

Evaluación de las propiedades petrofísicas debido a la interacción entre el CO₂ - fluidos y la roca del yacimiento

Evaluating the petrophysical properties due to the interaction between CO₂ - fluids and reservoir rock

Jairo Antonio Sepúlveda Gaona¹ y Juan Diego Losada²

Resumen

En este artículo se desarrolla una metodología que permita evaluar y conocer las alteraciones sufridas por los fluidos y la roca del yacimiento al estar en contacto con un sistema que involucre el CO₂, mediante el uso de procedimientos experimentales y correlaciones, que brindarán la posibilidad de tener una idea de lo que pueda suceder en el yacimiento. El CO₂ al disolverse en la salmuera, genera ácido carbónico, por lo tanto, cuando un mineral entra en contacto con salmuera saturada de CO₂ que no estaba en equilibrio con anterioridad, el mineral empieza a disolverse con el fin de alcanzar el equilibrio con la salmuera. La disolución del mineral cambia la composición de la salmuera y puede conducir la precipitación de minerales secundarios. La interacción roca - fluido depende del tipo de roca de formación (carbonato o arenisca). Las interacciones generadas entre el CO₂ - aceite, pueden producir beneficios al igual que daño a la formación. Si la relación resina -asfáltenos es baja, el aceite crudo al entrar en contacto con el CO₂ causará la precipitación de asfáltenos, proporcionando un daño en la formación, que sumado a la alteración mineral producto de la interacción con el ácido carbónico, afectarán la permeabilidad y mojabilidad de la roca reservorio. Sin embargo, al incrementar la solubilidad del CO₂ en el aceite, resulta en una reducción de la viscosidad del aceite, un incremento en el hinchamiento del crudo y una disminución de las tensiones superficiales, dando como resultado una mejora en la movilidad del aceite y una disminución del Sor.

Palabras clave: Dióxido de carbono; propiedades petrofísicas; mojabilidad; alteración mineral; tensión interfacia; solubilidad.

Abstract

This paper developed a methodology to allowed evaluating and understanding the alterations of fluids and reservoir rock due to contact with a system involving CO₂, by using experimental procedures and correlations, that offered the ability to have an idea of what might happen in the reservoir. Dissolved CO₂ in the brine, generates carbonic acid, therefore, when a mineral comes in contact with a brine saturated in CO₂ that wasn't in equilibrium previously, the mineral starts to dissolve in order to achieve equilibrium with the brine. The dissolution of mineral changes the composition of the brine and can lead precipitation of secondary minerals. Interaction rock - fluid depends on the type of formation rock (carbonate or sandstone). Interactions that are generates between CO₂ - oil, may produce benefits as formation damage. If the ratio resin-asphaltene is low, crude oil in contact with the CO₂ will cause the precipitation of asphaltene, providing a formation damage, which added to the mineral alteration product of interaction with carbonic acid, will affect the permeability and wettability of reservoir rock. However, when increasing the solubility of CO₂ in oil, this results in a decrease of the oil viscosity increasing oil swelling and reducing superficial tension, improving oil mobility and decreasing Sor.

Keywords: Carbon dioxide, petrophysical properties, wettability, mineral alteration, interfacial tension, solubility.

1 - Ingeniero de Petróleos. Docente Universidad Surcolombiana, grupo COFA. Av. Pastrana Borrero Carrera 1a Neiva. jsepulve@usco.edu.co
2 - Ingeniero de Petróleos. Universidad Surcolombiana. grupo COFA. Av. Pastrana Borrero Carrera 1a Neiva. juandiego0592@hotmail.com

1. Introducción

Las propiedades petrofísicas de los yacimientos pueden verse afectadas por las interacciones de los fluidos y la roca reservorio con el CO_2 , ocasionando diferentes alteraciones, que se ven reflejadas en la producción de un campo petrolífero. Estas interacciones dependerán del tipo de fluido (composición del aceite y química de la salmuera), de la composición mineralógica de la roca, propiedades termodinámicas como la presión y la temperatura, así como también de la concentración de los fluidos que intervengan (Abdelgawad et al, 2013).

Las reacciones entre el aceite, salmuera, roca de formación y CO_2 pueden llevar a un cambio en la permeabilidad de la formación, distribución del tamaño de poro y en la porosidad efectiva. Los cambios en la porosidad y permeabilidad del yacimiento, son el resultado de la disolución de los minerales de la roca y su posterior depositación, junto a la precipitación de asfáltenos (Zekri et al, 2007).

Cuando un mineral entra en contacto con salmuera saturada de CO_2 que no estaba en equilibrio con anterioridad, el mineral empieza a disolverse con el fin de alcanzar el equilibrio con la salmuera. La disolución del mineral cambia la composición de la salmuera y puede conducir la precipitación de minerales secundarios (Joseph Moore et al, 2011), (Mohamed et al, 2012).

El conocimiento de las interacciones físicas y químicas entre el CO_2 y el aceite del yacimiento, además de su efecto sobre la recuperación de petróleo, son importantes para establecer el mejor beneficio para la producción. Las propiedades físicas del CO_2 -petróleo pueden determinarse mediante métodos experimentales o por correlaciones. Uno de los principales parámetros que influyen en la interacción entre el CO_2 y el aceite es la solubilidad del gas, la cual influye en la reducción de la viscosidad y el hinchamiento del crudo, dando como resultado una mejora en la movilidad de crudo y una disminución del Sor (Emera, 2006).

