

Modelo anular de flujo en la vecindad del pozo con fluidos newtonianos para yacimientos de alto fracturamiento

M. en I. Carlos Deolarte Guerrero

Pemex

Dr. Eric Emanuel Luna Rojero

IMP

Información del artículo: recibido: enero de 2013-aceptado: febrero de 2014

Resumen

En trabajos de intervención a pozos petroleros, como son estimulaciones y diversos tipos de cementaciones en que se utilizan trazadores radiactivos, se ha observado mediante registros de pozos (espectrales) que gran parte de la penetración alcanzada dentro del yacimiento es en dirección ascendente.

Con el fin de entender dicho proceso, se propone un modelo para describir el comportamiento de flujo durante la inyección de un fluido newtoniano en un pozo ubicado en un yacimiento fracturado.

El modelo se idealiza en la vecindad de un pozo, ubicado dentro de un yacimiento petrolero de roca carbonatada, con presencia de un alto fracturamiento y en consecuencia altas permeabilidades tanto horizontales como verticales. Para generar y solucionar el modelo se utilizan métodos analíticos, diferencias finitas y procesos iterativos, junto con un balance entre condiciones ideales, parámetros reales de yacimiento, de los fluidos y las condiciones operativas presentes en los trabajos de inyección.

Los resultados coinciden con la preferencia de penetración ascendente presente en los registros de pozo. De acuerdo al modelo, las principales condiciones que provocan este comportamiento son:

- La distancia al contacto gas–aceite a la zona de inyección.
- El incremento del área de flujo en las zonas anulares.
- Altos gastos de inyección.

Este estudio permite obtener mayor entendimiento en el comportamiento de flujo, beneficiando el diseño de trabajos de inyección y en consecuencia, un aumento en su efectividad.

Palabras clave: Flujo anular, yacimiento de carbonatos, modelo geométrico, modelo matemático, flujo laminar, flujo radial, yacimiento fracturado, ecuación de Darcy.

Near wellbore Annular flow model with Newtonian fluids for high fractured reservoirs

Abstract

In oil well interventions such as stimulations and different kind of cementing jobs, using radioactive tracers, it has been observed through well loggings (spectral logs) that largely of the penetration are achieved in the upward direction.

To understand this process, a model is proposed to describe the flow behavior during the injection of a Newtonian fluid in a well located in a fractured reservoir.

The model is idealized in the nearby zone of the well, located inside of an carbonate rock within an oil reservoir, with presence of high fracturing and, as a result, with high horizontal and vertical permeabilities. To generate and solve this model, analytical methods, finite differences and iterative processes are used, together with a balance between ideal conditions, real parameters of the reservoir, fluids and operative conditions observed during injections jobs.

The results obtained in this model match with the upstream penetration preference observed in well logs. According to the model, the main conditions that cause this behavior are:

- Distance between gas-oil contact in the injection zone.
- Increase of the annular flow area.
- High injection rates.

This study succeeds in obtain a better understanding of the flow behavior, benefiting the design of injection jobs and, consequently, an increase of its effectiveness.

Keywords: Annular flow, carbonate rock oil reservoir, geometric model, mathematical model, laminar flow, radial flow, fractured reservoir, Darcy's equation.

Introducción

Una gran parte de las intervenciones a pozos involucran trabajos de inyección de fluidos que reaccionen con la formación, con los fluidos contenidos en el yacimiento, o que obturan zonas con aportación de fluidos no deseados del yacimiento; por ejemplo el agua de formación.

En los últimos años el Activo de Producción Cantarell, el cual administra el yacimiento más grande de México junto con otros yacimientos, en su mayoría de roca carbonatada y fracturados, ubicados en el Golfo de México, ha intensificado los trabajos de estimulación matricial, control de agua y de gas. Este incremento es consecuencia de la necesidad de mantener la producción de hidrocarburos, la cual día a día incrementa su complejidad; por ello es necesario un mayor análisis en cada una de estas intervenciones.

El uso de trazadores radioactivos durante los trabajos de inyección es una herramienta que proporciona información cualitativa de la dirección, ubicación y penetración alcanzada por estos fluidos, este tipo de herramienta ha permitido observar una invasión ascendente de los fluidos inyectados, que es más significativa al no tener una efectiva cementación en la tubería de revestimiento (TR) de explotación.

El trabajo presente se dirige a demostrar por medio de un modelo geométrico y matemático. El comportamiento

del flujo ascendente que se observa en los registros de trazadores o espectrales, proponiendo una nueva geometría que se basa en anillos que representan el espacio anular (EA) entre la TR-agujero y fracturas, que están conectadas por medio de un disco representando una zona radial; posteriormente se crea una solución matemática, la cual se basa en las ecuaciones de Navier-Stokes (1850) y la solución de Hagen-Poiseuille (1840). De esta manera se busca reproducir el tránsito de los fluidos durante su inyección, partiendo desde la cara del intervalo inyector hasta alcanzar una penetración en el yacimiento.

Definición del problema

Las intervenciones a pozos productores, tienen como objetivo incrementar la aportación de hidrocarburos, o eliminar fluidos no deseados a partir de productos químicos acidificados o sellantes. Parte de la evaluación de estas intervenciones se efectúa a través de registros espectrales, para confirmar su colocación en la vecindad del pozo mediante la incorporación de trazadores radiactivos a los productos bombeados.

Al observar estos registros se determina que el flujo tomó una dirección radial y en gran parte ascendente, esta última pasando a través de fracturas de gran espesor y/o de un espacio anular con una cementación nula o deficiente.

El comportamiento antes descrito es el que se modelará y reproducirá en el trabajo presente.

En este trabajo se expone uno de los ejemplos numerosos de registros espectrales realizados en la Región Marina Noreste de Pemex (interpretado por la compañía "O Jeito", año 2009), realizados en un yacimiento depresionado y de carbonatos fracturados. Tomado en el pozo A donde se realizó una intervención de estimulación en el intervalo 2830 - 2845 mD (2706 - 2719 mV), que consistió de las etapas siguientes:

- 3 m³ de HCl al 15 % líquido bombeado a través de tubería flexible, (diámetro 1 ½"), con isótopos radiactivos de Iridio, (rojo).
- 20 m³ HCl al 15 % gelificado, con una calidad de espuma de 65-70 %, bombeado a través del aparejo de producción con isótopos radiactivos de antimonio, (azul).

- 15 m³ HCl al 15 % líquido con una calidad de espuma de 75-78 %, bombeado a través del aparejo de producción con isótopos radiactivos de escandio, (amarillo).

La formación estimulada es Jurásico Superior Kimmeridgiano, con una litología de 80 % dolomía, 10 % caliza y 10 % arcilla, una porosidad del 15 % y una saturación de agua del 20 %; el aceite en esta zona presenta una densidad de 20.8 °API.

El CAA se encuentra a 2996 mD (2850 mV) y el CGA a 2772 mD, (2655 mV).

