

**MÉTODO PARA MODELAR UN CONTACTO AGUA PETRÓLEO INCLINADO
USANDO LA FUNCIÓN LEVERETT**

DANISSA RODRIGUEZ MENDOZA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

**MÉTODO PARA MODELAR UN CONTACTO AGUA PETRÓLEO INCLINADO
USANDO LA FUNCIÓN LEVERETT**

DANISSA RODRIGUEZ MENDOZA

*Trabajo de grado presentado como requisito para obtener el título de
Magister en Ingeniería de Hidrocarburos*

Director

M.Sc. NELSON ENRIQUE QUINTERO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO – QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRÍA EN INGENIERÍA DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

A Dios que le debo la existencia.

*A mis amados padres Ricardo Manuel Rodriguez y Myriam Cecilia Mendoza
que siempre me han apoyado y les debo lo que soy.*

*A mi hermana y mejor amiga Adriana Rodriguez que siempre ha estado para mi
sin importar el lugar o las circunstancias.*

A toda mi familia que siempre ha estado al lado mío brindándome amor y apoyándome.

A mis compañeros de maestría que hicieron inolvidable este camino.

A mis amigos que siempre me acompañaron y apoyaron.

Danissa Mayerly Rodriguez Mendoza

AGRADECIMIENTOS

Especialmente a mi mentor William Navarro García por la confianza, apoyo y asesoría durante el desarrollo de este proyecto.

Igualmente a mi director Nelson Quintero y mi co-directora Olga Patricia Ortiz por su cooperación y tiempo prestado.

A mis calificadores Aníbal Ordoñez y Samuel Muñoz por su valiosa orientación y recomendaciones.

A Schlumberger por proveer el software de simulación de yacimientos usado en el transcurso de este proyecto.

Danissa Mayerly Rodríguez Mendoza

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN.....	14
1. CONTACTOS AGUA- PETRÓLEO E HIDRODINAMISMO.....	16
1.1 FACTORES ESTÁTICOS EN LA INCLINACIÓN DEL OWC.....	17
1.1.1 Permeabilidad y porosidad	17
1.1.2 Tensión interfacial.....	17
1.1.3 Ángulo de contacto	18
1.1.4 Densidad de los fluidos.....	19
1.2 FACTORES DINÁMICOS EN LA INCLINACIÓN DEL OWC.....	20
1.2.1 Flujo hidrodinámico.....	20
1.2.1.1 Reconociendo Acuíferos hidrodinámicos.....	23
1.2.1.2 Efecto del flujo hidrodinámico	24
1.2.2 Diferencia entre la tasa de inclinación del yacimiento y la velocidad de asentamiento de la interfaz de los fluidos.	30
1.2.3 Fugas de hidrocarburos	32
2. MÉTODOS DE MODELADO DE CONTACTO INCLINADO AGUA-PETRÓLEO	33
2.1 INICIALIZACION POR BALANCE DE FLUJO.....	33
2.2 INICIALIZACION POR ENUMERACION.....	39
2.3 INICIALIZACION POR REGIONES DE EQUILIBRIO	41
2.4 INICIALIZACION POR REGIONES DE SATURACIÓN	45
3. PROCEDIMIENTO PARA INCLINAR UN CONTACTO AGUA PETRÓLEO USANDO LA FUNCIÓN LEVERETT.....	51
3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROCEDIMIENTO	51
4. IMPLEMENTACION DEL MÉTODO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA EN UN CAMPO COLOMBIANO.....	61

4.1	IDENTIFICACIÓN DE CABEZAS HIDRÁULICAS PARA EL CAMPO.....	61
4.2	MODELO GEO-ESTADÍSTICO DEL CAMPO.....	63
4.3	MAPEO DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.....	63
4.4	CALCULO DE LA LEVERETT J-FUNCIÓN PARA EL CAMPO	65
4.5	TABLAS J-FUNCIÓN VS SATURACIÓN DE AGUA PARA EL CAMPO	66
4.6	FACTOR DE ESCALAMIENTO PARA EL CAMPO.....	68
5.	RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACIÓN INICIALIZANDO POR ENUMERACIÓN Y POR EQUILIBRIO.....	69
5.1	INICIALIZACIÓN DEL MODELO POR ENUMERACIÓN	69
5.2	INICIALIZACIÓN DE MODELO POR EQUILIBRIO.....	70
6.	CONCLUSIONES.....	72
7.	RECOMENDACIONES.....	74
	BIBLIOGRAFIA.....	75

LISTA DE FIGURAS

Figura 1 Factores que influyen la inclinación del OWC.....	16
Figura 2. Sistema hidrodinámico “convencional”.....	22
Figura 3. Sistema hidrodinámico “no-convencional”	23
Figura 4 Acuífero Hidrostático vs Acuífero Hidrodinámico.	29
Figura 5: Trayectoria de los fluidos para restablecer el equilibrio.	30
Figura 6 PVT sintético de petróleo negro.....	35
Figura 7 Curvas de permeabilidad relativa para arena	36
Figura 8 Modelo inicial de balance de flujo	36
Figura 9 Contacto inclinado por método de balance de flujo	37
Figura 10 Contacto inclinado por método de balance de flujo	38
Figura 11 Contacto inclinado inicializado por enumeración	40
Figura 12 Cambios en la distribución de saturación de agua.....	40
Figura 13 Regiones de equilibrio identificadas en el modelo	42
Figura 14 Contacto inclinado inicializado por enumeración regiones de equilibrio	43
Figura 15 Cambios en la distribución de saturación	43
Figura 16 Presión capilar vs Saturación de agua.....	47
Figura 17 Curvas de presión capilar vs Saturación de agua con corrección.....	48
Figura 18 Mapa de iso-contacto agua-petróleo.....	52
Figura 19 Elevación del contacto agua-petróleo	53
Figura 20 Superficie de iso-elevaciones del OWC.....	53
Figura 21 J-Función vs Saturación de agua.....	55
Figura 22 Curva J-Función promedio.....	56
Figura 23 Curva J-Función promedio normalizada	57
Figura 24 Presión capilar normalizada.....	58
Figura 25 Superficie de iso-elevaciones del OWC normalizada	59
Figura 26 Factor de escalamiento óptimo	60
Figura 27 Mapa de cabezas hidráulicas.....	62
Figura 28 Mapa 2D del OWC del Campo Colombiano.....	64

Figura 29 Propiedad de altura sobre el contacto agua-petróleo para el campo.....	65
Figura 30 Cálculo de J-Función para campo Colombiano	66
Figura 31 J-Función promedio para el campo Colombiano.....	67
Figura 32 Curva J(Sw) promedio normalizada.....	67
Figura 33 Distribución de saturación de agua del sector-model por enumeración.	70
Figura 34 Distribución de saturación de agua del sector-model inicializado por equilibrio.....	71

LISTA DE TABLAS

Tabla 1 Especificaciones modelo 2D	34
Tabla 2 Condiciones de equilibrio de cada región	42
Tabla 3 Presiones capilares por región.....	48
Tabla 4 Cálculo Hw de primeros pozos perforados	62
Tabla 5 Condiciones iniciales para inicializar por equilibrio	70

RESUMEN

TITULO: MÉTODO PARA MODELAR UN CONTACTO AGUA PETRÓLEO INCLINADO USANDO LA FUNCIÓN LEVERETT.

AUTOR: Ing. DANISSA RODRIGUEZ MENDOZA**

PALABRAS CLAVE: Simulación, Contacto agua-petróleo inclinado, Inicialización por equilibrio, Crudo pesado, Acuífero, Leverett J-Función, Presión Capilar.

Debido a la segregación gravitacional, los planos que separan las fases gas, petróleo y agua son superficies aproximadamente horizontales. Existen factores que modifican estas superficies, los cuales se discuten al inicio de este trabajo, resultando en contactos agua-petróleo inclinados. En este trabajo, se analizan los métodos de inicialización, existentes en la literatura, que permiten representar un contacto agua petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica, los cuales pueden nunca alcanzar un equilibrio dinámico y a menudo, requieren tiempo de simulación significativo y alta capacidad de procesamiento para obtener el equilibrio.

Por lo anterior, se plantea desarrollar un método, el cual implementa un flujo de trabajo de 10 pasos, para lograr el modelado del contacto inclinado usando la función Leverett, de manera que conduzca a un equilibrio dinámico y en menor tiempo de modelado. Para la aplicación de este método se debe contar con un modelo geo-estadístico del campo o sector a simular, en el cual se tenga una distribución de saturación de agua inicial y el cálculo volumétrico de fluidos originales.

En esta investigación, este método es validado mediante su aplicación en un modelo de simulación numérica, en un sector de un yacimiento de crudo pesado colombiano, logrando la representación de la forma del contacto agua-petróleo y donde el porcentaje de error en el cálculo del OOIP fue menor al 1% usando un factor de ajuste de 35 de la presión capilar máxima.

* Trabajo de investigación

** Facultad de Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Director: M.Sc. Nelson Quintero. M.Sc Olga Patricia Ortiz

ABSTRACT

TITLE: METHOD FOR MODELING A TILTED OIL WATER CONTACT USING LEVERETT FUNCTION*

AUTHOR: Eng. DANISSA RODRIGUEZ MENDOZA**

KEYWORDS: Simulation, Tilted oil water contact, Equilibrium initialization, Heavy Oil, Aquifer, Leverett J-Function, Capillary Pressure

Due to gravity segregation, the planes separating the phases gas, oil and water are approximately horizontal surfaces. There are factors that modify these surfaces, which are discussed earlier in this work, resulting in tilted oil-water contacts. In this work, methods of initialization in the literature, allowing represent a tilted oil-water contact on a numerical simulation model are analyzed, which can never achieve a dynamic balance and often require significant simulation time and high capacity processing for balance.

Therefore, this work proposes to develop a method which implements a workflow of 10 steps to achieve the tilted contact modeling using the Leverett function, so that leads to a dynamic equilibrium in less modeling time. For the application of this method should have a geo-statistical model for the field or sector to simulate, in which there are a distribution of initial water saturation and volumetric calculations of fluids in place.

In this research, this method is validated by applying it to a numerical simulation model in a sector of a heavy oil Colombian reservoir, reaching the representation of the shape of the tilted oil-water contact and where the percentage error in the calculation of OOIP was less than 1% using an adjustment factor of 35 as maximum capillary pressure.

* Research work.

** Faculty of Physics & Chemistry, School of Petroleum Engineering.
Director: M.Sc. Nelson Quintero. M.Sc Olga Patricia Ortiz

INTRODUCCIÓN

En la mayoría de los modelos de simulación, los yacimientos están en condiciones iniciales en las que el gas, petróleo y agua están en equilibrio hidrostático y las composiciones están en equilibrio termodinámico, antes de que cualquier pozo sea perforado.

El método de inicialización por equilibrio se utiliza para calcular la presión inicial, saturación inicial y composiciones, basado en estos supuestos. Este método es adecuado para yacimientos con un estado de equilibrio establecido. La información necesaria para obtener la solución es una presión a una profundidad de referencia, la profundidad de los contactos y la presión capilar en los contactos.

Los contactos en este método de inicialización son superficies horizontales planas, la cuales separan las fases gas-petróleo y agua- petróleo sin embargo, hay factores que en la realidad modifican esta situación en gran medida. Algunas de estas condiciones pueden ser estáticas, otras pueden ser dinámicos, y por supuesto, las combinaciones de estas dos situaciones pueden también existir. Las razones más comúnmente dadas para este comportamiento son el flujo hidrodinámico, la pérdida de calidad del yacimiento y una velocidad de inclinación de las formaciones más rápida que la velocidad a la que los fluidos pueden restablecer un equilibrio entre las facies¹. Los contactos agua-petróleo representan un factor fundamental en el cálculo del OOIP (*Original Oil In Place*) pues afectan directamente la cantidad de volumen de fluidos (agua y petróleo) que se encuentra en el yacimiento. Durante la simulación numérica, es en la etapa de inicialización en primera instancia, donde se evidencia la importancia de una buena representación de este fenómeno. El hecho

¹ DENNIS H., BERGMO P. y HOLT T., "Tilted oil-water contacts: modelling the effects of aquifer heterogeneity". Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series 2005, v. 6, p. 145-158

de considerar el contacto agua-petróleo horizontal e ignorar la posibilidad de que pueda ser inclinado, conduce a una incorrecta estimación del OOIP que a su vez, origina una engañosa reproducción de los fluidos en el yacimiento.

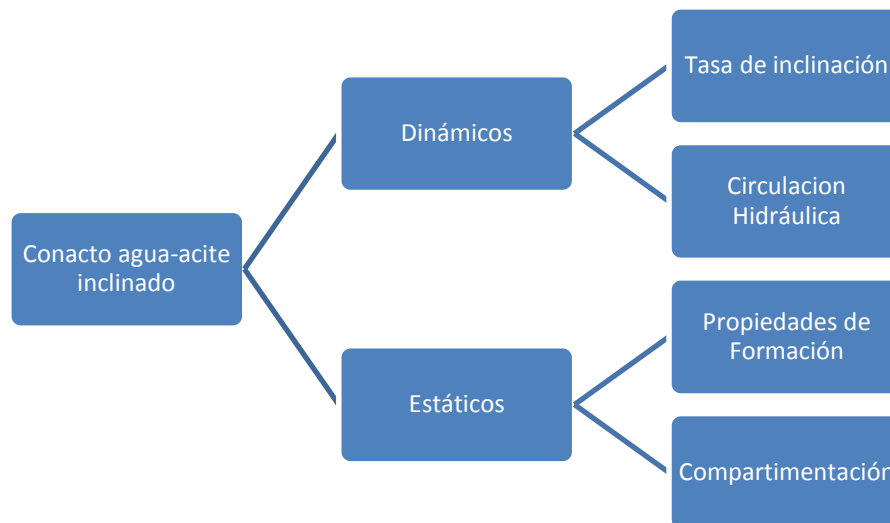
En esta investigación se planteó un nuevo método para modelar un contacto agua petróleo inclinado usando la función Leverett a través de una sola región de equilibrio, el cual implementa un flujo de trabajo de 10 pasos para lograr el modelado del contacto inclinado. En este trabajo es utilizado un yacimiento colombiano modelado por enumeración, el cual tiene un contacto agua-petróleo inclinado (OWC), con una diferencia máxima de altura de casi 600 pies entre el punto más alto y el más bajo del contacto. A este modelo fue aplicada la metodología desarrollada en la investigación y se le realizó un análisis cualitativo de la distribución espacial de los fluidos y la forma del contacto agua-petróleo de la superficie, obteniendo como resultado un modelado del contacto inclinado agua-petróleo acorde al del modelo por enumeración, con un error en la distribución de fluidos del 1%, mostrándose así que es posible modelar un contacto agua-petróleo inclinado como una sola región a través de una inicialización por equilibrio mediante la aplicación de la función Leverett.

1. CONTACTOS AGUA- PETRÓLEO E HIDRODINAMISMO

Los contactos agua-petróleo son definidos como una superficie sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por de debajo de esta, agua. Ésta superficie generalmente es o se aproxima a un plano horizontal, aunque también puede darse con forma inclinada.

Los factores que modifican esta situación, dando como origen contactos agua petróleo inclinados, pueden ser clasificados como lo muestra la Figura 1, los cuales pueden ser validados, entre otros, mediante el análisis de pruebas RFT (*Repeat Formation Testers*) y MDT (*Modular Formation Dynamic Testers*) aplicadas a diferentes pozos en el campo de interés:

Figura 1 Factores que influyen la inclinación del OWC



Samuel Terril Yuster² advierte que los factores estáticos y dinámicos que se mencionan a continuación son los más aceptados para explicar las condiciones que dan origen a la inclinación de los contactos agua-petróleo, puesto que han sido

² YUSTER TERRIL, Samuel. Some theoretical considerations of tilted water tables. En: Journal of Petroleum Technology, 1953. Vol. 5, P 149-156

formulados como causantes de dicho fenómeno en diferentes campos a nivel mundial.

1.1 FACTORES ESTÁTICOS EN LA INCLINACIÓN DEL OWC

Una de las causas de la formación de los contactos inclinados es la variación en las propiedades del yacimiento (calidad del yacimiento), específicamente un cambio en el tamaño de los poros de los capilares de la formación. Si la superficie interna del yacimiento es preferencialmente mojada por agua, la capilaridad hará que el agua se eleve, en mayor medida, sobre el nivel de agua libre (posición de la interface agua-petróleo con $P_c=0$) en un capilar pequeño que en uno grande.

1.1.1 Permeabilidad y porosidad

De igual forma, un aumento en el valor de permeabilidad disminuye la elevación del contacto agua-petróleo, efecto contrario cuando la porosidad disminuye, pues ocasiona un aumento en la elevación. Cuando se presenta una tendencia en la depositación de las partículas sedimentarias por tamaño, se produce un cambio progresivo en la permeabilidad y una variación en la porosidad; de igual manera cuando se presenta compactación y/o cementación. En consecuencia, se crea un cambio en la elevación del contacto agua-petróleo en el yacimiento³.

1.1.2 Tensión interfacial

En términos generales, un incremento en la tensión interfacial (σ) origina un aumento en la elevación del contacto agua-petróleo. Si bien este incremento puede no ser muy grande, la posibilidad de una variación debe ser considerada. Los factores que pueden causar variación en la tensión interfacial son:

³ YUSTER TERRIL. Op.cit., p.151.

El fraccionamiento por adsorción que ocurre cuando el petróleo fluye a través del medio poroso desde la roca fuente hacia el yacimiento. La superficie interna de la formación puede adsorber ciertos compuestos del crudo cuando migra y causar que cambien sus propiedades. Se considera que el petróleo en la roca fuente puede ser muy complejo; mezcla de compuestos polares que contienen nitrógeno, azufre, oxígeno y metales, así como hidrocarburos de una amplia gama de pesos moleculares, incluyendo compuestos aromáticos, naftenos y parafinas.

Durante la migración del crudo, aquellos compuestos que son catiónicos se adsorben primero. Cerca de la roca fuente existe una mayor concentración de estos materiales, lo que resulta en una tensión interfacial menor entre el petróleo y el agua, mientras que en los puntos más alejados de la roca fuente donde el crudo tiene un mínimo de éstos compuestos, se tienen valores de tensión más altos.