La mojabilidad de la roca se ve afectada por la alteración mineral y la precipitación de asfáltenos, productos de la interacción con el CO_2 , ocasionando cambios en la humectabilidad de la roca, que afectan la tensión interfacial, y la presión capilar (Saif al sayari, 2009). Debido a esto es de gran importancia conocer cómo afectará el CO_2 las propiedades físicas del aceite, la alteración mineral, y las propiedades

petrofísicas del yacimiento, que se ven reflejadas en el factor de recobro.

2. Metodología

La primera etapa del estudio inicia con la recolección y análisis de la información acerca de las diferentes interacciones involucradas alrededor del CO_2 en el yacimiento. La disolución del CO_2 en la salmuera del yacimiento, produce ácido carbónico, generando alteración mineral, ya sea por la disolución y/o precipitación de minerales, afectando las distintas propiedades petrofísicas de la roca. Se identifican las principales reacciones ocurridas entre la salmuera saturada de CO_2 y la roca (carbonatos o areniscas). La disolución del CO_2 en el aceite crudo de igual manera tendrá un impacto significativo en las propiedades petrofísicas, si la relación resina-asfáltenos es baja, se desestabilizarán las moléculas de asfáltenos presentes en el crudo, llevando a una posible precipitación de estas moléculas, afectando propiedades como la tensión interfacial, mojabilidad y permeabilidad (Srivastava et al, 1997), (Delgado, 2005), (Dong zhao-xia, 2014).

La segunda etapa, consiste en la identificación de métodos experimentales y correlaciones, para realizar una evaluación de las interacciones entre el CO_2 y los fluidos y la roca del yacimiento, en algunas propiedades petrofísicas más complejas, como es el caso de la mojabilidad y la tensión interfacial y las propiedades físicas de la mezcla CO_2 - aceite crudo.

Finalmente se propone una metodología para evaluar el comportamiento de las propiedades petrofísicas debido a la interacción entre el CO_2 - fluidos y la roca del yacimiento, a través de métodos experimentales y correlaciones, para un sistema que involucre el CO_2 .

3. Resultados

3.1 Propiedades físicas del CO_2 -aceite

El modelo de Emera y Sarma (2006), es el modelo que mayor precisión brinda, en el cálculo de las variables de las propiedades físicas CO_2 - aceite, con un mayor rango de datos para aplicar el modelo, y con sus respectivos cálculos para aceites vivos y muertos.

3.1.1. Presión mínima de miscibilidad del CO_2 en el aceite (Emera y Sarma, 2006).

Como podemos observar en la Figura 1. la temperatura de reservorio es la variable de mayor impacto, la presión mínima de miscibilidad

incrementa con el aumento de la temperatura. Si la presión mínima de miscibilidad predicha es menor que la P_b (Presión de burbuja), la P_b es tomada como la presión mínima de miscibilidad, debido a que los experimentos del tubo delgado (Slim tube) no se pueden realizar a presiones menores a la P_b , ya que el CO_2 se mezclará con el gas libre que existe por debajo de esta presión.

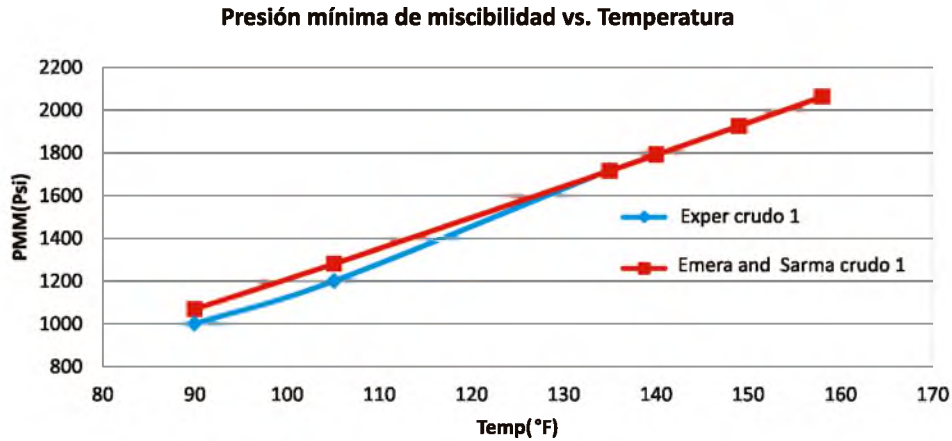


Figura 1. Presión mínima de miscibilidad en función de la temperatura (Datos del crudo= $MW_{CS}=187,77$; % Volátiles= 10,5; % Intermedios=14,28) (Emera y Sarma, 2006)

3.1.2. Solubilidad del CO_2 en aceite muerto

Como se observa en la Figura 2, el modelo de solubilidad de CO_2 para el aceite muerto depende, principalmente, de la presión de saturación y la temperatura. La solubilidad se incrementa con el incremento en la presión de saturación y disminuye con el incremento de la temperatura. La solubilidad igualmente depende en un menor grado de la gravedad específica y del peso molecular del aceite. Para este modelo, la solubilidad del CO_2 a la P_b (equivalente a 1 atm para el caso del aceite muerto) es tomada como si fuera cero.

