILIDAD.....	102
	GRAFICAS.....	105
	BIBLIOGRAFIA.....	117

**EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE PRUEBAS
DE POZO (PARTE 2).**

3.7	CURVAS TIPO.....	119
3.8	PRESION DE INTERFERENCIA.....	126
3.9	POZOS DE GAS.....	133
	GRAFICAS.....	139
	BIBLIOGRAFIA.....	154

CAPITULO 4 COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE YACIMIENTOS.

4.1	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	157
4.2	BALANCE DE MATERIA.....	159
4.3	EL RENDIMIENTO COMO UNA FUNCION DEL TIEMPO..	166
4.4	MANEJO DE LA DISMINUCION (ABATIMIENTO)....	165
4.5	MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS)....	166
4.6	ESPACIAMIENTO DE POZOS.....	166
	GRAFICAS.....	168
	BIBLIOGRAFIA.....	175

CAPITULO 5 RENDIMIENTO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE
FRACTURADOS BAJO EL PUNTO DE BURBUJEO.

5.1	ANALISIS DE REGISTROS.....	179
5.2	CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.....	182
5.3	BALANCE DE MATERIA.....	183
5.4	EL COMPORTAMIENTO COMO FUNCION DEL TIEMPO..	186
5.5	CONSIDERACIONES DEL ESPACIAMIENTO.....	188
5.6	COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO.....	190
5.7	COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION CON INYECCION DE GAS DISPERSO.....	190
5.8	COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS).....	191
5.9	COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION CON INYECCION DE GAS DISPERSO.....	191
5.10	ANALISIS DEL ESPACIAMIENTO.....	192
	GRAFICAS.....	193
	BIBLIOGRAFIA.....	223

CAPITULO 6 METODOS DE TERMINACION.

6.1	TERMINACIONES EN AGUJERO ABIERTO.....	224
6.2	TERMINACIONES PERFORADAS.....	225
6.3	TIPOS COMPARADOS DE TERMINACION.....	227
6.4	EVALUACION DE PERFORADORES.....	229
	GRAFICAS.....	230
	BIBLIOGRAFIA.....	234
	CONCLUSIONES.....	236

INTRODUCCION

La producción final de los yacimientos fracturados -generalmente productores naturales- alrededor del mundo ha sido estimada sobre los 40 billones de barriles de aceite @ c.tanque.

A pesar de este atractivo potencial, los yacimientos fracturados no han recibido la atención que ellos merecen hasta ahora.

Este trabajo presenta hasta la fecha, información práctica sobre la evaluación y explotación de los yacimientos naturalmente fracturados.

Por lo que se pretende hacer una somera investigación de este tipo de yacimientos tratando los siguientes puntos:

- . ASPECTOS GEOLOGICOS.
- . INTERPRETACION DE REGISTROS.
- . ANALISIS DE PRUEBAS DE POZO.
- . COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE YACIMIENTOS.
- . COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS BAJO EL PUNTO DE BURBUJEO.
- . METODOS DE TERMINACION.

La importancia de los yacimientos naturalmente fracturados no puede ser subestimada. Existen gigantes de quien la producción es controlada por el grado de fracturamiento de la formación. Existen también campos modestos los cuales son todavía de economía significativa. Y finalmente "las grandes decepciones"

representadas por pozos que producen un alto gasto inicial, y, su declinación a límites no económicos en un corto periodo de tiempo.

Deseando que esta tesis ayude en alguna forma a distinguir los yacimientos comerciales de los no-comerciales.

CAPITULO 1. ASPECTOS GEOLOGICOS.

Las fracturas son formadas en rocas las cuales son frágiles. Estas son especialmente importantes en rocas con una muy sólida matriz, ya que ellas forman avenidas cercanas a la permeabilidad infinita (2)

Algunas veces, las fracturas también representan una parte importante de la capacidad de almacenamiento de los yacimientos. Los yacimientos de hidrocarburos importantes son encontrados en cuarzo fracturado, arcillas, caliza, dolomita, limo, areniscas y en rocas ígneas y metaforficas.

Las fracturas anchas son en general muy pequeñas, variando desde un papel delgado (3) hasta cerca de 1 y 6 mm (23). Las otras dos dimensiones varían considerablemente.

La generación de fracturas pueden ser atribuidas a tres fuertes causas (5) :

- 1) DIASTROFISMO._ Como en el caso de plegamiento y fallas, el fallamiento tiende a generar grietas a lo largo de la línea de falla, las cuales producen una zona de dilatación. El efecto de dilatación es probablemente el responsable en una gran parte de la migración y acumulación de petróleo en yacimientos fracturados.
- 2) LA PROFUNDA EROSION DE LA DESCARGA._ Permite a la parte superior, expanderse, sufrir levantamiento y fractura aún en planos de debilidad.

- 3) VOLUMEN DE DISMINUCION. Como en el caso de las arcillas que pierden agua, enfriamiento de las rocas igneas, y desecación de las rocas sedimentarias.

La capacidad de almacenamiento de los yacimientos naturalmente fracturados varia mucho, dependiendo del grado de fracturamiento de la formación y de la porosidad primaria y al gran radio de los yacimientos naturalmente fracturados.

La fig. 1 muestra un esquema de la distribución de la porosidad en este tipo de yacimientos. La capacidad de almacenamiento en la matriz porosa de la fig 2A es mucho mayor comparada con la capacidad de almacenamiento en las fracturas; en esta figura, el 10% de la porosidad total es de las fracturas; en este caso la fractura puede ser mas bien dañina, ya que pueden crear problemas durante las operaciones de perforación, tales como pérdidas de lodo, brote, etc... .

La fig. 1B muestra una roca con aproximadamente la misma capacidad de almacenamiento en la fractura y la matriz porosa. En este caso, la matriz del yacimiento es sólida y la fractura provee avenidas de cercana permeabilidad infinita. Esta es una combinación ideal de porosidad que ha permitido la producción de alrededor de 100 millones de barriles de aceite @ c. s. (STBO)
(1)
en pozos individuales de IRAN .

La fig. 1C muestra el esquema de una roca, donde la porosidad de la matriz es cero. En este caso, toda la capacidad de almacenamiento es debido a las fracturas. En general, los yacimientos de este tipo son caracterizados por un muy alto gasto

inicial que declinan, para aspectos no-económicos, en un muy corto periodo de tiempo.

Existen, por consiguiente, excepciones reportadas en la literatura. Por ejemplo, los campos "THE EDISON"⁽⁶⁾ y "MOUNTAIN VIEW" en el valle de SAN JOAQUIN en CALIFORNIA, "THE SECOND WILMINGTON"⁽⁷⁾ en la cuenca de los ANGELES, produjeron cerca de 1500 barriles de aceite a partir de basamentos segmentados fracturados del pre-cretácico.

El almacenamiento en las rocas de basamento de los campos de aceite "LA PAZ-MARA"⁽⁸⁾ al occidente de VENEZUELA, es exclusivamente un sistema de fracturas. Este campo produjo arriba de 80,000 (Bo/d) a partir de yacimientos de basamento.

La porosidad de la matriz contribuye muy poco, si toda la capacidad del yacimiento se encuentra esencialmente en las fracturas como el caso del yacimiento de caliza "OSAGE AND MRRAMEC"⁽⁹⁾ en el este de la cuenca de AMADARKO .

Las arcillas fracturadas pueden presentar un sistema de doble porosidad; por consiguiente, aún si existe una capacidad de almacenamiento en la matriz.

1.1 MIGRACION Y ACUMULACION.

Una explicación razonable para la migración y acumulación del petróleo en el medio fracturado es provista por la teoría de DILATACION (1)(10)(11). Lo principal de esta teoría es explicado con el uso de la fig. 2 para el caso de temblores.

La fig. 2A muestra una falla que se encuentra bajo tensión tectónica. En la fig. 2B la tensión tiene un incremento suficiente para fracturar la roca, entonces los fluidos inician el movimiento dentro de la zona de dilatación, debido al vacío producido por las fracturas.

En la figura 2C los fluidos han iniciado el llenado en las fracturas.

En la figura 2D sucede un desplazamiento y un temblor, ciertamente la velocidad sísmica decrece en las etapas B y C, esto es posible para predecir la ocurrencia de un temblor dentro de los límites de tiempo razonables.

La porosidad de una misma secuencia de eventos para la migración y acumulación de petróleo en yacimientos naturalmente fracturados ha sido discutida por MCNAUGHTON & GARB⁽¹⁾; sobre el rompimiento de la roca frágil por la tensión tectónica, aceite agua o gas inician la migración en dirección a la zona de dilatación debido al vacío producido por las fracturas. El requerimiento geológico para esta migración de hidrocarburos es una roca originadora contigua a la roca frágil.

(12)
Una teoría alterna con relación a la migración de

petróleo en basamento indica que si el movimiento tectónico eleva la roca generando fracturamiento, rompimiento y si la roca es elevada cerca del contorno de la formación sedimentaria de aceite colocado éste puede filtrarse y quedar atrapado en las fracturas del basamento.

Ambas teorías son razonables y las más probablemente aplicables a la migración y acumulación de petróleo en yacimientos naturalmente fracturados.

En general, los pozos fracturados pueden ser detectados y evaluados por observación directa o indirecta ⁽²⁾, como se muestra en la tabla 1. El origen directo de información tales como análisis de muestras, cámaras de fondo de pozo se discuten a continuación y el origen indirecto se describirá más tarde.

1.2 ANALISIS DE MUESTRAS.

Todas las muestras proveen una importante herramienta para un examen directo de fracturas, sin embargo, es importante distinguir si las fracturas son naturales o artificialmente inducidas. SANGREE ⁽¹³⁾ sugirió varios criterios para la diferenciación de las fracturas naturales de las inducidas artificialmente en las muestras, estos criterios son los siguientes:

"La fractura es probablemente natural si:"

- 1.- Al observar la cementación a lo largo de la superficie de la fractura (ser cuidadosos que los cristales sobre la superficie de las fracturas no son depósitos de

halita (sal gema). Por las evaporaciones de muestras de fluidos sobre otros materiales depositados a partir de los fluidos de perforación) en general cualquier superficie de la fractura parece ser una ruptura fresca (i.e. insuperado y libre de mineralización) y podrían no ser considerados como una fractura natural sin la existencia de alguna evidencia de apoyo especial.

- 2.- La fractura es encerrada en una muestra.
- 3.- La colocación paralela de las fracturas son observadas en una muestra simple.
- 4.- Los espejos de falla (canales de fricción) son observados sobre las fracturas. Desafortunadamente, la perforación inducida en los espejos de falla no es común particularmente en arcillas semiplásticas o arcillas calcareas perforadas a profundidades someras. Este criterio deberá ser usado con cuidado.

"La fractura es inducida artificialmente si":

- 1.- Un ángulo de fractura vertical, no cementada abruptamente, de la muestra afilada en la dirección del fondo del pozo (fig. 3) se observa para este tipo inducido durante la perforación o extracción de muestras. La perforación inducida de las fracturas comúnmente divide la muestra en partes iguales, a veces con una ligera rotación cerca del eje de la muestra (14).
- 2.- Las fracturas son concoidales o muy irregulares, la

unión natural tiende a ser relativamente plana. Hay una excepción cuando se tienen porosidades altas. Las rocas cuarzo-texturadas donde la superficie de la fractura natural puede ser totalmente irregular.

1.2.1. NUCLEOS ORIENTADOS.

Los núcleos orientados son más benéficos para el análisis directo de la roca naturalmente fracturada. La más importante información extraída a partir de núcleos orientados es la orientación de la fractura en el subsuelo. La técnica consiste esencialmente en colocar el núcleo fracturado en el laboratorio como está en el yacimiento, esto permite la determinación directa de la fractura. Para un procedimiento detallado de la técnica (13) refiérase al trabajo de SANGREK .

1.2.2 POROSIDAD PARTICIONAL.

(15)
LOCKE & BLISS presentaron en 1950 una técnica, la cual permite una determinación directa de la porosidad de la matriz y de la fractura. Esta técnica ha sido usada prósperamente por (16-18) PIRSON para evaluar el sistema de doble porosidad.

El método consiste esencialmente de cubrir la fractura (y/o bolsas) con cinta adhesiva antes de sumergir el núcleo dentro de una cámara con agua a presión. El agua es inyectada a volumen controlado y las presiones son registradas, los resultados son mostrados en la figura 4.

Entre 0 (cero) y V_f el agua invade la gruesa porosidad y consecuentemente el incremento de la presión no es drástico, cuando la gruesa porosidad es saturada con agua, ésta inicia la penetración en la porosidad de la matriz y el incremento de presión es más pronunciado. El volumen total de poros del núcleo es el total de agua inyectada V_t .

El punto de rompimiento en la fig. 4 representa el coeficiente de partición, el cual ha sido definido por PIRSON (15) como:

$$V = \frac{V_f}{V_t} = \frac{V_f}{V_f + V_b \phi_b}$$

Donde:

V_f = volumen de la fractura.

V_b = volumen de la matriz.

ϕ_b = porosidad fraccional de la matriz.

1.2.3 CORTES DE PERFORACION.

En algunos instantes, las fracturas son observadas directamente en los cortes de perforación. Por consiguiente debe ser guardado en mente que las fracturas naturales no pueden ser protegidas en los cortes debido al quebrantamiento a lo largo de éstas. Consecuentemente el yacimiento puede ser fracturado naturalmente, aún si los cortes no muestran ninguna fractura.

1.2.4 CAMARAS EN EL FONDO DEL AGUJERO (POZO)

(19)(20)

Estas pueden ser benéficas para obtener la información directa con relación a los límites, fallas, fracturas, tamaño y diseño del agujero. Un circuito se adhiere bajo la cámara para obtener fotografías, las cuales proveen un instrumento para la determinación de la desviación de la barrena a partir del eje vertical y la orientación de las fracturas intersectando el agujero del pozo.

En este sentido, las cámaras del fondo del pozo proveen una información similar para las muestras orientadas. El método es aplicable para pozos secos o llenados con gas, una de las cámaras ⁽¹⁹⁾ usa una película de 16 mm y es capaz de tomar 1000 fotografías en una simple corrida. Las operaciones están restringidas para temperaturas abajo de los 200 grados (°F) y presiones abajo de 4000 (psi). Todos los problemas usuales de fotografía como limpiar los lentes y enfocar la profundidad están asociados con este tipo de técnicas.

1.3 MAPAS DIRIGIDOS A LAS FRACTURAS.

La fotografía aérea ha sido usada exitosamente en algunas áreas para obtener mapas dirigidos a las fracturas. ALPAY ⁽²¹⁾ ha reportado una aplicación en un campo de fotografías aéreas en 8 yacimientos del oeste de Texas y encontró que, en general, se obtiene un buen punto entre la dirección de la fractura predominante, determinada a partir de estas fotografías, y la dirección del subsuelo derivada a partir de las características de los

yacimientos.

El levantamiento de la dirección de las fracturas a partir de fotografías aéreas debe ser hecho por expertos, buen equipo líneas de fuerzas, caminos, tubería de conducción, etc. La dirección natural de las fracturas puede ser errónea debido a lo anterior. Para evitar estos posibles errores, es mejor recurrir a las áreas que no han sido tocadas por el hombre si es posible.

(22)
Otro método para mapear la dirección de las fracturas es el uso de índices de intensidad de las fracturas derivados de registros de pozos convencionales. Estos índices, cuando son usados en conjunto con la fotografía aérea han provisto información valiosa para la estimación de las distancias de las fallas (22) en el campo AUSTIN CHALK de Texas .

El índice de intensidad de la fractura (FII) es actualmente la porosidad de la fractura y está definido:

$$FII = \frac{\phi_t - \phi_b}{1 - \phi_b} = V\phi_t$$

Donde:

ϕ_t = porosidad total (fracción)

ϕ_b = porosidad de la matriz (fracción)

$V\phi_t$ = coeficiente de partición o fracción de la porosidad total de las fracturas

El razonamiento tras el procedimiento es que la porosidad

de la fractura es posiblemente el factor el cual mide mejor cuantitativamente la intensidad de quebramiento deformacional de rocas frágiles. Bajo esto, el valor de FII se incrementa como una falla como se muestra en la figura 5. A partir de los valores calculados del FII es posible estimar la distancia lateral para una falla a partir de un espacio pequeño de un terreno similar al mostrado en la figura 6.

Debe de enfatizarse que esta técnica no da respuestas exactas, pero quizá la ordenación de magnitudes que, cuando son combinadas con otra información, tal como la fotografía aérea, puede proveer valiosa información relacionada con la dirección de las fracturas y la distancia aproximada a la falla.

Otro probable método que se acerca a la delineación o descripción de la dirección de las fracturas es el uso del procedimiento óptico de imágenes de sentido remoto o satélite de tierra.

Todas las herramientas útiles deben ser usadas conjuntamente para análisis geológicos detallados de los yacimientos naturalmente fracturados, éstos son análisis de núcleos, cámaras en el fondo del pozo, fotografía aérea e índices de intensidad de la fractura. Por consiguiente se cree que solamente acercamientos sinérgicos, los esfuerzos combinados de ingenieros petroleros y geólogos pueden conducir a una óptima explotación de yacimientos naturalmente fracturados.

1.4 EXPLOTACION PARA YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS.

La mayor parte de éstos han sido descubiertos por accidente,

las posibles excepciones son algunos campos de Venezuela, Irán e Irak ⁽¹⁾, donde estos tipos de yacimientos han sido llevados sobre proyecto.

⁽¹⁾
MCNAUGHTON & GARB han sugerido relacionar los métodos de exploración con el concepto de dilatación, i.e. para el registro de cuerpos grandes de rocas frágiles las cuales están en todo caso por debajo o alrededor de las rocas donde se encuentra el petróleo.

Las fuerzas sísmicas modernas proveen una herramienta estimable para la detección de yacimientos fracturados. En realidad la velocidad acústica debería decrecer en la superficie abierta de las rocas fracturadas. Un decremento en la velocidad acústica con rocas frágiles fracturadas ha sido establecido en el campo AMADEUS BASIN de Australia Central ⁽¹⁾. El levantamiento en la dirección de las fracturas permite el registro por áreas del intenso quebramiento, la combinación de fotogeología, la información del subsuelo y orientación del esfuerzo restante que suministra una herramienta poderosa cuando se explora los yacimientos fracturados.

La fig. 8 muestra la orientación de la superficie de la fractura y la orientación del esfuerzo residual del campo de gas fracturado VALLEY PALM en Australia. La rosa de fracturas basada en fotogeología indica que está dirigida hacia el noroeste y sureste del campo; estas direcciones son corroboradas por análisis de esfuerzo residual en las pruebas de pozo; se debe notar que las direcciones fracturadas en un yacimiento dirigido a ser

paralelo al esfuerzo principal horizontal es medido en la superficie del terreno.

El descubrimiento con respecto a la dirección de la fractura, LED MENAUGHTON ⁽¹⁾ ha recomendado perforaciones de pozos desviados hacia el noroeste y sureste para interceptar la dirección de las fracturas hacia el noroeste. Un esquema ilustrativo de este acercamiento se presenta en la figura 9.

(25)
MARTIN ha indicado con un estudio petrofabricado usado para encontrar la porosidad de la fractura en un yacimiento. La figura 10 muestra un esquema de un anticlinal simétrico. Las juntas de tensión abiertas ocurren al final de las sumersiones y en el lado blando. El flanco de precipicio es una zona de movimientos de compresión donde las juntas son frecuentemente rocas compuestas y cementadas por mineralización secundaria. Contrariamente a la opinión popular el área crestral de un anticlinal simétrico contiene pequeñas fracturas porosas. El mejor pozo del campo KIRKUK en Irán, el de LA PAZ en Venezuela y el RAMAN en ⁽²⁵⁾ Turquía son localizados sobre flancos suaves .

Los pozos crestral son raros o menos prolíficos que algunos en el final de la sumersión. Una consideración importante en este modelo es dada por fallamiento. La mejor posibilidad de descubrir fracturas abiertas es en los bloques levantados de la corteza por la tensión, mientras las fracturas en el bloque arrojado puede ser cerrado debido a la compresión.

DISTRIBUCION DE LA POROSIDAD

FIG. 1



A
High storage capacity
in matrix, low storage
capacity in fractures.



B
About equal storage
capacity in matrix
and fractures.



C
All storage capacity
in fractures.

Percent reservoir porosity in fractures



Source: Robinson 1

MODELO DE DILATACION EN FLUJO DE FLUIDOS

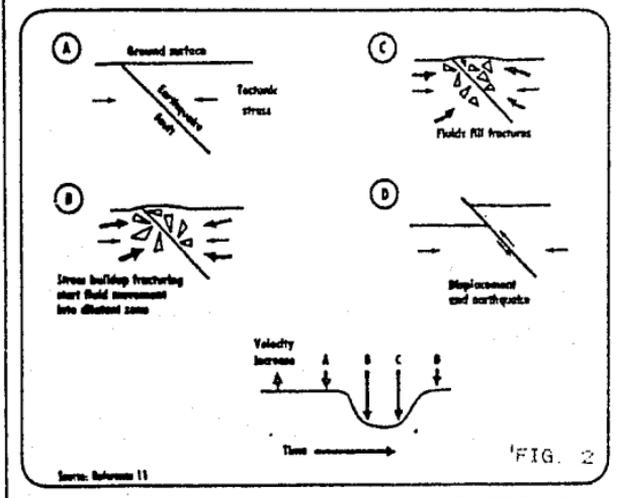
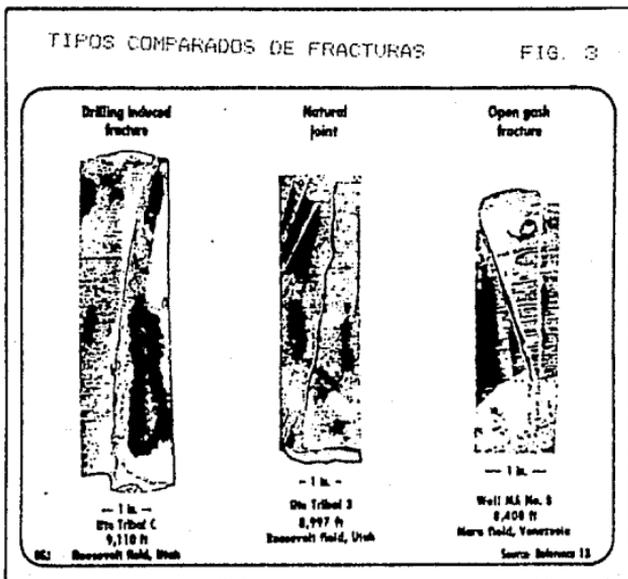
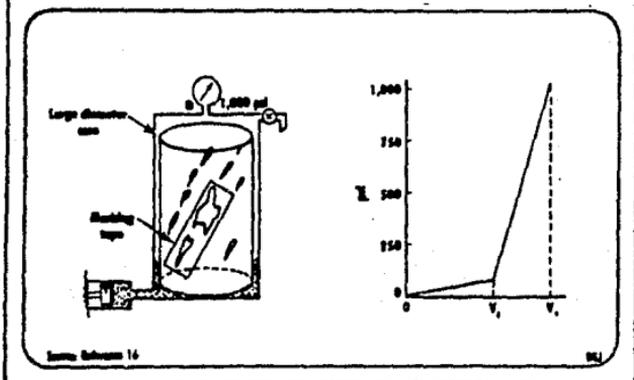


FIG. 2

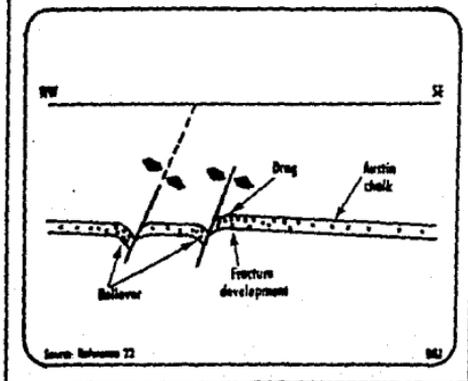
TIPOS COMPARADOS DE FRACTURAS

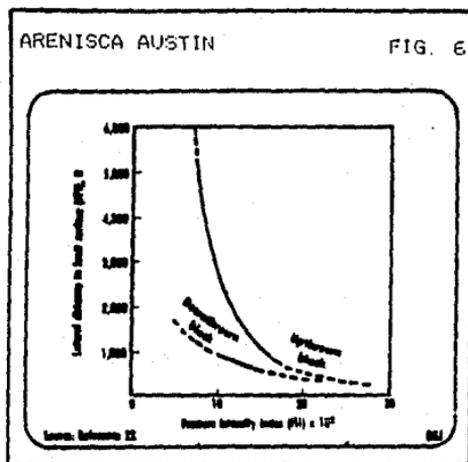
FIG. 3





TIPO DE FALLA LULING-MEXIA FIG. 5





CAMPO DE GAS PALM VALLEY
 ORIENTACION DE FRACTURAS Y PRESION RESIDUAL

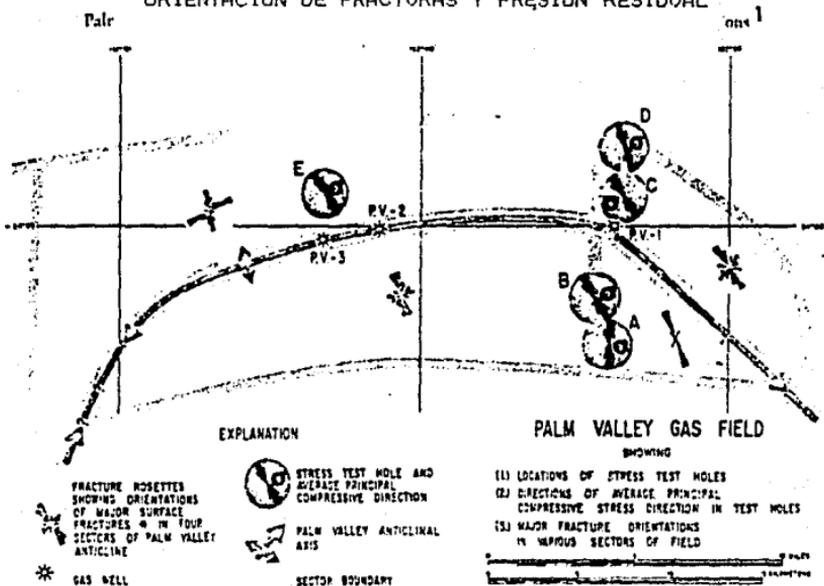


Fig 7

YACIMIENTO DE ROCA FRACTURADA

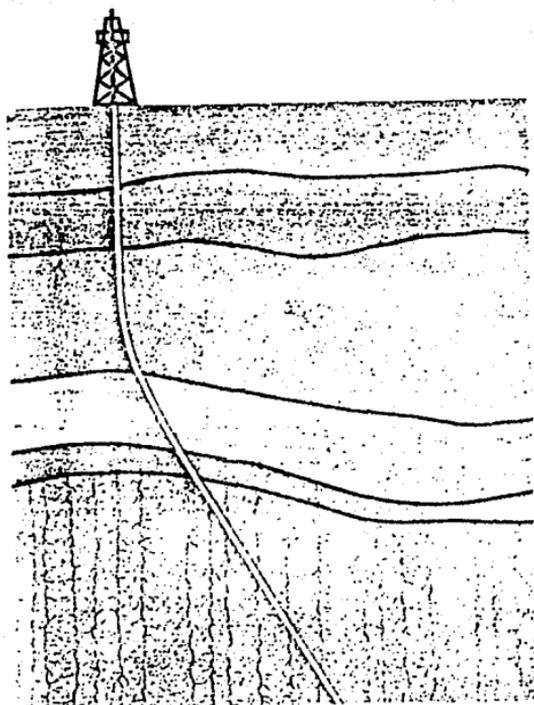
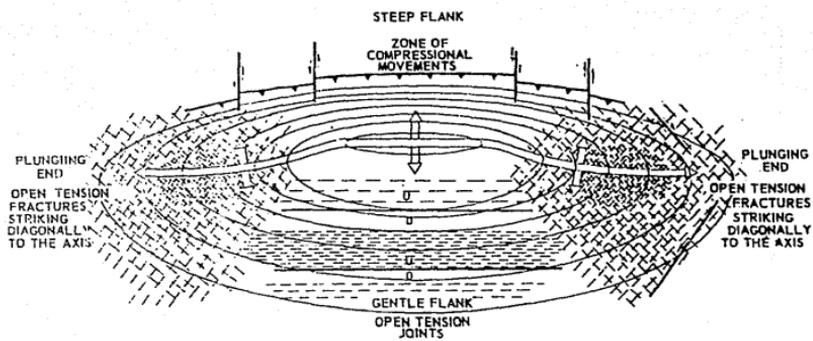


FIGURA 8

A

L



ESQUEMA DE UN ANTICLINAL SIMETRICO

FIGURA 9

BIBLIOGRAFIA

1. McNAUGHTON, D. A., AND GARB, F. A., "FINDING AND EVALUATING PETROLEUM ACCUMULATIONS IN FRACTURED RESERVOIR ROCKS," PROCEEDINGS OF THE SOUTHWESTERN LEGAL FOUNDATION, EXPLORATION AND ECONOMICS OF THE PETROLEUM INDUSTRY, VOL. 13, 1975, MATTHEW BENDER & Co., NEW YORK.
2. AGUILERA, ROBERTO, AND VANPOOLLEN, H. K.: "CURRENT STATUS ON THE STUDY OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS", THE LOG ANALYST, MAY-JUNE 1977.
3. ELKINS, L. F.: "RESERVOIR PERFORMANCE AND WELL SPACING, SPRABERRY TREND AREA FIELD OF WEST TEXAS," TRANS. AIME 1953, 198, 301-304.
4. ATKINSON, BURTON, AND JOHNSTON, DAVID: "CORE ANALYSIS OF FRACTURED DOLOMITE IN THE PERMIAN BASIN", TRANS. AIME 1949, 179, 128-132.
5. LEVORSEN, A. I.: GEOLOGY OF PETROLEUM, SECOND EDITION, W. H. FREEMAN AND COMPANY, SAN FRANCISCO, 1967, 119.
6. BEACH, J. H.: "GEOLOGY OF EDISON OIL FIELD, KERN COUNTY, CALIFORNIA", IN STRUCTURE OF TYPICAL AMERICAN OIL FIELDS, AMER. ASSOC. PET. GEOL., TULSA, OKLAHOMA 1948, 3, 58-85.
7. PORTER, L. E.: "EL SEGUNDO OIL FIELD, CALIFORNIA", TRANS. AIME 1943, 127, 451.

8. SMITH, J. E.: "BASEMENT RESERVOIR OF LA PAZ-MARA OIL FIELDS, WESTERN VENEZUELA", BULL. AM. ASSOC. PET. GEOL., FEBRUARY 1956, 40, 380-385.
9. HARP, L. J.: "DO NOT OVERLOOK FRACTURED ZONES", WORLD OIL, APRIL 1966, 119-123.
10. MEAD, W. J.: "THE GEOLOGIC ROLE OF DILATANCY", JOUR. GEOL., 1925, 33, 685-698.
11. KANAMORI, HIROO: "EARTHQUAKE PREDICTION", CALIFORNIA INSTITUTE OF TECHNOLOGY, ENGINEERING AND SCIENCE, 1974.
12. LANDES, K. K.: PETROLEUM GEOLOGY, SECOND EDITION, JOHN WILEY & SONS, INC., NEW YORK, 1959, 204.
13. SANGREE, J. B.: "WHAT YOU SHOULD KNOW TO ANALYZE CORE FRACTURES", WORLD OIL, APRIL 1969, 168, 69-72.
14. PENDEXTER, C., AND ROHN, R. E.: "FRACTURES INDUCED DURING DRILLING", J. PET. TECH., MARCH, 1954, 15-49.
15. LOCKE, L. C., AND BLISS, J. E.: "CORE ANALYSIS TECHNIQUE FOR LIMESTONE AND DOLOMITE", WORLD OIL, SEPTEMBER 1950, 204.
16. PIRSON, S. J.: "PETROPHYSICAL INTERPRETATION OF FORMATION TESTER PRESSURE BUILD-UP RECORDS", TRANS. SPWLA, MAY 17-18, 1962.
17. PIRSON, S. J.: "LOG INTERPRETATION IN ROCKS WITH MULTIPLE POROSITY TYPES; WATER OR OIL WET", WORLD OIL, JUNE 1957, 196-198.

