

SIMULACIÓN DE LA INYECCIÓN DE NANOPARTÍCULAS DE SiO_2 COMO MÉTODO DE RECUPERACIÓN MEJORADA DE ACEITE

Luis Fernando Rodríguez Andrade
Daniel de Jesús Montoya Hernández
Angélica Gabriela Vital Ocampo
Francisco Alberto Tamayo Ordoñez

Resumen

Debido a la situación actual de la industria petrolera en México, contar con nuevas tecnologías para procesos de recuperación mejorada de aceite es una alternativa a considerar para la incorporación de reservas. El empleo de nanotecnología ha demostrado tener una gran aplicabilidad a distintos procesos de la industria petrolera. Especialmente el uso de nanopartículas de SiO_2 ha demostrado tener beneficios al inyectarse como nanofluido para desplazar el aceite de las rocas. Diversos estudios han señalado que el transporte y retención de nanopartículas en el medio poroso aumentan la recuperación de aceite por medio del mecanismo de cambio de mojabilidad de la formación. En este trabajo se presenta un análisis teórico de los fenómenos y efectos implícitos en la inyección de nanopartículas como agentes de recuperación mejorada de aceite. Con este fin se propone un modelo matemático conformado de cinco ecuaciones diferenciales parciales: 1) presión, 2) saturación, 3) concentración, 4) volumen de nanopartículas depositadas y 5) volumen de nanopartículas atrapadas. Del mismo modo, el modelo incluye el cómputo del cambio de porosidad y permeabilidad, así como de las permeabilidades relativas de las fases. Se simularon nueve escenarios con diferentes tamaños de nanopartículas a distintos valores de concentración inicial y se encontró que a mayor tamaño de partícula y concentración se obtiene mayor

recuperación, pero se acentúan los efectos en los cambios de porosidad y permeabilidad.

Palabras Clave:

Recuperación mejorada, nanofluidos, permeabilidad relativa, mojabilidad

1. Introducción

El panorama de la producción de aceite en México para julio de 2017 es de 2.009 MMbpd y una reserva probada de 8 billones de aceite al cierre del 2016. Esto coloca a México en el 10° lugar a nivel internacional en la lista de países productores de petróleo, BP, (2017). Estas estadísticas se muestran favorables hasta que se contraponen con las reportadas en 2016. En comparación con el cierre de 2015, la reserva 1P de finales del 2016 cayó 2.8 billones de barriles de aceite. Esto representa claramente un valor negativo en la tasa de restitución de reservas para nuestro país y aunado a los bajos precios del petróleo y el alto riesgo financiero que representan los proyectos de incorporación de reservas (exploración en aguas profundas y yacimientos no convencionales), es necesario proponer nuevas alternativas para incorporar reservas a partir de los volúmenes remanentes en los campos maduros.

* Facultad de Química, Ingeniería Petrolera, Universidad Autónoma del Carmen

La adición de reservas de aceite se puede lograr por la redefinición de la viabilidad económica de procesos de recuperación mejorada que muchas veces no son implementados por el alto costo operativo que representan. Es decir, si el volumen de aceite remanente en los yacimientos se excluye de la reserva cuantificada debido a que no es factible recuperarlo, un nuevo método de recuperación mejorada de aceite que tenga la capacidad de aumentar significativamente el factor de recuperación de aceite podría incorporar en reservas ese volumen al que no se ha tenido acceso durante la recuperación primaria y secundaria.

El interés por añadir nanopartículas al fluido de inyección surge por la capacidad de estas para modificar la tensión interfacial, la viscosidad de la fase en las que se dispersan y la alteración de la mojabilidad del medio poroso. El cambio en alguna de estas propiedades supone un desplazamiento de aceite con mayor eficiencia y, por tanto, mayor recuperación de aceite.

Siendo este último el principal objetivo de la industria petrolera es inexcusable tratar de representar las concepciones físicas de posibles métodos de recuperación de aceite emergentes en modelos matemáticos para predecir y comprender aún más la fenomenología, los riesgos y beneficios asociados.