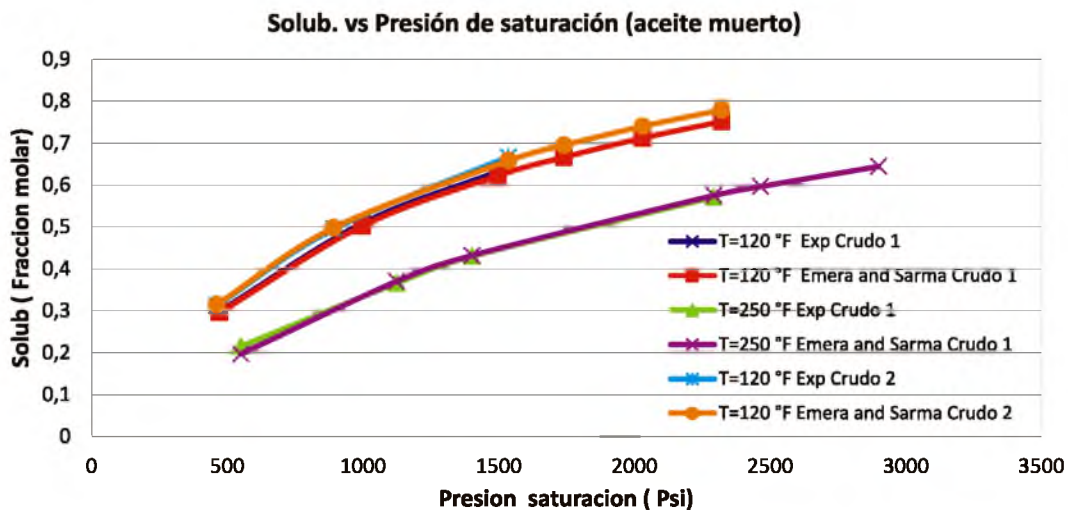


Figura 2. Solubilidad del CO_2 en el aceite en función de la presión de saturación (Aceite Muerto) (Datos del Crudo 1: $\gamma=0,9446$; $MW=358$; Crudo 2: $\gamma=0,8586$; $MW=345$) (Emera y Sarma, 2006)

Como se muestra en la Figura 3, a condiciones de temperaturas menores a la crítica del CO_2 se puede presentar el CO_2 en fase líquida o gaseosa, de acuerdo a su valor de presión. A presiones por debajo de la presión de licuefacción, el CO_2 se encuentra en fase gaseosa, observándose un incremento de la solubilidad con el

aumento de la presión de manera significativa; al alcanzar la presión de licuefacción, la solubilidad del CO₂ en estado líquido es menos dependiente del efecto de la presión de saturación y el CO₂ se vuelve menos soluble en el aceite.

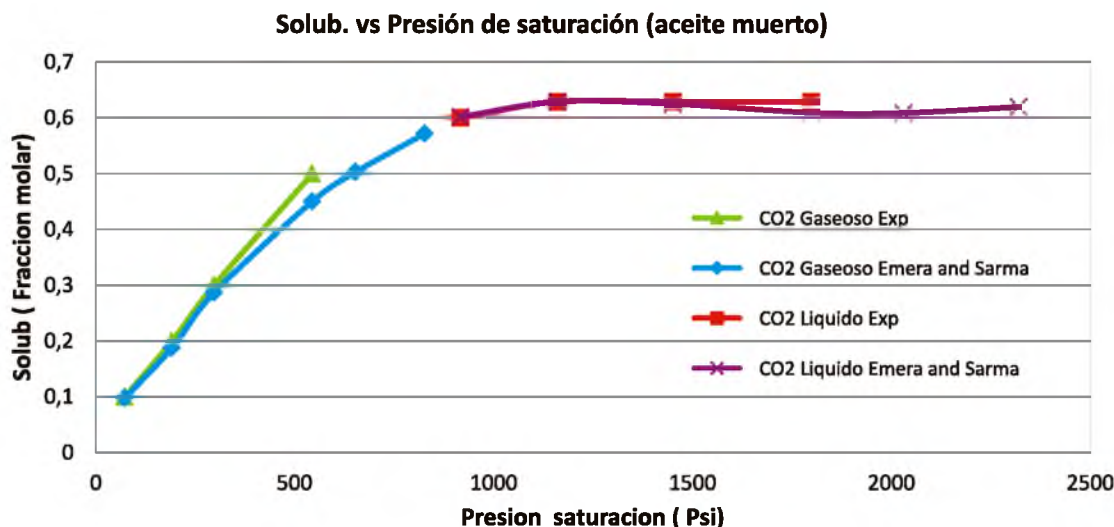


Figura. 3 Solubilidad del CO₂ gaseoso y líquido en aceite muerto en función de la presión de saturación. (Datos del crudo y CO₂= $\gamma=0,9497$; MW=386; T=70 °F; Presión de Licuefacción CO₂=854,706 psi) (Emera y Sarma, 2006)

3.1.3. Solubilidad del CO₂ para aceites vivos

Como se observa en la Figura 4, para este modelo, se considera que la solubilidad de CO₂ es igual a cero a la P_b. El modelo de solubilidad de CO₂ en aceite vivo depende principalmente de la diferencia entre la presión de saturación y la P_b, seguido de la temperatura, y en menor medida la gravedad específica y peso molecular del aceite.

