

01114
3
20J

DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
FACULTAD DE INGENIERIA

INYECCION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS DE
GAS Y CONDENSADO EN MEXICO

ING. ALFREDO LEON GARCIA
TESIS

PRESENTADA A LA DIVISION DE ESTUDIOS DE POSGRADO
DE LA FACULTAD DE INGENIERIA DE LA
UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

COMO REQUISITO PARA OBTENER EL GRADO DE :
MAESTRO EN INGENIERIA
(PETROLERA)
CD. UNIVERSITARIA D.F.

FEBRERO 1993

DIRECTOR DE TESIS : DR. FERNANDO SAMANIEGO VERDUZCO

**TESIS CON
FALLA DE ORIGEN**



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

PAGINA

1.-INTRODUCCION.	1
2.-CONCEPTOS GENERALES DE LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.	2
2.1.-Clasificación de los Yacimientos de Hidrocarburos por medio de su Diagrama de Fase.	2
2.1.1.-Yacimientos de Aceite de Bajo Encogimiento.	4
2.1.2.-Yacimientos de Aceite de Alto Encogimiento.	6
2.1.3.-Yacimientos de Gas y Condensado.	8
2.1.4.-Yacimientos de Gas Húmedo.	9
2.1.5.-Yacimientos de Gas Seco.	11
2.2.-Generalidades de los Yacimientos de Gas y Condensado.	11
2.3.-Muestreo de Fluidos en los Yacimientos de Gas y Condensado.	20
2.4.-Ecuaciones de Estado Utilizadas para Describir el Comportamiento de los Yacimientos de Gas y Condensado.	22
3.-EXPLOTACION DE LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.	30
3.1.-Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos.	30
3.2.-Comportamiento Primario (Agotamiento Natural).	36
3.3.-Comportamiento Primario con Entrada de Agua.	56
3.4.-Recuperación por Mantenimiento de Presión, Recirculación de Gas Seco y Gases No Hidrocarburos.	61
3.4.1.-Inyección de Gas Seco a Alta Presión.	62
3.4.2.-Inyección de Gas Seco a Baja Presión.	72
3.4.3.-Inyección de Nitrógeno, Mezclas con Nitrógeno y Aire.	75
3.5.-Inyección Alternada de Agua y Gas.	81
3.6.-Recuperación Secundaria en los Yacimientos de Gas y Condensado (Extracción de Agua al Acuifero).	91
3.7.-Simulación de los Yacimientos de Gas y Condensado. (Modelos de Composición Variable, Modelos de Aceite Negro Modificados, Modelos de Nivel Intermedio).	110
4.-INYECCION DE AGUA A LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.	122
4.1.-Relación de Movilidades.	123
4.2.-Eficiencia de Barrido.	126
4.3.-Permeabilidades Relativas Sistema Gas-Agua -Condensado.	129
4.4.-Efecto de la Mojabilidad en la Recuperación de Hidrocarburos.	135
4.5.-Experimentos de Laboratorio Relativos a la Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Gas y Condensado.	146
4.6.-Inyección de Agua en las Rocas Carbonatadas (Rocas Fracturadas).	151
4.7.-Importancia de la Caracterización de los Yacimientos Para un Proceso de Inyección de Agua Eficiente.	154
4.8.-Metodología de la Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Condensado.	158

5.-INYECCION DE AGUA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO EN EL MUNDO.	160
5.1.-Casos de Campo.	160
5.2.-Análisis Teóricos (Simulación, Balance de Materia).	164
6.-YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO EN MEXICO.	190
6.1.-Los Yacimientos de Gas y Condensado en las Zonas Petroleras de México.	190
6.2.-Yacimientos más Favorables a la Inyección de Agua.	193
7.-ANALISIS DE LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO FRACTURADO CON FUERTE EMPUJE HIDRAULICO : CAMPO FENIX.	195
7.1.-Características Generales del Yacimiento.	196
7.2.-Análisis Comparativo del Comportamiento de la Predicción del Yacimiento con Entrada de Agua, Con Agotamiento Natural y con el Comportamiento Real.	198
7.3.-Simulación de una sección X-Z del Campo Fénix, con un Simulador de Aceite Negro Modificado.	204
8.-ESTUDIO DE SIMULACION SOBRE EL EFECTO DE LA INYECCION DE AGUA EN UNA AREA DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO.	219
8.1.-Información General del Campo Giraldas.	219
8.2.-Caracterización del Yacimiento.	223
8.3.-Características de los Fluidos.	229
8.4.-Descripción del Simulador.	231
8.4.1.-Tipo y Tamaño de Malla.	232
8.4.2.-Representación Geológica.	232
8.4.3.-Caracterización del Fluido Simulador IMPEVETE.	232
8.4.4.-Representación de la Roca.	234
8.4.5.-Ajuste de la Historia Simulador SIMPCO.	238
8.4.6.-Descripción del Simulador COMP4.	248
8.4.7.-Ajuste de la Historia Simulador COMP4.	254
8.5.-Predicción del Comportamiento por Agotamiento Natural Simulador COMP4.	259
8.6.-Predicción del Comportamiento con Inyección de Agua Simulador COMP4.	268
8.7.-Comparación de la Predicción del Comportamiento por Agotamiento Natural y por Inyección de Agua Simulador COMP4.	271
8.8.-Simulación de la Inyección de Agua Considerando Efecto de Doble Porosidad.	284
9.-CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.	295
10.-BIBLIOGRAFIA.	298

RESUMEN.

La toma de decisiones en la planeación estratégica del desarrollo de un campo está relacionada con la comprensión de los fenómenos involucrados en la explotación de los yacimientos de gas y condensado; por esta razón se revisaron algunos conceptos relacionados al comportamiento termodinámico de los fluidos, variación composicional, muestreo de fluidos y las ecuaciones de estado que nos permiten reproducir el comportamiento composicional de los fluidos contenidos en los yacimientos ya citados.

Se evalúan todos los mecanismos de explotación posibles : agotamiento natural, comportamiento primario con entrada de agua, mantenimiento de presión por inyección de gas (gas seco, CO₂, N₂, etc.) tanto a alta como a baja presión, la inyección alternada de agua y gas, así como también el método de recuperación secundaria (extracción de agua del acuífero) el cual se visualizó como muy prometedor para incrementar la recuperación en los yacimientos de gas y condensado que se han explotado por comportamiento primario con un empuje de agua muy activo o parcialmente activo, y que tienen una saturación de gas residual a alta presión.

Se revisaron todos los mecanismos que intervienen en un proceso de inyección de agua, como son : relación de movilidades, eficiencias de barrido, mojabilidad, permeabilidades relativas; también se hizo una revisión de los estudios de laboratorio que se han efectuado para evaluar el efecto de la inyección o entrada de agua en los yacimientos de gas y de gas y condensado.

En vista de que los principales yacimientos de gas y condensado que existen en nuestro país se encuentran en rocas carbonatadas fracturadas, se evaluó el efecto de la inyección de agua en este tipo de rocas.

Se hace notar la importancia de caracterizar un yacimiento adecuadamente antes de iniciar un proceso de inyección agua, para lo cual deben de trabajar en forma mancomunada Ingenieros Petroleros, Geólogos, Geofísicos, etc.

La metodología de la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado debe ir encaminada a determinar el volumen óptimo de inyección de agua, aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales y evitar que el agua irrumpa en los pozos productores.

Se efectuó un análisis de los casos de campo reportados en la literatura sobre la inyección de agua en los yacimientos de gas o de gas y condensado. También se revisaron los estudios teóricos efectuados tanto con simuladores como con balance de materia, para ver si con la inyección de agua se podría obtener una recuperación adicional de hidrocarburos. En todos los casos se obtuvieron recuperaciones mayores de gas y de líquido que las que se hubieran esperado en la explotación del yacimiento por agotamiento natural, siendo siempre mucho mayores las recuperaciones obtenidas para el condensado.

El campo de gas y condensado Fenix, se explotó, bajo un empuje hidráulico activo, obteniendo una recuperación mucho mayor de condensado y ligeramente mayor de gas a la que se hubiera obtenido

si el yacimiento se hubiera explotado por agotamiento natural sin entrada de agua. Se compararon las predicciones obtenidas con un simulador para la explotación por agotamiento natural sin entrada de agua, y con entrada de agua, a las obtenidas en la historia real del campo.

Una sección X-Z del campo Fenix se utilizó para probar la opción de gas y condensado del simulador de aceite negro modificado Eclipse 100, el objetivo era ajustar la historia presión - producción del yacimiento, para posteriormente efectuar una predicción por agotamiento natural y por inyección de agua. El estudio no se concluyó quedando en la etapa de ajuste de la historia.

Se efectuó una caracterización del campo Giraldas por medio de la interpretación de las pruebas de presión y de los registros geofísicos; el yacimiento se zonificó en 5 capas en la dirección Z, con 10 celdas en la dirección X y 10 en la dirección Y; el objetivo era efectuar un estudio de simulación con el simulador composicional GEM, y posteriormente efectuar un estudio por agotamiento natural y por inyección de agua. La simulación no se llevó a cabo por la falta de disponibilidad del simulador.

Una sección en 3 dimensiones X-Y-Z del campo Giraldas (gas y condensado), la cual comprende 3 pozos, se seleccionó para efectuar un estudio con el simulador composicional SIMPCO, para visualizar el incremento en la recuperación de hidrocarburos obtenido con la inyección de agua comparado con el esperado por agotamiento natural. La sección seleccionada se discretizó en una malla rectangular de $10 \times 10 \times 5$ en las direcciones X-Y-Z respectivamente. Se ajustaron 5 años de la vida productiva del área seleccionada con el simulador composicional SIMPCO. Posteriormente y dada la disponibilidad del simulador composicional COMP4 se transformó el paquete de datos de ajuste usados con el simulador SIMPCO para efectuar las corridas de predicción por agotamiento natural y con inyección de agua con el simulador antes referido.

Se efectuaron varias predicciones con diferentes volúmenes porosos de hidrocarburos inyectados de agua, obteniendo incrementos en los factores de recuperación entre 3.84 y 15.34 % para el condensado, 1.81 y 17.64 % para el gas residual y 6.04 y 21.27 % para el gas total.

Una simulación del comportamiento del campo Giraldas con la inyección de agua iniciada el 1° de julio de 1995, demostró que es técnicamente factible inyectar agua en un yacimiento de gas y condensado con comportamiento volumétrico aún a etapas avanzadas de agotamiento, al obtener incrementos en los factores de recuperación de 3.19, 12.99 y 14.36 % de condensado, gas residual y total respectivamente, comparados con los esperados por agotamiento natural.

De un análisis de sensibilidad efectuado para determinar el efecto de la saturación de gas residual en la recuperación de hidrocarburos, se determinó que aún a altos altos de saturación de gas residual (40 %) se obtuvieron factores de recuperación de gas y de condensado bastante buenos.

Se efectuó la simulación del área de estudio tomando en cuenta la naturaleza fracturada del yacimiento, y se efectuó la comparación con los valores determinados en la simulación del medio homogéneo. Los factores de recuperación de hidrocarburos obtenidos considerando el medio fracturado fueron menores para las mismas condiciones que los calculados considerando el medio de una sola porosidad. Lo anterior confirma que no es posible reproducir el comportamiento de un medio fracturado considerando un modelo homogéneo.

Los factores de recuperación determinados para la inyección de agua en el medio fracturado, nos confirman que es factible la inyección de agua en este tipo de yacimientos, sin embargo la decisión final debe estar sustentada en el análisis económico.

1.-INTRODUCCION.

Inyectar agua en los yacimientos de gas y condensado se consideró por mucho tiempo como una alternativa poco promisoría, puesto que en este tipo de yacimientos, que se explotaron con acuífero activo se obtuvieron recuperaciones menores de gas y condensado que las que se hubieran esperado si el yacimiento se hubiera explotado por agotamiento natural¹⁰⁷. Sin embargo la comparación fué errónea puesto que los yacimientos de gas y condensado que existían en el pasado no tenían los grandes relieves estructurales que presentan los yacimientos de gas y condensado del Mezozoico Chiapas-Tabasco, además el contenido de líquido retrógrado del gas es muy elevado, lo cual ubica por ejemplo a los fluidos de los campos Fenix y Girdaldas a las condiciones de presión y temperatura originales del yacimiento como cercanos al punto crítico. Estas características tan favorables a la inyección de agua que presentan los yacimientos del Mezozoico Chiapas-Tabasco, hacen necesario evaluar la inyección de agua como una alternativa que debe ser tomada en cuenta antes de decidir que tipo de mantenimiento de presión implantar en un yacimiento de gas y condensado con el fin de incrementar la recuperación tanto de gas como de condensado.

El bajo costo del agua, su facilidad para recolectarla, transportarla y procesarla, así como el hecho de que posea una muy baja compresibilidad, hacen posible que un proyecto por inyección de agua sea mucho más económico que un proyecto de inyección de gas. Si las características geológicas y estructurales de yacimiento lo permiten se pueden obtener recuperaciones de hidrocarburos semejantes o aún mayores con inyección de agua a la esperada con la inyección de gas, siempre y cuando se tenga un estricto control sobre los ritmos de producción de hidrocarburos.

Los estudios efectuados por diversos autores^{50,61,64,66,71,76,77,78} y la simulación efectuada sobre una sección del campo Girdaldas, confirman que es posible incrementar en forma substancial la recuperación de líquido retrógrado y obtener ligeros incrementos en la recuperación de gas con la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado.

El hecho de que un yacimiento sea fracturado no debe ser una limitante para que se pueda llevar a cabo un proyecto de inyección de agua con éxito, siempre y cuando se tenga un seguimiento riguroso del proyecto y se posea una adecuada caracterización del medio fracturado.

2.-Conceptos Generales de los Yacimientos de Gas y Condensado.

2.1.-Clasificación de los Yacimientos por Medio de su Diagrama de Fase.

Para obtener la máxima recuperación de hidrocarburos de un yacimiento y poder diseñar el mejor método para manejar el gas y líquido en la superficie, se requiere del conocimiento de la variación de las propiedades físicas de los hidrocarburos bajo diferentes condiciones de presión y temperatura.

La parte de la fisicoquímica que estudia el comportamiento termodinámico de los hidrocarburos desde que abandonan la formación productora hasta que son producidos en la superficie se conoce como diagrama de fase.

Los diagramas de fase nos proporciona un panorama amplio de la manera como actúan los 3 fenómenos físicos^{5,6} que rigen el comportamiento molecular bajo las condiciones de interés de la explotación de los yacimientos; estos fenómenos físicos son: presión, atracción molecular y energía cinética. El incremento de presión hace que se junten las moléculas, propiciando que un material se vuelva más denso a una temperatura constante, y es lo que ocasiona la condensación de una fase gaseosa.

Los hidrocarburos están formados fundamentalmente por miles de átomos de hidrógeno y carbono (aunque también pueden contener algunas impurezas tales como CO_2 , H_2S , N_2). Las combinaciones de hidrocarburos cubren un rango amplio desde moléculas pesadas, como por ejemplo los hidrocarburos de la serie nafténica; moléculas intermedias tales como pentano, hexano, etc. hasta las moléculas ligeras como el metano y el etano. La atracción molecular hace que las moléculas tiendan a juntarse y actúa sobre las moléculas de igual forma que la presión. Las fuerzas atractivas decrecen a medida que la distancia entre las moléculas se incrementan y estas fuerzas son función del tamaño de las moléculas; también se incrementan a medida que aumenta la densidad molecular; en el caso de líquidos estas fuerzas son muy grandes y en el caso de gases muy pequeñas. La energía cinética o de movimiento hace que se dispersen las moléculas. Esta se incrementa a medida que se incrementa la temperatura; el incremento en esta energía produce que la fase líquida pase a fase gaseosa y el material por lo general tiende a hacerse menos denso.

Normalmente en el laboratorio no se determina totalmente el diagrama de fase, por que generalmente resultaría impráctico desde el punto de vista experimental determinar toda la envolvente de fase y además no se cuenta por lo común en los laboratorios con el equipo necesario para alcanzar las presiones altas y temperaturas que se requieren; además salvo algunas excepciones la temperatura del yacimiento es prácticamente constante, por lo cual en el laboratorio se efectúan las pruebas PVT a temperatura del yacimiento; las pruebas PVT que por lo general se llevan a cabo para aceites negros son: expansión a composición constante (separación flash), separación diferencial convencional, determinación de la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento y se determina también la composición de la corriente gaseosa liberada en cada etapa de la

separación diferencial. Para aceite volátil y gas y condensado se efectúan expansión a composición constante (separación flash), separación diferencial a volumen constante y se determina la composición de la fase gaseosa extraída en cada etapa de la separación diferencial; en el caso de fluidos de aceite volátil también se determina la viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento. También es práctica común simular en el laboratorio las condiciones de separación de los hidrocarburos en superficie para determinar las propiedades de los fluidos bajo diferentes condiciones de separación.

Existen algunas ocasiones en las que se determina experimentalmente alguna porción del diagrama de fase, como es el caso cuando no se tiene una certeza de la temperatura del yacimiento o cuando se tiene un yacimiento cercano al punto crítico y existe incertidumbre en si los hidrocarburos están en una fase líquida o gaseosa.

Actualmente en los laboratorios modernos se determina la composición original de los fluidos en los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado, ya que en estos no se puede predecir el comportamiento de los yacimientos con los métodos tradicionales de balance de materia, debido al intercambio de masa que existe entre las fases líquida y gaseosa. Por esta razón en la actualidad se predice el comportamiento de estos yacimientos con modelos de composición variable altamente sofisticados.

Con la composición original de los fluidos y con información obtenida de los análisis PVT, se puede determinar el diagrama de fase completo en caso que se requiera con el paquete IMPEVETE¹⁵⁰ del simulador SIMPCD desarrollado por el IMP. También se puede obtener a través del uso de paquetes PVT que se proporcionan con los modelos composicionales comerciales como es el caso del paquete PVT¹³⁷ del simulador Eclipse 300, o del paquete CMGPROP¹⁴⁰ del simulador GEM.

Las propiedades superficiales de los fluidos tal como relación gas-aceite, densidad del aceite a condiciones de tanque y color del aceite, nos sirven como indicadores del tipo de yacimiento de que se trate. Existen algunas excepciones como por ejemplo cuando se tiene un yacimiento de aceite con un casquete de gas asociado, en este caso si se termina un pozo de aceite cerca del contacto gas-aceite podría existir una conificación del gas hacia el pozo lo cual nos daría altas relaciones gas-aceite; otro ejemplo sería con la densidad de aceite a condiciones de tanque, ya que se han detectado valores tan bajos como 0.7200 gr/cm³ para yacimientos con puntos de burbuja y tan altos como 0.8816 gr/cm³ para yacimientos con presión de rocío. Finalmente tampoco el color es un factor muy determinante, ya que se han detectado condensados de color negro, y este color es atribuible por lo general a aceites.

La transición en composición y propiedades de un tipo de yacimiento a otro es gradual, sin embargo para RGA^s entre 267 a 624 m³/m³ los yacimientos de aceite volátil y de gas y condensado no se pueden identificar con base a la RGA ni a la densidad, debido a que los rangos (ver las secciones 2.1.2 y 2.1.3) que nos sirven para clasificarlos se superponen.

Una forma común de clasificación de los yacimientos en base al

comportamiento termodinámico de los fluidos que contiene es usando el diagrama de comportamiento de fase^{3,4,7}, el cual está representado en la figura 1 por una gráfica de presión contra temperatura. En este diagrama se observa que la envolvente de fases (unión de la curva de burbujeo y la de rocío), divide el diagrama en 3 regiones perfectamente definidas: la región A que es la región de líquidos y está situada fuera de la envolvente de fase y a la izquierda de la temperatura crítica, la región B es la región de gases y está situada a la derecha de la temperatura crítica y fuera de fase y por último la región C que es la región de 2 fases, se encuentra dentro de la envolvente de fase y limitada por esta; en esta región (C) existen las curvas de calidad que indican el porcentaje de líquido que existen a ciertas condiciones de presión y temperatura, uniéndose estas curvas en el punto crítico. La región C establece las condiciones de presión y temperatura a la cual existen 2 fases en equilibrio. Además se observa en el diagrama de fase la cricondenbara, que es la presión máxima a la cual existen 2 fases en equilibrio, y la cricondenterma que es la temperatura máxima que permiten que exista gas y líquido en equilibrio.

En el diagrama de fase temperatura contra presión se observa la línea D, la cual describe el comportamiento de los fluidos desde el yacimiento hasta las condiciones de separación en la superficie, a la presión y temperatura de separación, observándose el rendimiento de los fluidos en la superficie por medio de las líneas de calidad entre las cuales se encuentra la presión y la temperatura de separación.

El fluido original del yacimiento tendrá un diagrama característico, el cual puede modificarse durante la explotación del yacimiento debido a la extracción preferencial de algún tipo de hidrocarburos (gas o aceite) o si se inyecta algún tipo de fluido (CO₂, N₂, gas natural, etc.) que sea miscible con los hidrocarburos que existan en el yacimiento.

Los yacimientos se pueden caracterizar⁷ de acuerdo a la posición que ocupan en el diagrama de fase en 5 tipos:

- 2.1.1.-Yacimientos de Aceite de Bajo Encogimiento.
- 2.1.2.-Yacimientos de Aceite Volátil o de Alto Encogimiento.
- 2.1.3.-Yacimientos de Gas y Condensado.
- 2.1.4.-Yacimientos de Gas Húmedo.
- 2.1.5.-Yacimientos de Gas Seco.

A continuación se hace una breve reseña de las principales características de cada tipo de yacimiento poniendo especial énfasis en los yacimientos objeto de éste trabajo: los yacimientos de gas y condensado.

2.1.1.-Yacimientos de Bajo Encogimiento.

A los yacimientos de aceite de bajo encogimiento también se les conoce como de aceite negro, estos están representados en la figura 2. Si la mezcla original de hidrocarburos se encuentra en el punto

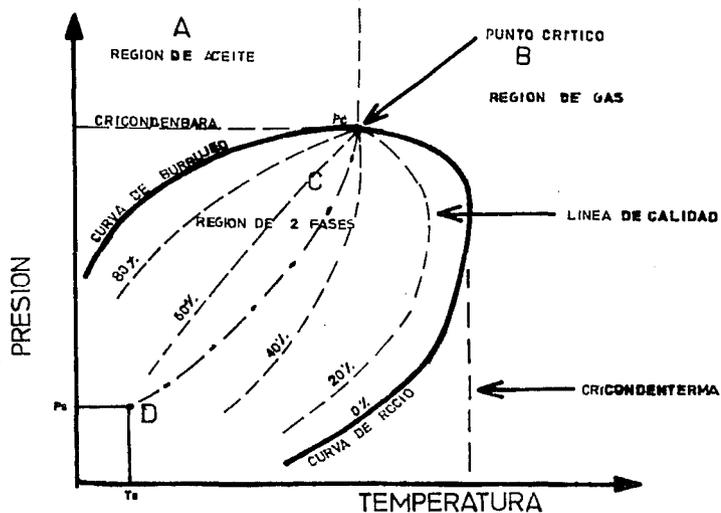


FIG. 1.- DIAGRAMA DE FASE PRESION VS TEMPERATURA.^{5,6}

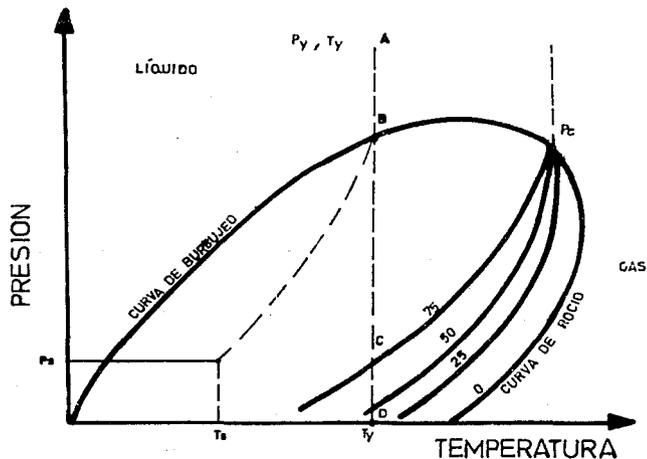


FIG. 2.- DIAGRAMA DE FASE PARA LOS ACEITES DE BAJO ENCOGIMIENTO.⁷

A el yacimiento se dice que es de aceite bajosaturado, es decir se encuentra a una presión mayor que la presión de burbuja o presión de saturación, con todo el aceite saturado con gas; un decremento de presión adicional origina que se formen 2 fases (líquido y gas) en el yacimiento.

Los componentes que primero se liberan al caer la presión abajo de la presión de burbuja, son los componentes más ligeros como el metano y el etano, ya que son los que poseen la mayor energía cinética y las menores fuerzas de atracción. Después de estos componentes se empiezan a liberar los componentes intermedios y posteriormente las moléculas más pesadas. Consecuentemente a medida que va disminuyendo la presión del yacimiento se va incrementando el contenido de componentes pesados en la fase gaseosa, aunque predominando los componentes ligeros.

Se observa en la figura 3 que para los aceites de bajo encogimiento existe una variación uniforme en el encogimiento del líquido desde el punto B al punto C, causado principalmente por las pérdidas de componentes ligeros. Del punto C al punto D, en el rango de presiones bajas el encogimiento se incrementa rápidamente por la liberación de la fase líquida de las moléculas intermedias y las pesadas, lo cual ocurre porque a estos rangos de presión se incrementa la energía cinética y disminuyen las fuerzas de atracción de las moléculas pesadas.

En los aceites de bajo encogimiento predominan las moléculas pesadas y es bajo el contenido de moléculas intermedias C₂-C₆. Las líneas de calidad se cargan hacia la curva de presiones de rocío, lo que nos indica que durante la explotación del yacimiento por comportamiento primario nos quedarán altas saturaciones de líquido residual en el yacimiento. Las relaciones gas-aceite obtenidas en superficie son bajas, menores de 200 m³/m³. Estos aceites son de color oscuro con densidades mayores de 0.85 gr/cm³. Por las causas que se explicaron anteriormente el gas de separador contiene pocos licuables, menos de 30 bls/10⁶ p^a.

2.1.2.-Yacimientos de Aceite Volátil o de Alto Encogimiento.

Se identifican por que tienen mayores cantidades de componentes intermedios y menos componentes pesados en la mezcla. En la figura 4 se presenta un diagrama de fase típico para este tipo de yacimientos observándose que la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica pero muy cercana a ésta, y que las curvas de calidad están separadas de la curva de puntos de rocío.

En la figura 3 se observa que el decremento de presión del punto B al punto C, ocasiona que no solo las moléculas ligeras sino también las pesadas abandonen la fase líquida, lo cual es ocasionado por la alta energía cinética de las moléculas intermedias y por la atracción que ejercen sobre ellas las moléculas ligeras. En el rango de presión intermedia del punto C al punto D, existe una disminución en la atracción entre las moléculas ligeras y las intermedias debido al decremento de presión y existe por lo tanto una mayor afinidad entre las moléculas intermedias y las pesadas de la fase líquida,

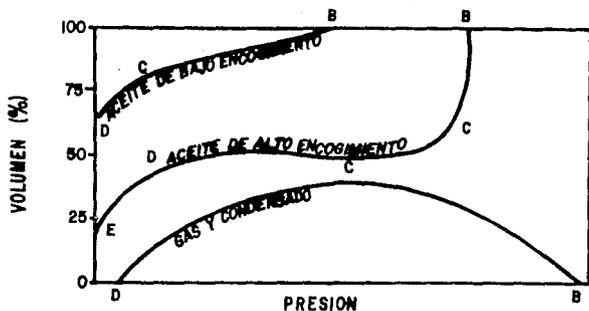


FIG. 3.- VARIACION DEL VOLUMEN DE HIDROCARBUROS EN EL YACIMIENTO CON LA VARIACION DE LA PRESION:

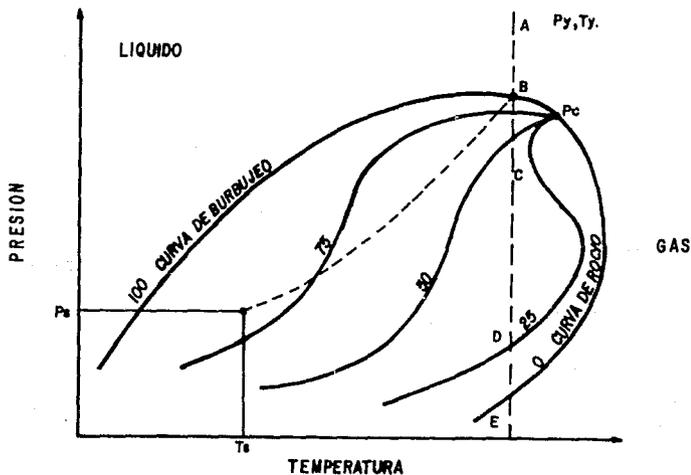


FIG. 4.- DIAGRAMA DE FASE PARA LOS YACIMIENTOS DE ALTO ENCOGIMIENTO:

evitándose un fuerte encogimiento como el que se tenía en el rango de la presión cercana a la presión de burbuja, debido a esto se obtiene una disminución suave en la curva de encogimiento. En el rango de baja presión existe un fuerte encogimiento (punto D al E), debido a la vaporización de las moléculas pesadas y a la atracción que ejercen sobre estas las moléculas intermedias ocasionado que también aquellas se liberen de la fase líquida. La recuperación de líquido y gas en la superficie depende fuertemente de la presión y temperatura de separación, así como del número de etapas de separación.

El comportamiento³ por agotamiento de este tipo de yacimientos, esta más influenciado por el comportamiento termodinámico de los fluidos que por los efectos de permeabilidad relativa (flujo en 2 fases).

Las condiciones de separación se sitúan en la región de 2^a fases con relaciones gas-aceite entre 200 y 1000 m³/m³ (Moses¹⁹ da un rango de 360 a 540 m³/m³), los líquidos a condiciones de tanque son ligeramente coloreados con densidades entre 0.75 y 0.82 gr/cm³, el contenido de licuable es alto y puede llegar incluso a valores del orden de 70×10^6 bls/10⁶ p³.

Las composiciones de aceites de tipo volátil, son generalmente caracterizadas por un contenido de heptanos y más pesados entre 12.5 y 20 %, con 35 % o más de metano a hexano.

2.1.3.-Yacimientos de Gas y Condensado.

El diagrama de fase característico se presenta en la figura 5 , donde se observa que la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura crítica pero menor que la cricondenterma y las líneas de calidad con alto porcentaje de líquido predominan en las cercanías de la curva de burbuja. Si la presión del yacimiento se encuentra en el punto A, la mezcla de hidrocarburos se encuentra en una sola fase gaseosa. Si la presión del yacimiento cae abajo de la presión de rocío (B), se empieza a formar una fase líquida en el yacimiento, contrario a lo que se podría esperar del comportamiento normal de un gas. Si continua bajando la presión se llega al punto donde existe un máximo de líquido retrógrado en el yacimiento (C) y si aún baja más la presión empieza a existir una evaporización normal hasta que (teóricamente) se evaporaría todo el líquido y llegaríamos al punto D.

El efecto de condensación retrógrada es causado por el contenido de moléculas de diferentes tamaños de los fluidos del yacimiento y de la forma como actúan las diferentes fuerzas que rigen el comportamiento molecular. Un decremento de presión abajo de la presión de rocío (punto B), a temperatura del yacimiento ocasiona que las fuerzas de atracción entre las moléculas ligeras y pesadas disminuya, siendo esto causa de que las moléculas se separen; si la presión continua disminuyendo a la temperatura del yacimiento, continua la condensación retrógrada hasta alcanzar el valor máximo al punto C. Un decremento de presión abajo de este punto ocasiona que las moléculas pesadas se empiecen a evaporar normalmente debido a la disminución de la presión y el golpeteo

molecular de las moléculas ligeras en la superficie líquida originando que sean más las moléculas que se evaporan que las que entran a la fase líquida, si continua la disminución de la presión llegaríamos al punto D donde se conseguiría que se evaporara toda la fase líquida.

El condensado retrógrado, formado en los poros de la roca, está formado mayormente por componentes intermedios de gran valor comercial, el cual puede fluir o no hacia los pozos dependiendo de la saturación de la fase líquida en los poros de la roca. En caso de que fluya, el flujo es muy restringido y la evaporación del líquido en el yacimiento a medida que avanza el tiempo de explotación es muy baja, lo que ocasiona que el gas recuperado sea cada vez más pobre en componentes intermedios.

La producción de este tipo de yacimientos ocurre en la región de 2 fases, con relaciones gas-aceite entre 500 y 15,000 m^3/m^3 (Moses da un rango entre 540 y 27,000 m^3/m^3), la densidad del condensado varía entre 0.75 y 0.82 gr/cm^3 (aunque se han reportado densidades del orden de 0.88 gr/cm^3), el color generalmente es claro, aunque se han detectado colores oscuros. La coloración nos da una idea de los componentes que contiene la mezcla, así los colores oscuros nos indican un gran contenido de componentes pesados y que el yacimiento tiene una presión de rocío muy alta, ya que se requieren presiones sumamente altas para vaporizar las fracciones pesadas; si por el contrario el condensado es claro indica que es menos rico en fracciones ligeras y consecuentemente tendrá una presión de rocío más baja.

Existe una división clara desde el punto de vista composicional entre un yacimiento de aceite volátil y uno de gas y condensado. Si la composición original de hidrocarburos contiene un valor mayor de 12.5 % mol de heptanos y más pesados, se trata de un yacimiento que se encuentra en fase aceite, si es menor de este valor seguramente se encuentra en fase gaseosa. Como excepción en algunos casos se han encontrado aceites con contenido de heptanos y más pesados con valores del orden de 10 % mol y condensados con valores tan altos como 15 % mol.

2.1.4.-Yacimientos de Gas Húmedo.

Se presenta en la figura 6 el diagrama de fase representativo de este tipo de yacimientos; aquí se observa que en el punto A a una temperatura y presión del yacimiento, la mezcla de hidrocarburos se encuentra en una sola fase gaseosa. Si decrece la presión del yacimiento del punto A al punto B, se observa que nunca se formará en el yacimiento una fase líquida. Las condiciones de separación en la superficie se ubican en la zona de 2 fases, con relaciones gas-aceite entre 10,000 y 20,000 m^3/m^3 . El condensado que se deposita de estos gases a condiciones de tanque es de color blanco transparente con densidades entre 0.75 y 0.80 gr/cm^3 , el contenido de licuables del gas es bajo, menor de 30 bls/10⁶ p.

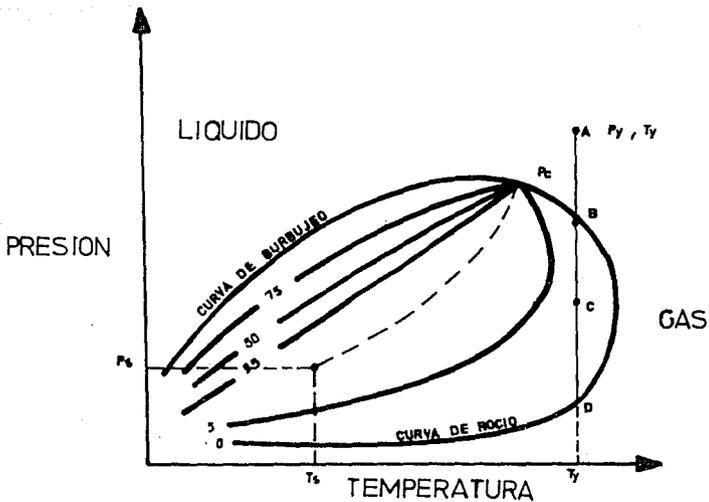


FIG 5.-DIAGRAMA DE FASE CARACTERISTICO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.

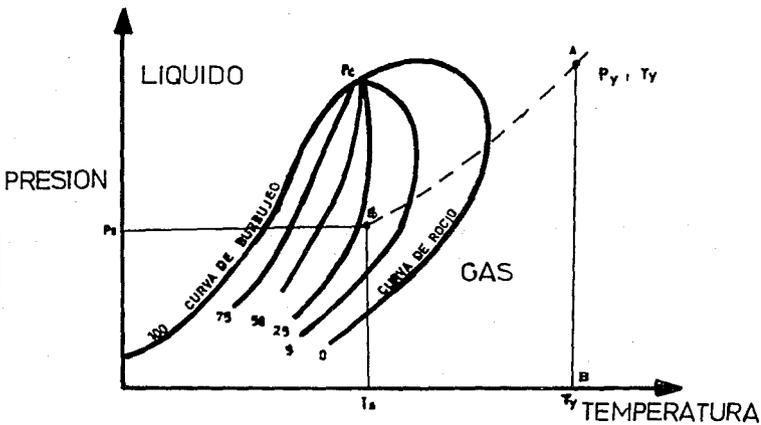


FIG. 6.-DIAGRAMA DE FASE CARACTERISTICO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS HUMEDO.

2.1.5.-Yacimientos de Gas Seco.

Los yacimientos de gas seco son representados por el diagrama de fase de la figura 7. Aquí tenemos el punto A a la presión y temperatura del yacimiento en una sola fase gaseosa; si decrece la presión hasta el punto B la muestra siempre estará en fase gaseosa. Al producir los líquidos en la superficie, la presión y temperatura de separación quedan fuera de la zona de 2 fases, por lo que siempre estaremos produciendo solamente gas con fracciones muy pequeñas de condensado. Generalmente los yacimientos con una RGA mayor de 20,000 m³/m³ se consideran de gas seco.

2.2.-Generalidades de los Yacimientos de Gas y Condensado.

Con la perforación de pozos cada vez más profundos, se han incrementado los descubrimientos de los yacimientos de gas y condensado, debido a que el incremento en componentes ligeros e intermedios de una mezcla de hidrocarburos de un yacimiento es función de la temperatura y esta a su vez es función de la profundidad, por lo cual podemos suponer que estos descubrimientos se incrementarán en el futuro, lo cual hace necesario entender los mecanismos que intervienen en la explotación de este tipo de yacimientos, para proponer las alternativas requeridas para el desarrollo óptimo de los yacimientos en consideración.

Se ha observado que la recuperación en los yacimientos de gas y condensado que se han explotado por agotamiento natural, es del orden de 80 al 90 % para el gas y del 40 al 50 % para el líquido; las bajas recuperaciones obtenidas para el líquido por agotamiento natural, nos sugieren la posibilidad de incrementar la recuperación de los hidrocarburos líquidos evitando la condensación retrógrada por la inyección de algún fluido a una presión mayor que la presión de rocío. Los fluidos que generalmente son considerados son; gas natural, CO₂, N₂, gas de combustión y actualmente se considera que puede ser atractiva la inyección de agua. La recuperación de líquidos también depende fuertemente de las condiciones y del número de etapas de separación en superficie, por lo cual es necesario establecer a que condiciones de separación se obtiene la mayor recuperación de condensado a condiciones de tanque.

Algunos yacimientos de gas y condensado quizás estén asociados con yacimientos de aceite volátil, o durante la explotación de los yacimientos de aceite volátil también se podría formar un casquete secundario de gas (que sería de gas y condensado), si lo permiten las condiciones estructurales de la formación y las condiciones de explotación. Cuando el yacimiento de gas y condensado está asociado a uno de aceite, las composiciones de las zonas de gas y aceite son muy diferentes, por un lado el aceite estará a su presión de burbuja y el gas a su presión de rocío. La figura 8 presenta el diagrama de fase para este sistema.

En los yacimientos de gas y condensado de alto relieve estructural, se ha detectado que por lo general existe una variación

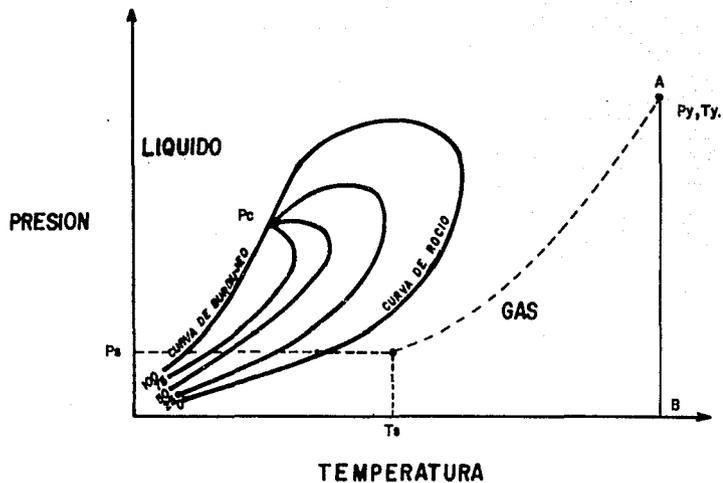


FIG. 7.-DIAGRAMA DE FASE CARACTERISTICO DE LOS YACIMIENTOS DE GAS SECO.

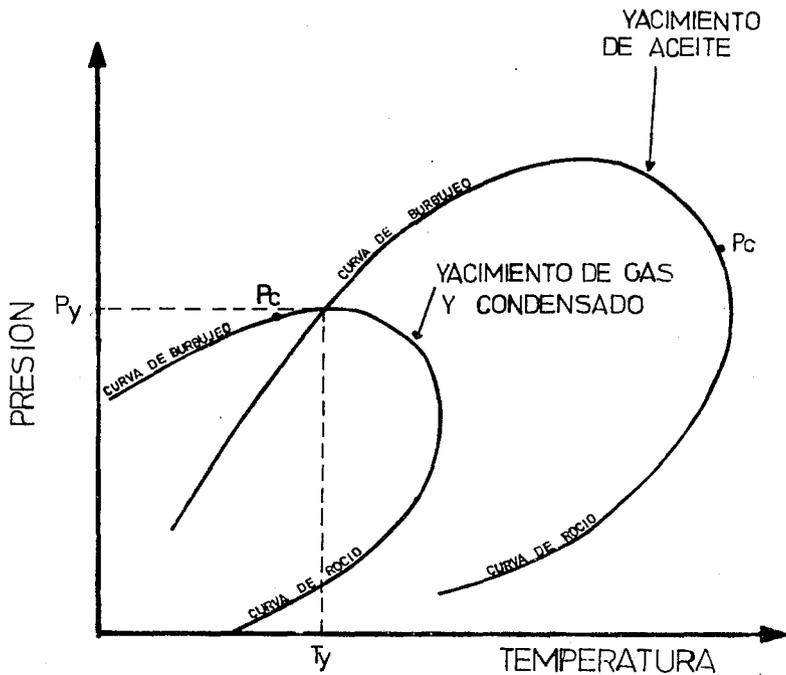


FIG 8.- DIAGRAMA DE FASE PARA UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO ASOCIADO A UN YACIMIENTO DE ACEITE.²⁰

de las fracciones pesadas del gas con respecto a la profundidad; se han observado algunos gradientes composicionales donde el contenido de líquido en la cima de la estructura es de cerca de la mitad del que se tiene en la base⁴².

Se observa en la figura 9, la variación de la relación gas-aceite con la profundidad en un pozo de un yacimiento de gas y condensado; los valores de RGA se obtuvieron a través de pruebas de formación (DST) efectuadas a diferentes profundidades⁴². Es necesario definir el gradiente composicional en el yacimiento a través de programar pruebas de formación (DST) en varios pozos a intervalos estratégicamente situados tanto en sentido areal como vertical. Un gran número de yacimientos de gas y condensado presentan una zona de líquido en la base del yacimiento, la cual debe detectarse al inicio de la explotación del yacimiento para que sea tomada en cuenta en los estudios de predicción de comportamiento del yacimiento. Una prueba de formación a través del Probador de Formación Múltiple (RFT) nos proporciona una confirmación de la existencia de una zona de líquido; la figura 10 presenta un ejemplo del uso de este registro.

Otra manera de detectar el gradiente composicional, es a través de los resultados de los análisis PVT efectuados para pozos ubicados a diferentes profundidades del yacimiento; si se efectúa una gráfica de presiones de rocío contra profundidades de muestreo, por lo general se observa que la presión de rocío es mayor conforme aumenta la presión, lo que significa que cuando se iguala la presión de rocío a la presión del yacimiento, se tendrá una fase líquida en los poros de la roca; en la figura 11 se presenta una gráfica de la variación de la presión de rocío y la presión del yacimiento contra la profundidad. Será necesario determinar la composición de los fluidos originales a diferentes profundidades del yacimiento para determinar el gradiente composicional que proporcione la composición representativa para cada profundidad que se debe usar en los modelos de composición variable.

En la tabla 1 se presenta la composición de algunos yacimientos de gas y condensado, pudiéndose observar la amplia gama de composiciones que existen en este tipo de yacimientos, desde un gas pobre (columna 1), hasta un gas rico (columna 4). Se observa que por lo general existe un incremento en las fracciones pesadas a medida que aumenta la presión de rocío y la temperatura del yacimiento. Los métodos de cálculo tradicionales^{10,20} suponen que no existe movilidad del condensado en la formación, pero para gases ricos en componentes pesados, puede existir movilidad del líquido. Si esto sucede la predicción del yacimiento se deberá hacer con un simulador composicional o con un método de balance de materia composicional.

Finalmente en la tabla 2, se proporciona²⁵ el rango de gas muy pobre a gas rico en componentes intermedios, en base a la relación de m^g del efluente por m^a de condensado para los yacimientos en discusión.

TABLA 1
COMPOSICION ORIGINAL PARA VARIOS YACIMIENTOS
DE GAS Y CONDENSADO

Componentes	(1) ¹⁴	(2) ¹⁵	(3) ¹⁶	(4) ²⁴
	Composición	Original	(% Mol)	
CO ₂	0.050	2.600	2.740	0.000
H ₂ S	-----	0.110	0.140	2.310
N ₂	1.580	1.590	1.640	1.370
C ₁	78.490	79.920	69.830	65.830
C ₂	8.250	7.300	7.520	8.030
C ₃	4.140	3.360	3.740	4.170
iC ₄	0.650	0.830	0.860	0.780
nC ₄	1.620	1.410	1.650	1.840
iC ₅	0.620	0.700	0.750	0.750
nC ₅	0.720	0.730	0.830	1.080
C ₆	0.990	0.790	1.000	1.160
C ₇₊	2.890	7.660	9.750	12.680
	-----	-----	-----	-----
	100.000	100.000	100.000	100.000
Presión de rocío kg/cm ²	200.9	412.5	464.5	422.6
Temp. yac (°C)	76.6	133.2	136.1	156.1
Peso mol C ₇₊	118	174	190	191
Dens. rel C ₇₊	.746	.814	.830	.831
Factor Z del gas	.795	1.213	1.254	1.212
Vol. de liq. ret. max. (% VP)	4.4	19.4	28.6	36.0
Presión a la cual ocurre la max. cond. ret (Kg/cm ²)	105	218	211	288.3

TABLA 2^{da}

Tipo de Yacimiento de Gas y Condensado	Relación de m ³ del efluente por m ³ de condensado @ ce	Contenido de m ³ de condensado @ ce por 10 ⁴ m ³ del efluente
Rico	< 1782	5.617
Moderado	3565	2.800
Pobre	8912	1.123
Muy Pobre	17825	0.561
Gas Seco	> 17825	0

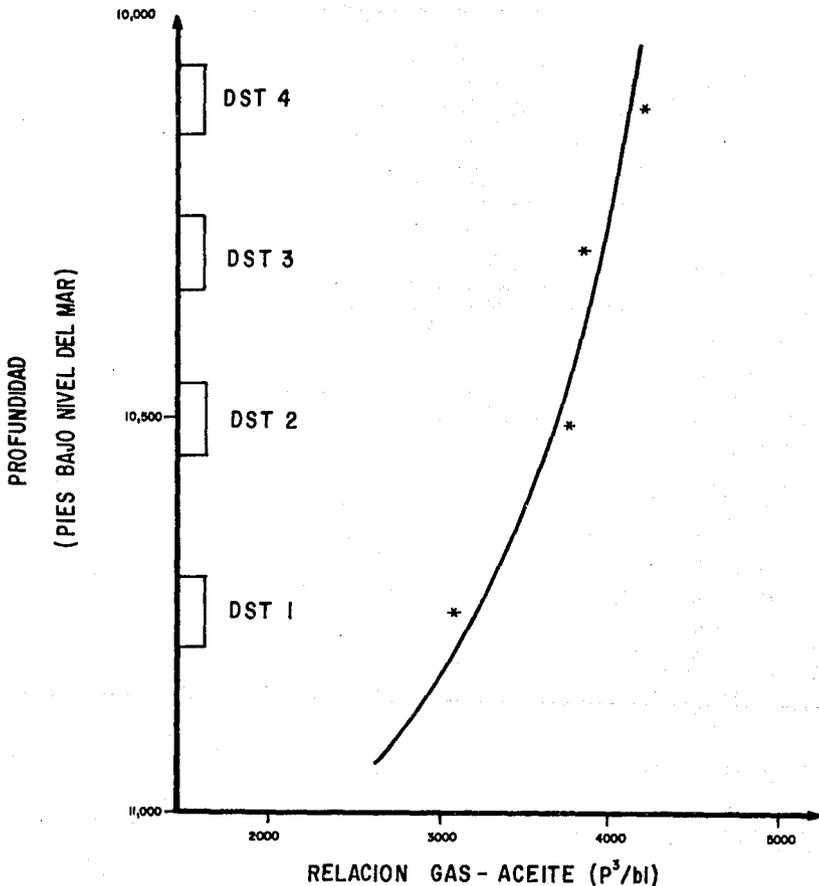


FIG. 9.-VARIACION DE LA RELACION GAS-ACEITE CON LA PROFUNDIDAD PARA UN POZO DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO.⁴²

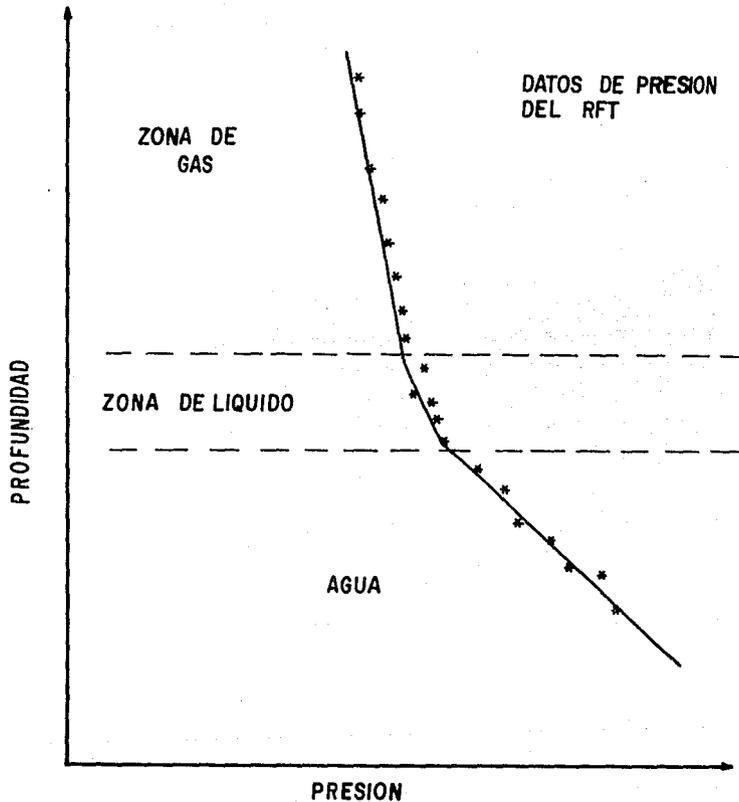


FIG. 10.-DETERMINACION DE UNA ZONA DE LIQUIDO EN UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO A PARTIR DE PRUEBAS DE FORMACION (RFT).⁴²

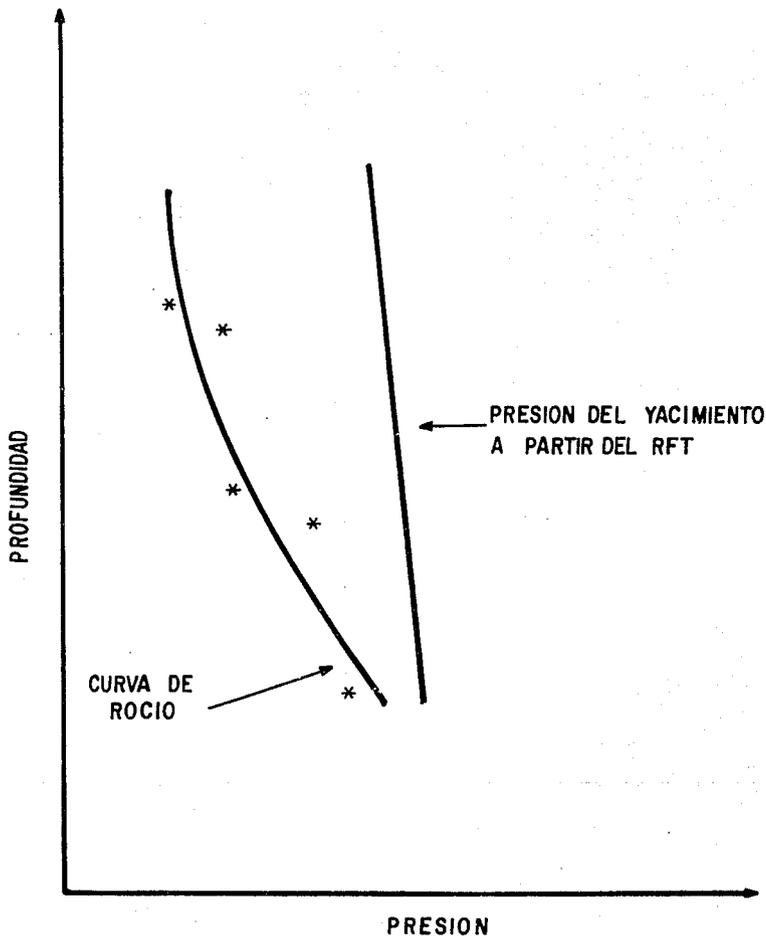


FIG. II.- VARIACION DE LA PRESION DE ROCIO Y LA PRESION DEL YACIMIENTO CON LA PROFUNDIDAD.¹²

2.3.-Muestreo de Fluidos en los Yacimientos de Gas y Condensado.

En los yacimientos de gas y condensado es práctica común tomar muestras de los fluidos del separador, y después recombinar tales muestras en base a la relación gas-aceite a condiciones de flujo estabilizado. Para tomar muestras representativas de los fluidos en este tipo de yacimientos es necesario que la presión sea mayor que la presión de rocío.

Las muestras de fluidos deben ser tomadas después de un período de acondicionamiento del pozo, el cual consiste en la reducción del gasto de producción en una serie de etapas; después de la reducción del gasto, el pozo sigue fluyendo hasta que la relación gas-aceite se estabiliza. La relación gas-aceite debe disminuir a medida que el gasto de producción es disminuido. El pozo se dice que está estabilizado cuando la relación gas-aceite no cambia cuando el gasto de producción es disminuido; una vez que se estabiliza la relación gas-aceite, también deberán estar estabilizadas la presión en la cabeza del pozo, el gasto de aceite y el de gas; así mismo la composición en la vecindad del pozo estará estabilizada. Ya que se han alcanzado condiciones de flujo estabilizado, se debe proceder a la toma de las muestras. Si un pozo ha estado produciendo durante algún tiempo a un gasto estabilizado no muy alto, conviene tomar muestras a este gasto, debido a que en ciertas ocasiones se requieren períodos de tiempo muy largos, quizás del orden de meses para estabilizar la relación gas-aceite a un gasto menor. Con el flujo estabilizado en el pozo conviene medir los gastos de gas y líquido por 2 días o más antes de tomar las muestras.

La velocidad de los fluidos deberá ser la idónea ya que si es baja se producirán resbalamientos del líquido dentro del pozo, y si por el contrario es muy alto se pueden tener grandes caídas de presión que agravarán la formación de condensado retrógrado en las cercanías del pozo.

El muestreo debe efectuarse lo más rápidamente posible, debiendo hacerlo al inicio de la vida productiva del yacimiento. Si se toman las muestras después que la presión del yacimiento haya caído abajo de la presión de rocío y para condiciones en que el condensado formado en las cercanías del pozo todavía no alcanza saturaciones mayores que la crítica, los fluidos que entran al pozo tendrán una composición más baja en componentes intermedios que la del fluido original. Para estas condiciones de muestreo, la presión de rocío estimada para esta muestra será del mismo orden que la presión del yacimiento. Esto mismo sucederá si se tiene una presión ligeramente mayor a la de rocío, en un yacimiento de baja permeabilidad, y no se efectúa un período de acondicionamiento adecuado en el pozo; debido a que la mayor caída de presión se produce en las cercanías del pozo se formará una fase líquida en las cercanías del mismo que afectará las muestras de fluidos de la manera ya señalada. Por lo tanto es deseable que para efectuar el muestreo de los fluidos en el separador la presión de fondo fluyendo sea mayor que la de rocío.

En el caso de que la presión del yacimiento sea mucho mayor que la presión de rocío y no se tengan grandes caídas de presión en el pozo, se puede considerar la posibilidad de tomar muestras de

fondo del pozo, ya que las muestras tomadas en el separador tienen 2 inconvenientes principales :

- a) Los errores involucrados durante la medición de los gastos de gas y aceite en el separador.
- b) Los fluidos obtenidos en el separador provienen del espesor total de la formación, lo que significa que los fluidos pueden provenir de regiones distantes del yacimiento.

Debido a esto las muestras de fondo deben ser preferidas sobre las muestras de superficie para efectuar los análisis composicionales.

Cuando las muestras se toman a una presión del yacimiento muy abajo de la presión de rocío, y si ya se han alcanzado valores de saturación de líquido mayores que la saturación crítica, los hidrocarburos que entran al pozo serán muy ricos en componentes pesados y la presión de rocío obtenida para estas condiciones, será mayor que la real y probablemente mayor que la presión original del yacimiento. Cuando esto sucede la muestra recombinada observada en la celda de análisis PVT presentará una fase líquida a las condiciones originales de temperatura y presión del yacimiento.

En caso de tratarse de yacimientos pequeños, es más que suficiente con tomar muestras de uno o 2 pozos estratégicamente localizados, para obtener las propiedades promedio de los fluidos del yacimiento. En caso de tratarse de yacimientos con gran extensión areal o de gran relieve estructural es necesario muestrear un grupo de pozos, debido a que en estos yacimientos las propiedades de los fluidos por lo regular tienen cambios importantes. En un yacimiento con gran extensión areal si se observan cambios en las propiedades de los fluidos (RGA, densidad de fluidos a condiciones de tanque, etc.), es necesario que se tomen muestras en varios pozos de distintas regiones del yacimiento, seleccionándolos de acuerdo a las propiedades semejantes de los fluidos en cierta área. En caso de tratarse de yacimientos con gran relieve estructural es necesario tomar muestras de fluidos en pozos ubicados a diferentes profundidades, ya que en este tipo de yacimientos existe una segregación de los fluidos debido a efectos gravitacionales.

2.4.-Ecuaciones de Estado Utilizadas para Describir el Comportamiento de los Yacimientos de Gas y Condensado.

Una ecuación de estado nos expresa la relación que existe entre presión, volumen y temperatura ya sea para un gas o un líquido. Una de las ecuaciones de estado más simples se obtiene al combinar las leyes de Boyle, Charles, Gay-Lussac y la de Avogadro de tal manera que se obtiene la siguiente expresión:

$$P V = n R T \quad \text{.....(2.1)}$$

donde las unidades pueden estar expresadas en sistema inglés o sistema métrico, para unidades expresadas en sistema inglés tenemos:

$$\begin{aligned} P &= \text{Presión (psia)}. \\ V &= \text{Volumen (p}^3 \text{)}. \\ T &= \text{Temperatura (}^{\circ}\text{R)}. \\ n &= \text{Número de moles (lb-mol)}. \\ R &= 10.73 \text{ (psia-p}^3 \text{) / (lb-mol- }^{\circ}\text{R)}. \end{aligned}$$

El valor de la constante R depende de las unidades que se estén usando. En la referencia (18), podemos obtener el valor de R en función de las unidades que se requieran.

La ecuación 2.1 se conoce como ley general de los gases perfectos o ideales y nos permite representar el comportamiento de los gases reales solo a bajas presiones.

Una ecuación que nos representa mejor el comportamiento de los gases reales a altas presiones es la siguiente:

$$P V = Z n R T \quad \text{..... (2.2)}$$

La ecuación 2.2 se conoce como ley general de los gases reales y el factor Z se conoce como factor de compresibilidad; este es la relación entre el volumen de gas real a cualquier temperatura y presión y el volumen que ocuparía el gas a las mismas condiciones de temperatura y presión si se comportara como un gas ideal, de tal manera que Z esta representado por la siguiente ecuación:

$$Z = \frac{V_{\text{real}}}{V_{\text{ideal}}} \quad \text{..... (2.3)}$$

El factor Z es función de la composición temperatura y presión y puede determinarse en el laboratorio. A bajas presiones el comportamiento de un gas real es similar al de un gas ideal y el factor Z toma valores cercanos a la unidad.

La ley de los estados correspondientes establece que todos los gases puros tienen el mismo factor de compresibilidad a los mismos valores de presión y temperatura reducida. Se definen los valores pseudoreducidos como:

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \dots (2.4)$$

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \dots (2.5)$$

donde:

- P_{pr} = Presión pseudoreducida (adim.).
- P = Presión del sistema (lb/pg^2).
- P_{pc} = Presión pseudocrítica (lb/pg^2).
- T_{pr} = Temperatura pseudoreducida (adim.).
- T = Temperatura del sistema ($^{\circ}\text{R}$).
- T_{pc} = Temperatura pseudocrítica ($^{\circ}\text{R}$).

Las unidades de las ecuaciones 2.4 y 2.5 pueden estar en sistema métrico o sistema inglés, debiendo expresarse las presiones y temperaturas en forma absoluta y consistente.

Existen en la literatura¹⁶ gráficas donde se puede calcular el valor de Z en función de la presión y temperatura pseudoreducidas.

La ley de los estados correspondientes para componentes puros ha sido extendida para mezclas de gases que tienen componentes de constitución química similar. Para mezclas de gases las propiedades pseudocríticas se determinan de la forma siguiente:

$$T_{pc} = \sum_{i=1}^n Y_j T_{cj} \dots (2.6)$$

$$P_{pc} = \sum_{i=1}^n Y_j P_{cj} \dots (2.7)$$

donde :

- T_{pc} = Temperatura pseudocrítica de la mezcla ($^{\circ}\text{R}$).
- Y_j = Fracción del componente j en la mezcla.
- T_{cj} = Temperatura crítica del componente j ($^{\circ}\text{R}$).
- P_{pc} = Presión pseudocrítica de la mezcla (lb/pg^2).
- P_{cj} = Presión crítica del componente j (lb/pg^2).

Una vez que se calculan las condiciones pseudocríticas para la mezcla de gases, se calculan las condiciones pseudoreducidas usando las ecuaciones 2.4 y 2.5, y de aquí se obtiene Z para la mezcla a partir de las gráficas que existen en la literatura¹⁶.

La ecuación 2.2 tiene la desventaja que el factor de compresibilidad es función de la composición, presión y temperatura, por lo cual no puede ser usado directamente ni en manipulaciones matemáticas ni en cálculos de computadora, razón por la cual se desarrollaron ecuaciones de estado que no tienen este inconveniente.

Una de las primeras ecuaciones de estado fue la de Van der Waals, la cual apareció en 1873 y se representa de la siguiente manera:

$$\left(P + \frac{n^2 a}{V^2} \right) (V - n b) = n R T \quad \dots\dots (2.8)$$

donde los términos $n^2 a / V^2$ y $n b$, se le agregaron a la ecuación 2.2 para poder representar el comportamiento de los gases reales.

El término $n^2 a / V^2$ es para corregir la presión, ya que en la ley general de los gases ideales no se toma en cuenta las fuerzas de atracción entre las moléculas. El término $n b$ nos sirve para corregir el volumen molecular, el cual no es considerado en la ley general de los gases ideales.

Las constantes a y b son características para cada gas, y se pueden obtener en la literatura para un amplia gama de componentes.

Aunque la ecuación 2.8 nos representa mejor el comportamiento de los gases reales, tiene el inconveniente que solo se usa a bajas presiones, ya que a altas presiones no es muy exacta.

Otra ecuación muy conocida es la de Benedict-Webb-Rubin, la cual tiene 8 constantes empíricas:

$$P = \frac{R T}{M} + \frac{(B_0 R T - A_0 - C_0 / T^2)}{V_m^2} + \frac{(b R T - a)}{V_m^3} + \frac{a \alpha}{V_m^6} + \frac{C}{T^2 V_m^3} \left[1 + \frac{\gamma}{V_m^2} \right] \exp \left[- \frac{\gamma}{V_m^2} \right] \quad \dots\dots (2.9)$$

Los parámetros A_0 , B_0 , C_0 , a , b , c , α , y γ , son constantes para cada componente y función de la composición. Los parámetros antes mencionados, se presentan en la literatura¹⁶ para componentes puros; para mezclas se deben combinar de acuerdo a las siguientes reglas de mezclado:

$$A_0 = \left[\sum Y_j A_{0j}^{1/2} \right]^2 \quad \dots\dots (2.10)$$

$$B_0 = \sum Y_j B_{0j} \quad \dots\dots (2.11)$$

$$C_0 = \left[\sum Y_j C_{0j}^{1/2} \right]^2 \quad \dots\dots (2.12)$$

$$a = \left[\sum Y_j a_j^{1/3} \right]^3 \quad \dots\dots (2.13)$$

$$b = \left[\sum Y_j b_j^{1/3} \right]^3 \quad \dots\dots (2.14)$$

$$c = \left[\sum Y_j c_j^{1/3} \right]^3 \quad \dots\dots (2.15)$$

$$\alpha = \left[\sum Y_j \alpha_j^{1/3} \right]^3 \quad \dots\dots (2.16)$$

$$\gamma = \left[\sum Y_j \gamma_j^{1/2} \right]^2 \dots \dots \dots (2.17)$$

Una de las ecuaciones de 2 parámetros más usada es la de Redlich-Kwong, la cual toma la forma siguiente para componentes puros :

$$P = \frac{RT}{(V-b)} - \frac{a}{T^{1/2} V (V+b)} \dots \dots \dots (2.18)$$

$$Z = 1 + BP - \frac{A^2 P (Z - BP)}{Z (Z + BP)} \dots \dots \dots (2.19)$$

donde :

$$Z = \frac{PV}{RT} \dots \dots \dots (2.20)$$

$$A^2 = \frac{a}{R^2 T^{2.5}} = 0.4278 \frac{T_c^{2.5}}{P_c T^{2.5}} \dots \dots \dots (2.21)$$

$$B = \frac{b}{RT} = 0.0867 \frac{T_c}{P_c T} \dots \dots \dots (2.22)$$

$$\text{se puede factorizar haciendo } h = \frac{BP}{Z} = \frac{b}{V} \dots \dots (2.23)$$

y el coeficiente de fugacidad esta representado por :

$$\ln \phi = \int_0^P (Z - 1) \frac{dp}{p} = Z - 1 - \ln (Z - BP) - (A^2 / B) \ln \left(1 + \frac{BP}{Z} \right) \dots \dots \dots (2.24)$$

La ecuación 2.18, también representa el comportamiento de una mezcla de gases introduciendo las siguientes reglas de mezclado :

$$b = \sum_{j=1}^n Y_j b_j \dots \dots \dots (2.25)$$

$$a = a_1 Y_1 + a_2 Y_2^2 + \dots \dots + 2 a_{12} Y_1 Y_2 + \dots \dots (2.26)$$

en la ecuación 2.26 a_{12} se determina de la siguiente manera :

$$a_{12} = (a_1 a_2)^{1/2} \dots \dots \dots (2.27)$$

y finalmente :

$$A = \sum_{j=1}^n Y_j A_j \dots\dots\dots (2.28)$$

Se han hecho algunas modificaciones a la ecuación de Redlich-Kwong, una de las más aceptadas ha sido la de Soave¹¹³. Esta es muy usada por que es muy simple utilizarla comparada con algunas otras ecuaciones de estado más complicadas, además que los cálculos de equilibrio vapor-líquido obtenido por medio de ella producen resultados razonables. No obstante la falla principal que tienen las ecuaciones de Soave y Redlich-Kwong es que no se puede calcular exactamente las densidades de la fase líquida, aún cuando las densidades obtenidas de la fase vapor son razonables.

Un ecuación que produce mayor exactitud en el cálculo de la densidad de líquido, presión de vapor y en las relaciones de equilibrio es la de Peng-Robinson, la cual para componentes puros tiene la forma :

$$P = \frac{RT}{V-b} - \frac{a(T)}{V(V+b)+b(V-b)} \dots\dots\dots (2.29)$$

0 :

$$Z^3 - (1-B)Z^2 + (A-3B^2-2B)Z - (AB-B^2-B^3) = 0 \dots\dots\dots (2.30)$$

donde :

$$A = \frac{a P}{R^2 T^2} \dots\dots\dots (2.31)$$

$$B = \frac{b P}{R T} \dots\dots\dots (2.32)$$

$$Z = \frac{P V}{R T} \dots\dots\dots (2.33)$$

En la solución de la ecuación 2.31 se pueden obtener 1, 2 o 3 raíces en función del número de fases presentes en el sistema. En la región de 2 fases se obtendrán 3 raíces, donde la mayor es para gases y la menor positiva es para líquidos.

De la aplicación de la ecuación 2.30 para el punto crítico tenemos :

$$a(T_c) = .45724 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \dots\dots\dots (2.34)$$

$$b(T_c) = .07780 \frac{R T_c}{P_c} \dots\dots\dots(2.35)$$

$$Z_c = 0.307 \dots\dots\dots(2.36)$$

Si tenemos temperaturas diferentes a la crítica los parámetros a y b se expresan como función de la temperatura en la forma siguiente :

$$a(T) = a(T_c) \alpha (T_r, \omega) \dots\dots\dots(2.37)$$

$$b(T) = b(T_c) \dots\dots\dots(2.38)$$

El factor $\alpha (T_r, \omega)$ es función de la temperatura reducida y el factor ascéntrico, el cual a la temperatura crítica es igual a la unidad.

Ahora aplicando la siguiente expresión termodinámica ;

$$\ln \frac{f}{P} = \int_0^P \left[\frac{V}{RT} - \frac{1}{P} \right] dP \dots\dots\dots(2.39)$$

a la ecuación 2.30, se obtiene una expresión para la fugacidad del componente puro de la siguiente forma :

$$\ln \frac{f}{P} = Z - 1 - \ln (Z - B) - \frac{A}{2 (Z)^{1/2} B} \left[\frac{Z + 2.414 B}{Z - 0.414 B} \right] \dots\dots\dots (2.40)$$

La forma del término $\alpha (T_r, \omega)$ fué determinada por medio de valores de presión de vapor encontrados en la literatura y usando el método de Newton para determinar los valores de α que se usan en las ecuaciones 2.30 y 2.40. Para condiciones de equilibrio tenemos que las fugacidades de líquido y vapor deben ser iguales, por lo tanto para la curva de presión de vapor se debe cumplir :

$$f^L = f^V \dots\dots\dots(2.41)$$

Si usamos un criterio de convergencia de $| f^L - f^V | \leq 10^{-4}$ KPa, normalmente se efectúa un máximo de 4 iteraciones para tener un valor razonable de α para cada temperatura.

El valor de α puede obtenerse por medio de la ecuación siguiente :

$$\alpha^{1/2} = 1 + k (1 - T_r^{1/2}) \dots\dots\dots (2.42)$$

El valor de k es característico para cada substancia, el cual puede obtenerse con la siguiente fórmula :

$$k = 0.37464 + 1.54226 \omega - 0.26992 \omega^2 \dots\dots\dots (2.43)$$

La ecuación 2.43 debe resolverse para cada componente usando presiones de vapor desde el punto de ebullición normal hasta el punto crítico.

Para obtener el coeficiente de fugacidad para cada componente j en la mezcla se usa la siguiente ecuación :

$$\ln \frac{f_j}{X_j P} = \frac{b_j}{b} (Z - 1) - \ln (Z - B)$$

$$- \frac{A}{2 (Z)^{1/2} B} \left[\frac{2 \sum X_i a_{ij}}{a} - \frac{b_j}{b} \right] \ln \left[\frac{Z + 2.414 B}{Z - .0414 B} \right]$$

$$\dots\dots\dots (2.44)$$

Las reglas de mezclado que se usan son las siguientes :

$$a = \sum_{ij}^{nn} X_i X_j a_{ij} \dots\dots\dots (2.45)$$

$$b = \sum_i^n X_i b_i \dots\dots\dots (2.46)$$

En la ecuación 2.46 el término a_{ij} se calcula con la siguiente expresión :

$$a_{ij} = \left[1 - \delta_{ij} \right] a_i^{1/2} a_j^{1/2} \dots\dots\dots (2.47)$$

El coeficiente δ_{ij} , se denomina el coeficiente de interacción binaria y se puede obtener de tablas en la literatura.

Finalmente, las constantes de equilibrio se pueden obtener con la siguiente expresión para cada componente:

$$K_j = \frac{\phi_L}{\phi_V} \dots\dots\dots (2.48)$$

donde:

$$\phi_L = \frac{\ln f_{jL}}{X_j P} \quad \text{para el liquido} \dots\dots\dots (2.49)$$

$$\phi_v = \frac{\ln f_{jv}}{y_j P} \quad \text{para el vapor} \dots\dots\dots(2.50)$$

La ecuación de estado de Peng- Robinson es la más usada en la actualidad en los modelos matemáticos de composición variable para determinar las constantes de equilibrio vapor-líquido.

En los métodos de predicción por balance de materia, si la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío se usa la ecuación 2.2, con el valor del factor de compresibilidad obtenido de resultados de laboratorio. Si la presión del yacimiento cae abajo de la presión de rocío se formaran dos fases dentro del yacimiento y el factor de compresibilidad que se debe de usar es el factor de desviación de las dos fases presentes en el yacimiento: gas y condensado. Este factor Z de las dos fases presentes en el yacimiento, se reporta generalmente de datos de laboratorio y se determina con la siguiente expresión:

$$Z_i = \frac{P \ V}{\left(\frac{G - G_p}{379.4} \right) R T} \dots\dots\dots(2.51)$$

o

$$Z_i = \frac{P}{\frac{P_i}{Z_i} \left[1 - \frac{G_p}{G} \right]} \dots\dots\dots(2.52)$$

donde :

- P = Presión del yacimiento (lb/pg²).
- T = Temperatura del yacimiento (°R).
- V = Volumen inicial del yacimiento (p³).
- G = Volumen original de hidrocarburos a condiciones de superficie (p³).
- G_p = Volumen producido de hidrocarburos a condiciones de superficie (p³).
- R = Constante universal de los gases para las unidades usadas, es 10.73 lb/pg₂-p³/lb-mol-°R.
- G_p = Volumen de Gas producido sin incluir los condensados equivalentes (p³).
- P_i = Presión inicial del yacimiento (lb/pg²).
- Z = Factor de compresibilidad original del yacimiento.

El factor 379.4 representa el volumen a condiciones estándar ocupado por una mol de gas.

3.-Explotación de los Yacimientos de Gas y Condensado.

3.1.-Determinación del Volumen Original de Hidrocarburos.

La determinación del volumen original de hidrocarburos es una tarea primordial para la explotación y planeación de un yacimiento petrolero. En el caso de yacimiento de gas y condensado, la determinación del volumen original de hidrocarburos ²⁶ puede efectuarse por dos métodos: Volumétrico y Presión-Producción.

Para determinar el volumen de hidrocarburos por el método volumétrico se pueden usar tres diferentes procedimientos ²⁷: Isopacas, Cimas y Bases e Isohidrocarburos. Para esto se necesita obtener de cada pozo información básica, como porosidad, saturación de agua, espesor neto, valores de isohidrocarburos etc. y construir mapas de igual espesor, de cimas y bases y de isohidrocarburos, para los métodos de Isopacas, Cimas y Bases e Isohidrocarburos, respectivamente.

El método de Isopacas y de Cimas y Bases proporcionan el volumen de roca del yacimiento, el cual en conjunto con los valores de porosidad y saturación de agua promedio para el yacimiento, nos sirve para obtener el volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento con la siguiente fórmula:

$$V_{hc@y} = V_R \bar{\rho}_p (1 - S_{wp}) \dots \dots \dots (3.1)$$

Donde:

- $V_{hc@y}$ = volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (m^3).
- V_R = Volumen bruto de roca (m^3).
- $\bar{\rho}_p$ = Porosidad promedio (fracción).
- S_{wp} = Saturación de agua promedio (fracción).

El método de Isohidrocarburos nos proporciona resultados más exactos para obtener el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento. Se necesita construir un plano de localizaciones de pozos anotando el valor de índice de hidrocarburos (obtenido de los registros geofísicos) y ponderando con las áreas respectivas. Una vez que se ha determinado el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, para obtener el volumen original a condiciones estándar usamos la ley general de los gases de la forma siguiente:

$$V_a = V_y \left[\frac{P_y}{P_s} \right] \left[\frac{T_s}{T_y} \right] \frac{Z_s}{Z_y} \dots \dots \dots (3.2)$$

Donde :

- V_a = Volumen original de hidrocarburos a condiciones estándar (m^3).
- V_y = Volumen original de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (m^3).
- P_y = Presión del yacimiento (kg/cm^2).
- P_s = Presión estándar (kg/cm^2).
- T_s = Temperatura estándar ($^{\circ}K$).

T_y = Temperatura de yacimiento ($^{\circ}$ K).
 Z_e = Factor de compresibilidad del gas a condiciones estándar.
 Z_y = Factor de compresibilidad del gas a condiciones de yacimiento.

El volumen de condensado a condiciones estándar en el yacimiento se obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$V_{c@e} = \frac{V_s}{RGA + V_{ge}} \dots \dots \dots (3.3)$$

$V_{c@e}$ = Volumen original del condensado a condiciones estándar (m^3).
 V_s = Volumen original de hidrocarburos a condiciones estándar (m^3) (calculado con la ecuación 3.2).
 RGA = Relación gas-aceite a condiciones de flujo estabilizado (m^3/m^3).
 V_{ge} = Volumen gaseoso equivalente ($m^3_{gas}/m^3_{condensado}$), se puede obtener por medio de la siguiente expresión:

$$V_{ge} = n R \frac{T_s}{P_s} = \frac{\rho_{H_2O} \times \rho_{rc}}{M_c} R \frac{T_s}{P_s} \dots \dots \dots (3.4)$$

ρ_{H_2O} = Densidad el agua a condiciones estándar (gr/cm^3).
 ρ_{rc} = Densidad relativa del condensado.
 M_c = Peso molecular del condensado ($gr/gr-mol$).
 R = Constante universal de los gases $82.06 \text{ atm-cm}^3/gr-mol-^{\circ}$ K.
 T_s = Temperatura estándar ($^{\circ}$ K).
 P_s = Presión estándar (atm).

El método presión-producción, se aplica si tenemos información exacta de la historia de producción y presión del yacimiento, así como la composición del fluido original. El resultado obtenido usando este procedimiento debe dar muy cercano al obtenido por el método volumétrico.

De la ley general de los gases expresada por la ecuación 2.2, se tiene que para gas en una sola fase:

$$N = \frac{P V}{Z R T} \dots \dots \dots (3.5)$$

para:

P = Presión del yacimiento (atm).
 V = Volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento (m^3).
 Z = Factor de compresibilidad del gas a condiciones de yacimiento (adim).
 N = Número de moles en el yacimiento.
 T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}$ K).
 R = Constante universal de los gases ($8.206 \times 10^{-5} \text{ atm-m}^3/gr-mol-^{\circ}$ K).

Ahora a un tiempo (t_1) después de haber producido N moles del yacimiento, de la ecuación 3.5 se tiene :

$$N_1 = \frac{P_1 V_1}{Z_1 R T} \dots\dots\dots (3.6)$$

y a un tiempo (t_2) nos queda:

$$N_2 = \frac{P_2 V_2}{Z_2 R T} \dots\dots\dots (3.7)$$

y puesto que el volumen del yacimiento permanece constante a cualquier intervalo de tiempo :

$$V_1 = V_2 = V \dots\dots\dots (3.8)$$

ahora restando 3.7 de 3.6 y puesto que $\Delta N = N_1 - N_2$ finalmente:

$$\Delta N = \frac{P_1 V}{Z_1 R T} - \frac{P_2 V}{Z_2 R T} \dots\dots\dots (3.9)$$

Rearreglando 3.9, finalmente nos queda el volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento es :

$$V = \frac{\Delta N Z_1 Z_2 R T}{P_1 Z_2 - P_2 Z_1} \dots\dots\dots (3.10)$$

Para calcular el volumen de hidrocarburos con la ecuación 3.10, se pueden efectuar los cálculos desde las condiciones originales a las condiciones actuales, o tomando incrementos de tiempo pequeños para checar la exactitud con varios cálculos.

En el campo, por lo general no se conoce con suficiente exactitud el volumen de gas producido en la superficie durante un cierto periodo de tiempo, sin embargo, es posible conocer con mayor precisión el volumen de condensado. En base a lo anterior, se requiere conocer de pruebas de pozo y de resultados de laboratorio, el contenido de C_{5+} por unidad del efluente del pozo producido, así como la cantidad de C_{5+} por unidad de condensado a condiciones estándar, de tal manera que se tiene lo siguiente :

$$\frac{V_{C_{5+}}}{V_{hce}} = \frac{V_{hce}}{V_{C_{5+}}} = \frac{V_{hce}}{V_{hce}} \dots\dots\dots (3.11)$$

donde :
 $V_{C_{5+}}$ = Contenido de pentanos y más pesados (m^3).

$V_{hce} =$ Volumen de hidrocarburos en el efluente del pozo
 (m^3).
 $V_{cce} =$ Volumen de condensado a condiciones estándar
 (m^3).

Puesto que es factible conocer el condensado a condiciones base por unidad del efluente producido, tendríamos que dividiendo el volumen de condensado a condiciones estándar obtenido durante un cierto período de tiempo entre el resultado de la ecuación 3.11, da como resultado el volumen del efluente producido:

$$\frac{V_{cce}}{V_{hce}} = \dots \dots \dots (3.12)$$

Ahora para obtener el número de moles, se divide el resultado de la ecuación 3.12 entre el volumen molar de tal manera que :

$$\frac{V_{cce}}{V_{mol}} = N_m \dots \dots \dots (3.13)$$

si:

$V_{mol} =$ Volumen molar ($0.02404 \text{ m}^3/\text{mol}$, es función de la presión y temperatura de referencia).
 $V_{hce} =$ Volumen de hidrocarburos del efluente (m^3).
 $N_m =$ Número de moles producidas.

Cuando se tiene un yacimiento de gas y condensado en una sola fase, una gráfica de la presión media del yacimiento P_m dividida por el factor de desviación Z determinado a esa presión media $Z(P_m)$, contra la producción acumulada G_p es una forma común de determinar el volumen original del yacimiento. Abajo de la presión de rocío ya existen 2 fases en el medio poroso y la gráfica de P/Z contra G_p nos dará una línea recta, sólo si el factor Z usado es el factor de las 2 fases gas y condensado y determinado por medio de las ecuaciones 2.52 y 2.53, tal como es sugerido por Craft y Hawkins²⁰.

Para comprobar la técnica propuesta por Craft y Hawkins, Vo y colaboradores²⁰ calcularon el factor Z de las dos fases a partir de un simulador de composición variable. Los resultados obtenidos sugieren que los valores Z_f forman una única curva independientemente del modo de producción o nivel de presión, tal como se muestra en la figura 12, en ésta se observa que para una P_m mayor que la presión de rocío Z_f esta dada por el factor Z_3 en una sola fase $Z_3(P_m)$. Para P_m menor que la presión de rocío la línea punteada presenta el factor Z_3 y la línea continua es el factor Z_f .

Vo y colaboradores concluyen que el factor Z_f no puede ser estimado para propósitos prácticos a través de las ecuaciones 2.52 y 2.53, ellos sugieren que el factor Z_f , sea exactamente calculado por medio de la siguiente expresión:

$$Z_f(P_m) = V(P_m) Z_g(P_m) + L(P_m) Z_o(P_m) \dots \dots \dots (3.14)$$

Donde:

$V(P_m)$ = Fracción mol del vapor.

$L(P_m)$ = Fracción mol del líquido.

$Z_g(P_m)$ = Factor de compresibilidad del gas.

$Z_o(P_m)$ = Factor de compresibilidad del líquido.

$Z_f(P_m)$ = Fator de compresibilidad de las dos fases gas líquido.