Por lo anterior, el contenido de este trabajo es un estudio teórico de la inyección de un nanofluido (fluido con nanopartículas) en un medio poroso bajo condiciones específicas con el fin de proponer un modelo que represente los mecanismos de adsorción, desorción, bloqueo y transporte por los cuales actúan las nanopartículas y evaluar los cambios en el sistema roca/fluido que dichos mecanismos propicien.

2. Modelado de flujo de nanofluidos en un medio poroso

Los esfuerzos por simular matemática, numérica y computacionalmente el proceso de recuperación mejorada de aceite por inyección de nanofluidos son mucho menores, pero no menos importantes. Escasos estudios se han propuesto para representar de manera teórica los fenómenos, mecanismos y efectos causados por las nanopartículas durante su paso a través de un medio poroso saturado: Gruesbeck y Collins (1982); Liu y Civan (1993); Ju *et al.* (2002); Ju *et al.* (2006); Ju *et al.* (2012); El-Amin *et al.* (2013a); El-Amin *et al.* (2013b); Abdelfatah *et al.* (2017). Con base en el trabajo de Ju *et al.* (2006) se propone un modelo matemático en el que se considera la fenomenología representativa del flujo de un fluido en un medio poroso saturado. El modelo matemático está desarrollado en el modelo físico

(ver Figura 1) en el que se incluyen los siguientes mecanismos: a) Adsorción: debido a que se generará el cambio de mojabilidad y por tanto el incremento en la permeabilidad relativa del aceite; b) Desorción: debido a la acción de las fuerzas hidrodinámicas; c) Bloqueo: dado el incremento de la concentración de nanopartículas en un punto de la superficie o bien por la restricción del tamaño de la garganta de poro; d) Transporte: por la difusión-convección en el medio poroso.

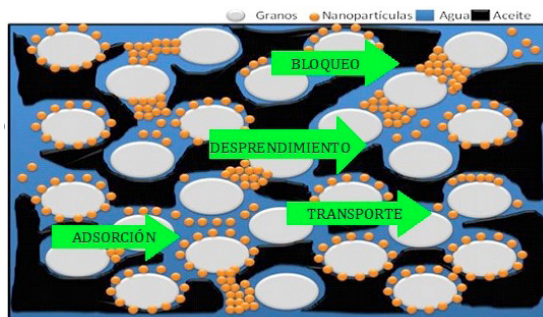


Figura 2.1. Conceptualización del modelo físico

Adicionalmente se considera un medio poroso isotrópico, rígido e inicialmente homogéneo. El flujo del fluido es bifásico (agua y aceite), monocomponente, incompresible, Newtoniano y se rige por la ley de Darcy. Se desprecian los efectos de gravedad en donde el proceso es isotérmico y transitorio. Finalmente, las nanopartículas son de geometría esférica constante y se rigen por el movimiento Browniano.

2.1 Modelo matemático

El modelo desarrollado está basado en conjunto de ecuaciones de conservación propuestas para cada una de las fases, así como de ecuaciones constitutivas que permiten tener un sistema matemáticamente cerrado. Las ecuaciones que conforman el modelo están dadas por:

i) Ecuación de continuidad

$$\frac{\partial \phi S_w}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_w}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \right) = 0 \quad (1)$$

$$\frac{\partial \phi S_o}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} \left(\frac{K_o}{\mu_o} \frac{\partial P_o}{\partial x} \right) = 0 \quad (2)$$

Donde P es presión, ϕ es porosidad, S es saturación, K es permeabilidad efectiva y μ es viscosidad. Los subíndices o y w indican la fase aceite y agua respectivamente.

ii) La saturación total está definida como:

$$S_w + S_o = 1 \quad (3)$$

El comportamiento de las curvas de permeabilidad relativas de cada fase está regido por:

$$Kr_{w,0} = Kr_{wf}(S_n)^l \quad (4)$$

$$Kr_{o,0} = Kr_{fo}(1 - S_n)^m \quad (5)$$

Donde $K_{r,0}$ es permeabilidad relativa inicial, K_{rf} es el punto final de la curva de permeabilidad relativa, S_n es la saturación normalizada y l y m exponentes de la correlación de Brooks-Corey:

$$S_n = \frac{S_w - S_{w,0}}{1 - S_{or} - S_{w,0}} \quad (6)$$

En la ecuación (9), $S_{w,0}$ es la saturación inicial de la fase agua y la S_{or} es la saturación residual de la fase aceite después de su desplazamiento.

