

MODELIZACIÓN DE LA INUNDACIÓN QUÍMICA DE RESERVORIOS

María F. Destefanis y Gabriela B. Savioli

*Laboratorio de Ingeniería de Reservorios, IGPUBA y Dto. Ing. Química, Facultad de Ingeniería,
Universidad de Buenos Aires, Las Heras 2214, 3er. Piso, C1127AAR, Buenos Aires, Argentina,
fdestefanis@fi.uba.ar*

Palabras clave: Recuperación Asistida, Inundación Química, UTCHEM, Simulación Numérica.

Resumen. En este trabajo se analiza un método químico de recuperación asistida de petróleo, la inundación micelar polimérica (MP), en la que se inyectan, junto con el agua, agentes tensioactivos llamados surfactantes y polímeros. El principal objetivo de la inundación química es lograr desplazar el petróleo residual de una inundación con agua, reduciendo la tensión interfacial entre el petróleo y el agua y produciendo la miscibilidad (parcial o total) entre dichas fases.

Para llevar a cabo este análisis se aplica el simulador numérico UTCHEM desarrollado en la Universidad de Texas en Austin. UTCHEM es un simulador composicional que modela el flujo de hasta cuatro fases y diecinueve componentes en tres dimensiones. Se describen con detalle las ecuaciones diferenciales en las que está basado el simulador y las propiedades físicas que lo alimentan.

El dato más sensible que requiere UTCHEM es el modelo termodinámico, que rige la partición de los componentes entre las fases. Esta partición influye en todo los demás datos que lo alimentan: tensiones interfaciales, saturaciones residuales, permeabilidades relativas, presiones capilares, viscosidades de fase, adsorción, etc. Los 3 tipos posibles de comportamiento de fase son: Tipo II(-) (surfactante mucho más soluble en agua que en petróleo); Tipo II(+) (surfactante mucho más soluble en petróleo que en agua) y Tipo III (formación de una tercera fase, la microemulsión).

Para cada tipo de comportamiento, se analiza la influencia en la recuperación de petróleo de las permeabilidades relativas agua-petróleo-especie química, y de las curvas de desaturación capilar, que determinan la saturación residual de petróleo y la saturación irreducible de agua. La influencia de las curvas mencionadas varía según el tipo de comportamiento considerado. Sin embargo, la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo, provoca un notable descenso en la producción, independientemente del tipo considerado.

También se analiza la influencia del tipo de comportamiento de fases en la recuperación de petróleo. En todos los casos considerados, se observa una mayor eficiencia en el desplazamiento de los Tipos II(+) y III, ya que toman las características de un desplazamiento miscible, logrando barrer casi completamente al petróleo remanente.

1 INTRODUCCIÓN

En la explotación de un reservorio de hidrocarburos se pueden distinguir distintas etapas:

- 1) Recuperación Primaria: la producción se realiza a expensas de los mecanismos de drenaje naturales del reservorio - expansión monofásica del petróleo, expansión del gas disuelto, expansión de un casquete gasífero, empuje de una acuífera activa y reducción del volumen poral.
- 2) Recuperación Secundaria: se inyectan materiales que están naturalmente presentes en el reservorio - principalmente agua, aunque también puede ser gas - para desplazar el petróleo remanente hacia los pozos productores. Cuando se inyecta agua aparecen dos fenómenos físicos que afectan la productividad:
 - ♦ *fingering*: generalmente se produce cuando un fluido menos viscoso (agua) desplaza a uno más viscoso (petróleo), afectando la eficiencia volumétrica
 - ♦ *entrapamiento de petróleo*: por la acción de las fuerzas capilares, el petróleo queda atrapado en los poros como gotas, que toman forma esférica debido a la alta tensión interfacial.

Cuando la recuperación secundaria se agota, típicamente más del 50% del petróleo queda aún atrapado en el reservorio.

- 3) Recuperación Asistida: se inyectan materiales que no están naturalmente presentes en el reservorio. Se pueden clasificar en tres grandes grupos: *métodos térmicos*, *inundación con solventes* e *inundación con sustancias químicas*. En cada método, el petróleo es recuperado a través de diferentes mecanismos. En la inundación con sustancias químicas, generalmente aplicada luego de un barrido con agua, el objetivo es reducir la tensión interfacial, producir la miscibilidad (parcial o total) entre petróleo y agua y mejorar la eficiencia volumétrica de barrido.

En la Argentina la mayoría de los yacimientos se encuentran actualmente en recuperación secundaria. Por ello es importante encontrar alternativas de recuperación asistida económicamente rentables.

Entre los métodos químicos de recuperación asistida está la Inundación Micelar Polimérica (MP) en la que se inyectan agentes tensioactivos (llamados surfactantes) y polímeros. Este proceso ha recibido distintas denominaciones pero MP (Lake, 1989) es la más descriptiva, enfatizando la presencia del polímero, que se aplica para aumentar la viscosidad del agua y así mejorar la eficiencia volumétrica de barrido.

Los simuladores numéricos son la herramienta más adecuada para analizar los mecanismos físicos y físico-químicos involucrados: disminución de la tensión interfacial agua-petróleo, miscibilidad parcial entre las fases, aumento de la viscosidad de la fase desplazante, adsorción en la roca y dispersión de especies químicas (Larson et al, 1982; Lake, 1989, Porcelli and Bidner, 1994, Bidner and Porcelli, 1996 a y b).

En la Universidad de Texas se desarrolló un simulador muy complejo, UTCHEM (Lake et al, 1984 a, Camilieri et al, 1987, Pope et al, 1979, Delshad et al, 2002), que modela el flujo de hasta cuatro fases y diecinueve componentes en tres dimensiones. En este modelo se han incluido la mayoría de los mecanismos presentes en la inundación. Utiliza un modelo composicional para describir los procesos de flujo químico, considerando el comportamiento de fases, las transformaciones químicas y físicas y las propiedades heterogéneas del medio poroso. Las ecuaciones diferenciales no lineales surgen combinando la ecuación de conservación de masa para cada componente, la ecuación de Darcy para cada fase y las relaciones funcionales que describen las propiedades físicas y físico-químicas. Todos estos datos están acoplados entre sí por lo que su medición en el laboratorio es muy compleja. Por

eso, el principal problema en la simulación de la inundación química es la no disponibilidad de los datos.

Para los datos con los que se alimenta, el UTCHEM necesita definir más de 70 parámetros.

2 MODELO MATEMÁTICO

El UTCHEM es un simulador composicional desarrollado en la Universidad de Texas en Austin, capaz de modelar en 3D el flujo de hasta cuatro fases (1 fase gaseosa (g) monocomponente y 3 fases líquidas: acuosa (w), oleosa (o) y microemulsión (m)) y diecinueve componentes. Las ecuaciones en derivadas parciales que aparecen en la formulación de UTCHEM son:

1. La ecuación de conservación de masa para cada componente
2. La ecuación de presión de la fase acuosa, que resulta de realizar un balance total de masa sobre el volumen ocupado por los componentes agua, petróleo, surfactante, cosolvente y gas. Las presiones de las otras fases se obtienen añadiendo la presión capilar correspondiente
3. La ecuación de conservación de la energía

Se considera la compresibilidad de la roca y los fluidos, la dispersión y la difusión molecular, reacciones químicas y el comportamiento de fase. El sistema de ecuaciones diferenciales se completa con relaciones constitutivas

2.1 Ecuaciones de conservación de masa

Las ecuaciones de flujo se basan en las siguientes hipótesis: 1) equilibrio termodinámico local, 2) roca y fluidos levemente compresibles, 3) ley de Fick para la dispersión, 4) mezclado ideal y 5) ley de Darcy. Las condiciones de contorno son de flujo nulo en los límites del reservorio.

El volumen total del componente k por unidad de volumen poral, \tilde{C}_k , se calcula como la suma sobre todas las fases presentes, incluyendo las fases adsorbidas:

$$\tilde{C}_k = \left(1 - \sum_{k=1}^{n_{cv}} \hat{C}_k \right) \sum_{l=1}^{n_p} S_l C_{kl} + \hat{C}_k, \quad \text{para } k = 1, \dots, n_c \quad (1)$$

donde n_c es el número total de componentes, n_{cv} es el número total de componentes que ocupan volumen (agua, petróleo, surfactante y gas), \hat{C}_k es la concentración adsorbida del componente k , n_p es el número de fases, S_l es la saturación de la fase l y C_{kl} es la concentración del componente k en la fase l .

Así, la ecuación de conservación de masa del componente k se expresa en términos de:

$$\frac{\partial(\phi \tilde{C}_k \rho_k)_i}{\partial t} + \nabla \cdot \left[\sum_{l=1}^{n_p} \rho_k \left(C_{kl} \bar{u}_l - \phi S_l \overline{\mathcal{D}_{kl}} \cdot \nabla C_{kl} \right) \right] = \phi \sum_{l=1}^{n_p} S_l r_{kl} + (1 - \phi) r_{ks} + Q_k \quad (2)$$

donde ϕ es la porosidad, ρ_k es la densidad del componente puro, r_{kl} y r_{ks} son las velocidades de reacción del componente k en la fase l y en la fase sólida s , y Q_k es el caudal de inyección o producción del componente k por unidad de volumen total. La velocidad Darcy de la fase l , u_l , está dada por,

$$u_l = -\bar{k} \frac{k_{rl}}{\mu_l} (\nabla P_l - \gamma_l \nabla h); \quad l = 1, \dots, n_p \quad (3)$$

donde \overline{k} es el tensor de permeabilidad absoluta, h es la profundidad y k_{rl} , μ_l , P_l son la permeabilidad relativa, la viscosidad y la presión de la fase l , respectivamente. Además, el tensor de dispersión, \overline{D}_{kl} , que incluye la difusión molecular D_{kl} , se calcula como (Bear, 1972):

$$\overline{D}_{kl\ ij} = \frac{D_{kl}}{\tau} \delta_{ij} + \frac{\alpha_{Tl}}{\phi S_l} |\overline{u}_l| \delta_{ij} + \frac{(\alpha_{Ll} - \alpha_{Tl}) u_{li} u_{lj}}{\phi S_l |\overline{u}_l|} \quad (4)$$

donde α_{Ll} y α_{Tl} son las dispersividades longitudinal y transversal de la fase l , τ es el factor de tortuosidad y δ_{ij} es la función delta de Kronecker.