La **Figura 1** muestra el registro espectral de la estimulación previamente descrita, en donde se identifica un flujo en la dirección ascendente que existe en las tres etapas de bombeo trazadas. La etapa "A", resultó en una invasión vertical de 25 m tomando como referencia la cima del intervalo inyector. Con respecto a las etapas "B y C" en las que se utilizaron volúmenes similares de ácido, ambas alcanzaron una invasión vertical importante de 156 y 143 m, respectivamente.

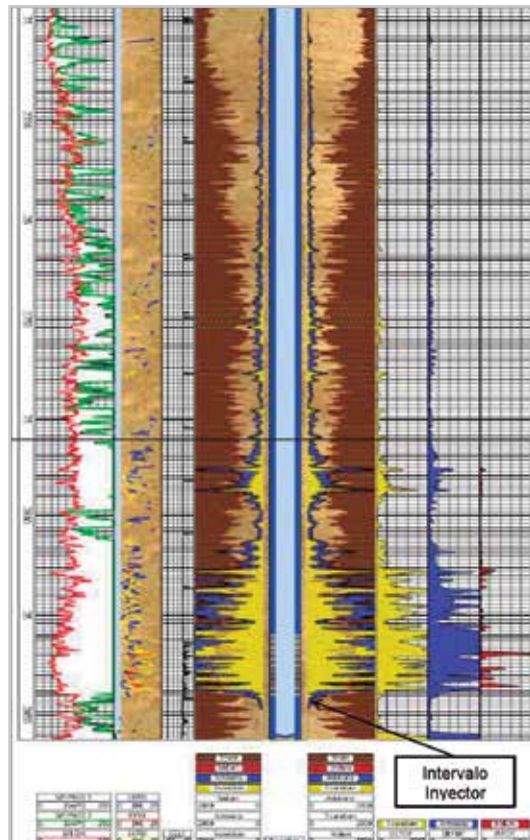


Figura 1. Registro espectral, pozo A.

Modelo geométrico

El modelo geométrico seleccionado consiste de una serie de espacios anulares conectados al pozo por medio de una zona radial, como se muestra en la **Figura 2**, involucrando

los fluidos del yacimiento fracturado y su ubicación durante un trabajo de inyección de un fluido a un tiempo t_i . Este modelo se basa en las características geológicas de los yacimientos fracturados del Activo de Producción Cantarell.

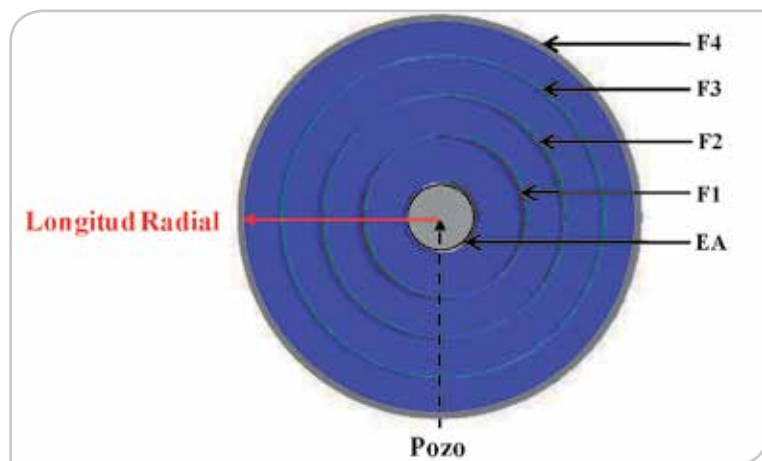


Figura 2. Vista de planta del modelo geométrico anular.

Tomando en cuenta los trabajos de inyección a la formación, el modelo geométrico propuesto, representa el pozo, en específico el liner o tubería de revestimiento de explotación que incluye el intervalo inyector, ubicado en la zona impregnada de aceite; es aquí donde se inyecta el fluido que invade la zona radial (disco), parte del *espacio anular* (primer anillo o zona anular que rodea al pozo) y cuatro *fracturas* numeradas de izquierda a derecha (anillos o zonas anulares). El

modelo geométrico también ubica los contactos agua-aceite (CAA) y gas-aceite (CGA) y el momento que el fluido inyectado alcanzó la última fractura, que en este caso se hace coincidir con la máxima penetración radial que alcanza el fluido. Por otro lado, se puede distinguir la disminución de la zona radial a medida que el fluido invade la formación, todo esto ilustrado en la **Figura 3**, representando cualitativamente lo que sucedió con los fluidos que contienen los trazadores radiactivos.

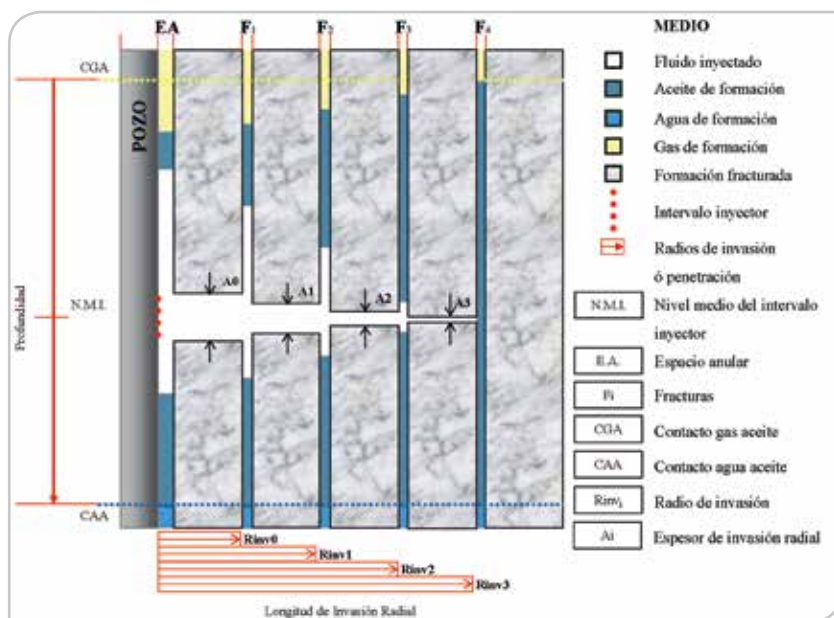


Figura 3. Corte longitudinal y radial del modelo geométrico anular.

Modelo matemático

El modelo matemático utilizado para explicar el comportamiento de un fluido inyectado en un medio fracturado parte de las ecuaciones básicas de mecánica de fluidos en medios libres. Estas ecuaciones diferenciales parciales se resuelven por zonas y conjuntamente con las condiciones de continuidad de presión y flujo, dan como resultado un sistema algebraico de ecuaciones que pueden resolverse de manera simultánea.

Como una primera aproximación se considera que todos los fluidos involucrados son newtonianos y que la zona de gas y de agua tienen un papel pasivo, de tal forma que sus condiciones físicas no se modifican por lo que ocurra en el pozo.

Primeramente el modelo geométrico se dividió en una sección superior y otra inferior, tomando como plano de referencia el nivel medio del intervalo disparado o del intervalo inyector (N.M.D.), con esto se diferencian zonas anulares y zonas radiales, tanto ascendentes como descendentes. Posteriormente, por cada una de estas zonas se estableció el gasto de fluido que se tendrá en cada una. Por último, se determinan las secciones de continuidad de presión, en cada una de ellas.