18. HILCHIE, D. W., AND PIRSON, S. J.: "WATER CUT DETERMINATION FROM WELL LOGS IN FRACTURED AND VUGGY FORMATIONS", TRANS. SPWLA MAY 18-19, 1961.
19. FONS, L. C.: "DOWNHOLE CAMERA HELPS SOLVE PRODUCTION PROBLEMS", WORLD OIL, 1960, 151, 150-152.
20. DEMPSEY, J. C., AND HICKEY, J. R.: "USE OF BOREHOLE CAMERA FOR VISUAL INSPECTION OF HYDRAULICALLY INDUCED FRACTURES", PRODUCERS MONTHLY, APRIL 1958, 18-21.
21. ALPAY, O. A.: "APPLICATION OF AERIAL PHOTOGRAPHIC INTERPRETATION TO THE STUDY OF RESERVOIR NATURAL FRACTURE SYSTEMS", PAPER SPE 2567 PRESENTED AT THE 44TH ANNUAL MEETING OF THE SPE OF AIME, DENVER, SEPT. 28-OCT. 1, 1969.
22. PIRSON, S. J.: "HOW TO MAP FRACTURE DEVELOPMENT FROM WELL LOGS", WORLD OIL, MARCH 1967, 106-114.
23. PICKETT, G. R., AND REYNOLDS, E. B.: "EVALUATION OF FRACTURED RESERVOIRS", SOC. PET. ENG. J., MARCH 1969, 28.
24. RABSHEVSKY, G. A.: "OPTICAL PROCESSING OF REMOTE SENSING IMAGERY," PROCEEDING OF THE SEVENTH APPALACHIAN PETROLEUM GEOLOGY SYMPOSIUM HELD AT MORGANTOWN, W. VA., MARCH 1-4, 1976, 100.

25. MARTIN, G. H.: "PETROFABRIC STUDIES MIGHT FIND FRACTURE-POROSITY RESERVOIRS," WORLD OIL (FEBRUARY 1, 1963) 52-54.

CAPITULO 2. EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE REGISTROS DE POZO.

El primer esfuerzo para evaluar los yacimientos fracturados usando registros de pozo fueron publicados por MARDOCK & MIERS⁽¹⁾, LYTTLE & RICKE⁽²⁾ en 1951. Ambos artículos interesados en la evaluación del campo SPRABERRY por medio de radioactividad y registros de inducción.

Las técnicas provieron un camino para distinguir la litología, por consiguiente la evaluación cuantitativa no fue posible.

2.1 REGISTRO DE AMPLITUD SONICA.

Estos registros han sido extensamente usados en el esfuerzo para detectar fracturas. Cuando la velocidad acústica generada por una herramienta del registro es obtenida, cuatro tipos de onda pueden ser identificadas⁽³⁾ :

- a) Una onda de compresión.
- b) Una onda de corte.
- c) Una onda de "fluido" o agua.
- d) Una onda de baja velocidad.

La fig. 1 muestra un registro de los cuatro tipo de ondas.

Generalmente, la onda de compresión es más atenuada (delgada) por un alto ángulo y fractura vertical, mientras que la onda de corte parece ser más sensitiva para un ángulo bajo y fractura horizontal⁽⁴⁾. La amplitud de atenuación de todas las ondas a 11,970 pies en la fig. 1 sugiere la

presencia de fracturas, un hecho que tué corroborado por muestras, las cuales exhibieron fracturas con llenado de pirobitumen arriba de 1/4 pg. de ancho.

Estos descubrimientos deben ser hechos con cuidado, ya que la experiencia (5) indica que los registros de amplitud sónica no son universalmente aplicables porque los cambios en amplitud tan grandes, como aquellos debido a las fracturas, pueden ser producidos por variaciones en la litología, tamaño del agujero, centralización de la herramienta, rugosidad de la barrena y variación de la porosidad.

También, existen contactos sólidos a través de la fractura, las cuales podrían disminuir el grado de discontinuidad acústica. El efecto de una herramienta descentralizada sobre la amplitud es mostrada en la fig. 2, la cual representa repetidas corridas para el mismo agujero con variaciones en la descentralización de la herramienta; La fig. 3 muestra una correlación empírica entre amplitud y porosidad en una caliza no fracturada.

La conclusión es que la variación en la amplitud es debido al cambio en la porosidad antes que a la presencia de fracturas. Consecuentemente, se recomienda el uso de la herramienta con cuidado cuando se consideren zonas fracturadas.

El "CYCLE SKIPPING" Puede ser usado cuantitativamente para determinar la presencia de fracturas. Este puede ser explicado con la fig. 4, un modelo idealizado de una fractura horizontal (5). Cuando la fractura es localizada entre el transmisor y el receptor, la onda de compresión refractada a través del fluido

del pozo y la formación, la fractura llena de fluido regresa a la formación y al fluido del pozo.

Generalmente, la primera parte de la onda corresponde a la llegada de la onda de compresión. Cuando las fracturas están presentes, la amplitud de la onda de compresión se reduce debido a la reflexión de estas ondas a la interface. Consecuentemente, la primera llegada de la onda de compresión no se detecta y más tarde la llegada se registra. Si el tiempo de viaje es más largo, que el tiempo que generalmente recorre, entonces el "CYCLE SKIPPING" se presenta; este fenómeno permite la detección del sistema de fractura. La fig. 5 es un ejemplo del "CYCLE SKIPPING" en las arcillas de LORRINE en las tierras bajas de QUEBEC indican posibles fracturas.

2.2 REGISTROS DE INTENSIDAD VARIABLE.

Estos registros ofrecen otros medios de detección de fracturas (6)(7). Ellos son representados como un registro continuo de profundidad vs. el tiempo después de la iniciación del pulso acústico a el transmisor.

Los cambios de amplitud de las ondas son indicados por una sucesión de variantes oscuras de gris a través de filmes rastreador. Las áreas oscuras corresponden a la gran amplitud positiva. Las Areas iluminadas corresponden a la gran amplitud negativa.

Cuando este tipo de registros es hecho a través de una sección no fracturada de constante litología y porosidad, el

registro da la impresión de un cercado (barda). Cuando el registro es corrido a través de un intervalo fracturado se tienen drásticos rompimientos en el cercado.

Se debe tener un considerable cuidado en la interpretación de este registro porque el rompimiento en el cercado es similar a los rompimientos debidos a el fracturamiento que pueden ser producidos por cambios en la litología y/o porosidad.

La fig. 6 es un ejemplo de un registro de intensidad variable en la formación de CAL en el MISSISSIPPI al norte de OKLAHOMA (5). La zona X de 6730 a 6740 pies no es fracturada y tiene una litología y porosidad constante. Aquí el registro da la impresión de un cercado, por consiguiente, existe un rompimiento de banda en la zona Z a partir de 6990 a 7000 pies indicando posibles fracturas.

2.3 REGISTRO DE DOBLE INDUCCION -LATEROLOG 8.

Estos registros pueden indicar la presencia de fracturas si sus lecturas son menores que las curvas de inducción (8)(9). El laterolog 8 es enfocado verticalmente, el corto espaciamento del dispositivo de resistividad que puede responder a las delgadas arcillas horizontales o a los planos porosos y fracturas verticales, cuando ellas son llenadas con líquido filtrado de relativamente baja resistividad.

El registro de inducción lee la resistividad horizontal, consecuentemnte, si existe una fractura vertical en la región

del agujero, la resistividad vertical debido al liquido filtrado que llena la fractura puede ser menor que la resistividad horizontal. En otras palabras, el laterolog 8 lee menos que el registro de inducción.

La fig. 7 muestra un ejemplo de una zona fracturada localizada con los registros de doble inducción y laterolog 8, tan usual la técnica debe ser usada con cuidado porque la resolución de este método depende entre otros factores de la extensión del sistema de fracturas, de la relación R_{mf}/R_w , la resistividad del fluido en la fractura, anchura de la misma, la longitud, configuración y extensión lateral, litología y porosidad, arcillas y tamaño del agujero (9).

2.3.1 POTENCIAL EXPONTANEO.

La curva de potencial espontáneo es desarrollada en algunos yacimientos naturalmente fracturados (10) y puede ser usado cuantitativamente para determinar la presencia de fracturas. En efecto, la curva de potencial espontáneo tiende a ser achurado como se indica en la fig. 8, donde cada PIP regularmente corresponde a el efecto de flujo potencial que resulta a partir del lodo filtrado dentro de las fracturas (11).

2.3.2 CURVA DE CORRECCION.

Las indicaciones de las fracturas pueden ser obtenidas a partir de la curva de corrección ($\Delta\rho$) en el registro de densidad

(9) compensada . Puesto que la (Ap) curva de corrección del registro de densidad por efectos de rugosidad del agujero y costras de lodo, la curva puede ser afectada por el lodo en la fractura e indica una corrección aún si el agujero es medido.

Una desventaja de este método es que puede indicar las fracturas solamente en un lado del agujero y omitir la posible fractura en el otro lado del mismo. La fig. 9 muestra donde la curva de corrección en el registro de densidad compensada es valioso para la determinación de fracturas.

2.4 REGISTRO SONICO Y NEUTRON.

Las fracturas pueden ser detectadas con el uso de dos registros de porosidad, un registro sónico y cualquiera de densidad o uno de neutrones (8)(9)(10) . EN este método se asume que el registro sónico da la porosidad de la matriz y el registro de neutron o densidad lee la porosidad total, la diferencia entre los dos registros es interpretado como la porosidad de la fractura.

La figura 10 muestra un ejemplo de la formación AOUILCO en la cuencia NEUQUEN de Argentina (12) , la sección contiene anhídrido con porosidad fracturada, nótese que el valor " t" remanente aproximadamente constante a la porosidad cero sobre la sección entera, mientras que Pb decrece a partir de 2.97 a 2.83 gr/cc y la porosidad de neutrón (ρ_n) se incrementa de 0 a 4%; esta es una indicación de que la porosidad de la fractura es del orden de 4%.

(9)

Las principales dificultades en usar este método son :

- . La porosidad total puede ser bajamente estimada desde que la porosidad total es usualmente estimada a partir de mediciones en solamente un lado del agujero.
- . Las variaciones en arcillas y litología, pueden indicar la presencia de fracturas, aún si ellas no existieran.
- . Las irregularidades del agujero pueden conducir a estimaciones optimistas de la porosidad total, aún si las fracturas no están presentes.
- . Otros tipos de porosidad secundaria, tales como bolsas pueden ser interpretados como la porosidad de la fractura.

Algunos programas ventajosos de computación sofisticados de servicio de compañías (9)(10) pueden ayudar particularmente a la compensación de estas desventajas.

2.4.1 POROSIDAD EN MUESTRAS Y EN REGISTROS DE NEUTRON.

La comparación de porosidad de muestras con las respuestas de registros de neutrón, y la respuesta de registro de neutrón con otros registros de porosidad pueden ser provechosos en la determinación del número total de zonas que pueden ser fractura-

das en un yacimiento .

Esta técnica depende sobre la presencia de una distribución normal acerca de la correlación promedio de las respuestas cuando las fracturas no son presentadas.

La fig. 11 muestra un esquema representativo de la técnica, donde la proposición es hecha que la porosidad de la muestra es una medida de la porosidad de la matriz y que la porosidad del neutrón es una medida de la porosidad total.

Suponiendo que no existe una certeza en las mediciones, las zonas no fracturadas podrían ser localizadas sobre la línea AA' de la figura 11A, los puntos D y F representarían las zonas fracturadas y la distancia ED - GF representaría la porosidad de la fractura.

La fig. 11B representa la misma situación pero por el caso más realista con la disposición de datos por zonas no fracturadas, las cuales son localizadas dentro del área BB' y CC'; para este caso la zona D tendría la porosidad de la fractura, y la zona F caería dentro del área no fracturada.

El mismo tipo de análisis puede ser llevado fuera por la graficación en logaritmo de la respuesta de rayos gamma vs. deflexión del neutrón, se ha provisto que una correlación en línea recta puede ser encontrada entre la porosidad de la muestra y los rayos gamma como se muestra en la fig. 12.

Este tipo de análisis es mostrado en la fig. 13 para el caso de un pozo fracturado en la formación MISSISSIPPIAN. La curva AA' es la curva promedio de la "distribución no fracturada" y BB' es una curva establecida empíricamente desplazada 1.5 de desviación estándar de la vertical. Por la comparación de la distribución no fracturada, sobre el fondo de la fig. 13, con la distribución observada puede ser concluido que entre 16 y 44 intervalos pueden ser fracturados.

Puesto que hay una extensa anchura entre la posiblemente zona fracturada, es posible recurrir a un registro de intensidad variable para intentar precisar la zona de fractura actual. A partir del registro de intensidad variable de este pozo fué encontrado que 20 zonas aparecieron fracturadas, y se localizaron en la gráfica trazada de GAMMA- NEUTRON.

Aquellos puntos cayeron en el área con demasia de datos comparados con el esperado número de la "distribución no fracturada", donde es tomado como zonas fracturadas, usando este criterio fué posible describir 15 zonas fracturadas las cuales tuvieron un promedio de porosidad de 0.5%.

Aunque es imposible verificar la exactitud de los resultados, los descubrimientos usando este método se compararon razonablemente bien con la perforación actual del pozo.

2.4.2 AGUJERO TELEVIDENTE.

La idea detrás de esta herramienta es para inspeccionar el pozo por "MIRAMIENTO" al fondo del agujero ⁽¹³⁾. El agujero televidente es una fotografía acústica continua del fondo producida por un explorador de ultrasonido rotatorio, idealmente, el resultado es una fotografía única en su género del fondo del agujero (fig. 14).

Usualmente la humedad de los planos de fractura puede ser determinada a partir de estos registros. Algunos de los requerimientos para obtener una buena fotografía del fondo del agujero ⁽⁹⁾ y una buena centralización, son bajo contenido de sólidos en los fluidos del pozo y una baja y constante rapidez de registro.

2.5 VOLUMEN DE ARCILLA E INDICE DE URANIO.

Las fracturas pueden ser indicadas por comparación de los valores de índice de uranio como se determinó a partir del espectroregistro y el volumen de arcilla en la zona ⁽¹⁰⁾.

La teoría indica que el uranio es muy soluble en agua, este comúnmente contenido en pantanos. En un volumen de arcilla se calculó que la radiactividad natural de la formación es independiente. Para el medio ambiente de depósito normal el índice de uranio y el volumen de arcilla tienen el mismo valor, cuando una fractura existe el índice de uranio puede ser tan grande como el volumen de arcilla.

La principal limitación de esta técnica es que no se puede indicar si la fractura es abierta o cerrada, la fig. 15 muestra un ejemplo de una zona de fractura detectada por la comparación del volumen de arcilla con el índice de uranio.

2.6 LITOPOROSIDAD A TRAVES DE GRAFICA.

Esta técnica fué introducida para ayudar en la interpretación de formaciones con una litología compleja ⁽¹⁴⁾. El método hace esto posible con el manejo de datos a partir de registro de neutrón, densidad y el registro sónico simultáneamente. A partir de estos registros la doble porosidad - parámetros independientes, M y N pueden ser determinados como sigue:

$$M = \frac{At_f - At}{\rho_b - \rho_f} \times .01$$

$$N = \frac{(\phi_n)_f - \phi_n}{\rho_b - \rho_f}$$

En el cruce de gráfica de M vs. N, cada mineral puro es representado por un punto único desatendido de porosidad. Para una litología compleja la posición de los puntos datos de la gráfica de M - N ayudan a identificar los diferentes minerales en la formación y el porcentaje aproximado de c/u.

Además la gráfica de litoporosidad puede ayudar a detectar la porosidad secundaria, pero sin la diferenciación entre bolsas y fracturas.

Se asume que el registro sónico responde solamente a la porosidad de la matriz, entonces puede concluirse que la porosidad secundaria no afecta al valor de N, pero incrementa M tanto como la porosidad secundaria se incrementa.

Consecuentemente, las zonas fracturadas o de bolsas pueden ser detectadas a partir del cruce de la gráfica de litoporosidad. La fig. 16 muestra el cruce de gráfica de litoporosidad generalizado por lodo fresco. Las áreas de porosidad secundaria son localizadas cerca de la línea de dolomita - CaCo₃ y son indicadas como Áreas B, C, D y E.

2.7 NORMAL CORTA Y NORMAL LARGA.

La comparación de estas curvas puede proveer valiosa información con relación a yacimientos naturalmente fracturados si el lodo filtrado desplaza todos los fluidos del yacimiento desde el sistema de fracturas y si la matriz no es fluida violentamente por el lodo filtrado ⁽¹¹⁾.

Se asume que las fracturas y la matriz son conectadas en paralelo, PIRSON ⁽¹¹⁾ ha sugerido la ecuación siguiente:

ECUACION DE LA NORMAL CORTA:

$$\frac{1}{R_{fi}} = \frac{V\phi t}{R_{mf}} + \frac{(1-V)\phi t}{R_{bo}}$$

ECUACION DE LA NORMAL LARGA:

$$\frac{1}{R_{fo}} = \frac{V\phi_t}{R_w} + \frac{(1-\gamma)\phi}{R_{bo}}$$

donde:

R_{fi} = Resistividad de la normal corta

R_{fo} = Normal larga o inducción de resistividad

$V\phi_t$ = Coeficiente de partición = $\frac{(\phi_t - \phi_b)}{[\phi_t (1-\phi_b)]}$

ϕ_t = Porosidad total

R_{mf} = Resistividad del lodo filtrado

R_w = Resistividad del agua

R_{bo} = Resistividad de bloque a 100% saturada de agua.

Estas ecuaciones pueden ser resueltas simultáneamente por la determinación del FII (índice de intensidad de fractura = $V\phi_t$) descrito en la parte 1. El FII es la porosidad actual de la fractura y permite el rango de estimación de la magnitud con relación a la distancia a la falla.

Las ecuaciones previas pueden ser resueltas simultáneamente para determinar cualquiera de los dos desconocidos dependiendo de los datos útiles.

2.8 INDICE DE PRODUCCION.

La experiencia limitada en las arcillas DEVONIAN indican que algunas anomalías ocurren en rayos-gamma, densidad y registro

(15)
de inducción . Usualmente en las zonas fracturadas los rayos-
gamma y la resistividad se incrementan mientras que la densidad
decrece.

El incremento en la intensidad de los rayos gamma es
atribuido a zonas ricas en materia organica. El incremento en la
resistividad es atribuido al llenado de gas en las fracturas y/o
al contenido de kerógeno incrementado. El decremento en la
magnitud de la densidad es atribuido a un incremento en la
porosidad debido a la presencia de fracturas y/o a la baja
densidad del kerógeno.

Por consiguiente, una fórmula que combina la radiación gam-
ma, la magnitud de la densidad y la resistividad ha sido propues-
ta como (15) :

$$\text{INDICE DE PRODUCCION} = \frac{G+R}{Db}$$

donde:

$$G = \text{API} \frac{\text{UNIDADES DEL REGISTRO RAYOS-GAMMA.}}{\text{UNIDADES PROMEDIO DE ARCILLA.}}$$

$$R = \frac{\text{RESISTIVIDAD DEL REGISTRO DE INDUCCION.}}{\text{RESISTIVIDAD PROMEDIO DE ARCILLA.}}$$

$$Db = \text{MAGNITUD DE DENSIDAD DEL REG. DE DENSIDAD.}$$

El promedio de resistividad y API unidades de arcillas debe
ser establecido basado sobre condiciones locales. Como un ejem-

plo, los valores de 20 ohms-m y 2000 API unidades han sido reportadas por las arcillas DEVONIAN ⁽¹⁵⁾. La fig. 17 muestra una gráfica del índice de producción para un pozo fracturado en Oeste de Virginia. El intervalo 3.406 - 3.656 (ft) muestra un alto índice de producción y probó ser altamente fracturado por medios independientes.

Varios casos como el de la fig. 17 sugieren que el índice de producción es corradamente relacionado al grado de fracturamiento de la formación.

2.9 REGISTROS DE TEMPERATURA Y SILBIDO.

El registro de temperatura es corrido en experimentos para determinar la entrada de gas dentro del fondo del pozo. Cuando el gas entra al pozo existe una resistencia de la dirección de las curvas en bajas temperaturas. La medida del silbido ⁽¹⁵⁾ detecta el movimiento del gas a través de los pequeños orificios tales como la porosidad de la formación o grieta.

La fig. 18 muestra las medidas de temperatura y silbido corridos en un agujero vacío en las arcillas de UTICA de las tierras bajas de QUEBEC. Los registros de temperatura dieron una dirección opuesta a valores bajos de temperatura a 6 270 - 6 280 (ft). La medida del silbido también indicaron GAS en la zona desde \pm 6 220 - \pm 6 320 (ft).

El intervalo 6 230 - 6 300 (ft) fué actualmente perforado en febrero de 1976 con un disparo por pie seguido de un trabajo con

Ácido, el pozo probó 300 Msctd a través de 1/4 pg. obstruido.

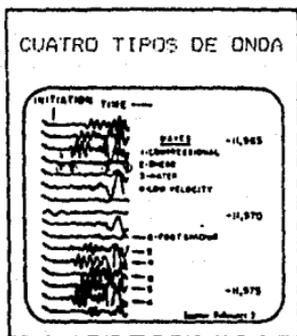
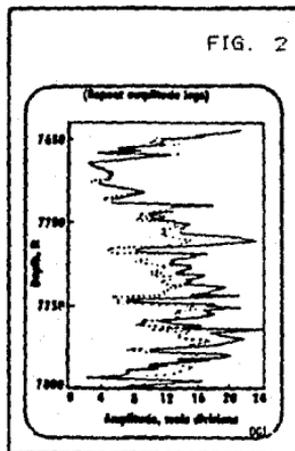


FIG 1

HERRAMIENTA DESCENTRALIZADA

FIG. 2



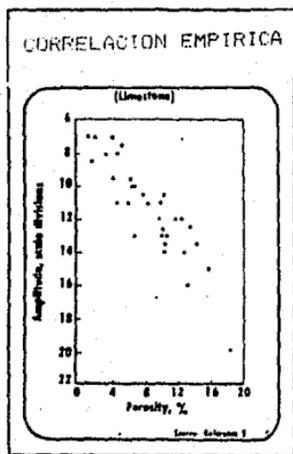


FIG. 3

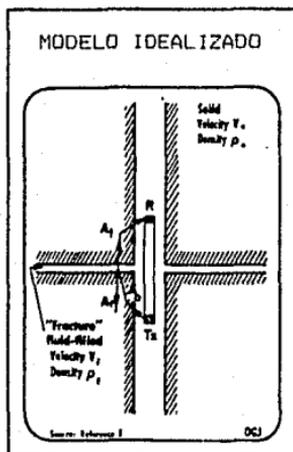
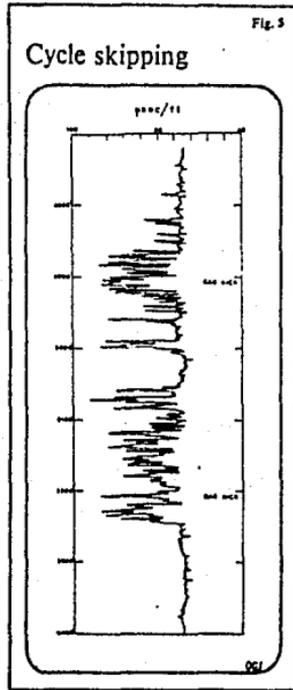


FIG. 4



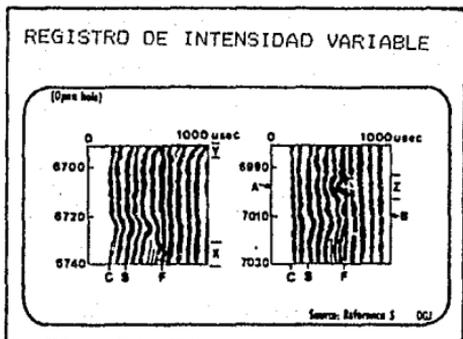
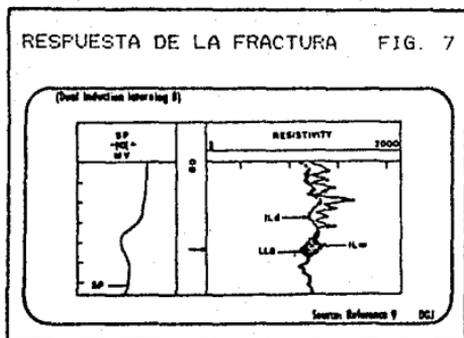
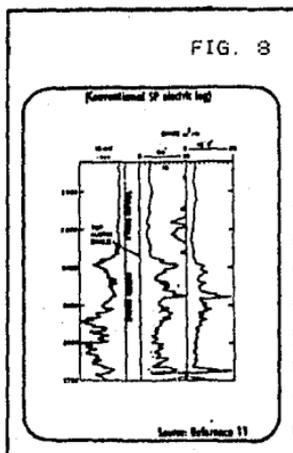


FIG. 6

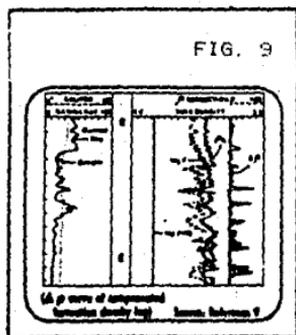
RESPUESTA DE LA FRACTURA FIG. 7



REGISTRO ELECTRICO CONVENCIONAL



INDICACIONES DE FRACTURA



RESPUESTA DEL NETRON, POROSIDAD EN MUESTRA

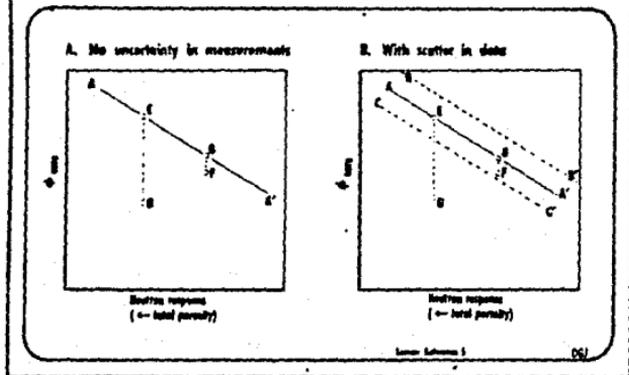
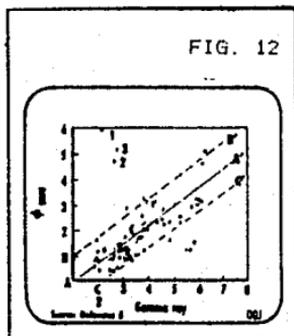
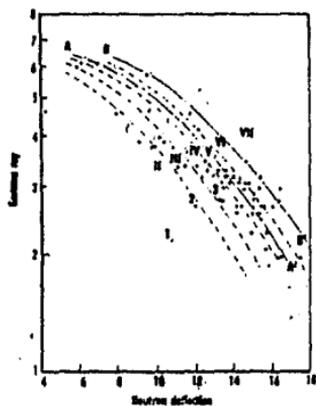


FIG. 11

RESPUESTA DE RAYOS GAMMA

FIG. 12





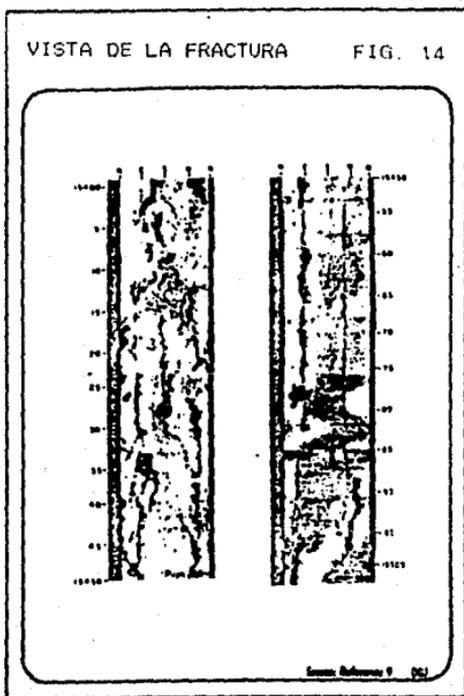
Comparation of observed vs. calculated
distributions, neutron response vs.
gamma ray response

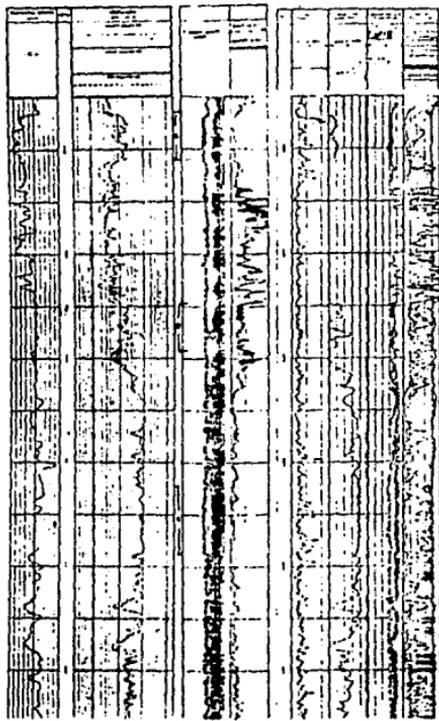
Area on Fig. 13	I	II	III	IV	V	VI	VII	IX
Calculated dist.	8	1	6	26	48	24	6	0
Observed dist.	1	10	12	24	23	19	6	0

Source Reference I (C)

VISTA DE LA FRACTURA

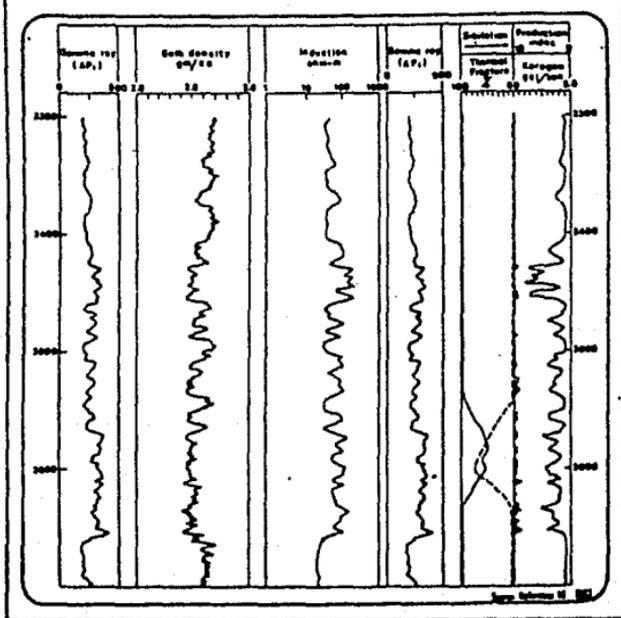
FIG. 14



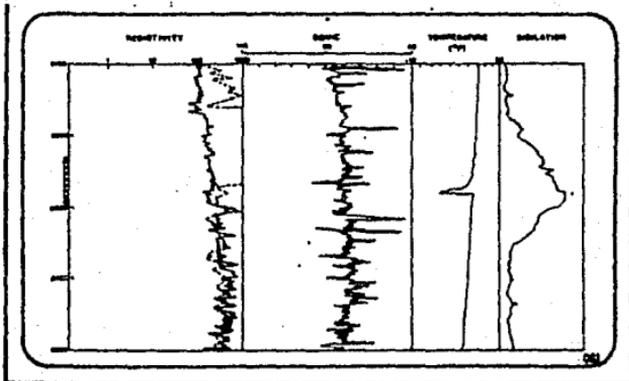


Scale 1:10000

REGISTRO DE INDICE DE PRODUCCION. FIG. 17



CORRIDAS DE TEMPERATURA Y SILBIDO FIG 18



BIBLIOGRAFIA

1. MARDOCK, E. S., AND MYERS, J. P.: "RADIOACTIVITY LOGS DEFINE LITHOLOGY IN THE SPRABERRY FORMATION", OGJ., NOVEMBER 29, 1951, 50 90.
2. LITTLE, W. J., AND RICKE, R. R.: "WELL LOGGING IN SPRABERRY", OGJ., DECEMBER 13, 1951, 50 92.
3. PICKETT, G. R.: "ACOUSTIC CHARACTER LOGS AND THEIR APPLICATIONS I: FORMATION EVALUATION", TRANS. AIME 1963 228, 659-667.
4. MORRIS, R. L., GRINE, D. R., AND ARKFELD, T. E.: "THE USE OF COMPRESSIONAL AND SHEAR ACOUSTIC AMPLITUDES FOR THE LOCATION OF FRACTURES", J. PET. TECH., JUNE 1964.
5. PICKETT, G. R., AND REYNOLDS, E. B.: "EVALUATION OF FRACTURED RESERVOIRS", SOC. PET. ENG. J., MARCH 1969, 28.
6. WALKER, TERRY: "THE INTERPRETATION OF THE FRACTURE-FINDER MICRO-SEISMOGRAM LOG", WELEX PUBLICATION L-20, MAY 1964.
7. FRAC-FINDER MICRO-SEISMOGRAM LOG, BASIC ACOUSTIC, WELEX.
8. LOG INTERPRETATION PRINCIPLES--SCHLUMBERGER, CHAPTER 18, 1969, 105.