2.2 Ecuación de conservación de energía

La ecuación se obtiene suponiendo que la energía es sólo función de la temperatura y que el flujo de energía en el reservorio ocurre por advección y conducción de calor,

$$\frac{\partial}{\partial t} \left[(1-\phi) \rho_s C_{vs} + \phi \sum_{l=1}^{n_p} \rho_l S_l C_{vl} \right] T + \nabla \cdot \left(\sum_{l=1}^{n_p} \rho_l C_{pl} u_l T - \lambda_T \nabla T \right) = q_H - Q_L \quad (5)$$

donde T es la temperatura del reservorio, C_{vs} y C_{vl} son las capacidades caloríficas de la roca y la fase l a volumen constante, C_{pl} es la capacidad calorífica de la fase l a presión constante; λ_T es la conductividad térmica; q_H es el término fuente de entalpía por unidad de volumen total y Q_L es la pérdida de calor en la formación, calculada usando el método de Vinsome y Westerveld (UTCHEM, 2000).

En este trabajo se aplica UTCHEM al caso de temperatura constante, por lo que esta ecuación no interviene en los cálculos.

2.3 Ecuación de presión

La ecuación de presión resulta de sumar las ecuaciones de conservación de masa sobre todos los componentes que ocupan volumen, reemplazar la ecuación de Darcy en los términos de flujo, aplicar la definición de presión capilar y usar que $\sum_{l=1}^{n_{cv}} C_{kl} = 1$. Así, expresada en función de la presión de la fase acuosa, resulta:

$$\phi c_t \frac{\partial P_w}{\partial t} + \nabla \cdot \overline{k} \cdot \lambda_{rTc} \nabla P_w = -\nabla \cdot \sum_{l=1}^{n_p} \overline{k} \cdot \lambda_{rlc} \nabla h + \nabla \cdot \sum_{l=1}^{n_p} \overline{k} \cdot \lambda_{rlc} \nabla P_{clw} + \sum_{k=1}^{n_{cv}} Q_k \quad (6)$$

donde $\lambda_{rlc} = \frac{k_{rl}}{\mu_l} \sum_{k=1}^{n_{cv}} \rho_k C_{kl}$ y $\lambda_{rTc} = \sum_{l=1}^{n_p} \lambda_{rlc}$. La compresibilidad total, c_t , es la suma de la compresibilidad de la formación, c_r , y las de los componentes, c_k^0 :

$$c_t = c_r + \sum_{k=1}^{n_{cv}} c_k^0 \tilde{C}_k \quad (7)$$

2.4 Modelos de pozo

Los pozos inyectoros y productores se consideran como término fuente o sumidero en las

ecuaciones de flujo. Se pueden modelar pozos verticales u horizontales y se los controla imponiendo condiciones sobre el caudal o la presión de fluencia (presión dinámica de fondo). Los modelos usados se basan en la formulación de [Peaceman \(1983\)](#) y [Babu and Odeh \(1989\)](#).

2.5 Condiciones de contorno

Las condiciones de contorno básicas de UTCHEM son de no flujo (convectivo, dispersivo y térmico) a través de todos los límites del reservorio. Como alternativa, pueden ser reemplazadas por la especificación de presiones en partes del contorno

2.6 Resolución numérica

La resolución numérica de las ecuaciones se basa en un método de tipo IMPES, en este caso implícito en la ecuación de presión (6) y explícito en las ecuaciones de concentraciones (2). UTCHEM presenta como opción el uso de coordenadas cartesianas o coordenadas cilíndricas. Para la discretización espacial se aplica un esquema en diferencias finitas TVD (total-variation-diminishing scheme) que es aproximadamente de tercer orden para minimizar la dispersión numérica, los efectos de orientación de la grilla y evitar las oscilaciones (UTCHEM, 2000). En cuanto a la discretización temporal, se aplica una técnica de corrección que es de segundo orden en el tiempo.

3 PROPIEDADES FÍSICAS

3.1 Comportamiento de fases – Diagramas ternarios

Se define comportamiento de fase como la separación en equilibrio termodinámico de las masas totales de los componentes de un sistema fluido, dando lugar a la formación de dos o más fases inmiscibles. El sistema agua-petróleo-especie química es, en realidad, un sistema multicomponente. Sin embargo, en la descripción del equilibrio termodinámico de fases y componentes y su posterior representación numérica, se lo considera como pseudoternario, o sea definido por tres pseudocomponentes:

- *agua (subíndice W)*: contiene las especies polares (agua y sales) y el polímero.
- *petróleo (subíndice O)*: contiene las especies no polares (hidrocarburos)
- *especie química o soluto (subíndice C)*: contiene las especies ambifílicas (surfactantes y alcoholes).

El equilibrio termodinámico de un sistema fluido bifásico tricomponente e isotérmico se representa gráficamente a través de un triángulo equilátero de lado unitario. En la Figura 1 se muestra la parte inferior de los diagramas ternarios usados en los ejemplos de este trabajo. Los diagramas tienen las siguientes características:

- cada vértice representa un pseudocomponente puro: agua (*W*), petróleo (*O*) y especie química o soluto (*C*)
- cada lado representa una mezcla binaria de dos pseudocomponentes
- todas las combinaciones ternarias posibles caen dentro del triángulo.

Las composiciones se expresan en fracciones volumétricas y las líneas paralelas a un lado del triángulo representan las concentraciones del componente que se encuentra en el vértice opuesto. La superficie del triángulo está dividida en dos regiones: en una de ellas se produce la miscibilidad total de ambas fases (zona monofásica) y en la otra coexisten las fases acuosa y oleosa (zona bifásica Figuras 1a y b)). Ambas zonas están separadas por la curva binodal, de color rojo en la [Figura 1](#).

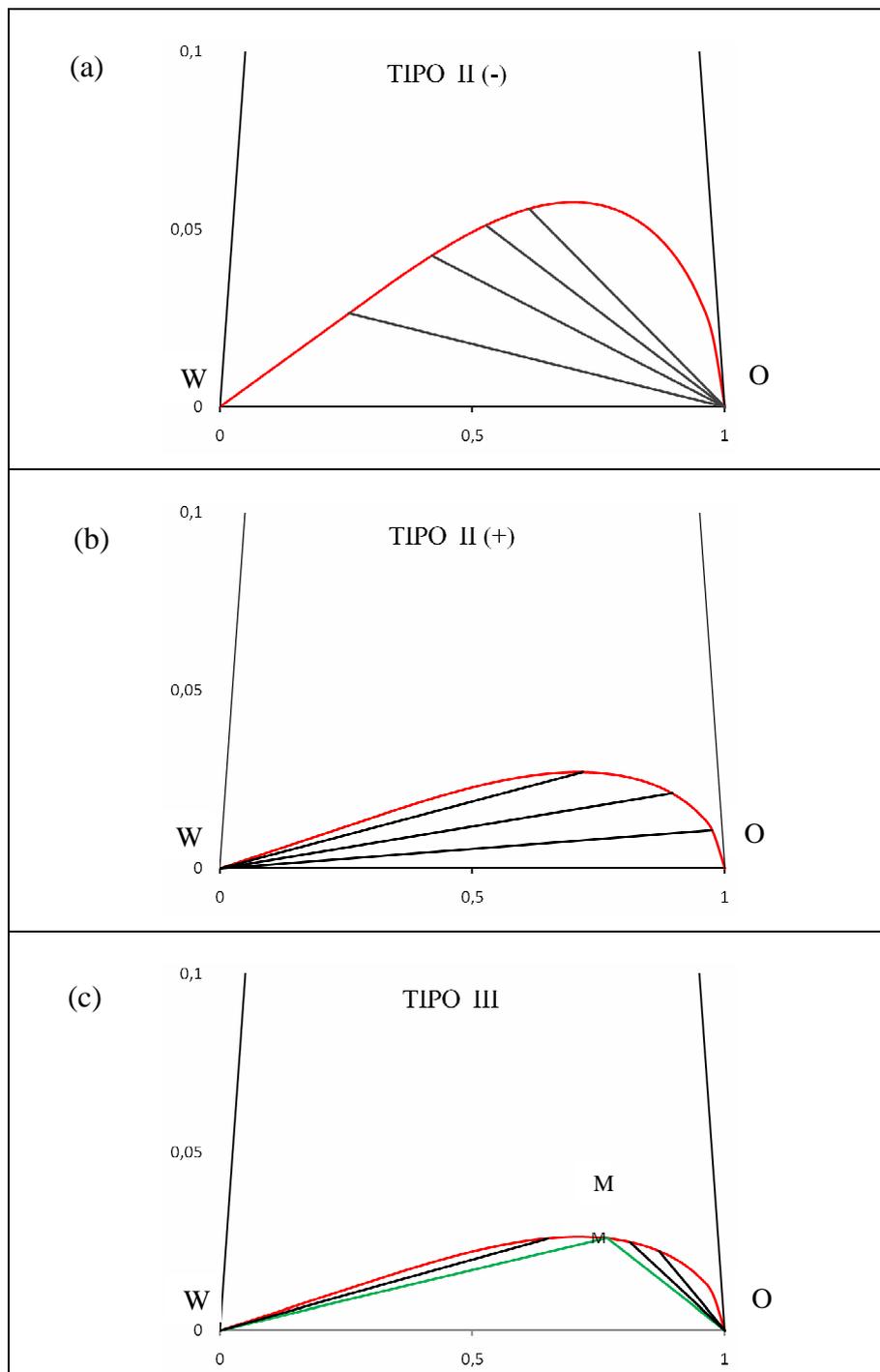


Figura 1: Diagramas de fase utilizados en el ejemplo de aplicación

Los tipos de comportamiento de fase son:

- Tipo II(-): el surfactante es mucho más soluble en agua que en petróleo. Un punto de la zona bifásica se divide en 2 fases: una oleosa que es prácticamente petróleo puro y una microemulsión externa al agua que contiene el agua con las sales, el polímero, el surfactante y algo de petróleo solubilizado. Las líneas de unión tienen pendiente negativa. Se ilustra en la [Figura 1 \(a\)](#).
- Tipo II(+): el surfactante es más soluble en la fase oleosa. Un punto en la zona bifásica se divide en una fase acuosa y en una fase microemulsión externa al petróleo, que

contiene la mayoría del surfactante y algo de agua solubilizada. Las líneas de unión tienen pendiente positiva. Se ilustra en la [Figura 1 \(b\)](#).

