



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**“Recuperación Adicional para Yacimientos de
Gas y Condensado. Modelo predictivo para
Yacimientos Homogéneos y Heterogéneos.”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

I N G E N I E R O P E T R O L E R O

P R E S E N T A:

OSCAR GABRIEL SALINAS ROLDÁN

DIRECTOR DE TESIS: ING. ISRAEL CASTRO HERRERA

CODIRECTOR DE TESIS: M.C. HERÓN GACHUZ MURO



MÉXICO D. F. CD. UNIVERSITARIA, MARZO 2013.

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar, me gustaría dar las gracias a los Ingenieros Israel Castro Herrera y Herón Gachuz Muro; profesores de la Facultad de Ingeniería Petrolera, por la supervisión y orientación que me brindaron a lo largo del trabajo de titulación. Reconozco con enorme gratitud, el estímulo y la ayuda que me brindaron. Asimismo, me gustaría dar las gracias a la Ing. Lorena Sánchez, por el apoyo y la paciencia que tuvo para poder asistirme con los trámites oficiales.

Definitivamente este trabajo no se habría podido realizar sin la colaboración de muchas personas que me brindaron su ayuda; siempre resultará difícil agradecer a todos aquellos que de una u otra manera me han acompañado por este camino que hoy veo realizado, porque nunca alcanza el tiempo, el papel o la memoria para mencionar o dar con justicia todos los créditos y méritos a quienes se lo merecen. Por tanto, quiero agradecerles a todos ellos cuanto han hecho por mí, para que este trabajo saliera adelante de la mejor manera posible.

Agradezco a mis padres por haberme brindado la oportunidad de estudiar la carrera en la Universidad Nacional Autónoma de México, por su esfuerzo, dedicación, paciencia y entera confianza.

DEDICATORIA

A mi hijo que es el motor que me obliga a funcionar y ser mejor cada día y para Leslie; por todos los proyectos que deseamos concretar.

*Said, eres el amor de mi vida.
Recuerda que siempre contarás conmigo y
siempre te voy a amar.*

CONTENIDO

CAPITULO I

PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.....	1
1.1 Introducción.....	1
1.2 Acumulación de líquido en los pozos	6
1.3 Acumulación de líquido en la formación.....	6
1.5 Irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción.....	10
1.6 Referencias Bibliográficas.....	11

CAPITULO II

PROCESOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL IMPLEMENTADOS PARA YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO.....	12
2.1 Introducción.....	12
2.2 Inyección de agua	12
2.2.1 Parámetros principales del proceso	13
2.2.1.1 Relación de movilidades.....	13
2.2.1.2 Variación de la permeabilidad	14
2.2.1.3 Efecto de la mojabilidad de la roca.....	14
2.2.2 Inyección de agua en yacimientos fracturados.....	15
2.2.3 Inyección alternada de agua y gas (WAG).....	17
2.3 Inyección de gas	20
2.3.1 Inyección de gas seco	22
2.3.1.1 Objetivos	23
2.3.1.2 Ventajas y desventajas.....	24
2.3.1.3 Mecanismos de desplazamiento	25
2.3.2 Inyección de gases inertes	27
2.3.3 Vaporización de líquido retrógrado.....	30
2.4 Referencias Bibliográficas.....	35

CAPITULO III

ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIAS DE BARRIDO.....	37
3.1 Introducción.....	37
3.2 Arreglos de pozos	38
3.2.1 Principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos	41
3.2.2 Empuje en línea directa.....	42
3.2.3 Empuje en línea alterna.....	43
3.2.4 Arreglos de 5 pozos	44
3.2.5 Arreglos de 7 pozos	45
3.4 Eficiencia de barrido vertical, Ev	47
3.5 Referencias Bibliográficas.....	53

CAPITULO IV

MÉTODOS DE PREDICCIÓN PARA LA INYECCIÓN DE GAS SECO	54
4.1 Yacimientos homogéneos	54
4.1.1 Desarrollo del modelo predictivo	55

4.2 Yacimientos heterogéneos	61
4.2.1 Desarrollo del modelo predictivo.	62
4.3 Referencias Bibliográficas	68

CAPITULO V

APLICACION DE LOS MODELOS DE INYECCIÓN DE GAS SECO	69
5.1 Datos de campo de un yacimiento homogéneo	70
5.1.1 Predicción numérica	71
5.1.2 Predicción mediante programa de cálculo para yacimientos homogéneos ..	76
5.2 Datos de campo de un yacimiento heterogéneo	81
5.2.1 Predicción numérica	82
5.2.2 Predicción mediante programa de cálculo para yacimientos heterogéneos .	88
5.3 Análisis de resultados.....	93

CONCLUSIONES	94
6.1 Referencias Bibliográficas	100

CAPITULO I

PROBLEMAS ASOCIADOS A LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

1.1 Introducción

Un yacimiento de gas y condensado puede obstruirse con sus componentes más valiosos. La saturación del líquido condensado puede incrementarse en la región vecina al pozo como consecuencia de la caída de presión por debajo del punto de rocío, restringiendo además el flujo de gas. La restricción en la zona vecina al pozo puede reducir su productividad por un factor de dos o más.

Este fenómeno conocido como formación de bloque o banco de condensado, es el resultado de una combinación de factores, incluyendo las propiedades de las fases de fluidos, las características del flujo de la formación y las presiones existentes en la formación y en el pozo (Fig. 1-1). Si estos factores no se comprenden en las primeras etapas del desarrollo de un campo petrolero, tarde o temprano el rendimiento de la producción se verá afectado.

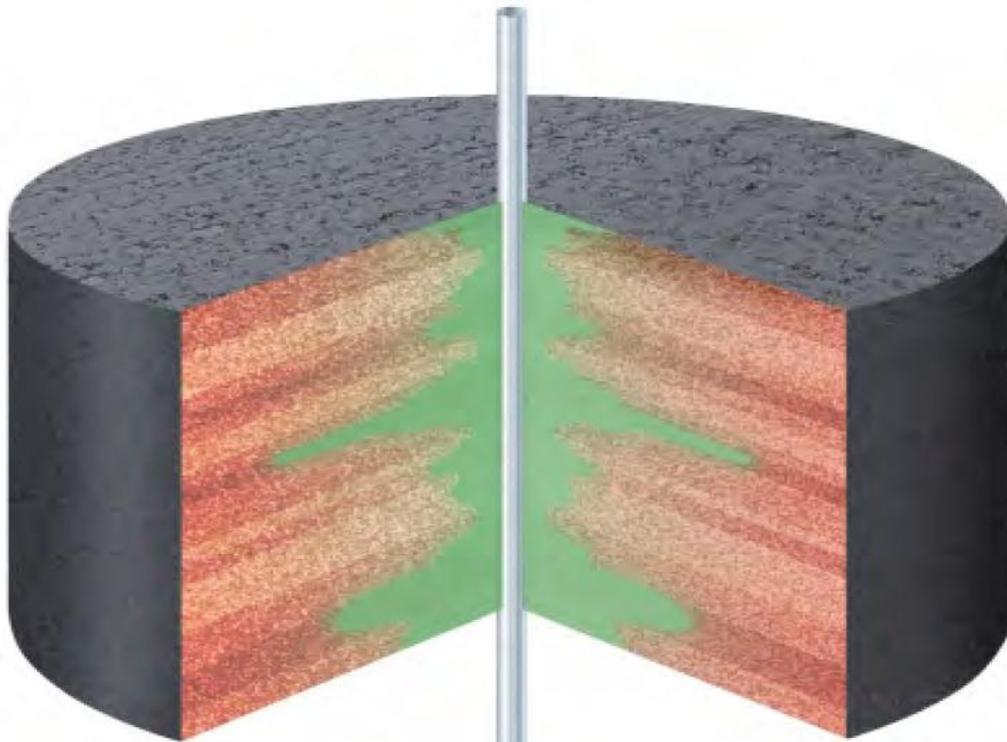


Fig. 1-1 Esquema de un Pozo Productor

Un gas y condensado es un fluido monofásico en condiciones de yacimiento originales. Está compuesto principalmente de metano [C₁] y de otros hidrocarburos de cadena corta, pero también contiene hidrocarburos de cadena larga, denominados fracciones pesadas. Bajo ciertas condiciones de temperatura y presión, este fluido se separará en dos fases, una fase gaseosa y una fase líquida, la que se conoce como condensado retrógrado, porque su comportamiento es a la inversa de los fluidos que comprenden componentes puros. A medida que la presión del yacimiento declina y atraviesa la línea de puntos de rocío, se forma líquido y su volumen aumenta con la caída de la presión. El sistema alcanza un punto en el que, conforme la presión continúa declinando, el líquido inicia su revaporización.

Durante el proceso de producción del yacimiento, la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce, teniendo la mayor caída cerca de los pozos productores. Todo lo anterior se muestra en la Fig. 1-2

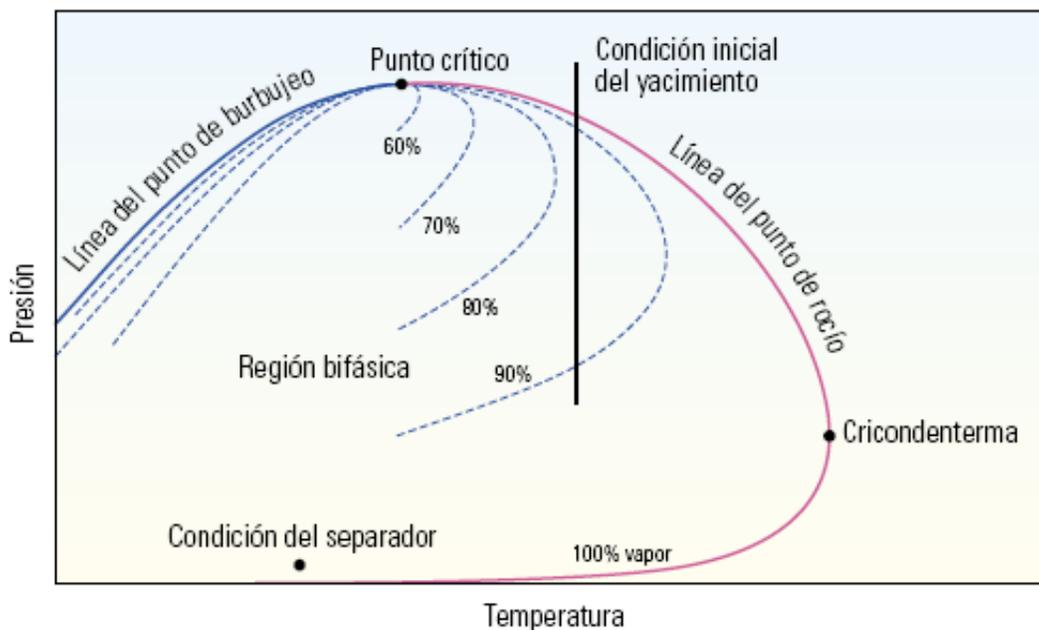


Fig. 1-2 Diagrama de fases de un sistema de gas y condensado.

Esta gráfica de la relación presión-temperatura (pT), muestra el comportamiento de gases. Todas las líneas de saturación de fase constante (líneas de guiones) convergen en el punto crítico. Los números indican la saturación de la fase de vapor. En un yacimiento de gas condensado, la condición inicial del yacimiento se encuentra en el área monofásica, a la derecha del punto crítico. Conforme declina la presión del yacimiento, el fluido atraviesa la línea de rocío y una fase líquida se separa del gas. El porcentaje de vapor disminuye, pero puede aumentar

nuevamente con la declinación continua de la presión. La cricondenterma es la temperatura máxima a la cual pueden coexistir dos fases. Los separadores de superficie habitualmente operan en condiciones de baja presión y baja temperatura.

El volumen de la fase líquida presente depende no sólo de la presión y la temperatura, sino también de la composición del fluido. Un gas seco, por definición, tiene insuficientes componentes pesados como para generar líquidos en el yacimiento, aunque se produzca una gran caída de presión cerca del pozo. Un gas condensado pobre genera un volumen pequeño de fase líquida—menos de 561 m^3 por millón de m^3 [100 bls por millón de pies^3] —y un gas condensado rico genera un volumen de líquido más grande, generalmente superior a 842 m^3 por millón de m^3 [150 bls por millón de pies^3]. No existen límites establecidos en las definiciones de pobre y rico, y descripciones adicionales—tales como muy pobre—también se aplican, de modo que estas cifras deben tomarse como meros indicadores de rangos.

Cuando la presión disminuye a la temperatura del yacimiento, un gas rico (Fig.1-3) forma un porcentaje superior de líquido que un gas pobre (Fig. 1-4). El gas rico produce la condensación de más condensado que el gas pobre (Fig. 1-5). La curva de condensación de líquido se traza asumiendo que las dos fases permanecen en contacto entre sí. No obstante, en un yacimiento se produce la fase de gas móvil; la saturación del líquido en la región vecina al pozo aumenta hasta que también se vuelve móvil. Como resultado, la formación de un bloque de condensado puede afectar finalmente a las formaciones que contienen tanto gas pobre como rico y el índice de productividad del pozo normalizado (J/J_o) de ambos puede verse severamente impactado (Fig. 1-6).

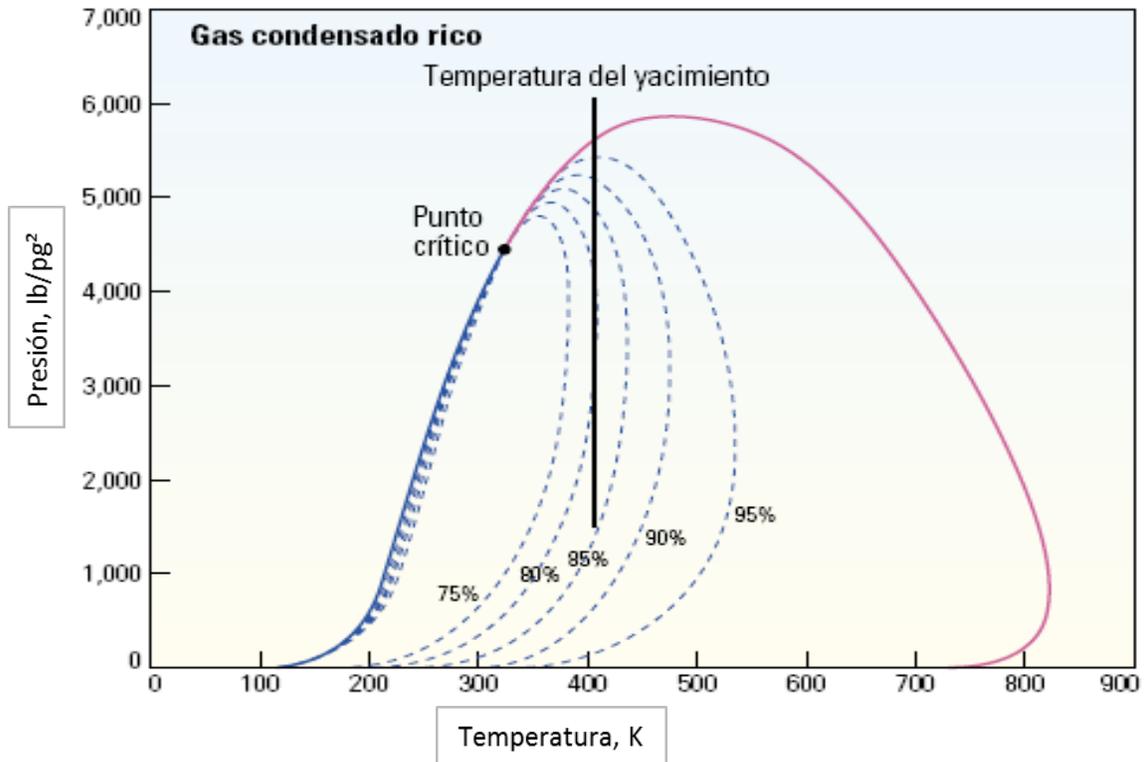


Fig. 1-3 Diagrama de fases de un sistema de gas y condensado rico.

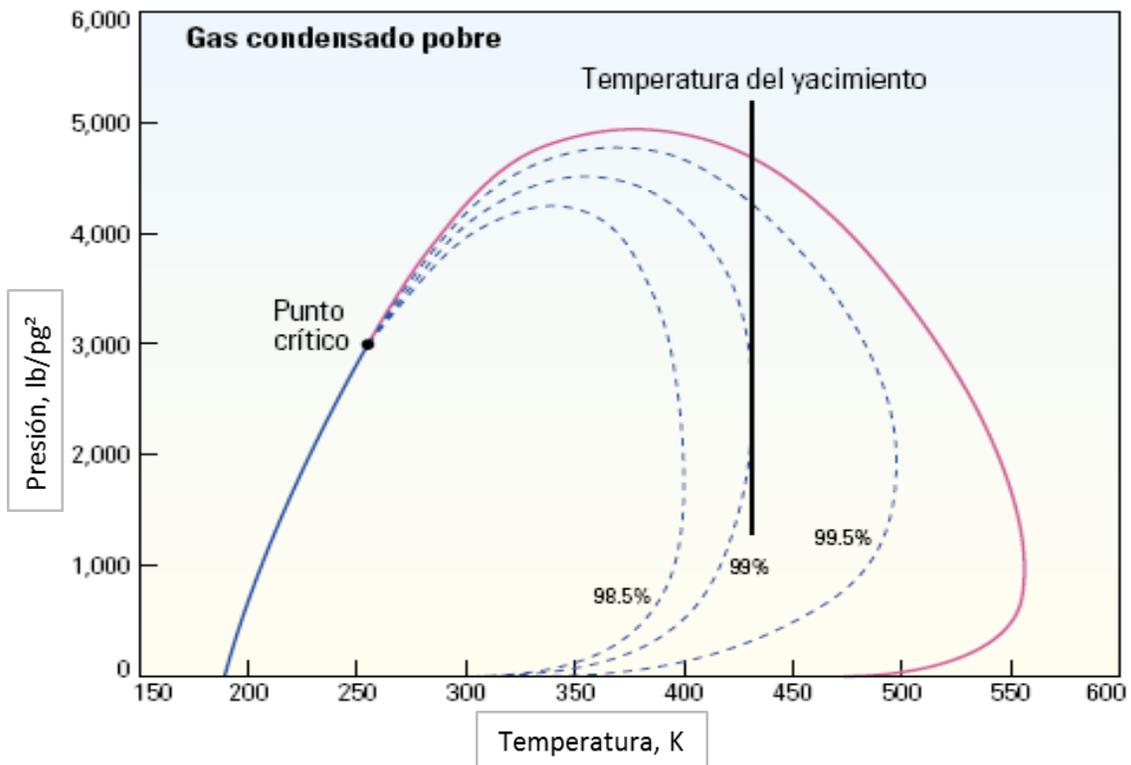


Fig. 1-4 Diagrama de fases de un sistema de gas y condensado pobre

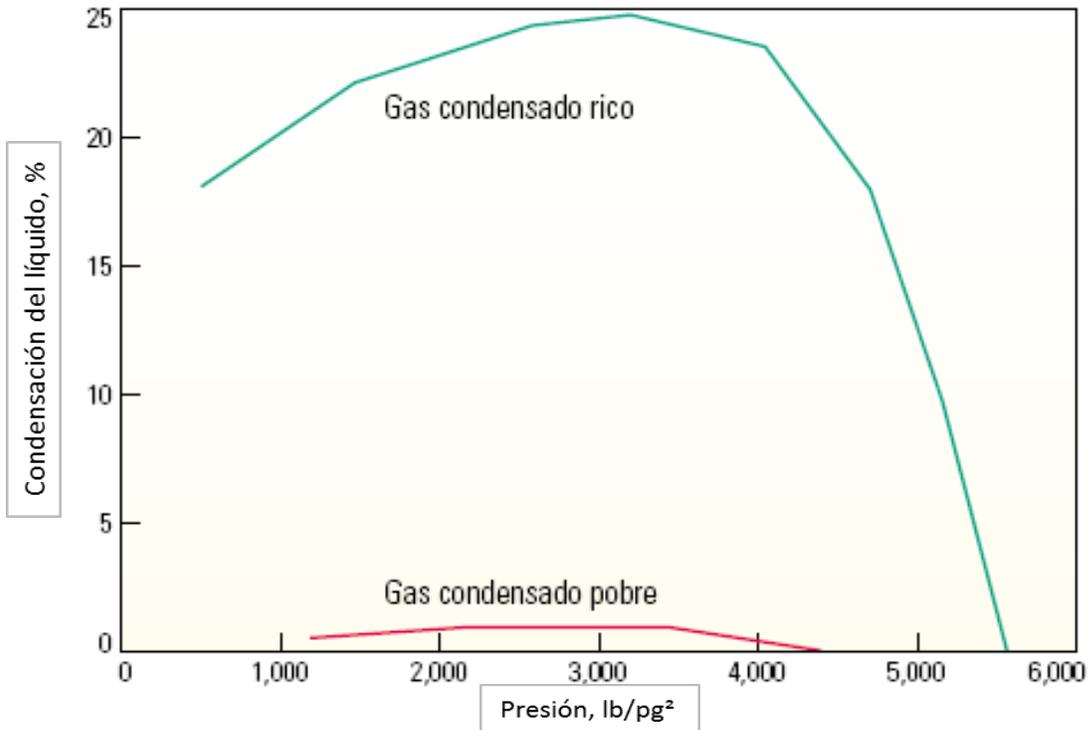


Fig. 1-5 Condensación para yacimientos de gas y condensado rico y pobre.

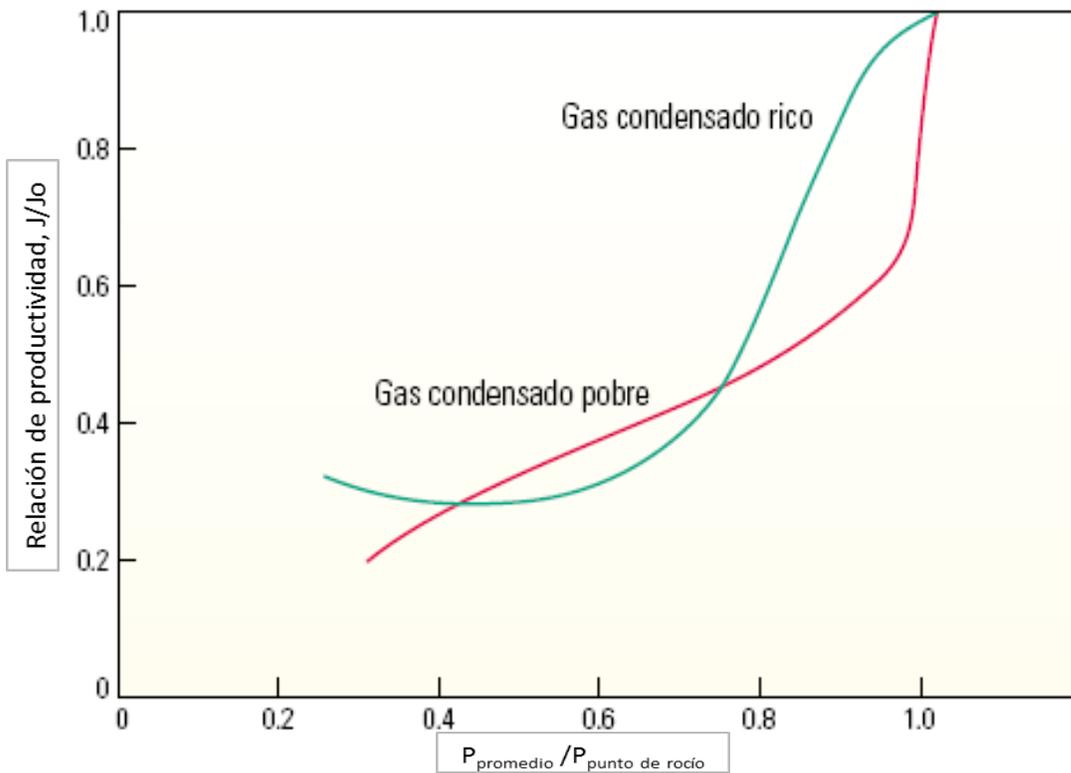


Fig. 1-6 Índice de productividad

La determinación de las propiedades de los fluidos puede ser importante en cualquier yacimiento, pero desempeña un rol particularmente vital en los yacimientos de gas y condensado. Estas y otras consideraciones, tales como la necesidad de contar con tecnologías de producción artificial y estimulación de pozos, dependen de la extracción precisa de muestras de fluido. Los errores pequeños producidos en el proceso de toma de muestras, tales como la recolección de un volumen de líquido incorrecto, pueden traducirse en errores significativos en el comportamiento medido, de modo que la extracción de muestras debe hacerse con sumo cuidado.

1.2 Acumulación de líquido en los pozos

Una vez que los fluidos de yacimiento ingresan en un pozo, tanto las condiciones de temperatura como las condiciones de presión pueden variar. El líquido condensado puede producirse dentro del pozo; sin embargo, también puede acumularse en el fondo como resultado de los cambios producidos en las condiciones imperantes en el pozo. Si el gas no tiene suficiente energía como para transportar el líquido a la superficie, se produce la carga o retorno del líquido en el pozo por que el líquido es más denso que la fase gaseosa que viaja con él. Si el líquido retorna por el pozo, el porcentaje de líquido aumentará pudiendo finalmente restringir la producción.

De acuerdo a Hutlas y Granberry¹ existen varios métodos que ayudan a levantar el líquido:

- a) Levantamiento artificial con gas (gas lift). El gas inyectado por el anular pasa por válvulas especiales hacia la tubería incrementando la energía del gas producido, lo cual permite a éste levantar la columna de líquido.
- b) Cuando la presión de fondo fluyente lo permita se puede instalar un equipo de bombeo mecánico. La bomba de subsuelo se instala dentro de la columna de líquido, por debajo de las perforaciones. La bomba se encarga de levantar el líquido. El gas fluye a superficie por el anular.

La mínima velocidad del gas para impedir la acumulación de líquido en el fondo del pozo se puede calcular con la ecuación semiempírica de Turner y Cols² para calcular la velocidad de caída libre de gotas de líquido dentro de la corriente de gas.

1.3 Acumulación de líquido en la formación

Una de las características básicas de los yacimientos de gas y condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de

hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrógrado puede ocurrir:

a) En la zona cercana al pozo de producción:

Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío ($P_{wf} < P_{roc}$) y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío ($P > P_{roc}$) un banco o anillo de condensado retrógrado crecerá alrededor del pozo. El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción, depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del yacimiento hasta un punto de control en la superficie.

Si la caída de la presión del yacimiento es significativa, la caída de presión adicional debida a la segregación de condensado puede ser muy importante para la productividad del pozo. Esta condición es típica en formaciones con un valor bajo de la capacidad de flujo, que es el producto de la permeabilidad por el espesor neto de la formación (kh). Contrariamente, si en el yacimiento se produce una pequeña fracción de la caída de presión total, lo que es habitual en formaciones con valores de kh altos, la caída de presión adicional producida en el yacimiento como consecuencia del bloque de condensado tendrá probablemente poco impacto sobre la productividad de los pozos. Como pauta general, se puede asumir que el bloque de condensado duplica la caída de presión en el yacimiento para la misma tasa de flujo.

Conceptualmente, el flujo en los yacimientos de gas y condensado puede dividirse en tres regiones de yacimiento (Fig. 1-7), aunque en ciertas situaciones no están presentes las tres. Las dos regiones más próximas a un pozo pueden formarse cuando su presión de fondo está por debajo de la presión de rocío del fluido (P_D). La tercera región, que se forma lejos de los pozos productores, existe solo cuando la presión del yacimiento está por encima de P_D .