9. BECK, J., SCHULTZ, A., AND FITZGERALD, D.: "RESERVOIR EVALUATION OF FRACTURED CRETACEOUS CARBONATES IN SOUTH TEXAS", SPWLA LOGGING SYMPOSIUM TRANSACTIONS (1977) PAPER 7.
10. HEFLIN, J. D., NEILL, B. E., AND DeVRIES, M. R.: "LOG EVALUATION IN THE CALIFORNIA MIOCENE FORMATIONS", PAPER SPE 6160 PRESENTED AT THE 51 ANNUAL MEETING OF THE SPE OF AIME, NEW ORLEANS, OCTOBER 3-6, 1976.
11. PIRSON S. J.: "HOW TO MAP FRACTURE DEVELOPMENT FROM WELL LOGS", WORLD OIL, MARCH 1967, 106-114.
12. EVALUACION DE FORMACIONES EN LA ARGENTINA, SCHLUMBERGER (1973) 94-95.
13. ZEMANEK, J., CALDWELL, R. L., GLENN, E. E., HOLCOMB, S. V., NORTON, L. J., AND STRAUSS, A. S. D.: "THE BOREHOLE TELEVIEWER--A NEW LOGGING CONCEPT FOR FRACTURE LOCATION AND OTHER TYPES OF BOREHOLE INSPECTION", J PET. TECH., JUNE 1969, 762-774.
14. BURKE, J. A., CAMPBELL, R. L., AND SCHMIDT, A. W.: "THE LITHO-POROSITY CROSS PLOT", TRANSACTIONS OF THE 10TH ANNUAL SYMPOSIUM OF SPWLA (1969).
15. MYUNG, J. I.: "FRACTURE INVESTIGATION OF THE DEVONIAN SHALE USING GEOPHYSICAL WELL LOGGING TECHNIQUES", PROCEEDING OF THE SEVENTH APPALACHIAN PETROLEUM GEOLOGY SYMPOSIUM, MORGANTOWN, W. VA., MARCH 1-4, 1976.

EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE REGISTROS DE POZOS
(PARTE 2).

La parte anterior presentó algunas técnicas para la evaluación de yacimientos fracturados usando registros de pozo. La mayor parte de estas técnicas permite la evaluación cualitativa de la media fracturada.

Esta parte presentará métodos para evaluar cuantitativamente yacimientos fracturados. Estas técnicas no pretenden ser perfectas, pero permiten una estimación de orden razonable de magnitud con relación a la porosidad de la fractura y la matriz y saturación de agua en la fractura, matriz y sistema compuesto.

2.10 EXPONENTE DE POROSIDAD.

El exponente de porosidad 'M' de un sistema fractura-matriz es más pequeño que el exponente de porosidad de la matriz 1.2 "mb". El valor de "m" para un plano de fractura es teóricamente 1.0. La fig. 1 muestra el esquema de una roca de longitud "L" con un flujo estrecho de longitud igual a "La". Si la saturación de agua es 100%, la resistencia es:

$$R = \frac{R_w L_a}{\phi A} \quad (1)$$

donde:

R_w = Resistividad del agua

ϕ = Porosidad (fracción)

A = Sección de Área

Por definición la resistencia de un sistema es: (3)

$$R = R_o \frac{L}{A} \quad (2)$$

donde:

R_o = resistividad de la roca cuando está 100% saturada de agua.

Combinando las ecuaciones (1) y (2) tenemos:

$$R_o = R_w \frac{L_a}{L \phi} \quad (3)$$

La tortuosidad del sistema "t" es definida como:

$$R_o = R_w \frac{\tau}{\phi} \quad (4)$$

y

$$F = \frac{\tau}{\phi} \quad (5)$$

Para un plano de fractura, la tortuosidad es = 1 y consecuentemente $F = 1/\phi$. Para el caso teórico de una fractura horizontal, el valor de m podría ser igual a 1, el cual es diferente de los valores de "m" normalmente usados para la evaluación de yacimientos homogéneos.

Considerando un modelo de doble-porosidad ⁽⁴⁾ conectado en

paralelo AGUILERA (2) ha mostrado que el exponente de doble-porosidad del sistema FRACTURA - MATRIZ es más pequeño que el exponente de porosidad de la matriz "mb". El valor de "m" puede variar entre 1.0 para un sistema fracturado totalmente y el "mb" valor de la matriz.

La ecuación que gobierna este procedimiento puede ser escrita como (2) :

$$\phi^{-m} = \frac{1}{[\phi + (1-\phi) / \phi b^{-mb}]} \dots (6)$$

donde:

ϕ = Porosidad total (fracción)

m = Exponente de doble porosidad

V = Coeficiente de partición de PIRSON

$$= (\phi - b) / [\phi - \phi b]$$

ϕb = Porosidad de la matriz (fracción)

mb = Exponente de porosidad de la matriz

Las figs. 2 -4 muestran la solución gráfica de la ecuación 6 para varios valores de "mb" (2.0 2.2 y 2.4), estas gráficas pueden ser usadas para estimar el valor del exponente de doble porosidad, m, cuando los valores de porosidad y de la matriz pueden ser determinados por medios independientes.

Esta situación puede aparecer cuando los valores de la porosidad de la matriz son conocidos a partir de análisis de

muestras y de la porosidad total son conocidos, por ejemplo, a partir de un registro de NEUTRON.

El descubrimiento teórico es que "m" es muy pequeño usualmente en los yacimientos naturalmente fracturados y ha sido confirmado en varias situaciones prácticas en el lago cretácico central en pozos de Venezuela, en pozos de Perú (5) Utah (1)(2).

Además un estudio (6) condujo, que 2 340 resistencias han indicado que los valores de "m" son iguales a 1 y está directamente relacionados a la presencia de grietas.

2.11 EXPONENTE DE SATURACION DE AGUA.

En la evaluación de la formación en registros de pozo se hizo una suposición de que el exponente de saturación de agua, "N", sea igual a 2. La experiencia indica que, en general, esta suposición produce resultados razonables.

Esto manifiesta, por consiguiente, que esta suposición pudiera guiarnos a valores pesimistas de la saturación de agua total en yacimientos naturalmente fracturados. La experiencia práctica (2)(5) indica que los valores más razonables de "Sw" pueden ser obtenidos asumiendo que "m" es igual a "n".

(7) FATT ha demostrado que para un simple paquete de tubos, una gráfica de registros de índice de resistividad "I" vs. saturación de agua "Sw" resulta una línea recta con una

inclinación "n" igual a 1. Asumiendo, como propuesto por HILCHIE y PIRSON (8) que un sistema fractura-bolsa es aproximadamente equivalente a un paquete de tubos, de esto se concluye que el valor de "n" para una fractura sería 1.0.

Consecuentemente, para una fractura la relación $m = n = 1.0$ parece mantenerse. Es posiblemente la razón para valores realistas de "Sw" obtenidos asumiendo que "m" es igual a "n" ($m = n$) en yacimientos naturalmente fracturados.

2.12 SATURACION DE AGUA A PARTIR DE REGISTROS.

La relación básica en la evaluación de la formación a partir de registros son (9):

$$S_w = I^{-1/n} \quad (7)$$

$$I - R_t / (FR_w) = R_t / R_o \quad (8)$$

$$F = a I^{-m} = R_o / R_w \quad (9)$$

donde:

Sw = Saturación de agua (fracción)

a = Constante usualmente igual a 1

Rt = Resistividad verdadera de la formación

La manipulación de las ecuaciones 8 y 9 conducen a ⁽¹⁰⁾ :

$$\log R_f = -m \log \phi = \log R_w = \log I = \log a \dots (10)$$

La ecuación 10 indica que una gráfica de $\log R_t$ vs. $\log \phi$ debería resultar una línea recta con una inclinación de "-m" para zonas con la constante "a", R_w y I . Para yacimientos fracturados la inclinación resultante (exponente de doble porosidad "m") debería ser más pequeño que el exponente de porosidad de la matriz, m_b , determinado en el laboratorio.

La aplicación de este método implica la suposición que la ecuación de ARCHIE aplica a la media fracturada.

Algunas veces el valor de la porosidad total ϕ , no es provechosa para la preparación de la gráfica logarítmica $\log - \log \phi$ vs. R_t .

En este caso, es posible hacer el mismo tipo de análisis por graficación cruzada:

SONICO: $\log (A_t - A_m)$ vs. $\log R_t$

DENSIDAD: $\log (P_s - P_b)$ vs. $\log R_t$

NEUTRON TERMICO: Deflexión del neutrón (API o cps) en escala lineal vs. $\log R_t$.

(11)

WYLLIE ET AL indicó en su estudio original que el registro sónico ve porosidad intergranular o porosidad de la matriz pero tiende a ignorar porosidad secundaria. La experiencia (12) indica, por lo consiguiente, que el registro sónico puede ser usado como un indicador de la porosidad total, no obstante el valor " Δm " no es comúnmente usado pero un valor empírico sin mucho significado físico.

Es una fortuna que el cruce de gráfica disentido anteriormente no requiere un previo conocimiento de Atm , como este valor puede ser determinado por ensayo y error por elección de varios valores de Atm hasta que una línea recta sea obtenida (ver fig. 5).

El valor correcto de ρ_s puede ser determinado en la misma forma.

No es absolutamente necesario usar valores de resistividad verdadera en esta gráfica. En efecto, la resistividad aparente (R_a) leída directamente a partir de registros de pozos puede ser usada proporcionando ellos la resistividad verdadera (10).

La fig.6 muestra una gráfica logarítmica (log - log) de (Atm - Atm) vs. R_a (LL8) para un pozo fracturado en ALTAMONT TREND DE UTAH. El registro laterolog 8 fue seleccionado para la resistividad debido a los delgados-estratos característicos de la formación WASATCH.

El exponente de porosidad de la matriz, m_b , fue encontrado

ser igual a 2 por un laboratorio comercial (13). El valor de "m" fué encontrado ser 1.3 a partir de un cruce de gráfica presentado en la figura 6. La diferencia entre el valor 2 de "m" fue tomado como una indicación de la fractura natural; este fué corroborado por la examinación directa de muestras (14) y por la comparación de la permeabilidad de la formación (13) determinada a partir de análisis de muestras (≤ 0.01 md) y pruebas de incremento (14 - 18 md).

La evaluación de la saturación total de agua de la fig. 6 es más bien recta. Como un ejemplo, para la zona 3 el índice de resistividad es:

$$I = R_t / R_o \quad \text{es } 80 / 18 = 4.44; \text{ y}$$

$$Sw = I^{-1/n} \quad \text{es } 4.44^{-1/1.3} = 32\%$$

Nótese que ha sido posible llegar a estos valores de saturación de agua sin tener un previo conocimiento de ϕ , R_w y m . Las zonas con círculo doble en la fig. 6 fueron actualmente perforadas y se produjo inicialmente 1000 (Bo/d) sobre 1/2/(pg) obstruida, algunas zonas con una $Sw > 55\%$ fueron perforadas y producidas sin agua, esto puede ser por los bajos valores de permeabilidad asociados a la matriz (≤ 0.01 md.) finalmente, existen algunas zonas con buen potencial de aceite que no han sido perforadas,

Algunas veces la determinación de "Sw" no es tan recta debida a la incertidumbre en el establecimiento de la posición

del 100% de la orientación o rumbo del agua. En estos casos el parámetro estático "P" viene a ser una poderosa herramienta de evaluación (15)

Cuando se está trabajando con el registro sónico "P" es

$$P = R_t (A_t - A_{tm})^m = aR_w B^m I = aR_w (A_{tf} - A_{tm})^m I \dots (11)$$

En la ecuación (11) las constantes "a", "Rw" y "m" y el índice de resistividad "I" han sido colocadas de un lado de la ecuación. Consecuentemente "P" podría ser una constante para zonas con 100% de saturación de agua si las mediciones de "Rt" y "At" fueron perfectas, y si los valores de "a", "Rw", "B", "m" y "Atm" fueron constantes. Siendo esta altamente idealista "P" fue investigado (15) y encontrado tener una distribución normal - raíz cuadrada para zonas 100% saturadas de agua. Esta distribución de razones de desviaciones a partir de condiciones ideales indicadas previamente.

A partir del análisis precedente, se tiene que:

$$P^{1/2} = [R_t (A_t - A_{tm})]^{1/2} \dots (12)$$

El tratamiento similar para un registro de densidad resulta

$$P^{1/2} = [R_t (P_s - P_b)] \dots (13)$$

Se encontró que "P" tiene una distribución normal raíz cuadrada para zonas con 100% de saturación de agua, una gráfica de $P^{1/2}$ vs. frecuencia acumulativa (las cuales incluyen el número total de muestras con valores de $P^{1/2}$ dentro de un rango particular) en un papel de probabilidad resultaría una línea recta. Las

zonas de hidrocarburos podrian desviarse de esta línea recta.

Esta situación es mostrada en la fig. 7 para el pozo considerado aquí.

Una vez que las zonas de hidrocarburos han sido reconocidas, la saturación de agua puede ser calculada como sigue:

- 1.- Considerar la zona 100% saturada de agua, como una distribución simple. Esto resulta una línea recta en papel de probabilidad (fig. 8).
- 2.- Determine el valor medio de P al 50% de la frecuencia acumulativa. Para este caso el valor medio de $p^{1/2}$ = 23.3 y el valor medio de P = 543.
- 3.- Calcule el índice de resistividad de "I" a partir de la relación:

$$I = Ph/P100 \quad \dots (14)$$

donde:

Ph = es el valor de "P" para la zona de hidrocarburos

Ph = es el valor medio de P determinado en el pozo 2.

$$p^{1/2} = [Rt (At - Atm)^m]^{1/2} = [80 (63 - 50)^{1.3}]^{1/2} = 47.7$$

$$Ph = 2247 \quad e \quad I = 2247/543 = 4.14$$

4.- Calcular la saturación de agua a partir de la ecuación 7.

$$SW = I^{-1/n} = 4.14^{-1/1.3} = 34\%$$

En este ejemplo los valores de "Sw" se determinaron a partir de la gráfica logarítmica de Rt vs. (At - Atm) y los otros se determinaron a partir de medios estáticos comparados con el pozo.

En el medio estático se recomienda siempre que existan serias dudas acerca de la posición del 100% de agua de la inclinación en la gráfica log - log (logarítmica).

Nótese que la ecuación 14 es expresada como una función de $P^{1/2}$ (y no de P). Consecuentemente todos los cálculos de $P^{1/2}$ tienen que ser cuadrados antes de usar la ecuación 14. Un camino rápido para calcular la saturación de agua (los cuales no requieren del cuadrado de $P^{1/2}$); Consiste en anclar el valor medio de $P^{1/2}$ a la saturación de agua al 100% y dibujar una línea recta con una inclinación de $-n/2$ en papel logarítmico (log - log). Esta gráfica es mostrada en la fig. 9. Los valores de saturación de agua para cualquier $P^{1/2}$ pueden ser determinados a partir de esta clase de gráfica.

2.12.1 EVALUANDO LA POROSIDAD.

Una estimación de la porosidad total puede ser obtenida como una función de la porosidad de la matriz "0" el exponente de

doble porosidad "0" y el exponente de la porosidad de la matriz "0".

Para el problema ejemplo la estimación de la porosidad total fue hecha basada en los siguientes datos:

Promedio de la porosidad de la matriz:

$\phi_b = 4\%$ (a partir de muestras)

Exponente de porosidad de la matriz

$m_b = 2.0$ (a partir de análisis de muestras por un laboratorio comercial)

Exponente de doble porosidad

= 1.3 (de la fig. 6)

Entrando a la fig. 2 con estos datos, resultó un coeficiente de partición "v" = 0.5. Se encontró que la porosidad total es 7.7%. Una estimación de la porosidad de fractura se tomó como la diferencia entre la porosidad total y la porosidad de la matriz dividida por $(1-\phi_b)$, esto es:

$$(1 - \phi_b) = (0.77 - 0.04) / (1 - 0.04) = 3.9\%$$

2.12.2 SATURACION DE AGUA EN LA MATRIZ Y FRACTURAS.

Cuando un yacimiento naturalmente fracturado es descubierto, siempre existen serias dudas acerca de la comercialización de éste, aún si se ha obtenido una alta producción inicial.

La profundidad concerniente para esta situación es obvia como muchos pozos fracturados que producen una alta producción inicial. Entonces se desprende un nivel no comercial en muy corto tiempo (fig. 10). Estas cantidades inicialmente altas son el resultado de hidrocarburos almacenados en el sistema de fractura.

De este modo es importante tener una estimación de la saturación de hidrocarburos en las fracturas.

El procedimiento que se presenta aquí para estimar la saturación de agua en las fracturas y en la matriz no es exacto pero es razonable para la estimación en una magnitud de orden. (7) FATT ha mostrado que para un paquete de tubos, las curvas de permeabilidad relativa son líneas rectas con un ángulo de 45 grados (fig. 11).

Por suposición HILCHIE y PIRSON (8) propusieron que un sistema fractura-bolsa es aproximadamente equivalente a un paquete de tubos que es posible estimar la saturación de hidrocarburos en las fracturas y en la matriz como sigue:

- 1.- Medir muy cuidadosamente el corte de agua inicial .
- 2.- Determinar la viscosidad de aceite y agua a condiciones de yacimiento.
- 3.- Calcular la saturación de agua en la fractura (Swf) a partir de esta ecuación:

$$Swf = \frac{Sw \mu_w WOR}{Bo U_o + U_w WOR} \dots (15)$$

4.- Calcular la saturación de agua en la matriz a partir de la ecuación:

$$S_{wb} = \frac{S_w - v S_{wf}}{(1 - v)} \quad \dots(16)$$

Si el corte de agua inicial es cero es razonable estimar que la saturación de agua en las fracturas es cero, recíprocamente la saturación de aceite es 100%.

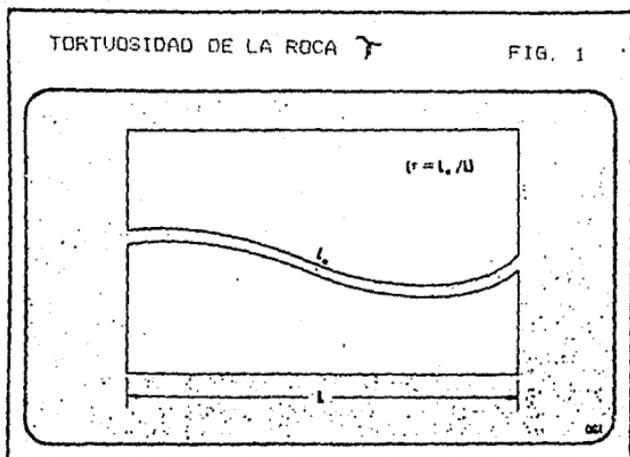
Asumiendo consecuentemente el corte de agua inicial del problema ejemplo es 40% (WOR = 0.67) la viscosidad del aceite es 0.62 (cp) y la viscosidad del agua es 0.5 (cp) y el factor de volumen inicial de la formación es 1.5 bbl/bbl de aceite @ c.tanque, usando la ecuación 15 es posible estimar la saturación de agua en la fractura igual a 26.48%.

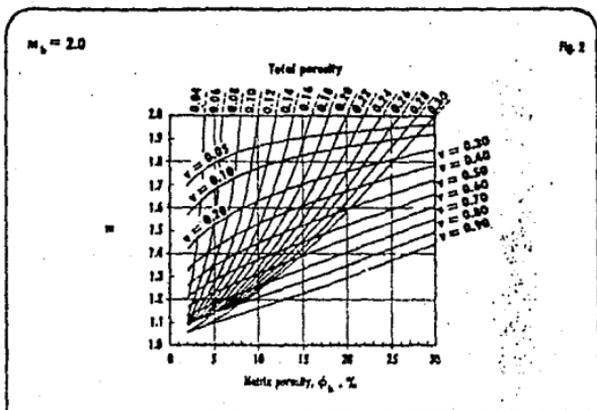
Finalmente, el aceite contenido en el sistema de fracturas es igual a $7758 \times \phi_f \times (1 - S_{wf})/Boi = 7758 \times 0.039 \times (1 - 0.2648)/1.5 = 148.3$ (stbo/acre-pie).

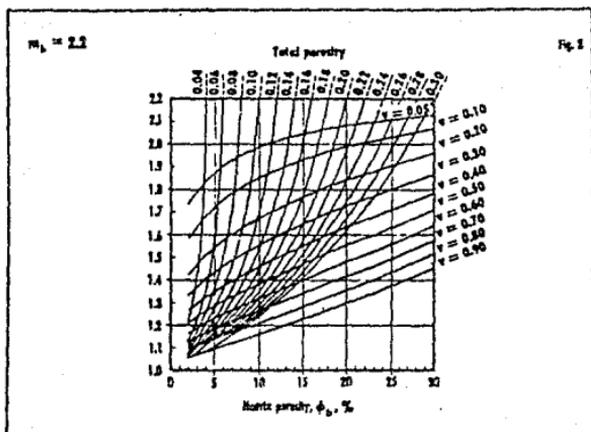
Otra vez se enfatizó que este valor solamente representa una magnitud de orden que es convertido intencionalmente cuando la capacidad de almacenamiento en la matriz es muy pequeña.

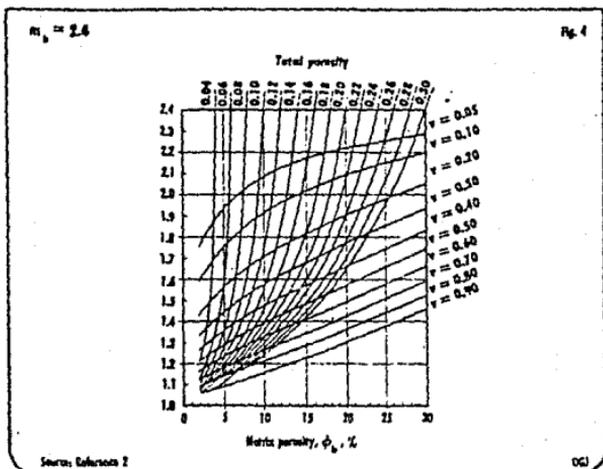
TORTUOSIDAD DE LA ROCA τ

FIG. 1









CALCULO DE AT_m

FIG. 5

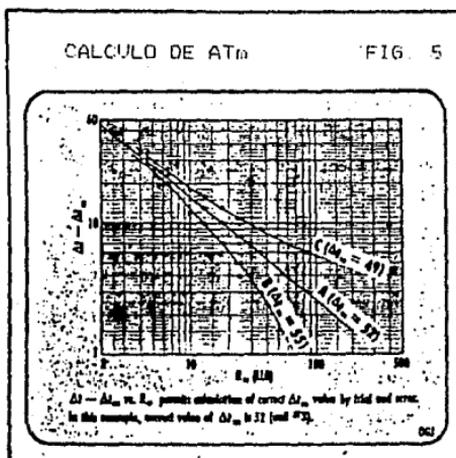
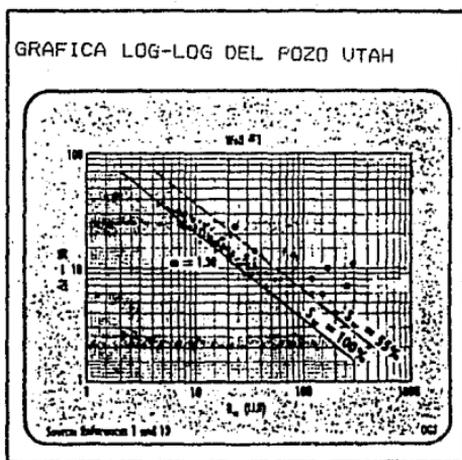
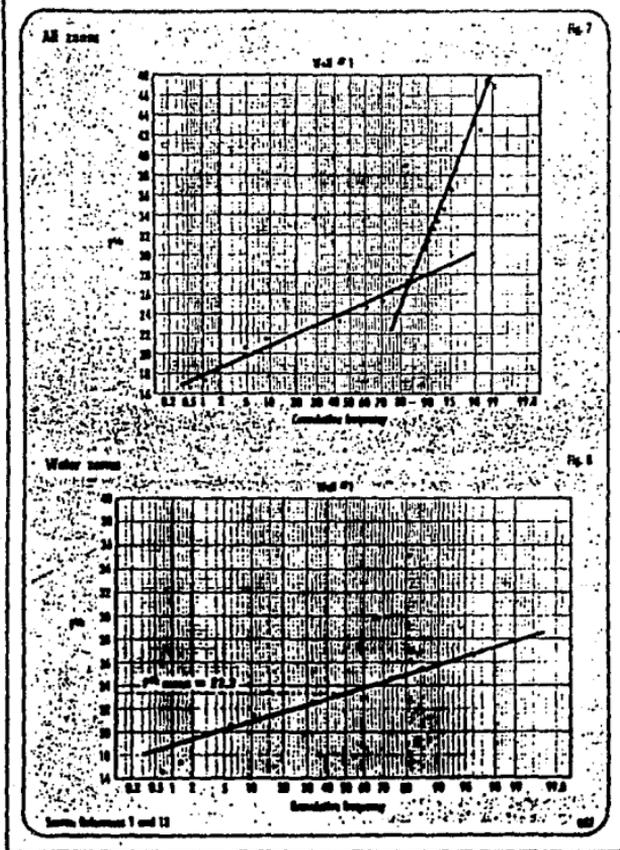
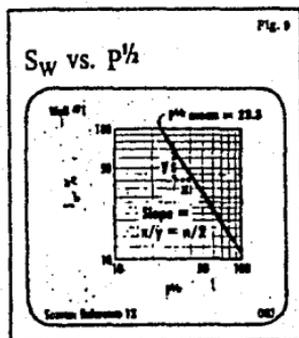


FIG. 6







POZO NO COMERCIAL

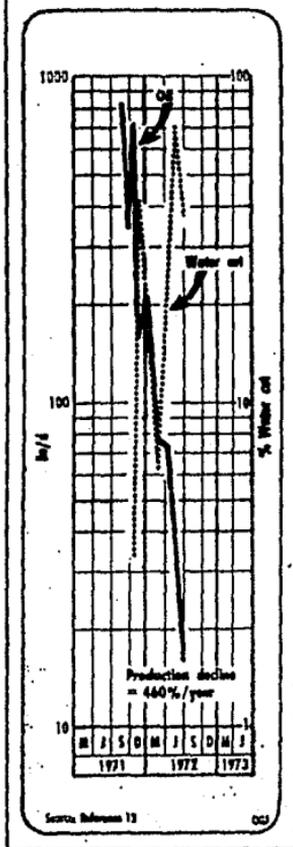


FIG. 10

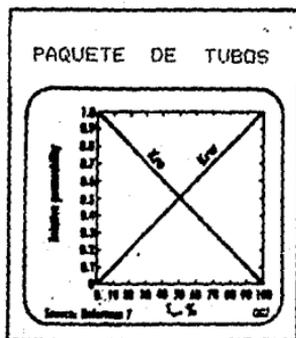


FIG. 11

BIBLIOGRAFIA

1. AGUILERA, ROBERTO: "ANALYSIS OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS FROM SONIC AND RESISTIVITY LOGS", J. PET. TECH. (NOVEMBER, 1974) 1233-1238.
2. AGUILERA, ROBERTO: "ANALYSIS OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS FROM CONVENTIONAL WELL LOGS", J. PET. TECH. (JULY, 1977) 764-772.
3. AMYX, J. W., BASS, D. M., AND WHITING, R. L.: PETROLEUM RESERVOIR ENGINEERING - PHYSICAL PROPERTIES, MCGRAW-HILL BOOK COMPANY, NEW YORK, TORONTO, LONDON (1960) 112.
4. PIRSON, S. J.: "LOG INTERPRETATION IN ROCKS WITH MULTIPLE POROSITY TYPES - WATER OR OIL WET", WORLD OIL (JUNE, 1957), 196.
5. BOYELDIEU, C.: PRIVATE COMMUNICATION, SCHLUMBERGER - SURENCO.
6. SHANKLAND, T. J., AND WAFF, H. S.: "CONDUCTIVITY IN FLUID-BEARING ROCKS", JOURNAL OF GEOPHYSICAL RESEARCH (NOVEMBER 10, 1974) 4863-4868.
7. FATT, I.: "THE NETWORK MODEL OF POROUS MEDIA, II - DYNAMIC PROPERTIES OF A SINGLE SIZE TUBE NETWORK", TRANS. AIME (1956) 207, 160-163.

8. HILCHIE, D. W., AND PIRSON, S. J.: "WATER CUT DETERMINATION FROM WELL LOGS IN FRACTURED AND VUGGY FORMATIONS", SPWLA LOGGING SYMPOSIUM TRANS., DALLAS, TEXAS (1961).
9. ARCHIE, G. E.: "THE ELECTRICAL RESISTIVITY LOG AS AN AID IN DETERMINING SOME RESERVOIR CHARACTERISTICS", TRANS. AIME (1942) 146, 54-67.
10. PICKETT, G. R.: "PATTERN RECOGNITION AS A MEANS OF FORMATION EVALUATION", 14TH SPWLA LOGGING SYMPOSIUM TRANS. (MAY 6-9, 1973).
11. WYLLIE, M.R.J., GREGORY, A. R., AND GARDNER, L. W.: "ELASTIC WAVE VELOCITIES IN HETEROGENEOUS AND POROUS MEDIA", GEOPHYSICS (JAN., 1956) 21, 1, 41.
12. LOG INTERPRETATION PRINCIPLES, SCHLUMBERGER (1969) 37.
13. AGUILERA, ROBERTO: "EVALUATION OF FINE-GRAINED LAMINATED SYSTEMS FROM WELL LOGS, WASATCH FORMATION, UTAH", PH. D. THESIS 1569, COLORADO SCHOOL OF MINES, GOLDEN, COLO. (1973)..
14. BAKER, D. A., AND LUCAS, P. T.: "STRAT TRAP PRODUCTION MAY COVER 280+ SQUARE MILES", WORLD OIL (APRIL 1, 1972) 65-68.
15. PORTER, C. R., PICKETT, G. R., AND WHITMAN, W. W.: "A STATISTICAL METHOD FOR DETERMINATION OF WATER SATURATION FROM LOGS", SPWLA LOGGING SYMPOSIUM TRANS., NEW ORLEANS, LA (MAY 25-28, 1969).