Los valores de $V(P_m)$ y $L(P_m)$ son determinados a partir de un proceso PVT de Expansión a Composición Constante (Separación Flash), efectuando una separación flash del fluido original a cada presión P_m . Los factores $Z_g(P_m)$ y $Z_o(P_m)$ se pueden calcular a partir de las composiciones de las fases en equilibrio a P_m . Por medio de un programa que simule el comportamiento PVT de una mezcla de hidrocarburos ^{137,149,150}, se puede obtener Z_g y Z_o así como las fracciones molares de vapor y líquido, las cuales se pueden usar en la ecuación 3.14. En la figura 12 se demuestra que el factor $Z_f(P_m)$ forma una única curva independientemente del modo de producción o nivel de presión ($P_m = P_r$ para $G_p/G \sim 0.22$). Para $P_m > P_r$ (presión de rocío), $Z_f(P_m)$ es dada por el factor de compresibilidad del gas en una sola fase; para $P_m < P_r$, la línea punteada muestra los valores de $Z_g(P_m)$. Es importante observar que la ecuación 3.14 reduce $Z_f(P_m) = Z_g(P_m)$ para $P_m > P_r$, por lo cual en la figura 12 se demuestra que el factor de desviación de las 2 fases puede ser obtenido de la ecuación 3.14 usando datos derivados de la Separación Flash.

En la figura 13, se presenta una gráfica de $P_m / Z_f(P_m)$ contra G_p / G , se observa que una sola línea recta es obtenida para datos arriba y abajo de la presión de rocío. Esta figura muestra que el procedimiento convencional puede ser usado para determinar la reserva original de hidrocarburos estipulando que $Z_f(P_m)$ es calculada mediante la ecuación 3.14.

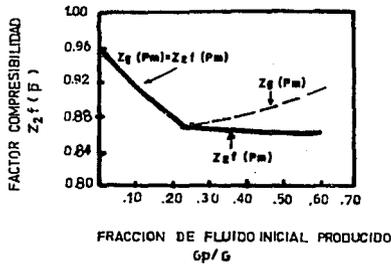


FIG. 12.- FACTOR COMPRESIBILIDAD A LAS 2 FASES OBTENIDO MEDIANTE EXPANSION A COMPOSICION CONSTANTE.¹⁰¹

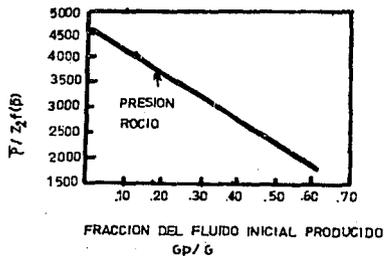


FIG. 13.- BALANCE DE MATERIA - $\bar{p} / Z_2 f(\bar{p})$ CONTRA PRODUCCION ACUMULATIVA.¹⁰¹

3.2.- Comportamiento Primario (Agotamiento Natural).

Los yacimientos de gas condensado descubiertos en la actualidad son muy diferentes a los que existían en el pasado. Actualmente se tienen yacimientos de gas y condensado^{10,24} con contenido de volumen de hidrocarburos líquidos²⁰ mayores de 25% del espacio poroso, mientras que en el pasado²⁰ estos raramente tenían un volumen de condensado mayor del 10%. De experimentos de laboratorio²⁰, se ha mostrado que la fase líquida es inmóvil hasta que alcanza saturaciones entre 10 y 20% del espacio poroso; esto depende de la naturaleza de los poros de la roca y del agua congénita. Dado que en los poros de la roca siempre existe agua congénita y en los yacimientos descubiertos recientemente presentan una condensación de fase líquida apreciable, esta tenderá a ser móvil, pero dada la alta relación de viscosidades de líquido gas y la baja permeabilidad relativa al líquido, se tendrá baja recuperación de condensado.

Aparentemente si se baja la presión del yacimiento a niveles muy bajos se piensa que como se observa en el diagrama de fase, que la fase líquida tiende a evaporarse nuevamente y fluirá hacia los pozos, sin embargo esto es erróneo, ya que el máximo contenido de líquido se ha observado²⁵ que se forma en el rango de presión entre 2,500 y 4,000 lb/pg² (175.8 y 291 kg /cm²) y la reducción subsecuente de presión hasta la presión de abandono (500 -1000 lb/pg²), solo reduce el contenido de condensado retrógrado en el yacimiento en un valor muy pequeño.

En la figura 14, se muestra una gráfica de volumen de condensado en por ciento del volumen poroso del yacimiento contra la presión para un gas rico en condensado, observándose una reducción de la fase líquida desde 24% a una presión de 4,000 lb/pg² (281 kg /cm²) a 18% a 500 lb / pg² (35.2 kg / cm²), se tiene que los componentes que se vaporizaron son principalmente C₁ y C₂ y la cantidad evaporada de C₃₊ es más reducida.

En la figura 15 se muestra el cambio en el contenido de C₃₊ en la fase líquida para un depresionamiento del yacimiento de 4,000 hasta 500 lb / pg² (281.3 a 35.21 kg/cm²), de aquí se obtiene que un 25 % de cambio en la fase líquida resulta en una variación del 10% en el contenido de C₃₊.

De aquí se concluye que la explotación de los yacimientos en consideración por agotamiento natural, ocasiona que se pierda una cantidad substancial de componentes valiosos. En el ejemplo anterior las recuperaciones obtenidas por agotamiento natural desde la presión de rocío (352 kg/cm²) a la presión de abandono (35kg/cm²) son :

C₁ C₂ 90% del volumen original
C₃₊ 50% del volumen original

En la figura 16, se presenta la variación de la composición del condensado retrógrado con la presión a la temperatura del yacimiento, esta gráfica esta tomada de la referencia 15 y aquí también se puede observar que a presiones bajas en el yacimiento el contenido de componentes pesados C₃₊ en la fase líquida tiende a aumentar y a disminuir el contenido de componentes ligeros (C₁-C₂).

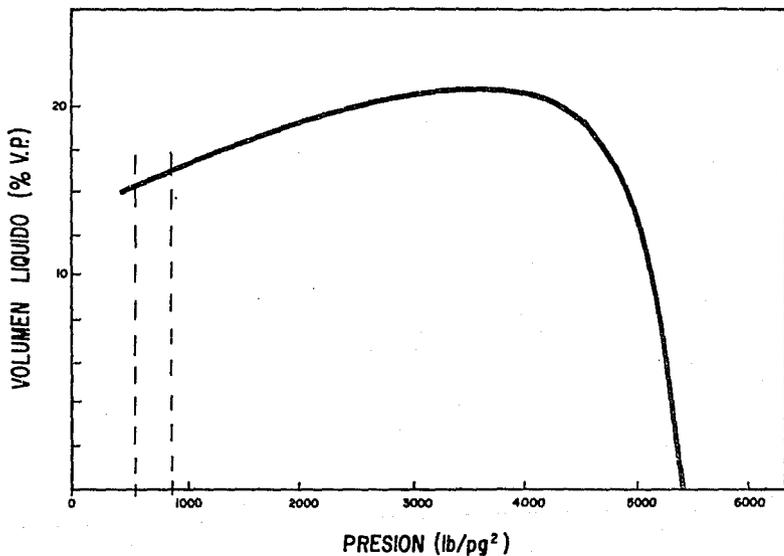


FIG. 14.-COMPORTAMIENTO DEL VOLUMEN DE CONDENSADO RETROGRADO CONTRA LA PRESION PARA UN GAS RICO.²⁵

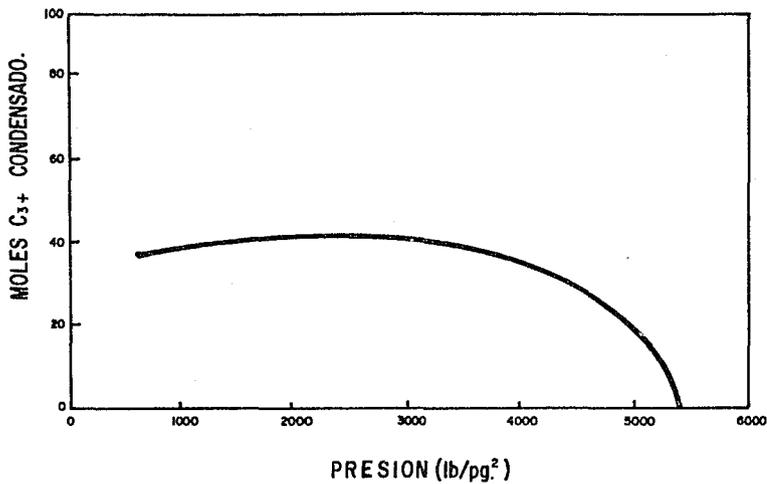


FIG. 15.-VARIACION DE LAS MOLES DE C₃₊ EN EL LIQUIDO RETROGRADO DEL YACIMIENTO CON LA PRESION.²⁵

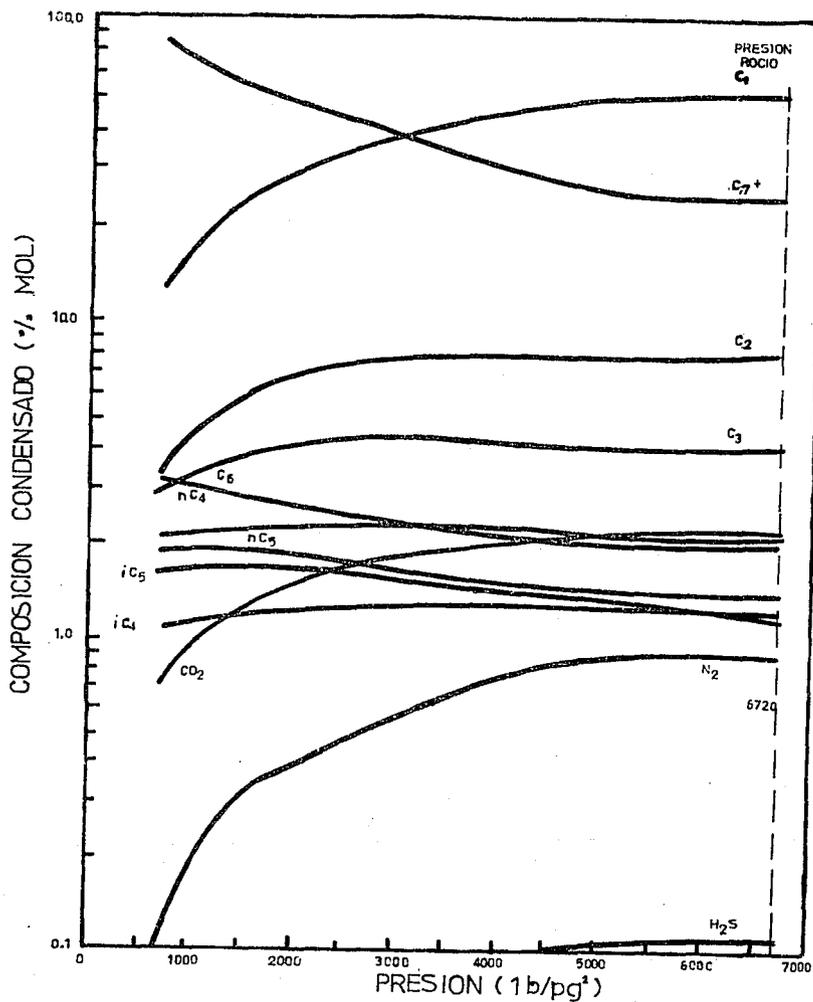


FIG.16.- VARIACION DE LA COMPOSICION DEL CONDENSADO RETROGRADO CON LA PRESION.

De lo anterior, se puede inferir que el problema esencial para predecir el comportamiento de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural, es el cambio de la composición que experimentan los fluidos del yacimiento en el rango de la presión de rocío a la presión de abandono en el yacimiento. De las pruebas de separación diferencial a volumen constante se puede obtener la composición de la fase gaseosa, a partir de esta información y de las relaciones presión-volumen, se puede aplicar el método de la referencia 26 para calcular la recuperación de condensado retrogrado el cual consta de los pasos siguientes:

- 1.- Obtener el volumen (bl) de condensado a condiciones de tanque por volumen (bl) del efluente a condiciones de yacimiento contra presión.
- 2.- Obtener la producción del efluente del yacimiento (bl) por volumen de espacio poroso de hidrocarburos (bl) para un decremento de presión dado (lb/pg²).
- 3.- Definir la recuperación de condensado a condiciones de tanque (bl) por espacio poroso de hidrocarburos (bl) para un decremento de presión dado (ΔP); esto se obtiene multiplicando los valores obtenidos en los pasos 1 y 2. Sumando las recuperaciones obtenidas anteriormente hasta la presión de abandono, tendríamos la recuperación total de condensado a condiciones de tanque (bl) por volumen de hidrocarburos del espacio poroso (bl).
- 4.- Finalmente, se efectúa el producto de la relación recuperación de condensado (bl) / volumen de hidrocarburos del espacio poroso (bl) por la relación de volumen (bl) de hidrocarburos del espacio poroso / volumen en ac-ft.

Los tres primeros pasos se pueden resumir como:

$$\left[\frac{\text{bl condensado @ } c_e}{\text{bl efluente yacimiento}} \right] \left[\frac{\text{bl efluente del yac.}}{\text{bl hc esp. poroso}} \right] \left(P_1 - P_2 \right)$$

$$= \frac{\text{bl condensado @ } c_e}{\text{bl hc espacio poroso}} \dots \dots \dots (3.15)$$

La recuperación final de condensado a condiciones de tanque (bl) por volumen de hidrocarburos del espacio poroso (bl), a la presión de abandono (P_n), se puede representar como :

$$\sum_{P_n} \left[\frac{\text{bl condensado @ } c_e}{\text{bl hc espacio poroso}} \right] \Delta P \text{ (lb/pg}^2\text{)} \dots \dots \dots (3.16)$$

Se proporciona un ejemplo de cálculo²⁶ para un periodo de la explotación de un yacimiento de gas y condensado con alto contenido en liquido localizado en Oklahoma. La formación productora es una arena a una profundidad de 10,000 p₂ (3048 m), con una presión original de 4,400 lb/pg² (309.4 kg/cm²) y una temperatura de 175 °F (77.4°C). El yacimiento de gas y condensado es la capa de gas asociada a una zona de aceite, y esta identificado como campo A y sus características se presentan en la tabla 3.

Para definir el volumen de condensado (b1) por volumen del efluente del yacimiento (b1), que es el paso 1 del método, se sigue el procedimiento que a continuación se describe:

- a) Obtener la relación del volumen de condensado a condiciones de tanque por mol de condensado a condiciones de tanque, un ejemplo detallado se presenta en la tabla 4 ; el valor obtenido es 0.490097.
- b) Determinar la relación de moles de condensado a condiciones de tanque por mol del efluente del yacimiento de la manera siguiente :

$$\begin{aligned} \frac{\text{Mol condensado } @ \text{ } \ominus \text{ } \ominus \text{ } \ominus}{\text{Mol efluente del yac.}} &= L_{1000} L_{75} L_{14.7} \\ &= (0.1111) (0.5436) (.7427) \\ &= 0.04485 \end{aligned}$$

De aquí tenemos :

$$L_{1000} = \frac{\text{Moles de liq. en el sep. } @ \text{ } 1000 \text{ lb/pg}^2}{\text{Moles efluente del yac. } @ \text{ } 3500 \text{ lb/pg}^2}$$

$$L_{75} = \frac{\text{Moles de liquido en el sep. } @ \text{ } 75 \text{ lb/pg}^2}{\text{Moles de liquido de sep. } @ \text{ } 1000 \text{ lb/pg}^2}$$

$$L_{14.7} = \frac{\text{Moles de condensado } @ \text{ } \ominus \text{ } \ominus \text{ } \ominus}{\text{Moles de liq. de sep. } @ \text{ } 75 \text{ lb/pg}^2}$$

Los valores anteriores se obtuvieron haciendo cálculos de equilibrio flash con las ecuaciones siguientes :

$$Y_i = \frac{K_i Z_i}{L + K_i V} \dots \dots \dots (3.17)$$

$$X_i = \frac{Z_i}{L + K_i V} \dots \dots \dots (3.18)$$

debiendo cumplirse las condiciones siguientes :

TABLA 3

CARACTERISTICAS DEL YACIMIENTO^{2o}

	Yacimiento Aceite	Yacimiento Gas
Volumen Yacimiento b1/b1@ ce	2.158 *	4.079 **
Relación Gas-Líquido original p ^a /b1 líquido @ ce (m ³ /m ³)	2,049* (365.2)	5,480** (976.8)
Viscosidad original (cp)	0.421	0.058
Densidad del aceite @ ce, API (gr/cm ³)	41.5 (.8179)	54.0 (.7628)
Composición (% mol)		
C1	59.26	71.26
C2	7.40	8.65
C3	5.15	4.12
C4	3.66	3.36
C5	2.37	2.10
C6	1.15	1.65
C7+	20.31	8.50
	-----	-----
	100.00	100.00
Densidad relativa C7+	0.810	0.791
Peso molular C7+	193	162

* El aceite pasa a través de un separador de 25 lb/pg² y condiciones de tanque.

** El aceite pasa a través de 2 separadores (1000 y 75 lb/pg²) y condiciones de tanque

TABLA 4

DETERMINACION DE LA RELACION
BL CONDENSADO @ CE / MOL DE CONDENSADO @ CE

(1)	(2)	(3)	(4)
Componente	Cond. @ ce Fracc. Mol Composición	Const. Física (bl/mol)	(2) x (3) Cond. @ ce (bl) por mol Cond. @ ce
C1	0.0001	0.1524	0.000015
C2	0.0017	0.2295	0.000390
C3	0.0125	0.2479	0.003099
C4	0.0716	0.2871	0.020556
C5	0.1436	0.3276	0.470430
C6	0.1496	0.3707	0.554570
C7+	0.6209	0.5855	0.363537
	-----		-----
	1.0000		0.490097

- (2) Composición de condensado a condiciones de tanque producido desde el efluente del yacimiento a 3500 lb/pg².
- (3) Constante física (gal/mol)/42.

$$\sum_{C_1}^{C_7} Y_i = 1.0$$

$$\sum_{C_1}^{C_7} X_i = 1.0$$

donde :

- X = Fracción mol del componente en la fase líquida.
- Y = Fracción mol del componente en la fase gaseosa.
- Z = Fracción mol del componente de la mezcla total incluyendo fase gas y líquido.
- K = Constante de equilibrio (Y_i/X_i).
- L = Fracción de una mol que permanece en la fase líquida.
- V = Fracción de una mol que permanece en fase gaseosa.
- i = Cada componente.

c) Definir la relación de moles en el efluente por barril del afluente para el yacimiento; de acuerdo con la ley general de los gases tenemos:

$$N = \frac{P V}{Z R T} \dots\dots\dots(3.19)$$

Ahora tomando los moles para 1 p^a y puesto que 1 bl tiene 5.61 p^a , substituyendo en 3.19 :

$$N = \frac{P V (5.61)}{Z R T}$$

substituyendo valores tenemos :

$$N = \frac{(3500) (1) (5.61)}{(0.8298) (10.71) (635)} = 3.479$$

donde :

- P = Presión promedio en el decremento de presión.
- Z = Factor de desviación a la presión promedio del decremento.
- T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}R$).

De los valores obtenidos anteriormente tenemos que:

$$\left(\frac{\text{bl cond. @ ca}}{\text{moles cond. @ ca}} \right) \left(\frac{\text{moles cond. @ ca}}{\text{moles efluente yac.}} \right) \left(\frac{\text{moles efluente yac.}}{\text{bl efluente yac.}} \right)$$

.....(3.20)

$$= (0.490097) (0.04485) (3.479)$$

$$= 7.6472 \times 10^{-2} \frac{\text{bl cond. @ ca}}{\text{bl efluente yac.}}$$

Ahora para efectuar el paso 2 del método se tiene que evaluar la expresión siguiente:

$$\left(\frac{\text{bl efluente yac.}}{\text{bl espacio poroso hc}} \right) \frac{1}{\Delta P \text{ (lb/pg}^2\text{)}}$$

Se tiene que a la condición de punto de rocío, 1 bl del espacio poroso de hidrocarburos contiene un bl de gas y condensado. La expansión en el laboratorio del gas desde la presión de rocío hasta presiones más bajas nos proporciona diferentes volúmenes de vapor y condensado en equilibrio. El incremento de la expansión del volumen E para un decremento de presión dado define la extracción de producción del yacimiento usando la siguiente ecuación :

$$E_{1-2} = \frac{1}{V_{av,3}} \left(\frac{\Delta V}{\Delta P} \right) \dots\dots\dots (3.21)$$

De los valores de laboratorio para un decremento de presión desde 3600 a 3400 lb/pg² se tiene :

Presión (lb/pg ²)	Volumen Relativo (bl efluente yac./ bl hc esp. poroso)
3400	1.18096
3500	1.15617
3600	1.13324

Substituyendo los valores anteriores en la ecuación 3.21 nos queda:

$$E_{3600-3400} = \left(\frac{1}{1.15617} \right) \left(\frac{1.18096 - 1.13324}{200} \right)$$

$$= 0.20631 \times 10^{-9} \frac{\text{bl efluente yac.}}{\text{bl hc esp. poroso}} \frac{1}{\Delta P (\text{lb/pg})^2}$$

donde :

$E_1 - z$ = Producción del yacimiento por bl de hidrocarburos del espacio poroso para un decremento de presión (lb/pg²).

V_{avg} = Volumen relativo a una presión media $(P_2 + P_1) / 2$.

$\Delta v = V_2 - V_1$ = Diferencia de volúmenes relativos a P_2 y P_1 .

Para suavizar los volúmenes relativos se usa la ecuación de Standing :

$$Y = \left[\frac{P_0 - P}{P} \right] \left[\frac{V}{V_0} - 1 \right] \dots \dots \dots (3.22)$$

Y = Valor empírico

P_0 = Presión de punto de rocío (lb/pg²)

P = Presión en la celda (lb/pg²)

V/V_0 = Volumen relativo en la celda

El factor de desviación Z del gas se puede calcular en base a la relación presión volumen y el peso específico del gas a la presión de rocío, usando la ley general de los gases :

$$Z = \frac{P V (5.61)}{N R T} \dots \dots \dots (3.23)$$

N = Moles por barril = W/M.

W = Peso específico (lb/bl).

M = Peso molecular del gas en el punto de rocío (lb/mol).

El peso molecular del gas al punto de rocío, se puede obtener a partir de la composición del gas a esa presión, multiplicando la fracción mol de cada componente por su peso molecular respectivo, y haciendo la suma del producto, de tal manera que para este caso se tiene :

$$M = 34.56 \text{ lb/mol}$$

El peso específico medido es 139.28 lb/bl, entonces haciendo el producto de este por la inversa del peso molecular nos queda 4.030 mol/bl; substituyendo valores en la ecuación 3.23 queda :

$$Z_{400} = \frac{(4400) (1) (5.61)}{(4.030) (10.71) (635)} = 0.903$$

El valor de Z para valores más bajos de presión se puede calcular incluyendo los volúmenes relativos medidos en el laboratorio empleando la ecuación 3.23; este valor de Z se denomina factor Z aparente, puesto que incluye la fase líquida, el factor Z calculado de esta manera reproduce las características del yacimiento. Adicionalmente la curva presión - volumen puede ser extendida para un rango de presión completo usando la siguiente ecuación :

$$V_p = V_o \left[\frac{P_o}{P_p} \right] \left[\frac{Z_p}{Z_o} \right] \dots\dots\dots(3.24)$$

La expansión del yacimiento se puede determinar por medio de de la ecuación 3.21.

El paso 3 del método que es el gasto de recuperación del condensado se efectúa multiplicando la ecuación 3.20 por 3.21 de tal manera que se tiene :

$$\left[\frac{\text{bl cond. @ ce}}{\text{bl efluente yac.}} \right] \left[\frac{\text{bl efluente yac./bl hc espacio poroso}}{\Delta P \text{ (lb/pg}^2\text{)}} \right]$$

$$= (7.6472 \times 10^{-2}) (0.20631 \times 10^{-3})$$

$$= 1.577 \times 10^{-5} \frac{\text{bl cond. @ ce / bl hc esp. poroso}}{\Delta P \text{ (lb/pg}^2\text{)}}$$

La recuperación de condensado para el decremento de presión en el rango de 3600 - 3400 lb/pg² es :

$$= \left[\frac{\text{bl cond. @ ce / bl hc esp. poroso}}{\Delta P \text{ (lb/pg}^2\text{)}} \right] (200 \text{ lb/pg}^2)$$

substituyendo valores :

$$= 1.577 \times 10^{-5} (200) = 3.1554 \times 10^{-3} \frac{\text{bl cond. @ ce}}{\text{bl hc esp. poroso}}$$

El incremento en la recuperación de condensado se calcula de esta manera desde la presión original a la presión de abandono, y la suma de los incrementos produce la recuperación final. En el ejemplo considerado la recuperación acumulativa de condensado a condiciones de tanque es 0.04326 (bl/bl hc esp. poroso) a la presión de abandono (400 lb/pg²) o sea 17.6 % del contenido de condensado original.

Finalmente el paso 4 se efectúa calculando primeramente la

recuperación de condensado a condiciones de tanque desde la ecuación volumétrica de la siguiente forma :

$$= (V_r \phi (1 - S_v)) (bl \text{ cond. } @ \text{ } @ / bl \text{ hc esp. poroso})$$

substituyendo valores :

$$= 7758 (12) (100 - 8) (0.04326)$$

$$= 37 \text{ bl } / \text{ ac} - \text{ p}$$

El gas producido en el separador y los vapores a condiciones de tanque pueden determinarse con los cálculos de recuperación de condensado. La producción de gas puede expresarse directamente como p^3 estándar por bl de hidrocarburos del espacio poroso, y convertirse a relación gas - líquido si se desea. Para el separador de alta presión y para una presión del yacimiento de 3500 lb/pg² se tiene :

$$\begin{aligned} \frac{p^3 \text{ de gas}}{bl \text{ efluente yac.}} &= \left[\frac{\text{moles prod. efluente yac.}}{bl. \text{ efluente yac.}} \right] (V_{1000}) \times \\ & \left(\text{Vol. molar } p^3 / \text{ mol} \right) \\ &= (3.479) (0.8889) (379) \\ &= 1172 \frac{p^3 \text{ de gas}}{bl \text{ efluente yac.}} \end{aligned}$$

Ahora los p^3 por bl de condensado a condiciones de tanque se calculan en la siguiente forma :

$$\begin{aligned} &= \frac{p^3 \text{ gas } / \text{ bl efluente yac.}}{bl \text{ cond. } @ \text{ } @ / \text{ bl efluente yac.}} \\ &= \frac{1172}{7.6472 \times 10^{-2}} = 15,362 \frac{p^3}{bl \text{ cond. } @ \text{ } @} \end{aligned}$$

En la tabla 5 se presenta un ejemplo completo para el cálculo de la recuperación para decrementos de 200 lb/pg². En la figura 17 se presenta la variación del volumen relativo, factor Z y vaciamiento del yacimiento con la presión. La figura 18 presenta el gasto de recuperación de condensado contra la presión y la figura 19 nos muestra la predicción del yacimiento hasta su agotamiento.

Otro método²⁰ para predecir el comportamiento por agotamiento natural en los yacimientos de gas y condensado, se basan el uso de equipo de análisis PVT, para esto se introduce una muestra de fluido

TABLA 5

Cálculo de la Recuperación de un Yacimiento de Gas y Condensado por Agotamiento Natural, Campo A Oklahoma²⁶

(1) Presión Yac. $\frac{2}{2}$ (lb/pg ²)	(2) Vol. Rel. $\frac{V_1}{V_0}$	(3) 1/(2)	(4) $\frac{2t-2t-z}{\Delta \text{ Col (2)}}$ Pres. pares	(5) $\frac{(4)}{(2)}$	(6) (% vol) Prod. 100x $\Delta \text{ Col (3)}$	(7) Vol. prod. Acum. $\Sigma \text{ col (6)}$
4400	1.00000	1.00000	-----	-----	-----	-----
4300	1.01280	-----	0.02652	0.02618	-----	-----
4200	1.02652	0.97417	-----	-----	2.583	2.583
4100	1.04124	-----	0.03053	0.02932	-----	-----
4000	1.05705	0.94603	-----	-----	2.814	5.397
3900	1.07404	-----	0.03527	0.03284	-----	-----
3800	1.09232	0.91548	-----	-----	3.055	8.452
3700	1.11201	-----	0.04092	0.03680	-----	-----
3600	1.13324	0.88243	-----	-----	3.305	11.757
3500	1.15617	-----	0.04772	0.04127	-----	-----
3400	1.18096	0.84677	-----	-----	3.566	15.223
3300	1.20781	-----	0.05597	0.04634	-----	-----
3200	1.23693	0.80845	-----	-----	3.832	19.155
3100	1.26854	-----	0.06606	0.05207	-----	-----
3000	1.30299	0.76747	-----	-----	4.098	23.253
2900	1.34053	-----	0.07855	0.05860	-----	-----
2800	1.38154	0.72383	-----	-----	4.264	26.617
2700	1.42646	-----	0.09423	0.06606	-----	-----
2600	1.47577	0.67761	-----	-----	4.622	32.239
2500	1.53004	-----	0.11416	0.07461	-----	-----
2400	1.58993	0.62896	-----	-----	4.865	37.104
2300	1.65624	-----	0.13997	0.08451	-----	-----
2200	1.72990	0.57807	-----	-----	5.089	42.193
2100	1.81202	-----	0.17405	0.09605	-----	-----
2000	1.90395	0.53522	-----	-----	5.285	47.478
1900	2.00731	-----	0.22016	0.10968	-----	-----
1800	2.12411	0.47029	-----	-----	5.453	52.921
1700	2.25681	-----	0.28442	0.12603	-----	-----
1600	2.40853	0.41519	-----	-----	5.560	58.481
1500	2.58319	-----	0.37734	0.14608	-----	-----
1400	2.78587	0.35895	-----	-----	5.624	64.105
1300	3.02322	-----	0.51824	0.17142	-----	-----
1200	3.30411	0.30265	-----	-----	5.630	69.735
1100	3.64065	-----	0.74576	0.20484	-----	-----
1000	4.04987	0.24692	-----	-----	5.573	75.308
900	4.55626	-----	1.14686	0.25171	-----	-----
800	5.19673	0.19243	-----	-----	5.449	80.757
700	6.02929	-----	1.95383	0.32406	-----	-----
600	7.15056	0.13985	-----	-----	5.258	86.105
500	8.73457	-----	3.97936	0.45559	-----	-----
400	11.12992	0.08985	-----	-----	5.000	91.015
300	15.14905	-----	12.10054	0.79876	-----	-----
200	23.23046	0.04305	-----	-----	4.680	96.695

TABLA 5
Continuación

(7) Presión Yac. (lb/pg ²)	(8) Curva Suav. Col. (5) bl ef. yac. bl hc esp. p.	(9) Paso 1 bl cond. bl ef. yac	(10) (8) x (9) bl cond. bl hc. esp p.	(11) Curva Suav. Col. (10)	(12) bl cond. acum. Σ Col (11)
4400	-----	-----	-----	-----	-----
4300	0.026	0.224	0.00582	0.00580	0.00580
4200	-----	-----	-----	-----	-----
4100	0.028	0.180	0.00504	0.00480	-----
4000	-----	-----	-----	-----	0.01060
3900	0.032	0.140	0.00448	0.00410	-----
3800	-----	-----	-----	-----	0.01470
3700	0.036	0.101	0.00364	0.00355	-----
3600	-----	-----	-----	-----	0.01825
3500	0.040	0.077	0.00308	0.00310	-----
3400	-----	-----	-----	-----	0.02135
3300	0.045	0.061	0.00275	0.00274	-----
3200	-----	-----	-----	-----	0.02409
3100	0.051	0.0485	0.00247	0.00242	-----
3000	-----	-----	-----	-----	0.02651
2900	0.058	0.0385	0.00223	0.00215	-----
2800	-----	-----	-----	-----	0.02866
2700	0.065	0.0300	0.00195	0.00193	-----
2600	-----	-----	-----	-----	0.03059
2500	0.075	0.0233	0.00175	0.00172	-----
2400	-----	-----	-----	-----	0.03231
2300	0.085	0.0178	0.00151	0.00154	-----
2200	-----	-----	-----	-----	0.03385
2100	0.096	0.0132	0.00127	0.00138	-----
2000	-----	-----	-----	-----	0.03523
1900	0.110	0.0103	0.00113	0.00125	-----
1800	-----	-----	-----	-----	0.03648
1700	0.125	0.0083	0.00104	0.00113	-----
1600	-----	-----	-----	-----	0.03761
1500	0.146	0.0066	0.00096	0.00105	-----
1400	-----	-----	-----	-----	0.03866
1300	0.172	0.0053	0.00071	0.00093	-----
1200	-----	-----	-----	-----	0.03959
1100	0.206	0.0041	0.00084	0.00085	-----
1000	-----	-----	-----	-----	0.04044
900	0.253	0.0032	0.00081	0.00078	-----
800	-----	-----	-----	-----	0.04122
700	0.320	0.0025	0.00080	0.00072	-----
600	-----	-----	-----	-----	0.04262
500	0.425	0.0016	0.00068	0.00068	-----
400	-----	-----	-----	-----	0.04326
300	0.798	0.006	0.00048	0.00064	-----
200	-----	-----	-----	-----	-----

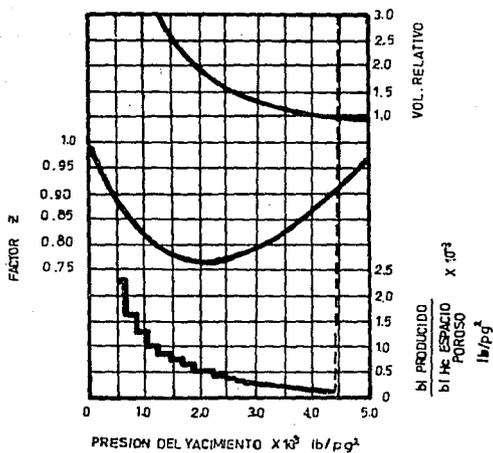


FIG.17.-CARACTERISTICAS DEL FLUIDO DEL YACIMIENTO CAMPO 'A' OKLAHOMA.

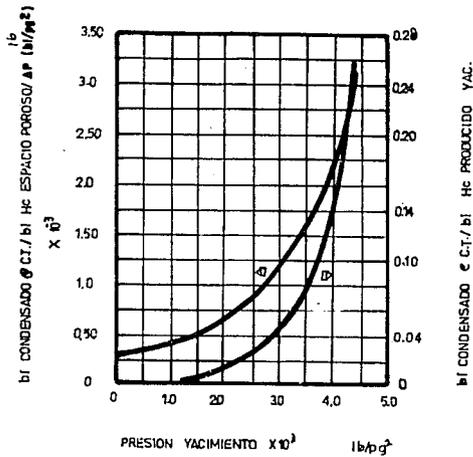


FIG. 18.-GASTO DE RECUPERACION DE
CONDENSADO CAMPO 'A'
OKLAHOMA²⁶

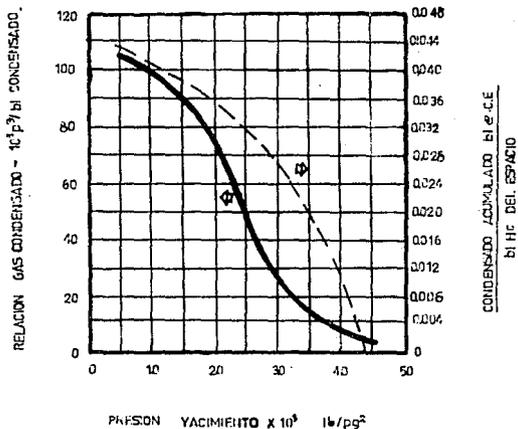


FIG. 19.-RECUPERACION ACUMULADA DE CONDENSADO Y RELACION GAS-ACEITE CAMPO 'A' OKLAHOMA.²⁶

original en la celda de análisis PVT a una presión igual o mayor a la presión del yacimiento y temperatura ambiente, manteniendo la presión constante se calienta la celda a la temperatura del yacimiento, una vez que se alcanza la temperatura deseada, se efectúa una separación flash reduciendo la presión por extracción de mercurio de la celda hasta detectar la presión de rocío, una vez que se ha detectado esta, se expande el volumen de muestra en la celda a un volumen mayor y una presión un poco menor de la inicial retirando mercurio de la celda por la parte inferior. Se agita la muestra hasta que alcanza el equilibrio termodinámico entre la fase gaseosa y el líquido formado; este último se deposita en la parte inferior de la celda permitiendo que solamente se encuentre la fase gaseosa en la parte superior de la celda. Se inyecta mercurio en el fondo de la celda y el gas es extraído por la parte superior a una presión de extracción constante, hasta que alcanza un volumen de muestra igual al que se tenía a la presión de rocío. Se mide el volumen de líquido retrógrado y se vuelven a repetir los pasos anteriores (expansión de la muestra a una presión menor, inyección de mercurio hasta alcanzar el volumen de muestra a la presión de rocío, extrayendo gas por la parte superior de la celda). Al gas extraído en cada etapa se determina su composición y se determina su volumen a condiciones estándar de presión y temperatura, con este se calcula el volumen de gas como si se comportara como un gas ideal a la presión y temperatura del yacimiento; una vez calculado y con el volumen de gas medido realmente en la celda a condiciones de yacimiento, se determina el factor de desviación Z. La recuperación de líquido producido del gas extraído en cada etapa, se puede medir pasando el gas a través de pequeños separadores a escala o se pueden calcular desde la composición usando constantes de equilibrio. Un ejemplo detallado de este método se presenta en el ejemplo 2.3 del capítulo 2 en la referencia 20.

Para predecir²⁰ el comportamiento por agotamiento natural para los yacimientos de gas y condensado de una manera similar al método anterior, se hace uso de la composición original del fluido (una fase gaseosa) a la presión y temperatura del yacimiento y de las constantes de equilibrio (K). Si se conocen con suficiente exactitud los valores de las constantes de equilibrio que sean aplicables a los fluidos en el rango de presión y temperatura requeridos, es posible calcular la distribución molar entre la fase líquida y vapor a cualquier presión y temperatura del yacimiento, y de aquí se pueden conocer mediante balance molar la composición de la fase líquida y vapor a cada nivel de presión; a partir de la composición de la fase líquida y vapor y conociendo las constantes de equilibrio respectivas, se pueden conocer los volúmenes de líquido y gas a cualquier presión.

La técnica que se usa para el método anteriormente descrito es similar a la técnica del ejemplo 2.3 de la referencia 20, se inicia estableciendo un volumen unitario del fluido del yacimiento de composición conocida a la presión de rocío y temperatura del yacimiento, se extrae una cierta cantidad del fluido original a presión constante y se expande la muestra remanente al volumen

inicial. A la presión fijada, usando constantes de equilibrio se determinan los volúmenes de líquido así como sus respectivas composiciones. Se efectúa una segunda extracción de los fluidos del yacimiento a una presión mas baja y los cálculos se realizan de la misma manera que el en el paso anterior. Estos pasos se siguen efectuando hasta la presión de abandono. Es necesario que las moles extraídas para cada componente, se le resten a las moles iniciales en cada etapa de presión, para establecer las moles remanentes que nos van a servir en la siguiente etapa del depresionamiento.

Afortunadamente para usar este método es posible contar con constantes de equilibrio a condiciones de yacimiento suficientemente confiables; conociendo la composición inicial del fluido e información que se reporta en los análisis PVT composicionales, tal como la composición de efluente en cada etapa del agotamiento, el de factor Z, la cantidad de gas desplazado en cada etapa del agotamiento y el volumen de la fase líquida en la celda PVT; usando el procedimiento de la referencia 15. Por otro lado conociendo la composición original del fluido y datos PVT se puede usar alguna ecuación de estado (Redlich-Kwong, Peng-Robinson etc.), para conocer las constantes de equilibrio a cualquier rango de presión y temperatura tanto del yacimiento como en la superficie.

Cuando el contenido de condensado de los yacimientos en consideración es pequeño para predecir el comportamiento del yacimiento se pueden usar las ecuaciones que se desarrollaron para gases en una sola fase, las cuales son:

$$\frac{P_{sc} G_p}{T_{sc}} = \frac{P_i V_i}{Z_i T} - \frac{V_i P}{Z T} \dots\dots\dots(3.25)$$

$$G (B_y - B_{gt}) = G_p B_y \dots\dots\dots(3.26)$$

donde :

- P_{sc} = Presión a condiciones estándar (lb/pg²).
- T_{sc} = Temperatura a condiciones estándar (°R).
- G_p = Volumen de gas producido a una cierta presión medido a condiciones estándar (p_{sc}³).
- P_i = Presión inicial (lb/pg²).
- V_i = Volumen inicial (p_{sc}³).
- Z_i = Factor de desviación a una presión inicial (adim).
- Z = Factor de desviación a una cierta presión (adim).
- P = Presión (lb/pg²).
- G = Volumen de gas original a condiciones estándar (p_{sc}³).
- B_y = Factor de volumen de gas a una cierta presión (p_{sc}³ gas @ cy / p_{sc}³ gas @ sc).
- B_{gt} = Factor de volumen de gas a la presión inicial (p_{sc}³ gas @ cy / p_{sc}³ gas @ sc).

3.3. Comportamiento Primario con Entrada de Agua.

La explotación de los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua, se efectúa, ya sea con un mantenimiento de presión parcial (acuifero pequeño) o total como es el caso cuando la presión se mantiene cercana o mayor que la presión de rocío (acuifero muy activo). Cuando se estabiliza la presión o sea que se detiene la declinación natural del yacimiento, la recuperación dependerá fundamentalmente de la presión a la cual se efectúa la explotación y de la eficiencia con la cual el agua desplaza al gas en los poros de la formación. Mientras mayor sea la fase líquida formada en los poros de la roca, la recuperación de este será menor, debido a que si el líquido permanece inmóvil en el yacimiento, el agua tenderá a atraparlo junto con cierta cantidad de gas atrás del frente de invasión. Si la formación es muy heterogénea, existirá una tendencia natural del agua a fluir por los estratos más permeables, dejando en los estratos de menor permeabilidad una mayor saturación de gas al momento en que se presente la surgencia del agua en los pozos productores; esto mismo sucederá en los yacimientos fracturados donde el agua tenderá a fluir preferentemente por las fracturas inundando rápidamente los pozos productores, en estos casos, la recuperación en los yacimientos con la entrada de agua será menor que la obtenida por agotamiento natural.

Para evitar la conificación de agua en este tipo de yacimientos, se requiere que su explotación se efectúe bajo un gasto máximo permisible, esto significa que la producción de los pozos debe regularse de acuerdo a avance del nivel gas agua en la formación debido a la extracción de hidrocarburos. El gasto máximo permisible se puede calcular con la siguiente ecuación:

$$Q_{ca} = C_p (P_m^2 - P_{vf}^2)^n \dots \dots \dots (3.27)$$

y tomando logaritmos :

$$\log Q_{ca} = n \log (P_m^2 - P_{vf}^2) + \log C_p \dots \dots \dots (3.28)$$

y:

$$C_p = \frac{k h T_{ca}}{5.0332 \times 10^4 P_{ca} T (\mu Z_m) \ln (r_d / r_v)} \dots \dots (3.29)$$

donde :

- Q_{ca} = Gasto de gas a condiciones estándar ($10^3 p^3$ / día).
- P_m = Presión promedio al cierre (lb/pg^2).
- P_{vf} = Presión de fondo fluyendo (lb/pg^2).
- k = Permeabilidad (md).
- h = Espesor (p).
- T_{ca} = Temperatura a condiciones estándar ($^{\circ}R$).
- P_{ca} = Presión a condiciones estándar (lb/pg^2).

- T = Temperatura de la formación ($^{\circ}R$).
 μ = Viscosidad del gas (cp).
 Z_m = Factor de desviación del gas promedio (adim).
 $r_d = 0.472 r_w$.
 r_w = Radio de drene (p).
 r_v = Radio del pozo (p).
 n = Exponente que describe la inversa de la pendiente de la recta para el gasto estabilizado.

La ecuación 3.27 se aplica para datos medidos en cada pozo y nos produce una relación lineal en coordenadas logarítmicas; en general, la pendiente (n) de la recta formada es de 1 (45°) para flujo Darcy, esto es para gastos de producción bajos, para gastos altos la pendiente será menor de 1 y debido a la turbulencia la relación puede ser no lineal; para condiciones de 100% de alta velocidad el valor de n es igual a 0.5.

Los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua, tienen la ventaja de que si esta es muy intensa se mantendrán altas presiones de fondo fluyendo, lo que reducirá la formación de grandes saturaciones de líquido en las cercanías de los pozos, permitiendo buena productividad en los mismos, además de que debido a las altas presiones en la cabeza del pozo se tendrá un considerable ahorro en el costo de compresión de gas en la superficie.

Si la entrada del agua es muy intensa de tal manera que se explote el yacimiento a una presión mayor o muy cercana a la presión de rocío, el comportamiento del yacimiento puede estimarse usando la ecuación general de balance de materia para gas (una fase) la cual toma la forma siguiente:

$$\frac{P_{ce} G_p}{T_{ce}} = \frac{P_i V_i}{Z_i T} - \frac{P(V_i - W_a + B_v W_p)}{Z T} \dots (3.30)$$

0

$$G (B_g - B_{gi}) + W_a = G_p B_g + B_v W_p \dots (3.31)$$

donde :

- P_{ce} = Presión a condiciones estándar (lb/pg^2).
 G_p = Gas producido a condiciones estándar (p^3).
 P_i = Presión inicial (lb/pg^2).
 V_i = Volumen inicial (p^3).
 Z_i = Factor de desviación del gas a la presión inicial (adim).
 T = Temperatura del yacimiento ($^{\circ}R$).
 W_a = Volumen de entrada de agua (p^3).
 B_v = Factor de volumen del agua (p^3/p^3).
 W_p = Volumen de agua producida (p^3).
 Z = Factor de desviación del gas a una cierta presión (adim).
 B_g = Factor de volumen del gas a una cierta presión ($p^3 @ cy / p^3 @ ce$).

B_{gi} = Factor del vol. del gas a una presión inicial ($p^a @ c\phi$ y $p^a @ c\phi$).
 G = Volumen original de hidrocarburos a condiciones estandar (p).

En los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua muy activa, la declinación del yacimiento es reducida, ocasionando que se pueda o no formar condensado en el yacimiento, de tal manera que la relación gas-condensado permanezca substancialmente constante. La recuperación se determinará de la misma manera que para los yacimientos en una sola fase gaseosa, y dependerá de 3 factores :

- a) La saturación de agua inicial (S_{wi}).
- b) La saturación de gas residual en la zona invadida (S_{gr}).
- c) La fracción F del volumen de yacimiento invadido por agua.

Debido a que el factor de vol. del gas permanece prácticamente constante puesto que la presión del yacimiento no declina, la recuperación fraccional será :

$$R = \frac{V_i \phi (1 - S_{wi} - S_{gr}) B_{gi} F}{V_i \phi (1 - S_{wi}) B_{gi}} = \frac{(1 - S_{wi} - S_{gr}) F}{(1 - S_{wi})} \dots\dots\dots (3.32)$$

donde :

- V_i = Volumen del yacimiento inicial (unidades requeridas).
- S_{gr} = Saturación de gas residual en el área invadida.
- S_{wi} = Saturación inicial de agua.
- F = Fracción del volumen total invadido.
- ϕ = Porosidad (fracción).
- B_{gi} = Factor del volumen del gas a una presión inicial (p^a gas @ $c\phi$ / p^a gas @ $c\phi$).

Se observa en la ecuación 3.32 que, a medida que aumenta la saturación de agua inicial para valores constantes de S_{gr} y de F , tiende a disminuir el factor de recuperación. La saturación de gas residual en las zonas invadidas generalmente se puede esperar que esté en el rango de 15 a 50% del espacio poroso dependiendo de las características de la roca.

La fracción del volumen total invadido (F) depende de la localización de los pozos y de la estratificación de las formaciones en yacimientos con empuje lateral. En los yacimientos con entrada de agua de fondo depende del espaciamento de los pozos y del efecto de conificación.

Cuando existe una entrada de agua parcial, y la presión se estabiliza a un valor menor que la presión de rocío, la recuperación total será la suma de la recuperación por agotamiento natural más la recuperación que se obtendría por la entrada de agua al yacimiento. Si la saturación de líquido retrógrado formado en el

yacimiento a la presión de estabilización es inmóvil, quedará atrapado en la zona invadida por el agua, y por lo tanto la saturación residual de hidrocarburos será del orden a la que se obtendría si fuera solamente una fase gaseosa.

En la tabla 6, se presenta una comparación de las recuperaciones de gas y líquido²⁰ que se obtuvieron para una explotación de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural con entrada parcial y total de agua, usando los valores de S_{gr} , S_{wl} y F de 0.20, 0.30 y 0.80, respectivamente.

Se observa en la tabla que la mayor recuperación total obtenida es para la explotación por agotamiento natural, y el mayor contenido de condensado se obtiene de la explotación con un empuje de agua muy activo, debido a que como se mencionó anteriormente no hay formación de condensado en los poros de la roca.

TABLA 6

Comparación de la Recuperación por Agotamiento
Empuje Total y Parcial de Agua²⁰

Mecanismo de Explotación	Rec. de Condensado (%)	Rec. de Gas (%)	Rec. Total (Gas y Cond.) (%)
Reserva Inicial	100.0	100.0	100.0
Agotamiento a 500 (lb/pg ²)	50.0	83.3	80.4
Empuje de Agua Tot. a 2960 (lb/pg ²) (Pres. de Rocío)	57.1	57.1	57.1
a) Agotamiento a 2000 (lb/pg ²)	19.8	31.7	30.7
b) Empuje de Agua a 2000 (lb/pg ²)	21.8	38.4	37.0
Rec. Total Empuje Parcial (a) + (b)	41.6	70.1	67.7

3.4. - Recuperación por Mantenimiento de Presión por Recirculación de Gas Seco y Gases No Hidrocarburos.

Para reducir las pérdidas de componentes pesados debido a la condensación retrógrada que ocurre en los yacimientos de gas y condensado, es necesario explotar estos yacimientos a una presión mayor que la presión de rocío. Con este propósito, fué práctica común en el pasado circular el gas seco a una presión mayor que la de rocío; es decir, el gas y condensado producido es procesado para extraerle los componentes pesados y el gas seco resultante es comprimido y regresado al yacimiento a través de pozos inyectoros. El gas seco tiende a surgir en los pozos productores y poco a poco aumenta su proporción en el efluente, hasta alcanzar el límite económico de producción de condensado, empezando en esas condiciones la explotación del yacimiento por agotamiento natural.

Existen algunos problemas que como se verá mas adelante, impiden que los proyectos de explotación por mantenimiento total de presión inyectando gas seco, sean atractivos para un gran número de yacimientos de gas y condensado. Debido a esto se han propuesto algunas alternativas, tales como, inyección de gas seco a baja presión, inyección de nitrógeno, inyección de aire etc., las cuales se consideran económicamente factibles para llevarse a cabo en los yacimientos de gas y condensado. Los métodos usuales de mantenimiento de presión con gasen los yacimientos de gas y condensado son:

3.4.1.- Inyección de gas seco a alta presión.

3.4.2.- Inyección de gas seco a baja presión.

3.4.3.- Inyección de nitrógeno, mezclas con nitrógeno y aire.

3.4.1. Inyección de Gas Seco a Alta Presión

Uno de los problemas fundamentales en la explotación de los yacimientos de gas y condensado es la depositación de líquido en el medio poroso, la cual representa una pérdida de líquido de la corriente gaseosa siendo mayor en yacimientos de gas y condensado con alto contenido de líquidos que en aquellos con bajo contenido; los yacimientos con alto contenido de condensado tienen relaciones gas líquido²⁵ menores de 1,700 m³/m³, los yacimientos de bajo contenido de condensado tienen relaciones gas líquido mayores de 5,347 m³/m³. Generalmente los yacimientos con bajo contenido de condensado no son candidatos a proyectos de mantenimiento de presión, ya que por agotamiento natural se obtienen recuperaciones entre 60 y 80% del contenido de condensado original medido a condiciones de tanque; las excepciones pueden ser cuando se produce la zona de aceite, cuando se quiere evitar la emigración de aceite hacia la capa de gas o cuando se quiere almacenar el gas.

Un proyecto de mantenimiento total de presión consiste esencialmente en inyectar gas seco a una presión mayor que la presión de rocío a través de pozos inyectoros estratégicamente situados, de tal manera que el volumen de gas inyectado prácticamente es igual al volumen de gas extraído a través de los pozos productores, lo que permite que la presión permanezca prácticamente constante evitando la depositación de líquido en el medio poroso. Una vez que el frente de gas seco alcanza los pozos productores, el gas seco se mezcla con el gas proveniente del yacimiento y el contenido de gas seco tiende a aumentar reduciéndose la cantidad de condensado recuperado en la superficie conforme avanza el tiempo de explotación. La inyección de gas termina cuando se ha alcanzado el límite económico del proyecto, y empieza la explotación del yacimiento por agotamiento natural.

Debido a la irrupción del gas inyectado en los pozos productores, gran parte del gas inyectado es producido, y pasado a través de la planta para reinyectarse nuevamente, antes de que se alcance el límite económico.

Se deben definir cuidadosamente las características litológicas de la formación²⁵ y se deben de evaluar perfectamente los fluidos del yacimiento para asegurar que éste es un buen prospecto para mantenimiento de presión. Se obtiene una alta recuperación de líquidos con un arreglo idóneo de pozos productores e inyectoros, y con una baja estratificación del yacimiento.

Para un yacimiento de gas y condensado muy grande, existen fundamentalmente dos alternativas principales⁴² para el esquema del arreglo del patrón de inyección. La primera involucra la inyección del gas en los pozos de la cima de la estructura y la producción de los pozos estructuralmente bajos. La segunda consiste en la inyección periférica de gas con la producción a través de los pozos del centro de la estructura. La segunda opción es preferible cuando existe un acuífero activo, ya que impide la entrada de agua al yacimiento; lógicamente esta opción no será muy recomendable para un yacimiento con un gradiente composicional severo, ya que los pozos de la

periferia producirán con un alto contenido de líquidos.

Si el yacimiento tiene un relieve estructural bajo, quizás convendría efectuar un desplazamiento con un arreglo de patrón de inyección ya sea de 5, 7 o el número de pozos que resulten del estudio y con el cual se obtenga una mayor eficiencia de barrido. Las eficiencias de barrido son mayores con el incremento en las distancias entre los pozos productores e inyectores. El óptimo arreglo de pozos deberá efectuarse analizando el comportamiento del yacimiento bajo diferentes alternativas y tomando en cuenta las características geológicas.

Es posible aplicar la ecuación de balance de materia para predecir el comportamiento del yacimiento con inyección de gas, la cual toma la forma siguiente:

$$\text{Vol. de Gas y Cond. Original} = \text{Vol. de gas y Cond.} + \text{Entrada de Agua} \dots\dots\dots(3.33)$$

en forma explícita:

$$\left\{ \text{Vol. Original de Gas y Cond.} \right\} B_g = \left\{ \text{Gas y Cond. Original, } 10^9 p^3 - \sum \Delta \text{ Gas y Cond. Prod. } 10^9 p^3 \right\} B_g + \left\{ \sum \Delta \text{ Gas Iny., } 10^9 p^3 - \sum \Delta \text{ Iny. Prod., } 10^9 p^3 \right\} B_i + \left\{ \text{Entrada de Agua, bl} \right\} \dots\dots\dots(3.34)$$

por lo tanto se tiene :

$$G B_g = \left(G - \sum \Delta G_p \right) B_g + \left\{ \sum \Delta G_i - \sum \Delta G_{ip} \right\} B_i + \sum \Delta W_w \dots\dots\dots(3.35)$$

Ahora los términos acumulativos de gas y condensado producido y gas inyectado producido se pueden representar como :

$$\Delta G_p = \Delta L (GCR_w) \dots\dots\dots(3.36)$$

$$\Delta G_{ip} = (\Delta G_w) - \Delta (L) GCR \dots\dots\dots(3.37)$$

Substituyendo 3.37 y 3.36 en 3.35 tenemos :

$$G B_g = \left(G - \sum \Delta L (GCR_w) \right) B_g + \left\{ \sum \Delta G_i - \sum (\Delta G_w - \Delta L (GCR)) \right\} B_i + \sum \Delta W_w \dots\dots\dots(3.38)$$

Donde :

- G = Volumen original de gas y condensado $10^9 p^3$
- ΔG_p = Volumen de gas y condensado producido $10^9 p^3$
- ΔG_w = Gas producido en el separador $10^9 p^3$

ΔG_i = Gas inyectado producido $10^3 p_{sc}^3$.
 ΔG_{cp} = Gas inyectado producido $10^3 p_{sc}^3$.
 B_g = Factor de vol. del gas y condensado (bl cy / $10^3 p_{sc}^3$).
 B_i = Factor de vol. del gas de iny. (bl cy / $10^3 p_{sc}^3$).
 L = Condensado producido a condiciones de sep. (bl).
 GCR = Relación gas-condensado prod., ($10^3 p_{sc}^3$ de gas de sep. bl cond. sep.).
 GCR_w = Relación gas - condensado del efluente prod. (Gas sep. $10^3 p_{sc}^3$ + Gas equiv. de cond. $10^3 p_{sc}^3$) / (bl de cond. a cond. sep.).
 ΔW_e = Entrada de agua (bl).
 Δ = Incremento de tiempo.

Las condiciones estándar son referidas a 14.696 lb/pg² y 60°F

De la ecuación 3.38, se puede obtener el volumen de gas y condensado remanente y el volumen de gas inyectado producido, lo cual permite obtener la eficiencia del desplazamiento del proyecto.

Esta se refiere a la eficiencia del desplazamiento basada en el contenido de gas y condensado del yacimiento al momento de empezar la inyección de gas. La eficiencia del desplazamiento E_d , consiste de dos factores: Eficiencia interna de flujo E_i y eficiencia volumétrica E_v la cual se representa como:

$$E_d = E_i \times E_v \dots\dots\dots(3.39)$$

La eficiencia volumétrica E_v se puede determinar de datos de campo localizando la dirección del extremo del frente del gas seco desde los pozos de prueba y definiendo el volumen del yacimiento dentro del frente un mapa de Isohidrocarburos. De esta manera la relación del volumen invadido del yacimiento al volumen total nos dará la eficiencia volumétrica.

Las eficiencias de desplazamiento que se han detectado en la práctica para las condiciones más favorables, son del 60 al 80% del fluido original al comienzo de la inyección.

La eficiencia interna de flujo E_i , representa la eficiencia con la cual el gas y condensado ha fluido de la porción barrida, definida por la dirección del frente de gas seco. De una manera cuantitativa la eficiencia interna de flujo es equivalente al volumen de gas inyectado que permanece en el yacimiento dividido por el volumen de hidrocarburos dentro del frente.

Generalmente la localización del frente de gas seco se define a través de modelos matemáticos; de la misma manera se obtiene la composición de la corriente gaseosa y la recuperación. En estos modelos se mantiene constante la composición del gas durante la etapa de inyección, se debe proporcionar una estimación de la eficiencia del desplazamiento e incluir los efectos de la revaporización.

Mediante los modelos teóricos se puede definir el patrón de inyección y ubicar perfectamente la localización de los pozos; se

deben proporcionar valores de productividad e inyectividad de los pozos. Hay que definir cuidadosamente las eficiencias de barrido para varios arreglos de pozos productores e inyectores, con el fin de seleccionar el patrón óptimo de inyección así como las cuotas de producción más adecuadas. Los estudios del yacimiento deben aplicarse a etapas tempranas de su vida productiva con objeto de planear adecuadamente el proyecto de mantenimiento de presión, debido a que los modelos de estudio consideran permeabilidad y presión diferencial constante, existe cierta variación entre los resultados obtenidos de los modelos con respecto a los resultados reales, debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento.

Otra ecuación de balance de materia²⁵ para yacimientos de gas y condensado que combina adecuadamente datos de laboratorio y métodos de ingeniería de yacimientos, toma la siguiente forma:

$$\frac{Z_i P}{P_i Z} = \frac{1 - \alpha}{1 - L} + \frac{G_p}{G} \left[I \left(\frac{Z_i}{Z} \right) - \left(\frac{1 - \alpha}{1 - L} \right) \right] \quad \text{..(3.40)}$$

donde :

- α = Fracción mol del líquido en el volumen no barrido.
- L = Fracción del vol. de líquido en el volumen no barrido.
- Z', Z = Factores de desviación del gas inyectado y del yacimiento.
- I = Gas regresado al yacimiento como una fracción de la producción.

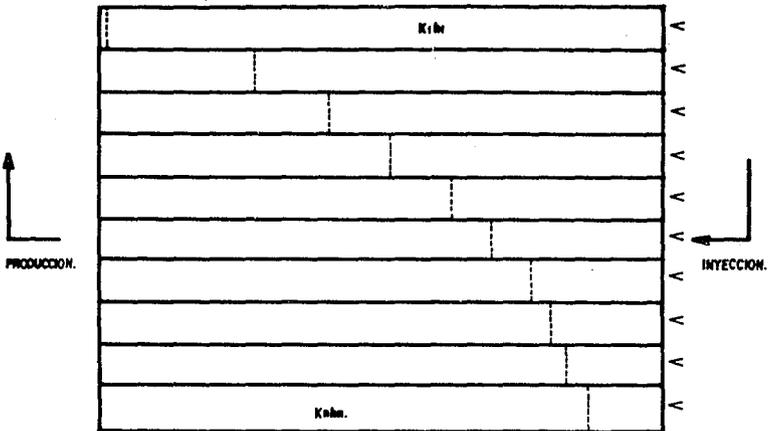
Los factores α y L se pueden determinar para cualquier presión a partir de experimentos de agotamiento a volumen constante o cálculos flash.

El análisis se efectúa para un yacimiento homogéneo haciendo la suposición de un desplazamiento tipo pistón, estable y eficiente (esto se justifica para condiciones de diferencias mínimas en densidades y viscosidades), junto con una eficiencia de barrido areal calculada o supuesta, acoplada con la ecuación de balance de materia. Igualmente, el enriquecimiento del gas de inyección por la fase líquida se puede tratar de una manera simplificada.

La estratificación del yacimiento se puede manejar razonablemente por medio del método de Styles lo cual se observa en la figura 20. El yacimiento se zonifica y los estratos se ordenan en relación a la permeabilidad. La permeabilidad, espesor y porosidad se consideran constantes en cada estrato, la velocidad de avance del frente de desplazamiento se considera proporcional a la permeabilidad, por lo tanto se tiene:

$$V_j = \frac{q_j}{b h_j} = \frac{k_j}{\mu} \frac{\Delta P}{L} \alpha k_j \quad \text{.....(3.41)}$$

La producción fraccional de cualquier estrato es :



**FIG. 20.-MODELO DE UN YACIMIENTO DEL TIPO STYLES
EL CUAL MUESTRA LAS POSICIONES DEL —
FRENTE A LA PRIMERA SURGENCIA.²⁹**

$$\frac{q_j}{q_t} = \frac{q_j}{q} = \frac{k_j h_j}{k h} \dots\dots\dots (3.42)$$

El tiempo de surgencia de la fracción de gas seco en el efluente se calcula fácilmente.

La ecuación de balance de materia se debe modificar debido a la fracción de gas seco en el efluente, e igualmente, se requiere considerar el enriquecimiento del gas inyectado por contacto con el condensado. Pueden hacerse en base a este método estudios de estrategias de producción para casos específicos de variación de permeabilidad y gas enriquecido.

En la figura 21 se observa el efecto de variación de permeabilidad (definida por el coeficiente de Dykstra-Parson) sobre la recuperación de gas y condensado recuperado a la surgencia. En la figura 22 se muestra la recuperación de gas y condensado como una función del flujo fraccional de gas seco y de la variación de la permeabilidad.

En el caso en consideración se supuso una eficiencia de barrido de 77% y mantenimiento completo de presión. La estratificación de yacimiento puede ocasionar que no sea atractivo el proyecto de mantenimiento de presión ya que variaciones relativamente pequeñas en la permeabilidad pueden conducir a una surgencia rápida del gas inyectado.

Una de las grandes ventajas del mantenimiento total de presión es que se mantiene la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío inhibiendo la formación del líquido en la vecindad de los pozos, y manteniendo su productividad.

El mantenimiento de presión por gas seco es poco probable que sea exitoso en un yacimiento de baja permeabilidad, debido a la alta caída de presión en los pozos productores ocasiona que se forme una fase líquida en la cercanía de los mismos reduciendo substancialmente su productividad. Este factor no es crítico si se tiene un fluido con una gran diferencia entre la presión del yacimiento y la de rocío, puesto que en este caso se puede producir con altos gradientes de presión.

Si existe una falta de continuidad en el yacimiento el proyecto de inyección de gas debe ser analizado minuciosamente, puesto que se necesitaría un número excesivo de pozos para efectuar un barrido eficiente de yacimiento.

En la figura 23 se presenta la variación de la última recuperación expresada en barriles de líquido a condiciones estándar por barril de hidrocarburos del espacio poroso, con la relación original gas aceite en p_a de gas por bl de líquido a condiciones estándar. Estos datos fueron tomados totalmente de casos de campo y el rango en la relaciones gas líquido varían entre 50 p_a /bl (8,912 m^3/m^3) y 50,000 p_a /bl (8,912 m^3/m^3).

En la figura 23 se observa en la tendencia del acúmulo, la recuperación en porciento de líquido original medido a condiciones de tanque, para todo el espectro de relaciones gas

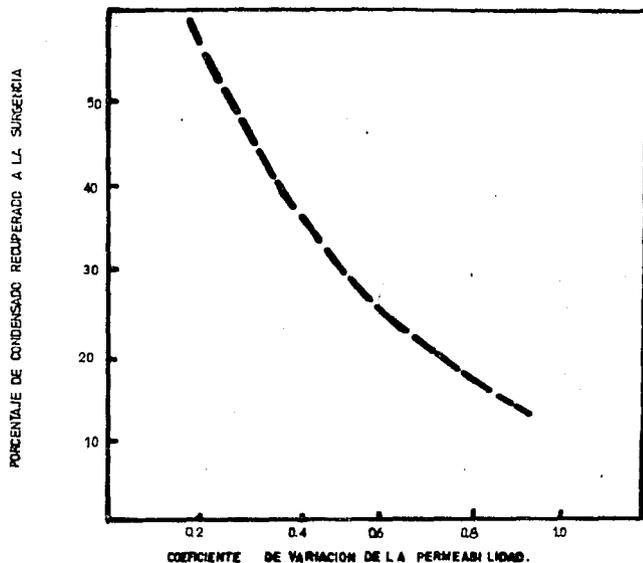


FIG. 21.-VARIACION DE LA RECUPERACION DE CONDENSADO A LA SURGENCIA CON EL COEFICIENTE DE VARIACION DE LA PERMEABILIDAD.²⁵

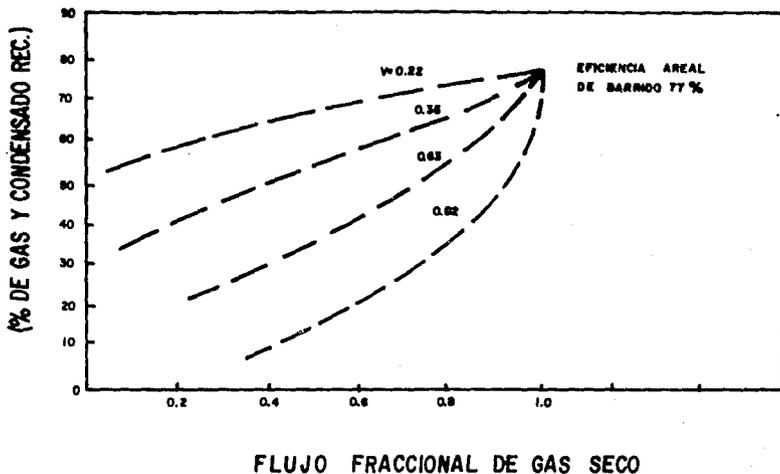


FIG. 22.-RECUPERACION DE GAS Y CONDENSADO COMO FUNCION DEL FLUJO FRACCIONAL DE GAS-SECO Y LA VARIACION DE LA PERMEABILIDAD.²⁵

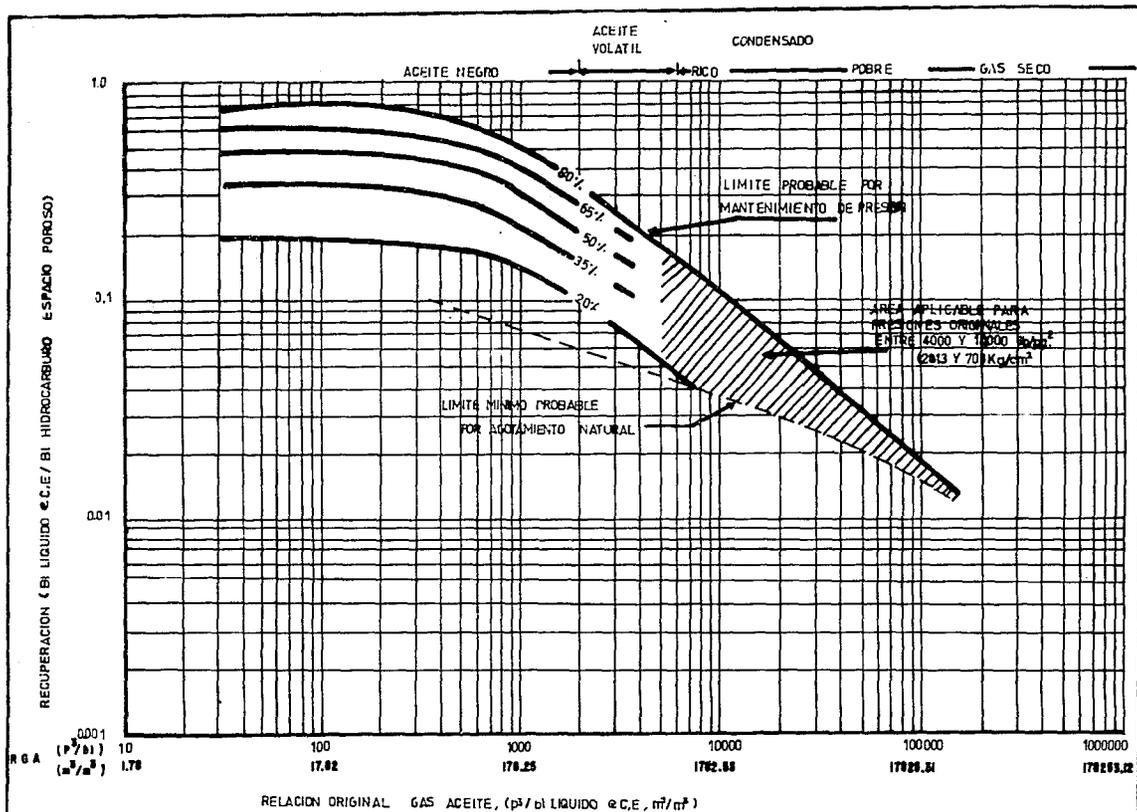


FIG. 23-CORRELACION EMPIRICA DE LA RECUPERACION DE LIQUIDO CONTRA LA RELACION GAS-LIQUIDO

aceite, desde aceites negros hasta gas seco. Se observa también una línea punteada, la cual representa la recuperación mínima probable por agotamiento natural, la curva superior del acuífero representa el límite probable de la recuperación debido a mantenimiento de presión. La recuperación de gas y líquido es función de la presión por lo cual la porción achurada es válida sólo para el rango entre 4,000 y 10,000 lb/pg² (281.3 y 703.2 kg/cm²); para presiones en el rango de 2,000 lb/pg² la zona achurada será mas baja representando menor recuperación. Se observa también que los yacimientos de gas y condensado con bajas relaciones gas aceite presentan un gran potencial para proyectos de mantenimiento de presión, en cambio los yacimientos de gas y condensado con altas relaciones tienen pocos beneficios, debido principalmente al poco contenido de líquido.

Aunque los yacimientos de gas y condensado con alto contenido de líquido son muy favorables a la inyección de gas, la selección final del proyecto debe efectuarse después de un estudio económico y de determinar las características del yacimiento (tamaño, heterogeneidad, ubicación, etc.).

Un beneficio adicional que se tiene en un proyecto de mantenimiento total de presión por inyección de gas seco, se presenta cuando existe una saturación de aceite residual inmóvil, ya que gran parte del aceite puede ser recuperado por revaporización.

Las principales desventajas⁹² del método de inyección de gas seco a alta presión son :

- a) Se requiere una gran inversión inicial para compresión e inyección.
- b) Las ventas de gas son diferidas.
- c) Se debe disponer de gas adicional para sostener el mantenimiento total de presión.
- d) Al final de la inyección de gas, sigue un período de explotación del yacimiento por agotamiento natural, debido a esto las plantas de gas prácticamente quedan inutilizadas lo que genera altos costos acumulativos de operación.
- e) Muy poco del gas y condensado en las porciones no barridas del yacimiento puede ser recuperado durante el depresionamiento del yacimiento.

3.4.2. - Inyección de Gas Seco a Baja Presión .

Cuando se explota un yacimiento de gas y condensado, una vez que la presión cae abajo de la presión de rocío se forma una fase líquida en los poros de la roca, la cual puede ser revaporizada totalmente si el condensado se pone en contacto con un volumen suficiente de gas seco.

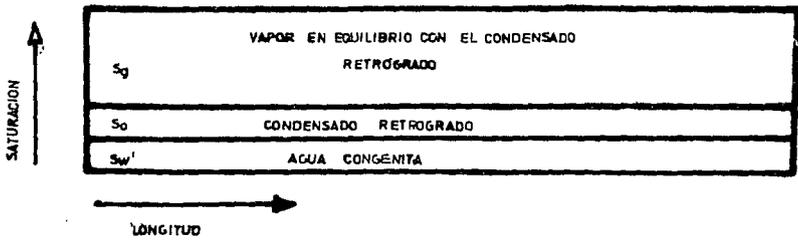
Para comprender el mecanismo de recuperación por revaporización de líquido retrógado, se hará mediante la figura 24^a en la que se muestra un medio poroso lineal a una presión abajo de la presión de rocío. En la figura 24 se presenta el sistema a las condiciones iniciales de saturación de agua congénita, de líquido retrógado y de vapor en equilibrio. EL medio poroso es homogéneo y se supone una eficiencia de barrido de 100 % . La figura 24 b, representa el comportamiento del sistema cuando se inyecta gas seco. A medida que entra el gas seco al medio poroso, se pone en contacto el gas seco y el líquido retrógado, buscando las 2 fases establecer el equilibrio físico (se desprecia el problema del mezclado entre el gas inyectado y el gas del yacimiento). Para obtener el equilibrio, los componentes se transferirán a contracorriente entre las fases, con los componentes intermedios y pesados moviéndose dentro del vapor y algunos componentes ligeros moviéndose dentro del líquido; debido a esta transferencia de masa la cantidad relativa de líquido decrece, de esta manera el vapor enriquecido es desplazado por el gas seco y el medio poroso es despojado de líquido; aquí se observa que sólo gas seco viene atrás del vapor enriquecido y el siguiente elemento de volumen es objeto del mismo proceso. Sólo vapor en equilibrio es producido del sistema hasta que el líquido es agotado completamente hacia la salida del gas del pozo productor. En los experimentos de vaporización llevados a cabo a temperatura constante, con una caída de presión despreciable y con un fluido binario, la composición del sistema permanece prácticamente constante toda la historia de producción.

Se considera que el desplazamiento del líquido por el gas es despreciable, ya que se supone que la saturación de líquido es menor que la crítica.

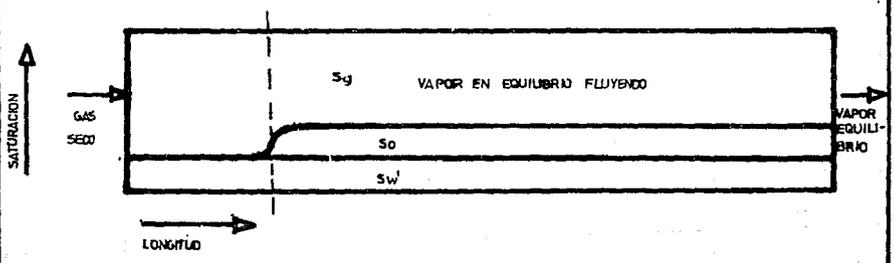
En el proceso descrito antes se supone que existe equilibrio en todos los puntos del sistema donde coexisten vapor y líquido ; se ha demostrado que el equilibrio no se alcanza si el fluido alcanza una velocidad muy grande; la cual por lo general no se alcanza a los gastos de inyección comunes en los campos petroleros. Se ha demostrado que la transferencia de masa toma lugar bajo condiciones de equilibrio en arenas consolidadas a velocidades tan grandes como 500 ft/día^a .

Por lo general el equilibrio se alcanza en una distancia muy corta; la separación que existe entre el fluido inyectado y el fluido en equilibrio es una medida de la extensión de la zona de mezclado. Esta separación solamente es apreciable cuando la zona de transición llega a la salida del sistema de flujo.

Es posible recuperar todo el líquido retrógado con inyección de gas seco a baja presión, si el condensado se pone en contacto con



a) SISTEMA DE GAS Y CONDENSADO AL INICIO DE LA INYECCION DE GAS SECO, PRESION DEL YACIMIENTO MENOR QUE LA PRESION DE ROCIO.



b) INYECCION DE GAS SECO.

FIG. 24.-SISTEMA GAS Y CONDENSADO CON INYECCION DE GAS SECO.

una cantidad suficiente de gas seco. Además, se considera que la recuperación de moléculas pesadas de líquido es elevada cuando la presión del yacimiento es menor a la presión de rocío al momento de iniciar la recirculación de gas.

En yacimientos homogéneos se establece el equilibrio termodinámico entre el gas fluyendo y el líquido retrógrado; sin embargo en yacimientos muy fracturados o con cavernas, la fracción de gas que no fluye en la matriz es muy grande, y por lo tanto el equilibrio termodinámico no es posible que se establezca perfectamente, reduciendo por consecuencia la recuperación. Por lo tanto, en medios fracturados o vugulares, deberá definirse perfectamente el ritmo de transferencia de masa, para decidir si es posible o no implantar un proyecto de inyección de gas a baja presión.

El ritmo de transferencia de masa se incrementa^{2º} con la variación de los siguientes parámetros :

- 1) Decremento en el tamaño de partícula del medio poroso.
- 2) Incremento en la saturación de líquido.
- 3) Incremento en la saturación de agua inmóvil.

La mayor velocidad de transferencia de masa para cada caso se atribuye a la mayor área interfacial entre el gas y el líquido retrógrado.

El incremento^{2º} en la vaporización se logra con una mayor densidad del líquido (² API), alta presión y temperatura del yacimiento y con una alta eficiencia de barrido.

En el esquema de explotación del yacimiento bajo un mantenimiento parcial de presión, el gas enriquecido desplazado desde las zonas barridas es recuperado^{3º} junto con el gas expandido desde las zonas no barridas.

Las ventajas^{3º} obtenidas de la explotación de un yacimiento de gas y condensado con mantenimiento parcial de presión son :

- a) Es posible disponer de gas para venta a etapas tempranas de la explotación del yacimiento.
- b) Se tiene una alta recuperación de líquido.
- c) Mayor flexibilidad en las operaciones de campo y de las plantas de tratamiento.
- d) Se requiere una baja inversión, y bajos costos de operación, comparados con los que requieren bajo un proyecto de mantenimiento total de presión.

3.4.3.- Inyección de Nitrógeno, Mezclas de Nitrógeno y Aire.

La inyección de gas natural bajo un mantenimiento total o parcial de presión, ha sido probada satisfactoriamente en los yacimientos de gas y condensado, sin embargo la poca disponibilidad de gas seco, así como su alto costo han hecho que los proyectos de mantenimiento de presión con gas no sean atractivos económicamente, por lo cual se han sugerido algunos sustitutos del gas seco en los proyectos de mantenimiento de presión tales como el nitrógeno aire y mezclas de nitrógeno con gas seco, gas de separador, bióxido de carbono etc.

Cuando existe un desplazamiento del fluido del yacimiento por nitrógeno a alta presión, por lo general se forma una mezcla⁹⁵ del fluido desplazante con el desplazado en el frente de desplazamiento; en los experimentos de laboratorio efectuados, una baja cantidad del gas de inyección se mezcla con el fluido del yacimiento. Las causas que ocasionan la mezcla de los fluidos son: a).-la diferencia de densidades entre el fluido desplazado y el desplazante, b).- una relación de movilidades muy desfavorable c).-un cambio en los patrones de inyección de los pozos.

La relación de movilidades obtenida para el desplazamiento de líquido retrógrado por nitrógeno se encuentra generalmente en el rango entre 1.2 a 2.2 y la obtenida para el gas seco se encuentra entre 1.4 a 2.6, ambos desplazamientos no son estables.

Moses⁹⁵ considera que el desplazamiento de gas y condensado a una presión mayor que la presión de rocío es de tipo pistón; sin embargo Renner⁹⁶ concluye que arriba de la presión de rocío se desarrolla un mecanismo de miscibilidad de contacto múltiple, lo que conduce a altas recuperaciones del fluido del yacimiento.

La miscibilidad se puede explicar como la condición física entre los fluidos que permite que se mezclen en todas las proporciones sin que se forme una interfase entre estos. Si los fluidos no se mezclan en todas las proporciones, se dice que son inmiscibles. Se requiere una investigación más a fondo para discernir si el desplazamiento de gas y condensado por un gas arriba de la presión de rocío es de tipo miscible o inmiscible, ya que se requiere esta información para predecir adecuadamente el comportamiento del yacimiento.

Se espera que la recuperación de líquido retrógrado⁹⁴ sea más grande a presiones mayores (300 a 400 lb/pg₂) a la presión de rocío, que a presiones cercanas a esta.

Es posible aumentar⁹⁷ la eficiencia de recuperación de hidrocarburos del nitrógeno mezclándolo con gas, ya sea gas natural, gas del separador o metano; incluso se observó que una mezcla de gas natural con nitrógeno (70-30%) es muy efectiva⁹⁴ como fluido de inyección.

Con la inyección de nitrógeno es posible obtener mayores beneficios económicos, que con la inyección de gas natural; ambos casos son más atractivos económicamente que la explotación del yacimiento por agotamiento natural. Sin embargo para que se evalúe si en un yacimiento es factible o no la inyección de nitrógeno, se requiere que cumpla con los siguientes requisitos:

- 1) El yacimiento no debe ser muy heterogéneo.
- 2) El fluido del yacimiento debe ser muy rico en condensado; considerándose que el contenido de líquido debe ser mayor de $100 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$ (RGA menor de $1780.9 \text{ m}^3/\text{m}^3$).

El nitrógeno puede ser producido criogénicamente separándolo de los componentes del aire de una manera económica, o se puede comprar a un proveedor, lo cual dependerá del estudio económico. Un costo adicional que debe tomarse en cuenta, es la separación del nitrógeno de la corriente gaseosa; en la referencia 33 se dan más detalles de los factores involucrados en el estudio económico.

Debido a que uno de los mayores costos en un proyecto de inyección de nitrógeno, es su obtención por un proceso criogénico, es posible considerar como una posibilidad de un mayor beneficio económico la inyección de aire⁴, ya que este, está constituido mayormente por nitrógeno en un porcentaje de 79 %. La presencia de oxígeno en el aire produce reacciones de oxidación en el yacimiento las cuales son :

- 1) Combustión.
- 2) Oxidación a baja temperatura.

La combustión en los yacimientos es muy poco probable y la oxidación a baja temperatura se considera que es importante a partir de 300°F (149°C), por lo que estos factores deben tomarse en cuenta. El efecto más importante es el de la corrosión, ya que el oxígeno se disuelve en el agua y el contacto con el hierro produce óxido férrico.

La inyección de aire, nitrógeno y mezclas de este gas con CO_2 o gas natural es factible hacerlo a baja presión, ya que estos gases pueden revaporizar el condensado retrógrado dejado en el yacimiento; esta recuperación será mayor si se recircula a una presión donde ocurre la mayor condensación retrógrada, ya que el área de contacto es mayor.

En el proceso de revaporización para una mezcla multicomponente, el gas debe alcanzar el equilibrio con todos los componentes, por lo cual las cantidades revaporizadas de cada componente serán función del número de componentes presentes en la fase gaseosa para cada tiempo. Esto significa que los componentes ligeros se vaporizarán más fácilmente que los componentes más pesados. Esto se observa en la figura 25, la cual es una gráfica de volumen de gas inyectado contra el porcentaje de moles vaporizadas de hexanos, octanos y decanos ($\text{C}_6, \text{C}_8, \text{C}_{10}$) del condensado en el yacimiento. Para condiciones en que se inyecta el metano a la presión de máxima condensación retrógrada; se observa que el gasto de vaporización decrece con el incremento del número de carbonos del fluido del yacimiento, pero permanece prácticamente constante para un componente.

El ritmo de vaporización del aire y del nitrógeno son muy semejantes, lo cual se debe al alto porcentaje del nitrógeno en el aire.