Esta tercera región incluye la mayor parte del volumen del yacimiento que se encuentra alejado de los pozos productores. Dado que P está por encima de la presión del punto de rocío, solo existe y fluye una fase de hidrocarburo: el gas. El límite interior de esta región tiene lugar donde la presión iguala a la presión del punto de rocío del gas de yacimiento original. Este límite no es fijo sino que se desplaza hacia afuera a medida que el pozo produce hidrocarburos y la presión de formación cae, desapareciendo finalmente cuando la presión en el límite exterior cae por debajo del punto de rocío.

En la segunda región, llamada de segregación de condensado, el líquido se forma a partir de la fase gaseosa, pero su saturación continúa siendo muy baja y se mantiene inmóvil; sigue existiendo flujo de gas monofásico. La cantidad de líquido

que se condensa queda determinada por las características de la fase del fluido, como lo indica su diagrama pVT. La saturación del líquido aumenta y la fase gaseosa se vuelve más pobre a medida que el gas fluye hacia el pozo. Esta saturación en el límite interior de la región usualmente se aproxima a la saturación crítica del líquido para el flujo, que es la saturación residual del condensado.

En la primera región, la más cercana a un pozo productor, fluyen tanto la fase gaseosa como la de condensado, puesto que su saturación es mayor que su saturación crítica. Las dimensiones de esta región oscilan entre decenas de pies para los condensados pobres y cientos de pies para los condensados ricos. Su tamaño es proporcional al volumen de gas drenado y al porcentaje de condensación de líquido. Dicha región se extiende más lejos del pozo para las capas con una permeabilidad más alta que la permeabilidad promedio, ya que a través de esas capas ha fluido un mayor volumen de gas. Esta región correspondiente al bloque de condensado en la zona vecina al pozo controla la productividad del mismo.

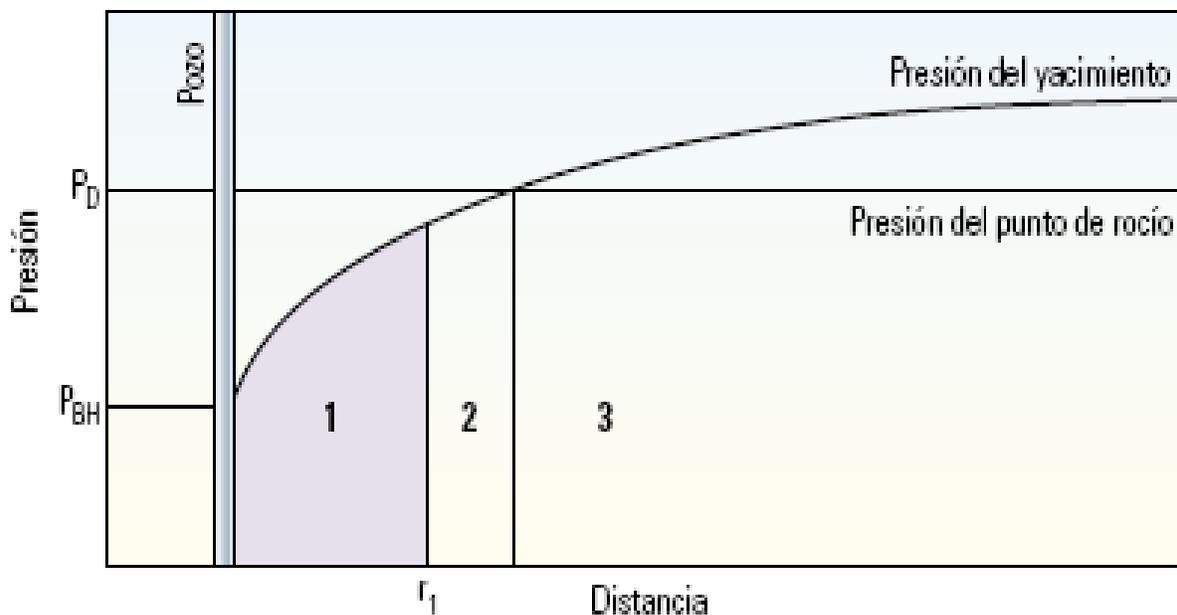


Fig. 1-7 Comportamiento de los campos de gas condensado. Las tres regiones del yacimiento.

b) En todo el yacimiento:

Al caer la presión promedio del yacimiento por debajo de la presión de rocío retrógrada ocurre precipitación de condensado en forma de pequeñas gotas que se acumulan en los canales porosos más pequeños de la roca. Para que el condensado retrógrado alcance cierta movilidad en el yacimiento se necesita que

su saturación sea mayor que la saturación crítica de condensado (30-40%) lo cual es difícil de alcanzar ya que el volumen de condensado retrógrado raras veces excede un valor de 20%.

1.4 Dispersión de gas y condensado en zonas invadidas por agua

La explotación convencional de yacimientos de gas y condensado con empuje hidráulico activo termina cuando los pozos son invadidos por agua dejando gran cantidad de gas a alta presión dispersa en la zona de agua. En algunos casos la recuperación de yacimientos de gas y condensado con empuje hidráulico es mucho menor que el obtenido de yacimientos similares volumétricos producidos por agotamiento de presión. Esto se debe a la alta saturación residual de gas durante el desplazamiento de gas por agua (imbibición de agua en la zona de gas). Se han reportado valores de S_{gr} altos, entre 18 y 50%. La Fig. 1-8 muestra el fenómeno de histéresis entre las curvas de drene (gas desplazando agua) e imbibición (agua desplazando gas) el cual se debe a la alta saturación de gas atrapada por agua durante el proceso de imbibición.

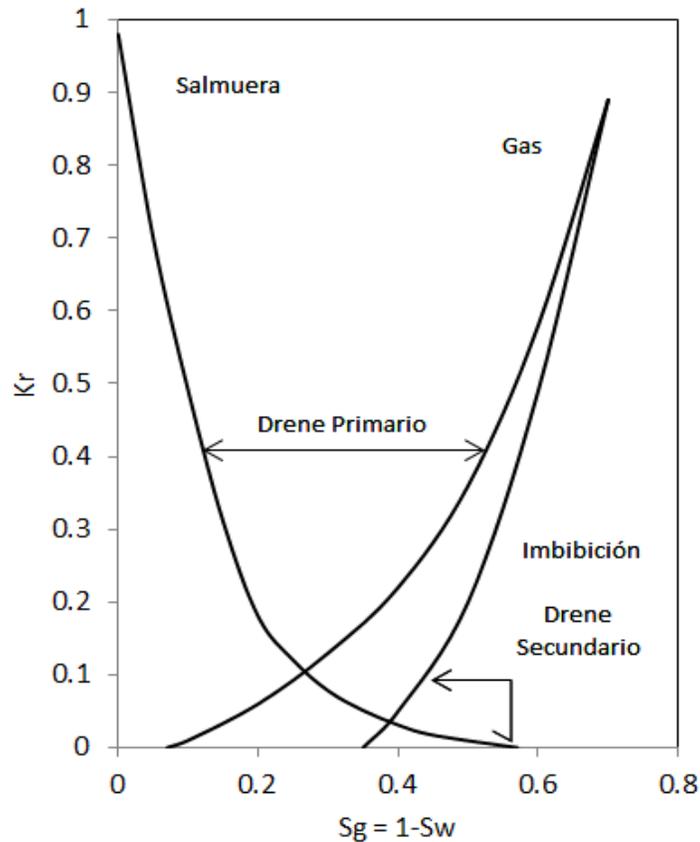


Fig. 1-8 Histéresis de las curvas de permeabilidad relativa agua-gas

En un yacimiento de gas y condensado con empuje hidráulico la presión del yacimiento es mantenida por agua del acuífero. A mayor actividad del acuífero, mayor es el nivel de mantenimiento de presión. Debido a que la Sgr no depende de la presión, mayor cantidad de gas residual es atrapado a medida que el nivel de presión permanece alto por la actividad del acuífero

1.5 Irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción

Unos de los mayores problemas que se presenta en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas y condensado por inyección de gas seco es la rápida irrupción del fluido inyectado a través de zonas y/o estratos de alta permeabilidad.

La irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción trae como consecuencia una reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido y un abandono rápido del proyecto por problemas de circulación de gas seco.

Referencias Bibliográficas

- 1- Hutlas, E.J. y Granberry, W.R.: "A Practical approach to Removing Gas Well Liquids" SPE Reprint Series No. 13, Vol III; Gas Technology, 1977 Edition.
- 2- Turner, R.G., Hubbard, M.G. y Dukler, A.E.: "Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from a Gas Well", SPE Reprint Series No. 13, Vol. II, Gas Technology, 1977 Edition.
- 3- Moses, P.L. y Donohoe, Ch.W.: "Gas-Condensate Reservoirs", Cap. 39 del libro "Petroleum Engineering Handbook", SPE-AIME, 1987.
- 4- Martínez, A.: "Recuperación Secundaria por Inyección de Gas Arena Colorado EF-Yacimiento RG-14, Campo Santa Rosa", Seminario Sobre Inyección de Gas y/o Agua en Yacimientos Petrolíferos, Caraballeda, Mayo de 1980.
- 5- Martínez, C.: "Recuperación Mejorada Mediante Inyección de Gas", PDVSA Cied, Marzo de 2001.
- 6- Cason, L.D. Jr.: "Waterflooding Increases Gas Recovery", Jour. Pet. Tech., Octubre de 1989.
- 7- Dykstra, H. y Parsons, R.L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflood", Secondary Recovery of Oil in the United States, 2nd. Ed., API, 1950.
- 8- Rojas, G.: Estimulación de Pozos de Gas Condensado con Inyección Alterna de Gas Seco (IAGS)", Gerencia de Ingeniería de Petróleo, Corpoven, S.A., Julio de 1994.
- 9- Hinchman, S.B. y Barree, R.D.: "Productivity Loss in Gas Condensate Reservoirs", Trabajo No. SPE 14203, ATCE 1985, Las Vegas, Nev.
- 10-Cabra, C. "Recuperación Mejorada en Yacimientos de Gas y Condensado" Trabajo de Tesis, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F., 1999.

CAPITULO II

PROCESOS DE RECUPERACIÓN ADICIONAL IMPLEMENTADOS PARA YACIMIENTOS DE GAS Y CONDENSADO

2.1 Introducción

Cuando se enfrenta el problema de planear el desarrollo de un yacimiento de gas y condensado, sería deseable poder comparar las recuperaciones de hidrocarburos y las ganancias que se obtendrían, por medio de la implantación de varios esquemas de explotación. El más simple de ellos, es el de agotamiento natural hasta alcanzar la presión de abandono, el cual permite obtener volúmenes altos de hidrocarburos iniciales, requiere de baja inversión inicial de capital y también, de menores esfuerzos de diseño de ingeniería; sin embargo, presenta la desventaja de ocasionar una pérdida considerable de líquido condensado (condensación retrograda), resultante de una disminución continua de la volatilidad del fluido del yacimiento, a medida que el peso molecular promedio del mismo se incrementa, durante el proceso de agotamiento de presión. La eficiencia de la recuperación bajo este esquema disminuye, a medida de que el fluido gas y condensado es más rico.

2.2 Inyección de agua

Una alternativa para incrementar la recuperación de los componentes líquidos en yacimientos de gas y condensado, lo constituye la inyección de agua, manteniendo la presión arriba del punto de rocío y así evitando la condensación en todo el yacimiento.

La inyección de agua a los yacimientos de gas y condensado no ha sido aceptada totalmente como un método apropiado para este tipo de yacimientos, debido a que se esperan bajas recuperaciones de hidrocarburos, al quedar entrampada una cantidad significativa de gas a altas presiones, a medida que el agua de inyección avanza.

Por mucho tiempo no se consideró atractivo este proceso en los yacimientos de gas y condensado, debido a que se observó que algunos yacimientos que se explotaron con acuífero activo, recuperaron menores volúmenes de hidrocarburos que los esperados por agotamiento natural; sin embargo, los resultados de algunos autores la han sugerido como un método de mantenimiento de presión para estos yacimientos. Es conveniente enfatizar que para un yacimiento de este

tipo, la inyección de agua se sugiere como un proceso de mantenimiento de presión, y no como un proceso de recuperación secundaria.

2.2.1 Parámetros principales del proceso

2.2.1.1 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. Se define como el cociente de la permeabilidad efectiva de la roca a un fluido dividida entre la viscosidad de ese fluido.

Por otra parte, en un proceso de desplazamiento de fluidos, la relación de movilidades está definida como la movilidad del fluido desplazante, dividida entre la movilidad del fluido desplazado, de tal manera, que para el caso de la inyección de agua en un yacimiento de gas, tal relación de movilidades se expresa de la manera siguiente:

$$M = \frac{k_w \mu_g}{\mu_w k_g} \quad , \quad (2.1)$$

donde,

M = relación de movilidades

k_g = permeabilidad efectiva al gas

k_w = permeabilidad efectiva al agua

μ_g = viscosidad del gas

μ_w = viscosidad del agua

Si $M < 1$, se dice que el proceso de desplazamiento es favorable; si es mayor que 1, es desfavorable.

En la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado a una presión mayor que la presión de rocío, el fluido se encontrara en una sola fase gaseosa y la relación de movilidades es muy favorable; es decir, en particular para un yacimiento homogéneo, se trata de un proceso altamente estable desde el punto de vista gravitacional, ya que las fuerzas gravitacionales tienden a impedir que el fluido desplazante avance más rápido que el fluido desplazado. Para un yacimiento que no sea homogéneo, el avance del fluido desplazante dependerá en

gran medida del grado de heterogeneidad del yacimiento, ya que dicho fluido tenderá a moverse por los caminos menos difíciles en el yacimiento.

2.2.1.2 Variación de la permeabilidad

Debido a que la permeabilidad de un yacimiento por lo regular no es uniforme, el agua se moverá preferentemente por las zonas de mayor permeabilidad. En algunas formaciones, la permeabilidad en una cierta dirección, es mayor con respecto a otra en el mismo yacimiento; a esto se le denomina permeabilidad direccional y se debe generalmente a las condiciones de depositación de la formación. La mejor eficiencia de barrido se obtiene, cuando la dirección de permeabilidad máxima, es paralela a la línea de pozos de inyección adyacentes. Es de suma importancia en un yacimiento determinar la existencia de permeabilidad direccional o fracturas, entre un pozo inyector o productor, ya que esta situación puede ocasionar producción prematura del agua de inyección, reduciendo considerablemente la eficiencia del proyecto.

La mayor eficiencia en el desplazamiento de un fluido de gas y condensado por agua, se obtiene si se aprovecha al máximo los efectos gravitacionales. Para lograr lo anterior, los pozos inyectores deberán estar situados en la parte baja del yacimiento, de ser posible, en la cercanía del contacto gas-agua. Con el objeto de alcanzar el beneficio máximo de un proyecto de inyección, se requiere que el yacimiento posea un buen relieve estructural; además de contar con buena permeabilidad en el sentido vertical, para permitir la segregación de gas hacia la parte superior del yacimiento.

2.2.1.3 Efecto de la mojabilidad de la roca

Como es conocido, la mojabilidad es la tendencia de un fluido a adherirse preferentemente sobre una superficie sólida, en presencia de otros fluidos inmiscibles.

En todo proyecto de inyección de agua, es fundamental conocer el tipo de mojabilidad que presenta la roca del yacimiento, ya que gran parte del éxito o fracaso del mismo radica en el conocimiento de esta importante propiedad.

Por mucho tiempo se había considerado que en los yacimientos de gas el agua era la fase mojante independientemente del tipo de roca, ya que se había observado que el gas no moja la roca; sin embargo, probablemente esto solo sea válido para yacimientos de gas seco muy someros (profundidades menores a

3000 m.), en los cuales el gas que emigró, reemplazó al agua que existía en el medio poroso.

En el caso de los yacimientos de gas y condensado que se encuentran a grandes profundidades, probablemente el aceite primero fue atrapado y después transformado a gas, debido al efecto del rompimiento de las moléculas pesadas, por efecto combinado de presión y temperatura ocurridos en la roca generadora; en este caso, puede ser posible que los residuos de bitumen y azufre, cubran los granos de la roca ocasionando que esta sea mojable por aceite.

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

Si la roca productora de un yacimiento de gas y condensado es mojable por aceite, es de esperarse que arriba de la presión de rocío la roca no se comporte como fuertemente mojable por aceite, obteniéndose una alta recuperación de hidrocarburos; cuando se suspenda la inyección de agua y comienza el depresionamiento del yacimiento, si la roca es mojable por agua, se podría tener una recuperación adicional de condensado, si la saturación de este fuera continua. Si la roca es preferentemente mojable por 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 último fluye preferentemente hacia los pozos.

2.2.2 Inyección de agua en yacimientos fracturados

En la explotación de los yacimientos por comportamiento primario, las fracturas son de gran ayuda, ya que permiten el flujo de los fluidos a través de ellas, constituyendo un medio de alta permeabilidad, cuando el aceite se expande y es expulsado de la roca del yacimiento. La situación es 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 atrapada una cantidad importante de aceite en la matriz de la roca, originando que la recuperación sea

más baja a la que se pudiera obtener por agotamiento natural. Este comportamiento depende del mecanismo de imbibición, de las fuerzas gravitacionales, capilares y de desplazamiento.

Para permitir la recuperación de aceite de la matriz de la roca, 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 por el contrario, 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.

Con base en lo anterior es de esperarse que a mayores gastos de inyección se obtenga menor recuperación final de hidrocarburos; es decir, en un yacimiento fracturado es más probable que se tenga surgencia de agua a tiempos más cortos, que en yacimientos no fracturados.

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, con el objeto de aprovechar al máximo las fuerzas gravitacionales, las cuales pueden desempeñar un papel muy importante en la recuperación de gas.

Cuando la inyección de agua en este tipo de yacimientos se efectúa 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. Si la inyección de agua se detiene, la presión del yacimiento caerá debajo 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 por aceite, las fuerzas capilares retendrán el condensado en los poros, produciendo una baja recuperación. El gas fluirá preferentemente hacia los pozos productores por efecto de su mayor movilidad y por presentar una mayor permeabilidad relativa, comparada a la del condensado.

- b) Para una roca mojable por 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 último dependerá de la saturación crítica de condensado-agua y efectos gravitacionales.
- c) Para una velocidad mayor que la crítica el agua tenderá a canalizarse por las fracturas, produciendo surgencias prematuras en los pozos productores y por lo tanto, una baja recuperación.

2.2.3 Inyección alternada de agua y gas (WAG)

La inyección de algún gas (hidrocarburos, no hidrocarburo o mezcla de ambos) en los yacimientos de gas y condensado, tiene dos grandes limitaciones:

1. Baja recuperación de líquido en yacimientos fracturados y altamente estratificados.
2. El alto volumen de gas requerido para efectuar la recirculación, puede hacer que el proyecto no sea atractivo económicamente.

Los problemas anteriores pueden solventarse en gran medida a través de la inyección alternada de agua y gas. Este proceso consiste básicamente de inyectar por principio, un volumen de gas con objeto de generar miscibilidad con el fluido del yacimiento; inmediatamente después, se inyecta un volumen de agua previamente determinado y así sucesivamente, se alternan los ciclos de inyección gas-agua, de acuerdo a la relación de volúmenes previamente determinados.

En un proceso de desplazamiento miscible, es posible aumentar la recuperación de hidrocarburos, aumentando la eficiencia de desplazamiento en la región barrida. Esto se puede lograr, reduciendo la movilidad del fluido de inyección, ya sea mediante la disminución de la permeabilidad de la roca a este fluido, o incrementando la viscosidad del mismo. La reducción de la permeabilidad al gas se logra aumentando la saturación del agua en la región barrida. La permeabilidad relativa a un fluido disminuye durante el flujo multifásico, y ya que la relación de movilidades es función de esta, también disminuirá notablemente por la inyección de agua, debido a que este fluido tiene una mayor viscosidad que el gas de inyección. Es decir, los efectos de las permeabilidades relativas y diferencias de viscosidades, tienden a reducir el efecto de canalización del gas, debido a que el agua bloquea preferentemente los estratos más permeables, forzando al gas de

inyección o al agua, a entrar en los poros de la roca de la zona no barrida, mejorando de esta manera, la eficiencia de barrido.

En otras palabras, en el método de inyección alternada gas-agua, la diferencia de viscosidades y los efectos de la permeabilidad relativa son muy benéficos para el proceso, ya que en este caso, un fluido más valioso que el gas, llena los estratos más permeables o las fracturas, forzando al fluido de inyección a entrar en la zona no barrida; esto se ilustra con mayor claridad en la Fig. 2-1.

En la Fig. 2-1a, se observa que inicialmente el volumen de gas inyectado, fluye preferentemente en la roca en proporción directa a su capacidad de flujo; es decir, a la relación de movilidades entre los fluidos desplazante y desplazado, y al grado de flujo cruzado.

Una vez que el agua se inyecta inmediatamente atrás del gas, ésta penetra en las zonas más permeables y desplaza al gas a manera de un efecto tipo pistón, debido a la relación favorable de movilidades (Fig. 2-1b). Cuando se inyecta un nuevo volumen de gas detrás del volumen de agua, el agua inyectada anteriormente bloquea la zona más permeable, obligando al gas de inyección a penetrar en las zonas menos permeables, mejorando de esta manera la eficiencia de barrido.

La efectividad del barrido de las zonas menos permeables, depende de los factores siguientes:

- Efectos de flujo cruzado
- Densidades y viscosidades de los fluidos
- Diferencias de kh entre los estratos
- Efectos de permeabilidades relativas

Para asegurar un 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 considerable en la eficiencia de desplazamiento.

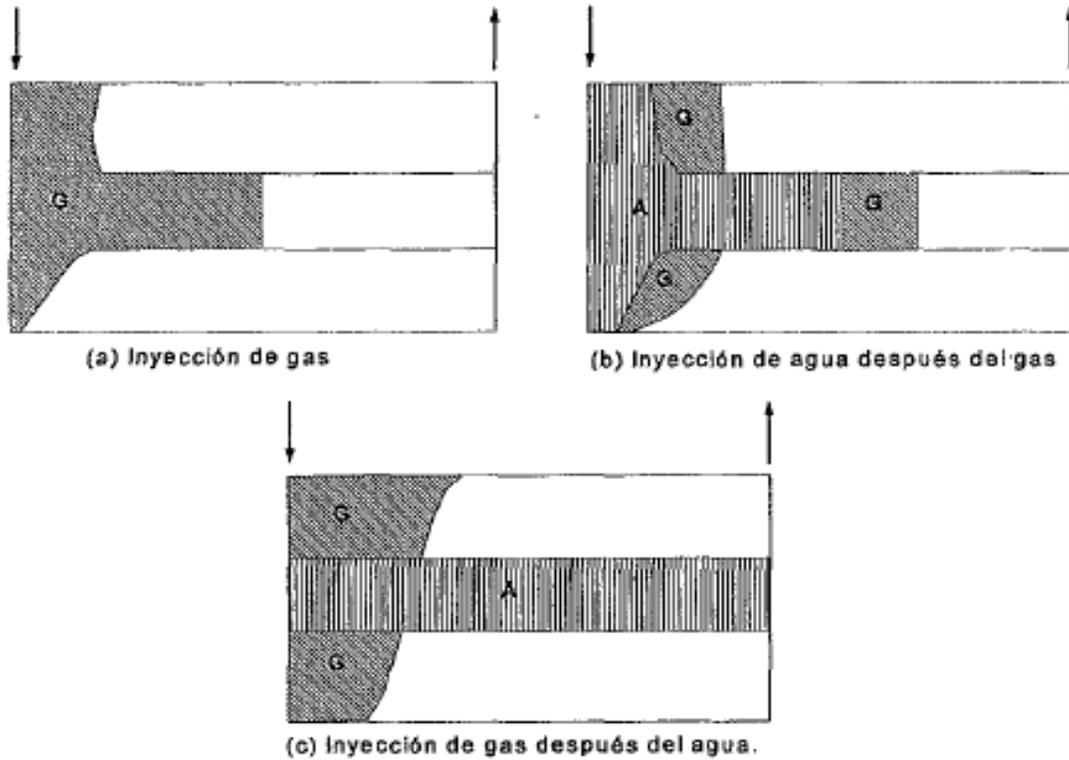


Fig. 2-1 Inyección alternada de agua y gas

Con lo anterior se entiende, que 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, si ésta es muy grande, el gas fluirá más rápido que el agua, originando una zona de gas considerable y reduciendo de esta manera, la eficiencia de barrido. Si por el contrario, la relación de volúmenes es baja, el agua fluirá más rápido que el gas, invadiendo la zona miscible.

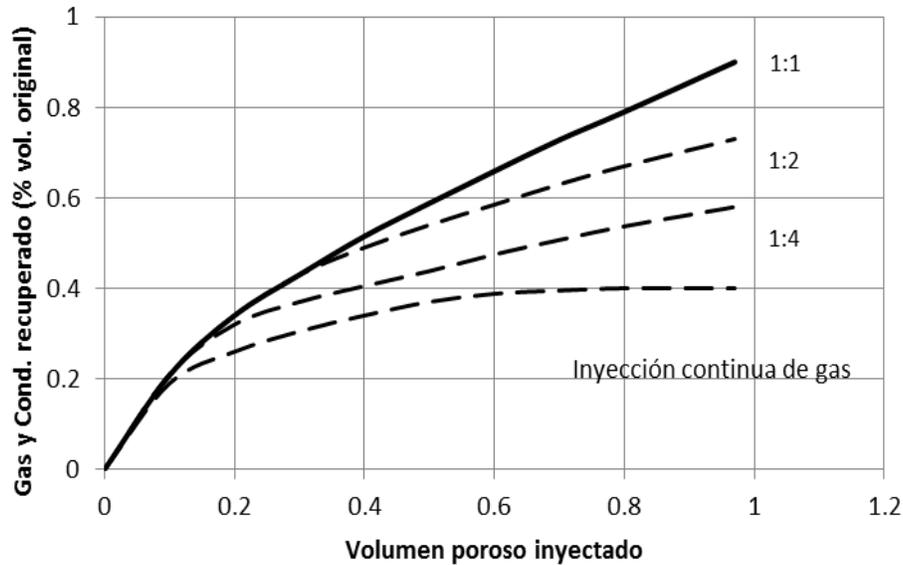


Fig. 2-2 Variación de la recuperación de hidrocarburos en función del volumen poroso inyectado, para diferentes relaciones de volúmenes inyectados agua-gas.

En la Fig. 2-2 se puede observar, que con el método WAG, se tiene una recuperación de condensado 80% mayor, que en el caso de la inyección continua de gas, para un mismo volumen poroso inyectado. También representa la variación de la recuperación de hidrocarburos con respecto al volumen poroso inyectado, de la cual se deduce que la recuperación es muy sensible a los efectos del tamaño de bache y también a las permeabilidades relativas; es decir, entre mayor sea la relación de volúmenes gas-agua, menor será la recuperación de hidrocarburos.

La relación de movilidades en un desplazamiento gas-agua es menor que la unidad, lo cual combinado con la gran diferencia de densidades entre el gas y agua, hace que la inyección de agua en un yacimiento de gas y condensado, sea un proceso muy estable.