Cambio en la temperatura a lo largo del contacto agua-petróleo. Una temperatura más alta resulta en un valor de tensión interfacial (σ) más pequeño y una reducción en la elevación (h). También es posible que el agua de formación cercana a la roca fuente disuelva compuestos orgánicos tales como ácidos nafténicos o sales, las cuales terminan causando un efecto de reducción en las tensiones superficiales e interfaciales.

1.1.3 Ángulo de contacto

Por encontrarse relacionados “el ángulo de contacto de la interfaz del fluido con la superficie de la arena” con la tensión interfacial, éste debe ser considerado. La adsorción de los compuestos polares y de mayor peso molecular más cercanos a la roca fuente tienden a hacer que el ángulo de contacto se aproxime a 90° , que llegue a ser mayor que 90° o incluso que la arena llegue a ser mojada por petróleo. Esto daría valores decrecientes de $\cos\theta$ y una disminución correspondiente en la elevación (h). El efecto es en la misma dirección que la variación en la tensión

interfacial (σ) y por lo tanto el contacto agua-petróleo es más bajo cuando está más cercano a la roca fuente.

1.1.4 Densidad de los fluidos

La migración del agua y el petróleo a través de las formaciones puede causar un cambio en sus densidades. En el caso del petróleo, la densidad tiende a disminuir si se aumenta la distancia que este migre. Si hay circulación de aguas meteóricas, el oxígeno disuelto incrementa la densidad del petróleo en la dirección de la fuente de agua, creando una tendencia similar a la causada por la adsorción. Con el agua es difícil de predecir ya que la dilución, la adsorción, y el intercambio iónico puede llevarse a cabo con casi cualquier tendencia posible.

Otra causa de variación en la densidad de los fluidos es un cambio gradual de temperatura a lo largo del yacimiento⁴. A medida que ésta aumenta, la salinidad también lo hace y por tanto la densidad del agua. Con el petróleo a medida que la temperatura aumenta, su densidad disminuye debido principalmente a la segregación de componentes livianos.

El cambio de las densidades de los fluidos es un factor comprobado en la inclinación del contacto agua petróleo. Se tienen registros en una formación del campo gigante Ghawar⁵ (Arabia Saudita) en el que el petróleo se encuentra en contacto con dos tipos de agua, una relativamente fresca (contenido de sal 30.000 ppm) en un flanco del yacimiento y otra con un contenido de sal de 120.000 a 125.000 ppm en el otro. La inclinación del contacto que se crea en esta formación es de casi 800 pies a favor del flanco en el que la diferencia de densidades es menor (agua fresca-petróleo).

⁴STENGER, B.A.; PHAM, T.R.; AL-SAHHAF, A.A. y AL-MUHAISH, A.S. "Assessing the oil water contact in Haradh Arab-D". SPE Annual Technical Conference and Exhibition. (20 Septiembre – 3 Octubre, 2001: New Orleans, USA.) SPE 71339, 2001

⁵ STENGER, B. A. "Regional Temperature Gradient: A Key To Tilted OOWC". Middle East Oil Show and Conference (20-23, Febrero, 1999, Bahrain). SPE-53197-MS, 1999.

1.2 FACTORES DINÁMICOS EN LA INCLINACIÓN DEL OWC

Los factores dinámicos propuestos como causantes de la inclinación de contactos agua-petróleo son: el efecto del flujo hidrodinámico y la diferencia entre la tasa de inclinación del yacimiento y la tasa de asentamiento de los fluidos. Un tercer factor, aunque no muy aceptado, es la posible fuga de gas en un yacimiento⁶.

1.2.1 Flujo hidrodinámico.

Los acuíferos pueden ser clasificados como estáticos o hidrodinámicos. Las primeras descripciones de los sistemas hidrodinámicos aplicadas a las cuencas de petróleo⁷ y muchos estudios posteriores, investigan acuíferos dinámicos generados por una carga hidráulica. La presencia de acuíferos hidrodinámicos es reportada en diversas partes del mundo, por ejemplo los acuíferos aluviales de Esparta en el Peloponeso⁸; el acuífero kárstico de Yucatán, Cuba⁹; acuíferos superior e inferior del cretácico sur-occidental de Saskatchewan¹⁰; acuíferos cretácico-jurásico de la cuenca Great Artesian¹¹; Campo Rubiales, cuenca de los Llanos, Colombia¹²;

⁶ YUSTER TERRIL. Op.cit., p.152.

⁷ KING, Hubbert. "Entrapment of Petroleum Under Hydrodynamic Conditions". Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. Agosto, 1953. Vol. 37, No. 8, P. 1954-2026.

⁸ ANTONAKOS, A. y Lambrakis, N., 2000, Hydrodynamic Characteristics and Nitrate Propagation in Sparta Aquifer, Water Research, 34 (16), p. 3977-3986

⁹ SÁNCHEZ-PINTO, I., González-Herrera, R., y Perry, E., 2005, Hydrodynamic behavior of the Yucatan aquifer. A perspective on the hydraulic conductivity estimation. No. 2, Ciudad de La Habana, Cuba.

¹⁰ MELNIK, A., and Rostron, B.J., 2011, Petroleum Hydrogeology of Southwestern Saskatchewan, Search and Discovery Artículo 80189.

¹¹ HENNING, A., Unterschultz, J., Otto, C., and Trefry, C., 2006, Hydrodynamic Characterisation of the Triassic Showgrounds Aquifer at the Wunger Ridge Site in Queensland: Assessing Suitability for CO2 Sequestration. CO2 CRC Report No RPT06-0036.

¹² PERSON, M., Butler, D., Gable, C.W., Villamil, T., Wavrek, D., y Schelling, D., 2012, Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia, AAPG Bulletin, 96, p. 23-41.

Cuenca Cooper, Australia¹³; Cuenca sedimentaria Alberta occidental¹⁴ y los acuíferos profundos de la Cuenca de Illinois¹⁵. Cada uno de estos casos de estudio se refiere a acuíferos hidrodinámicos impulsados por una carga hidráulica.

Los acuíferos hidrodinámicos impulsados por una cabeza hidráulica se caracterizan por una zona de "recarga" en la parte alta y una zona de "descarga" en la parte baja, permitiendo el movimiento del acuífero de la zona alta hacia la baja, con tasa de flujo controlada por la permeabilidad del yacimiento y asociada a las trayectorias de flujo (por ejemplo, fallas). Una de las características de estos sistemas es que la presión del yacimiento es mayor a la "normal" y también es más alta que en los shales por encima y por debajo del yacimiento. Estas condiciones de sobrepresión en el yacimiento relacionadas con los estratos de delimitación se describen en los casos de estudio del Mar del Norte¹⁶ y en la Cuenca Cooper, Australia¹⁷. De acuerdo a Swarbrick¹⁸, estas cuencas son llamadas sistemas hidrodinámicos "convencionales"

Acuíferos hidrodinámicos en cuencas sin cabeza hidráulica y con altos sedimentos sobre-presionados (más comúnmente shales) se caracterizan por una menor sobrepresión en el yacimiento que en los sedimentos circundantes. Para conseguir flujo a lo largo del acuífero es necesario la expulsión de líquido, por lo general a

¹³ WEBSTER, M.A., Brew, J., y Grimison, A.G., 2000, Hydrodynamics in the Queensland Sector of the Cooper/Eromanga Basins: Identifying Non-Conventional Exploration Plays Using Water Pressure and Chemistry Data, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (16-18 Octubre), Brisbane, Society of Petroleum Engineers.

¹⁴ UNDERSCHULTZ, J., 2007, Hydrodynamics and membrane seal capacity, *Geofluids*, 7, p. 148–158.

¹⁵ BOND, D.C., 1972, Hydrodynamics in deep aquifers of the Illinois Basin, Circular 470, Illinois State Geological Survey.

¹⁶ DENNIS, H., Baillie, J., Holf, T., y Wessel-Berg, D., 2000, Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea, in Kittilsen, J.E., y Alexander-Marrack, P., eds., *Improving the exploration process by learning from the past*, Norwegian Petroleum Society Special Publication, p. 171-185

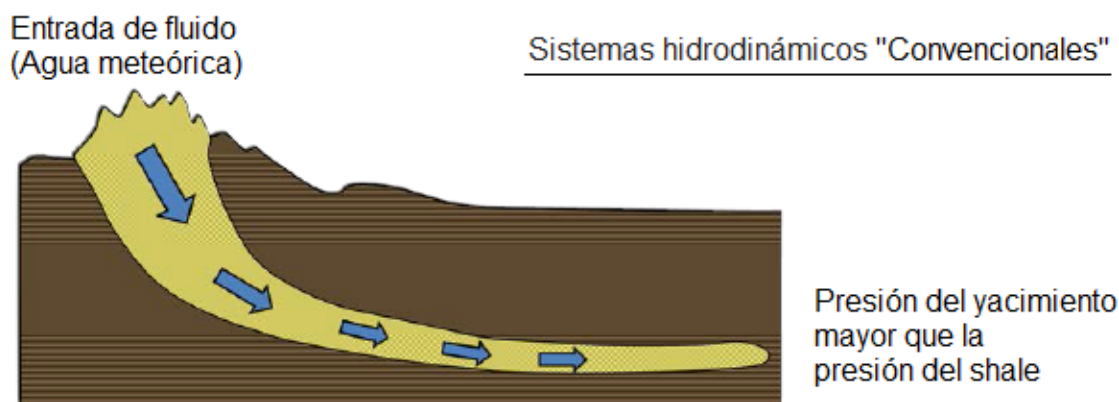
¹⁷ WEBSTER, Op. Cit., p. 1-19

¹⁸ SWARBRICK, R.E., 2009, Hydrodynamics and tilted hydrocarbons - are you a believer? Abstract in: PESGB Newsletter.

través del drenaje lateral a la superficie. De acuerdo a Swarbrick¹⁹, estas cuencas se denominan sistemas hidrodinámicos "no convencionales". Los acuíferos hidrodinámicos, ya sean por el flujo proveniente de recargas de agua superficiales o por expulsión de agua de formaciones sobrepresionadas, causan inclinación en contactos agua-petróleo. Hubbert King en 1953 demostró que bajo condiciones hidrodinámicas, los contactos agua-petróleo se inclinan en la dirección del flujo del agua²⁰.

La Figura 2 superior, ilustra un sistema hidrodinámico "convencional", el cual cuenta con una zona elevada (parte alta), donde el agua meteórica desde un yacimiento elevado crea una carga hidráulica en relación con el área adyacente (parte baja) en el que hay descarga de fluido, permitiendo el flujo dentro y fuera de la cuenca a lo largo del acuífero.

Figura 2. Sistema hidrodinámico "convencional"



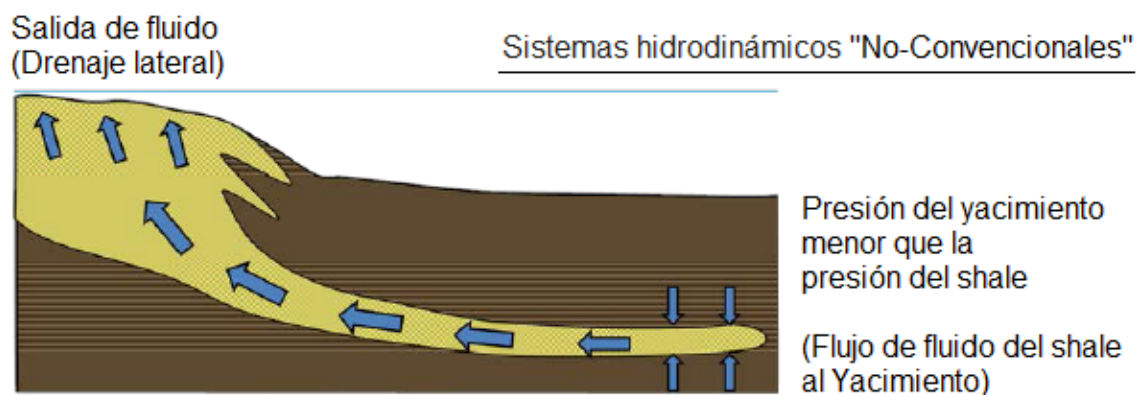
Fuente: Modificada de "The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics, Field Development and Well Placement". GREEN, Sam. (2014).

¹⁹ SWARBRICK, R.E., Op. Cit., p. 1

²⁰ KING, Hubbert. Op. Cit., p. 1954-2026.

Por el contrario el sistema hidrodinámico "no convencional", mostrado en la Figura 3, está caracterizado por sedimentos sobre-presionados con el potencial de salida de líquido de la cuenca, en este ejemplo, a los fondos marinos. El potencial de fluido se refiere a la sobrepresión mayor en los shales circundantes con respecto al drenaje lateral del yacimiento.

Figura 3. Sistema hidrodinámico "no-convencional"



Fuente: Modificada de "The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics, Field Development and Well Placement". GREEN, Sam. (2014).

1.2.1.1 Reconociendo Acuíferos hidrodinámicos

Todos los yacimientos hidrodinámicos tienen las siguientes características:

- Las sobrepresiones se reducen en la dirección del flujo;
- El contacto agua-petróleo muestra inclinación en la dirección de flujo; y
- Las sobrepresiones del yacimiento rara vez ajustan con las sobrepresiones que no son del yacimiento (shales).

Los métodos para describir y cuantificar estas características incluyen mapas geológicos de sobrepresión; observaciones de los cambios de los contactos agua-petróleo, diagnóstico de las relaciones entre los gradientes de petróleo y agua reveladas en las gráficas presión vs profundidad y deducciones de las diferencias de sobrepresión entre el yacimiento y los shales de los alrededores²¹.

1.2.1.2 Efecto del flujo hidrodinámico

Una de las razones por las que el flujo hidrodinámico causa inclinación en los contactos es el equilibrio de presiones entre la acumulación de hidrocarburos que se encuentra estática en yacimiento y el acuífero dinámico subyacente, en el cual hay un cambio de presiones a lo largo del contacto. La presión es mayor en la dirección hacia arriba del flujo de agua, por lo que el contacto se encontrará a una profundidad más somera. En cambio, hacia abajo en la dirección de flujo, donde la presión es menor, el contacto se encontrará a una mayor profundidad.

- **Determinación del grado de inclinación causado por el flujo hidrodinámico.** La inclinación de un contacto puede ser causada por el flujo de uno de los fluidos no miscibles en el yacimiento o por el flujo de ambos; ya sea a favor o en contra de la corriente. Para el análisis presentado a continuación, se considera el caso en el que solo uno de los fluidos presenta movimiento, específicamente sobre una superficie horizontal²². La ley de Darcy para el flujo es:

$$Q = \frac{-KA}{\mu} \frac{dP}{dx}$$

Ecuación 1

²¹ GREEN, Sam. "The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics, Field Development and Well Placement". Ikon Science Canada, 2014.

²² YUSTER TERRIL. Op.cit., p.152.

El gradiente de presión ($\frac{dP}{dx}$) se relaciona con la inclinación de la siguiente manera:

$$\frac{dP}{dx} = \Delta\rho \frac{dh}{dx}$$

Ecuación 2

Donde el término $\Delta\rho$ hace referencia a la diferencia de densidades que existe entre el fluido en movimiento (acuífero hidrodinámico) y el que se encuentra estático (hidrocarburos atrapados).

Sustituyendo la Ecuación 1 en la Ecuación 2 e incluyendo un factor de corrección para la diferencia de unidades entre ambas, resulta en:

$$Q = \frac{0,487 k A \Delta\rho}{\mu} \left(-\frac{dh}{dx} \right)$$

Ecuación 3

Dónde:

Q = Cantidad de fluido fluyendo (*BPD*).

K = Permeabilidad (*Darcys*).

A = Área (*Pies²*).

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidad de los fluidos ($\frac{Lb}{Pies^3}$).

X = Ancho del estrato (*Pies*).

H = Altura del estrato (*Pies*).

μ = Viscosidad del fluido (*cp*).

La Ecuación 3 indica la cantidad de fluido fluyendo en función de la inclinación y viceversa (al ser despejado el término $\frac{dh}{dx}$). Se debe tener en cuenta que $\frac{dh}{dx}$ es una constante para un Q dado, solamente si el área por donde el flujo tiene lugar

es constante. Lo anterior se cumple solo si el fondo de la capa es paralelo a la superficie inclinada (contacto agua-petróleo); caso especial que puede no ocurrir.²³

Como A está en función de X y h , se sustituye el ancho del estrato (X) por 1:

$$A = h \cdot 1$$

Ecuación 4

Cambiando las unidades de Q en la Ecuación 3 de barriles por día a pies cúbicos por día:

$$Q = \frac{2,73 \text{ k } A \Delta\rho}{\mu} \left(-\frac{dh}{dx} \right)$$

Ecuación 5

Sustituyendo la Ecuación 4 en la Ecuación 5 se obtiene la Ecuación 6:

$$Q = \frac{2,73 \text{ k } h \Delta\rho}{\mu} \left(-\frac{dh}{dx} \right)$$

Ecuación 6

Separando las variables e integrando:

$$\Delta x = \frac{1,37 \text{ k } \Delta\rho}{\mu Q} (h_o^2 - h^2)$$

Ecuación 7

Dónde:

h_o = distancia entre el contacto y el fondo del estrato en el punto de referencia para X .

²³ DENNIS, Hugh; BAILLIE, John; HOLT, Torleif y WESSEL-BERG, Dag. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea. En: Norwegian Petroleum Society Special Publications. Vol. 9. Elsevier, 2000. P. 171-185.

X = función lineal de h^2 en este caso.

Con el fin de relacionar la inclinación del contacto con la velocidad de movimiento del agua, se introduce lo siguiente:

$$Q = U A \phi$$

Ecuación 8

Dónde:

U = velocidad lineal (Pie/Unidad de tiempo).

A = área del flujo (Pies²)

Sustituyendo la

Ecuación 8 en la Ecuación 5 se tiene:

$$UA\phi = \frac{2,73kA\Delta\rho}{\mu} \left(-\frac{dh}{dx} \right)$$

Ecuación 9

$$U = \frac{2,73k\Delta\rho}{\mu\phi} \left(-\frac{dh}{dx} \right)$$

Ecuación 10

$$\left(-\frac{dh}{dx} \right) = \frac{0,367 \mu U \phi}{k \Delta\rho}$$

Ecuación 11

Nota: $\frac{dh}{dx}$ sólo es constante si U y los demás factores son constantes. Un valor de U constante requiere un valor de A constante. Si el ancho del yacimiento está cambiando y la parte inferior del yacimiento muestra una variación en la profundidad, la pendiente del contacto inclinado va a cambiar.

