

**METODOLOGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN CONTACTO AGUA-
PETRÓLEO INCLINADO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**MARIA CLARA FORERO GONZALEZ
CHRISTIAN DAVID ROMERO PALMA**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

**METODOLOGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN CONTACTO AGUA-
PETRÓLEO INCLINADO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA.**

**MARÍA CLARA FORERO GONZÁLEZ
CHRISTIAN DAVID ROMERO PALMA**

**Tesis de grado presentada como requisito parcial para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Director

Ing. DANISSA RODRÍGUEZ MENDOZA

Codirector

WILLIAM NAVARRO GARCÍA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍA FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2014

DEDICATORIA

Principalmente a Dios por todas las bendiciones recibidas.

A mis padres, Patricia González León y Jesús Alonso Forero, porque son el motor de mi vida, por su apoyo incondicional, sus consejos, su guía y sus oraciones.

A mi familia, mis hermanos, Andrés y Silvia, a mi primo Pipo, a abuelita y a mis tías.

A mis amigos que me apoyaron y me acompañaron en buenos y malos momentos.

María Clara Forero González

DEDICATORIA

Antes que nada, doy gracias a Dios porque siempre encomendé en sus manos este proyecto de grado.

A mi mamá, Myriam P. Palma, persona constante, incondicional y siempre amorosa, con la que conté y sé que contaré siempre.

A mi papá, Armando Romero por su incondicional apoyo.

A mi abuela, hermano, sobrino y demás personas importantes, Mil gracias.

Christian David Romero Palma

AGRADECIMIENTOS

Sobre todas las cosas a Dios, porque le encomendamos este proyecto que siempre estuvo en sus manos y se hizo conforme a su voluntad.

A William y a Danissa por su paciencia, colaboración, por guiarnos y dedicarnos tiempo para sacar adelante este proyecto.

A los calificadores Samuel Muñoz y Helena Ribón, por su colaboración en los últimos momentos dedicándonos tiempo en entender el trabajo realizado.

Clara Forero y Chris Romero.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	18
1. CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO INCLINADOS: FACTORES QUE LOS ORIGINAN Y CÓMO SE EVIDENCIAN.	20
1.1 CAUSAS DE LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO INCLINADOS.....	20
1.1.1 Factores Estaticos.	21
1.1.1.1 Permeabilidad y porosidad.....	25
1.1.1.2 Tensión interfacial.....	27
1.1.1.3 Ángulo de contacto.	28
1.1.1.4 Densidad de los fluidos.....	29
1.1.2 Factores Dinamicos.	30
1.1.2.1 Efecto del flujo hidrodinámico.	30
1.1.2.2 Diferencia entre la tasa de inclinación del yacimiento y la velocidad de asentamiento de la interfaz de los fluidos	36
1.1.2.3 Fugas de hidrocarburos	37
1.2 ¿CÓMO SE EVIDENCIA UN CONTACTO AGUA-PETRÓLEO?	38
1.2.1 Uso de pruebas RFT o MDT	38
2. MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN	43
2.1 INICIALIZACIÓN POR PRESIÓN CAPILAR.....	43
2.2 INICIALIZACIÓN POR ENUMERACIÓN.....	45
2.3 INICIALIZACIÓN POR REGIONES DE EQUILIBRIO	46
2.4. INICIALIZACIÓN POR MÉTODO DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN	47
3. ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN.....	48

3.1 DESARROLLO DEL MODELO	48
3.1.1 Descripción del modelo.....	48
3.2 MÉTODO POR INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN	50
3.2.1 Ventajas método de inyección y producción	53
3.2.2 Desventajas método de inyección y producción.....	53
3.3 MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO	55
3.3.1 Ventajas del método por regiones de equilibrio.....	56
3.3.2 Desventajas de método de Regiones de Equilibrio	56
3.4.1 Ventajas del método de presiones capilares	61
3.4.2 Desventajas del método de presiones capilares	61
3.5 MÉTODO DE INICIALIZACIÓN POR ENUMERACIÓN	62
3.5.1 Ventajas del método por enumeración.....	62
3.5.2 Desventajas del método por enumeración	62
4. MÉTODOLÓGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN CONTACTO	
AGUA-PETRÓLEO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMERICA	64
4.1 MODELO DE ENUMERACIÓN.....	66
4.2 SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.....	66
4.2.1 Comprobar la superficie del contacto agua-petróleo	67
4.3 CREAR PROPIEDAD EN FUNCIÓN DE LA ELEVACIÓN DE LA	
SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO	69
4.4 INICIALIZAR POR EL MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO.....	70
4.5 ACTIVAR MODELO DINÁMICO.....	72
4.6 ASIGNAR TIPOS DE ROCA AL MODELO.....	72
4.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR NORMALIZADA.....	73
4.8 DESNORMALIZAR PRESIÓN CAPILAR, FORMA 1.....	74
4.8.1 Comprobar si el método funciona.....	75
4.8.2 Para comprobar si el método representa corectamente el contacto	
inclinado presente en el modelo de enumeración, se debe inicializar y tener en	
cuenta las siguientes consideraciones:.....	75

4.9 DESNORMALIZAR PRESIÓN CAPILAR, FORMA 2.	76
4.9.1 Crear propiedad elevación_normalizada.....	77
4.9.2 Editar formula PCfactor.....	78
4.10 ENCONTRAR FACTOR DE CORRECCIÓN.....	78
4.11 AJUSTE DE DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA.....	80
4.11.1 Ajuste con los tipos de roca	80
5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA REPRESENTAR UN CONTACTO INCLINADO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA	82
5.1 INICIALIZAR MODELO POR ENUMERACIÓN.....	83
5.2 SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO	84
5.2.1 Comprobar COW.....	84
5.3 ELEVACIÓN DE LA SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO (COW2)	85
5.4 INICIALIZAR MODELO POR EL MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO	86
5.5 ACTIVAR MODELO DINÁMICO.	87
5.6 ASIGNAR TIPOS DE ROCA AL MODELO	87
5.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR NORMALIZADA.....	88
5.8 DESNORMALIZAR CURVA DE PRESIÓN CAPILAR, FORMA 1	89
5.9 DESNORMALIZAR CURVA DE PRESIÓN CAPILAR, FORMA 2	91
5.10 FACTOR DE CORRECCIÓN	91
6. CONCLUSIONES	96
7. RECOMENDACIONES.....	97
BIBLIOGRAFÍA.....	98

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1: Fuerzas en un tubo capilar	21
Figura 2. Gráfica de h vs. ϕ/k	26
Figura 3: Grafica h vs k en log-log.	27
Figura 4: Acuífero Hidrostático vs Acuífero Hidrodinámico.	35
Figura 5: Trayectoria de los fluidos para restablecer el equilibrio.....	36
Figura 6: Contacto agua-petróleo por flujo hidrodinámico.....	39
Figura 7: Contacto agua-petróleo en un yacimiento con una falla rica en arcilla. ...	40
Figura 8: Contacto agua-petróleo en un yacimiento con una falla limpia.....	41
Figura 9: Sección transversal yacimiento con contacto inclinado.....	44
Figura 10: Curva de presión capilar (Este-Oeste).	44
Figura 11: Esquema Regiones de equilibrio.	46
Figura 12: Esquema Inyección–producción.	47
Figura 13: Contacto agua-petróleo horizontal a 5020 pies.	50
Figura 14: Representación del contacto inclinado agua-petróleo.....	52
Figura 15: Modelo con viscosidad del petróleo de 700 Cp	52
Figura 16: Contacto agua-petróleo uniforme.....	53
Figura 17: Contacto agua-petróleo restablecido horizontalmente.	54
Figura 18: Contacto agua-petróleo inclinado-Método de regiones de equilibrio	56
Figura 19: Esquema contacto agua-petróleo inclinado escalonado	57
Figura 20: Contacto agua-petróleo inclinado-Método de presiones capilares.	61
Figura 21: Esquema general de la Metodología para la representación de un contacto agua-petróleo inclinado	65
Figura 22: Ventana <i>Enter a Formula</i>	68
Figura 23: Ventana Initial Conditions	71
Figura 24: Modelo estático- <i>Water Saturation</i>	83

Figura 25: Initial Conditions → PVR Regions Parameters.....	86
Figura 26: Tipos de roca	87
Figura 27: Curva de Presión Capilar normalizada.....	88
Figura 28: Valores <i>Max Oil-Water Cap Pres.</i>	89
Figura 29: Equilibrio-Forma1	90
Figura 30: Forma 2- FC=5	93
Figura 31: Forma 2, Fc=7	94
Figura 32: Forma 2, Fc= 6.18	95

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1: Propiedades del modelo base.....	49
Tabla 2: Regiones de equilibrio- K, h y Pe (Presión de umbral).	59
Tabla 3: Propiedades del modelo aplicado.	82

RESUMEN

TÍTULO: METODOLOGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN CONTACTO AGUA-PETRÓLEO INCLINADO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA*.

AUTORES: Maria Clara Forero Gonzalez.
Christian David Romero Palma**.

PALABRAS CLAVE: Contactos agua-petróleo inclinados, simulación numérica, CMG.

CONTENIDO

El objetivo principal de este trabajo de grado es desarrollar una metodología para la representación de un contacto agua-petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica. En primera instancia se describen los factores estáticos y/o dinámicos que pueden causar inclinación en un contacto agua-petróleo y cómo mediante el análisis de pruebas de presión contra profundidad se puede evidenciar tal fenómeno.

Se presenta la fundamentación teórica sobre los métodos de inicialización que permiten representar un contacto agua petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica: método por enumeración, por regiones de equilibrio, por presión capilar y por inyección/producción (pseudopozos). Se desarrolla un modelo conceptual en el simulador IMEX de CMG (Computer Modelling Group) para posteriormente, aplicarle cada uno de los métodos de inicialización expuestos. A partir de esto, se realiza un análisis de los resultados obtenidos en este proceso con el objetivo de establecer las ventajas y desventajas que evidencian cada uno.

Se diseña una metodología que permite la representación de un contacto agua petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica basada en los resultados de la aplicación de los cuatro métodos de inicialización en el modelo conceptual. Se elabora un paso a paso para aplicar especialmente en el simulador IMEX de CMG. Por último y una vez definida la metodología, se valida mediante su aplicación en un modelo de simulación numérica de un sector de un yacimiento colombiano.

* Proyecto de grado.

** Facultad de Ingeniería físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Danissa Rodríguez Mendoza. Codirector: Ing. William Navarro García.

ABSTRACT

TITLE: METHODOLOGY FOR REPRESENTING A TILTED WATER-OIL CONTACT IN A NUMERICAL RESERVOIR SIMULATION MODEL .

AUTHORS: Maria Clara Forero González.
Christian David Romero Palma ** .

KEYWORDS: Tilted water-oil contact, numerical reservoir simulation, CMG.

DESCRIPTION

The main goal in this graduation project is to develop a methodology to represent a tilted water-oil contact in a reservoir numerical simulation. In first instance, we detail the possible causes that tilt a water-oil contact in a reservoir, describing the static factors as the dynamic ones, also an idea of how to determine the presence of a tilted contact through well testing and pressure vs. depth tests.

A synthesis of the theoretical foundations that exist about the four (4) different initializing methods to represent a tilted water-oil contact in a numerical simulation model is made. These methods are: equilibrium regions, capillary pressure, injection/production (pseudo-wells) and numeration. The development of the base conceptual model in 2D using the numerical simulator CMG (Computer modeling group) as software tool is described. Therefore, each of the initializing methods exposed are checked and an analysis of the obtained results in this process is made to establish the advantages and disadvantages evidenced in each one of these as a goal.

A methodology that allows the representation of a tilted water-oil contact in a numerical simulation model based on the results obtained from the application of the four (4) initializing methods to the base conceptual model is designed, and a step-by-step methodology is made to be applied specially in IMEX numerical simulator (CMG software tool); Finally, and once the methodology is defined, it is validated through its application in a numerical simulation model sector of a Colombian reservoir.

* Proyecto de grado

** Facultad de Ingeniería físico-químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Ing. Danissa Rodríguez Mendoza. Codirector: Ing. William Navarro García

INTRODUCCIÓN

Los contactos agua-petróleo son definidos como una superficie sobre la cual predomina la presencia de petróleo y por 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 se presentan para que un contacto agua-petróleo sea inclinado pueden ser estáticos, como la variación de la presión capilar debido a cambios en la calidad del yacimiento; o dinámicos, como la acción de un acuífero en movimiento.

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 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.

Debe considerarse la existencia de inclinación en el contacto agua-petróleo y una vez comprobada, es de gran importancia representar correctamente su comportamiento en el proceso de simulación numérica. Diferentes métodos de inicialización ya han sido evaluados para la representación de contactos agua-petróleo inclinados, sin evidenciar una correcta reproducción de los mismos. Por lo anterior, mediante modelos conceptuales serán analizados para determinar sus respectivas ventajas y desventajas con el fin de diseñar una forma correcta de inicializar dicho fenómeno.

En el presente trabajo, se desarrolla una metodología que permite la representación de un contacto agua-petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica. Para tal propósito, con el uso de una única región de equilibrio y una curva de presión capilar normalizada, se representa lo que se exhibe en un modelo inicializado previamente por Enumeración. La metodología es validada siendo aplicada en un sector de un campo colombiano utilizando como herramienta software el simulador numérico *CMG (Computer Modelling Group)*.

1. CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO INCLINADOS: FACTORES QUE LOS ORIGINAN Y CÓMO SE EVIDENCIAN.

La numerosa presencia de contactos agua petróleo inclinados en campos alrededor del mundo (Ghawar en Arabia Saudita, Dan en Dinamarca, Pierce en el Mar del norte, Ula en Noruega, entre otros); además de su importancia en la correcta descripción del yacimiento, ha centrado el estudio de autores como RUSSELL, William (1951); KING, Hubbert. (1952); YUSTER, Samuel (1953), en la determinación de factores que puedan llegar a generarlos. Se han planteado diferentes hipótesis, tales como la presencia de formaciones compartimentalizadas, cambios en la calidad del yacimiento y el efecto de un acuífero hidrodinámico; las cuales pueden ser validadas mediante el análisis de pruebas *RFT* (*repeat formation testers*) y *MDT* (*modular formation dynamic testers*) aplicadas a diferentes pozos en el campo de interés.

1.1 CAUSAS DE LOS CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO INCLINADOS

Samuel Terril Yuster¹ 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 formulados como causantes de dicho fenómeno en diferentes campos a nivel mundial.

¹ YUSTER TERRIL, Samuel. Some theoretical considerations of tilted water tables. En: Journal of Petroleum Technology, 1953. Vol. 5, P 149-156

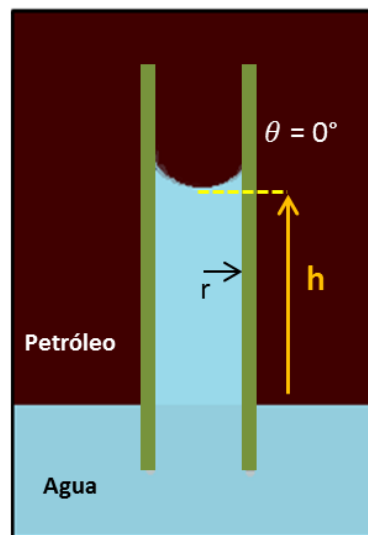
1.1.1 Factores Estáticos. Una de las causas de la formación de los contactos inclinados es la variación en las propiedades del yacimiento (calidad del yacimiento), específicamente un cambio en el tamaño de los poros de los capilares de la formación. Si la superficie interna del yacimiento es preferencialmente 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. Resumiendo, la altura del contacto agua-petróleo será mayor en las arenas de menor permeabilidad que en las arenas de mayor.

Para determinar la altura que alcanza el agua en el tubo capilar sobre el nivel de agua libre, inicialmente se realiza un balance entre las fuerzas ascendentes y fuerzas descendentes a través de un tubo capilar circular uniforme de la siguiente manera:

$$\text{Fuerzas ascendentes} = \text{Fuerzas descendentes}$$

$$2 \pi r \sigma \cos\theta + \pi r^2 h \rho_o g = \pi r^2 h \rho_w g \quad (1)$$

Figura 1: Fuerzas en un tubo capilar



Fuente: Modificada de “Los Fundamentos de la Mojabilidad”.

Dónde:

r = radio del capilar (cms),

σ = tensión interfacial agua-petróleo ($dinas/cm^2$).

θ = ángulo de contacto medido a través de la fase mojante (agua en éste caso) y entre la tangente de la interfaz agua-petróleo en la pared.

h = altura de elevación del agua por encima del nivel de agua libre (cms),

ρ_o = Densidad del petróleo $\frac{gms}{cm^3}$.

ρ_w = Densidad del agua $\frac{gms}{cm^3}$.

g = constante gravitacional (980,6 dinas).

Despejando h de la **Ecuación 1**, se obtiene:

$$h = \frac{2 \sigma \text{Cos}\theta}{r g (\rho_w - \rho_o)} \quad (2)$$

De la anterior ecuación es posible deducir que la altura a la que se eleva un líquido en un capilar es directamente proporcional a su tensión superficial y en razón inversa a la diferencia de densidades de los fluidos allí presentes y del radio del tubo.