Como es un requerimiento para la ecuación de transporte de nanopartículas, la velocidad de la fase agua será definida:

$$u_w = - \frac{KKr_w}{\mu_w} \frac{\partial P_w}{\partial x} \quad (7)$$

iii) Concentración de nanopartículas en fase agua

Para el transporte de nanopartículas se consideró movimiento browniano debido a que el tamaño de las éstas se encuentra entre 10 y 100 nm, la ecuación de continuidad para las nanopartículas en la fase agua es:

$$u_w \frac{\partial C}{\partial x} + \phi S_w \frac{\partial C}{\partial t} - \frac{\partial}{\partial x} (\phi S_w D \frac{\partial C}{\partial x}) + R = 0 \quad (8)$$

Donde C es la concentración en volumen, R es la tasa neta de pérdida de nanopartículas y D es el coeficiente de dispersión.

La tasa neta de pérdidas de nanopartículas R , está en función de dos tipos de retenciones: a) Depositación en la superficie del medio poroso y b) Bloqueo en la garganta de poros.

Las nanopartículas retenidas en la superficie de los poros podrán separarse (desorción) bajo la acción de fuerzas coloidales e hidrodinámicas y luego vueltas a adsorberse en otro sitio ó quedarse atrapadas en la garganta de poro. La tasa de intercambio de nanopartículas está dada por:

$$R = \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial v^*}{\partial t} \quad (9)$$

Donde v es el volumen de nanopartículas en contacto con la fase agua disponible en la superficie de los poros por unidad de volumen de roca y v^* es el volumen de nanopartículas atrapado en la garganta de poro por unidad de volumen de roca en la fase agua. Para el caso del cambio de volumen de nanopartículas v en contacto con la fase agua con respecto al tiempo:

$$\frac{\partial v}{\partial t} = \begin{cases} \alpha_d u_w C & \text{cuando } u_w < u_{wc} \\ \alpha_d u_w C - \alpha_e v(u_w - u_{wc}) & \text{cuando } u_w > u_{wc} \end{cases} \quad (10)$$

Donde u_{wc} se define como la velocidad crítica del agua para la depositación y arrastre de las nanopartículas. Valores de velocidad de la fase agua por debajo de la velocidad crítica permitirá la retención de nanopartículas en la superficie del medio poroso. Así mismo, velocidades mayores al valor de la velocidad crítica favorecerá una condición simultanea de arrastre y depositación de nanopartículas, (Gruesbeck y Collins, 1982). Por otra parte, α_d y α_e son la constante de velocidad para la retención en la superficie y arrastre de nanopartículas en la fase agua respectivamente.

iv) Volumen de nanopartículas atrapadas

La ecuación de volumen de nanopartículas atrapado en la garganta de poro por unidad de volumen de roca en la fase agua, v^* , es:

$$\frac{\partial v^*}{\partial t} = \alpha_{pt} u_w C \quad (11)$$

Donde α_{pt} es la constante de velocidad para el bloqueo de la garganta de poro.