CAPITULO 3.- EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE PRUEBAS DE POZO.

Esta sección habla de la evaluación de la formación usando pruebas de presión transitorias. Varias teorías se han desarrollado con relación a la conducta de la presión en yacimientos naturalmente fracturados. Desde entonces no todos los yacimientos tracturados son los mismos, es posible que todas las siguientes técnicas puedan tener aplicaciones en diferentes casos.

3.1.1 POLLARD-PIRSON.

Uno de los primeros artículos sobre análisis de presión en yacimientos fracturados fue publicado por POLLARD⁽¹⁾ en 1959. El consideró que los yacimientos están constituidos de tres regiones:

- 1.- Alrededor del pozo.
- 2.- En el sistema fracturado.
- 3.- En la matriz.

Su método considera flujo de la matriz dentro de la región fractura y después dentro del pozo. También consideró que una gráfica del registro de presión diferencial asociada con cualquiera de las regiones contra el tiempo resulta una línea recta de la cual podría ser posible determinar propiedades tales como volumen del sistema poroso de cuarzo y el efecto de dajo en

el pozo (costras de lodo).

La fig. 1 muestra un esquema de este tipo de gráfica. La porción recta, RS, indica la porosidad de la matriz representando la porosidad del cuarzo (fractura), cuando el Δp dentro de la fisura de cuarzo y el Δp entre la fisura de cuarzo y el pozo tienden a omitirse.

El valor C extrapolado es aproximadamente la diferencia entre la presión estática del yacimiento y el promedio de la presión fluyendo en el sistema de cuarzo.

La fig. 2 muestra un esquema de logaritmo (promedio de la presión en la fisura de cuarzo menos la presión del pozo) representado por la diferencia en la gráfica (QR-CR) VS. TIEMPO. Cuando la caída de presión debido al daño tiende a omitirse resulta una línea recta VW.

El valor D extrapolado es aproximadamente la diferencia entre la presión de la fisura con el fondo del pozo cerrado y el promedio de la presión de fondo fluyendo a "encerrada" en la fisura de cuarzo.

Finalmente, la diferencia CD, es la presión diferencial debido al daño.

Con esta gráfica es posible calcular el volumen de la fisura de cuarzo V_f a partir de la siguiente relación (1) :

$$V_f = \frac{q_0 a_2}{D C_f} \dots\dots\dots(1)$$

Donde:

qo= Gasto fluyendo al momento de shut in.

a2= Inclinación de la línea recta "VW" (unidades tiempo/ciclo).

Cf= Promedio de la compresibilidad del líquido fluyendo.

Una estimación de la resistencia del daño es dada por la diferencia "CD". PIRSON (2) extendió el método para evaluar el volumen de poros en la matriz "Vb" a partir de la ecuación :

$$V_b = \frac{q \ a_1}{O_b (C + D) C_f} \dots\dots(2)$$

Donde:

Vb= Volumen de poro fino en la matriz.

a1= Inclinación de la línea recta "RS" (unidades tiempo/ciclo).

Øb= Porosidad de la matriz.

Este análisis permite una estimación del coeficiente de partición "V", a partir de la ecuación 2:

$$V = \frac{V_f}{V_t} \frac{V_f}{V_f + V_b \ \phi_b} \frac{1}{1 + a_1/a_2 + D/c+D} \dots(3)$$

Estos métodos han sido mostrados por WARREN & ROOT (5) y KAZEMI (6). Para tener alguna desventaja teórica. Por consiguiente te, el método POLLARD-PIRSON ha probado ser una herramienta

poderosa en la evaluación de calizas fracturadas de Venezuela. Ellos han reportado también buenos resultados en Italia ⁽²⁾, el carbón fracturado y limo en Alberta CANADA ⁽³⁾ y los yacimientos Asmari de IRAN ⁽¹¹⁾.

La fig. 3 muestra el dato de una formación probada como lo presentó PIRSON ⁽⁴⁾, usando una presión estática de 2000 psi, y se preparó una gráfica logarítmica (PS-PW) VS. TIEMPO. Para un tiempo de cierre grande se obtuvo una línea recta con una inclinación aproximada $a_1 = 1800$ (seg/ciclo). La extrapolación de ésta línea a un tiempo cero produjo un valor $C = 425$ (psi).

La siguiente gráfica para la segunda diferencia (AAp) fue preparada tomando la diferencia entre la curva Ap y la prolongada línea recta de inclinación a_1 . La inclinación de esta segunda línea fue $a_2 = 106$ (seg/ciclo), la extrapolación de esta línea a cero produjo un valor $D = 8500$ (psi).

Estos datos permitieron una estimación de el coeficiente de partición ($v = 5.9\%$) a partir de la ecuación 3. Notese que si el gasto y la compresibilidad del fluido son ventajosos, es posible determinar el volumen de poros de la matriz a partir de la ecuación 2.

3.1.2 WARREN & ROOT -KAZEMI -DE SWAAM.

⁽⁵⁾
WARREN & ROOT presentaron un modelo compuesto de un paralelepípedo rectangular donde el bloque representó la matriz, y el espacio entre las fracturas (fig. 4).

Asumieron que el flujo en las fracturas era inestable y encontraron que en la gráfica de incremento convencional podrian resultar dos lineas rectas paralelas. La separación vertical de las dos lineas fue relacionada con la capacidad de almacenamiento de las fracturas.

Concluyeron que fueron suficientes dos parametros para caracterizar el yacimiento de el sistema de doble porosidad. el parametro " w " representó una medida de la capacidad del fluido, y " λ " fue relacionado con el grado de heterogeneidad del sistema. La fig. 5 muestra algunas curvas construidas teóricamente para el modelo de la fig. 4, para un valor constante

= 5×10^{-6} y varios valores de " w " .

Matemáticamente " λ " y " w " pueden escribirse como:

$$\text{LAMNDA } \lambda = \frac{\alpha K_1 r_w^2}{\bar{K}} \dots\dots(4)$$

y

$$w = \frac{\phi_2 C_2}{(\phi_1 C_1 + \phi_2 C_2)} \dots\dots(5)$$

Donde:

- α = Parametro geométrico por region heterogenia = $1/L^2$
- $K_1 = K_{2x}/K_{2y}$ grado de anisotropia (adimensional).

dirección "x".

K_{2y} = Permeabilidad del sistema secundario en la dirección y.

r_w = Radio del pozo.

$\bar{k}_2 = K_{2x} K_{2y}$, permeabilidad efectiva del medio anisotrópico, L².

ϕ_2 = Porosidad secundaria.

ϕ_1 = Porosidad primaria.

c_1 = Compresibilidad total en el sistema primario.

c_2 = Compresibilidad total en el sistema secundario.

(6)

KAZEMI usó un modelo con una distribución de fractura horizontal uniforme, y concluyó que las caracterizaciones del yacimiento fractura de WARREN & ROOT⁽³⁾ fueron aplicables a los casos donde la distribución de la fractura fue uniforme, y el contraste entre el flujo de la fractura y el flujo de la matriz fue mayor.

Cuando este contraste sea pequeño, solo aparecerá una línea recta.

(7)

DE SWAAN presentó una solución analítica para el mismo tipo de problema, el cual permitió la determinación de la fractura KH y el promedio de peso producto de la porosidad de la matriz y la dimensión de los bloques de la matriz, $X_{ma} \phi_{ma}$.

La solución analítica de DE SWAAN ha sido comparada con el modelo numérico de KAZEMI en la fig. 6. Aunque la solución de DE

SWAAN no lleva a una descripción analítica de la transición entre dos líneas rectas, esto parece ser una herramienta ingenieril más práctica. De los parámetros de WARREN & ROOT " λ " y " w " (los cuales no tienen un sentido físico directo) y el factor apariencia o modelo no se necesitaron para la determinación de las propiedades de interés del yacimiento.

DE SWAAN asume que al principio, el flujo toma lugar solamente en la fractura y es descrito por la solución aproximada de un radio infinito del yacimiento como se aplicó a la fractura media (7):

$$APF = \frac{q \mu}{4 \pi Kf hf} \ln \frac{4 hf t}{\lambda rw^2} \quad \dots(6)$$

donde:

AP = $P_i - P$ = incremento de presión (ATM)

q = gasto de flujo (cc/seg)

μ = viscosidad (cp)

Kf = Permeabilidad de la fractura (Darcys)

hf = Espesor de la fractura (cm)

λ = Difusividad hidráulica de la fractura (cm /seg)

$\beta = 1.78$

rw = radio del pozo (cm)

Al final, la ecuación 6 también se utiliza pero con cambios en la constante de difusividad como sigue:

$$\lambda_{sl} = 1 / \left(\frac{1}{hf} + \frac{Kma}{Kf} \frac{hma}{hf} \frac{1}{hma} \right) \quad \dots(7)$$

Para rocas infinitas separadas por fracturas como se muestra en la fig. 7.

$$\eta_{sp} = 1 / \left(\frac{1}{\eta_f} + \frac{2}{3} \frac{K_{ma}}{K_f} \frac{r_{ma}}{\eta_f} \frac{1}{\eta_{ma}} \right) \dots (8)$$

Para el caso de bloques de matriz con un comportamiento de presión aproximado a bloques esféricos y

$$\text{comp} = 1 / \left(\frac{1}{\eta_f} + \frac{u}{K_f} \frac{c}{h_f} (X_{ma} \phi_{ma}) \right) \dots (9)$$

Para el caso de bloques de cualquier anchura con variaciones de la porosidad y dimensión.

La siguiente nomenclatura se aplica a las ecuaciones de la 7-9.

K_{ma} = Permeabilidad de la matriz (DC)

h_{ma} = Espeso de la matriz (CM)

η_{ma} = Difusividad hidráulica de la matriz (CN /seg)

r_{ma} = radio coordinado de la matriz (cn)

c = compresibilidad (ATM)

X_{ma} = Dimensiones del bloque generalizado. (CM)

ϕ_{ma} = Porosidad de la matriz

La tabla 1 muestra los datos para una prueba de depresión (6)(7) (nivel lodo) teórica

Los datos están en la gráfica como se muestra en la fig. 8.
La información provechosa es mostrada en la tabla 2.

Nótese que la compresibilidad de la matriz y de la fractura han sido asumidas iguales. Se desea tener una estimación de la permeabilidad y porosidad de la fractura, el promedio total de la porosidad, la porosidad de la fractura como una función de WARREN & ROOT "w", el promedio de permeabilidad del sistema y el producto $X_{ma} \mu = h_{ma} \phi_{ma}$ (comparado con los datos útiles).

3.2 PERMEABILIDAD DE LA FRACTURA.

Esto puede ser calculado a partir:

$$K_f = \frac{q \mu}{4\pi h_{fm}} \times 2.3026$$

La anchura "m" es igual a 81.24 psi/ciclo = 5.53 atm/ciclo

$$K_f = \frac{166.52 \times 1}{4\pi \times 0.762 \times 5.53} \times 2.3026 = 7.24 \text{ (Darcys)}$$

$$K_f h_f = 5/517 \text{ darcy-cm}$$

3.3 POROSIDAD DE LA FRACTURA.

Esto puede ser calculado a partir de la ecuación 6

$$h_f = \frac{g r_w^2}{4t} \exp \frac{\Delta P_f 4\pi K_f h_f}{q \mu} = \frac{K_f}{\beta E \mu c}$$

$$\eta_f = \frac{1.78 \times 11.42^2}{4 \times .036} \exp \left[\frac{10.12 \times 4\pi \times 5.517}{166.52 \times 1} \right] = 1.09 \times 10^5$$

$$\phi_f = \frac{Kf}{\eta_f \mu c} = \frac{7.24}{1.09 \times 10^5 \times 1 \times 14.7 \times 10^{-5}} = 0.452$$

Esta porosidad de la fractura es ligada a las propiedades del punto de fractura. La porosidad de la fractura está ligada a las propiedades de volumen de la fractura que pueden ser calculadas a partir: (6)

$$\phi = \frac{hf \phi_f}{hma} = \frac{.762 \times .452}{275.844} = 0.00125$$

Mótese que el tiempo usado para calcular f (0.036 seg) corresponde a un APF = 10.12. Por lo consiguiente, en cualquier tiempo correspondiendo con este APT puede ser usado en el cálculo, proviendo caídas al principio de la línea recta.

3.4 PROMEDIO TOTAL DE POROSIDAD.

Este puede ser calculado a partir (6) :

$$\phi = \frac{hf \phi_f + (hma - hf) \phi_{ma}}{hma}$$

$$\phi = \frac{.762 \times .452 + (275.844 - .762) 0.05}{275.844} = 0.0511$$

Determinando la porosidad de fractura como una función de "w" WARREN AND ROOT, el parametro "w" puede ser calculado a partir de:

$$w = \exp [-2.303 (D_p/w)]$$

donde:

D_p = Presión vertical de separación de la curva de abatimiento.

$$w = 130 \text{ psi} = 8.84 \text{ ATM}$$

$$w = \exp[-2.03 (8.8415.53)] = 0.025$$

w es también definida como(6) :

$$w = \frac{h_f \phi_f c_f}{(h_{ma} - h_f) \phi_{ma} C_{ma} + h_f \phi_f C_f}$$

entonces:

$$\phi_f = \frac{w (h_{ma} - h_f) \phi_{ma} C_{ma}}{h_f C_f (1 - w)}$$

$$\phi_f = \frac{.25 (275.844 - .762) .05 \times 14.7 \times 10}{.762 \times 14.7 \times 10 \times (1 - 0.025)}$$

$$\phi_f = 0.46$$

Esta porosidad de la fractura es ligada a las propiedades del punto de fractura comparado con 0.452 calculado por el método

de DE SWAAN. La porosidad de la fractura que esta ligada a las propiedades de volumen fracturado es calculado a partir:

$$\phi = \frac{h_f \phi_f}{h_{ma}} = \frac{0.762 \times 0.45}{275.844} = 0.00127$$

3.5 SISTEMA DE DOBLE POROSIDAD Y PROMEDIO DE PERMEABILIDAD.

Este es el calculo a partir:

$$K = \frac{K_f h_f + K_{ma} (h_{ma} - h_f)}{h_{ma}}$$

$$K = \frac{5.517 + 10 (275.844 - .762)}{275.844} = 0.02 \text{ (darcy)}$$

El promedio pesado $X_{ma}\phi_{ma} = h_{ma} \phi_{ma}$ puede ser calculado a partir del análisis de abatimiento usando el método de DE SWAAN. La difusividad hidraulica de la fractura "nf" fué encontrado ser 1.09×10^5 Darcys atm/cp.

El promedio $X_{ma} \phi_{ma}$, el cual en este caso es igual a $h_{ma} \phi_{ma}$ puede ser calculado a partir de la ecuación que sigue:

$$X_{ma} \phi_{ma} = h_{ma} \phi_{ma} = \frac{K_f h_f}{\mu c} \left(\frac{1}{r_{com}} - \frac{1}{r_f} \right)$$

El compuesto de difusividad hidraulica es calculado a partir de la porción "tardia" de la línea recta con el uso de la ecuación 6 como sigue:

$$\eta_{comp} = \frac{1.78 \times 11.43^2}{4 \times 360000} \text{ EXP } \frac{45.4 \times 4\pi \times 5.517}{168.52 \times 1} = 2812.65$$

$$X_{ma} \phi_{ma} = \frac{5.517}{1 \times 14.7 \times 10^{-5}} \left(\frac{1}{2812.65} - \frac{1}{1.09 \times 10^5} \right)$$

$$X_{ma} \phi_{ma} = 14.0$$

Esto se compara con los datos basicos:

$$\phi_{ma} h_{ma} = 275.844 \times 0.05 = 13.8$$

Varios ejemplos mostrando aplicaciones practicas del método de WARREN AND ROOT han sido presentados por CRAWFORD ET AL ⁽⁸⁾.

3.6 DYES AN JOHNSON - ODEH.

Uno de los primeros articulos sobre el término de la conducta de la presión fué publicado por DYES AN JOHNSON en 1953. Ellos encontraron que la permeabilidad efectiva del campo SPRABERRY, determino que a partir del análisis de incremento convencional fue más grande que la permeabilidad de la matriz determinada a partir de muestras. Concluyeron que una gran parte de los sistemas de fracturas notados en las muestras fue natural y no inducida.

La figura 9 muestra las curvas del incremento de presión de algunos pozos SPRABERRY. Notece que las dos líneas rectas paralelas discutidas en la sección previa no son presentadas en la figura 9.

ODEH analizó un modelo teórico con "fracturamiento monogéneo

y concluyó que no fue posible distinguir entre un yacimiento fracturado y un yacimiento homogéneo a partir de análisis de incremento o decremento.

El encontró que una gráfica convencional de P vs. $\log [(t + At) / At]$ podría resultar una línea recta idéntica a una obtenida en el análisis de homogeneidad media.

ODEH, además de eso indicó que esto fué verdad en severos incrementos y decrementos analizados por él en sistemas fracturados naturalmente de los E.E.U.U. y MEDIO ORIENTE. La fig. 10 muestra un caso actual de incremento de presión a partir de un pozo productor de una caliza naturalmente fracturada.

En resumen, desde entonces todos los métodos están basados en modelos teóricos, el método usado debe depender sobre la forma actual de la curva de incremento o decremento.

Note en la tabla 1 que los tiempos teóricos los cuales se llevan al principio de la línea recta son muy pequeños. En situaciones prácticas esto puede ser imposible para medir cualquier presión a un tiempo muy corto.

Consecuentemente, el principio de la línea recta no puede mostrar la gráfica semilogarítmica convencional.

TABLA 1

(6)(7)

DATOS PARA EL EJEMPLO PROBLEMA

TIEMPO		PRESION DE FONDO FLUYENDO.		APF PI = 4000 (psi) = 272.11 (atm)	
HRS	SEC	PSI	ATM	PSI	ATM
10 ⁻⁶	.0036	3932.5	267.5	67.5	4.59
10 ⁻⁵	.036	3851.27	262.0	148.7	10.12
10 ⁻⁴	.36	3770.03	256.5	230.0	15.64
10 ⁻³	3.6	3688.80	250.9	311.2	21.17
10 ⁻²	36	3625.0	246.6	375.0	25.51
10 ⁻¹	360	3580.0	243.5	420.0	28.57
1	3600	3540.0	240.8		
10	36000	3495.07	237.8	504.93	34.35
100	360000	3413.84	232.2	586.16	39.87
1000	3600000	3332.60	226.7	667.40	45.40

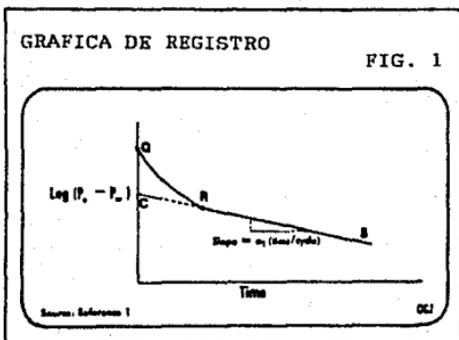
TABLA 2
DATOS DISPONIBLES

	UNIDADES DE CAMPO	C.G.S.	RECURSO POTENCIAL DE DATOS.
q	90.5 (Bo/d)	166.52 (cc/seg)	Pruebas de flujo
μ	1 (cp)	1 (cp)	Análisis de fluido
h _{ma}	9.05 (ft)	275.844 (cm)	registros de pozo
h _f	0.025 (ft)	0.762 (cm)	Análisis de muestra
C	10 ⁻⁵ (psi) ⁻¹	14.7x10 ⁻⁵ (atm) ⁻¹	Análisis de fluido
r _w	0.375 (ft)	11.43 (cm)	Reg. calibrador
O _{ma}	0.05	0.05	Análisis de muestra
K _{ma}	10 ⁻² (md)	10 ⁻⁵ (d)	Análisis de muestra
X _{ma}	20 (md psi/cp)	1.36 (darcy-atm/cp)	Análisis de muestras y fluidos

$$X_{ma} = K_{ma} / \phi_{ma}^{\mu C}$$

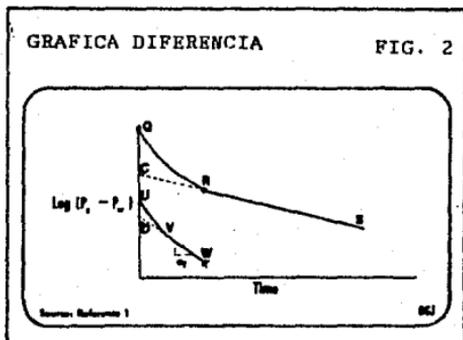
GRAFICA DE REGISTRO

FIG. 1



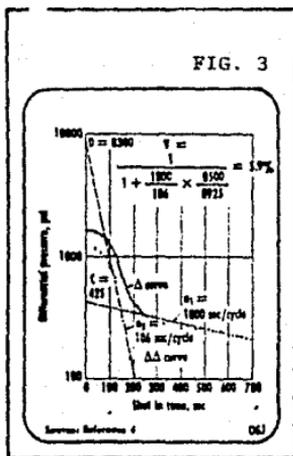
GRAFICA DIFERENCIA

FIG. 2



METODO DE POLLARD-PIRSON

FIG. 3



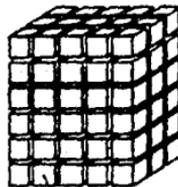
MEDIO POROSO IDEAL

FIG. 4



Vugs —
Fracture —
Matrix —

Actual reservoir



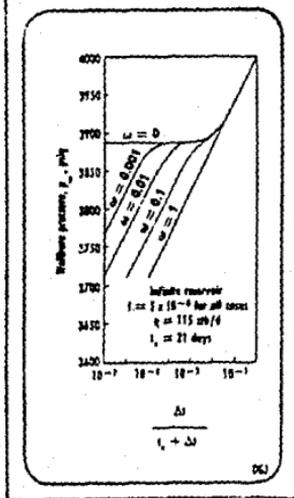
Matrix — Fractures —

Model reservoir

Source: Reference 5

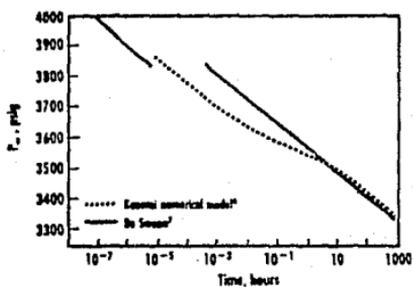
861

CURVA TIPO (FIG. 5)



PRESION

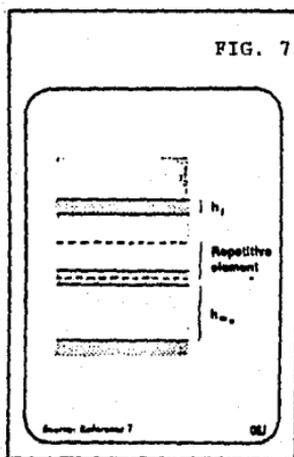
FIG. 6



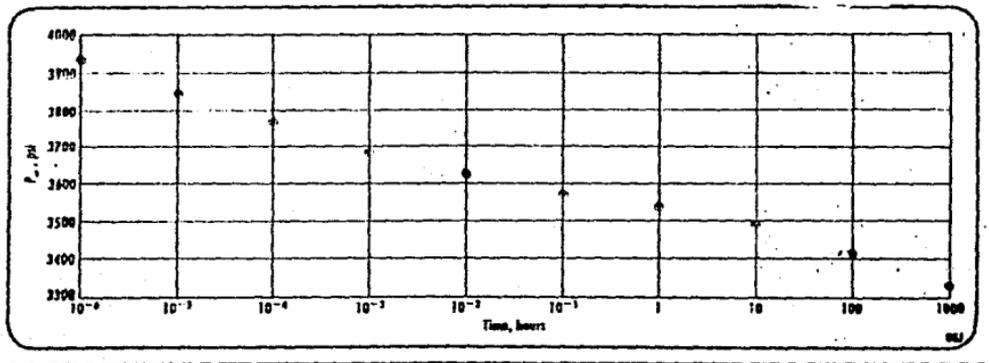
Source: Reference 7

061

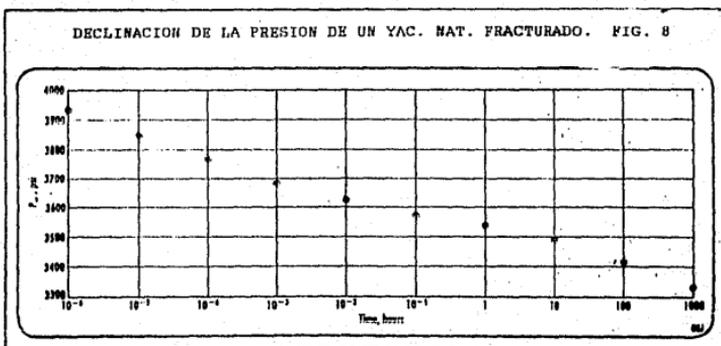
FRACTURA HORIZONTAL.



DECLINACION DE LA PRESION DE UN YAC. NAT. FRACTURADO. FIG. 8

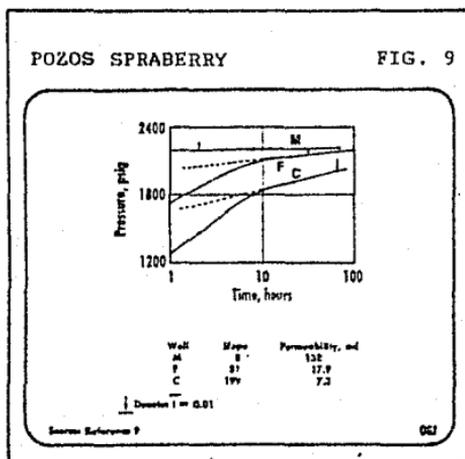


DECLINACION DE LA PRESION DE UN YAC. NAT. FRACTURADO. FIG. 8



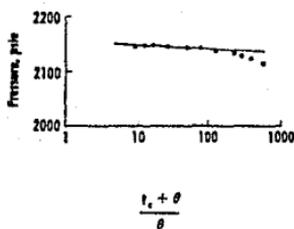
POZOS SPRABERY

FIG. 9



POZO FRACTURADO

FIG. 10



Source: Reference 10

DCI

BIBLIOGRAPHIA

1. POLLARD, I.: "EVALUATION OF ACID TREATMENTS FROM PRESSURE BUILDUP ANALYSIS", AIME, 1959, 38-43.
2. PIRSON, R. S., AND PIRSON, S. J.: "AN EXTENSION OF THE POLLARD ANALYSIS METHOD OF WELL PRESSURE BUILDUP AND DRAWDOWN TESTS", PAPER SPE 101 PRESENTED AT THE 36TH ANNUAL FALL MEETING OF THE SPE OF AIME, DALLAS, TEXAS, OCTOBER 1961.
3. SCHWARTZ, F. W.: "RESPONSE TESTING OF PIEZOMETERS IN FRACTURED POROUS MEDIA", CAN. GEOTECH. J., 1975, 12, 408.
4. PIRSON, S. J.: "PETROPHYSICAL INTERPRETATION OF FORMATION TESTER PRESSURE BUILDUP RECORDS", SPWLA LOGGING SYMPOSIUM TRANS., HOUSTON, 1962.
5. WARREN, J. E., AND ROOT, P.J.: "THE BEHAVIOR OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS", SOC. PET. ENG. J., SEPTEMBER 1963, 245-255.
6. KAZEMI, H.: "PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS WITH UNIFORM FRACTURE DISTRIBUTION", SOC. PET. ENG. J., DECEMBER 1969, 451-462.

7. DE SWANN, A. O.: "ANALYTIC SOLUTIONS FOR DETERMINING NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS PROPERTIES BY WELL TESTING", SOC. PET. ENG. J., JUNE 1976, 117-122.
8. CRAWFORD, G. E., HAGEDORN, A. R., AND PIERCE, A. E.: "ANALYSIS OF PRESSURE BUILDUP TESTS IN A NATURALLY FRACTURED RESERVOIR", J. PET. TECH., NOVEMBER 1976, 1295-1300.
9. DYES, A. B., AND JOHNSTON, O. C.: "SPRABERRY PERMEABILITY FROM BUILDUP CURVE ANALYSIS", TRANS. AIME, 1953, 198, 135-138.
10. ODEH, A. S.: "UNSTEADY STATE BEHAVIOR OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS", SOC. PET. ENG. J., MARCH 1965, 60-66.
11. ANDRESEN, K. H., BAKER, R. I., AND RAOOFI, J.: "DEVELOPMENT OF METHODS FOR ANALYSIS OF IRANIAN ASMARI RESERVOIRS", PAPER 14, PROC. 6TH WORLD PETROLEUM CONGRESS, 1963, II.

EVALUACION DE LA FORMACION A PARTIR DE PRUEBAS
DE POZO (PARTE 2).

El análisis de presión fué discutido en la parte anterior por varios métodos. Esta parte trataría con otros métodos de presión, para yacimientos fracturados, tales como CURVAS TIPOS, PRESION DE INTERFERENCIA Y ANALISIS DE PRESION PARA YACIMIENTOS DE GAS FRACTURADOS.

3.7 CURVAS TIPO.

GRIN GARTEN ET AL ^{(1),(2),(3)} presentó CURVAS TIPO DOBLE LOGARITMICAS las cuales pueden ser usadas para el análisis vertical y horizontal de pozos fracturados.

La fig. 1 muestra la curva tipo doble logaritmica para una fractura vertical de flujo uniforme.

La fig. 2 muestra la curva tipo doble logaritmica para una fractura vertical de conductividad infinita.

La fig. 3 muestra la curva tipo doble logaritmica para una fractura vertical y horizontal al centro del intervalo (fractura de flujo constante).

La curva de conductividad de la fractura infinita aplicada a

los pozos donde la presión de producción es uniforme sobre la fractura. La presión remanente constante e igual a la presión inicial como distancia del pozo parece infinitamente larga.

La fractura vertical de flujo uniforme se aplica a pozos donde la presión varía a lo largo de la longitud de la fractura (excepto a primeros tiempos).

En general parece que las fracturas naturales (no apoyadas o puntuales) podrían proporcionar la solución de la fractura de flujo uniforme. Y las fracturas hidráulicas proporcionarían la solución de la fractura de conductividad infinita ⁽²⁾

Existen tres periodos de flujo que pueden ocurrir en una prueba de presión.

- 1.- Un periodo de flujo lineal, los cuales ocurren al principio y es caracterizado por la mitad de la inclinación de la línea recta en coordenadas log-log. Este periodo finaliza a:

$$t_d = 1.5 \times 10^{-1} \quad \text{en la fig. 1} \quad y$$

$$t_d = 1.5 \times 10^{-2} \quad \text{en la fig. 2}$$

- 2.- Un periodo de flujo pseudoradial, el cual corresponde a

la línea recta en la gráfica semi-logarítmica convencional.

- 3.- Un periodo de flujo pseudo estado-fijo, que es caracterizado por una unidad de inclinación de la línea recta en coordenadas log-log. Este periodo de flujo ocurre cuando la frontera externa del yacimiento es extendida.

