

# Inyección de CO<sub>2</sub> en condiciones miscibles en el yacimiento naturalmente fracturado Artesa

*Alfredo León García*

*Fernando Samaniego Verduzco*

*División de Estudios de Posgrado, Facultad de Ingeniería, UNAM*

*Sócrates García Rodríguez*

*Activo Integral Muspac/Subdirección de la Región Sur*

*Francisco García Hernández*

*Gerencia de Desarrollo y Despliegue de Recursos*

*Hernán Rodríguez García*

*Técnicos/Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos Competitividad e Innovación*

Información del artículo: recibido: septiembre de 2015-aceptado: octubre de 2015

## Resumen

Se implementó la inyección de CO<sub>2</sub> a condiciones miscibles en el yacimiento naturalmente fracturado Artesa, iniciando la inyección en noviembre del 2000 y finalizando en enero de 2005.

Con objeto de tener una alta eficiencia de desplazamiento se inyectó un volumen total de CO<sub>2</sub> de 30.9 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., en la parte alta de la estructura, lo cual representó un volumen de 18.4 MMbbls a c.y., que equivale a 6.6 % del volumen poroso de hidrocarburos.

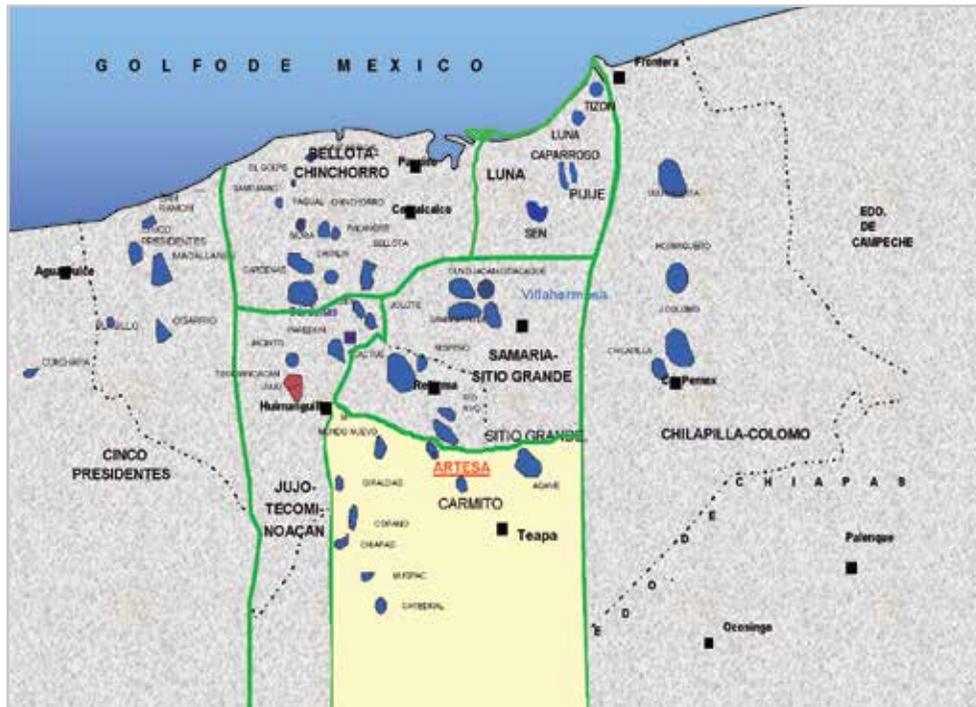
Para estudiar el comportamiento de los fluidos del yacimiento con la inyección de CO<sub>2</sub>, se realizó una prueba de presión mínima de miscibilidad y una prueba de hinchamiento, las cuales se utilizaron para ajustar de manera adecuada los parámetros de la ecuación de estado.

Debido a la heterogeneidad del medio fracturado y a la baja respuesta de la matriz al CO<sub>2</sub>, se canalizó de manera preferencial hacia un pozo; sin embargo, se observaron efectos benéficos en el yacimiento, ya que este se represionó del orden de 19 kg/cm<sup>2</sup>, manteniendo la presión a un valor mayor a la presión mínima de miscibilidad; este incremento de presión ocasionó que se redujera la entrada de agua al yacimiento, prolongando su vida productiva, además se mejoró la calidad del aceite producido al aumentar su densidad relativa, ya que al inicio del proyecto se tenía un valor de 27 °API y se incrementó a un valor promedio de 34 °API en el pozo productor principal.

A pesar de la naturaleza fracturada del yacimiento y a la canalización del CO<sub>2</sub>, se obtuvo una eficiencia de desplazamiento razonable de 8.3 Mp<sup>3</sup>/bl, obteniéndose una recuperación de aceite de 3.7 MMbbls @ c.e., lo cual representa una recuperación atribuible de aceite de 2.1 % con respecto al volumen original de aceite y de 2.5 % con respecto al volumen remanente de aceite.

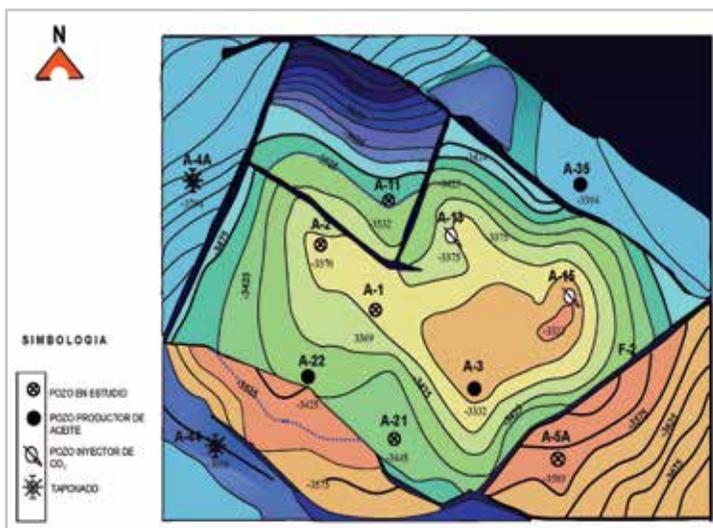
## Introducción

El Yacimiento Artesa se localiza en la Región Sur de la República Mexicana, 42 km al Suroeste de la Ciudad de Villahermosa Tabasco, como se observa en la **Figura 1**. Geológicamente se encuentra ubicado en el área denominada Chiapas-Tabasco<sup>1</sup>.



**Figura 1.** Ubicación del Campo Artesa.

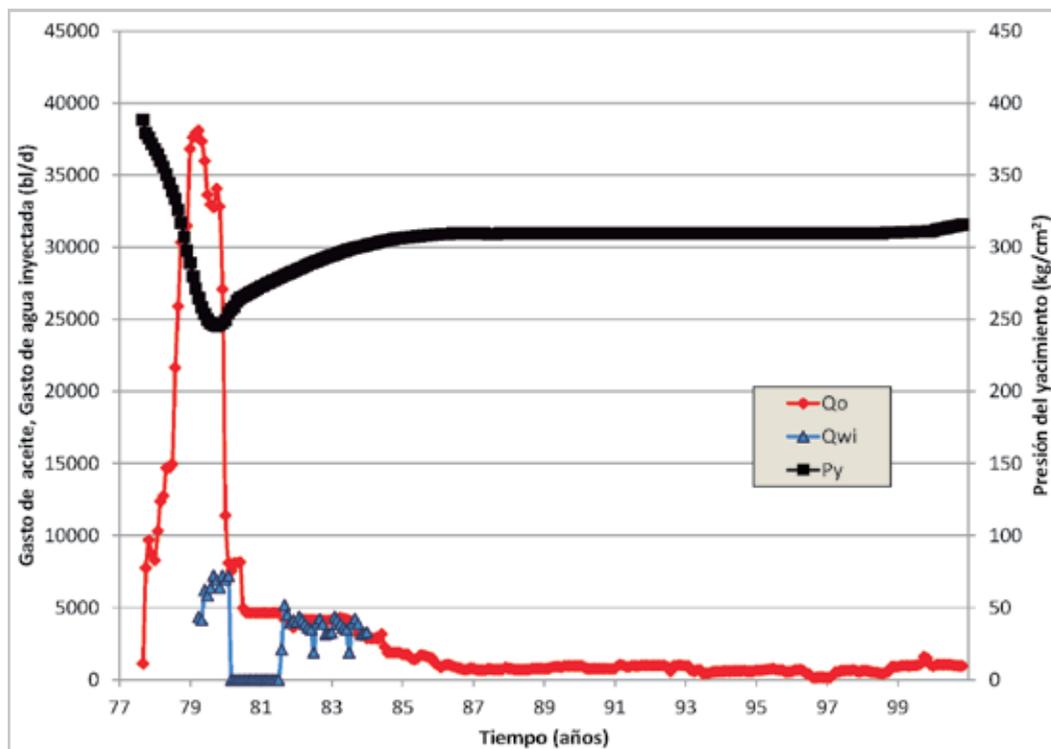
Las rocas que constituyen al yacimiento son carbonatos Cretácico Medio (KM) los cuales forman una trampa de tipo estructural, la cual se muestra en la **Figura 2**.



**Figura 2.** Configuración estructural del campo Artesa.

El volumen original de hidrocarburos empleado con el modelo de simulación fue de 180 MMbbls @ c.e.; el yacimiento tiene un área de 20 km<sup>2</sup>, la porosidad promedio es de 4 %, el yacimiento es altamente heterogéneo con un rango de permeabilidad entre 10 y 120 md. El yacimiento era inicialmente bajosaturado, con una presión inicial de 388 kg/cm<sup>2</sup>, la cual era mayor que la presión de burbuja ( $P_b$ ) de 293 kg/cm<sup>2</sup>; durante la explotación por agotamiento natural, la presión disminuyó a valores del orden de 246 kg/cm<sup>2</sup> en la etapa en la que el campo alcanzó su mayor producción de aceite, como se puede observar en la **Figura 3**; posteriormente debido a la entrada de agua del acuífero la presión se incrementó a valores del orden de 305 kg/cm<sup>2</sup>.

Debido a la fuerte declinación de la presión<sup>2</sup> observada inicialmente en el yacimiento, se implementó un proceso de inyección de agua en dos períodos entre los años 1979 a 1984, **Figura 3**, la inyección de agua no tuvo el efecto deseado en la producción de aceite, debido a que se canalizó rápidamente hacia los pozos productores a través de zonas intensamente fracturadas en el yacimiento, y por otro lado al declinar rápidamente la producción de aceite se notó la presencia de un acuífero activo al incrementarse la presión; por tales motivos la inyección de agua se suspendió.



**Figura 3.** Comportamiento de presión y producción de aceite e inyección de agua contra tiempo.

El diseño inicial de inyección de CO<sub>2</sub> en el campo fue a través de dos pozos inyectoros ubicados en la cima de la estructura, para tratar de provocar un drenaje gravitacional miscible<sup>3</sup>; sin embargo, se observó una canalización del CO<sub>2</sub> hacia un pozo productor, debido a la dirección preferencial de fracturamiento en el yacimiento y a la baja respuesta de la matriz a la inyección de CO<sub>2</sub> causada por su baja permeabilidad. La inyección inició en noviembre de 2000 y finalizó en enero de 2005, debido a que disminuyó el

suministro de CO<sub>2</sub> que se obtenía del campo Carmito; durante la etapa de inyección se mantuvo el gasto de CO<sub>2</sub> cercano a los 27 MMp<sup>3</sup>/d, lo cual provocó que el yacimiento incrementara su producción al iniciar el proyecto de 957 bl/d hasta 2,222 bl/d con un incremento de presión de 311 kg/cm<sup>2</sup> a 327 kg/cm<sup>2</sup>. Se determinó una producción atribuible de aceite 3.7 MMbbls de aceite @ c.e., con un incremento en el factor de recuperación de aceite atribuible a la inyección de CO<sub>2</sub> de 2.1 %.

## Descripción del yacimiento

**Descripción geológica.-** El yacimiento Artesa produce de la formación KM; en la **Figura 4** se muestra la columna estratigráfica de la provincia geológica Chiapas – Tabasco.

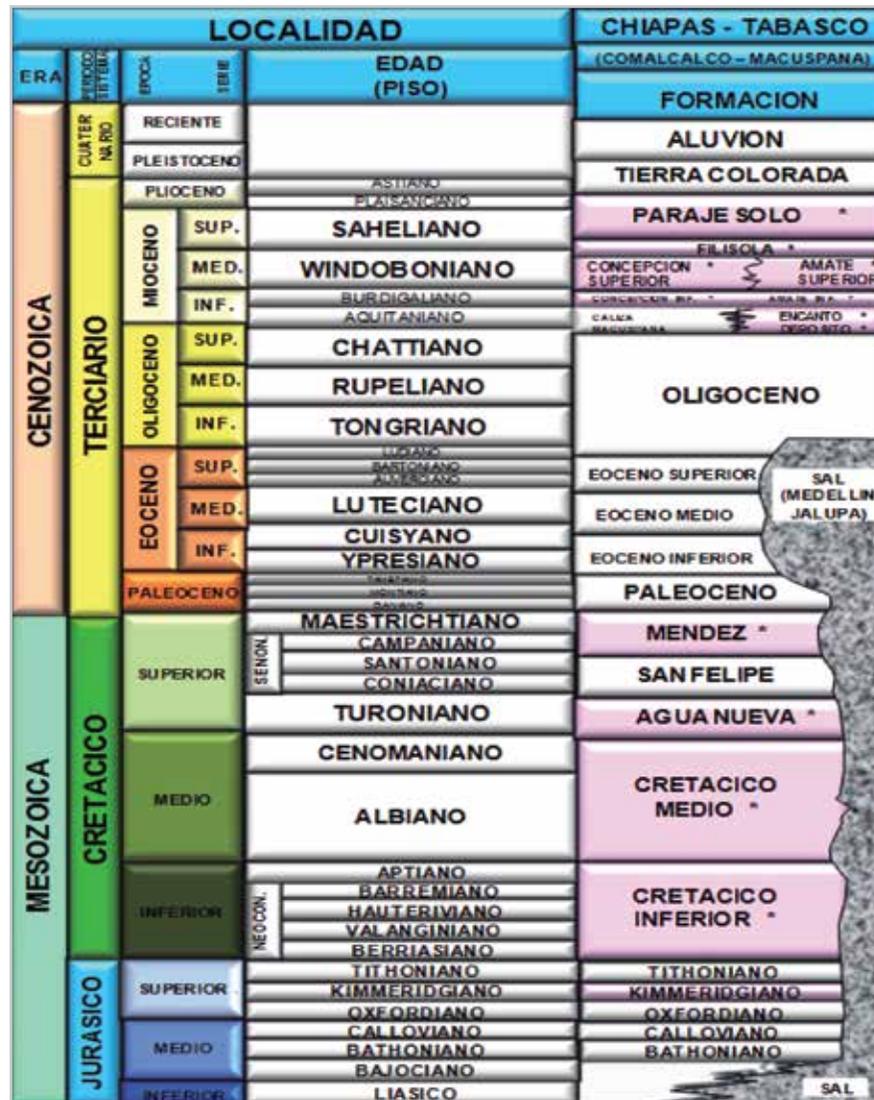


Figura 4. Columna estratigráfica de la provincia geológica de Chiapas-Tabasco.

La estructura del yacimiento Artesa formación KM, corresponde a un anticlinal asimétrico<sup>2</sup> con orientación NW-SE, seccionado por dos sistemas de fallas; el primero de tipo inverso, es paralelo al eje de la estructura anticlinal y el segundo de tipo normal, perpendicular con rumbo NE-SW; el relieve máximo estructural es de 330 m.

De los análisis de los núcleos de los pozos<sup>2</sup>, se determinaron los tipos de porosidad que existen, los cuales se muestran en la **Figura 5**, estos valores se acoplaron con los resultados de los registros geofísicos de pozos, con un registro FMI tomado en un pozo del yacimiento, con la interpretación sísmica, pruebas de pozo y con el modelo estructural, llegando a

definir que en el yacimiento Artesa existe fracturamiento y microfracturamiento, con distribución muy heterogénea, tanto en sentido vertical como horizontal; no obstante, los

sistemas de fracturas se conservan en ambos sentidos, lo que permitió definir su distribución y tendencia.

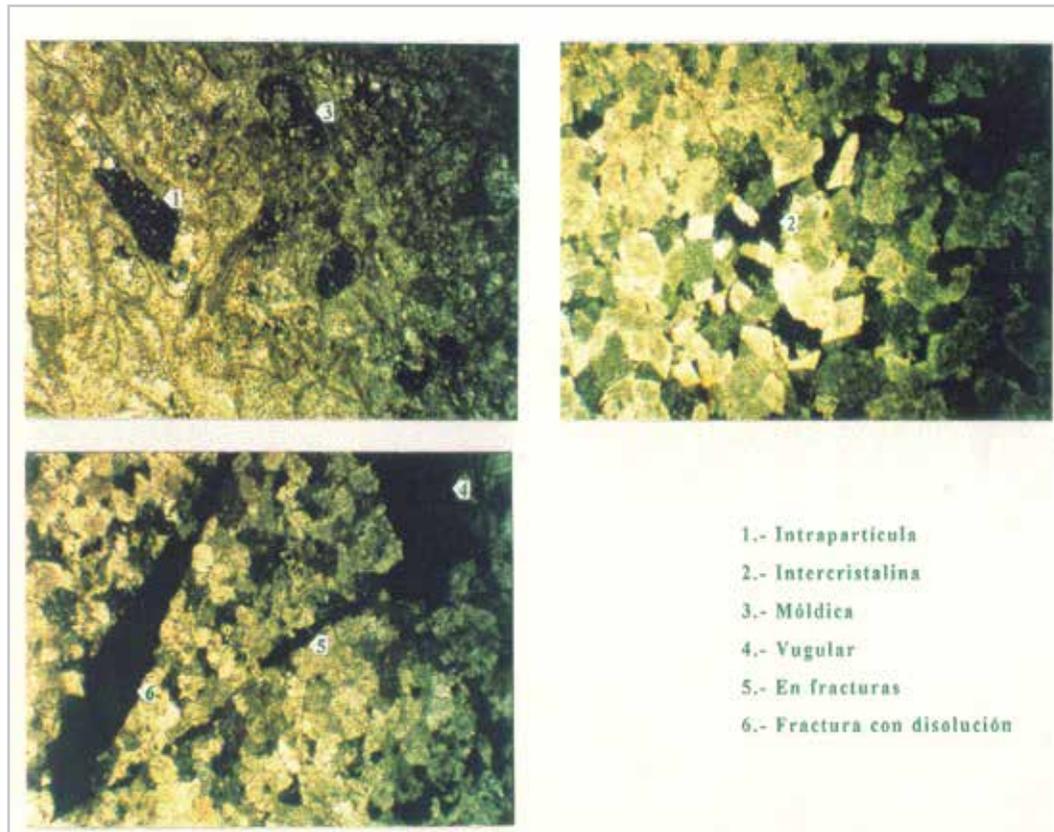


Figura 5. Tipos de porosidades identificadas en los núcleos del yacimiento Artesa.