La Ecuación 10 que deriva de la Ecuación 9, permite efectuar una aproximación de la variación del ancho del contacto con respecto a su altura $\frac{dh}{dx}$, es decir que, en función de los términos allí presentes, se puede estimar el efecto que éstos tienen en la inclinación de la interface. A partir de ésta se puede concluir que, la variación de la elevación del contacto en el yacimiento, puede verse influenciada tanto por factores estáticos como dinámicos, presentes en el yacimiento.

Cabe aclarar que, el efecto que tiene el flujo hidrodinámico en la forma de la superficie del contacto no solo se produce de un flujo natural causado por un acuífero hidrodinámico, sino que también, puede deberse a la inyección o producción de uno de los fluidos presentes en el yacimiento. El flujo hidrodinámico ha sido identificado como causante de inclinación en varios yacimientos alrededor del mundo, lo que lo hace el factor comúnmente aceptado^{24, 25, 26}.

- **Acuífero hidrodinámico y Acuífero hidrostático**⁷. La diferencia entre el efecto de un acuífero hidrodinámico y uno hidrostático, radica en el "*Spill Point*" (llenado estructural del yacimiento) que a su vez, causa un efecto en la estimación del *Original Oil In Place*. Como se muestra en la Figura 4, al comparar ambos tipos de acuíferos, se puede evidenciar que el cambio de presiones existentes en el contacto debido al flujo del agua, causa que el "spill point" cambie de posición ocasionando una variación en el volumen de los fluidos de yacimiento.

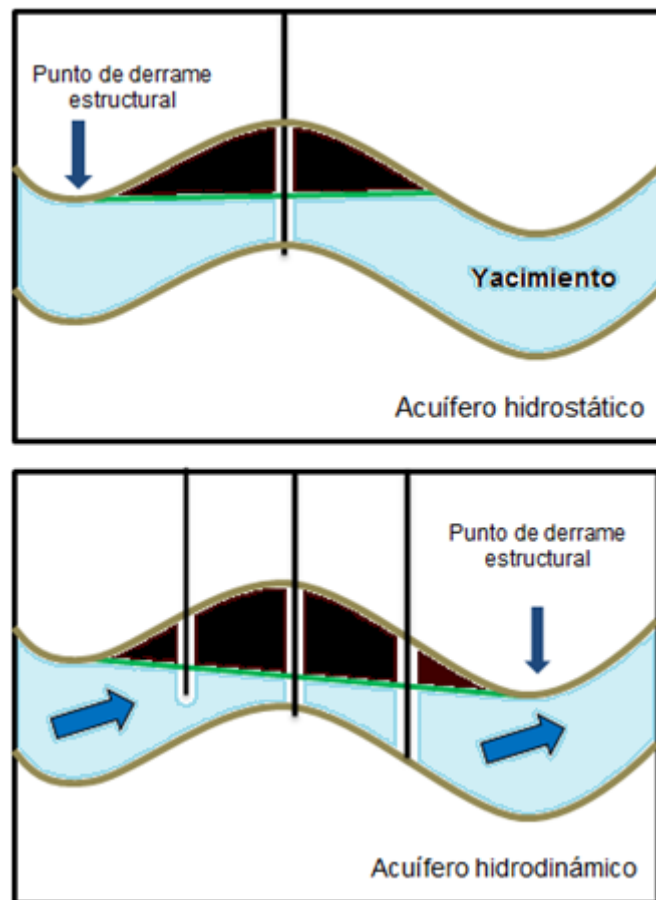
²⁴ GROSJEAN, Y.; ZAUGG, P. y GAULLIER, J.-M. "Burial Hydrodynamics and Subtle Hydrocarbon trap Evaluation: From the Mahakam Delta to the South Caspian Sea". IPTC 2009: International Petroleum Technology Conference (7-9, Diciembre, 2009: Doha, Qatar).

²⁵ O'CONNOR, S.; SWARBRICK, R. y JONES, D. "Where has all the pressure gone? Evidence from reversals and hydrodynamic flow". First Break. Septiembre, 2008. v.26. p. 55-61.

²⁶ ZAWISZA, Ludwik Karol; DYLANG-WOJNA, Elzbieta y SMULSKI, Josef. "Hydrodynamic conditions of hydrocarbon migration and accumulation exemplified by the Pomorsko, Czerwiensk and Zarnowiec Oil fields, Poland". International Petroleum Technology Conference (21-23, noviembre, 2005: Doha, Qatar). IPTC. 2005.

La presencia de un acuífero hidrodinámico tiene una gran implicación en el cálculo de reservas ya que puede situar los hidrocarburos fuera del punto de derrame o *spill point* tradicional. A veces, esto resulta en reservas subestimadas, como el caso del campo Pierce en el Mar del Norte. En este campo, el estudio del acuífero hidrodinámico presente, resultó en un incremento considerable de las reservas muchos años después que el campo fue descubierto y considerado “no económicamente viable”.²⁷

Figura 4 Acuífero Hidrostático vs Acuífero Hidrodinámico.



Fuente: Modificada de “Hydrodynamics and Seismic Attributes”. Swarbrick, R. Copenhagen, Denmark, June 2012

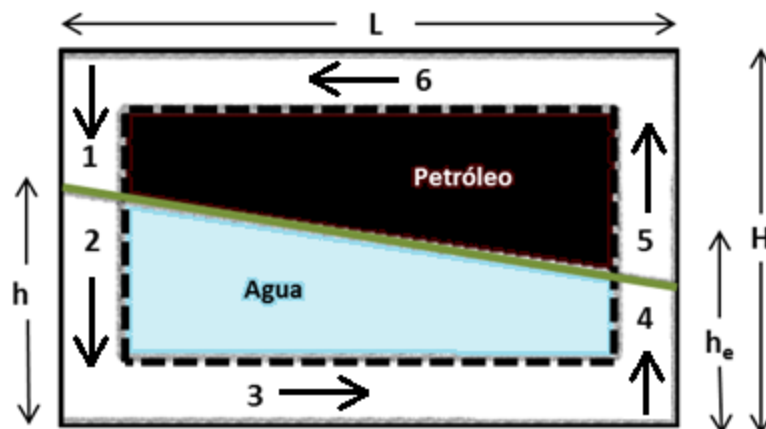
²⁷ HOLLAND, Ash. Pierce Redevelopment from Start to Finish (almost). En: Devex Conference (19, Mayo, 2011). Shell UK

1.2.2 Diferencia entre la tasa de inclinación del yacimiento y la velocidad de asentamiento de la interfaz de los fluidos.

Una explicación para los contactos inclinados es que la tasa de inclinación de la formación es mayor que la velocidad a la que se asienta la interface de los fluidos. El criterio que se ha utilizado para este análisis es calcular aproximaciones del tiempo necesario para asentar la interface después de haber sido desplazada por volúmenes definidos.

La Figura 5 representa un diagrama del modelo, en el que mediante líneas de flujo, se representa la trayectoria que siguen los fluidos para restablecer el equilibrio después que la formación cerrada se ha inclinado. Las diferentes partes del circuito se encuentran enumeradas en todo el ciclo. Este no es el patrón de flujo real (el cual es mucho más complejo) pero, los resultados del análisis dan una idea del orden de magnitud del tiempo necesario para alcanzar una nueva posición del nivel de agua en el equilibrio.

Figura 5: Trayectoria de los fluidos para restablecer el equilibrio.



Fuente: Modificada de "Some theoretical considerations of tilted water tables" YUSTER, S.T. 1953.

El método utilizado en el análisis²⁸, es sumar las caídas de presión por separado (Ley de Darcy) en las partes numeradas del circuito, e igualar esta suma de las caídas de presión a la diferencia de presión causada por el desplazamiento, como se expresa en la

Ecuación 12:

$$\frac{Q\mu_o(H-h)}{K_oA} + \frac{Q\mu_w h}{K_wA} + \frac{Q\mu_w L}{K_wA} + \frac{Q\mu_w(2h_e-h)}{K_wA} + \frac{Q\mu_o(H-2h_e+h)}{K_oA} + \frac{Q\mu_o L}{K_oA} = 0,00194 \Delta P(h-h_e)$$

Ecuación 12

Dónde:

Q = tasa de flujo en centímetros (cm^3/s).

k = coeficiente de permeabilidad de Darcy (md).

A = área (cm^2).

$\Delta\rho$ = Diferencia de densidades ($\frac{gms}{cm^3}$)

L = Longitud (cms).

μ = viscosidad del fluido fluyendo (cp)

H = espesor de la formación (cms).

h = profundidad máxima de agua por encima de la parte inferior de la formación (cms).

h_e = profundidad de equilibrio del agua por encima de la parte inferior de la formación (cms).

L = longitud del yacimiento (cms).

²⁸ YUSTER TERRIL, Op.cit., p. 152.

1.2.3 Fugas de hidrocarburos

Si la roca sello sobre un yacimiento de petróleo no sella completamente la formación, puede darse un escape de gas del petróleo que aumentaría su densidad a nivel local y crear una inclinación con el contacto agua-petróleo más alto en estos puntos. Esto es posible en una zona que fue objeto de intenso plegamiento y fallas. Se asume que la tasa de fuga de los hidrocarburos más ligeros es más rápida que el proceso difusional necesario para llevar el yacimiento a una densidad constante de petróleo (proceso muy lento).

2. MÉTODOS DE MODELADO DE CONTACTO INCLINADO AGUA-PETRÓLEO

Los modelos de simulación numérica de yacimientos son utilizados para obtener la distribución de saturaciones y presión del modelo en el tiempo. El primer objetivo de inicializar un modelo es obtener la cantidad y distribución de los fluidos originales en el yacimiento. Cuando se habla de contactos agua-petróleo inclinados se puede inicializar un modelo de simulación numérico por cuatro diferentes métodos, con el fin de obtener un contacto inclinado. Los métodos para modelar contactos inclinados agua-petróleo son: 1) Inicialización por balance de flujo, 2) Inicialización por enumeración, 3) Inicialización por regiones de equilibrio, e 4) Inicialización por presiones capilares.

2.1 INICIALIZACION POR BALANCE DE FLUJO

Este método se basa en el supuesto de que la inclinación del contacto agua-petróleo (OWC) es causado por un influjo de agua ubicado en el extremo más alto del contacto y un flujo de salida de salida en la parte más baja del OWC.

También es conocido como inicialización con pseudo-pozos o método por inyección y producción, ya que para simular el principio en el que se basa se utilizan pozos inyectoros y productores.

Para analizar este método se creó un modelo conceptual 2D con un tope a 1000 pies y una base a 2000 pies con una longitud de 1000 pies, la Tabla 1 resume las características y propiedades generales del modelo. Las propiedades fueron tomadas del artículo de Muggeridge²⁹ en el que se estudiaron los factores que afectan la inclinación de un contacto agua-petróleo.

²⁹ MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization? En: AAPG Boletín, (February 2012), v. 96, no. 2 pp. 315–336

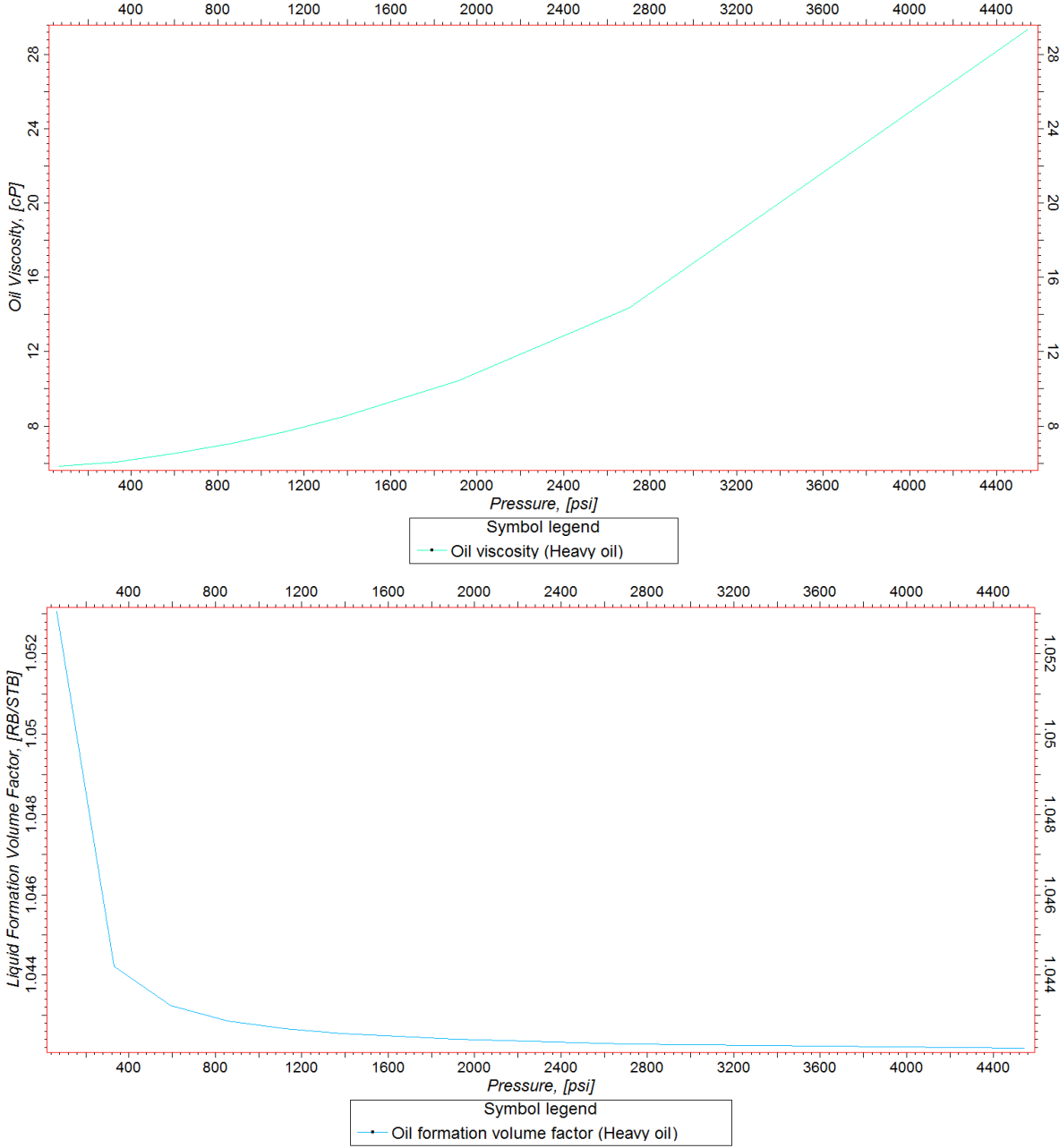
Tabla 1 Especificaciones modelo 2D

Modelo Conceptual 2D		
Propiedad	Valor	Unidad
Celdas X	20	<i>Adimensional</i>
Celdas Z	40	<i>Adimensional</i>
Incremento X	50	ft
Incremento Z	25	ft
Tope del modelo	1000	ft
Base del modelo	2000	ft
Longitud del modelo	1000	ft
Ancho del modelo	1	ft
Área	22.96	Acres
Datum	1500	ft
Contacto agua-petróleo	1500	ft
Presión de modelo	2000	<i>Psi</i>
Temperatura de modelo	170	<i>F</i>
Porosidad	0.2	<i>Adimensional</i>
Permeabilidad i	100	<i>mD</i>
Permeabilidad j	100	<i>mD</i>
Relación Kv/Kh	0.1	<i>Adimensional</i>
Compresibilidad del petróleo	1x10-5	<i>1/psi</i>
Compresibilidad del agua	1x10-6	<i>1/psi</i>
Compresibilidad de la roca	2.8x10-6	<i>1/psi</i>
Viscosidad del petróleo	1	<i>Cp</i>
Viscosidad del agua	1	<i>Cp</i>
Densidad del petróleo	56.03	<i>Lb/ft</i>
Densidad del agua	61.2	<i>Lb/ft</i>
Saturación de petróleo irreducible	0.2	<i>Adimensional</i>
Saturación de agua connata	0.2	<i>Adimensional</i>

Fuente: Modificada de A.Muggeridge, H. Mahmode. "Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?", AAPG Bulletin, v. 96, No. 2. 2012.

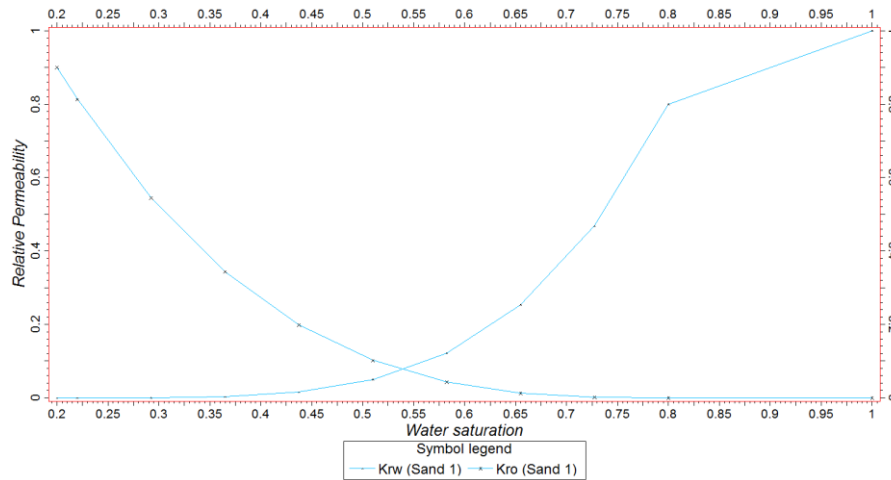
Se generó un PVT sintético de para un petróleo negro de 26° API con un solubilidad del gas en el petróleo de 0.0010 Mscf/STB. La Figura 6 muestra el comportamiento de la viscosidad y el factor volumétrico del petróleo en función de la presión.