Si los valores de las variables de la **Ecuación 2** son conocidos es posible determinar el grado de elevación del agua por encima del nivel de agua libre (h). Si bien el radio capilar (r) por lo general no se conoce, es posible determinarlo a partir de pruebas de laboratorio como inyección de mercurio². Cuando definitivamente r no se conoce ni puede ser determinado, se efectúa una aproximación que permite estimar un radio capilar promedio; consiste en

² CROTTI, Marcelo. "Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio".
En: http://www.inlab.com.ar/Pc_Hg.htm. Última modificación: 06 de agosto de 2003.

relacionar la porosidad y la permeabilidad de un capilar circular equivalente, para lo cual se supone que los poros de la arena son capilares circulares y todos orientados en la misma dirección del flujo.

Para el desarrollo de esta aproximación se supone que hay n capilares circulares en la sección transversal (A) de la arena. Se relacionan la ley de Hagen-Poiseuille usada para determinar el flujo laminar estacionario de un líquido incompresible y uniformemente viscoso (también denominado fluido newtoniano) a través de un tubo cilíndrico de sección circular constante y la Ley de Darcy usada para representar el flujo a través de un medio poroso permeable.

De acuerdo con Ley de Hagen-Poiseuille la tasa de flujo es:

$$Q = \frac{n \pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (3)$$

Dónde:

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

r = radio de cada capilar (cms).

ΔP = diferencia de presión a través del capilar ($dinas/cm^2$).

L = Longitud del capilar (cms).

μ = viscosidad del fluido fluyendo (poise).

De acuerdo con La Ley de Darcy el flujo a través de un medio poroso permeable puede ser calculado de la siguiente manera:

$$Q = \frac{k A \Delta P}{\mu L} \quad (4)$$

Dónde:

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

k = coeficiente de permeabilidad de Darcy ($1 \text{ darcy} = 9.861 \times 10^{-9} cm^2$)

A = área (cm^2).

ΔP = diferencia de presión a través del capilar (atm).

L = Longitud del capilar (cms).

μ = viscosidad del fluido fluyendo (cp)

Partiendo de que la Ley de Darcy tiene unidades diferentes para ΔP y μ con respecto a la ley de Poiseuille, se introduce una constante para corregir diferencias dimensionales. La combinación de la **Ecuación 3** y **Ecuación 4** resulta en:

$$\frac{k A \Delta P}{\mu L} = \frac{n \pi r^4 \Delta P}{8 \mu L} \quad (5)$$

$$k A = \frac{n \pi r^4}{8} \quad (5a)$$

$$k = \frac{n \pi r^2}{A} * \frac{r^2}{8} \quad (5b)$$

Dado que la porosidad es:

$$\phi = \frac{n \pi r^2}{A} \quad (5c)$$

Entonces se reemplaza en la **Ecuación 5b**:

$$k = \phi * \frac{r^2}{8} \quad (5c)$$

Resolviendo para r e introduciendo el factor de corrección para las unidades, se obtiene finalmente la aproximación del radio promedio en términos de la permeabilidad y porosidad de la formación (**Ecuación 6**):

$$r = \frac{8.85 \times 10^{-6} * k}{\phi} \quad (6)$$

Dónde:

k = permeabilidad de la arena (md)

ϕ = porosidad fraccional (Adimensional)

Sustituyendo la **Ecuación 6** en la **Ecuación 2** se obtiene:

$$h = \frac{7.55 * \sigma * \text{Cos}\theta * \frac{\phi}{k}}{\rho_w - \rho_o} \quad (7)$$

Dónde:

h = elevación de la columna de hidrocarburos (pies).

Esta ecuación establece que la altura de la elevación del contacto agua-petróleo por encima del nivel de agua libre es directamente proporcional a la raíz cuadrada de la tensión interfacial por la relación de porosidad y permeabilidad, e inversamente proporcional a la diferencia de la densidad de los fluidos.

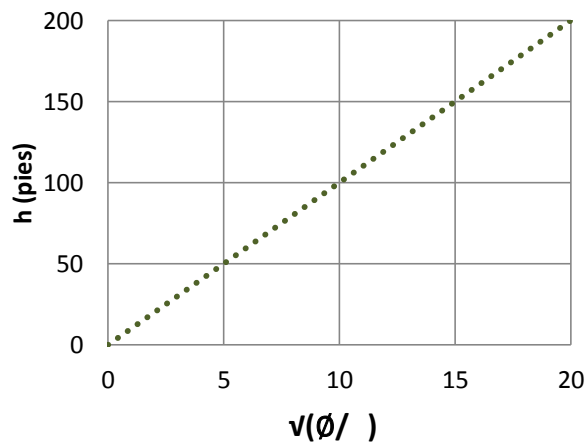
NOTA: La **Ecuación 7** es válida para la interfaz entre el gas y el petróleo usando los correspondientes valores de σ , θ , y ρ .

1.1.1.1 Permeabilidad y porosidad. 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.

De acuerdo con la **Ecuación 7**, si las únicas variables que cambian son la porosidad y la permeabilidad, una gráfica de h vs $\sqrt{\phi/k}$ resulta en una línea recta que pasa por el origen como lo muestra la **Figura 2**.

Figura 2. Gráfica de h vs. $\sqrt{\phi/k}$



Fuente: Los autores.

Si la porosidad fraccional es constante, la forma simplificada presentada en la **Ecuación 8** puede ser utilizada:

$$\text{Log } h = \text{Log const} - \frac{1}{2} \text{Log } k \quad (8)$$

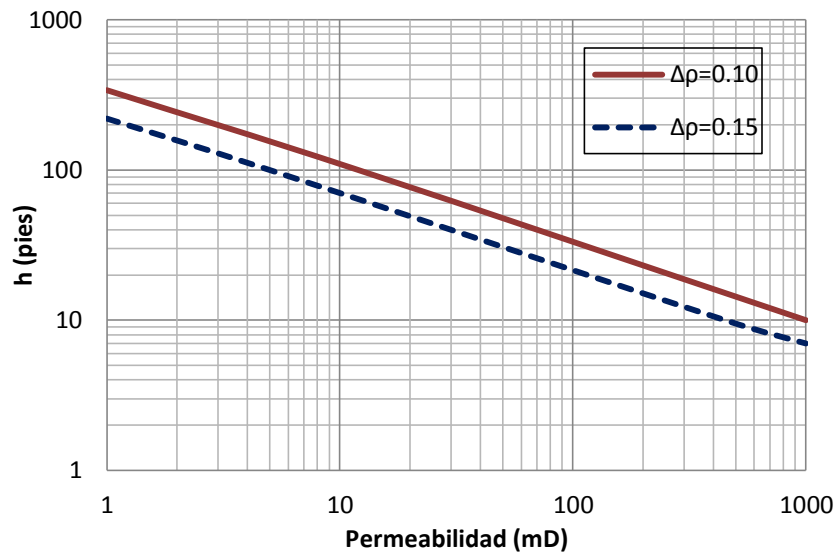
³ YUSTER TERRIL. Op.cit., p.151.

La **Figura 3** es una gráfica de altura contra permeabilidad en escala *log-log* que representa la **Ecuación 8**, en donde:

- $\sigma = 20$.
- $\theta = 60^\circ$.
- $\phi = 0.20$.
- $\Delta\rho = 0.15$ y 0.10

Con una diferencia de densidad de los fluidos ($\Delta\rho$) de 0.10 y una permeabilidad que varía de 1mD a 1 D, el contacto se inclina desde los 10 hasta los 340 pies (altura neta de 330 Pies).

Figura 3: Grafica h vs k en log-log.



Fuente: Modificada de "Some theoretical considerations of tilted water tables". S. T Yuster (1951).

1.1.1.2 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:

- **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.

1.1.1.3 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, ésta debe ser considerada. 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.

1.1.1.4 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 aceite 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 aceite 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

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.

es de casi 800 pies a favor del flanco en el que la diferencia de densidades es menor (agua fresca-petróleo).

1.1.2 Factores Dinamicos. 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..

1.1.2.1 Efecto del flujo hidrodinámico. 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 agua⁷.

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 (gas o petróleo) 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 “cuesta arriba” del flujo de agua, por lo que el contacto se encontrará a una profundidad más somera. En cambio, “cuesta 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

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.

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 horizontal⁶. La ley de Darcy para el flujo es:

$$Q = \frac{-KA \, dP}{\mu \, dx} \quad 10$$

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

$$\frac{dP}{dx} = \Delta\rho \frac{dh}{dx} \quad (11)$$

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 11** en la **Ecuación 10** e incluyendo un factor de corrección para la diferencia de unidades entre ambas, resulta en:

$$Q = \frac{0,487 \, k \, A \, \Delta\rho}{\mu} - \frac{dh}{dx} \quad (12)$$

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 12** 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.⁸

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

$$A = h \cdot 1 \quad (13)$$

Cambiando las unidades de Q en la **Ecuación 12** de barriles por día a pies cúbicos por día:

$$Q = \frac{2,73 k A \Delta\rho}{\mu} - \frac{dh}{dx} \quad (14)$$

Sustituyendo la **Ecuación 13** en la **Ecuación 14** se obtiene la **Ecuación 15**:

$$Q = \frac{2,73 k h \Delta\rho}{\mu} - \frac{dh}{dx} \quad (15)$$

Separando las variables e integrando:

$$\Delta x = \frac{1,37 k \Delta\rho}{\mu Q} h_o^2 - h^2 \quad (16)$$

Dónde:

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

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

⁸ 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.

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

$$Q = U A \phi \quad (17)$$

Dónde:

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

A = área del flujo ($Pies^2$)

Sustituyendo **La Ecuación 17** en la **Ecuación 14** se tiene:

$$U A \phi = \frac{2,73 k A \Delta \rho}{\mu} - \frac{dh}{dx} \quad (18)$$

$$U = \frac{2,73 k \Delta \rho}{\mu \phi} - \frac{dh}{dx} \quad (18a)$$

$$-\frac{dh}{dx} = \frac{0,367 \mu U \phi}{k \Delta \rho} \quad (18b)$$

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 18b** que deriva de la **Ecuación 18**, 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^{9, 10, 11}.

- **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.

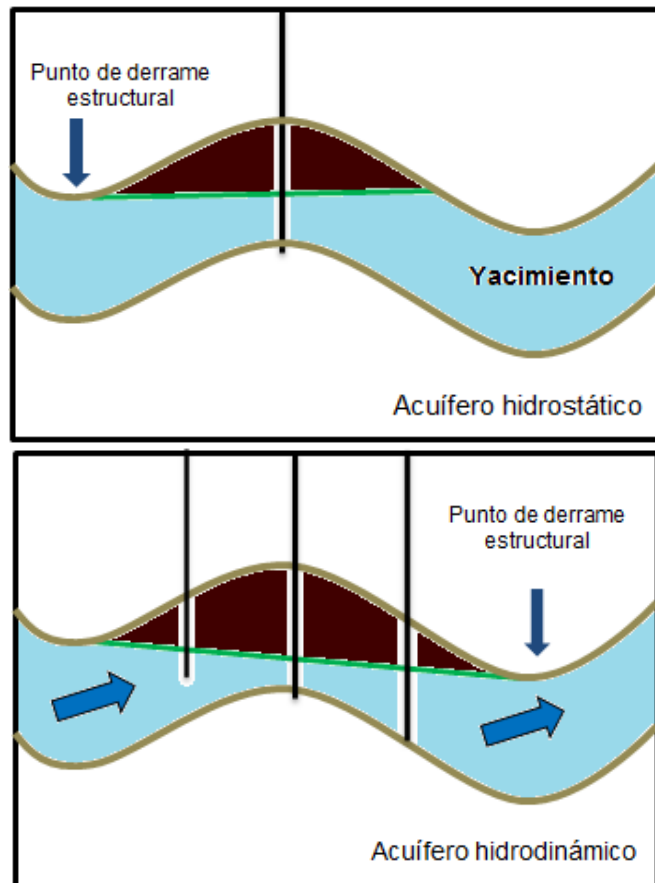
⁹ GROSJEAN, Y.; ZAUGG, P. y GAULLIER, J.-M. “Burial Hydrodynamics and Subtle Hydrocarbon trap Evaluation: From the Mahakam Delta to the South Caspian Sea”. IPTC 2009: International Petroleum Technology Conference (7-9, Diciembre, 2009: Doha, Qatar).

¹⁰ 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.

¹¹ 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, 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”.¹²

Figura 4: Acuífero Hidrostático vs Acuífero Hidrodinámico.



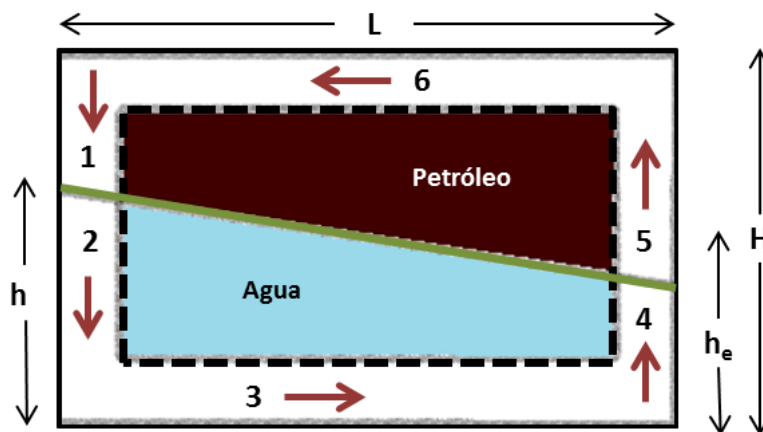
Fuente: Modificada de “Hydrodynamics and Seismic Attributes - Ikon GeoPressure”.

¹² HOLLAND, Ash. Pierce Redevelopment from Start to Finish (almost). En: Devex Conference (19, Mayo, 2011). Shell UK

1.1.2.2 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 3** 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" (1951).

El método utilizado en el análisis, es sumar las caídas de presión por separado (como se indica por la ley de Darcy) en las partes numeradas del circuito, e igualar

esto a la diferencia de presión causada por el desplazamiento, expresado en la **Ecuación 9**.

$$\frac{Q\mu_o}{K_oA} \frac{H-h}{K_wA} + \frac{Q\mu_w h}{K_wA} + \frac{Q\mu_w L}{K_wA} + \frac{Q\mu_w}{K_wA} \frac{2h_e - h}{K_oA} + \frac{Q\mu_o}{K_oA} \frac{H - 2h_e + h}{K_oA} + \frac{Q\mu_o L}{K_oA} = 0,00194 \Delta P h - h_e \quad (9)$$

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).

1.1.2.3 Fugas de hidrocarburos Si la roca sello sobre un yacimiento de petróleo no sella completamente la formación, puede darse un escape de gas del aceite 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).

1.2 ¿CÓMO SE EVIDENCIA UN CONTACTO AGUA-PETRÓLEO?

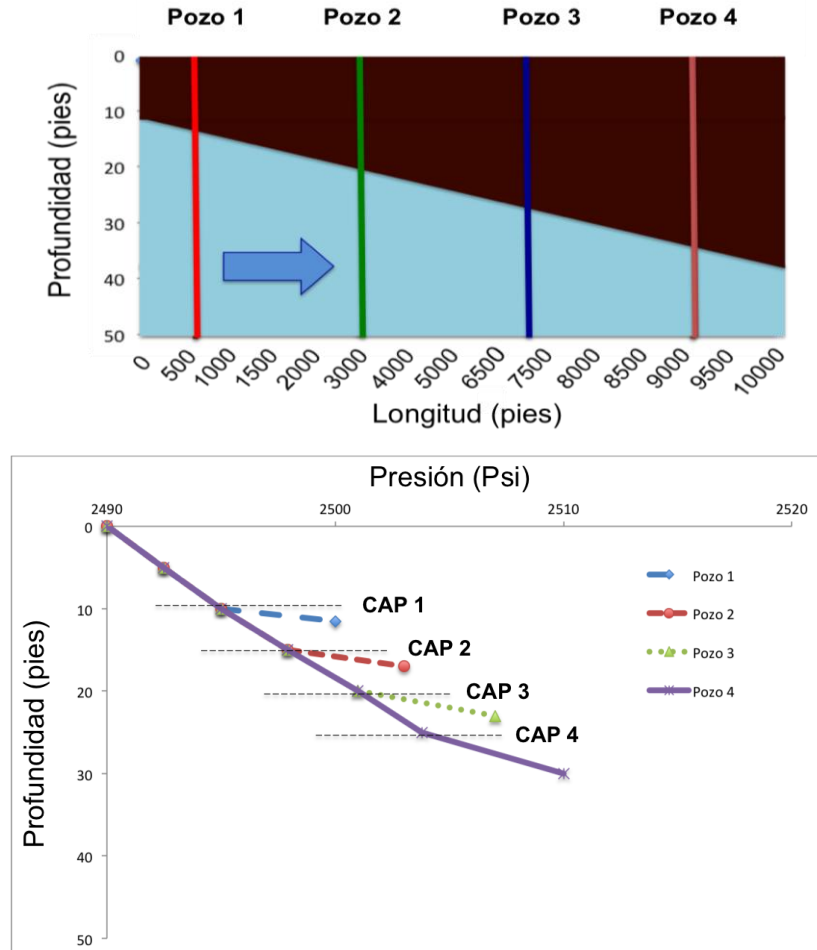
La determinación de la inclinación de un contacto agua-petróleo inclinado puede llevarse a cabo mediante análisis de registros, evaluaciones petrofísicas, pruebas de formación, DST, pruebas de producción iniciales o análisis de núcleos .