2.3 Inyección de gas

Uno de los esquemas de explotación más apropiados y comúnmente usado en yacimientos de gas y condensado, es la inyección del gas seco producido o reinyección de gas, con mantenimiento de presión que puede ser parcial o total. En este método, la inyección de gas empieza al inicio de la explotación del campo; de esta manera, el peso molecular promedio del fluido del yacimiento, disminuye a

medida que éste se diluye con el gas de inyección. Una vez que se presenta la surgencia del gas de inyección en los pozos productores, se continúa la explotación por agotamiento natural, hasta el abandono. Algunas de las ventajas de este método son:

- a) Altas recuperaciones de líquido, debido al desplazamiento de fluidos densos arriba de la presión de rocío, por el gas seco de inyección.
- b) Durante la inyección de gas y el agotamiento natural posterior al mismo, se inhibe la condensación retrograda y por consiguiente la acumulación de líquidos en la vecindad de los pozos productores.
- c) En el caso de inyección de gas dentro del casquete, el cual tiene asociado una saturación residual de líquido, gran parte de éste puede ser recuperado por vaporización. Sin embargo, los costos iniciales y de operación por manejo del gas son muy altos en este proceso, al igual que las ventas diferidas del gas seco y las erogaciones por gas de relleno o de complemento.

Standing, Lindblad y Parsons¹, mostraron que se podía incrementar la recuperación de hidrocarburos en yacimientos de gas y condensado con permeabilidad variable, si el reciclaje de gas se iniciara después de una etapa de agotamiento natural, por debajo de la presión de rocío. En su trabajo indican que todos los componentes más pesados pueden ser recuperados, si se ponen en contacto con cantidades suficientes de gas seco; esto fue sustentado posteriormente por Sigmund y Cameron². Por otro lado, Haviena y Cook^{3, 4} mencionan que incrementando y disminuyendo la presión de un yacimiento de aceite volátil, es decir, alternando su explotación por agotamiento natural e inyección de gas, se producía un efecto de “respiro” en el yacimiento, resultando en una mejor recuperación en áreas normalmente no barridas, durante la inyección.

En resumen, los esquemas de explotación para yacimientos de gas y condensado, pueden considerarse como combinaciones de dos procesos básicos; agotamiento natural y revaporización por inyección de gas. Standing y colaboradores¹, presentaron argumentos, los cuales indican que el mejor sistema de explotación para este tipo de yacimientos, es el de agotamiento natural parcial, seguido de la reinyección del gas y concluyendo con otro de agotamiento natural hasta alcanzar las condiciones de abandono. Sin embargo, estudios efectuados por Haviena y colaboradores³, demostraron que la recuperación por reinyección con mantenimiento de parcial de presión, fue ligeramente diferente a la obtenida con

mantenimiento total de presión. Recientemente, Gachuz y colaboradores⁵ realizaron exitosamente pruebas de laboratorio con diferentes gases en un yacimiento naturalmente fracturado bajo alta presión y alta temperatura. En sus experimentos, observaron recuperaciones de casi 52 % del volumen original de condensados bajo la inyección de gas natural. Para comparar sus resultados, realizaron una prueba adicional considerando el agotamiento natural. Contrario a lo declarado por muchos autores en resultados analíticos, obtuvieron buenas recuperaciones bajo el agotamiento natural (35.4 %) aun por encima de pruebas con inyección de CO₂ (34.78 %) y Nitrógeno (18.70 %). Ellos enfatizaron la necesidad de probar todas las alternativas posibles de desarrollo bajo condiciones reales de explotación. A pesar de estos resultados alentadores para el uso del gas natural, declararon que los resultados deberían ser evaluados desde el punto de vista económico ya que las aplicaciones de la inyección de gas como proceso de recuperación adicional en el mar, pueden variar dadas la complejidad en las operaciones dentro de estos sitios.

2.3.1 Inyección de gas seco

Por muchos años, el gas seco, cuyo componente principal es el metano, había sido empleado exitosamente en algunos países, como fluido de inyección en yacimientos de gas y condensado, ya que es miscible con casi todos los fluidos de este tipo. El objetivo de inyectar este gas, como se mencionó anteriormente, era el de mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (generalmente arriba o cercana al punto de rocío), para minimizar la cantidad de líquido formado por la condensación retrógrada, o incrementar la recuperación de líquidos por revaporización, cuando la presión del yacimiento ha caído por debajo de la de rocío. Sin embargo, la disponibilidad limitada del metano, aunado al incremento en su valor debido a la demanda, han hecho que esta práctica de demorar las ventas de gas que sale de yacimiento, para reinyectarlo al mismo durante largo periodos de tiempo, sea incosteable. Experimentos realizados a nivel microscópico han mostrado, que el desplazamiento bajo condiciones de miscibilidad de un fluido con otro, es altamente eficiente; generalmente, dicha eficiencia es muy cercana al 100%, lo cual explica lo efectivo y atractivo de este proceso.

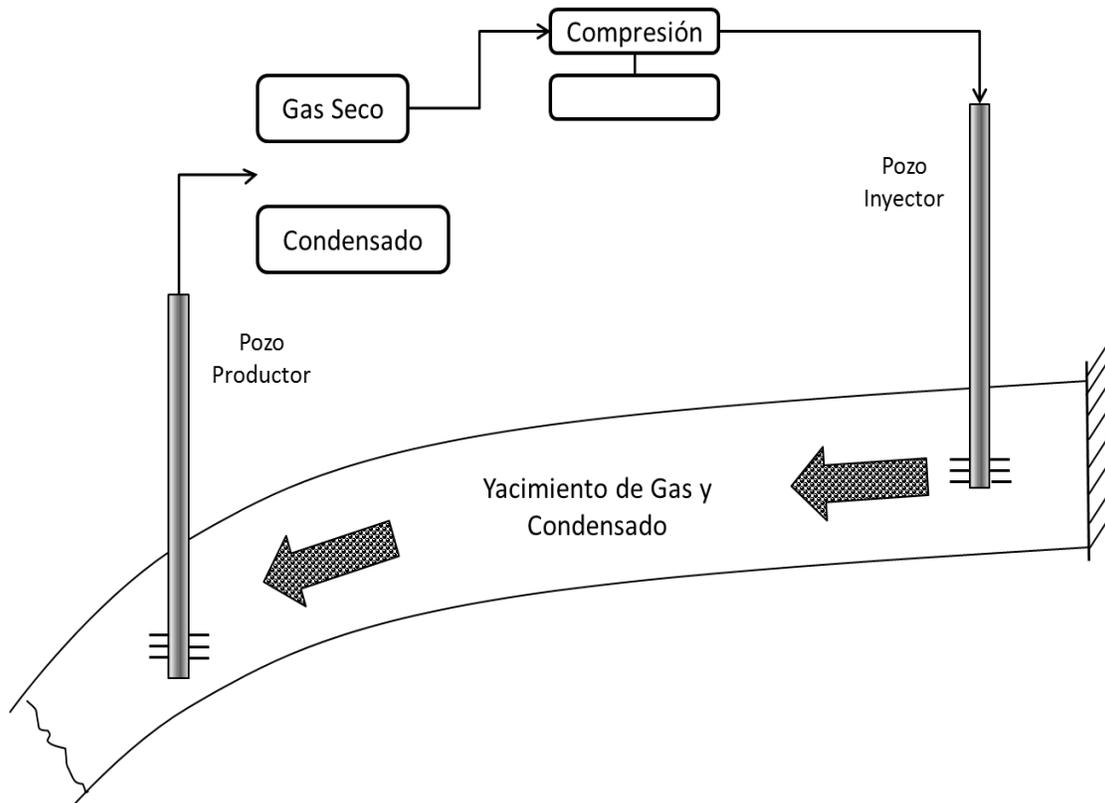


Fig.2.3 Proceso de reinyección de gas seco producido en yacimientos de gas y condensado.

2.3.1.1 Objetivos

- a) Mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta (usualmente arriba o cerca del punto de rocío) para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrógrada.
- b) Alcanzar elevada eficiencia de desplazamiento (100%) a escala microscópica.
- c) Recuperar el gas condensado a tasas de flujo económicas e impedir el desperdicio del gas seco producido cuando no se tiene mercado para el gas. Al término de la operación de reinyección el yacimiento se ha convertido en uno de gas seco con alto potencial económico.

2.3.1.2 Ventajas y desventajas

Ventajas

- a) En yacimientos uniformes o ligeramente heterogéneos, la reinyección permite recuperar hasta un 50% del condensado original. Por agotamiento natural solo se alcanza a recuperar un 30% del condensado original. En la fig. 2-4, adaptada por Ikoku⁶, por reinyección de gas se puede alcanzar a recuperar dos veces el volumen de líquido que se recuperaría por agotamiento natural.
- b) Las altas presiones de mantenimiento permiten recuperar el gas condensado en menos tiempo que por agotamiento natural. Además impiden la formación de condensado retrógrado cerca de los pozos de producción y mantienen la productividad de los mismos.
- c) La reinyección del gas seco permite impedir el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado para el gas.

Desventajas

- a) Durante la reinyección no se dispone del gas seco para la venta. La disponibilidad del gas seco se retrasa hasta el agotamiento del yacimiento luego de suspender la inyección.
- b) Un proyecto de reinyección requiere de gastos adicionales como son: número mayor de pozos productores e inyectores, sistema de compresión y distribución de gas.
- c) Aunque la presión sea mantenida por encima de la presión de rocío, la recuperación de líquido durante la inyección es menor de 100%.
- d) Grandes variaciones areales y/o verticales de permeabilidad producen rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos de producción recuperándose poco volumen de condensado. En estos casos es preferible el esquema de agotamiento natural.
- e) Problemas de inyección en los pozos. Residuos de lubricante usado en los compresores pueden fluir a través de las tuberías para quedar retenido en

el medio poroso cerca de los pozos de inyección, es necesario aplicar un tipo de estimulación.

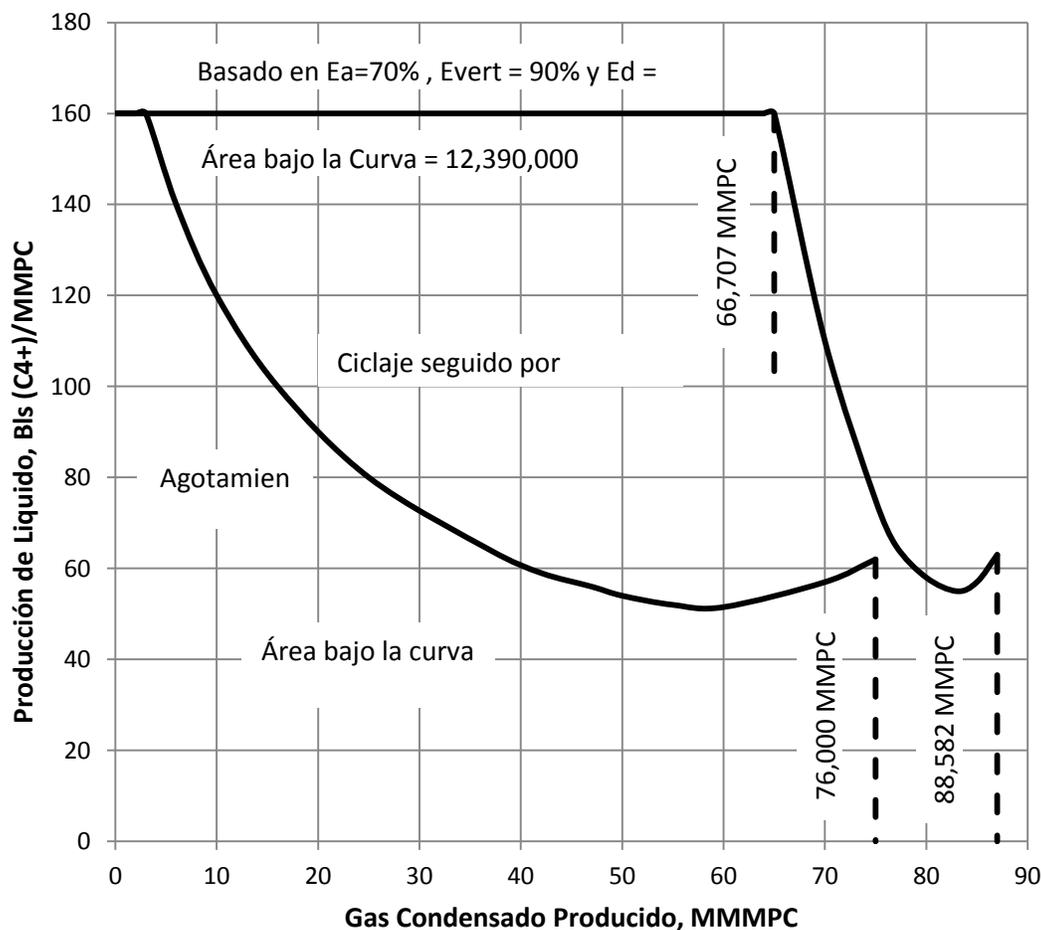


Fig.2.4 Comparación de la producción de líquido entre los esquemas de inyección y agotamiento natural.

2.3.1.3 Mecanismos de desplazamiento

- a) Desplazamiento miscible del gas y condensado por el gas seco al primer contacto. De esta manera la reinyección de gas o el mantenimiento de presión por inyección de gas seco en yacimientos de gas y condensado es un caso especial de desplazamiento miscible. Este es uno de los factores que explica la efectividad del proceso de reinyección.

- b) Vaporización de condensado retrógrado por múltiples contactos con el gas seco. El gas seco vaporiza componentes livianos e intermedios del condensado retrógrado cerca de los pozos de inyección. Estos componentes se mezclan con el gas seco y lo enriquecen. Luego de múltiples contactos, el gas seco se ha enriquecido en hidrocarburos intermedios y se forma un solvente que es miscible con el condensado retrógrado.

La Fig. 2.5 muestra la vaporización de condensado (45° API) durante la reinyección de gas seco en pruebas de laboratorio⁷. Se puede observar que a elevada presión (4100 psi) y temperatura (121°C) el gas seco alcanza a vaporizar más de un 70% del Condensado Original en sitio (COES).

- c) Expansión de los fluidos. Si durante la reinyección ocurre caída de presión porque el factor de reemplazo no es 100%, cierto volumen de gas y condensado y gas seco se produce por el mecanismo isotérmico de expansión. También puede ocurrir influjo de agua al yacimiento si éste tiene un acuífero asociado.

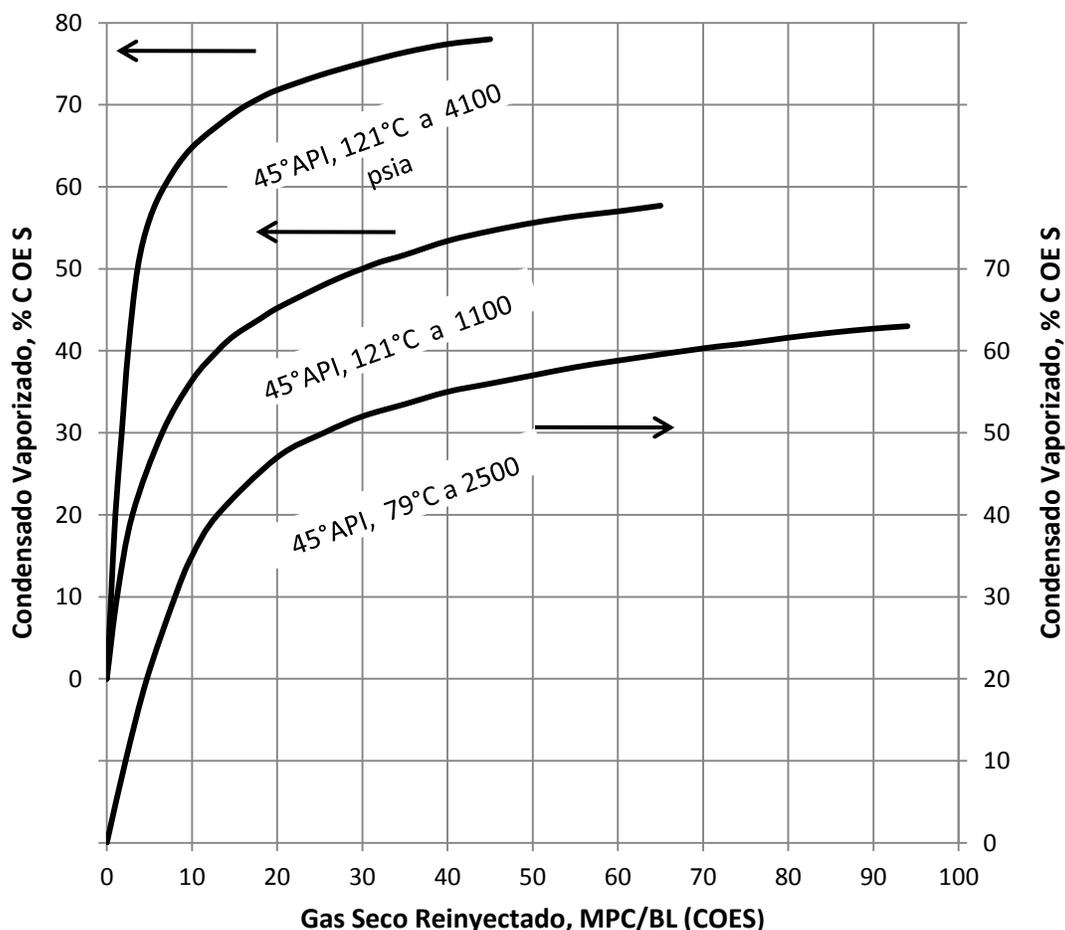


Fig.2.5 Vaporización de condensado por inyección de gas seco (pruebas de laboratorio)⁷

2.3.2 Inyección de gases inertes

Debido a la demanda de gas seco y a los aspectos económicos que trae consigo la retención de dicho fluido para operaciones de inyección, la inyección de gases inertes como el N_2 y CO_2 constituyen una alternativa muy atractiva, para reemplazar el vaciamiento durante la inyección de gas en yacimientos de gas y condensado.

Como consecuencia de lo anterior, Moses y Wilson⁸ fueron de los primeros en sugerir el uso de gases no-hidrocarburos, como fluidos de inyección. Ellos realizaron estudios de laboratorio, para evaluar la efectividad del N_2 en el mantenimiento de la presión de yacimiento y desplazamiento de condensado, en yacimientos de gas y condensado, demostrando experimentalmente que la inyección de N_2 puede usarse para desplazar fluido condensado, bajo condiciones

de miscibilidad en una columna empacada y que dicho gas, es un sustituto atractivo del gas seco o natural en el mantenimiento de presión en este tipo de yacimientos. En dichos experimentos destacaron también que al agregar N_2 a una corriente de gas y condensado, eleva su presión de rocío en una proporción mayor a la obtenida con gas seco (metano). En la realización de las pruebas de desplazamiento en tubos delgados con ambos gases, lograron recuperaciones de líquido mayor al 98%. Lo anterior fue corroborado posteriormente por Vogel y Yarborough⁹ al inyectar N_2 en tres sistemas de gas y condensado. Estos investigadores indicaron que si el yacimiento era inicialmente saturado, la inyección de N_2 inmediatamente ocasionaría de líquido a medida que éste se mezcla con el gas del yacimiento; por otro lado, si el yacimiento estaba en condiciones de bajosaturación, entonces el N_2 se podía mezclar con el gas del yacimiento, antes que se condensara cualquier cantidad de líquido.

Experimentos efectuados por Sanger y Hagoort¹⁰ en tubos delgados, indicaron que la inyección de N_2 a un sistema gas-condensado, no es un proceso que origine miscibilidad de primer contacto; por el contrario, es un proceso de miscibilidad de contacto múltiple, mientras la presión esté por debajo de la de rocío. Al agregar N_2 al sistema hidrocarburo se ocasiona una fuerte depositación de líquido en la zona de mezclado, entre el fluido del yacimiento y el gas inyectado, lo cual a su vez reduce la recuperación. Dicha depositación es menor en el caso de inyección de metano.

El N_2 producido de una planta criogénica, posee propiedades físicas más adecuadas para este tipo de procesos que otros gases, lo cual hace que sea el gas idóneo no-hidrocarburo para un proceso de inyección. Sus propiedades principales son: que es totalmente inerte (no corrosivo) y que posee un factor de compresibilidad más alto que el gas seco; es decir, se requiere de menor volumen, sin embargo, esto último incrementa los requerimientos de compresión.

El empleo de gases inertes como el N_2 , ofrece por supuesto ventajas y desventajas. La principal ventaja es que al no inyectarse el mismo gas que proviene del yacimiento (gas natural), este último se puede comercializar desde el inicio, además de que se alcanzan altas recuperaciones finales de hidrocarburos, de tal manera que al abandono, el yacimiento contiene volúmenes considerables de N_2 , más que de gas hidrocarburo.

Las principales desventajas son: (1) la inversión adicional para remover el N_2 del gas producido, resultando en gastos excesivo de operación para obtener el gas hidrocarburo, con la calidad requerida para su venta, y (2) que la adición de alguna cantidad de N_2 a un fluido de gas y condensado, causa un fuerte incremento en la

presión de rocío de la mezcla, ocasionando que eventualmente, ésta llegue a ser mucho mayor que la presión del yacimiento. Dependiendo del grado de mezclado y dispersión, ocurrirá una depositación de líquido, resultando en una reducción de la eficiencia del proceso; esta depositación es debida a que la presión de rocío de la mezcla, es más alta que la presión de rocío del gas del yacimiento.

El metano es menos sensible al fenómeno anterior; es decir, la capacidad de evaporación del metano, es muchas veces mayor que la del N_2 . En yacimientos estratificados este problema es mayor, ya que, mientras que en los yacimientos homogéneos la depositación de líquido solo ocurre en la zona de mezclado, en los primeros, adicionalmente se presentan zonas de mezclado en la frontera entre capas de diferentes permeabilidades.

Como una alternativa al problema anteriormente mencionado, algunos autores proponen la inyección inicial de un bache de metano (gas seco), seguido por la inyección de nitrógeno para mantenimiento de presión. Ellos sostienen que si el bache de metano es lo suficientemente grande, éste mantendrá separado el N_2 del condensado y de esta manera, la recuperación de líquido sería alta. La teoría dice que el bache de metano amortigua o separa el condensado del N_2 , durante el proceso de desplazamiento. En otro estudio realizado por Kossack y Opdal¹¹, se mostró que el incremento de mezclado entre el N_2 y el condensado, provocaría una pérdida de entre 30 y 40% de líquido, comparado con el desplazamiento con solo metano.

El nitrógeno es menos compresible que el gas y condensado. Un pie cúbico normal de N_2 ocupa 38% más volumen a 2900 psi y 60°C que 1 pie cubico de gas y condensado.

La densidad del nitrógeno es menor que la del gas y condensado, por tanto la inyección de N_2 a tasas moderadas permite al nitrógeno permanecer en la parte alta de la estructura debido a las fuerzas de gravedad. La viscosidad del nitrógeno es aproximadamente igual a la del gas condensado. A temperatura entre 66 y 121°C y presiones entre 3000 y 7000 psi el factor de compresibilidad del N_2 es 35-20% superior al del gas natural.

Como se verá más adelante, el CO_2 tiene una mayor capacidad de miscibilidad con los fluidos del yacimiento. Se ha encontrado que la capacidad para desarrollar miscibilidad al primer contacto, depende grandemente del contenido de CO_2 en el fluido de desplazamiento¹². El CO_2 es capaz de promover la revaporización de condensado formado, por su habilidad de acción solvente con los hidrocarburos, lo

cual implica una disminución de la presión de rocío del fluido del yacimiento y consecuentemente, una mayor recuperación de líquidos.

2.3.3 Vaporización de líquido retrógrado

Para conocer un poco más de los fenómenos que se presentan en un proceso de vaporización de líquidos por inyección de gases no hidrocarburos, en yacimientos de gas y condensado, Striefel, Ahmed y Cady¹³ en 1984, desarrollaron un modelo computacional en una sola dirección, para simular dicho proceso. Durante sus investigaciones, emplearon metano, aire, N₂ y una mezcla de N₂ – CO₂ (80 y 20% respectivamente), como fluidos de inyección.

El proceso de vaporización adoptado en este modelo, fue inicialmente establecido por Smith y Yarborough¹⁴, los cuales condujeron originalmente experimentos, para describir el proceso de revaporización de líquidos retrógrados por inyección de gas seco, en paquetes de arenas no consolidadas y considerando sistemas binarios.

En sus estudios, estos autores supusieron que inicialmente el gas estaba en equilibrio con la fase líquida, como se muestra en la Fig.2-6a .Posteriormente, al inyectar gas seco, este desplaza al vapor originalmente en equilibrio e inmediatamente al contacto entre el gas de inyección y el líquido retrógrado, las dos fases buscarán establecer un nuevo equilibrio termodinámico debido a una transferencia de masa del componente ligero en la fase líquida y del pesado en la fase gaseosa, reduciendo el volumen de líquido retrógrado (Fig.2-6b).

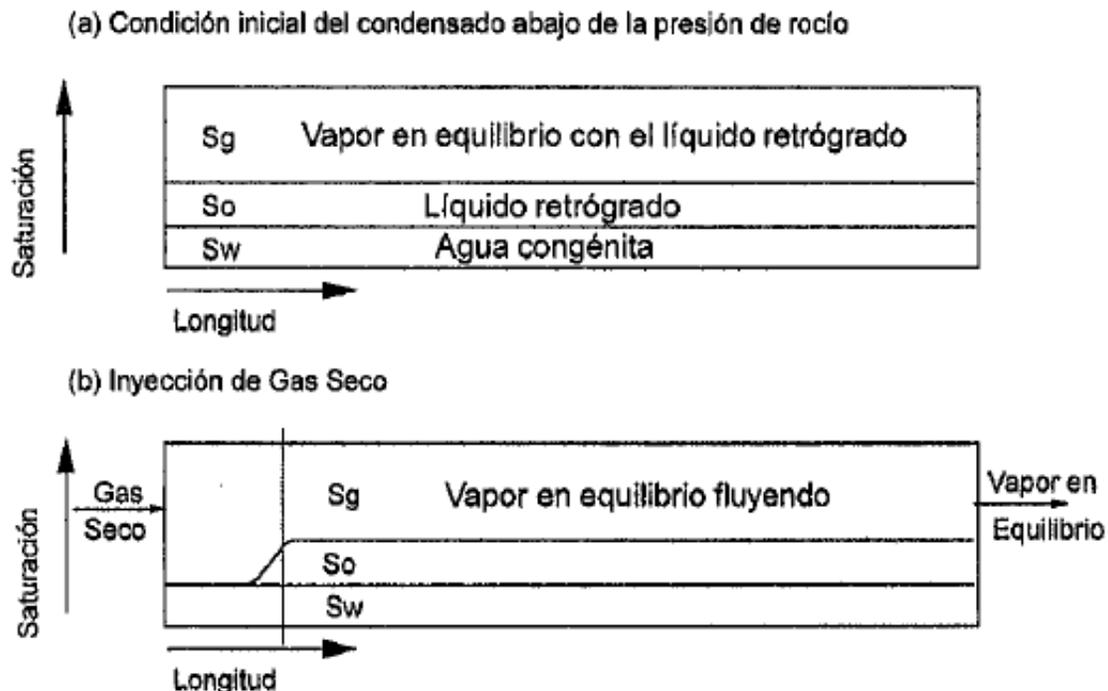


Fig.2-6 Fluido gas-condensado sujeto a inyección de gas seco

Este proceso origina una nueva fase gaseosa “enriquecida” en equilibrio, la cual se desplaza a través de todo el yacimiento, a medida que se va inyectando más gas; debido a esto, también la habilidad de revaporización de dicho gas, va disminuyendo. Estudios realizados por Sigmund y Cameron² indican que el máximo ritmo de vaporización de condensado, ocurre al máximo punto de depositación del mismo, debido a la gran área de contacto entre el vapor y la fase líquida.