Figura 6 PVT sintético de petróleo negro



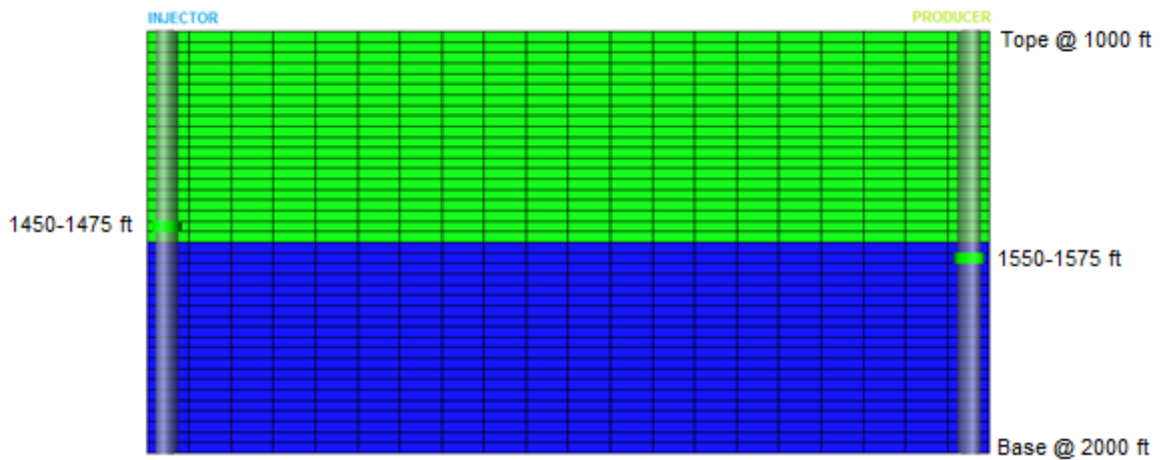
Las curvas de permeabilidad relativa se generaron a partir de correlaciones empíricas. La Figura 7 muestra el comportamiento para un sistema agua-petróleo.

Figura 7 Curvas de permeabilidad relativa para arena



Se perforó un pozo inyector en el extremo izquierdo del modelo, completado en la parte más alta del OWC (1450-1475 pies) y de igual forma se perforó en el extremo derecho un pozo productor completado en la parte más baja del contacto (1550-1575 pies), como se observa en la Figura 8.

Figura 8 Modelo inicial de balance de flujo



Con el fin de mantener el modelo en equilibrio y evitar la producción temprana de petróleo en el pozo productor, los pozos fueron controlados por tasa de producción e inyección de 0.2 STB/d y una caída máxima de presión de 1 psi.

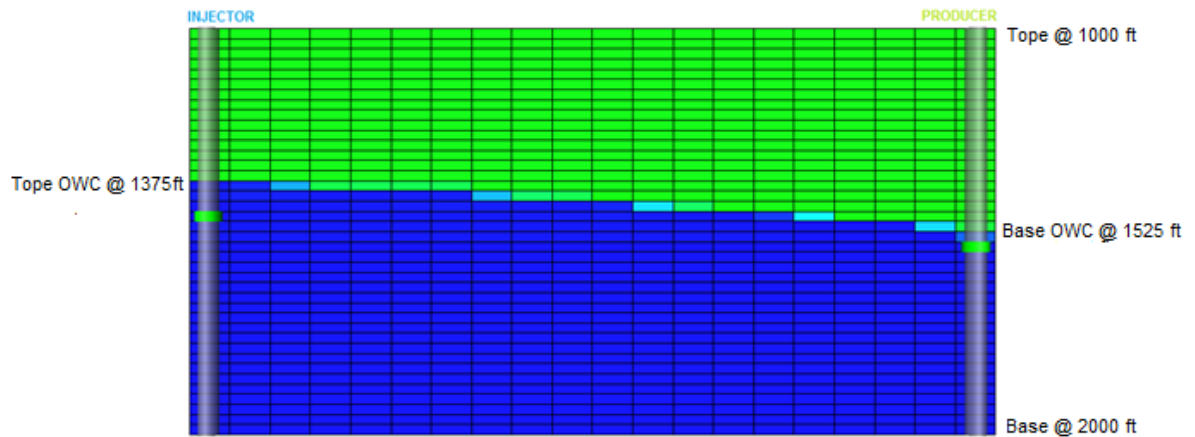
Para lograr el equilibrio y la representación de un contacto inclinado fue necesario simular 8030 años el proceso de inyección y producción. En la Figura 9 se observa el OWC con una inclinación de aproximadamente 10°. Debido a los parámetros de control especificados a los pozos, fue posible evitar una conificación temprana de agua, evitando así mismo la producción de petróleo en el pozo productor.

Figura 9 Contacto inclinado por método de balance de flujo



Para validar este equilibrio dinámico se corrió un escenario de simulación a un tiempo adicional de 60 años, en la cual tanto el pozo productor como inyector se encontraban cerrados, tiempo en el que no se visualizaron cambios en la distribución de saturación de agua como se observa en la Figura 10.

Figura 10 Contacto inclinado por método de balance de flujo



De acuerdo a Hsueh³⁰, la ventaja de este método es que simula una explicación física de la inclinación del OWC en el yacimiento al modelar un flujo hidrodinámico, incluso para petróleo con viscosidades mayores al agua.

Entre las desventajas encontradas en este método se puede citar:

- Durante el ajuste histórico, cualquier cambio en los valores de la permeabilidad, especialmente en el área cerca al acuífero, podría afectar la profundidad del OWC.
- La aplicación de este método en modelos 3D ya que se hace necesario perforar un número de pozos en los extremos del modelo, pozos inyectores en la parte más alta y pozos productores en la parte más baja del contacto, equivalentes al número de celdas en dirección transversal del contacto en la parte. Haciendo complejo la definición y el control de los pozos para lograr un contacto inclinado en tres dimensiones.
- Definir diferentes tasas de inyección y producción para evitar conificación puede presentar problemas de convergencia y aumento en los tiempo de simulación

³⁰ HSUEH, P.T., PHAM, T.R. y BU-HULAIGAH, E.H. A Review of Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact. En: SPE Middle East Oil Show. (20-23, Febrero, 1999: Bahrain). P 2

- Este método requiere de gran tiempo de simulación para establecer un contacto inclinado en equilibrio y de acuerdo a Muggeridge³¹, yacimientos con acuíferos hidrodinámicos alcanzarán estado estable en aproximadamente 100 mil años.

2.2 INICIALIZACION POR ENUMERACION

El método de inicialización por enumeración consiste en que a cada celda se le asigna un valor específico de saturación de agua que sea consistente con el modelo petrofísico. Si las tres fases, gas, petróleo y agua, están presentes en el modelo, adicionalmente a la saturación de agua y gas se requieren como dato de entrada la presión de bloque y la relación gas en solución-petróleo (R_s). Si solo petróleo y agua están presentes en el modelo, adicional a la saturación de agua, la presión de bloque y la relación gas en solución-petróleo (R_s) son necesarias para inicializar. Para modelos gas-agua, adicionalmente a la saturación de agua, la presión de bloque, y la relación gas-petróleo vaporizado (R_v) son necesarias para inicializar.

Para analizar este método se tomó como punto de partida el modelo anterior, al cual se le exportó la distribución de agua y presión a los 8030 años de la simulación. Con estos archivos el modelo fue inicializado mostrando la distribución de saturación de agua esperada, que da forma al OWC inclinado como se observa en la Figura 11. Con el fin de validar este equilibrio dinámico se creó un escenario adicional de simulación sin proceso alguno de inyección o producción por un tiempo de 60 años, tiempo en el que se visualizaron pequeños cambios en la distribución de saturación de agua, los cuales están señalados con círculos rojos en la Figura 12.

³¹ MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization? En: AAPG Boletín, (February 2012), v. 96, no. 2 p. 315–336

Figura 11 Contacto inclinado inicializado por enumeración

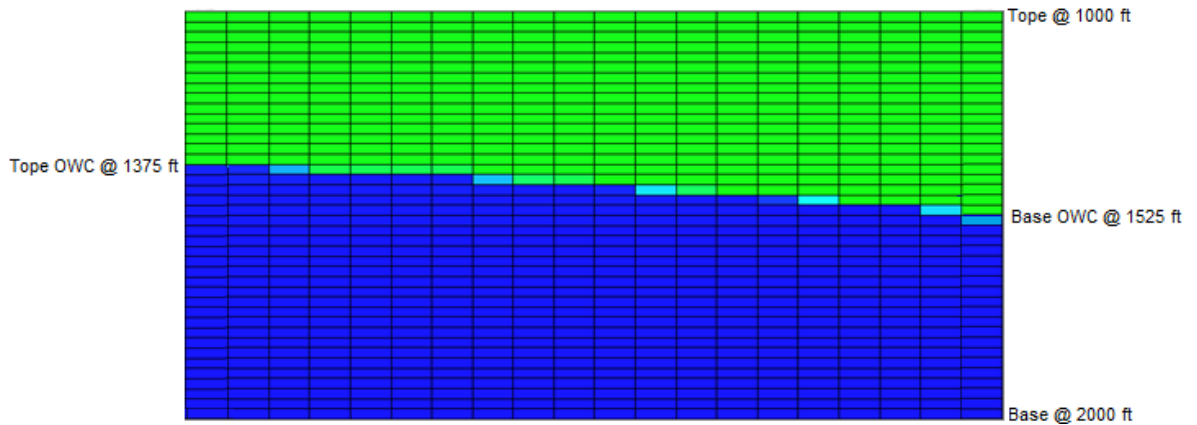


Figura 12 Cambios en la distribución de saturación de agua



La ventaja de este método³² es su flexibilidad en la importación de la distribución de saturaciones de agua mediante un arreglo matricial que puede ser obtenido de un modelamiento petrofísico y/o geo-estadístico.

³² HSUEH. Op. cit, p. 2.

Las desventajas encontradas fueron:

- De acuerdo a Hsueh³³, cuando existe un gran contraste de saturación en la dirección vertical puede causar inestabilidad en el tiempo cero y esta inestabilidad puede permanecer en el transcurso de la corrida histórica del modelo, generando problemas de convergencia y estos a su vez un incremento en el tiempo de simulación.
- Debido al contraste de saturaciones de agua en la dirección vertical que puede presentar un modelo, en una corrida sin pozos el simulador tratará de restablecer el equilibrio por diferencia de densidades lo que produce un cambio en la distribución de volúmenes originales y la forma del contacto.

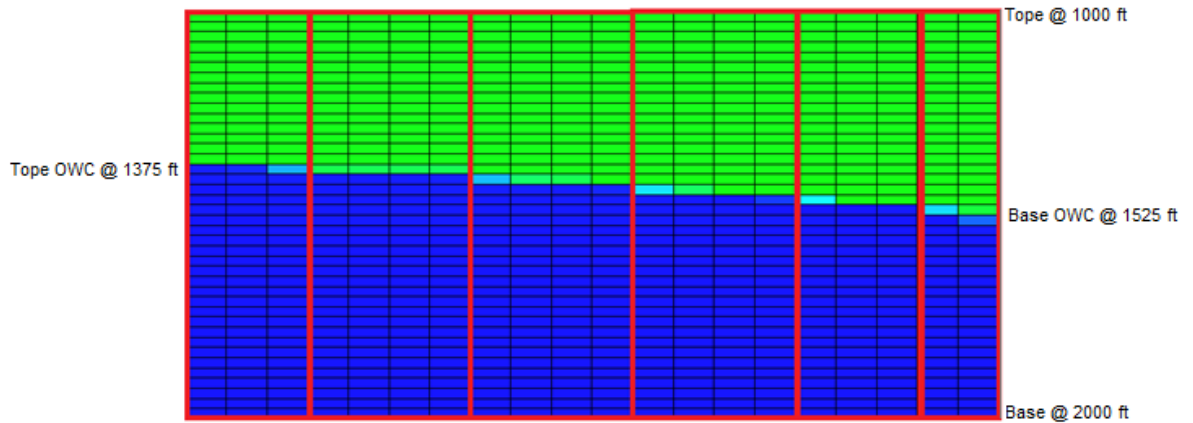
2.3 INICIALIZACION POR REGIONES DE EQUILIBRIO

En general, todo yacimiento puede ser dividido en un número determinado de regiones de equilibrio. Cada región permanecerá en equilibrio hidrostático independiente de demás regiones. Cada celda de la región debe tener las mismas propiedades PVT de la región, pero cada celda puede tener diferentes tablas de saturación (curvas de permeabilidad relativa). Para definir cada región de equilibrio se debe suministrar la profundidad del contacto del fluido, la presión capilar a esta profundidad y la presión a una profundidad de referencia (datum). El número de regiones de equilibrio dependerá del grado de inclinación del contacto y la exactitud de su representación mediante dichas regiones de equilibrio.

Para analizar este método se tomó como punto de partida el modelo conceptual inicial, se definieron 6 regiones de equilibrio de acuerdo a la forma del contacto agua-petróleo. La Figura 13 muestra división del modelo conceptual original en 6 regiones, para representar el OWC.

³³ HSUEH. Op. cit, p. 2.

Figura 13 Regiones de equilibrio identificadas en el modelo



Teniendo identificadas estas regiones, se determinaron las condiciones de equilibrio de cada región, y fueron adicionas al modelo de fluido como se muestra en la Tabla 2

Tabla 2 Condiciones de equilibrio de cada región

Nombre	Región 1	Región 2	Región 3	Región 4	Región 5	Región 6
Presión (psi)	2000	2000	2000	2000	2000	2000
Datum (ft)	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500	-1500
OWC (ft)	-1375	-1400	-1425	-1450	-1475	-1500
P_c en OWC (psi)	0	0	0	0	0	0

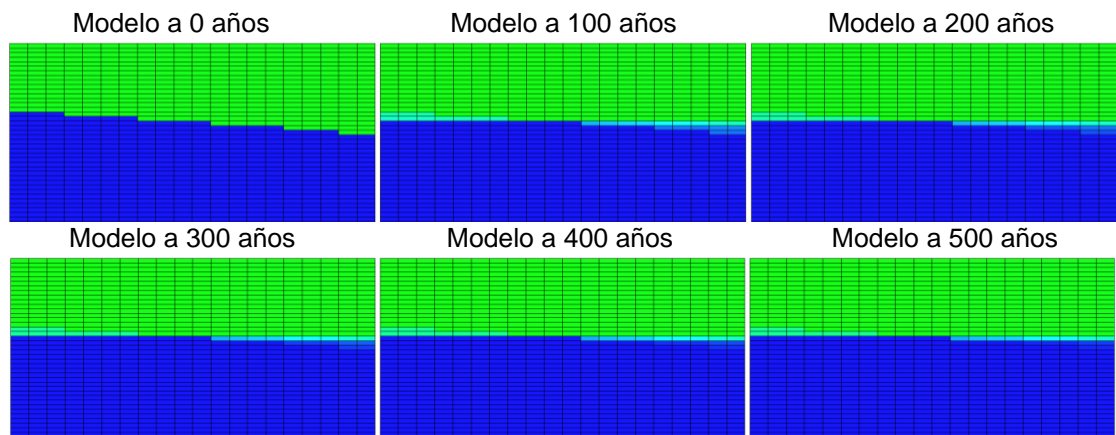
Una vez definidas las regiones de equilibrio, el modelo fue inicializado, obteniéndose el OWC que observa en la Figura 14, el cual muestra un comportamiento de saturación uniforme en cada región, obedeciendo a la presión capilar suministrada.

Figura 14 Contacto inclinado inicializado por enumeración regiones de equilibrio



Con el propósito de validar el equilibrio dinámico de este método se corrió un escenario de simulación sin proceso alguno de inyección o producción, visualizando cambios en la distribución de saturación de agua a un tiempo de un año de simulación. De igual forma, se identificó que a partir de los 400 años de simulación el OWC se restablece a las condiciones originales definidas antes de implementar el primer método para inclinar un OWC (balance de flujo). La Figura 15 muestra el restablecimiento del OWC cuando el tiempo tiende a infinito, donde inicia en un tiempo cero, con un OWC con tope a 1375 pies y una base a 1525 pies y finaliza a un tiempo de 500 años, con un OWC a 1425 pies en el tope y 1450 pies en la base.

Figura 15 Cambios en la distribución de saturación



Entre las ventajas de este método se pueden citar:

- Este método de inicialización es simple y se basa en la implementación de regiones de acuerdo a la forma que conserve el contacto agua-petróleo
- La facilidad con la que se pueden asignar los diferentes valores de elevación del OWC a cada región de equilibrio en la que es dividido el modelo.
- Este método puede ser utilizado independientemente de las características de los fluidos (altas o bajas viscosidades, 50 ó 1 cp) y forma del yacimiento (anticlinales)

Entre las desventajas de este método se pueden citar:

- Una región de equilibrio no puede contener dos regiones PVT
- Si hay un alto grado de inclinación del contacto, se requerirá un mayor número de regiones de equilibrio para poder representarlo.
- Si el OWC tiene variación en dirección X, Y y Z, es decir que es una superficie que está en un plano 3D, es prácticamente imposible poder representar un OWC inclinado, usando regiones de equilibrio.
- Si un pozo atraviesa el OWC, dependiendo de la definición de la región equilibrio, el OWC podrá estar por encima o por debajo del valor real del pozo, lo que repercute en el comportamiento de producción de fluidos, es decir, se puede esperar una irrupción temprana del agua o se puede retardar la producción de agua, dependiendo si el nuevo OWC quedó por encima o por debajo del valor real, respectivamente.
- Es un método el cual no obedece a una explicación física al fenómeno de inclinación del OWC, sino a una interpretación gráfica.
- Cuando el tamaño de las celdas en el que es dividido el modelo es muy grande se pierde precisión en la representación de la inclinación

- Si se discretiza el modelo para mejorar la precisión del mismo se aumenta el tiempo de cómputo y el trabajo en la asignación de profundidades y cuando hay comunicación entre las regiones el contacto se vuelve horizontal.
- Cuando el modelo se corre a tiempos muy grandes sin proceso alguno de inyección o producción, el equilibrio trata de restablecerse y el OWC se vuelve horizontal.

2.4 INICIALIZACION POR REGIONES DE SATURACIÓN

Este método de inicialización acorde a lo expresado por Hsueh³⁴, se basa en el concepto de presión capilar. La presión capilar es la diferencia entre las presiones de las fases agua y petróleo y es sabido que es una función de la densidad del agua y del petróleo, y de la altura sobre el OWC en un sistema agua-petróleo, expresándose matemáticamente mediante la Ecuación 13:

$$P_c = P_w - P_o = \frac{h(\rho_w - \rho_o)}{144}$$

Ecuación 13

Dónde:

P_c = presión capilar en el punto analizado (Psi).