1.2.1 Uso de pruebas RFT o MDT Las pruebas de Presión vs. Profundidad (RTF o MDT) sirven para determinar mediante el análisis de los gradientes de presión qué tipo de fluido se encuentra a una profundidad determinada. Estas pruebas además son una herramienta de gran ayuda para poder diferenciar ciertos fenómenos que ocurren en el yacimiento y que están asociados a la profundidad de los contactos agua-petróleo¹³.

Un contacto agua-petróleo inclinado continuo se produce en yacimientos situados sobre acuíferos hidrodinámicos. Como se muestra en la **Figura 6**, el yacimiento se encuentra normalmente presionado y el gradiente de presión del petróleo es el mismo en los diferentes pozos que son sometidos a las pruebas RFT o MDT (se superponen). Los puntos de inflexión de las gráficas que representan el gradiente de petróleo para cada pozo, indican la profundidad a la que se encuentra el contacto a lo largo del yacimiento.

¹³ MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham. "Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?", En: Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. Febrero, 1953. Vol. 96, P. 315-336.

Figura 6: Contacto agua-petróleo por flujo hidrodinámico.

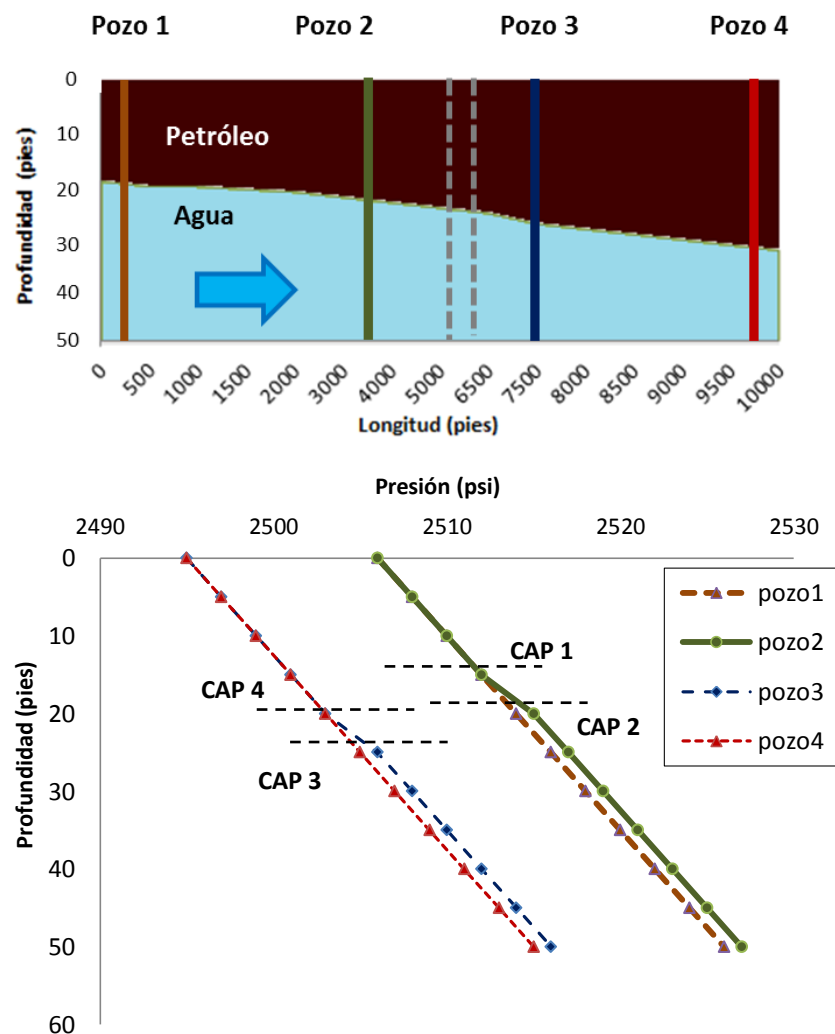


Fuente: Modificada de “Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization”, Ann Muggeridge, Hisham Mahmode, Imperial College London.

Se asume que una barrera de flujo está presente en el yacimiento cuando existe un gradiente de presión horizontal en la zona de petróleo, posiblemente combinado con un cambio en la profundidad del contacto agua-petróleo (**Figura 6**), aunque esto también puede ser indicio de que no se ha alcanzado el estado estacionario. Es importante resaltar que la presión y el flujo total son influenciados por la transmisibilidad de la falla, la cual a su vez, depende del cambio de mojabilidad que haya de la roca del yacimiento a la roca falla.

En la **Figura 7** podemos observar que existen diferentes gradientes de presión entre los pozos 1-2 y los pozos 3-4. Esta diferencia ocurre porque el aceite debe vencer una presión umbral (*Threshold Pressure*) para poder atravesar la falla debido a la presencia de arcilla en esta (la presencia de arcilla hace que la roca falla sea preferencialmente mojada por agua).

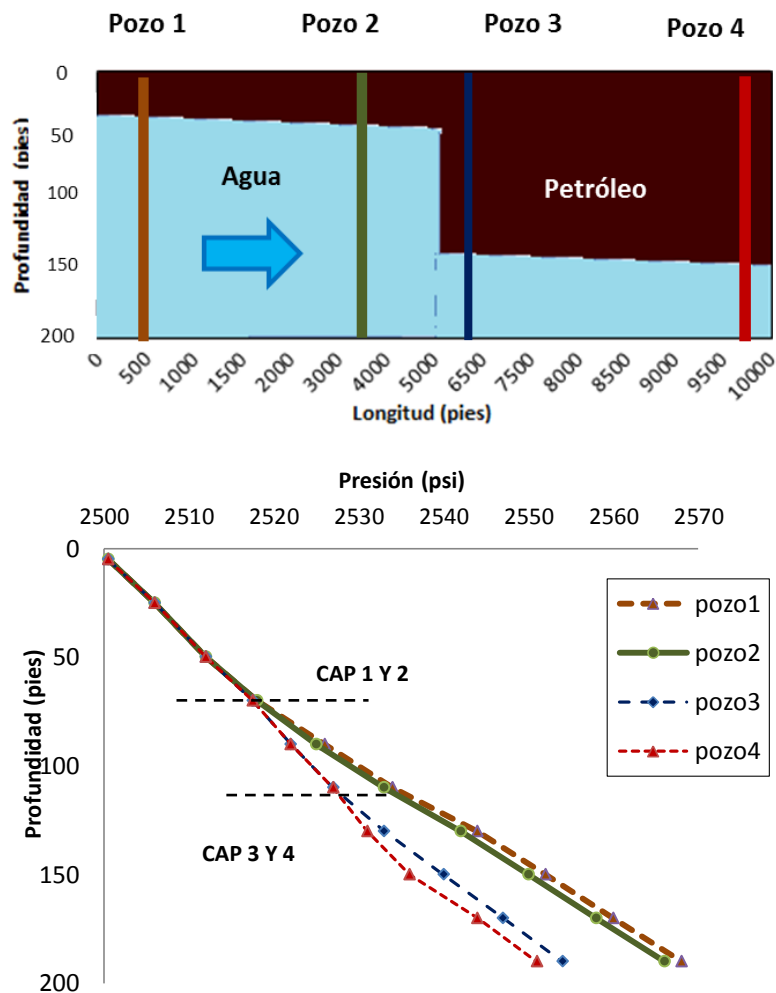
Figura 7: Contacto agua-petróleo en un yacimiento con una falla rica en arcilla.



Fuente: "Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization", Ann Muggeridge, Hisham Mahmode, Imperial College London.

También pueden existir rocas falla que se encuentren limpias o libres de arcilla, lo cual hace que el aceite no deba vencer ninguna presión umbral para fluir a través de esta, pero cuya transmisibilidad sea baja. Esto se puede evidenciar en la **Figura 8** al ver que en todos los pozos, el gradiente de presión del aceite es el mismo, pero el agua (que está fluyendo) se encuentra frenada por la baja transmisibilidad de la falla, causando un cambio drástico en la profundidad del contacto agua-petróleo.

Figura 8: Contacto agua-petróleo en un yacimiento con una falla limpia.



Fuente: Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization, Ann Muggeridge, Hisham Mahmode, Imperial College London.

La existencia de un gradiente de presión horizontal en el acuífero, pero no tal gradiente en la pierna de aceite, es comúnmente indicativo de un acuífero hidrodinámico y buena comunicación lateral. Sin embargo, es también posible que las presiones se hayan equilibrado a través de una falla de baja permeabilidad en escalas de tiempo geológico, pero no se hayan alcanzado a equilibrar en escalas de tiempos de producción.

Adicionalmente, variaciones areales en la permeabilidad del acuífero pueden dar lugar a cambios significativos en la inclinación del contacto agua-petróleo, que pueden ser interpretadas como ocasionadas por barreras de flujo, cuando en realidad, existe una buena comunicación lateral.

2. MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN

La inicialización de un modelo de simulación numérica consiste básicamente en establecer la distribución inicial de saturación de fluidos y presión en el yacimiento. El volumen original puede calcularse incorrectamente por el simulador a causa de una mala ubicación o representación del contacto agua-petróleo o gas-petróleo. Por tal motivo, es de gran importancia tener una fundamentación teórica sobre los cuatro (4) diferentes métodos de inicialización que han sido utilizados en el intento de representar la inclinación del contacto en un modelo de simulación.

2.1 INICIALIZACIÓN POR PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar descrita en la **Ecuación 19**, se encuentra en función de las densidades de los fluidos y de la altura que se presenta sobre el nivel del contacto agua-petróleo.

$$P_c = P_o - P_w = H \frac{\rho_o - \rho_w}{144} \quad (19)$$

Donde:

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

P_o = presión en la fase aceite (Psi).

P_w = presión en la fase agua (Psi).

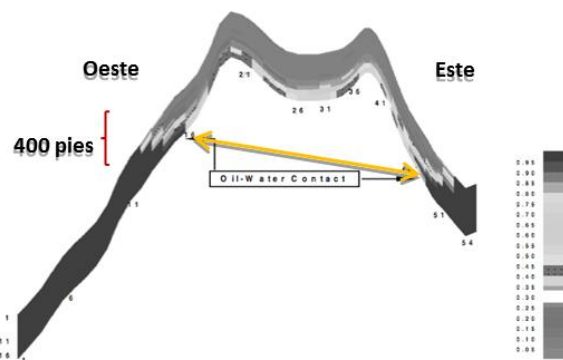
H = altura sobre el contacto agua-petróleo (pies)

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

ρ_w = densidad del agua.

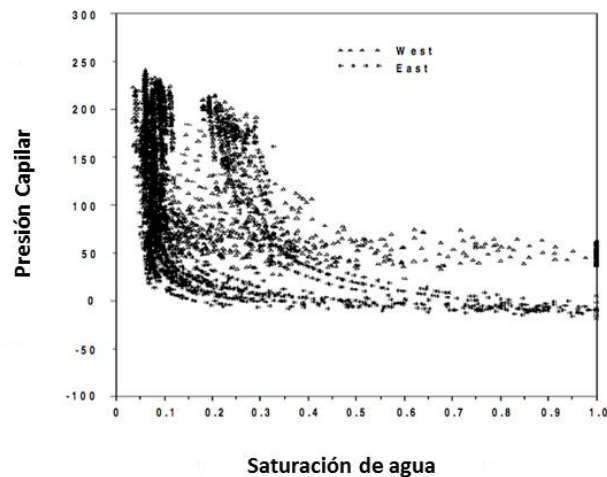
En el artículo *A Review of Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact* (1999) se presenta un ejemplo de un yacimiento cuyo contacto agua-petróleo presenta una inclinación de Oeste a Este (**Figura 9**), con el contacto en el Oeste 400 pies por encima del contacto del Este. Las presiones capilares calculadas para este yacimiento muestran dos contactos agua-petróleo a diferente elevación, **Figura 10**.

Figura 9: Sección transversal yacimiento con contacto inclinado.



Fuente: “A Review of Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact”.

Figura 10: Curva de presión capilar (Este-Oeste).



Fuente: “A Review of Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact”.

Con el fin de que el modelo de yacimiento permanezca en equilibrio gravitacional en el tiempo, se debe aplicar una corrección a la presión capilar para crear la inclinación:

$$P_c = P_o - P_w + P_{ccw} \quad (20)$$

NOTA: Este método supone que los fluidos son estacionarios.

El valor de corrección de presión capilar (P_{ccw}) por lo general es una constante, que al ser muy excesiva puede causar movimientos de agua distorsionados. Puede ocurrir que haya un movimiento muy rápido de agua de una celda a otra, o en el caso extremo, que el agua no pueda avanzar en absoluto ya que está siendo frenada por capilaridad.

Las presiones capilares corregidas podrían variar entre celdas vecinas, de manera que se podría crear un diferencial de presión que causaría movimiento de los fluidos. La representación del contacto agua-petróleo inclinado por corrección a la presión capilar, no es físicamente justificable ya que la inclinación no es creada por las verdaderas fuerzas capilares que ejercen en el yacimiento.

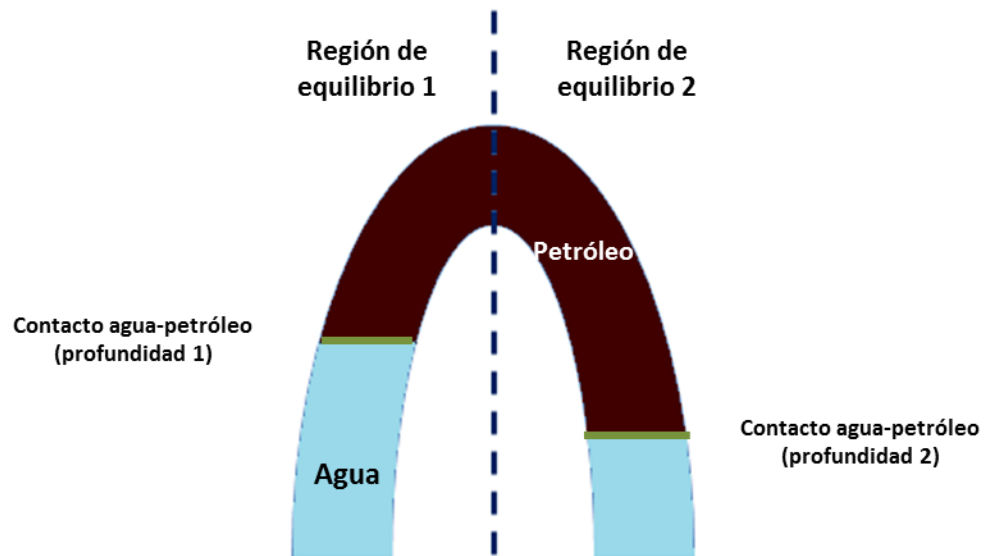
2.2 INICIALIZACIÓN POR ENUMERACIÓN

En este método de inicialización se especifica la presión y saturación de cada una de las celdas. Su aplicación resulta apropiada en casos donde los valores de estas propiedades son conocidos con gran precisión; si no lo son y además son valores inconsistentes, el modelo presentará inestabilidad. Otro causal de inestabilidad que puede presentarse al inicializar por éste método, es cuando se presenta gran variación de saturación de un fluido en dirección vertical, ya que por defecto los simuladores buscan el equilibrio gravitacional.

2.3 INICIALIZACIÓN POR REGIONES DE EQUILIBRIO

Este método consiste en definir a una profundidad específica la saturación inicial de cada fase, la profundidad de los contactos y la presión de yacimiento¹⁴; información normalmente suministrada por *Well Testing*, *RFT* y *PLT*. Para inicializar por este método y representar la inclinación de un contacto, el área del modelo se divide en el número de regiones de equilibrio que sea necesario, para que a cada una de ellas se le sea asignada una profundidad diferente de contacto agua-petróleo. En la **Figura 11** se muestra una representación de un contacto agua-petróleo inclinado en el que se divide el modelo en dos regiones de equilibrio.

Figura 11: Esquema Regiones de equilibrio.



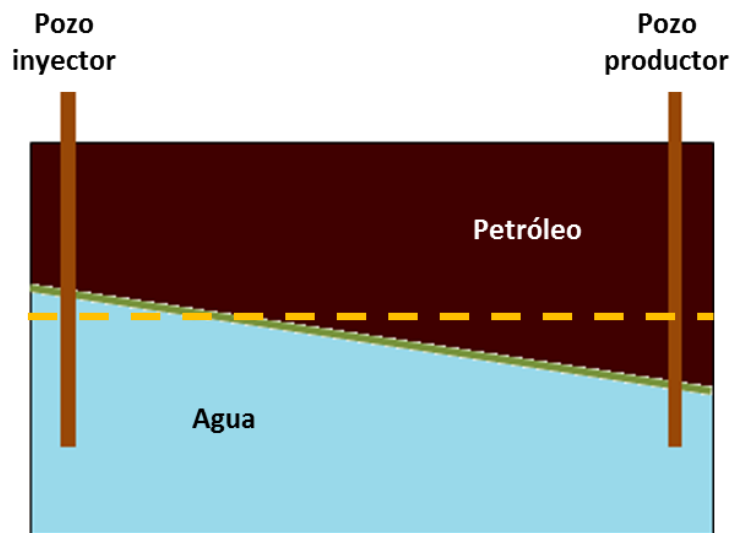
Fuente: Modificada de "A Review Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact", SPE 53373 Saudi Aramco, 1996.