El mecanismo es similar para gases no-hidrocarburos multicomponentes; sin embargo, cuando más de un componente está presente en la fase líquida, el gas deberá alcanzar el equilibrio con todos ellos; por lo tanto, se vaporizarán varias cantidades de cada componente en la fase líquida, dependiendo de los componentes presentes en la fase gaseosa.

Todos los gases estudiados por estos autores (aire, C_1 , N_2 y N_2-CO_2), incrementaron la recuperación de condensado retrógrado debido a la revaporización del mismo. La Fig. 2-7 muestra el número de moles de C_2-C_6 vaporizadas, en función del volumen de gas inyectado.

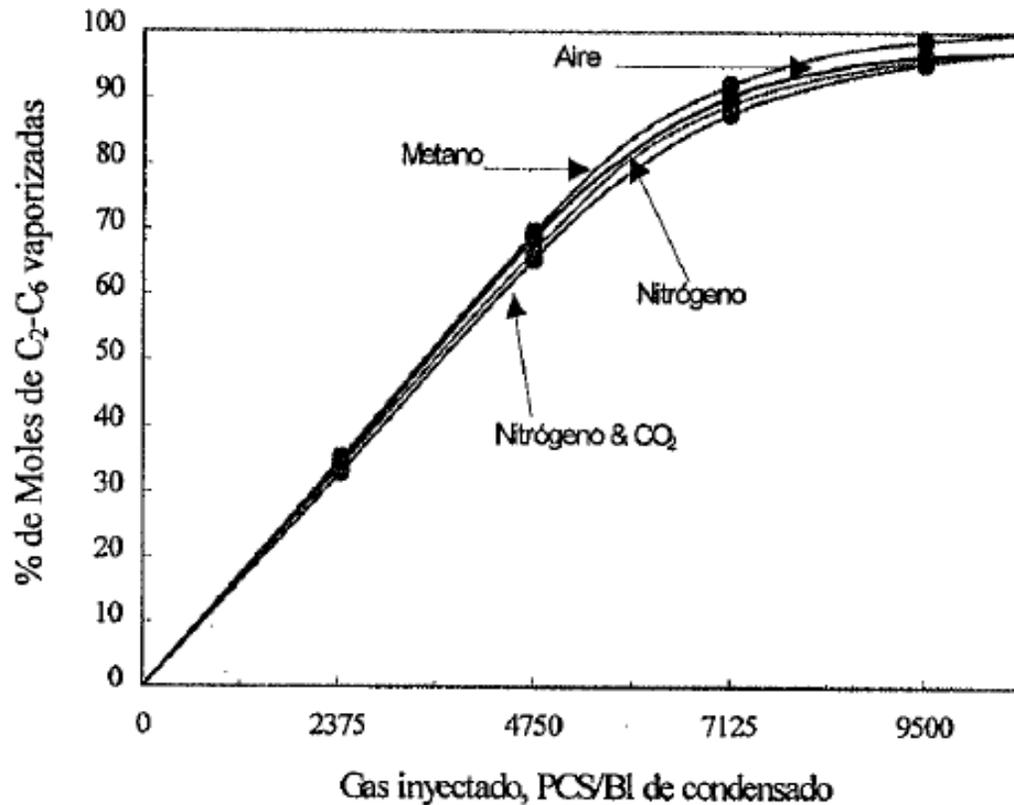


Fig.2-7 Vaporización de componentes intermedios

Se puede apreciar, que al menos para este caso, la habilidad de los gases inyectados para vaporizar los componentes intermedios, es aproximadamente similar hasta un 70% de moles vaporizadas; después de este valor, se pueden observar ciertas diferencias para cada uno de ellos en vaporizar los componentes remanentes, que constituyen los más pesados.

Con referencia a la Fig.2-7, es importante mencionar, que la parte inicial de las curvas está dominada por la vaporización de los componentes menos pesados en la fase líquida; por lo tanto, cuando se habla de la cantidad de aceite vaporizado, dicha forma inicial de la curva no es tan importante, es decir, son las características de vaporización de los componentes pesados, los que determinan la cantidad total de aceite que será vaporizado.

Con este método se pudo comprobar una vez más, que el metano principal componente del gas natural, es más efectivo que los gases no-hidrocarburos en vaporizar los componentes más pesados del condensado retrógrado. La Fig.2-8 ilustra la recuperación de componentes pesados y muestra que la habilidad del N₂ para vaporizarlos, mejoró sustancialmente con la adición de CO₂.

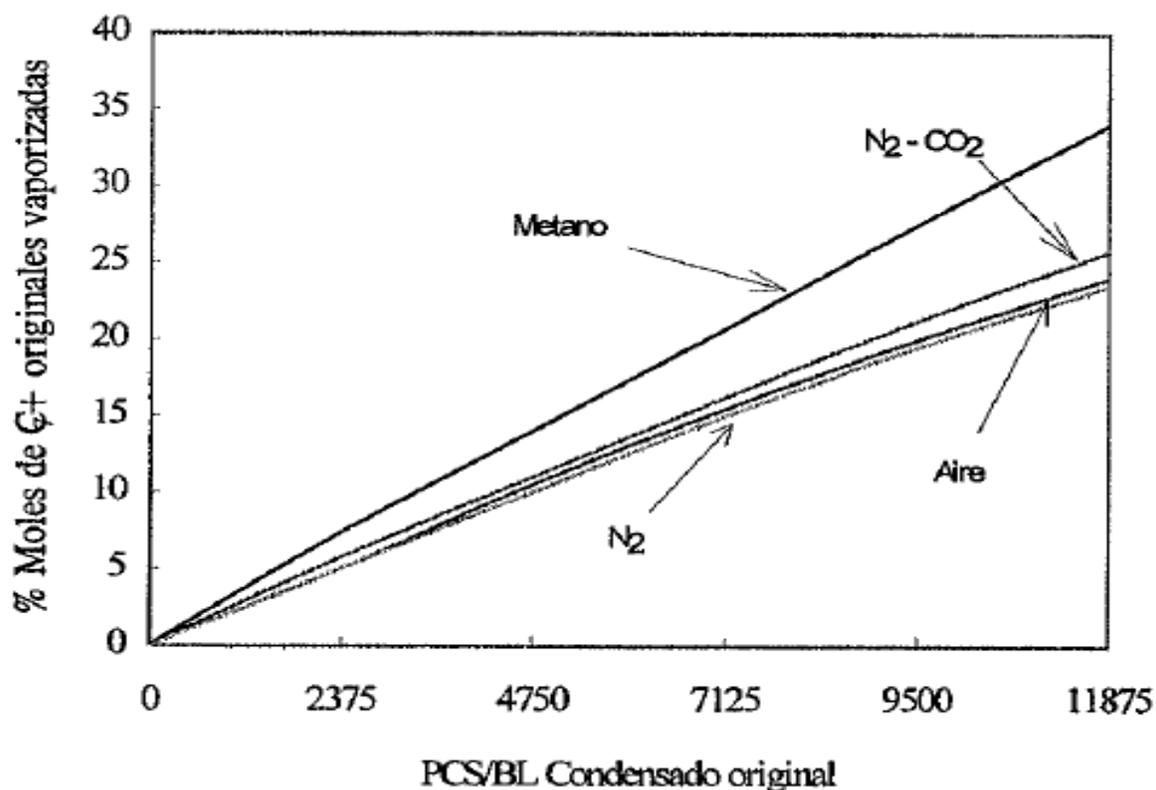


Fig.2-8 Vaporización de la fracción pesada

Los resultados con aire y N₂ mostraron pequeñas diferencias entre sí, lo cual era de esperarse, debido a la similitud en composición y propiedades críticas entre ambos gases. Sin embargo, hay que tener presente que el aire es un gas oxidante y puede provocar o iniciar una combustión en la superficie de la formación, la cual sería muy dañina para la misma formación y para todo el equipo del pozo.

Para evaluar las eficiencias de recuperación por la inyección de algún gas, es necesario entender el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento a medida que sufren cambios en presión y composición, cuando son mezclados con gases de inyección.

Gran parte de la literatura sobre la revaporización de líquidos condensados por inyección de gas, ya sea hidrocarburo o no-hidrocarburo, indica que el condensado depositado durante el agotamiento natural de presión, puede ser completamente recuperado si es contactado con suficientes cantidades de gas; sin embargo, se ha puesto muy poca atención a los mecanismos microscópicos de la revaporización y a los factores que gobiernan el ritmo de evaporación o el crecimiento de una zona de transición o no equilibrio.

Peterson en 1978¹⁵, fue de los primeros en mostrar experimentalmente los efectos del N₂ y CO₂ en sistemas de gas y condensado, con el objeto de entender el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento, a medida que sufren cambios de presión y composición debido a la inyección de dichos gases.

Los experimentos se desarrollaron en una celda visual de alta presión, mantenida a temperatura constante (3990 psi y 73°C). La celda fue cargada con el fluido del yacimiento y con el de inyección; se disminuyó la presión desde un valor alto en la región de una sola fase, hasta un valor bajo en la de dos fases. Después de alcanzado el equilibrio vapor-líquido, tanto el gas como el líquido fueron analizados por cromatografía.

De los resultados se observó que la presión de burbuja no se incrementó considerablemente, a medida que aumentó el porcentaje de CO₂ en la mezcla; sin embargo, la presión de rocío, si lo hizo sustancialmente, llegando a un máximo de aproximadamente 6,000 psi con una concentración de 85% mol. Por otro lado, con respecto al N₂, con la inyección de un 30% de este gas, incrementó la presión a más de 10,000 psi, lo cual descarta miscibilidad al primer contacto, debajo de esta presión.

Uno de los aspectos más importantes que se notó, durante el desarrollo de estos experimentos, constituye el hecho, de que a medida que el gas inyectado, desplazaba al fluido del yacimiento, ocurría una mezcla de ambos fluidos en el frente de desplazamiento. Lo anterior permitió establecer dos conclusiones: (1) si existe este fenómeno de mezclado, el punto de rocío de la mezcla se incrementará y (2) también ocurrirá consecuentemente, una pérdida de condensado retrogrado en la zona de mezclado con cualquier gas inyectado, si la presión del yacimiento se mantiene cerca o en la de rocío; dicha pérdida de condensado será mayor en el caso de inyección de N₂.

Referencias Bibliográficas

- 1- Standing, M. B., Lindblad E. N. y Parsons R. L.: "Calculate Recoveries by Cycling from retrograde Reservoir of Variable Permeability", Trans. AIME, 1948, Vol. 174, 165.
- 2- Sigmund, P. M. y Cameron, A. M.: "Recovery of Retrograde Condensed Liquids by Revaporization During Dry Gas Injection", The Journal of Canadian Petroleum Technology, Enero-Marzo 1977, 64-77.
- 3- Havlena, Z. G., Griffith, J. D., Pot, R. y Kiel, O. G.: "Condensate Recovery by Cycling at Declining Pressures", Proc. 7th. World Pet. Cong. México City (1967), Vol. 6, 383.
- 4- Cook, A. B., C. J. Walker y G. B. Spencer: "Realistic K Values of C₇₊ hydrocarbons for Calculating Oil Vaporization in High Percentage Oil Recovery by Pressure Maintenance", JPT, 1967, Vol. 19, 245.
- 5- Gachuz-Muro, H., B. Gonzalez-Valtierra, E. Luna-Rojero, B. Aguilar-Lopez y Pineda-Muñoz, A.: "Laboratory Tests with CO₂, N₂ and Lean Natural Gas in a Naturally Fractured Gas-Condensate Reservoir under HP/HT Conditions", SPE 142855-PP, 2011.
- 6- Ikoku, Ch. U.: "Natural Gas Reservoir Engineering", John Wiley and Sons, New York, 1984.
- 7- Gonzalo Rojas: "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado", Puerto La Cruz, 2003.
- 8- Moses, P. L. y Wilson, K.: "Phase Equilibrium Considerations in Using Nitrogen for improved Recovery from Retrograde Condensate Reservoirs", Artículo SPE.
- 9- Vogel, J. L. y Yarborough, L.: "The effect of Nitrogen on the Phase Behavior y Physical Properties of Reservoir Fluids", Artículo SPE 8815, Abril 1980.
- 10-Sanger, P. J. y Hagoort, J.: "recovery of Gas-Condensate by Nitrogen Injection compared with Methane Injection", Artículo SPE 28941, septiembre 1994.
- 11-Kossack, C. A., Opdal, S. T., Hagen, S. y Munkeud, P. K.: "Experimental y Theoretical Investigations of Gas Injection Into a Gas Condensate",

Proceedings of 4th European Symposium of Enhanced Oil Recovery (Octubre 1987), Hamburgo.

12-Sheffield, M., Metcalfe, S. R., Calvin, W. J. y Chaback, J. J.: "Method Of Displacing Fluids Within a Gas-Condensate Reservoirs", United States Patent, Patente No. 4,635,721, Tulsa, Okla, Enero 1987.

13-Striefel, M. A., Ahmed, T. H. y Cady, G. V.: "Condensate Recovery by Cycling With Air y Other Nonhydrocarbon Gases", Artículo SPE 13229, Septiembre 1984.

14-Smith, L. R. y Yarborough, L.: "Equilibrium Revaporization of Retrograde Condensate by Dry Gas Injection", SPEJ, Marzo 1968, Vol. 8, 87 – 94.

15-Peterson, A. V.: "Optimal Recovery Experiments with N₂ y CO₂", Petroleum Engineer International, 1978.

CAPITULO III

ARREGLOS DE POZOS Y EFICIENCIAS DE BARRIDO

3.1 Introducción

Un factor predominante que controla las operaciones de inyección es la localización de los pozos inyectores con respecto a los productores y a los límites del yacimiento.

La eficiencia de desplazamiento es un factor microscópico determinado usualmente mediante pruebas de laboratorio de desplazamiento en sistemas lineales, y se calcula para determinar la saturación de petróleo residual que queda detrás del frente de invasión. El desplazamiento lineal ocurre en capas uniformes de sección transversal constante donde los extremos de entrada y salida están abiertos al flujo; en estas condiciones el frente de inundación avanza como un plano, y cuando llega al extremo de salida, se considera que el 100% del volumen porosa ha sido contactado por el fluido inyectado. Sin embargo, para que esto ocurra, el frente debe avanzar como un plano horizontal cuando las fuerzas gravitacionales segregan los fluidos, o como un plano vertical cuando estas fuerzas son de poca importancia.

No obstante, desde un punto de vista práctico, no es posible tener condiciones en el yacimiento que realmente simulen un desplazamiento lineal, ya que la acción combinada de la gravedad y la capilaridad hacen que el mecanismo total de desplazamiento de cualquier operación de inyección nunca sea lineal. Las dificultades que se presentan al suponerse esta condición pueden minimizarse cuando se aplica el concepto de eficiencia de barrido volumétrico en los cálculos de recuperación de petróleo por efecto de la inyección. Dicha eficiencia es un factor macroscópico y se define generalmente como el producto de la eficiencia de barrido areal por la eficiencia de barrido vertical.

En general, el barrido de una invasión se define como la fracción del volumen total en el patrón de invasión que es barrido o contactado por el fluido inyectado a un determinado tiempo. Si el barrido es horizontal, esta fracción se define como eficiencia de barrido areal, E_a , y si es vertical, como eficiencia de barrido vertical, E_v , y siempre se interpretará como la eficiencia a la ruptura, a menos que se indique lo contrario.

3.2 Arreglos de pozos

Muchos de los campos viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espacio irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espacios uniformes en los pozos perforados durante el desarrollo del yacimiento. Esto significa que en el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas que se ilustran en la Fig. 3-1.

Los factores que más influyen en la sección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha sido producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectores a pozos productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la Fig. 3-2.

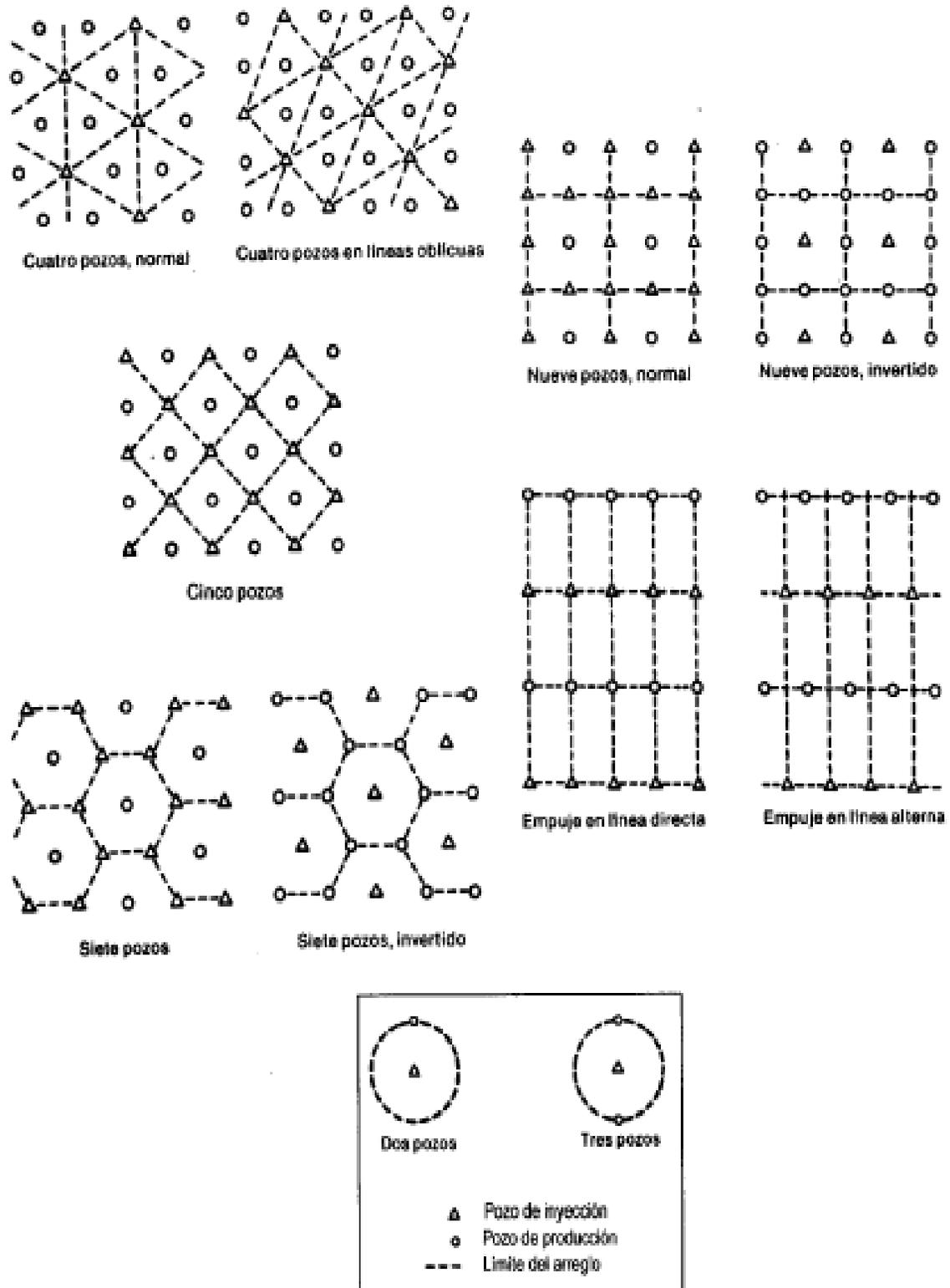


Fig. 3-1 Diferentes tipos de arreglos de pozos (según Craig¹)

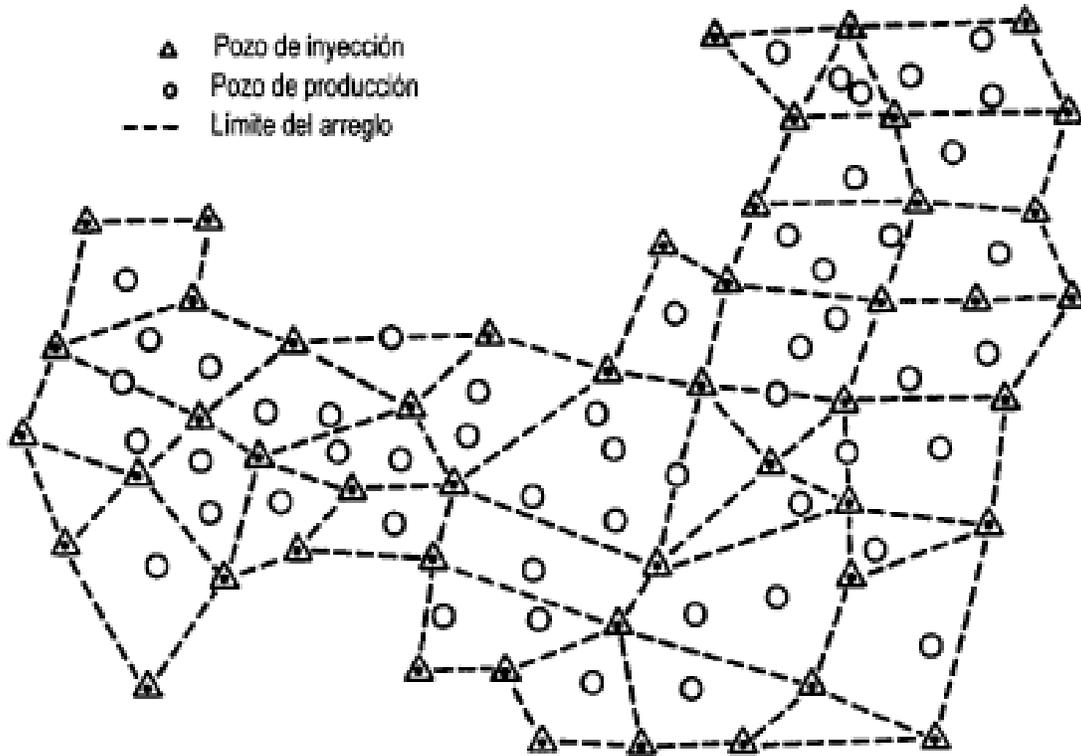


Fig. 3-2 Arreglos irregulares (según Rose y colaboradores²)

Tabla 3.1
Características de los arreglos de pozos³

Tipo de arreglo	$R_{PI/PP}$	Elemento del arreglo
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
5 pozos	1	Cuadrado
7 pozos	2	Triángulo equilátero
7 pozos invertido	1/2	Triángulo equilátero
9 pozos	3	Cuadrado
9 pozos invertido	1/3	Cuadrado

Todos los arreglos individuales mencionados pueden ser repetidos para formar un arreglo regular de pozos, con excepción de los arreglos irregulares y del invertido de 5 pozos que siempre se utiliza como un solo tipo de arreglo en el yacimiento.

3.2.1 Principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos

Los principales parámetros que caracterizan los arreglos de pozos se ilustran en la Fig. 3-3. Entre ellos se tienen.

La relación d/a , donde,

d : Distancia más corta entre las líneas de pozos de distinto tipo, situadas una a continuación de la otra en una misma columna.

a : Distancia más corta entre pozos del mismo tipo que se encuentran en una misma fila, uno a continuación del otro.

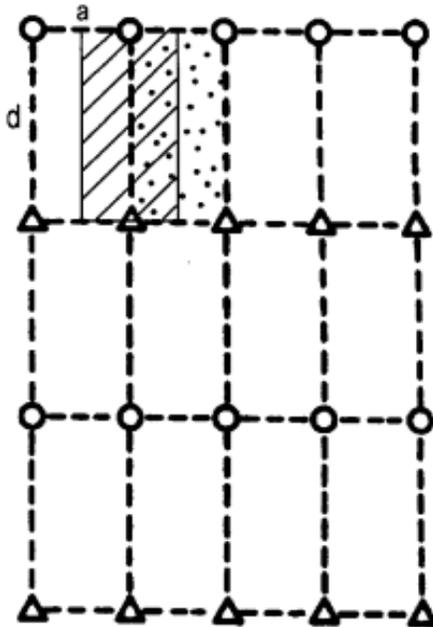


Fig. 3-3 Arreglos de empuje en línea directa (según Craig¹)

La razón pozos de inyección a pozos de producción, $R_{PI/PP}$:

Esta razón se calcula dividiendo el número de pozos inyectores que afectan directamente a cada productor, entre el número de pozos productores que reciben efecto directo de un inyector. Por ejemplo, en el caso de la Fig. 3-3 esta relación es uno, puesto que la inyección de un pozo se reparte hacia 6 pozos productores, mientras que a cada productor lo afectan 6 inyectores.

La unidad del arreglo:

Es la menor porción del arreglo que lo representa. También se conoce como elemento de simetría del arreglo por su simetría en el flujo y debe incluir al menos un pozo productor y un inyector. Todos los estudios se realizan sobre este elemento, así por ejemplo, si para determinadas condiciones se encuentra que la eficiencia de barrido areal es 72%, eso significa que este valor será válido tanto para el elemento de simetría como para todo el arreglo.

3.2.2 Empuje en línea directa

Como se mencionó antes, para alcanzar una eficiencia de barrido del 100% en el momento de la ruptura, se debe inyectar el fluido sobre un plano vertical. Esto físicamente no es posible, pero se puede aproximar a un arreglo donde los pozos productores e inyectores directamente se balanceen unos con otros, tal como se muestra en la Fig. 3-3. La eficiencia de barrido en este modelo se mejora a medida que la relación d/a aumenta. La $R_{PI/PP} = 6/6 = 1$.

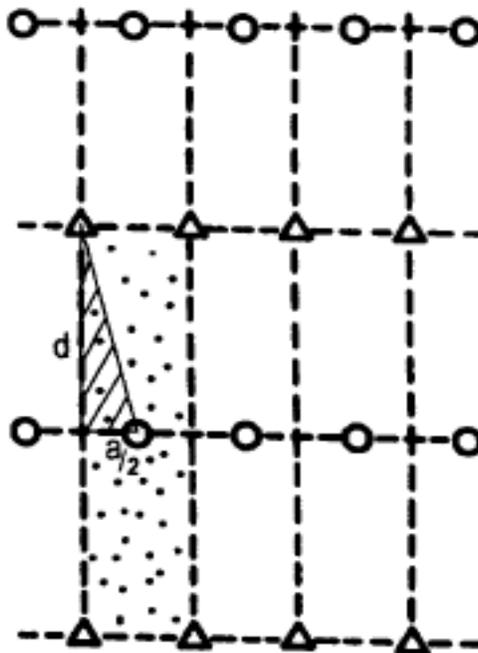


Fig. 3-4 Arreglos de empuje en línea alterna (según Craig¹)

3.2.3 Empuje en línea alterna

Este tipo de arreglo es una modificación del arreglo de empuje en línea directa. Se origina al desplazar los pozos inyectores a lo largo de su línea una distancia igual a $a/2$. De esta manera, un pozo productor es ubicado en el centro de un rectángulo con inyectores en los vértices, tal como se representa en la Fig. 3-4. La $R_{PI/PP} = 4/4 = 1$.

En la Fig. 3-5 se observa que el efecto del arreglo de empuje en línea alterna es el de aumentar significativamente la eficiencia areal a la ruptura si se compara con el de empuje en línea directa, especialmente para valores bajos de la relación d/a . de acuerdo con esto, si el patrón de invasión lo permite, este tipo de arreglo es preferible al de empuje en línea directa.