P_o = presión en la fase petróleo (Psi).

P_w = presión en la fase agua (Psi).

h = altura sobre el contacto agua-petróleo (ft)

ρ_o = densidad del petróleo ($\frac{lb}{ft^3}$)

ρ_w = densidad del agua ($\frac{lb}{ft^3}$)

³⁴HSUEH.Op. cit, p. 1.

Con el fin de mantener el modelo del yacimiento en equilibrio a través del tiempo, Hsueh³⁵ explica que las curvas de presión capilar deben ser ajustadas incorporándole un término adicional de presión capilar P_{ccw} , para lograr representar un OWC inclinado mediante la siguiente ecuación:

$$P_c = P_w - P_o + P_{ccw}$$

Ecuación 14

El simulador calcula la presión capilar actual (Ecuación 13), luego lee el arreglo de corrección, P_{ccw} , el cual es un parámetro de entrada del usuario. Los valores de P_{ccw} son constantes y se llevan a través de la historia y la predicción. Si las correcciones son excesivas, pueden causar movimientos del agua distorsionados. En caso de que las celdas adyacentes tengan un gran contraste en las correcciones P_{ccw} , la diferencia en las presiones de la fase agua calculadas entre dos celdas puede ser muy grande. El modelo puede tener movimiento de agua muy rápido de una celda a otra, o en el otro caso extremo, el agua puede no avanzar en absoluto ya que está siendo retenida por capilaridad.

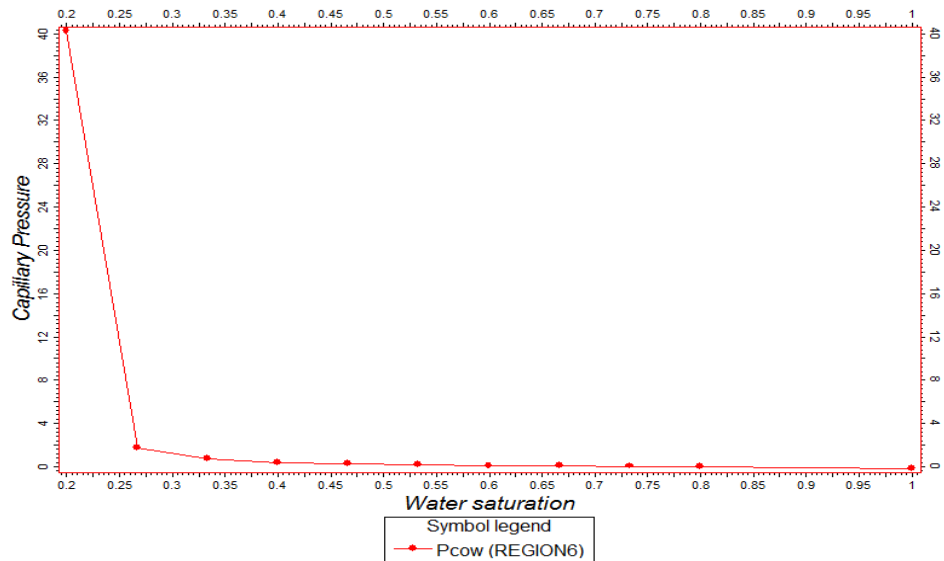
Para el análisis de este método, se tomó como base el modelo inicializado por regiones de equilibrio, al cual se le especifico un único contacto a una profundidad de 1500 pies (Región 6).

Partiendo de la profundidad del contacto de 1500 pies, es decir una elevación de 500 pies y teniendo en cuenta los datos de densidad suministrados en la Tabla 1, se empleó la Ecuación 13 con la cual se obtuvo un valor de presión capilar máxima de 40.28 psi.

³⁵HSUEH.Op. cit, p. 1.

Con la presión máxima calculada, se creó una curva de presión capilar vs saturación de agua usando la correlación de Brooks y Corey³⁶, la Figura 16 muestra la curva de presión capilar base que se utilizó para inicializar el modelo.

Figura 16 Presión capilar vs Saturación de agua



Fuente: Autor.

Con esta curva se obtiene un OWC horizontal, ubicado en el punto más bajo del OWC a inclinar. Se definieron seis regiones de saturación las cuales corresponden a las seis regiones de equilibrio definidas en el método de regiones de equilibrio anterior. Posteriormente, se calcularon las profundidades promedio del OWC para cada región de saturación y aplicando a la Ecuación 13 se calculó el ajuste de presión capilar (P_{ccw}), como se muestra en la Tabla 3.

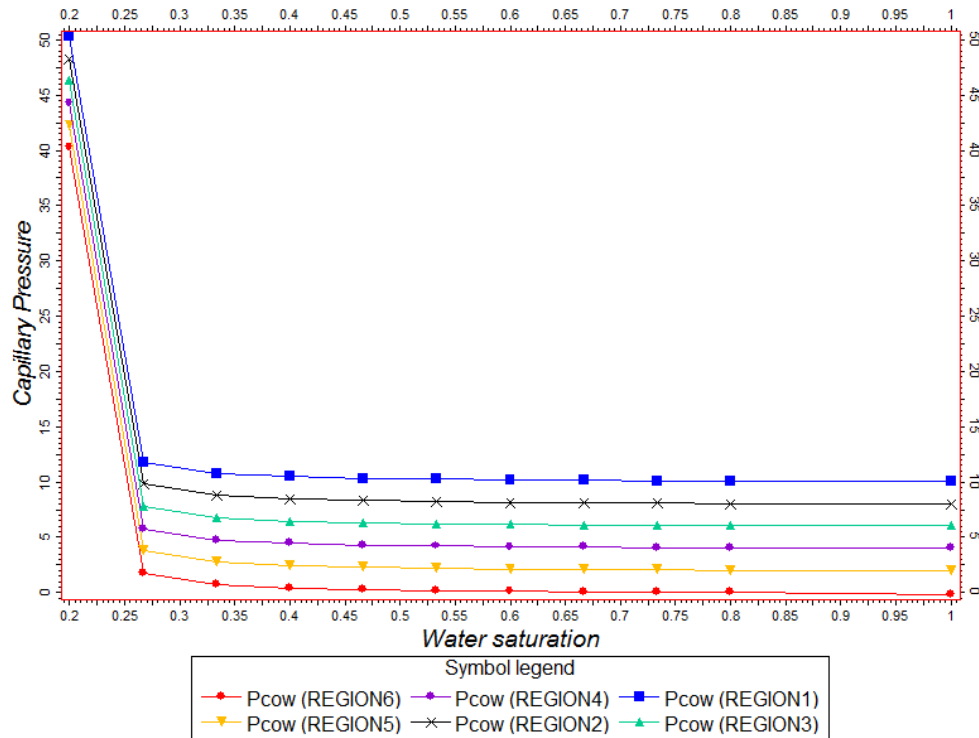
³⁶ SKJAEVELAND, S.M. et al: "Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs" SPE Reservoir Eval. & Eng., Vol 3, No 1, Febrero 2000

Tabla 3 Presiones capilares por región

Profundidad ft	h ft	P _{ccw} psi
1000 (Tope)	500	40.28
1375	125	10.07
1400	100	8.06
1425	75	6.04
1450	50	4.03
1475	25	2.01
1500 (OWC)	0	0

Teniendo en cuenta la Ecuación 14 y los datos calculados en la Tabla 3, se tomó la curva de la Figura 16 y se le sumó el ajuste de la curva de presión capilar de cada región de saturación, generando una nueva curva para cada región de saturación. La Figura 17 muestra las seis curvas de presión capilar definidas para región de saturación con el fin de crear la inclinación del contacto agua-petróleo en el modelo.

Figura 17 Curvas de presión capilar vs Saturación de agua con corrección



La ventaja de este método de regiones de saturación, en comparación con el método por regiones de equilibrio es que el equilibrio dinámico se mantiene a través del tiempo.

Las desventajas encontradas son prácticamente las mismas que se definieron en el método por regiones de equilibrio, a excepción de la última que es la ventaja que tiene este método.

El proceso de definición de las regiones de saturación, el cálculo de las profundidades promedio del contacto, el cálculo del ajuste de la presión capilar y la construcción de las curvas de presión capilar para el ajuste de cada región hacen que el proceso sea tedioso ya que es un proceso manual debido a que se pueden cometer errores.

La Tabla 4 resume los cuatro métodos de modelado de contacto inclinado agua-petróleo e identifica los parámetros más influyentes en cada uno. Debido a que estos métodos de modelado pueden nunca llegar a establecer un equilibrio dinámico y/o pueden acarrear gran tiempo de simulación y capacidad de máquina para obtener este equilibrio, nace la necesidad de desarrollar un procedimiento de modelado de contacto inclinado agua-petróleo de tal forma que conduzca a un equilibrio dinámico verídico y estable en el tiempo, el cual se discute en el siguiente capítulo.

NOTA: Se anexa un CD, donde se encuentran los archivos planos de extensión .DATA que contienen la información de los cuatro métodos simulados.

Tabla 4. Tabla comparativa de los métodos de inicialización

METODO DE INICIALIZACION	PARAMETROS INFLUYENTES	BONDADES	LIMITACIONES
INICIALIZACION POR BALANCE DE FLUJO	<ul style="list-style-type: none"> •Tasa de inyeccion y produccion de los pozos. •Control de caida presion a pozos. •Heterogeneidad del yacimiento. •Viscosidad del aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> • Se puede visualizar la inclinación del contacto agua-petróleo. • Representa una explicación física de la inclinación del contacto agua-petróleo en el yacimiento al modelar un flujo hidrodinámico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Cambios en los valores de la permeabilidad. • La aplicación en modelos 3D. • Diferentes tasas de inyección y producción. • Requiere de gran tiempo de simulación. • Se puede presentar conificación en el pozo productor.
INICIALIZACION POR ENUMERACION	<ul style="list-style-type: none"> • Distribución de saturación de agua inicial. • Viscosidad del aceite. 	<ul style="list-style-type: none"> •Flexibilidad en la importación de la distribución de saturaciones de agua mediante un arreglo matricial que puede ser obtenido de un modelamiento petrofísico y/o geo-estadístico. 	<ul style="list-style-type: none"> • Inestabilidad en el tiempo cero y esta inestabilidad puede permanecer en el transcurso de la corrida histórica del modelo. • Se tratará de restablecer el equilibrio por diferencia de densidades.
INICIALIZACION POR REGIONES DE EQUILIBRIO	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto agua-petróleo de diferente elevación a cada región de equilibrio. • Numero de regiones PVT • Viscosidad del aceite. • Tamaño de las celdas afecta la precisión en la representación de la inclinación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Es simple y se basa en la implementación de regiones. • Facilidad con la que se pueden asignar los diferentes valores de elevación del OWC. • Puede ser utilizado independientemente de las características de los fluidos y forma del yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto grado de inclinación del contacto, requerirá un mayor número de regiones. • No obedece a una explicación física al fenómeno de inclinación del OWC. • Si se discretiza el modelo, se aumenta el tiempo de cómputo. • El equilibrio trata de restablecerse y el OWC se vuelve horizontal.
INICIALIZACION POR REGIONES DE SATURACION	<ul style="list-style-type: none"> • Contacto agua-petróleo de diferente elevación a cada región de equilibrio. • Viscosidad del aceite. • Tamaño de las celdas afecta la precisión en la representación de la inclinación. 	<ul style="list-style-type: none"> • El equilibrio dinámico se mantiene a través del tiempo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Alto grado de inclinación del contacto, requerirá un mayor número de regiones. • No obedece a una explicación física al fenómeno de inclinación del OWC. • Si se discretiza el modelo, se aumenta el tiempo de cómputo. • Es un proceso manual para el ajuste de cada región.

3. PROCEDIMIENTO PARA INCLINAR UN CONTACTO AGUA PETRÓLEO USANDO LA FUNCIÓN LEVERETT.

Para el desarrollo del procedimiento se debe tener previamente identificado el contacto agua-petróleo con sus características específicas en la estructura del modelo. Adicionalmente se debe contar con un modelo geo-estadístico del campo o sector a simular, en cual se tenga una distribución de saturación de agua inicial y el cálculo volumétrico de fluidos originales. El modelo estático debe ser lo suficientemente confiable, es decir que se pueda evidenciar comportamientos correlacionables de permeabilidad, porosidad y saturación de agua de acuerdo a los diferentes tipos de roca que posea el modelo.

3.1 PLANTEAMIENTO DEL PROCEDIMIENTO

- I. A partir del modelo geo-estadístico se construye un mapa de iso-contacto agua-petróleo.

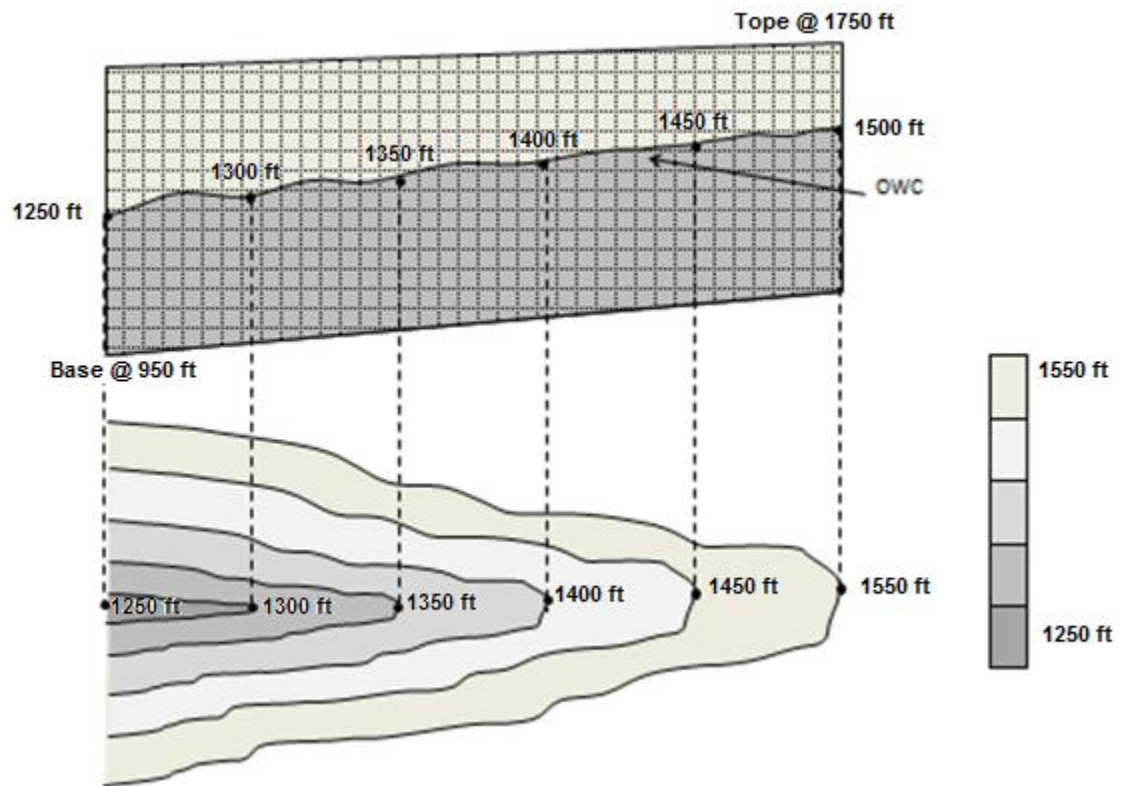
El procedimiento a seguir en la construcción de la superficie del iso-contacto es el siguiente:

- a) Visualizar en una ventana 3D la distribución de saturación de agua, para así identificar los cambios y la posición del contacto.
- b) Aplicar un filtro a la distribución de saturación de agua, utilizando los valores de saturación de agua connata o crítica del campo, con el fin de definir la zona de petróleo.
- c) Crear una propiedad de espesor vertical para todo el modelo.
- d) Sumar verticalmente el espesor de la celda, aplicando el filtro de la zona de petróleo.
- e) Filtrar en la propiedad del ítem **d** en la capa superior del modelo ($K=1$) y crear un mapa de espesor promedio.

- f) Crear el mapa del contacto como una resta de superficies, es decir el horizonte superior del modelo menos el mapa de espesor creado en el ítem e (OWC= Horizonte –Mapa de espesor).

En la Figura 18 se observa un modelo, el cual tiene un contacto inclinado A-B, siendo B el punto más alto del OWC. En la parte inferior de la figura, se encuentra el mapa de iso contacto agua-petróleo obtenido para el modelo.

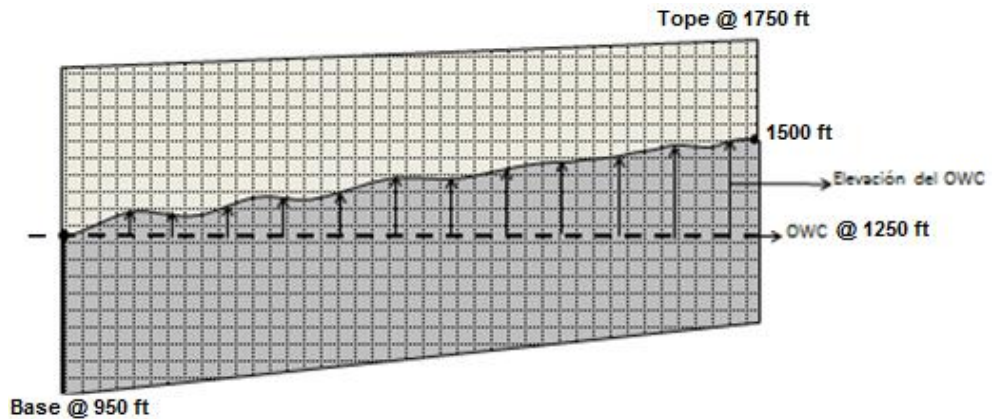
Figura 18 Mapa de iso-contacto agua-petróleo



- II. Se define el nivel más bajo del contacto agua-petróleo
- III. Se crea una superficie de iso-elevaciones del contacto agua-petróleo, la cual se aplicara a todas las capas en la dirección k, para crear la propiedad de elevación llamada "h".