Si se le agrega un cierto porcentaje de bióxido de carbono al nitrógeno, se aumenta la recuperación de líquido ya que se ha probado que el bióxido de carbono es muy efectivo para vaporizar los componentes pesados³⁶.

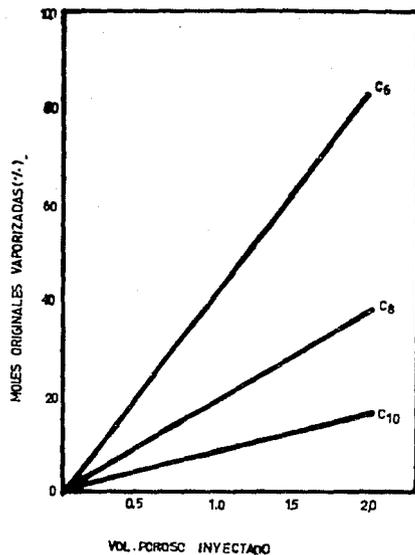
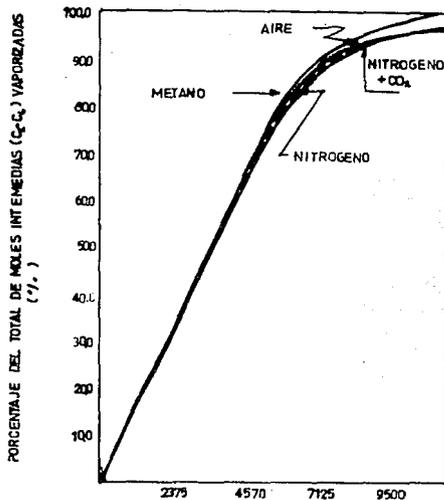


FIG. 25.-GASTO DE VAPORIZACION DE LAS
FRACCIONES PESADAS EN FUNCION
DEL VOLUMEN POROSO.³⁹

Considerar el efecto de vaporización de varios gases hidrocarburos y no hidrocarburos es sumamente importante, ya que del ritmo de vaporización del líquido retrógrado dependerá la decisión de que gas es más conveniente inyectar al yacimiento, aunque para tomar esta decisión se debe tomar en cuenta el costo y disponibilidad del gas para cada caso en particular. La habilidad de los gases hidrocarburos y no hidrocarburos para vaporizar componentes intermedios C₂-C₆, se observa en la figura 26 donde se presenta el porcentaje de moles intermedias vaporizadas (C₂-C₆) con relación a las moles originales como función del volumen de gas inyectado; los gases inyectados fueron metano, aire, nitrógeno y una mezcla de nitrógeno con bióxido de carbono, es evidente que prácticamente todos los gases inyectados muestran la misma habilidad para vaporizar los componentes intermedios hasta alcanzar un valor aproximadamente del 70 % de moles vaporizadas, observándose después de este valor una separación en el ritmo de vaporización, lo cual indica que las moléculas que predominan en esta etapa son pentanos y hexanos los cuales son más difíciles de vaporizar. Se observa que el metano es un poco más efectivo para vaporizar los componentes intermedios que los otros gases considerados. Finalmente en la figura 27, se tiene el comportamiento del porcentaje de moles vaporizadas (C₇+) con relación a las moles originales en función del volumen de gas inyectado, los gases usados fueron metano-aire, nitrógeno, y una mezcla de nitrógeno más bióxido de carbono; se observa en la gráfica que el metano es más efectivo para vaporizar componentes pesados y que los componentes no hidrocarburos vaporizan aproximadamente el 60 % de moles pesadas de las que vaporiza el metano.

Siempre y cuando un volumen suficiente de gas se ponga en contacto con el líquido retrógrado, este puede ser vaporizado totalmente, pero como ya se vió anteriormente, los gases no hidrocarburos tienen un menor gasto de vaporización comparados con los gases hidrocarburos, por lo cual para obtener una máxima recuperación de líquido retrógrado se requiere inyectar un mayor volumen de gases no hidrocarburos.



CONDENSADO ORIGINAL p³ce / 81

FIG.26-PORCENTAJE DEL TOTAL DE MOLES INTERMEDIAS (C₂ - C₆) VAPORIZADAS COMO FUNCION DEL GAS INYECTADO.³⁹

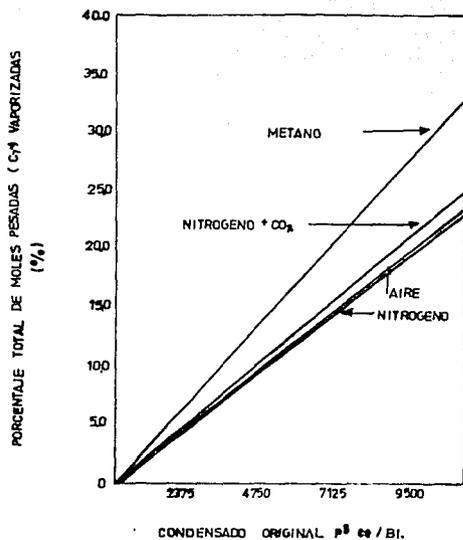


FIG. 27.-PORCENTAJE DEL TOTAL DE MOLES PESADAS VAPORIZADAS COMO FUNCION DEL GAS INYECTADO.

3.5.- Inyección Alternada de Agua y Gas.

Como se vió en las secciones precedentes la inyección de algún gas (ya sea hidrococarburo, no hidrocarburo o mezclas de ambos) en los yacimientos de gas y condensado tienen 2 severas limitaciones:

- a) La baja recuperación de líquido esperada en los yacimientos fracturados y altamente estratificados, por efecto de la fuerte canalización del gas en los estratos mas permeables en el caso de las formaciones altamente estratificadas, o el flujo preferencial por las fracturas en el caso de los yacimientos fracturados.
- b) El alto volumen de gas requerido para efectuar la recirculación de gas en los yacimientos de gas y condensado, pueden hacer el proyecto de mantenimiento de presión no atractivo económicamente.

Estos problemas pueden corregirse en gran medida a través de la inyección alternada de agua y gas; este consiste básicamente en inyectar primeramente un volumen de gas con objeto de generar miscibilidad con el fluido del yacimiento, después de un cierto volumen de gas inyectado se inyecta un volumen de agua previamente determinado, y así se alternan los ciclos de inyección gas-agua, de acuerdo a la relación de volúmenes previamente determinados.

En un proceso de desplazamiento miscible se puede aumentar la recuperación de hidrocarburos, aumentando la eficiencia de desplazamiento en la región barrida, esto se logra reduciendo la movilidad del fluido de inyección, lo cual se consigue mediante dos maneras :

- a) Reduciendo la permeabilidad al fluido de inyección en la roca del yacimiento.
- b) Incrementando la viscosidad del fluido de inyección.

La reducción de la permeabilidad al gas se logra aumentando la saturación del agua en la región barrida; se ha visto que la permeabilidad relativa a un fluido disminuye durante el flujo multifásico, y ya que la relación de movilidades es función de la permeabilidad ésta disminuye notablemente; también disminuye la relación de movilidades por la inyección de agua, ya que este fluido tiene una mayor viscosidad que el gas de inyección. Los efectos de permeabilidades relativas y la diferencia de viscosidades tiende a reducir el efecto de canalización del gas, debido a que el agua tiende a bloquear los estratos más permeables forzando el gas de inyección o el agua a entrar en los poros de la roca de la zona no barrida, mejorando lógicamente la eficiencia de barrido.

Para garantizar el desplazamiento miscible es necesario que se tenga una zona de gas de magnitud suficiente entre el bache miscible y la zona de flujo de agua, ya que si el agua fluye junto con el gas se tendrá una reducción muy fuerte en la eficiencia de desplazamiento. La relación de volúmenes gas-agua debe ser cuidadosamente determinada, para que la zona de gas se mantenga a un volumen constante durante la vida del proyecto, ya que se pueden presentar los siguientes problemas :

- a) Si la relación de volúmenes gas-agua es alta, el gas fluiría

más rápido que el agua, haciendo muy grande la zona de gas, reduciendo la eficiencia de barrido.

b) Si la relación de volúmenes gas-agua es baja, el agua fluirá más rápido que el gas invadiendo la zona miscible.

En el método de inyección alternada gas-agua la diferencia de viscosidades y los efectos de permeabilidades relativas son muy benéficos para el proceso, por el hecho de que un fluido más viscoso que el gas llena los estratos más permeables o las fracturas, forzando al fluido de inyección a entrar en la zona no barrida; un ejemplo ilustrativo de este proceso se presenta en la figura 28.

En la figura 28(a), se observa que primeramente se inyecta un volumen de gas el cual entra preferentemente a la roca en proporción a su capacidad de flujo, es decir a la relación kh entre los estratos. La eficiencia de barrido en la formación se rige por la relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado y el grado de flujo cruzado. El flujo cruzado vertical depende de la diferencia de densidades de los fluidos, velocidad de flujo y de la relación de permeabilidades horizontal a vertical.

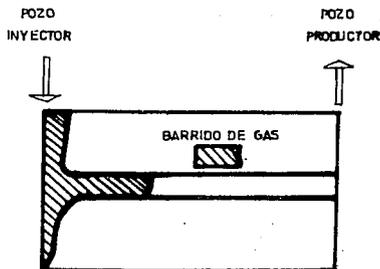
Una vez que se inyecta el agua atrás del gas, el agua entra a las zonas más permeables en proporción a su producto kh y el agua desplaza el gas con un efecto de tipo pistón, debido a la relación de movilidades favorable, esto se presenta en la figura 28(b). En la figura 28(c) se tiene que cuando se inyecta un volumen de gas detrás del agua, el agua inyectada anteriormente bloquea la zona más permeable, obligando al gas de inyección a penetrar en la zonas menos permeables, mejorando la eficiencia de barrido. La efectividad del barrido de las zonas menos permeables depende de los siguientes factores :

- a) Efectos de flujo cruzado.
- b) Densidades y viscosidades de los fluidos.
- c) Diferencias de kh entre los estratos.
- d) Efectos de permeabilidades relativas.

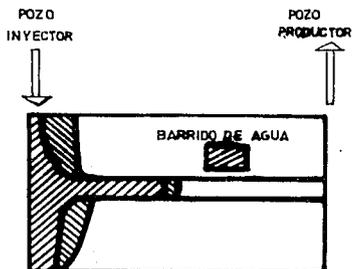
Se efectuó un estudio⁴³ de simulación en 2 dimensiones, con un pozo inyector situado a 350 p (106.7 m) de un pozo productor y a 280 p (85.3 m) de un pozo de observación, estando localizado del lado derecho del pozo inyector. El espesor del yacimiento de 50 p (15.2 m), con un estrato de alta permeabilidad al centro con un espesor de 1 p (0.304 m). El modelo supone simetría radial en coordenadas cilíndricas.

En la tabla 7, se presentan las propiedades usadas para el estudio, incluyendo las relaciones de permeabilidades relativas, las saturaciones residuales y las permeabilidades absolutas. El caso base tiene una permeabilidad de 100 md en la zona de alta permeabilidad, y una permeabilidad de 1 md en el resto del sistema. El valor de la relación de la permeabilidad vertical a horizontal fue de 0.5.

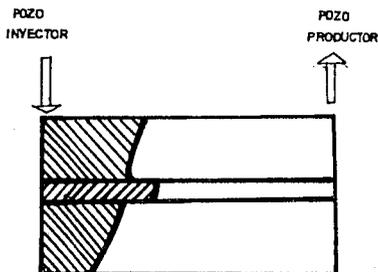
En la tabla 8, se muestran las propiedades del fluido para el gas y condensado, gas de inyección y el agua. Para el estudio se supone que el gas inyectado es miscible al primer contacto con el gas y condensado, lo cual significa que no queda líquido retrógrado en los poros de la roca.



(a).- INYECCION DE GAS.



(b).- INYECCION DE AGUA
DESPUES DEL BACHE DE GAS.



(c).- INYECCION DEL BACHE DE GAS
DESPUES DE LA INYECCION DE AGUA.

FIG. 28.- INYECCION ALTERNADA DE AGUA Y GAS.

TABLA 7

Propiedades Roca-Fluido Usadas en el Estudio⁴⁶

	Caso Base	Otros Casos
Km (md) (Permeabilidad roca)	1	10,1
Ka (md) (Zona alta permeabilidad)	100	500,10
k _{rv} (Perm. rel. agua)	$\alpha S_{nv}^4 *$	$\alpha S_{nv}^{2.5}$
k _{rg} (Perm. rel. gas)	$\alpha S_{ng}^{1.5}$	$\alpha S_{ng}^{1.2}$
S _g (Sat. gas res.)	0.50	0.3,0.4
S _g (Zona alta perm)	0.50	0.3,0.4
K _v /K _h (relación de perm. alta a perm. de la roca)	100	10,500
K _v /K _h (rel. perm. vertical a horizontal)	0.5	0.1,1.0
Porosidad en la roca	0.1	
Porosidad de la zona de alta permeabilidad	0.3	
Tensión interfacial gas-agua en el yac. (dinas/cm)	20	

Propiedades del Yacimiento

Vol. poroso : 2.3×10^5 bl @ cy (3.66×10^4 m³)
 Vol. inicial de cond. : 1.9×10^5 bl @ cy (3.02×10^4 m³)
 Gasto iny. : 640 bl @ cy/día (101.7 m³ / día)
 Número aprox. de días para inyectar un vol. poroso : 360 días

* S_n : Saturación de agua normalizada.

Tabla 8

Propiedades del Fluido⁴⁶

Viscosidad :

Gas de inyección	=	0.03 cp
Gas y condensado	=	0.08 cp
Agua	=	0.3 cp

Densidad :

Gas de inyección	=	0.29 gr/cm ³
Gas y condensado	=	0.44 gr/cm ³
Agua	=	0.97 gr/cm ³

La figura 29, compara la recuperación de gas y condensado expresado como una fracción del volumen de hidrocarburos originales obtenida para varios volúmenes porosos inyectados, para mantenimiento de presión con gas y con inyección alternada de gas y agua. En el caso de inyección continua de gas, se observa una surgencia muy rápida de gas en el pozo productor y que el gasto de producción de líquido disminuye por el efecto de canalización del gas en la zona de alta permeabilidad. Es de esperar que, como con cualquier desplazamiento miscible donde existe flujo cruzado, la recuperación de hidrocarburos continuará a medida que declina el gasto. Con el método de inyección alternada de agua y gas se observa una recuperación de 80 % más de condensado que en el caso de la inyección de gas para un volumen de poros inyectado. En el caso base la relación de volúmenes de inyección gas-agua fué de 1 a 1, con un bache de inyección de 3 % del volumen poroso, valor muy cercano al del volumen poroso de la zona de alta permeabilidad.

Es muy importante el efecto de la relación de volúmenes inyectados gas-agua en la recuperación; por lo general se tiene que a medida que disminuye el volumen de agua inyectado, la recuperación decrece, esto es lógico, ya que el agua ocupa un volumen que de otra manera sería ocupado por gas. La cantidad de gas producida varía considerablemente para diferentes relaciones de volúmenes gas agua inyectados, a medida que aumenta el volumen de agua inyectado tiende a surgir el agua más rápidamente. En la figura 30 se presenta la variación en la recuperación de hidrocarburos con respecto al volumen de agua inyectada. Se observa que la recuperación es muy sensible a los efectos de tamaño de bache y a las permeabilidades relativas. Variando la relación de permeabilidades relativas de la zona de alta permeabilidad al resto del sistema de 100 (caso base) a 10 md, no se observa una diferencia considerable de la recuperación con respecto al caso de la inyección continua de gas; en este caso se espera buena eficiencia de barrido por que no hay una diferencia fuerte en las permeabilidades. Por otro lado cuando aumenta a 500 la relación de permeabilidades, se observa que existe una disminución de la recuperación obtenida con respecto al caso base. Para remediar esta situación se puede esperar aumentar la recuperación agregando algún aditivo al agua para hacerla más viscosa.

La inyectividad del agua es alrededor de 10 veces menor que la del nitrógeno, por lo tanto es de esperarse que el gasto de producción disminuya por el efecto del decremento en la inyectividad al agua; esto significa que se tendría que aumentar la presión de inyección hasta alcanzar el gasto deseado. Este aumento de presión ocasiona que se puedan fracturar los pozos inyectoros, o en el caso de yacimientos fracturados que se amplíen las fracturas; esto no causa problemas a menos que la permeabilidad de la matriz sea tan baja que la longitud o altura de la fractura este excesivamente relacionada al espaciamiento del pozo.

Sin duda existe un decremento en la inyectividad al gas después de un volumen de inyección de agua, el cual es deseable puesto que la reducción en la inyectividad reduce el efecto de canalización del gas. Después del ciclo de agua y una vez que la

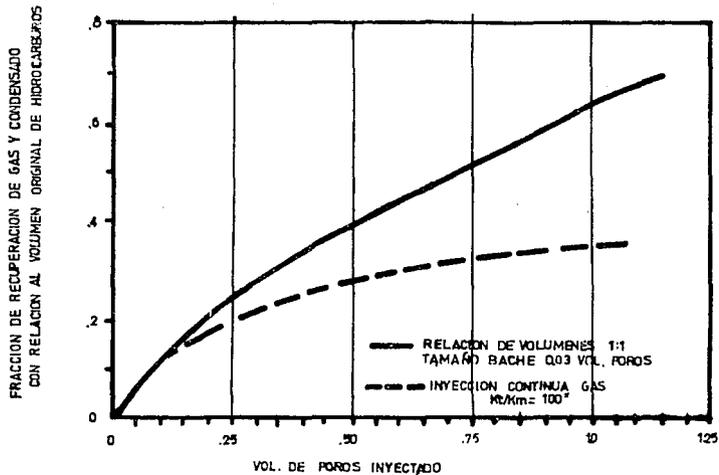


FIG. 29. COMPARACION DE LA RECUPERACION OBTENIDA EN
FUNCION DEL VOLUMEN POROSO INYECTADO, PARA
LA INYECCION CONTINUA DE GAS Y LA INYECCION
ALTERNADA GAS-AGUA.⁴⁶

4Kt = ZONA DE PERMEABILIDAD ALTA.

Km = PERMEABILIDAD MATRIZ

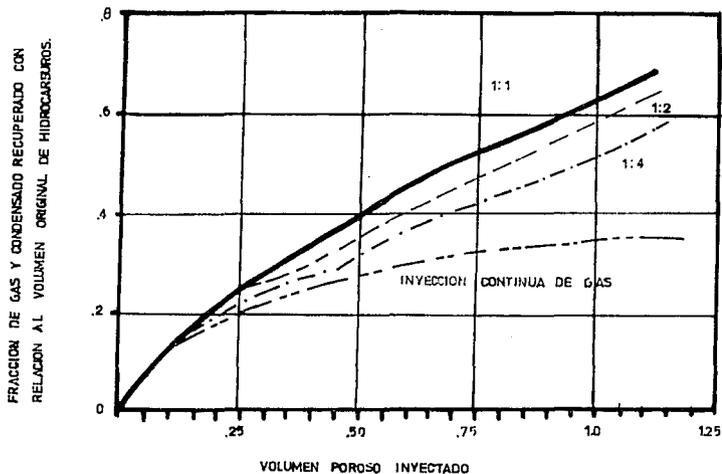


FIG.30.- VARIACION DE LA RECUPERACION DE HIDROCARBUROS EN FUNCION DEL VOLUMEN POROSO INYECTADO, PARA DIFERENTES RELACIONES DE VOLUMENES INYECTADOS AGUA-GAS⁶

saturación de gas aumenta en la región del pozo, la inyektividad del gas se restablece nuevamente⁴⁷.

Los efectos gravitacionales pueden ser importantes cuando las fuerzas viscosas no son de magnitud suficiente para vencer las fuerzas gravitacionales; los efectos gravitacionales son muy sensibles al gasto de inyección y a la relación de permeabilidades del sistema. En un yacimiento muy permeable la gravedad tiene un efecto muy benéfico, ya que el agua barre la parte baja de la formación, esto fuerza al gas y condensado a irse a la parte superior de la estructura, para que sea barrido por el gas de inyección. Para una relación de permeabilidades dada, se tiene un gasto de inyección crítico, debajo del cual la producción de condensado decrece significativamente. Aunque los gastos de producción de agua y gas variaron apreciablemente no se observó en ningún momento ningún efecto de digitación.

Es de esperarse que una mayor viscosidad del agua o de la fase densa pueda aumentar la eficiencia de barrido, para esto se puede inyectar polímeros o espumas; incluso se pueden alternar ciclos de inyección con diferentes fluidos, ya sea alternados con gas o inyectando uno atrás del otro, así un fluido de rastreo interactúa con uno inyectado primero para bloquear un estrato permeable o una fractura. Una posibilidad muy atractiva en los yacimientos fracturados son las espumas, por el hecho de que estas no están sujetas en gran medida a las fuerzas gravitacionales.

Siempre será necesario efectuar estudios de compatibilidad entre el agua de inyección y la del medio poroso, antes de iniciar la inyección de agua.

Por lo regular nunca existirá una pérdida de producción por la inyección de agua y gas, ya que la inyección alternada de agua y gas introduce muy poca agua a la roca, esta agua por lo regular nunca será recuperada en los pozos productores, por que es muy difícil que el gas empuje un fluido más viscoso como el agua. El agua inyectada de esta manera es altamente benéfica porque va a ocupar un volumen que de otra manera sería ocupado por hidrocarburos al final de la explotación. En dado caso de que hubiera producción de agua en los pozos productores esta sería eliminada rápidamente interrumpiendo la inyección de agua.

Se ha establecido que la inyección alternada de agua y gas puede ser una alternativa para efectuar el depresionamiento en yacimientos en etapa de explotación avanzada; en un estudio llevado a cabo con un modelo composicional se obtuvo una recuperación de líquido del 25 % y de gas del 10% mayor a la que se hubiera obtenido por agotamiento natural. En este sentido es necesario evaluar cuidadosamente la revaporización del líquido retrógrado, la cantidad de líquido y de gas atrapado en el medio poroso por el efecto del agua de inyección, así como la histéresis en la permeabilidad relativa al gas, para tratar de definir un poco mejor la validez de este método para explotar el yacimiento.

Los resultados obtenidos mediante los estudios de simulación fueron confirmados mediante experimentos de laboratorio⁴⁷, en los cuales se concluyó que el método de inyección alternada de gas y agua aumenta la recuperación de hidrocarburos.

Con el método de inyección alternada de gas y agua, se tiene una mayor recuperación de hidrocarburos por el efecto de flujo cruzado que resulta del efecto de embebido capilar, lo que produce una mayor eficiencia de barrido. Igualmente en un desplazamiento inmisible se tiene una alta eficiencia de desplazamiento si existe una relación de movilidades favorable como es el caso de la inyección de agua en un yacimiento de gas.

La relación óptima de volúmenes gas-agua inyectados depende de las permeabilidades de los estratos, permeabilidad vertical y volumen poroso de los estratos. El proceso debe ser diseñado para inyectar el volumen mínimo de agua requerido para obtener una buena recuperación de hidrocarburos. Para una buena diferencia de permeabilidades entre los estratos, una relación de volúmenes de 1 a 1 parece ser suficiente. Cuando no existe comunicación vertical entre los estratos, se requiere un mayor volumen de agua inyectado.

Para definir exactamente la posible aplicación del método, en cada yacimiento se deberá hacer un estudio de simulación riguroso, tomando en cuenta todos los factores involucrados en el proceso (flujo cruzado, permeabilidades relativas, relación de volúmenes de inyección etc.), así como contar con una descripción del yacimiento lo más apegada a la realidad, a través de la mayor información disponible (estudio geológico, registros geofísicos, pruebas de formación, pruebas de presión, etc.).

3.6.-Recuperación Secundaria en los Yacimientos de Gas y Condensado (Extracción de Agua al Acuífero).

Quando se presenta una fuerte entrada de agua en un yacimiento de gas y condensado rico en líquido retrógrado, lo más recomendable sería considerar la posibilidad de recircular algún gas a una presión lo más alta posible con la finalidad de impedir la entrada de agua al yacimiento y a la vez recuperar la mayor cantidad posible de líquido retrógrado, pues como se comentó en la sección 3.3, es de esperarse que la explotación del yacimiento bajo una fuerte entrada de agua, conduzca a dejar saturaciones residuales^{5a} de gas entre 15 y 50 % del espacio poroso, y consecuentemente quedar atrapado en el yacimiento una gran cantidad de condensado retrógrado, el cual no podrá ser recuperado. Sin embargo existe el problema que al finalizar el ciclo de gas y depresionar el yacimiento exista una entrada de agua al yacimiento, lo que repercutirá en que se quede atrapado un gran volumen de gas seco junto con pequeñas cantidades de líquido retrógrado que no pudo ser recuperado por el ciclo del gas; este problema puede ser corregido en gran medida con el método propuesto por Christian⁵¹ el cual establece que se puede evitar la entrada de agua al yacimiento, colocando, en sitios estratégicos del mismo, pozos productores de agua, ya sea en el acuífero o en la zona invadida, con objeto de que la entrada de agua al yacimiento sea mínima, hasta que se alcance la presión de abandono.

El método de Christian⁵¹ se puede aplicar para 2 etapas diferentes en el tiempo de explotación de un yacimiento de gas o de gas y condensado:

1) Al inicio de la vida productiva de un yacimiento, una vez que se ha detectado la presencia de un acuífero activo en el yacimiento. En este caso el agua deberá producirse desde pozos localizados en el acuífero, y el gas se producirá a través de pozos ubicados en la zona de gas, tal como se observa en la figura 31; de esta manera se producirán grandes volúmenes de agua simultáneamente con la fase gaseosa, lo que permitirá que la presión del yacimiento baje a valores lo suficientemente bajos para obtener una alta recuperación de gas, y que no se hubiera podido alcanzar sin la producción de agua. La producción de esta deberá mantenerse durante toda la vida productiva del yacimiento hasta alcanzar la presión de abandono. La producción de agua ocasionará altos costos por manejo y tratamiento del agua así como por bombeo neumático, por lo tanto deberá efectuarse un estudio económico para determinar la presión de abandono.

El sitio más adecuado para la localización de los pozos productores de agua es justamente debajo del contacto original gas-agua, ya que en este caso los pozos tendrán mayor productividad que los pozos ubicados en la zona invadida, además que el agua obtenida en la superficie tendrá un bajo contenido de gas disuelto, lo que redundará en un ahorro substancial por el costo de separación.

Para poder aplicar el método será necesario evaluar la entrada

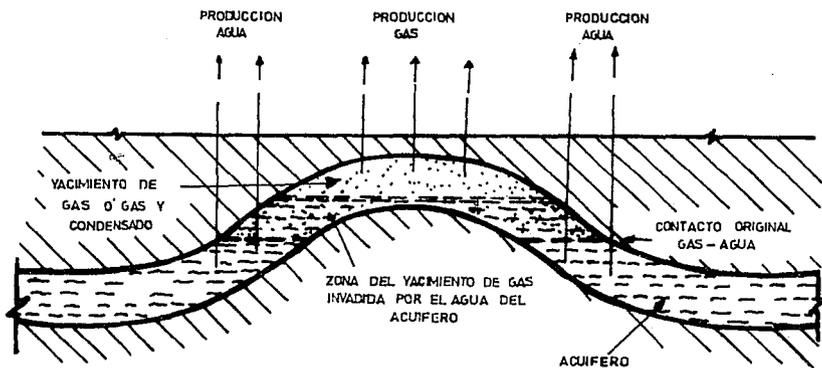


FIG. 31-YACIMIENTO DE GAS O DE GAS Y CONDENSADO BAJO UN REGIMEN DE EXTRACCION DE AGUA DEL ACUIFERO (RECUPERACION MEJORADA) AL INICIO DE LA EXPLOTACION DEL YACIMIENTO⁵¹

de agua al yacimiento a través de modelos de balance de materia¹⁰⁸ (Carter-Tracy, Hurst etc.) o mediante modelos matemáticos, los cuales se discuten en la sección 3.7, para el caso de yacimientos de gas y condensado. Una vez que se conoce el volumen de entrada de agua es posible determinar cuantos pozos productores de agua son necesarios, de acuerdo a la productividad de los mismos, para permitir que se depresione el yacimiento a un nivel adecuado.

Si se trata de un yacimiento de gas y condensado con alto relieve estructural que sea muy rico en condensado retrógrado, con una una entrada de agua muy intensa, de tal manera que la presión del yacimiento se mantenga arriba o muy cercana a la presión de rocío del fluido, convendría⁵⁰ considerar la aplicación de una variante del método de Rivas. Este consiste en explotar el yacimiento bajo un régimen de entrada de agua durante un cierto tiempo, permitiendo que se invada un cierto volumen del yacimiento, para permitir que exista en el yacimiento un casquete de gas de dimensión suficiente, de tal manera que se evite la conificación de agua en los pozos productores(estos deben ser perforados en la cima de la estructura).

Una vez que se invada el volumen deseado del yacimiento, se efectuaría el depresionamiento del yacimiento a través de pozos ubicados en el acuífero o en la zona invadida de agua, la capa de gas serviría como recolector del gas proveniente de la zona invadida, durante el depresionamiento del yacimiento. En este caso se obtendría una recuperación mayor de líquido, dependiendo de los siguientes factores:

- a) La saturación residual del gas en la zona invadida.
- b) Si se trata de un yacimiento fracturado, la recuperación puede verse afectada por los siguientes factores: tiempo de embebido de la matriz, relación de permeabilidades matriz-fractura, porosidad del sistema matriz-fractura etc.
- c) El grado de histeresis de la permeabilidad relativa.
- d) La riqueza de líquido del fluido del yacimiento.

Este método no deberá aplicarse en el caso de que el yacimiento de gas y condensado presente una zona de aceite de magnitud apreciable, ya que se presentarían problemas para producir los pozos por la posible invasión del agua; lo más adecuado en este caso sería inyectar gas al yacimiento para mantener alta la presión y evitar la entrada de agua, y así poder explotar la zona de aceite.

2) En el caso de yacimientos de gas y de gas y condensado que han sido invadidos por agua y que se encuentran en un grado de explotación avanzada, es posible extraer gas seco o gas y condensado reduciendo la presión del yacimiento a una presión menor a la cual quedó atrapado el gas, produciendo agua a través de pozos perforados en el acuífero y gas con agua desde la zona invadida; este método se ejemplifica a través de las figuras 32(a) y 32(b). En la figura 32(a) se presenta un yacimiento agotado invadido totalmente por agua del acuífero; en la figura 32(b) se tienen pozos produciendo agua del acuífero y pozos produciendo gas y agua de la parte superior del yacimiento.

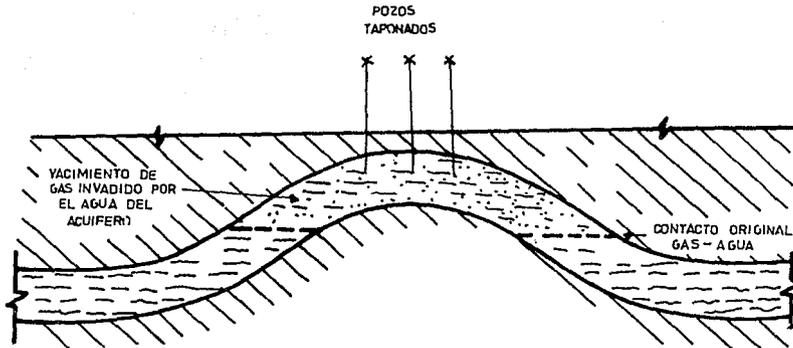


FIG.32(a).- YACIMIENTO DE GAS Ó DE GAS Y CONDENSADO AGOTADO INVADIDO TOTALMENTE POR EL AGUA DEL ACUIFERO⁵¹.

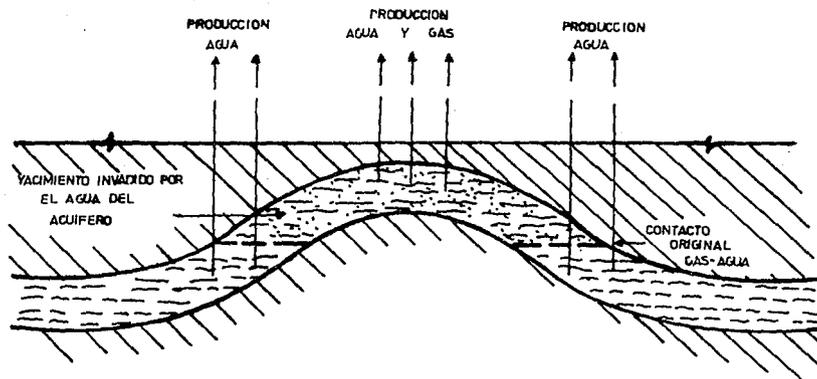


FIG. 32 (b).-APLICACION DEL METODO DE RECUPERACION SECUNDARIA A UN YACIMIENTO DE GAS Ó DE GAS Y CONDENSADO AGOTADO, INVADIDO TOTALMENTE POR EL AGUA DEL ACUIFERO.⁶¹

El método está basado en considerar que la saturación de gas que queda en el yacimiento después de la entrada de agua, es independiente de la presión a la cual este es atrapado. Por este hecho, si la presión disminuye el volumen de gas residual se expande produciendo una saturación de gas mayor que la residual, lo que ocasiona que se pueda movilizar una cierta cantidad de gas. Por otro lado si se incrementa la presión del yacimiento, el gas se comprimirá y ocupará una saturación de gas menor a la residual; esto significa que la presión deberá bajarse a una presión menor a la presión de entrapamiento para que pueda ser movilizado. El porcentaje de gas residual recuperado es función del depresionamiento del yacimiento, por ejemplo si el gas fué atrapado a una presión de 2000 lb/pg^2 (140.6 kg/cm^2), aproximadamente la mitad del gas residual puede recuperarse depresionando el yacimiento a 1000 lb/pg^2 (70.3 kg/cm^2).

Es difícil visualizar la forma como está distribuido el gas remanente en el yacimiento al momento de empezar el proyecto de recuperación secundaria. La teoría establece que una gran cantidad de gas queda atrapado como pequeñas burbujas en los poros de la roca cuando el agua invade la zona de gas, durante la explotación por comportamiento primario, el volumen de gas atrapado por esta forma puede ser tan alto como hasta un 35 % del volumen poroso dependiendo de las características de la roca y de la forma como se explotó el yacimiento.

Otro volumen de gas puede estar libre formando pequeñas acumulaciones en la parte alta del yacimiento o bien en zonas aisladas del mismo.

En yacimientos con alto relieve estructural y con alta permeabilidad vertical, las fuerzas gravitacionales pueden ocasionar que el gas móvil fluya hacia la parte superior de la estructura, siendo producido a través de los pozos ubicados estructuralmente altos.

La validez del método⁵⁴ se probó en el yacimiento Katy V-C, mediante un modelo matemático radial en una dimensión. El yacimiento fué descubierto en 1936, y fué recirculado con gas seco produciendo gas húmedo hasta 1969 cuando el volumen de gas producido excedió el volumen de gas inyectado en cantidad muy pequeña. En 1969 empezó el depresionamiento del yacimiento y terminó a mediados de 1973. Cerca del 75 % de los $88 \times 10^9 \text{ p}^3$ ($26.8 \times 10^{12} \text{ m}^3$) de gas fué atrapado como gas residual a presiones mayores de 2000 lb/pg^2 (140.6 kg/cm^2), y la presión del yacimiento no pudo disminuirse a valores menores. En la simulación se estimó que se requeriría extraer un volumen de agua de 200,000 bl/día por medio de 30 a 40 pozos terminados justamente debajo del contacto gas-agua original y 8000 bl/día de agua desde 3 a 5 pozos terminados en el centro de la estructura. El gas libre puede ser producido junto con el agua en ambos grupos de pozos.

En la tabla 9, se presenta un resumen de la producción anual de gas, así como de la recuperación durante los 5 años de la simulación. En esta tabla se estima la terminación factible del proyecto en 1979 con una recuperación de 56.8 % del gas residual en el yacimiento, más un volumen adicional de gas de 2.4×10^9

p^3 ($68.6 \times 10^6 \text{ m}^3$) obtenido a partir del gas disuelto en el agua del acuífero y del yacimiento.

El agua del yacimiento y del acuífero debe estar saturada con gas. Esto se comprobó con una muestra de agua del yacimiento obtenida a una presión de 2200 lb/pg_2 (154.7 kg/cm^2) en el año de 1974, la cual presentó una relación gas-disuelto-agua de $10.9 \text{ p}^3/\text{bl}$, la cual es del orden de la obtenida mediante correlaciones. La variación con la presión del gas-disuelto en el agua del yacimiento y del acuífero usada en el modelo matemático se muestra en la tabla 10.

Se utilizó un modelo de simulación⁵² en 2 fases 3 dimensiones, para efectuar el estudio del yacimiento Alazan norte H-21, con objeto de determinar si el depresionamiento del yacimiento retirando grandes volúmenes de agua, podría aumentar la recuperación del gas atrapado por el agua proveniente de un acuífero de actividad moderada. La recuperación por depresionamiento acelerado del yacimiento fué solo del 10 % o sea $7.7 \times 10^9 \text{ p}^3$ ($218 \times 10^6 \text{ m}^3$). Se estimó que quedaron atrapados en el yacimiento $44 \times 10^9 \text{ p}^3$ ($1.2 \times 10^9 \text{ m}^3$) de gas a una presión de abandono de 2200 lb/pg_2 (154.7 kg/cm^2). El yacimiento es un anticlinal compuesto por una arenisca con una porosidad promedio de 22 %, una permeabilidad de 850 md y con una saturación de agua inicial de 30 %. En el estudio se observó que existe una interdependencia de la producción de agua y gas sobre la habilidad del yacimiento para producir el gas liberado más rápidamente. Durante el depresionamiento natural del yacimiento se observó que predominaron las fuerzas viscosas sobre las gravitacionales, produciendo un frente de agua cercano al vertical. A medida que empieza la extracción del agua en los pozos de gas y declina el gasto de producción, el frente vertical del agua se relaja, y las fuerzas viscosas dominan nuevamente el avance del frente de agua.

El gasto de segregación gravitacional del gas liberado por el agua afecta seriamente la eficiencia del depresionamiento; es posible que valores bajos de permeabilidad vertical reduzcan el gasto de depresionamiento seriamente, por el contrario valores altos de permeabilidad vertical incrementan el contraflujo de gas liberado y agua producida. Se estimó que se necesitaban producir 30,000 bl/día ($47 \times 10^3 \text{ m}^3$), proveniente principalmente de 4 pozos terminados en las cercanías del contacto, y con 3 pozos terminados en la zona invadida del yacimiento, estimándose los gastos por pozo entre 3000 y 8000 bl/día (477 a 1222 $\text{m}^3/\text{día}$). El resto del agua provendría de 10 pozos terminados en la cima de estructura con una producción de 3000 bl/día (477 $\text{m}^3/\text{día}$). Estos gastos para cada pozo es posible alcanzarlos a través de bombas sumergibles colocadas en los pozos ubicados en la zona del acuífero, y con bombeo neumático instalado en los pozos de la zona invadida. En el estudio en consideración se tratan algunos problemas operacionales y se presentan algunas soluciones, para mayores detalles se recomienda consultar la referencia 22. Finalmente, con el volumen de gas extraído se podría reducir la presión hasta 500 lb/pg_2 (35.2 kg/cm^2), lo cual permitiría obtener una recuperación de $22 \times 10^9 \text{ p}^3$ ($620 \times 10^6 \text{ m}^3$) de gas atrapado.

TABLA 9

Recuperación de Gas con la Aplicación del Método de Recuperación Secundaria⁵¹.

Año	Promedio ($10^6 \text{ p}^3 - 10^3 \text{ m}^3 \text{ d}$)	Producción Acumulada ($10^6 \text{ p}^3 - 10^3 \text{ m}^3$)		Obt. de la Sat. Res.	% de Rec. de Sat. de Gas Res. que Existía al Final de 1976
		Total	Obt. del Gas Dis.		
1977	57.5-1629.8	21.0-595.2	0.9-25.5	20.1-569.7	27.5
1978	43.6-1235.8	36.9-1045.9	1.7-48.2	35.2-997.7	48.2
1979	19.2-544.2	43.9-1244.3	2.4-68.0	41.5-1176.3	56.8
1980	18.9-535.7	50.8-1439.9	3.1-87.9	47.7-1352.0	65.3
1981	18.1-513.0	57.4-1626.9	3.7-104.9	53.7-1522.0	73.6

TABLA 10

Variación del Gas Disuelto en
el Agua Con la Presión⁵¹

Presión		Gas Disuelto	
(lb/pg ² - Kg/cm ²)		(p ^a /bl - m ^a gas/m ³ agua)	
100	7.0	0.8	0.14
1000	70.3	6.1	1.09
2000	140.6	10.8	1.93
3000	210.9	14.7	2.62

Una aplicación práctica⁵⁵ del método de Christian se efectuó en la arena Frio 9100 del campo Hitchcock N.E.. La estructura es un anticlinal de relieve moderado con profundidad de 9100 p (2774 m), con porosidad de 30 %, permeabilidad promedio aritmética horizontal de 1188 md y vertical de 1052 md. El campo fué descubierto en 1957, y su reserva original se calculó en 13×10^9 p (3.71 x 10⁹ m³), dejando aproximadamente 4×10^9 p de gas en el yacimiento. El espesor de la arena se encontraba en un rango desde los 100 p (30 m) en el centro del campo hasta 30 o 40 p (9 a 12 m en las fronteras). La presión del yacimiento era de 5850 lb/pg² (411.4 kg/cm²) en 1958, se estabilizó cerca de 3850 lb/pg² (210 kg/cm²), aumentado posteriormente a cerca de 4000 lb/pg² (281.3 kg/cm²) en 1973. El contenido de condensado varió en los pozos al inicio de la explotación entre 35 y 100 bl/10⁶ p (RGA 5092 y 1782 m³/m³), posteriormente a principios de los años setentas se estabilizó en un valor cercano a 45 bl/10⁶ p (RGA 3968 m³/m³).

La figura 33 presenta un mapa estructural del yacimiento; el pozo más viejo que aún estaba produciendo a principios de 1983 era el número 3, los pozos 8 y 20 fueron colocados en producción durante 1908 y 1982 respectivamente, con excepción de las fallas más al Norte y más al Sur que son fallas sello, las restantes son no sellantes. Sin embargo, debido a la presencia de bloques en el yacimiento los contactos gas-aceite se encuentran a diferentes profundidades. Durante la explotación por comportamiento primario, el contacto gas-agua se elevó desde 9106 p (2776 m) hasta 9060 p (2762 m). En el período de la imbibición de la salmuera fué atrapado cerca del 30 % del volumen de poros en la porción invadida de la zona de gas.

Es precisamente el gran volumen de gas atrapado por imbibición, el gas libre que se encuentra en las zonas altas del yacimiento más el gas que se encuentra en las zonas aisladas lo que hizo contemplar la posibilidad de aplicar algún método para incrementar la recuperación.

En 1982 las presiones reportadas estuvieron entre 4100 y 4500 lb/pg² (288.3 y 316.4 kg/cm²), y la presión mínima de entrapamiento fué cerca de 3850 lb/pg² (270.7 kg/cm²).

Para probar la validez^{55a} del método de Christian, primeramente se restauró la producción del pozo 4 durante 1983, el cual había sido abandonado en 1976; la producción de agua respondió positivamente a la reducción de la presión en la cabeza del pozo, la relación agua-gas estuvo en el rango de 3800 a 4800 bl/10⁶ p (21.28 m³ agua / 10⁶ m³ gas), la cual es un poco mayor del valor obtenido al abandonar el yacimiento que fué de 2500 bl/10⁶ p (14 m³ agua / 10⁶ m³ gas). Dependiendo de la ubicación de las condiciones de presión y temperatura del yacimiento en un diagrama de fase P-T, el condensado fluyendo a condiciones de yacimiento representa de 2 a 5 % de los fluidos del yacimiento, el cual es un valor bastante representativo si consideramos que la máxima condensación estaba entre 8 y 20 % del volumen de poros. El gasto de gas se estimó que estaba en el rango del 15 al 20 % del gasto total de fluidos. La producción acumulada del pozo 4 en 1983 fué de 210.6×10^6 p³ (5.9 x 10⁶ m³), 22,274 bl (3578 m³ de condensado y 873,000 bl de agua (138,800 m³)).

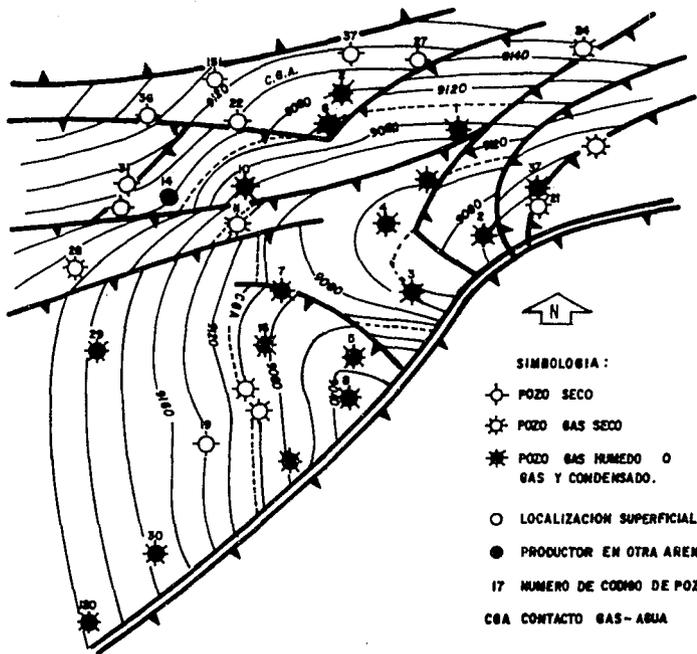


FIG. 33.- PLANO ESTRUCTURAL DE LA CIMA DE LA ARENA FRIO 9100 SUJETA A UN PROCESO DE RECUPERACION SECUNDARIA DE GAS⁵⁵

Debido a los resultados halagadores del pozo número 4, se consideró necesario producir más de 1500 bl/día ($238 \text{ m}^3/\text{día}$) para poder bajar la presión del yacimiento debajo de la presión de entrapamiento (3850 lb/pg^2); para esto se reacondicionó el pozo N° 6 en 1983 y se perforó el pozo N° 10 en 1984 y se reacondicionó nuevamente el pozo N° 20 en 1985.

El agua extraída del yacimiento se consideró que podía ser enviada a un pequeño río cercano al pozo Prets. Para esto se construyó una presa de desecho de 4000 bl (636.9 m^3), para poder tratar el agua extraída ($44,000 \text{ p.p.m.}$) y depositarla en el río en las condiciones propicias para preservar el medio ambiente.

Los pozos Delee y Lemm prácticamente no habían producido a mediados de 1986 por problemas operacionales y por la baja capacidad de la planta de tratamiento ($10,000 \text{ bl/día}$), sin embargo se esperan resultados exitosos de estos pozos.

En la figura 34 se observa la historia de producción del pozo, desde el inicio del proyecto a principios de 1983 hasta mediados de febrero de 1986. En la figura 35, se observa que el valor inicial de la relación gas-salmuera fué cerca de 10 veces mayor al valor de la solubilidad del gas en la salmuera a la presión y temperatura del yacimiento, lo cual hace evidente que existen acumulaciones de gas libre en las cercanías del pozo. Se supone que la declinación en la relación gas-salmuera durante 1984 refleja una disminución del gas libre y un decremento de la permeabilidad al gas por efecto de la conificación de la salmuera. El incremento de la relación gas-salmuera en la primera mitad de 1985, fué ocasionado por un decremento apreciable en el volumen de agua alrededor del pozo, forzando la presión a caer debajo de la presión de entrapamiento. La relación gas-salmuera fué de cerca de $240 \text{ p}^3/\text{bl}$ ($42.85 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y proporciona suficiente energía natural para mantener el flujo de 4400 bl/día ($700.6 \text{ m}^3/\text{día}$) de agua, 55 bl/día de aceite y $1050 \text{ 10}^3 \text{ p}^3/\text{día}$ ($23.76 \text{ m}^3/\text{día}$) de gas, a través de una tubería de $27/8 \text{ pg}$.

La figura 36, muestra la historia de producción del pozo Thompson, como se manifiesta claramente en ésta, se tenía un alto valor al inicio del proyecto de la relación gas-salmuera, habiéndose mantenido por más de tres meses mayor de $500 \text{ p}^3/\text{bl}$ ($89.1 \text{ m}^3/\text{m}^3$), lo cual se debe a que existía una relación gas libre en las cercanías del pozo. Este pozo está ubicado estructuralmente más bajo que el pozo Prets y la producción de salmuera es del orden de 5000 bl/día ($796.1 \text{ m}^3/\text{día}$), con una relación gas-salmuera del orden de $90 \text{ p}^3/\text{bl}$ ($16.0 \text{ m}^3/\text{m}^3$) y con una producción de aceite ligeramente menor a la del pozo Prets.

En base a los resultados tan alentadores obtenidos para los pozos Prets y Thompson, se efectuó un estudio de simulación con objeto de predecir el comportamiento del yacimiento con la extracción de grandes volúmenes de agua. El proyecto en consideración consistió en perforar más pozos y aumentar la capacidad de tratamiento de agua en el rango de $25,000$ a $30,000 \text{ bl/día}$ (3974 a $4769 \text{ m}^3/\text{día}$).

Se utilizó un simulador comercial en 2 fases 3 dimensiones, el

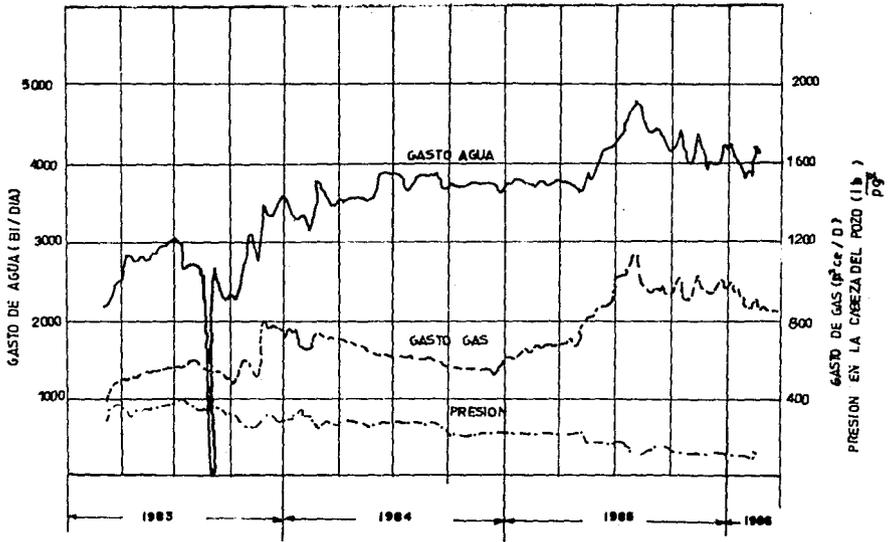


FIG. 34.- HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO PRETS⁵⁷.

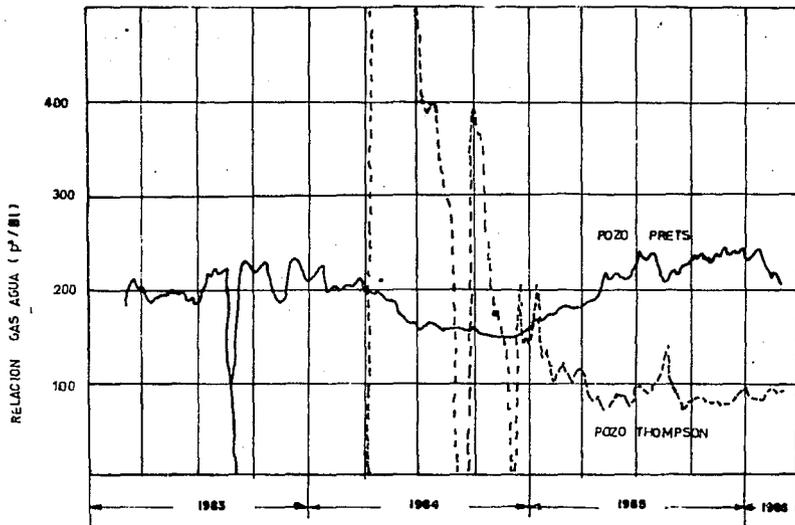


FIG.35.-RELACIONES GAS/AGUA PARA LOS POZOS PRETS Y THOMPSON³⁷

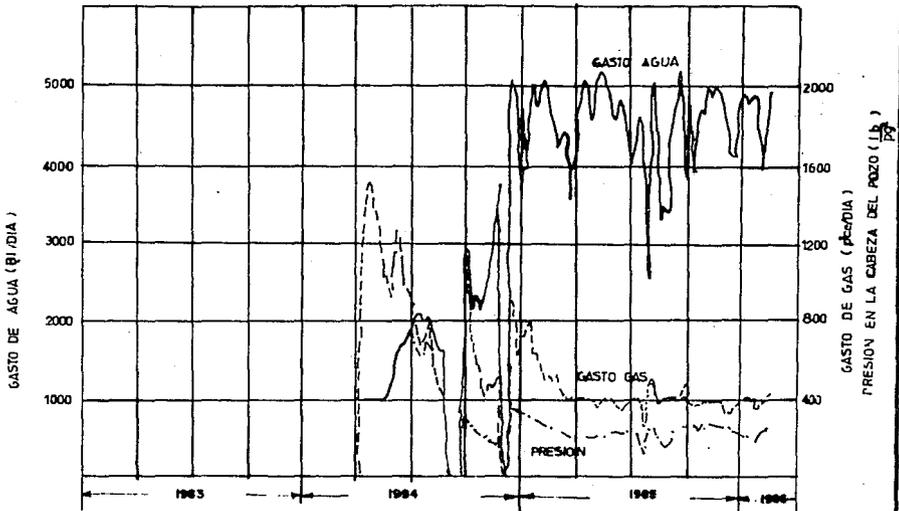


FIG.36-HISTORIA DE PRODUCCION DEL POZO THOMPSON.⁵⁷

cual considera la solución de gas en el agua; el acuífero fué simulado usando el método de Carter-Tracy el cual es una variación del método de Van-Everdingen y Hurst. Debido a la alta permeabilidad vertical se supone que existen condiciones de equilibrio vertical, lo que significa que los fluidos se segregan; el gas móvil en la parte superior de la estructura y el agua y el gas residual en el fondo. La predicción se efectuó usando 6 pozos productores, se supuso que no existen pozos nuevos perforados, y que la producción de agua de cada pozo esta restringida a su máxima producción histórica.

Se efectuaron 2 diferentes predicciones:

a) La primera supone que los pozos producen sin sistemas artificiales de producción de agua y gas. Para este caso, es obvio que el gasto de gas móvil es directamente proporcional a la caída de presión. Se observa en las gráficas 37 y 38 que cuando la presión (función del tiempo), empieza a ser constante, ocurre una mayor entrada de agua, declinando la cantidad de gas movilizado y los pozos mueren por la alta relación gas-agua.

b) La segunda predicción supone que cada pozo produce agua hasta la presión de abandono de 1000 lb/pg^2 (70.3 kg/cm^2); esta opción contempla bombeo neumático o mecánico en todos los pozos productores, alarga la vida del proyecto e incrementa la recuperación de $7.4 \times 10^6 \text{ p}^3$ ($2.10 \times 10^{16} \text{ m}^3$) obtenida para el caso 1, hasta $29 \times 10^6 \text{ p}^3$ ($8.2 \times 10^6 \text{ m}^3$) que se obtuvo para la opción 2. La historia de producción de gas y agua se muestran en las figura 39 y 40.

La figura 41 es una representación de la historia por comportamiento primario con entrada de agua, más el comportamiento del yacimiento por recuperación mejorada, considerando que al final del tiempo de explotación por comportamiento primario, los pozos invadidos de agua hubieran sido convertidos a productores de agua en lugar de haber sido taponados. Los pozos 2,3,4,6 y 9 fueron convertidos a pozos de agua, cuando se incrementó la producción de agua. El resultado obtenido con este sistema de explotación es muy satisfactorio ya que a finales de 1986 la presión había disminuído a 2200 lb/pg^2 (154.7 kg/cm^2) y se había obtenido una recuperación adicional de $13 \times 10^6 \text{ p}^3$ ($3.6 \times 10^6 \text{ m}^3$).

Del análisis económico efectuado, se estimó que el proyecto es altamente redituable, aún a los precios bajos de los hidrocarburos que existían a mediados de 1987.

Es necesario antes de implementar un proyecto de recuperación secundaria, tratar de evaluar si existe una saturación de gas libre y si el gas residual puede ser extraído. Lo anterior se puede llevar a cabo a través de estudios de simulación, pruebas piloto y de pruebas de laboratorio, ya que en un estudio de un yacimiento de gas invadido por agua, no se consiguió producción comercial de hidrocarburos, porque la relación gas-salmuera fué muy baja, aproximadamente 25 p/b1 ($4.46 \text{ m}^3 \text{ gas/m}^3 \text{ agua}$), la que solamente era 3 veces mayor a la relación gas disuelto-agua (7 p/b1 , $1.3 \text{ m}^3 \text{ gas/ m}^3 \text{ agua}$).

El campo de gas Meillon¹⁵⁰ es una formación carbonatada fracturada de matriz compacta, cuya explotación se efectuó bajo un empuje parcial de agua, esto hizo que se invadieran los pozos de la cima de la estructura ocasionando que se pensara que el yacimiento ya estaba invadido. Después de un estudio sísmico y con una nueva interpretación estructural, se comprobó que el yacimiento solo estaba parcialmente invadido, esto permitió la perforación de nuevos pozos y que se instalaran compresoras para incrementar la recuperación de gas. Mediante un estudio de simulación se comprobó que mediante la extracción de agua de los pozos localizados en la base del yacimiento y los cuales estaban invadidos, se iba a obtener una producción de agua de 1890 bl/día y el contacto gas-agua se iba a mantener constante en el yacimiento. Además se perforaron pozos nuevos. Con estas acciones se esperaba incrementar las reservas de 1.95×10^{12} a 2.3×10^{12} p³ @ cs (55×10^6 a 65×10^6 m³ @ cs).

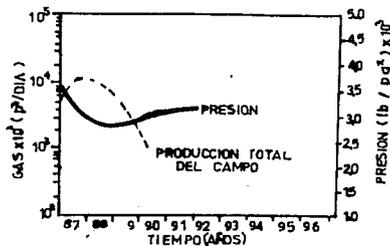


FIG.37.-PREDICCIÓN 1, VARIACION DE LA PRODUCCION DE GAS CON EL TIEMPO.⁹⁷

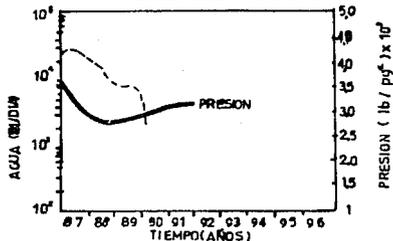


FIG.38.-PREDICCIÓN 1, VARIACION DE LA PRODUCCION DE AGUA CON EL TIEMPO.⁹⁷

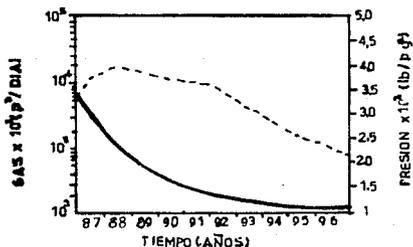


FIG. 39.-PREDICCIÓN 2, VARIACION DE LA PRODUCCION DE GAS CON EL TIEMPO.⁹⁷

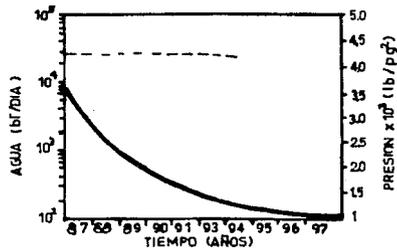


FIG.40:-PREDICION 2, VARIACION DE LA PRODUCCION DE AGUA CON EL TIEMPO.⁵⁷

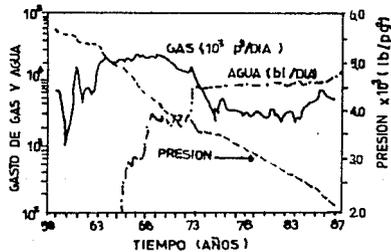


FIG.41:-HISTORIA DE PRODUCCION PARA EL CASO DE EXPLOTACION DEL YACIMIENTO POR RECUPERACION MEJORADA.⁵⁷

3.7.- Simulación de los Yacimientos de Gas y Condensado (Modelos Composicionales, Modelos Aceite Negro Modificado, Modelos de Nivel Intermedio).

La representación adecuada de los fenómenos físicos (revaporización, miscibilidad etc.) que ocurren durante la explotación de un yacimiento de gas y condensado, solo se consigue a través del uso de modelos matemáticos. Mediante la simulación numérica es posible predecir el desarrollo de un yacimiento bajo diferentes esquemas de explotación (agotamiento natural, inyección de gas, inyección de agua, etc.), y seleccionar la mejor alternativa posible de acuerdo al estudio técnico-económico; es posible también tomar en cuenta las heterogeneidades de la formación productora, así como las variaciones en composición de fluidos tanto areales como verticales, que a menudo se presentan en los yacimientos de gas y condensado de gran extensión.

Los simuladores que se usan frecuentemente para simular los yacimientos de gas y condensado se dividen en 3 tipos^{3a}, de acuerdo al método usado para calcular las propiedades de los fluidos en el yacimiento:

- a) Simuladores Composicionales.
- b) Simuladores de Aceite Negro Modificado.
- c) Simuladores de Nivel Intermedio.

a) Simuladores Composicionales.

Es necesario usar los simuladores composicionales en los yacimientos de gas y condensado, puesto que las propiedades de los fluidos dependen de la presión, temperatura y de la composición, por lo tanto es indispensable determinar la composición del fluido en cada punto de la malla y a cada paso de tiempo. Además es posible mediante la simulación composicional calcular la composición del efluente a ciertos tiempos, en el sistema de producción y bajo diferentes esquemas de producción.

Actualmente los modelos composicionales están diseñados para simular 1, 2 o 3 fases, en 1, 2 o 3 dimensiones, para geometría radial o cartesiana con opciones para manejar doble porosidad y doble permeabilidad en el caso de yacimientos naturalmente fracturados. El flujo de fluidos en el yacimiento está compuesto de N componentes individuales, en los cuales están incluidos componentes no hidrocarburos tal como bióxido de carbono, ácido sulfhídrico o nitrógeno.

El agua generalmente es manejada como un fluido independiente³⁵ en el cual no tiene hidrocarburos en solución, aunque existen casos en los cuales se ha modificado la ecuación de estado para considerar la vaporización del agua bajo altas condiciones de temperatura. Se considera que es compresible el espacio poroso de la roca.

Los componentes del fluido deben alcanzar el equilibrio en cualquier punto del yacimiento, lo cual determina las saturaciones correspondientes de gas y de líquido; el equilibrio entre las fases

se determina por un cálculo flash, el cual es dependiente de la presión, temperatura y composición. El flujo de flúidos y de componentes en el yacimiento deben satisfacer ciertas ecuaciones de continuidad; para el flujo másico de las 3 fases la ecuación de continuidad es:

$$\nabla \left[\left(\rho \frac{k}{\mu} \right)_g \nabla \phi_g + \left(\rho \frac{k}{\mu} \right)_o \nabla \phi_o + \left(\rho \frac{k}{\mu} \right)_v \nabla \phi_v k \right] = \frac{\delta}{\delta t} \left[\phi \left(\rho_g S_g + \rho_o S_o + \rho_v S_v \right) \right] \dots\dots\dots(3.42)$$

Para el agua la ecuación es :

$$\nabla \left(\rho \frac{k}{\mu} \right) \nabla \bar{\phi}_v = \frac{\delta}{\delta t} \left(\phi \rho_v S_v \right) \dots\dots\dots(3.43)$$

Para cada componente hidrocarburo la ecuación queda como:

$$\nabla \left[Y_i \left(\rho \frac{k}{\mu} \right)_g \nabla \bar{\phi}_g + X_i \left(\rho \frac{k}{\mu} \right)_o \nabla \bar{\phi}_o \right] = \frac{\delta}{\delta t} \left[Y_i \rho_g S_g + X_i \rho_o S_o \right] \dots\dots\dots(3.44)$$

Donde :

- k = Permeabilidad efectiva,md.
- S = Saturación de la fase, fracción.
- t = Tiempo.
- X = Fracción másica de la fase líquida.
- Y = Fracción másica de la fase vapor.
- ρ = Densidad (lb/p_g).
- μ = Viscosidad (cp).
- φ = Porosidad (fracción).
- φ̄ = Potencial de flujo.

Los índices g,o,w corresponden a las fases gas,aceite y agua respectivamente; el índice i se refiere al componente en la mezcla.

Es indudable que las ecuaciones 3.42, 3.43 y 3.44 garantizan la conservación de masa tanto del agua como de los componentes hidrocarburos y no hidrocarburos, debiendo efectuarse un balance de materia para cada componente con objeto de asegurar la conservación de masa. Para cada tiempo los flúidos en todos los puntos de la malla deben alcanzar equilibrio termodinámico; usando una ecuación de estado se define el volumen de las fases por medio de un cálculo flash , para esto se emplea un método iterativo para obtener las

constantes de equilibrio (K) para cada componente, a partir de alguna ecuación de estado. Los cálculos que se efectúan para obtener las constantes de equilibrio consumen cantidades significativas de tiempo de computo. Los modelos composicionales actuales pueden utilizar cualquiera de las siguientes ecuaciones de estado: Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong, Peng-Robinson y Zudkevitch-Joffe, por medio de la ecuación generalizada de Martín³².

Básicamente las 4 ecuaciones de estado predicen prácticamente los mismos valores de las constantes de equilibrio (K), y presentan problemas en la predicción de los cambios bruscos que ocurren en la región retrógrada y en el punto crítico, aunque predicen resultados confiables lejos de estas regiones. Las predicciones de densidad son más exactas con la ecuación de Zudkevitch-Joffe.

Generalmente, los modelos composicionales están implementados para manejar cualquier número de componentes, sin embargo el tiempo de computo en un modelo composicional se incrementa con el número de componentes utilizados en la ecuación. La reducción de componentes se efectúa agrupándolos en pseudocomponentes, donde cada uno representa un cierto número de componentes con propiedades similares. No existe un procedimiento estandarizado para seleccionar los pseudocomponentes, pero una selección típica por ejemplo puede ser: C₁+N₂, C₂+CO₂; C₃; C₄ a C₆; C₇ a C₁₀; C₁₁ a C₁₉, C₂₀+. Es conveniente notar que por lo menos 3 pseudocomponentes de C₇ son necesarios para simular el mecanismo de revaporización de líquido durante la inyección de gas³³. Existen una gran variedad de correlaciones empíricas las cuales se pueden usar para estimar los parámetros de la fracción más pesada en base al peso molecular, temperatura de ebullición y densidad relativa. Es conveniente señalar que el agrupamiento de la composición original en pseudocomponentes no debe afectar el comportamiento de la mezcla del fluido original, esto significa que las propiedades de los pseudocomponentes (P_c, T_c, etc.) y de sus coeficientes de interacción binaria deben satisfacer 2 condiciones:

1) Los cálculos de la ecuación de estado deben producir idénticos resultados de viscosidad y de densidad para cada componente si se determinan como un pseudocomponente o como n componentes.

2) Para la mezcla en pseudocomponentes (incluyendo la mezcla original Z), el cálculo mediante la ecuación de estado, debe producir los mismos valores de viscosidad y densidad de la mezcla, para n componentes y para m pseudocomponentes (m < n).

Debido a los límites de exactitud de las ecuaciones cúbicas en las regiones cúbicas y retrógrada, se deben ajustar los parámetros de la ecuación de estado con objeto de poder reproducir los resultados del análisis PVT. Los parámetros que generalmente se ajustan son los coeficientes de interacción binaria y los valores de Ω_{ai} y Ω_{bi} (ver ref. 171) para los diferentes componentes; los valores de Ω_a y Ω_b permiten establecer que se cumpla el criterio de Van der Waals en el punto crítico, el cual es:

$$\left[\frac{dP}{dV} \right]_T \quad \text{y} \quad \left[\frac{d^2P}{dV^2} \right] = 0 \quad \dots\dots\dots(3.45)$$

Todas las ecuaciones de estado tienen diferentes valores de Ω_a^0 y Ω_b^0 , en el caso de la ecuación de estado de Peng-Robinson $\Omega_a^0 = 0.4757235529$ y $\Omega_b^0 = 0.077796074$, y puesto que estos valores dependen de la temperatura se tiene que :

$$\Omega_b_i = \Omega_b^0 \quad \dots\dots\dots(3.45)$$

$$\Omega_a_i = \Omega_a^0 \left[1 + \left[0.37464 + 1.54226\omega_i - 0.2699\omega_i^2 (1 - (T_{ri})^{0.5}) \right] \right] \quad \dots\dots\dots(3.46)$$

donde :

ω_i = Factor ascéntrico del componente i.

T_{ri} = Temperatura reducida del componente i.

Existen programas los cuales ajustan los parámetros de la ecuación de estado a los datos experimentales, mediante análisis de regresión no lineal, para esto se seleccionan las variables de regresión (Ω_a , Ω_b , y los coeficientes de interacción binaria) y los datos de regresión (presión de saturación, factor z del vapor, constantes de equilibrio, etc.). Sin embargo, este proceso a veces no produce resultados del todo satisfactorios y requiere de un análisis muy cuidadoso para seleccionar los parámetros de ajuste. Esto obliga a que se investigue más a fondo la sensibilidad de los resultados de la simulación del yacimiento, que se obtendrían con la selección de diferentes variables de regresión y con el ajuste de diferentes parámetros de la ecuación de estado.

Mediante un simulador composicional es posible para cada celda en la malla del modelo del yacimiento, determinar las saturaciones de las fases, presiones y composiciones de los fluidos. Se deben simular las condiciones de separación en la superficie del efluente del pozo, para así poder caracterizarlo en función de la composición y de las densidades de las fases líquida y vapor. Es muy importante tener en cuenta la variación de la composición del efluente del pozo bajo diferentes condiciones de separación, puesto que la factibilidad económica de un esquema de recuperación depende fundamentalmente de la cantidad de líquido recuperado en la superficie. El cambio en las condiciones de explotación tendrá un efecto apreciable sobre la composición del líquido producido.

En años recientes ha mejorado la tecnología usada en la simulación composicional, lo que ha permitido reducir notablemente los tiempos de cómputo, de tal manera que ahora es económicamente factible efectuar simulaciones hasta con 10,000 celdas. Existe una tendencia hacia el desarrollo de simuladores de aplicación múltiple

los cuales incorporan modelos composicionales y de aceite negro dentro de un solo programa. Las técnicas de solución utilizadas por la mayoría de los modelos composicionales, están basadas en el IMPES (presión implícita, saturación explícita), o en la solución totalmente implícita; esta última técnica es más apropiada para modelar altos gastos de flujo, ya que proporciona una mayor estabilidad numérica.

La disminución en tiempo de cómputo se debe al desarrollo de mejores algoritmos que se utilizan para resolver el problema de flujo de fluidos y las ecuaciones de equilibrio de fase; es fundamental para disminuir el tiempo de cómputo, la reorganización de los cálculos de la ecuación de estado cuando estas se utilizan en la simulación. En relación a lo anterior, en años recientes se han desarrollado los procesadores vectoriales tales como los que emplean las computadoras CRAY-XMP o IBM3090⁶³. Es común con los modernos sistemas que un modelo composicional, consuma de 2 a 5 veces más tiempo de CPU que los modelos de aceite negro.

b) Simuladores de Aceite Negro Modificado.

En los modelos de aceite negro modificado^{61,63}, los fluidos en el yacimiento se representan como mezclas de 2 componentes: aceite a condiciones de tanque y gas seco. Adicionalmente permiten el cambio de componentes en todas las proporciones, es decir que los simuladores de aceite negro se modificaron para permitir la transferencia de masa entre las fases líquida y gaseosa. En la figura 42, se presenta la metodología empleada en un modelo típico de aceite negro modificado en diferencias finitas, cada celda de la malla contiene gas y condensado saturado, líquido y agua; se observa en la figura que cada fase es tratada como una mezcla de aceite a condiciones de tanque y gas seco. Generalmente al principio de la simulación, todas las celdas contienen gas bajosaturado y agua, para una presión del yacimiento mayor que la presión de rocío. A medida que avanza el tiempo de simulación, y una vez que la presión del yacimiento caiga abajo de la presión de rocío, se formará una fase líquida en los poros de la roca lo que ocasionará que se efectúe una transferencia de masa desde el condensado disuelto en la fase gaseosa.

Existen 2 métodos para tratar la transferencia de masa en los simuladores:

1) Cálculo flash en la celda.

2) Substitución de variables.

El método más usado es el de substitución de variables en el cual existen 3 variables de solución, de la manera convencional en que trabajan los modelos de aceite negro.

Las 2 primeras variables de solución son la presión y la saturación de agua, la tercera variable puede ser ya sea la saturación de gas o la relación de condensado disuelto en el gas (r_g), dependiendo de las condiciones en la malla del simulador. A cada paso de tiempo, suponiendo equilibrio instantáneo, sólo existen 3 posibles estados de fase en los bloques de la malla.

1) Gas y condensado bajosaturado y agua, en este caso las variables de solución son: P_o , S_v y r_a .

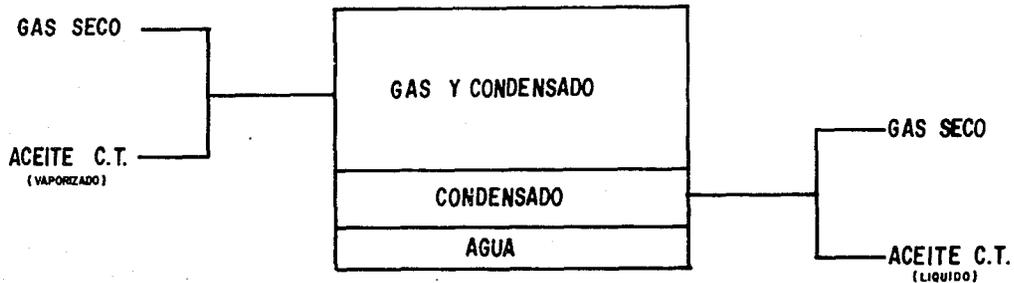


FIG. 42.- MODELO DE ACEITE NEGRO MODIFICADO PARA LA SIMULACION DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO."

2) Condensado retrógrado, gas y condensado en equilibrio con el líquido y agua, las variables de solución son: R_b , S_v y S_g .

3) Condensado retrógrado y agua solamente para este caso tendríamos como variables de solución : R_b , S_v y R_b .

En los simuladores de aceite negro modificado el comportamiento de fase y volumétrico es regido por tablas de datos en función de la presión. Por ejemplo, en el método de sustitución de variables, tablas de gas-disuelto aceite (R_b) como función de la presión de burbuja son indispensables cuando existe una transición de fase. Otros datos necesarios para gas saturado y aceite saturado son también el factor del volumen del gas o de aceite y la viscosidad como función de la presión.

Las tablas PVT se obtienen directamente de una ecuación de estado ajustada a datos experimentales. Con la ecuación de estado se debe simular un proceso de separación diferencial a volumen constante; para cada etapa del agotamiento se efectúa una separación flash de los fluidos a condiciones de superficie por medio de la ecuación de estado , con objeto de calcular los volúmenes de aceite y de gas a condiciones de tanque. Las viscosidades de cada fase se calculan de correlaciones las cuales dependen de la composición.

c) Simuladores de Nivel Intermedio.

Existen algunos simuladores con un nivel de complejidad intermedio entre los modelos composicionales y los de aceite negro modificado. En este nivel los modelos composicionales se simplifican usando un pequeño número de componentes y derivando el comportamiento de fase de tablas más que de un cálculo integral de una ecuación de estado. Por otro lado, los modelos de aceite negro pueden extenderse haciendo que las propiedades de los fluidos sean funciones de la presión y de los parámetros composicionales. Los resultados que se han obtenido con ambos procedimientos³¹ son muy parecidos a los obtenidos con los modelos composicionales, sin embargo, los procedimientos para generar las tablas PVT pueden ser complicados y consumen bastante tiempo.

Las diferentes alternativas de explotación para un yacimiento de gas y condensado son las siguientes:

- a) Agotamiento natural .
- b) Recirculación de gas a presión mayor que la presión de rocío.
- c) Recirculación de gas a presión menor que la presión de rocío.
- d) Inyección de agua.
- e) Inyección alternada de agua y gas.

Aunque siempre se puede usar un modelo composicional, en muchos casos con un modelo simplificado se pueden obtener básicamente resultados similares a los obtenidos con un modelo composicional y a un menor costo; esto implica que se deben analizar los fenómenos involucrados en cada alternativa de explotación para usar el modelo más adecuado. En relación a lo anterior se presenta la discusión siguiente :

a) Agotamiento Natural.

Para predecir el comportamiento de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural⁰¹, es suficientemente exacto usar un modelo de aceite negro modificado. Los fluidos en el yacimiento se comportan de una manera similar a la que se presenta en un experimento de agotamiento en el laboratorio y sus propiedades se pueden representar directamente como funciones de presión. En un estudio llevado a cabo por Coats⁰², se obtuvieron resultados similares para las predicciones utilizando un simulador composicional y uno de aceite negro modificado para una amplia variedad de fluidos.

b) Recirculación de Gas a Presión Mayor que la Presión de Rocío.

Cuando se recircula con gas arriba de la presión de rocío se produce un desplazamiento miscible sin efectos de equilibrio de fase. En este caso se puede usar un simulador de aceite negro, con la característica de poder representar la digitación viscosa que ocurre en un desplazamiento miscible no estable. En algunos casos puede ser necesario usar un modelo composicional para efectuar una representación exacta del comportamiento durante el depresionamiento natural, debido a que puede haber una revaporización del líquido retrógrado con el gas seco inyectado previamente.

c) Recirculación de Gas a Presión Menor que la Presión de Rocío.

Abajo de la presión de rocío se forma una fase líquida la cual puede ser revaporizada si se inyecta una cantidad suficiente de gas seco; existirá una tendencia de vaporización preferencial de los componentes ligeros tendiendo a dejar los componentes más pesados como una saturación residual de líquido. Como es de esperarse, este proceso solo puede ser representado a través de los simuladores composicionales con los componentes ligeros representados por componentes individuales y los componentes intermedios y pesados a través de pseudocomponentes.

d) Inyección de Agua.

La inyección de agua a presiones mayores que la presión de rocío, invadiendo una porción del yacimiento hasta un nivel adecuado de tal manera que no se conifique el agua hacia los pozos productores y posteriormente efectuar un depresionamiento natural con objeto de recolectar el gas que quedó atrapado en la zona invadida ha sido propuesta por varios autores^{59,68}. Para este esquema de explotación es suficiente efectuar la predicción con un simulador de aceite negro modificado; esto es posible, ya que los efectos composicionales y el equilibrio de fase no dominan este proceso, aunque es posible que en el depresionamiento los efectos composicionales tengan efecto en la recuperación del gas y condensado cuando cesa la inyección, a este tiempo puede existir un re-equilibrio de los fluidos del yacimiento, ya que puede existir contacto de gas con bajo contenido de líquido proveniente de una parte del yacimiento con líquido retrógrado de otra parte del mismo.

En este esquema de explotación es probable que los factores dominantes en la recuperación sean: la permeabilidad relativa a las

3 fases, la saturación de gas atrapado atrás del frente de invasión, así como la histéresis en la permeabilidad relativa.

e) Inyección Alternada de Agua y Gas.

Este método^{46,47} consiste básicamente en la inyección alternada de baches de gas y agua, habiéndose propuesto para mejorar la eficiencia de barrido en los yacimientos altamente estratificados y naturalmente fracturados. En este proceso se presentan condiciones de miscibilidad entre el gas inyectado y el fluido del yacimiento; el agua inyectada produce un desplazamiento de tipo pistón con el gas, esto nos indica que el efecto composicional no es dominante en este proceso por lo cual sería adecuado efectuar la simulación con simuladores de aceite negro modificados. Sin embargo al depresionar el yacimiento puede existir como en el caso anterior contacto de gas con bajo contenido de líquido de una parte del yacimiento con líquido retrógrado de otra parte del yacimiento, lo cual puede hacer importante el efecto composicional, sobre todo si se trata de un yacimiento muy rico en condensado; para esta etapa de la explotación del yacimiento predominan en la recuperación: las permeabilidades relativas a las 3 fases, la saturación de gas atrapado atrás del frente y el fenómeno de histéresis en la permeabilidad relativa.

Para poder aplicar un simulador numérico altamente sofisticado para predecir el comportamiento de un yacimiento, es indispensable que se disponga de una información sumamente detallada del mismo (geológica, producción, pozos, petrofísica, fracturas etc.), ya que si no se dispone de ésta, sería recomendable usar un simulador menos sofisticado, el cual necesitaría menos información.

Una vez que se ha establecido que esquema es posible implantar en la explotación de un yacimiento de gas y condensado y se ha seleccionado el modelo matemático que se va a utilizar, se deben emplear los siguientes pasos para la simulación del yacimiento⁴⁴:

- a) Caracterización del yacimiento.
- b) Representación del yacimiento a través de una malla.
- c) Asignación de datos a cada celda de la malla.
- d) Datos PVT, caracterización de los fluidos y ajuste de los parámetros de la ecuación de estado.
- e) Obtención de datos de los pozos.
- f) Ajuste de la historia de producción.
- g) Estudios numéricos.
- h) Uso del modelo.

A continuación se detallan cada uno de los pasos de la simulación:

- a) Caracterización del yacimiento.

En esta etapa es necesario un análisis preliminar de los datos así como una interacción entre las disciplinas geológica, petrofísica y de ingeniería, para obtener una descripción detallada del yacimiento previa al ajuste de la historia de producción.

Se deben contar con un modelo geológico del yacimiento, obtenido del análisis de datos sísmicos, de registros de pozos, de núcleos, etc. El modelo geológico nos debe proporcionar información del tipo de estructura, cambios estratigráficos, límites de

yacimientos, posición de los contactos gas-aceite y gas-agua, grado de fracturamiento, ubicación de las fallas, porosidad, litología y saturación de fluidos.

Es necesario que el modelo geológico sea actualizado a medida que se obtiene información de nuevos pozos perforados, de pruebas de producción adicionales y de estudios sísmicos recientes.

Para ampliar, detallar y corroborar las características del yacimiento proporcionados por el modelo geológico, es necesario efectuar las siguientes pruebas al yacimiento : pruebas de formación, pruebas de presión, pruebas de producción, registros de producción, pruebas con trazadores radiactivos, pruebas de potencial, etc.

b) Representación del yacimiento a través de una malla.

Los modelos actuales tienen la opción de manejar mallas irregulares o regulares, en cuanto al tamaño de celdas se refiere. Si las características geológicas lo requieren el yacimiento se divide en cierto número de estratos, asignándoles a cada uno de ellos valores de porosidad y de permeabilidad. Se podría tomar para el simulador el número de estratos obtenido de una sección transversal, sin embargo esto a menudo no es posible ya que puede requerirse un refinamiento de la malla para simular adecuadamente los efectos gravitacionales. Otra razón para no tomar el número de estratos obtenidos de los estudios geológicos es que para una simulación en 3 dimensiones sería muy grande el número de celdas. En este caso el número de estratos puede ser minimizado usando propiedades promedio o ponderando las propiedades con respecto al espesor.

c) Datos asignados a cada celda de la malla.

Estos datos constituyen la información geométrica de la malla: dimensiones de las celdas, propiedades de la roca y del fluido, relación espesores bruto-neto, porosidad, permeabilidad, permeabilidades relativas (2 ó 3 fases) y datos de presión capilar. Estos datos son asignados a cada celda y se obtienen de varias fuentes, tal como análisis de laboratorio en núcleos, registros geofísicos, pruebas de producción y pruebas de pozo. Existen algunos programas de cómputo los cuales preparan la información para ser introducida al modelo.

d) Datos PVT, caracterización de los fluidos y ajuste de la ecuación de estado.

Se requieren datos exactos de las propiedades PVT (factor Z, presión de saturación del líquido, presión de rocío, etc), para calibrar adecuadamente los parámetros de la ecuación de estado, la cual se va a usar en el modelo composicional. Por otro lado si se va a utilizar un modelo de aceite negro modificado para hacer el estudio de predicción, los valores obtenidos del análisis PVT servirán para comparar los valores de las tablas de aceite negro.

A las muestras de fluidos generalmente se les debe determinar su composición por lo menos hasta C_{20+} , ya que como la cantidad de componentes pesados disueltos en el gas es muy pequeña, se requiere un desglose experimental de los componentes pesados (C_7+) para calibrar adecuadamente la ecuación de estado.