Debido al fenómeno de adsorción se formará una capa de nanopartículas alrededor de la superficie del medio poroso donde la porosidad cambiará, para esto se define una porosidad instantánea dada por:

$$\phi = \phi_0 - \Delta\phi \quad (12)$$

En esta ecuación, ϕ_0 representa la porosidad inicial y el término $\Delta\phi$ denota las variaciones de la porosidad por la adsorción o desorción de nanopartículas con la superficie y está representada por:

$$\Delta\phi = v + v^* \quad (13)$$

El mismo fenómeno de adsorción también modifica la permeabilidad absoluta del medio, por lo tanto, habrá que definir una permeabilidad instantánea:

$$K = K_0 \left[(1-f)k_f + f\left(\frac{\phi}{\phi_0}\right)^n \right] \quad (14)$$

$$f = 1 - \alpha_f v^* \quad (15)$$

Donde K_0 es la permeabilidad inicial, K y ϕ son permeabilidad y porosidad instantáneas locales, k_f es la constante de filtración de fluido permitida a través de los poros tapados, f es la fracción del área de la sección transversal original abierta al flujo (factor de eficiencia de flujo) la cual expresa la fracción de poros no bloqueados que permitirán el flujo libremente, α_f es el coeficiente de eficiencia de flujo para las nanopartículas y n el un coeficiente empírico de este modelo.

Debido a que la adsorción de nanopartículas (LHP) representará el mecanismo de cambio de mojabilidad de la superficie del medio poroso, tendrán que plantearse modelos de permeabilidades relativas en función de la geometría y el área superficial de las nanopartículas y el área específica del medio poroso.

Definiendo entonces las permeabilidades relativas de la fase agua y aceite Kr_{wp} y Kr_{op} en función de la saturación de agua S_w se tiene:

$$Kr_{wp} = \left[1 + \frac{a_{tot}}{a_{sp}} (\theta_w - 1) \right] Kr_{w,0} \quad (16)$$

$$Kr_{op} = \left[1 + \frac{a_{tot}}{a_{sp}} (\theta_o - 1) \right] Kr_{o,0} \quad (17)$$

Donde a_{tot} es el área superficial total de nanopartículas en contacto con los fluidos definida por:

$$a_{tot} = \beta(v + v^*) \frac{6}{dnp} \quad (18)$$

Donde dnp es el diámetro de nanopartícula y a_{sp} es el área específica de un núcleo.

$$a_{sp} = 7000\phi \sqrt{\frac{\phi}{K}} \quad (19)$$

Las constantes θ_w y θ_o son las relaciones del cambio de permeabilidad relativa de cada fase debido al fenómeno de adsorción.

Se tendrá en cuenta para las nuevas permeabilidades relativas que:

a) Si $a_{tot} \geq a_{sp}$ las superficies totales por unidad de volumen del medio poroso estarán completamente ocupadas por nanopartículas adsorbidas o atrapadas en los poros y que la mojabilidad será determinada por las nanopartículas

b) Para el caso de $a_{tot} < a_{sp}$ solo parte de la superficie del medio poroso por unidad de volumen que está ocupada por las nanopartículas.

Modelo numérico y computacional.

Para la solución del sistema de ecuaciones (2.1), (2.2), (2.8), (2.10) y (2.11) se usó la aproximación en diferencias finitas. El esquema de solución del modelo será implícito para las ecuaciones (2.1) y (2.8) y explícito para las ecuaciones (2.2), (2.10) y (2.11). La solución numérica del modelo en diferencias finitas proporcionará información de las variables dependientes dentro del espacio discreto tanto para la coordenada espacial como temporal. En la Figura 2.2, se muestra la discretización en espacio y tiempo del medio poroso en la cual (i) representa la posición espacial de la celda donde la variable es calculada, ($i-1$) representa la posición espacial en la cual los valores de las variables dependientes son conocidos, (t) indica el tiempo actual y ($t+\Delta t$) indica el cálculo de la variable en el nuevo tiempo de simulación.

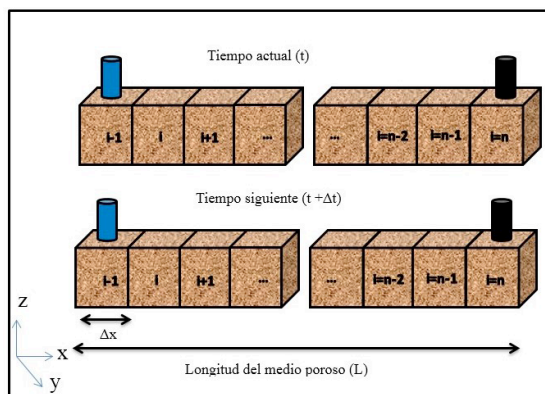


Figura 2.2 Discretización espacial y temporal del medio poroso.