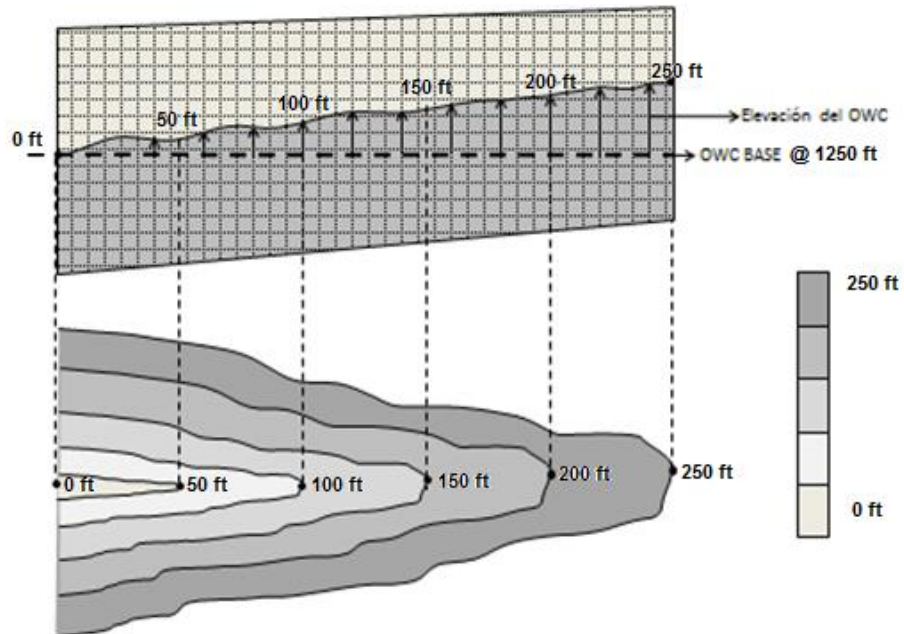
En la Figura 19 se observa que la elevación del OWC calculada es igual a la diferencia del OWC base menos el mapa de contacto agua-petróleo, donde el punto A es el nivel más bajo del contacto agua-petróleo, este nivel de profundidad es el OWC base.

Figura 19 Elevación del contacto agua-petróleo



En la Figura 20 se observa la superficie de iso-elevación del OWC creada con base en la elevación del OWC.

Figura 20 Superficie de iso-elevaciones del OWC



IV. Calcular la Leverett J-Función [J(S_w)]

El cálculo de la J(S_w) se puede hacer con información disponible de:

- Datos de presión capilar.
- Modelo petrofísico.
- Modelo geo-estadístico.

Si se tienen datos de presión capilar la función J(S_w) es igual a:

$$J(S_w) = 0.21645 \frac{P_c}{\sigma \cos \theta} \sqrt{\frac{k}{\phi}}$$

Ecuación 15

Donde J(S_w) = Leverett J-Función

P_c = Presión capilar, psi

σ = Tensión interfacial, dinas/cm

φ = Porosidad, fracción

k = Permeabilidad, mD

Si se definen tipos de roca en el modelo, se debe realizar el análisis para cada tipo de roca.

Si no se tienen datos de presión capilar, se debe calcular la presión capilar de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$P_c = \frac{h(\rho_w - \rho_o)}{144}$$

Ecuación 16

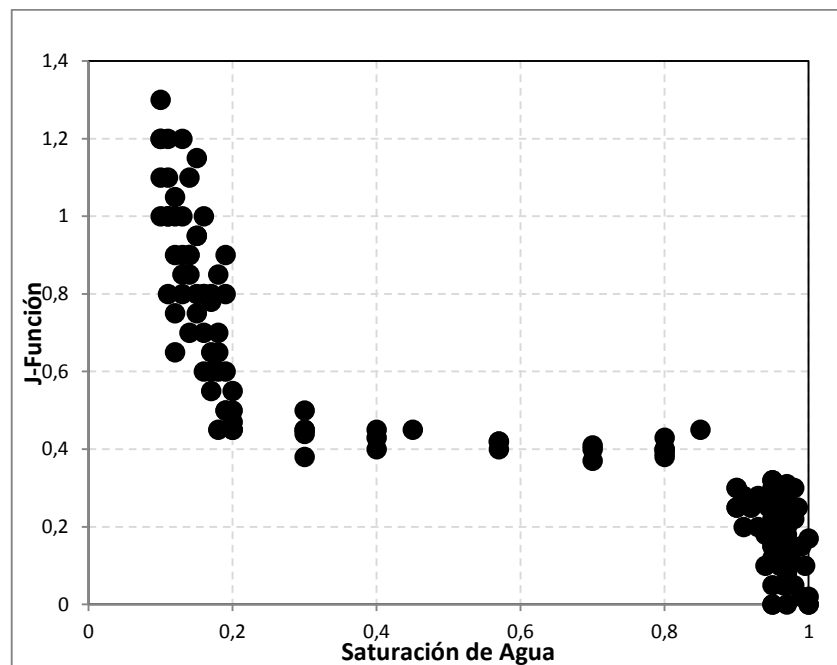
Donde h es la elevación del OWC

V. Graficar los datos de $J(S_w)$ versus saturación de agua.

- Si se tienen de laboratorio se debe realizar un control de calidad de la información.
- Si se tiene el modelo petrofísico se debe realizar un filtro para los pozos con menos incertidumbre y que exista información en el intervalo de interés.
- Si se tiene un modelo geo-estadístico se debe realizar un filtro para los pozos con menos incertidumbre en el modelamiento petrofísico y adicionalmente se filtra las celdas que interceptan la trayectoria de los pozos.

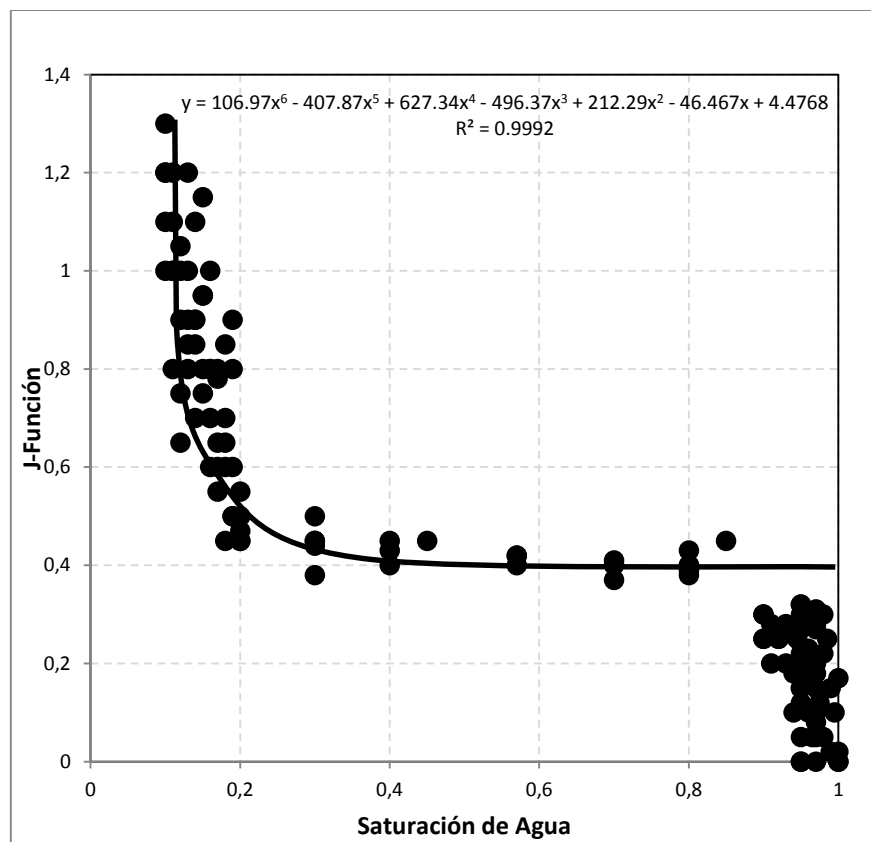
En la Figura 21 se observa la distribución de datos de $J(S_w)$ vs saturación de agua, después de aplicar los filtros mencionados de acuerdo al tipo de información que se posee.

Figura 21 J-Función vs Saturación de agua



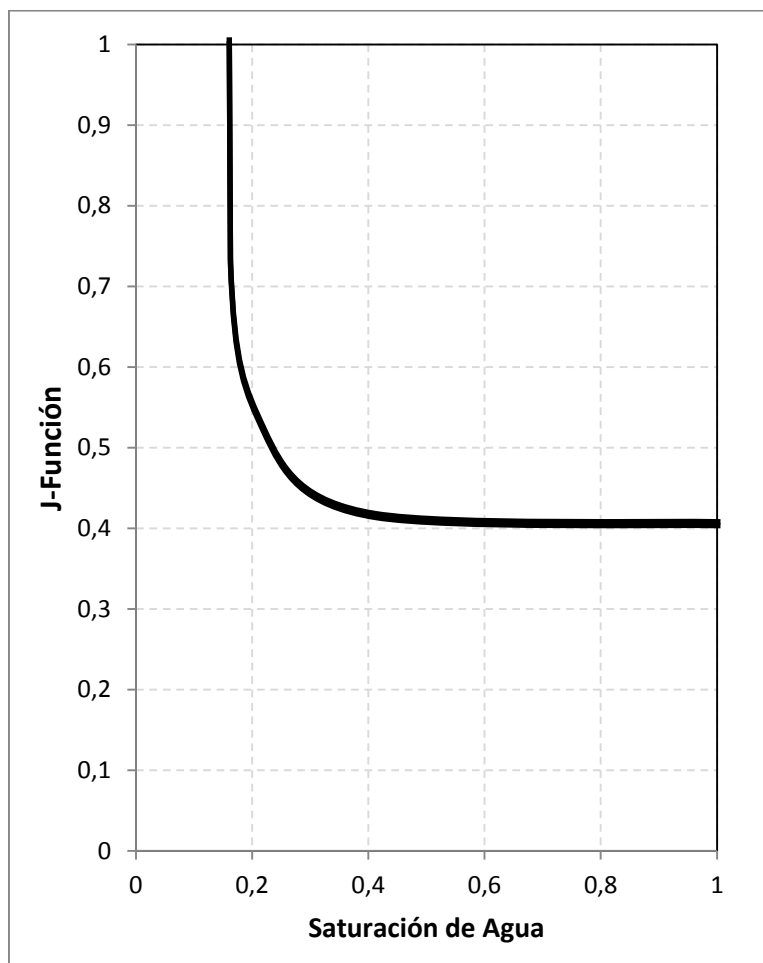
- VI. Obtener una curva de $J(S_w)$ promedio de los datos graficados. A los datos $J(S_w)$ graficados se les debe calcular una tendencia que describa el comportamiento de los datos, la cual debe tener una mínima zona de transición capilar como se muestra en la en la en la Figura 22 para poder visualizar el OWC de manera clara, sin gradientes cambios de saturación alguno.

Figura 22 Curva J-Función promedio



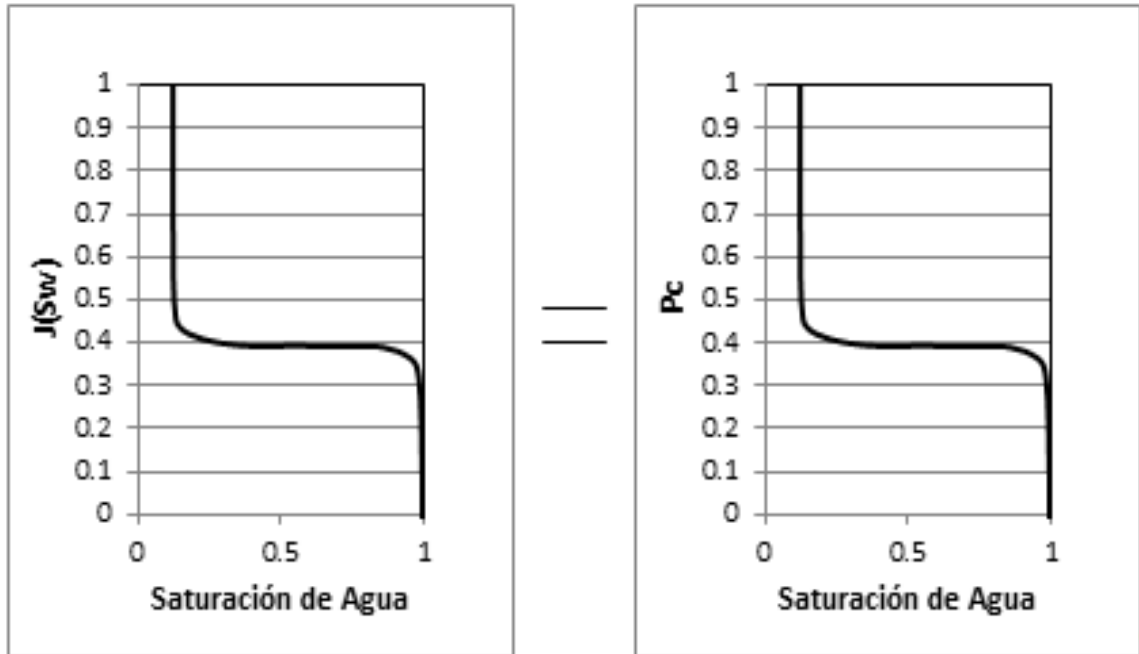
- VII. Para que sean equivalentes la presión capilar y la $J(S_w)$ se debe normalizar la curva de $J(S_w)$ promedio de tal forma que el valor máximo de $J(S_w)$ sea igual a uno como se muestra en la Figura 23.

Figura 23 Curva J-Función promedio normalizada



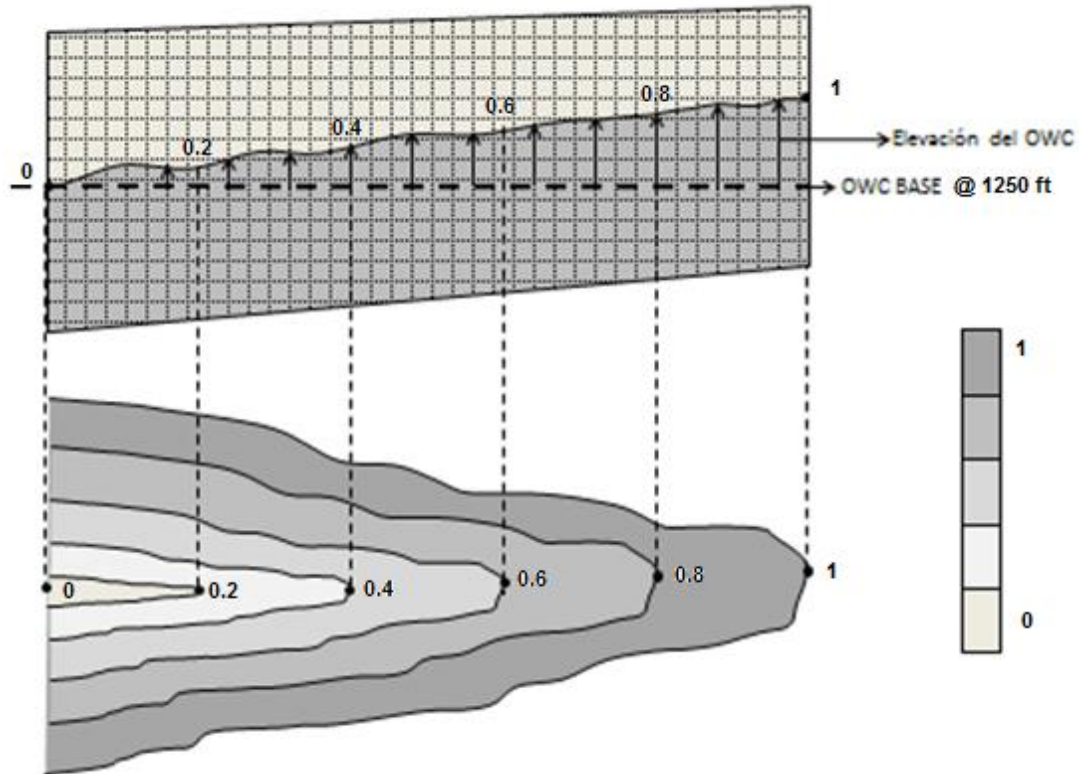
- VIII. Como la forma de la curva de $J(S_w)$ es obtenida a partir de los datos de presión capilar, la forma de la curva promedio de presión capilar debe ser igual a la $J(S_w)$ como se muestra en la Figura 24. La diferencia de las curvas radica en el valor máximo de presión capilar que se pueda obtener a partir de la $J(S_w)$ para determinados datos de permeabilidad y porosidad. Para evitar hacer cálculos adicionales se usará la $J(S_w)$ normalizada como la presión capilar promedio normalizada en el modelo numérico de simulación.

Figura 24 Presión capilar normalizada



- IX. Realice la normalización a un valor de 1 del mapa a de iso-elevación agua-petróleo, Figura 25, y asigne este mapa como la presión capilar máxima que se usara para des-normalizar la curva de presión capilar promedio. Un factor de escalamiento es aplicado al mapa de iso-contactos normalizado para poder representar la forma del OWC, y es validado mediante el cálculo del porcentaje de error obtenido entre OOIP con el factor de ajuste y los cálculos volumétricos por enumeración.

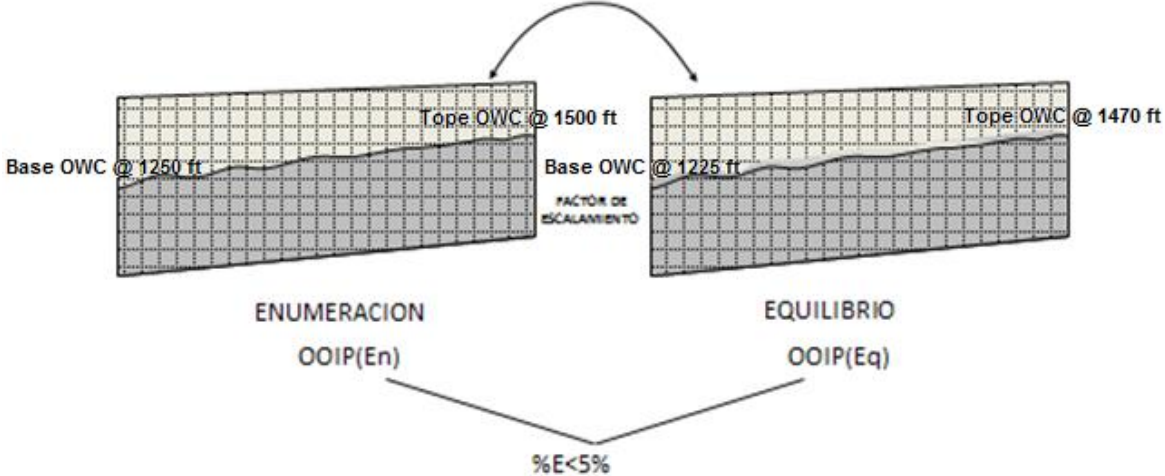
Figura 25 Superficie de iso-elevaciones del OWC normalizada



- X. Mediante un proceso iterativo de prueba y error estime el valor óptimo del factor de escalamiento que permita representar el OWC y obtenga un error máximo en el cálculo volumétrico del 5%.

