



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECÁNICA
DE LAS
INGENIERÍAS

FoDAMI

EVALUACION DE LA COMPONENTE DE PSEUDODAÑO POR COMPLETACION PARCIAL EN UN POZO PETROLERO USANDO TECNICAS DE DINAMICA DE FLUIDOS COMPUTACIONAL

Oscar E Rodríguez V^{*1}, Junior A Sáez ²

^{*1} Departamento Ingeniería Mecánica – Universidad Nacional Experimental Politécnica
“Luis Caballero Mejías”
2da Av. Entre calles 8 y 9 Zona Industrial Ed. Yaguaral. La Yaguara Caracas - Venezuela
correo-e: oercchi@gmail.com

² Departamento Ingeniería Mecánica – Universidad Nacional Experimental Politécnica
“Luis Caballero Mejías”
2da Av. Entre calles 8 y 9 Zona Industrial Ed. Yaguaral. La Yaguara Caracas - Venezuela
correo-e: juniorsaez@gmail.com

RESUMEN

La completación parcial es una deformación en el patrón de flujo debido a una disminución del área transversal que atraviesa el fluido en el medio poroso bajo las mismas condiciones de permeabilidad y viscosidad. Las limitaciones generadas por el fenómeno de completación parcial son encontradas durante la etapa de producción del pozo de hidrocarburo, provocándose sobre este una caída de presión adicional a la requerida para producir la misma tasa a través de un intervalo de igual al espesor del yacimiento, esta limitación se denomina pseudodaño [1]. Para calcular la magnitud de pseudodaño por completación parcial, se requiere de uso de un amplio rango de parámetros de campo del yacimiento o un modelo matemático que permita predecir la caída de presión. El modelo más ampliamente usado para estimaciones de pseudodaño por completación parcial está basado en el propuesto por Sonatrach 2006 [2], debido a su simplicidad y disponibilidad general. La experiencia de campo indica que en algunos casos estos modelos analíticos generan resultados inexactos. Por esta razón, se visualizó en PDVSA-Intevep, potencial en la dinámica de fluidos computacional para el estudio de este fenómeno, analizando los modelos físicos que simulan la producción de un pozo petrolero bajo diferentes configuraciones de completación [3]. Este estudio permitió desarrollar un modelo 3D basado en el método de volumen finito (MVF), tomando en cuenta una mayor cantidad de parámetros con respecto a los desarrollados en modelos anteriores. En este trabajo se muestran las bases teóricas que soportan el modelo y su validación a través de correlaciones empíricas, obteniendo un buen ajuste, demostrando que la discretización realizadas son verídicas.

Palabras Claves: Completación, Permeabilidad, Pseudodaños, Modelo, Discretización.

REFERENCIAS

- [1] Intevep -326014 “Daños a la formación”. CIED. Venezuela 2007. Págs. 1 - 85.
- [2] Slimani K, Sonatrach D, Tiab U, Oklahoma U, Moncada K. “Pressure Transient analysis of partially penetrating wells in naturally fractured reservoir”. SPE & Schlumberger. México 2006.
- [3] Versteeg H.K, Malasekera W. “An introduction to Computational Fluid Dynamics – The finite volume method”. Longman Group. Malaysia 1995.



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECANICA
DE LAS
INGENIERIAS

FoDAMI

1. INTRODUCCIÓN

El factor de pseudodaño por completación parcial, se refiere a la condición en la cual se deforma el patrón de flujo por una entrada limitada de fluido al pozo generando una caída de presión adicional a la que se requerirá para producir la misma tasa en un intervalo de longitud igual al espesor del yacimiento [5]. El modelo de cálculo más comúnmente usado es el método de pérdidas de producción el cual asume los efectos combinados de la completación parcial, daños a la formación y perforación desarrollados originalmente por McDowell y Muskat (1948). A partir de los años 50 la comunidad científica plantea una serie de relaciones empíricas para estimar las componentes de daños, tomando en consideración tres grandes categorías: características de la formación (porosidad, permeabilidad, anisotropía, y desviación del pozo respecto al yacimiento), el daño a la formación (daños por efecto del cañoneo, daños por perforación y completación del pozo) y geometría de la perforación (completación parcial, densidad de disparo, ángulo de fases, profundidad de penetración, diámetro de entrada del perforado en el casing, etc.). Estas variables usualmente se estiman ya sea por métodos analíticos o numéricos [4].