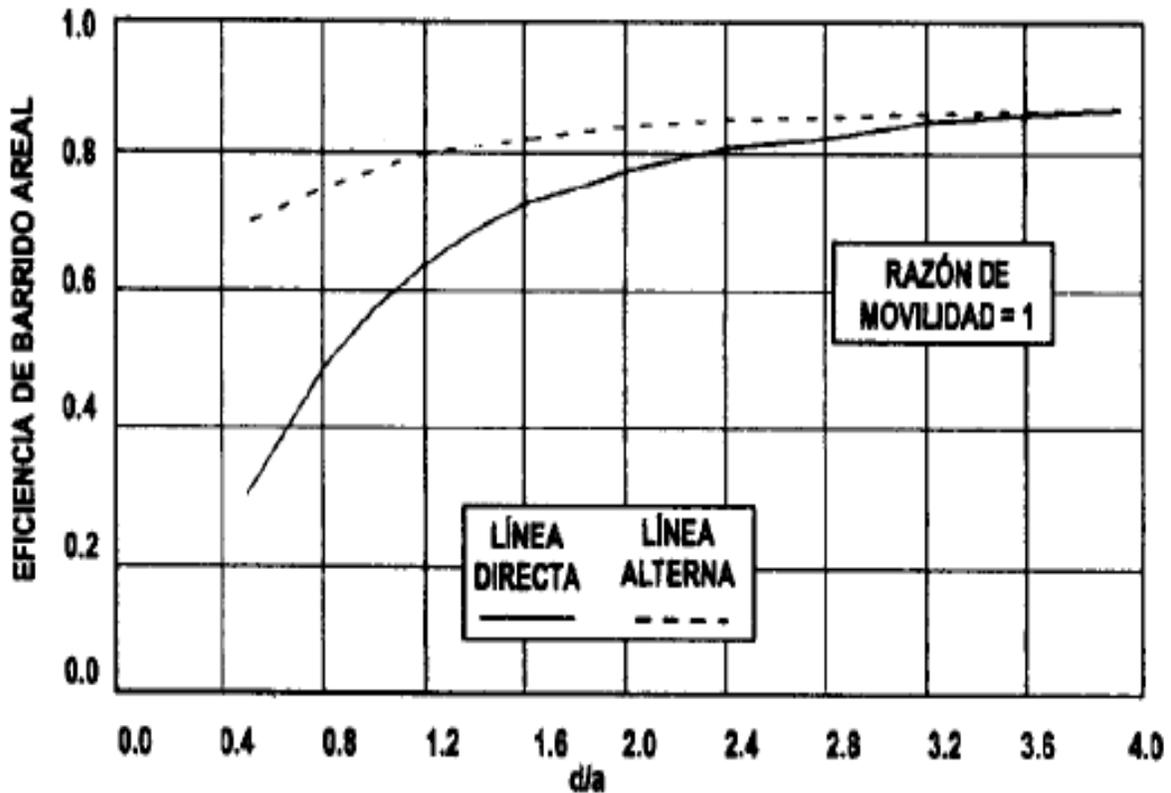


Fig. 3-5 Eficiencia de barrido areal para arreglos en línea directa y en línea alterna en función de d/a (según Smith y Cobb⁴).

3.2.4 Arreglos de 5 pozos

El arreglo de 5 pozos que se muestra en la Fig. 3-6 es un caso especial del empuje en línea alterna, cuando $d/a = 0.5$. Este es el tipo de arreglo más usado. Obsérvese que el patrón requerido exige perforar pozos formando un cuadrado y que la relación pozos inyectores a pozos productores sea la unidad, o sea, $R_{PI/PP} = 4/4 = 1$.

El arreglo de 5 pozos es altamente conductivo, ya que la vía de flujo más corta es una línea recta entre el inyector y el productor. Además, el patrón proporciona una buena eficiencia de barrido. La perforación de un arreglo cuadrado es muy flexible, pues permite generar otros arreglos simplemente reorientando la posición de los pozos inyectores. Ejemplos de éstos son el asimétrico de 4 pozos, el de 9 pozos y el invertido de 9 pozos.

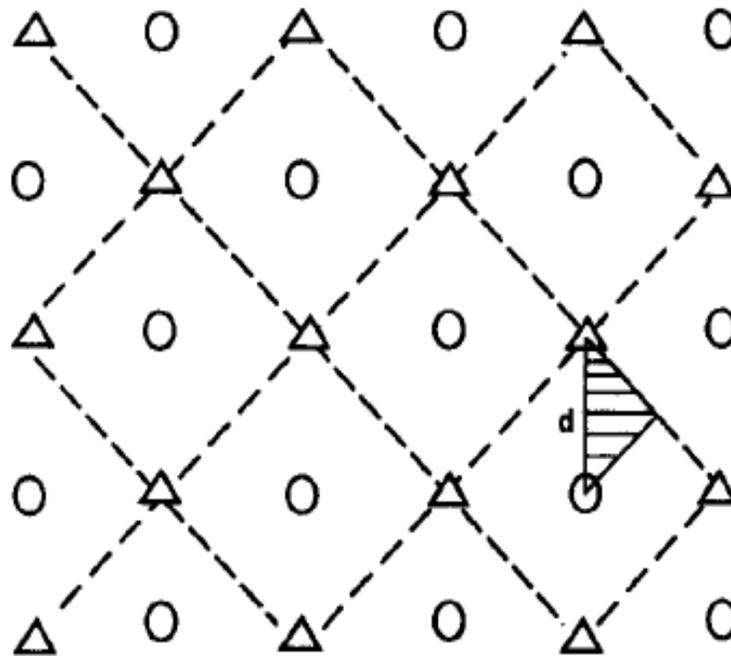


Fig. 3-6 Arreglos de 5 pozos (según Ferrer⁵)

3.2.5 Arreglos de 7 pozos

Este tipo de arreglo tiene 2 pozos inyectoros por cada pozo productor y se utiliza cuando la inyectividad de los pozos es baja⁴. Muy raras veces se encuentra un campo perforado siguiendo este tipo de arreglo. El patrón del modelo es un triángulo equilátero (Fig. 3-7) o puede considerarse un arreglo en línea alterna cuya relación $d/a = 0.866$. Si el campo no ha sido desarrollado según este patrón, se requieren varios pozos interespaciados para hacer posible repetir el patrón. En este caso la $R_{PI/PP} = 6/3 = 2$.

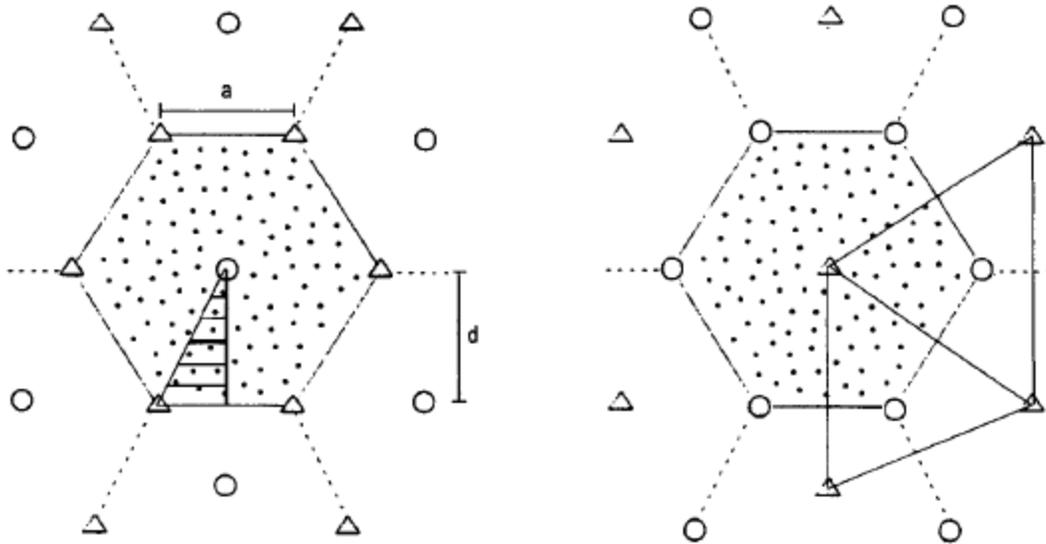


Fig. 3-7 Arreglos de 7 pozos (según Smith y Cobb⁴)

3.3 Eficiencia areal, E_a

La eficiencia de barrido areal, E_a , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria, Es decir:

$$E_a = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}}$$

La Fig. 3-8 también permite definirla y muestra la posición del frente de invasión en sucesivos períodos hasta la ruptura, para un arreglo de 5 pozos.

La eficiencia de barrido areal se relaciona con factores que se dan en la naturaleza y, por lo tanto, son incontrolables; entre ellos: las propiedades de las rocas (porosidad, permeabilidad, conductividad, otros) y las propiedades del sistema roca-fluidos (ángulo de contacto, permeabilidades relativas, presiones capilares, otros), las cuales tienen una influencia directa sobre el volumen de roca invadida por el fluido inyectado, así como también sobre la dirección y velocidad del movimiento de los fluidos.

Existen otros factores que se pueden modificar, los cuales se relación con la localización de los pozos inyector y productores y con las densidades y viscosidades de los fluidos.

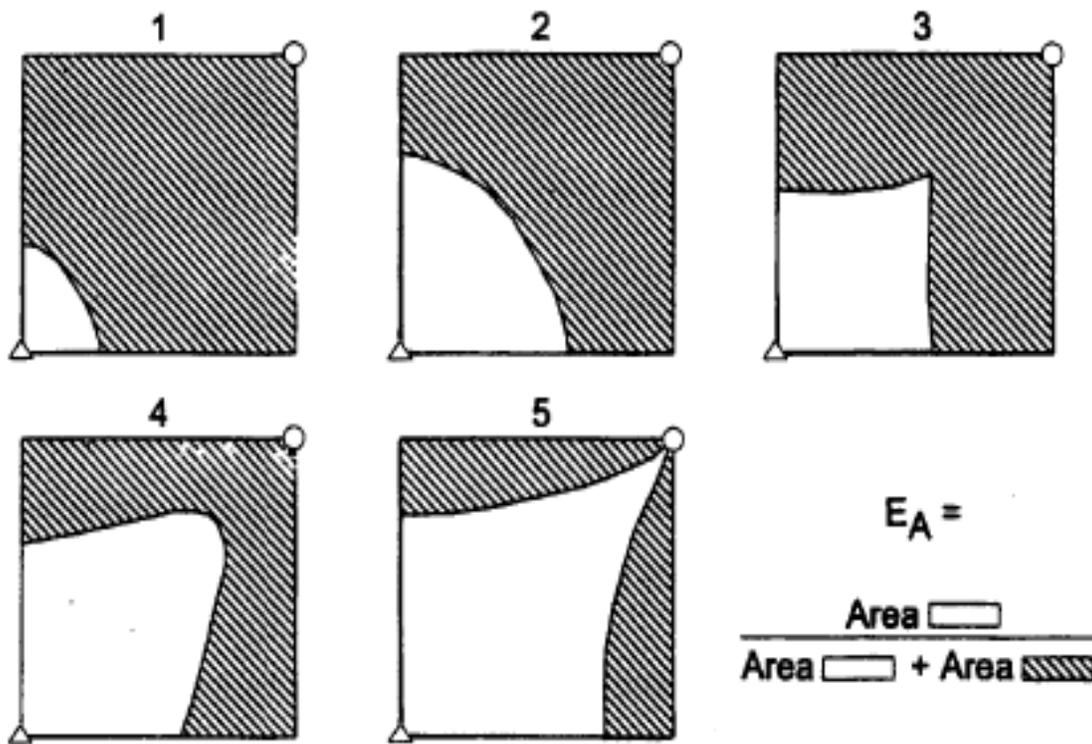


Fig. 3-8 Gráficos mostrando el área horizontal barrida a diferentes tiempos para un arreglo de 5 pozos (según Smith y Cobb⁴)

Entre estos factores los más importantes son:

1. Geometría de los pozos de inyección y producción: Se refiere a la configuración areal existente entre los pozos productores y los inyector.

2. Razón de movilidad: En general, la eficiencia areal disminuye cuando la razón de movilidad aumenta.
3. Volumen de fluidos inyectados: La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo. Así, se habla de eficiencia areal en el momento de la ruptura y de eficiencia areal después de la ruptura, relacionándola con determinado volumen de fluidos inyectados.

3.4 Eficiencia de barrido vertical, E_v

Debido principalmente, a la heterogeneidad del yacimiento, sólo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción, referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia de barrido vertical.

$$E_v = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}}$$

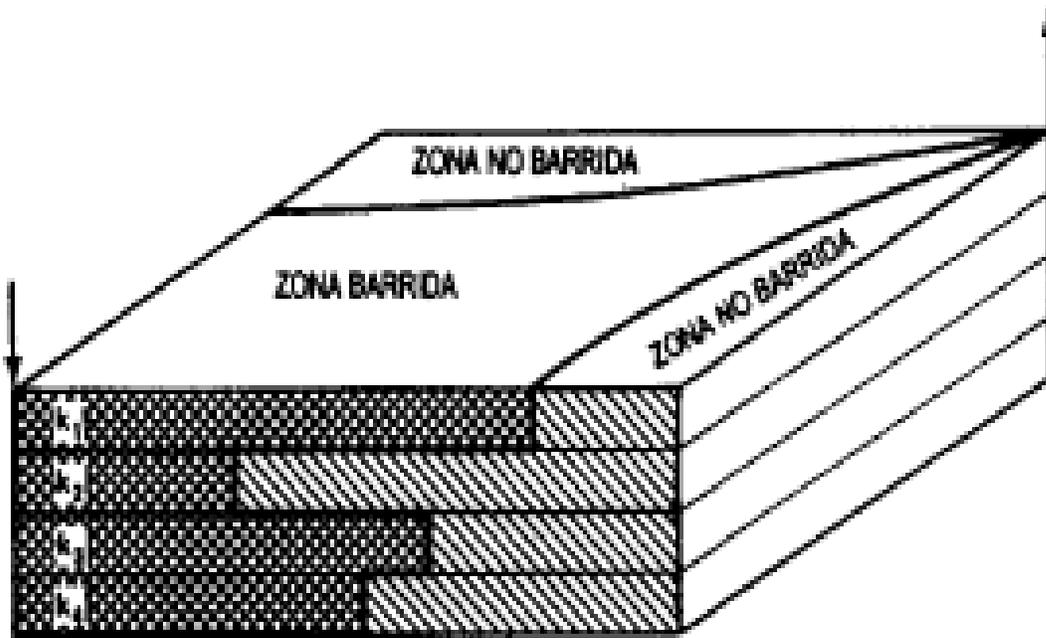


Fig. 3-9 Eficiencia de barrido vertical (según Lake⁷)

La eficiencia de barrido vertical también se denomina eficiencia de conformación o intrusión fraccional. Entre los factores que afectan la eficiencia de barrido vertical se tienen:

- a. Heterogeneidad del yacimiento: Para estudiar el efecto de la heterogeneidad del yacimiento sobre la eficiencia de barrido vertical, se utiliza el parámetro estadístico V definido por Dykstra y Parsons⁶, el cual asigna a las permeabilidades dentro de cada estrato una distribución log-normal; así k_{50} es la permeabilidad al porcentaje de 50% y k_{84} es la permeabilidad al 84%. Es decir, un yacimiento perfectamente homogéneo tiene una variación de permeabilidad igual a cero, mientras que un yacimiento totalmente heterogéneo tendrá una variación de 1. Si no existen datos disponibles, se puede suponer un valor típico de $V = 0.7$ para muchos yacimiento. Mientras mayor sea la heterogeneidad de los estratos del yacimiento, menor será la eficiencia de barrido vertical.
- b. Razón de movilidad: Al aumentar la razón de movilidad disminuye la eficiencia de barrido vertical.

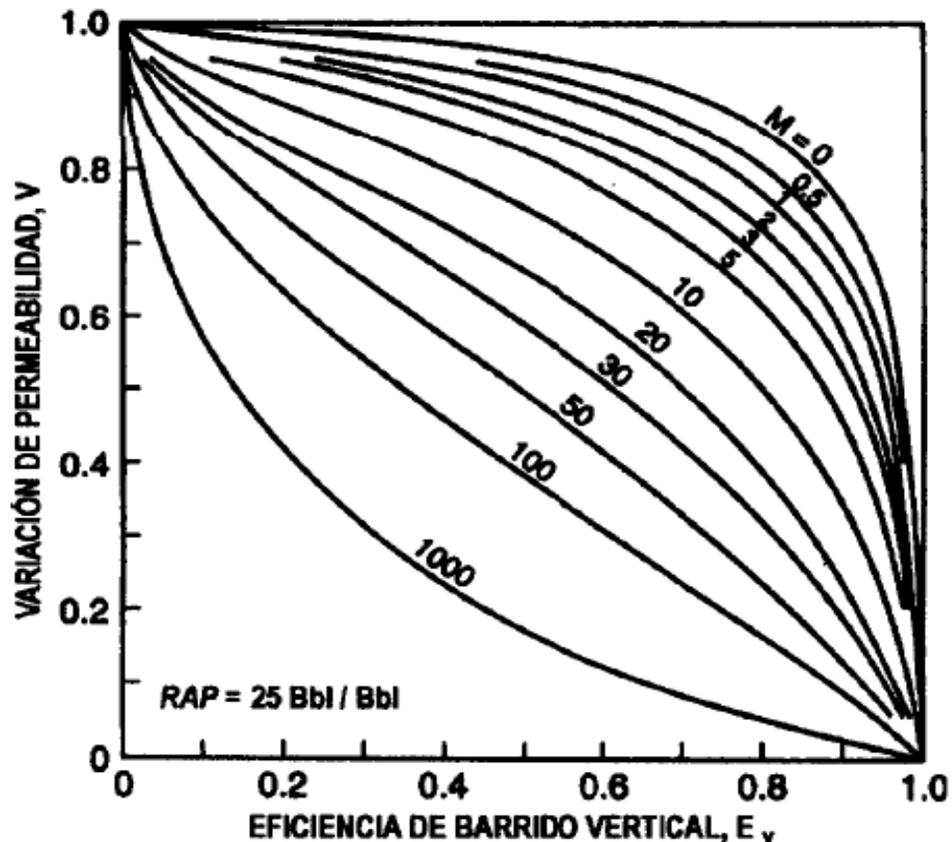


Fig. 3-10 Eficiencia de barrido vertical en función de la variación de permeabilidad y de la razón de movilidad para una RAP = 25, en un sistema lineal (según Dykstra y Parsons⁶)

- c. Volumen de fluido inyectado: La eficiencia de barrido vertical aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo.
- d. Flujo cruzado entre capas: Goddin y colaboradores⁷. llevaron a cabo un estudio numérico sobre el flujo cruzado entre capas. Analizaron los efectos de las fuerzas viscosas y capilares en un sistema bidimensional de dos capas, preferentemente mojado por agua. Variaron M entre 0.21 y 0.95 y concluyeron que la recuperación de petróleo, para el caso de flujo cruzado, es intermedia entre la correspondiente a un yacimiento uniforme y la de un yacimiento estratificado sin flujo cruzado.

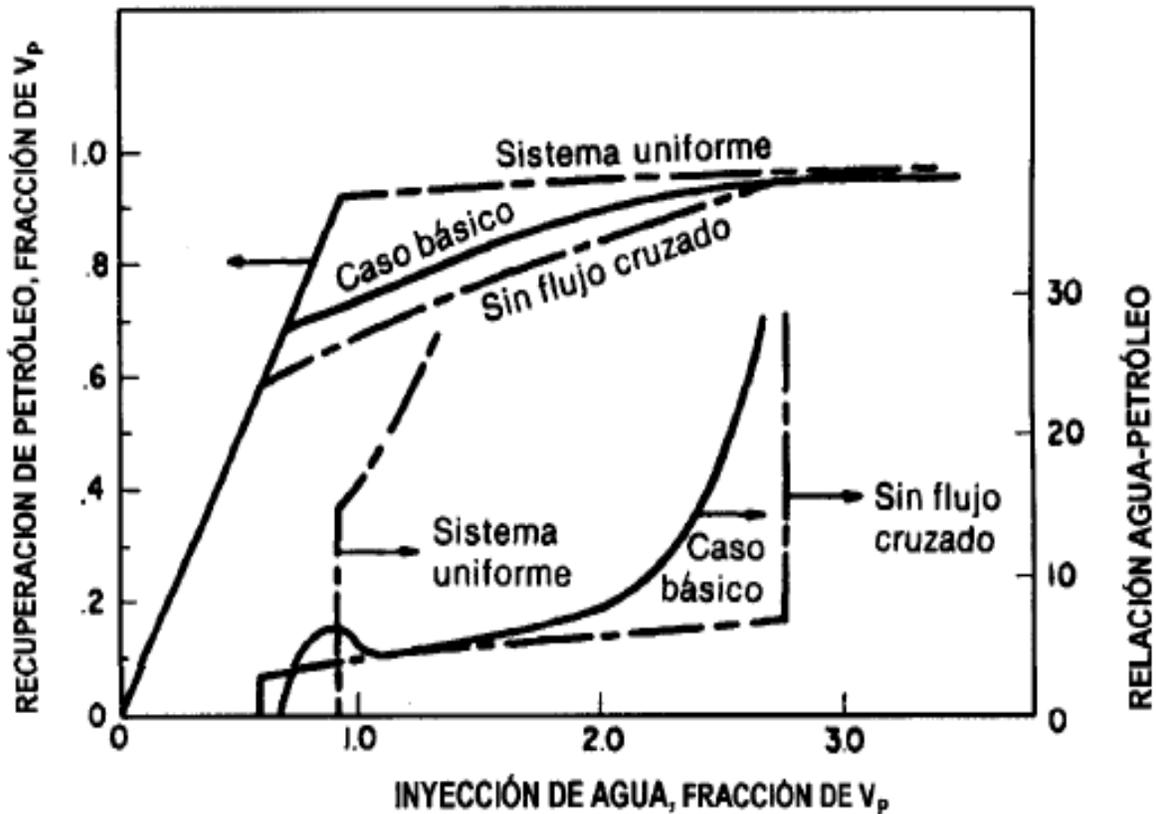


Fig. 3-11 Efecto del flujo cruzado y de la heterogeneidad del yacimiento sobre la recuperación de petróleo (según Craig¹)

Además de la movilidad de los fluidos del yacimiento existen otros factores que afectan la eficiencia de barrido. La forma como estos factores afectan esta eficiencia es como sigue:

- Índice de Inyectividad: Muskat⁹ en sus estudios de variación de la inyectividad para un flujo radial en un sistema de aceite con inyección de agua, observó que existe una relación funcional entre la inyectividad, y la posición del frente de invasión. Consideró el sistema radial que se muestre en la Fig. 3-12, donde se observa que en los comienzos de una inyección de agua y antes de que ocurre el llene, ambas, la zona de agua y de petróleo alrededor del pozo de inyección, son radiales.

Las zonas continuarán siendo circulares alrededor del pozo de inyección hasta que los radios de los bancos de petróleo alcancen una distancia cercana al 70% de la distancia entre inyector y productor.

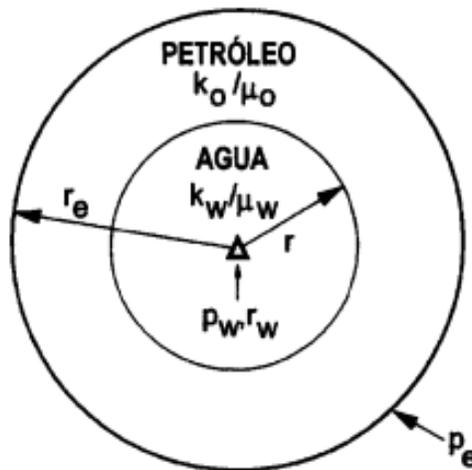


Fig. 3-12 Sistema de flujo radial alrededor de un pozo inyector mostrando los bancos de agua y petróleo (según Smith y Cobb⁴)

En la Fig. 3-13 se observa que el índice de inyectividad decrece rápidamente hasta el momento en que ocurre el llene. Después del llene, la inyectividad permanecerá constante si $M = 1$, aumentará si $M > 1$ o disminuirá si $M < 1$. En esta figura también se observa que los cambios más fuertes ocurren al comienzo de la invasión, mientras que son menos pronunciados durante las etapas finales de la invasión.

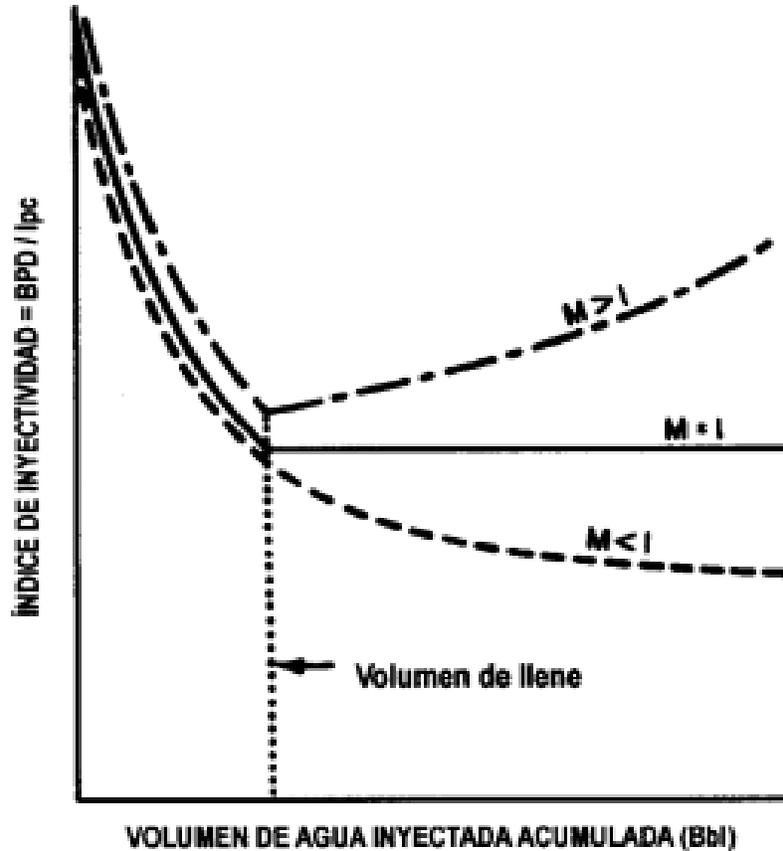


Fig. 3-13 Variación de la inyectividad de agua para un sistema radial (según Craig¹).

- Fuerzas de Gravedad: La segregación por gravedad ocurre cuando las diferencias de densidad entre el fluido desplazante y desplazado son lo suficientemente grandes para inducir una componente vertical en el flujo del fluido, aun cuando la principal dirección de flujo sea un plano horizontal, por ello, cuando se inyecta un fluido más denso que el petróleo como es el caso del agua, ésta tiende a moverse preferencialmente en la base de las formaciones.
- Efecto de la Tasa de Flujo: La eficiencia de barrido volumétrico está influenciada por las fuerzas viscosas, capilares y gravitacionales. Las primeras resultan del gradiente de presión, y, por lo tanto, son proporcionales a la tasa de flujo. En una roca preferencialmente mojada por agua, las fuerzas capilares producen imbibición en los poros más pequeños o estratos menos permeables dentro del yacimiento. En rocas preferencialmente mojadas por petróleo, las fuerzas capilares petróleo –

agua tienden a repeler el agua inyectada de los poros más pequeños llenos de petróleo. Durante la etapa de inyección de agua, las zonas menos permeables del yacimiento se resaturan de petróleo, como resultado de las fuerzas capilares gas-petróleo y, también, por el aumento de la presión en la zona de petróleo. Las fuerzas gravitacionales, que dependen de la diferencia de densidades entre el petróleo y el agua del yacimiento, actúan para atraer el agua inyectada a la porción más baja del yacimiento.