Para dar solución al sistema de ecuaciones descrito en la sección 2.1, se utilizó un código computacional desarrollado en el compilador FORTRAN 90. Dicho código resuelve un sistema de ecuaciones algebraicas derivado del proceso de discretización, el cual es ex-

presado en forma matricial en términos de variables dependientes según sea el caso y cuya solución es llevada a cabo a partir del algoritmo de Thomas.

2.3 Procedimiento de solución.

El procedimiento de solución del sistema de ecuaciones discretizadas se muestra concentrado en una serie de pasos los cuales se presentan a continuación.

1. Resolver la ecuación de continuidad para el agua y el aceite para obtener valores de presión y saturación.
2. Utilizar la ley de Darcy para obtener el campo de velocidades para la fase agua.
3. Resolver la ecuación de transporte de nanopartículas en medio poroso para calcular la concentración.
4. Resolver la ecuación de la tasa de retención neta de nanopartículas
5. Calcular y actualizar los valores de las propiedades petrofísicas (porosidad, permeabilidad y permeabilidades relativas).
6. Repetir el paso 1 hasta alcanzar el tiempo máximo de simulación.

Se realizó, además, un análisis de consistencia para garantizar que la solución no dependa de los tamaños de paso espacial ni temporal, por cuestiones de espacio este análisis no se presenta en este trabajo, pero puede consultarse con detalle en (Rodríguez 2017).

3. Resultados y discusión

Para validar el modelo propuesto se utilizaron los datos experimentales presentados por Ju *et al.*

(2006). En esta investigación los autores utilizaron una mezcla de agua con nanopartículas de SiO₂ a través de un medio poroso con condiciones controladas. Los resultados obtenidos mostraron una aceptable concordancia cuando se compararon ambos resultados, con lo que se garantiza el buen acoplamiento del sistema de ecuaciones y el buen funcionamiento del modelo.

La Tabla 3.1 concentra 10 casos de simulación con diferentes diámetros de nanopartículas de SiO₂ (20, 60 y 100 nm) y con distintos valores de concentración inicial que van desde 0.01 (concentración alta), 0.02 (concentración media) y 0.005 % wt (concentración baja) con la finalidad de evaluar el cambio en las propiedades petrofísicas (porosidad y permeabilidad) y el comportamiento de la recuperación de aceite.

Tabla 1 . Casos de simulación.

Caso	Concentración de nanopartículas			
	Baja (0.01%)	Media (0.015%)	Alta (0.02%)	Límite (0.03%)
A (20 nm)	X	X	X	
B (60 nm)	X	X	X	
C (100 nm)	X	X	X	X

La Tabla 3.2 muestra los resultados de las simulaciones. Con base en los resultados se puede afirmar que el aumento en la recuperación de aceite va de la mano con el incremento en el diámetro de las nanopartículas y el valor de concentración inicial. Por otra parte, se puede observar como el cambio en los valores de las propiedades petrofísica son más acentuados al incrementar los valores de concentración inicial.

Tabla 3.2 Resultados de los casos de simulación

Tamaño/ Diámetro	Concentración de nanopartículas								
	Baja			Media			Alta		
	ϕ	K	Rec %	ϕ	K	Rec %	ϕ	K	Rec %
	adim	Darcy		adim	Darcy		adim	Darcy	
A (d= 20 nm)	0.1	0.23	58.72	0.2	0.43	60.04	0.4	0.72	62.65
B (d= 60 nm)	0.12	0.27	59.02	0.24	0.49	60.66	0.47	0.8	63.87
C (d= 100 nm)	0.14	0.32	59.33	0.28	0.56	61.27	0.56	0.87	65.08

De acuerdo Ju *et al.* (2009) hay un valor de concentración por encima de la cual la depositación de nanopartículas solo conducirá a una pérdida de porosidad y permeabilidad, por tal motivo se propone de manera adicional un caso límite de simulación utilizando el tamaño de 100 nm con una concentración de 0.03% para corroborar los efectos críticos que este aumento de concentración tendría sobre los

valores de permeabilidad, porosidad y la recuperación de aceite.