Es necesario antes de tratar la ecuación de estado, usar el método de Bashbush¹⁵ para evaluar la exactitud de los datos experimentales, ya que, con esto se puede evitar que se consuma una gran cantidad de tiempo tratando de ajustar datos inconsistentes. Con este método se pueden tomar las medidas necesarias para corregir los datos experimentales.

Cuando no se tiene un análisis extendido (hasta C_{20+}) de la fracción C_{7+} , y como es bien conocido que la caracterización adecuada de la fracción C_{7+} es primordial para obtener resultados exactos en la reproducción de los datos experimentales, esta fracción se debe extender mínimo de 3 a 5 fracciones, con algún método tal como el de Whitson.

Con la ayuda de técnicas de regresión no lineal⁶⁴ se deben ajustar los coeficientes de interacción binaria entre C_1 y las fracciones más pesadas, así como, sus parámetros Ω_a y Ω_b para obtener un ajuste perfecto sobre la presión de rocío, el factor de compresibilidad del gas y algunas otras propiedades PVT.

El ajuste del condensado retrógrado debe ser llevado a cabo por regresión no lineal sobre los parámetros extendidos de la fracción C_{7+} , esto es ajustando el peso molecular de los últimos pseudocomponentes y los parámetros de distribución molar α y η .

Debido a que un gran número de yacimientos de gas y condensado presentan una variación de la composición con la profundidad, es imprescindible verificar si existe un gradiente composicional en el yacimiento, en caso de que si exista se debe alimentar el simulador con la composición representativa a cada profundidad.

e) Datos de pozos.

Las relaciones de presión producción en el pozo se pueden definir de correlaciones estándar; cuando existan pocos o ningún datos de producción, estas correlaciones pueden proporcionar presiones de fondo para condiciones de flujo en la tubería de producción, usando ya sea datos PVT medidos u obtenidos con la ecuación de estado. Sin embargo es mejor calibrar las correlaciones de pozo con datos de comportamientos de los pozos.

La productividad de los pozos puede disminuir como un resultado de la depositación de líquido retrógrado y por lo tanto los índices de productividad deben introducirse al simulador siempre y cuando sea posible.

f) Ajuste de los datos de producción.

Cuando un yacimiento ha estado en producción, los resultados del simulador deberán ajustarse a la historia de producción, como por ejemplo: presión, producciones de aceite gas y agua, relación gas - aceite. Es primordial que el ajuste sea consistente con las características geológicas del yacimiento.

g) Estudios numéricos.

Se pueden presentar serios errores y excesivo costo de computación a menos que se optimicen los incrementos de tiempo y la representación adecuada de la malla. El ingeniero debe efectuar una serie de corridas con diferentes arreglos de malla, incrementos de tiempo y criterio de convergencia, con la finalidad de seleccionar los parámetros que proporcionen mejores resultados; por ejemplo, se

puede incrementar el número de celdas en la malla o reducir el incremento de tiempo para determinar la sensibilidad a la dispersión numérica; esto se debe a que en los simuladores en diferencias finitas ocurre una dispersión en las variables de solución por los errores de discretización en tiempo y espacio.

La simulación de yacimientos de gas y condensado con simuladores de aceite negro modificado pueden presentar gran dispersión por las variaciones en las variables de solución, debido al incremento de transferencia de masa por la vaporización o condensación retrógrada.

h) Uso del modelo.

El simulador proporciona un medio eficaz para investigar una variedad de estrategias de producción usando los controles apropiados, ya sea de flujo o presión en los pozos. Los simuladores generalmente incluyen un modelo de separación simplificado que nos permite considerar los líquidos, las ventas de gas, reinyección de gas etc. Un estudio se empieza por definir un caso base, por ejemplo agotamiento natural a una cierta presión de abandono, posteriormente se puede considerar por ejemplo la recirculación de gas seco a diferentes gastos con diferentes arreglos de pozos y varias políticas de explotación. Un estudio de simulación es un medio útil de valorar las implicaciones técnicas y económicas para cada alternativa de desarrollo.

Generalmente las permeabilidades relativas a 2 fases aceite-agua y gas-aceite se introducen como tablas en función de la saturación, junto con datos de presión capilar. Estos datos se obtienen normalmente de pruebas en núcleos del yacimiento, usando técnicas de desplazamiento convencional de laboratorio; las curvas de permeabilidad gas-aceite se miden en presencia de agua congénita. Para gas y condensado la saturación residual de aceite (S_{orc}) es definida como la saturación arriba de la cual el líquido es móvil. Las permeabilidades relativas a las 3 fases son calculadas por el simulador usando métodos empíricos tal como el de Stone, la cual no es muy apropiada para la simulación de yacimientos de gas y condensado, debido a que en las pruebas de desplazamiento se efectúan en el laboratorio a una baja saturación de líquido, el cual puede ocupar posiciones diferentes en el espacio poroso que el que ocuparía en el yacimiento. Lo anterior implica que el comportamiento de la permeabilidad relativa para gas-condensado sea diferente a la obtenida en los sistemas normales gas-aceite. En los estudios experimentales²⁴ se ha demostrado que las saturaciones críticas de aceite en los yacimientos de gas y condensado (Sord) son alrededor de 10 % menores a los valores obtenidos en los yacimientos de aceite.

4.- Inyección de Agua a los Yacimientos de Gas y Condensado.

Es indudable que antes de efectuar un proyecto de mantenimiento de presión, es necesario analizar las características favorables o desfavorables de cada método, a fin de poder decidir cual es el método idóneo para el yacimiento en cuestión, tanto desde el punto de vista técnico como económico.

En el capítulo 3, se presentaron las características fundamentales de los métodos de inyección de gas natural y gases no hidrocarburos tanto a alta como a baja presión, la inyección combinada de agua y gas, el comportamiento del yacimiento con agotamiento natural y con entrada de agua, y la recuperación secundaria (extracción de agua al acuífero) aplicada a los yacimientos de gas y condensado. El análisis de los métodos no fue muy detallado, ya que, salvo los métodos de recuperación secundaria y de inyección alternada de agua y gas, los cuales son relativamente recientes y si requieren una revisión más a fondo, los demás están ampliamente difundidos y se pueden encontrar análisis de cada uno de ellos en la literatura.

Ahora para tener un panorama completo y poder decidir cual método de explotación es el más apropiado para efectuar el desarrollo de un yacimiento, es necesario realizar un estudio detallado del proceso de inyección de agua aplicado a los yacimientos de gas y condensado.

Por mucho tiempo la inyección de agua a los yacimientos de gas y condensado se consideró que no era un método apropiado, puesto que, se consideraba que se iban a obtener bajas recuperaciones de hidrocarburos, al igual que ocurrió en algunos campos de gas con entrada de agua. Sin embargo los trabajos de varios autores ^{59, 61, 64, 68, 71, 76, 77, 78} han hecho posible que se considere factible bajo ciertas consideraciones la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado. En este capítulo se efectuará un análisis de los fenómenos involucrados en un proceso de inyección de agua.

4.1.- Relación de Movilidades.

La movilidad de un fluido, es el factor de proporcionalidad que relaciona la velocidad de un fluido con el gradiente de presión en la ley de Darcy, se define como el cociente de la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido dividida entre su viscosidad. Para el agua la movilidad está representada por k_{rw} / μ_w y para el gas está representada por k_{rg} / μ_g ; la movilidad de un fluido depende de la saturación, mojabilidad, geometría del medio poroso etc.

La relación de movilidades está definida como la movilidad del fluido desplazante dividida por la movilidad del fluido desplazado, de tal manera que toma la siguiente forma :

$$M = \frac{k_1}{\mu_1} \frac{\mu_2}{k_2} \dots\dots\dots(4.1)$$

donde :

k_1 = Permeabilidad del fluido desplazante.

μ_1 = Viscosidad del fluido desplazante.

k_2 = Permeabilidad del fluido desplazado.

μ_2 = Viscosidad del fluido desplazado.

En el caso de la inyección de agua en un yacimiento de gas, la relación de movilidades toma la forma:

$$M = \frac{k_v}{\mu_v} \frac{\mu_g}{k_g} \dots\dots\dots(4.2)$$

Cabe aclarar que la permeabilidad al agua en la expresión anterior considera condiciones de saturación de agua en presencia de gas residual. En igual forma la permeabilidad al gas, considera saturación de agua congénita.

La permeabilidad al agua es medida en la zona que está en contacto con el agua, al promedio de saturación de agua. La permeabilidad al gas es medida en la zona que no ha sido invadida por el agua.

Se considera que la saturación de agua promedio en un sistema lineal es constante y no cambia sino hasta después de la surgencia. De la misma manera la relación de movilidades es constante hasta antes de la irrupción aumentando después de la surgencia del agua, de acuerdo con el aumento en la saturación de agua en la zona de contacto con ésta.

Si la relación de movilidades es menor de 1, se dice que es favorable; si es mayor de la unidad se dice que es desfavorable. Esto significa que una relación de movilidades favorable produce una mayor eficiencia de barrido tanto horizontal como vertical.

En la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado a una presión mayor que la presión de rocío, el fluido se encontrará

en una sola fase gaseosa y la relación de movilidades es muy favorable. Un ejemplo representativo⁷⁴ para la obtención de la relación de movilidades se obtiene a partir de la curva de permeabilidades relativas para un sistema gas-agua presentada en la figura 43, de aquí se obtiene que las permeabilidades relativas en los puntos extremos para el agua y el gas son los siguientes:

$$k'_{rgv} (S_v=S_{vc}) = 1 \quad \text{y} \quad k'_{rv} (S_v = 1 - S_{gr}) = 0.3$$

las viscosidades para el gas y el agua son respectivamente :

$$\mu_v = 0.4 \quad \text{y} \quad \mu_g = 0.6$$

entonces :

$$M = \frac{k'_{rv} \mu_g}{k'_{rgv} \mu_v} = \frac{(0.3) (0.6)}{(1) (0.4)}$$

$$M = 0.045$$

Del valor obtenido se deduce que el desplazamiento de gas por agua es altamente estable. Se dice que un proceso de desplazamiento es estable⁷⁰ desde el punto de vista gravitacional, si las fuerzas gravitacionales tienden a impedir que el fluido desplazante avance más rapido que el fluido desplazado; también en este caso las fuerzas viscosas son estables. Este razonamiento es válido para formaciones homogéneas; en el caso de yacimientos con alto grado de heterogeneidad existirá un flujo preferencial por el medio de alta permeabilidad ocasionando que se quede atrapado una gran cantidad de gas en el yacimiento.

La relación de movilidades agua-gas es una medida de la inyectividad del agua de un pozo en relación con la productividad del gas. Es de esperar que la inyectividad dependa de la relación de movilidades, se puede decir que en términos generales la inyectividad permanecerá constante si la relación de movilidades es unitaria, aumentará si esta es mayor de 1 y disminuirá si es menor de 1.

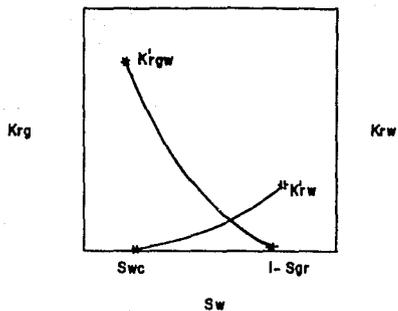


FIG. 43.- PERMEABILIDADES RELATIVAS
PARA UN SISTEMA GAS-AGUA⁷¹

4.2.- Eficiencia de Barrido.

La recuperación de hidrocarburos en un proceso de inyección de agua está íntimamente ligada con la eficiencia del proceso; las eficiencias determinadas más comúnmente son :

- a) Eficiencia Areal.
- b) Eficiencia Vertical.
- c) Eficiencia Volumétrica.

a) Eficiencia Areal (Ep)

La eficiencia Areal (Ep) se define como la relación del área la cual está en contacto con el agua, entre el área total. La eficiencia areal es una consecuencia de la ubicación de los pozos inyectoros y productores, ya que esto produce una distribución determinada de las presiones y líneas de flujo entre ambos tipos de pozos. Esto se visualiza claramente en un arreglo simétrico de pozos; en este caso la línea de flujo entre 2 pozos es una línea que conecta al pozo productor e inyector. Por lo tanto el máximo gradiente ocurre a lo largo de esta línea lo que ocasiona que el agua inyectada se mueva preferencialmente a lo largo de ésta línea de flujo (más pequeña que las demás), hasta alcanzar el pozo productor. Al momento de la irrupción del agua en el pozo productor solamente una parte del área del yacimiento que queda entre ambos pozos ha sido invadida por el agua de inyección; esta porción del área barrida (para un cierto arreglo) se le denomina eficiencia areal de barrido al momento de la surgencia.

b) Eficiencia Vertical.

La eficiencia vertical (Ei); está en función de la variación de la permeabilidad de la formación productora en la dirección vertical; por ejemplo se tiene que el agua inyectada se mueve más rápidamente en los estratos más permeables que en los menos permeables.

La eficiencia de barrido vertical o de invasión se define como el área de la sección transversal invadida por el agua inyectada, entre el agua de la sección transversal total (incluidas todas las capas atrás del frente de invasión). Esta eficiencia es una medida de la falta de uniformidad del yacimiento en la dirección vertical.

c) Eficiencia Volumétrica.

Esta definida como el producto de la eficiencia areal por la eficiencia de desplazamiento vertical, es decir:

$$E_v = E_p \times E_t \dots\dots\dots(4.3)$$

Esta eficiencia volumétrica es el volumen de poros que ha sido invadido por el fluido inyectado dividido entre el volumen total de poros de la zona de interés del yacimiento.

El efecto de la densidad del fluido inyectado sobre la eficiencia volumétrica de desplazamiento a la surgencia, depende de la relación que existe entre las fuerzas viscosas (gasto) y las fuerzas gravitacionales. En el caso de la inyección de agua en un yacimiento de gas existe una gran diferencia entre ambas densidades

por lo cual predominan las fuerzas gravitacionales en el proceso de desplazamiento ocasionando una alta eficiencia de desplazamiento.

En términos generales se considera que para relaciones de movilidad favorables (menor de 0.22), los efectos de flujo vertical entre los diferentes estratos aumentan la eficiencia vertical, y para relaciones de movilidad desfavorables (mayor de 4.7) ocurre lo contrario.

Se ha demostrado que las características de permeabilidad relativa agua-aceite de un medio poroso son independientes del gasto, de donde se puede concluir que la eficiencia de desplazamiento del gas de la roca del yacimiento es independiente del gasto.

Las eficiencias de desplazamiento vertical o volumétrica están afectadas por las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. Las fuerzas viscosas resultan del gradiente de presión y por lo tanto son proporcionales al gasto. En una roca mojable por agua, las fuerzas capilares hacen que el agua inyectada se embeba en los poros más pequeños y en los estratos de menor permeabilidad del yacimiento; en una roca preferencialmente mojable por aceite, las fuerzas capilares tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de aceite.

Las fuerzas gravitacionales dependen de la diferencia de densidades entre el agua inyectada, y actúan permitiendo al fluido más denso (agua) permanecer en la parte baja del yacimiento; el grado de segregación por gravedad depende del gasto, mientras menor sea el gasto de inyección de agua, mayor será la tendencia del agua a segregarse a la porción más baja del yacimiento. Sin embargo el grado de segregación por gravedad también depende de las propiedades de la roca del yacimiento (permeabilidad vertical).

Dado que la permeabilidad en un yacimiento por lo regular no es uniforme, el agua se mueve preferentemente por las zonas de alta permeabilidad; en una roca mojable por agua las fuerzas capilares hacen que el agua se embeba en las zonas adyacentes o menos permeables. Con gastos de inyección reducidos se dispone de más tiempo para la imbibición del agua en el frente de invasión y detrás de él, sin embargo se ha observado que las variaciones del gasto del orden de 5 o más, tienen un efecto reducido en la recuperación ¹⁰³.

En algunas formaciones la permeabilidad en una cierta dirección es mayor con respecto a la permeabilidad en otra dirección del yacimiento; a esto se le denomina permeabilidad direccional y se debe a las condiciones de depositación de la formación. La mejor eficiencia de barrido se obtiene cuando la dirección de máxima permeabilidad es paralela a la línea de pozos de inyección adyacentes. Es importante determinar si existe en un yacimiento permeabilidad direccional o fracturas entre un pozo inyector y productor, ya que estas pueden ocasionar surgencias prematuras del agua, reduciendo consecuentemente la eficiencia del proyecto.

La relación de movilidades es un indicador de la inyektividad del pozo; para relaciones de movilidad desfavorables (mayor de 1), la inyektividad de agua de un pozo inyector excede la productividad del pozo productor, por lo cual para lograr un equilibrio entre la

producción y la inyección se requiere un mayor número de pozos productores que de inyectores. Para relaciones de movilidad favorables se requiere un mayor número de pozos inyectores que en el caso anterior, para equilibrar la producción de hidrocarburos con la inyección de agua.

En general cuando se seleccionan los pozos inyectores se eligen los malos productores; esto no es adecuado cuando se tienen relaciones de movilidad favorables puesto que en este caso la inyectividad es menor, además los pozos productores con baja productividad no son por lo común buenos inyectores^{los}.

La mayor eficiencia en el desplazamiento de gas y condensado por agua, se obtiene si se aprovechan al máximo los efectos gravitacionales, para esto los pozos inyectores deben estar situados en la parte baja del yacimiento de ser posible en las cercanías del contacto gas-agua; por lo tanto para tener éxito en el proyecto de inyección se requiere que el yacimiento posea un buen relieve estructural, además deberá contar con buena permeabilidad en el sentido vertical para permitir la segregación de gas hacia la parte superior del yacimiento. Una buena permeabilidad del yacimiento nos permite tener altas inyectividades en los pozos lo que permite mantener una presión suficientemente alta sin tener un número excesivo de pozos inyectores.

4.3.- Permeabilidades Relativas para un Sistema Gas-Agua-Condensado.

La inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado ha sido recomendada por algunos autores^{71,78}, sin embargo existe incertidumbre en los siguientes factores⁷⁹:

a) La cantidad de gas atrapado durante la inyección de agua y su removilización posterior durante el depresionamiento del yacimiento una vez que se haya detenido la inyección de agua.

b) Las permeabilidades relativas a las 3 fases, para condiciones abajo de la presión de rocío, no son fielmente representadas por las ecuaciones de Stone y de Aziz y Settari.

Las curvas de permeabilidad relativa en un sistema gas-agua para un proceso de drene, pueden ser determinadas en laboratorio en base a un proceso de desplazamiento dinámico y analizarse con el método de Jones-Roszelle. Posteriormente los resultados obtenidos deben combinarse con datos de permeabilidad relativa al gas medidas en un núcleo similar para obtener las curvas de permeabilidad relativa para un proceso de drene⁷⁷.

Las curvas de permeabilidad relativa de imbibición se pueden obtener utilizando el modelo de Land⁸³ combinado con la saturación de gas residual obtenida en pruebas de desplazamiento. La curva de permeabilidad relativa para un proceso de imbibición se debe estimar usando el valor final de la saturación de gas residual; en la figura 44 se presentan las curvas de permeabilidades relativas para un sistema gas-agua tanto para un proceso de drene como de imbibición, obtenidas mediante el proceso detallado anteriormente.

Otra manera de obtener las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-agua, es mediante la técnica de Richardson⁸⁴. Para usar este método las muestras deben de saturarse con salmuera y entonces determinar las curvas de $k_{rg} = k_{rg}(S_v)$ y $k_{rv} = k_{rv}(S_g)$, tanto para proceso de drene como de imbibición. La saturación de gas al final del proceso de imbibición, representa la saturación irreductible la cual no puede ser recuperada. Del punto final ($k_{rg} = 0$) de la curva $k_{rg} = k_{rg}(S_g)$ en la dirección de imbibición fué tomado el valor de S_{gr}^* .

Como se observa en la figura 44, las mediciones convencionales de permeabilidad presentan el problema de histéresis; la curva de imbibición presenta valores más bajos que la curva de drene, debido al entrapamiento del gas. Las curvas de permeabilidad relativa a la fase salmuera también muestran histéresis, pero las diferencias son pequeñas y a menudo despreciables.

Fishlock⁷⁷ observó que la curva de drene secundario (drene secundario se refiere a la curva de drene que se origina durante la etapa de depresionamiento del yacimiento, en este caso ocurre una expulsión del fluido mojante (agua) al expandirse el fluido no mojante (gas)), retrasa la curva de imbibición en pruebas con flujo condensado-agua, aunque esto no se ha comprobado completamente en flujo de gas en areniscas. Si la curva de drene secundario convencional del tipo mostrada en la figura 44 se aplicara durante el depresionamiento de un yacimiento de gas y condensado con inyección de agua, el gas fluiría inmediatamente debido a su expansión y un incremento pequeño en la saturación de gas produciría

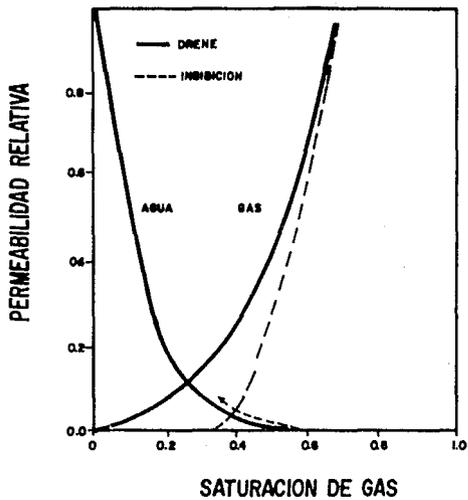


FIG. 44.-PERMEABILIDADES RELATIVAS SISTEMA GAS - AGUA.⁷⁷

altos flujos fraccionales de gas; sin embargo se ha observado que la saturación de gas debe aumentar a un valor crítico para que pueda removilizarse el gas.

Las permeabilidades relativas para un sistema de 3 fases se determinan usando reglas de combinación empíricas como la de Stone⁴⁵, o la modificación a ésta por Aziz y Settari⁴²; para obtener las permeabilidades relativas a las 3 fases se requiere conocer las permeabilidades relativas a las 2 fases.

Las saturaciones normalizadas definidas por Stone son:

$$S_o^* = \frac{S_o - S_{om}}{(1 - S_{vc} - S_{om})} \quad S_o \geq S_{om} \dots (4.4)$$

$$S_v^* = \frac{S_v - S_{vc}}{(1 - S_{vc} - S_{om})} \quad S_v \geq S_{vc} \dots (4.5)$$

$$S_g = \frac{S_g}{(1 - S_{vc} - S_{om})} \dots (4.6)$$

La permeabilidad relativa al aceite, del primer modelo de Stone (1970), queda definida como :

$$k_{ro} = S_o^* \beta_v \beta_g \dots (4.7)$$

Los multiplicadores β_v y β_g se determinan de la condición que la ecuación 4.7, reduce los datos para los 2 casos extremos de $S_g = S_g = 0$ y $S_v = S_{vc}$, por lo cual :

$$\beta_v = \frac{k_{rov}(S_v)}{(1 - S_v^*)} \dots (4.8)$$

$$\beta_g = \frac{k_{rog}(S_g)}{(1 - S_g^*)} \dots (4.9)$$

El segundo modelo de Stone (1973) no requiere la especificación de las saturaciones normalizadas y de hecho las predice. La ecuación de predicción se deriva a partir de la teoría de canales de flujo y toma la forma :

$$k_{ro} = (k_{rov} + k_{rv})(k_{rog} + k_{rg}) - (k_{rv} + k_{rg}) \dots (4.10)$$

La ecuación anterior implica que los valores de k_{ro} deben ser positivos.

Es importante hacer notar que los modelos anteriores se reducen exactamente a datos de 2 fases, solamente si la

permeabilidad relativa de los puntos finales es 1 :

$$k_{rov} (S_{vc}) = k_{rog} (S_g = 0) = 1 \dots\dots\dots(4.11)$$

Un modelo que no tiene estas limitaciones puede desarrollarse si suponemos que los datos gas-aceite se miden en presencia de agua irreductible. Para esto un sistema agua-aceite a S_{vc} y un sistema gas-aceite son físicamente idénticos ($S_v = S_{vc}$, $S_o = 1 - S_{vc}$) y por lo tanto la ecuación 4.11 es equivalente a definir la permeabilidad absoluta como la permeabilidad efectiva en la fase aceite en la presencia de S_{vc} . Con objeto de presentar la definición acostumbrada de permeabilidad los modelos de Stone se pueden modificar⁸² y se tiene :

$$k_{rov} (S_{vc}) = k_{rog} (S_L = 1) = k_{rocv} \dots\dots\dots(4.12)$$

donde $S_L = 1 - S_g = S_o + S_{vc}$, de esta manera los modelos de Stone quedan de la siguiente forma :
Modelo I :

$$k_{ro} = k_{rocv} S_o^* \beta_v \beta_g \dots\dots\dots(4.13)$$

donde:

$$\beta_v = \frac{k_{rov} (S_v) / k_{rocv}}{(1 - S_v)^*} \quad \beta_g = \frac{k_{rog} (S_L) / k_{rocv}}{(1 - S_g)^*} \dots (4.14)$$

y el modelo II :

$$K_{ro} = k_{rocv} [(k_{rov} / k_{rocv} + k_{rv}) (k_{rog} / k_{rocv} + k_{rg}) - (k_{rv} + k_{rg})] \dots\dots\dots (4.15)$$

La permeabilidad relativa para un sistema de 3 fases determinada por los métodos anteriormente descritos, no es enteramente apropiada para un sistema de gas y condensado. Esto se debe a que las saturaciones de aceite, ocupan diferentes porciones del espacio poroso que la que ocuparía el condensado retrógrado en el yacimiento. En el trabajo de Saeidi⁷⁹ para determinar las permeabilidades relativas para sistemas de aceite y gas y gas y condensado, observó que los valores de permeabilidad relativa del condensado determinados en la región de saturaciones media a baja son menores a las obtenidas para sistemas con punto de burbuja. Los valores obtenidos fuera del orden de 10 % menores a los determinados en los yacimientos de aceite.

Se ha observado en los experimentos de laboratorio llevados a cabo para evaluar el gas recuperado en un yacimiento produciendo por empuje de agua, que las saturaciones de gas residual son del orden de las obtenidas para yacimientos de aceite ligero; Chierici⁸⁰ obtuvo un rango para arenas entre 18 a 31 %; Geffen⁸¹ presenta valores

entre 29 a 38 % . Gran parte de este gas atrapado en la zona invadida puede ser removilizado nuevamente como ya se detalló en la sección 3.6.

El análisis del comportamiento obtenido en el laboratorio⁷⁶ durante el periodo de depresionamiento del yacimiento, nos indica que no existe movilidad del gas al principio del depresionamiento. El gas se expande hasta que la saturación se incrementa por arriba de la saturación de gas residual antes de que empiece observarse la removilización del gas. Los cálculos efectuados muestran que la saturación de gas se incrementa desde el valor residual de 35 % hasta 49 % en un núcleo de alta permeabilidad, antes que el gas sea móvil, y desde 39 a 46 % en un núcleo de baja permeabilidad.

En general la permeabilidad relativa al gas no se incrementa muy rápidamente aún después que la saturación de gas excede este valor inicial; por ejemplo para el núcleo de alta permeabilidad a una saturación de gas de 58 %, la permeabilidad relativa al gas fue de 0.001. La figura 45 nos muestra la permeabilidad relativa para el núcleo de alta permeabilidad calculada para la inyección de gas. El comportamiento de esta gráfica, nos indica que cuando el gas se inyecta, éste toma un camino que es particularmente favorable a la conexión con el gas residual; por esta razón con un pequeño incremento en la saturación de gas es más que suficiente para restablecer la movilidad del gas. Durante el depresionamiento, después de la inyección del agua el gas residual expandido tiene menos oportunidad para unirse y su movilización se retrasa.

Es importante notar que a pesar de los bajos valores de permeabilidades relativas, una vez que la fase gaseosa es móvil, el flujo fraccional de gas se incrementa rápidamente con incrementos adicionales en la saturación de gas; en la figura 46 se presenta el comportamiento del flujo fraccional de gas en función de la saturación de gas promedio.

La histéresis en la permeabilidad relativa y la saturación residual de gas, tienen una influencia importante en la predicción de la recuperación de gas y condensado en un proceso de inyección de agua. Esto es debido a que para un sistema mojabable por agua, a medida que el agua se inyecta ocurre un proceso de imbibición debido al incremento de la fase mojabante; durante el depresionamiento del yacimiento, se presentan los procesos de drene y de imbibición en diferentes regiones del yacimiento debido a los gastos de producción, inyección de agua y formación de condensado.

El efecto de histéresis en la permeabilidad relativa puede ser simulado adecuadamente a través del modelo de Carlsons⁷⁸, el cual necesita relativamente poca información para reproducir las permeabilidades relativas.

Los resultados del trabajo de Fishlock⁷⁷ indican que las diferencias en las curvas de permeabilidad relativa, dependen de la manera en la cual se incrementa la saturación de gas del valor residual obtenido durante la inyección de agua.

Cuando la saturación de gas se incrementa por inyección de gas, el gas se moviliza inmediatamente, presentándose poca histéresis entre las curvas de permeabilidad relativa de drene secundario y de imbibición; sin embargo cuando la saturación de gas se incrementa por expansión un incremento apreciable en saturación se requiere antes que el gas pueda fluir a niveles detectables.

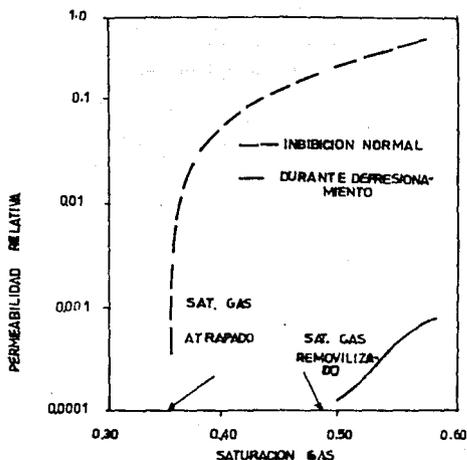


FIG.45-PERMEABILIDADES RELATIVAS OBSERVADAS DURANTE LOS EXPERIMENTOS DE DEPRESIONAMIENTO.⁷⁶

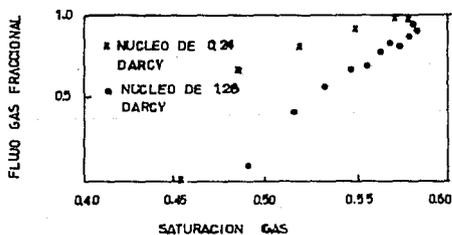


FIG.46-FLUJO FRACCIONAL DE GAS OBTENIDO DE EXPERIMENTOS EN NUCLEOS PARA CONDICIONES DE DEPRESIONAMIENTO.⁷⁶

4.4.- Efecto de la Mojabilidad en la Recuperación de Hidrocarburos.

La mojabilidad se define⁵⁰ como la tendencia de un fluido a adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otros fluidos inmiscibles. En los yacimientos de gas se consideró por mucho tiempo que el agua es la fase mojante para cualquier tipo de roca, ya que se ha observado que el gas no moja la roca, sin embargo, ésto sólo es válido probablemente para yacimientos de gas muy someros (profundidades menores de 3000 m.) en los cuales el gas que emigró reemplazó al agua que existía en el medio poroso. El gas seco por lo común no contiene impurezas que alteren la afinidad de la roca al agua, la cual tenía tendencia a ser mojable por agua antes de la emigración del gas. En el caso de los yacimientos de gas y condensado que se encuentran a grandes profundidades, el aceite probablemente fué primero atrapado y después transformado a gas debido al efecto del rompimiento de las moléculas pesadas por los cambios de presión y temperatura ocurridos en la roca productora, en este caso puede ser posible que los residuos de bitumen y de azufre puedan cubrir los granos de la roca ocasionando que esta sea mojable por aceite.

En base a las consideraciones anteriores es importante tomar en cuenta que algunos yacimientos de gas y condensado del área mezozóica Chiapas-Tabasco, sean mojables por aceite, debido a que se encuentran a grandes profundidades y poseen altas temperaturas y presiones.

Cuando la roca es mojable por agua se tendrá una alta recuperación tanto de gas como de condensado retrógrado, lo cual puede decidir si se implanta un proyecto de inyección de agua.

Una de las formas más comunes para evaluar la mojabilidad, es considerando un sistema típico agua-aceite sólido, y relacionando las energías de superficie mediante la ecuación de Young-Dupre, la cual se expresa en la forma siguiente:

$$\sigma_{oa} - \sigma_{wa} = \sigma_{ov} \cos \theta_c \dots\dots\dots(4.16)$$

donde :

σ_{oa} = Energía interfacial entre el aceite y el sólido (dinas/cm).

σ_{wa} = Energía interfacial entre el agua y el sólido (dinas/cm).

σ_{ov} = Tensión interfacial entre el aceite y el agua (dinas/cm).

θ_c = Angulo de la interfase aceite-agua-sólido medido a través del agua (grados).

Ninguna de las energías interfaciales aceite-sólido o agua-sólido, pueden medirse directamente. Sin embargo, la tensión interfacial y el ángulo de contacto se pueden determinar independientemente en el laboratorio. El valor del ángulo de

contacto puede variar desde 0 hasta 180°, los ángulos de menos de 90° medidos a través de la fase agua, indican condiciones de mojabilidad preferentemente al agua, mientras que los ángulos de contacto mayores de 90° indican condiciones de mojabilidad preferente al aceite. Un ángulo de 90° indica que la superficie de la roca tiene igual preferencia por el agua que por el aceite.

El conocimiento de las características de la mojabilidad preferencial de un yacimiento⁸⁶ es aplicable en los siguientes casos:

a) En la terminación de los pozos es deseable que el fluido de control no tenga un efecto adverso en la productividad del pozo. Si la formación es mojable por aceite, el agua atrapada como una fase no mojante, la cual invadió la formación durante su uso como fluido de control, resultará en una reducción de la productividad del pozo.

b) La validez de la aplicación de las pruebas de desplazamiento sobre los núcleos para predecir la recuperación en el yacimiento, depende en gran medida de que el núcleo sea representativo de las condiciones originales del yacimiento. Si la mojabilidad del núcleo de prueba no es la misma que la del yacimiento debido al filtrado de lodo, aire o procedimiento de limpieza de núcleo en el laboratorio, entonces los resultados obtenidos no pueden utilizarse con confianza en los cálculos de predicción del yacimiento.

c) La saturación y distribución de agua congénita en el yacimiento es a menudo evaluada por medio de pruebas de presión capilar en los núcleos. Si el yacimiento es fuertemente mojable por aceite, las pruebas de desplazamiento de laboratorio nos proporcionarán datos con bastante incertidumbre.

d) Las posibilidades de recuperación mejorada de aceite en un yacimiento dado, dependen no solamente de la saturación de aceite remanente en el yacimiento y su distribución areal y vertical, sino también de la continuidad microscópica del aceite.

e) En todo proyecto de inyección de agua es fundamental conocer que tipo de mojabilidad presenta la roca del yacimiento, ya que un conocimiento de esta propiedad puede decidir si es factible o no implantar un proyecto de inyección de agua.

La naturaleza de la mojabilidad, se debe a la ausencia o presencia de pequeñas cantidades de componentes polares en los hidrocarburos. Estos compuestos polares, aparentemente de naturaleza asfáltica, se adsorben en las superficies de la roca y tienden a hacer que las superficies sean mojadas por aceite. El efecto de los componentes polares depende hasta cierto punto de la naturaleza de la roca, es decir que la superficie de la roca sea predominantemente de sílice, carbonatos o de arcilla.

En las referencias 83,84 y 85 se detallan algunas pruebas de laboratorio para determinar la mojabilidad de las rocas de los yacimientos, así mismo se proporcionan sugerencias sobre el muestreo y la preservación de los núcleos, para evitar que la mojabilidad original de los núcleos se altere.

Se ha observado en los estudios de laboratorio⁸⁶, que cada fluido tanto el que moja como el que no moja la roca se mueven dentro de su propia red de poros, pero con una cantidad de fluido

mojante en cada poro. Al aumentar la saturación del fluido no mojante en la roca, es mayor el porcentaje de poros que quedan casi llenos con el fluido que no moja la roca.

En un proceso de inyección de agua en una roca con mojabilidad preferencial a ésta, se ha observado que en la porción no afectada del yacimiento, la saturación congénita de agua es baja y existe en forma de una película alrededor de los granos de roca y en la garganta del poro, el resto del espacio poroso está lleno con hidrocarburos.

En la zona en la que fluyen tanto agua como hidrocarburos, una parte del flujo se establece en los canales continuos, algunos de los cuales tienen ramales ciegos, y otra porción de hidrocarburos ha quedado atrapada y aislada en forma de glóbulos debido a la inyección de agua, al final de la inyección existen hidrocarburos atrapados en forma aislada.

En la inyección de agua en una roca preferentemente mojabla por aceite, inicialmente saturada con el mismo, a medida que el fluido no mojante (agua) entra a la roca, forma primero canales de flujo tortuosos aunque continuos a través de los poros mayores. A medida que prosigue la inyección de agua, los poros más pequeños son invadidos y se unen para formar canales continuos. Cuando se forma un número suficiente de canales para permitir el flujo de agua casi sin restricciones, cesa prácticamente el flujo de aceite. Al final del proceso la saturación de aceite residual existe en los poros pequeños y en forma de una película en los poros grandes llenos de agua.

Si la roca productora en un yacimiento de gas y condensado es mojabla al aceite, es de esperarse que arriba de la presión de rocío la roca no se comporte como fuertemente mojabla por aceite, obteniendo una alta recuperación de hidrocarburos. Cuando se pare la inyección de agua y empiece el depresionamiento del yacimiento, si la roca del yacimiento es mojabla por agua, se podría tener una recuperación adicional de condensado si la saturación de éste fuera lo suficientemente alta en el yacimiento para permitir una fase continua. Si la roca es preferentemente mojabla al aceite, y de acuerdo a sus condiciones de saturación crítica el condensado se quedaría atrapado en forma de una fase inmóvil, ya que debido a la alta movilidad del gas, este fluye preferentemente hacia los pozos.

Puesto que la mojabilidad y el sentido de la variación de la saturación influyen sobre la saturación de los fluidos, se debe esperar que estos factores afecten análogamente a las características de presión capilar y de permeabilidades relativas.

El rango de mojabilidad de los yacimientos varía desde fuertemente mojabla al agua a fuertemente mojabla al aceite, la mojabilidad intermedia se encuentra a la mitad de ambos extremos. Otro tipo de mojabilidad es aquella donde algunas porciones de la roca del yacimiento es mojabla al agua y otra parte es mojabla al aceite, este tipo de mojabilidad puede ocurrir en las rocas donde las áreas superficiales están formadas con minerales de diferentes tipos.

En una roca preferentemente mojabla por agua, las fuerzas capilares hacen que el agua se embeba en los lentes o estratos menos

permeables del yacimiento. Con gastos de inyección más reducidos se dispone de mayor tiempo para la imbibición en el frente de invasión y detrás de él. Las rocas preferentemente mojables por aceite, tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de aceite.

La magnitud de la imbibición depende de 3 factores:

- a) La variación de las permeabilidades de la roca dentro del yacimiento específico.
La atracción de la roca al fluido que la moja es más fuerte mientras menor sea la permeabilidad pero también se reduce la permeabilidad al flujo.
- b) Las dimensiones y la localización de la zona menos permeable, controlará la facilidad para que el agua inyectada se embeba en estos estratos. Las lentes aisladas, dispersas y de menor permeabilidad permitirán una imbibición mayor que la que ocurriría si la roca de baja permeabilidad se presentara en forma de una zona continua de mayor espesor.
- c) La mojabilidad de la roca.

El ritmo de imbibición dependerá directamente del grado de preferencia de la mojabilidad de la roca al agua.

Dada la gran incertidumbre que se tiene para tomar núcleos representativos a las condiciones reales de mojabilidad del yacimiento, aunado al hecho de que en los laboratorios en general no se cuenta con el equipo necesario para analizar los núcleos sin que se altere la mojabilidad original de la roca; es posible medir la mojabilidad original de la formación en el yacimiento de la manera efectuada por Den et al.⁶⁷ en el campo de aceite Skjold del Mar del Norte.

La formación productora del campo Skjold es una caliza cretosa naturalmente fracturada con espesores entre 76 y 210 mts., con la porción más delgada en la cima del yacimiento; la altura de la columna de aceite es de cerca de 100 m. La porosidad está en el rango de 15 a 30 %, y la permeabilidad de la matriz del yacimiento es generalmente menor de 1 md. La estructura es un anticlinal ligeramente alargado el cual ha sido penetrado por un domo salino. El yacimiento está rodeado por 3 lados por una serie de fallas; adicionalmente un sistema extenso de fallas se detectó en la cima de la estructura mediante datos sísmicos. Se perforaron 4 pozos en el campo Skjold, el pozo descubridor fue abandonado, un pozo productor y dos de observación; los pozos descubridor y productor fueron perforados en la cima de la estructura, y los pozos de observación fueron perforados en los flancos de la estructura.

El pozo produce un aceite negro con un gasto de 3500 m³/d, con densidad de 0.88 gr/cm³ y una RGA de 89 m³/m³. Los fluidos del yacimiento están ligeramente bajosaturados (35 kg/cm³) y la caída de presión de fondo es de sólo 4 kg/cm². Esta alta productividad es el resultado del intenso fracturamiento de la formación; se estimó la permeabilidad efectiva al flujo en 1000 md. Los pozos de observación tienen una productividad menor al pozo productor, sin embargo, en las pruebas de presión que se les efectuaron se observó que estaban fracturados; de los resultados de las pruebas de presión se obtuvo

una permeabilidad de 45 md, un daño de -2.5, un valor para el parámetro de flujo (λ) de 10^5 , y un valor para la relación de la capacidad de almacenamiento (ω) de 0.6. En las pruebas de interferencia se observó una excelente comunicación y una alta permeabilidad entre los pozos productor y de observación de cerca de 1000 md.

Debido al grado reducido de bajaturación del yacimiento, la presión de burbuja sería alcanzada muy rápidamente, lo cual obligó a considerar cual sería el método de explotación del yacimiento más adecuado: agotamiento natural, inyección de agua o inyección de gas.

Con la explotación natural, se podría esperar que el gas se liberará en el yacimiento y se tendrían altas relaciones gas-aceite en la cima de la estructura, ya que el gas liberado sería segregado rápidamente a la cima de la estructura. Debido a esto los pozos de la cima se cerrarían por alta RGA y el yacimiento se produciría por los pozos de baja productividad de los flancos. Debido a esto la recuperación dependería fundamentalmente del comportamiento del drene gravitacional gas-aceite.

En el mantenimiento de presión por inyección de gas, la región de alta productividad de la cima del yacimiento contendría el casquete de gas secundario. Los pozos de alta productividad de la cima no estarían disponibles para producción, y esta se efectuaría por los pozos de los flancos. La inyección de gas se efectuaría a través de los pozos de la cima y la recuperación final dependería de la eficiencia del proceso de drene gas-aceite para desplazar el aceite de la matriz.

Para el proyecto de inyección de agua, la producción podría continuar a través de los pozos de alta productividad de la cima con la inyección de agua en los pozos de los flancos. Con el mantenimiento de presión el mecanismo de expansión podría no actuar y la recuperación futura dependería fundamentalmente de los mecanismos de desplazamiento de aceite en las fracturas y de imbibición. Ya que el volumen de las fracturas es pequeño, el mecanismo de imbibición sería determinante en la recuperación final. Por lo tanto para efectuar el proyecto de inyección de agua se necesitaría conocer el ritmo de imbibición.

En un yacimiento homogéneo, las fuerzas capilares controlan la distribución inicial de los fluidos en el yacimiento, sin embargo, esta distribución en un yacimiento fracturado presenta características diferentes; si la matriz de la roca es mojable al agua, causa que el contacto agua-aceite en la matriz esté encima del contacto agua-aceite en las fracturas.

En el sistema de fracturas la falta de fuerzas capilares origina una interfase horizontal al nivel del contacto agua-aceite en las fracturas. La distancia vertical entre los contactos agua-aceite en la matriz y las fracturas puede ser muy significativo en las matrices densas donde las fuerzas capilares son muy grandes; en el campo en estudio la máxima distancia observada fué de 76 m.

La posición del contacto agua-aceite en la matriz puede determinarse a través de registros eléctricos o análisis de núcleos. La posición del contacto agua-aceite en las fracturas se puede identificar con pruebas de formación o a través de un pozo de observación.

El pozo de observación sirvió no solamente para determinar la posición inicial del contacto agua-aceite en las fracturas, sino también para observar cambios subsecuentes en el nivel causado por la entrada de agua; por esta razón, el pozo de observación necesita penetrar una gran parte de la formación productora. En el caso de que la roca fuera mojable por aceite, el contacto agua-aceite en las fracturas estaría encima del contacto agua-aceite de la matriz.

De la posición del contacto aceite-agua en la matriz y en las fracturas, más una serie de pruebas de mojabilidad en los núcleos, evidencian de que la roca de este campo es mojable por agua.

En un yacimiento mojable por agua, la imbibición es un proceso por el cual el aceite (fase no mojante) es desplazada por agua (fase mojante). Los efectos combinados de gravedad y fuerzas capilares causan que el agua penetre a la matriz y desplace el aceite móvil, el cual puede ser recuperado por segregación gravitacional. En un yacimiento fracturado el aceite que existe en las fracturas es desplazado por agua, ya sea por entrada natural o por inyección de agua, y la imbibición puede empezar. Si la imbibición es efectiva el aceite será desplazado de la matriz y fluirá por las fracturas hacia la parte superior del yacimiento por efectos gravitacionales.

En el campo Skjold se determinó el ritmo de avance del agua en las fracturas mediante los pozos de observación, lo que permitió determinar mediante cálculos de balance de materia el ritmo de imbibición del agua; el gasto de imbibición determinado fué del orden de 6400 m³/d, concluyéndose en base a ésto, que la entrada de agua natural al yacimiento podría ser reforzada con inyección de agua a través de los pozos de observación.

Otra forma de determinar la mojabilidad de la formación a condiciones originales en los yacimientos de aceite, está basado en tomar un perfil de presiones de formación a intervalos regulares de profundidad utilizando un Probador de Formaciones en agujero descubierto. El perfil obtenido se puede interpretar en términos de densidad, puesto que el gradiente de presión es proporcional a la densidad este perfil de presiones puede ser interpretado en la región del contacto agua-aceite en términos de mojabilidad. Se ha observado que el gradiente de agua se extiende arriba del nivel libre de agua en formaciones mojables por agua a un nivel de aceite móvil donde cambia bruscamente a un gradiente de aceite. En una formación mojable al aceite, el gradiente de aceite se extiende abajo del nivel de agua libre, a un nivel de agua móvil, donde cambia bruscamente a un gradiente de agua. La distancia vertical h entre el nivel libre de agua y el nivel de fluido móvil, puede ser usado para determinar la mojabilidad promedio de la formación si la porosidad, permeabilidad y las tensiones interfaciales son conocidas.

La mojabilidad se puede calcular usando la siguiente ecuación :

$$h = 2 \gamma_{o-v} \cos \theta / g (\rho_v - \rho_o) r \dots\dots\dots (4.16)$$

donde :

h = Altura capilar (positiva o negativa) cm.

γ_{o-w} = Tensión interfacial dinas/cm.

θ = Angulo de contacto.

ρ_w = Densidad del agua gr/cm³.

ρ_o = Densidad del aceite gr/cm³.

g = Aceleración de las gravedad 980.66 cm/seg².

r = Radio capilar de los poros más grandes cm.

Para usar la ecuación 4.16 se necesita el valor del radio capilar r el cual es muy difícil de obtener, por lo tanto en lugar de la ecuación 4.16 se puede utilizar la función J de Leverett, la que toma la forma siguiente :

$$J(S_w) = P_c (k/\phi)^{1/2} / \gamma_{o-w} \cos \theta \dots\dots\dots(4.17)$$

donde :

$J(S_w)$ = Función sin dimensiones de la saturación de la fase mojanete.

P_c = Presión capilar en Pascal.

k = Permeabilidad en m².

ϕ = Porosidad en fracción.

γ_{o-v} = Tensión interfacial en N/m.

θ = Angulo de contacto.

A la presión mínima de entrada (P_r), a la cual una fase mojanete invade un medio poroso, la función J toma el valor J_r , por lo tanto:

$$J_r = P_r (k/\phi)^{1/2} / \gamma_{o-v} \cos \theta \dots\dots\dots(4.18)$$

P_r es expresada en términos de altura capilar ya sea positiva o negativa, tomando la siguiente forma:

$$P_r = h_g (\rho_v - \rho_o) \dots\dots\dots (4.19)$$

El valor de J_r varía en el rango de 0.1 a 0.17 para formaciones consolidadas y de 0.35 a 0.447 para formaciones no consolidadas.

La mojabilidad se puede calcular con las ecuaciones 4.18 y 4.19, J_r se puede determinar de curvas de presión capilar o ser estimada, h se obtiene a partir del perfil de presión, ϕ se determina de registros y, γ_{o-v} se calcula con correlaciones o puede ser determinada en muestras de fluidos.

La determinación de la mojabilidad de la roca a condiciones originales en yacimientos de gas, se puede obtener a través del uso de las ecuaciones 4.16 a 4.18, substituyendo la tensión interfacial por la tensión superficial, para que dichas ecuaciones se puedan aplicar en un contacto gas-aceite o agua-aceite.

La variación de la tensión superficial del agua con respecto a la temperatura y presión para un sistema agua-metano o agua-gas natural, se pueden obtener por medio de gráficas reportadas en la literatura¹¹⁷. En la misma forma es posible obtener la tensión superficial de varios aceites con respecto al gas natural.

Se llevó a cabo un estudio¹¹⁷ en el laboratorio en un modelo de Tubo-U para investigar el fenómeno capilar en el contacto gas-líquido, para el caso de una roca mojable por agua y una mojable por aceite, y otro para el caso de una roca mojable por agua, con esta como fase mojante, se observaron 2 niveles, el más bajo al cual existe una saturación de agua de 100 % (saturación de poro grande) y un nivel alto alcanzado por el fluido mojante (saturación de poro pequeño).

Cuando el modelo usado (Tubo-U) es llenado con arena mojada por aceite, el contacto gas-agua cae abajo del nivel libre de agua. Cuando se repitieron los experimentos con aceite como la fase mojante, la arena mojable por agua parece ser mojable por aceite si la superficie es seca o húmeda ($S_w = 25\%$). En este caso se observaron 2 niveles, uno alto en el cual los poros pequeños se encuentran saturados de la fase mojante (aceite), y uno más bajo al cual los poros grandes se encuentran 100 % saturados del fluido mojante, este fenómeno es parecido al que ocurre para una arena mojable por agua cuando se utilizó ésta como fluido mojante.

En las figuras 47 y 48 se muestra el perfil de presiones en la zona del contacto gas-líquido. En estas figuras se observa el nivel de agua libre (NAL) o el nivel de aceite libre (NOL), los cuales son los contactos gas-líquido dentro del pozo que está en agujero descubierta y que atravieza toda la formación. Arriba del nivel de gas móvil (NGM) es posible que el gas se pueda mover. El nivel de agua móvil (NAM) nos indica que arriba de este nivel el agua no se puede mover. La posición de los niveles NGM y NAM es determinado por el tamaño de poro grande y la distribución de los mismos. Para el caso de un contacto gas-agua en una arena mojable por agua, se observa en la figura 47 (A) que el gradiente de agua se extiende arriba del NAL hasta el NGM.

En el caso de un contacto gas-agua en una arena mojable por aceite, como se observa en la figura 47 (B), el gradiente de gas se extiende del NAL al NAM donde cambia abruptamente a un gradiente de agua.

Para un contacto gas-aceite, como se ejemplifica en las figuras 48(A) y 48(B), el perfil de presiones en formaciones mojables por agua y aceite son idénticos. Para ambos casos el gradiente de aceite se extiende encima del NOL al NGL donde cambia bruscamente a un gradiente de gas.

En todos los casos presentados entre el nivel de líquido libre (NWL o NOL) y la distancia del nivel de fluido móvil (NGM o NNM) corresponde a la elevación (positiva o negativa) capilar, h.

Un ejemplo de campo de un perfil de presión registrado en un pozo de Mar del Norte se muestra en la figura 49. El gradiente de agua cambia bruscamente a un gradiente de gas como se demostró por la teoría y los experimentos de laboratorio.

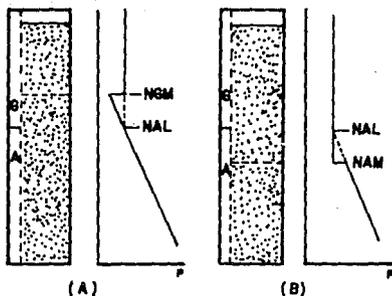


FIG. 47.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN CONTACTO GAS - AGUA.

(A) FORMACION MOJADA POR AGUA.

(B) FORMACION MOJADA POR ACEITE.

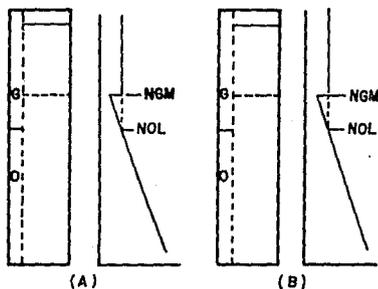


FIG. 48.- REPRESENTACION ESQUEMATICA DE UN CONTACTO GAS - ACEITE.

(A) FORMACION MOJADA POR AGUA.

(B) FORMACION MOJADA POR ACEITE. - 143 -

La siguiente información se determinó a partir del perfil de presiones :

- 1).-El gradiente del gas y la densidad son $0.0686 \text{ lb/pg}^2/\text{p}$ y 0.150 gr/cm^3 respectivamente.
- 2).-El gradiente de agua y la densidad son $0.434 \text{ lb/pg}^2/\text{p}$ y 1.002 gr/cm^3 respectivamente.
- 3).-La distancia vertical desde NAL a NGM es de aproximadamente 10 p (3 m)

Con la ecuación 4.19 se determinó una presión de admisión de 3.65 lb/pg^2 . La arena es consolidada ($J_r=0.01$) con una porosidad y permeabilidad promedio de 15% y 1 md , respectivamente. A la presión de formación de 3000 lb/pg^2 y a una temperatura de 150° F se obtuvo un ángulo de 47° , lo cual indica que la arena es mojable por agua.

La determinación de la mojabilidad por el método anterior sólo es aplicable a casos de contacto gas-agua. En el caso de contactos aceite-gas, tanto las formaciones mojables por aceite como las mojables por agua, dan una elevación capilar similar.

Para una cierta mojabilidad, la distancia (h) entre el nivel de agua libre y el nivel de gas móvil depende de la permeabilidad. En formaciones de baja permeabilidad la distancia (h) puede ser considerable y fácil de medir, caso contrario lo que sucedería en formaciones de alta permeabilidad donde la distancia (h) puede ser muy pequeña y difícil de determinar con el grado de exactitud requerida.

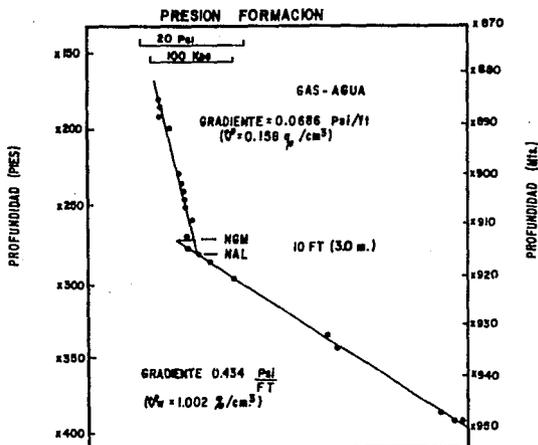


FIG. 49.- PERFIL DE PRESION REGISTRADO EN UN POZO DEL MAR DEL NORTE EN EL INTERVALO DEL CONTACTO - GAS - AGUA.

4.5.-Experimentos de Laboratorio Relativos a la Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Condensado.

En una serie de pruebas de inyección de agua llevadas a cabo en el laboratorio por Geffen⁵⁸, se encontró que una gran cantidad de gas es atrapado como una saturación de gas residual. Los valores determinados de la saturación de gas residual varían de un 15 a un 50 %, dependiendo de las características de la roca. En su trabajo Geffen concluyó que el gasto, presión, temperatura, tamaño de la muestra, efecto de embebido y condiciones de saturación antes de la inyección de agua, no afectan la saturación de gas residual obtenida al final del experimento.

Lógicamente las altas saturaciones de gas residual significan que las reservas recuperables en un yacimiento de gas con entrada de agua serán diferentes a las obtenidas por agotamiento natural. Por ejemplo si la saturación de gas original en un campo es de 70 %, y la saturación de gas residual al final de la extracción es de 35 %, solamente la mitad de la reserva de gas puede recuperarse en un yacimiento con entrada de agua, comparada con la recuperación obtenida en la explotación de un yacimiento de gas por agotamiento natural que es de 80 a 90 %, esto significa que en los yacimientos de gas con entrada de agua es de esperarse que si se tiene un acuífero muy activo se podrían tener bajas recuperaciones de hidrocarburos.

Geffen también determinó la saturación de gas residual tomando muestras de núcleos a presión en el campo West Beaumont de Texas, estimándose una saturación residual de gas entre 0.16 y 0.19. En el campo Lakeside de Louisiana la saturación de gas residual obtenida a través de registros eléctricos fue de 0.22.

Chierici⁶⁸ et al. efectuó una serie de experimentos de laboratorio para determinar el gas recuperable de un yacimiento de gas con entrada de agua. En su trabajo concluyó que la saturación de gas residual alcanza valores altos (30-40 %), los cuales están en el mismo rango de las saturaciones de aceite residual determinadas en los yacimientos de aceite ligero con entrada natural de agua. Los valores de saturación de gas residual determinados cubren los siguientes rangos:

- a) 18 a 26 % para muestras no consolidadas.
- b) 18 a 31 % para areniscas.
- c) 10 a 22 % para calizas bioclásticas.

Chierici observó en sus experimentos que la distribución de la saturación de gas en la zona invadida, está bajo la influencia del efecto de segregación gravitacional, por lo cual si este mecanismo actúa en un yacimiento de gas la saturación de gas residual se verá disminuida.

En el trabajo de Crowell et al.⁶⁹ para determinar la eficiencia de desplazamiento de gas en un yacimiento con entrada de agua, obtuvo saturaciones de gas residual en el rango de 30 a 45 %. Encontró también que un incremento en la saturación de agua inicial y un decremento en la tensión superficial reducen la saturación de gas residual notablemente, mientras que, las variaciones en la entrada de agua y las relaciones adimensionales de las propiedades del medio poroso (ecuaciones 1, 2, 3 y 4 ref. 89) no tienen un

efecto aparente.

La investigación de Crowell estuvo restringida solamente a procesos de desplazamiento y no toman en cuenta la combinación del proceso de desplazamiento y agotamiento de presión que se efectúa cuando los gastos de producción exceden el ritmo de entrada de agua. Por lo tanto los resultados reportados son menores a aquellos obtenidos en el proceso combinado agotamiento-desplazamiento, ya que, en este último caso, el gas es atrapado a presiones más bajas y por lo tanto representa menor cantidad de gas a condiciones de superficie.

Matthews⁷⁶ et al. efectuaron experimentos, usando 2 núcleos de arenisca preferentemente mojabla por agua, para medir la saturación residual de gas durante la inyección de agua, y la remobilización subsecuente del gas durante un depresionamiento posterior del yacimiento. La inyección de agua ocasionó que se obtuviera una saturación alta de gas residual, de 0.35 para el núcleo de mayor permeabilidad (1280 md) y de 0.415 para el núcleo de menor permeabilidad (240 md). Durante el depresionamiento el gas no se movilizó inmediatamente y la saturación de gas tuvo que incrementarse a un valor crítico para remobilizar el gas atrapado. El incremento en la saturación de gas fué de 0.14 para el núcleo de mayor permeabilidad y de 0.04 para el núcleo de menor permeabilidad. En el trabajo de Matthews se efectuó un estudio de simulación en un yacimiento idealizado para investigar como los resultados experimentales representan el comportamiento del flujo en un yacimiento de gas y condensado de tal manera que se pueda obtener la recuperación máxima de hidrocarburos. El comportamiento del depresionamiento de un yacimiento con una mezcla de agua condensado y gas es muy difícil de predecir, puesto que cualquier expansión del gas produce agua en grandes cantidades. El límite práctico para obtener una alta recuperación de hidrocarburos es probablemente la cantidad de agua que pueda ocasionar que una porción considerable del yacimiento sea invadido con agua, ya sea durante la etapa de inyección o de depresionamiento.

En la figura 50, se observa que cantidades pequeñas de agua inyectada incrementan la recuperación tanto de gas como de líquido; sin embargo al aumentar el volumen de agua inyectada eventualmente se observa un máximo en la recuperación y cantidades adicionales de agua inyectada por arriba de este volumen máximo resultarán en recuperaciones menores tanto de gas como de condensado. Esto es debido a que el agua inyectada restringe el flujo en los pozos, causando un abandono prematuro del yacimiento a una alta presión. En la figura 51 se presentan las presiones de abandono en función del volumen de agua inyectada. Existe por lo tanto un valor óptimo de la cantidad de agua inyectada, la cual permite que el yacimiento se depresione y se obtenga una recuperación máxima de gas y condensado. La cantidad óptima es más pequeña para fluidos con altas relaciones condensado-gas.

En la figura 50 se observa que para un fluido con una relación condensado-gas de $50 \text{ bl}/10^3 \text{ p}^3$, el volumen óptimo de inyección es de 25 % del volumen de poros, en cambio para un fluido con una relación condensado-gas de $150 \text{ bl}/10^3 \text{ p}^3$, el volumen de inyección óptimo

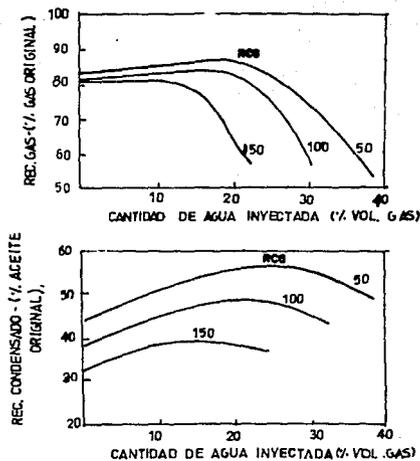


FIG.50.-RECUPERACIONES DE GAS Y CONDENSADO COMO UNA FUNCION DE AGUA INYECTADA, PARA FLUIDOS CON DIFERENTES RELACIONES CONDENSADO-GAS (RCG bls/mmp) PARA UNA PERMEABILIDAD DE LA ROCA DE 30md.⁷⁶

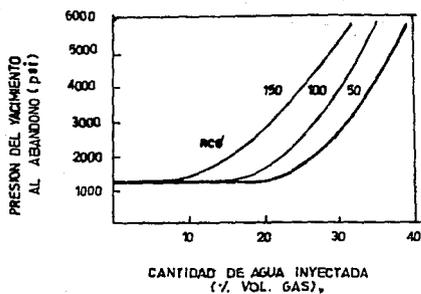


FIG.51.-PRESION DE ABANDONO COMO UNA FUN-
 CION DE LA CANTIDAD DE AGUA INYECTADA
 PARA FLUIDOS CON DIFERENTES RELACIONES
 CONDENSADO-GAS (RCG bls/mm p²), PARA
 UNA PERMEABILIDAD DE LA FORMACION DE
 30md.⁷⁶

es entre 12 y 13 % del volumen de poros; estas diferencias se producen debido a los siguientes efectos:

a) Las relaciones condensado-gas producen una mayor saturación de condensado retrogrado, el cual reduce el espacio poroso que pudiera ser llenado con agua.

b) La viscosidad del fluido de una relación condensado-gas de 150 bl/10⁶ p es cerca de 3 veces mayor que la de 50 bl/10⁶ p. Cuando esta se combina con los efectos de altos volúmenes de condensado depositados en la roca, los gradientes de presión a través de yacimiento son mayores ocasionado que el agua se mueva más rápidamente hacia los pozos productores.

Con el modelo de simulación utilizado para este estudio se obtuvo que para una relación condensado gas de 50 bl/10⁶ p, la recuperación de condensado para el volumen de inyección óptimo es de cerca de 57 % del condensado original en la formación, la cual se observa que es mayor que la esperada por agotamiento natural que es de 46 %; la recuperación de gas esperada por inyección de agua (volumen óptimo) es de 83 %, la cual es 4 % mayor que la esperada por agotamiento natural.

Fishlock efectuó una serie de experimentos de laboratorio sobre 2 muestras de arenisca con objeto de determinar la eficiencia del proceso de inyección de agua en un yacimiento de gas, así como la posible removilización del gas durante un depresionamiento subsiguiente del yacimiento. El valor de saturación residual de gas en el núcleo de mayor permeabilidad (1280 md) fué de 0.355 y para el núcleo de menor permeabilidad (240 md) fué de 0.39. Para ambos núcleos se comprobaron las mediciones mostrando variaciones medias de 0.05.

Durante la etapa de depresionamiento en estos experimentos, en los cuales la saturación de gas se incrementa por expansión, se encontró que para el núcleo de 1280 md la saturación de gas crítica media fué de 0.49, 0.14 mayor que el valor de la saturación del gas residual. En el núcleo de 240 md la saturación de gas crítica fué de 0.46, 0.07 mayor que la saturación de gas residual. La saturación de gas crítica esencialmente no cambió dentro de un rango de 10 veces de la variación en la rapidez de reducción de la presión en el núcleo de 1280 md.

De los resultados obtenidos Fishlock concluye que en un yacimiento de gas y condensado con inyección de agua, puede ser necesario producir grandes cantidades de agua durante la etapa de depresionamiento si el agua inyectada invade la mayor parte del yacimiento. Alternativamente la inyección de agua puede limitarse invadiendo solo parte del yacimiento, con lo cual durante la etapa del depresionamiento el agua de las regiones invadidas pueda desplazarse a las regiones no barridas previamente, pero que no invada los pozos productores.

Similarmente en los yacimientos de gas y condensado invadidos de agua y en los cuales se les aplique recuperación mejorada, es decir que se produzca agua y gas de las zonas invadidas, se deben producir grandes volúmenes de agua antes de que empiece cualquier producción de gas. Por lo general se espera una producción de gas más baja a una presión de abandono dada, que la estimada por el uso de permeabilidades relativas determinadas por el proceso de drene.

4.6.- Inyección de Agua en las Rocas Carbonatadas (Rocas Fracturadas).

El agua como fluido de inyección ha sido ampliamente usada en el mundo para incrementar la recuperación de aceite en todo tipo de formaciones: arenas someras, calizas de porosidad intergranular de poco espesor y bajo relieve estructural así como en calizas intensamente fracturadas y con gran relieve estructural. Esto se debe a la gran disponibilidad del agua, su alta densidad y baja compresibilidad, puede ser tratada, recolectada, transportada e inyectada a un costo muy bajo, comparado con los altos gastos que se originan con la inyección de gas. Estas características del agua han hecho posible que se considere muy promisoría su inyección en los yacimientos de gas y condensado, como lo han propuesto varios autores; sin embargo puesto que los yacimientos de gas y condensado más importantes del país se encuentran en la región Chiapas-Tabasco y son formaciones calcáreas con gran relieve estructural, muy fracturadas y con matriz de baja permeabilidad, es necesario revisar algunos conceptos sobre la inyección de agua en las rocas carbonatadas fracturadas en los yacimientos de aceite para poder extender estas experiencias a los yacimientos de gas y condensado.

En la explotación de los yacimientos por comportamiento primario, las fracturas de un yacimiento son de gran ayuda, ya que permiten el flujo de los fluidos a través de ellas cuando se expande el aceite y es expulsado de la roca del yacimiento.

La situación es diametralmente opuesta cuando se inyecta agua en un yacimiento fracturado, en este caso las fracturas pueden ocasionar que el agua se canalice a través de ellas dejando atrapado una gran cantidad de aceite en la matriz de la roca, ocasionado que la recuperación en este caso pudiera ser más baja a la que se pudiera haber obtenido por agotamiento natural.

El hecho de que el agua se pueda canalizar a través de las fracturas depende del mecanismo de imbibición, de las fuerzas gravitacionales, capilares y de desplazamiento.

La imbibición es definida¹ como el desplazamiento espontáneo de un fluido no mojante contenido en un medio poroso, por un fluido mojante, cuando este se pone en contacto con el medio poroso. En el caso del desplazamiento de aceite por agua, ésta desplaza al aceite por imbibición natural si la roca es mojable al agua.

En los yacimientos intensamente fracturados con baja permeabilidad en la matriz es de esperarse que la diferencia de presión a través de la matriz debida a la inyección de agua sea muy pequeña, por lo cual en un proceso de inyección de agua convencional, esta tenderá a canalizarse por las fracturas. En este caso el mecanismo de imbibición debe ser evaluado para ver si pudiera ser un elemento primordial en el proceso de inyección de agua. Es posible determinar la eficiencia del mecanismo de imbibición a partir de las propiedades del medio fracturado, para lo cual se pueden utilizar los métodos analíticos que existen en la literatura^{23,27,28}.

Si la altura de los bloques es muy pequeña es posible que el mecanismo predominante en la expulsión de aceite sea la imbibición;

en cambio para bloques con gran extensión vertical el mecanismo predominante es el de segregación gravitacional⁵³.

Para permitir la recuperación de aceite de la matriz, es necesario permitir la imbibición del agua en el medio poroso, para esto la velocidad de avance del agua debe ser menor o igual que la crítica. La velocidad crítica se define como la velocidad vertical de avance del agua para la cual el nivel del fluido de inyección en la matriz y las fracturas es el mismo.

Si la velocidad del agua en la fractura es mayor que la velocidad crítica, se tendrá que las fuerzas de presión originadas por la inyección de agua, impiden que el aceite fluya de la matriz a la fractura.

Si la velocidad del agua es menor o igual que la crítica, las fuerzas de presión, capilares y de gravedad ayudan a la expulsión del aceite de la matriz. En base a lo anterior se deduce que la recuperación máxima de hidrocarburos se logra procurando un avance uniforme del frente de invasión, logrando de esta manera altas eficiencias de desplazamiento. Por lo tanto a mayores gastos de inyección se obtendrá menor recuperación final de hidrocarburos. Es de esperar que en un yacimiento fracturado ocurra la surgencia de agua a tiempo más pequeños que los que ocurren en los yacimientos no fracturados.

Las fuerzas gravitacionales se incrementan con el aumento de altura de bloque. Las fuerzas capilares son mayores para las rocas preferentemente mojables al agua y decrecen para las rocas fuertemente mojables al aceite; en este caso la recuperación dependerá fundamentalmente de las fuerzas gravitacionales.

Dado que varios proyectos de inyección de agua han fracasado en yacimientos naturalmente fracturados¹⁰⁰, es preferible que antes de implementar un proyecto de inyección de agua en este tipo de yacimientos, se evalúen las propiedades del sistema matriz-fractura a través de pruebas piloto adecuadamente diseñadas.

Una alternativa que ofrece amplias perspectivas para incrementar la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos naturalmente fracturados es la inyección cíclica de agua⁹³. En este método la inyección no se efectúa de una manera continua, sino discreta, con periodos de depresionamiento y de represionamiento. Durante la etapa de represionamiento el agua es forzada a penetrar en la matriz; posteriormente durante la etapa de depresionamiento el aceite es expulsado de la matriz hacia las fracturas, las cuales actúan como canales conductores para llevar el aceite a los pozos productores. En los estudios de laboratorio que se efectuaron para evaluar este mecanismo, se encontró que la inyección cíclica se puede aplicar tanto a rocas mojadas por agua como por aceite⁹⁰.

Se ha observado que un gran número de formaciones calcáreas y vulgares presentan anisotropía, la cual deberá ser evaluada al inicio de la explotación del yacimiento, con objeto de programar adecuadamente la ubicación de los pozos inyectoros. A través de pruebas de interferencia entre los pozos se pueden definir adecuadamente las propiedades entre los mismos, así como determinar la orientación de la permeabilidad (anisotropía) y barreras al flujo en el yacimiento.

Si se tiene un yacimiento con gran relieve estructural se puede pensar en la posibilidad de distribuir los pozos inyectoros en el acuífero o en las cercanías del contacto agua-aceite con objeto de aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales. Sin embargo antes de implementar un proyecto de inyección de agua de tipo periférico, hay que caracterizar el yacimiento adecuadamente, ya que de lo contrario se corre el riesgo de que el proyecto de inyección de agua no alcance sus objetivos⁷⁰¹.

Con un control adecuado de los ritmos de producción y de inyección de los pozos, así como una buena supervisión y evaluación del proyecto, es posible que la inyección de agua en un yacimiento fracturado sea exitosa, tal como sucedió con la inyección de agua al yacimiento Sitio Grande⁷⁰², en este se tenía un factor de recuperación de 31 % a octubre de 1976, y el factor de recuperación esperado por comportamiento primario a la misma fecha era de solo 22 %.

En un yacimiento de gas y condensado, cuya formación almacenadora esté fracturada y posea un relieve estructural importante, el arreglo de los pozos inyectoros debe ser de tipo periférico, con los pozos ubicados cerca del contacto o dentro del acuífero, para aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales que pueden ser un factor muy importante en la recuperación de gas tal como lo sugiere Chierici⁷⁰³.

En los yacimientos de gas y condensado es posible que se tenga un efecto apreciable de los efectos gravitacionales, aun para tamaños de bloque pequeños.

Cuando la inyección de agua se efectúe a una presión mayor que la presión de rocío, debido a que el gas no moja la roca, se tendrá una alta eficiencia de desplazamiento, para una velocidad menor o igual que la velocidad crítica. En este caso las fuerzas de presión, gravitacionales y capilares actuarán a favor de una mayor recuperación de hidrocarburos.

Una vez que se detenga la inyección de agua (de acuerdo al método de Rivas⁷⁰⁴) la presión del yacimiento caerá abajo de la presión de rocío y se formará una fase líquida en el yacimiento; en este caso para una velocidad del agua menor o igual que la crítica puede ocurrir lo siguiente:

- a) Si la roca es mojable al aceite, las fuerzas capilares retendrán el condensado en los poros de la roca produciendo una baja recuperación. El gas fluirá preferentemente hacia los pozos productores por tener una mayor movilidad y por presentar una mayor permeabilidad relativa que la del condensado.
- b) Para una roca mojable al agua, actuará el mecanismo de imbibición y el condensado tenderá a ser desalojado de la matriz y fluirá a través de las fracturas hacia los pozos, esto dependerá de los siguientes factores: saturación crítica del condensado, permeabilidades relativas, relación de movilidades condensado-agua y efectos gravitacionales. De la misma manera que en el inciso anterior el gas tenderá a fluir preferentemente hacia los pozos productores.

Para una velocidad mayor que la crítica el agua tenderá a canalizarse por las fracturas produciendo una baja recuperación.

4.7.- Importancia de la Caracterización de los Yacimientos Para un Proyecto de Inyección de Agua Eficiente.

Un proyecto de inyección de agua requiere de una caracterización adecuada del yacimiento para reducir el riesgo de una probable falla del proyecto, con el consiguiente perjuicio económico.

Variaciones verticales o laterales en la formación del yacimiento pueda ocasionar que el agua fluya preferentemente por el medio de alta permeabilidad, ocasionando que quede atrapada una porción considerable de hidrocarburos en el yacimiento, debido a la surgencia prematura del agua. Una descripción detallada de las heterogeneidades del yacimiento puede dar como resultado que los pozos inyectoros sean colocados estratégicamente para aprovechar al máximo el fluido de inyección.

Una caracterización adecuada del yacimiento requiere de la siguiente información¹⁰⁴ :

- a) Análisis de fluidos.
- b) Pruebas y datos de producción.
- c) Presiones de fondo (datos puntuales)
- d) Tipo de terminación y reparación de los pozos.
- e) Pruebas de formación.
- f) Pruebas de presión.
- g) Datos geológicos.
- h) Datos de núcleos.
- i) Datos de Mojabilidad.
- j) Pruebas para determinar el índice de productividad.
- k) Datos de trazadores.
- l) Sísmica de pozos.
- m) Registros eléctricos.

Algunas herramientas que se usan en la ingeniería de yacimientos tal como mapas estructurales, de isobaras, de isoporosidad, información de núcleos, datos de registros de pozo y algunos otros, no son adecuados para predecir la continuidad lateral de porosidad y permeabilidad más allá del pozo. Las pruebas de presión proporcionan una ayuda adicional pero solo nos proporcionan valores promedio de las propiedades de la formación en el área de drenaje del pozo.

Las pruebas de interferencia son útiles para determinar heterogeneidades entre pozos. Las pruebas de decremento nos permiten determinar los límites del yacimiento. Sin embargo los resultados de las pruebas de presión son imprecisos en zonas estratificadas a menos que registros como el de molinete indique que existe comunicación vertical entre los estratos.

Es muy importante tomar en cuenta la relación que existe entre el flujo de fluidos en un yacimiento y los datos geológicos como el medio ambiente de depósito y la historia post-deposicional. Los estudios geológicos pueden dar como resultado una base más sólida para extrapolar y predecir las propiedades de la roca y del flujo de los fluidos lejos del pozo¹⁰⁰.

La descripción geológica del yacimiento debe integrarse con información de pozos, producción global del yacimiento y predicción de su comportamiento, para proporcionar la información requerida que nos permite planear adecuadamente la explotación del yacimiento.

Las funciones del geólogo ¹⁰⁵ para efectuar una representación adecuada del yacimiento son:

- a) Seleccionar núcleos para estudios de geología y del yacimiento.
- b) Identificar el medio ambiente de depósito así como el origen de las rocas.
- c) Desarrollar un modelo deposicional modificado por cambios post-deposicionales.
- d) Construir mapas estructurales.
- e) Desarrollar secciones transversales y otras representaciones para mostrar cambios en las propiedades de la formación a través del yacimiento.
- f) Desarrollar tendencias de porosidad y de permeabilidad incluyendo barreras al flujo de fluidos, tanto horizontales como verticales, particularmente aquellas que se pueden predecir en base a la historia deposicional y post-deposicional del yacimiento.

Es importante determinar la permeabilidad direccional en un yacimiento, para poder diseñar un patrón óptimo de pozos inyectoros. Si los pozos inyectoros se alinean con los productores siguiendo la tendencia de la permeabilidad direccional, se tendrá una baja eficiencia de barrido y una surgencia prematura del agua. Los pozos inyectoros deben colocarse paralelos a la orientación preferencial de las fracturas, para lograr la mayor eficiencia de barrido.

La presencia de flujo preferencial en las fracturas puede detectarse de la siguiente manera ¹⁰⁰:

- a) A través de pruebas piloto adecuadamente diseñadas.
- b) Evaluación de pruebas de inyección de gas.
- c) Pruebas de interferencia entre 2 o más pozos.
- d) Inyección de trazadores radiactivos.
- e) Mediciones acústicas de fondo del pozo.

La detección del grado de estratificación y de heterogeneidad del yacimiento es extremadamente importante en un proyecto de inyección de agua. La eficiencia de barrido vertical es función del grado de heterogeneidad del yacimiento. Si un yacimiento es altamente estratificado, ocurrirá una surgencia prematura del agua en los pozos productores, ocasionando que grandes volúmenes de hidrocarburos queden atrapados en los estratos menos permeables.

La consideración del grado de heterogeneidad del yacimiento, el relieve estructural, así como la permeabilidad del yacimiento, nos indicará si la segregación gravitacional y la eficiencia de barrido son las necesarias para efectuar un proyecto de inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado.

El análisis de las pruebas de presión y de interferencia entre pozos, en conjunto con información proveniente del yacimiento, nos puede ser de gran ayuda para determinar las heterogeneidades de un yacimiento, las cuales son :

- a) Discontinuidades litológicas laterales.
- b) Fallas impermeables y semi-impermeables, así como su orientación.
- c) Acuíferos.
- d) Estratificación del yacimiento.
- e) Permeabilidad direccional.
- f) Detectar grado de fracturamiento natural de un yacimiento así como sus propiedades tal como : altura de bloque, amplitud de la fractura, difusividad del medio fracturado etc.
- g) Determinar las propiedades de una fractura producida por fracturamiento hidráulico.

Varios proyectos de inyección de agua, debido a descripciones erróneas de la heterogeneidades de los yacimientos, fueron modificados en base a la cooperación efectuada entre ingenieros y geólogos; a continuación daremos algunos ejemplos.

En un análisis del proyecto de recuperación secundaria de la caliza Madison Mississippian en el campo Elk Wyoming y Montana, se efectuó un estudio geológico y de ingeniería para incrementar la recuperación. El estudio geológico consistió en el análisis geoquímico, de rayos x y de petrología sedimentaria ; lo cual condujo a definir perfectamente el medio de depósito de la roca y su subsecuente diagénesis. El estudio de ingeniería consistió en el análisis de registros efectuados en pozos nuevos, los cuales incluían rayos gamma, neutrón, sísmico, densidad y microlaterolog.

El estudio integral del yacimiento produjo que se tuviera un nuevo concepto del yacimiento, lo cual condujo a modificar el esquema de inyección y a perforar pozos adicionales, lo cual hizo posible obtener una producción extra de 5,400,400 bls de aceite.

El campo Leman¹⁰ se encuentra en la parte sur del mar del norte a 30 millas de la costa inglesa y tiene un tirante de agua de 100 p. Este campo contiene más de 10 trillones de p³ de gas; empezó a producir en 1968 y para 1976 había producido 3.0 trillones de p³, es decir aproximadamente el 30 % de las reservas.

La formación productora es la arenisca Rotliegendes a una profundidad de 6500 p y con un espesor de 800 p; debido a la estratificación del yacimiento se tenía una amplia gama de variación vertical de la porosidad; la permeabilidad en general es menor de 1 md. Se comprobó que la entrada de agua al yacimiento era despreciable, por lo cual se supuso que una simple gráfica de P/Z contra G_p nos proporcionaría el volumen original del yacimiento. La heterogeneidad del yacimiento era agravada por un sistema complejo de fallas. Para remediar esta situación, trabajaron conjuntamente el ingeniero y el geólogo para proporcionar una descripción real del yacimiento. Se observó que debido a la baja permeabilidad del yacimiento y la presencia de fallas sello, las pruebas de presión

solo afectaban una porción pequeña del yacimiento, existiendo grandes áreas que presentaban condiciones de presión original.

Debido a los severos gradientes de presión del yacimiento se hacía difícil estimar la presión promedio en base a las presiones medidas en los pozos, por lo cual la gráfica de P/Z contra G_p proporcionaba un valor erróneo de las reservas. Esta situación se corrigió mediante el uso de un simulador numérico el cual estaba calibrado en base a la geología del yacimiento. Mediante el simulador se obtuvo una gráfica de P/Z contra G_p a varias etapas de agotamiento, la cual se ajustó perfectamente al comportamiento real.

4.8.- Metodología de la Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Condensado.

La inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado es posible que se efectúe de 2 maneras diferentes:

- a) Inyección de tipo periférico en los yacimientos con gran relieve estructural.
- b) Mediante desplazamiento frontal en los yacimientos de bajo relieve estructural.

En seguida se discutirán las características primordiales del proceso de inyección de agua para los yacimientos de gas y condensado en los 2 tipos de estructuras antes señaladas.

a) En los yacimientos de gas y condensado con alto relieve estructural, la inyección de agua debe ser de tipo periférico, ubicándose los pozos inyectoros cercanos al contacto agua-hidrocarburos o bien dentro de la zona del acuífero; los pozos productores deben quedar situados en la parte alta de la estructura. Con esto se logrará tener un alta eficiencia de barrido y aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales.

La primera etapa del método, consiste en inyectar agua a una presión mayor a la presión de rocío con la finalidad de evitar la condensación retrógrada. El volumen de agua inyectado debe determinarse cuidadosamente a fin de que se obtenga la recuperación máxima de hidrocarburos con el menor volumen de agua inyectada; además este volumen de agua inyectada debe garantizar que no existirá producción del fluido de inyección en los pozos lo cual puede reducir su productividad drásticamente. Si la segregación gravitacional es de escasa magnitud y dominan las fuerzas viscosas el proceso, el agua tenderá a conificarse en los pozos productores. En caso de que algunos pozos productores se invadieran de agua sería preferible detener la inyección y depresionar el yacimiento produciendo gas y agua de los pozos invadidos, en lugar de producir solo de los pozos que no han sido invadidos.

La segunda etapa consiste en depresionar el yacimiento deteniendo la inyección de agua, para permitir que el gas atrapado como una saturación de gas residual atrás del frente de invasión se expanda y vuelva a movilizarse para que fluya nuevamente hacia los pozos productores.

El éxito del proyecto radica en el valor de la saturación de gas residual obtenida atrás del frente de invasión. Mientras menor sea la saturación de gas residual menor será la pérdida de líquido retrógrado obtenida durante el depresionamiento. La recuperación de gas y líquido se ven afectadas en forma importante por el tiempo de inicio de la etapa de depresionamiento, por lo cual el volumen de agua inyectado óptimo debe ser determinado mediante estudios de simulación rigurosos, para evitar que el frente de agua alcance los pozos productores.

b) La inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado con bajo relieve estructural, ocasiona que el desplazamiento de los hidrocarburos por agua sea de tipo frontal ocasionando que se tenga una menor eficiencia de desplazamiento comparada con la que es posible obtener en los yacimientos con alto relieve estructural.