Desde el punto de vista numérico desde el año 2009, Pdvsa Intevep, ha desarrollado estudios de estimación de pseudodaños por completación parcial utilizando la herramienta de la dinámica de fluidos computacional CFD [1] entre los que cabe mencionar:

Informe técnico realizado por: Dos Santos D, Auribel A y Márquez, Nelson en el año 2010, en el cual se obtuvo una ecuación que describe el comportamiento de la caída de presión asociada a la completación parcial de un pozo productor.

Tesis de grado realizada por: Muñoz A, Rubén D. (2011), se demostró la valiosa herramienta que es de la dinámica de fluidos computacional para el estudio de flujo convergente en el medio poroso. Validando las correlaciones empíricas utilizadas para determinar el factor de pseudodaños por completación parcial, comparándola con la base de datos obtenidos de las magnitudes de variación de presión y componente de daños generadas en las simulaciones.

Existen dos técnicas para estimar el pseudodaño por completación parcial, uno es a través de evaluación de flujo esférico en pruebas de restauración de presión y otra por medio de correlaciones empíricas.

Esta investigación ha sido principalmente utilizada para modelar el flujo de fluidos a través de un medio poroso que representa la formación de un yacimiento con el fin de examinar la caída de presión asociada a la convergencia de flujo en el intervalo de apertura entre el pozo-



formación y su respectivo factor de daño. Se presentan los resultados obtenidos a través de la simulación que modela el comportamiento de caída de presión y la componente de pseudodaño causada por la completación parcial en función de la fracción de apertura del intervalo, la posición, la permeabilidad horizontal y relación de anisotropía de la formación. Se validó el caso más crítico por medio de la correlación de Sonatrach, con la cual se obtuvo adecuada concordancia y finalmente se obtuvo una base de datos con magnitudes de variación de presión (ΔP) y componente de pseudodaño por completación parcial, ampliando de esta forma la matriz de estudio respecto a trabajos anteriores. La figura 1 muestra las configuraciones de convergencia del flujo por completación parcial más comunes [6].

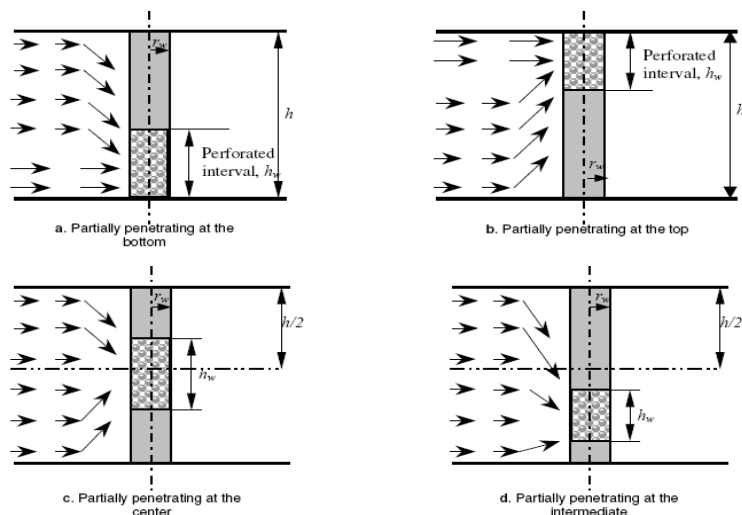


Figura 2. Diferentes tipos de completación parcial en pozos verticales según el intervalo perforado h_w

Fuente: Pressure Transient Analysis of Partially Penetrating Wells in a Naturally Fractured Reservoir, SPE 104059