Se estima que la mayor acumulación de aceite así como las direcciones preferenciales de fracturamiento, se asocian con el sistema de fracturas, conformado por dos juegos, uno horizontal y otro con inclinación de 40°, los cuales tienen una dirección N 70° O y corresponden a fracturas de dimensiones pequeñas, con abertura mínima que distribuidas en forma de redes complejas, siguiendo las direcciones preferenciales de flujo, que en algunas ocasiones cuando las fallas se presentan cercanas unas a otras, generan un corredor o franja de mayor anchura, donde se desarrolla fracturamiento que contribuye al flujo de hidrocarburos con esta tendencia.

En general, la litología determinada corresponde a una secuencia calcárea con dolomitización incipiente que comprende el Cretácico Medio. Esta litología se formó en ambientes variados que comprenden desde submarea a postarrecife, teniendo todos ellos la característica

común, de que sus facies resultantes están constituidas predominantemente por calcita.

En cuanto a las porosidades, las interpretaciones denotan, en general, buena participación de la porosidad secundaria. Sin embargo, surgen algunas diferencias cuando se efectúa la comparación con los resultados de la observación de núcleos, ya que la porosidad secundaria por fracturas y cavidades de disolución es la que predomina (aun cuando a veces se encuentre sellada por calcita), siendo la porosidad primaria muy escasa. Esto pudo detallarse aún más mediante las observaciones a láminas delgadas; en ellas se observaron microcavidades de disolución, interconectadas por una red de microfracturas, que comunican a su vez con fracturas mayores que se observan en el análisis megascópico.

En el Cretácico Medio analizado en el pozo Artesa 1, existe una secuencia de rocas carbonatadas, principalmente mudstone y wackstone. En cuanto a las porosidades se infiere que la porosidad primaria inicialmente presente, se perdió en gran parte como consecuencia de los procesos de litificación, por lo que la porosidad más abundante es la secundaria originada principalmente por los procesos de disolución y fracturamiento, principalmente.

La porosidad de fractura se obtuvo a partir de los análisis de registros de pozo<sup>2</sup>, obteniendo un porcentaje de 27 % con respecto a la porosidad total. El modelo geológico se complementó con los indicadores de fracturamiento, índice de permeabilidad y litofacies.

**Caracterización dinámica.**- En el caso del Campo Artesa, el medio fracturado se ha caracterizado por las altas producciones de los pozos en tiempos relativamente cortos, seguida de una caída abrupta de la producción, asociada a la alta transmisibilidad de las fracturas, las cuales están inmersas en un medio de matriz de baja permeabilidad, con poco o nulo aporte hacia las fracturas; esto se detectó en el comportamiento de la derivada de presión, en la cual se aprecia esta característica, definida por la forma cóncava de la derivada en el período de flujo de transición entre la matriz y fractura.

El medio se comporta de acuerdo a un modelo de doble porosidad, principalmente en los pozos donde actualmente se tiene producción, por lo que es recomendable el registro de datos de presión de fondo para determinar parámetros del yacimiento con mayor precisión, que defina mejor el comportamiento de la doble porosidad y sus parámetros característicos de flujo interporoso y capacidad de almacenamiento.

## Historia de explotación del yacimiento

El yacimiento inició su explotación en agosto de 1977 con el pozo Artesa 1; su producción inicial fue de 7,758 bl/d de aceite y 10 MMp<sup>3</sup>/d de gas; en febrero de 1979 alcanzó su máxima producción de 37,900 bl/d de aceite y 62 MMp<sup>3</sup>/d de gas.

El aceite producido tiene una densidad de 27 °API, con una  $R_{si}$  inicial de 170 m<sup>3</sup>gce/m<sup>3</sup>oce, un factor de volumen del aceite a la  $P_b$  de 1.572 m<sup>3</sup>gce/m<sup>3</sup>oce, y una viscosidad a la  $P_b$  de 1.175 cp, en la **Tabla 1**, se presenta la información general del yacimiento.

**Tabla 1.** Información general del campo Artesa.

Propiedad	Valor
Fecha de inicio de explotación	1 de agosto de 1977
Formación productora	Cretácico Medio
Tipo de roca	Dolomias naturalmente fracturadas
Tipo de aceite	Aceite ligero
Área (km <sup>2</sup> )	20
Espesor neto	86
Profundidad media (m)	3500
Tipo de empuje	Expansión roca fluidos, acuífero activo
Porosidad (%)	4
Permeabilidad (md)	10 - 120
Saturación de agua (%)	25
Temperatura (°C)	112
Densidad del aceite (° API)	27
Contacto agua - aceite original	3650
Presión inicial (kg/cm <sup>2</sup> )	388
Presión de burbuja (kg/cm <sup>2</sup> )	293
Presión a diciembre 2010 (kg/cm <sup>2</sup> )	283

**Agotamiento natural.-** El yacimiento inició su explotación en agosto de 1977, con una producción inicial de aceite de 1,114 bl/d, la cual se incrementó rápidamente alcanzado un valor máximo de 37,615 bl/d en enero de 1979, y declinó súbitamente en un corto tiempo, a un valor de 4,980 bl/d en junio de 1980, estabilizándose un tiempo corto en valores de gasto de aceite de este orden, posteriormente empezó a declinar y en el período de noviembre de 1985 a noviembre de 1999, la producción de aceite se mantuvo en el rango entre los 500 y 1,500 bl/d, (ver la Figura 3).

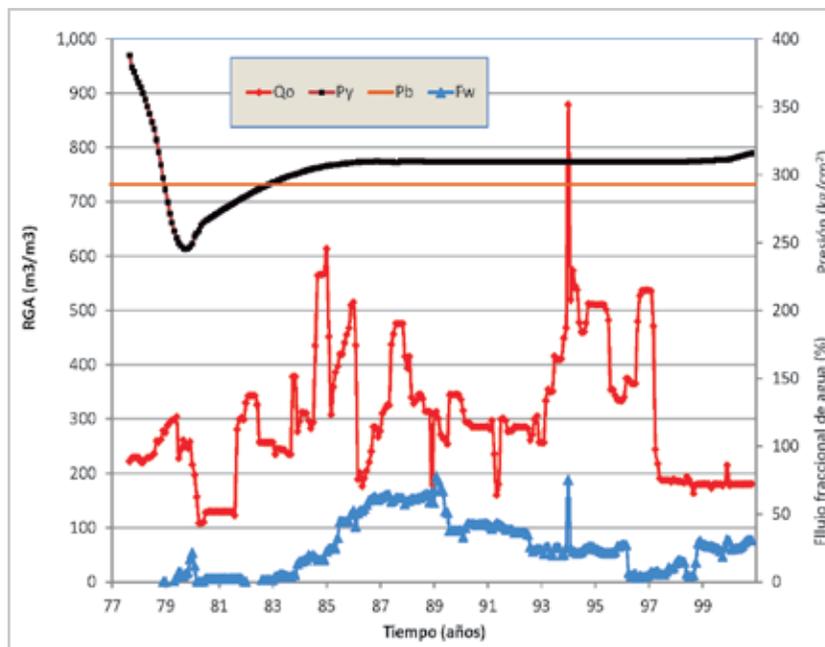
El comportamiento de producción del campo refleja una alta producción inicial de aceite proveniente de las fracturas y posteriormente una producción de aceite baja por un tiempo largo, la cual se alimenta por la matriz, lo cual implica que esta tiene una capacidad de aportación de aceite muy pobre hacia las fracturas.

La presión, **Figura 3**, se reduce muy rápidamente de la presión inicial en agosto de 1977 de 388 kg/cm<sup>2</sup>, hasta alcanzar la presión de burbujeo  $P_b$  de 293 kg/cm<sup>2</sup> en noviembre de 1978 y reducirse hasta 247.4 kg/cm<sup>2</sup> en julio de 1979, debido a la alta producción de aceite en el yacimiento, la presión se incrementó a valores mayores a la  $P_b$ , alcanzando un valor de 308.7 kg/cm<sup>2</sup> en noviembre de

1985, debido a la presencia de un acuífero activo, posterior a esta fecha la presión se incrementa ligeramente hasta alcanzar valores de 310.9 kg/cm<sup>2</sup> en octubre de 1999. Lo anterior demuestra que el yacimiento quedó de nuevo bajosaturado, debido a que no se detectó la presencia de una capa de gas en los pozos productores de la parte alta del yacimiento.

El comportamiento de la RGA, **Figura 6**, es bastante contrastante, inicia con valores del orden de 222 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, posteriormente se incrementa hasta 300 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en octubre de 1979; se reduce después en junio de 1980 a 129 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> permaneciendo constante un período breve hasta junio de 1981, para posteriormente oscilar entre 245 y 500 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> hasta marzo de 1997, en que alcanza un valor de 191 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, reduciéndose ligeramente hasta 180 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> en octubre del año 2000.

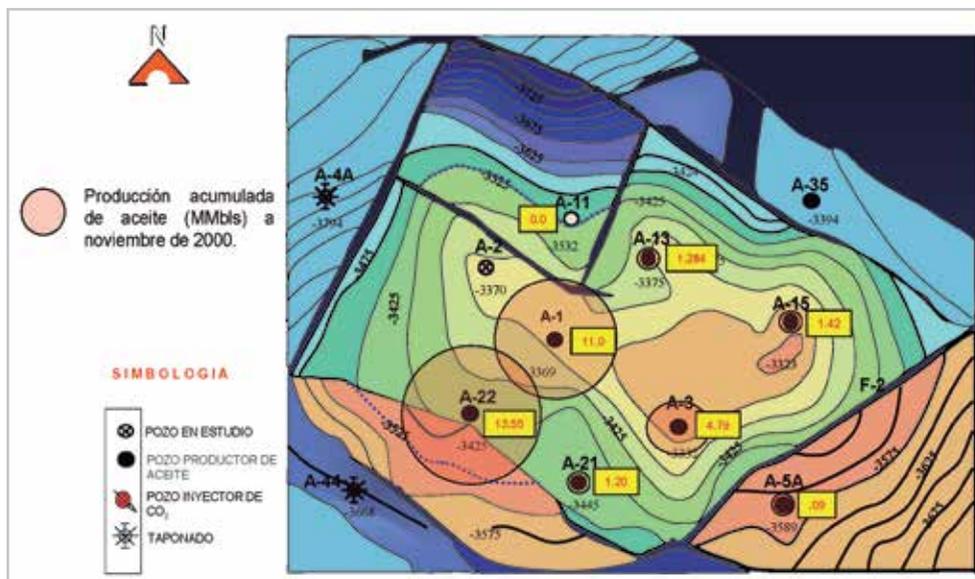
Con respecto al flujo fraccional de agua, **Figura 6**, se observa un incremento al inicio de la explotación del campo, alcanzando un valor de 16.8 % en noviembre de 1979 para posteriormente reducirse a cero, se empieza a incrementar en julio de 1988, alcanzando un valor máximo de 77.7 % en enero de 1989, reduciéndose posteriormente, a un valor de 30.7 % en octubre de 2000.



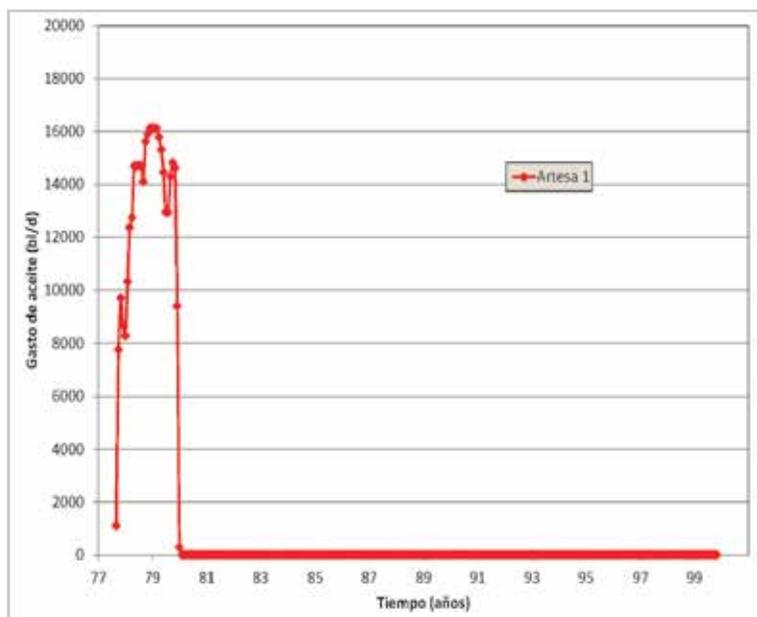
**Figura 6.** Comportamiento de presión, relación gas-aceite y flujo fraccional de agua contra tiempo.

La heterogeneidad del yacimiento se observa en la **Figura 7**, la cual muestra el comportamiento de las producciones acumuladas de aceite a noviembre de 2000, observándose que los pozos con mayor producción acumulada son Artesa 1 con 11.0 MMbbls y Artesa 22 con 13.5 MMbbls, seguidos por Artesa 3 con 4.79 MMbbls, Artesa 15 con 1.42, Artesa 13 con 1.28 MMbbls y Artesa 21 con 1.2 MMbbls; de esta información se puede comentar que el pozo Artesa 1 estaba intensamente

fracturado y presentó altos gastos de aceite inicialmente y su producción declinó rápidamente sin alimentación evidente de la matriz a las fracturas, como se observa en la **Figura 8**. En cuanto al pozo Artesa 22, se presentaron inicialmente altos gastos de aceite proveniente de la fractura y posteriormente se observa un tiempo largo de producción a bajos gastos, signo evidente de que la producción de aceite era principalmente de la matriz, como se observa en la **Figura 9**.



**Figura 7.** Comportamiento de la producción acumulada de aceite previo a la inyección de CO<sub>2</sub>, campo Artesa.



**Figura 8.** Comportamiento de gasto de aceite contra tiempo, pozo Artesa 1.

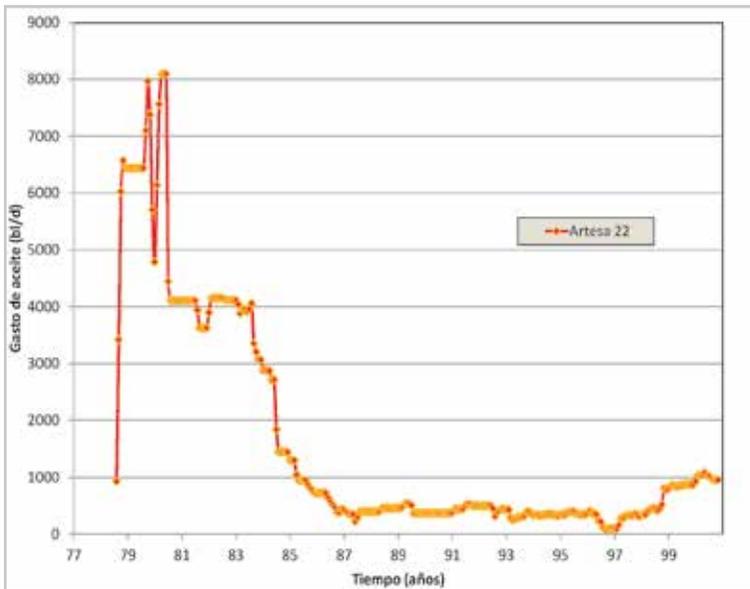


Figura 9. Comportamiento de gasto de aceite contra tiempo pozo Artesa 22.

**Inyección de agua.-** Los altos gastos de producción iniciales de aceite en el yacimiento de cerca de 38,000 bl/d, provocaron una caída de presión alta en el yacimiento, reduciéndose la presión a valores menores que la  $P_b$ , por lo cual para contrarrestar este efecto y mantener la presión se inyectó agua en los pozos profundos en el yacimiento, A-11 y A-41, en los periodos de 1979 a 1980 y de 1982 a 1984; la inyección de agua se suspendió debido a que no se tuvo una respuesta adecuada en la producción de aceite del yacimiento, por causa de la presencia de zonas muy fracturadas que causaron que el agua inyectada surgiera rápidamente en los pozos productores, y además se detectó la presencia de un acuífero activo, lo cual provocó el

incremento de presión en el yacimiento, (ver Figura 3), al reducirse de manera drástica la producción de aceite.

**Producción de aceite viscoso.-** En el yacimiento Artesa se tuvo producción limitada de aceite viscoso en los pozos ubicados en los alrededores del campo, como se observa en la Figura 10, y su ubicación vertical es variable como se muestra en la Tabla 2, se puede concluir que ambos tipos de fluidos ligero y viscoso coexisten en el yacimiento, sin embargo, el flujo de aceite viscoso fue muy limitado por lo que el yacimiento produjo prácticamente aceite ligero; lamentablemente no se tomaron muestras para caracterizar el fluido viscoso.

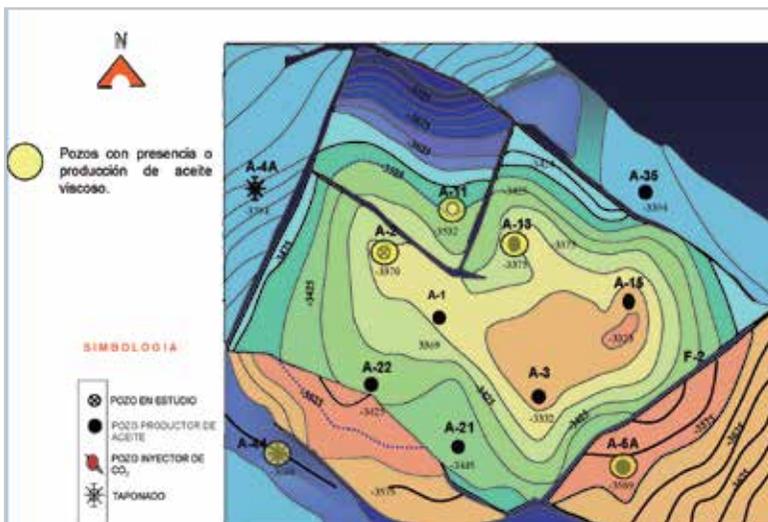


Figura 10. Pozos con presencia o producción de aceite viscoso.

Tabla 2. Pozos con presencia de aceite viscoso.

Pozo	Profundidad Intervalo (mbnm)	Comentarios
Artesa 2	3370-3484	Producción no comercial.
Artesa 5A	3570-3581	Productor inicial de aceite viscoso (seis meses), posteriormente de aceite ligero.
Artesa 11	3640.5-3780.5 3570.5-3630	Fue inyector de agua de agosto-1979, a enero-1980, suspendiéndose la inyección por presencia de aceite viscoso. Posteriormente se probó el intervalo 3570.5-3630.5 fluyendo agua y asfalto.
Artesa 13	3374-3477	Pozo original, cerrado por abatimiento de presión y alto porcentaje de agua.
Artesa 13	3437-3462	Pozo re-perforado se obtuvo producción de aceite viscoso.
Artesa 44	3649-3732	Probado en agujero descubierto, produjo aceite viscoso y agua, por lo que fue cerrado. Se evaluó nuevamente en julio de 1986 produciendo aceite viscoso.
Profundidad del contacto original agua – aceite a 3650 mbnm		

De acuerdo a los resultados obtenidos, el CO<sub>2</sub> desplazó al aceite ligero y no se observó producción de aceite viscoso en los pozos con presencia de este fluido.