En este caso la presión de inyección debe ser mayor a la de rocío, con el fin de evitar la condensación retrógrada; el volumen de agua inyectada debe determinarse cuidadosamente para evitar que el agua llegue a los pozos productores.

Se ha observado que pequeñas cantidades de agua inyectada incrementan la cantidad de gas y condensado recuperadas. Sin embargo la máxima recuperación de condensado y gas se obtiene inyectando un volumen óptimo, incrementos mayores a este ocasiona que se reduzca la recuperación de hidrocarburos particularmente para el gas⁷⁶.

Después del período de inyección debe de seguir un período de depresionamiento del yacimiento, para permitir que el gas residual atrapado sea removilizado y fluya nuevamente hacia los pozos productores.

Los gastos de producción deben restringirse a un nivel adecuado, para evitar que el frente de agua alcance los pozos productores a tiempos cortos restringiendo la recuperación.

5.- Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas y Condensado en el Mundo.

5.1.- Casos de Campo.

La única aplicación de la inyección de agua en un yacimiento de gas encontrada en la literatura es la reportada por Cason¹⁰⁶; existe otro estudio¹⁰⁷ que es un análisis comparativo sobre la explotación de los yacimientos de gas y condensado con agotamiento natural y con entrada de agua, sin embargo no haremos referencia a este trabajo, debido a que como ya se indicó anteriormente cuando se explota un yacimiento de gas y condensado con entrada de agua, es difícil tener un ritmo de avance del agua uniforme (evitar la conificación), por lo cual si el acuífero es muy activo al final de la explotación quedará una saturación de gas residual a muy alta presión; en cambio con el proceso de inyección de agua se puede controlar la entrada de agua en el yacimiento.

El trabajo de Cason, está basado en el hecho de que si un yacimiento produce básicamente por agotamiento natural, el volumen poroso ocupado por los hidrocarburos a la presión de abandono será prácticamente el mismo que se tenía a la presión inicial del yacimiento, ocasionando que una cantidad significativa de gas permanezca a su presión de abandono. Si se inyecta agua al yacimiento a la presión de abandono, desplazará una cierta cantidad de hidrocarburos hacia los pozos productores, y debido a que la presión de desplazamiento es muy baja, el volumen de gas atrapado como saturación de gas residual será muy pequeño.

Cason obtuvo la siguiente ecuación:

$$\Delta E_r = 50 \text{ B}_{yl} / \text{B}_{ga} \dots\dots\dots(5.1)$$

donde :

ΔE_r = Incremento en la recuperación como porcentaje de la reserva original del yacimiento, obtenido por la inyección de agua al yacimiento.

B_{yl} = Factor de volumen del gas a la presión inicial del yacimiento ($m^3 \text{ gas @ c.y.} / m^3 \text{ gas @ c.e.}$)

B_{ga} = Factor de volumen del gas a la presión de abandono del yacimiento ($m^3 \text{ gas @ c.y.} / m^3 \text{ gas @ c.e.}$)

La ecuación 5.1 se puede aplicar para un yacimiento homogéneo donde la permeabilidad es uniforme tanto areal como verticalmente, y la conificación de agua es despreciable. En la figura 52 se presentan los incrementos en la recuperación obtenidos por inyección de agua en un yacimiento de gas seco usando la ecuación 5.1, para un rango de presión inicial entre 3000 y 6000 lb/pg^2 (210.9 y 421.9 kg/cm^2), y para un rango de presión de abandono entre 500 y 1000 lb/pg^2 (35.1 y 70.3 kg/cm^2); se utilizó para estos cálculos un gas seco con una densidad con densidad relativa de 0.65 (aire=1).

Para los datos utilizados se observa en la figura 52 que se puede esperar un incremento en la recuperación usando inyección de agua, entre un 5 y un 16 % del volumen de gas original; también se observa que a mayores presiones de abandono la recuperación de gas es mayor, lo cual se debe a que mientras mayor sea la presión de abandono mayor será el volumen de hidrocarburos dejado en el yacimiento. Es posible que a presiones de inyección más altas se obtengan mayores beneficios económicos puesto que se reducen los costos por compresión del gas a baja presión.

La inyección de agua se efectuó en el yacimiento D-1 del campo Duck Lake¹⁰⁰, el cual fué descubierto en 1949 y es un anticlinal de bajo relieve, que está rodeado por el noroeste por una falla y por los otros lados por un contacto gas-agua a 3833 m. La porosidad promedio es de 25 %, la saturación de agua inicial de 18 %, la permeabilidad promedio es de 1750 md, el espesor neto de la arena es de 50 p (15 m), y el área del yacimiento es de 6100 acres (24.7 x 10⁶ m²).

La presión original de yacimiento era de 5800 lb/pg² (407.8 kg/cm²), y se encontraba a una temperatura de 240 °F (116 °C); a estas condiciones de presión y temperatura el fluido original era un gas húmedo con muy bajo contenido de líquido, por lo cual fué posible que el yacimiento se estudiara como de gas seco, sin tener esta suposición un efecto apreciable en el comportamiento del yacimiento. Se terminaron 16 pozos productores en el yacimiento, la producción se controló debido a las condiciones del mercado, obteniéndose una producción máxima de 120 x 10³ p/d (3.4 x 10⁶ m³/d) en 1957.

El yacimiento tenía un entrada de agua muy limitada, sin embargo los primeros pozos se invadieron en 1960 cuando la producción acumulativa era de 200 x 10⁶ p³ (5.7 x 10⁹ m³).

La presión del yacimiento declinó continuamente hasta alcanzar una presión de 910 lb/pg² (63.9 kg/cm²) en 1970, en esta fecha empezó la inyección de agua. Se inyectó un volumen de 130 millones de barriles (20.7 x 10⁶ m³) hasta agosto de 1981, con un volumen promedio de inyección diario de 33,000 b/d (5250 m³/d). La declinación de la presión del yacimiento fué controlada durante la inyección de agua, restringiendo a un nivel adecuado los gastos de extracción, alcanzando una presión mínima de 585 lb/pg² al final de 1979.

Se obtuvo una recuperación de gas adicional de 25 x 10⁶ p³ (710 x 10⁶ m³) por la inyección de agua, la cual fué estimada con cálculos de balance de materia. En la figura 53 se presenta una gráfica de P/Z contra la producción acumulada de gas; se observa en esta gráfica que se redujo la declinación de la presión por unidad de gas producido, sin embargo el volumen inyectado no fué suficiente para detener la declinación del yacimiento.

El volumen de agua que entró al yacimiento proveniente del acuífero fué de aproximadamente 128 x 10⁶ b1 (18.4 x 10⁶ m³). La producción de gas que se pudo haber obtenido sin inyección de agua era de 625 x 10⁶ p³ (17.7 x 10⁶ m³), comparada con la producción obtenida con la inyección de agua que fué de 650 x 10⁶ p³ (18.4 x 10⁶ m³).

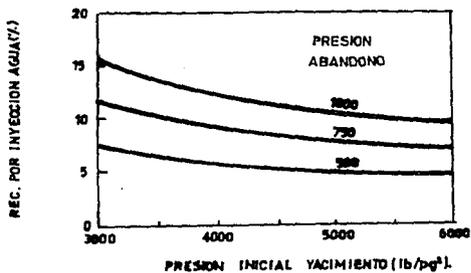


FIG. 52.-INCREMENTO EN LA REC. TEORICO.¹⁰⁷

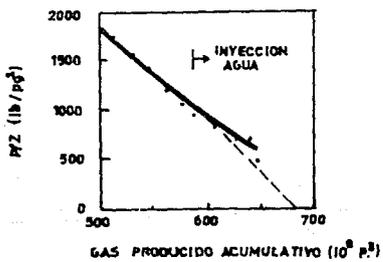


FIG. 53.-GRAFICA P/Z¹⁰⁷

m³), se obtuvo un incremento de 25×10^9 p³ (18.4×10^9 m³), o sea que se obtuvo un 3.6 % adicional de la reserva original de gas. Puesto que los volúmenes inyectados fueron del mismo orden, que los volúmenes que entraron al yacimiento, el incremento en la recuperación pudo haber sido el doble en caso de que no hubiera existido entrada de agua del acuífero; este valor está dentro del orden de los valores calculados teóricamente, y coincide con los resultados reportados por Rivas⁵⁰.

La inyección se realizó con agua salada proveniente del sistema de recolección de agua salada del propio campo, por lo cual la inversión para extender las líneas de inyección a los pozos inyectoros y el reacondicionamiento de los mismos fue mínima; probablemente no existió ningún costo de operación adicional por que el agua en vez de ser inyectada a alguna formación como agua de desecho, fue inyectada al yacimiento en cuestión.

5.2. - Análisis Teóricos (Balance de Materia, Simulación)

Agarwal y cols.¹⁰⁸ efectuaron un estudio para determinar el efecto de los gastos de extracción sobre la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos de gas seco con entrada de agua. En este trabajo se deduce que la entrada de agua en un yacimiento de gas, ocasiona que la explotación del mismo se efectúe a una alta presión ocasionando 2 efectos favorables:

- 1) Mantiene alta la productividad de los pozos.
- 2) En los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua, se puede obtener una mayor recuperación de líquido que cuando se explota con agotamiento natural.

Otras observaciones efectuadas en este trabajo son que la segregación por gravedad sobre la interrupción de la inyección, ocasiona un valor de saturación residual mas reducida, y que la saturación de gas residual puede reducirse a valores muy bajos con imbibición extendida.

Wilson y cols.³⁸ efectuaron un análisis de las técnicas de recuperación en los campos de gas y condensado del Mar del Norte; las técnicas de recuperación analizadas fueron:

- a) Agotamiento natural.
- b) Recirculación de gas seco a alta presión.
- c) Inyección de agua.

En este trabajo se considera que la inyección de agua se debe efectuar a una presión mayor que la presión de rocío, lo cual resulta en una recuperación adicional de líquido que puede compensar con creces las pérdidas ocasionadas por el gas atrapado atrás del frente de invasión. Después de la inyección de agua debe seguir un período de depresionamiento del yacimiento para permitir que parte del gas atrapado como saturación de gas residual sea removilizado.

Este proceso para que funcione exitosamente debe tener una alta eficiencia de barrido. lo que requiere que la inyección de agua se efectue en la parte baja de la estructura, con los pozos productores ubicados en la parte alta de la estructura; los pozos inyectores deben ubicarse en las cercanías del contacto gas-agua o en el acuífero si es posible. La alta eficiencia de barrido se logra si se aprovechan al máximo los efectos gravitacionales, por lo cual los yacimientos con buen relieve estructural son buenos candidatos para un proyecto de inyección de agua.

El yacimiento debe tener buena permeabilidad para que la inyectividad de los pozos sea lo suficientemente alta para mantener la presión sin un número excesivo de pozos inyectores. Un yacimiento de baja permeabilidad puede ser más económico explotario por agotamiento natural.

Del estudio en consideración se obtuvieron las recuperaciones totales de gas y líquido, las cuáles son afectadas sensiblemente por el comienzo de la etapa de depresionamiento. Un comienzo rápido

de la etapa de depresionamiento debe considerarse, ya que de esta manera se pueden tener altos gastos de producción sin producir grandes cantidades de agua; sin embargo, el comienzo rápido del agotamiento dejará una cantidad adicional de líquido en el yacimiento. La etapa de depresionamiento deberá empezar antes de que el frente de invasión llegue a los pozos productores, ya que el éxito del proyecto depende de que la producción de gas se efectúe con bajas relaciones agua-gas. En caso de que la segregación gravitacional en el yacimiento sea baja, dominarán las fuerzas viscosas, ocasionando que el agua se conifique hacia los pozos; por esta razón se deberán controlar adecuadamente los gastos de inyección. En caso de que algunos pozos se inunden con agua es preferible producir con altos cortes de agua estos pozos, para depresionar el yacimiento y tenerlos como productores, que producir sólo por los pozos con bajos flujos fraccionales de agua.

Wilson^{da} establece que los factores siguientes afectan la recuperación de hidrocarburos en los yacimientos de gas y condensado:

- a) Contenido de líquido en el gas.
- b) Presión de rocío y presión original del yacimiento.
- c) Comportamiento de fase.
- d) Saturación máxima de líquido.
- e) Permeabilidad del medio poroso.
- f) Grado de estratificación de la formación.
- g) Elevación estructural.

Para efectos de comparación, se calcularon los perfiles de producción para 2 tipos de fluidos y 3 tipos de yacimientos, para los 3 mecanismos de recuperación ya señalados, empleando las propiedades siguientes:

Propiedades del Fluido

	Prod. de Líquido $bl @ c.e. / 10^6 p^3$	Prod. de Gas $10^3 p / 10^6 p^3$
Alto contenido de líquido	165	887
Bajo contenido de líquido	60	955
	Presión de Rocío (lb/pg ²)	Gravedad Esp. del Líquido API
Alto contenido de líquido	6,200	45
Bajo contenido de líquido	5,800	50

Propiedades del Yacimiento

Alta permeabilidad (md)	250
Baja permeabilidad (md)	10
Estratificado (md)	1 - 1000

Los factores de recuperación para los 18 casos estudiados se presentan en la tabla 10 y el perfil de producción se observa en la figura 54. Las recuperaciones se basaron en un volumen de hidrocarburos a condiciones de yacimiento de 2×10^{12} p⁸. En esta figura se observa el gran beneficio en la recuperación de hidrocarburos obtenidos con la inyección de agua (curva 1).

En la tabla 10 se observa que la recuperación de gas y líquido obtenida con inyección de agua es mayor que la obtenida por agotamiento natural; adicionalmente se observa que para las mismas condiciones se obtiene una recuperación mayor con inyección de agua para el fluido con bajo contenido de líquido. Los incrementos en recuperación obtenidos por inyección de agua con respecto a los obtenidos por agotamiento natural, varían entre 20 y 160 % para el líquido y 6 y 20 % para el gas.

El método propuesto por Rivas⁵⁰ consiste de los siguientes pasos:

- a) Inyectar agua abajo del contacto gas-agua, o en puntos convenientes del fondo de la formación productora, manteniendo la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío mientras dura la etapa de inyección de agua.
- b) Antes de que se invada el yacimiento totalmente, debe detenerse la inyección de agua, para que se tenga una capa de gas de suficiente tamaño a fin de que se evite la conificación del agua hacia los pozos productores.
- c) Una vez que se detenga la inyección de agua, se produce la capa de gas hasta las condiciones de abandono. A medida que declina la presión, el gas atrapado como saturación de gas residual en la zona invadida, tiende a expandirse y fluir hacia la parte superior de la estructura donde se encuentra la capa de gas, de donde podrá ser producido.

Rivas mediante cálculos de balance de materia determinó las recuperaciones esperadas de gas y líquido, para la explotación de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural y con inyección de agua para 2 diferentes saturaciones de gas residual 50 y 17 %. En la tabla 11 se presentan las propiedades del yacimiento que se utilizaron para efectuar las predicciones. La presión de rocío del yacimiento fué estimada en 6605 lb/pg^2 (464.5 kg/cm^2) por lo cual se consideró conveniente que la presión de inyección se mantuviera en 7000 lb/pg^2 (472.26 kg/cm^2), ya que dada la baja caída de presión 143 lb/pg^2 (10.05 kg/cm^2), es suficiente para que el desplazamiento se efectuara en una sola fase. En vista de la profundidad del yacimiento (4359 m), se consideró que una presión de abandono de 700 lb/pg^2 (49.2 kg/cm^2) era razonable. Ya que se requiere de una capa de gas de suficiente magnitud para evitar la conificación de agua, se consideró necesario inyectar un volumen de agua equivalente al 80 % del volumen del yacimiento. En vista de la dirección vertical de flujo y a la gran diferencia de densidades entre el gas y el agua, se estimó una eficiencia volumétrica de desplazamiento del 80 %. El gas disuelto en el agua para las condiciones de presión y temperatura del yacimiento se estimó era de 16 p⁸/bl, y se consideró que formaba parte del aceite residual.

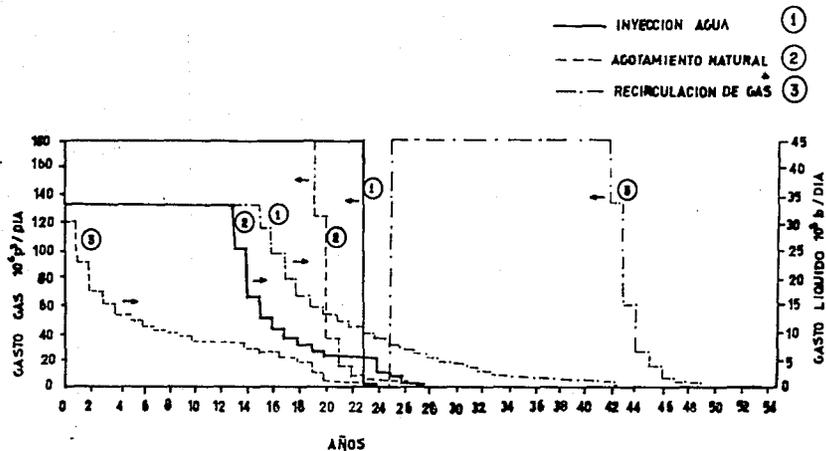


FIG.54.-COMPARACION DE LOS MECANISMOS DE RECUPERACION PARA LOS YACIMIENTOS DE ALTA PERMEABILIDAD, PARA UN FLUIDO CON ALTO CONTENIDO DE LIQUIDO.⁵⁸

TABLA 10

Factores de Recuperación Obtenidos⁶⁸

Mecanismo de Recuperación

Alto Contenido de líquido

Tipo de Yacimiento	Inyección de Agua		Agotamiento Natural		Recirculación de Gas Seco	
	Líquido (%)	Gas (%)	Líquido (%)	Gas (%)	Líquido (%)	Gas (%)
Alta permeabilidad	60	86	24	74	79	68
Baja permeabilidad	55	85	21	72	78	65
Estratificado	30	76	22	73	35	72

Bajo Contenido de Líquido

Alta permeabilidad	65	84	33	70	73	70
Baja permeabilidad	64	83	30	80	72	68
Estratificado	38	72	31	69	39	69

TABLA 11

Datos del Yacimiento^{5P}

Presión inicial	= 7524 lb/pg ^z (529.1 kg/cm ²)
Presión de rocío	= 6605 lb/pg ^z (464.5 kg/cm ²)
Presión a abril de 1983	= 7437 lb/pg ^z (522.9 kg/cm ²)
Temperatura	= 277 °F (136.1 °C)
Profundidad media	= 14,300 p (4359 m)
Permeabilidad	= 15.6 md.
Saturación de Agua Congénita	= 14 %
Porosidad	= 6.5 %
Densidad del Líquido	= 41 °API (0.8282 gr/cm ³)
Relación gas-aceite	= 4800 p ³ /bl (855 m ³ / m ³)

En la tabla 12 se presentan las recuperaciones de gas y líquido esperadas para la explotación del yacimiento por agotamiento natural y con inyección de agua para 2 diferentes saturaciones de gas residual, 50 y 17 %. En la figura 55 se presenta la recuperación de líquido retrógrado contra la presión y en la figura 56 se presenta la recuperación de gas en función de la presión.

Rivas establece que una vez que empieza la inyección de agua los gastos de producción deben restringirse con finalidad de evitar la conificación del agua. La inyección de ésta en los yacimientos de gas y condensado presentan las siguientes ventajas:

- 1) Se mantiene alta la productividad de los pozos mientras dura la inyección de agua, ya que debido a la alta presión de desplazamiento se evita que se condense el líquido en la cercanía de los pozos. Se considera que se mantiene la productividad de los pozos mientras se produce de un 31 a 51 % del gas del yacimiento.
- 2) Se reducen los costos de compresión de gas en la superficie al tener altas presiones en el yacimiento. Los costos del proyecto de inyección pueden ser absorbidos por el ahorro en los costos de la compresión del gas.

Los yacimientos a los cuales se les considera apropiados para un proceso de inyección de agua deben presentar las siguientes características:

- a) Presión original mayor o cercana a la presión de rocío para evitar la condensación retrógrada.
- b) Permeabilidad vertical alta con la finalidad de aprovechar al máximo los efectos de segregación gravitacional.
- c) Que no tenga acuífero activo por que es imposible controlar la entrada de agua.
- d) Gran espesor para permitir la formación de una capa de gas de suficiente tamaño para evitar la conificación del agua.
- e) Gran relieve estructural para permitir la localización de los pozos inyectores a una distancia lo suficiente grande para evitar la conificación del agua.
- f) Gran extensión areal para evitar la digitación del agua.
- g) Bajo contenido de arcillas hidratables.

Se recomienda tener pozos de observación en los flancos de la estructura para corroborar la saturación de gas residual y la eficiencia de barrido supuestas en el proceso.

Finalmente, se considera que dados los incrementos obtenidos en la recuperación de hidrocarburos por la inyección de agua que son de 141 a 210 % para el líquido, y de 3.5 a 6.5 % para el gas, el método puede ser considerado para su aplicación en los yacimientos de gas y condensado que reúnan las características antes señaladas.

TABLA 12

Recuperación de Gas y Líquido para la Explotación de un Yacimiento de Gas y Condensado con Agotamiento Natural y con Inyección de Agua.

	Agotamiento Natural	Inyección de Agua S _{gr} = 50 % S _{gr} = 17 %	
Líquido bl @ ce	36,482	76,848	113,850
Incremento obtenido con relación a la rec por agotamiento nat. (%)		141	210
Gas 10 ⁶ p ^a @ ce	802.746	830.254	854.608
Incremento obtenido con respecto a la rec. por agotamiento nat.		3.5	6.5
Vol de agua iny. bl @ ce		178,591	342,210

* Los cálculos se basaron en un volumen original de gas de 1,100 x 10⁶ p^a de gas @ ce

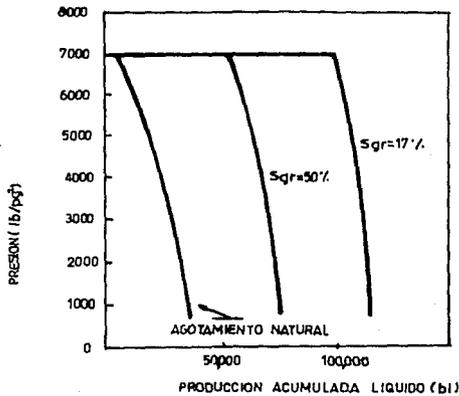


FIG.55 :-RECUPERACION DE LIQUIDO CON RESPECTO A LA PRESION DEL YACIMIENTO PARA EL EJEMPLO DE LA TABLA 12 PARA SATURACION DE GAS RESIDUAL DE 17 Y 50%⁵⁹

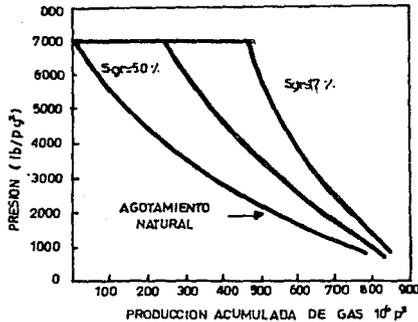


FIG.56.-RECUPERACION DE GAS COMO UNA FUNCION DE LA PRESION DEL YACIMIENTO PARA EL EJEMPLO DE LA TABLA 12⁵⁹

Dake⁷⁴ considera que para el desarrollo de los yacimientos de gas y condensado del Mar del Norte, es necesario seleccionar el método de producción más idóneo, los cuales en orden de importancia son:

- a) Recirculación de gas seco.
- b) Inyección de agua.
- c) Agotamiento natural.

La parte fundamental de un proyecto de inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado es mantener la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío para evitar la condensación retrógrada. Es necesario que el contenido de líquido en el gas sea suficientemente alto para justificar los costos del proyecto de inyección.

La relación de movilidades en un desplazamiento gas-agua es mucho menor que la unidad (del orden de 0.045), lo cual combinado con la gran diferencia de densidades entre el gas y el agua hace que la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, sea un proceso extremadamente estable.

Debido a la relación de viscosidades muy favorable (μ_v / μ_g) el flujo fraccional presenta un desplazamiento de tipo pistón independientemente del valor de la permeabilidad relativa al agua que sea determinada en el punto extremo de la curva de permeabilidades relativas.

La inyección de agua ocasiona que una gran cantidad de gas quede atrapado atrás del frente de invasión y puesto que la saturación de gas residual es independiente de la presión, la cantidad de gas atrapado es proporcional a la presión. Una vez que el yacimiento ha sido invadido por agua, se puede obtener una recuperación adicional de gas atrapado depresionando el yacimiento por la extracción de agua, la cual se puede extraer por bombeo neumático o a través de bombas de los pozos ubicados echado abajo. La reducción de la presión permite que el gas atrapado se expanda, y se junte para poder emigrar a la parte superior de la estructura donde podrá ser producido. El proceso de depresionamiento de un yacimiento de gas y condensado es difícil de describir, puesto que abajo de la presión de rocío, 3 fases agua, gas y condensado coexisten en los poros de la roca del yacimiento, por lo tanto se requiere obtener las curvas de permeabilidades relativas a las 3 fases para poder describir adecuadamente la recuperación de hidrocarburos.

Un acuífero muy activo puede reducir significativamente la recuperación de gas, pero el alto grado de mantenimiento de presión puede proporcionar un alto rendimiento de líquido durante la etapa de inyección. Una recuperación adicional de gas y líquido puede obtenerse depresionando el yacimiento a través de la extracción de agua de los pozos invadidos o de pozos perforados en la zona del acuífero.

La decisión final para el desarrollo de un yacimiento , ya sea

por agotamiento natural o por mantenimiento de presión, depende de la riqueza en líquido del gas y de la heterogeneidad del yacimiento.

Taylor⁶⁴ usó un simulador de aceite negro modificado para efectuar un estudio de simulación en un yacimiento hipotético. El objetivo del estudio era estimar las recuperaciones de gas y líquido por un proceso de agotamiento natural y de inyección de agua; al yacimiento hipotético se le asignaron algunas propiedades características de los yacimientos de gas y condensado del Mar del Norte.

El yacimiento utilizado es un domo con profundidades entre 12,000 y 13,000 p (3658 y 3963 m). Se utilizaron 2 tipos de roca con diferentes valores de saturación inicial de fluidos y de permeabilidades relativas. Las saturación de gas residual se estimó entre 21 y 26 %, dependiendo del tipo de roca. El yacimiento es altamente estratificado con un contraste moderado entre la permeabilidad relativa vertical (1 - 600 md), con una tendencia a incrementarse hacia la parte superior de la estructura. La descripción vertical se llevó a cabo con 19 estratos. La relación condensado-gas inicial era de $150 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$ ($1187.2 \text{ m}^3 \text{ gas} / \text{m}^3 \text{ condensado}$), y una presión de rocío de $700 \text{ lb}/\text{pg}^2$ ($49.2 \text{ kg}/\text{cm}^2$) menor que la presión inicial del yacimiento.

La producción se efectuó a través de un solo pozo productor en la cima de la estructura. El pozo tuvo primeramente un gasto controlado de $63 \times 10^6 \text{ p}^3/\text{d}$ con una presión de fondo de pozo restringida para mantener una presión mínima en la superficie del pozo. El gasto del pozo se redujo para mantener la presión de fondo fluendo a un cierto nivel. Para de esta manera proporcionar una declinación de la producción hasta alcanzar el límite económico del proyecto. La inyección de agua se efectuó a través de 2 pozos inyectores ubicados en los flancos de la estructura cerca del contacto gas-aqua. Los gastos de inyección del agua fueron controlados por el volumen necesario para mantener la presión.

De los resultados obtenidos para la explotación del yacimiento por inyección de agua, se observó que a los 3 años de empezada la inyección, el frente de avance del agua del pozo ubicado en el lado derecho era muy uniforme, mientras que el agua proveniente del pozo ubicado en el lado izquierdo daba señales que pudiera irrumper rápidamente. El agua surgió por la parte más baja del estrato productor a los 6 años del inicio del período de inyección, a este tiempo se cerraron los pozos inyectores y empezó el depresionamiento del yacimiento al mismo gasto de producción del pozo productor.

Durante la etapa inicial del período de depresionamiento el agua irrumpe en los estratos en los cuales está terminado el pozo en una rápida sucesión ocasionado que el agua se incrementa rápidamente en el gasto total del pozo. El frente de desplazamiento que presenta el agua, es característico del proceso de desplazamiento estable, el cual ocurre tédricamente cuando el gas es desplazado por agua. A tiempos posteriores durante la etapa de depresionamiento, la producción de agua se estabiliza y después decrece, primero lentamente y posteriormente rápidamente. la extracción de agua junto

con los efectos gravitacionales, ocasionan que se forme una capa de gas rica en condensado ($55 \text{ bl cond}/10^6 \text{ p}_{\text{gas}} - 3240 \text{ m}_{\text{gas}}/\text{m}^3 \text{ cond.}$) a los 11 años de que empezó el proyecto de inyección de agua. En la simulación es posible visualizar la manera como el agua avanza y atrapa grandes volúmenes de gas.

En la figura 57 se presenta la variación del gasto de producción del gas con el tiempo, para la explotación del yacimiento por agotamiento natural y con inyección de agua, observándose en dicha figura que se obtiene una recuperación adicional de gas con la inyección de agua.

La figura 58 muestra la variación del gasto de producción del condensado con el tiempo de explotación, observándose que el gasto de condensado obtenido por la inyección de agua es generalmente mayor que el obtenido por agotamiento natural.

Del análisis anterior se concluye que con la explotación del yacimiento por inyección de agua es posible obtener una recuperación adicional de gas y líquido, a la obtenida por agotamiento natural.

Daltaban efectuó un estudio de simulación en un yacimiento de gas y condensado para comparar 3 diferentes alternativas de explotación: agotamiento natural, inyección de gas e inyección de agua. Se seleccionó una cuarta parte de un arreglo de 5 pozos para hacer el estudio, con una malla de 10×10 . La longitud y el ancho del yacimiento es de 300 p (91.5 m), con un espesor neto de 30 p (9.1 m). La porosidad y la saturación inicial de agua son de 20% , con una reserva original de $0.108 \times 10^6 \text{ p}^3 @ \text{cy}$. La presión original del yacimiento al plano de referencia ($2000 \text{ p} - 609.7 \text{ m}$) bajo el nivel del mar es de 3700 lb/pg^2 (260.2 kg/cm^2), la cual es de cerca de 429 lb/pg^2 (30.1 kg/cm^2) mayor que la presión de rocío. En la tabla 13 se presentan algunos datos utilizados en el estudio de simulación.

Se establecieron los lineamientos siguientes para cada mecanismo de producción:

- a) Para la recirculación de gas, se inyectó un volumen de gas equivalente a 0.3 del volumen de poros. El gas seco reinyectado se obtiene después de que el efluente del pozo pase por 2 etapas de separación.
- b) Se inyectaron volúmenes de agua equivalentes a 0.2 y 0.3 del volumen de poros siguiendo después de la inyección en ambos casos un período de depresionamiento.
- c) Agotamiento natural.

En el estudio de simulación se usaron 3 modelos para predecir el efecto de histéresis en la permeabilidad relativa. Se observó que el efecto de histéresis de la permeabilidad relativa en la recuperación total para el proceso de inyección de agua puede ser muy significativo, ya que se observó una variación de 8% en la saturación de gas residual.

En la figura 59 (a) se muestra que la recuperación por agotamiento natural resulta en la mayor pérdida de líquido en el yacimiento y la recirculación de gas resulta más eficiente para la recuperación de líquido.

Tabla 13

Datos Utilizados en la Simulación⁷⁸

Número de celdas en X	10
Número de celdas en Y	10
Número de celdas en Z	1
Dimensiones de las celdas en X, p	30
Dimensiones de las celdas en Y, p	30
Dimensiones de las celdas en Z, p	20
Porosidad (%)	20
Saturación inicial de agua (%)	20
Presión inicial, lb/pg ² (kg/cm ²)	3700 (260.1)
Presión de rocío, lb/pg ² (kg/cm ²)	3271 (230.0)
Prof. de ref. bajo nivel del mar, p (m)	2000 (609)
Compresibilidad del agua, 1/lb/pg ²	0.000003
Compresibilidad de la roca, 1/lb/pg ²	0.000003
Temperatura, °F (°C)	215 (101.6)
Permeabilidad absoluta, md	2000

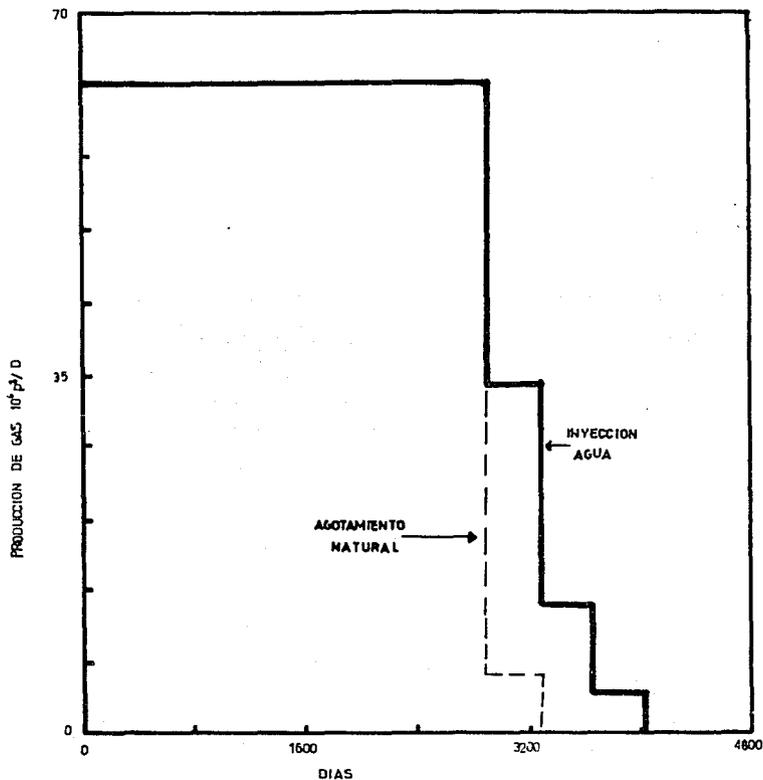


FIG.57.-SIMULACION DE LA PRODUCCION DE GAS PARA LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO POR AGOTAMIENTO NATURAL Y POR INYECCION DE AGUA.⁶¹

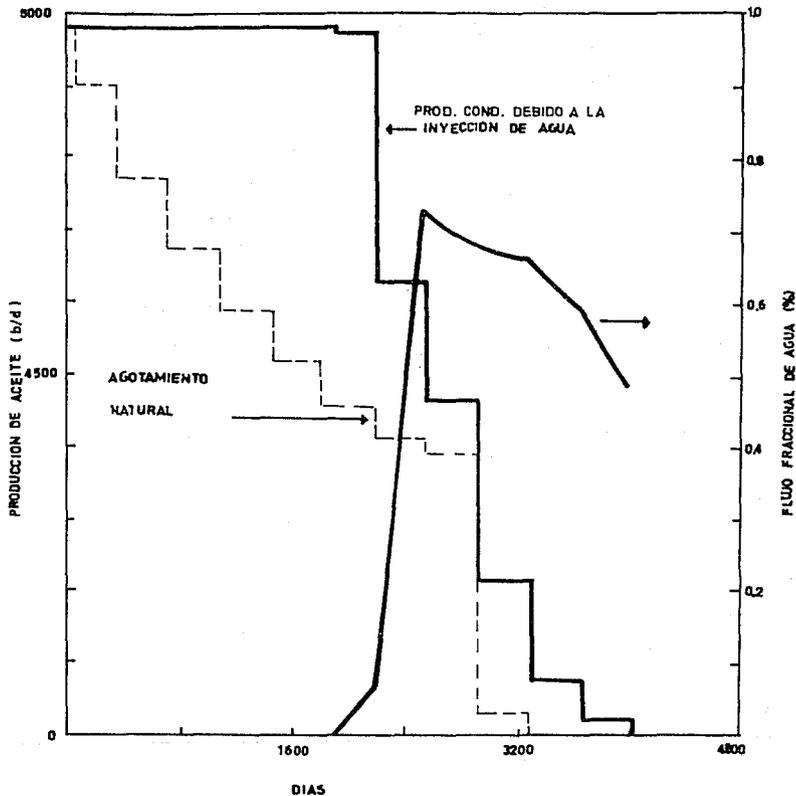


FIG.58-SIMULACION DE LA PRODUCCION DE CONDENSADO PARA LA EXPLOTACION DE UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO POR AGOTAMIENTO NATURAL Y POR INYECCION DE AGUA⁰¹

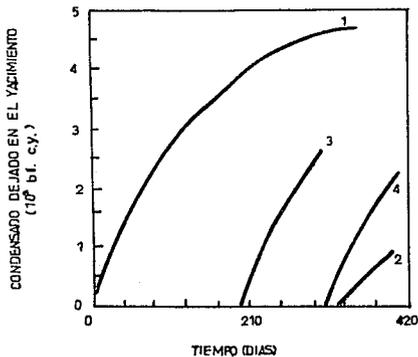
En el proceso de inyección de agua las pérdidas de líquido están íntimamente relacionadas con el inicio del período de depresionamiento; cabe hacer notar que existe una diferencia notable entre el líquido dejado en el yacimiento para los casos de volúmenes de agua inyectada de 0.2 y 0.3 del volumen de poros.

En la figura 59 (b) se observa que el método de inyección de agua ocasiona que menos volumen de gas sea dejado en el yacimiento, aumentando lógicamente la recuperación. Existe un decremento brusco en el contenido de gas en el yacimiento para los volúmenes inyectados de 0.2 y 0.3 del volumen de poros. Esto es debido al desplazamiento tipo pistón que indica una recuperación simultánea de gas y líquido a una etapa temprana de la explotación del yacimiento. Se observa en esta gráfica que para un volumen de agua inyectada de 0.2 del volumen de poros, después de 235 días del período de depresionamiento, se obtiene una recuperación de 25 % del fluido original, mientras que para la inyección de agua de 0.3 del volumen de poros se tiene una recuperación de 38 %.

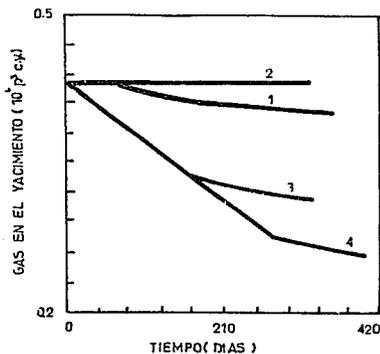
La figura 59 (c) es una gráfica de la producción acumulada de líquido retrógrado contra el tiempo, aquí se tiene que la producción acumulada de líquido es afectada por el inicio del depresionamiento del yacimiento. Existe una diferencia del 21 % entre las recuperaciones de condensado para los volúmenes de agua de 0.2 y 0.3 del volumen de poros. Se observa en la gráfica que las producciones acumuladas de condensado son muy semejantes para el volumen de agua inyectada de 0.3 del volumen de poros y para la inyección de gas de 0.3 del volumen de poros.

Finalmente de los resultados obtenidos en la simulación de una cuarta parte de un patrón de 5 pozos en un yacimiento hipotético, se observó que la inyección de agua es un poco menos eficiente que la inyección cíclica de gas en la recuperación de condensado. Sin embargo la rápida disponibilidad de gas para venta, así como las dificultades asociadas con la recirculación de gas, hacen que la inyección de agua sea una alternativa atractiva para los yacimientos de gas y condensado del Mar del Norte.

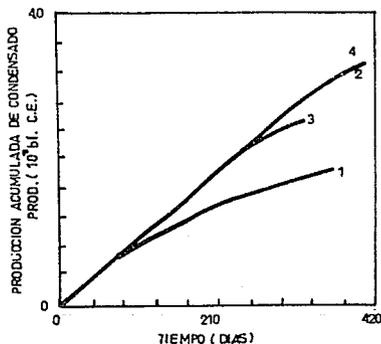
Rivas y Ortiz¹⁰⁷ efectuaron un estudio sobre el incremento en la recuperación de gas y el ahorro que se obtiene al reducir el costo del combustible para comprimir el gas, al efectuar una inyección de agua en un yacimiento de gas seco. El estudio se efectuó con balance de materia en un yacimiento hipotético, el cual debe cumplir los requisitos propuestos en la referencia 59 para los yacimientos de gas y condensado. La inyección se efectuó en la parte baja del yacimiento a través de 2 pozos inyectoros, con una presión de fondo inyectando de 270 kg/cm². El volumen inyectado de agua se estimó que fuera del 80 % del volumen poroso del yacimiento, para evitar problemas de conificación del agua, después de este volumen inyectado se interrumpió la inyección del agua y se depresionó el yacimiento para que el gas se pudiera expandir y fluir hacia los pozos productores ubicados en la cima de la estructura. Por medio de balance de materia se determinó un factor de recuperación de 90 % del volumen original. Se analizaron 2 casos de saturaciones de gas residual con inyección de agua 17 y 50 %.



a) VARIACION DEL ACEITE DEJADO EN EL YACIMIENTO CONTRA EL TIEMPO.



b) VARIACION DEL GAS DEJADO EN EL YACIMIENTO CON EL TIEMPO.



c) VARIACION DE LA PRODUCCION DE CONDENSADO RETROGRADO CON EL TIEMPO.

- 1- AGOTAMIENTO NATURAL.
- 2- CICLO DE GAS.
- 3- VOL. AGUA INY. EQUIVALENTE A 0.2 DEL VOLUMEN DE POROS.
- 4- VOL. AGUA INY. EQUIVALENTE A 0.3 DEL VOLUMEN DE POROS.

FIG.59-COMPARACION DE LAS RECUPERACIONES DE GAS Y CONDENSADO OBTENIDAS POR AGOTAMIENTO NATURAL, RECIRCULACION DE GAS E INYECCION DE AGUA, PARA UNA CUARTA PARTE DE UN ARREGLO DE 5 POZOS, EN UN YACIMIENTO DE GAS Y CONDENSADO HIPOTETICO.

De los resultados obtenidos se obtuvo una recuperación entre 3 y 6 % del volumen original de gas. Se estimó que las inversiones para explotar el yacimiento por agotamiento natural y por inyección de agua eran del mismo orden, pero con la inyección de agua es posible obtener un ahorro hasta del 50 % en el gas utilizado como combustible para comprimir el gas; por lo cual las utilidades netas obtenidas por el agotamiento de presión que eran de $2,040 \times 10^3$ dolares reducidos a valor actual¹⁰⁸, se incrementaron a un valor entre 2125 y 2220×10^5 dolares.

Bruggeman y col.¹⁰⁴ estudiaron la influencia de la composición del fluido y de la profundidad, en las recuperaciones finales de gas y líquido, bajo 4 diferentes mecanismos de explotación de los yacimientos de gas y condensado:

- a) Agotamiento natural.
- b) Inyección de agua.
- c) Inyección de nitrógeno.
- d) Inyección de gas seco.

Se efectuó un estudio adicional para investigar la sensibilidad de los parámetros de la fractura en la recuperación final por agotamiento natural.

Se usaron las propiedades petrofísicas y estructurales de un yacimiento pequeño de gas y condensado del Mar del Norte, el campo Tommeliten Gamma, el cual se encuentra ubicado en la parte sureste del Mar del Norte Noruego. El campo Tommeliten tiene 2 formaciones de caliza cretácica, las cuales se denominan Ekofisk la superior y Tor la inferior; ambas formaciones están separadas por una zona densa. Las formaciones son fracturadas estando más fracturada la formación Ekofisk. Las propiedades de la formación varían ampliamente de la cima de la estructura a la base del yacimiento; en la tabla 14, se muestran los rangos de las propiedades obtenidas para ambas formaciones.

La cima del campo Tommeliten está a una profundidad de aproximadamente 3000 m, y la estructura es en forma de domo.

Puesto que existían posibilidades de encontrar yacimientos de gas y condensado en el Mar del Norte a profundidades cercanas a los 5000 m., el análisis incluye profundidades del yacimiento de 3000 a 5000 m y 3 tipos de fluidos denominados A, B y C, los cuales son característicos de los yacimientos de gas y condensado del Mar del Norte Noruego. A los fluidos A y C se les determinó su composición original en base a muestras de fondo, mientras que para el análisis de la muestra B, se usaron muestras recombinadas.

En la tabla 15 se presenta la composición de los fluidos A, B y C, así como algunas de sus propiedades características. Se puede notar que el fluido A es muy cercano al punto crítico; el fluido B es rico en líquido, mientras que el fluido C es un gas y condensado normal.

Para la profundidad de 3000 m se usó una temperatura de 127°C y para 5000 m se utilizó 163°C . La presiones iniciales son de 7050 lb/pg^2 (495.7 kg/cm^2) a 3000 m y 12000 lb/pg^2 (843 kg/cm^2) a 5000 m.

Tabla 14

Propiedades de la Roca y Volumen Original para
las Formaciones Ekofisk y Tor⁶⁴

Propiedad	Formación	
	Ekofisk	Tor
Vol. original de hc., 10^6 m ³	23.8	46.2
Espesor, m	40-125	125-250
Porosidad de las fracturas, %	0.001-0.009	0.002-0.031
Porosidad de la matriz,	10-32	7-32
Permeabilidad de la matriz, md	0.01-0.48	0.02-1.2
Permeabilidad de las fracturas, md	0.03-1.7	0.18-14.3
Espaciamiento fracturas, cm	54-172	36-91
Saturación de agua congénita, %	9-60	9-45
Saturación de gas atrapado, %	10	10
Saturación residual total de hidrocarburos, %	25	25

Tabla 15

Composición de las Propiedades de los Fluidos A, B y C⁶⁴

Componente	Fluido A		Fluido B		Fluido C	
	(% mol)		(% mol)		(% mol)	
CO ₂	1.26		2.49		2.59	
N ₂	0.18		0.12		0.84	
C ₁	69.53		76.36		76.74	
C ₂	8.14		7.45		7.43	
C ₃	4.00		3.11		3.43	
iC ₄	0.77		0.59		0.73	
nC ₄	1.78		1.21		1.45	
iC ₅	0.76		0.50		0.62	
nC ₅	0.90		0.59		0.69	
C ₆	1.30		0.79		1.20	
C ₇₊	11.38		6.79		4.28	
	100.00		100.00		100.00	
	Profundidad, m					
	3000	5000	3000	5000	3000	5000
Pres. rocío, lb/pg ²	6399	5691	6704	6592	5104	4742
Propiedades a la presión de rocío						
Factor Z	1.210	1.123	1.126	1.117	0.976	0.984
Dens. del gas, gr/cm ³	0.468	0.409	0.349	0.380	0.299	0.248
Dens. rel., aire=1	1.471	1.471	1.078	1.078	0.934	0.934
Dens. aceite, °API	45.0	42.9	49.0	46.5	56.0	51.7
Propiedades a 12000 Lb/pg ² (843.8 kg/cm ²)						
Factor Z	1.898	1.819	1.644	1.598	1.592	1.540
Dens. del gas @ c _v , gr/cm ³	0.559	0.532	0.470	0.446	0.431	0.401

Se usó el simulador numérico SIMBEST II, con posibilidad de simular 3 dimensiones, 3 fases, con doble porosidad y doble permeabilidad, totalmente implícito, empleando una formulación de aceite negro modificado para manejar gas y condensado, es capaz de manejar el fluido con cuatro componentes y agua. El cuarto componente puede ser cualquier hidrocarburo o cualquier gas inerte tal como nitrógeno o bióxido de carbono. El efecto de la histéresis en los procesos de drene y de imbibición de las curvas de permeabilidad relativa, se representa adecuadamente por el simulador.

En el simulador se usó una malla de 8 columnas por 10 renglones con una dimensión de 170 m, con 7 estratos activos, lo que resultó en un total de 560 celdas.

Se efectuó la simulación de 4 diferentes mecanismos de explotación: agotamiento natural, inyección de agua, inyección de gas seco y de nitrógeno. Se efectuó un estudio adicional para observar la sensibilidad de los parámetros de las fracturas en la recuperación final por agotamiento natural; los parámetros que se modificaron fueron la permeabilidad y el producto espesor-permeabilidad los cuales se modificaron por 2; el espaciamiento de las fracturas y el espesor se ajustaron con correlaciones.

Para el proceso de inyección de agua solamente se usaron dos pozos inyectoros. Se efectuaron varias corridas para investigar el efecto de agregar un tercero o cuarto pozo inyector para incrementar la recuperación final, sin embargo las diferencias encontradas fueron muy pequeñas, por lo cual sólo se usaron 2 pozos inyectoros. La inyección de agua empezó en la mitad del cuarto año de producción y se mantuvo constante; aproximadamente a 3500 m³/día. La presión de inyección en el fondo del pozo fue de 6000 lb/pg² (421.9 kg/cm²) para la profundidad de 3000 m y de 8000 lb/pg² (562.5 kg/cm²) para 5000 m de profundidad. El agua inyectada acumulada corresponde a menos de la tercera parte del volumen de poros ocupado por los hidrocarburos. El porcentaje de agua en el efluente del yacimiento tuvo un valor final del 95 %.

En la tabla 16 se muestran las recuperaciones de gas y líquido retrógrado obtenidas para los 5 casos de estudio, para la profundidad de 5000 m. Se observa que la recuperación de gas obtenida por el proceso de inyección de agua es mayor a la obtenida por agotamiento natural, inyección de gas e inyección de nitrógeno. Para el caso de recuperación de líquido retrógrado obtenido por agotamiento natural es menor que la que se obtuvo por inyección de agua. La recuperación de líquido retrógrado determinada por inyección de agua es menor que la esperada por inyección de gas e inyección de nitrógeno.

En la tabla 17 se presentan las recuperaciones de gas y líquido retrógrado determinadas para los 5 casos de estudio, para la profundidad de 3000 m. Las observaciones obtenidas de los resultados de esta tabla, son las mismas que para el caso de 5000 m.

Finalmente se puede concluir que entre los mecanismos de explotación analizados, la inyección de agua es un prospecto muy promisorio para los yacimientos profundos. De hecho el incremento en

Tabla 16

Comparación de las Recuperaciones de Gas y Líquido
Obtenidas en los 5 Casos de Estudio Para la
Profundidad de 5000 m⁶⁴.

Fluido A

Factores de Recuperación	Agotamiento Natural	Iny. Agua	Iny. Gas Seco	Iny. Nit.	Variación Parámetros Fracturas
Gas, %	56.3	64.2	56.2	57.0	60.3
Aceite, %	36.1	38.5	42.7	43.8	37.7
Gas equiv., %	44.7	49.4	48.4	49.5	47.3

Fluido B

Gas, %	61.4	69.6	60.6	62.3	65.2
Aceite, %	38.5	41.9	43.1	44.9	41.0
Gas equiv., %	52.1	58.3	53.5	55.3	55.4

Fluido C

Gas, %	61.5	69.3	60.3	61.9	64.8
Aceite, %	52.2	58.1	57.3	59.7	54.8
Gas equiv., %	59.1	66.4	59.5	61.3	62.2

* Agotamiento Natural Con la Variación de los Parámetros de las Fracturas.

Tabla 17

Comparación de las Recuperaciones de Gas y Líquido
Obtenidas en los 5 Casos de Estudio para la
Profundidad de 3000 m^{ca}.

Fluido A					
Factores de Recuperación	Agotamiento Nat.	Iny. Agua	Iny. Gas	Iny. Nit.	Variación Parámetros Fracturas *
Gas, %	61.6	66.6	60.2	64.1	67.3
Aceite, %	22.3	23.2	28.1	30.7	23.7
Gas equiv., %	38.1	40.7	41.1	44.2	41.3
Fluido B					
Gas, %	64.6	69.1	63.9	65.8	68.3
Aceite, %	19.8	20.9	23.5	25.2	21.2
Gas equiv., %	45.0	47.9	46.1	48.0	47.6
Fluido C					
Gas, %	64.7	70.7	63.8	65.9	69.3
Aceite, %	36.4	38.6	39.3	41.0	39.0
Gas equiv., %	55.9	60.7	56.1	58.2	59.9

* Agotamiento Natural con Variación de los Parámetros de las Fracturas.

la recuperación obtenida con la inyección de agua comparada con la determinada por agotamiento natural es de 6 a 9 % a la profundidad de 3000 m, mientras que esta se puede incrementar hasta 13 % para la profundidad de 5000 m. La recuperación de gas equivalente total por unidad de inyección de agua está en el rango de 90 a 105 metros cúbicos por unidad de agua inyectada.

Matthews et al.¹⁰ efectuaron un estudio de simulación en un yacimiento idealizado para investigar la recuperación de gas y líquido retrógrado en un yacimiento de gas y condensado. Se supuso que el yacimiento contenía 10^6 p³ de gas y estaba colocado en la parte superior de un anticlinal. Para minimizar el efecto gravitacional, el ángulo de echado fué de 2° . El espesor del yacimiento se fijó en 100 m, estando los pozos productores ubicados en la parte central de la estructura, la cual tenía un espesor de 50 m. La porosidad de la formación era de 15 %. Los pozos inyectoros se ubicaron echado abajo; y el espaciamiento se consideró adecuado que fuera de 700 m.

La predicción se efectuó considerando 2 casos, el primero con una permeabilidad horizontal de 100 md y el segundo con 30 md; la relación entre la permeabilidad vertical y la horizontal fué de 0.1. Se seleccionó el caso de 30 md puesto que los cálculos de inyectividad sugieren que este es probablemente el límite más bajo para la inyección de agua.

Los cálculos se realizaron en base a una porción del yacimiento, la cual consiste en 1/16 de un yacimiento. La malla de cálculo contiene 10 estratos de igual espesor, con 20 celdas de igual amplitud en la frontera del contacto gas-aceite y 4 celdas igualmente anguladas en forma radial. El simulador usado fué una versión modificada del simulador de aceite negro PORES⁷, el cual contiene una variable extra para proporcionar una medida de los cambios composicionales que ocurren en los yacimientos de gas y condensado.

El yacimiento debería producir a un gasto de alrededor del 10 % del contenido de gas por año a través de 2 pozos productores, por lo cual cada productor produciría a un gasto de 3×10^{10} p³ (0.8×10^9 m³) por día. El gasto de abandono se estimó en 10 % del valor inicial. El gasto de inyección se determinó fuera de 22×10^3 bl/d (3.5×10^6 m³), con una presión de fondo de 2200 lb/pg² (154.7 kg/cm²) mayor que la presión del yacimiento, suponiendo un intervalo perforado de 50 m. La inyección de agua fué arbitrariamente retrasada por 6 meses, para que el yacimiento tuviera un período de explotación por agotamiento natural, para que hubiera oportunidad de evaluar el yacimiento y ubicar óptimamente los pozos inyectoros.

Los cálculos se efectuaron con 3 tipos de fluidos los cuales tenían la misma presión de rocío pero diferentes relaciones de condensado-gas 50,100 y 150 bl/10⁶ p³ (0.28, 0.56 y 0.84 m³ de cond./10⁶ m³), los cuales cubren los rangos de interés de los yacimientos de gas y condensado de Mar del Norte.

La presión inicial del yacimiento se seleccionó arbitrariamente de 8000 lb/pg² (562.5 kg/cm²) para proporcionar un margen pequeño arriba de las presiones de rocío, las cuales

estuvieron en el rango entre 7360 y 7380 lb/pg² (517.6-518.9 kg/cm²).

Debido a que una parte del gas queda atrapado atrás del frente, la región del yacimiento que es invadida por agua, V_i , es mayor que el volumen de agua inyectada, V_w , por lo cual se puede establecer la siguiente relación:

$$\frac{V_i}{V_w} = \frac{1 - S_{vc}}{1 - S_{vc} - S_{gr}} \dots\dots\dots(5.2)$$

donde :

S_{vc} = Saturación de agua crítica.

S_{gr} = Saturación de agua residual.

Se supone que la saturación de agua congénita es de 0.26 y la saturación de gas residual medida en el núcleo de alta permeabilidad es de 0.35, substituyendo estos valores en la ecuación 5.2 se obtiene que el volumen de la región invadida es 1.9 veces el volumen de agua inyectado, lo cual ocasiona que el yacimiento se invada totalmente cuando el volumen de agua sea solamente 53 % del volumen de hidrocarburos del yacimiento. Este es el límite superior para el mantenimiento de presión que puede obtenerse con inyección de agua, esto ocasiona que solamente el 47 % del volumen de hidrocarburos pueda ser producido por depresionamiento.

El depresionamiento del yacimiento puede ser muy complejo cuando ha sido invadido totalmente por agua, ya que la expansión de cualquiera de los fluidos ocasiona que se produzcan grandes cantidades de agua. El límite práctico para tener una buena recuperación de hidrocarburos es probablemente la cantidad de agua inyectada; este volumen inyectado máximo debe permitir que una porción considerable del yacimiento sea invadida por agua, ya sea durante la etapa de inyección o de depresionamiento (durante esta etapa puede ser importante considerar el uso de bombeo neumático en los pozos invadidos).

Para este ejemplo, se inyectó un volumen de agua del 20 % del volumen poroso de hidrocarburos, para invadir un 38 % del yacimiento durante la etapa de inyección; quedando atrapado un volumen de gas del 18 % del volumen original. Durante el depresionamiento se observó que el gas residual fluyó a través de la zona invadida, y no se limita la recuperación en ninguna forma. El valor medio de la saturación de gas en esta región solo se elevó de 0.35 a 0.37, y el valor mayor detectado fué de 0.43.

Con la presión del yacimiento en 1200 lb/pg² (84.3 kg/cm²) solamente un 51 % del volumen del yacimiento había sido invadido con agua, y el agua alcanzaba la parte inferior de las perforaciones, en tanto que el pozo seguía fluyendo por la parte superior del intervalo perforado, esto ocasionó que se produjera un 82.5 % del gas antes del abandono del pozo sin flujo adicional de agua dentro del pozo.

Se encontró que el incremento de pequeñas cantidades de agua inyectada aumenta la recuperación de gas y líquido, y este incremento es casi lineal con la cantidad de fluido inyectado. Sin embargo se obtuvo un máximo en la recuperación, y cantidades adicionales de agua inyectada causan una severa reducción en la recuperación, particularmente para el gas. Esto es debido a que el agua invadida restringe el flujo en los pozos causando un abandono prematuro del yacimiento a una alta presión.

Se determinó que la cantidad óptima de agua inyectada es más pequeña para los yacimientos con valores grandes de la relación condensado-gas.

La cantidad óptima de agua inyectada para el fluido con relación condensado-gas de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$ fué de alrededor de 25 % del volumen del yacimiento; para el de $100 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$ fué de cerca de 20 % y para el de 150 fué entre 12 y 13 %.

La ausencia de histéresis en la permeabilidad relativa al gas en la inyección de agua produce incrementos significativos en la recuperación de líquido retrógrado y menos considerables en la recuperación de gas. Cuando no hay histéresis un volumen mayor del yacimiento es invadido con agua que cuando existe histéresis. Para el fluido de relación gas-condensado de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, con un volumen de inyección igual al 20 % del volumen de hidrocarburos, los pozos productores se inundaron causando el abandono del yacimiento a $2650 \text{ lb}/\text{pg}^2$ ($186.3 \text{ kg}/\text{cm}^2$), las recuperaciones de gas y líquido para estas condiciones fueron de 71.2 y 49.5 %, respectivamente; cuando no existe histéresis el yacimiento puede ser totalmente depresionado sin que se invadan los pozos.

Por lo tanto el efecto de histéresis es reducir la cantidad de agua que puede ser inyectada al yacimiento y de aquí el grado de mantenimiento de presión que puede ser llevado cabo. Disminuyendo la cantidad de agua inyectada a 12.5 % del volumen de hidrocarburos originales, la presión de abandono bajó a $1460 \text{ lb}/\text{pg}^2$ ($102.7 \text{ kg}/\text{cm}^2$) y las recuperaciones fueron de 82.7 % para el gas y 49.3 % para el líquido retrógrado.

De los resultados con el simulador se obtuvo que para el fluido con relación condensado-gas de $50 \text{ bl}/10^6 \text{ p}^3$, la recuperación óptima es de cerca de 57 % del líquido original; la recuperación obtenida con agotamiento natural era de 46 %, la recuperación de gas fué de 83 % con inyección de agua y 79 % con agotamiento natural.

6.- Yacimientos de Gas y Condensado en México.

6.1.- Los Yacimientos de Gas y Condensado en las Zonas Petroleras de México.

En el norte del país en la que se denomina Cuenca de Burgos, se encuentran los principales yacimientos de gas seco del país, aunque también existen algunos yacimientos de gas y condensado, los cuales son muy pobres en contenido de líquido retrógrado¹¹¹.

La producción de los campos de la Cuenca de Burgos¹¹², proviene de desarrollos arenosos-terciarios del Paleoceno al Mioceno que están localizados a lo largo del rumbo de la formaciones constituyendo franjas burdamente paralelas a las antiguas líneas de costa. Por esta disposición de las formaciones productoras, se han ubicado los campos de la Cuenca de Burgos en franjas, de acuerdo a que las arenas principales o las posiblemente productoras pertenezcan al Paleoceno, Eoceno, Oligoceno o Mioceno. Las estructuras de estos yacimientos son de tipo combinado estratigráfico-estructural.

Los cuerpos arenosos determinados en las franjas productoras constituyen sistemas de barras, arenas de canal o frentes deltaicos; otros están asociados a la presencia de fallas de crecimiento, arenas basales o algunas líneas de costa.

El mayor número de fallas son de tipo normal, provocadas por gravedad formando una serie de bloques compuestos del tipo fosas y pilares. La combinación de ambos factores origina yacimientos bastante complejos y difíciles de interpretar.

Los campos más importantes son : Reynosa, Brasil y Treviño.

El inicio de la explotación de gas seco de esta área se inició en 1945, alcanzando 25 años después su producción máxima la cual fue de 600×10^6 p. a partir de esta fecha empezó a disminuir el volumen total producido, el cual fue de 400×10^6 p/d en 1977. La incorporación de los campos Monclova y Buena Suerte ubicados en el Golfo de Sabinas en el estado de Coahuila permitieron que la producción se incrementara en 1978 a 530×10^6 p/d. En 1989 la producción promedio fue de 240×10^6 p/d.

En la parte sur del estado de Tabasco¹¹² se encuentran los principales yacimientos de gas húmedo del país. Estos yacimientos se localizan en la Cuenca de Macuspana, y su producción proviene fundamentalmente de arenas del terciario; las formaciones productoras son Amate Inferior y Superior del Mioceno Temprano, Encañonado y Zarsagal del Mioceno Medio y Belen Inferior y Superior del Mioceno Tardío. Las rocas sello son las lutitas y areniscas arcillosas del mismo Mioceno del Plio-Pleistoceno y los Aluviones del Cuaternario.

Los yacimientos petroleros del área están asociados a trampas estructurales en primer lugar y en segundo lugar a trampas estratigráficas. Las trampas estructurales son de tipo anticlinal a consecuencia de los plegamientos del área y a las intrusiones de masas salinas, con las deformaciones dúctiles que caracterizan a tales estructuras. Las trampas estratigráficas se encuentran representadas por acunamientos de arenas y discordancias.

Los campos más importantes de esta área son: José Colomo, Hormiguero y Usumacinta.

La producción de esta región se inició en 1949 con incrementos substanciales durante 1958, 1964 y 1972 al iniciarse la explotación de los campos mencionados, llegándose a un máximo de 730×10^6 p/d.

Los yacimientos de gas y condensado más importantes del país se localizan en la provincia petrolera conocida como Chiapas-Tabasco, y su producción proviene de rocas calcáreas del Mesozoico. Las rocas petroleras de esta provincia petrolera son de edad Cretácica y del Jurásico Tardío, de naturaleza calcárea, fundamentalmente dolomías, calcarenitas y calizas, todas ellas con evidencias claras de fracturamiento, siendo algunas veces muy intenso. En el norte del área los espesores fluctúan entre 300 y 1200 m, tal como se observa en las áreas de Amatlán y Mora-lecominoacán.

El ambiente de depósito varía entre cuenca y plataforma, incluyendo facies transicionales correspondientes al borde o talud de plataforma, por lo que en algunos casos, se ha determinado a manera de lentes la presencia de brechas de calcarenitas y calciduritas, particularmente en las áreas donde se ubican los campos de Cunduacan, Cactus, Sitio Grande, Copano, Chiapas, Sunuapa y Muspac.

Las formaciones con porosidad primaria se distribuyen en casi toda la región, con excepción de la parte norte de la misma, en donde, debido al cambio de condiciones de depósito de plataforma a cuenca, la porosidad primaria desaparece como es el caso de Arrastradero.

Las excelentes características de roca almacén que presentan los carbonatos masivos mesozoicos, se desarrollan como resultado de dolomitización secundaria, aunada al intenso fracturamiento, previo al hundimiento profundo por sedimentos del Terciario Tardío.

La porosidad primaria de acuerdo con los registros varía de 1 a 25 % y, en promedio, es de 8 %; es de tipo granular, intercrystalina y en cavidades de disolución principalmente, pero por lo general esta incrementada por el intenso fracturamiento de las rocas. La distribución de las mismas en los yacimientos estudiados es errática, ya que se presentan en ocasiones zonas arcillosas y compactas dentro de las dolomías y calcarenitas.

La permeabilidad de las rocas almacenadoras es muy variable, habiéndose obtenido en el laboratorio mediciones hasta de 7800 md-m en el complejo Bermúdez. Un promedio aceptable es de 400 md-m, ya que en algunos casos se han registrado valores de 10 md-m como es el caso Fenix, y de 100 md-m en Mora-Muspac. Los valores bajos en permeabilidad se incrementan por el intenso fracturamiento que exhiben las rocas almacenadoras.

Los yacimientos de gas y condensado se ubican en la región suroccidental de la provincia petrolera Chiapas-Tabasco, en el área conocida como Huimanguillo, siendo los más importantes Giralda, Agave, Chiapas-Copano y Muspac.

Los pozos de estos yacimientos son de muy alta productividad, llegando incluso algunos de ellos a aportar hasta 100×10^6 p/d con 1000 bl/d de condensado. La máxima producción se alcanzó a principios de 1983 y fue de 1200×10^6 p/d de gas con 160,000 bl/d de condensado a través de 60 pozos; la mayor parte de estos volúmenes correspondieron a los campos Agave y Biralidas que en conjunto contribuyeron con el 70 % de la producción.

Actualmente se encuentra en pleno desarrollo el denominado complejo Miguel Angel Zenteno, formado por un grupo de estructuras entre las que destaca la del campo Luna, localizada a 50 km al noroeste de la ciudad de Villahermosa. El campo Luna es un anticlinal de flancos bien definidos con una superficie de 28 km² y una orientación en su eje principal de NW a SE. La formación productora está compuesta de carbonatos del Jurásico Superior Kimmeridgiano con una profundidad promedio de 5420 m.

Los fluidos de este yacimiento pertenecen a un yacimiento de gas y condensado con una producción en 1989 de 20×10^8 bl/día de condensado y 162×10^8 p/d de gas.

6.2.-Yacimientos más Favorables a la Inyección de Agua.

Sin duda alguna los yacimientos más favorables a la inyección de agua son los que se encuentran en la región Chiapas-Tabasco, tanto por sus características estructurales como por la riqueza de líquido retrógrado que poseen.

En este tipo de yacimientos con gran relieve estructural, la recuperación de hidrocarburos será muy alta si se aprovechan al máximo las fuerzas gravitacionales, y se mantienen en un nivel adecuado los ritmos de explotación.

Debido a que las formaciones son rocas carbonatadas intensamente fracturadas, puede existir una surgencia prematura del agua de inyección si no se toman las medidas adecuadas para evitarla, por tal motivo antes de iniciar el proyecto se debe efectuar un análisis cuidadoso del sistema matriz-fractura, así como tratar de determinar la mojabilidad del yacimiento, para determinar si las propiedades de la matriz y fractura son las adecuadas para permitir la entrada del agua de inyección y a la vez posibilitar la expulsión de los hidrocarburos de la matriz, dentro de los rangos normales de gradientes de presión que existan en el yacimiento durante la inyección.

La inyección en estos yacimientos debe ser de fondo, con una presión de inyección mayor que la presión de rocío para evitar la condensación retrógrada; después de permitir que un cierto volumen del yacimiento sea invadido con agua se debe suspender la inyección de agua para permitir que el gas atrapado atrás del frente, fluya nuevamente hacia los pozos productores ubicados en la parte superior de la estructura donde será producido. Es necesario que el volumen de agua inyectado sea cuidadosamente determinado para evitar que se tengan altas relaciones agua-gas en los pozos productores, lo que ocasionará que se tenga que afectar una inversión adicional para producir estos pozos, ya sea con bombas o con bombeo neumático.

En el caso de los yacimientos de gas y condensado los cuales se encuentran en arenas de bajo relieve estructural, pero de gran extensión podrían ser consideradas para la inyección mediante desplazamiento frontal. En este caso se seleccionaría un arreglo de pozos inyectoros, y se inyectaría un cierto volumen de agua a una presión mayor que la presión de rocío; una vez que se inyecte el volumen de agua deseado se suspende la inyección (antes de que llegue a los pozos) y se permite que el yacimiento se depresione para que fluya el gas y el líquido retrógrado hacia el pozo productor. En este caso el volumen de agua inyectada deberá ser determinada de una manera más rigurosa que en el caso anterior, por que el agua se puede mover preferencialmente por el medio de alta permeabilidad e irrumpir en los pozos productores reduciendo drásticamente su productividad.

Los yacimientos de gas y condensado que se encuentren en etapas avanzadas de explotación, y que el yacimiento presente características favorables a la inyección, pueden ser analizados para decidir si la inyección de agua nos puede producir un volumen adicional de hidrocarburos.

Los yacimientos de gas y condensado que se hayan invadido con agua proveniente del acuífero, deben ser estudiados para determinar si con un depresionamiento del mismo por medio de pozos productores de agua ubicados en la zona invadida se puede obtener una recuperación adicional de hidrocarburos.

Los yacimientos de gas seco y húmedo deben ser considerados, también como prospectos para inyección de agua, ya que como lo demuestra Rivas y Ortiz¹⁰⁰, es posible obtener una recuperación adicional de gas así como un substancial ahorro en el costo del combustible para comprimir el gas. Una ventaja adicional que se tendría es que los principales yacimientos de gas seco y húmedo en nuestro país se encuentran ubicados en arenas terciarias, y estas no son tan heterogéneas como las rocas carbonatadas.

7.-Análisis de la Explotación de un Yacimiento de Gas y Condensado Fracturado con Fuerte Empuje Hidráulico: Campo Fenix.

El campo Fenix manifestó un empuje de agua muy activo de tal manera que la explotación del yacimiento se efectuó a presiones arriba o muy cercanas a la presión de rocío. No obstante que la formación es fracturada, y a pesar de que se han reportado recuperaciones menores de hidrocarburos¹⁰⁰ en los yacimientos de gas y condensado con entrada de agua, que en los yacimientos que se han explotado por agotamiento natural, el campo tuvo una alta recuperación de condensado y de gas, por lo cual se considero conveniente efectuar una revisión de su historia de explotación.

Es conveniente hacer notar que dadas las características tan particulares de los yacimientos de gas y condensado pertenecientes al área mezozoica Chiapas Tabasco, el comportamiento de estos no se apega a los resultados reportados en la literatura, por lo cual cada yacimiento se debe analizar de acuerdo a sus propias características.

Con el objetivo de observar el beneficio que podría ocasionar la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, característico de la zona sureste de nuestro país, se decidió efectuar un estudio de simulación de una sección X-Z del campo Fenix, para lo cual se pensó en utilizar el simulador Eclipse 100¹³⁰; este es un simulador totalmente composicional, puede manejar ya sea la ecuación de estado de Peng-Robinson, Redlich-Kwong, Soave-Redlich-Kwong o Zudkevitch-Joffe. Las simulaciones se pueden efectuar en 1,2 o 3 fases y tiene la opción para manejar doble porosidad y doble permeabilidad. Sin embargo puesto que no se tuvo a disposición el simulador antes citado, se opto por probar el simulador Eclipse 100¹³⁸, este es un simulador de aceite negro modificado, el cual puede simular el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado, y como se detalló en la sección 5.2, los simuladores de aceite negro modificados^{01,02,03,04} pueden reproducir con bastante exactitud, el comportamiento primario y la inyección de agua en los yacimientos ya citados.

La aplicación del Eclipse 100 se efectuó en una sección X-Z del campo Fenix, sin embargo no se terminó con la simulación, quedando el estudio en la etapa de ajuste de la historia.

7.1.-Características Generales del Yacimiento.

El campo Fenix se localiza al SW del estado de Tabasco, aproximadamente a 7 km al SW de la población de Huimanguillo.

La estructura productora es un anticlinal¹¹⁴ alargado con su eje longitudinal orientado NW-SE. La cima del yacimiento corresponde a la cima de la formación del Cretácico Medio, Figura 80. Estratigráficamente al Cretácico Medio le corresponden 3 unidades estratigráficas (E, F y G) que constituyen la formación productora. Esta tiene una porosidad que varía de regular a pobre con intercalaciones arcillosas de espesores variables. Una de estas intercalaciones separa a las formaciones del Cretácico Superior de las del Cretácico Medio. De acuerdo a la historia de producción¹¹⁴ se determinó que el yacimiento está fracturado; se aplicó la técnica de Aguilera para determinar la porosidad secundaria a todos los pozos del yacimiento correspondiendo al sistema de fracturas el 18.5 % de la porosidad total (matriz+fracturas).

La distribución de la formación productora en la columna geológica es errática, tendiendo a ser arcillosa y densa hacia los flancos de la estructura a excepción de la porción Sur Sureste, donde aparentemente las características litológicas tienden a ser más favorables.

La acumulación de hidrocarburos está restringida a las partes más altas de la estructura, estando limitada echado arriba por la superficie de erosión y el intervalo arcilloso que separa el Cretácico Superior del Cretácico Medio. En la parte Noroeste de la estructura, se definió un contacto agua hidrocarburos a 5480 mbnm. Los espesores brutos con impregnación de hidrocarburos tienen un valor medio de 82 m, y el cierre estructural es de aproximadamente 300 m.

La formación productora es una dolomía blanca, en partes cristalina, con 10 a 20 % de bentonita verde claro. En general, la columna geológica está constituida predominantemente por caliza y lutita con pequeñas cantidades de dolomía.

De los resultados obtenidos en el análisis de los registros geofísicos, se obtuvo que el promedio de porosidad que le corresponde sistema de fracturas es del orden de 18.5 % de la porosidad total.

El volumen original de hidrocarburos en el sistema total para el yacimiento resultó de $25.6 \times 10^9 \text{ m}^3 @ \text{cy}$ correspondiéndole el 18.5 % del volumen total al sistema de fracturas o sea $4.74 \times 10^9 \text{ m}^3 @ \text{cy}$.

El valor de la porosidad total está en el rango de 4 a 8 % para la capa impregnada de hidrocarburos. Los valores de permeabilidad obtenidos para el pozo Fenix 2 del análisis de pruebas de presión, variaron entre 1.14 y 4.01 md. De análisis petrofísicos realizados en el pozo Fenix 2, se obtuvieron valores de permeabilidad entre 0.018 y 33.8 md.

El fluido es un gas y condensado en etapa de bajosaturación, siendo a la temperatura del yacimiento, 156°C (313°F), la presión de rocío igual a 422.6 kg/cm^2 (6010 lb/pg^2).

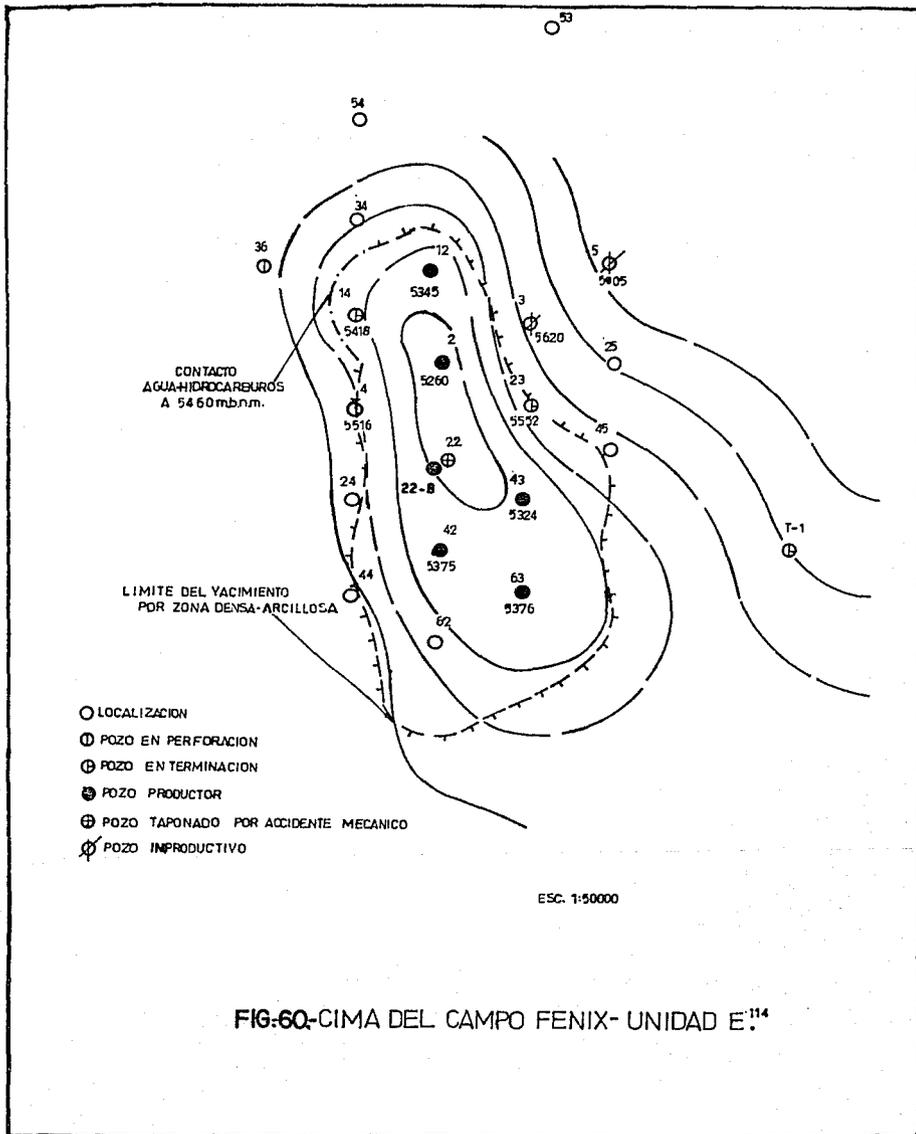


FIG-60-CIMA DEL CAMPO FENIX- UNIDAD E.¹¹⁴

7.2.-Análisis Comparativo de la Predicción del Yacimiento con Entrada de Agua, Con Agotamiento Natural y Con el Comportamiento Real.

El campo Fenix inició su explotación en noviembre de 1979 con el pozo Fenix 2, el cual fué productor de gas y condensado en el intervalo 5364-5410 m.b.m.r. con una producción inicial de condensado de 338 m³/d y una producción de gas de 5,831 x10³ p³/d. La densidad de condensado fué de 0.804 gr/cm³ @ 20 °C, con una presión en la tubería de producción de 331 kg/cm² por estranguladora de 5/16 pg.

Los pozos productores entraron a producción de la manera siguiente:

Fenix 2	Noviembre 1979.
Fenix 42	Agosto 1981.
Fenix 12	Septiembre 1981.
Fenix 43	Enero 1982.
Fenix 63	Mayo 1982.
Fenix 22-b	Septiembre 1982.

La predicción¹⁴⁵ del comportamiento primario del yacimiento se efectuó con el simulador numérico de composición variable N-Comp de la Scientific Software Corporation. Para el estudio por comportamiento primario se utilizaron 11 componentes 6 de los cuales son hidrocarburos, 2 amargos y 3 pseudocomponentes.

Dado que este simulador requiere que se le suministren las constantes de equilibrio, estas fueron calculadas mediante un programa PVT elaborado en el IMP, y proporcionadas al simulador en forma tabular.

Se usó una malla regular de 12 celdas en la dirección X y 11 en la dirección Y, de 433 m y de 200 m cada una respectivamente; en la dirección vertical se utilizó solo una capa.

La porosidad se obtuvo en un plano de isoporosidades, la saturación inicial se determinó de un plano de isosaturaciones y la permeabilidad usada fué de 5 md para todas las celdas.

El ajuste del comportamiento se efectuó con la producción de los pozos hasta mayo de 1982; los parámetros que se ajustaron fueron la producción de condensado y la relación gas-condensado.

El estudio de predicción se efectuó tomando en cuenta los pozos produciendo hasta mayo de 1982, y se usó para efectuar la predicción la declinación de las últimas producciones del yacimiento. En la figura 81 se presenta la variación de la producción acumulada de gas, la presión y la RGC con el tiempo. De los resultados obtenidos se obtuvo una N_p de 19.682 x 10³ bl en 14 años 10 meses de explotación.

En vista de que los pozos 12, 14, 43 y 63 presentaban producciones de agua y en el estudio geológico se había definido un contacto agua-hidrocarburos a 5460 mbnm, se hizo necesario simular la presencia de un acuífero asociado¹⁴⁶.

El simulador utilizado fué el mismo que en el caso anterior N-COMP. Se usó una malla de 11 celdas en la dirección X y 12 celdas

en la dirección y con longitudes de 250 m y 433 m respectivamente, quedando representado por 75 celdas de distintos espesores dados por el plano de isopacas. El acuífero quedó representado por un número igual de celdas con espesor constante.

Al correlacionar geológicamente y definir la unidad estratigráfica que limita al yacimiento, se notó continuidad de la formación, sin intercalaciones de lutitas constantes o importantes que hicieran necesario dividir el yacimiento en varias capas, razón por lo cual, se le representó por 2 capas, una de las cuales era el acuífero asociado.

El acuífero quedó representado por un estrato de espesor constante con porosidad de 20 % y permeabilidad de 1.4 md en el sentido vertical.

Debido al grado de incertidumbre en los valores de permeabilidad, se asignó un valor de 5 md para todas las celdas de la malla en la dirección horizontal.

A partir del comportamiento de la presión capilar, se generaron las curvas de permeabilidades relativas. La saturación irreducible de agua se fijó de 0.195 y las residuales de condensado y de gas de 0.270 y 0.195, respectivamente.

La caracterización del fluido se realizó reproduciendo la curva de rocío retrógrado y la presión de rocío experimental por medio del simulador IMPVT.

La comportamiento de las caídas de presión de los fluidos en la tubería de producción de los pozos, se proporcionó en forma tabular. El comportamiento se obtuvo usando el programa Tubing-Flow y mediante un programa similar desarrollado en el IMP.

La simulación se realizó fijando a los pozos la misma caída de presión que la que presentaban durante la historia de explotación. El límite de flujo fraccional se fijó en 80 % y la RGA límite tenía un valor máximo de 12,800 p³/bl.

Del estudio de simulación se determinó que los volúmenes acumulados de condensado y de gas producidos a abril de 1992 eran de 36,489 x 10⁶ bl medidos a condiciones de tanque y 149,291 x 10⁶ p³ medidos a condiciones estándar.

Determinándose una densidad promedio para el aceite de 266.5 lb/bl y de 0.0598 lb/p³ para el gas se obtuvo un factor de recuperación másico de 79.13 %. La figura 61 nos muestra la variación de la RGC, de la presión y la producción acumulada de condensado y de gas con el tiempo. Es importante hacer notar que a ritmos de explotación controlados, el acuífero mantiene la presión del yacimiento a un nivel tal que resulta en la recuperación de un cantidad máxima de condensado en la superficie. El factor de recuperación másico antes señalado considera una extracción de 100 % de licuables del gas producido.

Dado que no es muy claro entender los términos de recuperación másica, se procedió a calcular los volúmenes originales de gas y condensado en superficie hasta septiembre de 1988, con el fin de calcular los factores de recuperación volumétricos.

La razón por la cual se efectuó el análisis hasta septiembre de 1988, es que hasta esta fecha se pudieron obtener los reportes de producción (aunque el yacimiento sigue produciendo).