Para obtener la solución general en la zona ascendente y descendente anular se utilizan las ecuaciones de movimiento en coordenadas cilíndricas de **Navier–Stokes (1850)**, continuidad y posteriormente se obtiene su solución a través de la aproximación de **Hagen–Poiseuille (1840)**, junto con las consideraciones siguientes para el fluido, flujo y el medio poroso:

- 1) Fluido newtoniano.
- 2) Densidad y viscosidad constantes.
- 3) No existe el efecto de deslizamiento.
- 4) No se consideran las fronteras de flujo superior e inferior.
- 5) Flujo isotérmico.
- 6) Flujo estacionario.
- 7) Flujo laminar.

Al resolver las ecuaciones previamente mencionadas, conjuntamente con las consideraciones y las condiciones de frontera, se logró llegar a las soluciones generales siguientes:

Solución general para el flujo en la zona anular ascendente:

$$p_{0u} = \frac{8\mu q_u}{\pi R^4} \left[\frac{L_u}{1 - K^4 + \frac{1}{\ln(K)}(1 - 2K^2 + K^4)} \right] + \rho g L_u + p_{Lu}. \quad (1)$$

Considerando:

- Dirección de flujo opuesta a la presión hidrostática.
- Longitudes ascendentes positivas.
- Gasto del fluido positivo.

Solución general para el flujo en la zona anular descendente:

$$p_{0d} = \frac{8\mu q_d}{\pi R^4} \left[\frac{L_d}{1 - K^4 + \frac{1}{\ln(K)}(1 - 2K^2 + K^4)} \right] - \rho g L_d + p_{Ld}. \quad (2)$$

Considerando:

- Dirección de flujo en la dirección a la presión hidrostática.
- Longitudes descendentes negativas.
- Gasto del fluido con magnitud negativa.

Obteniéndose:

$$p = -\frac{q_h \mu}{2\pi k A} \ln\left(\frac{r}{r_i}\right) - \rho g z + p_i. \quad (3)$$

Solución para la zona de equilibrio

La solución en la zona de equilibrio se basó en diversas ecuaciones que relacionan la presión hidrostática causada

Solución general para el flujo radial (área de invasión)

En la zona radial se utilizó la ecuación de **Darcy (1850)**, en coordenadas radiales contemplando un espesor inicial del disco igual a la longitud del intervalo disparado, que representa la zona de penetración radial, el cual disminuye al aumentar el radio de invasión.

por los fluidos empleados en la estimulación, considerando las presiones generadas por los empujes del casquete de gas y derivadas de un acuífero activo; las ecuaciones son las siguientes:

Zona del casquete de gas

$$p_g = \rho_g g(L_{tou} - z) + p_{cga}. \quad (4)$$

Zona del acuífero

$$p_w = -\rho_w g(L_{tod} + z) + p_{cwa}. \quad (5)$$

Zona de aceite descendente

$$p_{od} = -\rho_o g(z + L_{tod}) + p_{cwa}. \quad (6)$$

Zona saturada con el fluido inyectado

$$p_i = -\rho_i g\left(z + \frac{A}{2}\right) - \rho_o g\left(-\frac{A}{2} + L_{tod}\right) + p_{cwa}. \quad (7)$$

Zona de aceite ascendente

$$p_{ou} = -\rho_o g(-A + L_{tod} + z) - A\rho_i g + p_{cwa}. \quad (8)$$

donde " L_{tou} ", está dada por:

$$L_{tou} = \frac{-Ag(\rho_i - \rho_o) + p_{cwa} - p_{cga}}{\rho_o g} - L_{tod}. \quad (9)$$

Estas ecuaciones en conjunto proporcionan la presión a nivel medio del intervalo disparado (*N.M.I.*), o la presión de yacimiento p_{vac} ubicada en el punto en la zona radial donde el fluido inyectado ya no tiene movimiento.

Solución para el gasto del fluido "q"

Otro parámetro importante es el gasto del fluido inyectado y cómo se distribuye en cada una de las zonas anulares y radiales, para ello se empleará la ecuación general siguiente:

$$q_0 = q_u + q_d + q_h. \quad (10)$$

• Espacio anular

Solución para calcular la presión ascendente en el espacio anular.

$$p_{m0} = \frac{8q_{u0} [\mu_i L_{iu0} + \mu_a (L_{au0} - L_{iu0})]}{\pi R_{pE0}^4 \left[1 - K_0^4 + \frac{1}{\ln(K_0)} (1 - 2K_0^2 + K_0^4) \right]} + \rho_i g L_{iu0} + \rho_a g (L_{au0} - L_{iu0}) + p_{CGA}. \quad (11)$$

Solución para calcular la presión descendente en el espacio anular.

$$p_{id0} = \frac{8q_{d0} [\mu_i L_{id0} + \mu_a (L_{ad0} - L_{id0})]}{\pi R_{pE0}^4 \left[1 - K_0^4 + \frac{1}{\ln(K_0)} (1 - 2K_0^2 + K_0^4) \right]} + \rho_i g L_{id0} + \rho_a g (L_{ad0} - L_{id0}) + p_{CAA}. \quad (12)$$

Solución para determinar la presión ascendente en la zona radial.

$$p_{iu0} = -\frac{q_0 \mu_i}{2\pi k_0 A_0} \ln \left(\frac{R_{pE0}}{R_{pI0}} \right) - \rho_i g \left(\frac{A_0}{2} \right) + p_{ir0}. \quad (13)$$

Solución para determinar la presión descendente en la zona radial.

$$p_{id0} = -\frac{q_0 \mu_i}{2\pi k_0 A_0} \ln \left(\frac{R_{pE0}}{R_{pI0}} \right) + \rho_i g \left(\frac{A_0}{2} \right) + p_{ir0}. \quad (14)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial en el plano de referencia.

$$P_{ir1} = -\frac{q_{h0} \mu_i}{2\pi k_0 A_0} \ln \left(\frac{R_{imv0}}{R_{pE0}} \right) - \frac{q_0 \mu_i}{2\pi k_0 A_0} \ln \left(\frac{R_{pE0}}{R_{pI0}} \right) + p_{ir0}. \quad (15)$$

Para desarrollar todas las ecuaciones del modelo, las soluciones generales se particularizan para cada área de flujo anular tomando en cuenta las consideraciones físicas ilustradas en las **Figuras 4 y 5**.