#### Clasificación del yacimiento naturalmente fracturado Artesa.-

Para poder entender el comportamiento de un proceso de inyección de CO<sub>2</sub> en un yacimiento naturalmente fracturado es necesario primeramente poderlo clasificar, y definir las características de flujo tanto en matriz como en fracturas, ya que de esto depende la eficiencia de desplazamiento del fluido inyectado.

De acuerdo al comportamiento de producción de aceite del yacimiento y de las características de permeabilidad y porosidad tanto de matriz como de fracturas, es posible clasificar el yacimiento, información que permitiría determinar qué tan atractiva es la inyección de CO<sub>2</sub> en un yacimiento.

El yacimiento Artesa se clasificó de acuerdo a las técnicas propuestas por Aguilera y Nelson, las cuales se discuten a continuación.

**Técnica de Aguilera.-** Aguilera<sup>4</sup> propone tres tipos, **Figura 11**, para clasificar los yacimientos naturalmente fracturados, los cuales son las siguientes:

**Tipo A.-** El mayor volumen de hidrocarburos está en la porosidad de la matriz y en pequeñas cantidades en la porosidad de las fracturas, en este caso la  $\Phi_m > \Phi_f$ .

**Tipo B.-** Aproximadamente la mitad de los hidrocarburos se almacena en la matriz y la otra mitad en las fracturas. Las fracturas son mucho más permeables que la matriz, en este caso la  $\Phi_m = \Phi_f$ . Este tipo se divide en los subtipos B-I y B-II, el subtipo B-I tiene con muy buenas características de flujo de matriz hacia las fracturas y el subtipo B-II tiene una matriz muy compacta con poca aportación de aceite hacia las fracturas.

**Tipo C.-** Los hidrocarburos están en las fracturas con ninguna contribución de la matriz. En este caso las fracturas dan tanto el almacenamiento como la permeabilidad necesaria para llevar a cabo la producción, para este caso  $\Phi_m < \Phi_f$ .

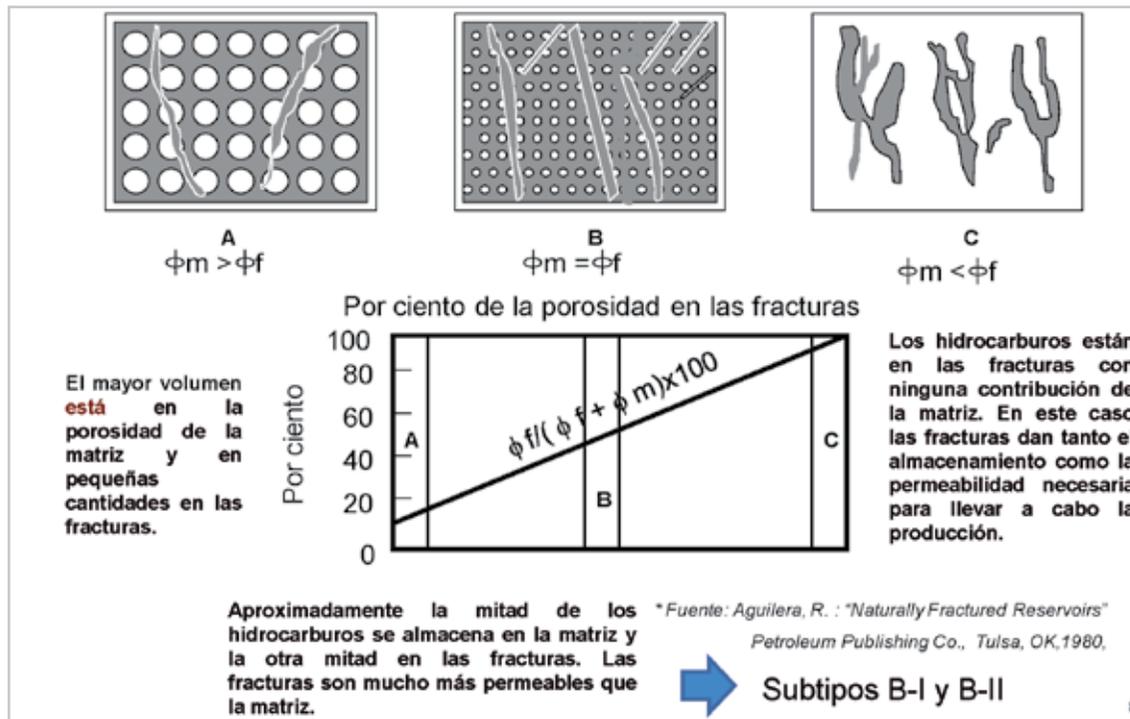


Figura 11. Calsificación de los yacimientos fracturados, (Aguilera).

El yacimiento Artesa tiene un porcentaje de porosidad de matriz con respecto a la porosidad total de 69 %, y de 31 % de porcentaje de la fractura con respecto a la total **Figura 12**, el comportamiento de la producción refleja una producción de aceite inicial alta la cual proviene de las

fracturas y disminuye muy rápidamente, y posteriormente se tiene una baja producción de aceite a tiempos largos, lo que indica que el yacimiento produce principalmente de la matriz, **Figura 13**.

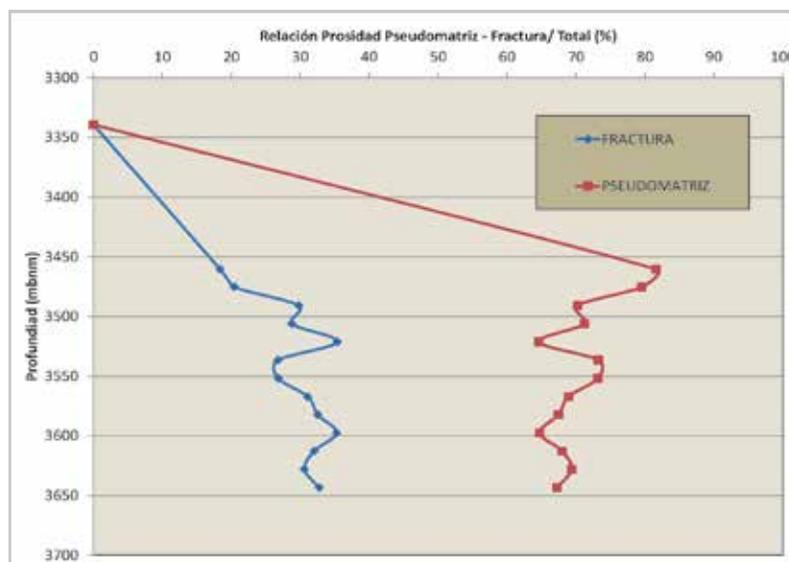


Figura 12. Comportamiento de los porcentajes de matriz y de fractura con respecto a la porosidad total con la profundidad.

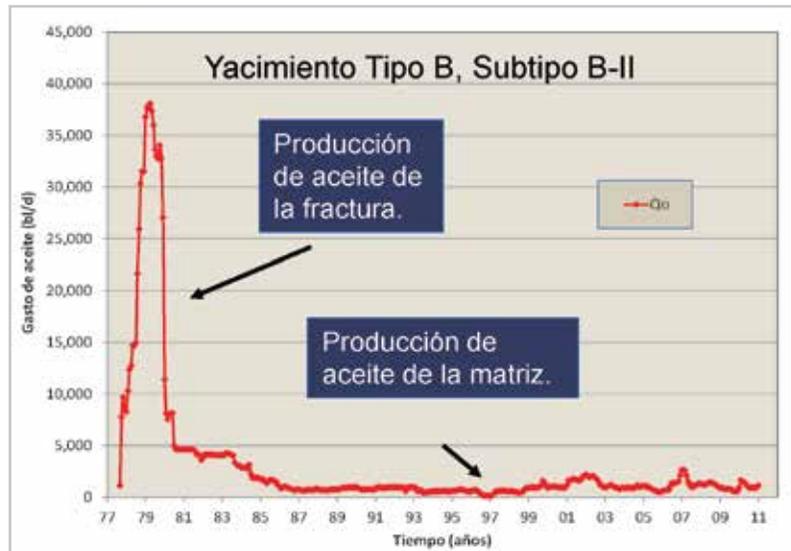


Figura 13. Clasificación del yacimiento naturalmente fracturado Artesa.

De acuerdo a lo anterior, el yacimiento Artesa es de tipo B subtipo B-II, lo cual significa que la inyección de CO<sub>2</sub> va a presentar una pobre respuesta de la matriz presentando una baja eficiencia de desplazamiento.

**Técnica de Nelson-** Nelson<sup>5</sup> propone cuatro tipos, para clasificar los yacimientos naturalmente fracturados, los cuales son los siguientes:

**Tipo I.-** La permeabilidad y el almacenaje se encuentran solamente en las fracturas, la matriz no aporta ni almacenamiento ni flujo.

**Tipo II.-** Existe permeabilidad y almacenaje en fracturas, la matriz tiene el mayor almacenaje y presenta muy baja permeabilidad.

**Tipo III.-** Las fracturas proporcionan permeabilidad y almacenaje, la matriz tiene capacidad de almacenamiento y buenos valores de permeabilidad.

**Tipo IV.-** Las fracturas no proporcionan ni porosidad o permeabilidad adicional pero crean anisotropía, (barreras) en el yacimiento.

Esta clasificación se presenta en la **Figura 14**, en la cual se muestra la relación de la porosidad de fractura con respecto a la porosidad total contra la relación de la permeabilidad de la fractura con respecto a la permeabilidad total. El yacimiento Artesa quedó clasificado de acuerdo a sus propiedades de matriz y fractura y a su comportamiento de producción de aceite en un yacimiento tipo II, lo cual indica una muy baja respuesta de la matriz para alimentar el sistema de fracturas, lo cual va a incidir en una baja eficiencia de barrido de la matriz con la inyección de CO<sub>2</sub>, de acuerdo a lo anterior, se van a tener tiempos de surgencia muy rápidos del CO<sub>2</sub> en los pozos con una alta relación gas aceite.

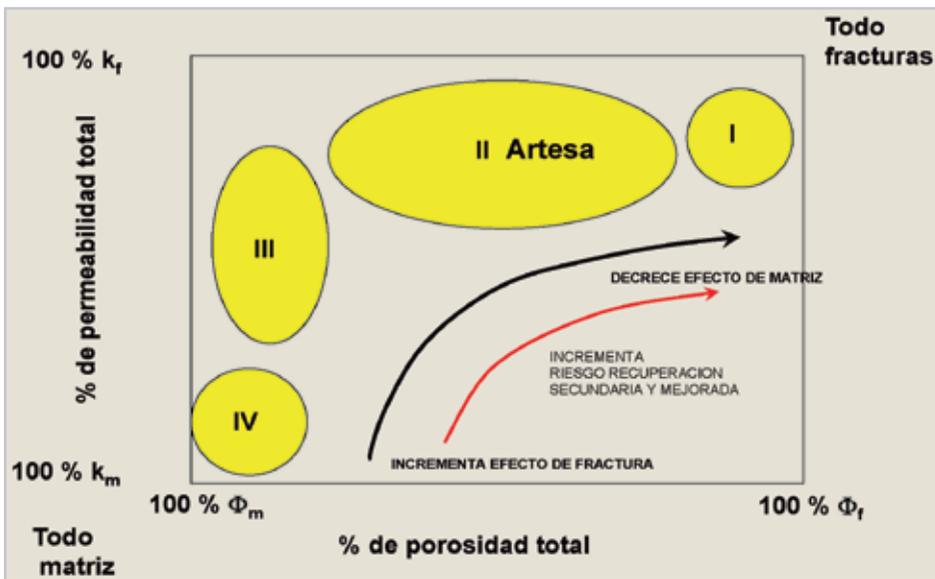


Figura 14. Clasificación del yacimiento naturalmente fracturado Artesa.

Para evaluar el tipo del yacimiento Artesa, se realizó la gráfica de la producción acumulada normalizado contra el número de pozos jerarquizados normalizados (Nelson), la cual se presenta en la **Figura 15**, en esta figura se puede notar el alto grado de heterogeneidad del yacimiento Artesa, ya que se encuentra en la parte baja de la figura con un coeficiente de

heterogeneidad V (área bajo la curva/área del triángulo) de 0.62, en cambio el comportamiento del yacimiento naturalmente fracturado Caan en el cual se tiene buena respuesta de parte de la matriz y de la fractura, el coeficiente V es de 0.3 y como se observa en la Figura 15 se encuentra muy cercano a la línea recta que refleja el comportamiento homogéneo.

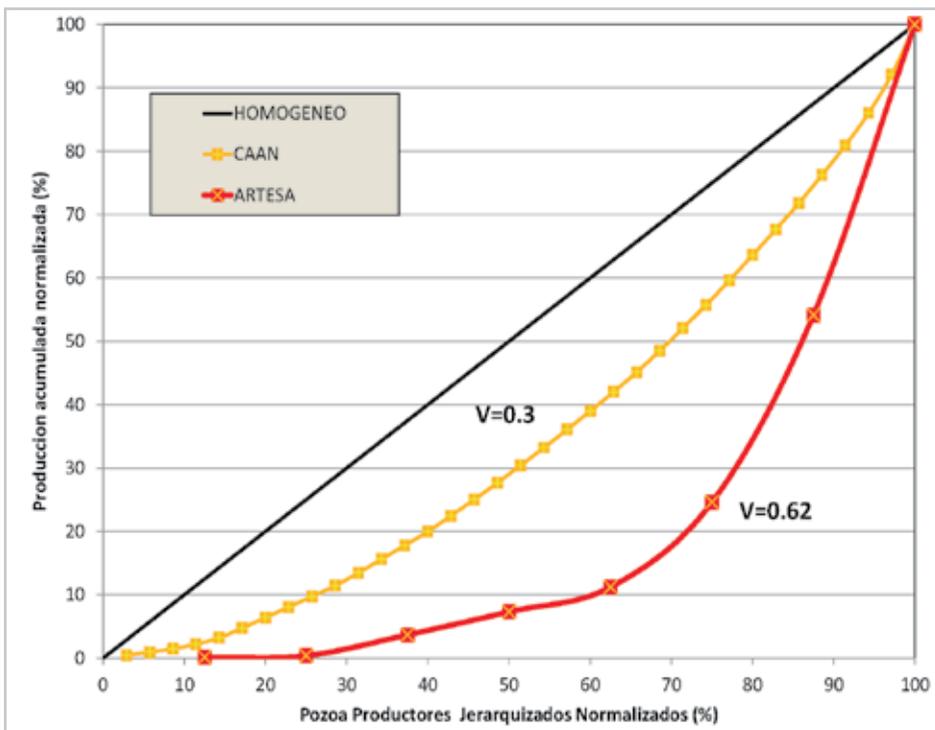


Figura 15. Clasificación del yacimiento naturalmente fracturado Artesa.

Cuando el coeficiente V es mayor se tiene un yacimiento de tipo II o tipo I en el cual predomina la respuesta del medio fracturado en el yacimiento, los coeficientes característicos son de 0.3 para yacimientos tipo IV, entre 0.3 a 0.5 para yacimientos tipo III, entre 0.5 a 0.68 para yacimientos tipo II y mayores de 0.68 para yacimientos tipo I.

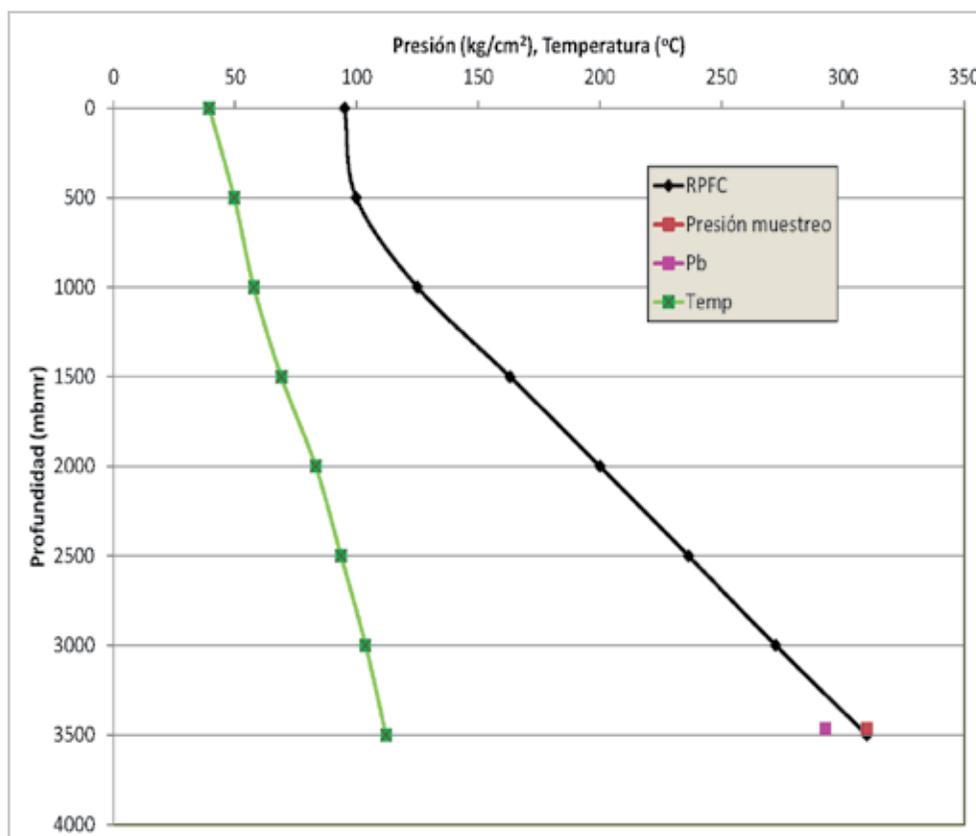
### Caracterización de los fluidos

En el yacimiento Artesa KM en el tiempo en el cual se estaba diseñando el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub>, solamente tenía un análisis PVT convencional en el pozo A-21, por lo que en vista de la importancia del proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> y dado que se requería un análisis PVT composicional y la realización de pruebas especiales para ajustar los parámetros de la ecuación de estado, se decidió tomar muestras de fluidos para realizar un análisis PVT composicional y pruebas especiales con CO<sub>2</sub> en el pozo A-21.

El análisis PVT convencional en el pozo Artesa 21, fue realizado en febrero de 1979, y los resultados indicaron un

factor de volumen de aceite de 1.51 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup> y una presión de saturación de 277 Kg/cm<sup>2</sup>. La densidad del aceite residual fue de 27 °API.