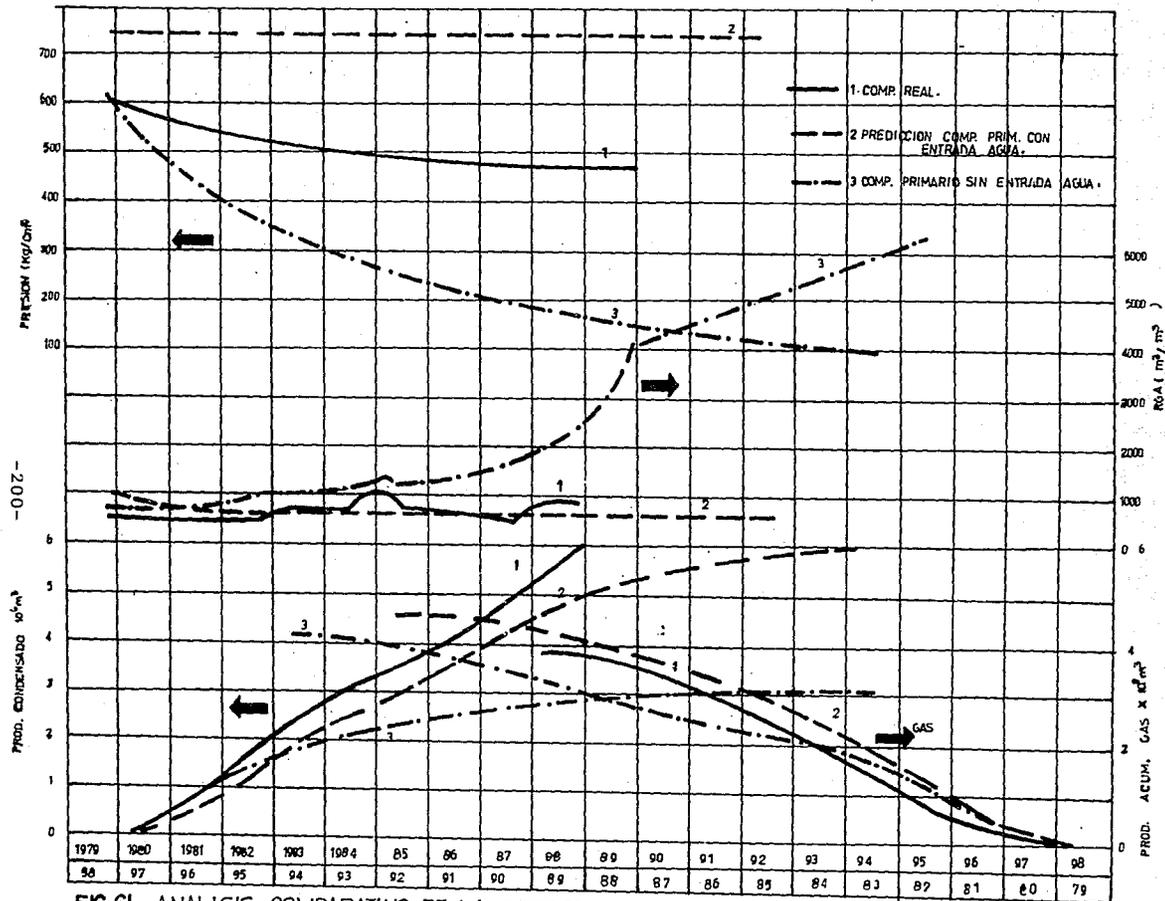


FIG.61.- ANALISIS COMPARATIVO DE LA PREDICION DEL CAMPO FENIX CON AGOTAMIENTO NATURAL, CON ENTRADA DE AGUA Y CON EL COMPORTAMIENTO REAL.

Del análisis PVT se obtuvieron los siguientes datos:

Presión original del yacimiento = 609.8 kg/cm².

Temperatura del yacimiento = 156 °C.

Factor Z a la presión original = 1.558 (adim).

Vol. original del yacimiento = 25.68 x 10⁶ m³ @ cy.

Presión estándar = 1.033 kg/cm².

Densidad del condensado = 0.804 gr/cm³.

Peso molecular del condensado (Tablas ref. 20) = 156 lb/mol-lb.

Factor Z a condiciones estándar = 1.0 (adim)

Para estimar el volumen de gas original que tiene el yacimiento se usó la ecuación 3.2 la cual tiene la forma :

$$V_{gce} = V_y \left[\frac{P_y}{P_a} \right] \left[\frac{T_a}{T_y} \right] \frac{Z_a}{Z_y}$$

Substituyendo valores tenemos :

$$V_{gce} = 25.68 \times 10^6 \frac{609.80}{1.033} \frac{(20 + 273)}{(156 + 273)} \left[\frac{1}{1.558} \right]$$

$$V_{gce} = 6676.5127 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ gas @ ce}$$

Ahora para calcular el volumen de condensado, se determina el volumen de gas equivalente del condensado por medio de la ecuación 3.4 :

$$V_{ge} = \frac{P_{H_2O} P_{rc}}{M_c} R \frac{T_a}{P_a}$$

substituyendo valores :

$$V_{ge} = \frac{1.0 \times 0.804}{156} (82.06) \frac{(20 + 273)}{1.033}$$

$$V_{ge} = 119.95 \frac{\text{m}^3 \text{ gas @ ce}}{\text{m}^3 \text{ cond. @ ce}}$$

Ahora el volumen de condensado @ ce se determinará por medio de la ecuación 3.3 :

$$V_{c_{ce}} = \frac{V_{g_{ce}}}{RGC + V_{ge}}$$

La RGC promedio obtenida durante el primer año de producción fué de 601.4 m³ gas / m³ cond. , por lo cual substituyendo valores:

$$V_{c_{ce}} = \frac{6676.5127 \times 10^6}{601.4 + 119.95} = 9.255 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ cond. @ ce}$$

Ahora restando del volumen total de gas el volumen de condensado a condiciones estándar se tiene finalmente :

$$V_{g_{ce}} = V_{t_{gce}} - V_{c_{ce}}$$

$$V_{g_{ce}} = 6676.5127 \times 10^6 - 1110.1375 \times 10^6 = 5566.3752 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ gas @ c.e.}$$

Ahora los volúmenes de gas y condensado hasta septiembre de 1988 obtenidos en el estudio de predicción sin entrada de agua fueron:

$$V_{g_{ce}} = 2892.43 \times 10^6 \quad V_{c_{ce}} = 2.830 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ cond.}$$

Por lo tanto los factores de recuperación son :

$$F_{rg} = 0.5206 \quad F_{rc} = 0.3057$$

En el caso del estudio de predicción por comportamiento primario incluyendo la presencia del acuífero , hasta septiembre de 1988 se tendrían las recuperaciones de gas y condensado siguientes:

$$V_{g_{ce}} = 3911.423 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ gas.} \quad V_{c_{ce}} = 4.9377 \times 10^6 \text{ m}^3 \text{ cond.}$$

Los factores de recuperación serían:

$$F_{rg} = 0.7040 \quad F_{rc} = 0.5335$$

Al final de la recuperación para ambos casos nos quedarían los siguientes factores de recuperación :

Comportamiento primario sin entrada de agua hasta el primer semestre de 1994 :

$$F_{rg} = 0.7504 \quad F_{rc} = 0.3386$$

Comportamiento primario con entrada de agua hasta el primer trimestre de 1992.

$$F_{rg} = 0.8293 \quad F_{rc} = 0.6226$$

Debido a la entrada de agua, en la historia real de explotación del yacimiento se cerraron los pozos F-24, F-63, F-42 y F-43 y los pozos que únicamente quedaban produciendo en septiembre de 1988 eran : F-2, F-12 y F-22B, teniéndose los factores de recuperación reales para esta fecha:

$$F_{rg} = 0.6912 \quad F_{rc} = 0.6284$$

El comportamiento real de la RGC, la presión y las producciones acumuladas de aceite y gas se presentan en la figura 58; en esta misma figura como ya se mencionó anteriormente se presentan la predicción del comportamiento con entrada y sin entrada de agua para efectos de comparación. Se observa que hasta septiembre de 1988 los factores de recuperación reales para el gas y condensado eran 17.06 y 32.27 % mayores que para el caso en que se hubiera explotado el yacimiento sin entrada de agua.

Aunque no se cuenta con la historia completa real del yacimiento, el beneficio obtenido con la entrada de agua es evidente al obtener casi el doble de condensado (103.6%) que el que se hubiera obtenido por comportamiento primario sin considerar el acuífero; en el caso del gas también se tiene una recuperación adicional de gas ya que se tiene un aumento en el factor de recuperación del gas del 17.06 % para el caso de la explotación del yacimiento con entrada de agua. Hay que tener presente que en el caso de que el yacimiento no hubiera tenido entrada de agua y la explotación del yacimiento se hubiera efectuado con inyección de agua se hubiera permitido el depresionamiento del yacimiento para que parte del gas atrapado atrás del frente de invasión pudiera fluir hacia los pozos productores aumentando la recuperación de gas y de condensado.

Finalmente, la alta recuperación obtenida de condensado es atribuible a la gran riqueza en condensado (max. 36.0 del vol. de poros) del fluido original, al control en el ritmo de explotación del yacimiento, a los efectos de segregación gravitacional dado el cierre estructural del yacimiento, así como al hecho de que la presión de explotación del yacimiento siempre se mantuvo mayor que la presión de rocío, lo que impidió que se formara el condensado retrogrado en los poros del yacimiento.

7.3.-Simulación de una Sección X-Z del Campo Fenix.

La simulación de los yacimientos de aceite volátil y los de gas y condensado usando simuladores de aceite negro, ha sido un objetivo necesario desde el inicio de la tecnología de la simulación de yacimientos. Lo anterior se debe a que la simulación de un yacimiento de aceite volátil o de gas y condensado consumen menos tiempo de CPU usando simuladores de aceite negro modificado, que simuladores composicionales.¹²⁰

Es posible demostrar¹²⁰ que un modelo composicional se puede reducir a un modelo de aceite negro, si se supone que los hidrocarburos están formados por 2 pseudocomponentes aceite y gas. Spivak¹¹⁸ propuso un método donde supone que un yacimiento de gas y condensado es un sistema de 2 pseudocomponentes, estos son gas seco e hidrocarburos líquidos. Cada pseudocomponente es una mezcla multicomponente de hidrocarburos. Si se presenta la fase agua esta constituirá un tercer pseudocomponente. La formulación propuesta por Spivak está basada en factores de volumen de la formación o análisis tipo Beta, el cual es análogo al usado en los modelos de simulación de aceite negro. En la simulación de los yacimientos de gas y condensado usando esta formulación, la transferencia de masa entre las fases líquida y gaseosa es manejada por un término r_a , el cual tiene unidades de $\text{bl} @ \text{c.s. líquido} / 10^3 \text{ p}^3 \text{ de gas seco} @ \text{c.s.}$, y es similar al término R_a usado en los simuladores de aceite negro. Spivak propone que esta formulación también puede ser usada en los simuladores de aceite volátil para condiciones cercanas al punto crítico.

Las ecuaciones propuestas por Spivak para agua, hidrocarburo líquido y agua son :

1.-Agua :

$$\nabla \cdot (B_w v_w) + q_{vw} = -\phi \frac{\delta}{\delta t} (B_w S_w) \dots\dots\dots (7.1)$$

2.-Hidrocarburos líquidos :

$$\nabla \cdot (B_l v_l) + \nabla \cdot (B_g r_a v_g) + q_{vl} = -\phi \frac{\delta}{\delta t} (B_l S_l + B_g r_a S_g) \dots\dots\dots (7.2)$$

3.-Gas seco :

$$\nabla \cdot (B_g v_g) + q_{vg} = -\phi \frac{\delta}{\delta t} (B_g S_g) \dots\dots\dots (7.3)$$

donde :

- v = Vector Darcy de velocidad ($\text{bl}/\text{ft}^2/\text{d}$).
- B_w = Factor de volumen del agua de formación ($\text{bl} @ \text{c.s.} / \text{bl} @ \text{c.y.}$).
- B_l = Factor de volumen de los hidrocarburos para el líquido ($\text{bl} @ \text{c.s.} / \text{bl} @ \text{c.y.}$).
- B_g = Factor de volumen del gas ($10^3 \text{ p}^3 @ \text{c.s.} / \text{bl} @ \text{c.y.}$).
- ϕ = Porosidad (fracción).

S = Saturación de fase (agua, hidrocarburo líquido, agua).

El segundo término del lado izquierdo de la ecuación 7.2 representa hidrocarburos líquidos que se encuentran en la fase vapor.

Coats⁹² utilizando un simulador de aceite negro modificado demostró que este tipo de simuladores reproducen con bastante aproximación el comportamiento primario de los yacimientos de gas y condensado, sin embargo presentan cierto error para predecir la inyección de gas en ese tipo de yacimientos. Coats usó una ecuación de estado para ajustar datos PVT composicionales de laboratorio, y así poder reproducir los experimentos PVT de agotamiento a presión constante y agotamiento a volumen constante y así poder generar datos PVT de aceite negro representativos de un sistema de gas y condensado. Los datos PVT B_o , R_s , μ_o , C_o , r_a , son tratados como funciones de la presión, de la misma manera como se hace en los simuladores de aceite negro, mientras que la viscosidad y el factor de volumen del gas son dependientes de la presión y la composición, por lo cual Coats los calculó considerando 2 pseudocomponentes.

Thomas¹²⁰ usó el simulador SIMBEST II, el cual es un simulador de aceite negro modificado, para demostrar que este es capaz de efectuar la predicción del comportamiento de un yacimiento de gas y condensado por agotamiento natural. Se comparó la predicción de un yacimiento de gas y condensado con inyección de gas a una presión menor a la de rocío efectuada con este simulador, con la realizada por 4 simuladores comerciales y se obtuvo que los resultados reportados por el SIMBEST II se ajustan razonablemente a los reportados por los simuladores composicionales. Se efectuó también con este simulador una predicción por agotamiento natural para un yacimiento de aceite volátil obteniendo resultados bastante similares a de los simuladores composicionales, sin embargo no se pudo reproducir exactamente la inyección de gas en este tipo de de yacimientos usando el SIMBEST II.

Whitson¹³⁰ propuso una formulación general de aceite negro, la cual hace uso de 4 pseudocomponentes. Esta ha sido usada para efectuar la simulación de varios campos del Mar del Norte, los cuales tenían fluidos cercanos al punto crítico y cuyas composiciones varían tanto en sentido areal como vertical. Esta formulación permite modelar adecuadamente la revaporización que se produce en yacimientos donde existe inyección de gas seco o algún gas no hidrocarburo tanto en yacimientos de gas y condensado como de aceite volátil.

La formulación presentada por Whitson es usada en el simulador SIMBEST II y algunos otros simuladores comerciales y permite tratar los siguientes sistemas:

- a) Agotamiento natural e inyección de gas en un yacimiento de aceite volátil con variación composicional.
- b) Agotamiento de presión e inyección de gas en un yacimiento de gas y condensado con variación composicional.

Los 4 pseudocomponentes usados en la formulación de Whitson son:

- 1). -Aceite superficial no volátil.
- 2). -Aceite superficial volátil.
- 3). -Gas hidrocarburo superficial.
- 4). -Gas inyección (nitrógeno, gas seco etc.).

El agotamiento natural de un yacimiento de gas y condensado puede ser exactamente simulado usando un modelo de aceite negro modificado tal como el Eclipse 100¹³⁸, si se supone que, la máxima cantidad de líquido retrogrado formado en el yacimiento es menor que la saturación crítica de líquido, ya que en este caso, el comportamiento primario puede ser representado adecuadamente por el experimento PVT de agotamiento a volumen constante.

Las propiedades de los fluidos requeridos por el simulador de aceite negro modificado tal como Bo, Bg, Fa, y rv se pueden obtener simulando que una mol de vapor y una mol de líquido para cada etapa del experimento de agotamiento a volumen constante, son pasados a través de un sistema de separación en etapas en superficie, de acuerdo al procedimiento sugerido por Whitson¹⁴⁴.

El Eclipse 100 no puede reproducir exactamente la inyección de gas en un yacimiento de gas y condensado¹⁴³, por lo cual este proceso puede ser adecuadamente representado usando el simulador Eclipse 200, el cual es una extensión del simulador Eclipse 100, para lo cual a este se le agregó una ecuación adicional que tiene un parámetro G_i ¹⁴³, el cual es el volumen acumulativo de gas inyectado que ha pasado por una celda de la malla, normalizado con respecto a su volumen respectivo; en este caso las propiedades de aceite negro son función de la presión y del término G_i .

Una de las ventajas de usar el modelo de aceite negro modificado Eclipse 100 o el modelo pseudocomposicional Eclipse 200, en lugar de un modelo totalmente composicional como el Eclipse 300, es que se reduce el tiempo de CPU en una manera notable tal como se observa en la tabla 18, para un caso tomado de la referencia 143.

En base a lo anterior y dado que un simulador de aceite negro modificado puede reproducir con bastante exactitud el comportamiento primario y la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado, se seleccionó para el estudio una sección X-Z del campo Fenix el cual ya se describió en la sección 7.1, para efectuar un estudio de predicción por agotamiento natural y por inyección de agua con el simulador de aceite negro modificado Eclipse 100¹³⁸, este es un simulador totalmente implícito el cual puede manejar 1, 2 o 3 fases con opción de poder usar coordenadas cartesianas o radiales. El propósito general del simulador es para hacer estudios de aceite negro, y adicionalmente tiene una modificación al sistema de ecuaciones que permite efectuar estudios de gas y condensado, reproduciendo la vaporización de aceite en gas (presión de rocío y relación gas-aceite variable).

Los métodos de solución utilizados por el Eclipse 100, es el Totalmente Implícito y el IMPES; esto se debe que aunque el procedimiento de solución estándar es el Totalmente Implícito, en algunas ocasiones se puede usar el IMPES (aunque este método es por lo regular no estable) en sistemas de malla regular y con pequeños pasos de tiempo como cuando se efectúa un ajuste de la historia.

Tabla 18

Comparación del tiempo de CPU requerido por los simuladores Eclipse 100, Eclipse 200, y Eclipse 300 en una Computadora Toshiba 5200 PC¹⁴⁴.

Modelo	No de Ecuaciones por Celda	Tiempo CPU (seg)
Eclipse 100	3	204
Eclipse 200	4	566
Eclipse 300	11	2252

NB Eclipse 300 tiempo (IMPES) = 1096 seg.

Eclipse 100 contiene una opción de Equilibrio vertical para modelar flujo segregado en 3 fases. Contiene también una opción de doble porosidad -doble permeabilidad que permite modelar yacimientos altamente fracturados; cada celda de la malla es representada por una celda de matriz y una celda de fractura. En la opción de doble porosidad el flujo en el yacimiento se establece solamente a través de las fracturas, existiendo solamente flujo de la matriz a las fracturas, no se establece flujo entre las celdas de matriz cercanas entre sí. Con la opción de doble porosidad - doble permeabilidad también se origina flujo entre las celdas de matriz cercanas entre sí. El proceso de drene-imbibición-gravedad entre las celdas de matriz y fracturas es modelado adecuadamente por el simulador.

Los efectos de histéresis en la permeabilidad relativa y la presión capilar se pueden reproducir con bastante exactitud. El simulador tiene la opción de usar los modelos de histéresis en la permeabilidad relativa en la fase no mojante de Carlson y de Killough; también existe la alternativa de utilizar el modelo de histéresis para la fase mojante de Killough en corridas de 2 fases.

El acuífero se puede representar por medio de los modelos analíticos de Fetkovich, de Carter-Tracy o bien por medio de un simulador numérico. El modelo numérico consiste en una secuencia de celdas de acuífero conectadas en una dimensión; la profundidad, dimensión, porosidad, permeabilidad etc. del acuífero pueden ser especificadas para cada celda.

La sección X-Z seleccionada para la simulación se presenta en la figura 82, la cual comprende los pozos Fenix-14, Fenix 2 y Fenix 23. La malla utilizada¹⁴⁴ fue de dimensión variable con 15 celdas en la dirección X, 1 celda en la dirección Y, y con 3 capas en la dirección Z. Las capas en la dirección Z se seleccionaron siguiendo el contorno de las unidades estratigráficas E, F y G que son las que integran la formación productora. En la tabla 19 se presentan los rangos en las dimensiones X, Y, Z, de la porosidad de la matriz y fractura, de los valores de la cima de la sección, así como del

TABLA 19

Propiedades de la Sección X-Z del Campo Fenix
Utilizadas en la Simulación.

No de celdas en X	15
No de celdas en Y	1
No de celdas en Z	3
Dimensión de las celdas en X , (cm)	100-250
Dimensión de las celdas en Y, (cm)	1000
Dimensión de las celdas en Z , (cm)	38-112
Porosidad de la matriz, (fracción)	0.035-0.063
Porosidad de las fracturas, (fracción)	0.005-0.017
Permeabilidad de las fracturas , (md)	10-100
SIGMA (bloque 3 x 3 x 9 m)	0.08
Cima de la sección , (mbnm)	5274-5600

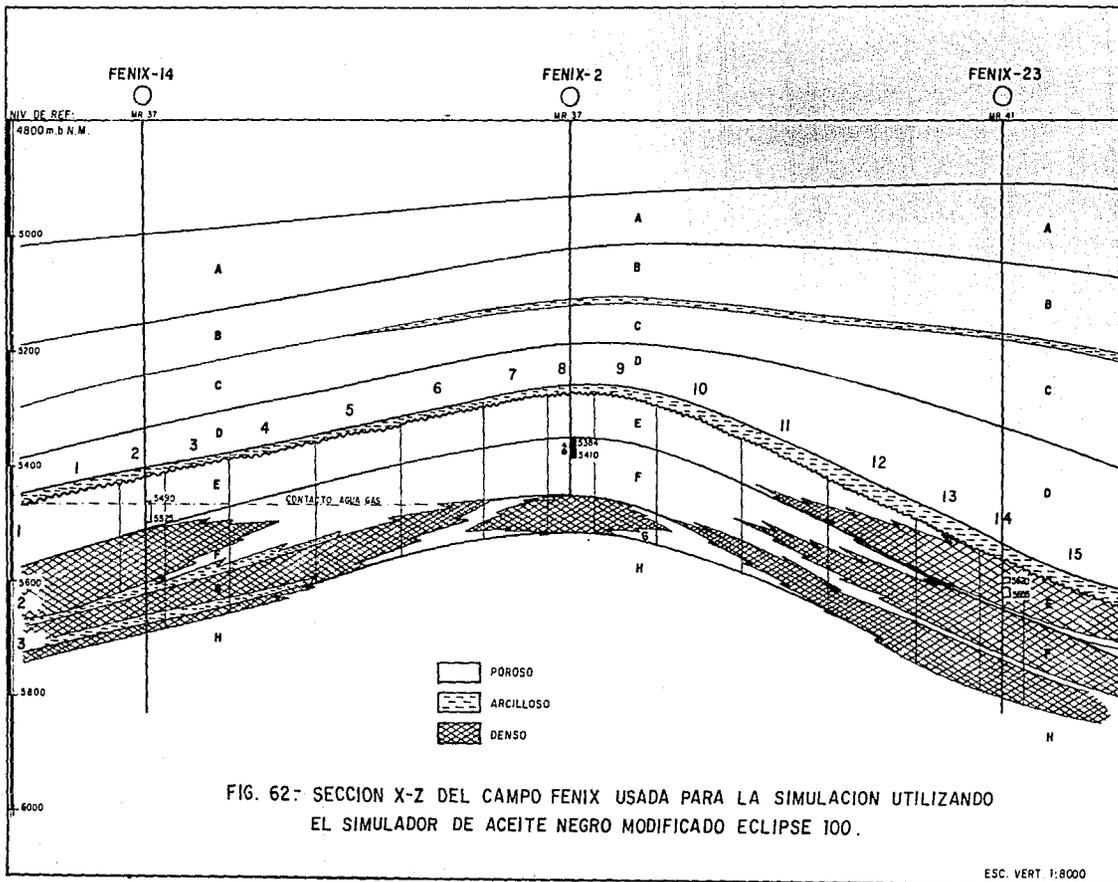


FIG. 62- SECCION X-Z DEL CAMPO FENIX USADA PARA LA SIMULACION UTILIZANDO EL SIMULADOR DE ACEITE NEGRO MODIFICADO ECLIPSE 100.

valor SIGMA que es el que representa el valor del tamaño de bloque. Los valores de porosidad asignados a la matriz y fractura se obtuvieron a partir de la referencia 114. Los valores de permeabilidad de matriz y fractura se dejaron como parámetros de ajuste¹⁴¹, ya que no fue posible obtenerlos de las pruebas de presión analizadas en la referencia 114. El valor de SIGMA que es el que representa el tamaño de bloque también quedó como parámetro de ajuste¹⁴¹.

En la tabla 20 se presenta la composición original del pozo Fenix-2, como se observa el fluido es de gas y condensado^{24,140} que a las condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento se encontraba en etapa de bajosaturación; a la temperatura del yacimiento 156°C (313°F) la presión de rocío era de 422 kg/cm² (6010 lb/pg²). El fluido es muy rico en líquido, ya que presenta un volumen de condensado retrogrado máximo de 36 % del volumen de poros. El contenido de C₇₊ es de 13.88 %, el cual es muy alto para ser de gas y condensado lo cual hizo suponer que estaba muy cercano al punto crítico, lo cual se confirmó cuando se efectuó la caracterización del fluido.

Para caracterizar el fluido se usó el paquete PVT del Eclipse 300¹³⁷, para lo cual primeramente se efectuó un balance de materia composicional, a partir de la composición del gas del efluente y de información proporcionada para cada etapa del agotamiento a volumen constante del pozo Fenix²⁴; del balance composicional se obtuvieron las constantes de equilibrio (K) para cada etapa del agotamiento a volumen constante. Los valores de K obtenidos fueron chequeados mediante 2 formas:

a).-Efectuando una gráfica del logaritmo de K de cada componente contra la presión, para cada etapa del agotamiento a volumen constante. Las curvas obtenidas deben seguir los lineamientos proporcionados en la referencia 15.

b).-Usando la técnica de Hoffman-Crump-Hocott, la cual consiste de graficar el logaritmo del producto de los valores K por la presión contra un factor de caracterización para cada componente. Usando esta técnica para componentes puros se deben obtener líneas rectas; igualmente cuando se utilizan pseudocomponentes una vez caracterizada la fracción C₇₊.

Proporcionando al paquete PVT de Eclipse datos de la presión y Factor Z obtenidos del experimento a composición constante (CCE), para presiones mayores que la presión de rocío, así como información de la separación de los fluidos en superficie, es posible calcular los factores de recuperación para el gas y el condensado que se esperan obtener por agotamiento natural, sobre la base de 100 moles de gas a la presión original del yacimiento (8672 lb/pg²), los resultados se muestran en la tabla 21 y en la figura 63. Como se puede observar el factor de recuperación de condensado obtenido por agotamiento natural hasta la presión de abandono de 700 lb/pg² es de 30.31 % el cual es del orden al calculado por el simulador NCOMP (ver sección 7.2), el cual es de 33.88 %. En este caso es justificable que con el simulador se obtenga una recuperación mayor de condensado, ya que este toma en cuenta el flujo de condensado en el yacimiento. El factor de recuperación de gas fue de 87.53 % el cual

TABLA 20

Composición Original del Pozo Fenix 2²⁴.

Componente	Composición (% Mol)
CO ₂	0.0000
H ₂ S	2.3100
N ₂	1.3700
C ₁	65.8300
C ₂	8.0300
C ₃	4.1700
iC ₄	0.7800
nC ₄	1.8400
iC ₅	0.7500
nC ₅	1.0800
C ₆	1.1600
C ₇₊	12.6800
	<hr/>
	100.0000
Presión original (Kg/cm ²)	610.2
Presión de rocío (Kg/cm ²)	422.6
Temp. yacimiento (°C)	156.1
Peso mol C ₇₊	191.0
Dens. rel. C ₇₊	0.831
Factor Z del gas	1.212
Vol. rel. líquido ret. máximo (% vol. poros)	36.0
Presión a la cual ocurre la máxima cond. retrograda	288.3

TABLA 21

Factores de Recuperación de Gas y Condensado por Agotamiento Natural, Determinados con el Paquete PVT de Eclipse para el Pozo Fenix 2.

Presión (lb/pg ²)	Condensado (bls @ cs)	Factor Rec. Cond. (%)	Gas (10 ³ p ³)	Factor Rec. Gas (%)
8672	0.0000	0.00	0.0000	0.00
7100	0.5150	5.72	0.1210	5.72
6010	0.9830	10.91	0.2300	10.91
5100	1.3610	15.12	0.3810	18.07
4100	1.7260	19.17	0.6170	29.24
3000	2.0560	22.83	0.9560	45.34
2000	2.3290	25.86	1.3210	62.65
1200	2.5510	28.33	1.6430	77.69
700	2.7290	30.31	1.8460	87.53

Factores de recuperación obtenidos a partir de 100 moles de gas una presión de 8672 lb/pg² (100 moles = $37.939 \cdot 10^3$ p³ de gas del efluente del pozo).

Condensado original = 9.0043 bl @ cs

Gas original = $2.109 \cdot 10^3$ p³ @ cs

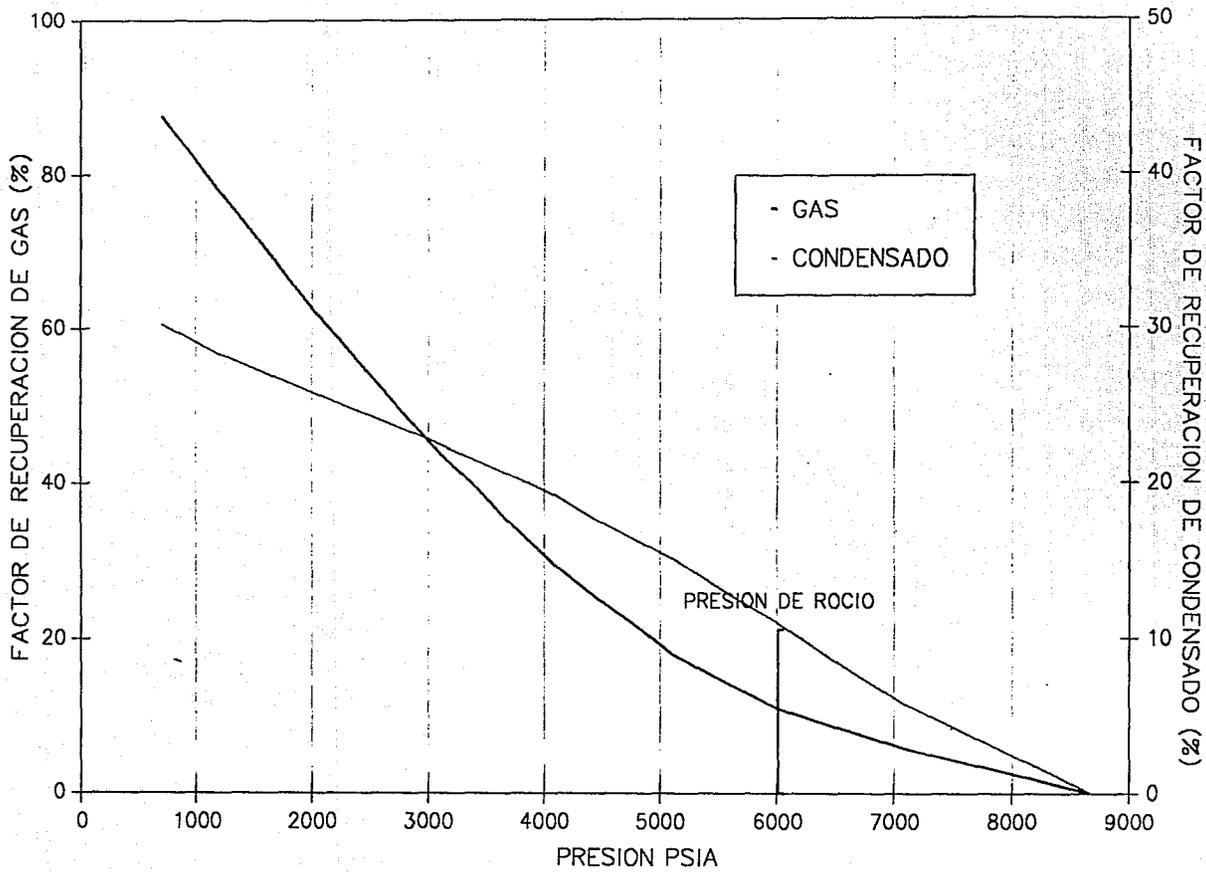


FIGURA 63.- DETERMINACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION CON EL PAQUETE PVT DE ECLIPSE PARA EL POZO FENIX-2.

es menor al obtenido con el simulador; es indudable que el factor de recuperación obtenido con el simulador toma en cuenta la expansión del acuífero y la roca lo cual no toma se cuantifica en los cálculos de recuperación, sin embargo los valores obtenidos pueden ser tomados como una aproximación de la recuperación en un yacimiento sin entrada de agua, si no se tiene disponible algún simulador de composición variable.

Para caracterizar la fracción C_7+ se utilizó el método de Whitson de extensión molar de la fracción pesada; la fracción C_7- se extendió desde FR7 hasta FR40 y posteriormente se agruparon los componentes hasta tener 11 pseudocomponentes⁶² los cuales fueron: C_1-N_2 , CO_2-N_2 , C_3 , iC_4 , nC_4 , iC_5 , nC_5 , C_6 , F_7 , F_8 , F_9 .

La ecuación de estado utilizada fue la de Peng-Robinson; el ajuste de la ecuación se efectuó utilizando la técnica de regresión no lineal; los datos de regresión fueron: presión de rocío, densidad del gas a la presión de rocío, datos de expansión a composición constante, volumen de condensado retrógrado, y RGA obtenida a través de 3 etapas de separación. Las variables de regresión fueron Ω_1 y Ω_2 de $F_7 - F_9$, el coeficiente de interacción binaria de C_1-N_2 y F_7-F_9 y Ω_3 del C_1-N_2 .

Cabe mencionar que la caracterización del fluido fue en extremo complicada, ya que la cercanía del fluido al punto crítico provoca inestabilidad en la ecuación de estado.

Las tablas de aceite negro se generaron¹³⁷ sin recurrir al uso de la ecuación de estado; en la tabla 22 se presentan las tablas de aceite negro generadas por el método de Coats, Whitson y Pearce respectivamente, así como las densidades del condensado agua y gas a condiciones de superficie. Como se observa en la tabla 22 los valores de R_s , B_o y r_v , no manifestaron resultados de acuerdo a los reportados en la literatura^{62,144}, razón por lo cual se generaron las tablas de aceite negro de acuerdo al método de Whitson¹⁴⁴, en que los valores de composición de líquido X_i (calculado del balance composicional) y los valores de composición del efluente Y_i para cada etapa del agotamiento a volumen constante, fueron pasados a través de 3 separadores, con las siguientes condiciones de separación:

$P_{a1} = 45.0 \text{ kg/cm}^2$	$T_{a1} = 60^\circ \text{ C}$
$P_{a2} = 8.0 \text{ kg/cm}^2$	$T_{a2} = 46^\circ \text{ C}$
$P_{a3} = 0 \text{ kg/cm}^2$	$T_{a3} = 35^\circ \text{ C}$

Las constantes de equilibrio usadas para la separación en etapas se obtuvieron de la referencia 24. En la tabla 23 se presentan los valores de B_o , R_s , B_g , y r_v obtenidas con este procedimiento; los valores de la viscosidad del gas (μ_g) se obtuvieron de la referencia 24; la viscosidad del aceite se obtuvo a partir de la simulación del experimento de expansión a volumen constante, con la ecuación de estado previamente caracterizada, como se detalló anteriormente. Los valores presentados en la tabla 23 fueron los que se utilizaron en la simulación.

Los valores de permeabilidad relativa al aceite y al agua para la matriz se obtuvieron de la referencia 145, la permeabilidad

TABLA 22

Tablas de Aceite Negro Determinadas con el Paquete PVT de Eclipse, para el Pozo Fenix-2

	Presión	B _g	rv	B _o	R _s	μ _g
Método de Coats ⁰²	700	5.3458	0.8746	0.0806	0.0074	0.0074
	1200	3.0362	0.6917	0.0834	0.0147	0.0154
	2000	1.7830	0.7467	0.0893	0.0274	0.0171
	3000	1.1957	0.9710	0.0970	0.0429	0.0206
	4100	0.9340	1.5515	0.1081	0.0648	0.0258
	5100	0.8485	2.5058	0.1238	0.0942	0.0343
	6010	0.8814	4.2689	0.1380	0.1209	0.0571
Método de Pearce ¹³⁷	700	5.3458	0.8746	0.0093	0.1656	0.0142
	1200	3.0362	0.6917	0.0096	0.2805	0.0154
	2000	1.7830	0.7467	0.0103	0.4856	0.0171
	3000	1.1957	0.9710	0.0115	0.7576	0.0206
	4000	0.9340	1.5515	0.0138	1.2106	0.0258
	5100	0.8485	2.5058	0.0187	2.0583	0.0343
	6010	0.8814	4.2689	0.0231	2.8297	0.0571
Método de Whitson ¹⁴⁴	700	5.3458	0.8746	0.0821	0.1376	0.0142
	1200	3.0362	0.6917	0.0851	0.2507	0.0154
	2000	1.7830	0.7467	0.0906	0.4396	0.0171
	3000	1.1957	0.9710	0.0981	0.6734	0.0206
	4100	0.9340	1.5515	0.1090	1.0053	0.0258
	5100	0.8485	2.5058	0.1243	1.4472	0.0343
	6010	0.8814	4.2689	0.1382	1.8493	0.0571

Densidad del agua @ cs = 62.366 lb/p³.

Densidad del condensado @ cs = 36.893 lb.p³.

Densidad del gas @ cs = 0.1243 lb/p³.

Unidades :

Presión = lb/p².

B_g = bl @ cv / 10³ p³ @ cs

rv = bl @ cs / 10³ p³ @ cv

B_o = bl @ cy / bl @ cs

R_s = 10³ p³ @ cs / bl @ cs

μ_g = cp.

TABLA 23

Tablas de Aceite Negro Usadas en la Simulación.

Propiedades PVT del Gas.

Presión (lb/pg ²)	r_v (bl@cs/10 ³ p ³ @cs)	B_g (bl@cy/10 ³ p ³ @cs)	Viscosidad (cp)
700	0.02052	5.112	0.0142
1200	0.03020	3.195	0.0154
2100	0.03450	1.911	0.0171
3000	0.02510	1.314	0.0206
4100	0.07910	1.003	0.0258
5100	0.16000	0.969	0.0340
6010	0.25890	0.985	0.0517

Propiedades PVT del Condensado

Presión (lb/pg ²)	R_s (10 ³ p ³ @cs/bl@cs)	B_o (bl@cy/bl@cs)	Viscosidad (cp)
700	0.220	1.215	0.0641
1200	0.381	1.278	0.0633
2000	0.580	1.367	0.0609
3000	0.943	1.511	0.0579
4100	1.270	1.636	0.0549
5100	1.781	1.864	0.0521
6010	2.000	2.050	0.0488

Densidad del gas @ cs = 0.0599 lb/p³.

Densidad del condensado @ cs = 50.539 lb/p³.

Densidad del agua @ cs = 62.366 lb/p³.

relativa al gas para la matriz se obtuvo a partir de modelos analíticos¹⁴⁷. Los valores de presión capilar de la matriz para el sistema agua-aceite y gas-aceite, se obtuvieron de la curva de presión capilar proporcionada por el laboratorio y los valores de tensión superficial para sistemas aceite-agua y gas-aceite tomados de la literatura¹⁴⁷. Las curvas de permeabilidad relativa para las fracturas se tomaron como rectas a 45°¹⁴¹; en las fracturas se consideró que no existen fuerzas capilares¹⁴¹.

Se suministró la historia de producción de gas (el condensado se agregó al gas como volumen gaseoso equivalente) de 1 año del pozo Fenix-2 que fue el único productor de la sección, ya que los pozos Fenix-14 y Fenix-23 resultaron invadidos de agua salada.

Una vez que se proporcionó toda la información al simulador, se hicieron algunas corridas para calibrar la información petrofísica y de fluidos, además se verificó que el sistema estuviera en equilibrio¹⁴¹. Cuando se obtuvieron resultados satisfactorios se procedió a acoplar un acuífero numérico a la sección y poder reproducir la historia de presión del pozo. Sin embargo no se terminó con el estudio debido a la falta de disponibilidad del simulador; como se observa en la figura 64, el estudio se encontraba dentro de la etapa de ajuste puesto que la presión todavía no tenía una tendencia bien definida.

El objetivo era que una vez que se calibraran los parámetros petrofísicos tanto de la matriz como de las fracturas, así como de los fluidos, reproduciendo la historia de presión del pozo Fenix-2, se efectuara la predicción del comportamiento por comportamiento primario y posteriormente con inyección de agua, teniendo como pozos inyectoros a los pozos Fenix-14 y Fenix-23, y determinar los volúmenes óptimos de inyección con los cuales se podría obtener la máxima recuperación de hidrocarburos.

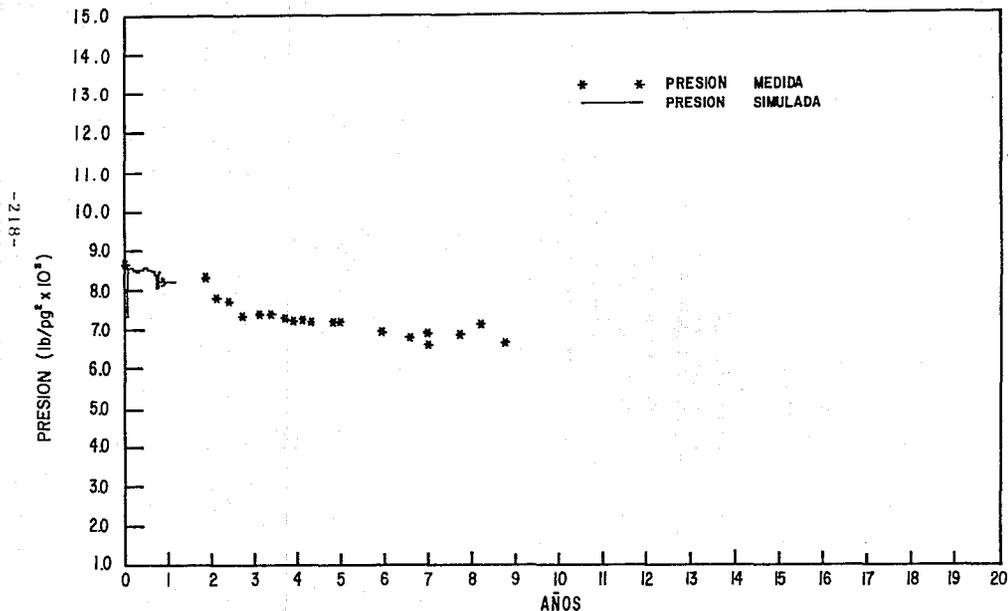


FIG. 64.- AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION EN UNA SECCION X-Z DEL CAMPO FENIX.

3.-Estudio de Simulación Sobre el Efecto de la Inyección de Agua en un Yacimiento de Gas y Condensado.

3.1.-Información General del Campo Giralaldas.

El campo Giralaldas se encuentra en la región suroccidental del área de Huimanguillo Tab., fué descubierto con la perforación del pozo Giralaldas 2, resultando productor en el intervalo 4430-4505 m.b.n.m. en agujero descubierto dentro de la formación Cretácico Medio, con una producción inicial de 4032 bl/día y una RSA de 349 m³/m.

En el campo se registró una presión de fondo estática original de 555 kg/cm², en junio de 1977, quedando definido como un yacimiento de gas y condensado con una presión de rocío¹⁰ de 464.4 kg/cm² a una temperatura de 136°C, determinando por el análisis PVT del pozo Giralaldas 32, las características del campo se presentan en la tabla 34.

La estructura almacenadora¹⁵² como se observa en la figura 55, tiene la forma de un anticlinal orientado de Noreste a Sureste, se encuentra afectada al Este por una falla inversa, detectada por sismología, de aproximadamente 800 m de salto, quedando en el bloque bajo los pozos Giralaldas 3, 10, 21, 42, 43; hacia el flanco Oeste por una falla normal de aproximadamente 300 m de salto, dejando al pozo Giralaldas 137 en el bloque bajo. Al Norte y al Sur se encuentra limitado por el contacto agua-hidrocarburos, a la profundidad de 5016 m.b.n.m. determinado por el análisis de los registros geofísicos del pozo Giralaldas 139.

La explotación del campo Giralaldas se inició en junio de 1978, cuando inició a producción el pozo Giralaldas 2, el pozo Giralaldas 6 entró a producción hasta agosto de 1978; en el primer semestre de 1981 entraron a producción los pozos 4, 8, 11, 12, 14, 16, 22, 24, 32, 36, 54, 72 y 119. Aproximadamente a mediados del año de 1982 se alcanza la presión de rocío ocasionando una disminución en la producción de líquido.

La producción máxima de gas del campo se alcanzó en marzo de 1983 con 457 x 10⁶ p/d, actualmente (marzo 1991) la producción de gas es de 173,251 x 10⁶ p/d de gas con 11423 bbl de condensado. La presión ha declinado de 555 kg/cm² que fué la presión original a una presión promedio en marzo de 1991 de 190 kg/cm².

Hasta marzo de 1991 la producción de gas y líquido era de 33.938 x 10⁶ m³ @ c.s. y 23.976 x 10⁶ m³ @ c.s. respectivamente, con factores de recuperación para el gas y el líquido de 42.7 y 25.4 % respectivamente.

En el bloque alto del campo Giralaldas se encuentran todos los pozos productores, y en este bloque se fijó el contacto agua-hidrocarburos a 5016 m.b.n.m. por registros geofísicos del pozo Giralaldas 139, el cual fué el de mayor penetración en el yacimiento, no se logra fijar con más precisión este contacto debido a la falta de pruebas de producción en la parte baja del yacimiento; por que la mayor parte de los pozos penetraron solo una porción de la

zona productora. además no se les tomaron registros geofísicos a algunos pozos.

El depresionamiento del yacimiento es del orden de 365 kg/cm^2 , y la presión ha tendido a estabilizarse, los pozos G-51, G-31, G-52, G-72, G-34 manejan porcentajes de agua mayores del 10 % y se han cerrado por invasión de agua los pozos G-38, G-54 y G-74 los cuales se encuentran localizados en el flanco Noreste de la estructura, en base a lo anterior se concluyo que el yacimiento tiene empuje parcial de agua, y que la entrada de esta es por el flanco de la formación productora.

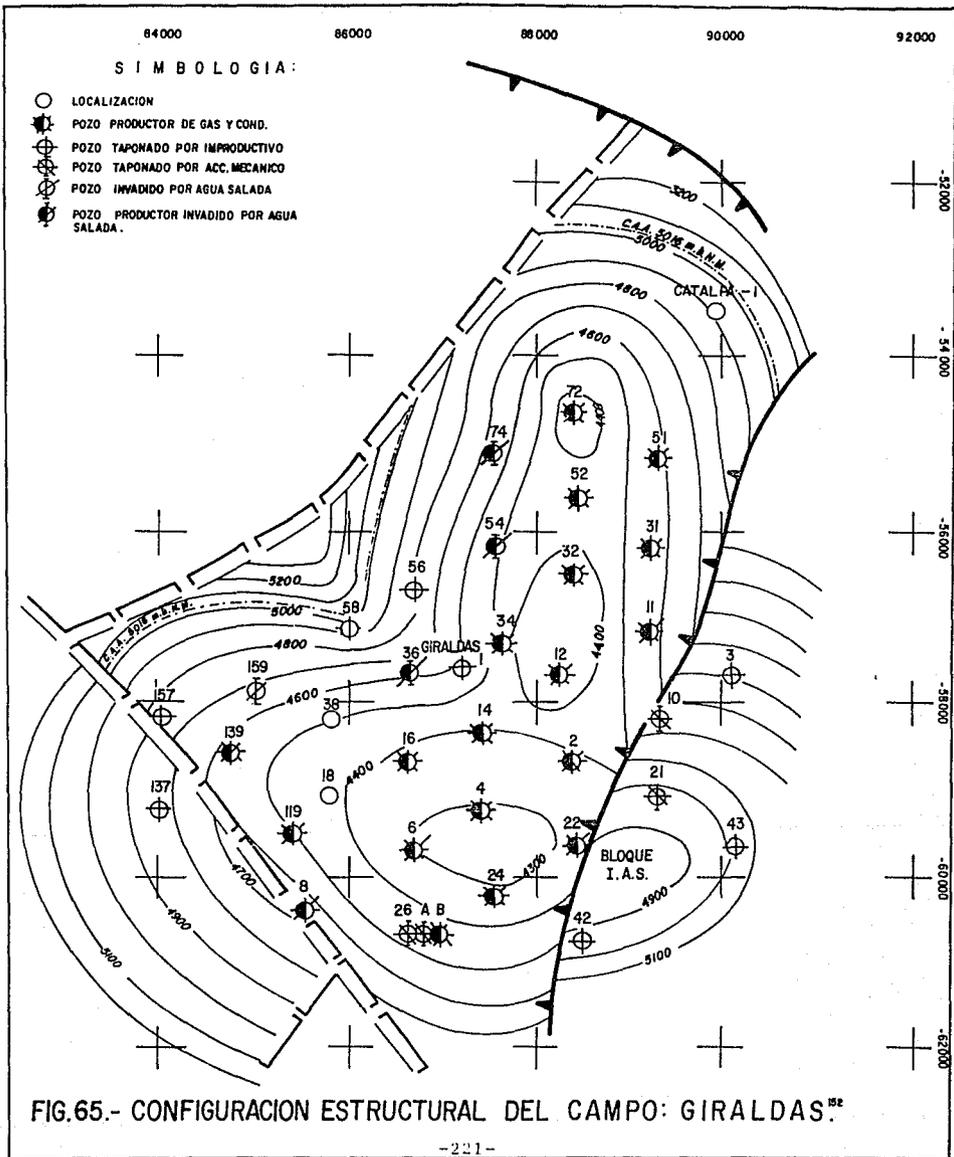


TABLA 24

Características Generales del Campo Giralaldas¹⁵².

Datos Generales

Fecha de inicio de producción	Julio de 1978.
Volumen original de hidrocarburos	$91,238.6 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$
Volumen original de gas	$91,144.2 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$
Volumen original de condensado	$94,364 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$
Pozos perforados	35.
Pozos en producción (marzo 1991)	19.
Pozos productores invadidos (cerrados)	3.
Gasto de gas promedio (marzo 1991)	$178.8 \times 10^6 \text{ p}^3/\text{d.}$
Gasto de aceite promedio (marzo 1991)	11423 bl/d.
Producción acumulada de gas (marzo 1991)	$33,938 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$
Producción acumulada de aceite (marzo 1991) .	$23,976 \times 10^6 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$
Producción acumulada de agua (marzo 1991) ...	$294,998.2 \text{ m}^3 @ \text{ c.s.}$

Características de la Roca.

Area productora	30.7 km ² .
Profundidad al plano de referencia	4527 m.b.n.m.
Espesor neto promedio	185.6 m.
Porosidad promedio	0.07.
Saturación media de agua	0.13.
Volumen poroso	$377.1 \times 10^6 \text{ m}^3.$

8.2.-Caracterización del Yacimiento.

Las rocas de la formación productora están constituidas¹⁵⁹ por una potente sección de calizas dolomíticas y dolomía de aproximadamente 600 m de espesor bruto promedio del campo, dentro de esta, se encuentran capas de lutitas y bentonitas, no considerándose estas como sello ya que no tienen extensión areal, también se observan cuerpos de calizas arcillosas, y hacia los flancos de la estructura, las facies dolomíticas cambian a calizas bioclásticas con tendencia a desaparecer hacia la porción sur del yacimiento por un posible acuffamiento.

Es posible que hacia los pozos G-56 y G-74, exista una barrera de baja permeabilidad ya que la prueba de producción del pozo G-56 fue de ligero flujo de gas sin presión, además el pozo G-74 tiene diferente comportamiento de producción y de la RGA con respecto al G-72 por lo cual se considera que este pozo tiene una comunicación restringida con el resto del campo.

Se observó que existe un alto índice de fracturamiento¹⁵⁹ hacia la parte alta de la estructura, por lo cual existe una excelente comunicación vertical en la estructura productora, esto se concluyó del análisis de núcleos y de los registros geofísicos.

La caracterización del yacimiento¹⁶² consistió en el análisis de pruebas de presión y de la interpretación de los registros geofísicos; esto se hizo con la finalidad de tener una descripción más detallada del campo tanto en sentido areal como vertical con objeto de efectuar un estudio de simulación del campo.

Para corroborar la naturaleza fracturada de la cima de la estructura, se analizaron las pruebas de incremento efectuadas con equipo de alta sensibilidad¹⁶¹ de los pozos G-2, G-6, G-24 y G-32, con el programa de análisis de pruebas de presión STAR¹⁵⁰. Los resultados obtenidos nos indican que los pozos G-2 y G-24 presentan comportamiento de doble porosidad por la forma de la derivada como se observa en las figuras 66 y 67. En la tabla 25 se presentan los valores de los parámetros obtenidos del análisis de pruebas de presión para estos pozos. El análisis de las pruebas presentan valores muy diferentes en los valores de permeabilidad, por lo que se consideró que el ajuste no fue muy satisfactorio.

La prueba de presión del pozo G-32 no fue interpretable, y la prueba de presión del pozo G-6 exhibe comportamiento de un pozo hidráulicamente fracturado, no se presenta el análisis de la prueba efectuada en este último pozo.

Los pozos G-6 y G-14 se caracterizaron como de doble porosidad debido al comportamiento observado en la gráfica de Horner, a las pruebas efectuadas con registrador amerada¹⁶¹.

Las pruebas de presión efectuadas con amerada¹⁶¹, se les analizó su comportamiento determinando 3 diferentes tipos de respuesta; comportamiento de matriz compacta, homogéneo y de doble porosidad, estos comportamientos se corroboraron posteriormente con el análisis de registros geofísicos y de núcleos. En la tabla 26 se presenta el comportamiento del medio poroso así como los resultados obtenidos del análisis de las pruebas de presión. La figura 68 es una

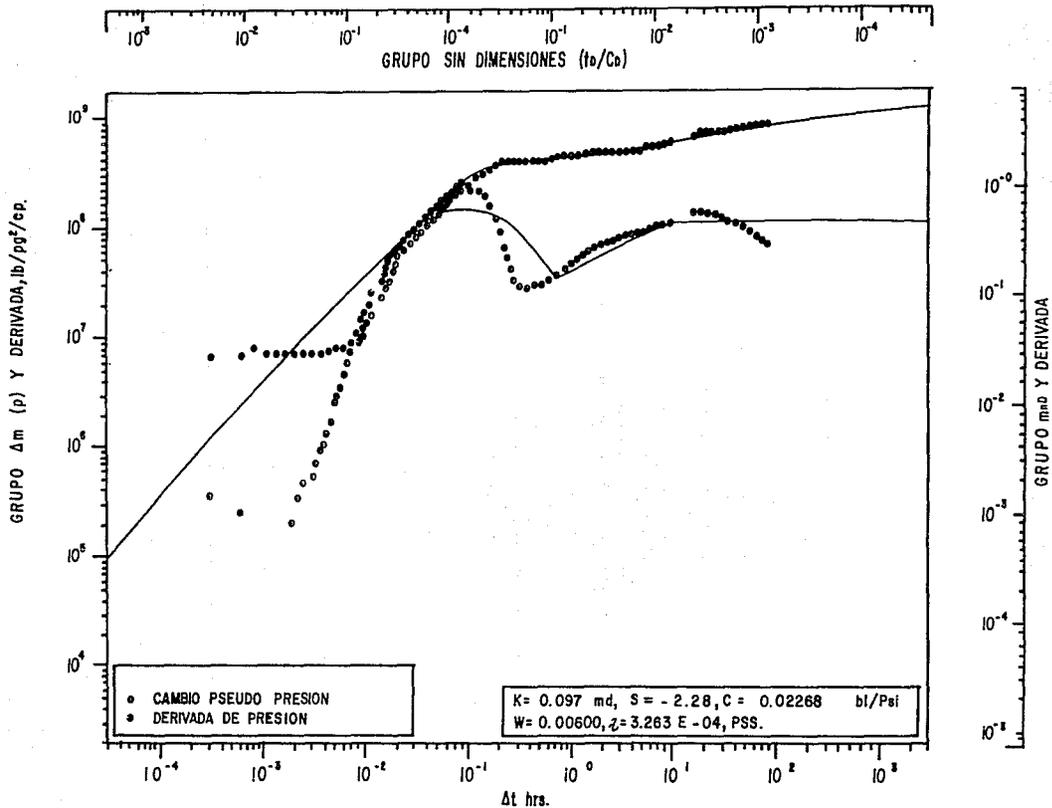


FIG. 66.- ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRESION EFECTUADA CON EQUIPO DE ALTA SENSIBILIDAD EN EL POZO GIRALDAS No. 2.

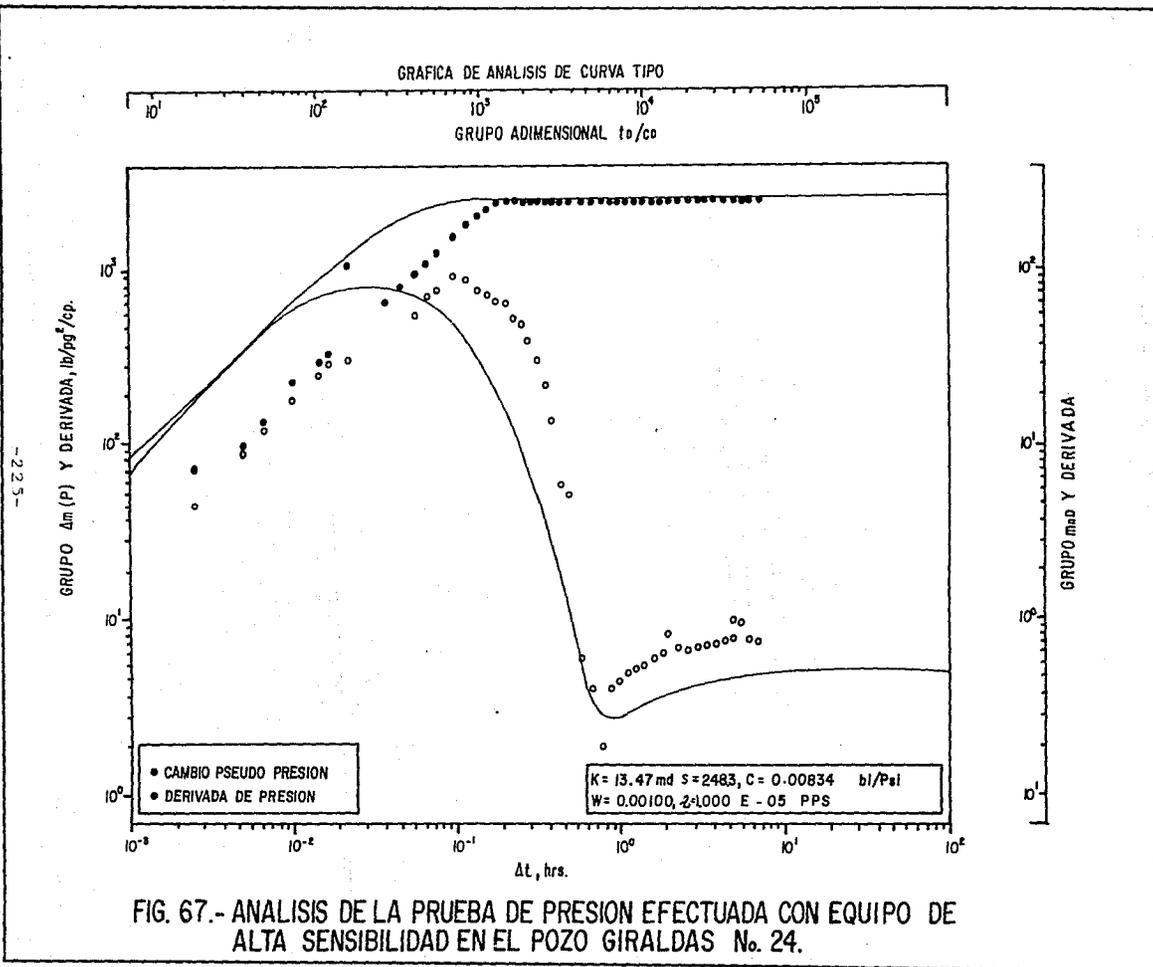


FIG. 67.- ANALISIS DE LA PRUEBA DE PRESION EFECTUADA CON EQUIPO DE ALTA SENSIBILIDAD EN EL POZO GIRALDAS No. 24.

TABLA 25

Análisis de las Pruebas de Presión del Campo Giraldas
Efectuadas con Equipo de Alta Sensibilidad.

Pozo	k (md)	S (adim)	C (bl/psi)	ω	λ
G-2	0.097	-2.28	0.02268	0.00600	3.363×10^{-4}
G-24	13.470	248.3	0.00834	0.00100	1.000×10^{-5}

* A partir de los valores obtenidos de λ y ω , se determinó un valor i_{sp} de porosidad de fractura entre 0.000498 y 0.0001065 y de tamaño de bloque entre 12.3 y 37.2 m.

TABLA 26

Caracterización del Yacimiento Giraldas por Medio
de Pruebas de Presión y de Registros Geofísicos^{142, 159}.

Pozo	Comportamiento de la prueba de Presión	ϕ (fracc.)	Sv (fracc.)	k (md)	Esp. Bruto (cm)	Esp. Neto [*] (cm)
G-2	Doble porosidad	0.07	0.08	7.00	627	282
G-4	Doble porosidad	0.07	0.09	5.40	708	295
G-6	Doble porosidad	0.07	0.22	1.49	703	277
G-8	Homogéneo	0.05	0.13	0.54	381	166
G-11	Matriz compacta Barrera impermeable	0.04	0.12	1.58	419	176
G-12	Homogéneo	0.04	0.10	0.35	691	237
G-14	Doble porosidad	----	----	0.87	606	282
G-16	Homogéneo*	----	----	1.50	628	285
G-22	Homogéneo*	----	----	1.20	646	287
G-24	Doble porosidad	0.09	0.11	3.00	705	200
G-28-B	Homogéneo	0.03	0.10	1.77	563	199
G-31	Homogéneo	0.04	0.08	1.80	461	225
G-32	Homogéneo	0.09	0.10	5.70	630	320
G-34	Homogéneo	0.04	0.12	2.20	586	209
G-36	Matriz compacta	0.07	0.09	0.18	388	165
G-51	Homogéneo	0.03	0.08	0.78	419	211
G-52	Homogéneo	0.05	0.13	4.11	542	245
G-54	Homogéneo	0.06	0.07	3.40	508	282
G-72	Matriz compacta	0.04	0.11	0.50	626	297
G-74	Matriz compacta	0.05	0.12	0.95	359	166
G-119	Homogéneo	0.10	0.08	1.44	501	212
G-139	Matriz compacta	0.08	0.13	1.50	437	207
G-159	Matriz compacta	0.07	0.16	0.18	288	146

* Obtenido de Registros.

** Hasta el contacto gas - agua.

*** Valor estimado por correlación.

64000

66000

68000

90000

92000

SIMBOLOGIA:

- LOCALIZACION
- ☼ POZO PRODUCTOR DE GAS Y COND.
- ⊕ POZO TAPONADO POR IMPRODUCTIVO
- ⊗ POZO TAPONADO POR ACC. MECANICO
- ⊙ POZO INVADIDO POR AGUA SALADA
- ⊕ POZO PRODUCTOR INVADIDO POR AGUA SALADA.

- COMPACTO
- HOMOGENEO
- ▨ DOBLE POROSIDAD

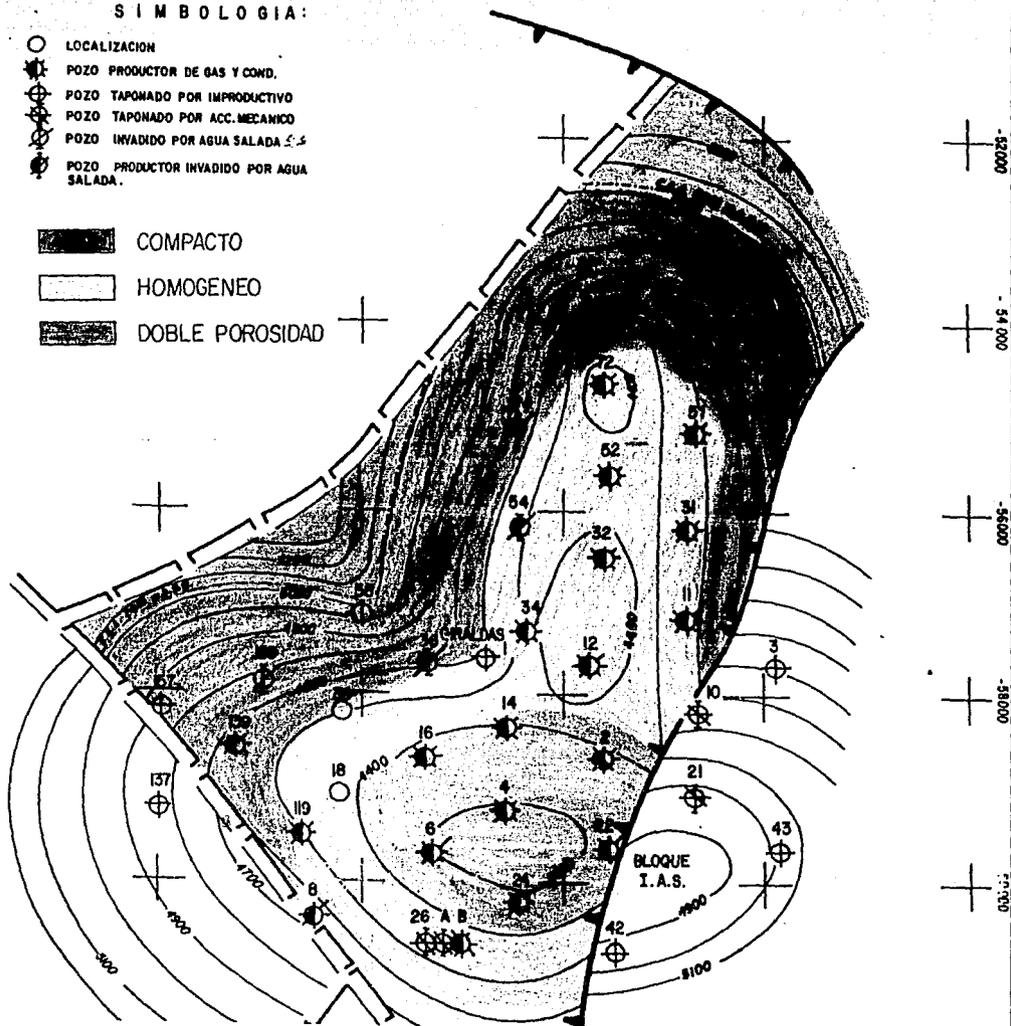


FIG. 68.- DETERMINACION DEL COMPORTAMIENTO DEL MEDIO POROSO EN BASE A LA RESPUESTA DE LAS PRUEBAS DE PRESION O DE LOS REGISTROS GEOFISICOS.

representación esquemática del comportamiento del medio poroso, observándose que hacia los flancos de la estructura se obtiene comportamiento de matriz compacta representado por los pozos G-11, G-36, G-72, G-74 y G-139. Presentan comportamiento homogéneo los pozos G-8, G-12, G-16, G-22, G-26-B, G-31, G-32, G-34, G-51, G-52, G-54, G-119, los pozos que se encuentran en la cima de la estructura tienen efecto de doble porosidad y son los pozos G-2, G-4, G-6, G-14, G-24.

Esta interpretación puede enriquecerse o incluso modificarse una vez que se cuente con el estudio geológico respectivo.

8.3.-Características de los Fluidos.

De los análisis PVT composicionales de los pozos Giralda 2 y 32, se obtuvo que el yacimiento es de gas y condensado y que a condiciones originales de presión y temperatura se encontraba a condiciones de bajosaturación; los valores obtenidos de la presión de rocío para ambos pozos, 454.28 kg/cm^2 a 134.4°C y 464.39 kg/cm^2 a 136.1°C presentan un desviación del 2 % lo cual significa que ambos análisis PVT son representativas de los fluidos del yacimiento. Además como se observa en la tabla 27 la composición original de ambos fluidos tiene una gran similitud; en dicha tabla se presentan algunos parámetros característicos de los fluidos.

Es posible que dado el espesor tan grande del yacimiento (espesor bruto promedio 600 m), existía un gradiente composicional en el yacimiento a las condiciones originales de presión y temperatura; sin embargo no se pudo cuantificar debido a que solo se cuenta con el análisis PVT composicional de los 2 pozos antes señalados. No se pudo evaluar si había una variación de la FGA original con la profundidad, debido a que los pozos se terminaron a intervalos de tiempo diferentes.

El contenido de líquido retrogrado del gas original es muy alto (máx. 23.6 % del vol. de poros), por lo cual dada la naturaleza fracturada del medio poroso, es posible que debido al grado de depresionamiento del yacimiento, exista un drenaje de condensado por gravedad hacia las partes bajas de la estructura, tal como lo demostró Castellans¹⁴⁰. El drenaje gravitacional de condensado puede ser muy eficiente si la formación productora reúne las características siguientes:

- a). -Saturación de líquido retrogrado mayor a la saturación de agua irreducible.
- b). -Alta permeabilidad.
- c). -Roca mojada por agua.
- d). -Saturación de agua congénita apreciable.
- e). -Medio fracturado, la segregación de condensado puede ser apreciable, si el espaciado entre las fracturas están en un rango medio en particular para la formación Watertone entre 20 y 300 m.
- d). -Explotación del yacimiento por agotamiento natural sin entrada de agua.

TABLA 27

Composición Original de los Fluidos del Campo Giraldas.

Componente	Composición Original (% Mol)	
	Giraldas 2 ¹⁵⁸	Giraldas 32 ¹⁶
H ₂ S	0.17	0.14
CO ₂	2.77	2.74
N ₂	1.66	1.64
C ₁	68.54	69.38
C ₂	7.55	7.52
C ₃	3.72	3.74
iC ₄	0.86	0.86
nC ₄	1.65	1.65
iC ₅	0.78	0.75
nC ₅	0.83	0.83
C ₆	1.41	1.00
C ₇₊	10.06	9.75
	<u>100.00</u>	<u>100.00</u>
Presión de rocío (kg/cm ²)	454.28	464.39
Temp. yac. (°C)	134.40	136.10
Peso mol C ₇₊	184.00	190.00
Dens. rel C ₇₊	0.824	0.830
Factor Z del gas	1.260	1.254
Vol. de liq. ret. max. (% Vol. poros)	30.00	28.60
Presión a la cual ocurre la max. cond. retrograda (kg/cm ²)	232.06	210.90

La recuperación de condensado puede reducirse drásticamente si existe entrada de agua al yacimiento a una presión menor a la de rocío como es el caso del campo Giraldas.

8.4. - Descripción del Simulador.

Para hacer el estudio se usó el simulador numérico composicional SIMPCO¹⁵¹. Para emplear este simulador el fluido debe ser previamente caracterizado con el paquete PVT IMPEVETE¹⁵⁰, en la sección 8.4.3, se dan detalles sobre este simulador.

El modelo SIMPCO está integrado por un conjunto de ecuaciones diferenciales parciales que permiten describir el movimiento de fases y de componentes, y un conjunto de ecuaciones termodinámicas no lineales que representan el comportamiento de fases del sistema aceite-gas.

La formación productora se debe discretizar en una malla rectangular la cual es de punto distribuido. El simulador permite efectuar estudios de simulación en 1, 2 o 3 dimensiones, en 1, 2 o 3 fases, permitiendo manejar celdas con espesores variables.

Se utiliza la ecuación de estado de Peng-Robinson para el cálculo de las densidades, volúmenes molares, presiones de burbuja y de rocío de las fases aceite y gas, y para calcular las fugacidades para cada uno de los componentes.

La densidad, volumen molar, viscosidad y presión de saturación para cada fase, se tratan como funciones de la presión, temperatura y composición. La viscosidad de las fases aceite y gas se calculan con una correlación tipo Stiel-Thodos.

A cada nodo de la malla se le puede asociar un pozo productor de aceite y/o gas, o un inyector de agua, lo cual hace posible que se pueda manejar la entrada de agua mediante pozos ficticios. En la frontera del yacimiento se considera que no existe flujo.

El esquema iterativo que se usa para resolver el sistema de ecuaciones simultáneas es una variante del Newton-Raphson en el que se reduce a un mínimo de variables sobre las que se itera.

La permeabilidad relativa a las 3 fases se calcula con el modelo de Stone, la cual se obtiene a partir de las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas agua-aceite y gas-aceite proporcionadas por el usuario y ajustadas por polinomios cúbicos (Spline).

Es posible usar el simulador SIMPCO para efectuar estudios de yacimientos de aceite negro, volátil o de gas y condensado, y predecir el comportamiento del yacimiento por agotamiento natural, inyección de agua, gas seco, gas húmedo, CO₂, N₂.

Con el modelo se puede simular una batería superficial de separación, de 1 a 5 etapas, en la que cada pozo se puede manejar independientemente o simular que todos los pozos fluyen conjuntamente a la batería.

8.4.1.-Tipo y Tamaño de Malla.

Se seleccionó una malla rectangular con 10 celdas de 100 m en la dirección X , 10 celdas en la dirección Y con espaciamiento de 400 m y se seleccionaron 4 capas en la dirección Z para representar la zona productora con espesores entre 30 y 250 m; el acuífero quedo representado por una capa de 100 m de espesor constante. En la figura 59 se presenta la malla usada para discretizar el yacimiento y la posición de los pozos productores, los cuales son G-11, G-32, y G-54. En la cima de la estructura se seleccionaron las capas de mayor espesor para cubrir todo el intervalo productor del pozo G-32 , el cual se encuentra produciendo en agujero descubierto en el intervalo 4436-4640 m.b.m.r. (int. abierto 204 m.), debido a que el simulador solo acepta que el pozo este terminado en una sola capa.

8.4.2.-Representación Geológica.

De la revision de los registros geofísicos para correlacionar geológicamente la formación productora, se observó que dentro de esta se encuentran capas de Lutita y Rentonita las cuales no actuan como sellos.

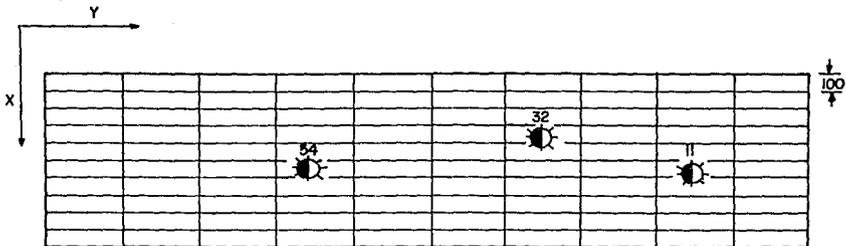
El yacimiento se correlaciono en 4 capas de acuerdo a la interpretación de los registros geofísicos, observándose: 1) que la capa que se ubica en la cima productora está intensamente fracturada; 2) la segunda capa presenta buena porosidad primaria por lo cual se considero como de comportamiento homogéneo y se presenta en la mayor parte de la estructura; 3) la tercera capa se presenta como fracturada y se presenta en los pozos de la cima de la estructura, 4) finalmente la cuarta se presenta como compacta y cubre la parte baja del yacimiento.

El acuífero quedo representado por la quinta capa y se pretende que quedara asociado a una zona de baja permeabilidad para restringir la entrada de agua al yacimiento y poder representar el empuje parcial de agua en la formación productora.

8.4.3.-Caracterización del Fluido Simulador IMPEVETE.

La caracterización del fluido se efectuó con el simulador IMPEVETE¹⁵⁰, este es un simulador composicional el cual usa la ecuación de estado de Peng-Robinson para simular el comportamiento de fases de mezclas multicomponentes, naturales o sintéticas, de hidrocarburos y contaminantes a condiciones de yacimiento, y permite reproducir el comportamiento de fase en una batería de o las pruebas PVT de laboratorio más comunes .

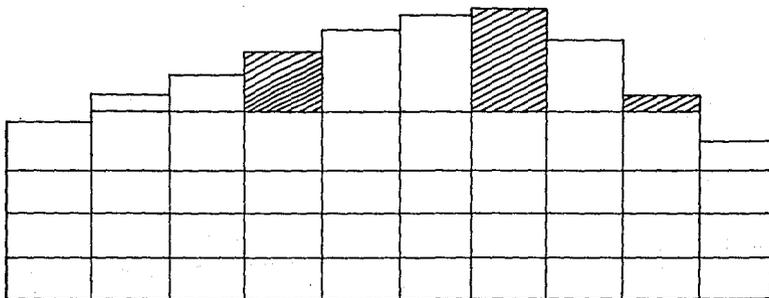
El simulador IMPEVETE calcula el equilibrio de fases para todos los componentes considerando que la fugacidad de un componente en una fase sea igual a la fugacidad del componente en la otra fase. Las fugacidades se calculan mediante las ecuaciones derivadas de conceptos termodinámicos de fugacidad y con la ecuación de estado de Peng-Robinson; con esta ecuación se determina el factor de



→ 400 ←

SECCION AREAL

ESC.: 1:25
ACOT. Mts.



SECCION TRANSVERSAL

ESC. VERT. 1:100
ESC. HOR. 1:25

FIG. 69.- MALLA UTILIZADA PARA DISCRETIZAR LA SECCION DEL CAMPO GIRALDAS USADA PARA LA SIMULACION.

compresibilidad que permite determinar la densidad de las fases. Se genera un conjunto de ecuaciones simultaneas no lineales, con las ecuaciones que representan los balances de masa por fase y por componente, las ecuaciones de las fugacidades de los componentes y las ecuaciones que expresan la condición de equilibrio; de tal manera que el sistema generado se resuelve mediante una iteración tipo de Newton-Raphson en que se reduce a un mínimo las variables de iteración. Con el simulador se puede obtener lo siguiente:

- 1). -Presión de burbuja o de rocío.
- 2). -Separación diferencial a volumen constante.
- 3). -Separación diferencial convencional.
- 4). -Agotamiento a composición constante.
- 5). -La envolvente de fase completa.
- 6). -Separación flash en superficie en varias etapas.
- 7). -Los coeficientes para una correlación tipo Stiel-Thodos ajustándola a datos de laboratorio.
- 8). -Densidad de una mezcla de hidrocarburos ya sea en fase líquida o gaseosa a una presión y temperatura dada.

La caracterización del fluido se efectuó por parte del personal de la división de yacimientos del I.M.P.¹⁰². Esto se consiguió reproduciendo la curva de rocío retrógrado y la presión de rocío con razonable exactitud, moviendo adecuadamente los valores de las constantes de interacción binaria. La presión de rocío calculada con el simulador fue de 464.39 kg/cm², la cual es semejante a la obtenida en el análisis PVT (466.06 kg/cm²). La densidad, la viscosidad y el peso molecular de la mezcla original a las condiciones iniciales de presión y temperatura fueron: 0.4477 gr/cm³, 0.0736 cp., 38.9636 (gr/gr-mol) respectivamente. En las figuras 70 y 71 se presentan respectivamente la comparación entre la curva de rocío retrógrada y la densidad de la fase gaseosa obtenidos con el simulador PVT y los datos obtenidos del laboratorio.

El fluido fue caracterizado con 10 componentes puros y 3 pseudocomponentes, en la tabla 28 se presenta la composición, presión crítica, temperatura crítica y el factor ascéntrico, los cuales fueron suministrados al simulador SIMPCO para efectuar la predicción.

3.4.4.-Representación de la Roca.

A partir de la caracterización efectuada se asignaron valores de porosidad (fracc.), saturación de agua (fracc.) y permeabilidad (md) a cada nodo de la malla, los valores asignados están en el rango de 0.04 a 0.09, 1.58 a 5.70 y 0.07 a 0.13 para la porosidad, permeabilidad y saturación de agua respectivamente.

Las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas aceite-gas y gas-aceite fueron proporcionados por personal de la división de yacimientos del I.M.P.¹⁰², el valor de la saturación crítica de agua se fijó en 0.253, la saturación residual del

TABLA 28

Resultados de la Caracterización del fluido del Campo Girdas.

Componente	Composición (fracc. mol)	Presión Crítica (kg/cm ²)	Temp. Crítica (°K)	Factor Asentríco (adim.)
H ₂ S	0.0014	91.82	373.54	0.100
CO ₂	0.0274	75.27	304.15	0.231
N ₂	0.0184	34.86	126.26	0.045
C ₁	0.6938	46.95	190.58	0.010
C ₂	0.0752	49.76	305.42	0.099
C ₃	0.0374	43.33	369.82	0.152
iC ₄	0.0086	37.20	408.14	0.185
nC ₄	0.0165	38.72	425.18	0.201
iC ₅	0.0075	34.48	460.43	0.222
nC ₅	0.0083	34.35	469.65	0.254
C ₇ +A	0.0357	29.70	525.77	0.407
C ₇ +B	0.0305	24.48	589.47	0.513
C ₇ +C	0.0140	18.93	651.02	0.664
C ₇ +D	0.0099	15.39	695.73	0.793
C ₇ +E	0.0174	12.54	851.84	0.901
	1.0000			

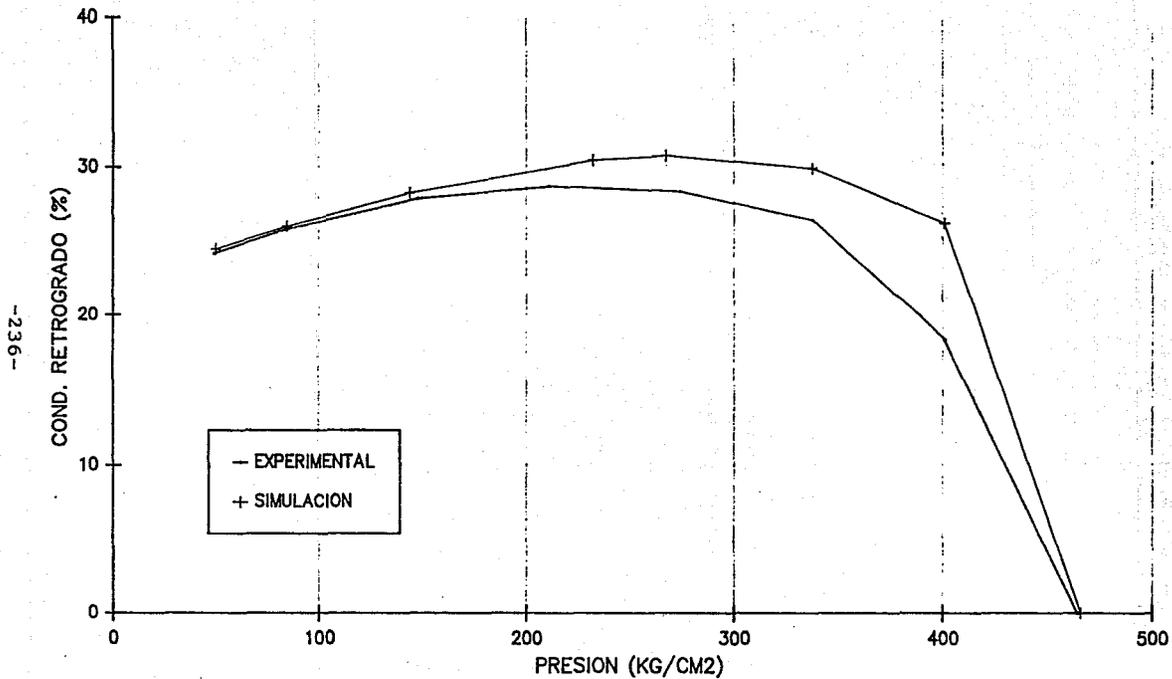


FIG 70.-CARACTERIZACION DEL FLUIDO DEL CAMPO GIRALDAS.