Posteriormente se unen para conformar el modelo matemático:

Solución para determinar los gastos de los fluidos para cada una de las zonas involucradas.

$$q_0 = q_{u0} + q_{d0} + q_{h0}. \quad (16)$$

Fractura 1:

Solución para calcular la presión en la zona anular ascendente.

$$p_{iu1} = \frac{8q_{u1} [\mu_i L_{iu1} + \mu_a (L_{au1} - L_{iu1})]}{\pi R_{pE1}^4 \left[1 - K_1^4 + \frac{1}{\ln(K_1)} (1 - 2K_1^2 + K_1^4) \right]} + \rho_i g L_{iu1} + \rho_a g (L_{au1} - L_{iu1}) + p_{CGA}. \quad (17)$$

Solución para calcular la presión en la zona anular descendente.

$$p_{id1} = \frac{8q_{d1} [\mu_i L_{id1} + \mu_a (L_{ad1} - L_{id1})]}{\pi R_{pE1}^4 \left[1 - K_1^4 + \frac{1}{\ln(K_1)} (1 - 2K_1^2 + K_1^4) \right]} + \rho_i g L_{id1} + \rho_a g (L_{ad1} - L_{id1}) + p_{CAA}. \quad (18)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial ascendente.

$$p_{ir1} = -\frac{q_{h0} \mu_i}{2\pi k_1 A_1} \ln\left(\frac{R_{pE1}}{R_{pI1}}\right) - \rho_i g \left(\frac{A_1}{2}\right) + p_{ir1}. \quad (19)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial descendente.

$$p_{id1} = -\frac{q_{h0} \mu_i}{2\pi k_1 A_1} \ln\left(\frac{R_{pE1}}{R_{pI1}}\right) + \rho_i g \left(\frac{A_1}{2}\right) + p_{ir1}. \quad (20)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial en el plano de referencia

$$p_{ir2} = -\frac{q_{h1} \mu_i}{2\pi k_1 A_1} \ln\left(\frac{R_{inv1}}{R_{pE1}}\right) - \frac{q_{h0} \mu_i}{2\pi k_1 A_1} \ln\left(\frac{R_{pE1}}{R_{pI1}}\right) + p_{ir1}. \quad (21)$$

Solución para determinar los gastos de los fluidos para cada una de las zonas involucradas.

$$q_{h0} = q_{u1} + q_{d1} + q_{h1}. \quad (22)$$

Fractura 2:

Solución para calcular la presión en la zona anular ascendente.

$$P_{iu2} = \frac{8q_{u2}[\mu_i L_{iu2} + \mu_a (L_{au2} - L_{iu2})]}{\pi R_{pE2}^4 \left[1 - K_2^4 + \frac{1}{\ln(K_2)} (1 - 2K_2^2 + K_2^4) \right]} + \rho_i g L_{iu2} + \rho_a g (L_{au2} - L_{iu2}) + p_{CGA}. \quad (23)$$

Solución para calcular la presión en la zona anular descendente.

$$P_{id2} = \frac{8q_{d2}[\mu_i L_{id2} + \mu_a (L_{ad2} - L_{id2})]}{\pi R_{pE2}^4 \left[1 - K_2^4 + \frac{1}{\ln(K_2)} (1 - 2K_2^2 + K_2^4) \right]} + \rho_i g L_{id2} + \rho_a g (L_{ad2} - L_{id2}) + p_{CAA}. \quad (24)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial ascendente.

$$P_{iu2} = -\frac{q_{h1} \mu_i}{2\pi k_2 A_2} \ln\left(\frac{R_{pE2}}{R_{pl2}}\right) - \rho_i g \left(\frac{A_2}{2}\right) + p_{ir2}. \quad (25)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial descendente.

$$P_{id2} = -\frac{q_{h1} \mu_i}{2\pi k_2 A_2} \ln\left(\frac{R_{pE2}}{R_{pl2}}\right) + \rho_i g \left(\frac{A_2}{2}\right) + p_{ir2}. \quad (26)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial en el plano de referencia

$$P_{ir3} = -\frac{q_{h2} \mu_i}{2\pi k_2 A_2} \ln\left(\frac{R_{inv2}}{R_{pE2}}\right) - \frac{q_{h2} \mu_i}{2\pi k_2 A_2} \ln\left(\frac{R_{pE2}}{R_{pl2}}\right) + p_{ir2}. \quad (27)$$

Solución para determinar los gastos de los fluidos para cada una de las zonas involucradas.

$$q_{h1} = q_{u2} + q_{d2} + q_{h2}. \quad (28)$$

Fractura 3:

Solución para calcular la presión en la zona anular ascendente.

$$P_{iu3} = \frac{8q_{u3}[\mu_i L_{iu3} + \mu_a (L_{au3} - L_{iu3})]}{\pi R_{pE3}^4 \left[1 - K_3^4 + \frac{1}{\ln(K_3)} (1 - 2K_3^2 + K_3^4) \right]} + \rho_i g L_{iu3} + \rho_a g (L_{au3} - L_{iu3}) + p_{CGA}. \quad (29)$$

Solución para calcular la presión en la zona anular descendente.

$$p_{id3} = \frac{8q_{d3} [\mu_i L_{id3} + \mu_a (L_{ad3} - L_{id3})]}{\pi R_{pE3}^4 \left[1 - K_3^4 + \frac{1}{\ln(K_3)} (1 - 2K_3^2 + K_3^4) \right]} + \rho_i g L_{id3} + \rho_a g (L_{ad3} - L_{id3}) + P_{CAA}. \quad (30)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial ascendente.

$$p_{iu3} = -\frac{q_{h2} \mu_i}{2\pi k_3 A_3} \ln \left(\frac{R_{pE3}}{R_{pl3}} \right) - \rho_i g \left(\frac{A_3}{2} \right) + p_{ir3}. \quad (31)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial descendente.

$$p_{id3} = -\frac{q_{h2} \mu_i}{2\pi k_3 A_3} \ln \left(\frac{R_{pE3}}{R_{pl3}} \right) + \rho_i g \left(\frac{A_3}{2} \right) + p_{ir3}. \quad (32)$$

Solución para determinar la presión en la zona radial en el plano de referencia.

$$p_{yac} = -\frac{q_{h3} \mu_i}{2\pi k_3 A_3} \ln \left(\frac{R_{inv3}}{R_{pE3}} \right) - \frac{q_{h3} \mu_i}{2\pi k_3 A_3} \ln \left(\frac{R_{pE3}}{R_{pl3}} \right) + p_{ir3}. \quad (33)$$

Solución para determinar los gastos de los fluidos para cada una de las zonas involucradas.

$$q_{h2} = q_{u3} + q_{d3} + q_{h3}. \quad (34)$$

Es de destacar que al usar las ecuaciones en el plano de referencia requieren obtenerse por medios directos; por ejemplo, a través de sensores de presión ubicados en los contactos agua-aceite, gas-aceite y a nivel medio del intervalo, (esta última como referencia), todos ellos en condiciones estáticas o sin perturbación alguna de flujo.

Condición inicial y programación

Se considera que se inyectó agua a la formación, invadiendo la zona radial y una longitud pequeña de cada zona anular, determinando las longitudes impregnadas de aceite dentro del espacio anular y las fracturas, más la presión en los contactos agua-aceite y gas-aceite y las presiones resultantes, se obtiene la "condición inicial".