El análisis PVT composicional<sup>6</sup> se tomó en agosto de 1998, a una profundidad de 3465 mbmr, muy cercano de la profundidad al nivel medio de los disparos 3471.5 mbmr, la presión a la profundidad de muestreo fue de 309.9 kg/cm<sup>2</sup>, la cual era mayor que la Pb medida de 293 kg/cm<sup>2</sup>, **Figura 16**. En cuanto al comportamiento del gradiente de presión y temperatura, **Figura 17**, se puede comentar que el gradiente de presión medido en campo es de 0.075 kg/cm<sup>2</sup>/m, y el experimental es de 0.065 kg/cm<sup>2</sup>/m, lo cual indica una desviación de 12.5 %. Se realizó una prueba de producción previa a la toma de la muestra para estabilizar el pozo, en la **Figura 18**, se muestra el comportamiento de la producción de aceite y de la RGA, no se observó una buena tendencia, la RGA por el menor estrangulador fue de 146.9 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la cual es menor a RGA medida en el laboratorio de 170 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>.



**Figura 16.** Comportamiento de la presión y temperatura con la profundidad.

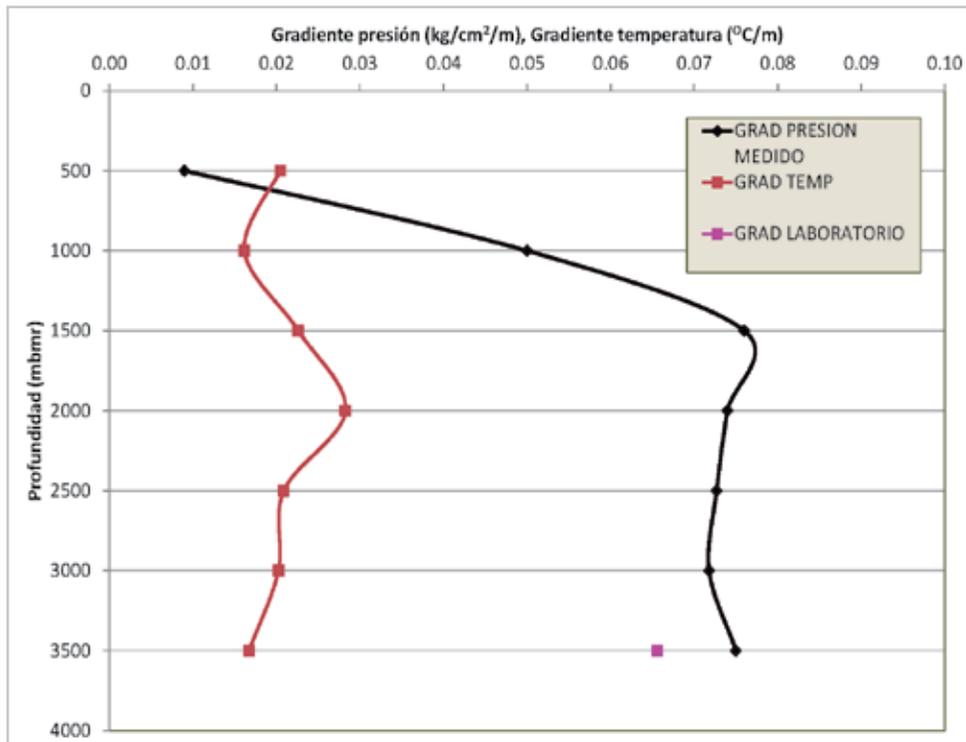


Figura 17. Comportamiento del gradiente de presión y temperatura con la profundidad.

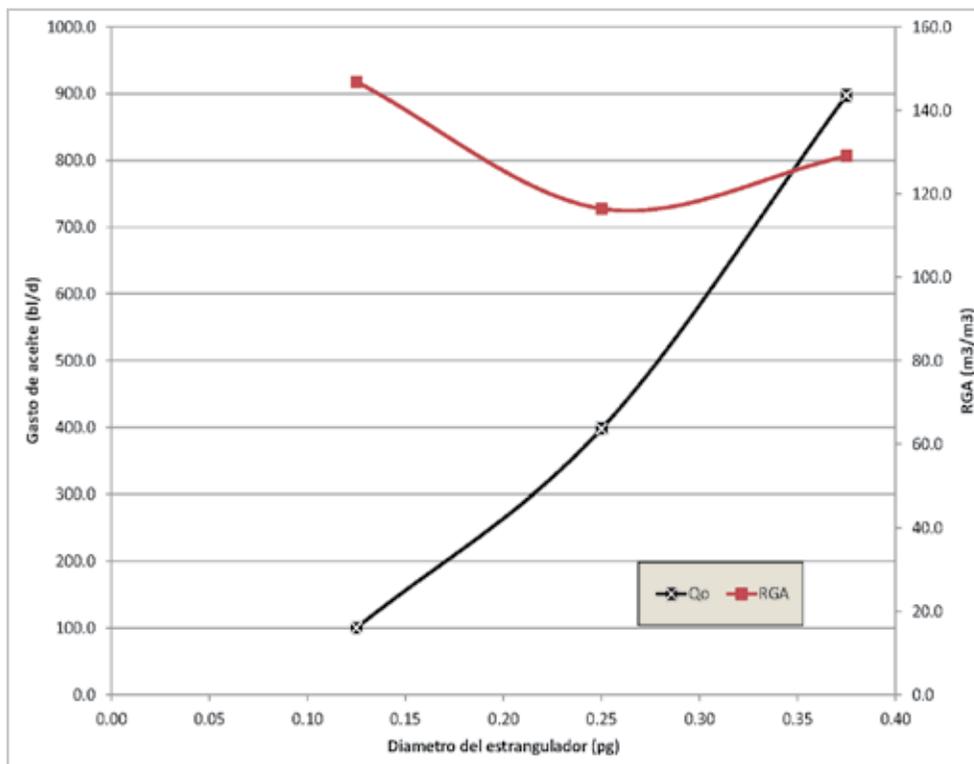


Figura 18. Comportamiento del gasto de aceite y de la RGA con el diámetro del estrangulador.

Los datos PVT generales reportados por el laboratorio fueron de 293 kg/cm<sup>2</sup> para la Pb, Rsb de 170.2 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, el Bob de 1.572 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, la  $\rho_{ab}$  de 0.6652 gr/cm<sup>3</sup> y la viscosidad

del aceite de 1.1750 cp, un resumen de los resultados PVT se muestran en la **Tabla 3**.

**Tabla 3.** Análisis PVT pozo Artesa 22.

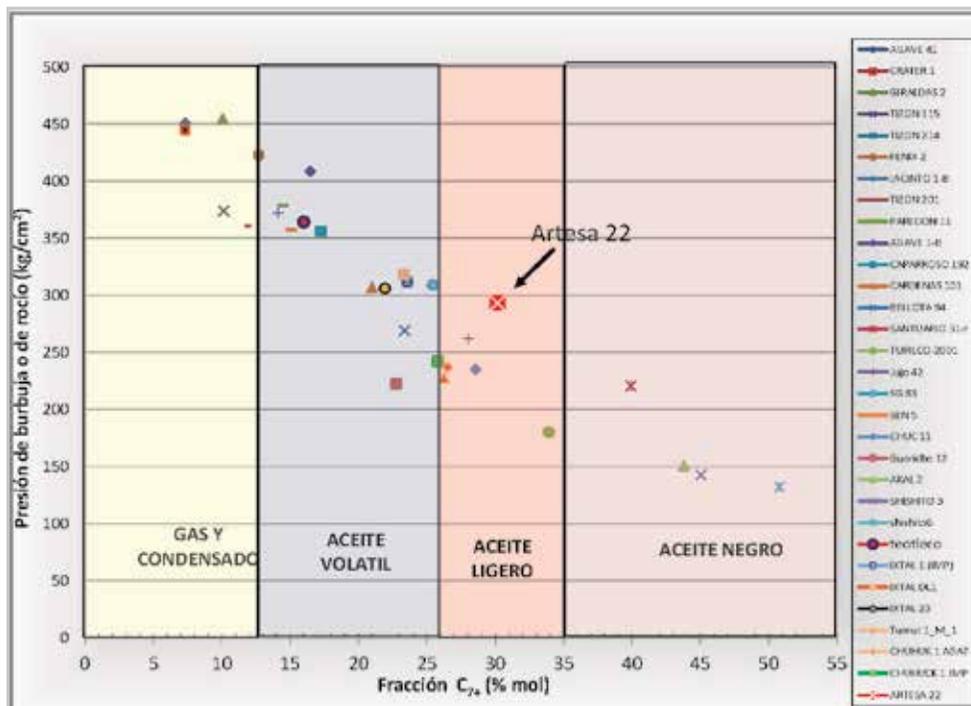
Tipo de yac.	Aceite Ligero
Pozo	Artesa 22
Formación Productora	KM
Componente	COMP
	(% Mol)
H <sub>2</sub> S	0.000
CO <sub>2</sub>	2.587
N <sub>2</sub>	0.389
C <sub>1</sub>	43.275
C <sub>2</sub>	8.107
C <sub>3</sub>	5.340
iC <sub>4</sub>	0.998
nC <sub>4</sub>	3.920
iC <sub>5</sub>	1.055
nC <sub>5</sub>	1.200
C <sub>6</sub>	2.957
C <sub>7+</sub>	30.172
Total	100.000
P <sub>C7+</sub>	0.895
M <sub>C7+</sub>	263.0
Conc C <sub>2</sub> -C <sub>6</sub>	23.6
Peso mol. Prom	99.4
Presión prof.muestreo (kg/cm <sup>2</sup> )	309.9
Temp yac (°C)	112
Prof. muestreo (mbmr)	3465
Prof. nmd. (mbmr)	3472
Pb (kg/cm <sup>2</sup> )	293.0
B <sub>ob</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	1.572
R <sub>sb</sub> (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	170.2
P <sub>ob</sub> (gr/cm <sup>3</sup> )	0.6652
$\mu_{ob}$ (cp)	1.1750
RGA (m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	170.0
P <sub>a @ ce</sub> (gr/cm <sup>3</sup> )	0.9003
P <sub>a @ ce</sub> (°API)	25.7
Laboratorio	IMP
Muestra	Fondo
Fecha	01/08/1998

El fluido fue clasificado como de aceite ligero de acuerdo a la aplicación de los criterios de clasificación de León – Alamilla<sup>7</sup>, los cuales se muestran en la **Tabla 4**, además se

utilizaron las **Figuras** especializadas **19, 20 y 21**, en donde se clasifican los fluidos del campo Artesa comparándolos con otros fluidos del sistema petrolero nacional.

**Tabla 4.** Clasificación de los fluidos del pozo Artesa 22.

CRITERIOS LEON - ALAMILLA PARA LA CLASIFICACION DE YACIMIENTOS					Artesa 22
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Aceite Ligero
Factor de volumen del aceite (Bo, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0		1.572
Relación gas aceite (RGA, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000	170
Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	0.865	0.834 - 0.865	< 0.834	0.731 - 0.815	0.9003
Densidad del aceite (°API)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62	25.7
Contenido de la fracción C <sub>7+</sub> (%)	> 35	25 - 35	12.7 - 26	1 - 12.7	30.2
Contenido de la fracción C <sub>1</sub> (%)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64	43.3
Contenido C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub>	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20	23.6



**Figura 19.** Variación de la fracción C7+ con la presión de burbuja o de rocío.

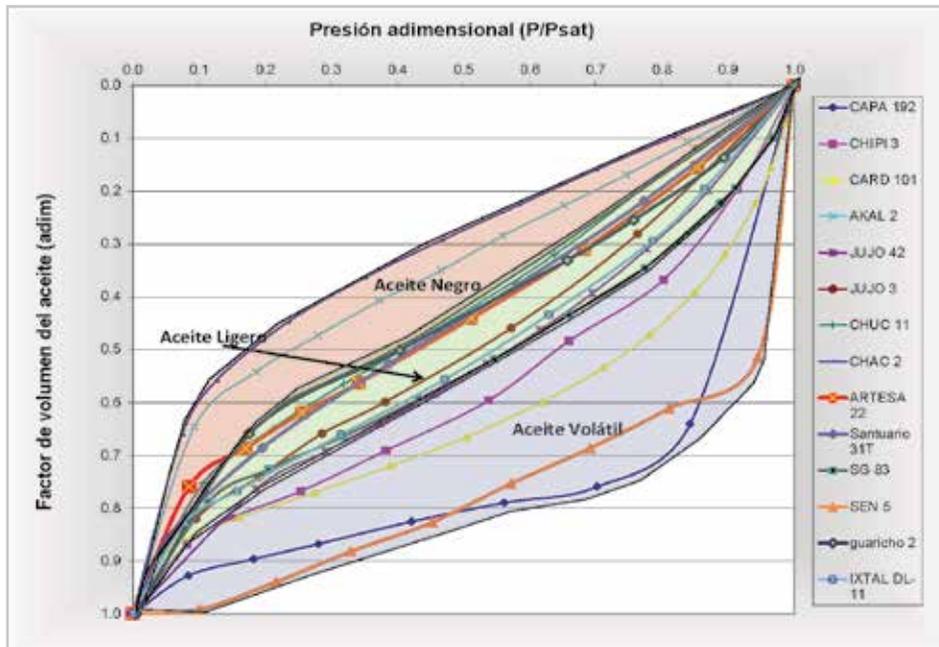


Figura 20. Variación de la presión adimensional con el factor de volumen adimensional.

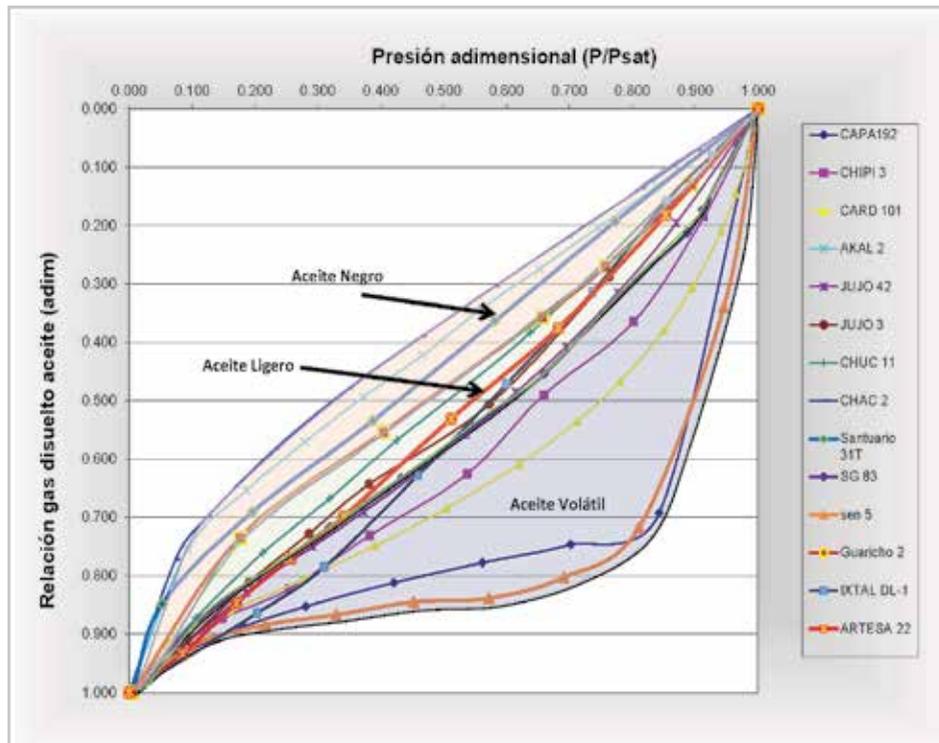


Figura 21. Variación de la presión adimensional con la relación gas disuelto aceite adimensional.

El análisis PVT fue validado mediante la aplicación de las cuatro pruebas clásicas para yacimientos de aceite negro, las cuales son las siguientes<sup>8</sup>:

1).- **Función Y.-** Esta prueba no fue concluyente debido a que se tienen pocos datos debajo de la Pb.

2).- **Prueba de densidad del aceite.-** La prueba fue satisfactoria, la densidad experimental fue de 0.6652 gr/cm<sup>3</sup> y la calculada fue de 0.6910 gr/cm<sup>3</sup> con error de 3.8 %.

3).- **Cálculo de la Rs.-** Se tuvo una gran desviación entre el valor experimental y el calculado de Rs, se detectó un error en la densidad del aceite, el cual fue corregido y se obtuvo posteriormente un excelente ajuste entre el valor experimental y el calculado con la EDE con la densidad del aceite corregida, en la **Figura 22** se muestra la densidad del aceite corregida y en la **Figura 23** se muestran los valores de Rs experimental y corregida.

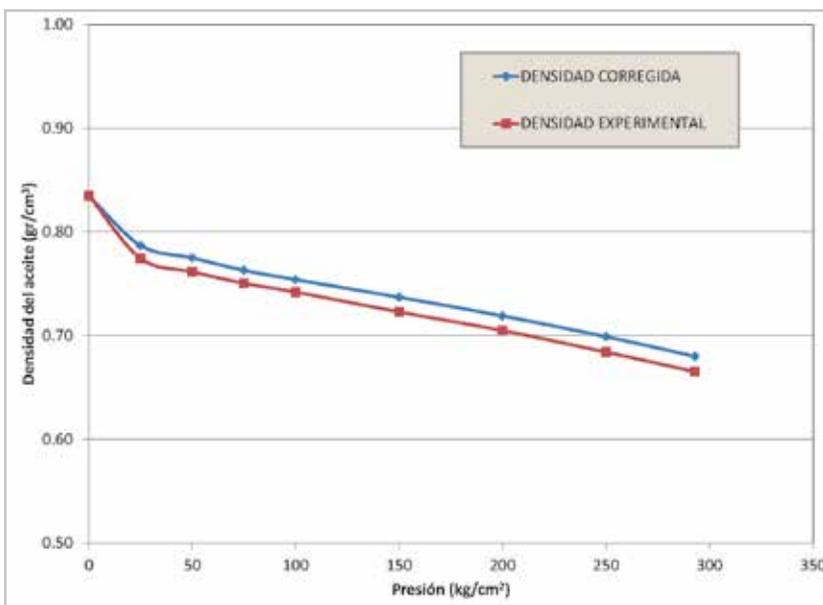


Figura 22. Densidad corregida y experimental utilizadas para calcular la relación gas disuelto aceite con el método de Rojas.