¹⁴ ECLIPSE Black Oil User Course. Schlumberger. 2004

2.4. INICIALIZACIÓN POR MÉTODO DE INYECCIÓN/PRODUCCIÓN

Este método de inicialización representa la inclinación del contacto agua-petróleo mediante el efecto del flujo hidrodinámico, el cual es creado artificialmente mediante la inyección de agua en un lado del yacimiento y la producción en el otro. La **Figura 12** muestra un esquema representativo de este método donde se usan dos pseudopozos ubicados uno en cada flanco del yacimiento.

Figura 12: Esquema Inyección–producción.



Fuente: Autores.

3. ANÁLISIS DE LOS DIFERENTES MÉTODOS DE INICIALIZACIÓN

Para el análisis de los cuatro métodos de inicialización expuestos en el capítulo anterior, se desarrolla un modelo base en el simulador numérico *IMEX* de *CMG*, el cual es inicializado por cada uno de estos. Posteriormente, se verifica que la forma del contacto esté correctamente representada. A continuación, se describen las características y el paso a paso del desarrollo del modelo base utilizado para el análisis de cada uno de estos métodos.

3.1 DESARROLLO DEL MODELO

El modelo descrito en el artículo *Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?* autoría de *Ann Muggeridge* y *Hisham Mahmode* (2012), en el que se estudian los factores que afectan la inclinación de un contacto agua-petróleo y el tiempo que tarda en establecerse y mantenerse en equilibrio, es punto de partida. Teniendo en cuenta lo anterior, para el desarrollo del modelo base se realiza un análisis del artículo y se establecen qué parámetros presentados en éste son consistentes y cuáles deben ser modificados para cumplir con los objetivos establecidos.

3.1.1 Descripción del modelo El modelo se realiza en dos dimensiones con el objetivo de hacer más práctico el trabajo y simplificar la visualización del contacto agua-petróleo inclinado al ser inicializado; además de disminuir el tiempo de cómputo. Partiendo del hecho de que las dimensiones seleccionadas dependen principalmente del tamaño y de la magnitud de inclinación que se espera del contacto agua-petróleo, se construye un GRID cartesiano de 50x1x50; $i=50 \times 20$ pies; $j=50 \times 1$ pie; $k= 50 \times 1$ pie. Se asume un yacimiento homogéneo con las

propiedades y características más importantes a tener en cuenta, las cuales se presentan en la **Tabla 1**.

Tabla 1: Propiedades del modelo base

PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Longitud del yacimiento	1000	<i>Pies</i>
Ancho del yacimiento	1	<i>Pies</i>
Espesor del yacimiento	50	<i>Pies</i>
Datum	5000	<i>Pies</i>
Contacto agua-petróleo	5020	<i>Pies</i>
Presión de yacimiento	2200	<i>Psi</i>
Presión de burbuja	600	<i>Psi</i>
Temperatura de yacimiento	120	<i>F</i>
Porosidad	0.2	<i>Adimensional</i>
Permeabilidad i	100	<i>Md</i>
Permeabilidad j	100	<i>Md</i>
Permeabilidad k	10	<i>Md</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	49.6	<i>Lb/pie3</i>
Densidad del agua	61.2	<i>Lb/pie3</i>
Saturación de petróleo irreducible	0	<i>Adimensional</i>
Saturación de agua connata	0.2	<i>Adimensional</i>
Exponente Corey	2	<i>Adimensional</i>

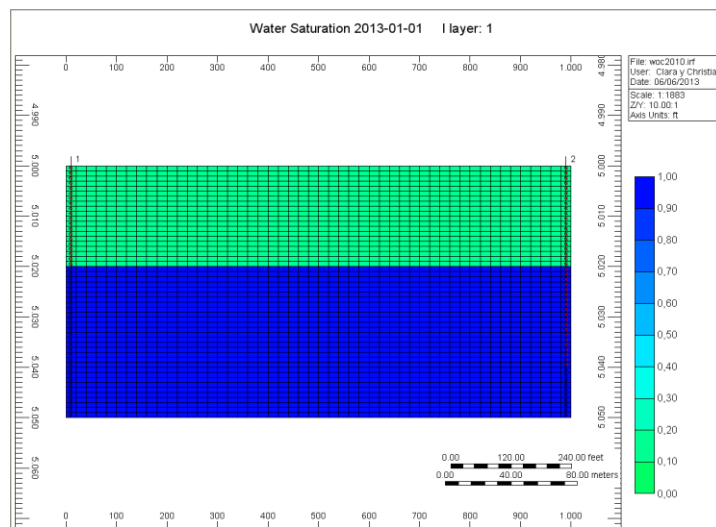
Fuente: Modificada de A.Muggeridge, H. Mahmode. "Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?", AAPG Bulletin, v. 96, No. 2. 2012.

3.2 MÉTODO POR INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN

También conocido como inicialización con pseudo-pozos, consiste básicamente en crear el contacto de manera artificial, es decir, inyectando en un lado del yacimiento y produciendo en el otro.

En la aplicación de este método, se supone un contacto agua petróleo horizontal a lo largo del yacimiento, el cual en el modelo desarrollado se encuentra a una profundidad de 5020 pies (**Figura 13**). Después de realizar una sensibilidad de variables, se detectaron como las más influyentes la tasa de inyección, la cual depende de la caída de presión y los completamientos de ambos pozos.

Figura 13: Contacto agua-petróleo horizontal a 5020 pies.



Fuente: Los autores (CMG)

Respecto a la tasa de inyección, esta debe ser mínima, de tal manera que la formación del contacto sea uniforme a lo largo del yacimiento y se evite la producción temprana de aceite. Por tanto, la caída de presión que se asigna al modelo es de 1 psi, así, a ambos pozos les fue asignada una BHP de 2199 psi.

Para el estudio del efecto del completamiento de los pozos, se desarrolla la propuesta presentada en el artículo¹⁵ así como una sensibilidad al número de capas completadas que resulte en una inclinación más uniforme a lo largo del yacimiento. En el caso presentado en el artículo anteriormente mencionado (**Figura 14a**), el pozo inyector se perfora hasta la octava capa del yacimiento (12 pies o capas por encima del contacto agua petróleo) y el pozo productor se perfora hasta la capa 32 (12 pies o capas por debajo del contacto agua petróleo).

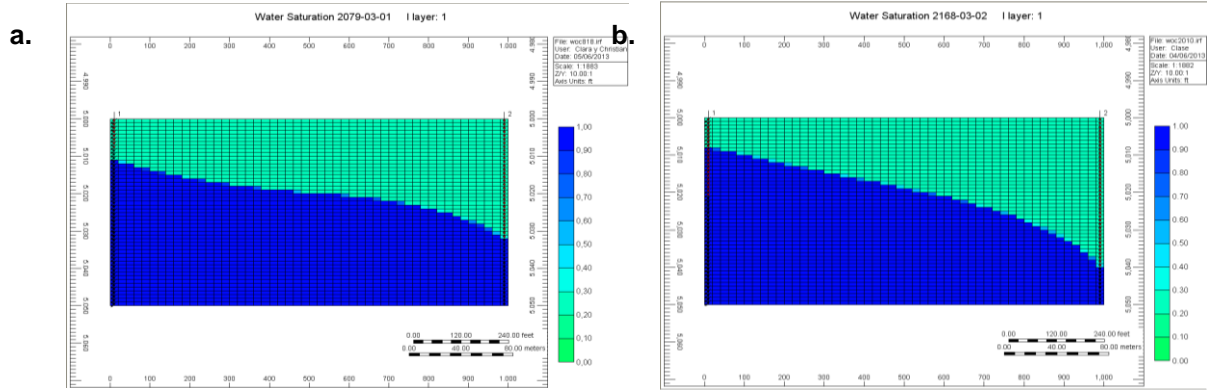
El resultado para el primer caso fue que se presentó una temprana producción de aceite, aun cuando la inclinación del contacto agua-petróleo no estaba totalmente establecida ni presentaba uniformidad a lo largo del yacimiento. Para el segundo caso (**Figura 14b**), el pozo inyector se perforó hasta la capa 20, justo en el contacto agua-petróleo (5020 pies de profundidad) y el pozo productor se perforó 20 capas por debajo del contacto agua-petróleo (5040 pies de profundidad).

En la **Figura 14a** y **Figura 14b** se observa que al modificar el completamiento de los pozos inyector y productor, la producción de petróleo se presenta más tarde para el segundo caso. En éste, la configuración del completamiento atenúa el efecto de la conificación en el pozo productor, haciendo el contacto más uniforme y con una inclinación más pronunciada.

¹⁵MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham. Op, cit. p. 315-336.

Figura 14: Representación del contacto inclinado agua-petróleo.

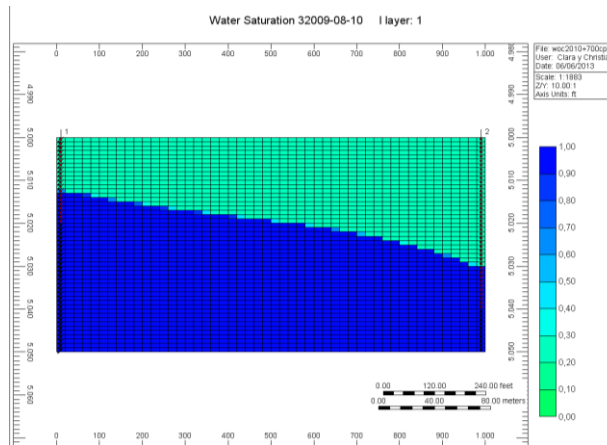
- a. Pozo inyector perforado hasta la octava capa y el productor hasta la 32ava capa.
- b. Pozo inyector perforado hasta la capa 20 y el productor hasta la 40.



Fuente: Los autores (CMG).

Posteriormente, se realiza una sensibilidad a la viscosidad del aceite con el fin de demostrar que el método permite trabajar con viscosidades mayores ($\mu_o=700\text{ Cp}$) a la del agua de inyección, resultando en una representación del contacto como se muestra en la **Figura 15**.

Figura 15: Modelo con viscosidad del petróleo de 700 Cp



Fuente: Los autores (CMG).

Para validar el método por pseudopozos, se debe interrumpir la producción de aceite una vez esta se inicie, observando si el contacto agua-petróleo permanece

con forma inclinada. Al aplicar este procedimiento al modelo, resultó en un restablecimiento de los fluidos en un plano horizontal después de 400 años.

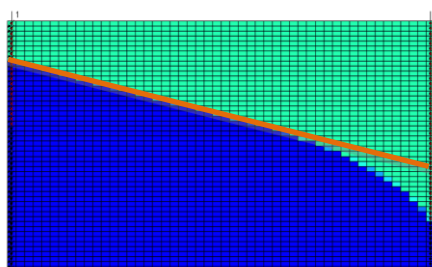
3.2.1 Ventajas método de inyección y producción

- 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.
- Representa la inclinación del contacto agua-petróleo incluso para yacimientos con aceites con una viscosidad mucho mayor a la del agua, situación que se demostró en el modelo desarrollado para un aceite con una viscosidad mayor a 700 cP, **Figura 16**.

3.2.2 Desventajas método de inyección y producción

- Presenta producción de petróleo una vez este fluido es desplazado al pozo productor.
- El Perfil de inclinación del contacto inclinado no es totalmente uniforme a lo largo del yacimiento (**Figura 16**) debido al efecto de conificación que se presenta en el pozo productor.

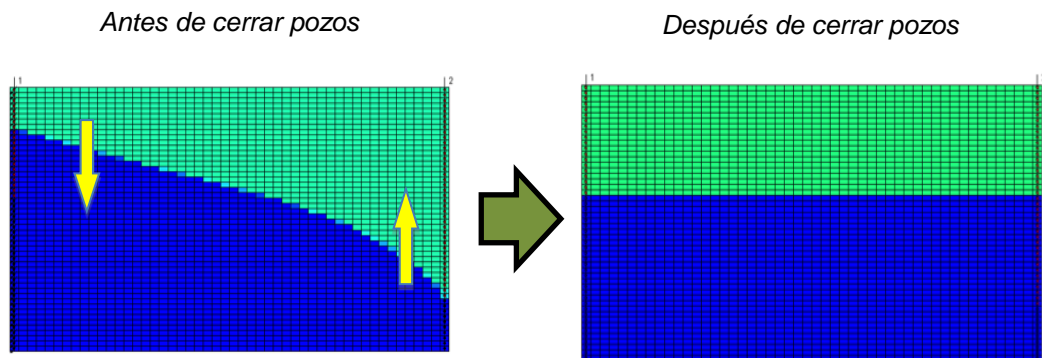
Figura 16: Contacto agua-petróleo uniforme.



Fuente: Los autores (CMG).

- El modelo no permanece en equilibrio luego de establecerse el contacto agua-petróleo inclinado. Cuando se detiene la producción e inyección de agua y se deja corriendo el modelo durante determinado tiempo, el contacto restablece su forma horizontal como se muestra en la **Figura 17**.

Figura 17: Contacto agua-petróleo restablecido horizontalmente.



Fuente: Los autores (CMG).

- El tiempo en establecerse el contacto agua-petróleo inclinado se ve afectado por la viscosidad del petróleo. La inclinación tarda más en formarse para un yacimiento con un petróleo cuya viscosidad es mucho mayor a la del agua que para uno con una viscosidad similar.
- La tasa de flujo inyectada y producida es controlada por la caída de presión, por lo que este factor solo puede ser ajustado con el “*Constraint*” *BHP* para ambos pozos.
- Para la representación en geometrías de tres dimensiones se requiere de una gran cantidad de pozos con un arreglo complejo que pueda representar la inclinación en una o varias direcciones

3.3 MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO

Consiste en la asignación de un contacto agua-petróleo de diferente elevación a cada región de equilibrio en la que se divide el modelo de simulación. En este procedimiento, lo primero que se realiza es un análisis del *Grid* de simulación para determinar en cuántas regiones de equilibrio dividir el modelo, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

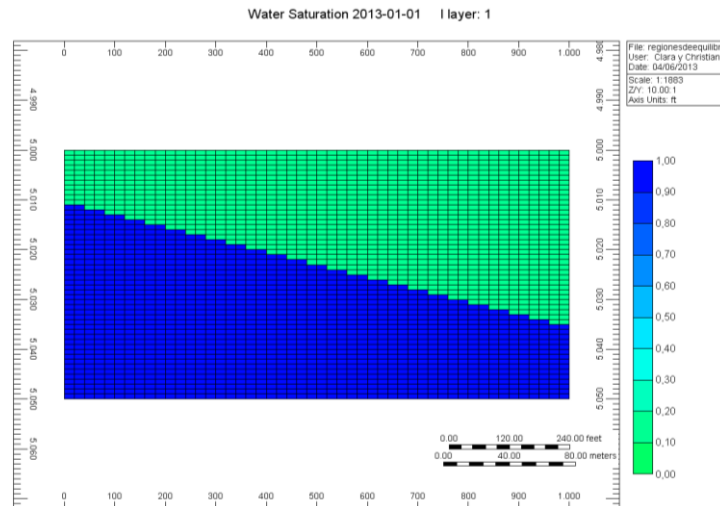
- 1) Cuál es la diferencia de elevación del contacto agua petróleo inclinado entre extremo y extremo del yacimiento.
- 2) Cuál es la altura de las celdas.
- 3) Cuántas celdas tiene el grid del modelo en la dirección del contacto agua-petróleo inclinado.

El modelo se divide de tal forma que el contacto se visualice con forma de “escalera”, en donde cada escalón tenga aproximadamente el mismo número de celdas. En dado caso que la diferencia de elevación del contacto entre extremo y extremo del yacimiento sea múltiplo del número de celdas que tenga el grid en la dirección del contacto, cada escalón contará con un número de celdas determinado por la **Ecuación 21**.

$$No. celdas por escalón = \frac{No.Celdas\ en\ dirección\ del\ contacto}{Diferencia\ de\ elevación\ del\ contacto} \quad (21)$$

En la **Figura 18** se muestra como queda representado el contacto inclinado agua-petróleo mediante éste método. La diferencia de elevación del contacto entre extremo y extremo del yacimiento es de 25 pies y el número de celdas a lo largo de la dirección del contacto es de cincuenta. Según la **Ecuación 21** se determina que el número de celdas por escalón debe ser dos y por ende el modelo debe dividirse en veinticinco regiones de equilibrio.

Figura 18: Contacto agua-petróleo inclinado-Método de regiones de equilibrio



Fuente: Los autores (CMG).

3.3.1 Ventajas del método por regiones de equilibrio

- La facilidad con la que se asignan los diferentes valores de elevación del contacto agua-petróleo a cada región de equilibrio en la que fue dividido el modelo.
- Puede ser utilizado independientemente de las características de los fluidos (altas o bajas viscosidades) y forma del yacimiento (anticlinales).