En la Figura 26 ilustra la obtención de un factor de escalamiento óptimo, mediante el cálculo de un error menor al 5% entre el OOIP del modelo inicializado por enumeración [OOIP (En)] y el OOIP del modelo inicializado por equilibrio [OOIP (Ee)]

Figura 26 Factor de escalamiento óptimo



4. IMPLEMENTACION DEL MÉTODO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA EN UN CAMPO COLOMBIANO.

Para la aplicación del procedimiento descrito en el capítulo anterior, fue seleccionado un campo colombiano el cual tiene un OWC inclinado con una diferencia máxima de altura de aproximadamente 600 pies. Debido a que es necesario en el desarrollo del procedimiento tener identificado el OWC con sus características específicas en la estructura del modelo, un análisis de las cabezas hidráulicas del campo fue realizado.

4.1 IDENTIFICACIÓN DE CABEZAS HIDRÁULICAS PARA EL CAMPO

El flujo a través de un acuífero es definido por la ley de Darcy y es altamente dependiente de la cabeza hidráulica y de las barreras de permeabilidad existentes. Las cabezas hidráulicas, para los pozos del campo se calcularon a partir de la fórmula de King Hubbert y está dada por la Ecuación 17:

$$H_w = Z + \frac{P}{\rho_w g}$$

Ecuación 17

Donde Z es el nivel de referencia en pies por debajo del nivel del mar; para el Campo de estudio Z está referenciado al Datum que maneja el campo de 2100 pies TVDss; P es la presión medida en psi, ρ_w es la densidad del agua a lo largo de la columna de fluido por encima del punto de medida (un parámetro difícilmente de estimar con exactitud debido a la estratificación de la columna); g es la aceleración de la gravedad. Para este estudio se utilizó densidad del fluido de 62.43 lb/ft³, la aceleración de la gravedad de 32.15 ft/s². La presión se calculó a partir de las pruebas MDT y RFT, llevadas al mismo nivel de referencia para el campo (2100 pies TVDss). La Figura 27 corresponde al mapa de cabezas hidráulicas con base en las

pruebas RFT para los primeros pozos perforados en el campo de estudio, tienen una tendencia local de flujo en sentido Noroeste-Sureste, con valores de cabezas hidráulicas que oscilan entre 429 y 466 pies como se observa en la Tabla 5.

Figura 27 Mapa de cabezas hidráulicas

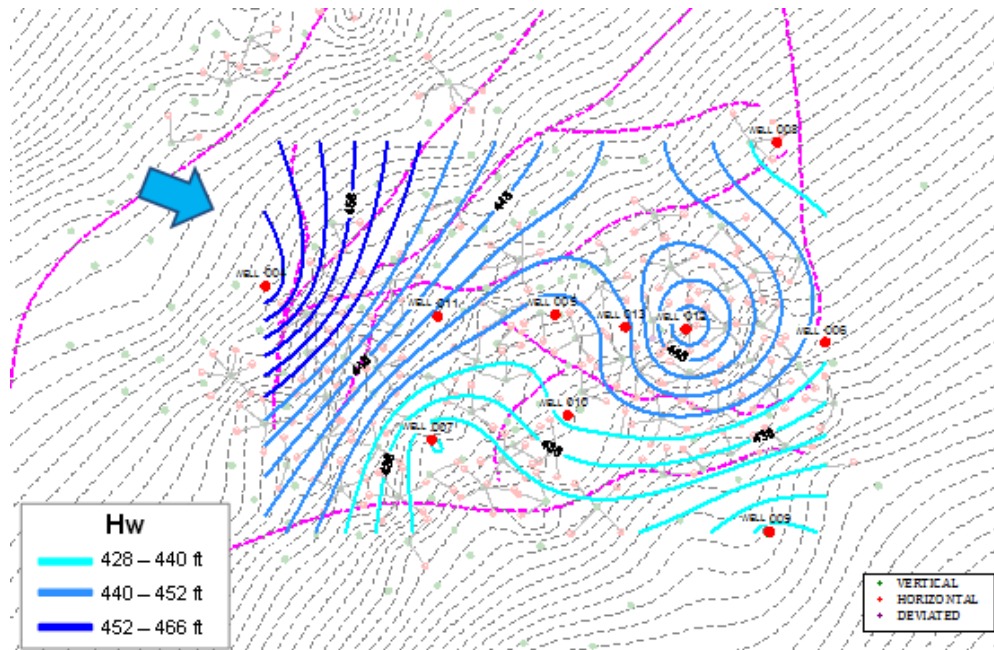


Tabla 5 Cálculo de las cabezas hidráulicas de primeros pozos perforados

Pozo	Presión (psia)	Kelly Buchine (ft)	Cabeza hidráulica (ft)
WELL004	1112	656	466,09
WELL005	1101	635	440,70
WELL006	1101	610	440,70
WELL007	1098	642	433,78
WELL008	1100	587	438,40
WELL009	1096	514	429,17
WELL010	1101	630	440,70
WELL011	1103	637	445,32
WELL012	1106	598	452,24
WELL013	1102	627	443,01

4.2 MODELO GEO-ESTADÍSTICO DEL CAMPO

El campo al que se le aplica el método, es un yacimiento que lo constituyen areniscas depositadas en un ambiente predominantemente fluvial de edad Eoceno Tardío – Oligoceno Temprano, con un contacto agua-petróleo encontrado a diferentes profundidades a lo largo del campo y una presión del yacimiento asumida con un comportamiento constante a través de la historia de producción del campo, estas características soportan la teoría de que el mecanismo de entrapamiento del campo es hidrodinámico. La estructura del campo corresponde a un amplio monoclinial con una serie de ondulaciones internas y con fallamiento. Es un yacimiento que tiene un contacto agua-petróleo inclinado (OWC), con una diferencia máxima de altura de aproximadamente 600 pies, entre el punto más alto y el más bajo del contacto. Este yacimiento ha sido poblado geo-estadísticamente, al cual se le han definido cuatro diferentes tipos de roca, con porosidades entre 25% y 33% y permeabilidad en el rango de 50 mD a 23000 mD La presión del yacimiento es de 2100 psi, la compresibilidad de la roca es de $9,000047 \times 10^{-04}$ psi⁻¹ y la densidad del petróleo es de 61.4972 Lb/pie³.

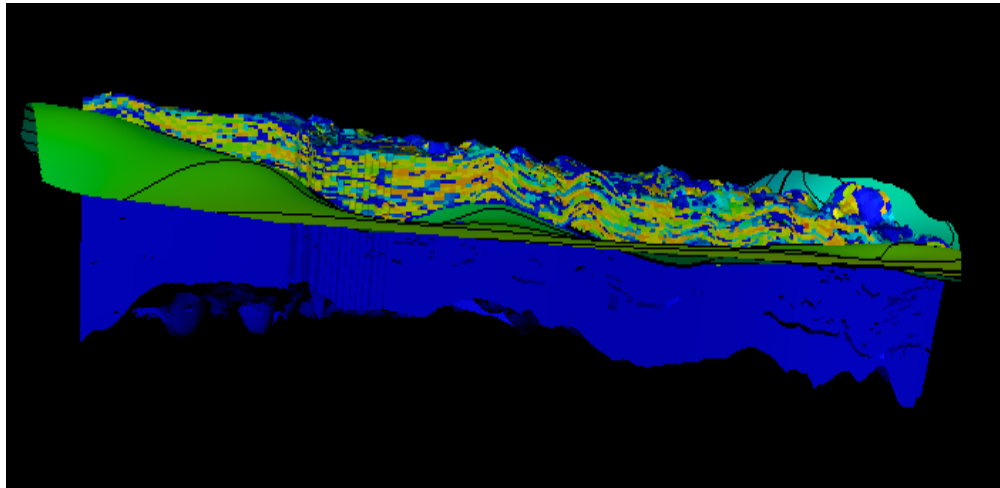
Para la implementación del método un sector-model de 214x178x39, con un total de 860808 celdas, fue extraído del área central del modelo. Este sector-model representa aproximadamente el 30% del Full Field Model y abarca 8 pozos de los 10 pozos utilizados en el análisis de las cabezas hidráulicas.

4.3 MAPEO DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO

El modelo cuenta con una distribución de saturación de agua inicial, la relación gas en solución-petróleo (Rs) y una distribución de presión, la cual es uniforme, ya que inicialmente esta inicializado por enumeración. Con base en esta distribución de saturación de agua inicial se construyó el mapa de iso-contacto agua-petróleo,

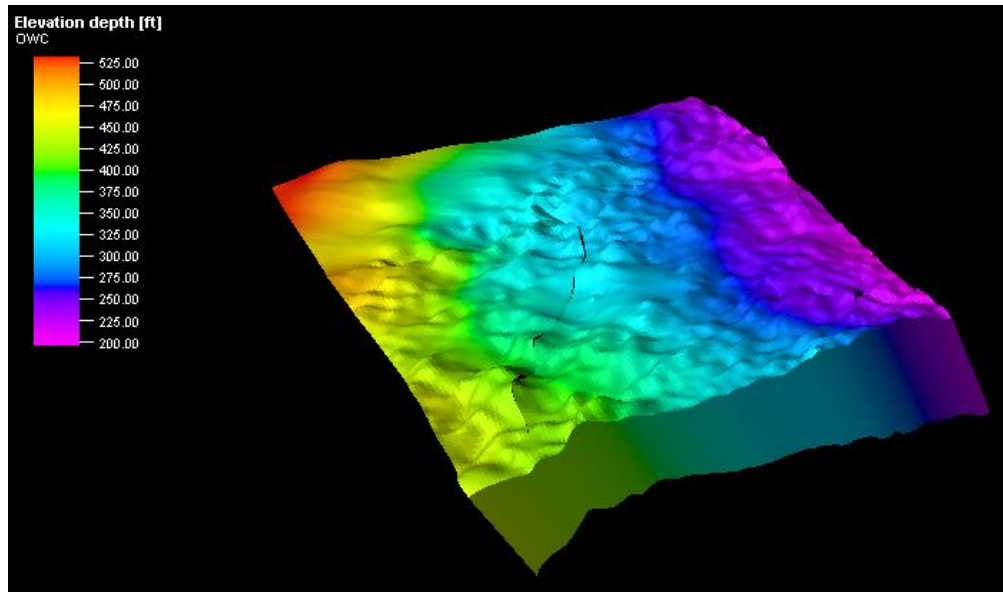
aplicando el procedimiento del capítulo anterior. En la Figura 28 se observa el mapa de iso-contacto generado para el modelo, en el que la profundidad más alta encontrada en el mapa del OWC fue -1789 pies y la más baja fue -2427 pies. La profundidad más baja del mapa del contacto (-2427 pies) será utilizada como profundidad base del OWC.

Figura 28 Mapa 2D del OWC del Campo Colombiano



Para obtener la elevación del OWC, h , fue creada una propiedad la cual fue declarada para todas las capas en dirección K como la profundidad base del OWC (-2427 pies) menos el mapa de iso-contacto agua-petróleo en las direcciones X y Y previamente creado, la cual se observa en la Figura 29.

Figura 29 Propiedad de altura sobre el contacto agua-petróleo para el campo



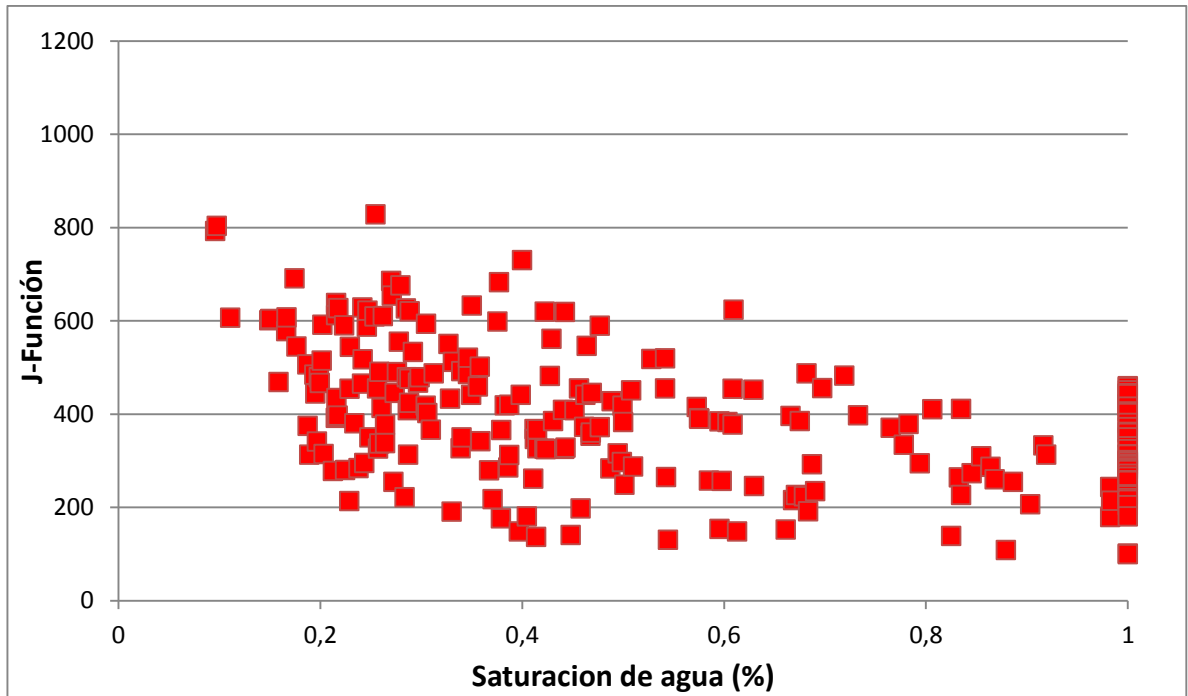
4.4 CALCULO DE LA LEVERETT J-FUNCIÓN PARA EL CAMPO

En este yacimiento se identifican altos contrastes en los datos de permeabilidad, alcanzando valores superiores a los 20 darcies, considerando irrelevante el efecto de capilaridad que se llegue a presentar, razón por la que no se cuenta con datos de presión capilar.

Siendo conocidos los datos de densidad del petróleo (61.497 lb/ft^3) y del agua (62.428 lb/ft^3) para el campo y haciendo uso de la propiedad de elevación previamente creada, es aplicada la Ecuación 15 y Ecuación 16, calculando así la J-Función $[J(S_w)]$ para todo el grid de simulación.

Teniendo en cuenta que la información de partida es el modelo geo-estadístico, se aplicó un filtro, tomando los pozos con menos incertidumbre en el modelamiento petrofísico y adicionalmente se filtró los grid-blocks intersectados por la trayectoria de los pozos. Los resultados obtenidos son exportados a Excel y graficados vs la saturación de agua inicial como se muestra en la Figura 30.

Figura 30 Cálculo de J-Función para campo Colombiano



4.5 TABLAS J-FUNCIÓN VS SATURACIÓN DE AGUA PARA EL CAMPO

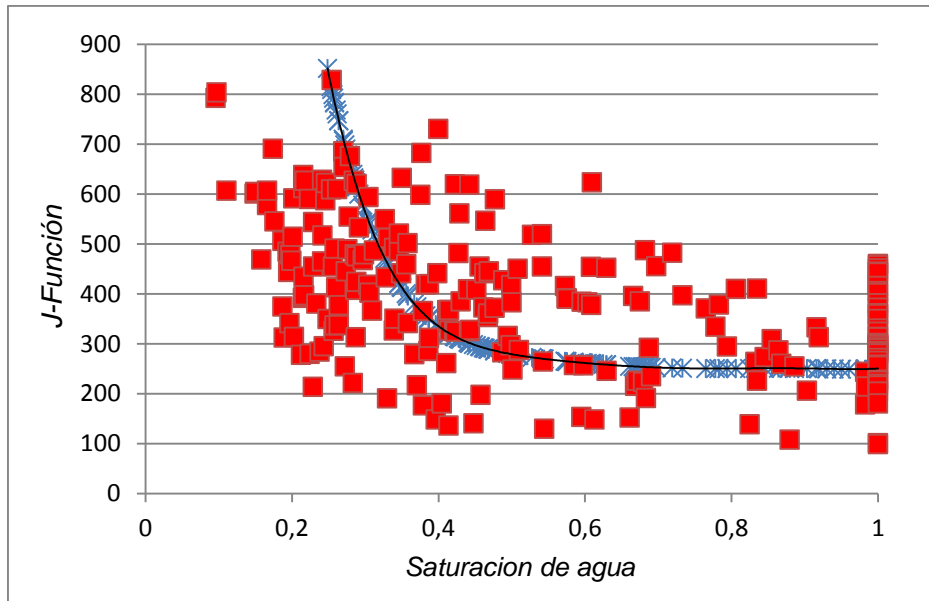
Para obtener una curva de $J(S_w)$ promedio se tomaron los datos de J-Función graficados en Excel y se añadió una línea de tendencia polinómica, la cual tiene una zona de transición capilar como se muestra en la en la Figura 31.