- Tipo III: la microemulsión forma una tercera fase, rica en surfactante. Un punto en la zona trifásica se separa en las fases acuosa, oleosa y microemulsión, estando la composición de esta última representada por un punto invariante. Por encima de la zona trifásica, tanto en el lado izquierdo como derecho hay dos regiones bifásicas, en las cuales el comportamiento de fase es Tipo II(+) y Tipo II(-), respectivamente. Ambas zonas están limitadas superiormente por la curva binodal e inferiormente por dos rectas que unen los vértices *W* y *O* con el *punto invariante M*. Se ilustra en la [Figura 1 \(c\)](#).

En un mismo sistema agua-petróleo-soluto se puede tener cualquiera de estos tres tipos de comportamiento dependiendo de la salinidad del agua ([Nelson, 1982](#)). Existe una concentración máxima por encima de la cual el comportamiento es Tipo II(+) y una concentración mínima por debajo de la cual el sistema se comporta como Tipo II(-). Para valores de salinidad intermedios, el comportamiento es Tipo III.

3.2 Tensión interfacial

Para calcular la tensión interfacial microemulsión-fase oleosa (σ_{om}) y microemulsión-fase acuosa (σ_{wm}) se usa el modelo de [Healy and Reed \(1974\)](#). Se supone que la tensión interfacial agua-petróleo (σ_{ow}) es una constante conocida.

Las tensiones interfaciales dependen del comportamiento de fase. Se definen el parámetro de solubilización microemulsión-fase oleosa, R_{om} (para los tipos II(-) y III), y el parámetro de solubilización microemulsión-fase acuosa, R_{wm} (para los tipos II(+) y III), como:

$$R_{om} = \frac{\text{fracción volumétrica de petróleo en la microemulsión}}{\text{fracción volumétrica de surfactante en la microemulsión}} \quad (8)$$

$$R_{wm} = \frac{\text{fracción volumétrica de agua en la microemulsión}}{\text{fracción volumétrica de surfactante en la microemulsión}} \quad (9)$$

Así, una vez determinada la composición de las fases, se calculan las tensiones interfaciales en función de los parámetros de solubilización:

$$\begin{cases} \log \sigma_{lm} = \log F_l + G_{l2} + \frac{G_{l1}}{(1 + R_{lm} G_{l3})} & ; & R_{lm} \geq 1 \\ \log \sigma_{lm} = \log F_l + (1 - R_{lm}) \log \sigma_{ow} + R_{lm} \left(G_{l2} + \frac{G_{l1}}{1 + G_{l3}} \right) & ; & R_{lm} < 1 \end{cases} ; \quad l = o, w \quad (10)$$

donde G_{l1} , G_{l2} y G_{l3} son parámetros constantes, y $F = \frac{1 - e^{-\sqrt{\sum_{k=1}^3 (C_{k,l} - C_{k,m})^2}}}{1 - e^{-\sqrt{2}}}$ es un factor de corrección.

3.3 Saturaciones residuales

Las saturaciones residuales de fase, son funciones de la tensión interfacial a través de un número adimensional, llamado número de entrampamiento, que tiene en cuenta las fuerzas capilares y viscosas, definido por:

$$N_{Tl} = \frac{\left| -\bar{k} \cdot \rho_{l'} (\nabla P_{l'} - g \rho_{l'} \nabla h) - \bar{k} \cdot [g(\rho_{l'} - \rho_l) \nabla h] \right|}{\sigma_{ll'}} \quad (11)$$

donde los subíndices l y l' corresponden a las fases desplazada y desplazante, respectivamente.

La disminución de la saturación residual de la fase oleosa S_{or} , la saturación irreducible de la fase acuosa S_{wr} , y la saturación irreducible de la fase microemulsión S_{mr} , se calculan en función de N_{Tl} según las curvas de desaturación, como las que se muestra en la [Figura 2](#).

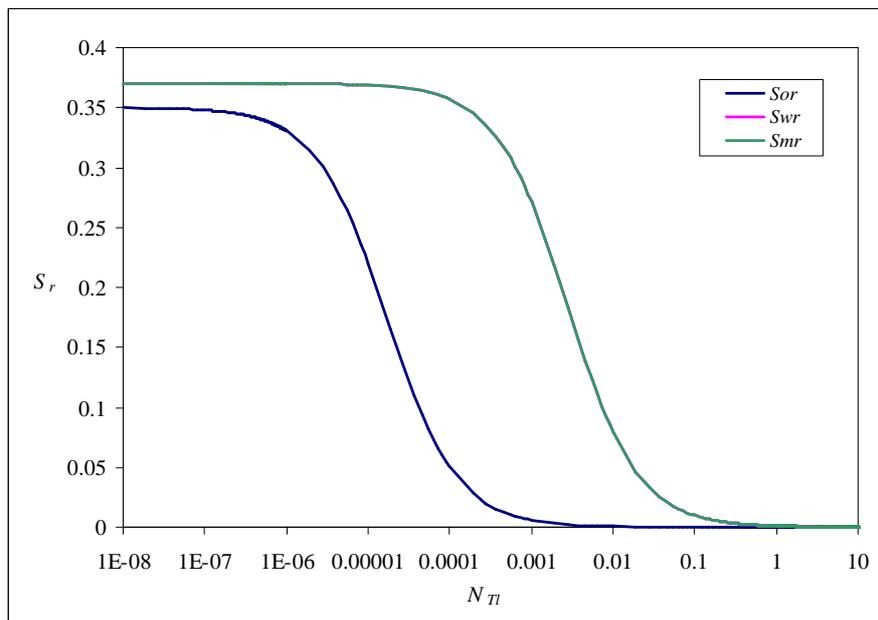


Figura 2: Curvas de desaturación de petróleo, agua y microemulsión

Notar que uno de los objetivos de la inundación química es reducir la saturación residual de petróleo luego de un desplazamiento con agua. Como se ve en la [Figura 2](#), la saturación residual disminuye al aumentar el número de atrapamiento o, equivalentemente, al disminuir la tensión interfacial (Ecuación (11)). En la [Figura 2](#) la curva de desaturación de agua coincide con la curva de desaturación de la microemulsión.

3.4 Permeabilidades relativas

Considerando hasta 3 fases líquidas ($l = o, w, m$), la permeabilidad relativa de la fase l se calcula con el siguiente modelo potencial:

$$k_{rl} = k_{rl}^0 \left(\frac{S_l - S_{lr}}{1 - S_{or} - S_{wr} - S_{mr}} \right)^{n_l}; \quad l = o, w, m \quad (12)$$

donde k_{rl}^0 and n_l representan el punto extremo y la curvatura de la función $k_{rl}(S_l)$. Estos coeficientes cambian con las saturaciones residuales y se calculan como una interpolación lineal entre los valores correspondientes a números alto y bajo de atrapamiento (k_{rl}^{0high} , k_{rl}^{0low} , n_l^{high} , n_l^{low}),

$$k_{rl}^0 = k_{rl}^{0low} + \frac{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}}{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}^{high}} (k_{rl}^{0high} - k_{rl}^{0low}) \quad l = o, w, m; \quad l' = o, w, m; \quad l \neq l' \quad (13)$$

$$n_l = n_l^{low} + \frac{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}}{S_{l'r}^{low} - S_{l'r}^{high}} (n_l^{high} - n_l^{low}) \quad l = o, w, m; \quad l' = o, w, m; \quad l \neq l' \quad (14)$$

En la **Figura 3** se grafican las permeabilidades relativas fase oleosa - fase acuosa usadas en el Caso “base” del ejemplo de aplicación: en azul para números de atrapamiento bajos (correspondientes a saturaciones residuales máximas S_{lr}^{low}) y en rosa para números de atrapamiento altos. (correspondientes a saturaciones residuales mínimas S_{lr}^{high}).