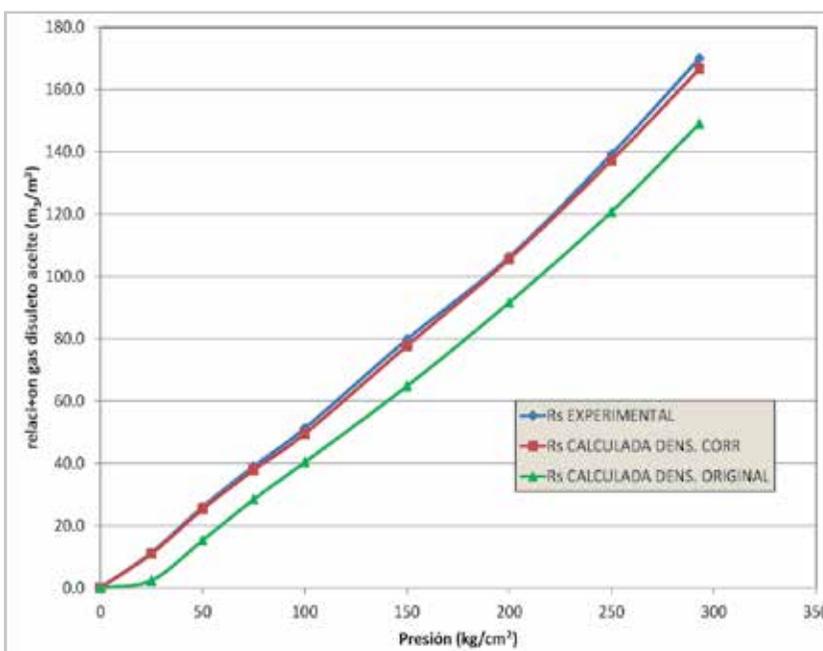


Figura 23. Relación gas disuelto aceite calculada con los valores experimentales (densidad del aceite, Bo y γrg) y con la densidad del aceite corregida, se comparan con la relación gas disuelto aceite experimental.

4).- **Prueba de desigualdad.** Esta prueba resultó satisfactoria. Lamentablemente en el análisis PVT del pozo Artesa 22 no se tuvo la información completa para aplicar el método de Bashbush<sup>9</sup> modificado para validar la composición original, del gas producido, densidad del aceite y el peso molecular del aceite y de la fracción C<sub>7+</sub>.

De la revisión del análisis PVT se detectó que la viscosidad estaba fuera de rango de acuerdo a la base de datos de los análisis PVT de Pemex, se reporta del análisis PVT un valor de viscosidad @ Pb de 1.175 cp y el valor más probable es de 0.50 cp. La RGA total reportada del experimento de separación en etapas es de 170 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>, y es igual a la Rs @ Pb lo cual es inconsistente, es más probable que la

RGA tenga un valor más cercano a la RGA medida en el campo de 146.9 m<sup>3</sup>/m<sup>3</sup>. En cuanto a la densidad del aceite también se detectó un error en la prueba de densidad y en la comparación de los gradientes de presión medido y experimental. Todos estos parámetros se revisaron y ajustaron debidamente con la EDE.

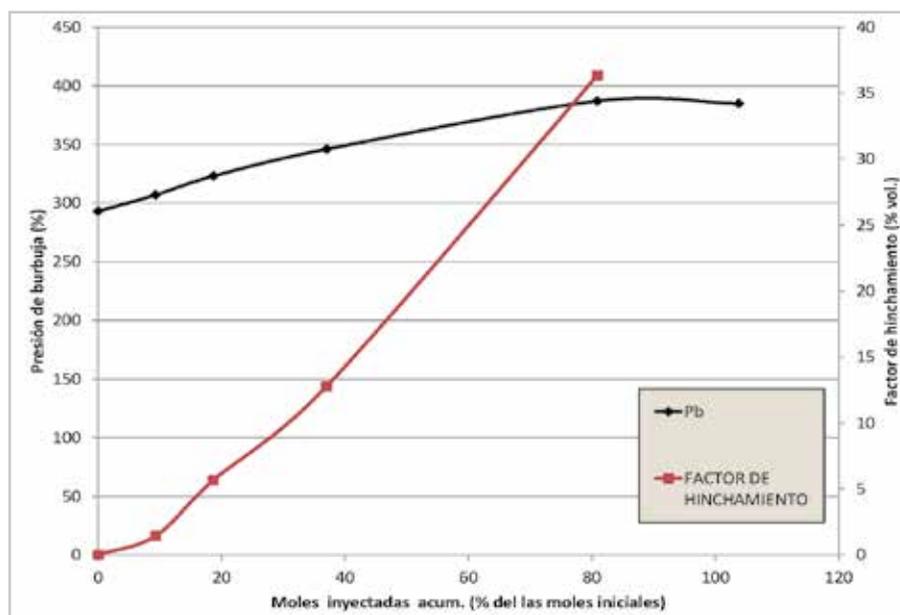
Para poder caracterizar los fluidos del campo Artesa con la inyección de CO<sub>2</sub>, se realizaron dos pruebas especializadas:

1).- Una prueba de hinchamiento<sup>10</sup> con los fluidos del pozo Artesa 22, los resultados se muestran en la **Tabla 5** y **Figura 24**.

**Tabla 5.** Prueba de hinchamiento, pozo Artesa 22.

(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)
No iny	Vol. CO <sub>2</sub> iny.	Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acum.	Vol. CO <sub>2</sub> Iny. Acum.	Pb	Vol. Mezcla @ Pb	Aumento en Vol. @ Pb	Aumento en Vol. @ Pb	Pb	Factor Z* CO <sub>2</sub>	Moles acum. Iny. ** CO <sub>2</sub>
	(cm <sup>3</sup> )	(cm <sup>3</sup> )	(%)	(kg/cm <sup>2</sup> )	(cm <sup>3</sup> )	0	(%)	(lb/psig <sup>2</sup> )	(adim)	(%)
0	0.0000	0.0000	0.000	293	118.4861	0.0000	0.0000	4166	0.7643	0.0
1	5.9846	5.9846	5.055	307	119.9370	1.4509	1.4509	4366	0.7626	9.3
2	5.4493	11.4339	9.659	323	124.1600	5.6739	5.6739	4593	0.7300	18.7
3	9.7508	21.1847	17.895	346	131.2680	12.7819	12.7819	4920	0.7124	37.0
4	20.4952	41.6799	35.208	387	124.6200	36.3339	36.3339	5503	0.7011	80.9
5	10.6344	52.3143	44.191	385				5475	0.6921	103.8

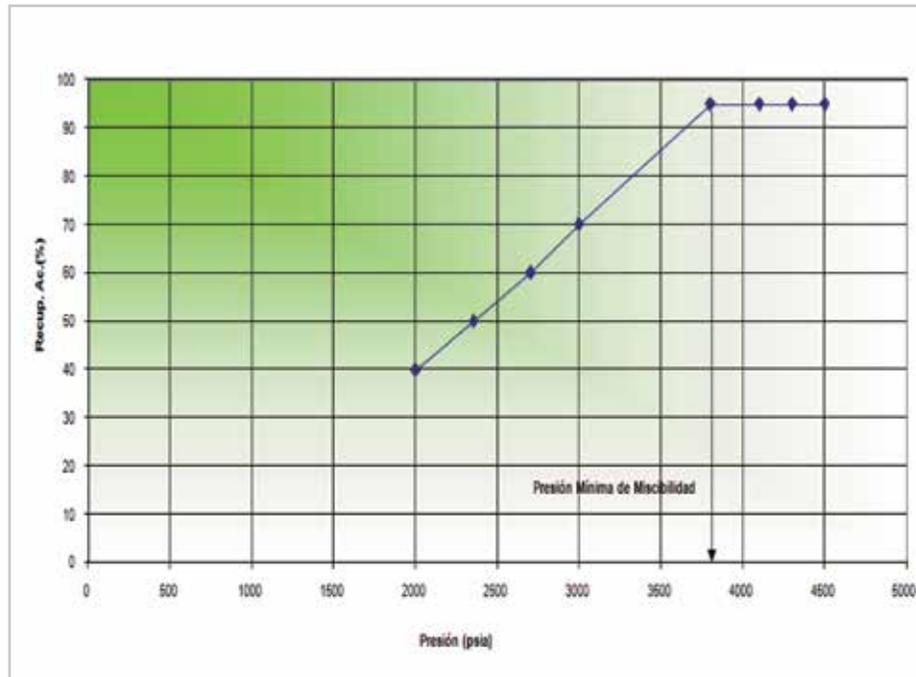
\* Calculado con la ecuación de estado  
 \*\* Calculado con balance molar



**Figura 24.** Variación de la presión de burbuja y del factor de hinchamiento con las moles inyectadas acumuladas de CO<sub>2</sub>, pozo Artesa 22.

2).- Una prueba de presión mínima de miscibilidad (PMM), mediante la técnica del tubo delgado utilizando los fluidos del pozo Artesa 22, se obtuvo una PMM de 267 kg/cm<sup>2</sup>

como se muestra en la **Figura 25**, la cual es menor a la presión promedio estimada del yacimiento al inicio del proceso de inyección de CO<sub>2</sub>.



**Figura 25.** Determinación de la presión mínima de miscibilidad por el método del tubo delgado, pozo Artesa 22.

Para el ajuste de la ecuación de estado (EDE), se realizó primeramente un ajuste con todos los componentes reportados por el laboratorio hasta la fracción C<sub>12+</sub>, se utilizaron los experimentos expansión a composición constante, separación diferencial y separación en etapas, los parámetros de la ecuación de estado usados para el ajuste fueron la presión crítica (Pc) y temperatura crítica de las fracciones C<sub>7</sub> a C<sub>12+</sub> y los coeficientes de interacción binaria de C<sub>1</sub> y de las fracciones C<sub>7</sub> a C<sub>12+</sub>.

Para tener una mejor perspectiva de la inyección de CO<sub>2</sub> en el campo Artesa, se realizó otro ajuste de la EDE incluyendo

la prueba de hinchamiento, para lo cual fue necesario ajustar los coeficientes de interacción binaria entre el CO<sub>2</sub> y las fracciones C<sub>7</sub> a C<sub>9</sub>, del factor acéntrico del CO<sub>2</sub> y la Pc y Tc de los componentes C<sub>7</sub> a C<sub>12+</sub>, los resultados medidos y simulados del volumen relativo contra presión, factor de volumen del aceite contra presión, densidad del aceite contra presión, viscosidad del aceite contra presión, factor Z contra presión y de la prueba de hinchamiento, (los primeros puntos) se muestra la Pb y del factor de hinchamiento contra el porcentaje molar de CO<sub>2</sub> agregado, se presentan en las **Figuras 26 a 31**.

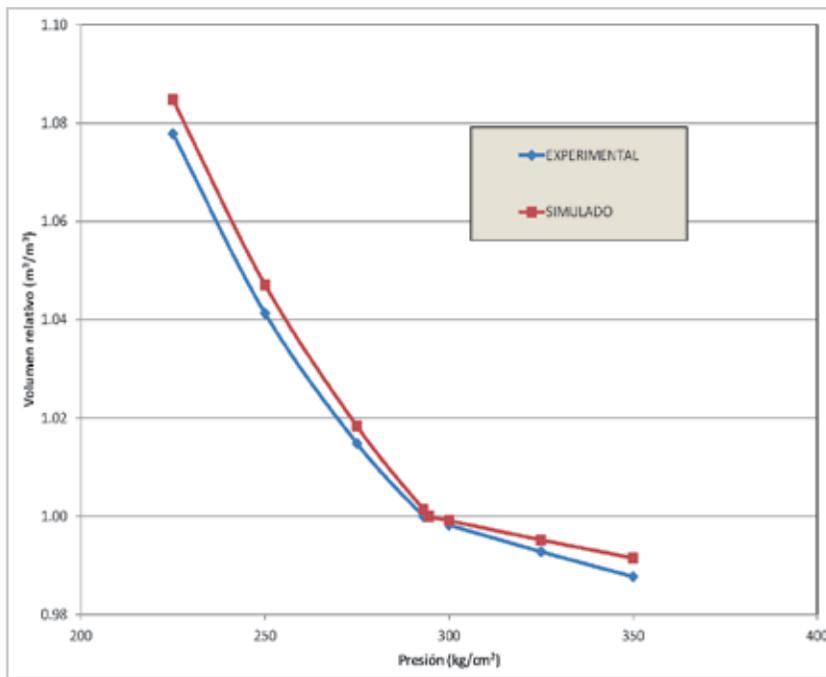


Figura 26. Volumen relativo contra presión, medido y simulado, pozo Artesa 22.

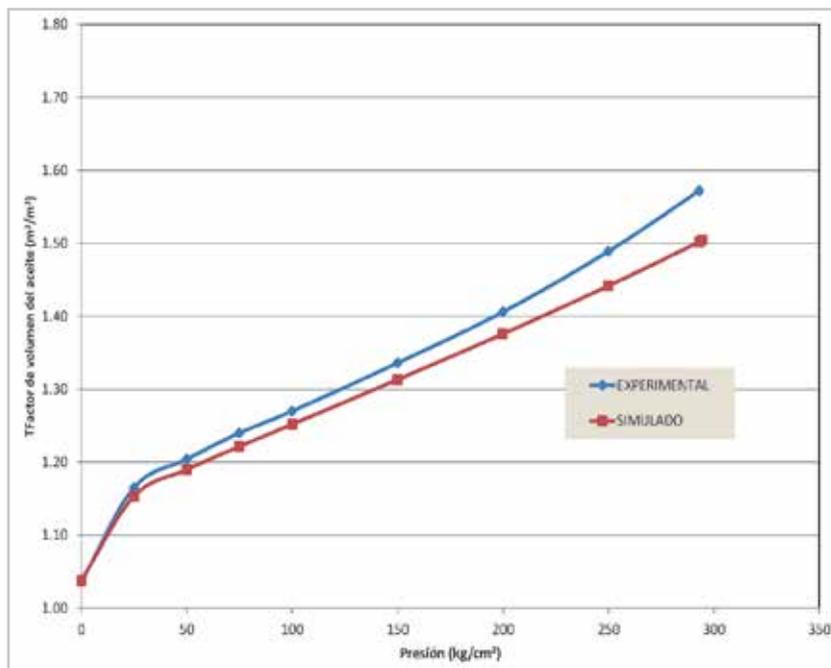


Figura 27. Factor de volumen del aceite contra presión, medido y simulado, pozo Artesa 22.

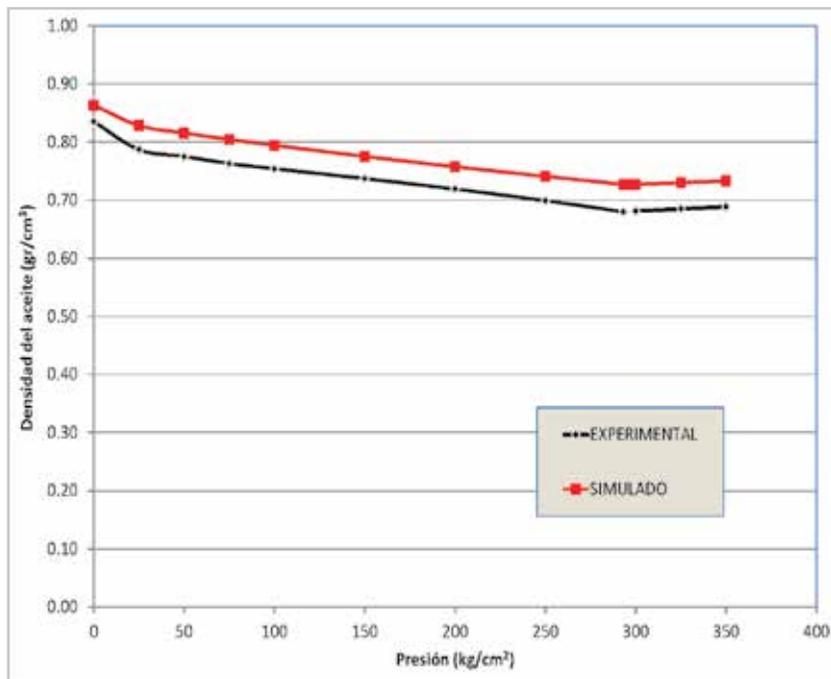


Figura 28. Densidad del aceite experimental y simulado contra presión, pozo Artesa 22.

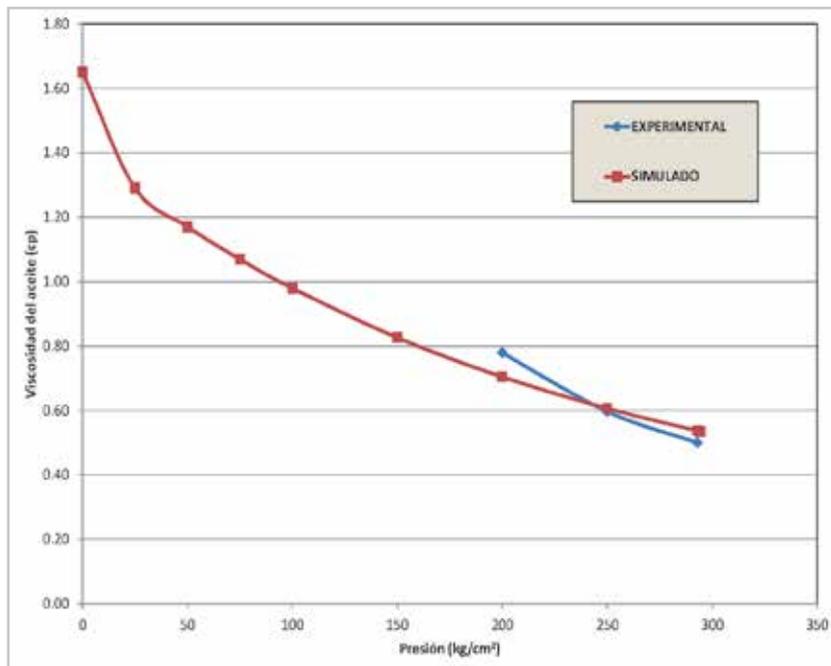


Figura 29. Viscosidad del aceite experimental y simulado contra presión, pozo Artesa 22.

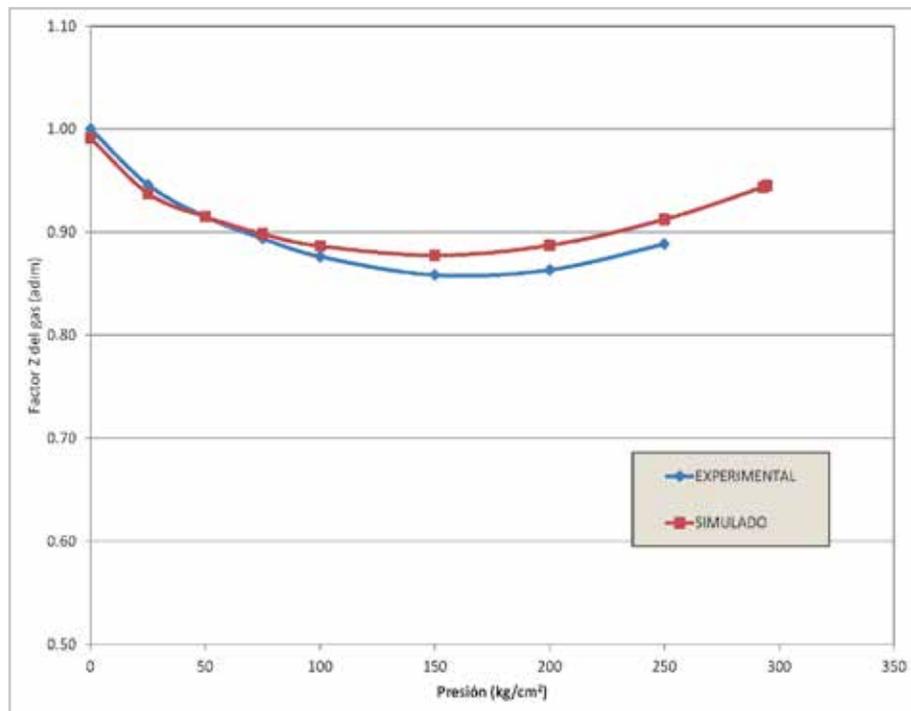


Figura 30. Factor Z del gas medido y simulado contra presión, pozo Artesa 22.