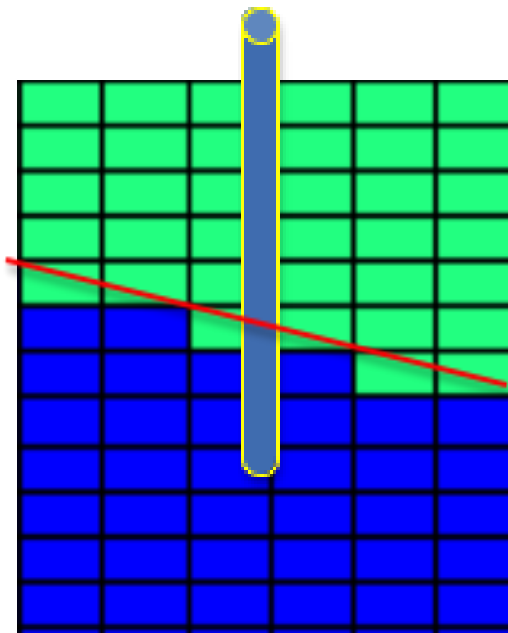
3.3.2 Desventajas de método de Regiones de Equilibrio

- Es un artificio realizado para representar la inclinación de un contacto agua petróleo sin estar fundamentado en causas que lo originan.
- No es factible utilizarlo en modelos muy discretizados, ya que dificulta la asignación específica de profundidad para cada región de equilibrio.
- 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, sin embargo

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.

- Si la inclinación es en varias direcciones, se complica la asignación de la profundidad de los contactos a cada región de equilibrio.
- Puede no representar correctamente la producción de fluidos en el yacimiento, ya que no se refleja la elevación real del contacto, debido a la forma escalonada del mismo. En la **Figura 19** se observa la diferencia entre la inclinación real del contacto (línea roja) y la forma escalonada que se crea con el método.

Figura 19: Esquema contacto agua-petróleo inclinado escalonado



Fuente: Los autores (CMG).

- Puede haber variaciones en el OOIP del modelo si se hace refinamiento de los “escalones”.

3.4 MÉTODO DE PRESIONES CAPILARES

Consiste en asignar un gradiente de permeabilidad (cambio en los radios capilares) en el yacimiento, con el fin de causar un cambio de elevación en el nivel de agua que previamente se encontraba de forma horizontal.

Para la creación del contacto agua-petróleo inclinado mediante éste método se pueden ejecutar dos procedimientos generales en el simulador *CMG*.

- a) Utilizar una curva de presión capilar normalizada a la cual se le asignan valores de presión capilar umbral (*Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX*).
- b) Crear diferentes curvas de presión capilar, cada una con un valor diferente de presión umbral. Luego, éstas son asignadas a los diferentes tipos de roca en que se divida el modelo.

Las curvas de presión capilar se crean utilizando la herramienta *Microsoft Excel* y haciendo uso de dos expresiones, una que relaciona la permeabilidad con la elevación capilar **Ecuación 22**, y otra que relaciona la elevación capilar con la presión capilar umbral **Ecuación 23**.

$$h = \frac{7.55 \sigma \cos\theta}{\rho_w - \rho_o} \frac{f}{K} \rightarrow 22$$

$$P_c = \frac{h * \Delta\rho}{144} \quad (23)$$

Se parte de la diferencia de altura (h) que tenga el contacto agua-petróleo y luego, mediante prueba y error, se asigna un valor de permeabilidad a la ecuación 22 de tal manera que (h) se aproxime a la elevación del contacto deseada. Este valor de permeabilidad corresponde al sector donde se encuentre la máxima elevación del

contacto y la (k) que resulte en una elevación cercana a cero, al sector de mínima elevación. Para la asignación de k a los sectores intermedios, se efectúa un procedimiento que consiste en hallar valores de h que representen correctamente la inclinación que se va a modelar. Ya conocidos los valores de h (a partir de k) correspondientes a cada sector, mediante la Ecuación 23 se realiza el cálculo de las presiones umbrales.

En la columna 2 de la **Tabla 2**, se muestra el valor de permeabilidad que le fue asignado a cada uno de los sectores en los que fue dividido el modelo. En el caso aplicado, el modelo es dividido en veinticinco sectores debido a la facilidad que representa, al contar con un *grid* de cincuenta celdas. Estos valores de permeabilidad causarán una elevación capilar (h), cuyos valores se presentan en la columna 3. Se debe corroborar que la diferencia entre el primer y el último valor de h, sea aproximadamente igual a la elevación del contacto agua-petróleo esperada, en este caso, de 25 pies. Hay que tener en cuenta que el *delta h* entre sectores adyacentes debe ser similar, si se busca representar un contacto inclinado uniforme

Ya contando con los valores de presión umbral Pe (columna 4), se procede a la creación de las curvas de presión capilar utilizando la herramienta software *Microsoft Excel*; veinticinco si se sigue el procedimiento b, y una única curva normalizada, si se sigue el procedimiento a. Por último, se escoge una de estas dos opciones para luego ser ejecutada en el simulador *CMG*.

Tabla 2: Regiones de equilibrio- K, h y Pe (Presión de umbral).

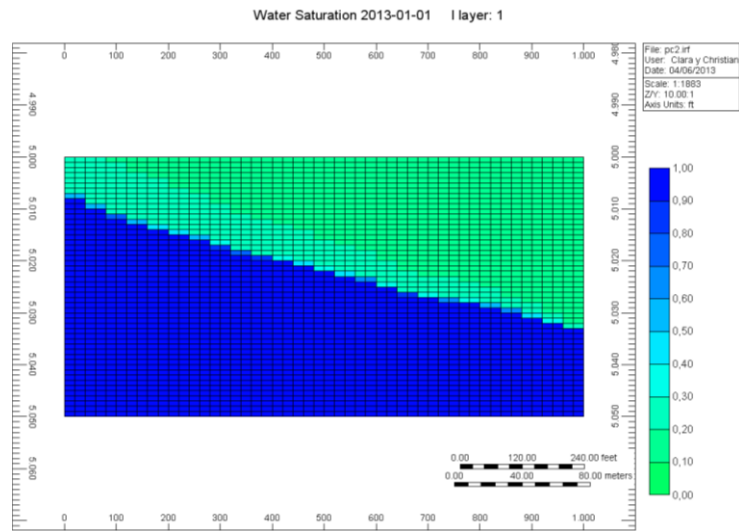
Región	K	h	Pe
1	0,003	26,000916	2,3111926
2	0,0035	24,072171	2,1397485
3	0,004	22,517454	2,0015515
4	0,0045	21,229659	1,8870808
5	0,005	20,140223	1,7902421

Región	K	h	Pe
6	0,0055	19,202949	1,7069288
7	0,006	18,385424	1,6342599
8	0,007	17,021595	1,5130307
9	0,008	15,922244	1,4153106
10	0,009	15,011636	1,3343676
11	0,01	14,241288	1,2658923
12	0,011	13,578536	1,2069809
13	0,013	12,490436	1,110261
14	0,015	11,627963	1,0335967
15	0,017	10,92257	0,9708951
16	0,022	9,6014746	0,8534644
17	0,027	8,6669721	0,7703975
18	0,032	7,9611222	0,7076553
19	0,037	7,4036933	0,6581061
20	0,042	6,9490372	0,6176922
21	0,052	6,2452181	0,5551305
22	0,072	5,3074148	0,4717702
23	0,122	4,077269	0,3624239
24	0,222	3,0225451	0,2686707
25	0,622	1,8057353	0,1605098

Fuente: Los autores (*Excel*).

En la **Figura 20** se muestra la representación de un contacto agua-petróleo inclinada en un modelo de simulación inicializado por el método de presiones capilares.

Figura 20: Contacto agua-petróleo inclinado-Método de presiones capilares.



Fuente: Los autores (CMG).

3.4.1 Ventajas del método de presiones capilares

- La zona de transición capilar que se genera por el uso de curvas de presión capilar permite visualizar un contacto inclinado agua-petróleo continuo (no escalonado).
- No se presenta movimiento de fluidos para establecer equilibrio gravitacional.
- Al no ser “escalonado” permite representar de mejor manera la posición de los fluidos en el yacimiento (nivel de los fluidos en los pozos).

3.4.2 Desventajas del método de presiones capilares

- Es una forma de reproducir un contacto inclinado pero sin seguir leyes físicas que lo generan en la realidad. Es más un artificio realizado para la representación del mismo en el modelo de simulación.
- Los valores de elevación del contacto agua-petróleo no son asignados directamente al modelo, sino que dependen de la curva de presión capilar asignada a cada tipo de roca.

- Se requiere de una metodología manual para crear las curvas de presión capilar para cada tipo de roca a partir de los valores de permeabilidad asignados a lo largo del modelo.
- La metodología para la creación de las curvas está basada en la observación, es decir, que no es una metodología exacta, sino que requiere de prueba y error hasta que las elevaciones representen un contacto agua-petróleo inclinado de una manera adecuada.
- A pesar que se trate de crear curvas de presión capilar lo más horizontalmente posibles, siempre existirá una zona de transición capilar que modificará la saturación de agua en regiones adyacentes al contacto agua-petróleo inclinado.

3.5 MÉTODO DE INICIALIZACIÓN POR ENUMERACIÓN

Consiste en la asignación celda a celda de valores específicos de saturación buscando modelar la inclinación del contacto agua-petróleo. El procedimiento se lleva a cabo mediante el uso de mapas de saturación del yacimiento.

3.5.1 Ventajas del método por enumeración

- Teniendo el mapa de saturaciones, se facilita el trabajo de asignación celda por celda.
- La flexibilidad en la importación de matrices de saturación del agua a partir de fuentes externas, tales como modelos geológicos.

3.5.2 Desventajas del método por enumeración

- Hay que contar con un modelo geoestadístico del yacimiento para la asignación de la saturación de agua y petróleo de cada celda.

- Pueden haber altos contrastes en los valores de saturación asignados presentándose movimiento de fluidos para establecer equilibrio gravitacional.
- Si no se cuenta con las matrices de saturación de agua, el proceso se dificulta por asignación manual de datos.

4. MÉTODOLÓGÍA PARA LA REPRESENTACIÓN DE UN CONTACTO AGUA-PETRÓLEO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

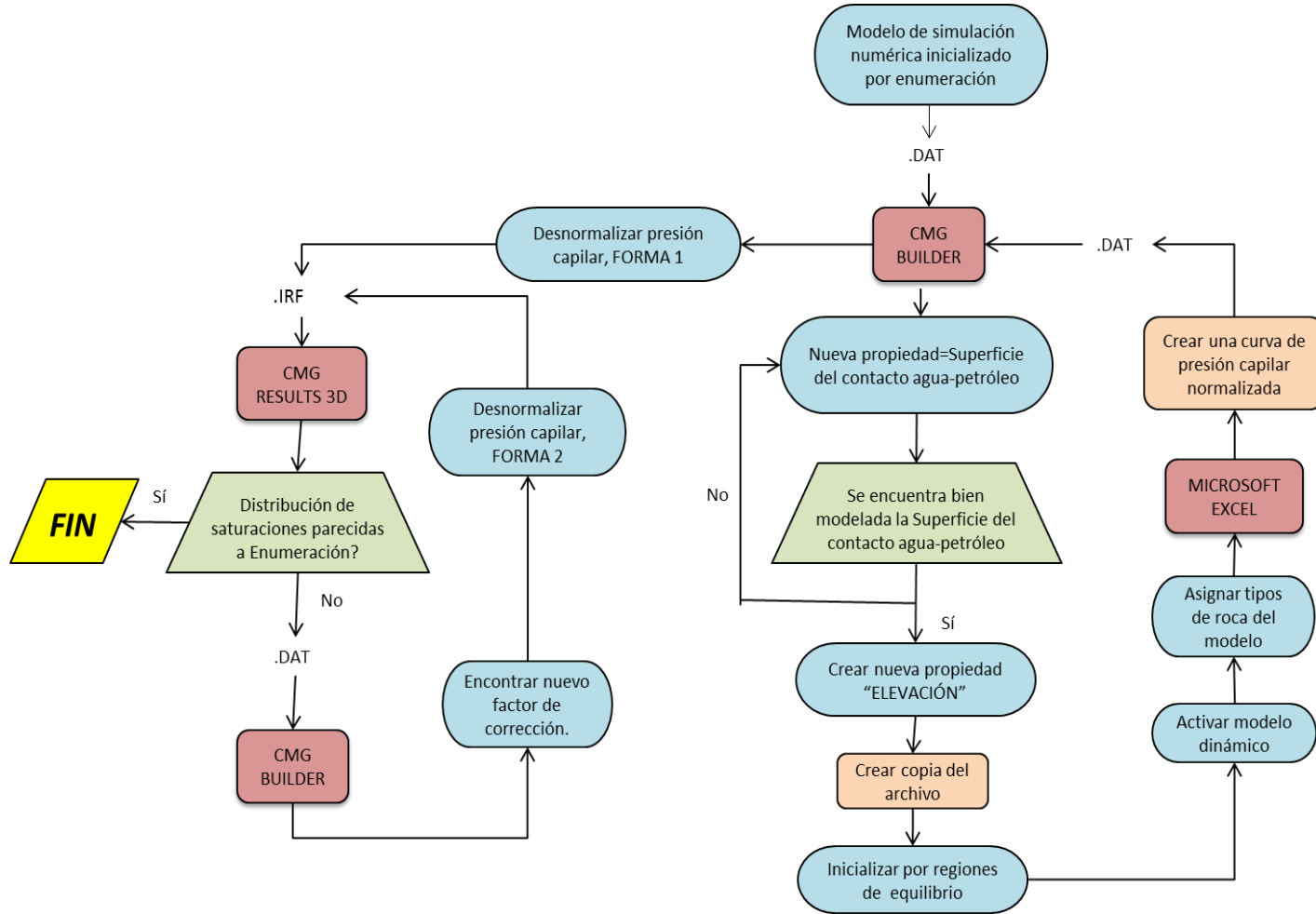
En la mayoría de los casos es posible contar con un modelo inicializado por enumeración en el que los valores de saturación de agua y petróleo se encuentran especificados celda por celda a partir de un modelamiento geostadístico. La asignación de saturaciones por este método, por lo general no presenta un equilibrio gravitacional, aspecto que implica que a través del tiempo se presenten movimientos de fluidos incluso sin la existencia de pozos productores o inyectores. Cuando se inicializa el modelo por el método de presiones capilares no se presenta este inconveniente, pero los simuladores más utilizados no permiten asignar inclinación a los contactos agua-petróleo en una sola región de equilibrio.

Es importante tratar de encontrar una forma de inicializar el modelo cuando se presentan saturaciones distribuidas de forma heterogénea y cuyo contacto agua-petróleo se encuentra inclinado. Bajo estas circunstancias, se desarrolla una metodología que permite inicializar un modelo de simulación numérica fundamentado en el concepto de presión capilar y utilizando una única región de equilibrio.

La **Figura 21** muestra el esquema general de la metodología propuesta en este trabajo de grado, cuyo proceso parte de un modelo inicializado por enumeración y puede ser sintetizado en los siguientes pasos:

- Inicializar por equilibrio.
- Creación de una curva de presión capilar normalizada.
- Desnormalizar presión capilar (Forma 1 o Forma 2)
- Ajuste por prueba y error del factor de corrección (Forma 2).

Figura 21: Esquema general de la Metodología para la representación de un contacto agua-petróleo inclinado



Fuente: Autores.

4.1 MODELO DE ENUMERACIÓN

Contando con el modelo inicializado por enumeración, en el *Builder de IMEX (CMG)*, se selecciona *Array properties* → “*Water Saturation, *SW*”, donde se puede evidenciar visualmente la distribución heterogénea de las saturaciones de agua y petróleo a través de todo el modelo, así como la presencia de un contacto agua-petróleo que se encuentra inclinado en tres dimensiones.

Es posible que el contacto agua-petróleo presente secciones donde no se encuentre visiblemente definido, o celdas de petróleo sin conexión entre ellas. En este caso, se recomienda asignarle saturación de agua 1 a los puntos dispersos que no permitan una correcta visualización del mismo.

4.2 SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO.

La superficie del contacto agua petróleo es definida como la resta entre el tope de la formación y la elevación del tope de la zona transición. Generalmente es proporcionada por el modelo petrofísico del yacimiento, no obstante su creación es posible haciendo un filtro de saturaciones, donde con un valor mínimo de saturación de agua y con valor de agua irreducible, se crea un mapa de saturaciones con una elevación específica, que posteriormente es restada al tope de la formación para crear la superficie del contacto.

Para la creación de una nueva propiedad el procedimiento general que se realiza es: se da click derecho en *Array properties*, se selecciona la opción *Add New Custom Property* y luego se le asigna un nombre que la describa. Posteriormente para asignarle un valor se da doble click en la propiedad creada y luego se especifica fijando un valor constante o dando click derecho en *Edit specification* para asignar otros.

4.2.1 Comprobar la superficie del contacto agua-petróleo Se debe rectificar que la propiedad que representa la superficie del contacto agua-petróleo esté bien modelada. Esto se realiza comparando las profundidades de la propiedad modelada como “superficie del contacto agua-petróleo” y la profundidad a la que se encuentra el contacto en el modelo de enumeración, de la siguiente manera:

- a) Se toma una celda de referencia en cada vista del modelo inicializado por enumeración y se observa su profundidad en “*Grid Top*”.
- b) Se determina la profundidad a la que se encuentra la celda de referencia, pero en la propiedad previamente definida como “Superficie del contacto agua petróleo”.

Si en las 4 vistas los valores observados coinciden, se puede afirmar que la profundidad del contacto inclinado agua-petróleo en el modelo de enumeración ajustan perfectamente con la superficie del contacto agua petróleo modelada.