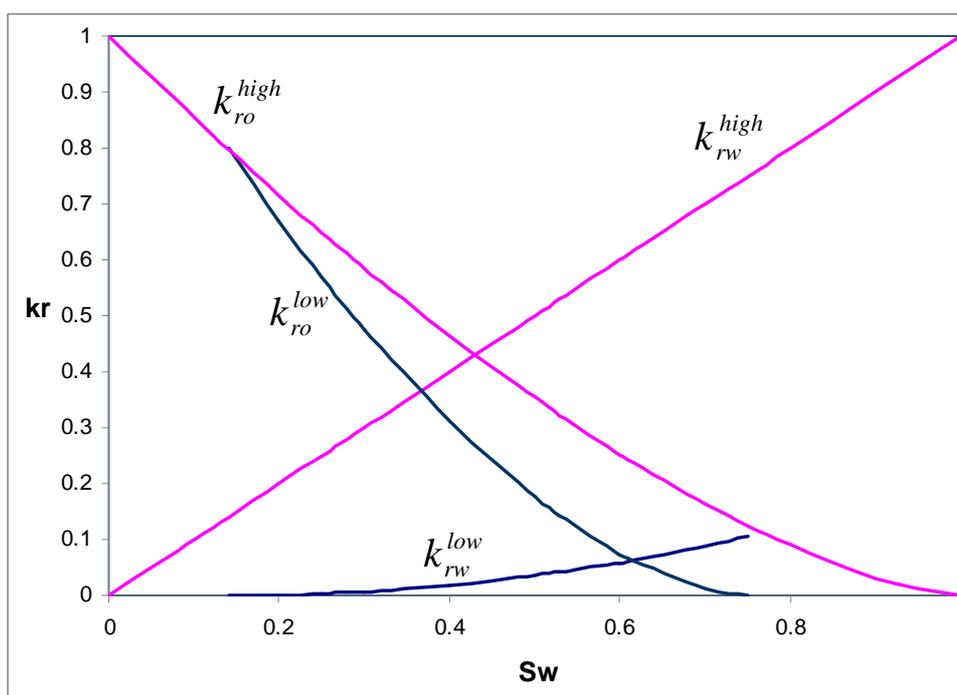


Figura 3: Permeabilidades relativas fase oleosa - fase acuosa correspondientes a: (—) saturaciones residuales máximas y (—) saturaciones residuales mínimas

3.5 Presiones capilares

Las presiones capilares pueden ser modeladas con las ecuaciones de Brooks y Corey o van Genuchten (UTCHEM, 2000). También dependen de las saturaciones residuales de fase. Como ejemplo, con el modelo de Brooks y Corey para tres fases (o, w y m) las presiones capilares resultan:

$$P_{cwm} = C_{pci} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{\sigma_{wm}}{\sigma_{wo}} \left(1 - \frac{S_w - S_{wr}}{1 - S_{or} - S_{wr} - S_{mr}} \right)^{-1/\lambda_i} \quad (15)$$

$$P_{com} = C_{pci} \sqrt{\frac{\phi}{k}} \frac{\sigma_{om}}{\sigma_{wo}} \left(1 - \frac{S_o - S_{or}}{(S_w - S_{wr}) + (S_m - S_{mr})} \right)^{-1/\lambda_i} \quad (16)$$

3.6 Viscosidades

La viscosidad de cada fase líquida se modela en términos de la viscosidad de las fases oleosa y acuosa (correspondientes al sistema agua-petróleo) y de las concentraciones de los componentes agua, petróleo y soluto,

$$\mu_l = C_{wl} \mu_w e^{\alpha_1(C_{oi}+C_{cl})} + C_{ol} \mu_o e^{\alpha_2(C_{wl}+C_{cl})} + C_{cl} \alpha_3 e^{(\alpha_4 C_{wl} + \alpha_5 C_{oi})}; \quad l = o, w, m \quad (17)$$

donde los parámetros α_i , $i=1, \dots, 5$ son constantes. En presencia del polímero, μ_w se reemplaza por la viscosidad de la solución polimérica μ_p , que depende de la concentración del polímero y de la salinidad. Para calcular μ_p , primero se obtiene μ_p^0 como:

$$\mu_p^0 = \mu_w \left(1 + (A_{p1} C_{pl} + A_{p2} C_{pl}^2 + A_{p3} C_{pl}^3) C_{SEP}^{Sp} \right); \quad l = w \text{ ó } m \quad (18)$$

donde C_{pl} es la concentración del polímero en la fase agua o en la fase microemulsión y A_{p1} , A_{p2} y A_{p3} son constantes. El factor C_{SEP}^{Sp} determina la dependencia de la viscosidad del polímero con la salinidad y la dureza. Finalmente se aplica la ecuación de Meter para incorporar la reducción de la viscosidad de la solución polimérica con el esfuerzo de corte $\dot{\gamma}$,

$$\mu_p = \mu_w + \frac{\mu_p^0 - \mu_w}{1 + \left(\dot{\gamma} / \dot{\gamma}_{1/2} \right)^{P\alpha-1}}, \quad (19)$$

donde $\dot{\gamma}_{1/2}$ es el esfuerzo de corte en el cual se obtiene una viscosidad promedio entre μ_p^0 y μ_w y $P\alpha$ es un coeficiente constante.

3.7 Adsorción

UTCHEM usa una isoterma de tipo Langmuir para describir el nivel de adsorción del surfactante (subíndice C) y/o del polímero (subíndice P), que considera la salinidad, la concentración del surfactante y la permeabilidad. La concentración adsorbida está dada por:

$$\hat{C}_k = \min \left(\tilde{C}_k, \frac{a_k (\tilde{C}_k - \hat{C}_k)}{1 + b_k (\tilde{C}_k - \hat{C}_k)}, \quad k = C \text{ o } P \right) \quad (20)$$

donde a_k/b_k representa el máximo nivel adsorbido y b_k controla la curvatura de la isoterma. El parámetro a_k se calcula como:

$$a_k = (a_{k1} + a_{k2} C_{SE}) \left(\frac{k_{ref}}{k} \right)^{0.5} \quad (21)$$

3.8 Relación entre las propiedades físicas

El comportamiento de fase influye en todas las otras propiedades como se ilustra en el siguiente esquema:

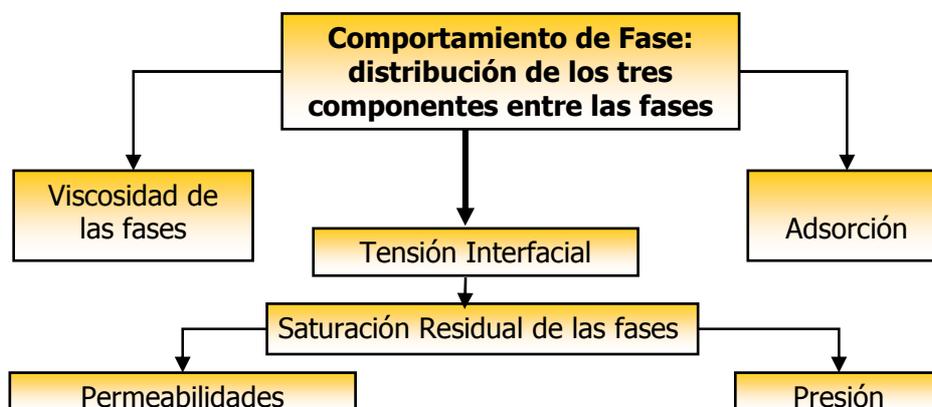


Figura 4: Relación entre las propiedades físicas

La medición de todas las propiedades físico-químicas mencionadas en el esquema es difícil ya que están acopladas y son funciones complejas de la concentración de las sustancias químicas. Ahora bien, el dato crucial a determinar en el laboratorio son los diagramas ternarios que rigen la estimación del resto de las propiedades.

4 EJEMPLO DE APLICACIÓN - DATOS

Se considera una porción lineal del reservorio de longitud 933 ft con un pozo inyector en un extremo y un productor en el otro. Se aplica entonces un modelo unidimensional en la coordenada x con una grilla de 100 bloques centrados. Se suponen constantes el área transversal, $A = 65337 \text{ ft}^2$; la porosidad, $\phi = 13.6 \%$ y la permeabilidad absoluta, $k = 182 \text{ mD}$. El reservorio contiene inicialmente 70% de agua y 30% de petróleo luego de una recuperación secundaria, siendo su presión de 900 psi. En la [Tabla 1](#) se muestran los valores de los parámetros de las propiedades físicas. Los datos se tomaron del trabajo de [Han et al, 2007](#).

La secuencia de inyección MP de los fluidos se ilustra en la [Figura 5](#). Durante los primeros 230 días se inyectan 0.2 volúmenes porales de una solución acuosa con 1% de surfactante, 5% de polímero y 0.54 meq/ml de sales (*tapón de surfactante*). Su objetivo es desplazar el petróleo y el agua, formando un banco de petróleo por delante del tapón. En los 350 días siguientes (0.3 volúmenes porales) se inyecta un *tapón de polímero* (solución acuosa con 5% de polímero y 0.54 meq/ml de sales). Su función es empujar el tapón de surfactante y el banco de petróleo y proteger la integridad de ambos. De esta forma, se disminuye la dispersión del tapón de surfactante y se mejora la transferencia de masa de los componentes entre las fases acuosa y oleosa. Desde los 580 hasta los 3500 días (3 volúmenes porales en total) se inyecta agua con la misma concentración de sales.

Toda la secuencia de inyección se realiza a un caudal constante, $Q_{iny} = 1300 \text{ STB/d}$. La ley de extracción del pozo productor es presión dinámica de fondo constante, $p_{wf} = 100 \text{ psi}$. El flujo es isotérmico e incompresible y se desprecian las fuerzas gravitatorias. Como ya fue mencionado, se consideran tres pseudocomponentes: agua (W), petróleo (O) y soluto (C); y pueden existir hasta tres fases en el sistema: acuosa (w), oleosa (o) y microemulsión (m).