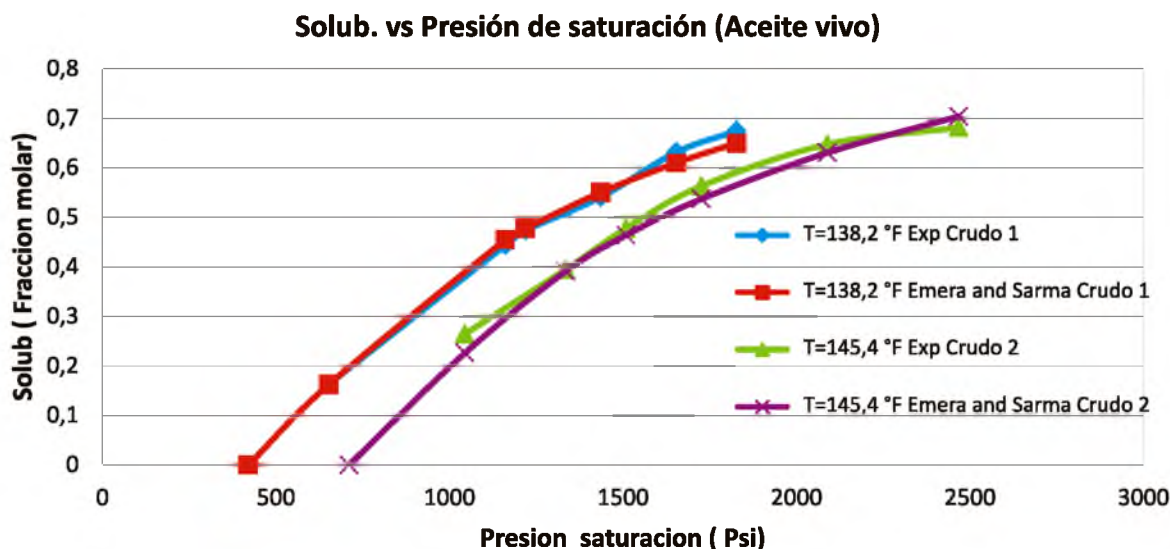


Figura 4. Solubilidad del CO₂ en aceite vivo en función de la presión de saturación (Crudo 1: $\gamma=0,8816$; MW=176,7; Pb=420,6 psi; Crudo 2: $\gamma=0,8708$; MW=154,2; Pb=710,68 psi) (Emera y Sarma, 2006)

3.1.4. Factor de hinchamiento del aceite

Como se puede observar en la Figura 5, el factor de hinchamiento del aceite es afectado principalmente por la solubilidad del CO₂, incrementando con el aumento de la solubilidad de CO₂. En crudos livianos se observa un mayor incremento del factor de hinchamiento con el aumento de la solubilidad.

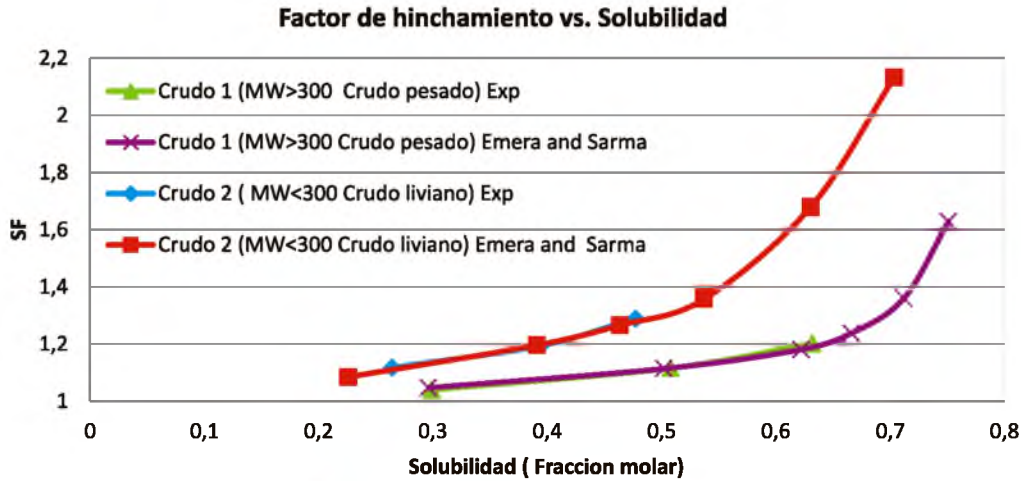


Figura 5. Factor de hinchamiento en función de la solubilidad (Crudo liviano: $\gamma=0,8708$; MW=154,2; Crudo pesado= $\gamma=0,9446$; MW= 358) (Emera y Sarma, 2006)

3.1.5. Densidad del aceite-CO₂ (para aceites vivos y muertos)

Como se puede observar en la Figura 6, la densidad de la mezcla aceite- CO₂ incrementa principalmente con el aumento de la densidad inicial del aceite y la presión de saturación. La temperatura tiene un impacto menor y la gravedad específica tiene un impacto muy bajo en la densidad de la mezcla.

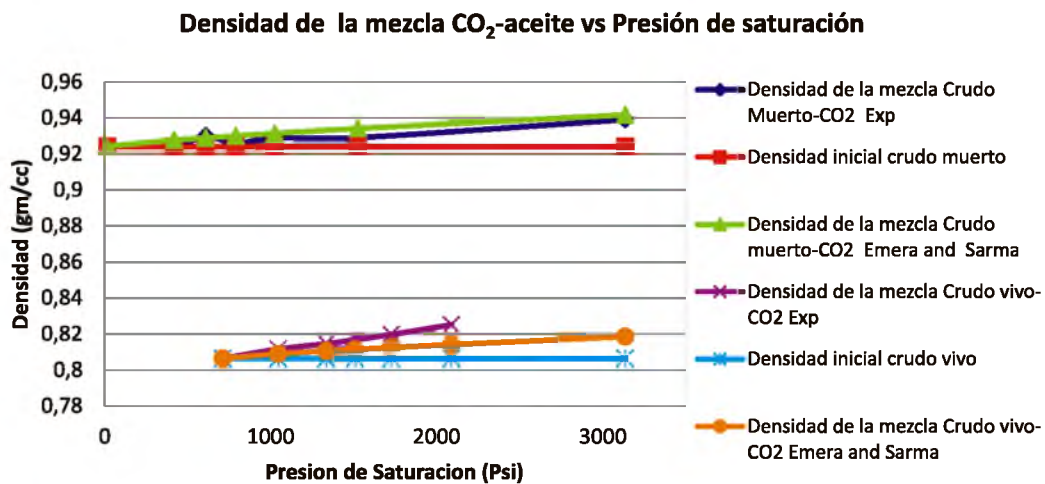


Figura 6. Densidad de la mezcla aceite- CO₂ en función de la presión de saturación (Crudo muerto: $\gamma=0,9529$; T=140°F; $\rho_i=0,92417$ gm/cc ; $P_b= 0$ psi; Crudo vivo: $\gamma=0,8708$; T=145,4°F; $\rho_i=0,8064$ gm/cc; $P_b= 710,68$ psi (Emera y Sarma, 2006).