Entonces utilizando la solución para la zona de equilibrio y proponiendo una serie de valores para cada parámetro involucrado, **Tabla 1**, en donde la mayor parte de ellos son reales, tomados de intervenciones en el Campo Cantarell utilizando datos ideales (fluidos newtonianos), se obtuvo lo siguiente:

- i. Tomando como referencia la posición de la presión del contacto gas – aceite en el espacio anular y las fracturas, dentro de zona de aceite ascendente, se obtuvieron todas los valores de "L_{av}" que se conjuntan en la **Tabla 2**.

Presión de referencia 80.00 kg/cm²
(Presión en el CGA)

ii. Tomando como referencia la posición de la presión del yacimiento a nivel medio de los disparos, dentro del

espacio anular y las fracturas, se obtienen los valores de " L_{ad} ", que se muestran en la **Tabla 3**.

Tabla 1. Parámetros y constantes para las ecuaciones de equilibrio.

Parámetro	Valor	Unidades de cálculo	Valor	Unidades de campo
p_{cwa}	10787315	Pa	110	Kg/cm ²
p_{cga}	7845320	Pa	80	Kg/cm ²
ρ_g	62.48	Kg/m ³	0.06248	gr/cm ³
ρ_i	1500	Kg/m ³	1.50	gr/cm ³
ρ_o	920	Kg/m ³	0.92	gr/cm ³
ρ_w	1000	Kg/m ³	1.00	gr/cm ³
g	9.81	m/seg ²	-	-
A_0	10	M	-	-
A_1	5	M	-	-
A_2	2.5	M	-	-
A_3	1.25	M	-	-
A_4	0.0002	M	-	-
L_{tod}	163	M	-	-

Tabla 2. Longitud de fractura saturada con aceite, en la zona ascendente.

	L_{au}
	[m]
Espacio anular	156.67125
Fractura 1	159.82343
Fractura 2	161.39951
Fractura 3	162.18756
Fractura 4	162.97548

Tabla 3. Longitud de fractura saturada con aceite en la zona descendente.

	L_{ad}
	[m]
Espacio anular	161.059
Fractura 1	162.026
Fractura 2	162.509
Fractura 3	162.751
Fractura 4	162.988

Presión de referencia 95 kg/cm², (presión de yacimiento p_{yac})

Finalmente, se propuso un valor de 0.1 m, el cual representa la invasión del fluido inyectado en el *espacio anular* y *fracturas* (L_{iun} , L_{idn}), justo un momento después de presentarse la invasión radial, concluyendo así el cálculo de

la “condición inicial”.

Programación y consideraciones generales

Para la programación y solución numérica se utilizó Fortran 95 y un paquete de visualización comercial. El diagrama de flujo del método numérico se muestra en la **Figura 4**.

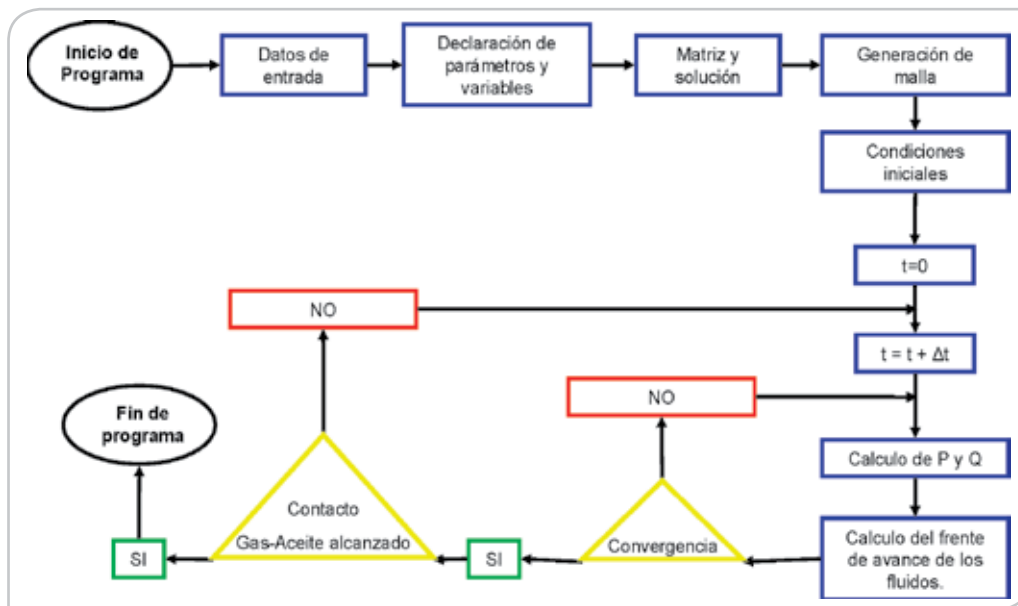


Figura 6. Secuencia de cálculo del programa inyección fracturas.

Las consideraciones generales del programa *inyección fracturas*, plantea dos escenarios en la vecindad del pozo, diferenciados por la distancia del intervalo inyector con respecto a los contactos gas – aceite (CGA) y agua – aceite (CAA), en el “escenario I” se considera una distancia equidistante del NMI a cada uno de ellos y el “escenario II” se considera una distancia de 63 m al CGA y de 263 m al CAA, cada escenario considera cinco casos con las siguientes características:

- Caso A, EA sin cementar y 0.001 m de espesor de las tres fracturas.
- Caso B, EA cementado, 0.003 m de espesor fractura 1 y 0.001 m fracturas 2-3.
- Caso C, EA cementado, 0.003 m de espesor fractura 2 y 0.001 m fracturas 1-3.
- Caso D, EA cementado, 0.003 m de espesor fractura 3 y 0.001 m fracturas 1-2.
- Caso E, EA cementado y 0.001 m de espesor todas las fracturas.

Para cada escenario se utilizaron datos de campo obtenidos de diversas operaciones de inyección, posteriormente se visualizará el comportamiento de la presión, gasto y velocidad de los fluidos inyectados a través de gráficos 2D.

Los escenarios se eligieron de acuerdo a las operaciones, características de pozo y formación que se presentan con frecuencia en el campo Cantarell, esto es, cementaciones deficientes en los liner de explotación derivado de la baja presión del yacimiento, alto fracturamiento de la roca productora y la posición de los contactos CAA y CGA.

Los datos en común que tendrá cada escenario propuesto dentro del programa inyección de fracturas están en la **Tabla 4**. Otra consideración es respecto a la permeabilidad que será la misma en la zona radial para todas las secciones. En la **Tabla 5** se presentan los radios de la pared interna del espacio anular y fracturas, así como los radios de invasión. Es importante señalar que para cada caso, el radio de la pared exterior cambia con el fin de reducir o ampliar el espesor de cada zona anular.

Tabla 4. Datos involucrados en el programa.

Parámetro	Valor	Unidades [MKS]	Valor	Unidades [Campo]
μ_i	0.06	Pa.s	60	cp
μ_a	0.0005	Pa.s	0.5	cp
μ_o	0.01324896	m ³ /seg	5	bpm
$k_{o'} k_{1'} k_{2'} k_3$	2.96077 $\times 10^{-12}$	m ²	3000	mD
ρ_{CAA}	10787315	Pa	110	Kg/cm ²
ρ_{CGA}	7845320	Pa	80	Kg/cm ²
ρ_i	1500	Kg/m ³	1.50	gr/cm ³
ρ_a	920	Kg/m ³	0.92	gr/cm ³

Tabla 5. Valores de los radios involucrados en el programa.