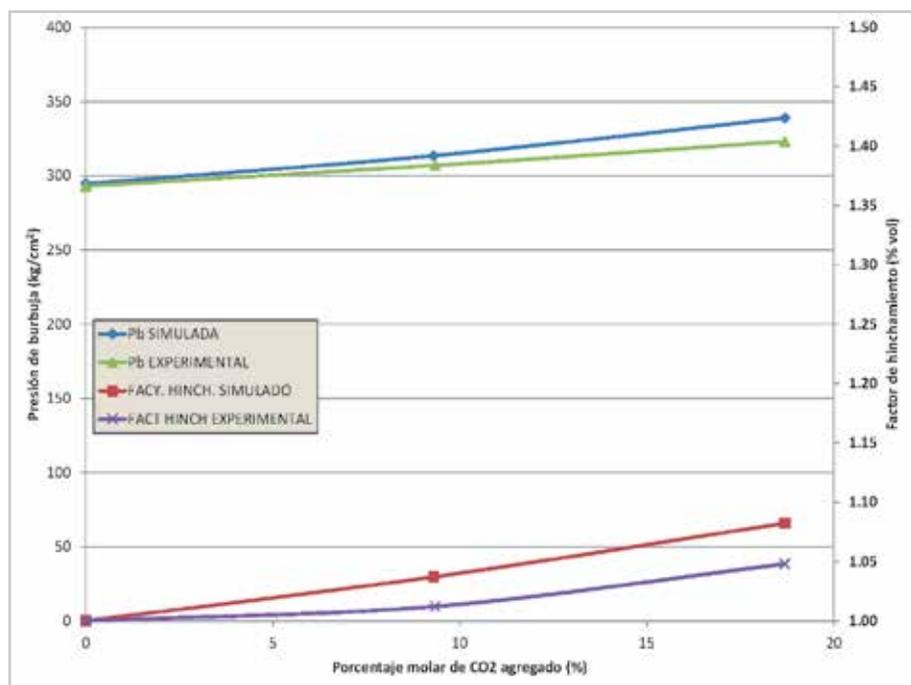


Figura 31. Presión de saturación y factor de hinchamiento medido y simulado contra presión, pozo Artesa 22.

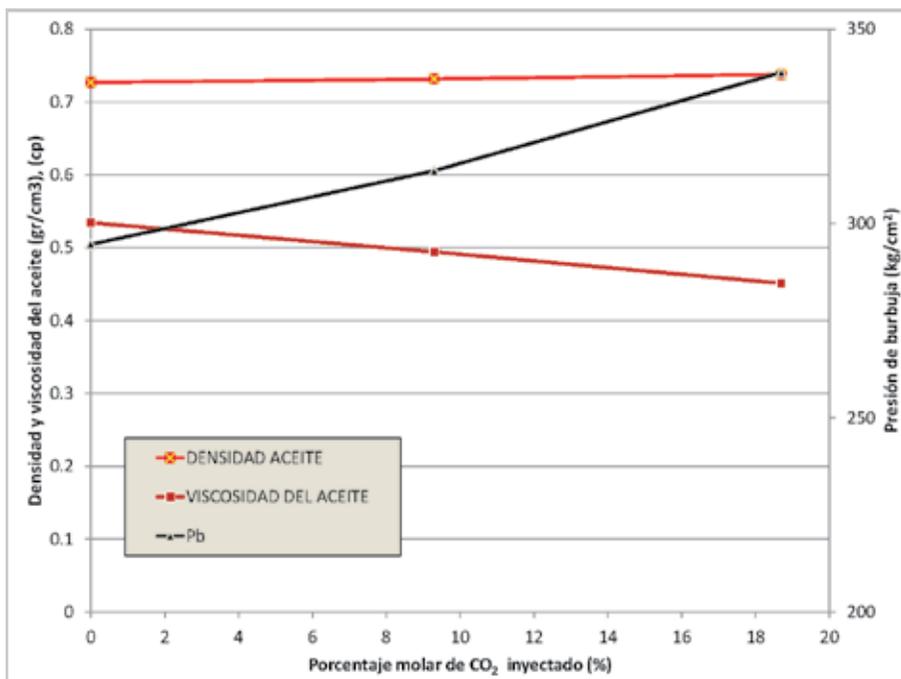
No se reporta la relación gas disuelto aceite debido a que no se obtuvo un buen ajuste. Se utilizaron solamente los tres primeros puntos de la prueba de hinchamiento debido a que está dentro del rango de CO<sub>2</sub> inyectado en el yacimiento, y también se observó que a mayor cantidad de fracción molar de CO<sub>2</sub> inyectado existe inconsistencia con la ecuación de estado.

A partir de la composición obtenida de la simulación de la prueba de hinchamiento y de la Pb, densidad del aceite @ Pb ( $\rho_b$ ) y viscosidad @ Pb ( $\mu_b$ ), para los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> agregado de 0, 9.3 y 18.7 % mol, se procedió a hacer

el ajuste de la EDE. Para obtener el ajuste se utilizaron la Pc y Tc de las fracciones C<sub>7</sub> a C<sub>12+</sub>, los coeficientes de interacción binaria del CO<sub>2</sub> y de las fracciones C<sub>7</sub> a C<sub>10</sub> y el factor acéntrico del CO<sub>2</sub>. Una vez que se realizó el ajuste, se procedió a simular los experimentos de separación diferencial, y de separación en etapas para evaluar el efecto del CO<sub>2</sub> sobre las propiedades del aceite del campo Artesa, las composiciones originales para los porcentajes molares inyectados de 0 %, 9.3 % y 18.7 %, las propiedades de Pb,  $\rho_b$ ,  $\mu_b$ , Bo, Rs, RGA y densidad del aceite residual de la prueba de separadores contra el porcentaje molar de CO<sub>2</sub> inyectado con respecto a los moles iniciales de aceite, se presentan en la **Tabla 6**, y en las **Figuras 32 a 34**.

**Tabla 6.** Composición y propiedades PVT de la prueba de hinchamiento.

CRITERIOS LEON - ALAMILLA PARA LA CLASIFICACION DE YACIMIENTOS					Artesa 22
Propiedad	Aceite Negro	Aceite Ligero	Aceite Volátil	Gas y Condensado	Aceite Ligero
Factor de volumen del aceite (Bo, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	< 1.5	1.5 - 2.0	> 2.0		1.572
Relación gas aceite (RGA, m <sup>3</sup> /m <sup>3</sup> )	< 130	130 - 200	200 - 550	550 - 10000	170
Densidad del aceite (gr/cm <sup>3</sup> )	0.865	0.834- 0.865	< 0.834	0.731 - 0.815	0.9003
Densidad del aceite (°API)	< 32	32 - 38	> 38	42 - 62	25.7
Contenido de la fracción C <sub>7+</sub> (%)	> 35	25 - 35	12.7 - 26	1 - 12.7	30.2
Contenido de la fracción C <sub>3</sub> (%)	< 44	32 - 44	44 - 64	> 64	43.3
Contenido C <sub>2</sub> - C <sub>6</sub>	16 - 28	22 - 32	20 - 28	< 20	23.6



**Figura 32.** Presión de saturación, densidad del aceite y viscosidad del aceite contra los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> inyectado, pozo Artesa 22.

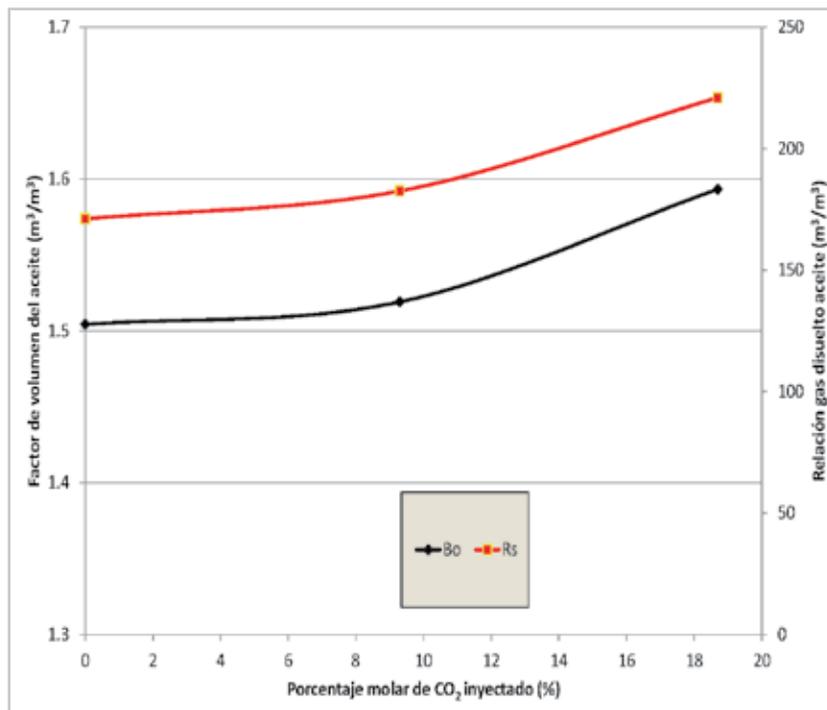


Figura 33. Factor de volumen del aceite y relación gas disuelto aceite contra los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> inyectado, pozo Artesa 22.

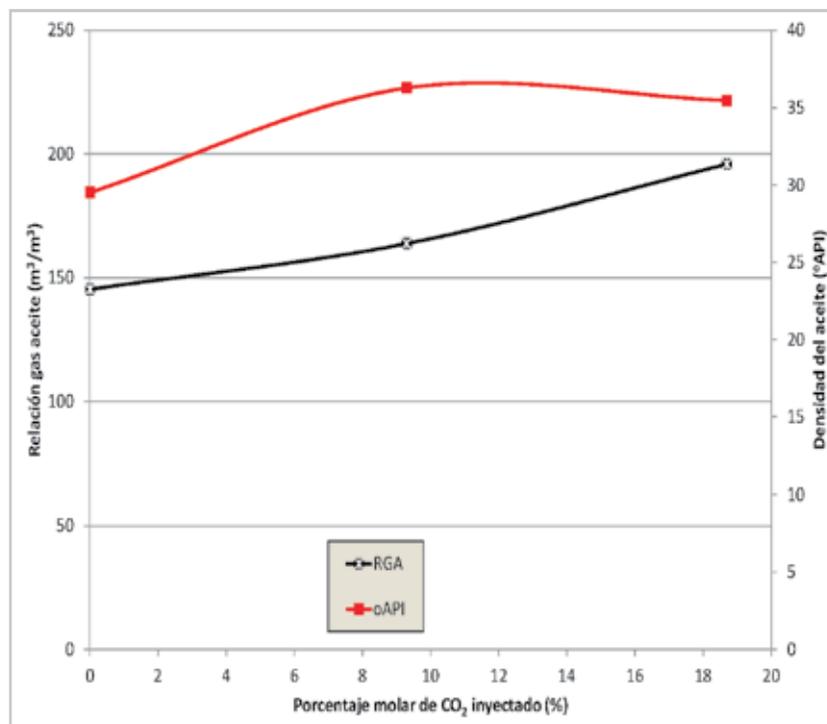


Figura 34. Relación gas aceite y densidad del aceite contra los porcentajes molares de CO<sub>2</sub> inyectado, pozo Artesa 22.

## Proyecto de inyección de CO<sub>2</sub>

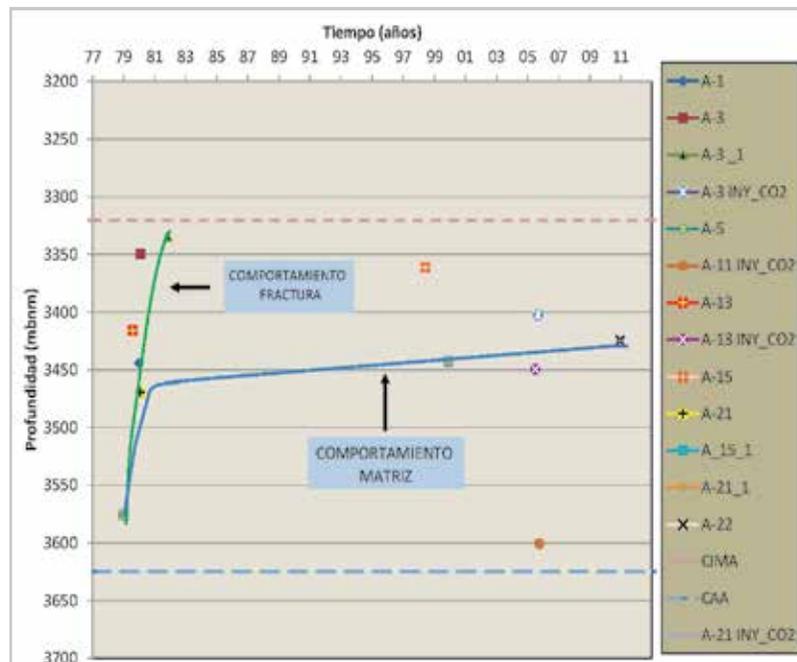
Para poder explotar el campo de gas y condensado Carmito, el cual producía 120 MMp<sup>3</sup>/d de gas con un 72 % de CO<sub>2</sub>, se instaló una planta de membranas para separar el CO<sub>2</sub> y poder comercializar el gas hidrocarburo separado, el campo más cercano al campo Carmito era el Campo Artesa, por lo cual se consideró necesario que para evitar el envío del total de CO<sub>2</sub> separado a la atmosfera, se inyectarán entre 30 y 40 MMp<sup>3</sup>/d de CO<sub>2</sub> en el campo Artesa considerando inicialmente utilizar este campo para almacenar el CO<sub>2</sub> y poder utilizarlo posteriormente para inyectar en el campo Sitio Grande, el cual presenta mejores características petrofísicas que Artesa.

De estudios realizados posteriormente con simulación numérica, se evaluó el beneficio de utilizar la inyección de CO<sub>2</sub> al campo Artesa como un proceso de recuperación mejorada, inyectando el CO<sub>2</sub> a una presión mayor que la presión mínima de miscibilidad.

El proyecto incluyó la inyección de 30 MMp<sup>3</sup>/d de CO<sub>2</sub> a través de dos pozos inyectoros A-13 y A-15, cuatro pozos productores, los cuales se propusieron para reparación A-1 y A-3, A-21, A-22. También se efectuó el acondicionamiento de líneas superficiales y sistema de compresión.

El proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> para el campo Artesa incluyó las actividades siguientes:

**Estudio de balance de materia.-** Se consideró necesario realizar un estudio de balance de materia para evaluar la actividad del acuífero asociado, de acuerdo al análisis del comportamiento de los pozos, se observó inicialmente una entrada intensa de agua por las zonas más fracturadas con poca respuesta de la matriz y posteriormente una entrada de agua más lenta en los intervalos productores menos fracturados y con mejor respuesta de la matriz con mejores condiciones de flujo, este comportamiento se muestra en la **Figura 35**.



**Figura 35.** Comportamiento del avance del agua en los pozos del campo Artesa.

Del estudio de balance de materia se obtuvo un volumen original de aceite de 180 MMbbls @ c.e., el ajuste se obtuvo con el acuífero de Fetkovich en estado semiestacionario, con un volumen de acuífero de 21,152 MMbbls @ c.y.,

ángulo de entrada de 170° y con una permeabilidad del acuífero de 10 md, en la **Figura 36**, se muestran los mecanismos de empuje en el yacimiento.

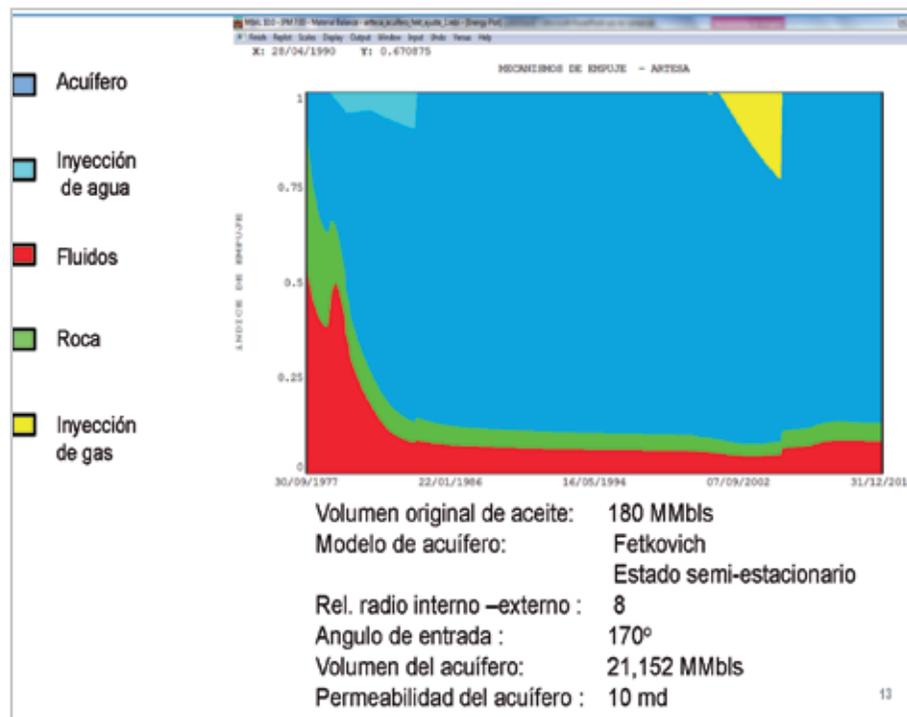


Figura 36. Mecanismos de empuje obtenidos por balance de materia en el campo Artesa.