Cambio de porosidad y permeabilidad.

La Figura 3.1 a) muestra una reducción aproximada en la porosidad de 82%, cuando para la misma nanopartícula en el caso de concentración alta solo había perdido aproximadamente 60% de porosidad.

Esto corresponde a un decremento de 18% al aumentar 0.01% de concentración inicial. Lo que confirma lo observado por Ju *et al.* 2006 que un aumento en

la concentración inicial sólo conduciría a un daño en la formación. Para el caso límite, la permeabilidad se ha abatido por completo como lo muestra la Figura 3.1 b).

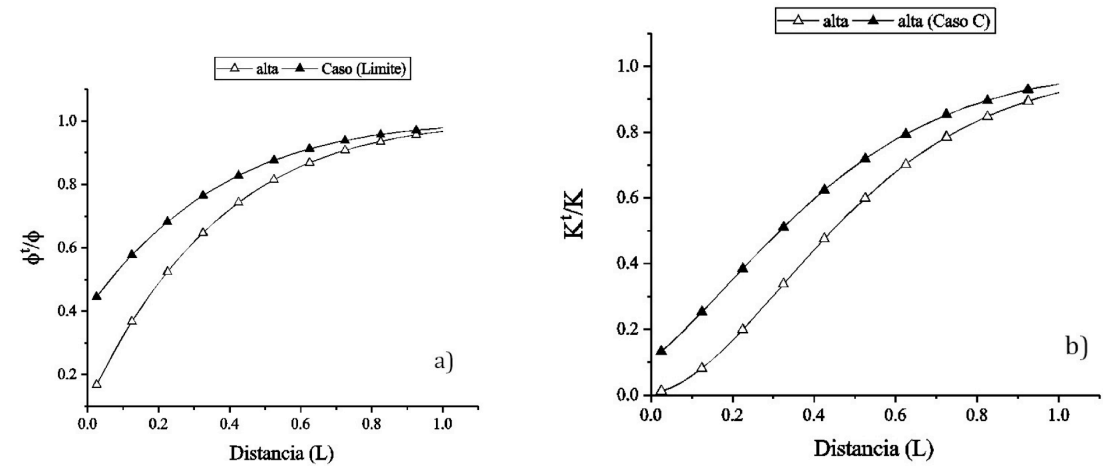


Figura 3.1 Perfil de relación de a)porosidad y b)Permeabilidad (Caso Límite).

3.3 Recuperación de aceite.

La Figura 3.2 muestra que el aumento en la concentración hace evidente un aumento en la recuperación de aceite, se aprecia que a los 12000 seg se alcanza el máximo valor de recuperación del 68 % en comparación con el 60% y el 35% obtenidos con una concentración alta de 0.02% y sin nanopartículas respectivamente. Este incremento en la recuperación coloca este caso como el escenario de recuperación más favorable sin embargo como se vió en la figura 3.1 b) se acentúa la reducción de la permeabilidad.

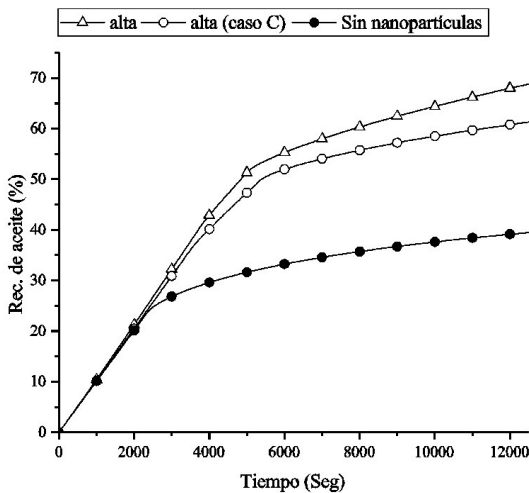


Figura 3.2 Recuperación de aceite (Caso Límite).