2. DESARROLLO DE LA INVESTIGACIÓN

La evaluación del comportamiento del flujo convergente en el medio poroso se realizó a través de la dinámica de fluidos computacional. Se utilizó como herramienta de cálculo un simulador numérico con discretización bajo el esquema de volúmenes finitos basados en elementos. Se estableció una matriz de trabajo, con la finalidad de calcular las caídas de presión asociadas a la convergencia de flujo radial bajo diferentes configuraciones geométricas y relaciones de anisotropía en el medio poroso. Debido a que los fluidos fluyen en dirección radial y de manera constante a lo largo del radio de drenaje de la formación, el modelo presenta axisimetría. El modelo incorporado para la realización del presente trabajo consta de la combinación de un dominio poroso y uno fluido que se comunican a través de una zona de interface. Esto permite



que una vez el flujo abandona la sección de medio poroso, se desarrolle a lo largo de la sección de fluido, la cual simula el movimiento del hidrocarburo dentro del pozo y a lo largo de la tubería del mismo; de esta forma se minimizan los problemas de convergencia en la zona de interés. La figura 3 ilustra la geometría utilizada.

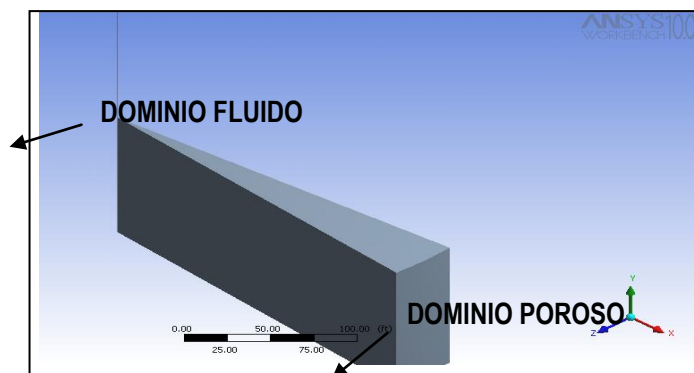


Figura 3. Geometría de referencia (100% apertura)

Para simular las diferentes configuraciones geométricas, se modificó la geometría en la sección de interface entre el dominio poroso/fluido concerniente a cada caso de completación parcial. Una vez definida la geometría, se procedió a la realizar el mallado. Para esto, se discretizó la geometría con la técnica de volúmenes finitos utilizando un mallado no estructurado tetraédrico, ya que se necesita flexibilidad en el tratamiento de geometrías en la zona de mayor refinación (elementos más pequeños), es decir la zona de interés que es donde se hace más evidente la convergencia del flujo en este caso en la zona cercana a la interface poroso/fluido. La sensibilidad de los resultados a la densidad de la malla, hizo necesario la realización de una calibración para identificar la densidad óptima de elementos y así con esto lograr resultados confiables con margen de error mínimo y gasto computacional adecuado. Se realizaron nueve mallas utilizando los mismos criterios de convergencia y cuyas con características se muestran en la tabla 1.

Tabla 1. Características de las mallas evaluadas

Mallado	Ubicación de Apertura	Número de Elementos
Grosso	Superior	136237
	Centrada	162635
	Inferior	112559
Intermedio	Superior	292902
	Centrada	414684
	Inferior	365764
Fina	Superior	740251
	Centrada	861817
	Inferior	751342



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECANICA
DE LAS
INGENIERIAS

FoDAMI

Las condiciones de borde se establecieron en el pre-procesamiento, en las nueve simulaciones las condiciones de borde y características del dominio fluido y poroso son iguales. las mismas se describen a continuación:

Entrada (intlet): el flujo está restringido a fluir solamente hacia dentro del dominio. Su representación es en flechas con sentido hacia dentro del dominio y perpendicular a la superficie.

Salida (out): el flujo estará restringido a fluir únicamente hacia fuera del dominio, Su representación es en flechas con sentido hacia fuera del dominio y perpendicular a la superficie.

- **Propiedades del dominio poroso**

Área Porosa	=	Isotrópica
Porosidad	=	0,14
Presión de referencia	=	14,7 Psi
Tipo de velocidad de flujo	=	Superficial
Tipo de perdidas	=	Perdidas direccional
Definición de ejes	=	Coordenadas cilíndricas
Dirección de flujo		
Componente del flujo vector axial	=	0
Componente del vector theta	=	0
Componente del vector r	=	-1
Permeabilidad direccionales	=	Permeabilidad y coeficiente de perdidas
Permeabilidad horizontal	=	$1e^{-13}m^2(10\text{ md})$, $5e^{-14}m^2(50\text{ md})$ y $1e^{-13}m^2(100\text{ md})$
Perdidas Transversales	=	asociadas al coeficiente de flujo
Coeficiente de flujo	=	10 (KV/Kh), 5 (KV/Kh), 3,33 (KV/Kh) y 2,5 (KV/Kh)