3.1.6. Viscosidad del aceite-CO₂ (Para aceites vivos y muertos)

Como se puede observar en la Figura 7, la reducción de la viscosidad (viscosidad CO₂ - aceite / viscosidad inicial del aceite) depende de la solubilidad del CO₂, de la viscosidad inicial del aceite, presión de saturación, gravedad específica del aceite y de la temperatura. El impacto de estos parámetros es mayor para los aceites vivos que para los aceites muertos, a excepción de la viscosidad inicial, que tiene un menor impacto en los aceites vivos. La viscosidad del aceite disminuye drásticamente con el aumento de la solubilidad del CO₂, resultando en

un incremento de la movilidad del aceite causando un aumento en la recuperación de petróleo crudo.

Viscosidad de la mezcla CO₂-aceite vs Solubilidad

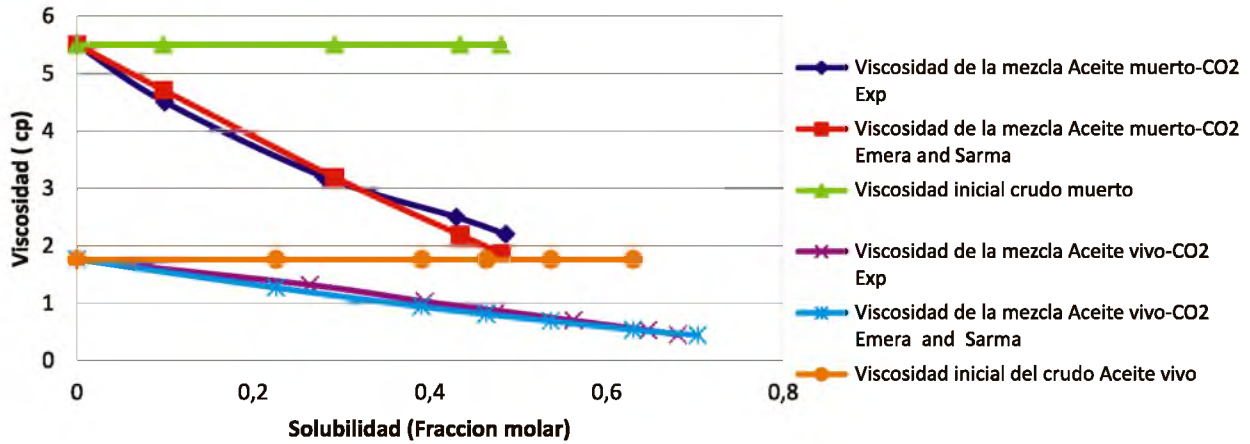


Figura 7. Viscosidad de la mezcla aceite- CO₂ en función de la solubilidad (crudo muerto: $\gamma=0,9497$; $T=284^{\circ}\text{F}$; $\mu_i=5,5$ cP; crudo vivo: $\gamma=0,8708$; $T=145,4^{\circ}\text{F}$; $\mu_i=1,76$ Cp (Emera y Sarma, 2006) .

3.2. Ecuación de Ameri- Shojai Kaveh

La dependencia del ángulo de contacto sobre la salinidad de la salmuera y la presión se puede explicar mediante la investigación de la dependencia de las tres tensiones interfaciales en la ecuación de Young (Ver ec.1), es decir, γ_{sv} (tensión interfacial sólido-vapor (mM/m)), γ_{sl} (tensión interfacial sólido-liquido (mM/m)), y γ_{lv} (tensión interfacial líquido-vapor (mM/m)) sobre la salinidad de la salmuera y la presión (Figura 8).

$$\cos\theta = \frac{\gamma_{sv} - \gamma_{sl}}{\gamma_{lv}} \quad (1)$$

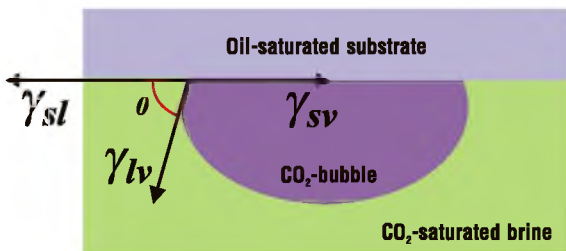


Figura 8. Esquema del sistema de ángulo de contacto de una burbuja cautiva (Ameri *et al*, 2013)

En la ecuación de Young, γ_{lv} y θ son parámetros, que pueden ser determinados experimentalmente. Sin embargo, γ_{sv} y γ_{sl} siguen siendo desconocidos.

Ecuaciones para el cálculo de γ_{sv}

$$\gamma_{sv} = \gamma_{sl} + \gamma_{lv} - 2\sqrt{\gamma_{lv}\gamma_{sl}} \left[1 - \beta_2 (\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2 \right] \quad (2)$$

$$\cos\theta = 1 - 2\sqrt{\frac{\gamma_{sl}}{\gamma_{lv}}} \left[1 - \beta_2 (\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2 \right] \quad (3)$$

• **Descripción del programa**

Lo primero que se realizó fue linealizar la ecuación (3) dejando como variable dependiente al producto entre el $(\cos\theta - 1)$ y $\sqrt{\gamma_{lv}}$, ambos datos son conocidos, luego como independiente $(\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2$ del cual solo se puede conocer el γ_{lv} de modo que se supone inicialmente un valor para γ_{sl} . Se genera entonces un intercepto en $-2\sqrt{\gamma_{sl}}$, y una pendiente $2\sqrt{\gamma_{sl}}\beta_2$. Todos estos términos son constantes desconocidos y necesarios para calcular el γ_{sv} con la ecuación (2).