No todos los periodos de flujo están presentes en todos los casos, por ejemplo, para el caso de penetración de la fractura total $X_e / X_f = 1$. El periodo de flujo pseudoradial es omitido como se muestra en la fig. 2.

Estas suposiciones son usadas en el desarrollo de CURVAS TIPO de una fractura vertical en un yacimiento infinito (2) :

El modelo consiste de un plano vertical de fractura (cero-espesor) totalmente penetrando en una horizontal, yacimiento homogéneo e isotrópico inicialmente a presión constante.

Al tiempo cero, una fase simple, el flujo de fluidos es ligeramente compresible a partir de la matriz hacia el interior de la fractura a un gasto constante.

La presión de la producción es uniforme alrededor de la fractura.

- La presión remanente es constante e igual a la presión inicial como una distancia de el pozo que se vuelve infinitamente grande.

El tiempo dimensional "td" es definido como una función del tiempo real por la relación.

$$t_d = \frac{0.000264 K t}{\phi \mu c x_f} \quad \dots(1)$$

donde:

k = permeabilidad efectiva de la formación (md)

t = tiempo de flujo durante la prueba de decremento o tiempo de cierre durante la prueba de incremento (hr)

ϕ = porosidad (fracción)

μ = viscosidad del fluido (cp)

c = compresibilidad total (psi)

x_f = longitud a la mitad de la fractura (ft)

La presión adimensional "Pd" es definida como una función de la presión real por la relación:

$$P_d = \frac{K h (\Delta P)}{141.3 q \mu B} \quad \dots(2)$$

donde:

h = espesor de la formación (ft)

ΔP = incremento de presión

$\Delta P = P_{ws} - P_{wf}$ en un incremento

$\Delta P = P_{\bar{c}} - P_{wf}$ en un decremento

P_{ws} = presión de cierre (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

q = gasto de flujo @ c.tanque bbl/d (STB/D)

b = factor de volumen de la formación bbl/STB

La principal ventaja de este método curva tipo es que hace posible la detección de la correcta línea recta en una gráfica semilogarítmica. El otro procedimiento puede ser desarrollado como sigue:

- 1.- En un pedazo de papel de construcción log-log trazando escalas con las mismas dimensiones de la curva tipo.
- 2.- La gráfica logarítmica de decremento o incremento TIEMPO vs. LOG ΔP en el mismo pedazo de papel trazado. Esta gráfica es usualmente referida como la "curva dato".
- 3.- Checar si el dato inicial a partir de la línea recta con una media inclinación, indicaría un yacimiento fracturado, entonces la media inclinación es típica de flujo lineal.
- 4.- La colocación de la "curva dato" sobre las curvas tipo para yacimientos fracturados, hasta el punto en que la curva dato semeja a una curva tipo. La semejanza

determina el principio aproximado de la línea recta y hace una estimación de la capacidad de la formación, de la longitud del medio fracturado y la posible distancia de la frontera exterior con el uso de las ecuaciones 1 y 2.

El procedimiento para la evaluación de la fractura horizontal es el mismo. Las ecuaciones adimensionales, por consiguiente, cambian como sigue:

$$td = \frac{0.000264 K_r t}{\phi \mu c r_f^2} \quad \dots(3)$$

$$\frac{P_f}{hd} = \frac{(K_r K_z)^{1/2} r_f (AP)}{141.3 q_f \mu B} \quad \dots(4)$$

donde:

K_r = Permeabilidad radial de la formación (md)

r_f = radio de la fractura horizontal (ft)

hd = Espesor del yacimiento adimensional = $\frac{h}{r_f^{1/2}} (K_r K_z)$

k_z = Permeabilidad vertical de la formación (md)

q_f = gasto total retirado a partir de las fracturas (STB/D)

Las curvas tipo son una herramienta ingenieril muy poderosa. Por consiguiente, deben ser usadas en conjunción con las gráficas convencionales semi-logarítmicas para el análisis de presión transitoria de sonido.

(2)

Ejemplo :

La tabla 1 muestra el incremento del dato de un pozo con una fractura vertical.

Una gráfica log-log de (Pws-Pwf) vs. TIEMPO se preparó en un pedazo de papel trazado ("CURVA DATO").

El dato inicial formó una línea recta con una inclinación a mitad de la unidad como se muestra en la fig. 4; esto da una indicación de la presencia de una fractura. La "CURVA DATO" fue situada sobre la CURVA TIPO de la fig. 1 y fué desplazada hasta el punto en que una semejante fué obtenida como se muestra en la fig. 5.

La semejante obtenida en la fig. 5 es estrechamente perfecta, e indica que solamente los últimos pocos puntos podrían ubicarse sobre la línea recta semilogarítmica correcta, el análisis también indica que la frontera externa del yacimiento no fue alcanzada durante la prueba.

Las estimaciones de la permeabilidad efectiva del yacimiento y la longitud media de la fractura pueden ser obtenidas como sigue:

- 1.- Los puntos semejantes son obtenidos a partir de la fig. 5. Para el ejemplo $P_d = 0.77$ a $AP = 100$ psi y $t_d = 0.36$ a $AT = 100$ min.

- 2.- Los cálculos de la permeabilidad efectiva del yacimiento a partir de la ecuación 2 como:

$$Pd = 0.77 = \frac{K \times 230 \times 100}{141.3 \times 2750 \times 0.23 \times 1.76}$$

$$K = 55.6 \text{ (md)}$$

- 3.- La longitud media de la fractura (o la distancia que la fractura vertical extiende desde el centro del pozo) calculada de la ecuación 1 como:

$$td = 0.36 = \frac{.000264 \times 5.25 \times 100 / 60}{.3 \times 0.23 \times 30 \times 10 \times Xf}$$

$$xf = 55.6 \text{ (ft)}$$

3.8 PRESION DE INTERFERENCIA.

El análisis de presión de interferencia puede ser usado para determinar la orientación de la fractura en un yacimiento naturalmente fracturado ⁽⁴⁾. La delineación del rumbo de la fractura es muy importante para la selección conveniente de patrones de inyección en proyectos de recuperación secundaria. Es también importante la representación temprana del desarrollo para una localización conveniente y perforación sónica de agujeros desviados.

El método de presión de interferencia de ELKINS AND SKOV ⁽⁴⁾ asume la permeabilidad anisotrópica y considera que la "presión

de reducción" causada por la producción de un pozo de expansión en forma elíptica con longitud/anchura está variando como la raíz cuadrada del radio de permeabilidad a lo largo y en ángulo recto al rumbo de la fractura.

El método admite los cálculos de la orientación de la fractura por la solución de la ecuación 5 (ver cuadro siguiente pág.)

La ecuación 5 es resuelta por ensayo y error por suposición de la compresibilidad efectiva de la roca y fluidos además de la permeabilidad en las ecuaciones "x" y "y" hasta que una "buena semejanza" entre la caída de presión calculada y medida sea obtenida en la observación de un pozo.

Una "buena semejanza" puede usualmente ser juzgado por un ojo, por consiguiente; puede obtenerse con mayor precisión con el método de mínimos cuadrados. Este método fue exitosamente usado por ELKINS & SKOV⁽⁴⁾ para un mejor delineamiento del rumbo de la fractura en el campo SPRABERRY de TEXAS como se muestra en la fig. 6.

⁽⁵⁾
KAZEMI ET AL. extendió el modelo de WARREN & ROOT para incrementos y decrementos de presión para interpretar los resultados de las pruebas de interferencia por mediciones analíticas y numéricas. Ellos concluyeron que:

$$P_i - P = \frac{-q \mu B}{4\pi c K_x K_y h} \cdot 1.127 E_i \left[\frac{(X - X_o)^2}{K_x} + \frac{(Y - Y_o)^2}{K_y} \right] \cdot \frac{4t}{\mu \phi c} \cdot 0.32$$

Donde:

(X - X_o) = Distancia del pozo productor a una presión en la dirección "X" (ft).

(Y - Y_o) = Distancia del pozo productor a una presión en la dirección "Y" (ft).

P_i = Presión inicial (psí).

P = Presión en la dirección X y al tiempo t (psí)

K_x = Permeabilidad efectiva en la dirección "X" (darcys)

K_y = Permeabilidad efectiva en la dirección y (darcys)

Los otros parametros se definieron previamente.

- . Las ecuaciones de flujo de WARREN & ROOT fueron benéficas para interpretar los datos de pruebas de interferencia.
- . Para tiempos iniciales de flujo un modelo homogéneo, equivalente dió resultados descaminados.
- . Para tiempos finales de flujo el modelo homogéneo y equivalente provió información adecuada.

La fig. 7 muestra una comparación de caídas de presión adimensionales como se determinó por varios métodos.

(6)
Las curvas tipo pueden también ser usadas para el análisis de pruebas de interferencia en formaciones anisotrópicas. Una aplicación importante de este tipo de análisis es en yacimientos fracturados conteniendo fracturas verticales paralelas. La permeabilidad perpendicular a la dirección de la fractura representa la permeabilidad de la matriz.

(7)
MORRIS & TRACY presentaron un método por el cual fue posible determinar ambas, capacidad de almacenamiento y de transmisibilidad a partir de pruebas de interferencia y productividad. Ellos desarrollaron un modelo para el campo S.W. LACEY en OKLAHOMA, suponiendo que el aceite fue almacenado primariamente en las fracturas. Los resultados fueron razonables para el

yacimientos considerado en estudio.

Una aproximación no sofisticada que admite estimaciones cuantitativas de la dirección de la fractura puede ser obtenida con el uso de la ecuación siguiente (8) :

$$A_p = \frac{70.6 \mu q B}{K h} \left[\frac{-56900 \phi \mu c r^2}{K t} \right] \dots (6)$$

donde:

r = distancia entre el pozo productor y el pozo de observación

t = tiempo (min.)

En esta aproximación, la caída de presión (AP) en el pozo de observación es calculada a partir de la ecuación 6. Si no existe una caída de presión actual en uno de los pozos de observación, entonces puede concluirse la presencia de un sello de falla entre los pozos de observación y de producción.

Si existe una caída de presión, por más pequeña que la AP calculada, entonces existe la posibilidad de un no sellamiento de fractura entre el pozo productor y el de observación.

Si existe una fractura que comunica un pozo productor y uno de observación, entonces la actual AP (caída de presión) sería más grande que la calculada. El mismo tipo de análisis puede ser obtenido con pruebas de pulso (PULSE TESTING).

Ejemplo:

La fig. 8 muestra la localización de 5 pozos todos fueron cerrados hasta lograr un incremento de presión estabilizado. El pozo intermedio (pozo #1) fue por lo consiguiente situado sobre una producción para 20 días, el siguiente dato es útil:

$$q = 97 \text{ STB/D}$$

$$B = 1.3 \text{ bbl/STB}$$

$$\mu = 0.74 \text{ cp}$$

$$k = 25 \text{ md}$$

$$\phi = 17.5\%$$

$$h = 9.8 \text{ ft}$$

$$c = 1.48 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1}$$

Insertando estos valores en la ecuación 6 resulta:

$$AP = \frac{70.6 \times 97 \times .74 \times 1.3}{2.5 \times 9.8} E_i - \left[\frac{56900 \times 1.75 \times .74 \times 1.48 \times 10^{-5}}{25 \times 20 \times 24 \times 60} \right] E_i$$

$$AP = 26.89 E_i (-1.51465 \times 10^{-7} \times r^2)$$

Consecuentemente las caídas de presión que deberían ocurrir en cada balance de pozo (2, 3, 4 y 5) sin fracturas y discontinuidad son:

POZO (#)	CALCULADO (AP, psi)
2	8.34
3	1.51
4	0.48
5	4.57

Las siguientes posibilidades pueden ser consideradas:

- 1.- Si la caída de presión calculada es semejante a caída de presión medida en los pozos de observación, entonces la presencia de un yacimiento isotrópico sin fracturas o discontinuidad puede ser inferido.

- 2.- Si no hay una caída de presión actual en los pozos 2 y 5, entonces la presencia de una falla sellada puede ser inferida como se muestra en la fig. 9.

- 3.- Si la caída de presión actual en el pozo 2 y 4 son más grandes que las caídas de presión calculadas AP, entonces existe una posibilidad de una dirección de fractura como se indica en la fig. 10.

- 4.- Si las caídas de presión actual en los pozos 2 y 5 son más pequeñas que las AP calculadas, pero más grandes que

cero entonces existe la posibilidad de una falla no -
sellada como se muestra en la fig. 11.

Esto es una simple aproximación a la complejidad del problema que solamente produce información cuantitativa preliminarmente con relación a la posible dirección de las fracturas. Se recomienda, para una determinación más exacta del rumbo de las fracturas el método propuesto por ELKINS & SKOV (4).

3.9 POZOS DE GAS

En general todas las técnicas discutidas previamente pueden ser aplicadas a la evaluación de pozos de gas. Cuando las presiones son ajustadas, la gráfica semi-logarítmica produciría una línea recta si μg (viscosidad del gas) es constante.

Cuando las presiones no son ajustadas, la gráfica semi-logarítmica produciría una línea recta si el producto $\mu g B g$ es constante.

(9)
MATTHEWS & RUSSEL han indicado su preferencia por las gráficas "NO AJUSTADAS".

Otra posibilidad es para usar el potencial de gas PSEUDO-
REAL sobre las gráficas log-log discutidas previamente (10)

La respuesta especial de la presión a partir de pruebas de

pozo, debe ser analizada en vista de toda información provechosa.
(11)
Por ejemplo, ADAMS ET AL han presentado una evaluación completa de un yacimiento de carbonato fracturado. En una gráfica de incremento convencional se observaron dos inclinaciones con la primera teniendo un alto valor que la segunda (fig. 12).

Después de un análisis detallado, ellos concluyeron que la permeabilidad de la matriz podría ser evaluada a partir de la primera inclinación y el medio de la permeabilidad del sistema matriz-fractura podrían ser evaluados a partir de la segunda inclinación. Sus resultados usando este criterio fueron razonables cuando se comparó con conocimientos geológicos y datos de muestras.

La pregunta es algunas veces construida como para que sea el flujo de gas, dentro de un yacimiento fracturado, laminar o turbulento. Una técnica es sugerida la cual cuenta para turbulencias alrededor del fondo del pozo: la turbulencia en la formación si se presenta puede ser detectada. Por consiguiente, en el caso posterior el método no tiene aplicación.

El método consiste en llevar a cabo una prueba de isócrono convencional. Para esta clase de pruebas el abatimiento de presión ocurre durante la producción a un gastos constante y puede ser representado por la ecuación:

$$\Delta P^2 = \left[\frac{1.637 \mu_g T z}{k_g h} \cdot \log \frac{L_{42} \cdot 10^2 k_g t}{\phi \mu_g c_g r_w^2} \right] q + \left[\frac{1.637 \mu_g T z \cdot 0.87 \cdot D}{k_g h} \right] q^2$$

donde:

μ_g = Viscosidad del gas (cp)

T = Temperatura del yacimiento (grados R)

z = Factor de desviación del gas

k_g = Permeabilidad efectiva al gas (md)

h = net pay (ft)

t = Tiempo de flujo (días)

r_w = radio del fondo del pozo (ft)

c_g = Compresibilidad del gas (psi-1)

D = Flujo constante no-darcy

La ecuación anterior puede ser reducida a:

$$\Delta P^2 = A t q + B t q \quad \dots(8)$$

y

$$\frac{\Delta P^2}{q} = A t + B t q \quad \dots(9)$$

La ecuación 9 indica que una gráfica de $\Delta P^2 / q$ vs. q resultaría una línea recta con una inclinación igual a "Bt" y la inter-

cepción a flujo cero igual a "At", como se muestra en el esquema de la fig 13-a. Si un juego similar de gráficas se prepara para el tiempo fijado durante cada periodo de flujo, la misma inclinación se obtendría si el flujo de Darcy (laminar) se presentara en el yacimiento, como se indica en la fig. 13.b.

Si el flujo turbulento se presenta en la formación, las líneas resultantes tendrían diferentes inclinaciones. En tal caso el resto del procedimiento no se aplicara.

Bajo condiciones de DARCY en el yacimiento, una gráfica de At vs. log del tiempo resultaría una línea recta como se indica en la fig. 13-c. El valor estabilizado de At puede ser obtenido por la entrada a la fig. 13-c con el tiempo estabilizado "t estab." el cual es dado por la ecuación (12) :

$$t \text{ estab} = \frac{40 \phi \mu q c_g r^2}{k_g} \dots(10)$$

El parámetro At a condiciones estables admitido por nosotros para escribir una ecuación general la cual puede ser usada para pronosticar el comportamiento futuro del yacimiento.

Tal ecuación es:

$$A_p^2 = A_t (\text{estabilizado})^2 q + B t q^2$$

Ejemplo:

En una prueba de isocrono se obtuvo en un pozo de gas hipotético tres diferentes gastos como se muestra en la tabla 2.

Los valores de $(AP)^2/q$ fueron calculados como $(P_i^2 - P_{wf}^2)/q$ para cada gasto con los resultados mostrados en la tabla 3.

La fig. 14 muestra una gráfica de AP^2/q vs. q . A partir de esta gráfica la inclinación se determina como 11.5×10^{-6} (scfd/psi²) y las intercepciones a flujo cero fueron:

- 1) A1 = 1.145 @ t1 = 1 hr
- 2) A2 = 1.232 @ t2 = 2 hr
- 3) A3 = 1.279 @ t3 = 3 hr
- 4) A4 = 1.314 @ t4 = 4 hr
- 5) A5 = 1.337 @ t5 = 5 hr

La fig. 15 muestra una gráfica de At vs. log de tiempo obteniéndose una línea recta como se predijo en la teoría. El cálculo del tiempo estable es hecho con el uso de la ecuación 10:

$$t_{\text{estab}} = \frac{40 \times .10 \times .018 \times 2640}{2300 \times 8} = 27.27 \text{ (días)}$$

$$t_{\text{estab}} = 654,54 \text{ (hr)}$$

El valor estable de At se encontró ser 1.93 psi/scf a partir de la fig. 15. Consecuentemente, la ecuación que controla la

deliberabilidad de este pozo a condiciones estables es:

$$(P_i^2 - P_{wf}^2) = 1.93 q + \frac{1}{11.5 \times 10^6} q^2$$

TABLA I
 FRACTURA VERTICAL DEL EJEMPLO (2)

DATOS

At, (min)	Pws - Pwf, (psi)
0	0
5	31
10	43
15	54
20	66
25	66
30	72
35	78
40	83
45	89
50	100
55	100
60	100
75	114
120	136
150	159
240	181
285	206
480	218

------6 -1

DATOS DEL POZO Y DEL YACIMIENTO: $q_0 = 2750$ BPD $Ct = 30 \times 10^{-6}$ psi

$h = 230$ ft $\mu_0 = 0.23$ cp $Bo = 1.76$ bbl/stb

$\phi = 30 \%$

TABLA 2

DATOS DE LA PRUEBA DE ISOCRONO

GASTO (MMPCD)	q1 = 1.6	q2 = 2.4	q3 = 3.2
TIEMPO (hrs)	Pwf (psi)	Pwf (psi)	Pwf (psi)
1.0	1800	1432	860
2.0	1758	1351	662
3.0	1737	1308	537
4.0	1720	1276	420
5.0	1710	1255	326

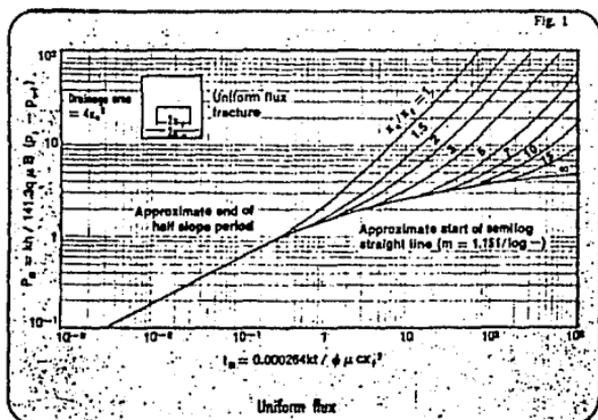
OTROS DATOS MEDIDOS FUERON:

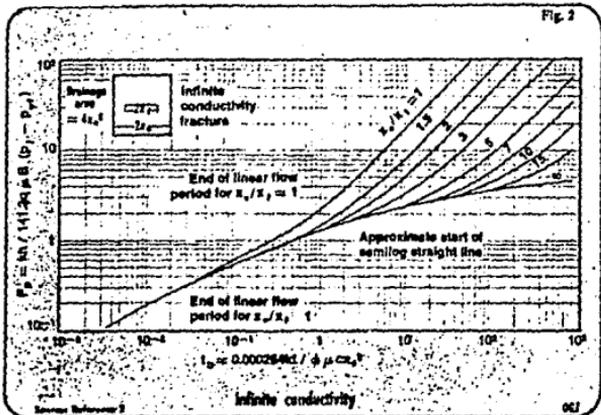
Pi=2300 (PSI) , $\phi=10\%$, $U_g= 0.018$ (cp)

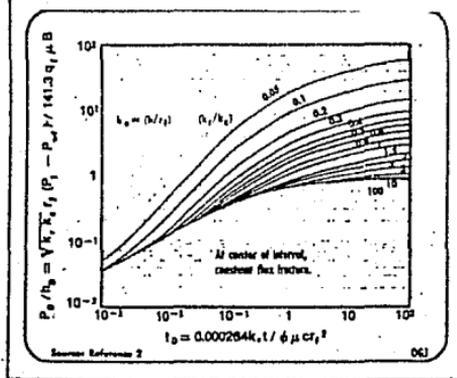
Kg= 8.00 (md) , $r_e= 2640$ (ft).

TABLA 3
RESULTADOS

TIEMPO (HRS)	2 (AP /q2)	2 (AP /q2)	2 (AP /q3)
1.0	1.281	1.350	1.422
2.0	1.375	1.444	1.516
3.0	1.422	1.491	1.563
4.0	1.457	1.526	1.598
5.0	1.479	1.548	1.620

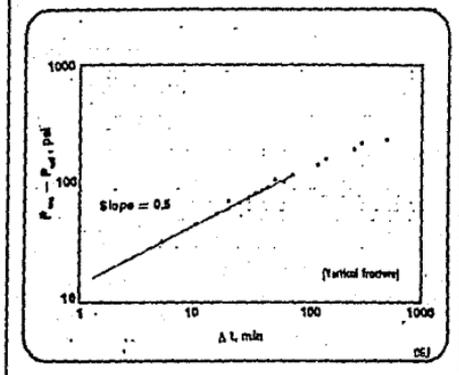






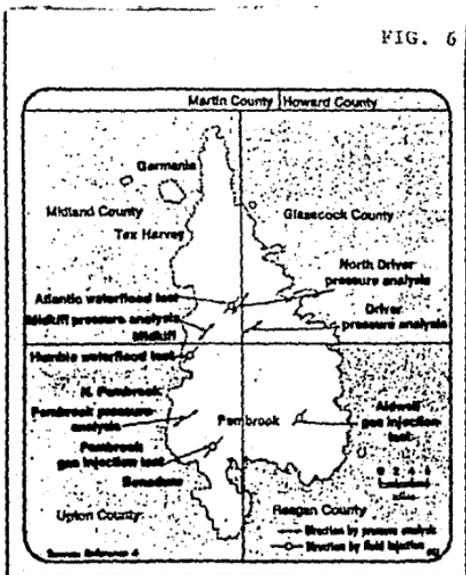
CURVA DATO

FIG. 4



ORIENTACION DE LA FRACTURA SPRADBERRY

FIG. 6



COMPARACION DE INTERFERENCIA

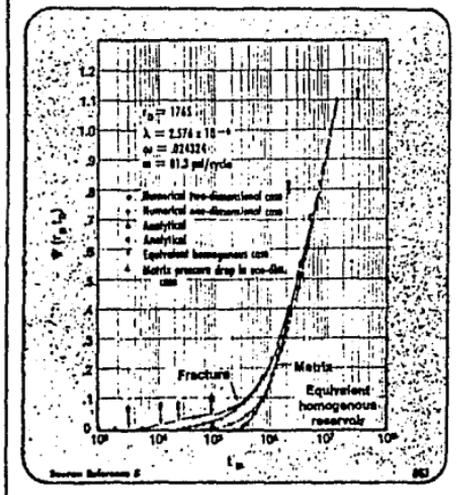
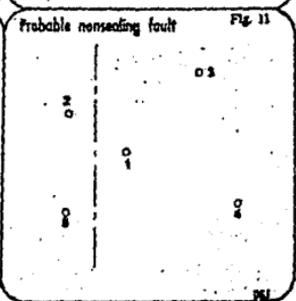
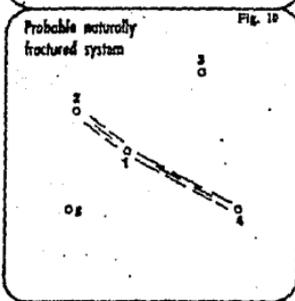
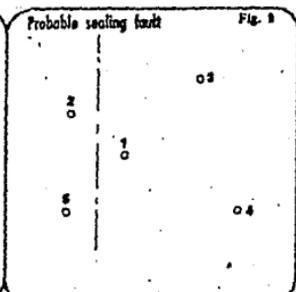
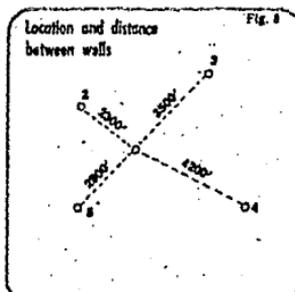
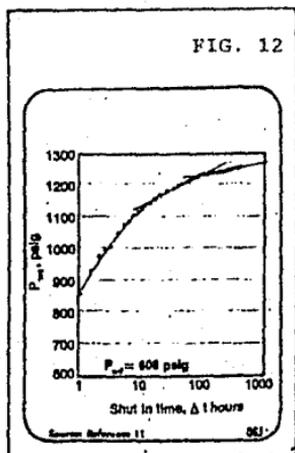


FIG. 7



POZO DE CARBONATO CON GAS

FIG. 12



ESQUEMAS

FIG. 13

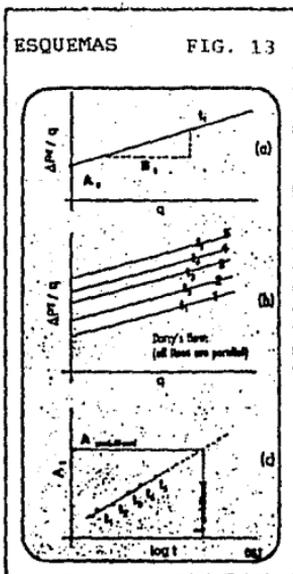
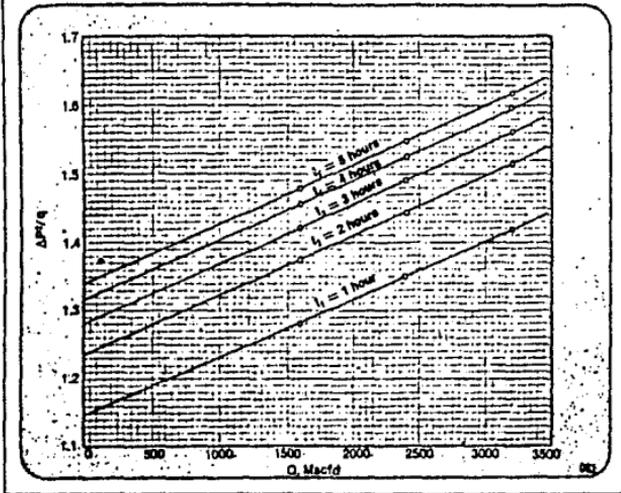
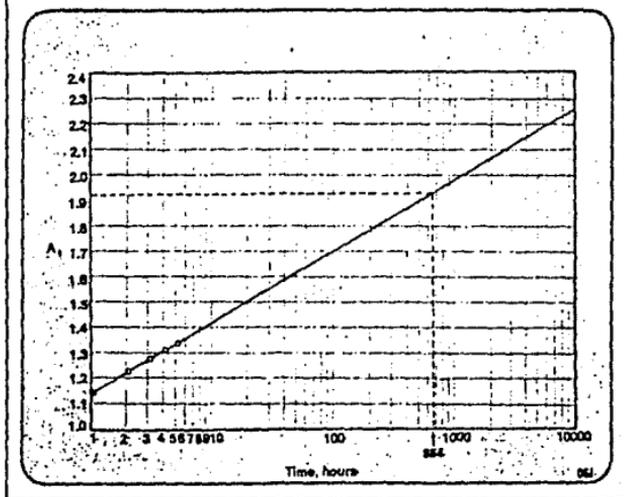


Fig. 14

 $\Delta P^2/q$ vs. q 

At vs. log TIEMPO

FIG. 15



BIBLIOGRAFIA

1. GRINGARTEN, A. C., AND RAMEY, H. J.: "UNSTEADY STATE PRESSURE DISTRIBUTION CREATED BY A WELL WITH A SINGLE HORIZONTAL FRACTURE, PARTIAL PENETRATION OR RESTRICTED ENTRY," SOC. PET. ENG. J., AUGUST 1974, 413-426.
2. GRINGARTEN, A. C., RAMEY, H. J., AND RAGHAVAN, R.: "PRESSURE ANALYSIS FOR FRACTURED WELLS," PAPER SPE 4051 PRESENTED AT THE 17TH ANNUAL FALL MEETING OF SPE OF AIME HELD IN SAN ANTONIO, OCTOBER 8-11, 1972.
3. GRINGARTEN, A. C., RAMEY, H. J., AND RAGHAVAN, R.: "UNSTEADY STATE PRESSURE DISTRIBUTIONS CREATED BY A WELL WITH A SINGLE INFINITE-CONDUCTIVITY VERTICAL FRACTURE," SOC. PET. ENG. J., AUGUST 1974, 347-360.
4. ELKINS, L. F., AND SKOV, A. M.: "DETERMINATION OF FRACTURE ORIENTATION FROM PRESSURE INTERFERENCE," TRANS. AIME, 1960, 219, 301-304.
5. KAZEMI, H., SETH, M. S., AND THOMAS, G. W.: "THE INTERPRETATION OF INTERFERENCE TESTS IN NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS WITH UNIFORM FRACTURE DISTRIBUTION," SOC. PET. ENG. J., DECEMBER 1969, 463-472.
6. RAMEY, H. J.: "INTERFERENCE ANALYSIS FOR ANISOTROPIC FORMATIONS--A CASE HISTORY," J. PET. TECH., OCTOBER

1975, 1290-1298.

7. MORRIS, E. E., AND TRACY, G. W.: "DETERMINATION OF PORE VOLUME IN A NATURALLY FRACTURED RESERVOIR," PAPER SPE 1185 PRESENTED AT THE 40TH ANNUAL FALL MEETING OF THE SPE OF AIME, DENVER, OCTOBER 3-6, 1965.
8. KATSNER, F. E.: "EFFECTS OF LINEAR BOUNDARIES ON PULSE TESTING," M. SC. THESIS, COLORADO SCHOOL OF MINES (1970).
9. MATTHEWS, C. S., AND RUSSEL, D. G.: "PRESSURE BUILDUP AND FLOW TESTS IN WELLS," SPE OF AIME MONOGRAPH VOLUME 1, HENRY L. DOHERTY SERIES (1967) 25.
10. WATTENBERGER, R. A., AND RAMEY, H. J.: "WELL TEST INTERPRETATION OF VERTICALLY FRACTURED GAS WELLS," J. PET. TECH., MAY 1969, 625-632.
11. ADAMS, A. R., RAMEY, H. J., AND BURGESS, R. J.: "GAS WELL TESTING IN A FRACTURE CARBONATE RESERVOIR," J. PET. TECH., OCTOBER 1968, 1187-1194.
12. VAN POOLLEN, H. K.: "RADIUS OF DRAINAGE AND STABILIZATION TIME EQUATIONS," O&G, AUG. 30, 1965, 133.