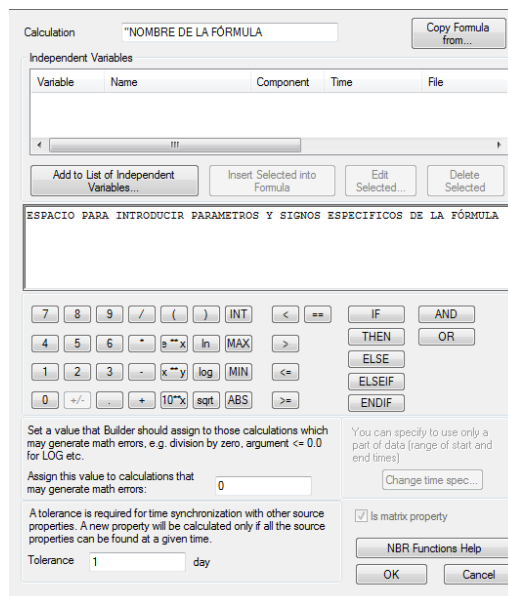
Puede ocurrir que las profundidades de las celdas seleccionadas en el modelo de enumeración y en la superficie del contacto no sean la misma, pero que la diferencia entre estas sea un valor constante en todas las vistas. Significa que la superficie del contacto sí reproduce la forma del mismo, pero se encuentra desfasada en profundidad. Esto se soluciona corrigiendo la propiedad *superficie del contacto agua-petróleo” en el *Builder* mediante una formula, sumando o restando el valor de desfase de la siguiente manera:

- a) Se define el valor constante mediante la observación de las vistas donde se encuentren desfasada la “superficie del contacto agua-petróleo”.
- b) Se crea una nueva propiedad que defina la “superficie del contacto agua-petróleo” corregida.
- c) En *Tools* → *Enter a Formula*.

- d) En la opción *Add to List of Independent Variables*, se selecciona la propiedad creada y definida como la “superficie del contacto agua-petróleo”; Dar click en *OK*.
- e) Se selecciona la propiedad agregada en el punto anterior y se da click en la opción *Inserted Selected Into Formula*
- f) Se escribe el valor de desfase definido en el punto a) de este procedimiento.
- g) Se asigna el signo que corresponda: más “+”, menos “-“.
- h) Click en *OK*.

En la siguiente **Figura 22** se puede observar la ventana que aparece y las opciones que corresponden para la creación de una fórmula.

Figura 22: Ventana *Enter a Formula*



Fuente: Autores (CMG).

Una vez creada la fórmula que corrige el desfase de la superficie del contacto agua-petróleo, el procedimiento a seguir es asignarla a la propiedad creada como “superficie del contacto agua petróleo corregida”. De esta manera, al comprobar nuevamente los valores de profundidad de esta propiedad, deben coincidir con los del contacto en el modelo inicializado por enumeración. Si por el contrario, los

valores comparados en las vistas analizadas no pueden si quiera aproximarse, ni se encuentran desfasados por el mismo factor en todas las caras, se debe realizar una revisión a la superficie del contacto creada ya que posiblemente se encuentre mal modelada.

4.3 CREAR PROPIEDAD EN FUNCIÓN DE LA ELEVACIÓN DE LA SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO

El principio bajo el cual se basa la metodología para representar el contacto inclinado agua-petróleo, es la asignación de saturaciones a las celdas del modelo utilizando una curva de presión capilar normalizada, la cual se desnormaliza mediante la aplicación de la **Ecuación 24**, que básicamente es la **Ecuación 23** escrita en términos de la metodología en desarrollo:

$$P_C = \frac{\rho_o - \rho_w * ELEVACIÓN}{144} \quad (24)$$

Donde:

ρ_o = Densidad del petróleo $\frac{lb}{ft^3}$

ρ_w = Densidad del agua $\frac{lb}{ft^3}$

ELEVACIÓN = Propiedad que para efectos de la metodología es llamada así y cuyo procedimiento para crearla es explicado a continuación.

- a) En el *Builder*, al seleccionar la propiedad "*Water Saturation, *SW*", se observa y elige la profundidad más baja a la que se encuentre el contacto agua petróleo (Profundidad de referencia).
- b) Teniendo el valor de esta profundidad, se selecciona "*Tools*" y allí la opción "*Enter a formula*".

- c) En el espacio frente a *Calculation* se asigna un nombre a esta fórmula que para efectos de esta metodología será “ELEVACIÓN”.
- d) En la opción *Add to List of Independent Variables*, se selecciona la propiedad previamente creada como “superficie del contacto agua-petróleo” y luego click en *OK*.
- e) Se escribe la profundidad de referencia seleccionada.
- f) Se agrega el signo menos “-”.
- g) Se selecciona “Superficie del contacto agua-petróleo” y se da click en la opción *Inserted Selected Into Formula*.
- h) Click en *OK*.

De esta manera la fórmula editada queda de la forma **Ecuación 24.1**

$$ELEVACIÓN = Prof.de referencia - "Superficie del contacto agua - petróleo"$$

(24.1)

Esta elevación es calculada como la diferencia entre la profundidad de referencia escogida y la profundidad modelada con la propiedad “superficie del contacto agua-petróleo” o en su defecto, la versión corregida de ésta.

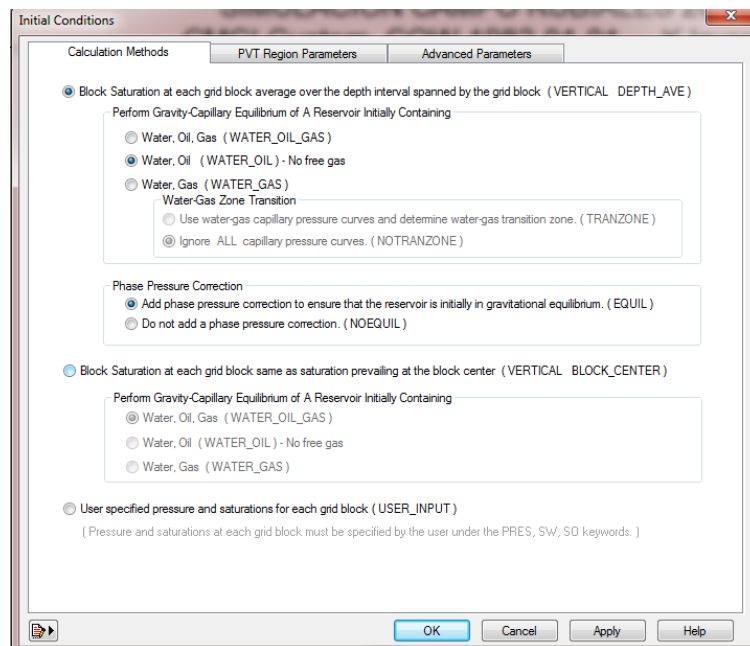
4.4 INICIALIZAR POR EL MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO.

En este paso el modelo se debe inicializar por regiones de equilibrio, por lo que se crea una copia del archivo inicializado por enumeración, de tal manera que luego se puedan hacer las comparaciones necesarias para verificar si el contacto inclinado agua-petróleo está correctamente representado (más adelante se define qué es correctamente representado). Siguiendo la consideración anterior, se procede a llevar a cabo el procedimiento que se indica a continuación:

- a) Borrar las propiedades de saturación de agua *SW, saturación de aceite *SO y presión P con el fin de “despoblar” las celdas. Se borran dando click derecho en la propiedad y luego en *Delete*. Si esto no se realiza, el modelo presentará errores que impedirán la correcta inicialización por este método.
- b) En *Initial Conditions* → *Calculation Methods* en la opción descrita como *Perform Gravity-Capillary Equilibrium of A Reservoir Initially Containing*, se selecciona la alternativa *Water Oil (WATER_OIL)*. En *Phase Pressure Correction*, se elige la primera alternativa (Ver **Figura 23**).
- c) En *PVT REGIONS PARAMETERS*, se le asignan valores específicos a *Reference Pressure and Depth* y *Water-Oil Contact*. Para la profundidad que se le asigna al contacto agua-petróleo se recomienda utilizar la profundidad de referencia de la **Ecuación 24.1**.

NOTA: El valor de Presión de burbuja (PB) viene especificado del modelo inicializado por Enumeración.

Figura 23: Ventana Initial Conditions



Fuente: Autores (CMG).

4.5 ACTIVAR MODELO DINÁMICO.

En los dos métodos, tanto en el de enumeración como en el de equilibrio, es necesario incluir un pozo que active el modelo dinámico de fluidos, preferiblemente en un rango de fecha pequeño para minimizar el tiempo de cómputo.

Esto se realiza con la finalidad de poder visualizar y comparar la distribución de saturaciones en los resultados obtenidos por ambos métodos. Un aspecto importante a tener en cuenta es que el pozo que se incluya no debe producir, por lo que al crearlo se debe incluir el *constraint* que lo cierre a la más mínima producción de fluidos. La ubicación es arbitraria.

4.6 ASIGNAR TIPOS DE ROCA AL MODELO.

Partiendo de la importancia del modelo geológico en la simulación, se procede a la asignación de los tipos de roca que éste presente. Ésta asignación de tipos de roca (condicionada principalmente por la permeabilidad) establece el llenado de agua que puede presentar cierta celda. Comúnmente pueden existir en un yacimiento: arenas limpias, arenas sucias y/o arcillas, entre otras.

La información de los tipos de roca debe estar contenida en un archivo de texto para que pueda ser copiada y pegada en el *.DAT* del método de regiones de equilibrio. Al abrir este *.DAT* en el *Bloc de notas* y con la opción “Buscar”, se encuentra la línea donde esté presente la Keyword *Rel Perm Set Num*. Posteriormente, allí se pega la información procedente del archivo de texto que contiene los tipos de roca del modelo.

Se deben tener en cuenta las siguientes consideraciones al incluir la información de los tipos de roca establecidos en el modelamiento geológico de la formación.

- a) Mediante la propiedad "*Rel Perm Set Num, RTYPE**", observar cuántos tipos de roca hay y su distribución en el modelo.
- b) Si se presenta más de una, y en el modelo solo se encuentra incluido un tipo de roca, se deberá copiar ésta las veces mismas que el número de tipos de roca presentes, para luego ser modificado cada uno según convenga (Ver adelante **4.11.1** Ajuste con los tipos de roca).

4.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR NORMALIZADA.

Lo importante a tener en cuenta en la creación de la curva de presión capilar es que no debe tener zona de transición capilar porque si se presenta, no se puede visualizar el contacto agua-petróleo de manera clara, sino un gradiente de saturación que lo hace imperceptible. Por esto, la curva debe ser aproximadamente horizontal (con forma de silla) para que asegure que la zona de transición capilar sea nula.

Al obtener la curva deseada, se procede a normalizarla, lo cual consiste en dividir todos los valores de presión capilar entre el valor de presión capilar máximo. Por último, se asigna la curva al modelo en la sección "Rock-Fluid".

NOTA: Este punto de la metodología se realiza con la herramienta *Software Microsoft Excel*.

4.8 DESNORMALIZAR PRESIÓN CAPILAR, FORMA 1.

Dentro de las propiedades del yacimiento que se incluyen en el simulador numérico *CMG* se encuentra presente *Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX*. Esta propiedad asigna un valor máximo a la curva de presión capilar, la cual será desnormalizada utilizando la **Ecuación 24** y realizando el siguiente procedimiento:

- a) Ir a *Tools* → *Enter a formula*
- b) Se da un nombre a la fórmula que para efectos de la metodología será “Pcfórmula”.
- c) En la opción *Add to List of Independent Variables* se selecciona la propiedad creada en el punto **4.3** y llamada para efectos prácticos de la metodología: “ELEVACIÓN”.
- d) Se desarrolla el factor de la **Ecuación 24.1**, cuyos términos son conocidos y va multiplicando a “ELEVACIÓN” en la **Ecuación 24**:

$$\frac{\rho_o - \rho_w}{144} \quad (24.2)$$

- e) Se escribe el factor resultante de la **Ecuación 24.2**.
- f) Se agrega el signo de multiplicación “*”.
- g) Se selecciona “ELEVACIÓN” y se da click en la opción *Inserted Selected Into Formula*.
- h) La fórmula escrita anteriormente debe tener la forma de la **Ecuación 24**.
- i) Click en *OK*.
- j) En *Array Properties*, buscar *Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX* y se especifica su valor, asignando la fórmula creada en este procedimiento, llamada “Pcfórmula”.

De esta manera, partiendo de la curva de presión capilar normalizada introducida, el modelo poblará la propiedad *Water Saturation* en función del valor de presión capilar desnormalizado que tome para cada celda.

4.8.1 Comprobar si el método funciona.

4.8.2 Para comprobar si el método representa correctamente el contacto inclinado presente en el modelo de enumeración, se debe inicializar y tener en cuenta las siguientes consideraciones:

- a) Que el OOIP y el agua coincidan en valor con los del modelo de enumeración o sean aproximadamente iguales. Esto se realiza validando los modelos por ambos métodos.
- b) Realizar una comparación visual y observar que el contacto agua-petróleo se encuentra inclinado en la misma dirección y forma en la que se encuentra en el modelo inicializado por enumeración.

Para realizar la comparación visual de la distribución de saturaciones en el modelo se siguen los pasos presentados a continuación:

- a) Se abre con la extensión .IRF en *Results 3D* tanto el archivo inicializado por equilibrio como el de enumeración.
- b) Se selecciona la propiedad "*Water Saturation*" en ambos archivos.
- c) Se realiza la comparación en todas las vistas posibles y utilizando la rotación en tres dimensiones.

Si el modelo inicializado por equilibrio cumple con las consideraciones presentadas anteriormente, se encuentra bien representado el contacto agua-petróleo inclinado, si no, se deben seguir con los pasos de la metodología para desnormalizar la presión capilar con otra fórmula.

Una razón para explicar que este primer intento no funcione, es el hecho de que el factor de la **Ecuación 24.2** que relaciona las densidades del agua y el petróleo puede ser un valor mínimo cuando las densidades son muy parecidas. Esto resulta en un valor muy pequeño para la propiedad *Max Oil-Water Cap Pres*, **PCMAX* ocasionando que el yacimiento no se sature de agua de la misma manera que se encuentra el modelo inicializado por enumeración; en últimas, sobreestimando el OOIP.

Para solucionar este inconveniente, es preciso encontrar una forma de desnormalizar la presión capilar que no esté en función de terminos constantes como lo está la forma 1, si no que pueda variarse con el objetivo de poder ir ajustando los modelos teniendo en cuenta el OOIP y la distribución de saturaciones.

4.9 DESNORMALIZAR PRESIÓN CAPILAR, FORMA 2.

Después de desnormalizar la presión capilar con la forma 1 y comprobar que no representa la distribución de saturación que ocurre en el modelo inicializado por enumeración, se procede a aplicar la forma 2.

Las consideraciones que se tuvieron en cuenta para el desarrollo de esta forma de desnormalización de presión capilar fueron:

- a) Poder asignar un valor mayor o menor a **PCMAX* si a sí se requiriese.
- b) No modificar la superficie del contacto agua petróleo ni su elevación a través del modelo.

Para satisfacer las dos consideraciones anteriormente mencionadas se desarrolló la **Ecuación 25** presentada a continuación

$$Pc_{factor} = ELEVACIÓN_NORMALIZADA * Fc \quad (25)$$

Donde:

Pc_{factor} = fórmula creada para asignar a “Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX”

$ELEVACIÓN_NORMALIZADA$: Propiedad creada en función de la propiedad “ELEVACIÓN”

Fc = Factor de corrección ajustado por prueba y error.

4.9.1 Crear propiedad elevación_normalizada. Para el desarrollo de esta metodología se crea una propiedad llamada “ELEVACIÓN_NORMALIZADA” que consiste básicamente en dividir la propiedad “ELEVACIÓN” (Punto 4.3) en su valor máximo, variando así, de 0 a 1. El procedimiento para la creación de esta nueva propiedad se presenta a continuación:

- a) Observar en el *Builder*, en *Array Properties* “ELEVACIÓN”, el valor máximo que se presente en el rango.
- b) Ir a *Tools* → Enter a Formula.
- c) Asignar nombre “ELEVACIÓN_NORMALIZADA”.
- d) En la opción *Add to List of Independent Variables* seleccionar la propiedad “ELEVACIÓN”.
- e) Seleccionar “ELEVACIÓN” y luego dar click a *Inserted Selected Into Formula*.
- f) Agregar el signo de división “/”.
- g) Escribir el valor máximo que se observa en la propiedad “ELEVACIÓN”
- h) La **Ecuación 25.1** muestra como debe quedar la fórmula editada anteriormente:

$$ELEVACIÓN_NORMALIZADA = \frac{ELEVACIÓN}{\text{"Valor máximo de ELEVACIÓN"}} \quad (25.1)$$

- i) OK

- j) Crear una nueva propiedad y darle el nombre de “ELEVACIÓN NORMALIZADA”
- k) Especificar valor con la fórmula de la **Ecuación 25**.