Proceso de linealización de la ecuación (3)

$$(\cos\theta - 1) = -2\sqrt{\frac{\gamma_{sl}}{\gamma_{lv}}} + 2\sqrt{\frac{\gamma_{sl}}{\gamma_{lv}}}\beta_2 (\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2 \quad (4)$$

Multiplicando por $\sqrt{\gamma_{lv}}$

$$(\cos\theta - 1)\sqrt{\gamma_{lv}} = -2\sqrt{\gamma_{sl}} + 2\sqrt{\gamma_{sl}}\beta_2 (\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2 \quad (5)$$

Linealizando la ecuación (5)

$$(\cos\theta - 1)\sqrt{\gamma_{lv}} = -2\sqrt{\gamma_{sl}} + 2\sqrt{\gamma_{sl}}\beta_2(\gamma_{lv} - \gamma_{sl})^2$$

$$Y = A + m x$$

Al tratar la función como una línea recta es posible hallar con el método de regresión lineal un valor para el intercepto y para la pendiente, de este modo se conoce un valor de β_2 y un nuevo valor de γ_{sl} que se compara con el supuesto. Si este valor coincide dentro de la banda de tolerancia del supuesto, el valor de β_2 hallado se confirma y el mismo valor γ_{sl} , si esto no sucede el valor hallado de γ_{sv} servirá como valor supuesto para repetir el proceso, esto se hará indefinidamente hasta que los valores que tome el γ_{sl} converja hacia uno específico, haciendo que entre a la banda de tolerancia y haciendo valida toda la expresión.

Una vez se tenga el valor de γ_{sl} y de β_2 se aplica la ecuación (2) para γ_{sv} hallándose satisfactoriamente para cada valor de γ_{lv} .

Datos requeridos (Ver Figura 9):

| ysl | pressure (MPa) | CA (θ) | cos CA | ylv (mN/m) | y | x | ysv (mN/m) |
|-------------|----------------|--------|-------------|------------|---|---|------------|
| 30 | 0,43 | 93,08 | -0,05373025 | 63,87 | | | |
| Error | 2,15 | 91,97 | -0,03437621 | 59,04 | | | |
| 1,00E-03 | 2,2 | 96,5 | -0,11320321 | 58,85 | | | |
| Nº de datos | 4,35 | 98,76 | -0,15229589 | 50,46 | | | |
| 12 | 4,4 | 100,98 | -0,19046633 | 50,27 | | | |
| Intercepto | 6,4 | 108,05 | -0,30984683 | 43,79 | | | |
| | 7,86 | 120,32 | -0,50482897 | 40,58 | | | |
| Beta | 8,62 | 134,62 | -0,70240155 | 39 | | | |
| | 9,5 | 145,24 | -0,82154744 | 37,2 | | | |
| Pendiente | 10,8 | 144,63 | -0,81543099 | 36,2 | | | |
| | 12 | 146 | -0,82903757 | 34,8 | | | |
| | 14 | 145,4 | -0,82313637 | 33,6 | | | |

Figura 9. Datos requeridos para el cálculo del γ_{sv}

Data de salida (Ver Figura 10):

| ysl | pressure (MPa) | CA (θ) | cos CA | ylv (mN/m) | y | x | ysv (mN/m) |
|-------------|----------------|--------|-------------|------------|-------------|------------|------------|
| 27,2797092 | 0,43 | 93,08 | -0,05373025 | 63,87 | -8,42127613 | 1338,82764 | 31,0934165 |
| Error | 2,15 | 91,97 | -0,03437621 | 59,04 | -7,94788727 | 1008,6972 | 23,0249954 |
| 1,00E-03 | 2,2 | 96,5 | -0,11320321 | 58,85 | -8,53979971 | 996,664501 | 22,7348208 |
| Nº de datos | 4,35 | 98,76 | -0,15229589 | 50,46 | -8,18535716 | 537,312107 | 11,8932295 |
| 12 | 4,4 | 100,98 | -0,19046633 | 50,27 | -8,4405658 | 528,539809 | 11,6911367 |
| Intercepto | 6,4 | 108,05 | -0,30984683 | 43,79 | -8,66778212 | 272,579891 | 5,89374069 |
| -10,4459962 | 7,86 | 120,32 | -0,50482897 | 40,58 | -9,58612673 | 176,889832 | 3,78340561 |
| Beta | 8,62 | 134,62 | -0,70240155 | 39 | -10,6314943 | 137,358252 | 2,92268072 |
| 0,0002096 | 9,5 | 145,24 | -0,82154744 | 37,2 | -11,1099462 | 98,4062746 | 2,08186754 |
| Pendiente | 10,8 | 144,63 | -0,81543099 | 36,2 | -10,9228012 | 79,5662872 | 1,67807364 |
| 0,00218943 | 12 | 146 | -0,82903757 | 34,8 | -10,7897715 | 56,5503049 | 1,18763549 |
| | 14 | 145,4 | -0,82313637 | 33,6 | -10,5679024 | 39,9423201 | 0,83592505 |

Figura 10. Data de salida: Valores calculados de γ_{sv} para cada valor de γ_{lv} .

3.3 Metodología de evaluación

A continuación se presenta un procedimiento para evaluar el comportamiento del CO₂ con la roca y los fluidos del yacimiento, a través de pruebas experimentales y correlaciones (Ver Figuras 11 y 12).