CAPITULO 4.- COMPORTAMIENTO PRIMARIO DE YACIMIENTOS.

Uno de los primeros intentos para explicar el especial comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados fue el trabajo de PIRSON (1).

El consideró que la roca fracturada es ficticia de dos sistemas POROSIDAD-PERMEABILIDAD. El razonó que bajo ciertas condiciones de mojabilidad de la roca los fluidos segregarian dentro de dos zonas de saturación: una zona inferior de alta saturación de aceite y una zona superior de alta porosidad de gas, esto resulta un incremento rápido de gasto gas-aceite y una baja recuperación final.

Para cálculos del comportamiento de yacimientos, él sugirió el procedimiento convencional de solución simultánea del balance de materia, gasto instantáneo del gas-aceite y ecuación de saturación.

(2) ELKINS y (3) CRISTINA & BLACKWORD en discusión de la ejecución del campo SPRABERRY indicaron que el aceite fué primeramente almacenado en la matriz y que las fracturas representaron el flujo canalizado del sistema.

Ellos hicieron importantes observaciones las cuales deberán siempre ser consideradas cuando se esté trabajando con

yacimientos naturalmente fracturados:

- 1) El auxilio de problemas asociados con la pequeña producción de aceite y un muy alto volumen de gas y;
- 2) El espacio el cual, es usualmente mas alto en yacimientos fracturados que en los yacimientos no fracturados.

ELKINS concluyó que el espacio de 160 acres fué bastante eficiente para disminuir el yacimiento.

(4)
BAKER & LUCAS indicaron que un espacio de 640 acres había probado economía en la dirección ALTAMONT de UTAH. GROVES Y ABER-NATI (11) presentaron la evaluación de tres campos y concluyeron que en un yacimiento naturalmente fracturado un pozo podría drenar grandes áreas que un yacimiento homogéneo.

Previas experiencias indican inusualmente un desarrollo alto de gas en yacimientos naturalmente fracturados (5), condujeron a la combinación de algunas técnicas útiles dentro de un simple acercamiento para proyectar el comportamiento de un yacimiento fracturado (6).

4.1 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

(7)
FATT evaluó las propiedades dinámicas de una red de tubo de simple tamaño en 1956 y encontró que el indicio de

resistividad fué el recíproco de la permeabilidad relativa a una saturación dada de fluido, o:

$$I = \frac{1}{k_{rw}} = S_w^{-n}$$

En esta ecuación, el exponente de la saturación del agua, "n", convierte el parámetro exponente para arcilla de la curva de permeabilidad relativa del agua. En otras palabras los valores k_{rw} pueden ser calculados por cualquier S_w de interés a partir de las relaciones $k_{rw} = S_w^{-n}$.

Por atribución de que el exponente de saturación es realmente la representación en el parámetro de permeabilidad relativa de la arcilla, es posible generar las curvas de permeabilidad relativa a partir de la ecuación (8).

$$s = \frac{S_d - S_{dc}}{1 - S_{or} - S_{dc}} \quad \dots(2)$$

$$k_{rd} = k_{rd}^0 k_{rd}^n S^n \quad \dots(3)$$

$$k_{ro} = k_{ro}^0 (1 - s)^n$$

donde:

s = Saturación normalizada

S_d = Saturación de la fase desplazante inmóvil

S_{dc} = Saturación de aceite residual

- K_{rd} = Permeabilidad relativa de la fase desplazante
- K_{rd}^0 = Permeabilidad relativa de la fase desplazante a la saturación de aceite residual
- K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite.
- K_{ro}^0 = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de la fase desplazante inmóvil.
- n = Parámetro exponente de la arcilla de la curva de permeabilidad relativa.

En la parte 3 de este trabajo, se indicó que la igualdad $m = n = 1$ pareció contener por un plano de fractura.

Remotamente esto fué indicado que el valor de "m" por un sistema de doble porosidad podría ser estimado a partir de un registro (contrario) a través de un espacio pequeño de porosidad vs. resistividad verdadera.

Consecuentemente, se asume que $m = n$, esto es posible para generar la curva de permeabilidad relativa por un yacimiento naturalmente fracturado con el uso de las ecuaciones (2) y (4). Estas curvas pueden, en turno, ser usadas en los cálculos de balance de materia estándar para el cálculo del rendimiento de los yacimientos fracturados.

4.2 BALANCE DE MATERIA.

El rendimiento abajo del punto de burbujeo por manejo de la

disminución y segregación (capa de gas) de los yacimientos es considerado aquí.

La ecuación que describe estos procesos puede ser escrita en diferencias finitas en la forma como se muestra en las siguientes dos páginas (9).

Los valores de K_{rg} y K_{ro} son calculados a partir de las ecuaciones 3 y 4 respectivamente usando el factor de arcilla aplicable, los cuales han sido asumidos para ser igual al exponente de porosidad "m" y el exponente de saturación "n".

Balance de Materia

$$\Delta \left[\frac{N_p}{N} \right] = \frac{[1 - (\frac{N_p}{N})_i] \Delta \left[\frac{B_o}{B} - R_s \right] - [1 + m_{g,0}] B_{ob} \Delta \frac{1}{B_g}}{[\frac{B_o}{B_g} - R_s]_{i+1} + R_{av}}$$

Gasto Instantáneo Gas/aceite

$$R = R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{H_o}{H_g} \quad \dots (6)$$

Saturación de aceite

$$S_o = [1 - (\frac{N_p}{N})_i] \frac{B_o}{B_{ob}} (1 - S_w) \quad \dots (7)$$

donde:

$\Delta \left[\frac{N_p}{N} \right]$ = Incremento de la recuperación de aceite
(fracción)

N_p = Recuperación de aceite acumulativo (STBO)

N = Aceite original en el lugar (STBO)

Bo = Factor de volumen del aceite @.c.y. (BB/STB)

Bg = Factor de volumen del gas @.c.y. (CUFT/SCF)

Rs = Gas en solución

$m'_{g,o}$ = Relación del volumen de la capa de gas al volumen
aceite del yacimiento

Bob = Factor de volumen del aceite del yacimiento al punto
de burbujeo (BBL/STB)

Rav = Promedio de la relación gas/aceite sobre un intervalo
de producción (CUFT/CUFT)

Krg = Permeabilidad relativa del gas como se determinó a
partir de la ecuación 3

Kro = Permeabilidad relativa del aceite como se determinó a
partir de la ecuación 4

μ_o = Viscosidad del aceite (CP)

μ_g = Viscosidad del gas (CP)

So = Saturación del agua (fracción)

Sw = Saturación del agua (fracción)

A = Incremento desde i hasta $i = 1$

El factor de volumen del gas de formación Bg es calculado

así:

donde:

$$B_g = \frac{14.7 T_f z}{p T_o} \dots (8)$$

Tf = Temperatura de la formación (grados R)

Ta = Temperatura de la superficie (grados R)

z = Factor de desviación del gas

p = Presión del yacimiento (PSIA)

La solución simultánea de las ecuaciones 5, 6 y 7 permiten la predicción de la recuperación del aceite y la relación gas/aceite como una función de la presión.

4.3 EL COMPORTAMIENTO COMO UNA FUNCION DEL TIEMPO.

El comportamiento de los yacimientos como una función del tiempo puede ser calculado como sigue:

- 1.- Determine el índice de productividad inicial (J_1) en b/d/Psi/ del pozo; y el gasto de aceite inicial (q_1) en bo/d/pozo.
- 2.- Calcule el índice de productividad a la siguiente presión a partir de la ecuación:

$$J_{i+1} = J_1 \left[\frac{K_{ro,i+1} (\mu_o B_o)_i}{K_{ro,1} (\mu_o B_o)_{i+1}} \right] \quad \dots(9)$$

donde:

K_{ro} es la permeabilidad relativa del aceite a la correspondiente saturación de aceite y el subíndice "1" representa el dato a la presión original (presión de burbujeo).

- 3.- Calcule el gasto de aceite a partir de la ecuación:

$$q_{i+1} = \frac{(P_{i+1} - P_{wf}) J_{i+1} W_{i+1}}{1 + 1}$$

donde:

P_{wf} es la presión de fondo fluyendo en PSI y W_{i+1} representa el número de pozos produciendo.

- 4.- Calcule la declinación de producción constante "a" en porcentaje por años entre 2 presiones pozos:

$$a = \left[\frac{q_i - q_{i+1}}{N_p} \right] 365 \quad \dots(10)$$

- 5.- Calcular el tiempo en años para recuperar el incremento de aceite, "Anp", a partir de la ecuación.

$$\Delta t = \frac{\text{LOG} (q_i / q_{i+1})}{a} \quad \dots(11)$$

- 6.- Hacer $i = i + 1$ y repetir los pasos 2 al 6

Ejemplo:

Un ejemplo hipotético incluye la evaluación simultánea de un yacimiento "homogéneo" y uno "naturalmente fracturado"⁽⁶⁾

En ambos casos se usa el mismo dato básico para permitir comparar el rendimiento medio de un yacimiento "homogéneo y uno "fracturado".

A partir de un perfil de terreno de porosidad vs. resistividad en un registro coordinado fué encontrado que el exponente de porosidad m donde 2.0 y 1.3, respectivamente, la tabla 1 muestra los datos pertinentes para el análisis de balance de materia. La figura 1 muestra los datos PVT.

4.4 MANEJO DE LA DISMINUCION.

Las ecuaciones 5-11 han sido usadas para la evaluación de yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados, asumiendo que el exponente de la porosidad, m , manejado a partir de registros de pozos puede ser usado como un parámetro exponente de la arcilla de las curvas de permeabilidad relativa. Los resultados son presentados en las figuras 2 y 3 para el caso de un pozo produciendo.

Donde este es un ejemplo del manejo de la disminución el valor de U_{go} en la ecuación 5 es igual a cero. Nótese que el GOR se incrementa más abruptamente (fig. 2) y la producción de aceite declina rápidamente (fig. 3) en el yacimiento naturalmente fracturado.

Por consiguiente, la recuperación de aceite a 150 (PSI) es solamente 15.25% para un yacimiento fracturado que comparado con un 22.36% para un yacimiento homogéneo. Estos descubrimientos son razonables cuando se compara con la situación actual discutida anteriormente.

Se considera que el comportamiento de los yacimientos "homogéneos" es algo pesimista en este caso porque la saturación crítica de gas fue asumida como 0% para ambos yacimientos homogéneo y fracturado así como para hacer una comparación consistente.

En la práctica, por consiguiente, la saturación de gas crítica se pudo aprovechar, por ejemplo, 10% en yacimientos homogéneos y 0% en el medio fracturado.

4.5 MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS).

Las ecuaciones de la 5-11 han sido usadas para evaluar los yacimientos homogéneos y naturalmente fracturados asumiendo que el gasto del volumen del gas original de la capa al volumen de aceite, m_{go} , es igual 0.6, los resultados son presentados en las fig. 4 y 5.

Nótese que el incremento rápido del GOR (fig. 4) y la disminución de aceite es más pronunciado (fig. 5) en los yacimientos naturalmente fracturados. La fig. 5 también muestra que la acción del gas es rápida y fuerte en los yacimientos fracturados.

Finalmente, la recuperación de aceite suponiendo una presión de abandono de 150 PSI es solamente 23.83% para un yacimiento fracturado comparado con un 31.01% para un yacimiento homogéneo.

4.6 ESPACIAMIENTO DE POZOS.

Los casos previos han sido analizados considerando solamente un pozo productor en el yacimiento. Esto es importante para evaluar el rendimiento del yacimiento en la presencia de más pozos para determinar el espaciamiento económico-óptimo de un

campo dado.

Para el ejemplo, la disminución y la segregación gravitacional (capa de gas), los casos discutidos previamente fueron repetidos suponiendo 2, 4 y 8 pozos productores contenidos en 640 acres del yacimiento. Los resultados de la evaluación del espaciamiento son mostrados en las figs. 6-9.

Una evaluación económica detallada podría determinar el número óptimo de pozos para ser perforados dentro de esta área.

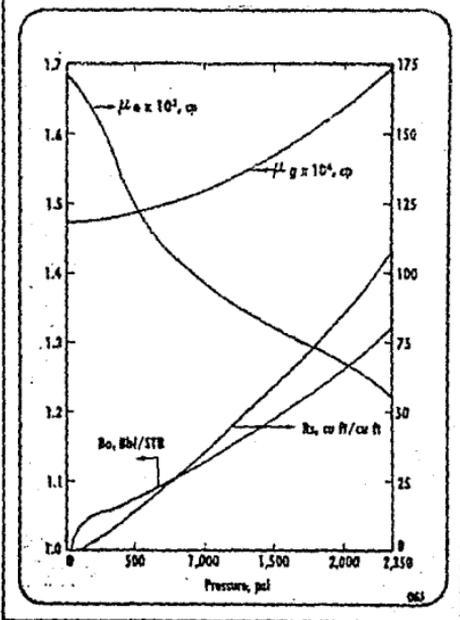
Por consiguiente, el espaciamiento tendría que ser más grande en los yacimientos naturalmente fracturados porque la declinación de la producción será más drástica que en los yacimientos homogéneos.

TABLA I
 DATOS DEL PROBLEMA EJEMPLO (6)

NUMERO DE PRESIONES A ANALIZAR	= 12
ACEITE ORIGINAL EN EL LUGAR (MSTBO)	= 25
SATURACION DE AGUA RESIDUAL	= 26
SATURACION DE ACEITE RESIDUAL	= 25
SATURACION DE GAS CRITICA	= 0
K _{ro} A LA SAT. DE GAS CRITICA	= 1.0
K _{rg} A LA SAT. DE ACEITE RESIDUAL	= 1.0
FACTOR DE VOLUMEN INICIAL DE ACEITE BBL/STB	= 1.327
TEMPERATURA EN LA SUPERFICIE (QR)	= 520
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO (QR)	= 618
INDICE DE PRODUCTIVIDAD INICIAL, B/D/PSI/POZO	= 0.5
PROMEDIO DE LA PRESION FLUYENDO, PSI	= 99
CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL FACTOR MODELO PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS.	= 1.3
CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA DEL FACTOR MODELO PARA YACIMIENTOS NO FRACTURADOS.	= 2.0
AREA DEL YACIMIENTO, ACRES	= 640

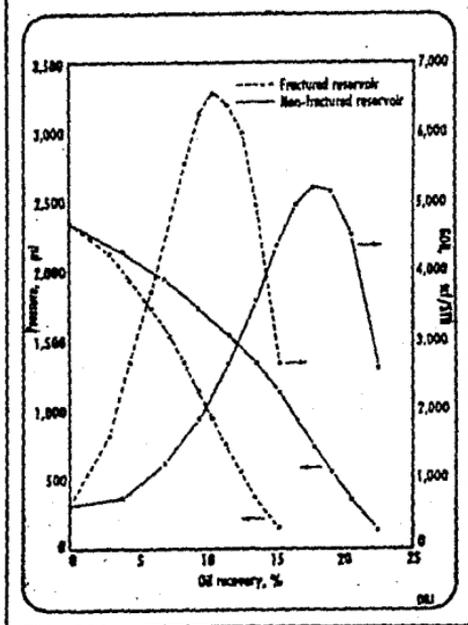
* LA SATURACION DE GAS CRITICA SE SUPUSO = 0 PARA AMBOS TIPOS DE YACIMIENTOS, ASI QUE PARA HACER UNA COMPARACION CONSISTENTE LA SATURACION DE GAS CRITICA SERA DE 10% PARA YACIMIENTOS NO FRACTURADOS, Y 0 (CERO) PARA YACIMIENTOS FRACTURADOS.

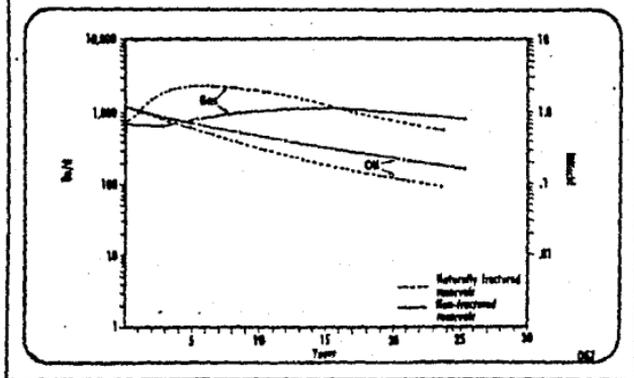
DATOS PVT PARA EL EJEMPLO FIG. 1



MANEJO DEL ABATIMIENTO CALCULADO

FIG. 2





CALCULO DEL COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION

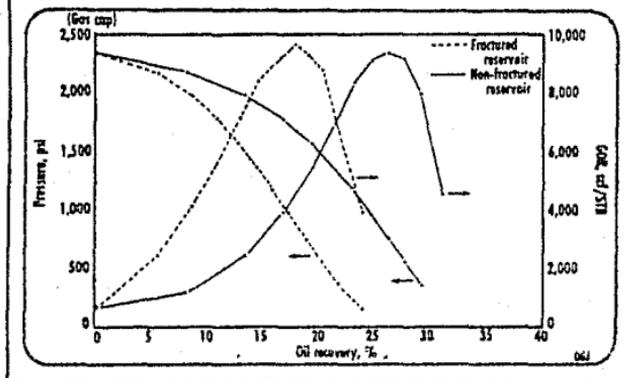
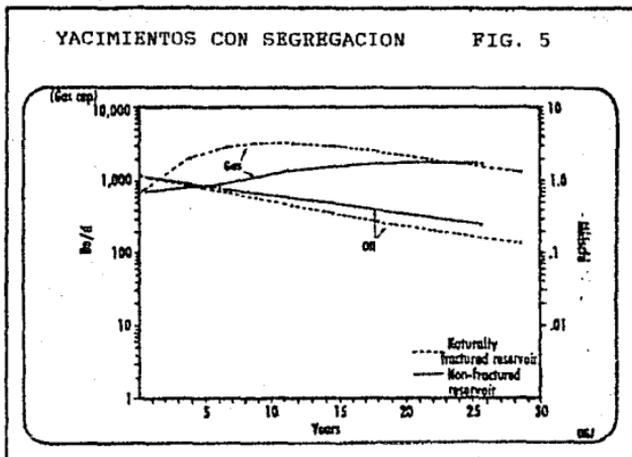
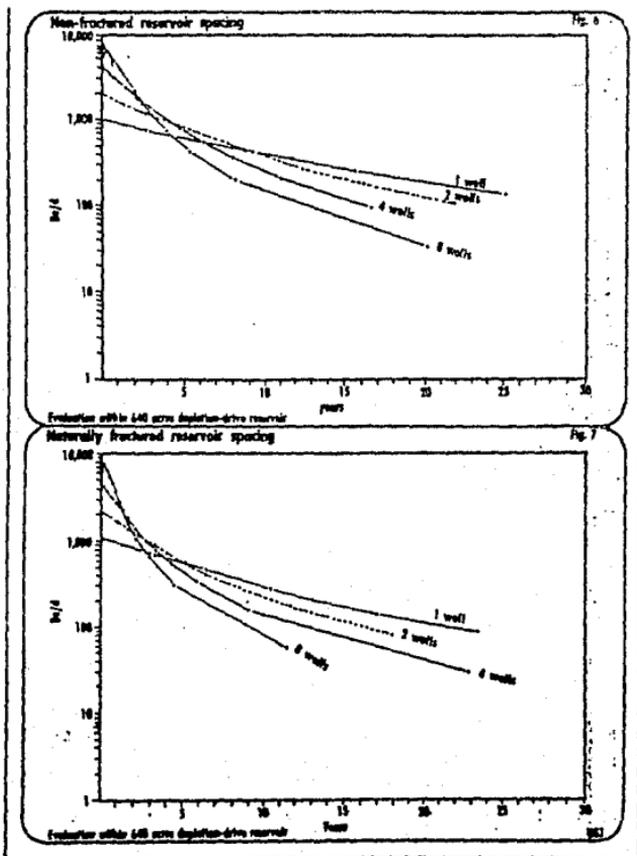


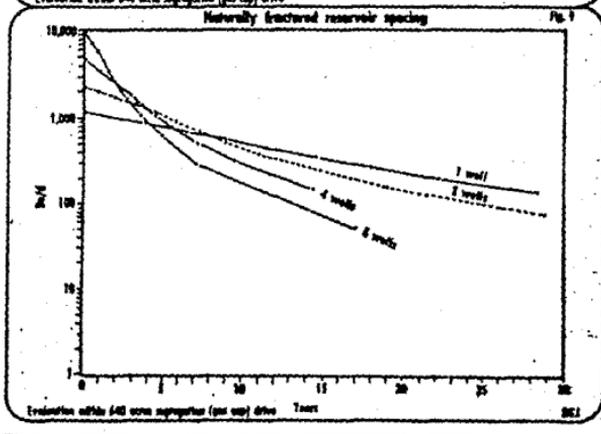
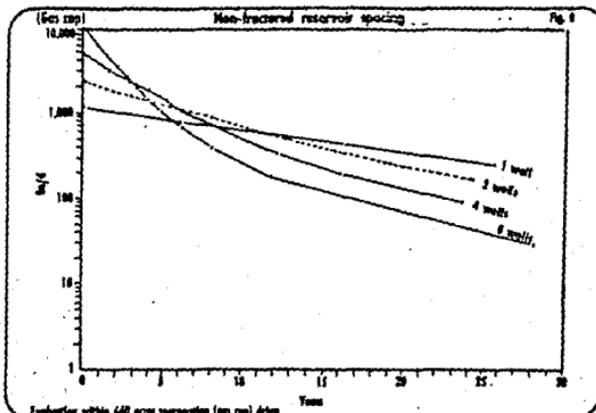
FIG. 4

YACIMIENTOS CON SEGREGACION

FIG. 5







BIBLIOGRAFIA

1. PIRSON, S. J., "PERFORMANCE OF FRACTURED OIL RESERVOIRS," BULLETIN AAPG (1953) 37, 232.
2. ELKINS, L. F., "RESERVOIR PERFORMANCE AND WELL SPACING, SPRABERRY TREND AREA FIELD OF WEST TEXAS," TRANS., AIME (1953) 198, 301-304.
3. CHRISTIE, R. S., AND BLACKWORD, J. C., "PRODUCTION PERFORMANCE IN SPRABERRY," OGJ, APRIL 7, 1952, 50, 94.
4. BAKER, D. A., AND LUCAS, P. T., "STRAT TRAP PRODUCTION MAY COVER 280 + SQUARE MILES," WORLD OIL, APRIL 1972, 65-68.
5. AGUILERA, ROBERTO AND VAN POOLEN, H. K.: "CURRENT STATUS ON THE STUDY OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS," THE LOG ANALYST, MAY-JUNE 1977.
6. AGUILERA, ROBERTO, "COMBINED LOG ANALYSIS AND MATERIAL BALANCE HELP TO EXPLAIN PERFORMANCE OF NATURALLY FRACTURED RESERVOIRS BELOW THE BUBBLE POINT," THE LOG ANALYST, NOV.-DEC. 1977, 17-26.
7. FATT, IRWIN, "THE NETWORK MODEL OF POROUS MEDIA, II, DYNAMIC PROPERTIES OF A SINGLE SIZE TUBE NETWORK," TRANS., AIME (1955) 207, 160-163.

8. HIRASAKI, G. J., "SENSITIVITY COEFFICIENTS FOR HISTORY MATCHING OIL DISPLACEMENT PROCESSES," SPE JOURNAL, FEBRUARY 1975, 39-49.
9. PIRSON, S. J., OIL RESERVOIR ENGINEERING, CHAPTER 14, A UNIVERSAL THEORY OF RESERVOIR ENGINEERING, PP. 694-716, MCGRAW-HILL BOOK COMPANY, INC., NEW YORK, TORONTO, LONDON (1958).
10. CRAZE, R. C., AND BUCKLEY, S. E., "A FACTUAL ANALYSIS OF THE EFFECT OF WELL SPACING ON OIL RECOVERY," DRILL. AND PROD. PRAC., API (1945) 144.
11. GROVES, D. L., AND ABERNATI, B. F., "EARLY ANALYSIS OF FRACTURED RESERVOIRS COMPARED TO LATER PERFORMANCE," SPE PAPER 2259 PRESENTED AT 43RD ANNUAL FALL MEETING OF SPE OF AIME, HOUSTON, SEPT, 29-OCT, 2, 1968.

CAPITULO 5. COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTOS NATURALMENTE

FRACTURADOS ABAJO DEL PUNTO DE BURBUJEO.

La experiencia indica que el incremento abrupto en las relaciones gas-aceite son encontradas comúnmente en los yacimientos naturalmente fracturados en su comportamiento bajo el punto de burbujeo (13). Las recuperaciones de aceite son usualmente bajas y el espaciamiento entre pozos es más grande que en el medio de los no fracturados.

Aquí se presenta un método consistente para predecir el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados y se comparan los resultados con los proyectos para los no-fracturados usando datos hipotéticos. Los resultados se comparan favorablemente con el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados actuales.

También se presentan los resultados de un estudio técnico llevado a cabo en un esfuerzo para explicar el comportamiento de los yacimientos naturalmente fracturados bajo el punto de burbujeo. Las consideraciones se han dado para el manejo del abatimiento y para la segregación de yacimientos con y sin inyección de gas.

La parte que corresponde a los registros, consiste de respuestas de gráficas de la porosidad ($O_t - O_{tm}$, $O_m - O_b$, O) VS. Resistividad verdadera de la formación en coordenadas log-log, la dirección del ángulo de inclinación del 100% de agua

determina el exponente de porosidad "m" de la formación, el cual se encontró ser (para yacimientos naturalmente fracturados) más pequeño que el exponente de porosidad de los no fracturados. Aquí se asume que $m=n$ y para el factor modelo de las curvas de permeabilidad relativa.

Para la solución de la ecuación de Balance de Materia en diferencias finitas se concluye que:

- 1) La relación gas-aceite se incrementa más rápida y más drásticamente en yacimientos fracturados que en los no fracturados.
- 2) La recuperación de aceite es más baja en los yacimientos fracturados que en los no fracturados, y
- 3) El espaciamiento de pozos sería más grande para yacimientos fracturados que para los no fracturados.

5.1 ANALISIS DE REGISTROS.

Las relaciones básicas en la evaluación de la formación a partir de registros son (1):

$$S_w = I^{-1/n} \quad \dots 1)$$

$$I = \frac{R_t}{F R_w} = \frac{R_t}{R_o} \quad \dots 2)$$

$$F = \phi^{-m} \dots (3)$$

Donde:

Sw = Saturación de agua (fcc).

I = Índice de resistividad.

n = Exponentes de porosidad.

Rt = Resistividad verdadera de la formación.

F = Factor de resistividad de la formación.

Rw = Resistividad del agua de la formación.

Ro = Resistividad de la formación cuando esta 100% saturada con la resistividad del agua (Rw).

ϕ = Porosidad (fcc).

m = Exponente de porosidad (o cementación).

El manejo de las ecuaciones 2 y 3 conducen a ⁽²⁾ :

$$\log Rt = -m \log \phi + \log Rw + \log I \dots (4)$$

La ecuación 4 indica que la gráfica de ϕ vs Rt en coordenadas log-log resultaría una línea recta con una inclinación de "-m" para zonas donde I y Rw son constantes; normalmente, "m" es aproximadamente igual a 2 en la mayoría de los yacimientos, para los yacimientos naturalmente fracturados el exponente de porosidad "m" se encontró ser más pequeño ⁽³⁾⁽⁴⁾ que el exponente de porosidad de la matriz "mb" como se muestra en la fig. 1. Considerando un modelo de doble porosidad conectado en paralelo, el autor (AGUILERA) mostró que el exponente de porosidad de un sistema fractura-matriz decrece tanto como el

grado de fracturamiento se incrementa ⁽⁴⁾ (fig. 2). La conducción en los poros es modelada con un simple arreglo cúbico de 2,340 resistencias y la conclusión se extiende a valores de "m" igual a 1 que están asociados con grietas en la media de poros ⁽⁵⁾. La experiencia práctica en yacimientos fracturados de VENEZUELA y PERU también indican que el exponente de porosidad es más pequeño ⁽⁶⁾ que, usualmente, en este tipo de sistemas

Los resultados con relación a los bajos valores de "m" para yacimientos naturalmente fracturados, no pueden ser considerados completamente probados hasta ahora. En efecto, no existe un camino para conocer los detalles interiores de un yacimiento fracturado, por consiguiente, estos resultados parecen ser al menos direccionalmente correctos basados en los casos analizados hasta este punto.

Los valores de "m" pueden también ser obtenidos por la ⁽⁷⁾ preparación de las siguientes gráficas :

- 1) $\log (A_t - A_{tm})$ vs. $\log R_t$
- 2) $\log (P_m - P_b)$ vs. $\log R_t$

Nótese que esta técnica implica que la ecuación de ARCHIE es aplicada a ambos yacimientos fracturados y no fracturados.

Para calcular los valores de saturación de agua es necesario "conocer" o asumir los valores del exponente de la saturación de agua "n"; aquí la suposición que se hace es que "n = m", esta

suposición no parece razonable ya que se basó en datos publicados por COATES & DUMANOIR ⁽⁸⁾ y en la experiencia limitada de yacimientos naturalmente fracturados ⁽³⁾⁽⁴⁾⁽⁶⁾. Esta suposición implica que el valor de n sería más bajo que los usuales para yacimientos fracturados.

5.2 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA.

⁽⁹⁾ FATT condujo un estudio en 1956 para evaluar las propiedades dinámicas de una red de tubos de tamaño simple, encontró que el índice de resistividad fue el recíproco de la permeabilidad relativa a una saturación de fluido dada, o

$$I = \frac{L}{K_{rw}} = S_w^{-n} \quad \dots (5)$$

En la expresión anterior, el exponente de saturación "n" viene de los parámetros de exponentes para el modelo de la curva de permeabilidad relativa del agua, en otras palabras, los valores de K_{rw} pueden ser calculados por cualquier S_w de interés a partir de las relaciones $K_{rw} = S_w^n$ suponiendo que el exponente de saturación represente verdaderamente los parámetros modelos de la permeabilidad relativa es posible generar las curvas de permeabilidad relativa a partir de las relaciones ⁽¹⁰⁾:

$$S = \frac{S_{dl} - S_{dc}}{1 - S_{or} - S_{dc}} \quad \dots (6)$$

$$K_{rd} = K_{rd}^c S^n \quad \dots (7)$$

$$k_{ro} = k_{rd}^0 (1-S)^n \quad \dots(8)$$

Donde:

S = saturación normalizada

S_d = Saturación de la fase desplazante

S_{dc} = Saturación de la fase desplazante inmóvil

S_{or} = Saturación de aceite residual

K_{rd} = Permeabilidad relativa de la fase desplazante

K_{rd}⁰ = Permeabilidad relativa de la fase desplazante a la saturación de aceite residual

K_{ro} = Permeabilidad relativa del aceite

K_{ro}⁰ = Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de la fase desplazante inmóvil

Cualquier par de ecuaciones similares a las (7) y (8) pueden ser usadas, ellos provieron fuertemente parejas de curvas de permeabilidad en el laboratorio medidas en muestras intergranulares con el exponente "n" a partir de muestras intergranulares.

5.3 BALANCE DE MATERIA.

Aquí se considera el comportamiento de los yacimientos bajo el punto de burbujeo por el manejo de la disminución con y sin inyección de gas dispersado y el manejo de la segregación con y sin inyección de gas.