Parámetro	Valor	Unidades [MKS]	Parámetro	Valor	Unidades [MKS]
R_{PI0}	0.06985	M	R_{inv0}	0.19368	M
R_{PI1}	0.19368	M	R_{inv1}	0.27242	M
R_{PI2}	0.27242	M	R_{inv2}	0.35116	M
R_{PI3}	0.35116	M	R_{inv3}	0.42990	M

En todos los escenarios se simulará la inyección de 95.39 m³ de un fluido newtoniano (agua) con un tiempo máximo de 2 hrs de bombeo, este tiempo puede disminuir en el momento que el fluido inyectado viaje por el espacio anular o fracturas y alcance la profundidad del CGA.

Con referencia a la zona del pozo y su vecindad dentro del yacimiento fracturado, se maneja una tubería de

revestimiento de explotación con un diámetro exterior de 5.5 pg, dentro de un agujero de 6.5 pg y un intervalo inyector de 10 m de longitud.

Como muestra del tipo de gráficos y resultados que genera el programa se muestran las **Figuras 5, 6, 7, 8 y 9**, que corresponden al *Escenario 1, Caso C*.

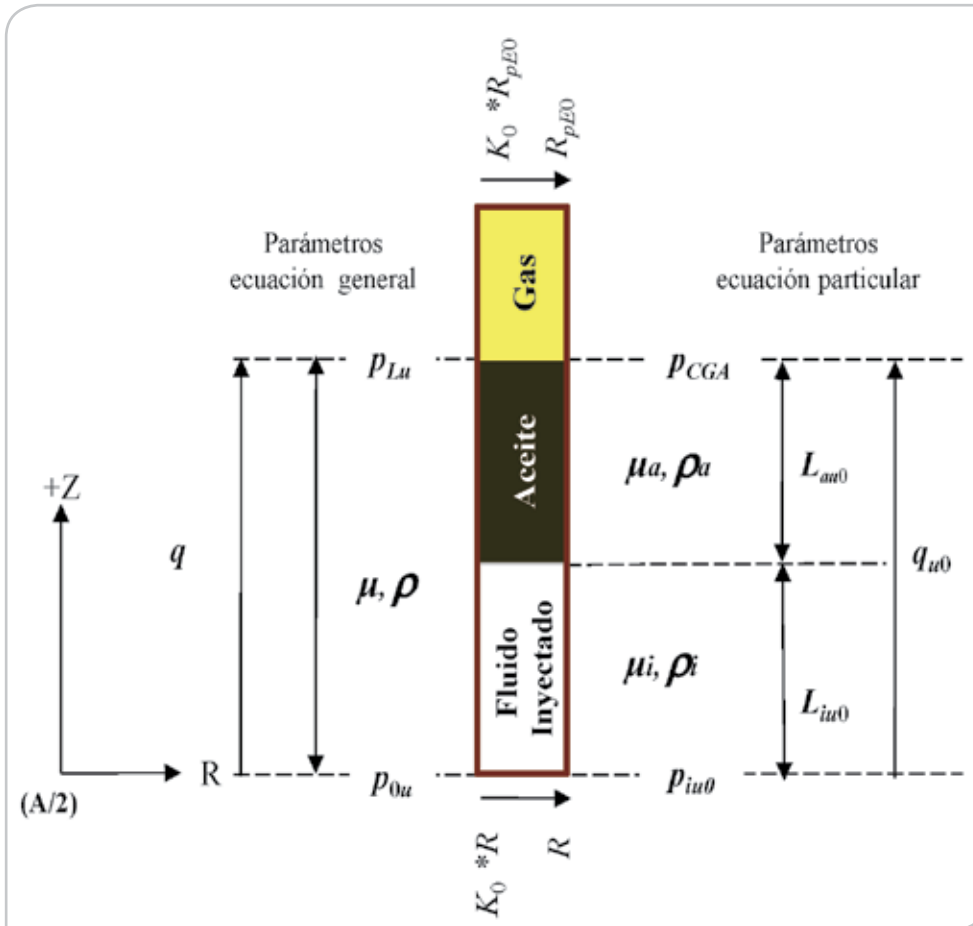


Figura 4. Fluidos y parámetros involucrados en el flujo anular ascendente.

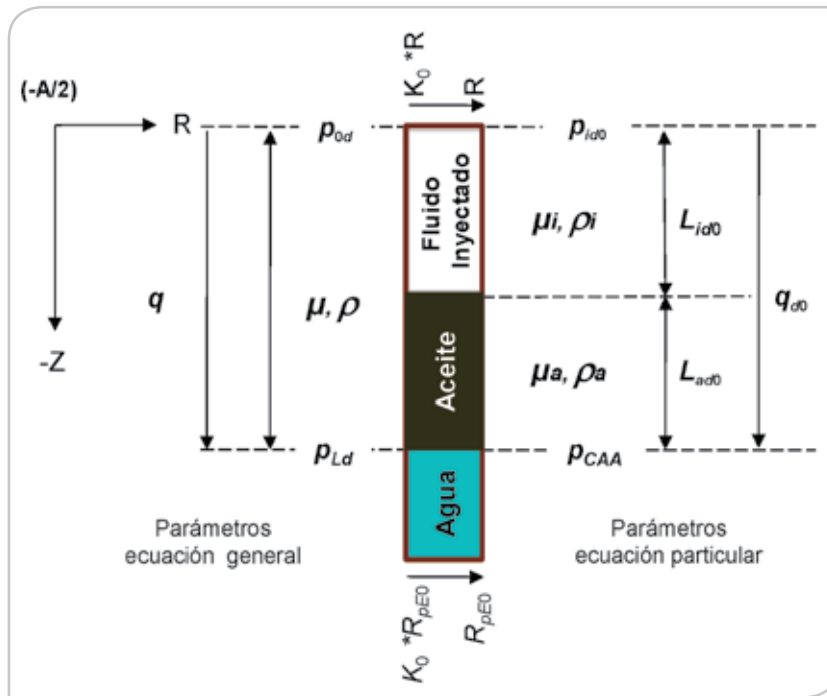


Figura 5. Fluidos y parámetros que participan en el flujo descendente del espacio anular.