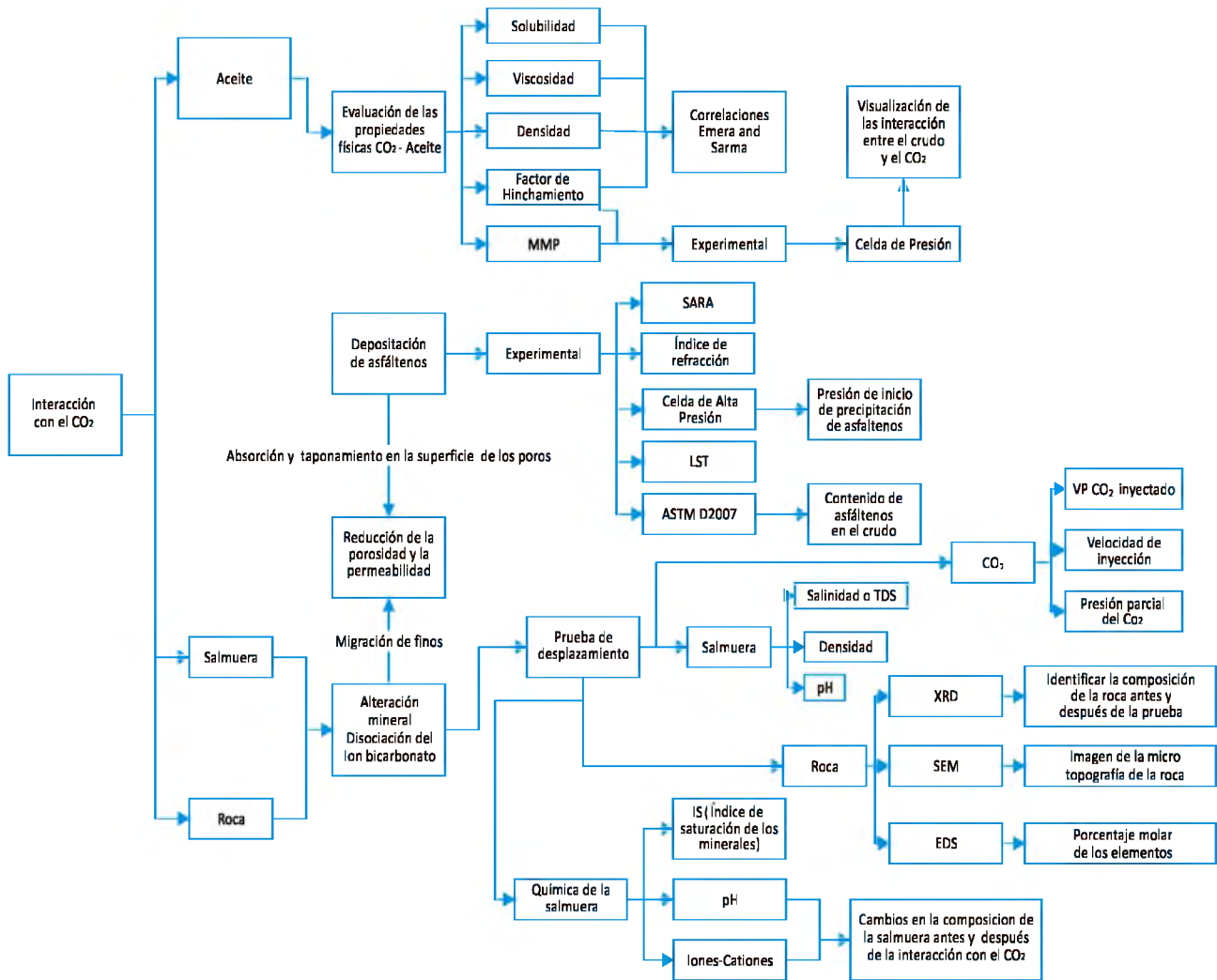


Figura 11. Metodología de evaluación de los efectos del CO₂ con la roca y los fluidos del yacimiento