Propiedad física	Parámetros
Tensión interfacial (Ecuación (10))	$\sigma_{ow} = 20$ dina/cm, $G_{w1} = 13$, $G_{w2} = -14.8$, $G_{w3} = 0.007$, $G_{o1} = 13$, $G_{o2} = -14.5$, $G_{o3} = 0.010$.
Permeabilidades relativas (Ecuaciones (12) - (14))	$k_{rw}^{0high} = k_{ro}^{0high} = k_{rm}^{0high} = 1.0$, $n_w^{high} = n_m^{high} = 0.48$, $n_o^{high} = 1.5$, $k_{rw}^{0low} = k_{rm}^{0low} = 0.106$, $k_{ro}^{0low} = 0.80$, $n_w^{low} = n_m^{low} = 2.1$ y $n_o^{low} = 1.7$
Presiones capilares (Ecuaciones (15) - (16))	$C_{pci} = 9$ y $\lambda_i = 2$
Viscosidades (Ecuaciones (17) - (19))	$\mu_w = 0.7$ cp, $\mu_o = 7.78$ cp, $\alpha_1 = 2.5$, $\alpha_2 = 2.3$, $\alpha_3 = 10$, $\alpha_4 = 1$, $\alpha_5 = 1$, $A_{p1} = 81$, $A_{p2} = 2500$, $A_{p3} = 2700$, $\dot{\gamma}_{1/2} = 10$ y $P\alpha = 1.8$
Adsorción (Ecuaciones (20) - (21))	$a_{C1} = 1.5$, $a_{C2} = 0.5$, $b_C = 1000$, C: surfactante $a_{p1} = 0.7$, $a_{p2} = 0.0$, $b_P = 100$, P: polímero

Tabla 1: Parámetros utilizados en las simulaciones del Caso “base” (Han et al, 2007).

En los casos analizados se consideran los tres tipos de comportamiento de fase. Los diagramas ternarios correspondientes son los que se muestran en la Figura 1: Tipo II(-) (Figura 1 (a)), Tipo II(+) (Figura 1 (b)) y Tipo III (Figura 1 (c)). Para garantizar un único comportamiento se controlan los parámetros de salinidad en la simulación.

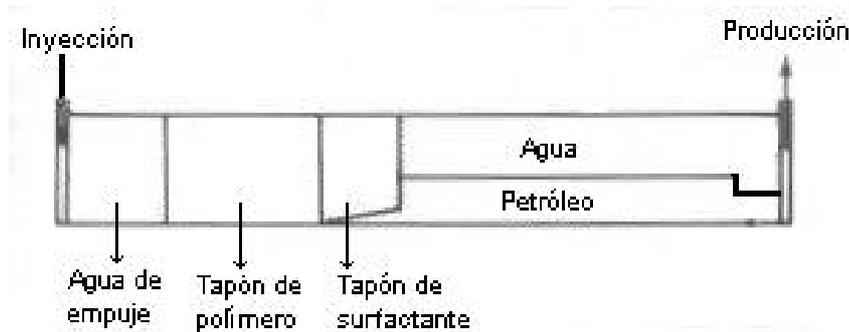


Figura 5. Secuencia de inyección de fluidos en una inundación micelar polimérica típica

Se analiza la influencia de las curvas de permeabilidad relativa en el comportamiento del barrido químico para cada uno de los 3 tipos de comportamiento de fases. Los cambios en las permeabilidades relativas se introducen de dos maneras diferentes:

1. Alterando las curvas de desaturación de agua y petróleo. Al cambiar S_{wr} o S_{or} se alteran las permeabilidades relativas (ver Ecuaciones (12) - (14)). Se utilizan las curvas de desaturación que se muestran en la Figura 6. Las curvas azules, correspondientes al Caso “base”, coinciden con las de la Figura 2. La curva de desaturación de microemulsión no cambia, se usa la de la Figura 2.
2. Alterando los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa fase oleosa - fase acuosa correspondientes a saturaciones residuales máximas, n_w^{low} y n_o^{low} en las Ecuaciones (12) - (14). Se utilizan las curvas que se muestran en la Figura 7. Las curvas azules, correspondientes al Caso “base”, coinciden con las de la Figura 3. Las permeabilidades relativas correspondientes a saturaciones residuales mínimas

no cambian y son las curvas rosa de la Figura 3.

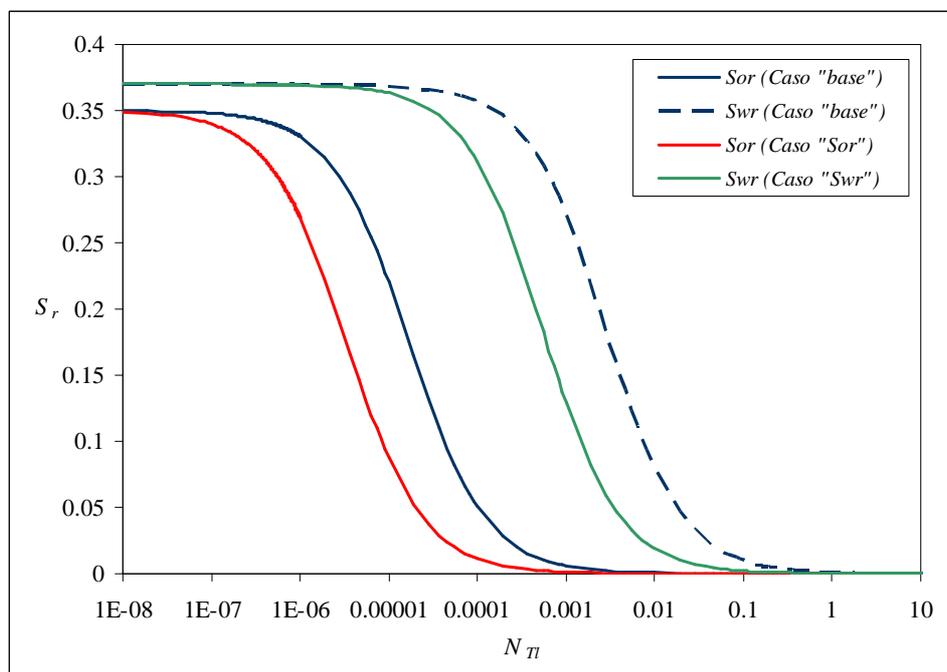


Figura 6: Curvas de desaturación de petróleo y agua utilizadas en Caso “base”, Caso “ S_{wr} ” y Caso “ S_{or} ”.

En las simulaciones numéricas se consideraron cinco casos:

- 1) *Caso “base”*: utiliza los datos originales del trabajo Han et al, 2007, es decir las curvas de desaturación azules de la Figura 6 y las curvas de permeabilidades relativas azules de la Figura 7.
- 2) *Caso “ S_{wr} ”*, cambia solamente la curva de desaturación de agua, utilizando la curva verde de la Figura 6. En este caso la disminución de la saturación irreducible de agua se logra sin necesidad de tener valores muy bajos de tensión interfacial, o, equivalentemente, valores muy altos del número de entrapamiento N_{Tl} .
- 3) *Caso “ S_{or} ”*, cambia solamente la curva de desaturación de petróleo utilizando la curva roja de la Figura 6. En este caso la disminución de la saturación residual de petróleo se logra sin necesidad de tener valores muy bajos de tensión interfacial, o, equivalentemente, valores muy altos del número de entrapamiento N_{Tl} .
- 4) *Caso “ n_w ”*, solamente se aumenta el exponente de la permeabilidades relativa de la fase acuosa correspondiente a las saturaciones residuales máximas, tomando $n_w^{low} = 3$. Así se disminuye la permeabilidad relativa de la fase acuosa, que se grafica en color verde en la Figura 7.
- 5) *Caso “ n_o ”*, solamente se aumenta el exponente de la permeabilidades relativa de la fase oleosa correspondiente a las saturaciones residuales máximas, tomando $n_o^{low} = 3$. Así se disminuye la permeabilidad relativa de la fase oleosa, que se grafica en color rojo en la Figura 7.

Para cada uno de los cinco casos analizados se comparó la producción acumulada de petróleo y los perfiles de saturación para los diferentes tipos de comportamiento de fase.

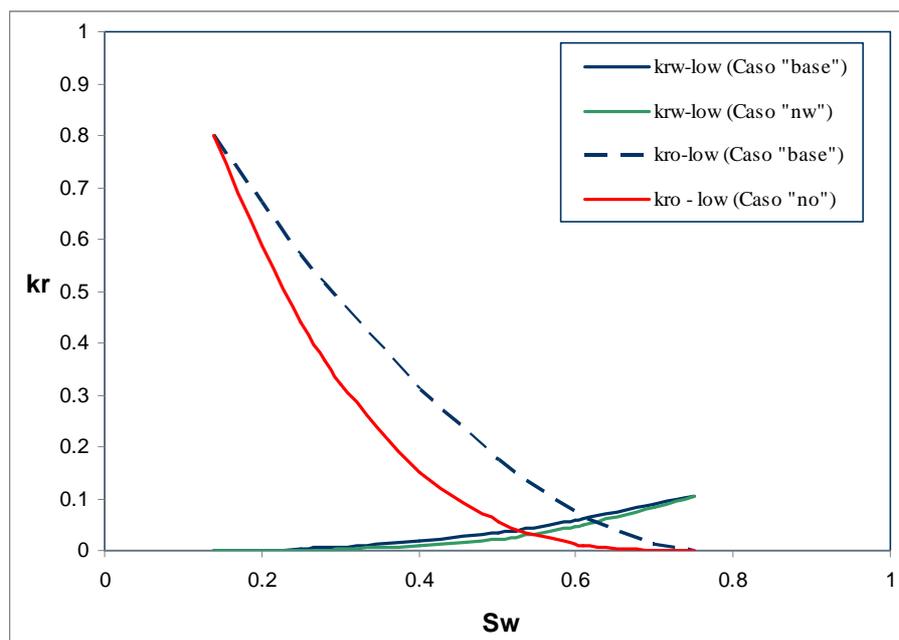


Figura 7: Permeabilidades relativas fase oleosa - fase acuosa correspondientes a: saturaciones residuales máximas utilizadas en Caso "base", Caso " n_w " y Caso " n_o "

5 EJEMPLO DE APLICACIÓN - RESULTADOS OBTENIDOS

5.1 Influencia en la producción acumulada de petróleo

En la Figura 8 se muestra la producción acumulada de petróleo obtenida en los distintos casos mencionados y para cada uno de los 3 comportamientos de fase. Cada columna de la Figura 8 representa un comportamiento de fase: Tipo II(-), Tipo II (+) y Tipo III. En la primera fila se compara los resultados obtenidos variando la curva de desaturación: Caso "base", Caso " S_{wr} ", Caso " S_{or} " (Figura 8 (a) para Tipo II (-), Figura 8 (b) para Tipo II (+) y Figura 8 (c) para Tipo III, respectivamente). Análogamente, en la segunda fila se muestran los resultados obtenidos variando la curvatura de las permeabilidades relativas: Caso "base", Caso " n_w ", Caso " n_o " (Figura 8 (d) para Tipo II (-), Figura 8 (e) para Tipo II (+) y Figura 8 (f) para Tipo III, respectivamente).