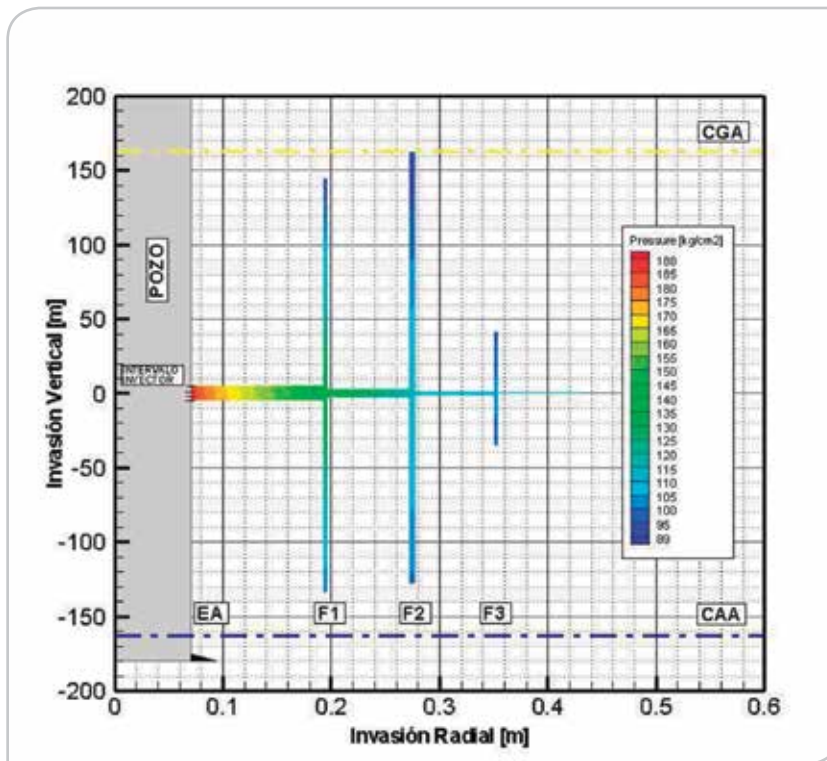


Figura 7. Invasión y comportamiento de la presión del fluido inyectado.

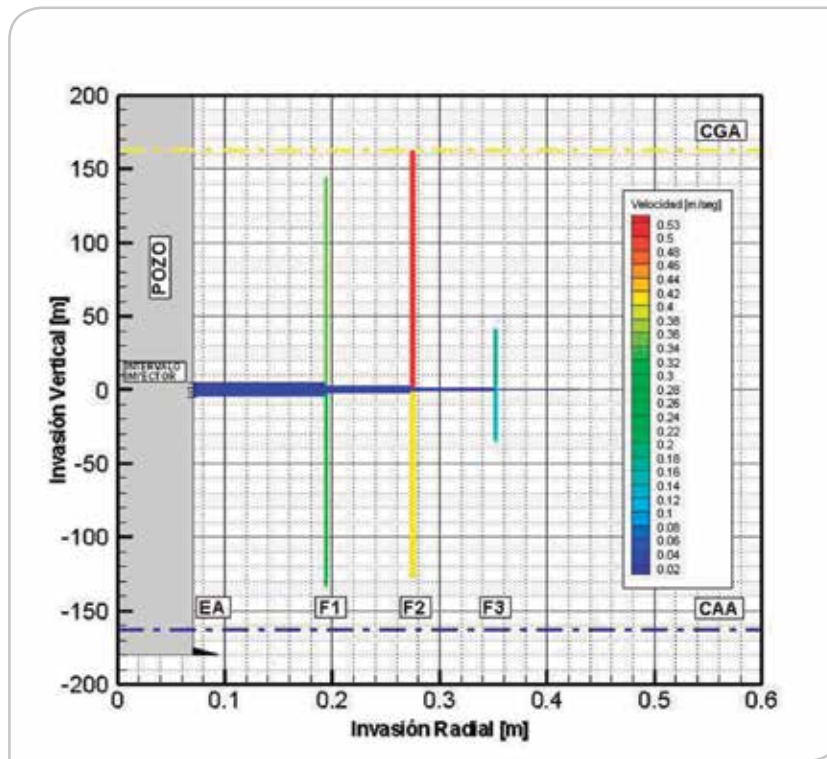


Figura 8. Invasión y comportamiento de la velocidad del fluido inyectado.

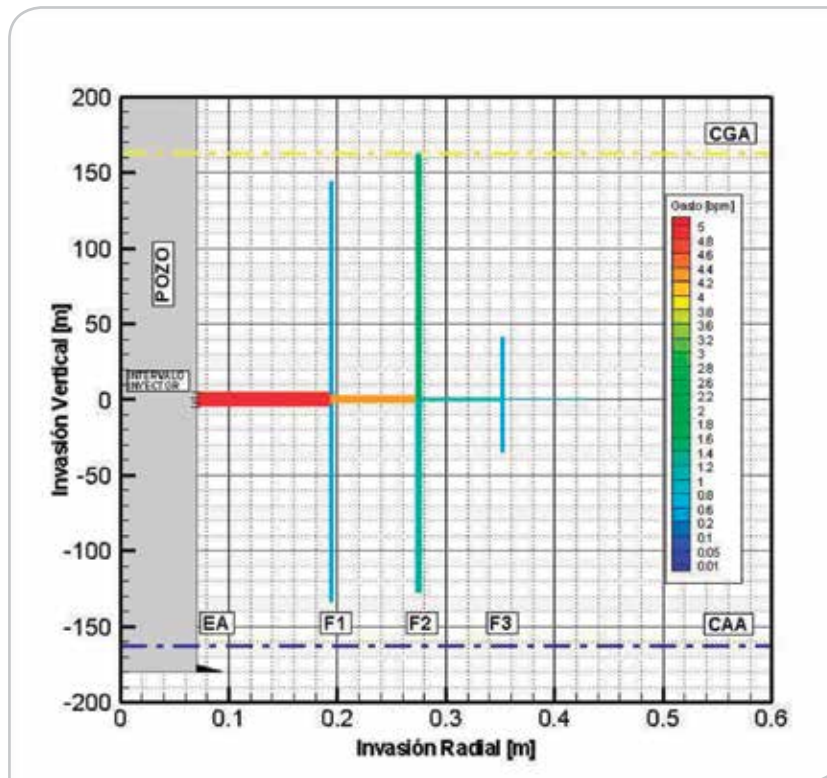


Figura 9. Invasión y comportamiento del gasto del fluido inyectado.

Interpretación de datos y resultados

De acuerdo a las gráficas de presión, velocidad y gasto previamente mencionadas, en todos los escenarios realizados el fluido inyectado presentó una mayor penetración vertical y gasto en dirección ascendente en el espacio anular no cementado o en fracturas de mayor espesor.

Adicionalmente, el comportamiento de la presión de inyección aumenta con un *espacio anular* cementado o bien donde no existen fracturas de gran espesor. Con base

en lo antes descrito, se visualiza una mayor penetración y distribución radial del fluido inyectado que contribuye a la disminución de la velocidad aunque ésta, también se ve sensiblemente afectada por la proximidad al contacto gas-aceite.

Para apreciar de manera más sencilla lo citado con respecto a la presión y la velocidad, en la **Figura 10**, se muestran los dos *escenarios*, comparando cada uno de sus *casos* en los parámetros de presión y velocidad máxima que se presenta en la zona radial y/o en todas las fracturas.