Las ecuaciones que describen los procesos previos pueden ser escritas en diferencias finitas como sigue (11) :

Balace de materia

$$\Delta \left[\frac{N}{N} \right] = \frac{\left[1 - \left(\frac{N}{N} \right)_i \right] \Delta \left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right] - \left[1 + m_{g,c} \right] B_{ob} \Delta \frac{1}{B_g}}{\left[\frac{B_o}{B_g} - R_s \right]_{i+1} + R_{av}}$$

Relación gas-aceite instantánea

$$R = R_s + \frac{B_o}{B_g} \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \frac{\mu_o}{\mu_g}$$

Saturación de aceite

$$S_o = \left[1 - \left(\frac{N}{N} \right)_i \right] \frac{B_o}{B_{ob}} (1 - S_w)$$

Donde:

- = Incremento de la recuperación de aceite (fcc).
- Np = Recuperación de aceite acumulativa (STBO).
- N = Aceite original em el lugar (STBO).
- Bo = Factor de volumen del aceite de la formación (bbl/STB).
- Bg = Factor de volumen del gas de la formación.
- Rs = gas en solución (pies cub/ pies cub).
- Ug,o = Relación de volumen de la capa de gas a el volumen del aceite @ cond. de yac.
- Bob = Factor de volumen del aceite de la formación a el punto de burbujeo (bbl).
- Ig = Constante de fricción del gas producido y retornado al yacimiento como inyección de gas dispersado.
- Rav = Promedio de la relación gas-aceite sobre el intervalo productor (pies cub/pies cub).

Krg = Permeabilidad relativa del gas como se determinó a partir de la ecuación (7).

Kro = Permeabilidad relativa del aceite como se determinó a partir de la ecuación (8).

uo = Viscosidad del aceite (cp).

ug = Viscosidad del gas (cp).

So = Saturación del aceite (fcc).

Sw = Saturación de agua (fcc).

= Incremento desde i hasta i+1 .

El factor de volumen de gas de la formación es calculado a partir de la ecuación :

$$B_g = \frac{14.7}{P} \frac{T_f Z}{T_a} \quad \dots(12)$$

Donde:

Tf = Temperatura de la formación (grados rankin).

Ta = Temperatura de la superficie (grados rankin).

z = Factor de desviación del gas.

p = Presión del yacimiento (psia).

Los valores de Krg y Kro son calculados a partir de las ecuaciones (7) y (8) respectivamente usando el factor modelo aplicable, el cual ha sido supuesto, igual al exponente de porosidad "m" y al exponente de saturación "n".

Notese que la ecuación (9) puede ser simplificada a:

Si no existe capa de gas ($m_{g,o} = 0$) y si no existe inyección de gas ($I_g = 0$).

La solución simultánea de las ecuaciones (9), (10) y (11) permiten la predicción de la recuperación de aceite y de las relaciones gas-aceite como una función de la presión.

5.4 EL COMPORTAMIENTO COMO UNA FUNCION DEL TIEMPO.

El comportamiento de los yacimientos como una función del tiempo puede ser calculado como sigue:

- 1) Determinar el índice de productividad inicial (S_1) en B/D/psi/pozo y la relación de aceite inicial (Q_1) en BOPD por pozo.
- 2) Calcular el índice de productividad a la siguiente presión a partir de la ecuación:

$$J_{i+1} = J_i \frac{[K_{ro,i+1} (\mu_o B_o)_i]}{[K_{ro,i} (\mu_o B_o)_{i+1}]} \quad \dots (14)$$

Donde:

K_{ro} es la permeabilidad relativa del aceite a la

saturación de aceite correspondiente y el subíndice i representa el dato a la presión original (punto de burbujeo).

3) Calcular la relación de aceite a partir de la ecuación:

$$q_{i+1} = (P_{i+1} - P_{wf}) J_{i+1} W_{i+1}$$

Donde:

P_{wf} es la presión de fondo fluyendo en Psi y,

W_{i+1} representa el número de pozos a P_{i+1} .

4) Calcular la constante de declinación "a" en porcentaje por año para un incremento de presión a partir de la ecuación:

$$a = \left[\frac{q_i - q_{i+1}}{N_p} \right] 365 \quad \dots(16)$$

5) Calcular el tiempo en años para recobrar el incremento de aceite ANP a partir de la ecuación:

$$\Delta t = \frac{\text{LOG} \left(\frac{q_i}{q_{i+1}} \right)}{a} \quad \dots(17)$$

y el tiempo acumulativo en años.

6) Hacer $i = i + 1$ y repetir los pasos 2 al 6.

5.5 CONSIDERACIONES DEL ESPACIAMIENTO.

Las técnicas previas permiten la determinación del espaciamiento óptimo para un yacimiento dado. La evaluación puede ser llevada a cabo por la suposición de cualquier número deseado de pozos. El análisis económico es llevado a cabo por cada rendimiento calculado hasta el grado de alcanzar el equilibrio óptimo entre la economía y el espaciamiento de pozos. los trabajos previos parecen razonables ya que la recuperación de aceite para yacimientos interconectados es esencialmente independiente de la distancia física entre los pozos (2).

Ejemplo:

Esta sección presenta un ejemplo hipotético el cual incluye la evaluación simultánea de un yacimiento fracturado y uno no-fracturado usando las técnicas presentadas.

A partir de una gráfica logarítmica en yacimientos no-fracturados y fracturados, se encontró que el exponente de porosidad "m" fue de 2.0 y 1.3 s respectivamente, la tabla I muestra los datos pertinentes para el análisis de balance de materia, la tabla II y la fig. 3 muestra los datos PVT.

Considerar el análisis simultáneo de un yacimiento fracturado y un yacimiento no-fracturado para los siguientes casos:

- 1) Comportamiento del abatimiento.

- 2) Comportamiento del abatimiento con inyección de gas.
- 3) Comportamiento de la segregación (capa de gas).
- 4) Comportamiento de la segregación con inyección de gas,
y
- 5) Análisis de espaciamiento.

Las restricciones no han sido colocadas en las entradas de producción de aceite o gas.

5.6 COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO.

Las ecuaciones de la 9 a la 17 han sido usadas para evaluar los yacimientos fracturados y no fracturados suponiendo que el valor del exponente de porosidad respectiva "m" puede ser usado como el exponente de parámetros para modelo de curvas de permeabilidad relativa, los resultados son presentados en la Tabla III y figuras 4 y 5. Nótese que la relación gas-aceite se incrementa más abruptamente (fig. 4) y la producción de aceite declina rápidamente (fig. 5) en los yacimientos naturalmente fracturados. Mas adelante se nota que la recuperación de aceite a 150 (psi) es solamente del 15.25% para un yacimiento naturalmente fracturado comparado con 22.36% para los yacimientos no-fracturados; estos descubrimientos parecen razonables cuando se compara con la situación actual relacionando a los yacimientos no-fracturados y fraturados.

5.7 COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO CON INYECCION DE GAS DISPERSO.

Este caso fue analizado suponiendo que el 70% del gas producido es inyectado nuevamente para comenzar a la presión inicial del yacimiento (punto de burbujeo). Estos resultados son presentados en la Tabla IV y figuras 6 y 7. Nótese que la recuperación de aceite a 150 (psi) con inyección de gas dispersado es 28.98% para yacimientos naturalmente fracturados comparado con un 35.57% para los yacimientos no-fracturados, en este caso, se empezó asumiendo que el factor de conformación es igual a uno. El factor de conformación "c" es definido ⁽¹¹⁾ como

el volumen fraccional del yacimiento conectado al gas inyectado, y es aproximadamente igual al coeficiente de partición "v" determinado a partir de la fig. 2; esto implica que el factor de conformación sería menor que uno para yacimientos naturalmente fracturados; la figura 8 muestra como la recuperación varía con el factor de conformación para los yacimientos naturalmente fracturados de este ejemplo.

5.8 COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS).

Las ecuaciones de la 9 a la 17 han sido usadas para evaluar los yacimientos no-fracturados y fracturados suponiendo que la relación del volumen de la capa de gas al volumen del aceite es 0.6, estos resultados son presentados en la Tabla V y en las figuras 9 y 10; nuevamente nótese que la relación gas-aceite (GOR) se incrementa rápidamente y la recuperación de aceite es más baja en los yacimientos naturalmente fracturados.

5.9 COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS) CON INYECCION DE GAS DISPERSO.

Este caso, asume que el 70% del gas producido es inyectado nuevamente para empezar a la presión inicial del yacimiento (punto de burbujeo), los resultados son presentados en la tabla VI y en las figs. 11 y 12. Otra vez los mejores resultados son perceptibles en los yacimientos no-fracturados que en los yacimientos fracturados.

5.10 ANALISIS DE ESPACIAMIENTO.

Todos los casos discutidos previamente han sido analizados considerando solamente un pozo productor; los cuatro casos previos ha sido repetidos asumiendo 2, 4 y 8 pozos productores dentro de 640 acres del yacimiento. Los resultados son presentados en las figs. de la 13 a la 20, la evaluación de la economía detallada determinaría el número óptimo de pozos a ser perforados dentro de esta área. Debe ser notado, por consiguiente, que el espaciamiento tendría que ser más grande en los yacimientos naturalmente fracturados.

TABLA I

Numero de presiones analizadas.	= 12
Aceite original en el lugar.	= 25 MM STBO
Saturación de agua original.	= 26 %
Saturación de aceite residual.	= 25 %
* Saturación de gas critica.	= 0 %
Permeabilidad relativa del aceite a la saturación de gas critica.	= 1.0
Permeabilidad relativa del gas a la saturación de aceite residual.	= 1.0
Factor de volumen del aceite inicial.	= 1.327
Temperatura de la superficie.	= 520 °R
Temperatura del yacimiento.	= 618 °R
Indice de productividad inicial.	= 0.5 b/d/psi/pozo
Promedio de la presión de fondo fluyendo.	= 99 psi
Factor de inclinación de las curvas de permeabilidad relativa en yac. fracturados.	= 1.3
Factor de inclinación de las curvas de permeabilidad relativa en yac. no fracturados.	= 2.0
Area del yacimiento.	= 640 acres

* La saturación de gas critica ha sido supuesta acercarse a cero para ambos yacimientos fracturados y no fracturados, así como para hacer una comparación consistente; por consiguiente, la saturación de gas critica puede aparecer 10% en yacimientos no fracturados y cero en yacimientos naturalmente fracturados.

TABLA II

DATOS P. V. T.

PRESION (Psi)	Bo (Dbl/STB)	R _B (PIECU/PIECU)	z	U _o (cp)	U _g (cp)
2350	1.327	108.5	0.816	0.59	0.0175
2150	1.288	94.4	0.821	0.65	0.0163
1950	1.255	83.7	0.829	0.69	0.0158
1750	1.230	73.9	0.838	0.73	0.0150
1550	1.202	63.2	0.849	0.78	0.0144
1350	1.173	53.0	0.863	0.84	0.0139
1150	1.148	43.5	0.880	0.91	0.0133
950	1.125	34.4	0.890	0.98	0.0129
750	1.103	25.6	0.920	1.07	0.0126
550	1.084	17.4	0.942	1.20	0.0122
350	1.065	10.0	0.965	1.40	0.0120
150	1.052	3.6	0.987	1.60	0.0118

TABLA III
COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO CON ABATIMIENTO

YACIMIENTO NO FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(años)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	3.91	749	836	2.75
1950	6.86	1205	652	5.48
1750	9.43	1836	510	8.53
1550	11.64	2650	391	11.90
1350	13.53	3566	293	15.73
1150	15.10	4396	215	25.23
950	16.49	4992	153	25.23
750	17.87	5239	102	32.76
550	19.21	5194	60	44.36
350	20.59	4551	27	67.23
150	22.36	2621	5	62.67

TABLA III

COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO CON ABATIMIENTO

YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(años)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	2.81	1625	890	1.92
1950	4.49	2694	734	3.34
1750	5.91	3659	604	4.80
1550	7.24	4677	485	6.48
1350	8.37	5589	379	8.27
1150	9.41	6289	288	10.42
950	10.40	6608	213	13.15
750	11.44	6453	146	17.17
550	12.51	6009	88	23.55
350	13.67	4957	41	36.46
150	15.25	2692	7	92.08

TABLA IV

COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO CON INYECCION DE GAS DISPERSO

YACIMIENTO NO FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(a os)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	6.35	950	795	4.57
1950	11.41	1971	590	9.62
1750	15.84	3497	441	15.54
1550	19.52	5441	325	22.18
1350	22.39	7473	237	29.24
1150	24.84	9395	169	37.55
950	26.91	10766	118	47.57
750	28.97	11426	77	62.32
550	30.97	11504	44	85.60
350	32.97	10217	20	131.06
150	35.57	6080	3	328.55

TABLA IV
YACIMIENTO NATURALMENTE FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(años)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	5.01	2239	864	3.47
1950	8.12	3939	699	6.21
1750	10.84	5585	564	9.17
1550	13.39	7316	444	12.66
1350	15.61	8875	342	16.55
1150	17.67	10145	255	21.30
950	19.67	10846	185	27.58
750	21.67	10754	125	36.54
550	23.72	10211	74	51.00
350	25.95	8611	34	80.62
150	28.98	4876	6	212.12

TABLA V
 COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO CON SEGREGACION
 YACIMIENTO NO FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(años)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	8.20	1156	764	6.02
1950	13.29	2398	566	11.30
1750	16.74	3807	432	16.07
1550	19.33	5351	327	20.77
1350	21.33	6870	243	25.61
1150	23.11	8265	177	31.47
950	24.62	9156	125	38.41
750	26.13	9424	83	48.51
550	27.58	9203	48	63.94
350	29.08	7965	22	94.74
150	31.01	4571	4	225.79

TABLA V
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(A OS)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	5.61	2421	857	3.90
1950	8.54	4096	695	6.49
1750	10.75	5545	564	8.91
1550	12.75	7009	448	11.63
1350	14.46	8289	348	14.58
1150	15.97	9253	262	18.00
950	17.35	9653	192	22.22
750	18.81	9391	131	28.47
550	20.26	8733	78	38.18
350	21.83	7206	36	57.81
150	23.83	3930	6	138.08

TABLA VI

YACIMIENTOS DE SEGREGACION CON INYECCION DE GAS DISPERSO

YACIMIENTO NO FRACTURADO

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(años)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	12.93	1934	688	9.96
1950	20.93	5013	472	19.52
1750	26.17	8627	341	28.42
1550	29.98	12527	247	37.37
1350	32.95	16368	178	47.00
1150	35.38	19793	126	58.08
950	37.38	21943	87	71.10
750	39.38	22686	56	90.50
550	41.38	22489	32	122.34
350	43.38	19726	14	185.12
150	45.92	11683	2	455.42

TABLA VI
YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS

PRESION	RECUPERACION DE ACEITE	REL. GAS/ACEITE	ACEITE	TIEMPO
(Psi)	(%)	(SCF/STB)	(Bo/d)	(a os)
2350	0.00	609	1126	0.00
2150	9.70	3845	810	6.93
1950	15.23	7059	630	12.21
1750	19.35	9976	496	17.25
1550	22.80	12784	383	22.65
1350	25.75	15251	290	28.69
1150	28.35	17219	214	35.82
950	30.666	18117	153	44.51
750	33.12	17897	102	57.93
550	35.55	16950	60	78.93
350	38.15	14298	27	122.15
150	41.66	8172	4	314.34

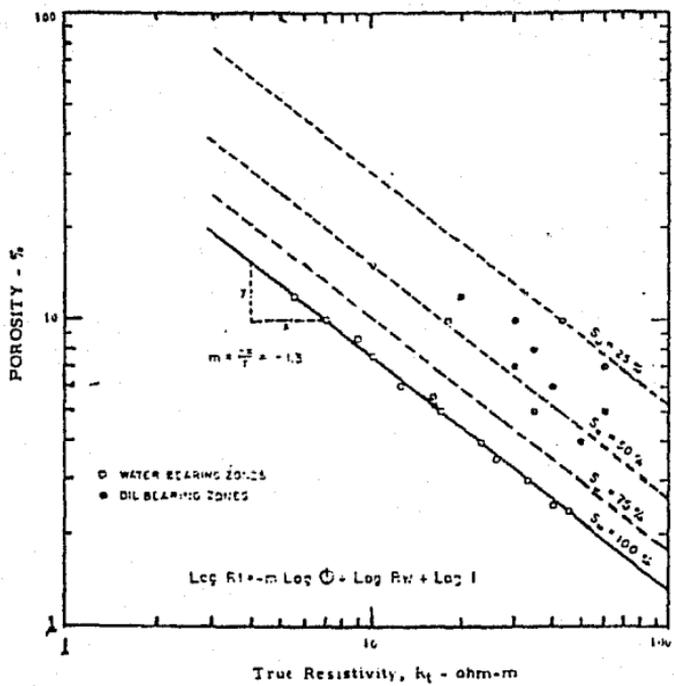
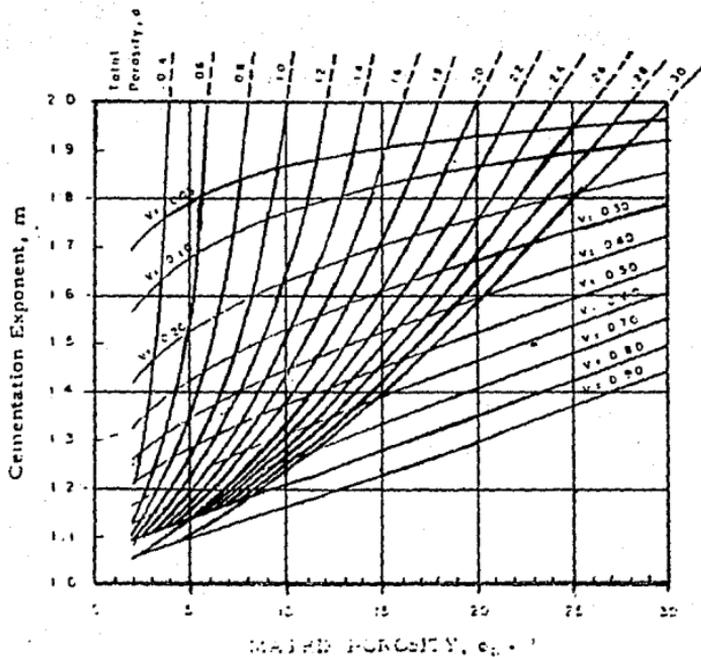
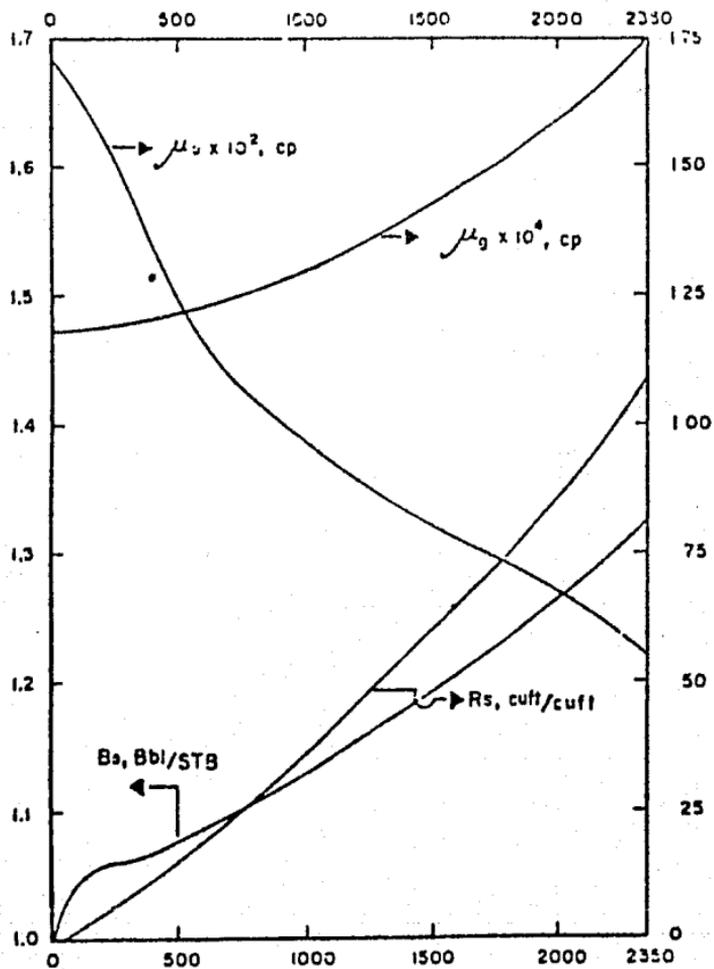


DIAGRAMA ESQUEMATICO PARA
 YACIMIENTOS NATURALMENTE FRACTURADOS
 FIGURA 1

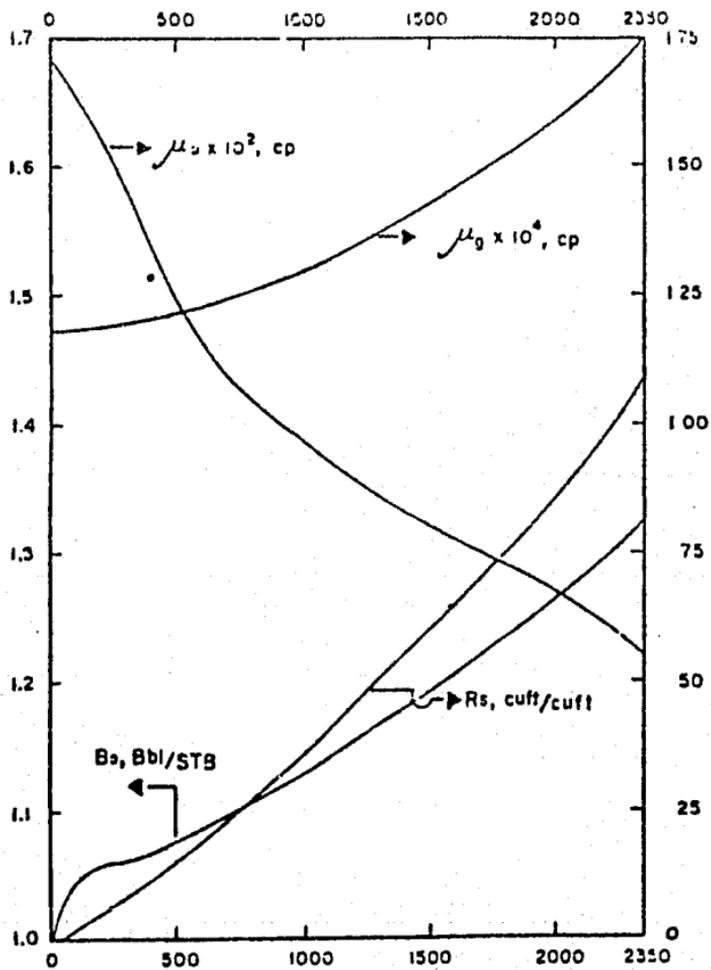


GRAFICA PARA ESTIMAR LA POROSIDAD
TOTAL O DE LA MATRIZ ($m_b = 2.0$)
FIGURA 2

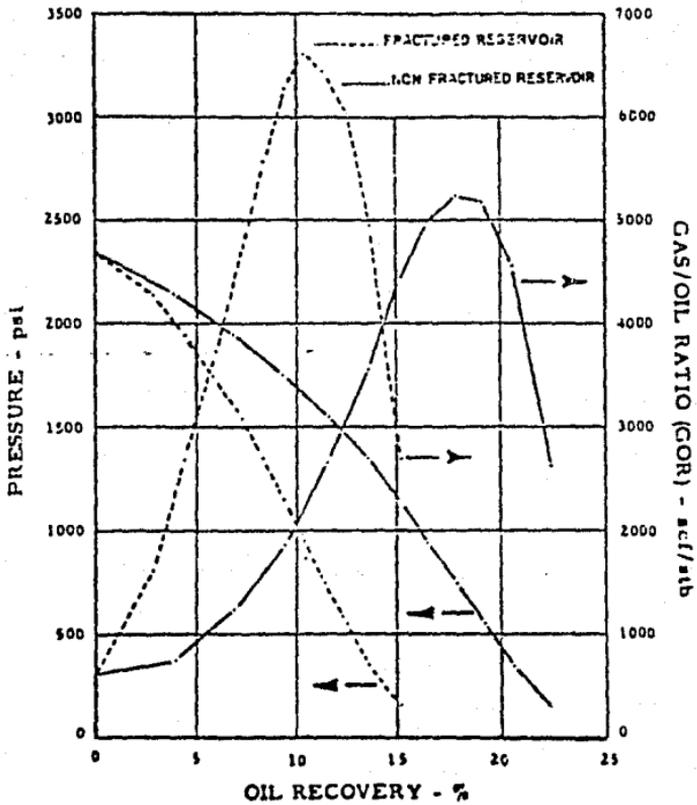


PRESSURE - psi

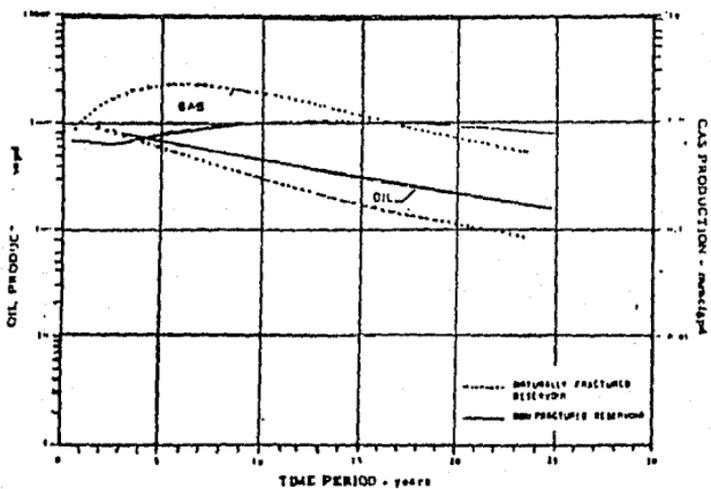
DATOS PVT PARA EL EJEMPLO PROBLEMA
FIGURA 3



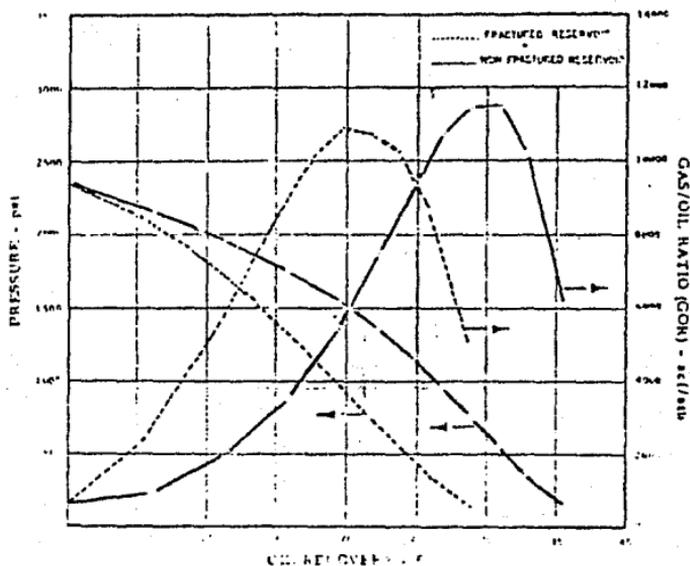
DATOS PVT PARA EL EJEMPLO PROBLEMA
FIGURA 3



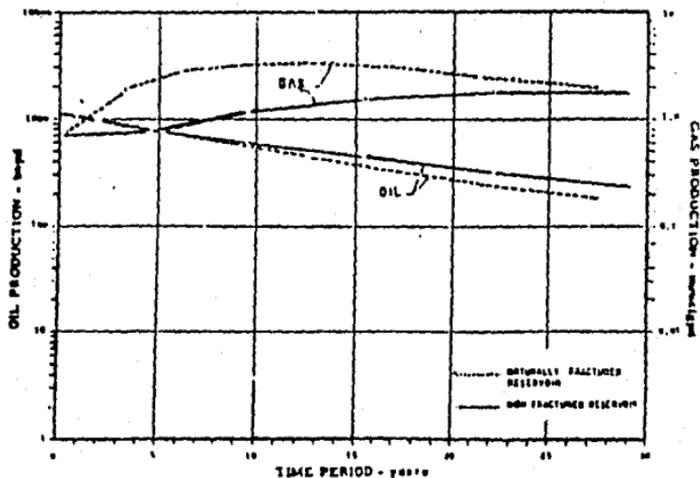
MANEJO DEL COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO CALCULADO
 FIGURA 4



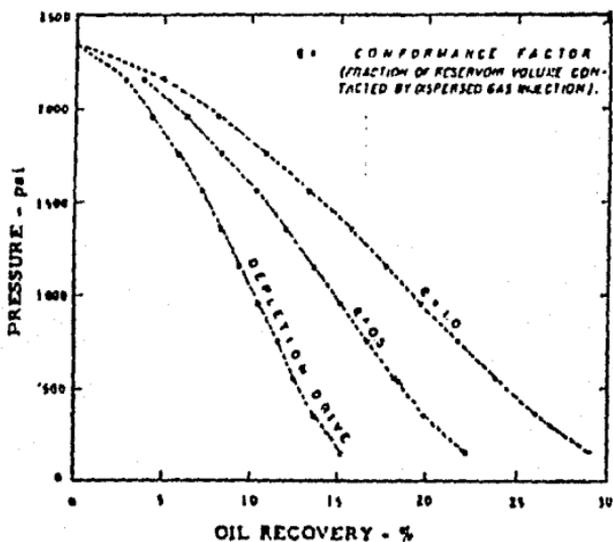
MANEJO DE YACIMIENTOS CON ABATIMIENTO
 FIGURA 5



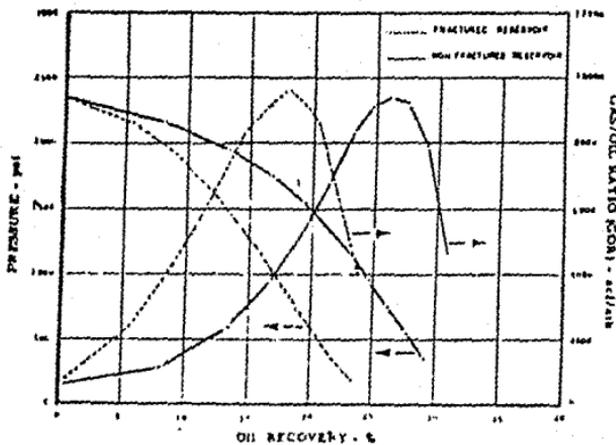
MANEJO DE COMPORTAMIENTO DEL ABATIMIENTO CALCULADO
 CON INYECCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 6



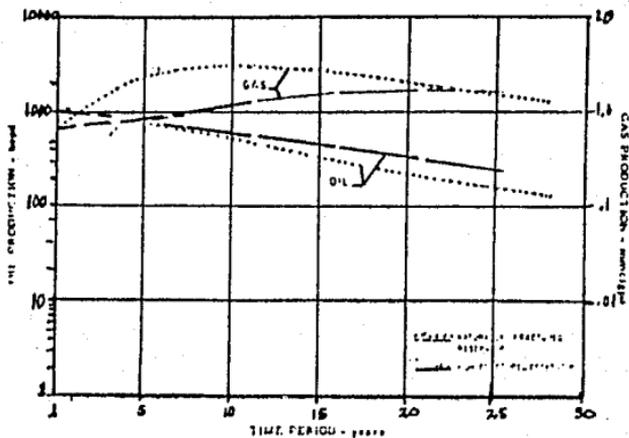
MANEJO DE YACIMIENTOS DE ABATIMIENTO CON
 INYRCCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 7