El grado de segregación por gravedad depende de la tasa: mientras menor sea la tasa de inyección de agua, más severa será la tendencia del agua a correr por debajo del petróleo. Hay que considerar, además, que la permeabilidad y el movimiento vertical de los fluidos también influyen sobre el grado de segregación por gravedad.

La información publicada por Craig y colaboradores¹⁰, indica que se requieren cambios significativos en las tasas de inyección para lograr pequeñas modificaciones de la eficiencia de barrido volumétrico, resultantes de la segregación por gravedad.

Referencias Bibliográficas

- 1- Craig, F. F., Jr.: "The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1971.
- 2- Rose, S. C., Buckwalter, J. F., y Woodhall, R. J.: "The Design Engineering Aspects of Waterflooding, Monograph Series, SPE, Richardson, TX, 1989.
- 3- Scientific Software Intercomp (SSI): "Notebook of Improved Oil Recovery by Waterflooding and Gas Injection", Denver, 1981.
- 4- Smith, J. y Cobb, W.: "Waterflooding Notebook", William M. Cobb & Associates, Inc., Lubbock, Texas, 1992.
- 5- Ferrer, J.: "Notas sobre Métodos de Predicción de la Recuperación Secundaria de Petróleo por Inyección de Agua", Escuela de Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad del Zulia, 1970.
- 6- Dykstra, H. y Parsons, R. L.: "The Prediction of Oil Recovery by Water Flood, Secondary Recovery of Oil in The United States", API, New York City, 1950.
- 7- Lake, L.: "Enhanced Oil Recovery", Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey, 1989.
- 8- Goddin, C. S., Jr., Craig, F. F., Jr., Wilkes, J. O. y Tek, M. R.: "A Numerical Study of Waterflood Performance in a Stratified System with Crossflow Trans.", AIME, JPT, 1966.
- 9- Muskat, M.: "Physical Principles of Oil Production", N.Y. McGraw-Hill Book Company, Inc., 1949.
- 10- Craig, F. F., Jr., Sanderlin, J. L., Moore, D. W. y Geffen, T. M.: "A Laboratory Study of Gravity Segregation in Frontal Drives, Trans., AIME 1957.

CAPITULO IV

MÉTODOS DE PREDICCIÓN PARA LA INYECCIÓN DE GAS SECO

El esquema óptimo de explotación de cada yacimiento de gas y condensado depende de las características propias del yacimiento y de las condiciones económicas reinantes.

Los esquemas más usados en las explotaciones de estos yacimientos son:

- Agotamiento Natural de las Reservas por los mecanismos de:
 - a) Expansión del gas.
 - b) Expansión del agua congénita y de la roca.
 - c) Empuje hidráulico.

- Mantenimiento de Presión por inyección de fluidos:
 - a) Reinyección del gas separado del condensado o inyección de gas seco de una fuente diferente al yacimiento en explotación.
 - b) Inyección de agua.
 - c) Inyección de gases inertes como nitrógeno (N_2) y gases producto de la combustión ($N_2 + CO_2$).

Los métodos de mantenimiento de presión se complementan con el agotamiento de presión al finalizar la inyección.

En este trabajo de investigación nuestro punto de estudio será la reinyección del gas seco producido en el yacimiento de gas y condensado mediante un método de predicción que se explica a continuación para yacimientos homogéneos y heterogéneos.

4.1 Yacimientos homogéneos

Los yacimientos con espesores menores a 30 pies (equivalente a 9.14 m) y con poca variación de área y permeabilidad vertical se pueden estudiar con modelos analíticos tipo tanque. Para el caso de desplazamiento miscible de gas y condensado por gas seco se puede utilizar el método que a continuación se explica, el cual es una adaptación del método de Caudle y Witte¹.

Características:

- a) Considera desplazamiento miscible con una eficiencia de desplazamiento de 100%. Esto implica que la saturación residual de gas y condensado en la zona invadida en cero ($S_{gcr} = 0$).

- b) Tiene en cuenta la eficiencia areal a la ruptura del gas seco (fase inicial) para diferentes tipos de patrones o arreglos de pozos.
- c) Considera la variación de la eficiencia areal durante la fase subordinada de acuerdo al volumen de gas seco inyectado y al tipo de arreglo de pozos.
- d) Tiene en cuenta la reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido debido al aumento del corte de gas seco durante la fase subordinada.

Suposiciones:

- a) Yacimiento uniforme (espesor $< 9\text{m}$ [30pies]) con permeabilidad, porosidad, espesor y saturaciones iniciales constantes de pozo a pozo. Para la aplicación del modelo se toman valores promedios.
- b) La zona de mezcla gas y condensado-gas seco en el frente de invasión es pequeña, lo cual permite suponer un avance frontal del gas seco.
- c) Tasa de inyección promedia constante.
- d) Saturación de gas y condensado residual igual a cero ($S_{gcr} = 0$) en la zona invadida por el gas seco.
- e) Eficiencia vertical de barrido de 100% ($E_v = 1.0$).
- f) Presión de mantenimiento mayor o igual a la presión de rocío retrógrada del gas condensado. No ocurre formación de condensado retrógrado en el yacimiento.

4.1.1 Desarrollo del modelo predictivo

FASE INICIAL

Esta etapa comprende desde el inicio de la inyección hasta que ocurre la irrupción del gas seco en los pozos de producción de un arreglo. Si los pozos están perforados en forma desordenada en el yacimiento, la fase inicial comprende desde el comienzo de la inyección hasta que el gas seco haya invadido un volumen poroso efectivo igual a $V_p * E_{ar}$. Donde, V_p es el volumen poroso efectivo (potencialmente invadible por el gas seco) y E_{ar} la eficiencia areal a la ruptura.

➤ Eficiencia areal a la ruptura, E_{ar} .

Se puede estimar en función de la razón de movilidad gas seco-gas y condensado (M) y del tipo de arreglo (Fig. 4-1) a partir de los siguientes modelos²:

Arreglos en línea directa:

$$E_{ar} = 0.5472 + 0.3959 \log \left(0.3 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.1)$$

Arreglos en línea alterna:

$$\text{Si } \frac{i}{M} \geq 1, E_{ar} = 0.794 + 0.1179 \log \left(-0.5 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.2)$$

$$\text{Si } \frac{i}{M} < 1, E_{ar} = 0.515 + 0.7807 \log \left(1 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.3)$$

Arreglos de 5 pozos:

$$E_{ar} = 0.626 + 0.3836 \log \left(0.4 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.4)$$

Arreglos de 7 pozos:

$$E_{ar} = 0.726 + 0.3836 \log \left(0.4 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.5)$$

donde,

$$M = \frac{k_{rg} \mu_{gc}}{\mu_g k_{rgc}} \quad (4.6)$$

Para la ecuación (4.6) se supone que el desplazamiento es miscible y la permeabilidad relativa del gas y condensado es igual a la permeabilidad relativa del gas seco ($k_{rgc} = k_{rg}$). Por lo tanto la ecuación quedaría como:

$$M = \frac{\mu_{gc}}{\mu_g} \quad (4.7)$$

M = razón de movilidad del gas seco-gas y condensado, adim

μ_{gc} = viscosidad del gas y condensando a condiciones del yacimiento, [cp]

μ_g = viscosidad del gas seco a condiciones del yacimiento, [cp]

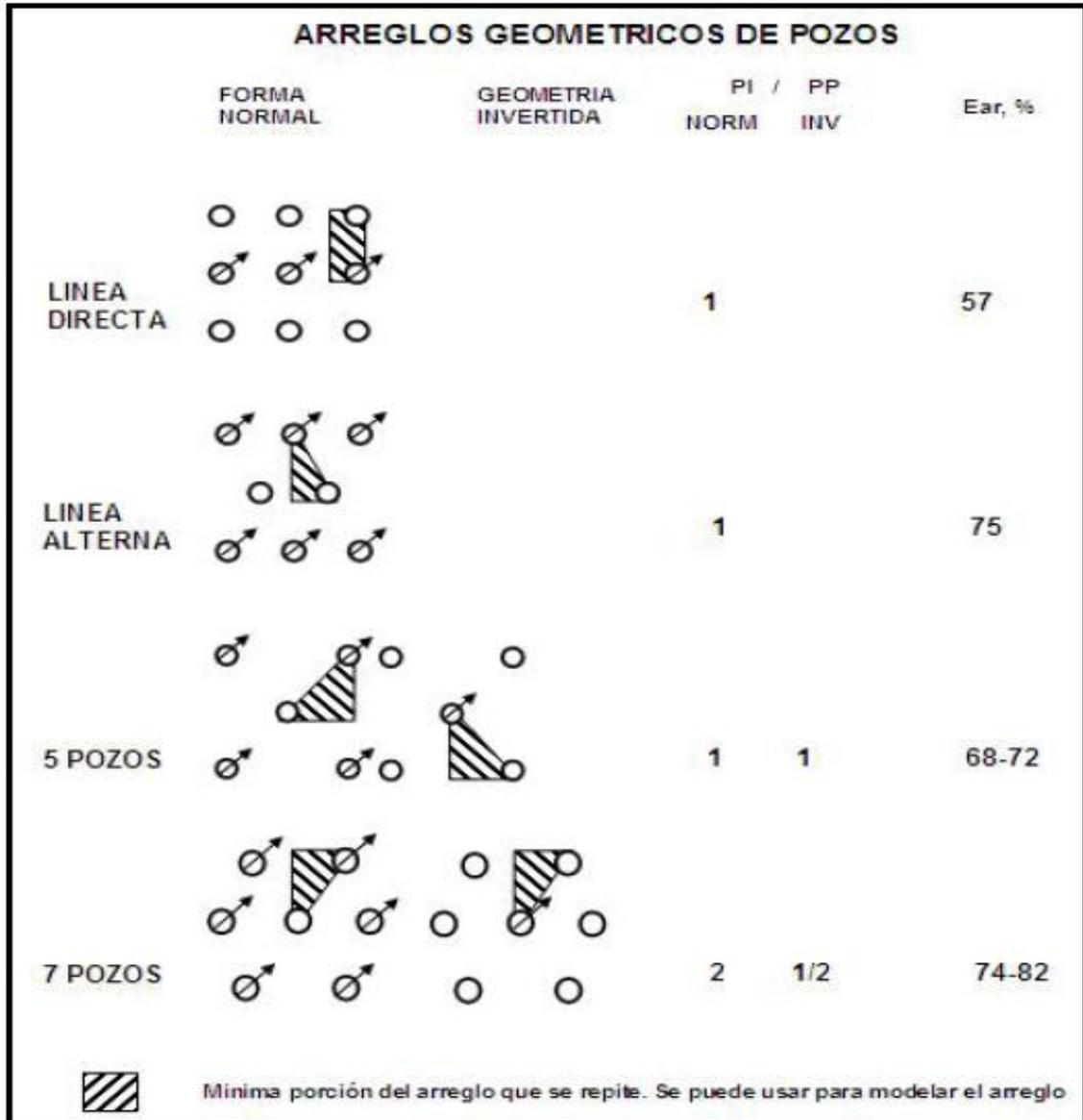


Fig. 4-1 Arreglos geométricos de pozos

➤ Gas y condensado producido, GC_{pr} [MMMm³]

El gas y condensado desplazado de la zona invadida por el gas seco durante la fase inicial es completamente producido y viene dado por,

$$GC_{pr} = V_p * (1 - S_{wi}) \left(\frac{E_{ar}}{B_{gc}} \right) \quad (4.8)$$

donde,

V_p = volumen poroso efectivo, [m^3]

S_{wi} = saturación inicial de agua, frac

E_{ar} = eficiencia areal a la ruptura, frac

B_{gc} = factor volumétrico del gas y condensado, [$m^3 @ cy / m^3 @ cs$]

- Condensado y Gas Seco provenientes del Gas y Condensado Producido, N_{cr} [bls] y G_{pr} [m^3].

Al salir el gas y condensado a superficie se separa en una parte líquida (condensado) y en otra gaseosa (gas seco). Los volúmenes de condensado y gas seco se pueden calcular por medio de las siguientes ecuaciones.

$$N_{cr} = GC_{pr}[m^3] \times GPM \left[\frac{bls}{Mpies^3} \right] \times \frac{1Mpies^3}{1000pies^3} \times \frac{35.31pies^3}{1m^3} \quad (4.9)$$

$$N_{cr} [bls] = (3531 \times 10^{-5}) \times GC_{pr} \times GPM \quad (4.10)$$

$$G_{pr} = GC_{pr}[m^3] - N_{cr}[bl] \times \rho_c \left[\frac{lb}{bl} \right] \times \frac{1}{M_c} \left[\frac{lb_{mol}}{lb_m} \right] \times 3763.78 \left[\frac{m^3}{lb_{mol}} \right] \quad (4.11)$$

$$G_{pr}[m^3] = GC_{pr} - 3763.78 \frac{(N_{cr})(\rho_c)}{M_c} \quad (4.12)$$

donde,

N_{cr} = condensado producido acumulado a la ruptura, [bls]

GPM = contenido líquido del gas y condensado, [$bl/Mpies^3$]

ρ_c = densidad del condensado de tanque, [gr/cm^3]

M_c = peso molecular del condensado de tanque, [kg_m/kg_{mol}]

G_{pr} = gas seco producido acumulado a la ruptura, [m^3]

- Gas seco inyectado acumulado, G_{ir} [m^3]

Para un factor de reemplazo dado, el gas inyectado durante la fase inicial es,

$$G_{ir} = FR \times GC_{pr} \frac{B_{gc}}{B_g} \quad (4.13)$$

donde,

G_{ir} = gas inyectado durante la fase inicial, [m^3]

FR = factor de reemplazo, [frac]

B_g = factor volumétrico del gas seco, [$m^3 @ cy / m^3 @ cs$]

- Tiempo de la fase inicial o de ruptura, t_r

Este tiempo se puede calcular dividiendo G_{ir} por la tasa de inyección promedio.

$$t_r = \frac{G_{ir}}{q_t} \quad (4.14)$$

donde,

t_r = tiempo de la fase inicial o de ruptura, [días]

q_t = tasa de inyección de gas, [MMMPCD]

- Tasas de producción de condensado y gas seco durante la fase inicial, q_c y q_g

Estas tasas de producción se pueden calcular a partir de los volúmenes producidos de condensado y gas seco.

$$q_c = \frac{N_{cr}}{t_r} \quad (4.15)$$

$$q_g = \frac{G_{pr}}{t_r} \quad (4.16)$$

donde,

q_c = gasto de condensado, [bls/d]

q_g = gasto de gas seco, [m^3/d]

FASE SUBORDINADA

Esta fase comprende desde la irrupción del gas seco hasta el abandono del proyecto por una alta relación gas seco-condensado, RGC [m³/bls].

- Eficiencia areal durante la fase subordinada, $Ea^{(2)}$

$$Ea = Ear + 0.633 \log \frac{Gi}{Gir} \quad (4.17)$$

donde,

Ear = eficiencia areal a la ruptura, frac

Gi = gas seco inyectado acumulado durante la fase subordinada, [m³]

Gir = gas seco inyectado acumulado a la ruptura, [m³]

- Gas condensado producido acumulado, GCp [m³]

Se calcula por medio de la ec. 4.8 usando Ea en vez de Ear .

$$GCpr = Vp * (1 - Swi) \left(\frac{Ea}{BgC} \right) \quad (4.18)$$

- Condensado producido acumulado, Nc [bls]

Se determina por medio de la ec. 4.9 usando GCp en vez de $GCpr$.

$$Nc = GCp[m^3] \times GPM \left[\frac{bls}{Mpies^3} \right] \times \frac{1Mpies^3}{1000pies^3} \times \frac{35.31pies^3}{1m^3} \quad (4.19)$$

- Gas seco producido acumulado, Gp [m³]

Durante la fase subordinada se produce gas seco proveniente del gas y condensado y parte del gas seco inyectado ya que ha ocurrido la irrupción de este en los pozos de producción.

$$Gp = \underbrace{Gi - (GCp) \left(\frac{BgC}{Bg} \right)}_{\text{Parte del gas inyectado producido}} + \underbrace{GCp - 3763.78 \left(\frac{Nc * \rho c}{Mc} \right)}_{\text{Gas seco proveniente del gas condensado}} \quad (4.20)$$

- Relación gas seco-condensado, RGC [m³/bls]

$$RGC = \frac{\Delta Gp}{\Delta Nc} \quad (4.21)$$

- Tiempo acumulado, t [días]

$$t = \frac{Gi}{qt} \quad (4.22)$$

- Tasa de producción del gas seco, qg [m³/d]

$$qg = \frac{\Delta Gp}{\Delta t} \quad (4.23)$$

- Tasa de producción del condensado, qc [bls³/d]

$$qc = \frac{\Delta Nc}{\Delta t} \quad (4.24)$$

4.2 Yacimientos heterogéneos

Un tipo de heterogeneidad que regularmente se presenta en los yacimientos es la variación de la permeabilidad horizontal respecto a la profundidad o lo que se ha llamado variación vertical de la permeabilidad. En estos yacimientos, el gas inyectado avanza preferencialmente por los estratos de mayor permeabilidad y por lo tanto es necesario tener en cuenta la Eficiencia vertical de Barrido (Ev) en la predicción. El comportamiento de un yacimiento heterogéneo de gas y condensado sometido a reinyección de gas s puede predecir por el siguiente método que es una modificación del presentado originalmente por Dykstra y Parsons³.

Características:

- Considera desplazamiento miscible con una eficiencia de desplazamiento del 100%.
- Tiene en cuenta la eficiencia areal de barrido, la cual depende de la relación de movilidad y del tipo de arreglo de pozos.
- Tiene en cuenta la reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido debido al aumento del corte de gas seco a medida que este va irrumpiendo a través de las diferentes capas.

Suposiciones:

- a) El yacimiento puede ser modelado rectangularmente considerando que ocurre flujo lineal.
- b) Formación estratificada horizontal con permeabilidad y espesor constante de pozo a pozo por capa.
- c) A excepción de la permeabilidad (k), se considera que todas las capas tienen iguales propiedades petrofísicas.
- d) No ocurre flujo cruzado entre capas.
- e) El gas seco es inyectado a tasa constante.
- f) La zona de mezcla gas y condensado-gas seco en el frente de la invasión es pequeña, lo cual permite suponer un avance frontal del gas seco.
- g) Saturación del gas y condensado residual igual a cero ($S_{gcr} = 0$) e la zona invadida por el gas seco.
- h) Presión de mantenimiento mayor o igual a la presión de rocío retrógrada del gas y condensado. No ocurre formación de condensado retrógrado en el yacimiento.

4.2.1 Desarrollo del modelo predictivo.

Todas las ecuaciones que se representan a continuación corresponden al momento en que ocurre la ruptura del gas seco en el estrato "m".

∞ Posición del frente en el estrato "i", X_i

La Fig. 4-2, muestra las capas del yacimiento ordenadas en orden descendiente a permeabilidad ($k_1 > k_2 > \dots k_n$). La ruptura ocurre primero en la capa 1, que es la de mayor permeabilidad, y luego va ocurriendo en las demás capas de menor permeabilidad. La ecuación deducida por Dykstra y Parsons para calcular la posición del frente en la capa "i" en el momento de la ruptura en el estrato "m" tiene la siguiente forma:

$$\frac{x_i}{L} = \frac{-M + \sqrt{M^2 + (1-M^2)k_i/k_m}}{1-M} \quad (4.25)$$

donde,

M = razón de movilidad gas seco-gas y condensado, adim

L = longitud de las capas, [m]

k_i = permeabilidad absoluta de la capa "i", [mD]

k_m = permeabilidad absoluta de la capa "m", "m" < "i"

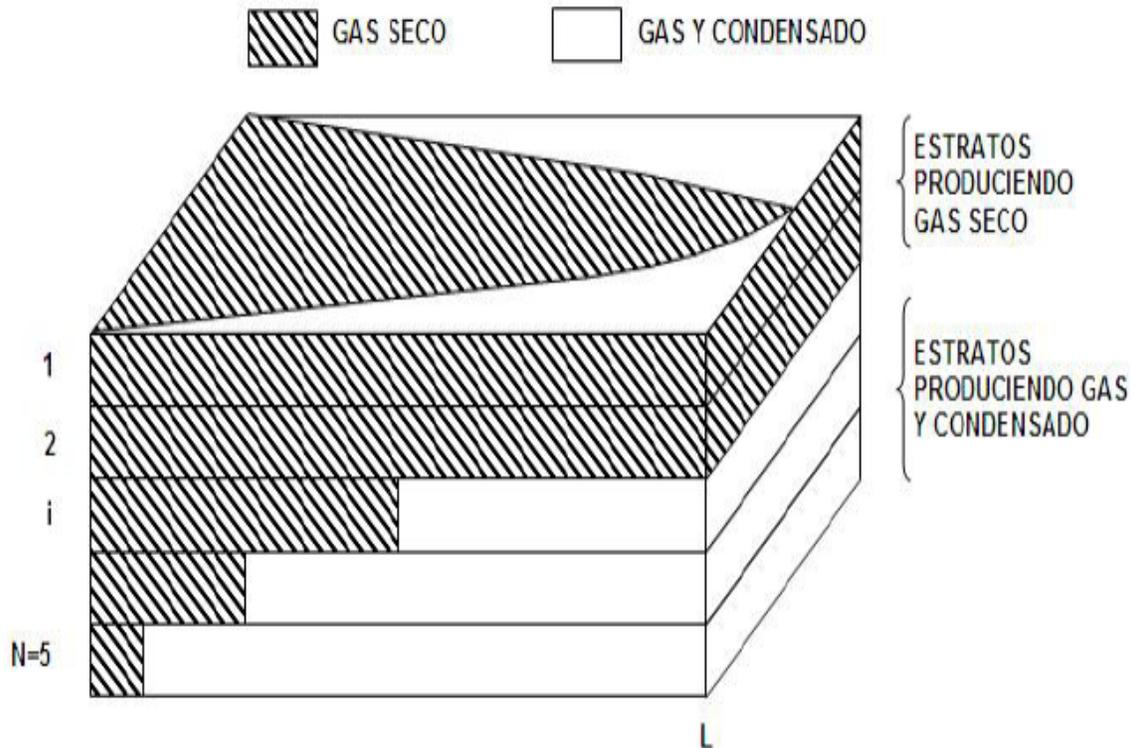


Fig. 4-2 Yacimiento estratificado de gas y condensado mostrando el avance selectivo del gas seco inyectado

∞ Eficiencia vertical de barrido (o intrusión fraccional), E_v

Esta se define en general como la fracción del área vertical total que ha sido invadida a un tiempo dado de inyección. De acuerdo a la Fig. 4-2, E_v viene dada por:

$E_v = \text{Área barrida} / \text{Área total}$

$$E_v = \frac{L \sum_{i=1}^m h_i + \sum_{i=m+1}^n \bar{x}_i h_i}{L \sum_{i=1}^n h_i} \quad (4.26)$$

Si los espesores son iguales ($h_i = \text{cte}$),

$$Ev = \frac{m + \sum_{i=m+1}^n \frac{\bar{x}_i}{L}}{n} \quad (4.27)$$

donde “n” es el número total de capas.

∞ Eficiencia areal, Ea

La eficiencia areal a la ruptura, Ea , se define como la fracción del área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación secundaria. Es decir:

$$Ea = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}}$$

También se puede estimar en función de la relación de movilidades gas seco-gas y condensado (M) y del tipo de arreglos (Fig. 4-1) a partir de los siguientes ajustes:

Arreglos en línea directa:

$$Ea = 0.5472 + 0 - 3959 \log \left(0.3 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.28)$$

Arreglos en línea alterna:

$$\text{Si } \frac{1}{M} \geq 1, Ea = 0.794 + 0.1179 \log \left(-0.5 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.29)$$

$$\text{Si } \frac{1}{M} < 1, Ea = 0.515 + 0.7807 \log \left(1 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.30)$$

Arreglos de 5 pozos:

$$Ea = 0.626 + 0.3836 \log \left(0.4 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.31)$$

Arreglos de 7 pozos:

$$Ea = 0.726 + 0.3836 \log \left(0.4 + \frac{1}{M} \right) \quad (4.31)$$

donde,

$$M = \frac{\mu_{gc}}{\mu_g} \quad (4.32)$$

M = relación de movilidad gas seco-gas y condensado, adim

μ_{gc} = viscosidad del gas y condensado a condiciones de yacimiento, [cp]

μ_g = viscosidad del gas seco a condiciones de yacimiento, [cp]

La ec. 4.32 supone que el desplazamiento es miscible y la permeabilidad relativa al gas y condensado es igual a la permeabilidad relativa del gas seco ($K_{rgc} = K_{rg}$).

∞ Gas y condensado producido acumulado, GCp_m [m^3]

$$GCp_m = Vp * (1 - Swi)(Ea) \left(\frac{Ev}{Bg_c} \right) \quad (4.33)$$

donde,

Vp = volumen poroso efectivo, [m^3]

Swi = saturación inicial de agua, frac

Ea = eficiencia areal a la ruptura, frac

Ev = eficiencia vertical de barrido, frac

Bgc = factor volumétrico del gas y condensado, [$m^3 @ cy / m^3 @ cs$]

∞ Condensado producido acumulado, Nc_m [bls]

$$Nc_m = 0.03531(GCp_m)(GPM) \quad (4.34)$$

donde,

GCp_m = gas y condensado producido acumulado, [m^3]

GPM = contenido de líquido en el gas y condensado, [bl/Mpies³]

∞ Relación gas seco-gas y condensado, R_m [m^3/m^3]

$$R_m = \frac{\sum_{i=1}^m ki}{\sum_{i=m+1}^n \sqrt{M^2 + (1-M^2)ki/km}} * \frac{Bg_c}{Bg} \quad (4.35)$$

En esta ecuación solo se tiene en cuenta el gas seco producido, proveniente del gas inyectado.