4.9.2 Editar formula PCfactor. Para la creación de la fórmula PCfactor, que posteriormente es asignada a la propiedad *Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX* con el objetivo de desnormalizar la presión capilar, se siguen los pasos presentados a continuación:

- a) Ir a *Tools* → *Enter a formula*
- b) Asignarle el nombre “*Pcfactor*”, para efectos de desarrollo de la metodología.
- c) En la opción *Add to List of Independent Variables* seleccionar la propiedad previamente creada, “ELEVACIÓN NORMALIZADA”.
- d) Seleccionar “ELEVACIÓN NORMALIZADA” y luego dar click a *Inserted Selected Into Formula*.
- e) Agregar signo de multiplicación “*”.
- f) Insertar un valor cualquiera que corresponde al Factor de corrección (Fc). Fc será ajustado por prueba y error según corresponda. (ver 6.12).
- g) La fórmula editada debe tener la forma de la **Ecuación 25**.
- h) Click a *OK*
- i) Asignar la fórmula Pcfactor (**Ecuación 25**) a la propiedad *Max Oil-Water Cap Pres, *PCMAX*.

4.10 ENCONTRAR FACTOR DE CORRECCIÓN

Al hacer una comparación de la **Ecuación 24** y la **Ecuación 25**, se puede evidenciar que ambas tienen una estructura similar. En la **Ecuación 24** el factor $\frac{\rho_o - \rho_w}{144}$ es conocido y multiplica a la variable ELEVACIÓN. Por el contrario, en la

Ecuación 25 el factor no lo conocemos ya que hay un cambio de variable a ELEVACIÓN NORMALIZADA.

$$P_c = \frac{\rho_o - \rho_w}{144} * ELEVACIÓN \quad (24)$$

$$P_{c\text{factor}} = F_c * ELEVACIÓN_NORMALIZADA \quad (25)$$

Por esto es necesario determinar qué factor debe asignarse a la **Ecuación 25** para poder hallar el Pcfactor y así desnormalizar la curva de presión capilar. Este procedimiento se realiza por prueba y error hasta encontrar el valor que ajuste el contacto agua petróleo inclinado de la manera más fiel posible al visto en el modelo inicializado por enumeración, del mismo modo que se comprobó para la forma 1 en el punto **4.8.1** de esta metodología

Para el cambio del factor de corrección de la Ecuación 25, se debe seguir el procedimiento presentado a continuación:

- a) Ir a *Tools* → *Edit a formula*
- b) Seleccionar la fórmula (Pcfactor) con la forma de la Ecuación 25 → *Edit Selected*.
- c) Borrar el Fc a modificar y escribir el nuevo valor.
- d) Click a *OK*
- e) Actualizar el valor de *Max Oil-Water Cap Pres*, *PCMAX, especificando nuevamente con la fórmula editada.

Analizando el efecto de este factor, se infiere que no va a afectar la forma y/o inclinación del contacto pues multiplica una propiedad que está en función de la elevación de la superficie del contacto, y que por ende, es constante; en cambio, afecta directamente el valor de volúmenes de fluidos en el yacimiento.

Partiendo del resultado de OOIP obtenido de la forma 1 (punto **4.8**), si el valor de volumen original de petróleo es mayor al obtenido en el modelo inicializado por enumeración, se puede deducir que el valor de *PCMAX tendrá que ser más alto para que se sature de una mayor cantidad de agua el yacimiento y así, disminuya el volumen de petróleo original. Si de lo contrario es menor, se deberá encontrar un factor de corrección menor que haga que el valor de *PCMAX disminuya en comparación con el resultante de la forma 1.

4.11 AJUSTE DE DISTRIBUCIÓN DE SATURACIÓN DE AGUA.

Es posible que al visualizar el modelo por enumeración existan ciertas zonas de petróleo que se encuentren saturadas con agua. No es extraño que este tipo de fenómenos se presenten ya que la zona de petróleo no se encuentra aislada de la de agua y por ende puede haber presencia de un fluido en el otro. Esto representa un reto al intentar reproducir de la manera más fiel posible el contacto agua petróleo inclinado. Aún así, no es un paso necesario en esta metodología, puesto que el objetivo es lograr la inclinación del contacto, no reproducir el modelo inicial (enumeración) a fidelidad.

4.11.1 Ajuste con los tipos de roca El modelo puede tener más de un tipo de roca, las cuales permiten representar zonas saturadas de agua en la zona de petróleo. Al contar con un tipo de roca 2 (puede variar de arena sucia a arcilla) o varios, se le asigna una curva de presión capilar normalizada con una presión umbral más elevada que la de la curva de presión capilar asignada al tipo de roca 1, que permita que la elevación del agua sea mucho mayor y pueda inundar las celdas que se encuentran en la zona de petróleo, sin afectar la inclinación del contacto.

NOTA: La asignación del tipo de roca se puede realizar manualmente al grupo de celdas de interés, si conviene.

Se debe tener en cuenta que al modificarse algunas celdas con otro tipo de roca para ajustar su saturación de agua, el OOIP se va a ver afectado, y habrá que cambiar nuevamente el valor del factor de corrección. Sin embargo, este ajuste no es tan complicado si se tienen en cuenta las claves que se dan en el punto **4.10** y las que se mencionan a continuación:

- a) Si el OOIP resulta mayor al del modelo inicializado por Enumeración y/o mayor al modelo inicializado antes de ajustar los tipos de roca, el factor de corrección debe aumentar.
- b) Si el OOIP resulta menor al del modelo inicializado por Enumeración y/o menor al del modelo inicializado antes de ajustar tipos de roca, el factor de corrección debe disminuir.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA REPRESENTAR UN CONTACTO INCLINADO EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA

A continuación se presentan los resultados obtenidos de la aplicación de la metodología para la representación de un contacto inclinado agua-petróleo en un modelo de simulación numérica. De esta manera, se valida la metodología mediante su desarrollo paso a paso, y se dan ideas de cómo afrontar posibles situaciones que no están contempladas en el procedimiento general.

Como el objetivo no es crear un modelo para aplicar la metodología, si no trabajar un modelo de un caso real que haya sido inicializado por enumeración y que presente el contacto agua petróleo inclinado, la información que se proporcione sobre el modelo para la aplicación no se considera relevante. La metodología puede ser aplicada para cualquier caso que lo requiera y no demanda especificaciones para su desarrollo.

El modelo de simulación numérica utilizado para aplicar la metodología desarrollada en este trabajo de grado, corresponde a un sector de un yacimiento de un campo colombiano que cuenta con un emallado de 56*56*33 para un total de 103488 celdas. En la **Tabla 3** se presentan algunas de las propiedades y características del modelo utilizado.

Tabla 3: Propiedades del modelo aplicado.

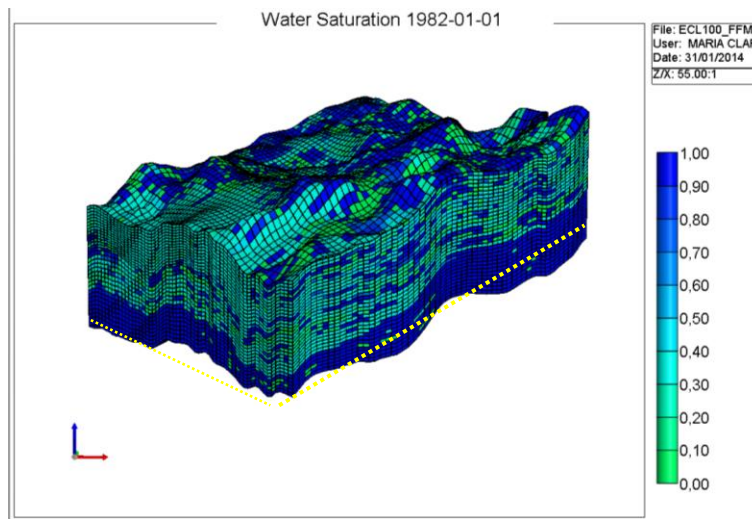
PROPIEDAD	VALOR	UNIDAD
Presión de yacimiento	1100	<i>Psi</i>
Presión de burbuja	116	<i>Psi</i>
Compresibilidad del agua	3.05x10-06	<i>1/psi</i>
Compresibilidad de la roca	9,000047x10-04	<i>1/psi</i>
Densidad del petróleo	61.4972	<i>Lb/pie3</i>
Densidad del agua	62.4279	<i>Lb/pie3</i>

Fuente: Autores, CMG.

5.1 INICIALIZAR MODELO POR ENUMERACIÓN

Partiendo del modelo inicializado por enumeración en sus condiciones estáticas (**Figura 24**), al seleccionar la propiedad *Water Saturation* se puede evidenciar la presencia de un contacto agua-petróleo inclinado como muestra línea punteada amarilla, así como zonas saturadas de agua en las que por equilibrio gravitacional, deberían estar saturadas únicamente por petróleo o viceversa.

Figura 24: Modelo estático-*Water Saturation*.



Fuente: Autores (CMG).

Al inicializar el modelo en este paso, se presentó un error de saturaciones que indicaba que la suma de SW^* Y SO^* era mayor que 1. Para corregir esto, se crea una fórmula en la que se define lo siguiente:

$$Oil\ Saturation = 1 - Water\ Saturarion \quad (26)$$

Posteriormente la **Ecuación 26** es asignada en *Array properties* a *Oil Saturarion*, SO^* .

Una vez solucionado lo anterior, se inicializa y se obtienen los siguientes resultados:

- **Original Oil in Place (OOIP)** = 0.54799E+09 STB
- **Total Water in Place:** 0.79969E+09 STB

5.2 SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO

Adicionalmente, dentro de los datos suministrados por petrífisica, se incluye un mapa en tres dimensiones del contacto agua petróleo, el cual debe ser importado y asignado a una nueva propiedad creada con el fin de definirla y que para efectos de la metodología es nombrada COW.

5.2.1 Comprobar COW. Al comparar la propiedad COW con la profundidad del contacto vista en *Grid Top*, se evidencia que no se encuentra bien modelado, ya que presenta un desfase de 75 pies por encima de la profundidad a la que se presenta el contacto agua-petróleo en el modelo de enumeración. Esto se presentó, no por error en la filtración de saturaciones, si no por un problema en la exportación de datos del modelo. Para lo anterior, y tomando las sugerencias de la metodología ante esta circunstancia, se realiza una corrección siguiendo el procedimiento presentado en el punto 4.2.1.

La nueva propiedad es llamada COW2 especificada y definida con una fórmula de la siguiente manera:

$$COW2 = COW + 75$$

Dónde:

COW2 = Nueva propiedad “Superficie del Contacto agua-petróleo” (COW) corregida.

COW = Superficie del Contacto agua-petróleo desfasada 75 pies.

5.3 ELEVACIÓN DE LA SUPERFICIE DEL CONTACTO AGUA-PETRÓLEO (COW2)

En este paso de la metodología se crea una nueva propiedad que es función de *COW2* (superficie corregida) y de la mayor profundidad a la que se encuentre el contacto agua-petróleo. Para encontrar dicha profundidad, se realiza una comparación entre propiedad *Water Saturation* y *Grid Top* en 3D, como se muestra en la **Figura 24** o en la visualización de *COW2* en el *Builder*, la mayor profundidad que se presente en el rango.

Profundidad de referencia: 2161 Pies.

La elevación de la superficie del contacto agua-petróleo, utilizando la Ecuación 24.1 en la aplicación de este modelo resulta en:

$$ELEVACION = 2161 - COW2$$

Como *COW2* varía de 2023 a 2160 pies, ELEVACIÓN tendrá un valor mínimo de 1 pie, cuando la altura de la superficie del contacto sea 2160 pies y un valor máximo de 138 pies, cuando sea de 2023 pies.

5.4 INICIALIZAR MODELO POR EL MÉTODO DE REGIONES DE EQUILIBRIO

Para inicializar por el método de regiones de equilibrio, como se indicó en el procedimiento de la metodología, primero se debe crear una copia del archivo .DAT inicializado por Enumeración. Posteriormente, se borran los datos especificados por éste método de inicialización como lo es la saturación de agua. Al realizar esto y teniendo en cuenta la modificación que se le hizo a la propiedad *Oil Saturation, SO**, se borra de igual manera la información que se encuentre definida de ésta.

En la sección de *Initial Conditions* para la primera pestaña de *Calculation Methods* se tomaron las indicaciones dadas en la metodología. En la pestaña *PVT Regions Parameters*, la información proporcionada al modelo se muestra en la **Figura 24**.

Figura 25: Initial Conditions → PVR Regions Parameters

The screenshot shows the 'Initial Conditions' dialog box with the 'PVT Region Parameters' tab selected. The 'Input Format' is set to 'Bubble Point Pressure'. The 'Initialization For PVT Region #' is set to 'Region 1'. The 'Reference Pressure and Depth' section shows 'Pressure (REFPRES): 1100 psi' and 'Depth (REFDEPTH): 1947 ft'. The 'Phase Contact Depths' section shows 'Water-Oil Contact (DWOC): 2161 ft'. The 'Datum Depth for Pressure' section shows 'Datum Depth for Output Pressure (DATUMDEPTH): 1947 ft'. The 'Bubble Point Pressure vs Depth' Table (PBT) is displayed with the following data:

Depth	Pb	Comment
1	1000 ft	116 psi
2	3000 ft	116 psi

Fuente: Autores (CMG)

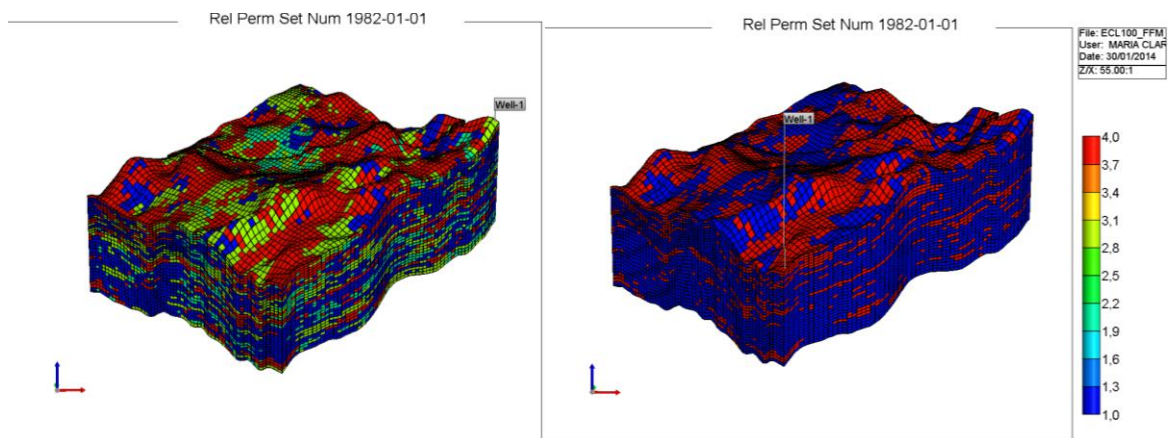
5.5 ACTIVAR MODELO DINÁMICO.

Es necesario asignar un pozo productor para que el modelo dinámico se active y se poble con la información de saturaciones todas las celdas del modelo. El pozo productor se localizó en una esquina del modelo (Observar en **Figura 27**) y sólo se perforó la primera capa. Se definió como *Constraint* para cerrarlo cuando se presentara producción máxima de 1e-020 bbl/day. La fecha definida para minimizar tiempo de cómputo fue de 1 año. Se recomienda hacerlo mínimo de 1 mes.

5.6 ASIGNAR TIPOS DE ROCA AL MODELO

El modelo inicializado por enumeración presenta 4 tipos de roca y al cargar estos al modelo inicializado por Equilibrio, muestra la distribución de cada una de ellas seleccionándola en *Array Properties* → *Rel Perm Set Num* (**Figura 26**).

Figura 26: Tipos de roca



Fuente: Autores (CMG).

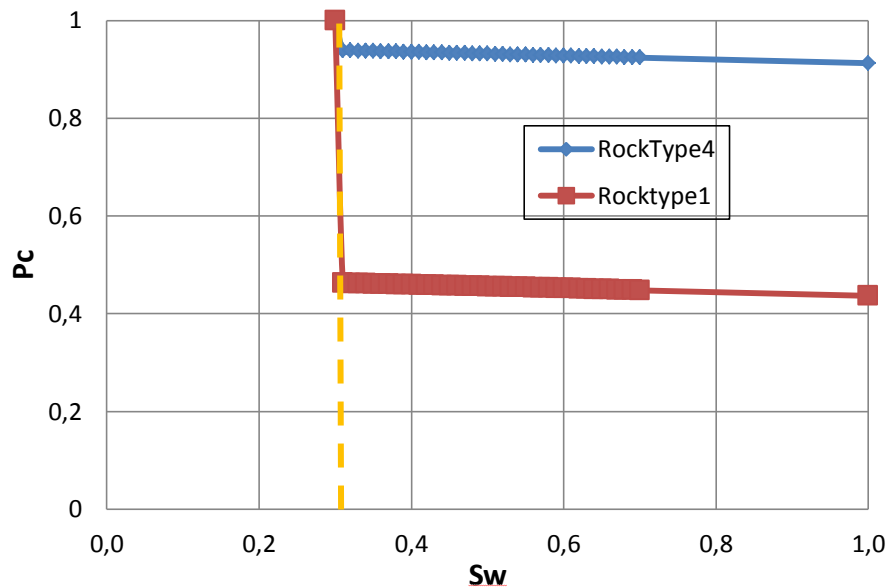
Dónde la número uno (1) es arena limpia; la número dos (2) y número tres (3), arena sucia; y la número cuatro (4), arcilla (**Figura 26**, izquierda).

Para la representación del contacto agua petróleo inclinado, no es necesario incluirlas todas. No obstante, para una buena representación de la distribución de zonas de agua en zonas de petróleo, es importante añadir por lo menos los tipos de roca 1 y 4, por no contarse con las curvas de permeabilidad relativa de los tipos de roca 2 y 3, estos fueron asumidos como arena limpia.