Analicemos primero el cambio en la curva de desaturación de agua. En la Figura 8 (a), correspondiente al Tipo II (-), donde la microemulsión es en fase acuosa, se observa que el cambio en la curva de desaturación de agua, Caso " S_{wr} ", no influye en la recuperación de petróleo (la producción acumulada coincide con la del Caso "base"), mientras que si cambia la curva de desaturación de petróleo, Caso " S_{or} ", se obtiene una mayor producción de petróleo. En cambio, para el Tipo II(+) (microemulsión en fase oleosa) o el Tipo III (formación de la nueva fase microemulsión) ocurre lo inverso: la producción acumulada aumenta al cambiar la curva de desaturación de agua, Caso " S_{wr} ", y se mantiene prácticamente en el mismo valor al cambiar la de petróleo, Caso " S_{or} ". La influencia es mayor en el Tipo II(+) que en el III.

En segundo lugar analicemos la influencia del cambio de curvatura de las permeabilidades relativas. En los 3 tipos de comportamiento la disminución de la

permeabilidad relativa al petróleo, *Caso* “ n_o ”, provoca un notable descenso en la producción de petróleo comparado con el *Caso* “*base*” (Figura 8 (d), (e) y (f)) Por su parte, la disminución de la permeabilidad relativa al agua, *Caso* “ n_w ”, no afecta los resultados del Tipo II (-) (Figura 8 (d)), pero sí logra una mejora de la producción en los Tipos II (+) y III (Figura 8 (e) y (f)).

Comparando el tipo de comportamiento de fase, vemos que las peores recuperaciones se producen con comportamientos del Tipo II (-) mientras que los resultados obtenidos con los Tipos II (+) y III son bastante similares, con una leve ventaja para el Tipo III.

5.2 Influencia en los perfiles de saturación

Para el análisis de los perfiles de saturación se elige mostrar los resultados obtenidos en tres de los cinco casos simulados: el *Caso* “*base*”; el *Caso* “ S_{wr} ”, con el que se obtiene la recuperación más alta de petróleo; y el *Caso* “ n_o ”, con el que se obtiene la recuperación más baja.

En la Figura 9, Figura 10 y Figura 11 se muestran los perfiles de saturación obtenidos para el *Caso* “*base*”; el *Caso* “ S_{wr} ” y el *Caso* “ n_o ”, respectivamente. Cada figura cuenta con 3 filas que corresponden a los 3 tipos diferentes de comportamiento de fase: Tipo II (-) en la primera fila, Tipo II (+) en la segunda y Tipo III en la tercera. Además, para cada Tipo, se consideraron cuatro tiempos con el objetivo de analizar el avance de los fluidos en el reservorio: $t = 100$ días, $t = 400$ días, $t = 1000$ días y $t = 3500$ días (tiempo final). Los tiempos corresponden a las diferentes columnas de las figuras. Con color azul se representa la saturación de agua, con marrón la saturación de petróleo y con ocre la saturación de la microemulsión. En los gráficos se observa el comportamiento característico de la inyección de químicos: la formación del banco de petróleo debido a la disminución de la tensión interfacial y la miscibilidad parcial agua-petróleo; y el avance del tapón de surfactante.

Comencemos analizando el *Caso* “*base*”; representado en la Figura 9. Los resultados del Tipo de comportamiento II(-) se muestran en la primera fila. Observamos que el banco de petróleo formado es pequeño dado que la microemulsión es en fase acuosa, lo que hace que el desplazamiento tenga un comportamiento no miscible. Así, no se logra una reducción significativa de la saturación de petróleo, que en el tiempo final tiene un valor aproximado de 0.26. Además queda petróleo sin barrer en toda la longitud entre el punto de inyección y el de producción. En este caso se produce la totalidad de la microemulsión. En la segunda fila de la Figura 9 se muestran los resultados del Tipo II(+). Aquí, la microemulsión es en fase oleosa, por lo que el desplazamiento tiene las características de un desplazamiento miscible logrando barrer completamente al petróleo en un 40% de la longitud total y formando un banco mayor. Sin embargo, al avanzar la inyección de agua la interacción entre la microemulsión y el agua se asemeja a la del petróleo y el agua y por lo tanto, el avance es muy lento, no llegando a producir la microemulsión. En el Tipo III (representado en la tercera fila de la Figura 9) la microemulsión forma una fase separada compuesta aproximadamente por un 60% de petróleo y un 40% de agua. Su comportamiento se asemeja al observado para el Tipo II(+). La microemulsión no se produce pero las saturaciones en el pozo productor son levemente mayores que el Tipo II(+) (0.29 para el Tipo III y 0.28 para el Tipo II(+)), resultando en una leve mejoría en la producción.

El *Caso* “ S_{wr} ” se representa en la Figura 10. Los resultados del Tipo II (-) son iguales a los del *Caso* “*base*”; como ya habíamos analizado en la producción acumulada de petróleo, pues la disminución de la saturación irreducible de agua prácticamente no influye cuando la

microemulsión es en fase acuosa. En cambio sí tiene una importante influencia en el comportamiento de los Tipos II (+) y III (filas 2 y 3 de la Figura 10). En ambos Tipos observamos que el banco de petróleo formado es más importante y avanza más rápido, es decir el petróleo fue barrido casi completamente en el 53% de la longitud considerada y llega con una saturación un poco mayor al pozo productor, con valores del 31%.

El Caso “ n_o ”, en el que disminuye considerablemente la permeabilidad relativa al petróleo (como se observa en la curva roja de la Figura 7), se representa en la Figura 11. Esta disminución afecta decididamente la producción en todos los tipos de comportamiento, debido a que el petróleo se mueve muy lentamente. Cualitativamente los perfiles de saturación son análogos a los del Caso “base” y el Caso “ S_{wr} ”, pero con valores más altos de saturación (0.26 para el Tipo II (-), 0.37 para los Tipo II (+) y III) pues la producción acumulada de petróleo es sensiblemente menor (Figura 8). La responsable de esa pobre producción es la permeabilidad relativa la fase oleosa: en la Tabla 2 se compara el valor de dicha permeabilidad en las saturaciones finales del pozo productor para los casos “ S_{wr} ” y “ n_o ”.

	Tipo II (-)	Tipo II (+) y Tipo III
Caso “ S_{wr} ”	$k_{ro} (S_o=0.26)= 0.0007$	$k_{ro} (S_o = 0.31) = 0.016$
Caso “ n_o ”	$k_{ro} (S_o=0.26)= 0.000003$	$k_{ro} (S_o = 0.37) = 0.006$

Tabla 2: Permeabilidad relativa de fase oleosa evaluada en la saturación del pozo productor

6 CONCLUSIONES

Se describe el simulador UTCHEM, desarrollado en la Universidad de Texas en Austin, y se lo aplica para simular una *inundación micelar polimérica* con datos típicos tomados de la bibliografía. El objetivo del estudio es comparar el avance de los fluidos involucrados en la inundación micelar polimérica y el volumen de petróleo producido acumulado cuando varían las permeabilidades relativas fase oleosa – fase acuosa. Esa variación se logra alterando las curvas de desaturación de agua y petróleo y los exponentes de las curvas de permeabilidad relativa fase oleosa - fase acuosa correspondientes a saturaciones residuales máximas. Además, se tiene en cuenta el tipo de comportamiento de fase: Tipo II(-) (surfactante mucho más soluble en agua que en petróleo); Tipo II(+) (surfactante mucho más soluble en petróleo que en agua) y Tipo III (formación de una tercera fase, la microemulsión). Para los datos analizados se obtienen las siguientes conclusiones:

1. En todos los casos se observa una mayor eficiencia en el desplazamiento de los Tipos II(+) y III, ya que toman las características de un desplazamiento miscible, logrando barrer completamente al petróleo y formar un importante banco de petróleo.
2. La disminución de la permeabilidad relativa de la fase oleosa, representada en el Caso “ n_o ”, obviamente afecta en forma notoria la producción acumulada de petróleo, debido a que el petróleo se mueve muy lentamente. Pero esta influencia negativa es independiente del tipo de comportamiento considerado.
3. El Tipo II(-) se ve afectado por el cambio en la curva de desaturación de petróleo (Caso “ S_{or} ”) y la disminución de la permeabilidad relativa al petróleo (Caso “ n_o ”). Los cambios de saturación irreducible de agua y permeabilidad relativa al agua no lo afectan.

4. Los Tipos II(+) y III tiene un comportamiento similar: aumentan su eficiencia al disminuir más rápidamente la saturación irreducible de agua (Caso " S_{wr} ") y al disminuir la permeabilidad relativa al agua (Caso " n_w "). No alteran su comportamiento al cambiar la curva de desaturación de petróleo (Caso " S_{or} ").