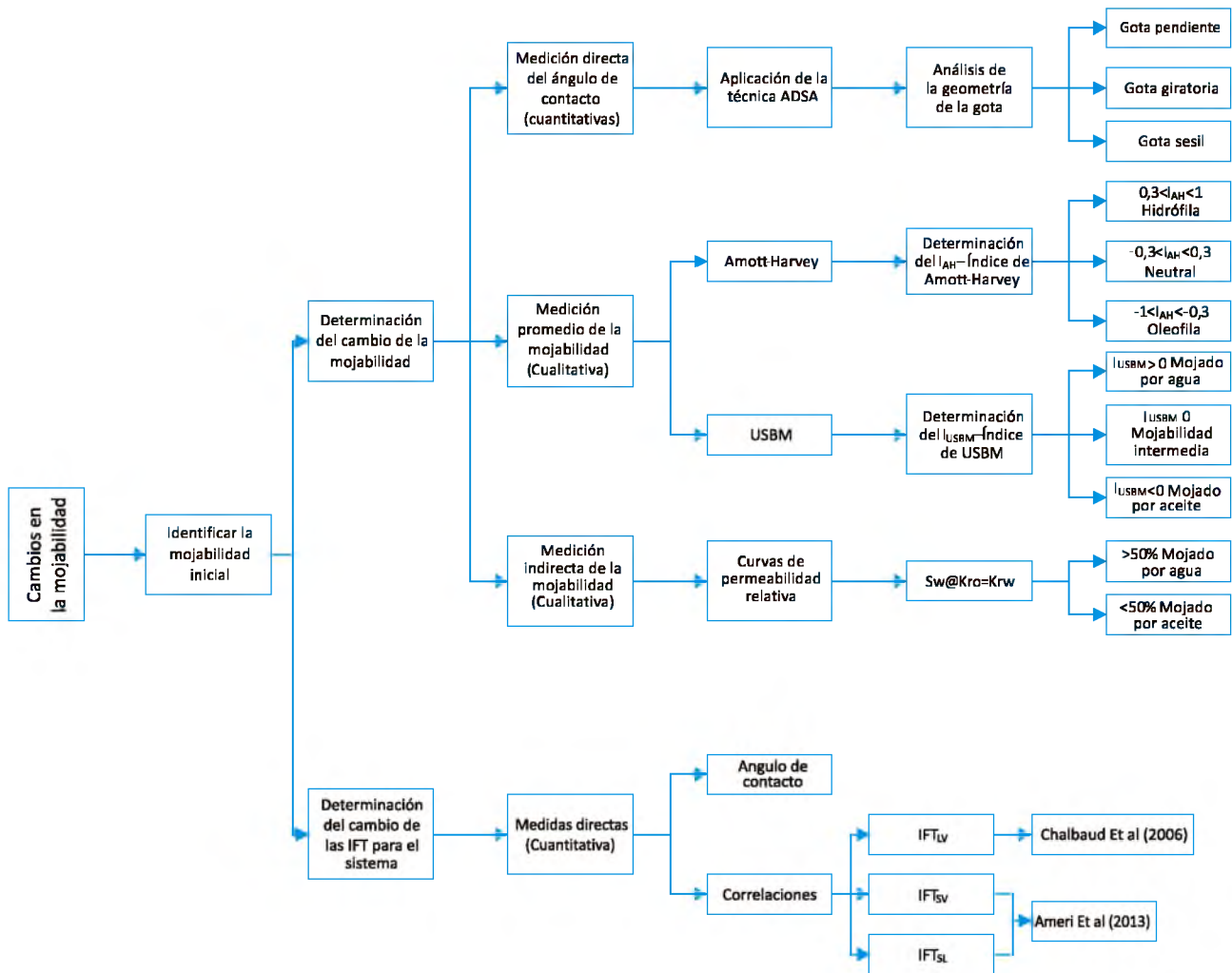


Figura 12. Metodología de evaluación de la alteración de la mojabilidad por efecto del CO₂

4. Conclusiones

Se desarrolló una metodología para la evaluación del impacto causado por el CO₂ sobre la mojabilidad de la roca y la interacción entre los fluidos de la formación, con base en métodos experimentales y correlaciones, los cuales están enfocados en los factores más importantes y críticos en el momento de su interacción, con el fin de que este sea una ayuda y guía para la industria del petróleo en el manejo de un yacimiento con CO₂.

La metodología para la evaluación de las alteraciones en la mojabilidad de la roca sufridas por efecto del CO₂ es un proceso muy complejo, que exige datos experimentales confiables para que los resultados obtenidos de los modelos matemáticos sean verídicos y de mayor exactitud.

Se identificó el modelo de Emera y Sarma (2006), como el modelo más completo y de mayor precisión para la evaluación de las propiedades físicas del aceite crudo en contacto con CO₂. Este modelo se desarrolla para crudos muertos y vivos, considerando las principales variables que afectan las propiedades físicas de la mezcla, mejorando su error respecto a las propiedades físicas de los aceites vivos, comparado con modelos anteriores, que se basan únicamente en aceites muertos, siendo aplicable para una alto rango de datos.

5. Referencias Bibliográficas

1. Ameri *et al.* 2013. Investigation on interfacial interactions among crude oil-Brinde-Sandstone Rock-CO₂ by contact angle measurements. Delft University of technology, Holanda, Energy Fuels, dx.doi.org/10.1021/ef3017915 . 2013.

2. Delgado Linares, José. 2005. Estudio de las propiedades de los asfáltenos del crudo boscan. Mérida, Venezuela: Universidad de los Andes.
3. Dong Zhao-Xia, 2014. Experimental study on asphaltene precipitation induced by CO₂ flooding . Pet Sci(2014)11:174-180.
4. I.M.Mohamed, J.HE, H.A. NASR-EL-DIN. 2012. Carbon dioxide Sequestration in Sandstone Aquifers: How Does it affect permeability?. Orlando, Florida, USA. CMTc 149958. 2012
5. Joseph Moore, Prashanth Mandalaparty, Milind Deo. 2011. Gas-Compositional Effects on mineralogical reactions in carbón dioxide sequestration. New Orleans, USA. SPE 124909.2011.
6. K.Z. Abdelgawad and M.A. Mahmoud. 2013. Effect of CO₂ flooding during EOR process on the rock petrophysical and electrical properties . Cairo, Egypt, SPE 164730, Abril 2013.
7. Mohammed Kamal Emera. 2006. Modelling of CO₂ and Green-house gases (GHG) miscibility and interactions with oil to enhance the oil recovery in gas flooding processes. Universidad de Adelaide, Australia .2006.
8. Saif S. AL Sayari. 2009. The Influence of Wettability and Carbon Dioxide Injection on Hydrocarbon Recovery. Imperial College London.
9. Srivastava, R. K., and Haung, S. 1997: Asphaltene deposition during CO₂ flooding: A laboratory Assessment. Oklahoma, USA. SPE 37468. 1997
10. Zekri , Shedud A. Shedud , Reyadh A. Almehaideb. 2007. Possible alteration of limestone rocks properties and the effect of wáter shielding on the performance of supercritical CO₂ flooding for carbonate formation. Texas, USA. SPE 104630. 2007.