5.7 CURVA DE PRESIÓN CAPILAR NORMALIZADA.

Se crean dos curvas de presión capilar normalizadas, con una zona de transición muy mínima, presentando una curvatura aproximadamente horizontal que indique sus poros son del mismo tamaño, es decir, para cada tipo de roca 1 y 4, y con una presión umbral para la arcilla mayor a la de la arena, considerando que ésta tiene un tamaño de garganta de poro menor, se busca invadir estas aperturas más pequeñas.

Figura 27: Curva de Presión Capilar normalizada



Fuente: Autores (*Excel*).

5.8 DESNORMALIZAR CURVA DE PRESIÓN CAPILAR, FORMA 1

Para desnormalizar la presión capilar con la FORMA 1 (**Ecuación 24**), primero se requiere calcular el Factor presentado en la **Ecuación 24.1**

$$\frac{\rho_o - \rho_w}{144} = \frac{62.4279 - 61.4972}{144} = \frac{0.9307}{144} = 0.006463 \text{ Psi}$$

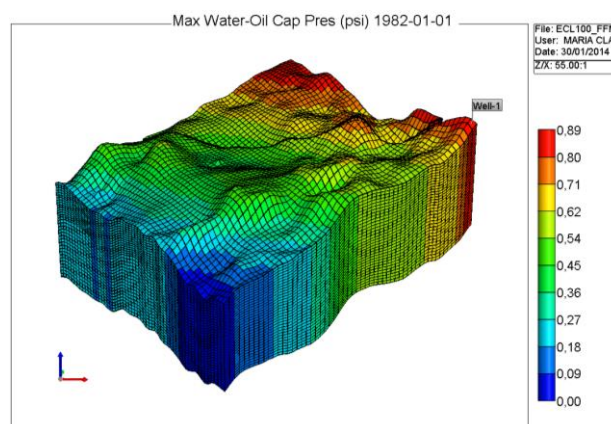
Con este valor calculado se desarrolla la fórmula que posteriormente es asignada a *Max Oil-Water Cap Pres*, *PCMAX., la cual para efectos de la aplicación de esta metodología es llamada Pcformula:

$$PcFormula = 0.006463 * ELEVACION$$

- **ELEVACIÓN.** Se refiere a los diferentes valores de profundidad que tiene el contacto en todo el modelo.

En la **Figura 28** se muestran los valores con los que mediante Pcformula, se desnormaliza la presión capilar:

Figura 28: Valores Max Oil-Water Cap Pres.



Fuente: Autores (CMG)

Un valor máximo de 0.89 para Max Oil-Water Cap Pres cuando la elevación del contacto es 138 pies y un valor de mínimo de 0.006463 cuando es 1 pie.

Al inicializar el modelo de la forma 1, los resultados obtenidos son:

➤ **Original Oil in Place (OOIP):** 0.96430E+09 STB.

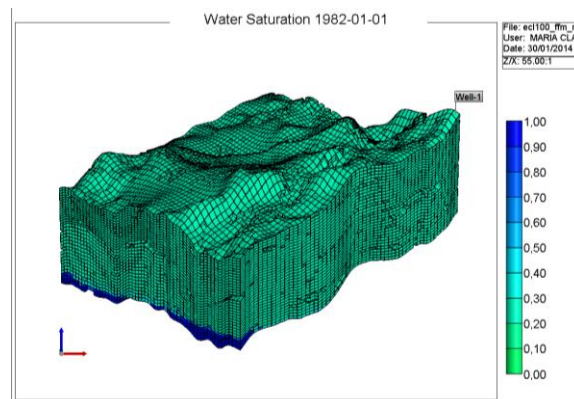
Diferencia OOIP (Equilibrio-Forma1) y OOIP (Enumeración) = 0.96430E+09 - 0.54799E+09 STB = 0.41631E+09 STB.

El modelo inicializado por equilibrio y desnormalizando la presión capilar de la forma 1, resulta sobrestimando el volumen original de petróleo *in situ*.

➤ **Total Water in Place:** 0.42873E+09 STB

➤ **Distribución de saturación de agua.** La **Figura 28** muestra la distribución de agua que resulta al desnormalizar la presión capilar por la forma 1.

Figura 29: Equilibrio-Forma1



Fuente: Autores (CMG)

Se deduce que los valores de presión capilar máxima asignados son muy bajos debido al factor que relaciona las densidades de los fluidos., causando que el

contacto no se encuentre a la profundidad que corresponde. Si se observa el frente de agua, éste no irrumpe como debería en el yacimiento, razón por la cual, el OOIP se encuentra sobrestimado.

5.9 DESNORMALIZAR CURVA DE PRESIÓN CAPILAR, FORMA 2

Para desnormalizar la presión capilar de la forma 2 según la **Ecuación 25**, se crea ELEVACIÓN_NORMALIZADA y por prueba y error se halla el valor del factor de corrección.

$$P_{c\text{factor}} = ELEVACIÓN_NORMALIZADA * F_c \quad (25)$$

Para ELEVACIÓN_NORMALIZADA, se toma el valor máximo de la propiedad ELEVACIÓN (138 pies)

$$ELEVACIÓN_NORMALIZADA = \frac{ELEVACIÓN}{\text{"Valor máximo de ELEVACIÓN"}} \quad (25.1)$$

$$ELEVACIÓN_NORMALIZADA = \frac{ELEVACIÓN}{138 \text{ Pies}}$$

De ésta forma, la ELEVACIÓN_NORMALIZADA varía en un rango de cero a uno, con un valor máximo en el punto donde la elevación del contacto es 138 pies y con un valor mínimo cuando es 1 pie.

5.10 FACTOR DE CORRECCIÓN

Para encontrar el factor de corrección, se inicia teniendo en cuenta que el OOIP debe ser menor al obtenido de la forma 1, por lo cual, los valores desnormalizados deben ser igualmente mayores. De esta manera, la profundidad del tope de la inclinación del contacto agua petróleo, será menor al de la forma forma 1.

- **Factor de corrección (Fc) = 5.** Asignando un valor de 5 a Fc de la **Ecuación 25**, el rango de Max Oil-Water Cap Pres varía de 0 a 5. Los resultados obtenidos son:

➤ **Original Oil in Place (OOIP):** 0.73327E+09.

Diferencia OOIP (Equilibrio-Forma2) y OOIP (Enumeración)= 0.73327E+09
- 0.54799E+09 STB = 0.18528E+0.9 STB.

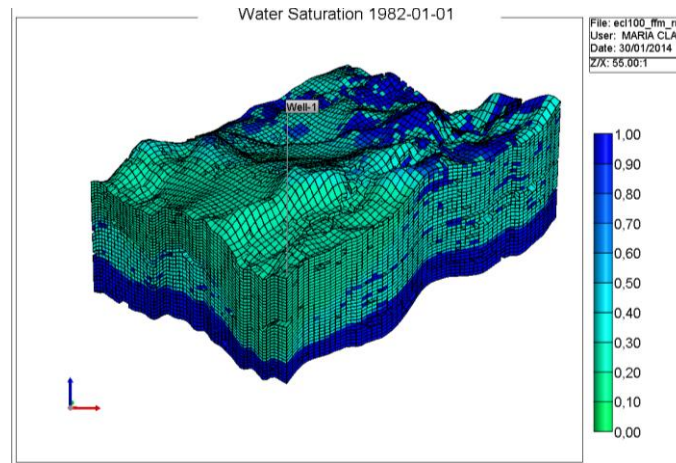
El OOIP es mayor al que resulta al inicializar por enumeración, sin embargo la diferencia entre el uno y el otro, es menor a la que resultaba cuando se inicializaba desnormalizando la presión capilar por la forma 1.

➤ **Total Water in Place:** 0.66632E+0.9 STB

➤ **Distribución de saturaciones.** De la **Figura 29** se infiere que, la saturación de agua aumentó con respecto al modelo inicializado por la forma 1 pero no se alcanzó la inclinación que se observa en el de enumeración.

A partir de esto y según lo descrito en el punto 4.10 de la metodología, se concluye que el Fc debe ser mayor a 5

Figura 30: Forma 2- FC=5



Fuente: Autores (CMG)

- **Factor de corrección (Fc) = 7.** Asignando un valor de 7 a Fc de la **Ecuación 25**, Max Oil-Water Cap Pres varía en un rango de 0 a 7. Los resultados obtenidos son:

➤ **Original Oil in Place (OOIP):** 0.43648E+09.

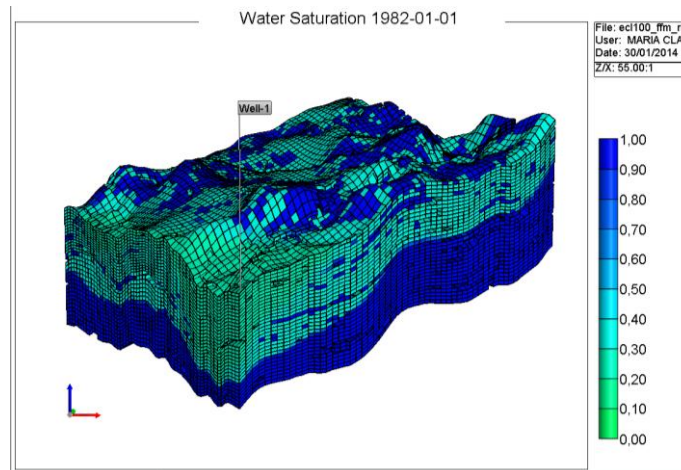
Diferencia OOIP (Equilibrio-Forma2) y OOIP (Enumeración)= 0.43648E+09 - 0.54799E+09 STB = -0.36271E+0.9 STB.

El OOIP cuando el Fc = 7 resulta menor al obtenido por enumeración.

➤ **Total Water in Place:** 0.97154E+0.9 STB

➤ **Distribución de saturaciones:** En la **Figura 30** se observa la inclinación del contacto agua petróleo bastante marcada, debido a que con éste factor, los valores desnormalizados son más altos, definiendo una mayor elevación para la fase agua.

Figura 31: Forma 2, Fc=7



Fuente: Autores (CMG)

A partir de esto y según lo descrito en el punto 4.10 de la metodología, se concluye que el Fc debe estar entre 5 y 7.

Luego de realizar intentos por prueba y error para encontrar el Fc que ajuste correctamente el valor de OOIP obtenido al inicializar por enumeración y su respectiva distribución de saturaciones, con el siguiente Fc se tienen los resultados deseados.

- **Factor de corrección (Fc) = 6.18.** Asignando un valor de 6.18 a Fc de la **Ecuación 25**, Max Oil-Water Cap Pres varía en un rango de 0 a 6.18. Los resultados obtenidos son:

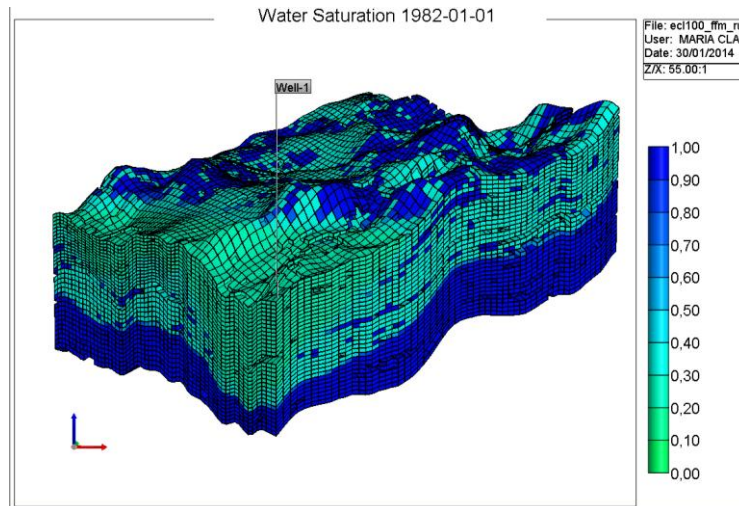
➤ **Original Oil in Place (OOIP):** 0.54808E+09.

Diferencia OOIP (Equilibrio-Forma2) y OOIP (Enumeración)= 0.54808E+09
- 0.54799E+09 STB = 90000 STB.

Usando este F_c se obtiene una aproximación muy válida del OOIP, sin embargo es muy importante corroborar la distribución de saturaciones en el modelo.

- **Total Water in Place:** 0.85677E+0.9 STB
- **Distribución de saturaciones.** En la **Figura 31** se observa que el modelo inicializado por equilibrio, desnormalizando la presión capilar con la forma 2 y utilizando un $F_c = 6.18$, coincide con el inicializado por enumeración.

Figura 32: Forma 2, $F_c = 6.18$



Fuente: Atores (CMG)

De esta manera, la aplicación de la metodología para representar un contacto agua petróleo inclinado en un modelo de simulación numérica finaliza y es validada, al obtenerse un ajuste del volumen y distribución de los fluidos en el yacimiento y al evidenciarse la inclinación que visualmente presenta el modelo de enumeración.

6. CONCLUSIONES

- Los cuatro métodos analizados permiten la representación de contactos agua petróleo inclinados en modelos idealizados de dos dimensiones.
- La metodología desarrollada permite la representación del un contacto agua petróleo tanto en modelos idealizados en dos dimensiones como en geometrías complejas de tres dimensiones.
- Es importante contar con el modelo inicializado por enumeración que permita la validación de la metodología mediante el ajuste del OOIP y la inclinación del contacto agua petróleo.
- El mapa en tres dimensiones que modela la superficie del contacto agua petróleo debe ser suministrado para el desarrollo de la metodología.

7. RECOMENDACIONES

- Aplicar la metodología desarrollada en un modelo de simulación numérica real.
- Evaluar el ajuste histórico de un modelo con contacto agua petróleo inclinado, que ha sido inicializado por lo desarrollado en la metodología y compararlo con un modelo inicializado por enumeración.
- Desarrollar pruebas de laboratorio en dos dimensiones para evaluar el efecto de los factores estáticos y dinámicos que causan inclinación en el contacto agua-petróleo.

BIBLIOGRAFÍA

- AL-KAABI, A. A., MENOVAR, H., AL-MARHOUN, M. A., and Al-Hashim, H. S.. “Bottomwater drive in tar mat reservoirs: Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering”, v. 3, no. 2. 1988.
- BOYA FERRERO, M, PRICE, S, SHELL, J. Hognestad. “Predicting water in the crest of a giant gas field: Ormen Lange Hydrodynamic Aquifer Model”. EAGE Annual Conference & Exhibition. SPE International, 2012
- COMPUTER MODELLING GROUP – CMG. IMEX VERSIÓN 2010.
- COUTTS, S. D., “Aquifer behavior during Brent depressurization and impact on neighboring fields”, Society of Petroleum Engineers Reservoir Engineering and Evaluation, v. 2, no. 1. 1999.
- CROTTI, Marcelo. “Obtención de curvas de presión capilar - Método de inyección de mercurio”. Soluciones Integrales para la Ingeniería de Reservorios. Inlab 2003.
- DENNIS, H., BERGMO, P., HOLT, T. “Tilted oil-water contacts: Modelling the effects of aquifer heterogeneity”. Petroleum Geology Conference Series 2005, v.6.
- DENNIS, Hugh; BAILLIE, John; HOLT, Torleif y WESSEL-BERG, Dag. “Hydrodynamic activity and tilted oil-water contacts in the North Sea”. Norwegian Petroleum Society Special Publications. Vol, 9. Elsevier, 2000. P. 171-185

- GROSJEAN, Y.; ZAUGG, P. y GAULLIER, J.-M. "Burial Hydrodynamics and Subtle Hydrocarbon trap Evaluation: From the Mahakam Delta to the South Caspian Sea". International Petroleum Technology Conference (IPTC), 2009.
- HOLLAND, Ash. Pierce Redevelopment from Start to Finish (almost). Devex Conference (19, Mayo, 2011). Shell UK
- HSUEH, P.T., PHAM, T.R., BU-HULAIGAH, E.H. "A Review Different Methods in Initializing and History Matching a Reservoir Model with Tilted Oil-Water-Contact", SPE 53373 Saudi Aramco, 1996.
- 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.
- MUGGERIDGE, Ann y MAHMODE, Hisham. "Hydrodynamic aquifer or reservoir compartmentalization?". Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists. Febrero, 1953. Vol. 96, P. 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.
- RUSSELL, William L. "Principles of petroleum Geology", The McGraw-Hill Book Co., Inc., 1951.
- STENGER, B. A. "Regional Temperature Gradient: A Key To Tilted OOWC". Middle East Oil Show and Conference (20-23, Febrero, 1999, Bahrain).

- STENGER, B.A.; PHAM, T.R.; AL-SAHHAF, A.A. y AL-MUHAISH, A.S. "Assessing the oil water contact in Haradh Arab-D". Annual Technical Conference and Exhibition. 20 Septiembre – 3 Octubre, 2001: New Orleans, USA.
- SWARBRICK, Richard. "Hydrodynamics and Seismic Attributes". EAGE Conference & Exhibition incorporando SPE EUROPEC. (74: 4-7, Junio, 2012: Copenhagen, Dinamarca). Ikon GeoPressure. (2012).
- YUSTER TERRIL, Samuel. "Some theoretical considerations of tilted water tables". Journal of Petroleum Technology. SPE 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).