Conclusiones

Se desarrolló un modelo matemático capaz de predecir el comportamiento de la recuperación de aceite por inyección de nanopartículas atribuida al cambio de mojabilidad de la superficie de la roca. También puede describir el transporte y la adsorción de nanopartículas a través de un medio poroso y cuantificar los cambios en las propiedades petrofísicas del sistema (porosidad y permeabilidad). El modelo computacional generado puede ser utilizado para optimizar la inyección de nanopartículas en el medio poroso. Los resultados obtenidos muestran que la inyección de nanopartículas como proceso de recuperación mejorada permite aumentar la recuperación de aceite hasta 65%. Derivado de la retención de nanopartículas, se observó en la entrada del sistema una pérdida de porosidad hasta de 55% y para el caso de la permeabilidad su valor inicial disminuyó hasta 88%. El cambio de porosidad y permeabilidad se presentan con el aumento del diámetro de las nanopartículas, pero el incremento del valor de concentración inicial es un factor determinante en la disminución de tales propiedades petrofísicas. La rentabilidad de un proceso de recuperación mejorada como éste dependerá del equilibrio entre los efectos positivos y negativos del uso de nanopartículas.

Referencias

- BP. 2017., “BP Statistical Review of World Energy 66th Edition”.
- Das, S.K., Choi, S.U., Yu, W., Pradeep, T. 2008. Nanofluids. Science and Technology. Wiley.
- El-Amin, M., Sun, S., Salama, A. 2013a. Enhanced Oil Recovery by Nanoparticles Injection: Modeling and Simulation. Paper SPE 164333-MS. Presentado en Middle East Oil and Gas Show and Exhibition 2013.
- El-Amin, M. F., Kou, J., Sun, S. 2013b. Numerical Modelling of Nanoparticles Transport with Two-Phase Flow in Porous Media Using Iterative Implicit Method. Applied Mathematical Modelling.
- El-Diasty, A.I., Ragab, A.M. 2013. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas Industry: Lastest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. Paper SPE 164716. Presentado en North Africa Technical Conference & Exhibition.
- El-Diasty, A.I., Ragab, A.M. 2013. Applications of Nanotechnology in the Oil & Gas Industry: Lastest Trends Worldwide & Future Challenges in Egypt. Paper SPE 164716. Presentado en North Africa Technical Conference & Exhibition.
- Gruesbeck, C., Collins, R.E. 1982. Entrainment and Deposition of Fine Particle in Porous Media. SPE Journal. 847 – 856.
- Ju, B., Dai, S., Luan, Z., Zhu, T., Su, X., Qiu, X., 2002. A study of Wettability and Permeability Change Caused by Adsorption of Nanometer Structured Polysilicon on the Surface of Porous Media. Paper SPE 77938. Presentado en Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition.
- Ju, B., Fan, T., Ma, M. 2006. Enhanced Oil Recovery by Flooding with Hydrophilic Nanoparticles. China Particuology Vol.4. No. 1. 41- 46.
- Ju, B., Fan, T., Li, Z. 2012. Improving Water Injectivity and Enhancing Oil Recovery by Wettability Control Usin Nanopowders. JPSE 86-87. 206-216.
- Kassa, A.T., 2013. Investigation of How Silica Nanoparticle Adsorption Affects Wettability in Water-Wet Berea Sandstone. An Experimental Study. MS thesis. Norwegian University of Science and Technology. Trondheim.
- Liu, X., Civan, F. 1993. Characterization and Prediction of Formation Damage in Two-Phase Flow Systems. Paper SPE 25429. Production Operations Symposium 1993.