- **Propiedades del dominio fluido**

Densidad	=	$818,94\text{ Kg}m^{-3}$
Masa molar	=	$62\text{ Kg}mol^{-1}$
Coeficiente de transferencia de calor	=	$0,548\text{ JKgK}^{-1}$
Viscosidad dinámica	=	$8,685e^{-4}Kg m^{-1}s^{-1}$ (0,8685 cp)
Temperatura del fluido	=	300 °F



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECANICA
DE LAS
INGENIERIAS

FoDAMI

Modelo de transferencia de calor = Isotérmico

Modelo de turbulencia = K-Épsilon

- **Especificaciones de los contornos**
- **Condiciones del dominio poroso**

Sección de Entrada

Tipo de Borde = Abierto

Régimen de flujo = Subsónico

Flujo de masa = $0,02679 \text{ Kgs}^{-1}$

Sección de Simetría

Tipo de Borde = Simetría

Sección de Pared

Tipo de Borde = Pared

Influencia de la pared en el flujo = Deslizante

- **Dominio del fluido**

A continuación se describe las condiciones de borde del dominio fluido:

- **Sección de Salida**

Tipo de Borde = Apertura

Régimen de Flujo = K-Épsilon

Presión Relativa = 0 Psi

Turbulencia = Gradiente Cero



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECÁNICA
DE LAS
INGENIERÍAS

FoDAMI

- **Sección Simetría**

Tipo de Borde	=	Simetría
Sección de Pared		
Tipo de Borde	=	Pared
Influencia de la pared en el flujo	=	Deslizante

3. VALIDACION DEL MODELO

3.1. Primera validación, modelo de referencia 100% de apertura

Para comprobar si el modelo de estudio arrojará resultados precisos y confiables es necesario realizar una serie de pasos para determinar la validez del mismo. En este caso se calculó la caída de presión a lo largo del medio poroso con un mallado de refinación intermedia (326.186 elementos) y flujo 100% apertura estableciendo la referencia sin completación parcial es decir considerando un factor de pseudodaño de magnitud igual a cero con el fin de validar utilizando la ecuación de Darcy-Weisbach [3] especial para medio poroso mediante el cálculo del error relativo porcentual entre ambos resultados.

La tabla 2 describe con mayor detalle las características del medio poroso y fluidos simulados.

Tabla 2. Propiedades de fluido y formación

Propiedades del fluido y formación	
Densidad	818,94 Kg m^{-3}
Masa Molar	62 Kg mol^{-1}
Coeficiente de transferencia de calor	0,548 J KgK^{-1}
Viscosidad dinámica	8,685e $^{-4}$ Kg $m^{-1}s^{-1}$ (0,8685 cp)
Temperatura del fluido	422 K (300°F)
Espesor de la formación	30,48m (100 Ft)
Tasa de producción	11,78e $^{-4}$ m $^3s^{-1}$ (500 BNPD)
Porosidad	0,14
Radio del pozo	(0,1 m) 0,35 ft
Factor volumétrico del petróleo	1,28 BY/BN
Radio de investigación	76,2m (250ft)



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECANICA
DE LAS
INGENIERIAS

FoDAMI

Utilizando la información y propiedades críticas del yacimiento así como los valores de las propiedades de la formación que se encuentran en la tabla 2, se calculo la magnitud de la caída de presión y la diferencia porcentual entre ambos resultados evaluados. En la tabla 2, se muestran los resultados obtenidos a través de la metodología empleada.