**Estudio de simulación de yacimientos.-** Con la inyección de CO<sub>2</sub>, se esperaba tener los siguientes efectos con la inyección de CO<sub>2</sub>, los cuales fuera posible evaluar mediante los estudios de simulación de yacimientos:

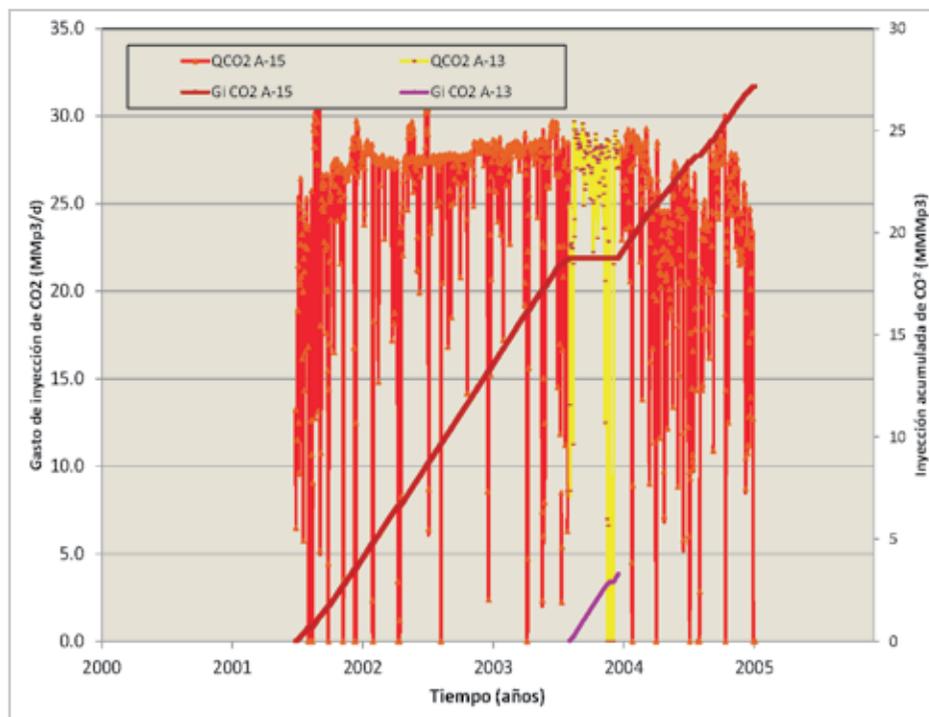
- a).- Hinchamiento del aceite,
- b).- Reducción de viscosidad del aceite,
- c).- Disminución de la tensión interfacial entre el aceite y el bióxido de carbono, en las regiones próximas a la miscibilidad,
- d).- Generación de miscibilidad cuando la presión es suficientemente alta,
- e).- Buena eficiencia de desplazamiento del aceite, (superior al agua),
- f).- Control de la entrada de agua al yacimiento.

Se realizaron dos modelos de simulación composicional para yacimientos naturalmente fracturados: 1).- El primer modelo incluyó una malla quedó conformada por 25 celdas en la dirección "X" y 18 celdas en la dirección "Y" y ocho capas en la dirección "Z". La longitud de las celdas fue de aproximadamente 200 metros por lado. La malla fue orientada de acuerdo a los resultados obtenidos de una prueba de inyección con CO<sub>2</sub> en el pozo Artesa 13. El contacto agua-aceite del campo se localizó a 3650 mvbNM. Con este modelo se obtuvo un buen ajuste pero no se pudo tener buenos resultados en las predicciones debido a que la dirección preferencial de la inyección de CO<sub>2</sub> observada en el campo, no era la que se tenía en el modelo de simulación, por lo cual se decidió actualizar el modelo de simulación y cambiar la orientación de la malla. El nuevo modelo ya contaba con una comunicación que se aproximaba al movimiento del CO<sub>2</sub> entre los pozos Artesa 22 y Artesa 15. El nuevo modelo tenía un dimensionamiento de 35 x 30 x 8 celdas. Este modelo también fue composicional de doble porosidad, pero aunque tuvo un buen ajuste, no se logró predecir de una manera confiable el comportamiento de producción del yacimiento, era muy optimista.

**Presión de inyección.**- Se realizó la prueba de inyección de CO<sub>2</sub> en el pozo Artesa 13 en el intervalo 3460-3485 m, utilizando CO<sub>2</sub> líquido a cuatro gastos diferentes, al mismo tiempo se hizo una prueba de interferencia usando como testigos los pozos Artesa 15, 21 y 22. Se determinó que la presión de inyección debía ser de 112 kg/cm<sup>2</sup> (1,600 lb/pg<sup>2</sup>). Inició la inyección de CO<sub>2</sub> en el pozo Artesa 13, con una presión de inyección 104 kg/cm<sup>2</sup> (1,480 lb/pg<sup>2</sup>), con un gasto de inyección estimado en 15 MMp<sup>3</sup>/d, sin embargo, no se pudo inyectar el gasto programado debido a la baja admisión. De la misma manera en el pozo Artesa 15 no se pudo inyectar el gasto programado de 30 MMp<sup>3</sup>/d sólo se inyectaron 14 MMp<sup>3</sup>/d de CO<sub>2</sub>, debido a lo limitado de la presión de descarga del equipo de compresión de 115 kg/cm<sup>2</sup>. De acuerdo a lo anterior, se realizaron estudios para incrementar la presión de inyección a 210 kg/cm<sup>2</sup> (3,000 lb/pg<sup>2</sup>). Finalmente se reanudó la inyección de CO<sub>2</sub> sólo en el pozo A-15, con un gasto de inyección de 30 MMp<sup>3</sup>/d a una presión de descarga de 132 kg/cm<sup>2</sup> (1,872 lb/pg<sup>2</sup>).

**Monitoreo de la inyección de CO<sub>2</sub>.**- El primer período de inyección fue de noviembre de 2000 a enero 2001; en este período se tuvieron bajos gastos de inyección de CO<sub>2</sub> debido a la baja presión de inyección como se comentó anteriormente. Una vez que se resolvieron los problemas de inyección se reinició la inyección en julio de 2001, y finalmente se suspendió en enero de 2005. Durante la inyección se tuvieron tiempos de surgencia del CO<sub>2</sub> de tres a seis meses.

Los pozos inyectoros fueron el A-13 y el A-15, sin embargo, la inyección de CO<sub>2</sub> fue principalmente en el A-15, **Figura 37**, con un gasto promedio del orden de 28 MMp<sup>3</sup>/d, en el pozo Artesa 15 se tuvo una inyección acumulada de CO<sub>2</sub> de 27.2 MMMp<sup>3</sup> @ c.e. y en el Artesa 13 de 3.3 MMMp<sup>3</sup>@ c.e. La concentración promedio del CO<sub>2</sub> del campo Carmito inyectado era de 75 % aproximadamente, como se muestra en la **Figura 38**, sin embargo, el gas proveniente de la planta de membranas que se inyectó tenía un porcentaje molar de CO<sub>2</sub> por encima del 90 %.



**Figura 37.** Gasto de inyección de CO<sub>2</sub>, pozos A-13, A-15.

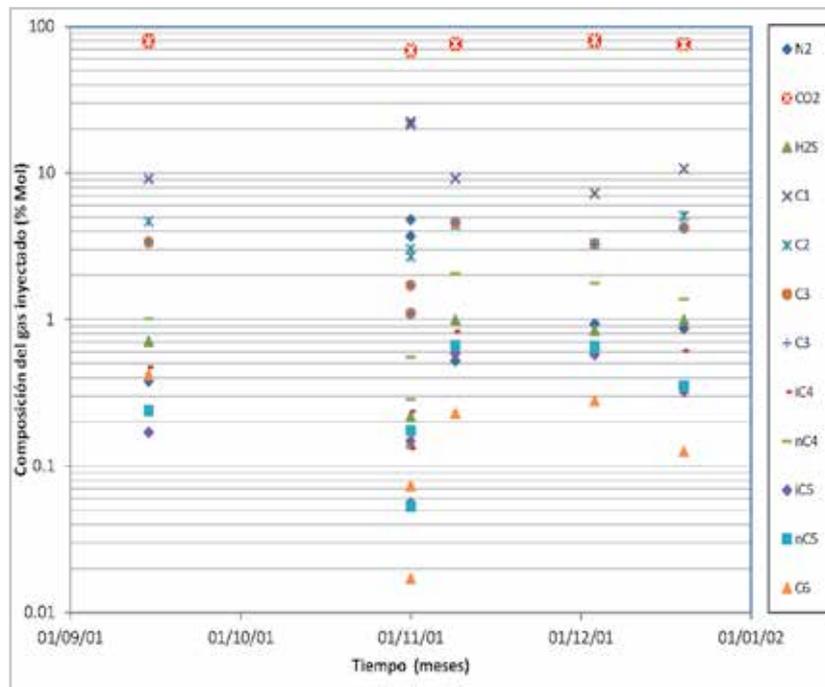


Figura 38. Composición del gas inyectado al campo Artesa.

El efecto de la presión de los pozos por efecto de la inyección de CO<sub>2</sub> se muestra en la **Figura 39**, se puede observar que el pozo que tiene mayor efecto es el A-3, seguido por los pozos A-1, A-22, A-13 y A-21.

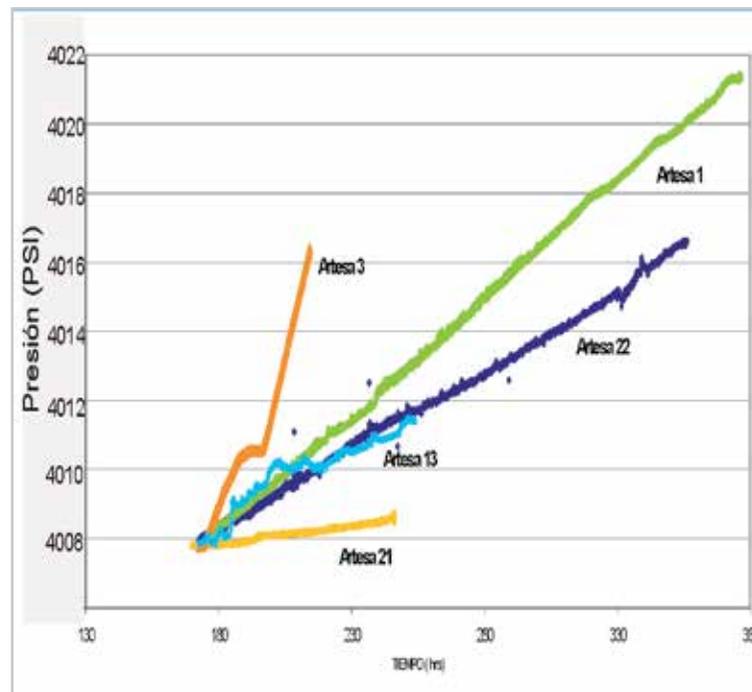
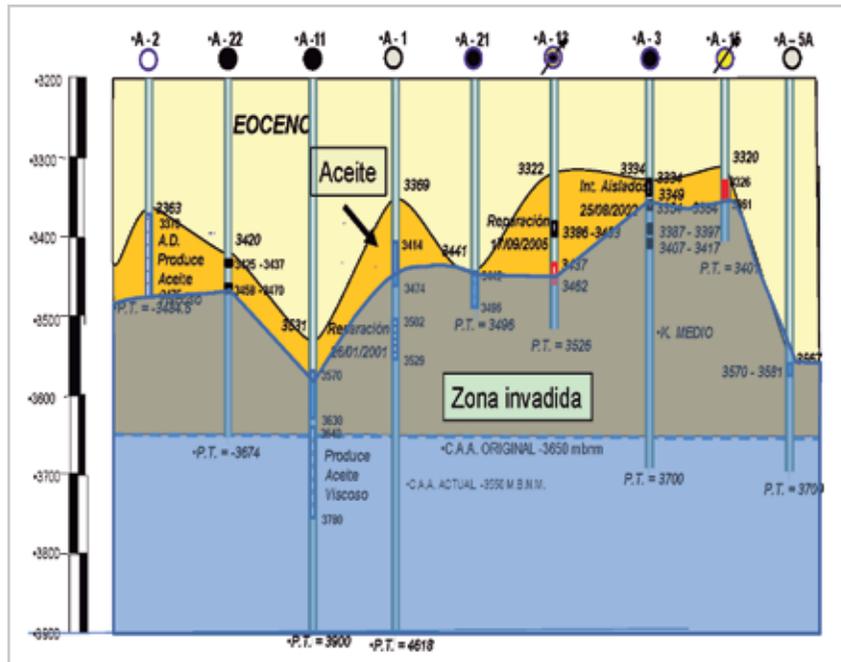


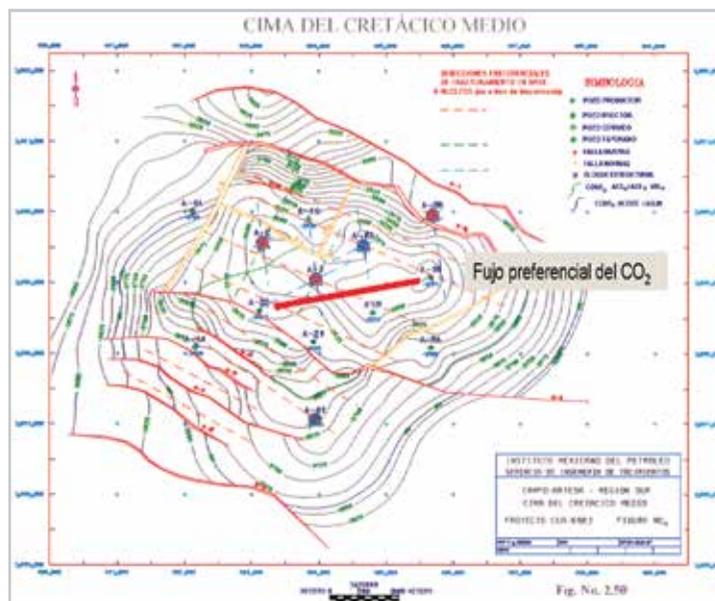
Figura 39. Presión de fondo de los pozos, normalizada.

Al inicio de la inyección de CO<sub>2</sub> el yacimiento se encontraba invadido en gran medida por el agua del acuífero, como se observa en la **Figura 40**, con un bajo porcentaje de roca con aceite limpio; esto y la tendencia preferencial de fracturamiento que se muestra en la **Figura 41**, esta tendencia propició que el CO<sub>2</sub> se moviera

preferencialmente del pozo inyector A-15 hacia el pozo A-22, debido a esto la producción atribuible a la inyección se reflejó principalmente en este pozo con una Np de 3,647 Mbls @ c.e., seguido por los pozos A-12 con 238, A-13 con 80, A-11 con 52, A-15 con 36 y A-21 con 36 MMbls @ c.e., esto se muestra en la **Figura 42**.



**Figura 40.** Sección estructural del campo Artesa indicando las zonas con aceite libre y las zonas invadidas con agua.



**Figura 41.** Modelo de fracturamiento del campo Artesa.

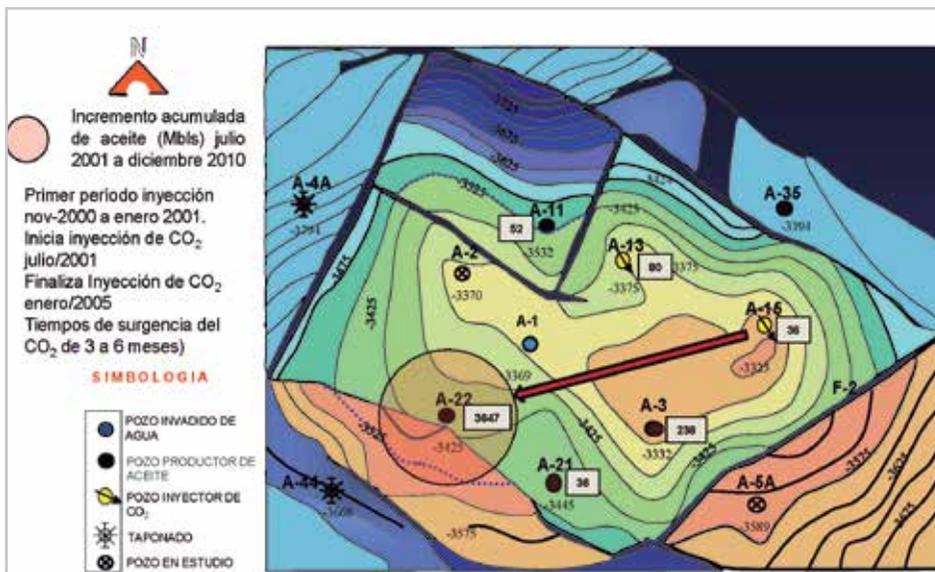


Figura 42. Producción acumulada de aceite por pozo atribuida a la inyección de CO<sub>2</sub>.

El comportamiento del gasto de aceite, gasto de gas, gasto de agua, RGA, Fw, N° de pozos productores, presión del yacimiento y gasto de inyección de CO<sub>2</sub>, se presenta en la Figura 43.

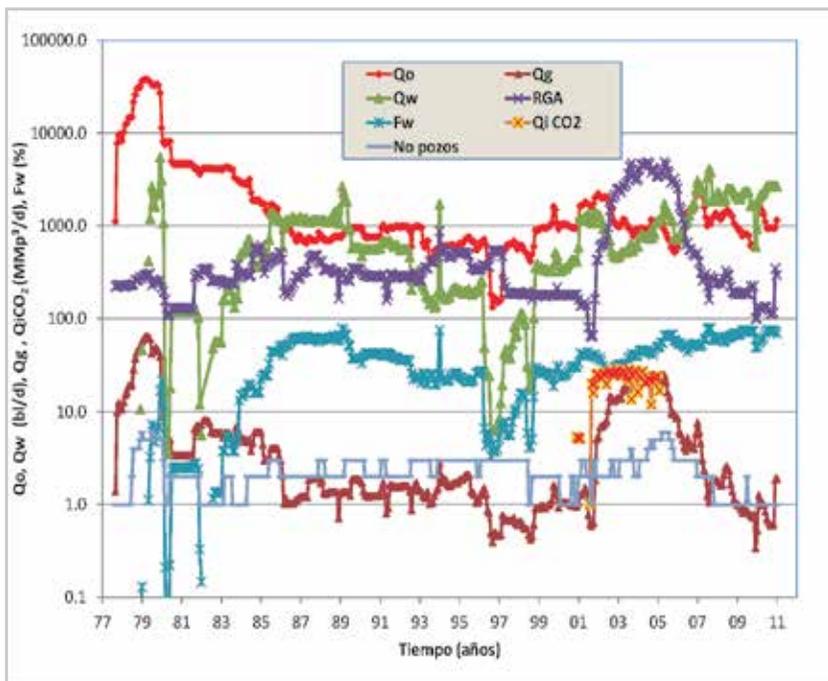


Figura 43. Producción acumulada de aceite por pozo atribuida a la inyección de CO<sub>2</sub>.