∞ Gas seco inyectado acumulado, Gi_m [m^3]

$$Gi_m = FR(GCp_m) \left(\frac{Bgc}{Bg} \right) \quad (4.36)$$

donde,

FR = factor de reemplazo, fracc

GCp_m = gas y condensado producido, [m^3]

Bgc = factor volumétrico del gas y condensado, [$m^3 @ cy / m^3 @ cs$]

Bg = factor volumétrico del gas seco, [$m^3 @ cy / m^3 @ cs$]

∞ Gas seco producido acumulado total, Gp_m [m^3]

$$Gp_m = Gp'_m + GCp_m - 379.4 \left(Nc_m * \frac{\rho_c}{M_c} \right) \quad (4.37)$$

donde,

Gp'_m = gas seco producido acumulado proveniente del gas inyectado, [ft^3]

GCp_m = gas y condensado producido, [ft^3]

Nc_m = condensado producido acumulado, [bls]

ρ_c = densidad del condensado de tanque, [lb_m / bls]

M_c = peso molecular del condensado de tanque, [lb_m / lb_{mol}]

∞ Tiempo, t_m [días]

$$t_m = \frac{Gi_m}{qt} \quad (4.38)$$

donde,

Gi_m = gas seco inyectado acumulado, [m^3]

qt = tasa de inyección de gas, [MMPCD]

∞ Tasa de producción de condensado, qc [bls/día]

$$qc = \frac{(Nc_m - Nc_{m-1})}{(t_m - t_{m-1})} \quad (4.39)$$

donde,

N_{c_m} = condensado producido acumulado, [bls]

t_m = tiempo, [días]

☞ Tasa de producción del gas seco, qg [m^3 /día]

$$qg = \frac{(Gp_m - Gp_{m-1})}{(t_m - t_{m-1})} \quad (4.40)$$

donde,

Gp_m = gas seco producido acumulado, [m^3]

t_m = tiempo, [días]

☞ Relación gas seco-gas condensado total, [m^3 /bls]

$$RGC = \frac{qg}{qc} \quad (4.41)$$

donde,

qc = tasa de producción de condensado, qc [bls/día]

qg = tasa de producción de gas seco, qg [m^3 /día]

Referencias Bibliográficas

- 1- Caudle, B. H. y Witte, M. D.: "Production Potencial Changes During Sweep-Out in a Five-Spot System", Trans. AIME, Vol. 216, 1959.
- 2- Rojas, G.: "Curso de Actualización en Ingeniería de Yacimientos", Modulo V, Corpoven, S.A. UDO Cepel, 1988.
- 3- Dykstra, H. y Parsons, R. L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflood", Secondary Recovery of Oil in the United States, 2nd. Ed. API, 1950.
- 4- Rojas, G.: "Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado", Puerto La Cruz, Octubre de 2003.

CAPITULO V

APLICACIÓN DE LOS MODELOS DE INYECCIÓN DE GAS SECO

La explotación óptima de los yacimientos de gas y condensado debe incluir la aplicación de procesos de recuperación mejorada tanto de gas como de aceite. La selección de los escenarios de explotación que incluyan procesos de recuperación secundaria o mejorada requiere de modelos de simulación composicionales que sean calibrados mediante pruebas de laboratorio de rocas y fluidos para que puedan reproducir los diferentes mecanismos que ocurren durante los procesos aplicables a cada campo. La selección de los mejores procesos de recuperación mejorada debe incluir un conocimiento de las características de cada proceso y la aplicación de los procesos de manera oportuna: la selección final del proceso requiere de los mejores indicadores tanto técnicos como económicos.

Dentro de los métodos de predicción referidos primordialmente al área de barrido se encuentra el Método de Caudle y Witte¹, ellos dedicaron una gran cantidad de esfuerzos a los estudios experimentales del área barrida, para una amplia variedad de arreglos de inyección. Estos arreglos incluyen el de cuatro pozos, cinco pozos, nueve pozos y los arreglos para empuje en línea. Este trabajo fue ampliado al arreglo de siete pozos y también al de nueve. Utilizando fluidos miscibles y la técnica de sombras de rayos X, obtuvieron valores para cuatro medidas del comportamiento: (1) eficiencia del área barrida, (2) relación de movilidad, (3) volumen inyectado y (4) parte de la producción que proviene del área barrida. Se midió la variación de la inyectividad durante la invasión para muchos de estos arreglos. Puesto que los estudios se limitaron al uso de fluidos miscibles, se aplican a condiciones de inyección en las cuales no fluye aceite detrás del frente de invasión.

Con base en las métricas de comportamiento de este método se realizó una adaptación para la reinyección del gas seco producido en yacimientos de gas y condensado, con este nuevo modelo se realizó un programa de predicción del comportamiento del yacimiento en hojas de cálculo Excel, como resultado se obtuvo una herramienta de gran ayuda, debido a que reduce los grandes tiempos de cálculo; si estos se realizaran a mano, permite seleccionar un amplio número de capas de estudio y además puede trabajar con yacimientos homogéneos y heterogéneos.

Para validar lo antes mencionado se realizara la predicción de comportamiento para los dos tipos de yacimientos empleando la resolución a mano y la aplicación del simulador con lo cual podremos comparar resultados.

5.1 Datos de campo de un yacimiento homogéneo

Ejemplo 1

Mediante los siguientes datos de campo realizar la predicción de comportamiento en el mantenimiento de presión mediante la inyección de gas seco.

Tabla de datos

Gravedad específica del gas seco	$\gamma_g =$	1.1	
Gravedad específica del gas y condensado	$\gamma_{gc} =$	0.8	
Peso molecular del gas seco	$M_g =$	24.17	kg _m /kg _{mol}
Peso molecular del gas y condensado	$M_{gc} =$	32.06	kg _m /kg _{mol}
Peso molecular del condensado	$M_c =$	121.3	kg _m /kg _{mol}
Gravedad API del condensado	=	48.9	
Contenido líquido del gas condensado	GPM =	0.1580	bl/Mpies ³
Factor volumétrico del gas seco	$B_g =$	0.00435	m ³ @c.y./m ³ @c.s
Factor volumétrico del gas y condensado	$B_{gc} =$	0.00433	m ³ @c.y./m ³ @c.s.
Viscosidad del gas seco,	$\mu_g =$	0.028	cp
Viscosidad del gas y condensado	$\mu_{gc} =$	0.037	cp
Temperatura del yacimiento	$T_y =$	134.44	°C
Presión del yacimiento	$P_y =$	318.52	kg/cm ²
Tasa de inyección	$q_{iny} =$	20	MMPCD
Volumen total de roca	$V_r =$	166.49	MMm ³
Espesor neto	$h =$	9.144	m
Porosidad	$\phi =$	13.5	%
Saturación de agua inicial	$S_{wc} =$	20.6	%
Factor de reemplazo	$Fr =$	1	
Tipo de arreglo de pozos	Línea Directa		
Yacimiento Horizontal			

5.1.1 Predicción numérica

La predicción de la fase inicial se hace aplicando directamente las ecuaciones 4.8 a 4.16.

Para la fase subordinada se toman valores de G_i/G_{ir} (ejemplo, 1.1, 1.2, 1.3,..., 2) y se predicen los demás valores por medio de las ecuaciones 4.17 a 4.24.

Solución:

Determinar la razón de movilidad gas seco-gas y condensado y la eficiencia areal a la ruptura a partir de las ecuaciones 4.1 a 4.7.

Movilidad:

$$M = \frac{\mu_{gc}}{\mu_g}$$

$$M = \frac{0.037}{0.028} = 1.32$$

$$M > 1$$

Eficiencia areal a la ruptura:

$$Ear = 0.5472 + 0.3959 \log \left(0.3 + \frac{1}{M} \right)$$

$$Ear = 0.5472 + 0.3959 \log \left(0.3 + \frac{1}{1.32} \right) = 0.56$$

PREDICCIÓN DE LA FASE INICIAL:

Aplicar las ecuaciones 4.8 a 4.16

Gas condensado producido:

$$GCpr = Vp * (1 - S_{wi}) \left(\frac{Ear}{B_{gc}} \right)$$

$$GCpr = (166.49 * 0.135)(1 - 0.206) \left(\frac{0.56}{0.00433} \right) = 2.31 \text{ MMMm}^3$$

Condensado producido:

$$N_{cr} = (3531 \times 10^{-5}) * GC_{pr} * GPM$$

$$N_{cr} = (3531 \times 10^{-5})(2.31 \times 10^9)(0.1580) = 12.88 \text{ MMbls}$$

Gas seco producido:

$$G_{pr}[m^3] = GC_{pr} - 3763.78 \frac{(N_{cr})(\rho_c)}{M_c}$$

$$G_{pr}[m^3] = (2.31 \times 10^9) - (3763.78) \frac{(12.88 \times 10^6)(0.7847)}{(121.3)} = 1.99 \text{ MMMm}^3$$

Gas inyectado acumulado:

$$G_{ir} = FR * GC_{pr} \left(\frac{B_{gc}}{B_g} \right)$$

$$G_{ir} = (1) * (2.31 \times 10^9) \left(\frac{0.00433}{0.00435} \right) = 2.30 \text{ MMMm}^3$$

Tiempo de la fase inicial o de ruptura:

$$tr = \frac{G_{ir}}{qt}$$

$$tr = \frac{(2.30 \times 10^9) * (35.31)}{20 \times 10^6} = 4056 \text{ días} = 11.1 \text{ años}$$

Gasto de condensado:

$$q_c = \frac{N_{cr}}{tr}$$

$$q_c = \frac{12.88 \times 10^6}{4056} = 3175 \frac{\text{bls}}{d}$$

Gasto de gas seco:

$$qg = \frac{Gpr}{tr}$$

$$qg = \frac{1.99 \times 10^9}{4056} = 491.81 \frac{Mm^3}{d}$$

Relación gas seco-condensado:

$$RGC = \frac{Gp}{Nc}$$

$$RGC = \frac{491.81 \times 10^3}{3175} = 155 m^3/bls$$

PRODUCCIÓN DE LA FASE SUBORDINADA:

Tomar valores de $G_i/G_{ir} > 1$ y aplicar las ecuaciones 4.17 a 4.24

$G_i/G_{ir} = 1.2$

$$G_i = (1.2)(G_{ir})$$

$$G_i = (1.2)(2.30 \times 10^9) = 2.76 \text{ MMMm}^3$$

Tiempo para la G_i/G_{ir} propuesta:

$$tr = \frac{G_i}{qt}$$

$$tr = \frac{(2.76 \times 10^9) * (35.31)}{20 \times 10^6} = 4867 \text{ días} = 13.3 \text{ años}$$

Eficiencia areal a la ruptura durante la fase subordinada:

$$Ea = Ear + 0.633 \log \frac{Gi}{Gir}$$

$$Ea = 0.56 + 0.633 \log(1.2) = 0.6101$$

Gas condensado producido:

$$GCp = Vp * (1 - Swi) \left(\frac{Ea}{Bg_c} \right)$$

$$GCp = (166.49 * 0.135)(1 - 0.206) \left(\frac{0.61}{0.00433} \right) = 2.51 \text{ MMMm}^3$$

Condensado producido:

$$Nc = (3531 \times 10^{-5}) * GCp * GPM$$

$$Nc = (3531 \times 10^{-5})(2.51 \times 10^9)(0.1580) = 14.03 \text{ MMbls}$$

Gas seco producido en fase subordinada:

$$Gp = Gi - GCp \frac{Bg_c}{Bg} + GCp - 3763.78 \frac{Nc * \rho_c}{Mc}$$

$$Gp = (2.76 \times 10^9) - (2.51 \times 10^9) \left(\frac{0.00433}{0.00435} \right) + (2.51 \times 10^9) - (3763.78) \frac{(14.03 \times 10^6)(0.784)}{121.3}$$

$$Gp = 2.43 \text{ MMMm}^3$$

Gasto de condensado:

$$qc = \frac{\Delta Ncr}{\Delta tr}$$

$$q_c = \frac{(14.03 - 13.47) \times 10^6}{(4867 - 4462)} = 1363 \frac{bls}{d}$$

Gasto de gas seco:

$$q_g = \frac{\Delta G_{pr}}{\Delta t_r}$$

$$q_g = \frac{(2.43 - 2.21) \times 10^9}{(4867 - 4462)} = 535 \frac{Mbls}{d}$$

Relación gas seco-condensado:

$$RGC = \frac{\Delta G_p}{\Delta N_c}$$

$$RGC = \frac{(2.43 - 2.21) \times 10^9}{(14.03 - 13.47) \times 10^6} = 393 \frac{m^3}{bls}$$

Para las fases subordinadas siguientes realizar el mismo proceso de cálculo, variando el valor de Gi/Gir, como punto de partida.

Tabla de resultados, predicción del yacimiento homogéneo.

Gi/Gir	Gi MMMm ³	t años	GCp MMMm ³	Nc MMbls	Gp MMMm ³	qc bls/d	RGC m ³ /bls
1	2.297	11.1	2.307	12.88	2.026	3175	156.963
1.2	2.756	13.3	2.514	14.03	2.462	1417.5	379.566
1.4	3.216	15.5	2.678	14.95	2.89	1134	464.46
1.6	3.675	17.8	2.84	15.85	3.343	1109.2	502.94
1.8	4.135	20	2.975	16.61	3.786	932	586.39

5.1.2 Predicción mediante programa de cálculo para yacimientos homogéneos

En base a la información del punto 5.1.1 realizaremos la predicción del comportamiento de yacimiento utilizando el programa de cálculo en Excel, se anexaran impresiones de pantalla a modo de tutorial.

Paso 1. Seleccionar el sistema de unidades a utilizar.



Paso 2. Llenar las tablas de datos.

DATOS DEL GAS Y CONDENSADO

Gravedad específica del gas y condensado. (aire = 1)	$\gamma_{gc} =$	1.1
Peso molecular del gas y condensado	$M_{gc} =$	32.06 kg m / kg mol
Factor volumétrico del gas y condensado	$B_{gc} =$	0.00433 m ³ @ c.y / m ³ @ c.s. a 500 kg/cm ²
Viscosidad del gas y condensado	$\mu_{gc} =$	0.037 cp a 500 kg/cm ²
Contenido de líquido del gas y condensado	GPM =	0.1580 bl/Mpies ³

DATOS DEL GAS SECO (GAS DE REINYECCIÓN)

Gravedad específica del gas seco. (aire = 1)	$\gamma_g =$	0.8
Peso molecular del gas seco	$M_g =$	24.17 kg m / kg mol
Factor volumétrico del gas seco	$B_g =$	0.00435 m ³ @ c.y / m ³ @ c.s. a 500 kg/cm ²
Viscosidad del gas seco	$\mu_g =$	0.028 cp a 500 kg/cm ²
Gasto de inyección	$q_{iny} =$	20 MMPCD

DATOS DEL CONDENSADO

Peso molecular del condensado	$M_c =$	121.3 kg m / kg mol
Gravedad API del condensado	$=$	48.9 °API

Paso 3. Por último, ingresar los valores del yacimiento en estudio y seleccionar el tipo de arreglo de pozos, hecho esto oprimir el botón “Calcular” para ver los resultados de la predicción.

DATOS DEL YACIMIENTO

Temperatura del yacimiento	$T =$	134.44 °C
Presión del yacimiento	$P =$	318.5293 kg / cm ²
Volumen total de roca	$V_r =$	166.49 MMm ³
Espesor neto	$h =$	9.144 m
Porosidad	$\Phi =$	13.5 %
Saturación de agua congénita	$Swc =$	20.6 %
Factor de reemplazo	$FR =$	1

Tipo de arreglo de pozos =

- Arreglos en línea directa
- Selecciona un tipo de arreglo
- Arreglos en línea directa
- Arreglos en línea alterna
- Arreglos de 5 pozos
- Arreglos de 7 pozos

Paso 4. Tabla de resultados

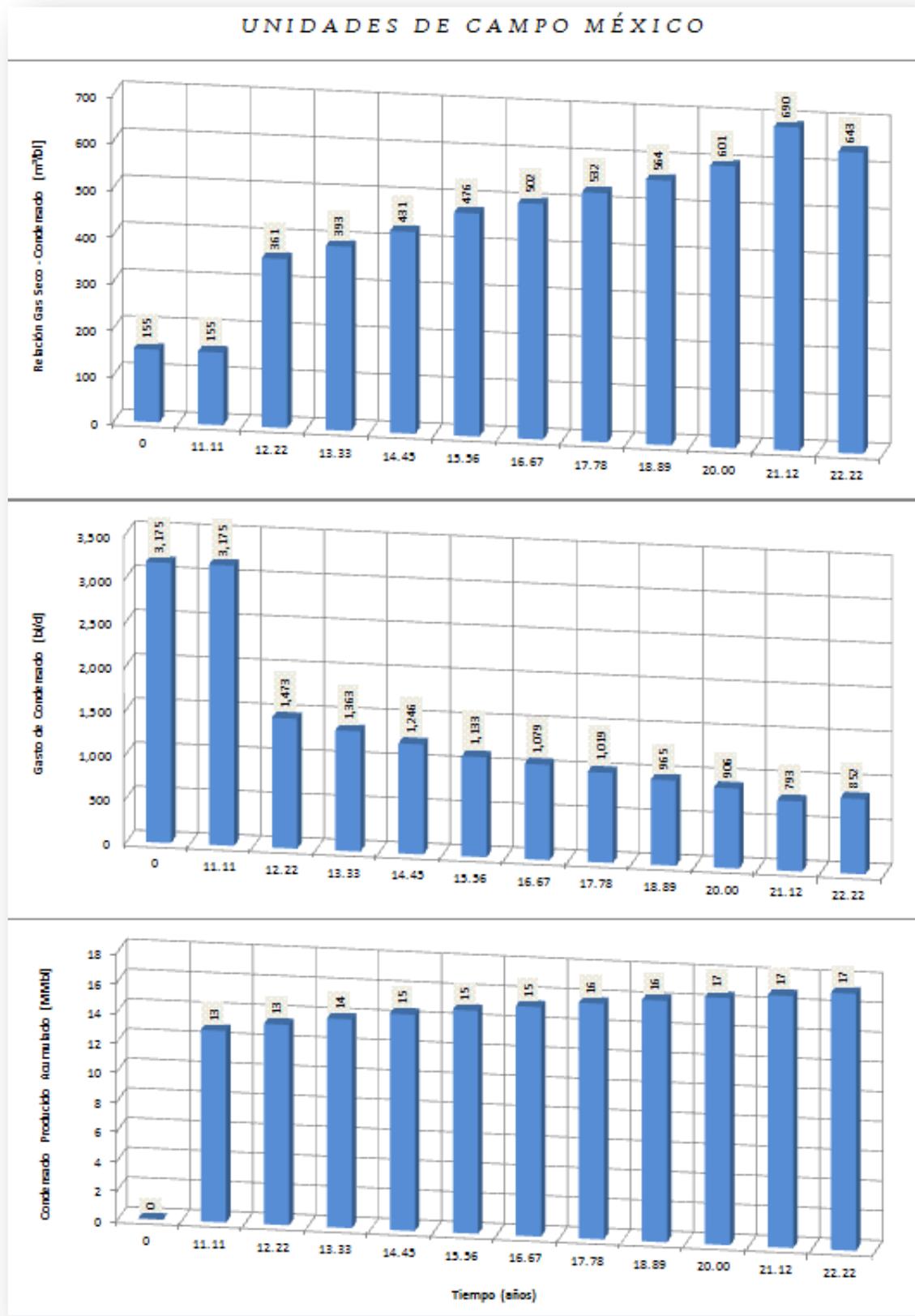
<i>UNIDADES DE CAMPO MÉXICO</i>							
<i>Gi/Gir</i>	<i>Gi</i> MMMm ³	<i>t</i> años	<i>GCp</i> MMMm ³	<i>Nc</i> MMbls	<i>Gp</i> MMMm ³	<i>qc</i> bls/d	<i>RGC</i> m ³ / bls
1	2.30	11.11	2.31	12.88	1.99	3175	155
1.1	2.53	12.22	2.42	13.47	2.21	1473	361
1.2	2.76	13.33	2.51	14.03	2.43	1363	393
1.3	2.99	14.45	2.60	14.53	2.65	1246	431
1.4	3.22	15.56	2.69	14.99	2.86	1133	476
1.5	3.45	16.67	2.77	15.43	3.08	1079	502
1.6	3.68	17.78	2.84	15.84	3.30	1019	532
1.7	3.91	18.89	2.91	16.23	3.52	965	564
1.8	4.14	20.00	2.98	16.60	3.75	906	601
1.9	4.37	21.12	3.03	16.92	3.97	793	690
2	4.59	22.22	3.10	17.27	4.19	852	643

Paso 5. Mediante el cuadro de opciones que aparece en la ventana de resultados, se pueden realizar varias acciones:



1. **Graficar.** Con esta opción podremos ver de forma esquemática los resultados obtenidos.
2. **Capturar Datos:** Este botón nos permite volver a la hoja principal de datos y poder modificar algún parámetro deseado.
3. **Cambiar tipo de Yacimiento:** Podremos trasladarnos entre el yacimiento homogéneo y heterogéneo.
4. **Convertir a unidades de campo:** Como su nombre lo indica, se pueden convertir los resultados obtenidos en unidades de campo a sistema inglés.
5. **Regresar.** Esta última opción nos envía a la pantalla de resultados con las unidades seleccionadas originalmente.

Paso 6. Una vez seleccionada la opción **Graficar** de la ventana de resultados, nos enviara a una presentación grafica donde se mostrara una predicción sobre el comportamiento de la “Relación gas seco – condensado,” “Gasto de condensado” y por último el “Condensado producido acumulado,” todas con respecto a la variante independiente “Tiempo”.



5.2 Datos de campo de un yacimiento heterogéneo

Ejemplo 2

Realizar la predicción de mantenimiento de presión mediante la inyección de gas seco en un yacimiento de gas y condensado, considerando que el yacimiento está formado por 5 capas de igual espesor ($h_i = 9.144 \text{ m} = 6 \text{ pies}$) y diferentes permeabilidades.

Tabla de datos

Gravedad específica del gas seco	$\gamma_g =$	1.1	
Gravedad específica del gas y condensado	$\gamma_{gc} =$	0.8	
Peso molecular del gas seco	$M_g =$	24.17	kg _m /kg _{mol}
Peso molecular del gas y condensado	$M_{gc} =$	32.06	kg _m /kg _{mol}
Peso molecular del condensado	$M_c =$	121.3	kg _m /kg _{mol}
Gravedad API del condensado	=	48.9	
Contenido líquido del gas condensado	GPM =	0.1580	bl/Mpies ³
Factor volumétrico del gas seco	$B_g =$	0.00435	m ³ @c.y./m ³ @c.s
Factor volumétrico del gas y condensado	$B_{gc} =$	0.00433	m ³ @c.y./m ³ @c.s.
Viscosidad del gas seco,	$\mu_g =$	0.028	cp
Viscosidad del gas y condensado	$\mu_{gc} =$	0.037	cp
Temperatura del yacimiento	$T_y =$	134.44	°C
Presión del yacimiento	$P_y =$	318.52	kg/cm ²
Tasa de inyección	$q_{iny} =$	20	MMPCD
Volumen total de roca	$V_r =$	166.49	MMm ³
Espesor neto	$h =$	9.144	m
Porosidad	$\phi =$	13.5	%
Saturación de agua inicial	$S_{w_c} =$	20.6	%
Factor de reemplazo	$Fr =$	1	
Tipo de arreglo de pozos	Línea Directa		
Yacimiento Horizontal			

Las capas de permeabilidad deben ser puestas en orden descendente.

Capa	1	2	3	4	5
Ki, (mD)	300	200	150	100	50

5.2.1 Predicción numérica

En base a las ecuaciones del capítulo anterior (ecuaciones. 4.25 a 4.41) se puede hacer la predicción numérica obteniéndose un punto de predicción cada vez que ocurre la irrupción del gas seco a través de cada capa. Esto indica que vamos a tener un número de puntos de predicción igual al número de capas en que se halla dividido el yacimiento.

Solución:

Predicción para el momento en que ocurre la ruptura en la capa 1 ($m = 1$):

Posición del frente en el estrato:

Aplicando la ecuación 4.25 calcular la posición del frente para las diferentes capas.

$$\frac{x_i}{L} = \frac{-M + \sqrt{M^2 + (1 - M^2) ki/km}}{1 - M}$$

$$\frac{x_1}{L} = 1$$

$$\frac{x_2}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (200/300)}}{1 - 1.32} = 0.635$$

$$\frac{x_3}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (150/300)}}{1 - 1.32} = 0.466$$

$$\frac{x_4}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (100/300)}}{1 - 1.32} = 0.304$$

$$\frac{x_5}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (50/300)}}{1 - 1.32} = 0.149$$

Eficiencia vertical de barrido:

Para espesores constantes,

$$Ev = \frac{m + \sum_{i=m+1}^n \frac{\bar{x}_i}{L}}{n}$$

$$Ev_1 = \frac{1 + 0.635 + 0.466 + 0.304 + 0.149}{5} = 0.51$$

Gas condensado producido:

$$GCp_m = Vp * (1 - Swi)(Ea) \left(\frac{Ev}{BgC} \right)$$

$$GCp_1 = (22476150) * (1 - 0.206)(0.56) \left(\frac{0.51}{0.0043} \right) = 1.17MMMm^3$$

Condensado producido:

$$Nc_m = 0.03531(GCp_m)(GPM)$$

$$Nc_1 = 0.03531(1.17 \times 10^9)(0.1580) = 6.53 MMbls$$

Gas seco producido:

$$Gp_m = Gp'_m + GCp_m - 3763.78 \left(Nc_m * \frac{\rho_c}{M_c} \right)$$

$$Gp_1 = 1.17 \times 10^9 - 3763.78 \left(6.53 \times 10^6 * \frac{0.785}{121.3} \right) = 1.011 MMMm^3$$

Hasta la ruptura del gas seco a través de la capa 1, el gas seco producido proviene del gas y condensado y no del gas inyectado. Luego de ocurrida la ruptura en la capa 1, la relación gas seco-gas y condensado será calculada con la siguiente ecuación.

Relación gas seco-gas y condensado:

$$R_m = \frac{\sum_{i=1}^m k_i}{\sum_{i=m+1}^n \frac{k_i}{\sqrt{M^2 + (1 - M^2)k_i/k_m}}} * \frac{B_{gc}}{B_g}$$

$$R_1 = 0.697 \frac{\text{pies}^3 \text{ gas seco}}{\text{pies}^3 \text{ gas y condensado}}$$

Gas inyectado acumulado:

$$G_{i_m} = FR(GCp_m) \left(\frac{B_{gc}}{B_g} \right)$$

$$G_{i_1} = (1)(1.17 \times 10^9) \left(\frac{0.0043}{0.00435} \right) = 1.17 \text{ MMMm}^3$$

Tiempo:

$$t_m = \frac{G_{i_m}}{qt}$$

$$t_1 = \frac{1.17 \times 10^9}{566411.78} = 2057 \text{ días} = 5.63 \text{ años}$$

Tasa de producción del condensado:

$$q_c = \frac{(Nc_m - Nc_{m-1})}{(t_m - t_{m-1})}$$

$$q_{c_1} = \frac{(6.53 \times 10^6)}{(2057)} = 3174.60 \left(\frac{\text{bls}}{\text{día}} \right)$$

Tasa de producción del gas seco:

$$qg = \frac{(Gp_m - Gp_{m-1})}{(t_m - t_{m-1})}$$

$$qg_1 = \frac{(1.011 \times 10^9)}{(2057)} = 0.492 \text{ MMmcd}$$

Relación gas seco-gas y condensado:

$$RGC = \frac{qg}{qc}$$

$$RGC_1 = \frac{0.492 \times 10^6}{3174.60} = 154.887 \left(\frac{m^3}{bls} \right)$$

Ruptura a través de la capa 2 (m=2):

Posición del frente en diferentes capas:

$$\frac{x_1}{L} = 1$$

$$\frac{x_2}{L} = 1$$

$$\frac{x_3}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (150/200)}}{1 - 1.32} = 0.722$$

$$\frac{x_4}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (100/200)}}{1 - 1.32} = 0.466$$

$$\frac{x_5}{L} = \frac{-1.32 + \sqrt{1.32^2 + (1 - 1.32^2) (50/200)}}{1 - 1.32} = 0.226$$

Eficiencia vertical de barrido:

$$Ev_2 = \frac{1 + 1 + 0.722 + 0.466 + 0.226}{5} = 0.68$$

Gas condensado producido:

$$Gcp_2 = (22476150) * (1 - 0.206)(0.56) \left(\frac{0.68}{0.0043} \right) = 1.56 \text{ MMMm}^3$$

Condensado producido:

$$Nc_2 = 0.03531(1.56 \times 10^9)(0.1580) = 8.70 \text{ MMbls}$$

Relación gas seco-gas y condensado:

$$R_2 = 1.891 \frac{\text{pies}^3 \text{ gas seco}}{\text{pies}^3 \text{ gas y condensado}}$$

Gas seco producido acumulado total:

$$\begin{aligned} Gp_2 &= [(0.697) * (1.56 - 1.17) \times 10^9] + (1.56 \times 10^9) - (3763.78) * \left(8.70 * \frac{0.785}{121.3} \right) \\ &= 1.621 \text{ MMMm}^3 \end{aligned}$$

Gas inyectado acumulado:

$$Gi_2 = (1)(1.56 \times 10^9) \left(\frac{0.0043}{0.00435} \right) = 1.83 \text{ MMMm}^3$$

Tiempo:

$$t_2 = \frac{1.83 \times 10^9}{566411.78} = 3223 \text{ días} = 8.83 \text{ años}$$

Tasa de producción del condensado:

$$qc_2 = \frac{(8.71 - 6.53) \times 10^6}{(3223 - 2057)} = 1866.83 \left(\frac{bls}{día} \right)$$

Tasa de producción del gas seco:

$$qg_2 = \frac{(1.62 - 1.01) \times 10^9}{(3223 - 2057)} = 0.522 \text{ MMmcd}$$

Relación gas seco-gas y condensado:

$$RGC_2 = \frac{0.522 \times 10^6}{1866.83} = 279.875 \left(\frac{m^3}{bls} \right)$$

Para las fases subordinadas siguientes realizar el mismo proceso de cálculo, variando el valor de la ruptura de capa (m), como punto de partida.