REFERENCIAS

- Babu, D.K., and Odeh, A.S., Productivity of a Horizontal Well, *Soc. Pet. Eng. Reservoir Eng.*, 4, 417-421, (1989).
- Bear, J., *Dynamics of Fluids in Porous Media*, American Elsevier Publishing Company, New York. (1972).
- Bidner, M.S., and Porcelli, P.C., Influence of Phase Behavior on Chemical Flood Transport Phenomena, *Transport in Porous Media*, 24, N° 3, 247-273 (1996 a).
- Bidner, M.S., and Porcelli, P.C., Influence of Capillary Pressure, Adsorption and Dispersion on Chemical Flood Transport Phenomena, *Transport in Porous Media*, 24, N° 3, 275-296 (1996 b).
- Camilleri, D., Engelsen, S., Lake, L.W., Lin, E.C., Ohno, T., Pope, G.A., and Sephernoori, K., Description of an Improved Compositional Micellar/Polymer Simulator, *Soc. Pet. Eng. Res. Eng.*, 2, No.4, 427-432, (1987).
- Delshad, M., Asakawa, K., Pope, G.A., and Sepehrnoori, K., Simulations of Chemical and Microbial Enhanced Oil Recovery Methods, Society of Petroleum Engineers Paper #75237, *Proceedings of the SPE Thirteenth Symposium on Improved Oil Recovery*, Tulsa, OK, (2002).
- Han, C., Delshad, M., Sepehrnoori, K., and Pope, G.A., A fully Implicit, Parallel, Compositional Chemical Flooding Simulator, *Soc. Pet. Eng. J.*, (September, 2007).
- Healy, R.N., and Reed, R.L., Physicochemical Aspects of Microemulsion Flooding, *Soc. Pet. Eng. J.*, 14, 491-501, (1974).
- Lake, L.W., *Enhanced Oil Recovery*, Prentice-Hall (1989).
- Lake, L.W., Pope, G.A., Carey, G.F., and Sepehrnoori, K., Isothermal, Multiphase, Multicomponent Fluid Flow in Permeable Media - Part I: Description and Mathematical Formulation, *In Situ*, 8 No.1, 1-40, (1984).
- Larson, R.G., Davis, H.T., and Scriven, L.E., Elementary Mechanisms of Oil Recovery by Chemical Methods, *Journal of Pet. Tech.*, 34, 243-258 (1982).
- Nelson, R.C., The salinity requirement Diagram - A Useful tool in Chemical Flooding Research and Development, *Society of Petroleum Engineers Journal*, 22, 259-270 (1982).
- Peaceman, D.W., Interpretation of Well-Block Pressures in Numerical Reservoir Simulation With Nonsquare Gridblocks and Anisotropic Permeability, *Soc. Pet. Eng. J.*, 23(3), 531-543, (1983).
- Pope, G.A., Wang, B., and Tsaur, K., A Sensitivity Study of Micellar/Polymer Flooding, *Soc. Pet. Eng. J.*, 19 No.6, 357-368 (1979)
- Porcelli, P.C., and Bidner, M.S., Simulation and Transport Phenomena of a Ternary Two-Phase Flow, *Transport in Porous Media*, 14, No. 2, 1-20 (1994).
- UTCHEM 9-0, Technical Documentation, Reservoir Engineering Research Program, *Center for Petroleum and Geosystems Engineering*, The University of Texas at Austin, July, 2000.

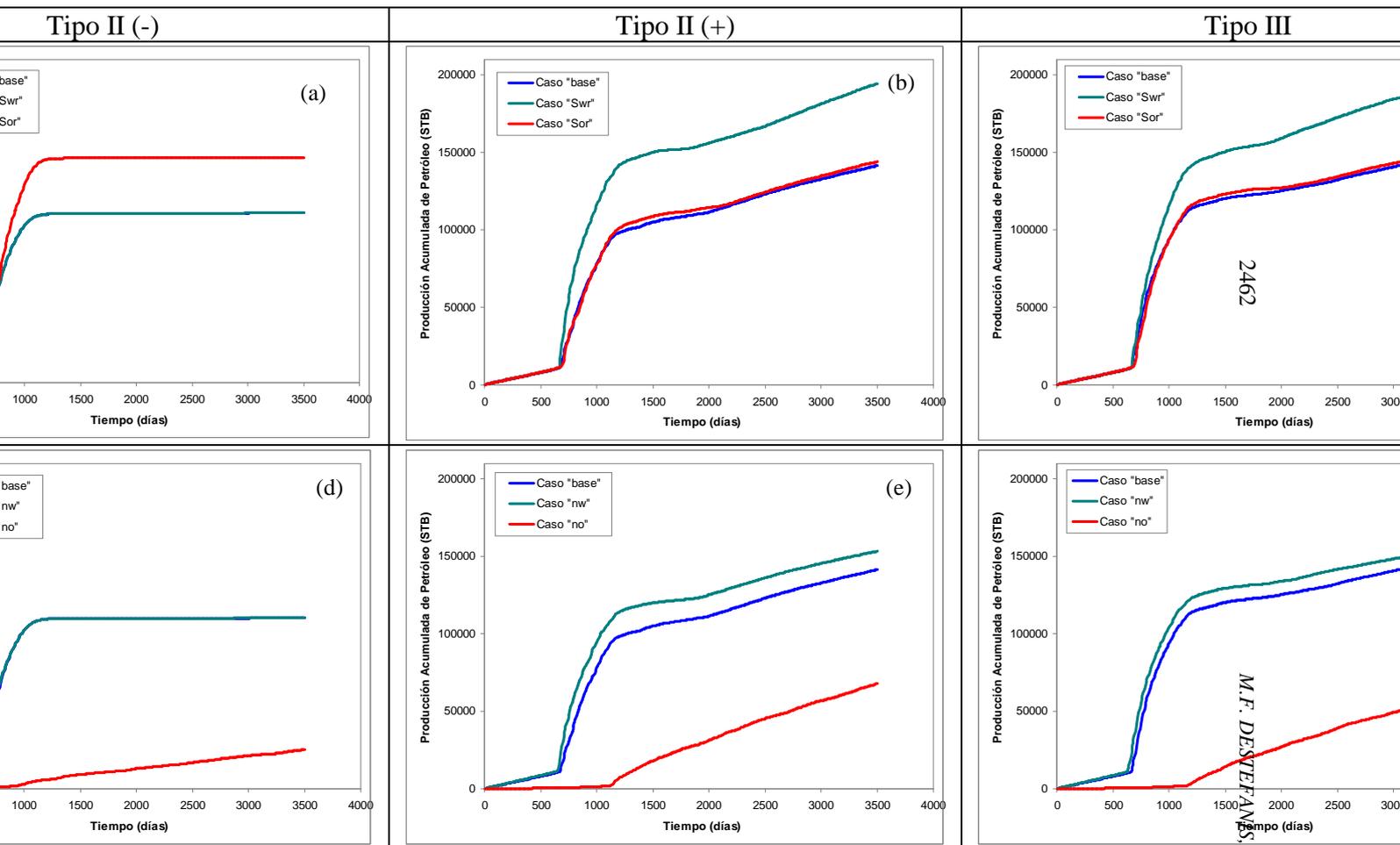


Figura 8. Producción acumulada de petróleo obtenida en los 5 casos, Caso "base", Caso " S_{wr} ", Caso " S_{or} ", Caso " n_w ", Caso " no " y para cada uno de los 3 comportamientos de fase, Tipo II(-), Tipo II (+) y Tipo III