El porcentaje molar de CO<sub>2</sub> se incrementó súbitamente en los pozos A-3, A-13, A-15, alcanzando valores del orden del 90 % aproximadamente, en el pozo A-21 no se registró la presencia de CO<sub>2</sub> y en el A-22 se incrementó de una manera

más controlada alcanzando valores máximos del 80 %, los cuales se mantuvieron durante el período de inyección, como se observa en la Figura 44.

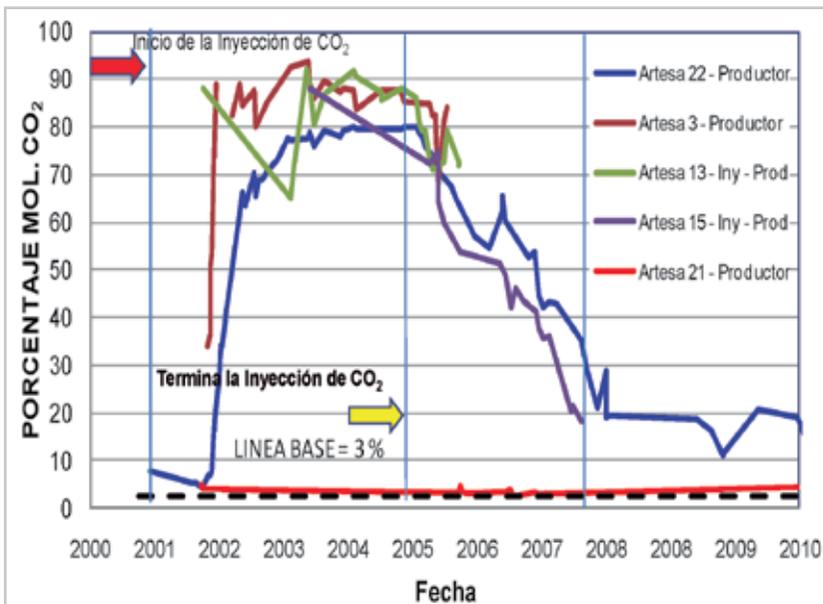


Figura 44. Comportamiento del porcentaje molar de CO<sub>2</sub> con el tiempo en los pozos productores de aceite del campo Artesa.

El comportamiento de la densidad del aceite contra el tiempo, **Figura 45**, refleja los efectos que tuvo el CO<sub>2</sub> inyectado en el yacimiento, por ejemplo el pozo A-3 presenta un incremento muy repentino de la densidad debido a la

surgencia del CO<sub>2</sub> y alcanza valores altos de densidad de cerca de 48 °API, posteriormente se reduce y permanece entre 38 y 40 °API, para finalmente cuando termina el efecto del CO<sub>2</sub> vuelve a tomar los valores iniciales de 27 °API.

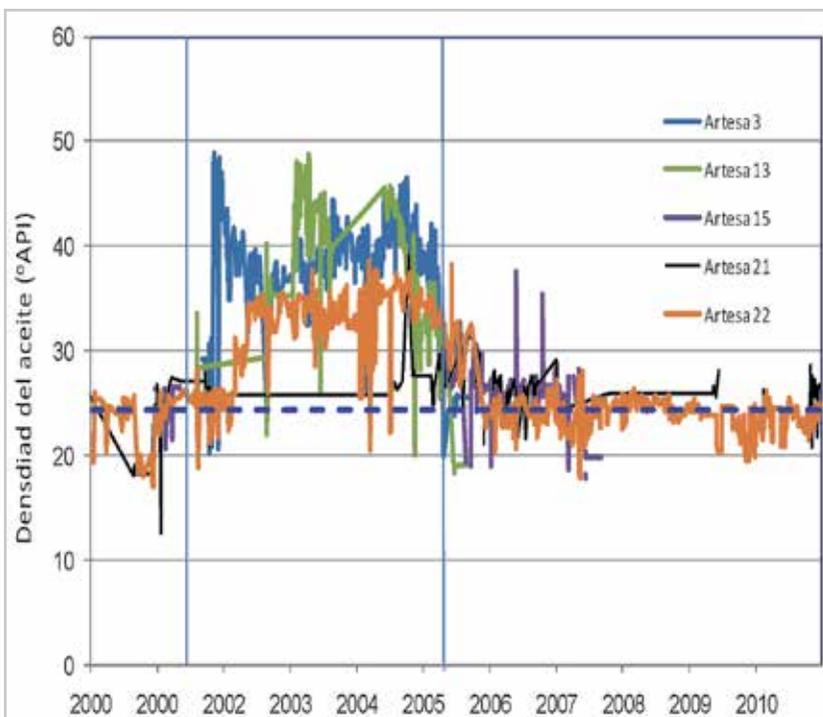
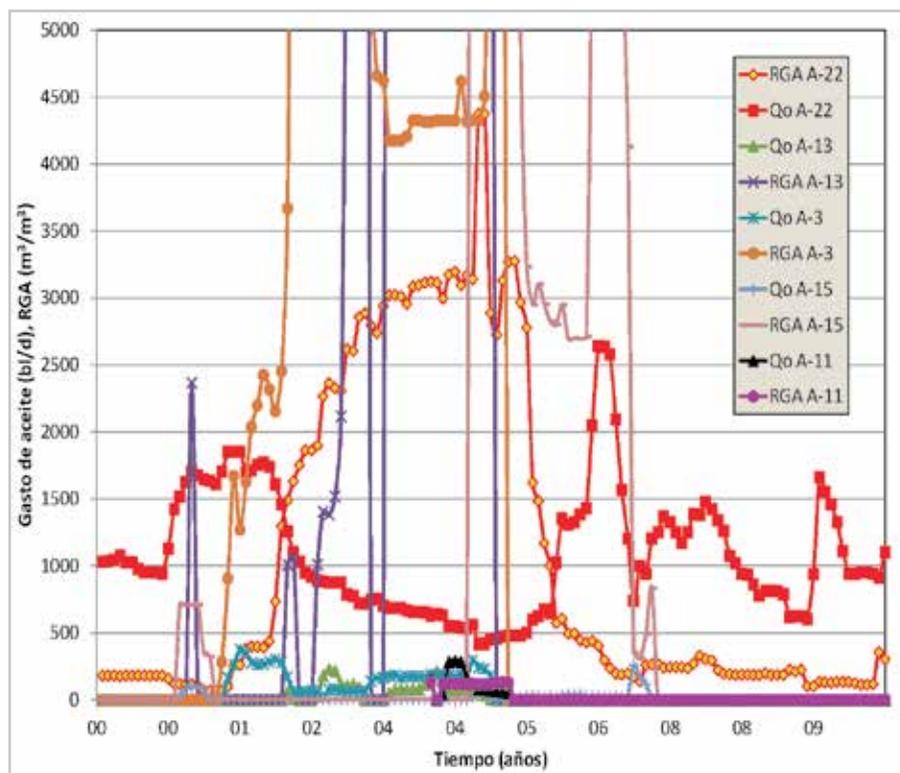


Figura 45. Cambio de la densidad del aceite con el tiempo debido a la inyección de CO<sub>2</sub>.

El pozo A-13 tuvo un incremento escalonado de la densidad del aceite; sube a valores de 29 °API en un tiempo corto y posteriormente se incrementa a valores aproximados de 48 °API, posteriormente se reduce a valores de 27 °API.

En cuanto al pozo A-22 se observa que después del inicio de la inyección de CO<sub>2</sub>, permanece en 27 °API, para subir gradualmente a valores de 34 °API, y permanecer relativamente constante hasta el final del período de inyección, donde regresa a 27 °API, el comportamiento de la densidad de este pozo refleja un desplazamiento miscible, ya

que después del inicio de la inyección se tiene un densidad de 27 °API, posteriormente se mantiene la densidad de 34 °API, lo cual refleja el desplazamiento miscible, ya que este valor de densidad es muy parecido a la que se obtuvo cuando se agregaron 9.3 y 18.7 % mol de CO<sub>2</sub> que fue de 35 °API, cuando cesa la inyección de CO<sub>2</sub> se vuelve a la densidad de 27 °API, dada la alta RGA observada en este pozo, se puede concluir que existió desplazamiento miscible en las zonas con mejores propiedades en matriz y fractura, y una fuerte canalización por las zonas más fracturadas, en la **Figura 46**.



**Figura 46.** Comportamiento de la producción de aceite y relación gas aceite con el tiempo, pozos A-3m A-13, A-15 y A-21.

Este hecho lo refuerzan los cálculos en los cuales se determinó que el volumen de CO<sub>2</sub> inyectado acumulado a enero de 2005 fue de 30.9 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., y el volumen de CO<sub>2</sub> almacenado a la misma fecha fue de 12.5 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., y de acuerdo al coeficiente de partición matriz fractura,

se estableció que quedaron almacenados en fractura 3.8 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., y en matriz 8.7 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., es decir, 69.6 % en matriz y 30.4 % en fractura, lo cual se muestra en la **Figura 47**.

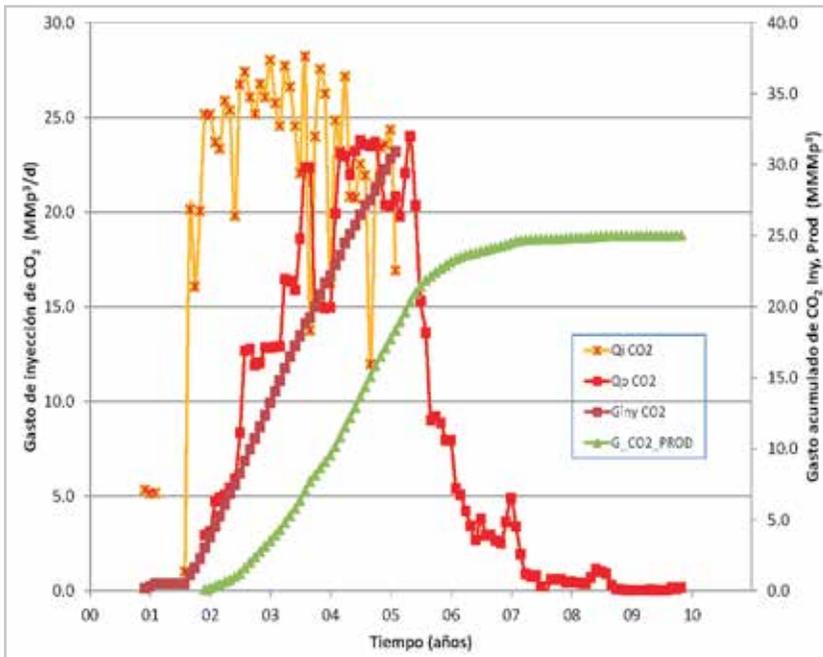


Figura 47. Volumen de CO<sub>2</sub> acumulado inyectado y producido.

Uno de los efectos benéficos de la inyección de CO<sub>2</sub> fue que se detuvo la entrada de agua, en la Figura 48 se presenta el comportamiento de la producción acumulada de aceite (Np) contra el flujo fraccional de agua (fw), en esta Figura 48 se observa que durante el período de inyección el flujo fraccional de agua se mantuvo constante, y al finalizar la inyección se vuelve a incrementar, de acuerdo

al comportamiento de la Fw contra Np, por agotamiento natural se esperaba una Np de 34.2 MMbbls @ c.e. y con la inyección de CO<sub>2</sub> se incrementó a 37.9 MMbbls @ c.e., es decir una producción de aceite atribuible a la inyección de 3.7 MMbbls @ c.e., este valor es muy parecido al calculado por declinación.

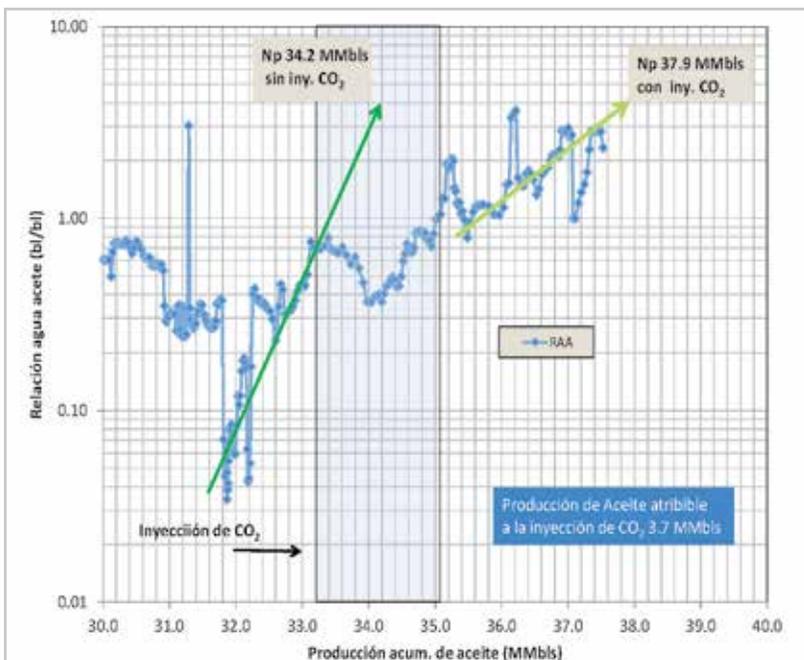


Figura 48. Efecto de la inyección de CO<sub>2</sub> en el flujo fraccional de agua.

El volumen de CO<sub>2</sub> inyectado a condiciones de yacimiento fue de 18.2 MMbbls @ c.y., lo cual representa un 6.6 % del volumen poroso de hidrocarburos.

La eficiencia del CO<sub>2</sub> se considera buena, se inyectó al yacimiento un volumen de CO<sub>2</sub> de 30.915 MMMp<sup>3</sup> @ c.e. y de aquí el volumen de aceite atribuible al proceso fue de 3.7 MMbbls @ c.e., lo cual equivale a una eficiencia el proceso de 8.36 Mp<sup>3</sup>/bl. El factor de recuperación de aceite con respecto al volumen original (balance de materia fue de 2.06 % y el factor de recuperación de aceite con respecto al volumen remanente de aceite al inicio de la inyección de CO<sub>2</sub> fue de 2.5 %.

## Conclusiones y recomendaciones

1. El yacimiento naturalmente fracturado Artesa se revitalizó con la inyección de CO<sub>2</sub>, ya que se observó una disminución de la entrada de agua al yacimiento, lo que permitió extender su vida productiva e incrementar la recuperación de aceite.
2. La eficiencia de desplazamiento fue de 8.3 Mp<sup>3</sup>/bl, obteniendo una recuperación de aceite de 3.7 MMbbls, lo cual representa una recuperación atribuible de 2.0 % con respecto al volumen original de aceite y de 2.5 % con respecto al volumen remanente de aceite.
3. De acuerdo a los estudios realizados, del volumen total de CO<sub>2</sub> inyectado 30.915 MMMp<sup>3</sup> @ c.e., cerca de 8.6 MMMp<sup>3</sup> @ c.e. se almacenaron principalmente en la matriz y se fueron produciendo lentamente después de la suspensión de la inyección.
4. Se cumplió con uno de los objetivos del proyecto que fue el almacenamiento del CO<sub>2</sub>, debido a que el gas producido posteriormente en el Campo Artesa fue utilizado para su inyección en el campo Sitio Grande obteniendo una producción atribuible de aceite de 1.7 MMbbls de aceite, de acuerdo a datos oficiales.
5. Se observó que el desplazamiento miscible del CO<sub>2</sub> ocasionó que este gas penetrará a la matriz y que el aceite producido incrementará su calidad al incrementarse su densidad °API de un valor inicial de 27 hasta valores en el rango de 34 hasta 40 °API.
6. Se recomienda valorar las reservas de CO<sub>2</sub> del área Mecate - Carmito para utilizarla en futuros proyectos de inyección de CO<sub>2</sub>, en vista de los atractivos resultados que se observaron en este proyecto.

## Referencias

1. Aguilera, R. 1995. *Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books.
2. Bangia, V.K., Yau, F.F. y Hendricks, G.R. 1993. Reservoir Performance of a Gravity-Stable, Vertical CO<sub>2</sub> Miscible Flood: Wolfcamp Reef Reservoir, Wellman Unit. *SPE Res Eng* 8 (4): 261-269. SPE-22898-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/22898-PA>.
3. García R., S. 2004. Inyección de CO<sub>2</sub> al Campo Artesa. Reporte Interno, Coordinación de Diseño de Explotación Activo Integral Muspac, Subdirección Región Sur, Reforma, Chis. (junio de 2004).
4. Jiménez A., M.A. 2004. Lecciones Aprendidas en el Campo Artesa (Inyección de CO<sub>2</sub>). Reporte Interno, Coordinación de Diseño de Explotación Activo Integral Muspac, Subdirección Región Sur, Reforma, Chis. (junio de 2004).
5. León G., A., Alamilla C., N. y García H., F. 2012. Clasificación de los Yacimientos en México: Un Nuevo Enfoque. Congreso Mexicano del Petróleo, Ciudad de México, septiembre 9-14.
6. León G., A., García H., F., Pérez H., R. et al. 2011. Modificación de las Técnicas de Balance Molar para su Aplicación a los Experimentos de Separación Diferencial. Congreso Mexicano del Petróleo, Puebla, Pue., junio 8-11.
7. Méndez L., T. y Monter O., J. 1999. Variación de las Propiedades de los Fluidos del Yacimiento con la Adición de CO<sub>2</sub>. Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, Subdirección de Exploración y Producción, IMP, México, D.F. (febrero 1999).
8. Monter O., J., Saucedo G., M.J. y Méndez L., T. 1998. Artesa 22: Análisis PVT y Separación en Etapas. Gerencia de Ingeniería de Yacimientos, Subdirección de Exploración y Producción, IMP, México, D.F. (noviembre 1998).
9. Nelson, R.A. 2001. *Geologic Analysis of Naturally Fractured Reservoirs*, second edition. Boston, Massachusetts: Gulf Professional Publishing/Butterworth-Heinemann.
10. Rojas N., G. 2005. *Análisis PVT Composicional*. Villahermosa, Tab.: Instituto Tecnológico Superior de Comalcalco.

## Semblanza del autor

### Alfredo León García

Ingeniero petrolero con estudios de Maestría en Física de Yacimientos en la DEPI de la UNAM. Su carrera profesional inició en el Departamento de investigación experimental de la División de yacimientos en el Instituto Mexicano del Petróleo. Posteriormente ingresó a laborar en Petróleos Mexicanos, donde se desempeñó en diversas disciplinas dentro del área de yacimientos, reservas, recuperación secundaria, laboratorio de yacimientos, balance de materia y simulación de yacimientos. Se desempeñó como Coordinador y Subgerente de recuperación secundaria y mejorada en la STDP y en la SCTET.

Laboró como especialista en recuperación secundaria y mejorada en la Gerencia de Proyectos de Explotación Sur de la Subdirección Técnica de Explotación. Recibió las medallas Juan Hefferan y Lázaro Cárdenas otorgadas por la AIPM. Es miembro de la Asociación de Ingenieros Petroleros de México, del Colegio de Ingenieros Petroleros de México y de la Society of Petroleum Engineers.