Tabla 2. Magnitud de caída de presión y error relativo porcentual obtenido entre la ecuación de Darcy-Weisbach y el CFD

Apertura de flujo (%)	Caída de Presión por Completación Parcial (lpc)		Error Relativo Máximo (%)
	Darcy-Weisbach	CFD	
100	542,31	512,15	5,56

3.2. Segunda validación, geometría crítica con 10% apertura

A partir de la información del yacimiento y la configuración de completación parcial para las condiciones más críticas de la matriz de trabajo (la menor de las aperturas, la menor relación KV/KH y la menor permeabilidad horizontal), se realizo el cálculo de la magnitud del factor de pseudodaño a partir de las caídas de presión asociadas. A continuación en la tabla 3, se presentan los resultados obtenidos a través de la metodología empleada:

Tabla 3. Magnitud de caída de presión obtenida a través de la correlación de Sonatrach y las simulaciones

Ubicación del Intervalo	Apertura del Intervalo (Ft)	KV/KH	KH (mD)	Caída de Presión por Completación Parcial (Lpc)	
				Sonatrach	CFD
Superior	10	0,1	10	2878,84	2787,76
Central	10	0,1	10	2336,13	2313,42
Inferior	10	0,1	10	2878,84	2761,55

En la tabla 4, se puede visualizar los errores relativos porcentuales (ERP) alcanzados al comparar la magnitud del factor de pseudodaño por completación parcial obtenidos por medio de la ecuación de Sonatrach con respecto a lo obtenidos utilizando la dinámica de fluidos computacional.



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL AREA
MECÁNICA
DE LAS
INGENIERÍAS

FoDAMI

Tabla 4. Error relativo porcentual obtenido entre la correlación de Sonatrach y las simulaciones

Ubicación del Intervalo	Factor de Pseudodaño por Completación Parcial Scp		
	Sonatrach (valor Teórico)	CFD (valor Experimental)	Error relativo Porcentual (%)
Superior	36,6804	35,43	3,40
Central	29,76551	29,46	1,02
Inferior	36,6804	35,18	3,40

Con base en lo anterior, se estableció la validez del modelo en estudio según la metodología empleada en la evaluación de la magnitud de daño por completación parcial.

4. RESULTADOS

Para el caso discretizado se tomo una formación de 100 pies de espesor y 250 pies para el radio de drenaje lo que arrojó un promedio total de 365.000 elementos para todo el modelo. Se realizaron 108 simulaciones variando los valores de relación de anisotropía (K_V/K_H), permeabilidad horizontal (K_H), ubicación y espesor del intervalo perforado. Las 108 simulaciones lograron la convergencia, en la tabla 5 se presentan los valores obtenidos de la simulación comparada para $K_H = 10 \text{ md}$ y $K_V/K_H = 0,1$ variando la fracción de apertura y ubicación del intervalo perforado. En la figura 5 muestra los resultados de la tabla 5 de forma grafica

Tabla 5. Caída de presión y factor de daño para $K_H = 10 \text{ md}$ y $K_V/K_H = 0,1$

Ubicación de Intervalo	Apertura (ft)	Caída de Presión ΔP (lpc)	$\Delta P_{\text{(por completación Parcial)}}$ (lpc)	Factor de daño (Adim.)
Superior	10	3701,02	3180,94	40,52
	30	1466,66	946,58	12,06
	50	929,64	409,56	5,22
Central	10	3233,24	2713,16	34,56
	30	1345,87	825,79	10,52
	50	884,76	364,68	4,65
Inferior	10	3619,86	3099,78	39,48
	30	1442,56	922,48	11,75
	50	928,42	408,34	5,20



IV CAIM 2014

Cuarto Congreso Argentino de Ingeniería Mecánica



UNIVERSIDAD NACIONAL DEL NORDESTE
FACULTAD DE INGENIERÍA
Resistencia Chaco - Rep. Argentina