La tendencia encontrada para este campo que mejor ajustó fue una ecuación polinómica de grado 6 como se muestra en la Figura 31 y la cual se presenta en la Ecuación 18

$$y = 57856x^6 - 253527x^5 + 457322x^4 - 435144x^3 + 230915x^2 - 65102x + 7930.7$$

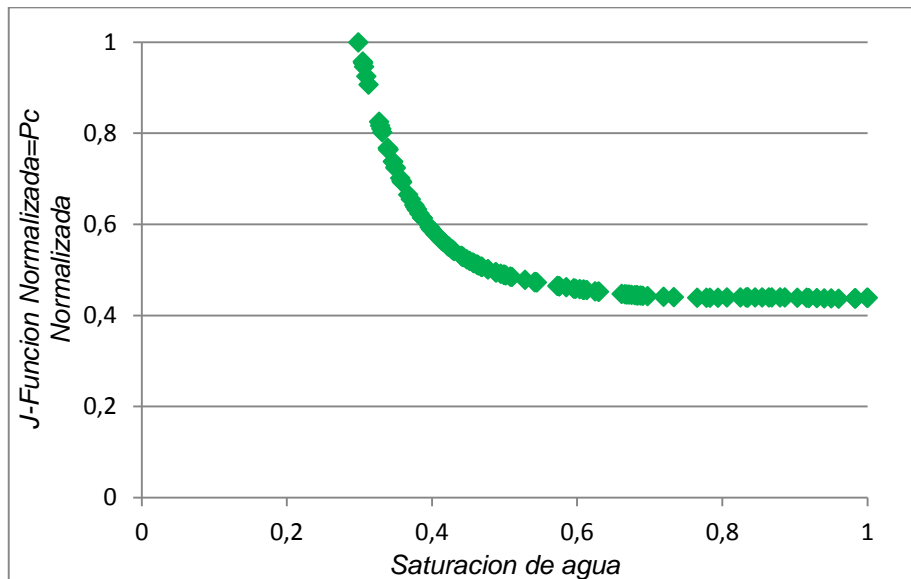
Ecuación 18

Figura 31 J-Función promedio para el campo Colombiano



La curva de $J(S_w)$ promedio de la Ecuación 18 fue normalizada para hacerla equivalente a la presión capilar, de tal forma que el máximo valor de $J(S_w)$ es igual a 1 a la saturación de agua crítica como se observa en la Figura 32.

Figura 32 Curva $J(S_w)$ promedio normalizada



Para evitar hacer cálculos adicionales la $J(S_w)$ normalizada se tomó como la presión capilar promedio normalizada., esta tendencia fue aplicada a las tablas de permeabilidad relativa vs saturación de agua del modelo, generando así las tablas de presión capilar vs saturación de agua de los tipos de roca 1, 2 y 3.

Para el tipo de roca 4 todos los valores de saturación de agua de son iguales a 1, por lo que la Ecuación 18 no es aplicable a este tipo de roca. Por esta razón se generó una tabla con un gradiente de variación mínimo teniendo estos valores cercanos a 1. Para el tipo de roca 4, los valores de la presión capilar están cerca de uno, teniendo en cuenta el tamaño de sus poros de la garganta están requiriendo corta una presión umbral más alto para llenar estas gargantas

4.6 FACTOR DE ESCALAMIENTO PARA EL CAMPO

Se normalizó a un valor de 1 el mapa de iso-elevaciones agua-petróleo y se asignó este como la presión capilar máxima que es usada para des-normalizar la curva de presión capilar promedio mediante el factor de escalamiento que permitió representar la forma del OWC.

El factor de escalamiento encontrado mediante prueba y error que ajustó el contacto agua petróleo inclinado de la manera más noble posible al visto en el modelo inicializado por enumeración fue 35.

El factor de escalamiento de 35 significa que 35 es la presión capilar máxima a la a la altura máxima del OWC y es 0 en la altura más baja del OWC, ya que este factor multiplicando la propiedad normalizada de altura sobre el OWC. Con valores para el factor de escalamiento mayores a 35, la zona de petróleo es más delgada que la zona petróleo en el modelo por inicializado enumeración, pero mantiene la misma estructura de OWC solo que la hace más corta, al desaparecer la parte oeste de la columna de petróleo, ocurriendo lo contrario con valores menores de 35.

5. RESULTADOS DEL MODELO DE SIMULACIÓN INICIALIZANDO POR ENUMERACIÓN Y POR EQUILIBRIO.

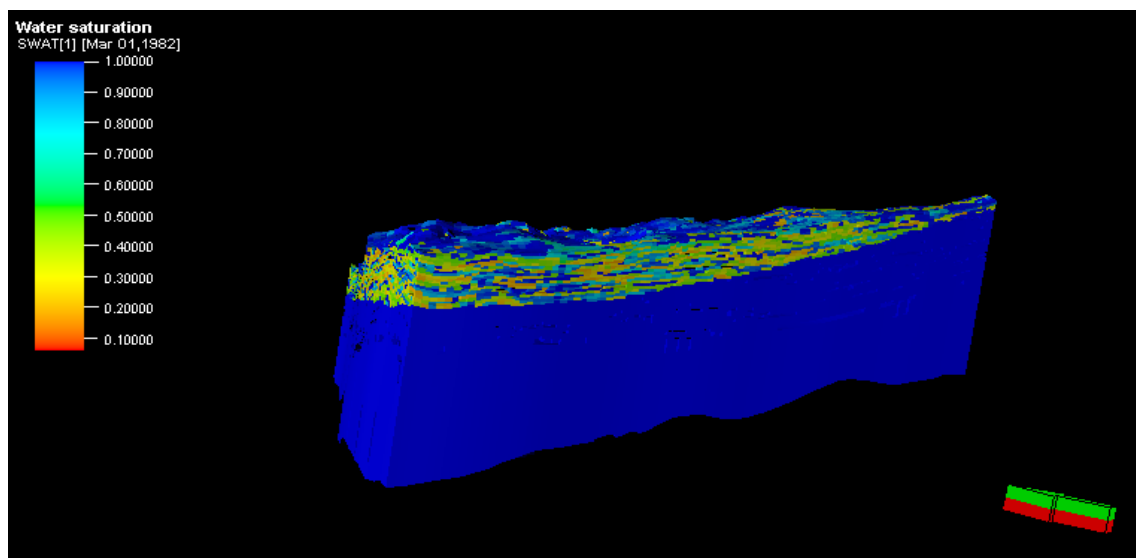
La validación del método propuesto se realiza a través del modelo de simulación numérico que fue poblado geo-estadísticamente y donde la distribución de la saturación de agua es por enumeración. El modelo por enumeración fue inicializado para obtener los volúmenes originales de fluidos, los cuales son la base para lograr el ajuste de los fluidos originales usando la metodología propuesta.

5.1 INICIALIZACIÓN DEL MODELO POR ENUMERACIÓN

Teniendo en cuenta el tipo de yacimiento, la información necesaria para inicializar el modelo por enumeración son la distribución de saturación agua (*SWAT*), distribución de presión del yacimiento (*PRESSURE*) y la relación gas en solución-petróleo del campo (*RS*), con esta información como dato de entrada al simulador el sector model es inicializado como se muestra en

El resultado de la inicialización del modelo fue un cálculo de Original Oil In Place (OOIP) de 3286 MMSTB y 10849 MMSTB de agua, con un volumen poroso de 14339 MMRB y una distribución de saturación de agua como se observa en la Figura 33, la cual refleja claramente la forma del OWC inclinado.

Figura 33 Distribución de saturación de agua del sector-model por enumeración



5.2 INICIALIZACIÓN DE MODELO POR EQUILIBRIO

Para inicializar el modelo por equilibrio se asignaron las condiciones iniciales como se muestra en la Tabla 6, suministrando presión inicial igual a 1100 psi a una profundidad de referencia de 2100 pies (datum), la profundidad del OWC igual a 2427 pies, profundidad más baja calculada en el mapa del OWC, y la presión capilar en el contacto agua-petróleo igual a 0 psi.

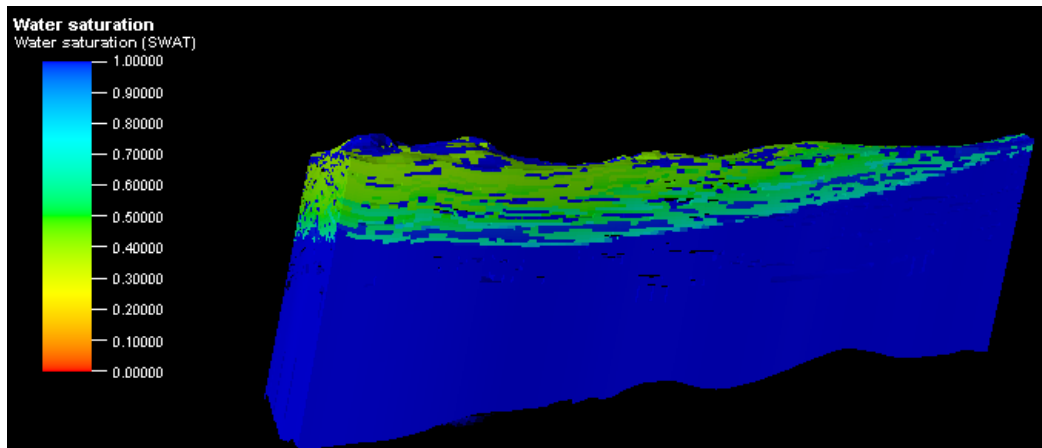
Tabla 6 Condiciones iniciales para inicializar por equilibrio

	Condiciones Iniciales
Presión psi	1100
Datum (ft)	-2100
OWC (ft)	-2427
Pc @ OWC psi	0

Adicionalmente, el arreglo PCW con un factor de escalamiento de 35 fue suministrado como dato de entrada al simulador, obteniendo como resultado la

distribución de fluidos en el modelo. En la Figura 34, se observa la distribución de agua del sector inicializado por equilibrio la cual muestra una distribución espacial de los fluidos y forma de la superficie del OWC conforme al de la Figura 33.

Figura 34 Distribución de saturación de agua del sector-model inicializado por equilibrio



El resultado de la inicialización por equilibrio del modelo fue un cálculo de Original Oil In Place (OOIP) de 3282.7 MMSTB y 10838.15 MMSTB de agua, con un volumen poroso de 14339 MMRB teniendo una diferencia del 1% en el cálculo del OOIP en comparación con el OOIP del modelo inicializado por enumeración

La diferencia en el cálculo del OOIP se debe a que la tendencia encontrada para tipos de roca 1, 2 y 3 tiene una zona de transición capilar, la cual es causada por la dispersión de los datos en las saturaciones inferiores al 5%, donde se puede encontrar diferentes valores de porosidad y permeabilidad a la misma altura de acuerdo al poblamiento geo – estadístico. El fenómeno de capilaridad, causa en la zona oeste, que es la parte más baja del modelo, una distribución dispersa de saturación con valores de saturación de petróleo más bajos que la zona más alta de la estructura.

6. CONCLUSIONES

Los métodos de inicialización por enumeración y regiones de equilibrio, modelan el contacto inclinado agua-petróleo en el tiempo cero de simulación, pero cuando se corren simulaciones sin proceso alguno de inyección o producción el modelo tratará de restablecer el equilibrio, lo que produce un cambio en la distribución de volúmenes originales y la forma del contacto.

El método de inicialización por balance de flujo es imposible de implementar en modelos numéricos reales donde el contacto agua petróleo tenga una distribución espacial en tres dimensiones, es impráctico definir pozos inyectoros y productores de todas las celdas extremas en la dirección del contacto y aún más difícil definir tasas particulares de inyección y producción en los pozos para lograr la correcta inclinación del contacto.

Es posible modelar un contacto agua-petróleo inclinado inicializando el modelo numérico con una sola región de equilibrio y usando función Leverett para obtener una curva de presión capilar promedio para dicha región de equilibrio.

El uso de modelos Geo-estadísticos son de gran impacto para modelar la tendencia del contacto agua petróleo, el cual puede ser usado para crear un mapa o superficie de la profundidad del contacto agua-petróleo. Si se resta de un valor constante de profundidad del contacto más bajo del modelo esta superficie se puede obtener un mapa o distribución de la elevación del OWC que puede ese usado para obtener la presión capilar máxima mediante la implementación de un factor de escalamiento.

Una zona de transición capilar mínima es necesaria para el ajuste tanto de la forma del contacto como del volumen original de fluidos, entre más cercana a cero sea la

zona de transición capilar más uniforme será la distribución de saturación a través del modelo numérico de simulación.

Se desarrolló una metodología para inclinar un contacto agua petróleo basada en el uso de un mapa de iso-contactos normalizada que al multiplicarla por un factor de factor de escalamiento se obtiene un mapa de distribución de la presión capilar máxima, la cual es usada para desnormalizar la curva de presión capilar promedio normalizada obtenida de la aplicación de la función de Leverett.

Se implementó la metodología de inclinación del contacto en un sector de un modelo numérico de un campo colombiano logrando una representación en la forma del contacto y donde el porcentaje de error en el cálculo del OOIP fue menor al 1% usando un factor de ajuste de 35 de la presión capilar máxima.

7. RECOMENDACIONES

No se recomienda usar el método de balance de flujo para inclinar un contacto agua petróleo en un modelo real de campo cuando la superficie del contacto tiene una orientación en las tres dimensiones.

Comparar como se ve afectado el ajuste histórico de un yacimiento realizado en el modelo inicializado por enumeración y el inicializado por la metodología desarrollada, y validar el equilibrio de los fluidos con el tiempo.

Estudiar el efecto de la variación de la zona de transición capilar en modelos donde las características petrofísicas y del fluido hacen que no sean despreciables y constantes a través de todo el contacto.

BIBLIOGRAFIA

- ANTONAKOS, A. y Lambrakis, N., 2000, Hydrodynamic Characteristics y Nitrate Propagation in Sparta Aquifer, Water Research, 34 (16), p. 3977-3986.
- BOND, D.C., Hydrodynamics in deep aquifers of the Illinois Basin, , Illinois State Geological Survey, 1972, Circular 470
- DENNIS, Hugh; BAILLIE, John; HOLT, Torleif y WESSEL-BERG, Dag. Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea. En: Norwegian Petroleum Society Special Publications. Vol, 9. Elsevier, 2000. p. 171-185.
- DENNIS H., BERGMO P. y HOLT T., “Tilted oil–water contacts: modelling the effects of aquifer heterogeneity”. Geological Society, London, Petroleum Geology Conference series 2005, v. 6, p. 145-158
- GREEN, Sam. “The Importance of Recognizing Hydrodynamics for Understanding Reservoir Volumetrics, Field Development and Well Placement”. Ikon Science Canada, 2014.
- GROSJEAN, Y.; ZAUGG, P. y GAULLIER, J.-M. “Burial Hydrodynamics and Subtle Hydrocarbon trap Evaluation: From the Mahakam Delta to the South Caspian Sea”. IPTC 2009: International Petroleum Technology Conference (7-9, Diciembre, 2009: Doha, Qatar).
- HENNING, A., Unterschultz, J., Otto, C., y Trefry, C., Hydrodynamic Characterisation of the Triassic Showgrounds Aquifer at the Wunger Ridge Site in Queensland: Assessing Suitability for CO2 Sequestration. CO2 CRC, 2006, Reporte No RPT06-0036.
- HOLLAND, Ash. Pierce Redevelopment from Start to Finish (almost). En: Devex Conference (19, Mayo, 2011). Shell UK
- HSUEH, P.T., PHAM, T.R. y BU-HULAIGAH, E.H. “A Review of Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-

Water-Contact”. En: SPE Middle East Oil Show. (20-23, Febrero, 1999: Bahrain). P 2

- KING, Hubbert. “Entrapment of Petroleum Under Hydrodynamic Conditions”. Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. Agosto, 1953. Vol. 37, No. 8, P. 1954-2026.
- MELNIK, A., y Rostron, B.J., Petroleum Hydrogeology of Southwestern Saskatchewan, Search and Discovery, 2011, Artículo 80189.
- MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization? En: AAPG Boletín, (Febrero 2012), v. 96, no. 2 pp. 315–336.
- O’CONNOR, S.; SWARBRICK, R. y JONES, D. “Where has all the pressure gone? Evidence from reversals and hydrodynamic flow”. First Break. Septiembre, 2008. v.26. p, 55-61
- PERSON, M., Butler, D., Gable, C.W., Villamil, T., Wavrek, D., y Schelling, D., 2012, Hydrodynamic stagnation zones: A new play concept for the Llanos Basin, Colombia, AAPG Bulletin, 96, p. 23-41.
- SÁNCHEZ-PINTO, I., González-Herrera, R., y Perry, E., 2005, Hydrodynamic behavior of the Yucatan aquifer. A perspective on the hydraulic conductivity estimation. No. 2, Ciudad de La Habana, Cuba.
- STENGER, B. A. “Regional Temperature Gradient: A Key To Tilted OOWC”. Middle East Oil Show and Conference (20-23, Febrero, 1999, Bahrain). SPE-53197-MS, 1999.
- STENGER, B.A.; PHAM, T.R.; AL-SAHHAF, A.A. y AL-MUHAISH, A.S. “Assessing the oil water contact in Haradh Arab-D”. SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 20 Septiembre – 3 Octubre, 2001: New Orleans, USA., SPE 71339, 2001.
- SWARBRICK, R.E., Hydrodynamics and tilted hydrocarbons - are you a believer?, 2009, Abstract in: PESGB Newsletter.

- UNDERSCHULTZ, J., Hydrodynamics and membrane seal capacity, *Geofluids*, 2007, Vol 7, p. 148–158.
- WEBSTER, M.A., Brew, J., y Grimison, A.G., 2000, Hydrodynamics in the Queensland Sector of the Cooper/Eromanga Basins: Identifying Non-Conventional Exploration Plays Using Water Pressure and Chemistry Data, SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference and Exhibition (16-18 Octubre), Brisbane, Society of Petroleum Engineers.
- YUSTER TERRIL, Samuel. Some theoretical considerations of tilted water tables. En: *Journal of Petroleum Technology*, 1953. Vol. 5, P 149-156.
- ZAWISZA, Ludwik Karol; DYLANG-WOJNA, Elzbieta y SMULSKI, Josef. "Hydrodynamic conditions of hydrocarbon migration and accumulation exemplified by the Pomorsko, Czerwiensk and Zarnowiec Oil fields, Poland". International Petroleum Technology Conference (21-23, noviembre, 2005: Doha, Qatar). IPTC. 2005.
- SKJAEVELAND, S.M. et al: "Capillary Pressure Correlation for Mixed-Wet Reservoirs" *SPE Reservoir Eval. & Eng.*, Febrero 2000, Vol 3, No 1.