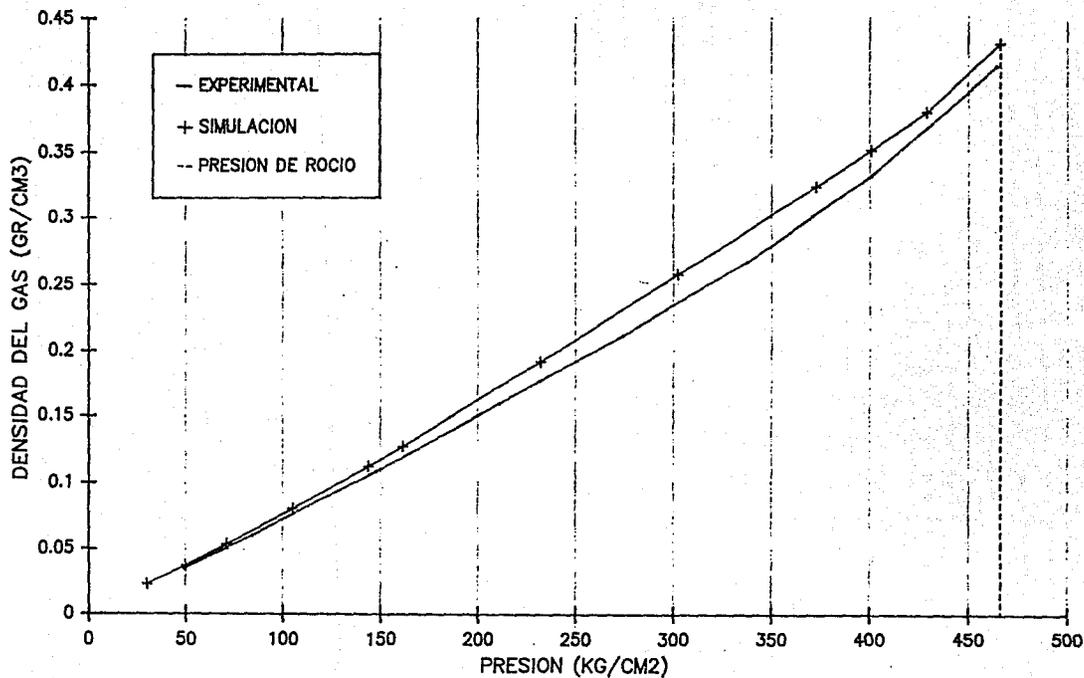


FIG 71.-CARACTERIZACION DEL FLUIDO DEL CAMPO GIRALDAS.

agua en el sistema agua-aceite quedó en 0.151, la saturación crítica del gas para el sistema agua-aceite fué de 0.05 y la saturación residual del aceite en el sistema gas-aceite se fijó en 0.22.

El simulador utilizado no considera medio fracturado, por lo cual la porosidad asignada a cada celda de la malla representa condiciones de medio continuo, esto significa que el simulador no representa adecuadamente el fenómeno de flujo entre el sistema matriz - fractura, sin embargo los resultados obtenidos pueden ser representativos del medio si se consigue un buen ajuste de la historia de producción del campo variando los parámetros del yacimiento adecuadamente¹⁰⁵. No hay que olvidar que un modelo de doble porosidad requiere de información altamente sofisticada, la cual en ocasiones es difícil de obtener, pudiendo que no se consiga obtener la predicción del campo con la exactitud requerida.

8.4.5.-Ajuste de la Historia Simulador SIMPCO.

El ajuste de la historia del yacimiento, se efectuó mediante la ayuda de un sistema experto¹⁰⁵; este se usó para efectuar solamente la parte del ajuste que se conoce como global (mas adelante se explicarán las etapas de ajuste) debido a que fué construido para yacimientos de aceite y por lo tanto no se puede usar totalmente para efectuar ajustes en yacimientos de gas y condensado.

El sistema experto es un programa de computadora en lenguaje simbólico de programación LISP, el cual posee los conocimientos suministrados por un grupo de expertos en ajuste de historia de yacimientos, los cuales quedaron representados dentro de la computadora mediante ciertos formalismos de representación de conocimientos, que permite el ambiente de ingeniería de conocimientos KEE, el cual es una herramienta con recursos especialmente diseñados para la construcción de sistemas expertos. Se deben proporcionar a este, las variables que representan la historia real del comportamiento del yacimiento, por ejemplo presión, gasto de aceite, PGA, flujo fraccional de agua, y las mismas variables obtenidas con el simulador, el sistema comparará las variables reales con las simuladas y recomienda los parámetros del yacimiento tales como porosidad, compresibilidad total, permeabilidad absoluta y las curvas de permeabilidad relativa para los sistemas agua-aceite, aceite-gas y gas-agua, que deben ajustarse y dentro de que rango para no salirse del rango físico de solución. Si la comparación entre la variable real y la simulada no cae dentro de una tolerancia especificada, se debe efectuar otra corrida del simulador con los parámetros recomendados, y comparar nuevamente la simulación con la historia real; este procedimiento se continúa hasta obtener el ajuste óptimo.

El procedimiento de ajuste consta de 3 pasos;

- a). -Ajuste global.-El yacimiento es tratado como si fuera un bloque.
- b). -Ajuste por zonas.-El yacimiento es subdividido por zonas a las que se les ajusta su historia.

c). -Ajuste por pozos. -Etapa final en el cual el comportamiento individual del pozo es ajustado.

La zona de estudio del campo Giraldas comprende los pozos G-11, G-32 y G-54; estos pozos entraron a producción a diferentes tiempos como se muestra en la tabla 29. En esta, se observa que las presiones iniciales al plano de referencia de estos pozos, son mucho menores a la presión inicial del pozo Giraldas 2 (955 kg/cm²), el cual fué el primer pozo productor del yacimiento, indicando una buena transmisibilidad del área estudiada.

Una vez que se suministró toda la información requerida por el simulador, se efectuaron varias corridas preliminares para verificar los resultados obtenidos, y comprobar que el yacimiento se encontraba en equilibrio y todos los parámetros suministrados dentro del rango correcto.

Debido a los altos gastos de producción de los pozos, fué necesario efectuar pasos de tiempo de corta duración (30 días) al inicio de la simulación; reduciéndose a valores del orden de 10 días cuando los pozos alcanzaron la presión de rocío, ya que a este nivel de presión se presentaban problemas de convergencia. A presiones debajo de la de rocío se usaron pasos de tiempo del orden de 2 meses.

Se observó que los fluidos de este campo son muy sensibles a las condiciones de separación, por lo cual se tuvo particular interés en proporcionar al simulador las condiciones reales de separación en el campo, las cuales constan de 4 etapas:

P _{s1} = 78 kg/cm ²	T _{s1} = 57°C
P _{s2} = 51 kg/cm ²	T _{s2} = 45°C
P _{s3} = 7 kg/cm ²	T _{s3} = 40°C
P _{s4} = 0 Kg/cm ²	T _{s4} = 30°C

La RGA original obtenida con el simulador fué de 801 m³/m³, lo cual indica que este valor estaba debidamente caracterizado, ya que la RGA original promedio era de 850 m³/m³.

Una vez satisfecha la etapa preliminar de la simulación, se procedió a iniciar el ajuste de la historia con el sistema experto, para lo cual se procedió primeramente a ajustar la presión media del área estudiada, lo cual se efectuó ensayando con varios valores de porosidad recomendados por el sistema experto hasta obtener el ajuste deseado. En la figura 7E se presenta la comparación de la presión medida con la simulada, observándose un buen ajuste. Se le otorgó mayor grado de confiabilidad al ajuste de la historia de presión, ya que este dato se conoce con mayor precisión.

El ajuste de la historia de presión se efectuó hasta febrero de 1985; es recomendable que la inyección se inicie antes de alcanzar la presión de rocío; sin embargo si la presión del yacimiento no está muy por debajo de la de rocío, se puede pensar en la posibilidad de inyectar agua. En este yacimiento la presión de rocío se alcanzó aproximadamente en diciembre de 1981.

TABLA 29

Datos Generales de los Pozos de la Sección de Estudio del Campo Giraldas.

Pozo	Intervalo Productor (m. b. m. r.)	Fecha Inicio Prod.	Q _c (Bl/D)	Q _g (10 ³ p ³ ce/D) (Inici ³ al ³)	RGA (cm ³ /m ³)	P ⁻ *
G-11	4700-4720 4653-4685	16/X/81 17/II/83	2516 1465	11.816 6.177	799 751	463.4
G-32	4435-4640	29/I/80	3410	15.661	818	533.6
G-54	4555-4590	20/IX/81	2377	12.011	900	475.9

* Tomada al plano de referencia 4627 m. b. n. m.

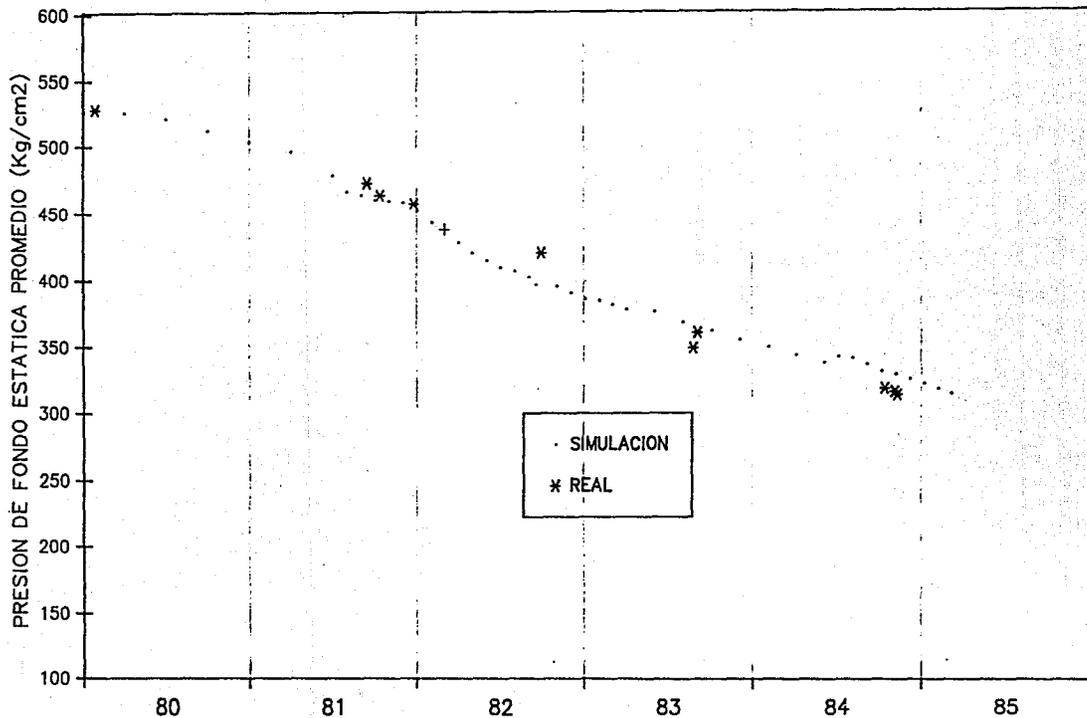


FIGURA Nº 72- AJUSTE DE LA HISTORIA DE PRESION DE LA ZONA DE ESTUDIO DEL CAMPO GIRALDAS USANDO EL SIMULADOR SIMPCO.

La figura 73 presenta la comparación del ajuste global de G_p , N_p , Q_o , y Q_g de la zona estudiada con el comportamiento real del yacimiento. Se observa que la presión de rocío se alcanzó un poco antes en el simulador.

No se efectuó el ajuste por zonas y por pozo con la ayuda del sistema experto por dos razones:

- a). -El sistema experto se diseñó para efectuar ajustes en yacimientos de aceite.
- b). -El sistema experto pide información de un grupo de pozos para el ajuste por zonas, y el área en estudio solo maneja un pozo por zona.

Una vez efectuado el ajuste global del yacimiento se procedió a efectuar el ajuste por pozo, para lo cual se cambiaron adecuadamente los valores de permeabilidad relativa para los sistemas agua-aceite y gas-aceite, así como la permeabilidad absoluta^{1,52}. Durante el proceso de ajuste se observó que la saturación de condensado en la zona del pozo es del orden del 28 % del volumen poroso, lo que limita grandemente la productividad del gas a presiones menores a la de rocío.

En las figuras 74, 75 y 76 se presentan la comparación entre la presión media P y P_{GA} obtenidas con el simulador y la historia real para cada pozo del área estudiada. Se observa un buen ajuste en la historia de presión real y simulada para los pozos G-32 y G-54, sin embargo no fue posible ajustar completamente la historia del pozo G-11, debido a que este presenta un comportamiento diferente a los otros dos pozos, ya que como se observa en la figura 68 se encuentra en zona de matriz compacta.

La producción de agua durante la etapa de ajuste para los pozos fue la siguiente:

	Fecha Inicio Prod. Agua	F_v^* (%)	Salinidad* (p.p.m.)
G-11	Sept. 82	0.4	3000
G-32	May. 82	0.2	6000
G-54	Sept. 82	0.3	4000

* Valores promedio durante el ajuste.

Estos valores no se trataron de reproducir durante la etapa de ajuste, debido a que como se observa los valores de salinidad son muy bajos (agua dulce), lo cual significa que el agua no está fluyendo en el yacimiento, sino que en este, se encontraba como vapor de agua disuelta en el gas^{20,65}. Dado que el parámetro de ajuste de producción fue el gasto de aceite no se pudo adicionar el agua producida al gas como volumen gaseoso equivalente para efectuar el ajuste. Actualmente no existe ningún simulador comercial que pueda reproducir este fenómeno.

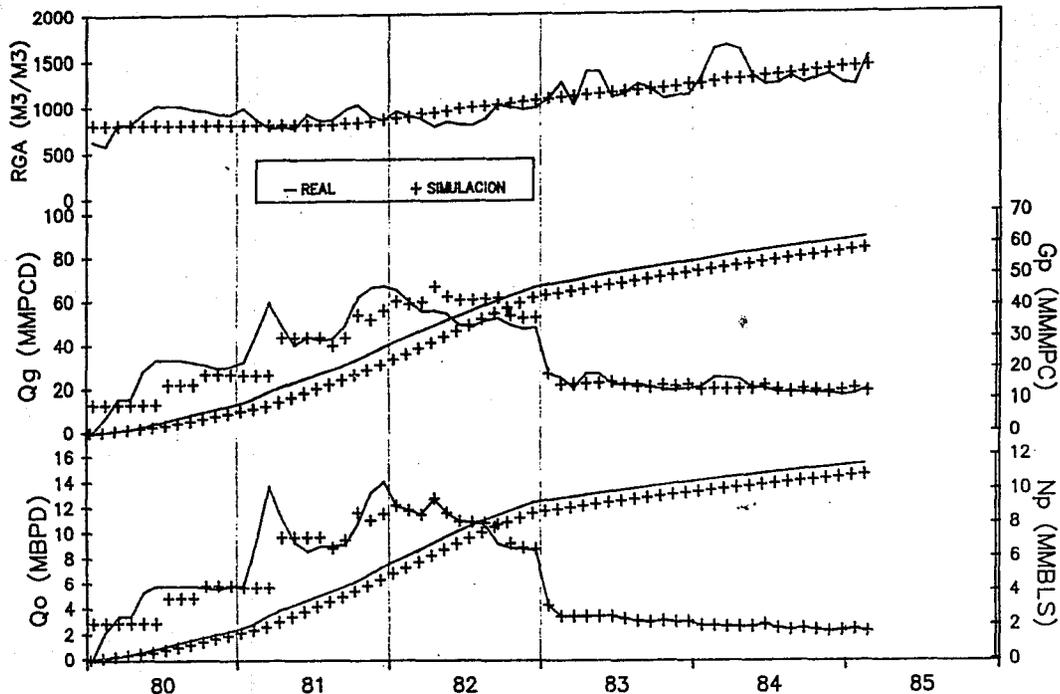


FIGURA N° 73- AJUSTE DE LA HISTORIA DE LA ZONA DE ESTUDIO DEL CAMPO GIRALDAS USANDO EL SIMULADOR SIMPCO.

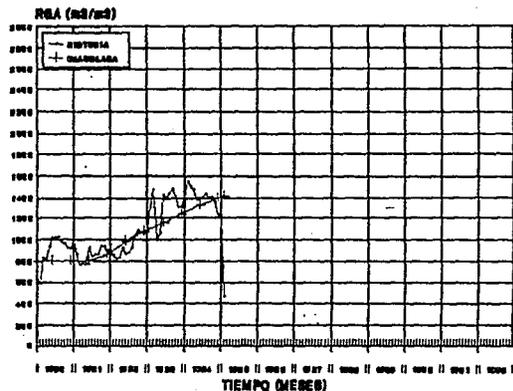
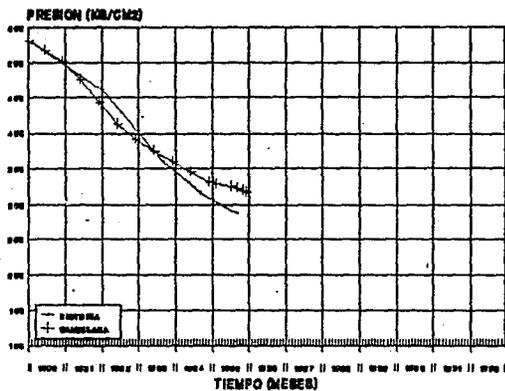


FIGURA 74.- AJUSTE DE LA PRESION Y DE LA RGA POZO G-32, SIMULADOR SIMPCO.

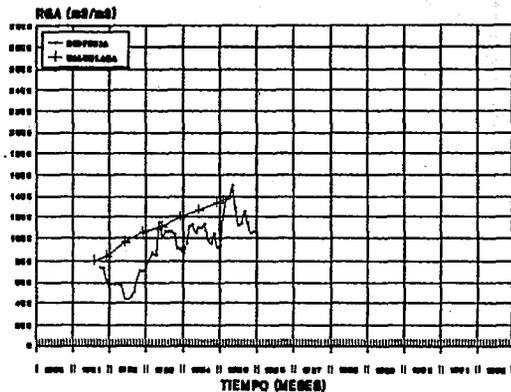
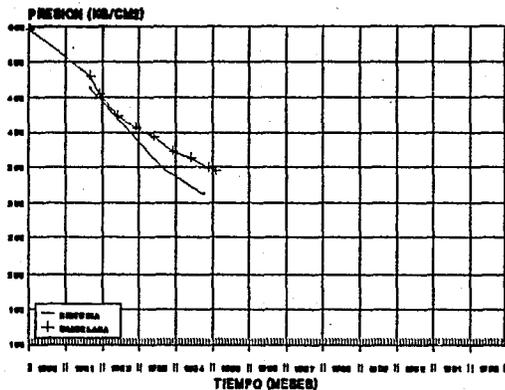


FIGURA 75.- AJUSTE DE LA PRESION Y DE LA RGA POZO G-11, SIMULADOR SIMPCO.

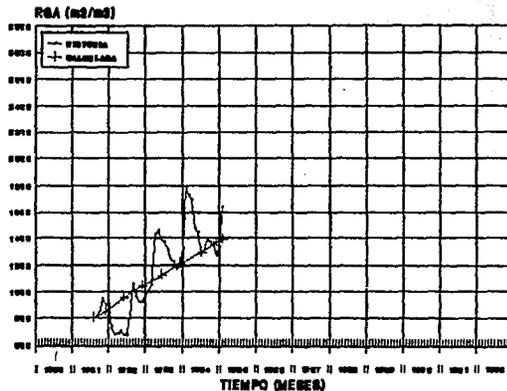
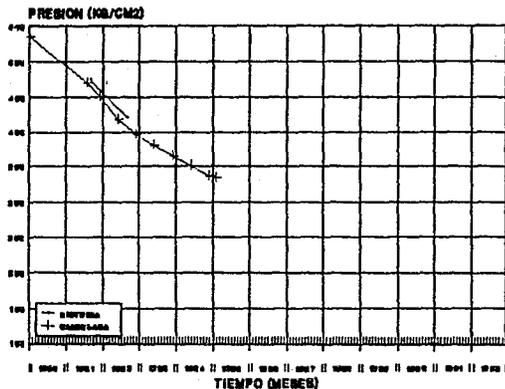


FIGURA 76.- AJUSTE DE LA PRESION Y DE LA RGA POZO G-54, SIMULADOR SIMPCO.

Los yacimientos de gas y condensado de la zona Chiapas-Tabasco se encuentran a altas temperaturas, lo cual significa que los hidrocarburos de estos yacimientos contienen una cierta cantidad de vapor de agua disuelta a condiciones iniciales de presión y temperatura y a medida que la presión del yacimiento decrece, el contenido de vapor de agua en equilibrio con el gas se incrementa debido a la vaporización del agua contenida en los poros de la roca que está en contacto con el gas. Esto ocasiona que se incremente la saturación de vapor de agua y se reduzca el volumen hidrocarburos en el yacimiento. La vaporización de agua del yacimiento así como inclusive la liberación del gas disuelto en el agua de formación y del acuífero representan una fuente de energía adicional, la cual tendrá un impacto positivo en la eficiencia de recuperación total¹⁰⁸.

En un estudio de laboratorio para determinar el comportamiento de fase, agua de formación-gas y condensado¹⁰⁸ en el campo Arun el cual está a una profundidad de 3048 m y que tenía una presión inicial de 499 kg/cm^2 y 177°C de temperatura, se encontró que el contenido de vapor de agua en la fase gaseosa se incrementó desde 4.08 % mol a una presión de 499 kg/cm^2 , a 25.13 % mol para una presión de 42.19 kg/cm^2 .

Se ha encontrado¹⁰⁷ que los efectos causados por la vaporización del agua congénita, a medida que declina la presión del yacimiento, son más significativos en los yacimientos con altas temperaturas y afectan sensiblemente la estimación de los volúmenes originales de gas y, consecuentemente las reservas, además pueden ocasionar que se obtenga una identificación incorrecta del mecanismo de empuje predominante en el yacimiento.

A medida que la temperatura del yacimiento se incrementa la cantidad de vapor de agua presente en el gas hidrocarburo es más apreciable, por ejemplo a una presión de 422 kg/cm^2 y 177°C para un gas (ref. 187) con una densidad relativa de 0.8, el contenido de vapor de agua medido experimentalmente fué de 4 % mol. Para este mismo gas el contenido de vapor de agua en la fase gaseosa se incrementó hasta 13 % mol para una presión de 70 kg/cm^2 .

La fracción de vapor de agua contenida en un gas hidrocarburo puede ser medida experimentalmente, determinada a partir de una ecuación de estado o bien evaluada mediante correlaciones. Es muy importante evaluar el contenido de vapor de agua que puede condensarse en las instalaciones superficiales de producción ya que esta debe descontarse del agua producida del acuífero, ya que en caso contrario se tendrá una evaluación errónea del tipo de acuífero asociado al yacimiento.

Es necesario que cuando se efectue la simulación completa del yacimiento Giraldas, se determine a partir de correlaciones la variación del contenido de vapor de agua disuelta en el gas hidrocarburo a medida que baja la presión del yacimiento, ya que este valor no fué medido en su oportunidad en el laboratorio, el cual debe ser restado del agua producida para poder obtener solamente el agua proveniente del acuífero, y así poder obtener una estimación de la magnitud de agua con más certeza. Es evidente que el efecto de evaporación del agua, así como la condensación retrógrada causan una deformación de la

gráfica P/Z contra \bar{G}_p , por lo cual se sugiere que se aplique el método de Humphreys¹⁵⁷ para obtener un valor más exacto del volumen de original de hidrocarburos.

En yacimientos con presión anormal, la aplicación del método P/Z contra \bar{G}_p puede conducir a resultados erróneos del volumen original de hidrocarburos, por lo cual dicha gráfica debe ser corregida tomando en cuenta la compresibilidad de la roca y del agua de la manera sugerida por Ramagost¹⁷⁰.

Un yacimiento con presión normal tendrá un gradiente inicial de presión entre 0.43 y 0.50 lb/pg²/pie; yacimientos con gradiente mayor a este rango se consideran con presión anormal, para los cuales es necesario tomar en cuenta cambios en la compresibilidad de la roca con respecto a la presión media del yacimiento¹⁶⁷.

El campo Giralaldas tiene un gradiente de 0.53 psi/pie y este valor es mayor al límite de 0.5 psi/pie, por lo cual se puede clasificar como un yacimiento con presión anormal, lo que obliga a tomar en cuenta la variación de la compresibilidad de la roca con la presión. Este dato junto con el efecto de evaporación del agua y la condensación retrograda deben ser evaluados para corregir la gráfica P/Z contra \bar{G}_p y así obtener un valor confiable del volumen original de hidrocarburos. Además deben ser tomados en cuenta al efectuar la simulación integral del campo.

No se consiguió obtener un mejor ajuste de la historia de presión con el simulador SIMPCO por las siguientes razones:

- a). -El simulador no maneja diferentes regiones petrofísicas, para poder simular adecuadamente el comportamiento del pozo G-11.
- b). -No se considera variable la compresibilidad de la roca, y como se observó anteriormente, el campo presenta un gradiente de presión anormal, por lo cual considerando como variable la compresibilidad de la roca puede mejorar la calidad del ajuste.
- c). -No es posible tomar el gasto de gas como parámetro de ajuste, por lo cual no se pudo agregar el agua producida al gas como volumen gaseoso equivalente.
- d). -No se considera medio fracturado.

8.4.6.-Descripción del Simulador COMP4.

En vista de la disponibilidad del simulador COMP4¹⁷², se optó por transformar el paquete de datos utilizado con el simulador SIMPCO para ajustar la sección en estudio del campo Giralaldas al simulador COMP4, con la finalidad de efectuar la predicción por comportamiento primario, así como efectuar la simulación de la inyección de agua.

Para esto primeramente se caracterizó el fluido usando el simulador SSIPTV¹⁷¹ usando el análisis PVT composicional del pozo G-32.

El paquete SSIPTV es un programa que permite simular pruebas PVT o ajustar el análisis PVT completo obtenido en el laboratorio

por medio de las 4 ecuaciones de estado más comunes : Redlich Kwong, Soave Redlich-Kwong, Zudkevitch-Joffe Redlich-Kwong y Peng-Robinson.

Tiene implementada la técnica de regresión no lineal la cual permite la determinación de los parámetros de la ecuación de estado, los cuales representan el mejor ajuste entre los datos de pruebas de laboratorio y lo calculado con el modelo. Los parámetros de la ecuación de estado determinados por regresión, se usan en modelos de simulación composicional de yacimientos.

El programa permite extender la fracción del componente más pesado (por ejemplo C7+) de la composición reportada del laboratorio, en un número especificado por el usuario de una manera automática¹⁷¹, esta característica es particularmente útil en el caso de fluidos de aceite volátil o gas y condensado. Con este programa se puede agrupar el número de componentes original en pseudocomponentes, lo que es muy importante en la simulación composicional, por que existe una relación directa entre el tiempo de cómputo y el número de componentes usados en la simulación. El comportamiento de la ecuación de estado con el sistema agrupado debe ser muy cercano al comportamiento de la ecuación de estado obtenido con la ecuación original.

Se pueden simular las siguientes pruebas de laboratorio :

- 1.-Cálculo de la presión de saturación.
- 2.-Determinación de la densidad y viscosidad.
- 3.-Cálculos de expansión Flash.
 - a).- Composición constante.
 - b).- Expansión diferencial convencional.
 - c).- Expansión diferencial a volumen constante.
- 4.-Cálculo flash en superficie (baterías de separación).
- 5.-Cálculo de pruebas de contacto múltiple.
 - a).-Diferencial.
 - b).-Volumen constante.

La caracterización del fluido del pozo G-32 con el paquete SSIPVT, se consiguió reproduciendo el experimento de expansión a composición constante, a volumen constante y la separación flash en superficie bajo 4 etapas de separación en superficie.

Se extendió en 2 pseudocomponentes la fracción C7+ de la composición original (tabla 27) y posteriormente se agrupó en 5 pseudocomponentes de la siguiente forma : N2-C1, H2S-CO2-C2, C3-C4, C5-C6, F7-F8.

La regresión se realizó utilizando las 5 variables estándar de regresión α_1 y α_6 del pseudocomponente 1 y del 5 y los coeficientes de interacción binaria de los pseudocomponentes 1 y 5. Los datos de regresión fueron: a) la presión de saturación, densidad del gas a la presión de saturación y el volumen relativo, obtenidos del experimento de expansión a composición constante; b) el volumen de gas producido acumulado, la saturación de líquido (% V.P.), y el factor Z del gas obtenidos del experimento a volumen constante; c) del experimento de separación flash en superficie, se usaron como datos de regresión la relación gas-aceite total y la densidad relativa del líquido obtenidos en tanque.

La función objetivo obtenida de la regresión no lineal fué de 0.9384. Los resultados básicos obtenidos con el simulador PVT son :

	Experimental	Calculada
Presión de rocío (lb/pg ²)	6619.7000	6619.6999
Densidad del gas a Pr (lb/p ³)	25.7100	25.7100
Factor Z del gas	1.2540	1.2620
Peso molecular del gas a Pr (lb·lb-mol)	38.6000	38.7400
Viscosidad (cp)	0.0618	0.0581
Relación gas-aceite total (p ³ /Bl)	4790	4790
Densidad del condensado en tanque (gr/cm ³)	0.8076	0.7961

En la tabla 30 se presenta la presión crítica, temperatura crítica, peso molecular, Ω_a , Ω_b , factor Z crítico, el factor aséncrico así como los coeficientes de interacción binaria los cuales se utilizaron para alimentar el simulador COMP4.

Las figuras 77 y 78 muestran respectivamente la comparación entre la curva de rocío retrógrada y la densidad de la fase gaseosa obtenidos con el simulador SSIPTV y los datos obtenidos del laboratorio.

El simulador COMP4 es totalmente composicional, este puede utilizar a través de la ecuación generalizada de Martin cualquiera de las ecuaciones de estado de : Redlich Kwong, Soave-Redlich Kwong, Zudkevitch -Joffe Redlich Kwong y Peng Robinson, para representar el equilibrio de fase gas-aceite y las densidades de cada fase hidrocarburo. Los parámetros de la ecuación de estado usada en la simulación se obtienen usando el programa SSIPTV el cual está basado en la regresión no lineal.

El modelo es capaz de simular flujo en 1,2 y 3 dimensiones en coordenadas cartesianas o cilíndricas. La ley de Darcy modificada por permeabilidad relativa y presión capilar representa las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. Se incluyen los efectos de la tensión interfacial sobre la presión capilar. Con el modelo se puede simular agotamiento natural, inyección de agua, inyección de gas e inyección de gas enriquecido/solvente en yacimientos que cubren el rango de aceite negro a aceite volátil cercano al punto crítico y desde gas y condensado rico a gas y condensado pobre. Las aplicaciones pueden incluir simulación de experimentos de laboratorio estudios de comportamiento de un solo pozo en coordenadas cilíndricas y cartesianas, secciones transversales y estudios a escala de campo en 3 dimensiones.

El modelo también permite la simulación de yacimientos de doble porosidad, para lo cual se utiliza una formulación de transferencia matriz fractura la cual incluye difusión matriz-fractura. La difusión se calcula entre matriz y fractura en una sola celda de la malla, pero no se calcula entre celdas de la malla. También es posible calcular los gastos de difusión entre matriz y fractura para

TABLA 30
Caracterización del Fluido del pozo Girdaldas 32
con el Simulador SSIPVT.

Pseudo Comp.	Pc (psia)	Tc (°F)	Peso mol. (lb/lb-mol)	Ω_a	Ω_b	Zcrit	Fact. Asc.
PC1	668.9	341.5	16.32	0.5627	0.0873	0.2897	0.0087
PC2	812.7	551.3	33.80	0.4540	0.0805	0.2826	0.1315
PC3	590.6	706.3	49.72	0.4596	0.0783	0.2755	0.1685
PC4	470.3	872.5	77.58	0.4600	0.0781	0.2620	0.2684
PC5	324.5	1260.9	190.0	0.3539	0.0799	0.2314	0.5012

Coefficientes de interacción binaria (I,J)

	PC1	PC2	PC3	PC4	PC5
PC1	0.000000	0.004279	-0.002474	0.0011055	0.315448
PC2	0.004279	0.000000	0.002416	0.0127090	0.012709
PC3	-0.002474	0.002416	0.000000	0.0029160	0.002916
PC4	0.011055	0.012709	0.002916	0.0000000	0.000000
PC5	0.315448	0.012709	0.002916	0.0000000	0.000000

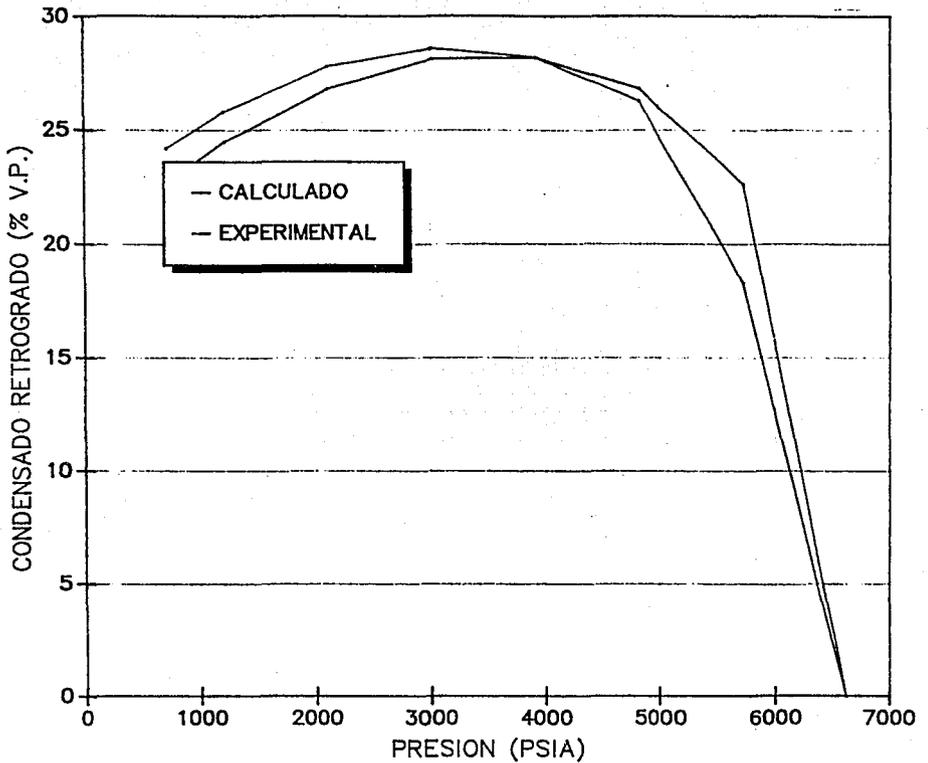


FIG. 77.—CARACTERIZACION DEL FLUIDO CON EL SIMULADOR SSIPVT
POZO GIRALDAS 32

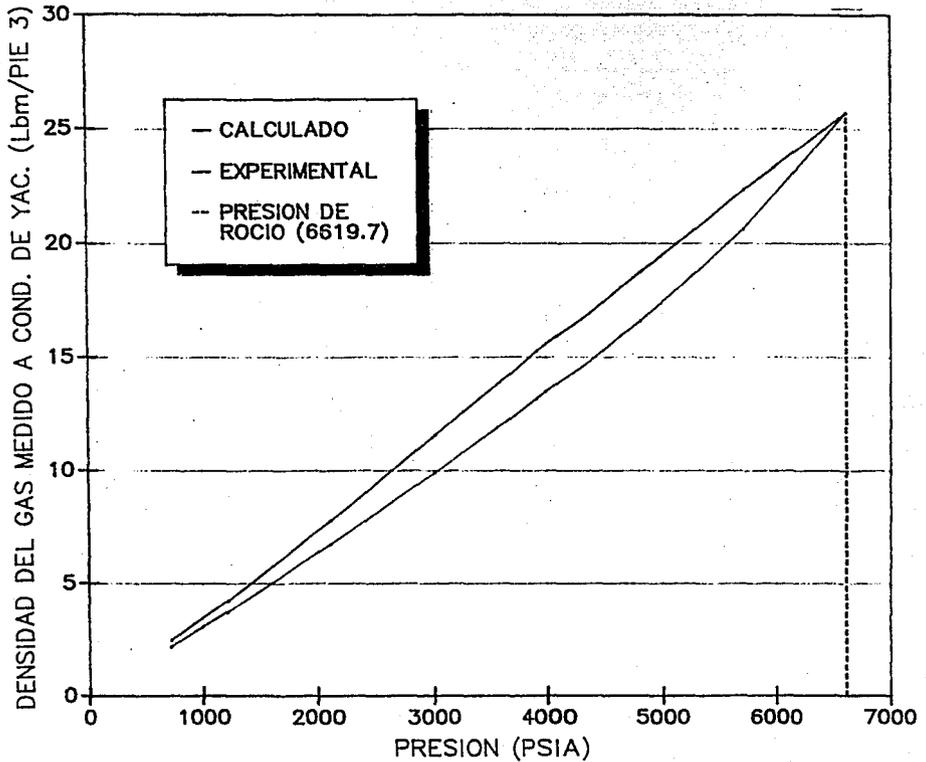


FIG. 78.- CARACTERIZACION DEL FLUIDO CON EL SIMULADOR SSI PVT POZO GIRALDAS 32

sistemas gas-gas y liquido-gas. El método incluye ecuaciones para calcular los coeficientes de difusión para cada componente desde el grupo estático de variables (temperatura del yacimiento pesos mol., y propiedades críticas), y el grupo dinámico : presiones, y composiciones.

8.4.7.-Ajuste de la Historia con el Simulador COMP4.

Como ya se menciona anteriormente, el archivo de datos con el cual se efectuó el ajuste de la historia de la sección en estudio del campo Giraldas con el simulador SIMPCO, se adaptó para terminar el estudio con el simulador COMP4. Básicamente no se hizo ninguna modificación a los datos de ajuste, a excepción de que se usaron pasos de tiempo de 2 meses al inicio de la simulación hasta finales de 1985, y pasos de tiempo de 6 meses desde esta fecha hasta alcanzar la presión de abandono del yacimiento, la cual se fijó en 1454 lb/pg^2 (102.2 kg/cm^2).

El ajuste de la historia se efectuó hasta finales de 1985, a esta fecha, el agua proveniente del acuífero no se había manifestado y los pozos producían agua de evaporación.

Como se menciona anteriormente, es preciso que se efectúen mediciones de laboratorio para determinar la variación del contenido del agua de evaporación en la corriente del gas, para discernir perfectamente entre el agua de evaporación y el agua del yacimiento, y así poder efectuar la predicción del comportamiento del yacimiento de una manera confiable.

El gasto de ajuste fué el gas seco, al cual se le sumó el agua producida como volumen gaseoso equivalente, y se observó que se mejoró la calidad del ajuste.

En la figura 79 se observa que el comportamiento de presión obtenido con ambos simuladores es prácticamente el mismo, por lo cual se puede concluir que el simulador SIMPCO es altamente confiable en sus resultados y puede ser de gran utilidad para efectuar estudios de simulación preliminares en yacimientos fracturados debido a que considera medios porosos no fracturados, además tiene otras características favorables como es su rapidez, su facilidad de manejo, y que el espacio que consume de memoria de computadora es el mínimo indispensable.

En la figura 80 se presenta el ajuste de presión y de RGA para el pozo G-32, observándose un buen ajuste, para el pozo G-54 el ajuste de presión y de RGA se muestra en la figura 81 y se observa buena concordancia entre lo real y lo simulado.

Sin embargo para el caso del pozo G-11 como se observa en la figura 82 no se pudo mejorar el ajuste debido a que como se mencionó anteriormente, el pozo está ubicado en una región petrofísica diferente a los otros 2 pozos, ya que como se observa los valores de la RGA son menores a los que manifestaron los otros 2 pozos. El ajuste se pudo haber mejorado con el simulador ya que tiene la opción de manejar diferentes regiones petrofísicas, sin embargo no se utilizó esta opción para efectuar el ajuste.

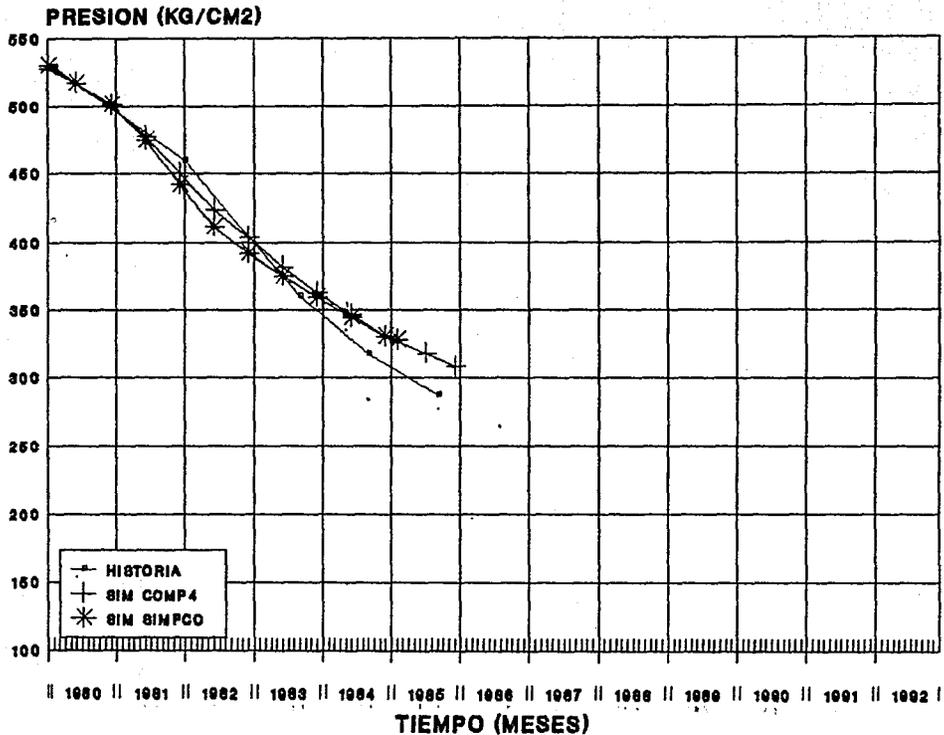


FIGURA 79.- COMPARACION DEL AJUSTE DE PRESION CON EL SIMULADOR SIMPCO Y COMP4.

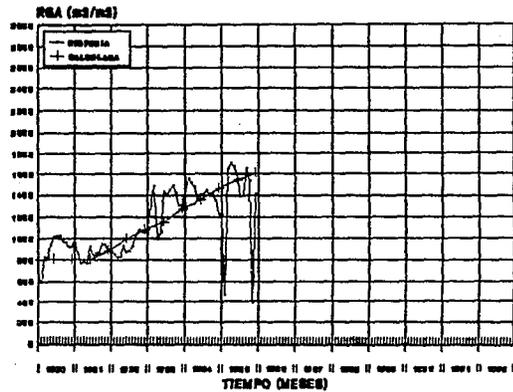
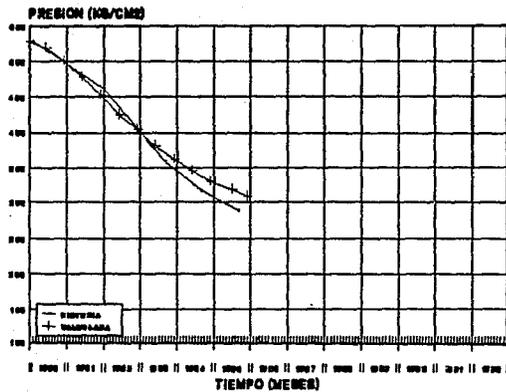


FIGURA 80.- AJUSTE DE PRESSION Y RGA POZO G-32, SIMULADOR COMP4.

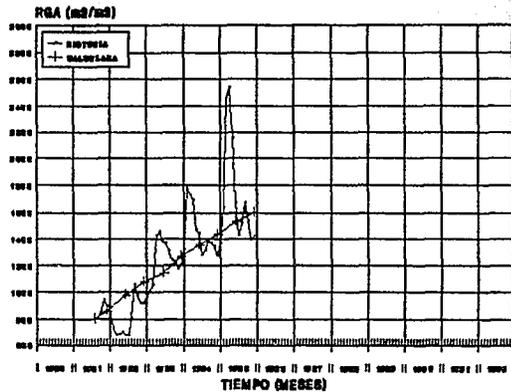
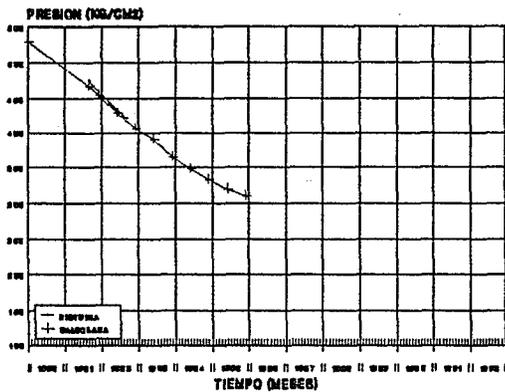


FIGURA 81.- AJUSTE DE PRESION Y RGA POZO G-54, SIMULADOR COMP4.

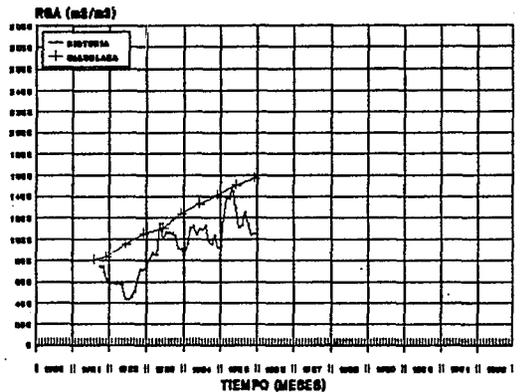
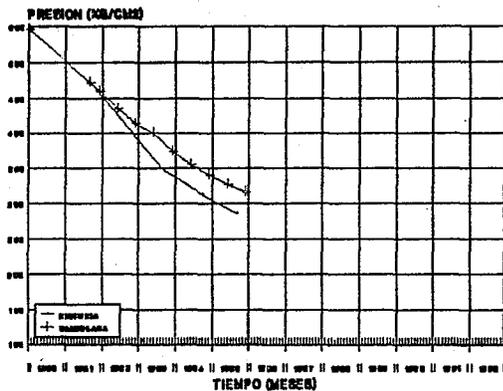


FIGURA 82.- AJUSTE DE PRESION Y RGA POZO G-11, SIMULADOR COMP4.

La figura 83 presenta las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua-aceite ya ajustadas para reproducir el comportamiento del flujo de fluidos en el yacimiento.

A la saturación de agua crítica tuvo un valor de 0.06 y se tomó de la curva de presión capilar del análisis petrofísico efectuado en el pozo G-119, igualmente de aquí se tomó el valor de la saturación de aceite residual al agua el cual fue de 22 %, este valor sugiere la idea de que en un proceso de inyección de agua a presiones menores que la de rocío el agua desplazara el aceite solo en parte quedando atrapado un gran porcentaje de condensado en el yacimiento.

Las curvas de permeabilidad relativa para el sistema gas-aceite obtenidas del ajuste se muestran en la figura 84. Una saturación de líquido crítica al gas de 0.22 ($S_{0+S_{vc}}$) y una saturación de gas crítica de 0.05 se obtuvieron del ajuste. El condensado empieza a fluir cuando alcanza una saturación de 16 % y se mantiene esta fluyendo a ritmos muy bajos, ya que los valores de permeabilidad relativa al líquido en el rango de la saturación de condensado retrogrado son muy bajos.

Los valores de porosidad efectiva obtenidas del ajuste variaron entre 1 y 3.8 %, y los valores de permeabilidad absoluta fueron entre 5 y 14 md.

8.5.-Predicción del Comportamiento por Agotamiento Natural Simulador COMP4.

Se hizo una predicción del comportamiento por agotamiento natural del área estudiada del campo Giraladas, de tal forma de poder comparar el comportamiento por inyección de agua y comportamiento por agotamiento natural, para observar realmente el beneficio del proceso de inyección, aunque en realidad como se comentó anteriormente el campo ha manifestado una entrada de agua parcial, y el acuífero se ha empezado a manifestar en el yacimiento a una presión cercana a los 200 kg/cm^2 ; en base a esto, se consideró que durante el inicio de la vida productiva del campo no estuvo influenciada por el efecto del acuífero. Esto se comprobó al hacer el ajuste de la historia del yacimiento y obtener el ajuste de presión con suficiente exactitud, dentro de los rangos físicos de los parámetros en estudio.

Es interesante observar que el comportamiento del yacimiento por agotamiento natural, se tiene un gran pérdida de componentes pesados de la mezcla de hidrocarburos; esto se hace patente al observar en la tabla 30 que la composición¹⁰ de la fracción C₅₊, baja de 12.33 % mol que se tiene a la presión de rocío de 464 kg/cm^2 , a 3.79 % mol que se tiene a la presión de 700 lb/pg^2 . Se tiene que la zona de evaporación del condensado está debajo de los 148 kg/cm^2 , por lo cual si se considera una presión de abandono del yacimiento de 120 kg/cm^2 , el beneficio de la revaporación del condensado en el yacimiento será muy pequeño.

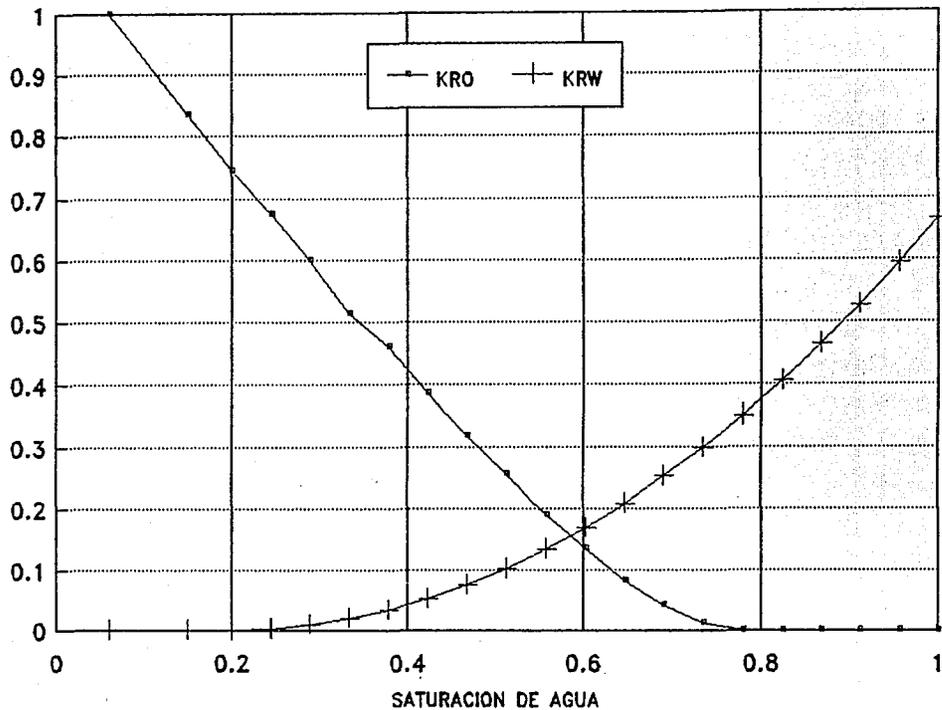


FIGURA 83.- PERMEABILIDADES RELATIVAS SISTEMA AGUA ACEITE, AJUSTE SIMULADOR COMP4.

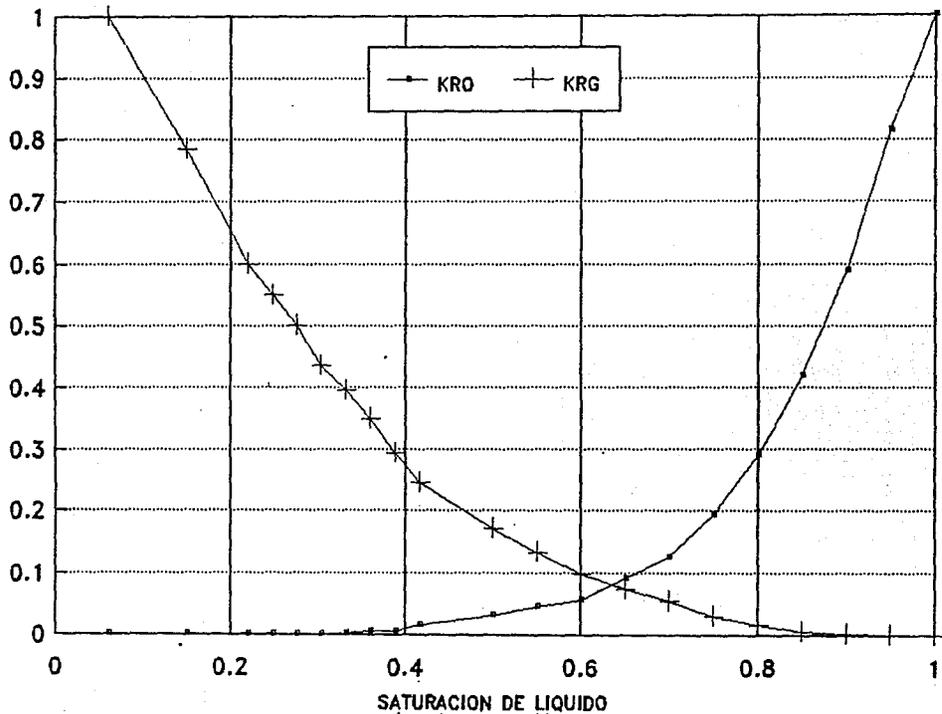


FIGURA 84.- PERMEABILIDADES RELATIVAS SISTEMA LIQUIDO GAS, AJUSTE SIMULADOR COMP4.

TABLA 30

Disminución del Contenido de la Fracción C₅₊
en la Corriente del Efluente del Pozo Giraldas 32¹⁶.

Contenido de C ₅₊ en el efluente.	Presión (kg/cm ²)							
	464	401	338	274	211	148	84	49
	12.33	9.51	6.97	5.28	4.15	3.02	3.03	3.79

Usando un método de balance de materia composicional¹⁶³ se determinó una recuperación de condensado retrógrado por agotamiento natural muy baja; éste aunque no contempla el fenómeno de flujo de condensado en el yacimiento da una idea de la recuperación que se puede esperar del comportamiento por agotamiento natural.

El método se aplicó usando propiedades promedio del yacimiento; una mejor aproximación podría ser dadas las condiciones del mismo (muy heterogéneo, gran cierre estructural, zonas fracturadas, etc.), aplicarlo por pozo y posteriormente integrarlo para obtener la predicción del yacimiento con mayor exactitud.

Los resultados obtenidos se presentan en la tabla 31 y en la figura 85, observándose que en el rango de bajosturación (de 554.9 a 464.5 kg/cm²) se tiene solo un 5 % de factor de recuperación de condensado, de gas total y de gas residual, manteniéndose en este rango de presión la composición constante.

A la presión de abandono (120 kg/cm²) se determinó un 63, 68 y 20 % de factores de recuperación total, de gas recuperable y de condensado respectivamente. Es muy notoria la pérdida de componentes pesados de la mezcla, ya que la RGA aumenta de su valor inicial 820 m³/m³, a un valor de 7372 m³/m³ a la presión de abandono.

El valor obtenido de factor de recuperación de condensado tan bajo, aunado a la riqueza en componentes pesados del fluido hace necesario implantar algún método de mantenimiento de presión.

Una vez ajustados los parámetros petrofísicos del área en estudio, se procedió a efectuar una predicción del comportamiento por agotamiento natural para cada uno de los 3 pozos. Se les asignaron gastos reales hasta diciembre de 1991, a partir de este año se les asignaron gastos declinados hasta la presión de abandono, la cual se fijó empíricamente en 102.2 kg/cm² (1454 lb/pg²).

La figura 86 y tabla 32 presentan la predicción por agotamiento natural para el área de estudio observándose la variación de la RGA, el factor de recuperación de condensado, de gas residual y total. Se observa un incremento en la RGA desde 801 m³/m³ a 539.9 kg/cm² hasta 4482.9 m³/m³ a la presión de 102.2 kg/cm².

Existe un flujo apreciable de condensado en el yacimiento, ya que tomando como base la presión de 120 kg/cm², se obtuvo un factor de recuperación de condensado de 34.27 % con el simulador COMP4, contra 20.04 % obtenido con balance de materia, el cual no considera

TABLA 31

Determinación de los Factores de Recuperación por Agotamiento Natural para el Campo Giralaldas, Usando un Método de Balance de Materia Composicional.

Presión kg/cm ² (lb/pg ²)	Factor de Rec. Total (%)	Factor de Rec. de Gas Rec. (%)	Factor de Rec. de Líquido (%)	RGA (m ³ /m ³)
554.9 (7892.1)	—	—	—	820
508.3 (7200.0)	2.54	2.54	2.54	820
492.3 (7000.0)	3.28	3.28	3.28	820
471.2 (6700.0)	4.65	4.65	4.65	820
464.5 (6605.0)*	5.03	5.03	5.03	820
400.8 (5700.0)	10.41	10.62	8.85	1270
337.5 (4800.0)	18.60	18.76	12.37	2061
274.3 (3900.0)	28.65	29.79	15.18	3314
210.9 (3000.0)	41.37	43.98	17.37	5296
147.7 (2100.0)	56.03	60.45	19.19	7253
120.0 (1706.4)	63.02	68.31	20.04	7372
84.3 (1200.0)	72.04	78.44	21.12	7526
49.2 (700.0)	81.04	88.44	22.82	5046

* Presión de rocío.

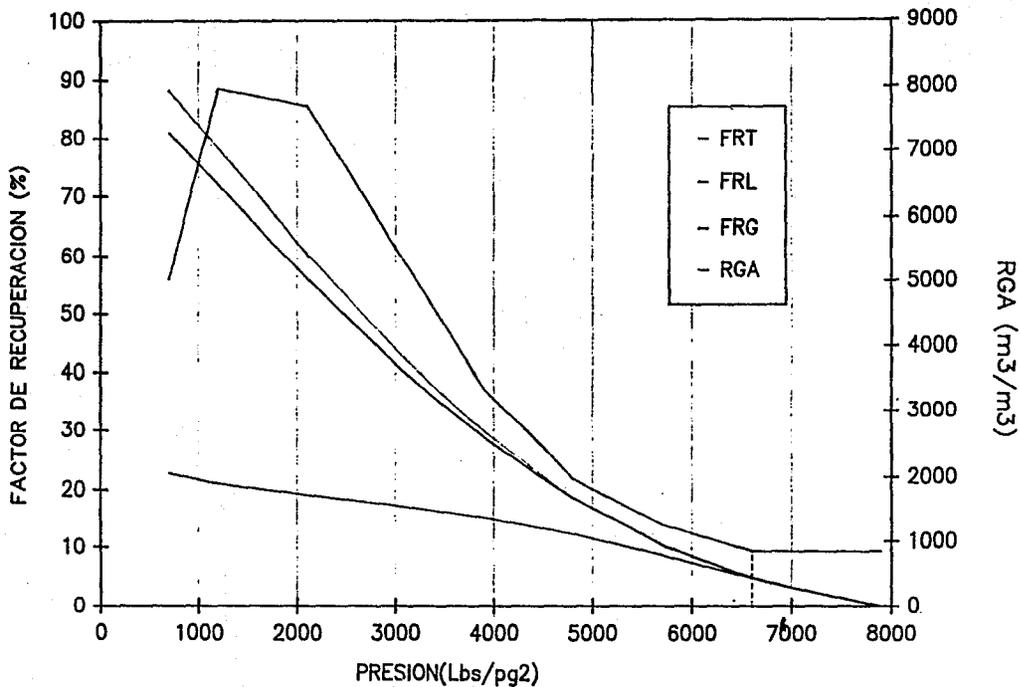


FIG 85.-DETERMINACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DEL GAS, LIQUIDO, TOTAL Y DE LA RGA POR AGOTAMIENTO NATURAL, CAMPO GIRALDAS, METODO BAL. DE MATERIA.

flujo de condensado en el yacimiento.

En la columna 6 de la tabla 32 se observa que la riqueza del efluente (inversa de la RGA) disminuye de 222.24 bl/10⁶p³ a la presión original de 539.9 kg/cm², hasta 39.73 bl/10⁶p³ a la presión de 102.2 kg/cm².

De lo anterior se puede concluir que en el rango de bajasaturación se tiene una recuperación baja de hidrocarburos con altos gastos de producción; a bajas presiones del yacimiento es posible tener recuperaciones mayores con gastos de producción muy reducidos, resultando en una vida productiva del campo muy prolongada, con los consecuentes costos de mantenimiento.

Por esta razón se concluye que es necesario mantener la presión del yacimiento arriba de la presión de rocío, debido a que se pueden mantener altos gastos de producción de hidrocarburos y no disminuye la productividad de los pozos, además es posible incrementar la recuperación de condensado.

Los factores de recuperación determinados a la presión de 102 kg/cm² para el área de estudio fueron de 35.21, 74.66 y 69.49 % para el líquido, gas residual y total, respectivamente; de aquí se concluye que el factor de recuperación de líquido es muy bajo, por lo cual este yacimiento puede ser candidato a implantar algún método de recuperación mejorada, ya que se dejaron en el área de estudio comprendida en la vecindad de los pozos G-11, G-32 y G-54, cerca de 8.55×10^6 m³ (53.7×10^6 bl) de condensados de alto valor comercial.

TABLA 32

Predicción del Comportamiento Primario del Area de Estudio
del Campo Girdaldas Empleando el Simulador COMP4.

Presión Media (Kgc/cm ²)	Fact. de Rec. Condensado (%)	Fact. de Rec. de Gas Res. (%)	Fact. de Rec. Total (%)	RGA (m ^a /m ³)	Riqueza del Efl. bl/ 10 ⁶ p ^a
539.9	0.000	0.000	0.000	801.4	222.24
491.4	4.500	4.400	4.400	801.4	222.24
464.8	7.160	7.000	6.900	863.8	206.19
423.2	11.070	11.600	10.120	1049.0	169.78
352.2	17.350	20.890	20.360	1387.5	128.36
282.7	23.160	32.210	30.960	1859.4	95.78
211.3	28.630	46.820	44.38	2650.0	67.21
140.8	33.150	64.250	60.15	3845.3	46.31
127.6	33.880	67.780	63.31	4089.3	43.55
102.2	35.210	74.660	65.49	4482.9	39.73

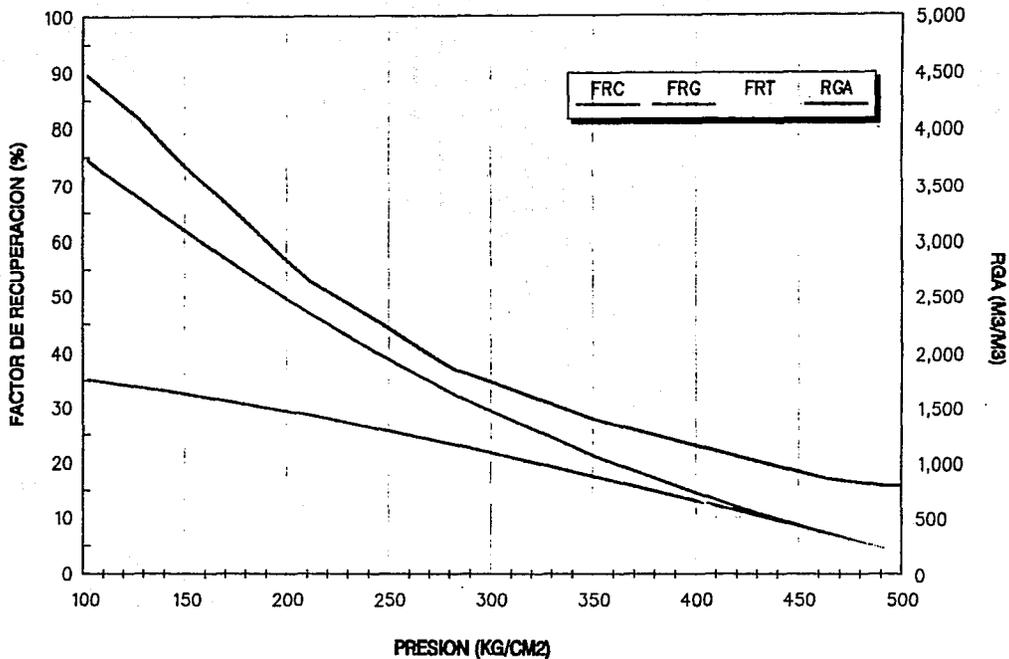


FIG 86.-DETERMINACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DE CONDENSADO, GAS, TOTAL Y DE LA RGA POR AGOTAMIENTO NATURAL, SIMULADOR COMP4.

8.6.-Predicción del Comportamiento con Inyección de Agua Simulador COMP4.

Las corridas iniciales de inyección de agua se efectuaron con el simulador SIMPCO y posteriormente los archivos utilizados se modificaron para ser utilizados con el simulador COMP4.

En las corridas iniciales con el SIMPCO se determinaron los gastos óptimos de inyección de agua, el juego correcto de permeabilidades relativas para el sistema gas-agua y se definieron los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa, información que fué de gran utilidad para alimentar al simulador COMP4.

Se usaron 2 pozos inyectoros el G-11 y G-54 y un pozo productor G-32; se decidió que los pozos inyectoran en los estratos 4 y 5 para aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales. Una vez que se inyectó el volumen de agua programado, se suspendió la inyección y los pozos inyectoros se convirtieron a productores abriendo a producción los intervalos superiores.

El gasto total de inyección de agua se mantuvo constante en 8400 bl/D. dividiéndolos en 4500 para el pozo G-54 y en 3900 bl/D para el pozo G-11. El gasto de producción para el pozo G-32 se mantuvo constante durante la etapa de inyección en 20160 MCFD. El gasto de inyección no mantuvo la presión del yacimiento por arriba de la presión de rocío; se definió que para compensar el vaciamiento era necesario inyectar alrededor de 14000 bl/D entre los 2 pozos para de esta manera evitar el depresionamiento del yacimiento. El depresionamiento del mismo durante la etapa de inyección ocasionó que se formara una fase retrógrada en los poros de la roca y esta quedara atrapada en parte por el frente de invasión de agua, por lo cual se redujo la cantidad de líquido que se pudo haber obtenido si la presión del yacimiento se hubiera mantenido arriba de la de rocío.

En vista de que no se determinó en el laboratorio la saturación de gas residual para un proceso de inyección de agua, se empleó un valor de 5 %, para esta formación productora es un valor muy bajo, por lo cual el volumen de gas recuperado será muy optimista.

La tabla 33 presenta los factores de recuperación del gas, condensado y total (gas+condensado) obtenidos con la inyección de agua, para varios volúmenes porosos inyectados observándose que el gasto óptimo de inyección es aproximadamente 40 % del volumen poroso, ya que a valores mayores de este, el incremento recuperación del volumen de hidrocarburos por unidad de agua inyectada es muy bajo.

En la tabla 34 y figura 87, se observa que para la corrida de O.6259 V.P., se presenta el agua de inyección en el pozo productor G-32 cuando se ha inyectado un volumen poroso de hidrocarburos de O.2734. Para este mismo caso después que se dejó de inyectar, se observó que el gasto de producción de agua alcanzó un máximo de 3494 bl/D y después descendió hasta 30 bl/D a la presión de abandono. Esto se debe a que se alcanzaron valores altos de saturación de agua en las celdas donde se abrieron los pozos productores. La

TABLA 33

Factor de Recuperación del Gas Residual. Condensado y Total Obtenidos con la Inyección de Agua para Varios Volúmenes Porosos Inyectados.

Vol. Porosos Inyectados (% V. P. H.C.)	Factor de Rec. de Gas Residual (%)	Factor de Rec. de Condensado (%)	Factor de Rec. Total (%)
0.0576	76.47	39.05	71.53
0.1533	79.69	43.90	74.90
0.1840	80.66	44.86	75.91
0.3969	86.96	49.29	81.95
0.4572	88.89	49.78	83.69
0.6259	92.30	50.55	86.76

TABLA 34

Variación de la Producción de Agua con Relación a los Volúmenes Porosos Inyectados (Corrida 0.6259 V.P.), Pozo G-32.

Vol. Porosos de Hc. Inyectados.	Gasto de Agua (bl/día)
0.00	0.0
0.10	0.0
0.15	0.0
0.20	0.0
0.27	1.0
0.30	2.0
0.36	5.0
0.38	6.0
0.40	18.0
0.42	144.0
0.45	457.0
0.47	402.0
0.50	392.0
0.53	454.0
0.55	631.0
0.58	953.0
0.60	1569.0
0.63	2293.0

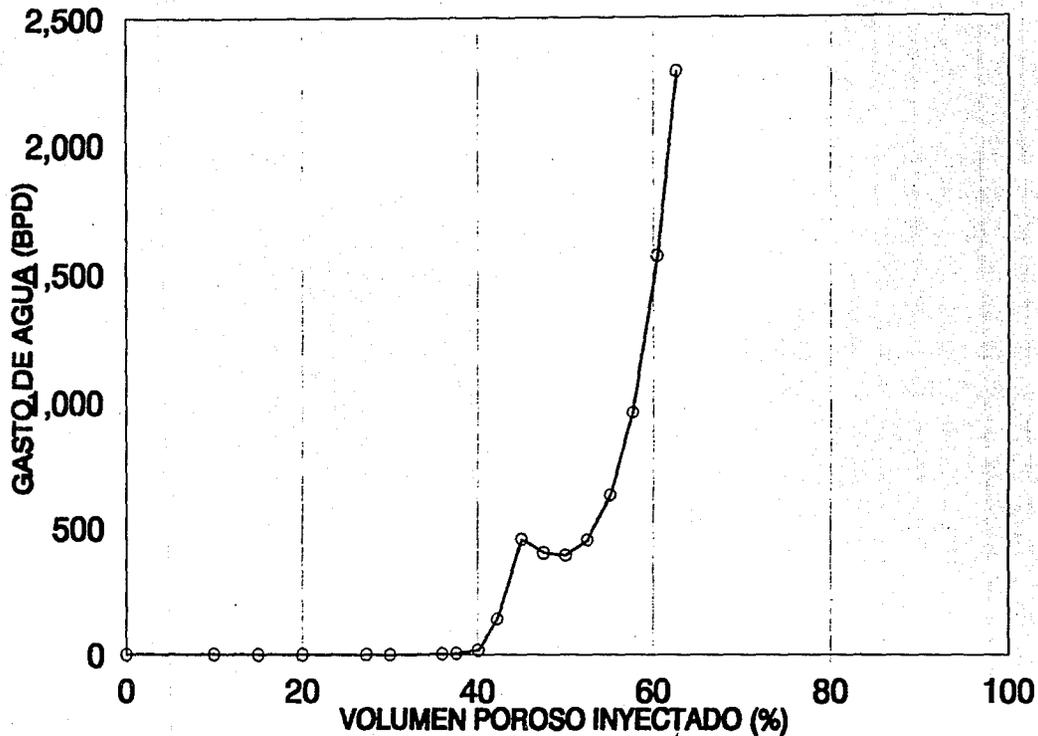


FIG.87.- GASTO DE AGUA PRODUCIDA POR EL POZO G-32 PARA VARIOS VOLUMENES POROSOS INYECTADOS .

saturación de agua tuvo un incremento más notable en la zona donde se encuentra ubicado el pozo G-11.

Se observó que para volúmenes porosos inyectados, mayores de 40 %, se incrementó notablemente el flujo fraccional de agua en los pozos productores, alcanzando un máximo y posteriormente disminuyendo, por lo cual se puede concluir que en un proyecto de inyección de agua una vez que esta alcance los pozos productores, se debe suspender la inyección y producir con altos cortes de agua al principio del depresionamiento, posteriormente estos valores tenderán a reducirse.

Para visualizar la posibilidad de inyectar agua en el campo Giraldas, a condiciones actuales de presión, se efectuó una corrida de inyección con un volumen poroso inyectado de 40 %. Se proporcionaron al simulador gastos reales para los 3 pozos hasta dic. de 1991, posteriormente se utilizó la declinación natural para efectuar la predicción hasta 1995, cerrándose a esta fecha los intervalos productores de los pozos G-11 y G-54, abriéndose a inyección los intervalos inferiores; ya que se inyectó 1 volumen de agua programada, se suspendió la inyección y se abrieron a producción los intervalos productores iniciales.

Los factores de recuperación obtenidos para el condensado, gas residual y gas total son 0.3840, 0.8765 y 0.7985 lo cual sugiere la posibilidad de inyectar agua en un yacimiento de gas y condensado con comportamiento volumétrico aún a etapas avanzadas del agotamiento.

Comparando las 2 corridas de 0.40 V.P., cuando se inició la inyección de agua para condiciones de presión superiores a la presión de rocío y la inyección a una etapa de explotación avanzada, se observa que en esta última se obtiene una menor recuperación de condensado debido a que el agua deja atrapado una cantidad de líquido retrógrado atrás del frente de invasión.

8.7.-Comparación de la Predicción del Yacimiento con Agotamiento Natural y con Inyección de Agua.

La tabla 35 muestra los incrementos en los factores de recuperación obtenidos para los diferentes volúmenes porosos inyectados de agua, referidos al agotamiento natural. Los incrementos en los factores de recuperación oscilaron entre 3.84 y 15.34 % para el condensado, 1.81 y 17.64 % para el gas residual y 6.04 y 21.27 % para el gas total. En esta tabla se observa que el valor óptimo de inyección es de cerca del 40 % de V.P., ya que los incrementos obtenidos del factor de recuperación del condensado, gas residual y total respectivamente, para volúmenes porosos inyectados por arriba de este valor son muy bajos.

Las figuras 88, 89 y 90 muestran los factores de recuperación de condensado, gas residual y total para varios volúmenes porosos inyectados de agua, correspondiendo al punto inicial al comportamiento por agotamiento natural. Se observa en las figuras que existe un valor óptimo de inyección, y si se inyecta un volumen

TABLA 35

Incrementos en los Factores de Recuperación por Inyección de Agua para Varios Volúmenes Porosos Inyectados. Con Respecto a la Recuperación por Agotamiento Natural.

Vol. Porosos Inyectados. (%)	ΔF_{rc} (%)	ΔF_{rgr} (%)	ΔF_{rt} (%)
0.00	0.00	0.00	0.00
5.76	3.84	1.81	6.04
15.33	8.69	5.03	9.41
18.40	9.65	6.00	10.42
39.69	14.08	12.30	16.46
45.72	14.57	14.23	18.20
62.59	15.34	17.64	21.27

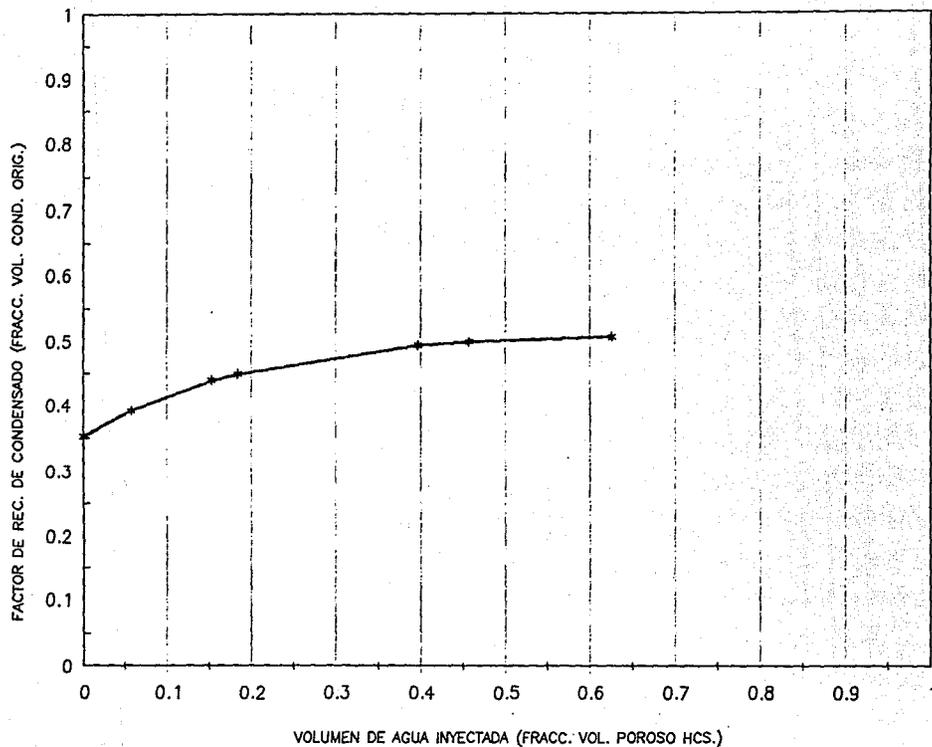


FIG 88.-VARIACION DEL FACTOR DE RECUPERACION DE CONDENSADO PARA VARIOS VOL. POROSOS INYECTADOS.

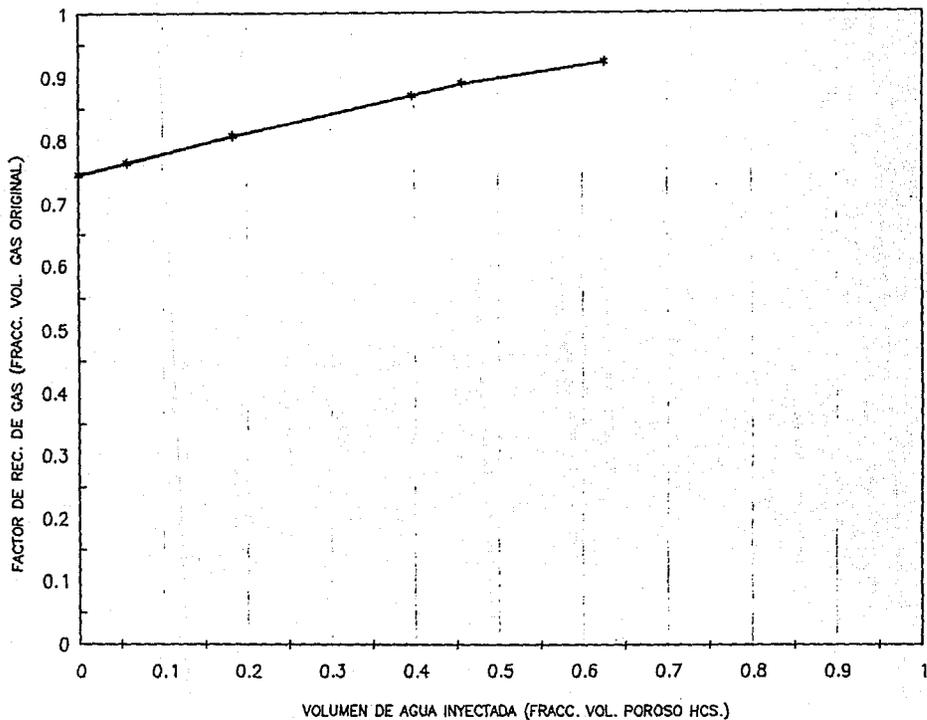
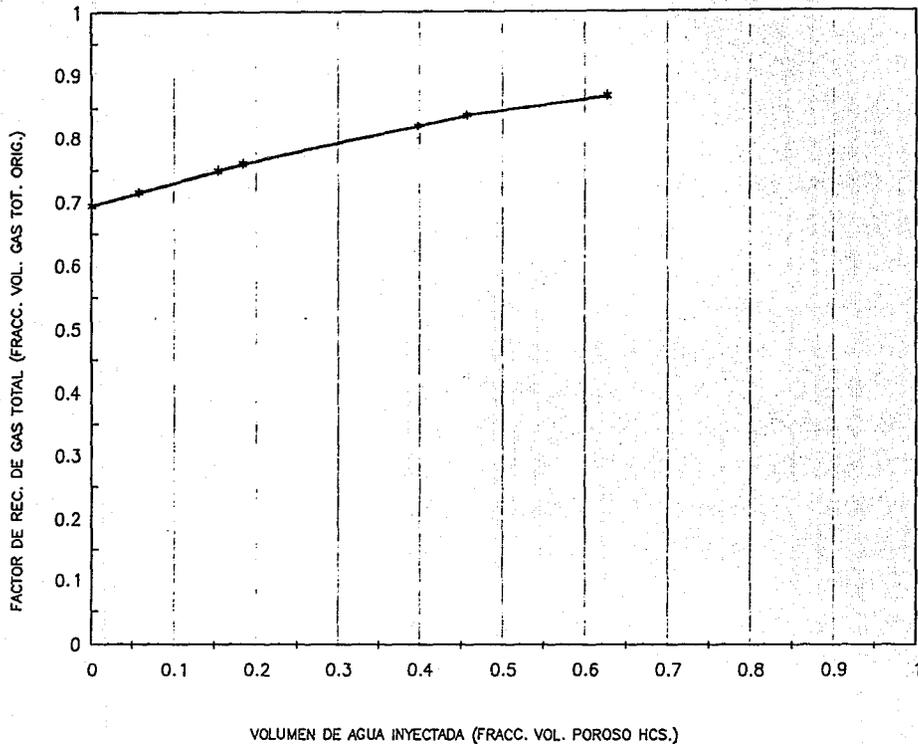


FIG 89.-VARIACION DEL FACTOR DE REC. DE GAS PARA VARIOS VOLUMENES POROSOS INYECTADOS DE AGUA.



**FIG 90.-VARIACION DEL FACTOR DE REC. DE GAS TOTAL
PARA VARIOS VOLUMENES INYECTADOS DE AGUA.**

adicional a este valor la recuperación de hidrocarburos es mínima. De acuerdo con las gráficas anteriores el valor óptimo de inyección de agua es 39.69 % el cual resulta en incrementos en los factores de recuperación para el condensado, gas residual y total de 14.08, 12.3 y 18.46 %, respectivamente.

La figura 91 es una gráfica de presión contra gas acumulado total y en esta se compara la presión y la RGA obtenidas para un proyecto de inyección el cual comienza el 1 de julio de 1995 y los valores de presión y de RGA obtenidos por agotamiento natural. El volumen de agua inyectado fue de 0.40 V.P.

Se observa en la figura que a partir del inicio de la inyección la presión del yacimiento es mayor a la que se hubiera esperado obtener por agotamiento natural, este impacto positivo en el mantenimiento de presión se refleja en la disminución de la RGA obtenida por inyección de agua comparada con la esperada por agotamiento natural.

El gasto de inyección no fue lo suficientemente alto para mantener la presión del yacimiento estabilizada después que empezó la inyección de agua, sin embargo se observa un impacto positivo en la RGA, lo cual indica que el efluente del pozo es más rico que el que se hubiera esperado por agotamiento natural.

Los factores de recuperación de condensado, gas residual y total contra la producción acumulada de gas total obtenidos por agotamiento natural y por inyección de agua para 0.40 V.P. con la inyección iniciada el 1° de julio de 1995, se presentan en la figura 92. En esta se observa un incremento en los factores de recuperación de condensado, gas residual y total de 3.19, 12.99 y 14.36 respectivamente, comparados con el agotamiento natural.

Lo anterior demuestra que técnicamente es factible inyectar agua en un yacimiento de gas y condensado con comportamiento volumétrico a presiones menores a la de rocío, por que se pueden obtener recuperaciones adicionales de gas y condensado.

Finalmente, se puede concluir que con la inyección de agua en los yacimientos de gas y condensado con comportamiento volumétrico, es posible obtener recuperaciones adicionales tanto de gas como de condensado, existiendo un volumen óptimo de inyección de agua, el cual debe ser estimado cuidadosamente.

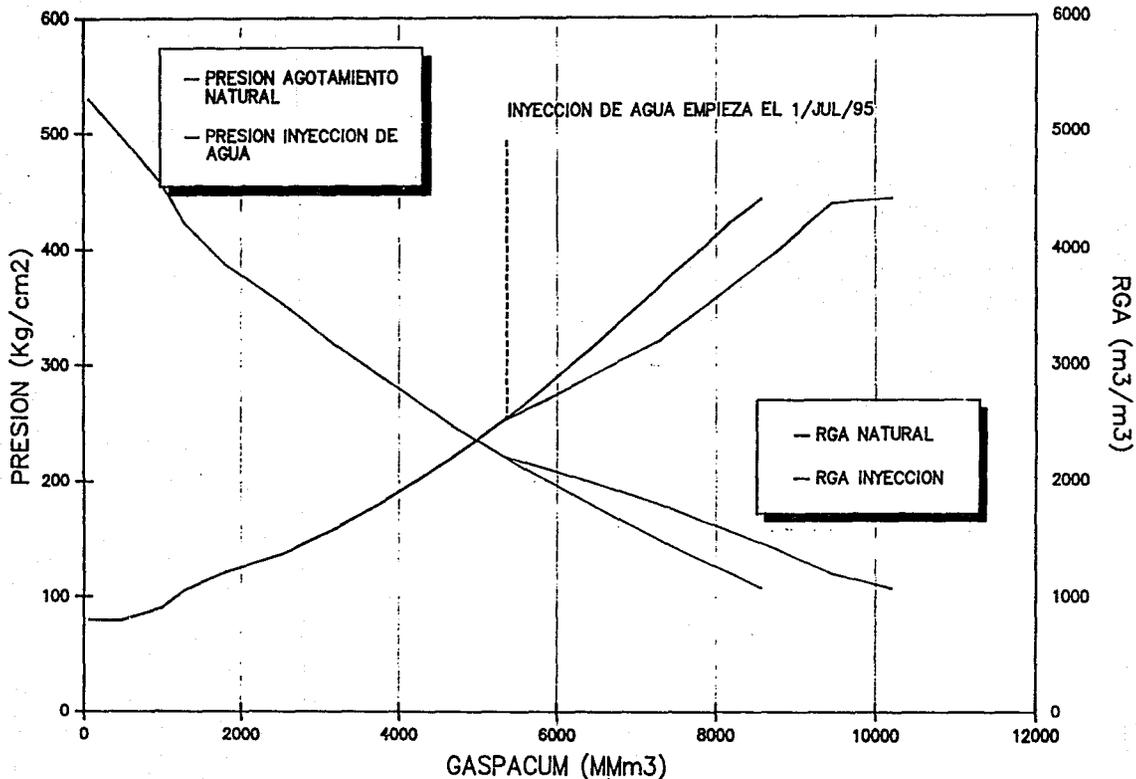


FIG 91.—COMPORTAMIENTO DE LA PRESION Y DE LA RGA POR AGOTAMIENTO NATURAL Y CON 0.40 V.P. DE INYECCION DE AGUA.