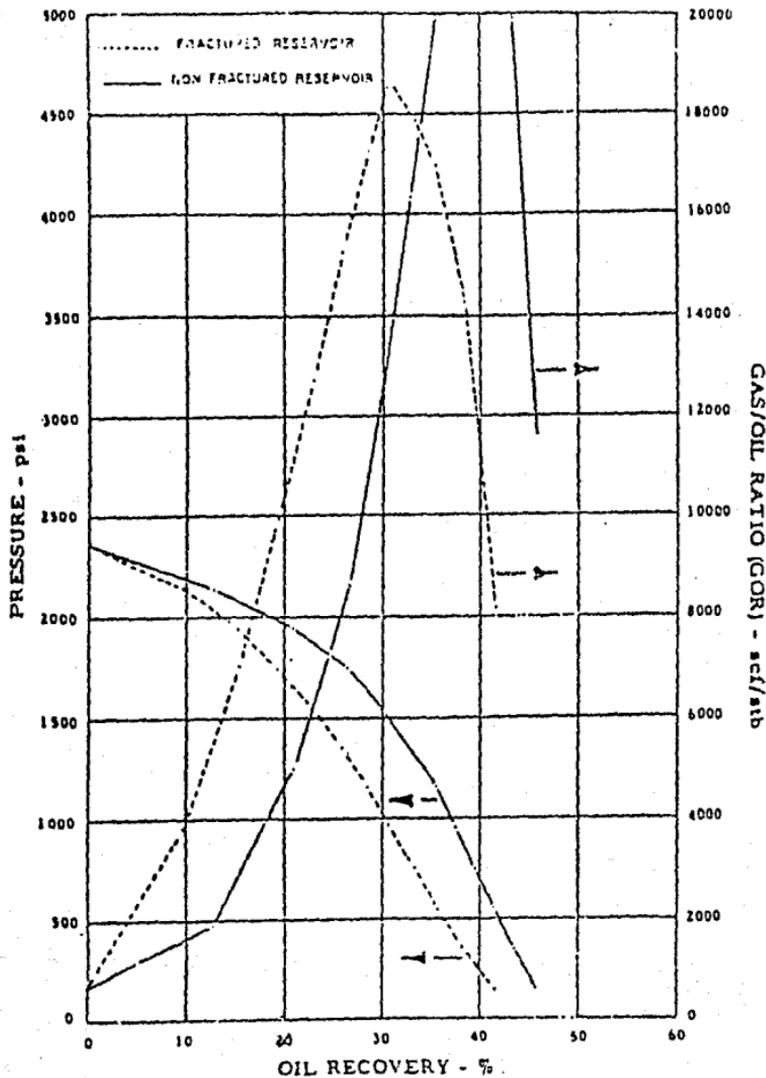
RECUPERACION COMO UNA FUNCION DEL FACTOR
DE CONFORMACION PARA UN YAC. NAT. FRACTURADO
FIGURA 8



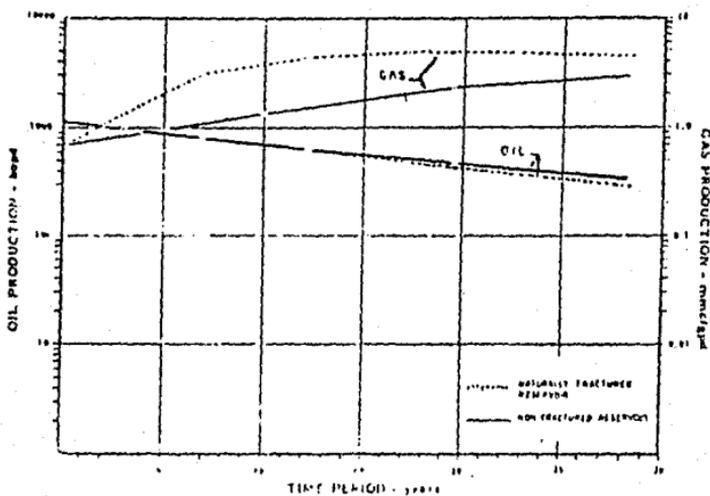
MANEJO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACION
 CALCULADA (CAPA DE GAS)
 FIGURA 9



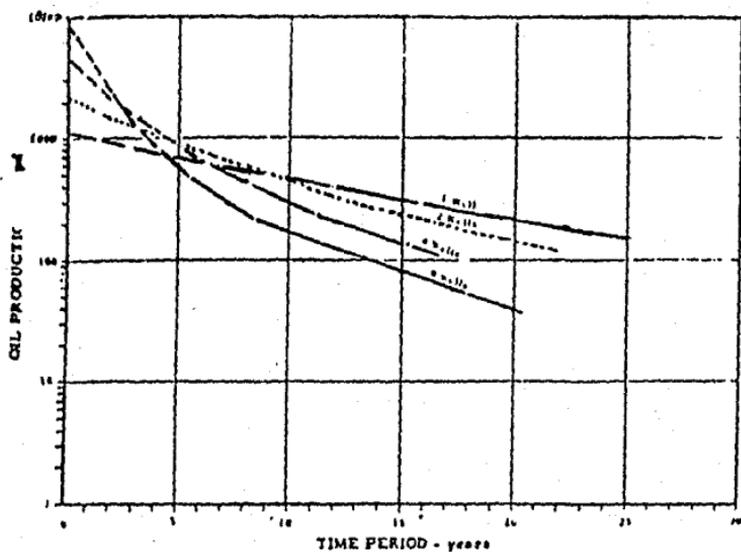
MANEJO DE YACIMIENTOS CON
SEGREGACION (CAPA DE GAS)
FIGURA 10



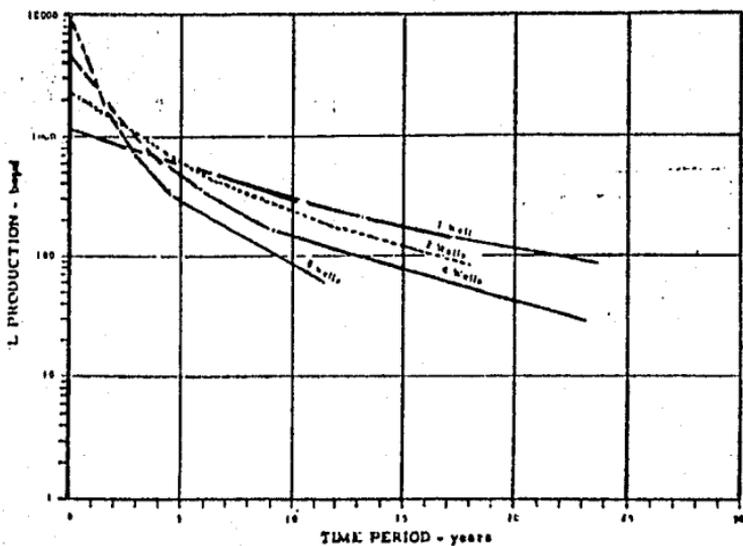
MANEJO DEL COMPORTAMIENTO DE LA SEGREGACION
 CALCULADA (CAPA DE GAS) CON INYECCION
 DE GAS DISPERSO
 FIGURA 11



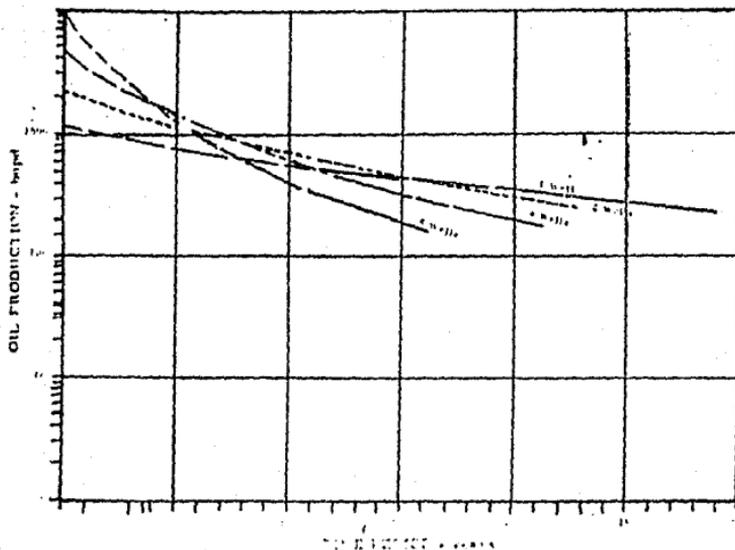
MANEJO DE YACIMIENTOS CON SEGREGACION
 (CAPA DE GAS) CON INYECCION DE GAS
 DISPERSO
 FIGURA 12



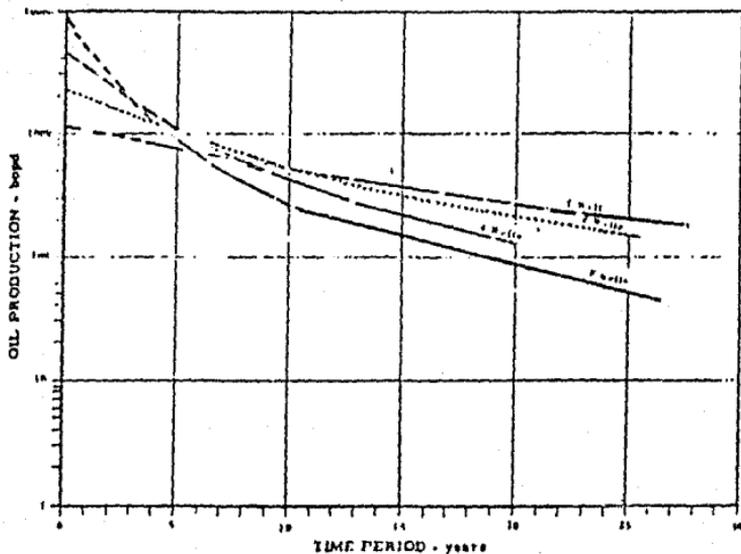
EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YACIMIENTOS
 NO FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE YACIMIENTOS CON ABATIMIENTO
 FIGURA 13



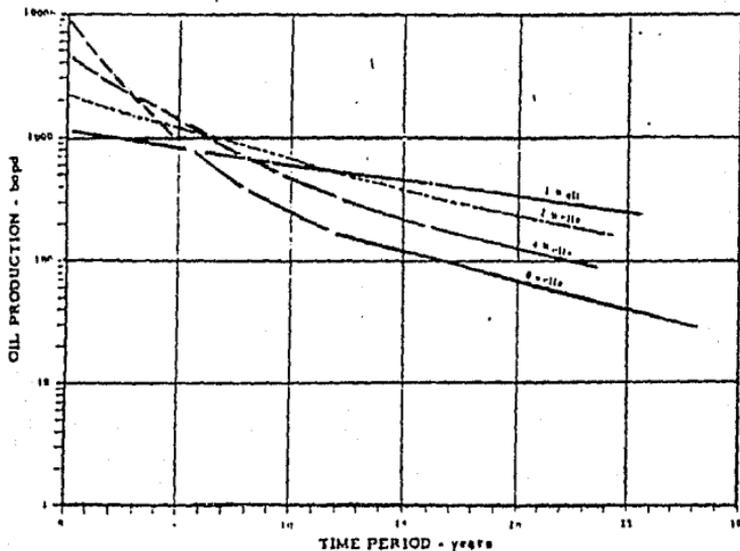
EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YAC. NAT. FRACTURADOS
 DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE YACIMIENTOS CON ABATIMIENTO
 FIGURA 14



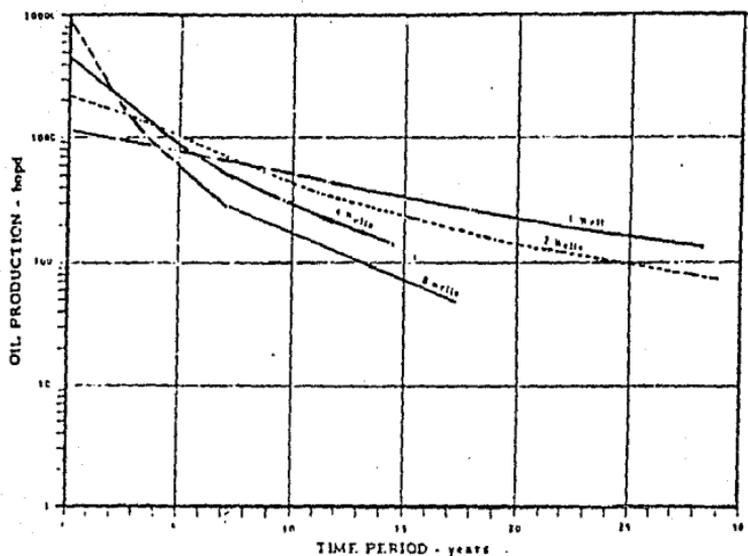
EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YACIMIENTOS
 NO FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 ABATIMIENTO CON INYECCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 15



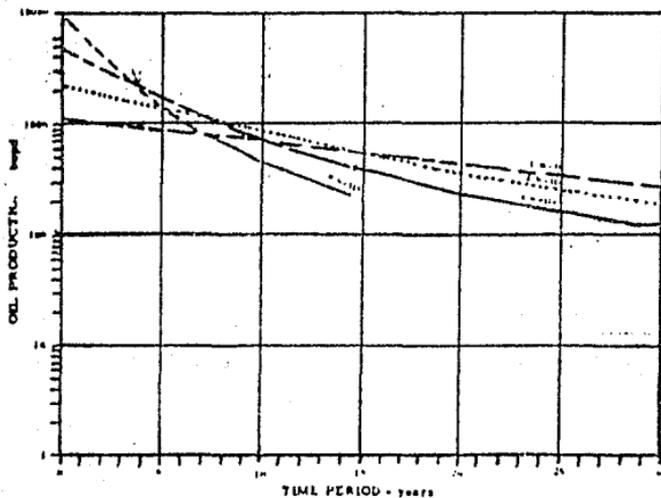
EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YACIMIENTOS
 NAT. FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DEL ABATIMIENTO CON IYECCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 16



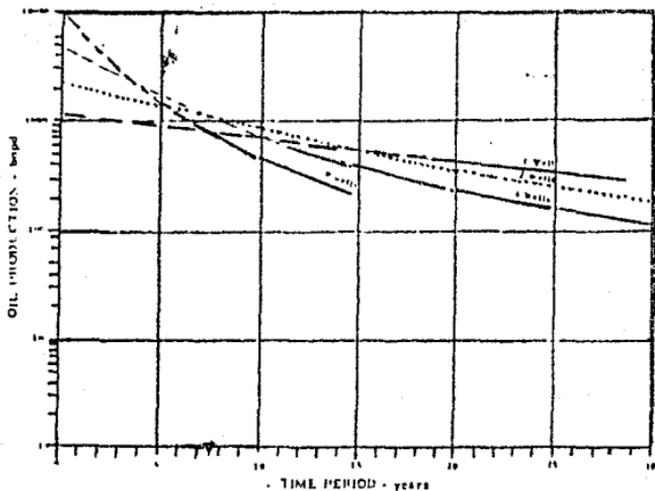
EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YACIMIENTOS NO
 FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS)
 FIGURA 17



EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YAC. NAT
 FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS)
 FIGURA 18



EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YACIMIENTOS NO
 FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS)
 CON INYECCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 19



EVALUACION DEL ESPACIAMIENTO DE YAC. NAT.
 FRACTURADOS DENTRO DE 640 ACRES
 MANEJO DE LA SEGREGACION (CAPA DE GAS)
 CON INYECCION DE GAS DISPERSO
 FIGURA 20

BIBLIOGRAFIA

1. Archie, G.E.: "The Electrical Resistivity log as an Aid in Determining Some Reservoir Characteristics," *Trans., AIME* (1942) 146, 54.
2. Pickett, G.R.: "A Review of Current Techniques for Determination of Water Saturation from Logs," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1966) 1425.
3. Aguilera, Roberto: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Sonic and Resistivity Logs," *J. Pet. Tech.* (Nov. 1974) 1233-1238.
4. Aguilera, Roberto: "Analysis of Naturally Fractured Reservoirs from Conventional Well Logs," *J. Pet. Tech.* (July, 1976) 764-772.
5. Shankland, T.J., and Waff, H.S.: "Conductivity in Fluid-Bearing Rocks," *J. of Geophysical Research* (Nov. 10, 1974) 79, 32, 4863-4868.
6. Boyeldieu, C.: Private Communication, Schlumberger-Sureenco.
7. Pickett, G.R.: "Pattern Recognition as a Means of Formation Evaluation," SPWLA Fourteenth Annual Logging Symposium (May 6-9, 1973).
8. Coates, G.R., and Dumanoir, J.R.: "A New Approach to Improved Log-Derived Permeability," SPWLA Fourteenth Annual Logging Symposium Transactions (May 6-9, 1973).
9. Fatt, I: "The Network Model of Porous Media, II, Dynamic Properties of a Single Size Tube Network," *Trans., AIME* (1956) 207, 160-163.
10. Hirasaki, G.J.: "Sensitivity Coefficients for History Matching Oil Displacement Processes," *SPE Jour.* (Feb. 1975) 39-49.
11. Pitson, S.J.: *Oil Reservoir Engineering*, Chapter 14, pp 694-716. McGraw-Hill Book Company, Inc., New York, Toronto, London (1958).
12. Craze, R.C., and Buckley, S.E.: "A Factual Analysis of the Effect of Well Spacing on Oil Recovery," *Drill. and Prod. Prac.*, API (1945) 144.
13. Aguilera, Roberto and van Poolen, H.K.: "Current Status on the Study of Naturally Fractured Reservoirs", *The Log Analyst*, (May/June 1977).

En esta sección se discutirán dos categorías principales de terminación de pozos: terminación en agujero-abierto; y terminación convencional.

Cuando un pozo es perforado, se toma una decisión con relación a la terminación después del análisis severo de muestras núcleo, pruebas del vástago de perforación y registros de pozo.

Las terminaciones en agujero abierto pueden ser consideradas solamente en formaciones competentes que no presentan posibilidades de pantano o cavernas. Como este caso son la mayor parte de los yacimientos naturalmente fracturados, muchos pozos con el medio fracturado han sido terminados en agujero abierto.

Por consiguiente si es posible detectar exactamente los intervalos de fractura, es mejor recurrir a las terminaciones perforadas.

6.1 TERMINACIONES EN AGUJERO-ABIERTO.

En este tipo de terminación la tubería de perforación es colocada sobre la cima del yacimiento como se muestra en la fig. 1-A. Muchos pozos del rumbo de SPRABERRY, ALTAMONT⁽²⁾ arcillas fracturadas del oriente de los E.E.U.U. ⁽³⁾ y muchos otros yacimientos fraturados han sido terminados en agujero-abierto.

Este tipo de terminación es usado en yacimientos fracturados cuando es muy difícil acertar donde los hidrocarburos se encuentran. El requerimiento básico de formaciones que no son pantanosas para terminaciones de agujero-abierto es evidentemente provista por un yacimiento naturalmente fracturado altamente competente.

Una ventaja económica inicial de este tipo de terminación es un ahorro en tubería de revestimiento y costos de perforación. La invasión de cemento puede ser evitada y existe una mejor oportunidad de producción a partir de delgadas capas laminadas y yacimientos con poros grandes o una permeabilidad vertical (4) omitida .

Las desventajas de terminaciones de agujero-abierto incluye dificultades en la selección de la simulación y control de gas o entrada de agua.

6.2 TERMINACIONES PERFORADAS.

La fig. 1-B muestra una terminación de perforación convencional en este caso la tubería de revestimiento es colocada del principio al fin del yacimiento de interés, cementada, y perforada a los niveles deseados. Este tipo de terminación para yacimientos fracturados empieza ganando popularidad (6) en el rumbo SPRADERRY de TEXAS a principio de 1952, debido a algunos problemas de pantanos, anterior a las terminaciones en agujero-

abierto.

Hasta ahora, las ventajas y desventajas de ambos tipos de terminación no son conocidos exactamente, pero se han hecho terminaciones satisfactoriamente en varios pozos SPRADBERRY.

Con más experiencia evidente en general, las terminaciones perforadas tienen mayores ventajas que desventajas comparadas con las terminaciones en agujero-abierto.

Probablemente el punto más importante para enfatizar, esta estimación es la eficacia de un buen medio de detección de intervalos fracturados, si es posible la detección exacta de los intervalos de fractura, entonces la terminación perforada es mucho mejor. Pero si no existe un camino para conocer donde la producción es verdadera o inminente, puede ser mejor acudir a terminación en agujero-abierto.

El factor más importante en terminaciones perforadas es el proceso de perforación; los dos principales técnicas útiles para la industria son BULLET y perforación a chorro.

La perforación de BULLET ha sido encontrada efectiva en formaciones suaves; Como los yacimientos naturalmente fracturados son acabados de roca sólida, el uso de la perforación de BULLET no es recomendable para medios fracturados.

La perforación a chorro es mucho más adecuada que la perforación por BULLET para roca sólida.

La fig. 2 muestra varios modelos de evaluación o desarrollo del chorro. En esta técnica, la penetración es obtenida a partir de la alta velocidad del jet o chorro ($\pm 30,000$ pies/seg) el cual produce una presión de impacto dentro del orden de cuatro millones de psi sobre el blanco ⁽⁷⁾. Muchos tipos de perforador de chorro en toda la tubería son muy útiles (tipo CARBULA, CHORRO VIBRADOR, etc). En general se ha encontrado que estos perforadores son más eficientes para roca sólida (yacimientos naturalmente fracturados) que los perforados de BULLET.

La tabla 1 compara la penetración del BULLET y a CHORRO basada en estudios de LEBUS ⁽⁸⁾. Nótese que para formaciones suaves la penetración es la misma usando los dos tipos.

Por lo tanto, para el caso de formaciones sumamente sólidas (yacimientos naturalmente fracturados) la profundidad de penetración es más grande cuando es usada la perforación a chorro.

6.3 TIPOS COMPARADOS DE TERMINACION.

Un ejemplo de problemas de terminación intrincados es encontrado en el fracturado de ALTAMON en UTAH ⁽²⁵⁾. La fig. 3 muestra una sección transversal estratigráfica norte-sur del yacimiento, donde es evidente una gran variación en el espesor y la posición estratigráfica.

Esta pareja con la variación del ancho de la presión inicial

del yacimiento y la presencia de fracturas naturales generaron muchos problemas durante la perforación y operaciones de terminación.

Como un ejemplo, BAKER & LUCAS⁽²⁾ discutieron el pozo BLEAZARD 1-18B4 que fué perforado a 13,398 (pies), terminado con la tubería de revestimiento a 12,223 (pies) y con una tubería de revestimiento acanalada a profundidad total. El pozo produjo inicialmente 650 (bo/d) a través de la tubería de revestimiento acanalada y declinó a 160 (bo/d) más 115 (bw/d) y 75 (Mscfd) sobre 17/64 (pg) obstruido durante un mes.

Se instaló una válvula check en la parte superior de la tubería de revestimiento acanalada, y los 23 zonas que había mostrado fueron perforadas con un disparo por pie entre 11,806 y 12,128 (pies) para un incremento en la producción.

Se lanzó un trabajo de reperforación entre los 11,806 y 12,123 (pies) con dos disparos por pie, otra vez para un incremento en la producción.

Las perforaciones fueron estimuladas con 20,000 galones de ácido usando perlas de cera como un agente divergente, y el pozo produjo 1,500 (bo/d) y 23 (Mscfd) con estrangulador de 5/16 (pg) obstruido. Los registros de producción indicaron que solamente un poco del intervalo neto perforado 135 (pies) fueron productores, aunque el análisis de registro de pozo indicó una compensación de potencial adicional.

Después de cuatro meses la producción declinó a 700 (bo/d) y el acumulativo alcanzó alrededor de 140,000 STBO. Esto llevó a la conclusión que fué preferible arriesgar la entrada de cemento dentro de las fracturas, a quedar inmóvil teniendo la opción para estimular el yacimiento, y el uso de la terminación con la tubería de revestimiento acanalada sin cementar.

6.4 EVALUACION DE PERFORADORES.

La práctica indicó en un boletín de la API RP 43 ⁽⁹⁾ unas recomendaciones para la evaluación de perforadores de pozos. Este boletín es dividido dentro de dos principales secciones: LA EVALUACION BAJO CONDICIONES SUPERFICIALES; Y LA EVALUACION DE LA FISICA Y CARACTERISTICAS DE FLUJO OBTENIDAS BAJO PRESION Y TEMPERATURA.

La parte 1 define una colocación de pruebas estándar para la evaluación superficial de los perforadores con bullet y con chorro bajo condiciones dinámicas de tiro. La parte 2 define una preparación de pruebas estándar para la evaluación de perforadores de BULLET y CHORRO bajo condiciones de presión y temperatura en el flujo de laboratorio.

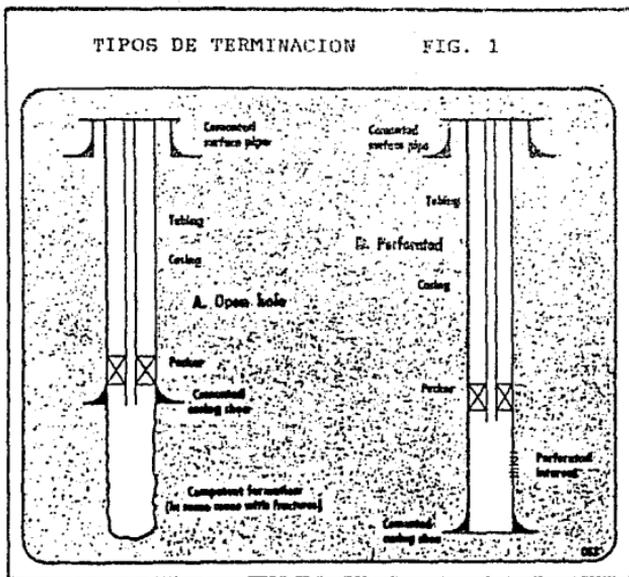
TABLE 1
COMPARISON OF BULLET
AND JET PENETRATION^{4 8}

CEMENT TARGET AGE, HR	COMPARATIVE FORMATION TYPE	DEPTH OF PENETRATION, IN.	
		BULLET	JET
24	VERY SOFT	*15	*15
48	SOFT	*15	*15
72	MED. SOFT TO MEDIUM	*15	11 7/8
5 DAYS	MED. HARD	12 7/8	12 ³ / ₁₆
7 DAYS	MED. HARD TO HARD	10 1/2	11 ³ / ₁₆
10 DAYS	HARD	9 3/8	10 1/2
OTHER TARGETS			
BEREA SAND CORE	VERY HARD	4 1/2	6 3/4
STEEL PLATE	?	2	3 1/2

*SHOT COMPLETELY THROUGH 15-IN. TARGET.

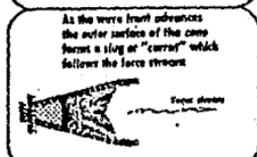
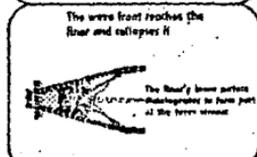
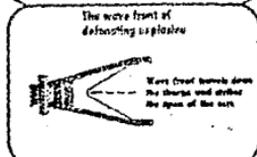
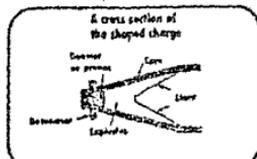
TIPOS DE TERMINACION

FIG. 1



DESARROLLO DEL CHORRO

FIG. 2

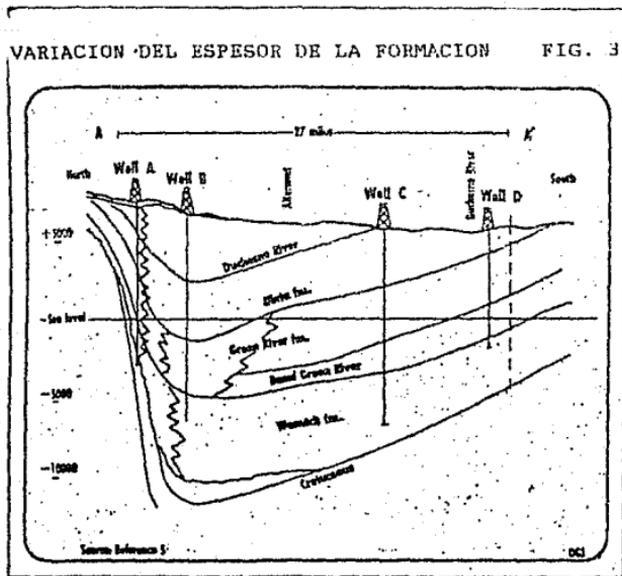


Source: EICHEN 7

251

VARIACION DEL ESPESOR DE LA FORMACION

FIG. 3



BIBLIOGRAFIA

1. FRANKLIN, L. O.: "DRILLING AND COMPLETION PRACTICES, SPRABERRY TREND", API DRILLING AND PRODUCTION PRACTICES (1952) 128-137.
2. BAKER, D. A., AND LUCAS, P. T.: "STRAT TRAP PRODUCTION MAY COVER 280+SQUARE MILES", WORLD OIL (APRIL 1972) 65-68.
3. MARTIN, P., AND NUCKOLS, E. B.: "GEOLOGY AND OIL AND GAS OCCURENCE IN THE DEVONIAN SHALES, NORTHERN AND WEST VIRGINIA", PROCEEDING OF THE SEVENTH APPALACHIAN PETROLEUM GEOLOGY SYMPOSIUM HELD AT MORGANTOWN, W. VA. (MAR. 1-4, 1976) 20.
4. GATLIN, CARL: PETROLEUM ENGINEERING--DRILLING AND WELL COMPLETION, PRENTICE HALL, ENGLEWOOD CLIFFS, N.J. (1960) 308-328.
5. FINDLEY, L. D.: "WHY UINTA BASIN DRILLING IS COSTLY AND DIFFICULT", WORLD OIL (APR. 1972) 77-91.
6. JOHNSTON, DAVID, DISCUSSION TO "DRILLING AND COMPLETION PRACTICES, SPRABERRY TREND", API (1952) 134-135.
7. FORSYTH, V. L.: "A REVIEW OF GUN-PERFORATING METHODS AND EQUIPMENT", API DRILLING AND PRODUCTION PRACTICES (1950).

8. LEBUS, J.: "SHOULD WE USE BULLETS OR JETS?" WORLD OIL (MARCH 1957).
9. "STANDARD PROCEDURE FOR EVALUATION OF WELL PERFORATORS", API RP 43, FIRST EDITION (OCTOBER 1962).

CONCLUSIONES

Este trabajo se llevo a cabo, con la revisión de la bibliografía descrita, con el fin de motivar el analisis de cada uno de los capitulos que la comprenden y así poder desarrollar un estudio completo de los yacimientos, tanto saturados como bajosaturados, para su mejor explotación.

Las siguientes conclusiones se obtuvieron de una evaluación de yacimientos hipotéticos fracturados y no-fracturados:

- 1) El análisis de registros combinados y el balance de materia proveen un nuevo potencial y una herramienta valiosa para la evaluación del comportamiento de yacimientos naturalmente fracturados.
- 2) La relación GAS-ACRÍTE se incrementa más rápidamente en los yacimientos fracturados que en los no-fracturados.
- 3) La recuperación de aceite, en la etapa de explotación primaria, es más baja en los yacimientos fracturados.
- 4) El espaciamiento de pozos sería más grande en yacimientos fracturados.

El procedimiento analítico, así como las técnicas que aquí se consideran, son muy importantes para obtener mejores resultados para la explotación de los yacimientos naturalmente fracturados, por lo que se recomienda realizar un programa de cómputo para agilizar el procedimiento de cálculo con el mínimo error, y así obtener una evaluación, en un período de tiempo más corto, de su comportamiento para su mejor explotación.