FORO
DOCENTE
DEL ÁREA
MECÁNICA
DE LAS
INGENIERÍAS

FoDAMI

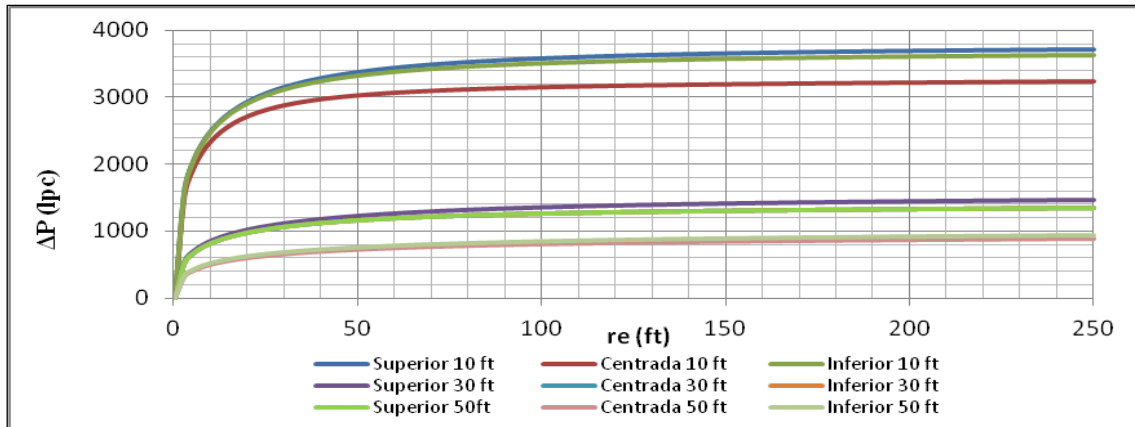


Figura 5 Caída de presión para $K_H = 10\text{md}$ y $K_V/K_H = 0,1$

5. Análisis de resultados

- Las estimaciones de caída de presión conseguidas a través de la dinámica de fluidos computacional, muestra el comportamiento esperado para el fenómeno estudiado.
- Las correlaciones de Sonatrach y la Ecuación de Darcy coteja un error relativo promedio de 2% con respecto al fenómeno de completación parcial bajo las condiciones críticas simuladas, lo que demuestra que la discretización realizadas son verídicas.
- La caída de presión disminuye a medida que se incrementa la apertura del intervalo productor debido a que el área de salida es mayor.
- El impacto de la completación parcial disminuye cuando el intervalo abierto se encuentra en la posición centrada. Posiblemente esto se deba a la simetría axial que presenta la configuración geométrica.
- La caída de presión por convergencia disminuye en la medida en que se cuenta con una mayor relación de anisotropía en el medio poroso.
- La caída de presión disminuye a medida que se mantiene constante la permeabilidad horizontal y que se incrementa la permeabilidad vertical en el medio poroso.

Por otra parte, los valores arrojados a partir de CFD, siguen una tendencia que permitirá a la empresa desarrollar un modelo propio para estimar el factor de pseudodaño por completación parcial, tomando en consideración el comportamiento descrito por la caída de presión en

función de las variables evaluadas: fracción de apertura, relación de anisotropía, esto para las posiciones de intervalo establecidas en la matriz de trabajo.

6. CONCLUSIONES

Los principales aportes que se obtuvieron de esta investigación sobre el modelado numérico del fenómeno pseudodaño por completación parcial a través de la dinámica de fluidos computacional se resumen a continuación:

- Las correlaciones de Sonatrach (2006) demostraron que los resultados estimados de la componente de daño por completación parcial bajo la configuración geométrica y características petrofísicas evaluadas, son confiables.
- La dinámica de fluidos computacional ha demostrado nuevamente ser una herramienta valiosa para estudiar el flujo convergente en el medio poroso debido a la versatilidad valiosa que ofrece para simular este fenómeno bajo numerosos escenarios y configuraciones geométricas, petrofísicas y características de transporte de fluidos de interés.

7. REFERENCIAS

- [1] Intevep -326014 “Daños a la formación”. CIED. Venezuela, 2007. Págs. 1-85.
- [2] Slimani K, Sonatrach D, Tiab U, Oklahoma U, Moncada K. “Pressure Transient analysis of partially penetrating wells in naturally fractured reservoir”. SPE & Schlumberger. México 2006.
- [3] Sánchez J. “Flujo en medio Porosos: Ley de Darcy”. Dpto. Geología-Universidad de Salamanca. España, 2008.
- [4] Jones L.G, Slusser M.L. “The estimation of productivity Loss Caused by perforations – Including partial completion and formation damage”. SPE. Dallas, Texas 1974.
- [5] Do Santos y Márquez, 2010. INT-13342
- [6] Dogolu Y. “Modeling of well productivity in perforated completions”. SPE Pittsburgh, USA, 1998.