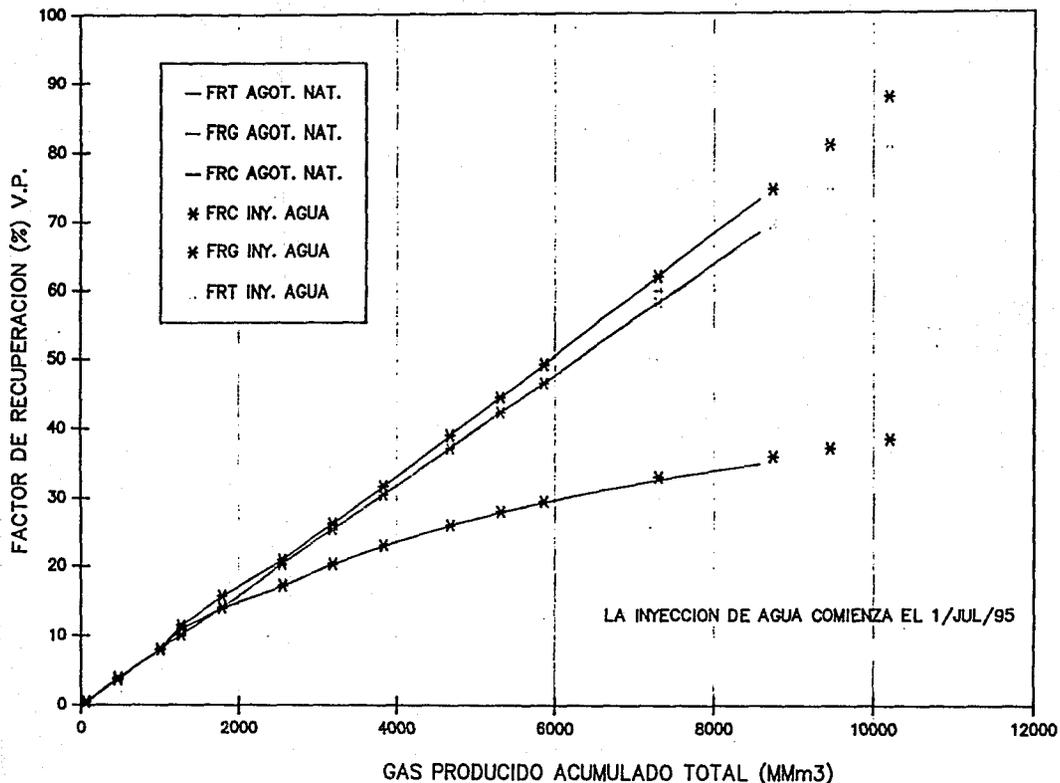


FIGURA 92.-COMPARACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DE GAS, CONDENSADO Y TOTAL POR INYECCION DE AGUA Y AGOTAMIENTO NATURAL.

Adicionalmente, se efectuaron algunas corridas de simulación para determinar la sensibilidad de los resultados a la saturación de gas residual, para lo cual se estimó en base a los resultados obtenidos en la literatura ^{78,80} una saturación de gas residual promedio de 16 %; además, para cubrir un mayor rango se efectuó la simulación para saturaciones de gas residual de 25 y 40 %. También, se incrementó el gasto de inyección de agua a un valor de 13,000 b/día con objeto de mantener la presión del yacimiento mayor a la presión de rocío y efectuar el desplazamiento en una sola fase gaseosa.

Los factores de recuperación del condensado, gas residual y total, se presentan en la tabla 35 y en las figuras 93, 94 y 95, observándose en que el valor óptimo de inyección se desvió aproximadamente a un 25 % valor menor al obtenido para el caso donde se maneja un volumen óptimo de inyección del 40 % y un gasto de 8400 b/día. Esto fue consecuencia del aumento en el gasto de inyección con lo cual se incrementaron las fuerzas viscosas, sin embargo al mantener la presión del yacimiento mayor a la presión de rocío se obtuvo un impacto favorable en los factores de recuperación ya que se alcanzó para un volumen poroso inyectado de agua de 41.72 % y una saturación residual de gas de 16 %, incrementos en los factores de recuperación de 7.03, 1.841 y 2.715 para el condensado, gas residual, y total respectivamente, con respecto a los valores obtenidos para el caso donde se consideró una saturación residual de 5 % con el mismo volumen poroso inyectado.

De acuerdo a los resultados obtenidos se puede concluir que es necesario mantener la presión del Yacimiento suficientemente mayor a la de rocío durante el periodo de inyección, para el caso analizado fue necesario reducir los gastos de producción a un nivel adecuado con objeto de evitar la surgencia prematura del agua en los pozos productores.

En las figuras antes citadas, también se observa que a medida que se incrementa la saturación de gas residual en el yacimiento, los volúmenes de condensado y gas recuperados van decreciendo; en el caso extremo de valores de saturación de gas residual de 40 % y 16 %, se obtuvieron decrementos en la recuperación de condensado y gas residual de 6.13 % y de 8.68 %, para un volumen poroso inyectado de agua del 40 %. Los incrementos obtenidos para este mismo valor de agua inyectado y una saturación de gas residual de 40 % fueron 16.36, 6.1 y 9.2 % para el condensado, gas residual y total, respectivamente, referente a los obtenidos por agotamiento natural que inducen a pensar que aun a altos valores de saturación de gas residual es posible pensar en la posibilidad de la inyección de agua.

Para una saturación de gas residual de 16 % y un volumen poroso inyectado de agua de 41.8 %, se obtuvieron factores de recuperación de 39.7 % para el condensado, 90.9 % para el gas residual y 84.0 % para la recuperación total, suponiendo que la inyección de agua va a iniciar en el mes de Julio de 1995. Si comparamos estos valores con los determinados cuando se inició la inyección a etapas tempranas en la vida del yacimiento, se estima un decremento de 17 % en la recuperación de condensado, un

TABLA 35

Efecto de la Saturación de Gas Residual en la Recuperación de Hidrocarburos en un Proceso de Inyección de Agua.

Sat. de Gas Residual	Vol. Poroso Inyectado (% V.P.H.C.)	Fact. de Rec. Condensado. (%)	Fact. de Rec. Gas Residual (%)	Fact. de Gas Total (%)
----	0	33.99	74.67	69.49
16	10.35	47.49	84.02	79.62
16	18.91	50.31	86.59	82.03
16	25.04	52.34	88.01	83.47
16	41.72	56.48	89.45	85.25
25	10.45	44.60	83.16	78.25
25	24.95	51.33	86.26	81.81
25	41.77	53.84	87.23	82.98
40	10.29	42.17	78.58	73.95
40	24.78	48.75	81.68	77.49
40	41.57	50.35	80.77	76.89

Inyección de Agua Iniciada en Julio de 1995.

16	41.83	39.70	90.50	84.03
----	-------	-------	-------	-------

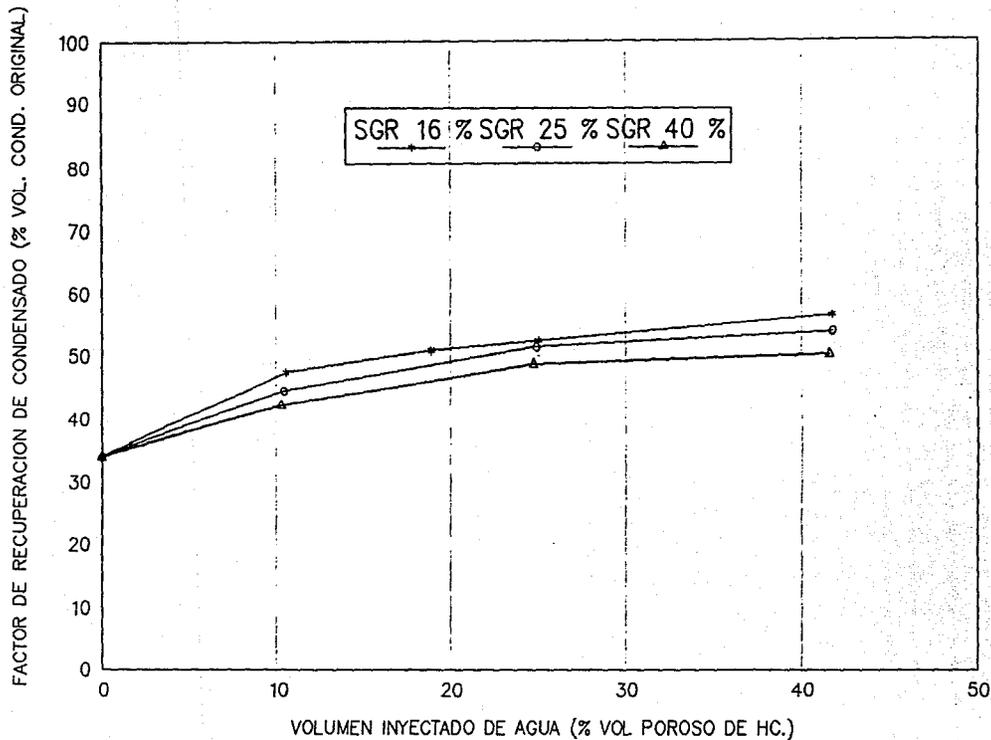


FIG 93.-VARIACION DEL FACTOR DE RECUPERACION DE CONDENSADO EN FUNCION DE LA SATURACION DE GAS RESIDUAL.

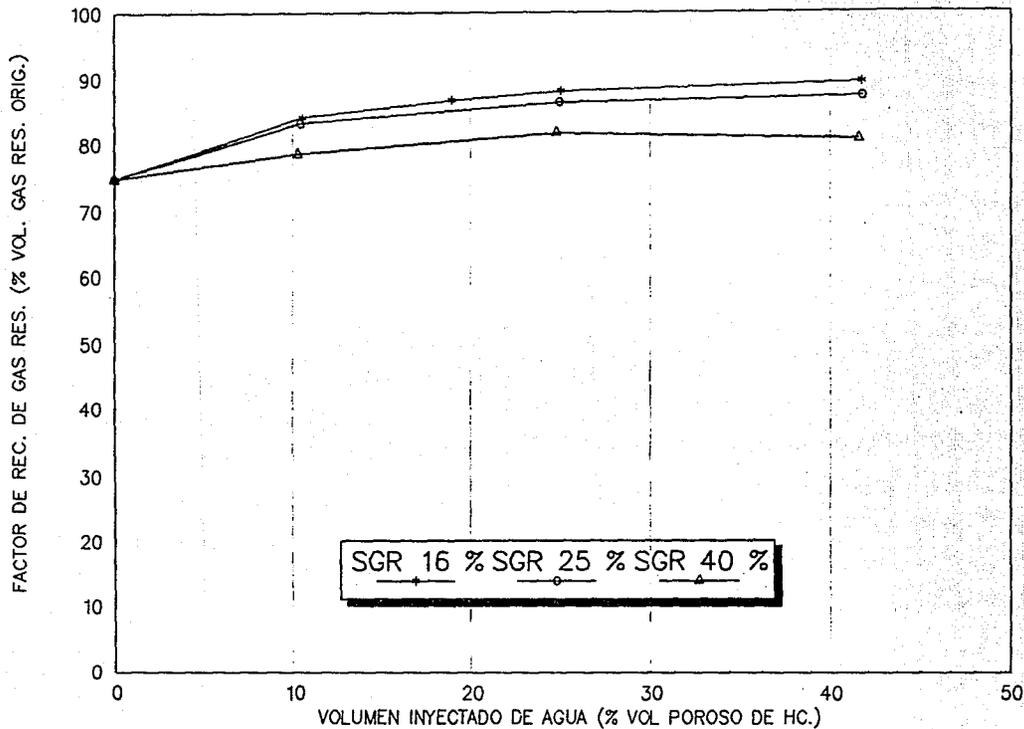


FIG 94.-VARIACION DEL FACTOR DE RECUPERACION DEL GAS RES. EN FUNCION DE LA SATURACION DE GAS RESIDUAL.

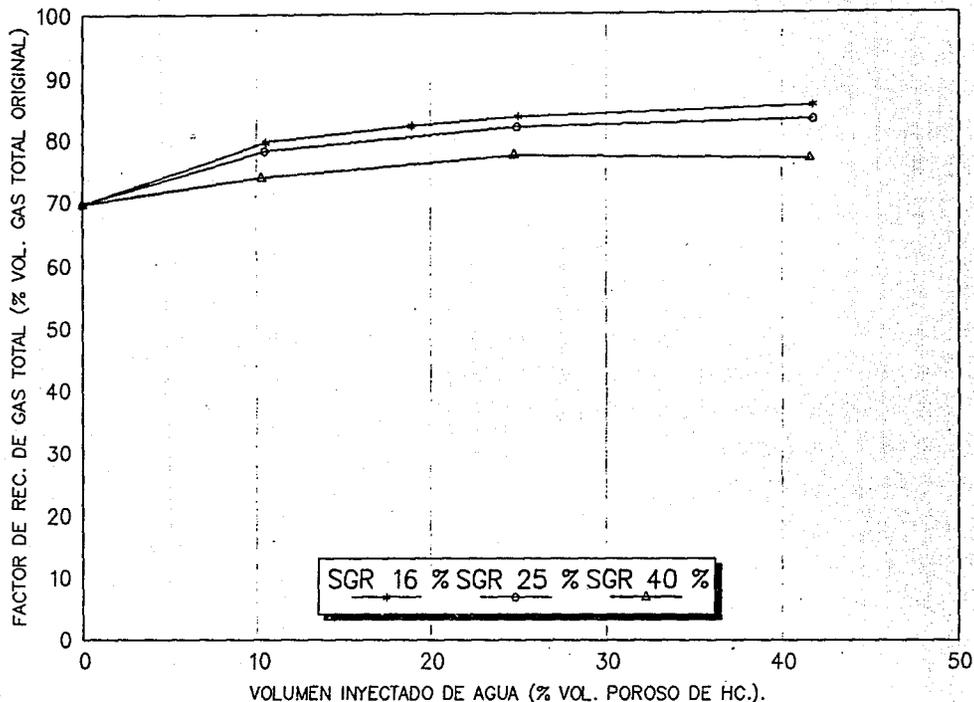


FIG 95.-VARIACION DEL FACTOR DE RECUPERACION DEL GAS TOTAL EN FUNCION DE LA SATURACION DE GAS RESIDUAL.

incremento de 1 % en la recuperación de gas residual y un decremento en el gas total de 1.22 %. De aquí se observa que la inyección de agua iniciada a un tiempo de explotación avanzada del Yacimiento aún cuando exista una alta saturación de condensado residual en el medio poroso se pueden obtener resultados confiables; en el caso considerado se registraron incrementos de 5.7 %, 15.83 %, y 14.54 % para el condensado, gas residual y total, respectivamente, referentes a los obtenidos por agotamiento natural. Estos factores de recuperación son atractivos si se piensa en un campo de la magnitud del campo Giralda, donde los costos de compresión para la inyección de algún gas son muy elevados.

8.8.- Simulación de la Inyección de Agua Considerando Efecto de Doble Porosidad.

Sin duda, como se comentó anteriormente no es posible reproducir el comportamiento de un yacimiento fracturado efectuando la simulación como si fuera un medio homogéneo, esto es particularmente verdadero cuando se está efectuando la inyección de fluido ya sea gas o agua en los medios fracturados. Por lo cual se procedió a efectuar la simulación del área del estudio empleando la opción de doble porosidad del simulador COMP4¹⁷⁴. Se utilizó el mismo número de celdas y las mismas dimensiones que en el caso del medio homogéneo y se empleó la misma caracterización del fluido. Los valores iniciales de porosidad de matriz y de relaciones de espesor bruto a neto se tomaron a partir de los registros geofísicos. La porosidad de la fractura se estimó a partir de análisis de pruebas de presión y fueron valores entre 0.000498 y 0.0001065; también a partir de este se determinó el tamaño de bloque que está en un rango entre 12.3 y 37.2 m. Las curvas de permeabilidades relativas para los sistemas agua - aceite y aceite - gas para la matriz, fueron los que obtuvieron del ajuste del medio homogéneo. Las curvas de permeabilidad relativa para las fracturas, se tomaron como rectas a 45^o, tal como se aconseja en la literatura¹⁷⁴. Los valores iniciales de la permeabilidad de la fractura fueron los valores obtenidos del ajuste para el medio homogéneo y eran valores entre 5 y 14 md, y se asignaron los mismos valores a las direcciones X,Y,Z. La permeabilidad de la matriz se obtuvo a partir de una correlación de porosidad contra permeabilidad obtenida de los análisis petrofísicos y fueron valores entre 0.28 y 0.135 md.

Durante el ajuste se tuvo especial cuidado en mantener constante el volumen original de hidrocarburos obtenido en la simulación del medio homogéneo.

Se efectuó un análisis de sensibilidad para observar la respuesta del simulador al cambio de varios parámetros de ajuste tal como la permeabilidad de la fractura y matriz, porosidad de la fractura y matriz, así como el efecto del tamaño de bloque en el comportamiento del Yacimiento.

El parámetro que se observó que tuvo una gran influencia en la respuesta del simulador fue el volumen de hidrocarburos almacenado en las fracturas, por lo cual el valor de porosidad de fractura, se varió adecuadamente hasta obtener el ajuste correcto.

También es recomendable que antes de efectuar la simulación del medio fracturado, primero se simule como homogéneo para verificar el volumen original de hidrocarburos, la transmisibilidad del Yacimiento, así como la magnitud del acuífero. Se aconseja una malla burda con pocas celdas para efectuar ese trabajo preliminar.

Los parámetros finales del ajuste se presentan en la tabla 35, en la que se observa que la relación de almacenaje de las fracturas, que es la relación del volumen de hidrocarburos de las fracturas entre el volumen de hidrocarburos total, fué de 32.7 %, este valor es muy alto comparado con el valor inicial que se suministro al simulador, sin embargo cabe mencionar que en la aplicación del método de litoporosidad ¹⁷² al campo Giraldas se obtuvo una relación de almacenamiento fractura - total del 25 % lo cual indica que el valor obtenido del ajuste es representativo del medio poroso.

Las figuras 96, 97 y 98 presentan el ajuste de los pozos G-32, G-54 y G-11 observando que se obtuvo un ajuste muy semejante al del modelo homogéneo.

La predicción del comportamiento por agotamiento natural se efectuó utilizando los mismos gastos que para el caso de la simulación del medio homogéneo, la presión de abandono fue también la misma, los factores de recuperación obtenidos fueron de 34.50 79.05 y 72.38 para el condensado, gas residual y total.

Para el caso de la inyección de agua se usó el mismo procedimiento que para la simulación del medio homogéneo; los resultados obtenidos se presentan en la tabla 37, la saturación de gas residual fue 16 % y los volúmenes porosos inyectados fueron 4.19, 14.37, 30.92 y 41.58 %. Para un volumen poroso inyectado de 41.48 % se obtuvieron incrementos con respecto al caso de agotamiento natural en los factores de recuperación de 8.53, 6.77, 6.99 para el condensado, gas residual y total, estos valores no son tan altos como los obtenidos para la simulación considerando el medio homogéneo sin embargo deben ser evaluados a detalle.

Posiblemente estos resultados podrían mejorar si se combina la inyección de gas y agua.

La tabla 37 presenta los factores de recuperación de condensado gas residual y total, se calcularon factores menores de recuperación que los calculados para la simulación del medio como homogéneo, esto se debe al gran contraste entre los valores de permeabilidad ajustados para la matriz y las fracturas lo cual facilita el flujo preferencial del fluido de inyección por las fracturas.

En la tabla 38 se muestra la comparación de los incrementos en los factores de recuperación, con respecto a los valores determinados por agotamiento natural, para las dos simulaciones (homogéneo y fracturado), y para una saturación de gas residual del 16 %. En general los incrementos determinados para la simulación del medio fracturado son mucho menores a los calculados para la simulación del medio homogéneo, aproximadamente son de 38 % a 45 % menores de los valores obtenidos para la simulación del medio homogéneo.

PRODUCTION RATES
WELL NAME GIR32

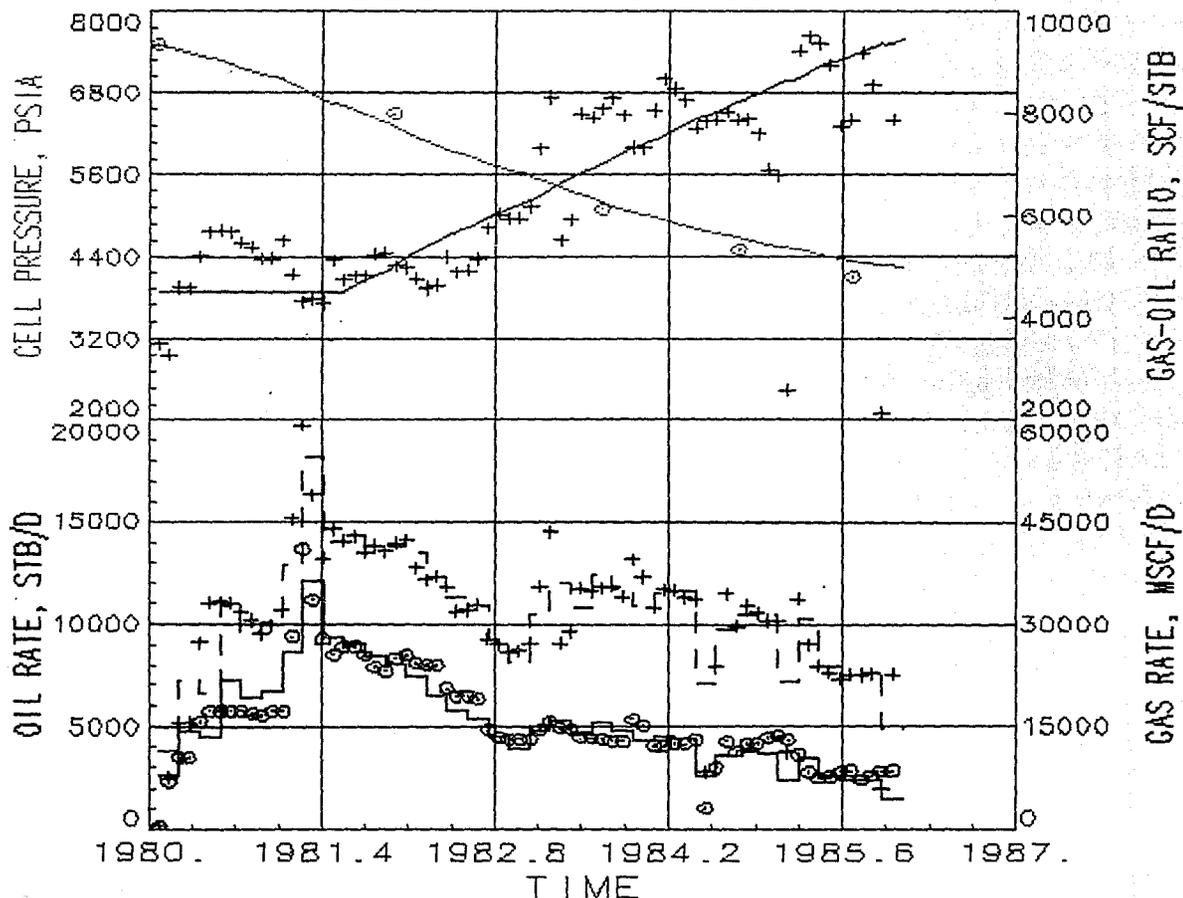


Fig. 96.. AJUSTE DEL POZO GIRALDAS 32, MEDIO FRACTURADO

PRODUCTION RATES
WELL NAME GIR54

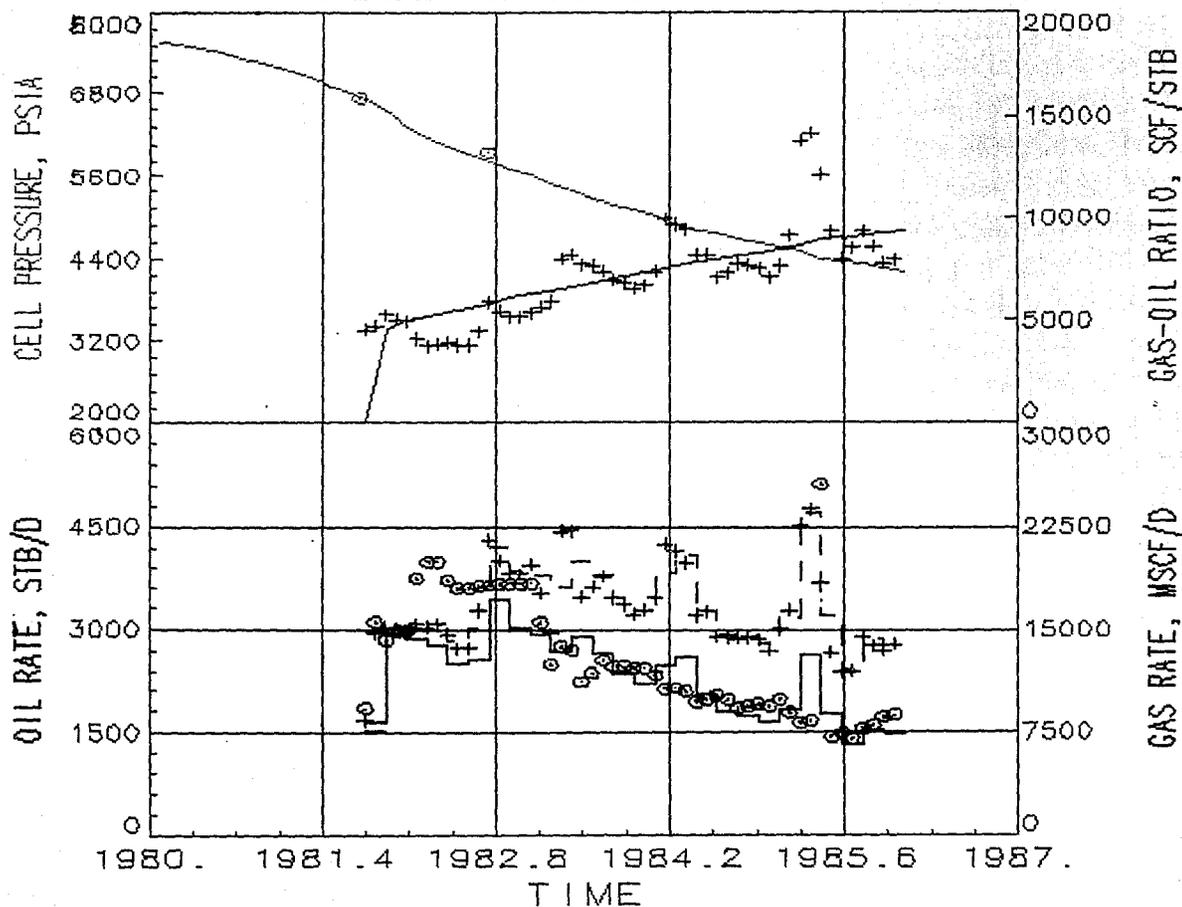


Fig. 97. — AJUSTE DEL POZO GIRALDAS 54, MEDIO FRACTURADO

PRODUCTION RATES WELL NAME GIR11

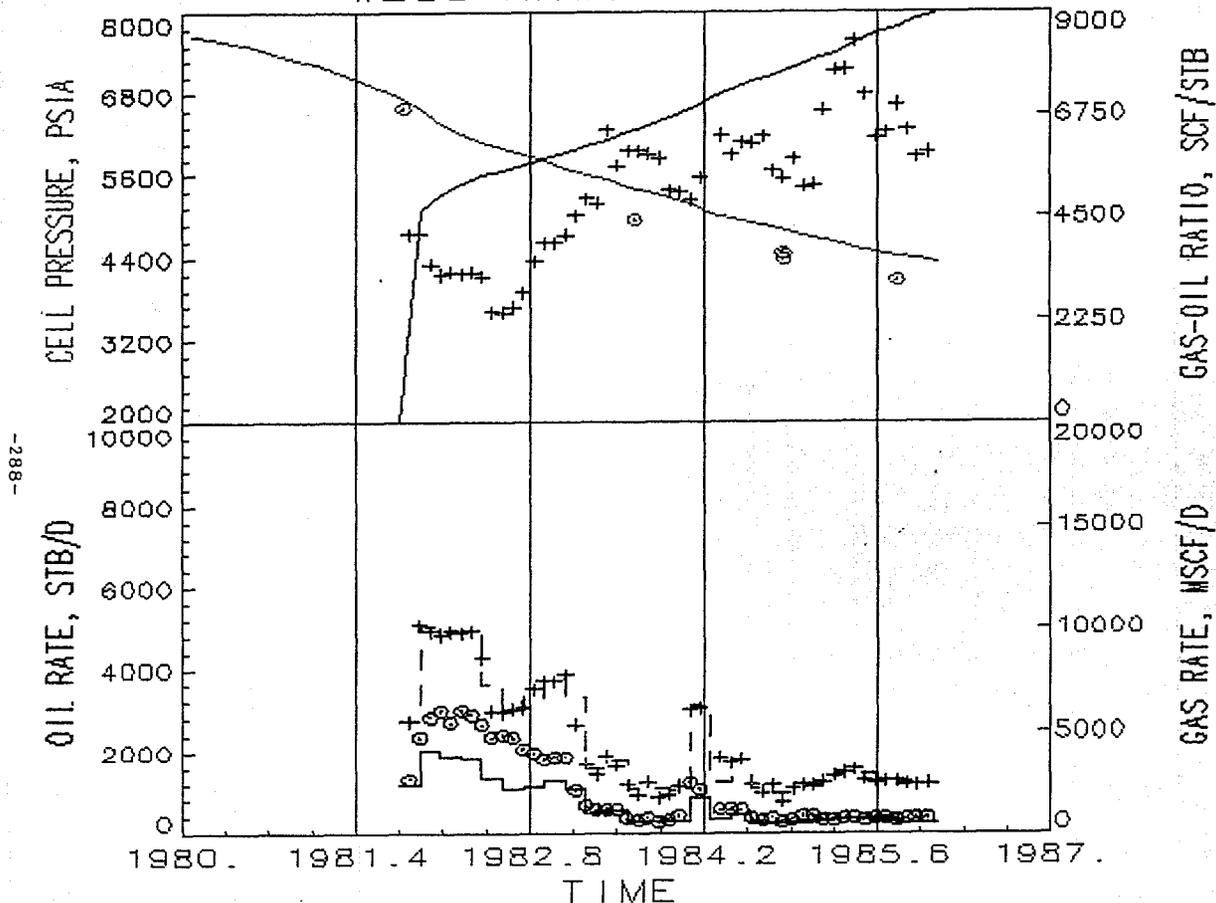


Fig. 98 - AJUSTE DEL POZO GIRALDAS 11, MEDIO FRACTURADO

TABLA 36

Parametros Obtenidos en la Simulación del Medio Fracturado.

Hidrocarburos almacenados en la fractura	32.7 %
Hidrocarburos almacenados en la matriz	68.3 %
Permeabilidad en fractura X-Y-Z	125-350 md
Permeabilidad en matriz X-Y-Z	0.56-2.16 md.
Porosidad de matriz	.9 - 5 %
Porosidad de fractura	.8 - 2.1 %
Tamaño de bloque X-Y-Z	0.69 - 1.6 p
Sat. de gas residual	16 %.

TABLA 37

Factores de Recuperación de Condensado, Residual y Total Calculados para Varios Volúmenes Porosos Inyectados de Agua, Medio fracturado.

Sat. de Gas Residual. (%)	Vol. Porosos Inv. Agua. Ct. V. P. H.C. 7	Fact. Rec. Cond. (%)	Fact. Rec. Gas Res. (%)	Fact. Rec. Total. (%)
16	0	34.50	79.05	73.38
16	4.19	37.34	80.14	74.68
16	30.92	42.22	84.19	78.85
16	41.58	43.03	85.82	80.37
Inyección de Agua Iniciada en Julio de 1995.				
16	41.83	39.50	88.72	82.42

TABLA 38

Comparación de los Incrementos** en los Factores de Recuperación Obtenidos Durante la Inyección de Agua, Para la Simulación de un Yacimiento como Homogéneo y Fracturado.

Vol. Poroso Iny. Agua (% V.P. HC.)	Inc. Fact. Rec. Cond. (%)		Inc. Fact. Rec. Gas Res. (%)		Inc. Fact. Rec. Total (%)	
	Hom. Fract.		Hom. Fract.		Hom. Fract.	
	Hom.	Fract.	Hom.	Fract.	Hom.	Fract.
4.19	----	2.74	----	1.09	----	1.3
10.55	13.5	----	9.35	----	10.13	---
14.37	----	9.07	----	2.86	----	3.14
18.91	16.82	----	11.92	----	12.54	----
25.04	18.35	----	13.34	----	13.98	----
30.92	----	7.72	----	5.14	----	5.47
41.58	----	8.53	----	6.77	----	6.99
41.72	22.49	----	14.78	----	15.76	----

Sat. Gas Residual 16 %.

** Incrementos con respecto a los valores determinados por agotamiento natural.

Los factores de recuperación determinados para la inyección de agua en un medio fracturado, nos confirman que técnicamente es factible la inyección de agua un yacimiento con efecto de doble porosidad, sin embargo sin embargo la evaluación final de la decisión debe estar sustentada en el análisis económico. Cabe añadir que falto investigar más a detalle la influencia del tamaño de bloque en la recuperación de hidrocarburos, ya que como se observa en la tabla 36, el ajuste se efectuó con un tamaño de bloque muy pequeño, y no se analizó a detalle el efecto de tener bloques de tamaño de diferentes dimensiones. Otro efecto no investigado fué el efecto de la imbibición del agua en la matriz, lo cual podría aumentar la recuperación de hidrocarburos.

En las figuras 99, 100 y 101, se presenta la comparación de los factores de recuperación determinados para el condensado, gas residual y total, en la simulación del medio como homogéneo y fracturado. En estas se observa que para la predicción por agotamiento natural (0 % vol. poroso iny.) para el medio fracturado, se obtuvo prácticamente el mismo factor de recuperación de condensado que el obtenido por agotamiento natural para el medio homogéneo (34.50 contra 33.99 %), sin embargo para el caso de recuperación del gas residual y total se calcularon valores mayores para el caso del medio fracturado (79.05 y 73.38 %) que los obtenidos para la simulación del medio homogéneo (74.67 y 69.49 %), lo cual fue ocasionado por la mayor facilidad al flujo de gas que presenta el medio fracturado. Se observa en las figuras una amplia diferencia en las curvas, la curva para la simulación del medio fracturado presenta una tendencia casi lineal ocasionada por una surgencia rápida del agua en los pozos productores, pudiendo concluirse para el caso de la simulación del medio fracturado que el valor óptimo de inyección es 30 %.

Finalmente, tenemos que la simulación de un medio poroso fracturado por medio de un modelo homogéneo puede dar una solución aproximada para la predicción por agotamiento natural de un yacimiento de gas y condensado sin entrada de agua, sin embargo en el caso de que exista un acuífero activo o con la inyección de algún fluido (gas o agua), las predicciones obtenidas del comportamiento del yacimiento fracturado no serán confiables.

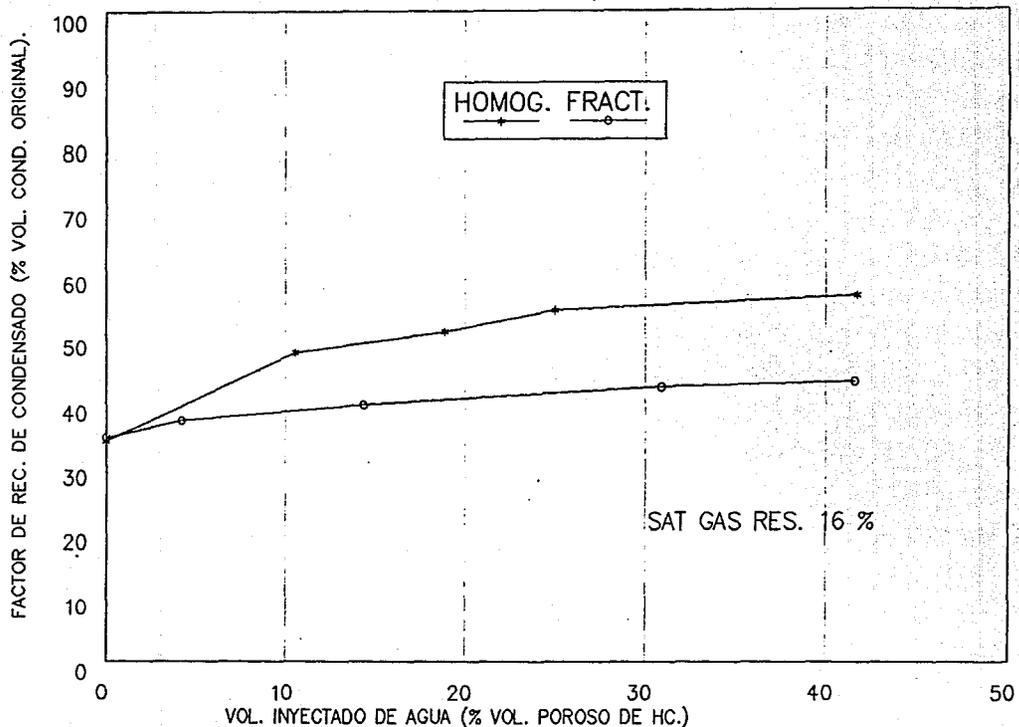


FIG 99.—COMPARACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DE COND. OBTENIDOS PARA LA SIMULACION DE UN MEDIO FRACTURADO Y HOMOGENEO .

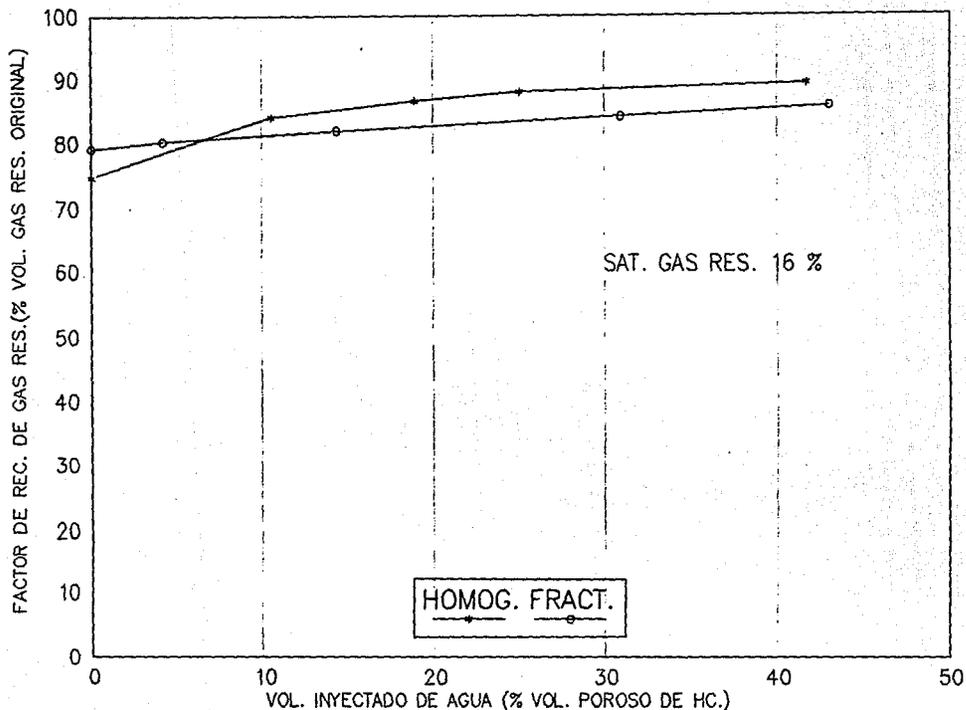


FIG 100.-COMPARACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DE GAS RES. OBTENIDOS PARA LA SIMULACION DE UN MEDIO FRACTURADO Y HOMOGENEO.

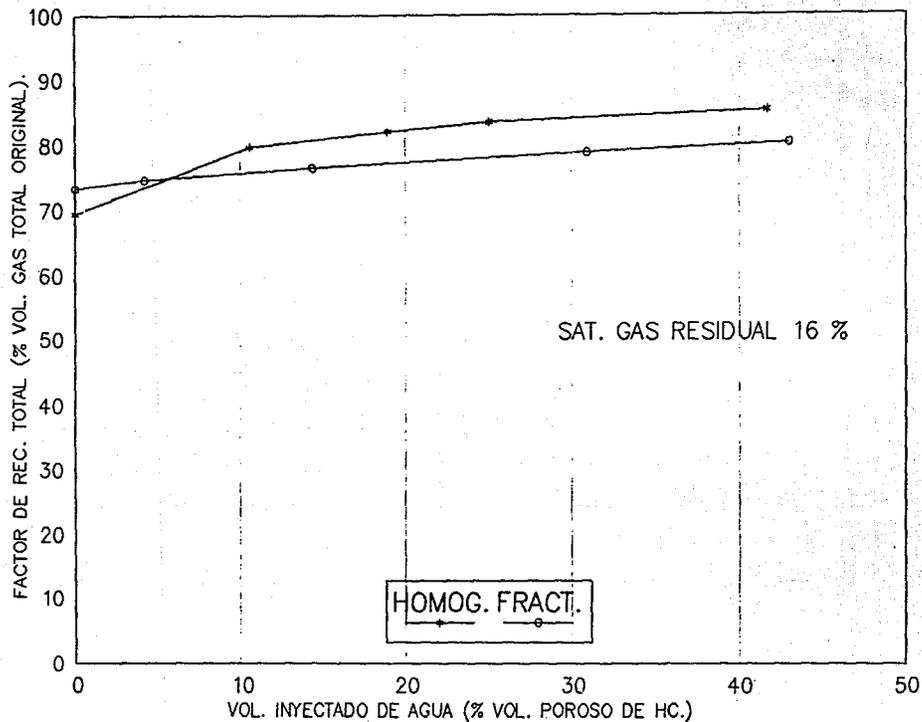


FIG. 101.-COMPARACION DE LOS FACTORES DE RECUPERACION DE GAS TOTAL OBTENIDOS PARA LA SIMULACION DE UN MEDIO FRACTURADO Y HOMOGENEO.

9.-Conclusiones y Recomendaciones.

De los resultados de este trabajo se pueden hacer las conclusiones siguientes :

1.-En un yacimiento de gas y condensado es posible obtener recuperaciones adicionales de gas y liquido con la inyección de agua, con respecto a las que se obtendrían por agotamiento natural, lo cual se ha confirmado en base a experimentos de laboratorio, casos de campo y estudios teóricos efectuados, publicados en la literatura técnica.

2.-Un proyecto de inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, debe ir encaminado a obtener la recuperación máxima de hidrocarburos con un volumen óptimo de agua inyectada. Se debe de determinar el volumen máximo de agua inyectada con el cual se obtenga la mayor recuperación de hidrocarburos. Esto se debe efectuar por medio de estudios de simulación que tomen en cuenta todos los mecanismos predominantes en un proceso de inyección de agua. El yacimiento no debe de invadirse totalmente con agua, es decir se debe de evitar que ésta llegue a los pozos productores.

El inicio del proyecto de inyección tendrá que efectuarse cuando la presión del yacimiento sea mayor a la presión de rocío del fluido, con objeto de evitar que se forme una fase líquida durante la etapa de inyección y que se mantenga alta la productividad del yacimiento. Una vez que se inyecte el volumen óptimo de agua, se tendrá que dejar que se deprime el yacimiento, para que el gas atrapado atrás del frente de invasión sea removilizado a los pozos productores.

3.-Los yacimientos de gas y condensado con alto relieve estructural son candidatos idóneos para la inyección de agua, por que se aprovecharían al máximo las fuerzas gravitacionales, se obtendría una alta eficiencia de barrido y consecuentemente una alta recuperación. Sin embargo los yacimientos de bajo relieve estructural también pueden ser candidatos a la inyección de agua, si se obtiene un control estricto sobre los ritmos de producción e inyección de agua, para evitar que ésta llegue a los pozos productores antes de que se inyecte el volumen de agua programado.

4.-El alto contenido de liquido retrogrado que presentan los yacimientos de gas y condensado del Mezozoico-Chiapas Tabasco, hacen necesario que se implanten proyectos de mantenimiento de presión, con el fin de incrementar la recuperación de liquido retrogrado, el cual es de muy alto valor comercial.

5.-Debe de terminarse de probarse la opción para simular los yacimientos de gas y condensado que trae el simulador de aceite negro modificado Eclipse 100, para verificar si los datos obtenidos con este simulador son semejantes a los de un simulador composicional. Simular los yacimientos de gas y condensado con

simuladores de aceite negro modificado, puede ser una opción muy atractiva puesto que se reduce substancialmente el tiempo de cómputo comparado al que se hubiera necesitado con un simulador composicional.

6.-El volumen óptimo de inyección de agua para la sección de estudio del campo Giraldas fue de 30.20 % del vol. poroso de hidrocarburos, para una saturación de gas residual de 5 % y para un mantenimiento de presión parcial y considerando el medio de una sola porosidad, para este valor se obtuvieron incrementos con respecto a los factores de recuperación calculados por agotamiento natural de 14.08, 12.3 y 16.46 % para el condensado, gas residual y total respectivamente.

7.-Para un mantenimiento de presión total (presión mayor a la de rocío) y considerando un modelo de una sola porosidad, se obtuvo un volumen óptimo de inyección de agua de 25 %, para este caso y considerando las mismas condiciones se obtuvo mayor recuperación de hidrocarburos que en el caso de mantenimiento parcial de presión, los incrementos obtenidos en los factores de recuperación fueron de 7.03, 1.841 y 2.715 para el condensado, gas y total respectivamente.

8.-El efecto de tener una alta saturación de gas residual no es una limitante para la inyección de agua, ya que incluso para saturaciones de gas residual del orden del 40 %, se obtuvieron factores de recuperación de hidrocarburos muy atractivos.

9.-Los factores de recuperación determinados para la inyección de agua para el medio fracturado, confirman que es posible la inyección de agua en los yacimientos fracturados, sin embargo la evaluación final debe estar avalada por un estudio económico.

10.-La simulación de un medio poroso fracturado por medio de un modelo homogéneo proporciona una solución aproximada para la predicción por agotamiento natural de un yacimiento de gas y condensado sin entrada de agua, sin embargo en el caso de que exista un acuífero activo o si se trata de predecir la inyección de algún fluido (gas o agua) las predicciones del medio fracturado no serán confiables.

11.-Es factible visualizar la opción de inyectar agua al campo Giraldas, para reforzar la actividad del acuífero, ya que se efectuó un estudio de simulación, con la inyección empezada el 1^o de julio de 1995, con un volumen de agua inyectada de 0.40 de volumen poroso de hidrocarburos, y se obtuvieron incrementos en los factores de recuperación de condensado de 3.19, 12.99, 14.36, para el condensado, gas residual y total respectivamente. Este estudio debe ser efectuado con un modelo composicional con opción de doble porosidad.

12.-Los resultados obtenidos con el simulador SIMPCO son confiables, lo cual se concluyó al comparar los resultados obtenidos con el simulador antes referido y el COMP4. El simulador SIMPCO tiene las

características apropiadas para efectuar estudios de simulación preliminares ya que es muy rápido, fácil de utilizar y requiere de poca área de memoria.

Las recomendaciones que se hacen son las siguientes :

13.-Es necesario que el laboratorio proporcione valores de permeabilidad relativa para sistemas gas-agua y gas-aceite, con objeto de suministrar estos datos a los simuladores composicionales para efectuar la predicción de los yacimientos de gas y condensado. El análisis debe efectuarse en núcleos de diámetro completo para obtener datos más precisos en los yacimientos fracturados.

14.-Se deben de efectuar pruebas de laboratorio empleando núcleos preservados para determinar la mojabilidad del medio poroso. En caso de que no se puedan efectuar pruebas de laboratorio, se debe investigar la posibilidad de determinar la mojabilidad de la formación productora a condiciones originales de presión y temperatura del yacimiento, de la manera detallada en la sección 4.4. El hecho de que una roca sea mojabla al agua o al aceite puede decidir si se implanta un proyecto de inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado.

15.-La inyección alternada de agua y gas, es una alternativa que puede resultar atractiva, para incrementar la recuperación de hidrocarburos en aquellos yacimientos de gas y condensado cuya formación productora sea fracturada.

16.-Los yacimientos de gas y condensado que se han explotado con un empuje de agua muy activo o con empuje parcial de agua, y que han quedado represionados, o bien que se estén invadiendo, deben ser considerados como prospectos para efectuarles un estudio técnico económico para implantar un proyecto de extracción de agua al yacimiento, para obtener la consecuente recuperación adicional de gas.

17.-Es conveniente que en los yacimientos de gas y condensado de alto relieve estructural o de gran extensión areal, se les efectúen análisis PVT composicionales a pozos ubicados estratégicamente dentro del yacimiento, y a etapas tempranas de la vida productiva del mismo, para tratar de determinar si existe variación de los fluidos tanto en sentido areal como vertical, con el fin de determinar el esquema óptimo de explotación del campo.

18.-Aunque el simulador SIMPCO solo puede manejar yacimientos con una sola porosidad, puede ser de gran utilidad para efectuar estudios de simulación preliminares en yacimientos con doble porosidad.

10.-BIBLIOGRAFIA

- 1.- Méndez López T.:" Yacimientos de Gas y Condensado-Análisis PVT"
 ,Tesis Profesional I.P.N. (Abril 1967) 3-17.
- 2.- Trejo Mortera O. G.:" Muestreo de Fluidos en Yacimientos
 Petroleros" , Tesis Profesional I.P.N. (Enero 1981) 25-39.
- 3.- Cronquist Chapman : " Evaluation and Producing Volatile Oil
 Reservoirs " , World Oil (Abril 1979) 159.
- 4.- Allen J.C.:"Factors Affecting the Clasification of Oil and Gas
 Wells " , A.P.I., Drilling and Production Practice (1952).
- 5.-Clark N.J., "It Pays To Know Your Petroleum " , World Oil (Marzo
 1953) 165.
- 6.-Clark N.J.:" It Pays To Know Your Petroleum " , World Oil (Abril
 1953) 165.
- 7.-Méndez López T.,Teyssier S.J.:" Caracterización de Fluidos de
 Yacimientos Petroleros " ,Revista I.M.P. (Octubre 1979), Vol. XI
 No 4, 21.
- 8.-Amyx J.W., Bass D.M., Whiting R.L.:" Petroleum Reservoir
 Engineering" , Mc Graw- Hill Book Company (1960) 222-229.
- 9.-Standing M.B.:" Volumetric and Phase Behavior of Oil Field
 Hydrocarbon Systems" , Reinhold Publishing Corporation, New
 York, Chapman Hall LTD (1961), Londres.
- 10.-Scientific Software Corporation: " Reservoir Fluids Properties-
 Section III" , Curso de Análisis PVT (1973).
- 11.- Monter O.J., López C.F.F.:" Diagramas de Comportamiento de
 Fase de los Fluidos de Yacimientos Petroleros Usando Un Modelo
 Composicional PVT" , Trabajo Presentado en el XIX Congreso Nacional
 de la A.I.P.M.
- 12.- Monter O.J., López C.F.F.:" Simulación del Comportamiento de
 Fase de una Muestra de Gas y Condensado Alterada por Pérdida de
 Componentes ligeros" , Ingeniería Petrolera, (Julio 1982) 25.
- 13.-Moses P.L.:" Engineering Applications of Phase Behavior of
 Crude Oil and Condensate Systems" , J. Pet. Tech.(Julio 1986),715.
- 14.-Bashbush J.L.,Escobar F.,Corcos G.:" Aplicación Práctica de
 Simulación Composicional para el Reciclaje de Gas al Yacimiento
 Vuelta Grande " , Presentado en el XXVII Cong. Nacional de la AIPM,
 Pue. Pue. Abril 19-22, 1989.
- 15.-Bashbush J.L.:" A Method to Determine K Values From Laboratory
 Data and Its Applications" , Artículo SPE 10127, Presentado en el
 SPE 56th Annual Fall Technical Conference and Exhibition , San
 Antonio Tx. , October 5-7, 1981.
- 16.-Core Laboratories Inc.:" Reservoir Fluid Study for Petróleos
 Mexicanos, Giraldas 32 Well,México" , RFL 80341, November 4, 1980.
- 17.-A.P.I.:" Recommended Practice for Sampling Petroleum Reservoir
 Fluids" , American Petroleum Institute RP-44 , 1961.
- 18.-Mc Cain W.D. Jr.:" The Properties of Petroleum Fluids" ,
 Mississippi State, 1973.
- 19.- Samaniego V. F.:" Apuntes de Clase - Yacimientos de Gas" ,
 Maestría en Ingeniería Petrolera, DEPEI-UNAM, 1987.
- 20.-Craft B.C., Hawkins M.F.:" Applied Petroleum Reservoir
 Engineering" , Prentice Hall Inc., Englewood Clifts, N.J.,
 1959, Capítulos 1 y 2.

- 21.-Cavett R.H.: "Physical Data For Distillation Calculations Vapor Liquid Equilibria", Presentado en la Sesión sobre Aplicaciones de Computadora en el 27 th Midyear Meeting of the A.P.I., Division of Refining, Mayo 15, 1982.
- 22.-Redlich O., Kwong J.N.S.: "On The Thermodynamics of Solutions An Equation of State Fugacities of Gaseous Solutions", Presentado en el Symposium de Thermodynamics and Molecular Structure of Solutions, 114 th Meeting of the American Chemical Society, Oregon, Septiembre 13, 1948.
- 23.-Peng D.Y., Robinson D.B.: "A New Two Constant Equation of State", Septiembre 1975.
- 24.-Core Laboratories Inc.: "Reservoir Fluid Study For Petróleos Mexicanos, Fenix No 2 Well, México", RFL 81140, October 29-30, 1979.
- 25.-Wall C.G.: "Characteristics of Gas Condensate Reservoirs and Traditional Production Methods", Seminario sobre los Yacimientos de Gas y Condensado del Mar del Norte y sus Desarrollos (Octubre 1982), Londres .
- 26.-Brinckley T.W.: " Calculation Of Rate and Ultimate Recovery From Gas Condensate Reservoirs", Preprint SPE No 1028-G, 1-17.
- 27.-Rodriguez N.R.: " Apuntes de Principios de Mecánica de Yacimientos", Departamento de Explotación de Petróleo, Publicación FI/DICT/87-026, Facultad de Ingeniería UNAM, 1987.
- 28.-Martínez H.A.R.: "Evaluación del Comportamiento de Yacimientos de Gas con Empuje de Agua Activo", Ingeniería Petrolera (Mayo 1979) 19.
- 29.-Sigmund P.L., Cameron A.M.: "Recovery of Retrograde Condensed Liquids By Revaporization During Dry Gas Injection", J. Can. Pet. Tech. (Enero-Marzo 1977) 1-14.
- 30.-Cook A.B., et al.: " The Role of Vaporization in High Percentage Oil Recovery By Pressure Maintenance", J. Pet. Tech., (Feb. 1987) 245-250.
- 31.- Smith R.L., Yarbrough L.: "Equilibration Revaporization of Retrograde Condensate By Dry Gas Injection " , Soc. Pet.Eng. Jour., (Marzo 1988) 87-94.
- 32.-Havlina Z.G., et al.: "Condensate Recovery by Cycling at Declining Pressure", Presentado en el CIM 18 th Annual Meeting, Banff Alta Canada, (Mayo 24-26 1987) 87-94.
- 33.-Donohoe C.W., Buchanan R.D.: " Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs With Nitrogen", J. Pet. Tech. (Febrero 1981) 263-270.
- 34.-Eckles W.W., Frihoda C., Holden W.W.: " Unique Enhanced Oil and Gas Recovery For Very High-Pressure Wilcox Sands Uses Cryogenic Nitrogen and Methane Mixture" . J. Pet. Tech. (Junio 1981) 971-983.
- 35.-Moses P.L., Wilson K.: " Phase Equilibrium Consideration in Using Nitrogen for Improved Recovery From Retrograde Condensate Reservoirs", J. Pet. Tech. (Febrero 1981) 256-262.
- 36.-Rodriguez N.R., Rivera R.J.: "Desplazamiento con Fluidos Miscibles Una Respuesta Idónea Para Incrementar la Recuperación de Hidrocarburos", Rev. I.M.P. (Enero 1976) 35.

- 37.- Kenyon D.E., Behie A.: "Third SPE Comparative Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs". Artículo SPE 12278. Presentado en el SPE Reservoir Simulation Symposium, San Fco. C.A., Noviembre 15-18, 1983.
- 38.-Haggort J., Brinkhorst J.W., Kleyn P.H.: "Development of An Offshore Gas Condensate Reservoirs By Nitrogen Injection Vis a Vis Pressure Depletion", Artículo SPE 15673. Presentado en la SPE Conference Londres, Octubre 1986, 233-241.
- 39.-Renner T.A., et al.: "Displacement of a Rich Gas Condensate By Nitrogen: Laboratory Corefloods and Numerical Simulations". SPE Reservoir Engineering Jour. (Febrero 1989) 52-56.
- 40.-Whorton L.P., Kieschnick W.F.: "A Preliminary Report on Oil Recovery By High Pressure Gas Injection", Presentado en el Spring Meeting of the Mid-Continent District, Division of Production, Oklahoma (Marzo 1950) 247-257.
- 41.-Striefel M.A., Ahmed T.H., Gady G.V.: "Cycling With Air and Other Nonhydrocarbon Gases". SPE Reservoir Engineering Jour. (Nov. 1987) 683-686.
- 42.- Aron D.: "Reservoir Engineering Aspects of Condensate Field Development", Petroleum Development Consultants LTD, Petroleum Abstracts 481534.
- 43.- Standing M.B., Lindbland E.N., Parsons R.L.: "Calculated Recoveries by Cycling from a Retrograde Reservoir of a Variable Permeability", Trans. AIME (1948), Vol 174, 165-190.
- 44.-Clark N.J., et al.: "Miscible Drive- Its Theory and Application". J. Pet. Tech. (Junio 1958) 11-20.
- 45.-Caudle B.H., Dyes A.B.: "Improved Miscible Displacement by Gas-Water Injection", Trans. AIME (1958), Vol. 213, 281-284.
- 46.-Jones L.G., Cullick A.S., Cohen M.F.: "WAG Process Promises Improved Recovery in Cycling Gas Condensate Reservoirs: Part I - Prototype Reservoir Simulation Studies", Artículo SPE 19113. Presentado en el SPE Gas Technology Symposium Dallas Texas, Junio 1989, 521-528.
- 47.- Cullick A.S., Lu H.S., Watson J.P.: "Water Alternating Process Promises Improved Recovery From Gas Condensate Reservoirs: Part II Simulation Sensitivity Studies and Lab Corefloods", Artículo SPE 19114. Presentado en el SPE Gas Technology Symposium, Dallas Texas, Junio 1989, 529-542.
- 48.-Greenwalt W.A., et al.: "A Field Test of Nitrogen WAG Injectivity", Artículo SPE 6816, Presentado en el First Joint SPE/DOE Symposium on Enhanced Recovery, Tulsa Oklahoma, Abril 1980, 59-66.
- 49.-Hsie J.C., Stephen Moore J.: "The Quarantine Bay 4RC CO₂ WAG Pilot Project: A Postflood Evaluation", SPE Reservoir Engineering, Jour. (Agosto 1988) 809-814.
- 50.-Huang E.T.S., Holm L.W.: "Effect of WAG Injection and Rock Wettability on Oil Recovery During CO₂ Flooding", SPE Reservoir Engineering Jour. (Febrero 1988) 119-129.
- 51.-Christian L.D.: "Recovery of Gas From Water Drive Gas Reservoirs". U.S. Patent 4149598, Abril 1979.

- 52.-Chesney T.P., Lewis R.C., Trice M.L.: "Secondary Gas Recovery From a Moderately Strong Water Drive Reservoirs : A Case History", J. Pet. Tec. (Septiembre 1982) 2149-2158.
- 53.-Anderson L.L., Peterson K.P., Parisi W.A.: "Enhanced Production From a Slightly Geopressured Water-Drive Gas Condensate Field", Articulo SPE/DOE/GRI 128688, Presentado en el SPE/DOE/GRI Unconventional Gas Recovery Symposium Pittsburgh P.A., Mayo 1984.
- 54.-Rogers L.A.: "Test of Secondary Gas Recovery By Coproduction of a Gas and Water From Mt Selman Field, Tx.", Articulo Presentado en el SPE/DOE/GRI Unconventional Gas Recovery Symposium Pittsburgh P. A., Mayo 1984.
- 55.-Randolph P.L., Wible J.L.: " Co-Production of the N.E. Hitchcock Field, Galveston Texas". Articulo SPE 15255, Presentado en el Unconventional Technology Symposium of SPE ,Louisville KY, Mayo 1986.
- 56.-Honarbour M., Mahmood S.M.: "Relative Permeability Measurements : An Overview", J. Pet. Tech. (Agosto 1986) 963-966.
- 57.-Ancell K.L., Manhart T.A.: " Secondary Gas Recovery From a Water-Drive Gas Reservoir : A Case Study", Articulo SPE 16944, Presentado en el 62nd Annual Technical Conference and Exhibition of SPE Dallas Texas, Septiembre 1987.
- 58.-Geffen T.M., Parrish D.R., Haynes G.W., Morse R.A.: "Efficiency of Gas Displacement From Porous Media By Liquid Flooding", Trans., AIME (1982), Vol. 195, 29.
- 59.-Rivas Gomez S.: "Waterflooding Will Benefit Some Gas Reservoirs", World Oil (Abril 1983) 71-82.
- 60.-Wattenbarger R.A.: "Practical Aspects of Compositional Simulation", Articulo SPE 2800, Presentado en el 2nd Symposium on Numerical Simulation of Reservoir Performance of SPE, Dallas Texas, Febrero 1970.
- 61.-Taylor A.J.: "Computer Simulation of Gas Condensate Reservoirs", Brit. Gas Corporation Condensate Reservoirs Stud Seminar Pap No 6, Londres , Octubre 1984.
- 62.-Coats K.H. : "Simulation of Gas Condensate Reservoir Performance", J. Pet. Tech. (Octubre 1985) 1870-1886.
- 63.-Mott R.E.: "Computer Simulation of Gas Condensate Reservoirs " ,Sea North Condensate Reservoirs Conference and Their Development IBC Tech. Serv. LTD , Londres, Septiembre 1988.
- 64.-Bruggeman J.L., Silva da F., Luysterma K.: "Sensitivity of Marginal Gas Condensate Fields to Fluid Composition and Depth- A Dual Porosity Simulation Study", Sea North Condensate Reservoirs Conference and Their Development IBC Tech. Serv. LTD , Londres Ing., Septiembre 1988.
- 65.-Sutan-Assin T., et al.: " Use of Compositional Simulation in The Management of Arun Gas Condensate Reservoirs", Articulo OSEA 88172 , Presentado en la Conferencia 7th Offshore South East Asia Singapore , Febrero 1988.
- 66.-Kenyon D.E., Behie A.: " Third SPE Solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs", Articulo SPE 12278, Presentado en el SPE Reservoir Simulation Symposium San Francisco CA, Noviembre 1983.

- 67.-Coats K.H.: "An Equation of State Compositional Model". Soc. Pet. Eng. Jour. (Octubre 1960) 363-376.
- 68.-Wilson D.C.: "Water Injection for Pressure Maintenance in Condensate Reservoirs". Gas Condensate Reservoirs Meeting and Their Development OYES (IBCO), Londres (1963).
- 69.-Craig F.F.: "Aspectos de Ingeniería en la Inyección de Agua". Monografía SPE, Richardson Tex. (1962).
- 70.-Bobar A.R.: "Reservoir Engineering Concepts on Well Spacing", Artículo SPE 19338 (1969).
- 71.-Dake L.P.: "The Hierarchy in Production Methods for Offshore Gas Condensate Fields", Sea North Condensate Reservoirs Conference and Their Development, 24 y 25. Mayo 1983, Londres Inglaterra.
- 72.-Abreu M.T.J., Muñoz A.F., Silva R.J., Loreto M.E.: "Apuntes de Recuperación Secundaria", Departamento de Explotación de Petróleo UNAM, Publicación FI-DICT/85-028, Facultad de Ingeniería, UNAM (1985).
- 73.-Land C.S.: "Calculation of Imbibition Relative Permeability for Two and Three Phase Flow From Rock Properties". Soc. Pet. Eng. Jour. (June 1968) 149-156.
- 74.-Jones Roszelle: "Graphical Techniques for Determining Relative Permeability from Displacement Experiments", J. Pet. Tech. (Mayo 1978) 807-817.
- 75.-Stone H.L.: "Probability Model for Estimating Three-Phase Relative Permeability", J. Pet. Tech. (Febrero 1970) 214-218.
- 76.-Mathews J.D., Hawes R.I., Hawkyard I.R., Fhislock T.P.: "Feasibility Studies of Waterflooded Gas Condensate Reservoirs", J. Pet. Tech. (Agosto 88) 1049-1056.
- 77.-Fishlock T.P., Smith R.A., Soper B.M., Wood R.W.: "Experimental Studies on the Waterflood Residual Gas Saturation and Its Production by Blowdown", SPE Reservoir Engineering Journal (Mayo 1988) 387-394.
- 78.-Daltaban T.S., Issa R.I., Wall C.G.: "Simulation of Recovery Processes in Gas Condensate Reservoirs", Enhanced Oil Recovery European Meeting, Abril 16-18, 1985.
- 79.-Saeidi A., Handy L.L.: "Flow and Phase Behavior of Gas Condensate and Volatile Oils in Porous Media", Artículo SPE 4891, Presentado en el SPE 44th Annual California Meeting, San Fco. Calif., Abril 4-5, 1974.
- 80.-Chierici G.L., Ciucci G.M., Long G.: "Experimental Research on Gas Saturation Behind the Water Front in Gas Reservoirs Subject to Water Drive", Proc Sixth World Pet. Cong., Frankfurt Alemania, (Junio 1963), 483-498.
- 81.-Richardson J.G., Kerver H.K., Hafford J.A., Osoba J.S.: "Laboratory Determination of Relative Permeability", Trans., AIME (1952) Vol 195.
- 82.-Azis K., Settari A.: "Petroleum Reservoir Engineering", Applied Science Publishers LTD, Londres (1979).
- 83.-Amott E.: "Observations Relating to the Wettability of Porous Rock", Trans., AIME (1959) Vol 216, 156-162.
- 84.-Bobek J.E., Mattax C.C.: "Reservoir Rock Wettability of Porous Rock", Trans., AIME (1958), Vol 213, 155-160.

- 85.-Raza S.H., Treiber L.E., Archer D.L.: "Wettability of Reservoir Rocks and Its Evaluation". Prod. Monthly (April 1988) 33, No 4, 2-7.
- 86.-Treiber L.E., Owens W.W.: "A Laboratory Evaluation of the Wettability of Fifty Oil Producing Reservoirs". Soc. Pet. Eng. Jour., (Dic. 1972), 531-540.
- 87.-Oen P.M., Engell-Jensen M., Barendregt A.A.: "Skjold Field Danish North Sea: Early Evaluations of Oil Recovery Through Water Imbibition in a fractured Reservoir". SPE Reservoir Engineering Journal (Feb. 1988) 17-22.
- 88.-Gilman J.R., Kazemi H.: "Improved Calculations for Viscous and Gravity Displacement in Matrix Blocks in Dual Porosity Simulators". J. Pet. Tech. (Enero 1988) 60-69.
- 89.-Crowell D.C., Dean G.W., Loomis A.G.: "Efficiency of Gas Displacement From a Water Drive Reservoir". Report of Investigation 8735, U.S., Bureau Of Mines Whashington D.C. 1986.
- 90.-Herbeck E.F.: "Fundamentals of Tertiary Oil Recovery", Petroleum Engineering (Enero 1976) 33-46.
- 91.-Rodriguez N.R., Rivera R.J.: "Estado Actual de la Tecnología de Recuperación de Aceite por Medio de la Inyección de Agua en Yacimientos Naturalmente Fracturados". Ingeniería Petrolera. (Junio 1985) 17-35.
- 92.-Romero L.J.O., Rosette T.J.: "Explotación por Inyección de Agua en los Yacimientos Naturalmente Fracturados y de Gran Espesor- Aplicación al Campo Sitio Grande". Ingeniería Petrolera. (Diciembre 1978) 5-18.
- 93.-Andresen K.H., Baker R.I., Raofi J.: "Development of Methods for Analysis of Iranian Asmari Reservoirs". Proc Sixth World Pet. Cong. (Junio 1983).
- 94.-Garaicochea F., Acuña R.A.: "Alternativas de Explotación de los Yacimientos del Area Chlapas Tabasco". Ingeniería Petrolera. (Octubre 1976) 452-461.
- 95.-Ortega G.H.G.: "Importancia de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Campo Sitio Grande". Ingeniería Petrolera. (Marzo 1988) 23-39.
- 96.-Pérez R.C., Pérez C.F.: "Inyección Cíclica del Agua". Ingeniería Petrolera (Diciembre 1988) 11-21.
- 97.-Aronofsky J.S., Masse L., Natanson S.G.: "A Model for The Mechanism of Oil Recovery From The Porous Matrix Due to Water Invasion in Fractured Reservoirs". Trans., AIME (1958) Vol. 213 17-19.
- 98.-Graham J.W., Richardson J.G.: "Theory and Application of Imbibition Phenomena in Recovery of Oil", Trans., AIME (1959) , Vol 216 377-381.
- 99.-Ortiz de María M.J.: "El Petróleo en México el Reto de las Reservas Para el Año 2000". Ingeniería Petrolera. (Noviembre 1989) 55-60.
- 100.-Chilingar G.V., Mannon R.W., Ricke H.H.: "Oil and Gas Production From Carbonate Rocks". American Elsevier Publishing Company Inc. New York (1972).

- 101.-Vo D.T., Jones J.R., Raghavan R.: "Performance Predictions for Gas Condensate Reservoirs", Artículo SPE 16884, Presentado en el SPE 62nd Annual Technical Conference, Dallas, Tx., Sept. 27-30 1987.
- 102.-Barbe J.A.: "Evaluation and Modification of the Means San Andres Unit Waterflood", J. Pet. Tech. (Dic. 1971) 1421-1427.
- 103.-Craig F.F., Willcox P.J., Ballard J.R., Nation W.R.: "Optimized Recovery Through Continuing Interdisciplinary Cooperation", J. Pet. Tech. (Julio 1977) 755-760.
- 104.-Cinco L.H.: "Apuntes de Clase- Caracterización de Yacimientos", Maestría en Ingeniería Petrolera, DEPTI - UNAM (1989).
- 105.-Allen P.T., Roberts P.A.: "Production Operations- Well Completions", Workover and Stimulation, Cap. I, Oil and Gas Consultants International Inc., Tulsa Oklahoma 1978.
- 106.-Cason L.L. D.: "Waterflooding Increase Gas Recovery", J. Pet. Tech. (Oct. 1989) 1102-1106.
- 107.-Durmishyan A.G.: "Comparative Evaluation of Operating Methods for Gas Condensate Fields, With Waterflooding and With Pressure Depletion", Gazovaya Prom No 5 (Mayo 1970) 30-33.
- 108.-Agarwal R.G., Al-Hussainy R., Ramey H.J.: "The Importance of Water Influx in Gas Reservoirs", Artículo SPE 1244, presentado en el SPE Annual Fall Meeting, Denver Co., Oct 3-6, 1965.
- 109.-Rivas G.S., Ortiz S.B.: "Recuperación Secundaria Por Inyección de Agua en los Yacimientos de Gas", Ingeniería Petrolera (Diciembre 1986) 35-46.
- 110.-Cárdenas J.Q.: "Nuevos Yacimientos Petroleros en Chiapas Tabasco, el Complejo Estructural Miguel Angel Zenteno Basurto", Ingeniería Petrolera, (Junio 1986) 7-29.
- 111.-Montiel H.D., Berumen C.S.: "simulación del Comportamiento de Yacimientos de Gas y Condensado Campo Cuiclahuac D.F.N.E.", Ingeniería Petrolera, (Junio 1986), 7-29.
- 112.-Schlumberger: "Evaluación de Formaciones en México", México D.F. (1984).
- 113.-Soave G.: "Equilibrium Constants from a Modified Redlich Kwong Equation of State", Chemical Engineering Science (1972) Vol. 27, 1197-1203.
- 114.-Hernández S.C., Saavedra O.J., Cobos B.M., León V.R.: "Estudio de Evaluación de las Formaciones Productoras del Area de Huimanguillo Tab.-Campo Fenix-Torruco (Primer Reporte)", Sud. Tec. Expl., Div. Evaluación de Formaciones, I.M.P., Julio 1983.
- 115.-López y E. J., Monter O.J., Balderas J. C., "Predicción del Comportamiento Primario del Campo Fenix; Empleando un Modelo Composicional", Div. de Yacimientos, Sub. Tec. Explotación, I.M.P., Dic 1982.
- 116.-López y E. J., Monter O.J., Garcia G.F.J., "Estudio de Simulación del Yacimiento Fenix - Predicción de su Comportamiento", Div. de Yacimientos, Sub. Tec. Explotación, I.M.P., Abril 1985.
- 117.-Desbrandes R., Bassioni Z., "In-Situ Wettability Determination in Gas Reservoirs", SPE 19058, Presentado en el SPE Gas Technology Symposium, Dallas Texas, Junio 7-9, 1989, 53-62.

- 118.-Spivak A., Dixon T.N., "Simulation of Gas Condensate Reservoirs", Articulo SPE 4271, Presentado en el 3rd Numerical Simulation of Reservoir Performance Symposium Houston Tex., Enero 10-12, 1973.
- 119.-Drohm J.K., Goldthorpe W.H., "Black Oil PVT Revisited - The Use of Pseudo-Component Mass For An Exact Material Balance", SPE 17081.
- 120.-Thomas G.W., Breit V. S., "Modeling of Gas Condensate and Volatile Oil Reservoirs Using SIMBEST II", Scientific Software Intercomp. Report 8704.
- 121.-Cook R.E., Jacoby R.H., Ramesh A.B., "A Beta Type Simulator For Approximating Compositional Effects During Gas Injection", SPEJ (Octubre 1974) 471-481.
- 122.-Coats K.H., Smart G.T., "Application of a Regression Based EOS PVT Program to Laboratory Data", SPE Reservoir Engineering, (Mayo 1986) 277-299.
- 123.-Eytan D.G.P., "Practical Limitations in Obtaining PVT Data for Gas Condensate Systems", Articulo SPE 15765, Presentado en el 5^o SPE Middle East Oil Show realizado en Manama, Bahrain (Marzo 7-10) 1987.
- 124.-Katz D.L., Firoozabadi A., "Predicting Phase Behavior of Condensate Crude-Oil Using Methane Interaction Coefficients", J. Pet. Tech. (Noviembre 1978) 1649-1655.
- 125.-Standing M.B., "A Set of Equations for Computing Equilibrium Ratios of a Crude Oil/Natural Gas System At Pressures Below 1000 psia", J. Pet. Tech. (Septiembre 1979) 1193-1194.
- 126.-Glaso O., Whitson C. H., "The Accuracy of PVT Parameters Calculated from Computer Flash Separation at Pressures Less Than 1000 psia", J. Pet. Tech. (Agosto 1982) 1811-1813.
- 127.-Hoffman A.E., Crump J. S., Hocco C. F., "Equilibrium Constants for a Gas Condensate Systems", Petroleum Transactions AIME Vol 198 (1959) 1-10.
- 128.-Conrad P. G., Gravier J.F., "Peng-Robinson Equation of State Checks Validity of PVT Experiments", Oil and Gas Journal (Abril 21 1980) 77-87.
- 129.-Peneloux A., Jain C., Behar E., Malmaison R., "Application of the Developed Redlich-Kwong Equation of State to Predicted the Thermodynamic Properties of Condensate Gases", Articulo SPE 8287, Presentado en el 54 th Annual Fall Technical Conference, Las Vegas Nevada, Septiembre 23-26, 1979.
- 130.-Whitson C.H., Da Silva F., Soreide I., "Simplified Compositional Formulation for Modified Black-Oil Simulators", Articulo SPE 18319, Presentado en el 63 rd Annual Technical Conference, Houston TX., Octubre 2-5, 1988.
- 131.-Whitson C.H., "Effect of Physical Properties Estimation on Equation of State Predictions", Articulo SPE 11200, Presentado en el 57 th Annual Fall Technical Conference, New Orleans LA., Sept. 26-29, 1982.
- 132.-Zambrano G., Granado A., Rincon A., "A Compositional Simulation Evaluation of the Santa Rosa, Colorado EF Reservoir, Eastern Venezuela", Articulo SPE 18279, Presentado en el 63rd Annual Technical Conference, Houston Tx., Octubre 2-5, 1988.

- 133.-Banesh A., Henderson G.D., Krinis D., Peden J.M., "Experimental Investigation of Condensate Retrograde Condensation in Porous Media at Reservoir Conditions", Artículo SPE 18316. Presentado en el 63 rd Annual Technical Conference, Houston Tx., October 2-5, 1988.
- 134.-Golaz P., Sitbon A.J.A., Deslisie J.G., "Case History of the Mellon Gas Field", J. Pet. Tech. (Agosto 1990) 1032-1036.
- 135.-Firoozabadi A., Kent T.L., "Sixth SPE Comparative Solution Project : Dual Porosity Simulators", J. Pet. Tech. (Junio 1990) 710-715.
- 136.-Gilman J.R., Kazemi H., "Improved Calculations for Viscous and Gravity Displacement in Matrix Blocks in Dual-Porosity Simulators", J. Pet. Tech. (Enero 1988) 60-69.
- 137.-Exploration Consultants Limited, "PVT User's Reference Manual", Version 8901, Enero 1989.
- 138.-Exploration Consultants Limited, "Eclipse 100 - Reference Manuals", Versión 8809, Septiembre 1988.
- 139.-Exploration Consultants Limited, "Eclipse 300 - User's Reference Manual", Versión 8901, Enero 1989.
- 140.-Castelijns J.H.P., Hagoort J., "Recovery of Retrograde Condensate from Naturally fractured Gas-Condensate Reservoirs", SPEJ (Diciembre 1984) 707-717.
- 141.-Villavicencio P.A., "Comunicación Personal", Agosto 1990.
- 142.-Montiel H.D., "Comunicación Personal", Noviembre 1990.
- 143.-ECL-Bergeson, "Boletín Informativo", Abril 1991.
- 144.-Whitson C.H., Torp S.B., "Evaluating Constant-Volumen Depletion Data", J. Pet. Tech. (Marzo 1983), 610-620.
- 145.-Rodriguez G.A., "Análisis Petrofísico - Pozo Fenix 2", División de Yacimientos, Sub. Tec. de Explotación I.M.P., Mayo 1982.
- 146.-Méndez L.T., León G.A., Trejo M.O.G., "Pozo Fenix 2 -Análisis PVT", División de Yacimientos, Sub. de Tec. de Explotación I.M.P., Agosto 1980.
- 147.-Rivera R.J., "Apuntes de Clase- Recuperación Secundaria", Maestría en Ingeniería Petrolera D.E.P.F.I. -U.N.A.M. 1988.
- 148.-Computer Modelling Group, "GEM - User's Manual - General Adaptive Implicit Equation of State Compositional Model With Dual-Porosity, Dual Permeability Option", Versión 4.0, Calgary, Alberta Canada (Junio 1989).
- 149.-Computer Modelling Group, "CMGPROP - User's Manual", Versión 2.3.3, Calgary, Alberta Canada, Julio 1987.
- 150.-López C.F., Urquieta S.E., "Simulador IMPEVETE, Manual Del Usuario", División de Yacimientos I.M.P., Versión 1.2. Septiembre 1989.
- 151.-López C.F., "Simulador SIMPCO, Manual del Usuario", División de Yacimientos-I.M.P., Versión 1.2. Septiembre 1988.
- 152.-Martínez M.V.H., Camas J.I., Ortega G.H.G., "Campo Giralda : Análisis de las Condiciones Actuales de Explotación", Suptcia. de Ingria. de Yacimientos Z.S. Petróleos Mexicanos, Marzo 1990.
- 153.-Morales S.J.M., Peregrino R.H., Ocampo F.A., "Revisión del Volumen y Reserva Original del Yacimiento Cretácico Medio Campo Giralda", Suptcia. de Ingria. de Yacimientos Zona Sureste, Octubre 1988.

154. -Chifas A.M.M., Méndez H.A.R., Meneses C.T.A., "Determinaciones Petrofísicas - Pozo Girdaldas No 130 - Formación Cretácico Medio", Laboratorio de Ingria. de Yacimientos Z.S., Marzo 1987.
155. -Chifas A.M.M., Méndez H.A.R., Meneses C.T.A., "Determinaciones Petrofísicas-Pozo Girdaldas No 74 Formación Cretácico Medio", Laboratorio de Ingria. de Yacimientos Z.S., Marzo 1987.
156. -Chifas A.M.M., Méndez H.A.R., Meneses C.T.A., "Determinaciones Petrofísicas - Pozo Girdaldas No 12 Formación Cretácico Medio", Laboratorio de Ingria. de Yacimientos Z.S., Marzo 1987.
157. -Chifas A.M.M., "Determinaciones Petrofísicas - Pozo Girdaldas 8 Formación Cretácico Medio", Laboratorio de Ingria. de Yacimientos Z.S., Octubre 1984.
158. -Core Laboratories Inc., "Reservoir Fluid Study for Petróleos Mexicanos - Girdaldas 2 Well México", RFL 77531, Dallas Tx., Diciembre 16 (1977).
159. -Schlumberger, "Programa STAR para el Analisis de Pruebas de Presión - Manual del Usuario", Versión X01.H02, Mayo 5, 1989.
160. -Flopetrol, "Mediciones de Temperatura y Presión con Equipo de Alta Resolución a los Pozos Girdaldas 2, Girdaldas 6, Girdaldas 24, y Girdaldas 32", Agosto 1983 - Octubre 1984.
161. -Suptcia. de Ingria. de Yacimientos Z.S., "Análisis de las Pruebas de Presión del Campo Girdaldas", Nov. 1977 - Octubre 1984.
162. -López C.F.F., "Comunicación Personal", Mayo 1991.
163. -López C.F.F., Urquieta S.E., Contreras N.G., "Manual del Usuario del Sistema Experto en Ajustes de Historia de Yacimientos", Departamento de Desarrollo de Simuladores, Div. de Yacimientos, I.M.P., Abril de 1991.
164. -León G.A., Rojas G.J.S., Samaniego V.F., "Predicción del Comportamiento de los Yacimientos de Gas y Condensado por Agotamiento Natural, Empleando un Método de Balance de Materia Composicional", Suptcia. de Ingeniería de Yacimientos Zona Sureste, Petróleos Mexicanos (Julio 1991) Inedito.
165. -Thomas L.K., Dixon T.N., Flerson R.G., Hermansen H., "Ekofisk Nitrogen Injection", SPE Formation Evaluation, June 1991(151-159).
166. -Montiel H.D., Samaniego V.F., Berumen C.S., "Simulación Numérica de Yacimientos de Gas y Condensado con Entrada de Agua Campo Reynosa D.F.N.E.", Ingeniería Petrolera (Agosto de 1990) 41-48.
167. -Humphreys N.V., "The Material Balance Equation for a Gas Condensate Reservoir with Significant Water Vaporization", Artículo SPE 21514, Presentado en el SPE Gas Technology Symposium, Houston Tx., January 23-25, 1991.
168. -Hassan N., Rastogi S.C., Ng H.J., Robinson and Assoc., "Phase Behavior of Retrograde Gas Condensate Water System Under High Pressure and Temperature Conditions", Artículo OSEA 88203, presentado en el 7th Offshore South East Asia Conference, Singapore, february 2-5 1988.
169. -Aguilera R., "Multiple Rate Analysis for Pressure Buildup Test in Reservoirs with Tectonic, Regional, and Contractional Natural Fractures", SPE Formation Evaluation, September 1987.

170.-Ramagost B.P., Farshad F.F., "P/Z Abnormally Pressured Gas Reservoirs ", SPE 10125, Presentado en el 58 th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Antonio Tx., October 1981.

171.-Scientific Software Intercomp,"Equation of State PVT Program. User's Manual Version 4.0", November 1984.

171.-Scientific Software Intercomp,"Fully Implicit Equation of State Compositional Reservoirs Simulator with Dual Porosity Option COMP4 User's Manual, Version 3.1", June 1, 1990.

172.-Centro de Proceso de Reg. de Pozo."Estudio de Caracterización del Campo Girdaldas", Instituto Mexicano del Petróleo, Villahermosa Tab., Marzo 1992.