M.F. DESTEFANO, G.B. SAVIOLI

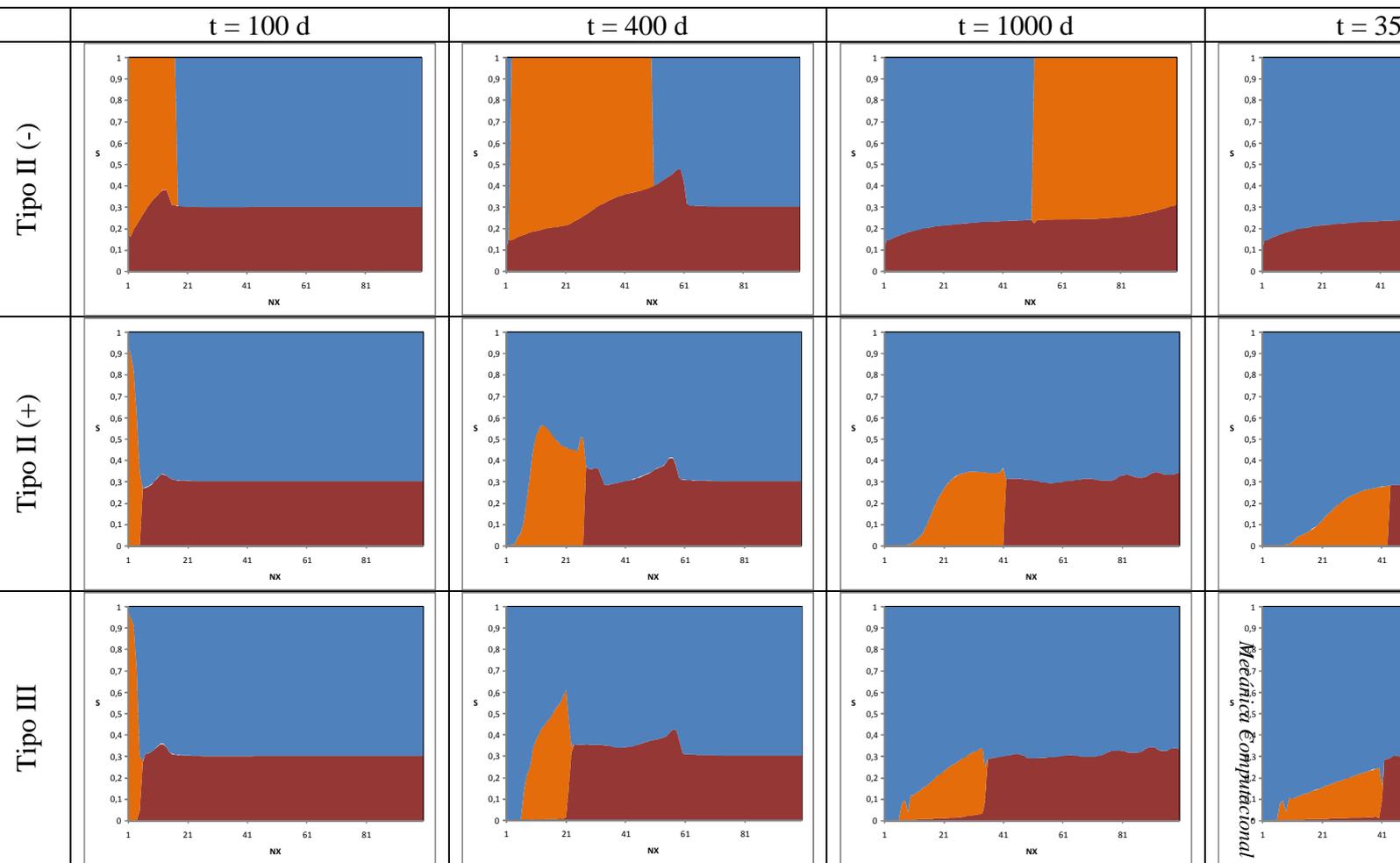


Figura 9. Caso "base": Perfiles de saturación en distintos tiempos para cada comportamiento de fase, Tipo II(-), Tipo II (+) y Tipo III.

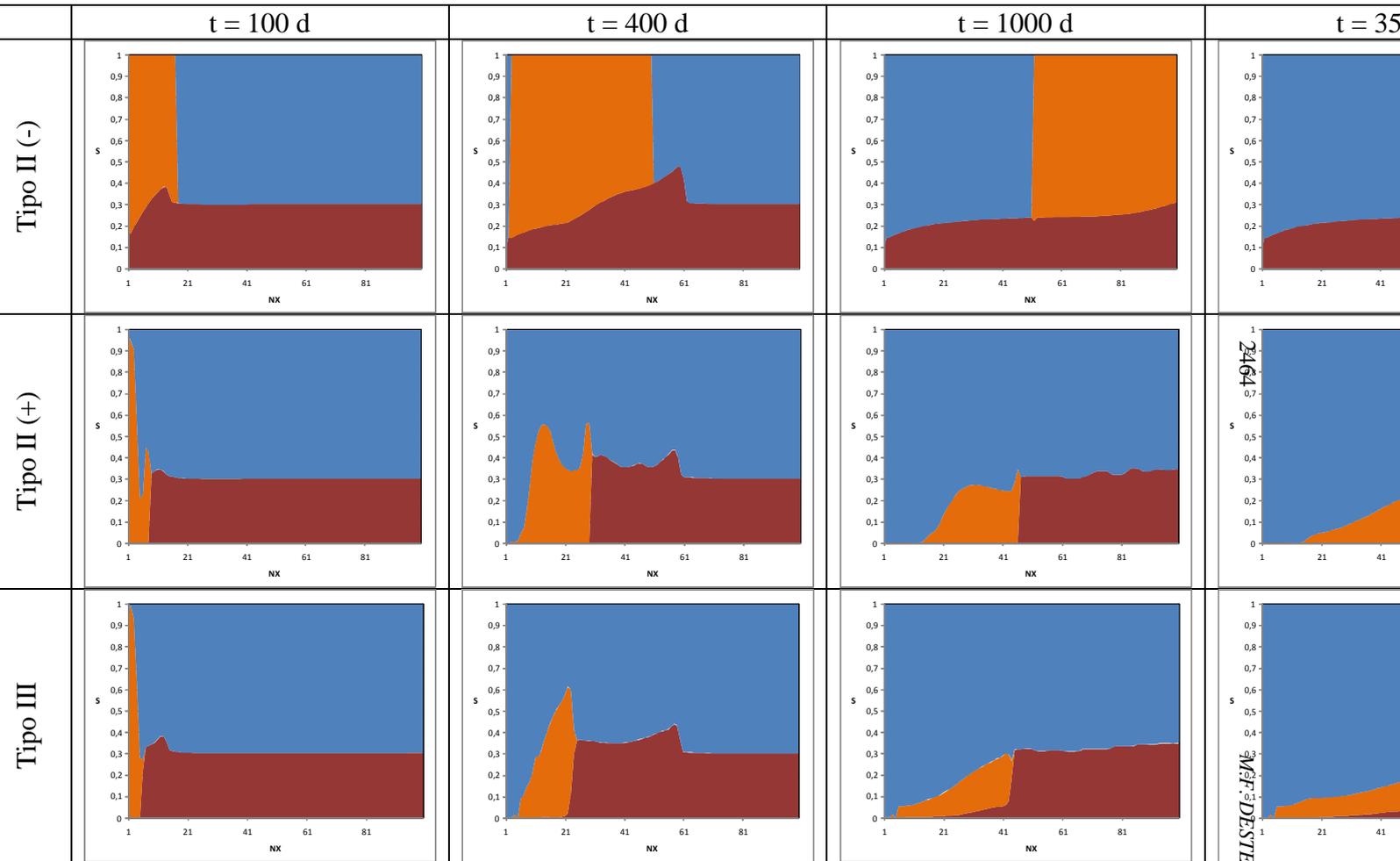


Figura 10. Caso " S_{wr} ": Perfiles de saturaciones en distintos tiempos para cada comportamiento de fase, Tipo II(-), Tipo II (+) y Tipo III.

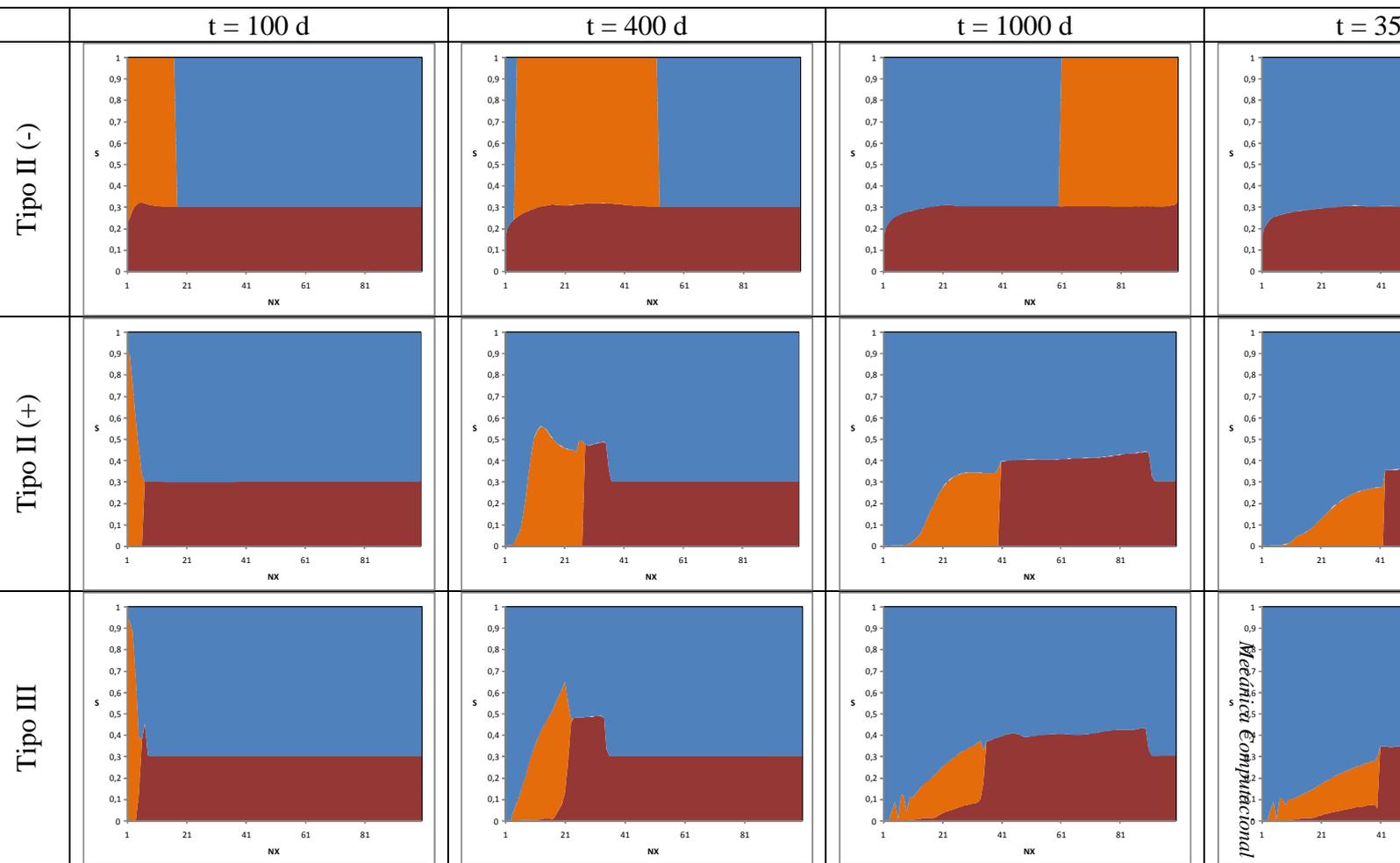


Figura 11. Caso “ n_o ”: Perfiles de saturaciones en distintos tiempos para cada comportamiento de fase, Tipo II(-), Tipo II (+) y Tipo III