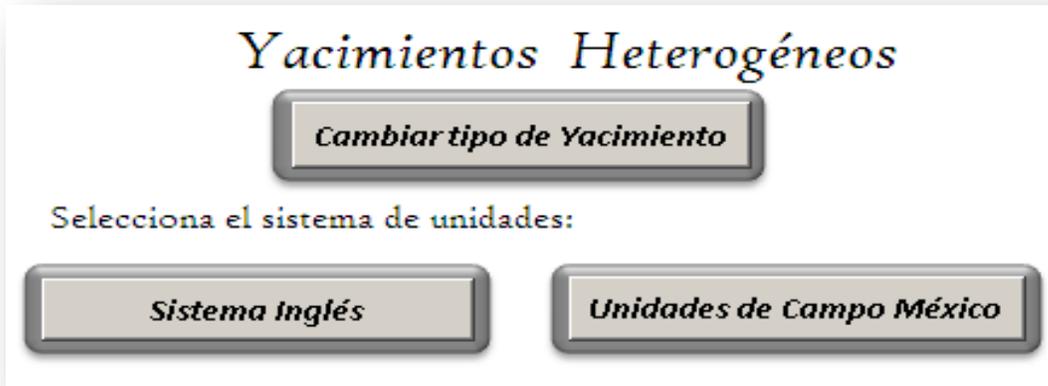
Tabla de resultados para el yacimiento heterogéneo.

Capa	GCp MMMm ³	Nc MMBlS	Gp MMMm ³	Gi MMMm ³	T Años	qg MMm ³ /d	qc BlS/d	RGC m ³ /BlS
1	1.183	6.61	1.039	1.178	5.7	0.499	3176.5	157.331
2	1.578	8.81	1.661	1.846	8.9	0.526	1864.2	282.522
3	1.82	10.16	2.798	3.287	15.9	0.447	530.7	843.065
4	2.063	11.5	6.044	7.761	37.5	0.41	169.6	2420.99

Como se puede observar en la tabla de resultados no es necesario hacer la predicción al momento de ruptura del gas seco en la capa 5, porque el tiempo y la relación de gas seco-condensado son muy elevados (mayor a 40 años y mayor a 2,831.73 m³/BlS).

5.2.2 Predicción mediante programa de cálculo para yacimientos heterogéneos

Paso 1. Seleccionar el sistema de unidades a utilizar.



Paso 2. Llenar las tablas de datos.

DATOS DEL GAS Y CONDENSADO

Gravedad específica del gas y condensado. (aire = 1)	$Y_{gc} =$	1.1
Peso molecular del gas y condensado	$M_{gc} =$	20 kg _m / kg _{mol}
Factor volumétrico del gas y condensado	$B_{gc} =$	0.00433 m ³ @c.y/m ³ @c.s. a 500 kg/cm ²
Viscosidad del gas y condensado	$\mu_{gc} =$	0.037 cp a 500 kg/cm ²
Contenido de líquido del gas y condensado	$GPM =$	0.1580 bl/Mpies ³

DATOS DEL GAS SECO (GAS DE REINYECCIÓN)

Gravedad específica del gas seco. (aire = 1)	$Y_g =$	0.8
Peso molecular del gas seco	$M_g =$	24.17 kg _m / kg _{mol}
Factor volumétrico del gas seco	$B_g =$	0.00435 m ³ @c.y/m ³ @c.s. a 500 kg/cm ²
Viscosidad del gas seco	$\mu_g =$	0.028 cp a 500 kg/cm ²
Gasto de inyección	$q_{iny} =$	20 MMpcd

DATOS DEL CONDENSADO

Peso molecular del condensado	Mc =	121.3 kg _m / kg mol
Gravedad API del condensado	=	48.9 °API

Paso 3. Seleccionar el tipo de arreglo de pozos y el número de capas de yacimiento.

DATOS DEL YACIMIENTO

Temperatura del yacimiento	T =	134.44 °C
Presión del yacimiento	P =	318.5293 kg/cm ²
Volumen total de roca	Vr =	166.49 MMm ³
Espesor neto	h =	9.144 m
Porosidad	Φ =	13.5 %
Saturación de agua congénita	Swc =	20.6 %
Factor de reemplazo	FR =	1

Tipo de arreglo de pozos =	Arreglos en línea directa
Número de capas =	5

Arreglos en línea directa

Selecciona un tipo de arreglo

Arreglos en línea directa

Arreglos en línea alterna

Arreglos de 5 pozos

Arreglos de 7 pozos

*NOTA: Después de seleccionar el número de capas, debes oprimir "Llenar datos", donde deberas ordenar las capas del yacimiento en orden descendente a permeabilidad (k1 > k2 > k3 > ... > kn).
Para elegir otro número de capas, debes oprimir "Borrar datos", elegir nuevo número de capas y oprimir nuevamente "Llenar datos".*

Paso 4. Una vez ingresado el número de capas, dar click en el botón "Llenar datos", se desplegara una tabla con el número de capas solicitado, en esta tabla se deben ingresar los valores de las permeabilidades en orden descendente. Si se desea ingresar un nuevo valor de capas, primero se deben borrar los datos seleccionados anteriormente, se ingresa el nuevo número de capas y se vuelven a llenar los datos de permeabilidad.

Llenar datos
Borrar datos
Calcular

Capa	k [mD]
1	300
2	200
3	150
4	100
5	50

Paso 5. Tabla de resultados

UNIDADES DE CAMPO MÉXICO

Capa	G _{Cp} MMMm ³	N _c MMbbls	G _p MMMm ³	G _i MMMm ³	t Años	q _g MMm ³ /día	q _c bbls/día	RGC m ³ /bl
1	1.170	6.530	1.011	1.17	5.64	0.49	3174.60	154.89
2	1.561	8.706	1.621	1.83	8.83	0.52	1866.83	279.87
3	1.813	10.115	3.664	3.90	18.88	0.56	384.06	1451.27
4	2.043	11.395	6.568	6.84	33.07	0.56	247.21	2267.65
5	2.295	12.803	12.965	13.27	64.17	0.56	124.07	4541.90

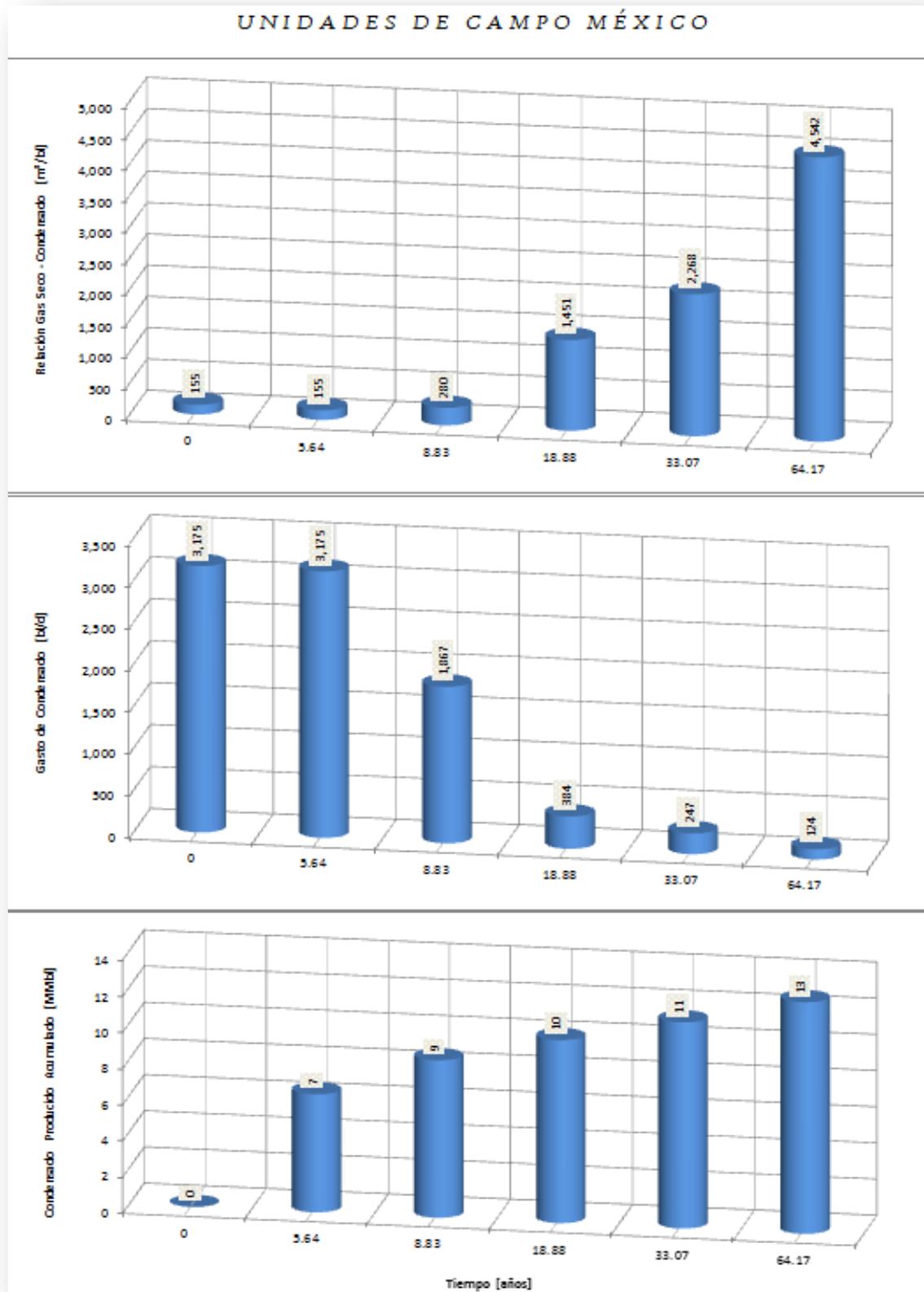
Paso 6. Mediante el cuadro de opciones que aparece en la ventana de resultados, se pueden realizar varias acciones:

1. **Graficar:** Con esta opción podremos ver de forma esquemática los resultados obtenidos.
2. **Capturar Datos:** Este botón nos permite volver a la hoja principal de datos y poder modificar algún parámetro deseado.
3. **Cambiar tipo de Yacimiento:** Podremos trasladarnos entre el yacimiento homogéneo y heterogéneo.

4. **Convertir a unidades de campo:** Como su nombre lo indica, se pueden convertir los resultados obtenidos en unidades de campo a sistema inglés.
5. **Regresar.** Esta última opción nos envía a la pantalla de resultados con las unidades seleccionadas originalmente.



Paso 7. Una vez seleccionada la opción **Graficar** de la ventana de resultados, nos enviara a una presentación grafica donde se mostrara una predicción sobre el comportamiento de la “*Relación gas seco – condensado,*” “*Gasto de condensado*” y por último el “*Condensado producido acumulado,*” todas con respecto a la variante independiente “*Tiempo*”.



5.3 Análisis de resultados

Mediante la comparación de los resultados obtenidos por los cálculos realizados a mano y los arrojados por el programa, podemos observar que el simulador muestra una gran similitud de comportamiento en la predicción que la obtenida a mano.

Además se puede observar que la recuperación de condensado por inyección de gas seco es muy superior en yacimientos uniformes (con poca variación de permeabilidad) que en yacimientos multicapas o estratificados.

La variación de la permeabilidad ya sea horizontal o vertical, puede tener una influencia fuerte en la recuperación final de hidrocarburos mediante la inyección de gas. La estratificación vertical de la permeabilidad horizontal, es probablemente el factor principal que controla la eficiencia de barrido. Es por ello, que en un proceso de inyección de gas, la eficiencia será mucho mayor en el caso de una baja heterogeneidad del yacimiento que cuando se tiene un amplio rango de heterogeneidades, en otras palabras, un yacimiento con alto grado de estratificación, no será un buen candidato para este tipo de procesos.

La recuperación de condensado por gas también depende del producto de tres factores de eficiencia: 1) Eficiencia del desplazamiento, 2) Eficiencia de barrido areal y 3) Eficiencia de barrido vertical. Los tres factores de eficiencia aumentan a medida que progresa el desplazamiento, por lo tanto cada uno es función de los volúmenes desplazables inyectados; pero este aumento no es continuo, sino que disminuye a partir de la ruptura, o sea, cuando el gas inyectado comienza a llegar a los pozos productores. A partir de este momento, los factores de eficiencia aumentarán en forma cada vez más lenta hasta el límite económico del proyecto.

En una operación de reinyección en la cual la presión del yacimiento está siendo mantenida por encima de la presión de rocío, la eficiencia de desplazamiento de gas condensado por gas seco es virtualmente 100% debido a la miscibilidad que ocurre entre los dos gases y a que la movilidad de ambos fluidos es similar ($M \approx 1.0$). Si la presión de mantenimiento es menor que la de rocío, la eficiencia de desplazamiento será menor a 100% debido a la inmovilidad del condensado retrogrado y a la incompleta revaporización del líquido por efecto del gas. En resumen a medida que la presión de mantenimiento cae por debajo de la presión rocío el porcentaje de recuperación disminuye.

CONCLUSIONES

La inyección de gas seco es un proceso de múltiples contactos que requiere inyección continua a alta presión, de un gas como el metano o etano y se necesitan múltiples contactos entre el petróleo y el gas inyectado antes de que se forme la zona miscible. Cabe destacar que la miscibilidad no se alcanza en el pozo sino en un punto más alejado del punto de inyección, desde unos pocos metros hasta 30 metros antes de que el gas seco haya vaporizado suficiente cantidad de C₂ a C₆ de crudo para formar la zona miscible. Este proceso se usa para crudos livianos con una gravedad API >30.

La inyección es un proceso ventajoso ya que alcanza una eficiencia de desplazamiento cercana al 100%, si se pierde la miscibilidad en el yacimiento puede lograrse nuevamente, es más económico que el proceso de tapón de propano o gas enriquecido, no existen problemas con el tamaño del tapón debido a que ocurre inyección continua y el gas puede ser reciclado y reinyectado.

Los capítulos previos cubren diferentes aspectos de la inyección de gas en yacimientos de gas y condensado e incluyen las teorías y métodos desarrollados para explicar y estimar el comportamiento de yacimientos sometidos a dichos procesos. Sin embargo, existe una cantidad apreciable de detalles prácticos que se requiere considerar para asegurar el éxito de los proyectos en el campo. Así la literatura especializada señala algunas consideraciones relacionadas con el tiempo óptimo para el inicio de la inyección, la selección de los fluidos, los esquemas de inyección, los pozos inyectoros y productores, la infraestructura para la inyección, los problemas más frecuentes que se presentan y sus posibles soluciones, los aspectos económicos y los casos de campo.

A continuación se describen los tópicos más relevantes expuestos en estas consideraciones, los cuales son de gran utilidad práctica.

1. Factor de reemplazo:

El factor de reemplazo esta expresado por la relación del volumen de gas inyectado a condiciones de yacimiento entre el volumen de gas condensado producido a condiciones de yacimiento. Con base en esto, si solo se inyecta el gas residual que queda luego de extraerle los líquidos al gas condensado, el factor de reemplazo será menor que uno y la presión del yacimiento declinará produciéndose condensación retrógrada si esta cae por debajo de la presión de rocío. Para poder mantener aproximadamente constante la presión del yacimiento es necesario mezclar el gas residual con otro gas disponible en el campo de tal manera que se pueda tener un factor de reemplazo unitario en el proyecto.

2. Presión de mantenimiento:

En operaciones de reinyección donde la presión de yacimiento está siendo mantenida por encima de la presión de rocío, la eficiencia de desplazamiento del gas y condensado por gas seco es virtualmente 100% debido a la miscibilidad que ocurre entre los dos gases y a que la movilidad de ambos fluidos es similar. Si la presión de mantenimiento es menor que la de rocío, la eficiencia de desplazamiento será menor a 100% debido a la inmovilidad del condensado retrógrado y a la incompleta revaporización del líquido por efecto del gas.

A mayor presión de mantenimiento se obtiene una mayor recuperación de líquido debido a los siguientes factores:

- Menor condensación retrógrada en la capa de gas.
- Mayor factor volumétrico y menor viscosidad del condensado debido al incremento del gas en solución.
- Menor saturación residual de condensado en las zonas barridas por el gas.

3. Riqueza del condensado:

Intervep¹ realizó un estudio de simulación composicional para evaluar el efecto de la riqueza del gas condensado sobre la producción por agotamiento natural y reinyección de gas, obteniendo la siguiente tabla:

Riqueza	GPM _{C3+}	BPMM
Alta	14.6	348
Media	9.4	224
Baja	7.3	173
Pobre	4.0	97

donde,

GPM_{C3+} = galones de C₃₊ por mil pies cúbicos normales de gas condensado.

BPMM = barriles de C₃₊ por millón de pies cúbicos normales de gas.

Concluyeron que la recuperación por reinyección en comparación al agotamiento natural es más alta a medida que el condensado sea más rico y es siempre mayor que la recuperación por inyección de agua.

4. Inicio de la inyección de gas:

El inicio de un proyecto de inyección de gas es una función de diferentes variables de los yacimientos, entre las cuales pueden citarse los mecanismos de producción y la presión inicial, la presencia y tamaño de acuíferos y/o capas de gas, y las propiedades de los fluidos, en particular, la presión de burbujeo, entre otros.

Un estudio realizado por Ortega y Cols² muestra que en la reinyección de gas seco la recuperación es mucho mayor cuando la inyección de gas se inicia temprano.

Sin embargo una fuerte desventaja, sería la exigencia de grandes inversiones al comienzo de la vida productiva del yacimiento, cuando sería más económico producir el yacimiento por su propia energía.

La generalización del tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de mantenimiento por inyección de gas tiene un sentido práctico limitado por el excesivo número de variables que se deben considerar, tanto desde el punto de vista económico como de las características del yacimiento.

En general, no existen métodos para calcular directamente el tiempo óptimo para el inicio de un proyecto de inyección de fluidos. En su lugar, ese cálculo debe hacerse luego de un estudio de diferentes estrategias de explotación que considere el inicio en diferentes etapas del agotamiento y luego del análisis económico correspondiente a fin de decidir lo más conveniente.

5. Variación de la permeabilidad:

En la reinyección para yacimientos relativamente delgados, la zona de transición donde ocurre la mezcla de gas condensado con gas seco inyectado es pequeña. En este caso un pozo de producción cambia rápidamente de gas condensado a gas seco y la estratificación del yacimiento no tiene mucho efecto sobre el comportamiento del proyecto³.

En el caso de yacimientos gruesos la variación vertical de permeabilidad es muy importante porque el gas seco irrumpe primero a través de los estratos de mayor permeabilidad produciendo disolución del gas condensado con el gas seco producido. La disolución depende de la variación de la permeabilidad y del volumen de fluido inyectado.

Además del problema de disolución, la estratificación de los yacimientos afecta adversamente la recuperación de condensado de dos maneras. Una, generando relaciones gas seco-condensado elevadas antes de que el gas inyectado haya alcanzado una buena cobertura areal y vertical para el momento del abandono, y la otra, afectando negativamente el requerimiento de gas seco para producir un barril de condensado.

6. Segregación gravitacional:

La segregación gravitacional es mayor en la inyección de gas que en la de agua debido a que la diferencia de densidad condensado-gas es alrededor de cinco veces mayor que la de agua-condensado, lo cual en algunos casos, beneficia la inyección de gas y en otros, la perjudica. Comúnmente, los mejores resultados de los proyectos de inyección de gas se han obtenido en yacimientos con buena segregación gravitacional.

En yacimientos horizontales, cuando se inyecta y se produce por todo el espesor de la formación, el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical es mayor en la inyección de gas que en la de agua.

En yacimientos inclinados, debido a la segregación gravitacional, es más eficiente el desplazamiento buzamiento debajo de condensado por gas que el desplazamiento buzamiento arriba de petróleo por agua.

7. Heterogeneidades del yacimiento:

Posiblemente, la principal razón por la cual fallan muchos proyectos de inyección de fluidos es el desconocimiento de las heterogeneidades más comunes que se encuentran en los yacimientos:

- Variación areal y vertical de la permeabilidad
- Lenticularidad de las arenas
- Fracturas naturales e inducidas
- Permeabilidad direccional
- Falta de comunicación entre los pozos de inyección y producción

Cuando el yacimiento es muy heterogéneo es preferible no someterlo a procesos de desplazamiento pozo a pozo, pero sí realizar estimulación de los pozos productores. Si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar la inyección selectiva en las arenas más continuas y de mejor desarrollo, y perforar pozos interespaciados.

8. Tasa de inyección:

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical,

pero pueden producir inestabilidad viscosa del frente que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.

En yacimientos inclinados y en los naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas, ya que favorece la segregación gravitacional e impide la inestabilidad viscosa del frente de invasión.

Sin embargo, debe tenerse presente que las tasas bajas de inyección pueden afectar negativamente la economía de un proyecto porque retardan la recuperación de la inversión.

9. Agotamiento de presión después de la inyección de gas:

Una vez que se alcanza una relación de gas seco-condensado máxima preestablecida, la reinyección de gas seco cesa. Para ese momento existe en el yacimiento una porción de él saturada con una mezcla de gas condensado residual (si la eficiencia de desplazamiento es menor a uno) y de gas seco, y otra porción no barrida, saturada con gas condensado solamente. Ambas porciones son sometidas a un agotamiento acelerado de presión durante esta etapa. Los gases producidos de ambas porciones del yacimiento se mezclan en los pozos productores y son producidos así hasta que el yacimiento alcanza la presión de abandono la cual depende de la profundidad del yacimiento.

En un yacimiento estratificado al finalizar la reinyección, el gas seco ha penetrado con mayor facilidad a través de los estratos de alta permeabilidad quedando el gas condensado remanente en los estratos de baja permeabilidad. Al ocurrir el agotamiento de presión se produce expansión del gas seco y del gas condensado. El primero en producirse es el gas seco que se encuentra en las zonas de alta permeabilidad y luego se producirá el gas condensado atrapado en las zonas de baja permeabilidad. El proceso de agotamiento debe efectuarse, preferiblemente, a través de los pozos más alejados de los inyectores y tratando de agotar la presión hasta el nivel más bajo posible, desde el punto de vista técnico-económico.

10. Infraestructura para la inyección y tratamiento de los fluidos:

Las operaciones de campo dependen de los sistemas de inyección, de la compatibilidad y tratamiento de los fluidos, de los pozos de inyección y del uso de pozos viejos o la perforación de pozos nuevos.

Los equipos de inyección son un elemento de gran importancia económica en la selección final del fluido de inyección; así por ejemplo, se sabe que las bombas de inyección de agua son menos costosas que los compresores requeridos para elevar la presión del gas, pero el costo del tratamiento del agua es mayor. Las instalaciones de producción, los tipos de inyección, la presión y la tasa de

inyección son variables muy importantes. La presión de inyección debe ser inferior a la presión de fracturamiento de la formación.

11. Aspecto económico:

Para que un proyecto de inyección sea económicamente viable debe generar ganancias que satisfagan las metas de la empresa. Por esa razón, la gerencia de los proyectos de inyección de gas requieren la evaluación económica, para lo cual los ingenieros de producción y yacimientos deben trabajar en equipo a fin de fijar los objetivos económicos, formular los escenarios, recopilar los datos de producción, operación y de rentabilidad, efectuar los cálculos y análisis de riesgos, así como seleccionar la estrategia de explotación óptima, usando los conocidos criterios de valor presente neto, tasa interna de retorno, eficiencia de la inversión, entre otros. Las facilidades de superficie, los pozos y sus equipos, las fuentes de gas para inyección son por lo general escasas; por eso es necesario considerar como un valor el fluido de inyección. También es fundamental tener en cuenta el costo del tratamiento del fluido de inyección y el transporte y manejo de los fluidos producidos.

Referencias Bibliográficas

- 1- Caudle, B.H. y Witte, M.D.: "Production Potencial Changes During Sweep-Out in a Five-Spot System", Trans. AIME, Vol 216, 1959.
- 2- Dykstra, H. y Parson, R.L.: "The Prediction of Oil Recovery by Waterflood", Secondary Recovery of Oil in the United States. 2nd. Ed., API, 1950.
- 3- Rojas, G.: "Estimulación de Pozos de Gas Condensado con Inyección Alterna de Gas Seco", Gerencia de Ingeniería de Petróleo, CORPOVEN, Julio, 1994.
- 4- Almeida, J.: Información sobre Estudios de Laboratorio para el Campo Carito Intervep", Agosto de 2002.
- 5- Sprinkle, T.L., Merrick, R.J. y Caudle, B.H.: "Adverse Influence of Stratification on a Gas Cycling Project", Artículo SPE 2642, Febrero 1971.
- 6- Wilson, D.C., Prior, E.M. y Fishman, D.M.: "An Analysis of Recovery Techniques in Large Offshore Gas Condensate Fields", Artículo Técnico, Petroleum Review, Diciembre 1982, London.
- 7- Donohoe, C.W. y Buchanan, R.D.: "Economic Evaluation of Cycling Gas-Condensate Reservoirs with Nitrogen", Artículo SPE 7494, Octubre 1978.
- 8- Cabra Garduza, Ing. Carlos Mario,: "Recuperación Mejorada en Yacimientos de Gas y Condensado", Tesis de Maestría, México 1999.
- 9- González, E. y Colonos, P.: "Comparación de Modelos Numéricos y Analíticos en Simulación de Yacimientos Condensados de Gas", Informe Técnico, INTEVEP, Oct. 1985.
- 10-Ortega, L., López, H. y Pichón, D.: "Optimización de la Explotación de Yacimientos del Área Mayor de Anaco", II SIREMCRU, Maracaibo, Feb. 24-27, 1987.
- 11-Sheldon, W.C.: "Calculating Recovery by Cycling a Retrograde Condensate Reservoir", Jour. Pet. Tech., Enero de 1959.
- 12-Rojas, G.: "curso sobre Actualización en Ingeniería de Yacimientos, Módulo VI: Recuperación de Petróleo por Inyección de Agua y/o Gas", CEPET, Edo. Anzoátegui, 1992.