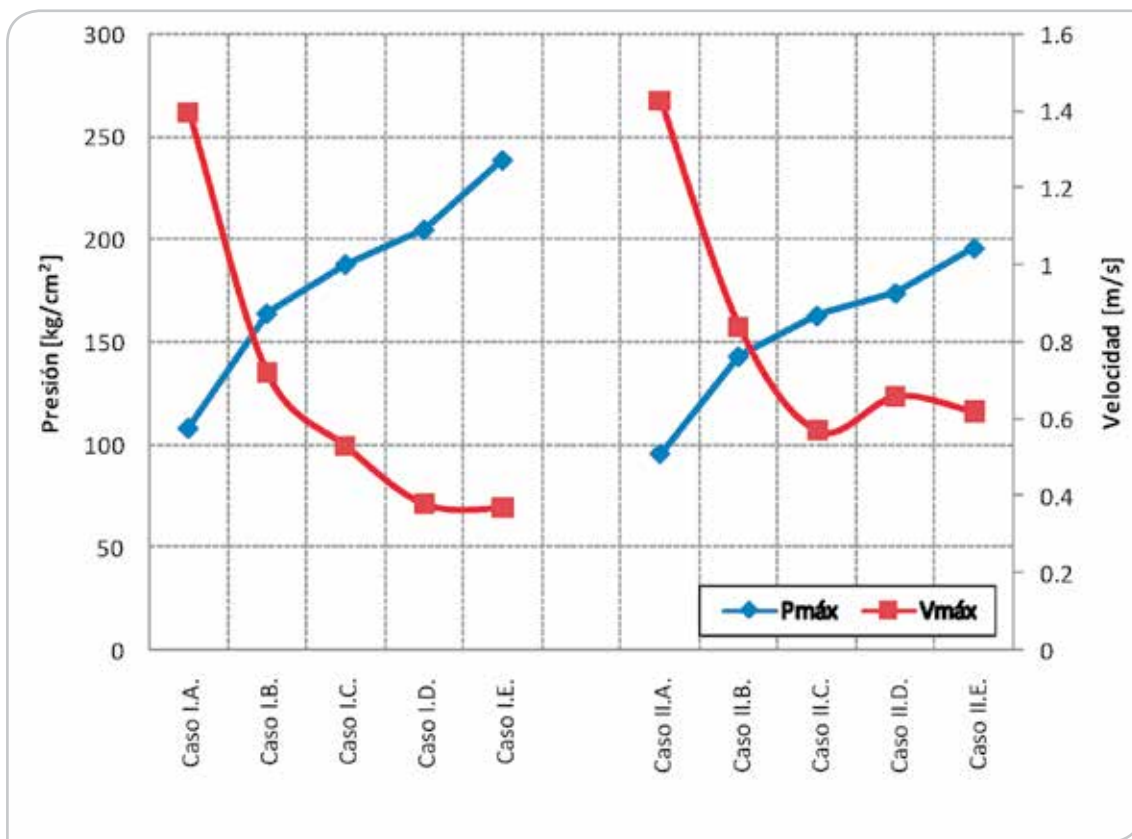


Figura 10. Tendencias de presión y velocidad máximas, escenario I y II.

Otra forma de analizar lo que sucede con las presiones y las velocidades en cada *escenario* es a partir de sacar las diferencias entre ellos, como se muestra en la **Figura 11**.

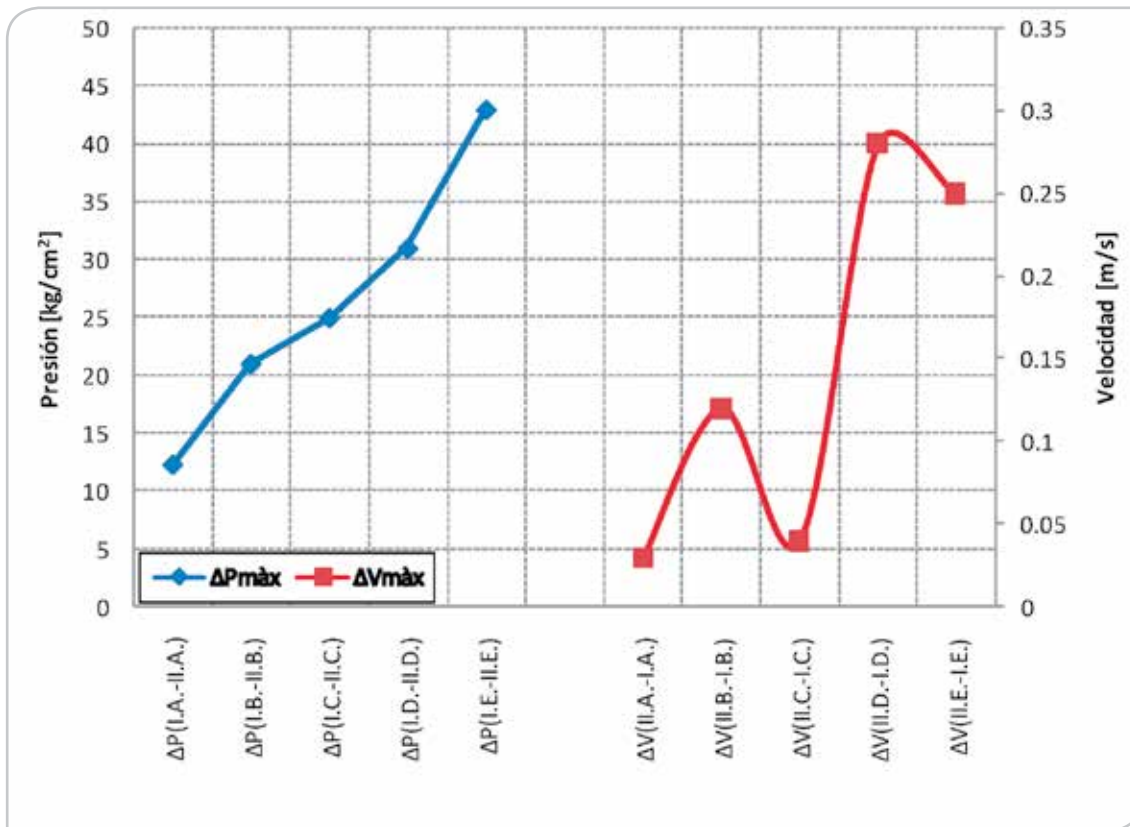


Figura 11. Diferencias de las presiones y velocidades máximas entre los escenarios I y II.

En las Figuras 10 y 11, se observa cómo la presión incrementa a medida que las fracturas de mayor espesor se alejan del intervalo inyector y/o al cerrar el espacio anular, además se aprecia una mayor presión en el *escenario I* (caso I.A al I.E), debido a que se encuentra más alejado del contacto gas – aceite. Con respecto a la velocidad se observa una mayor velocidad en el *escenario II* (caso II.A al II.E), esto propiciado por la cercanía al contacto gas – aceite.

Conclusiones

- Se desarrolló un modelo geométrico y otro matemático con base en las características de los yacimientos naturalmente fracturados, combinando flujo radial y flujo anular, para fluidos newtonianos utilizando parámetros reales de campo y presiones de los contactos gas-aceite y agua-aceite.
- Se demostró matemáticamente el fenómeno de flujo vertical ascendente, que se presenta

durante trabajos de inyección de fluidos como son de estimulaciones y diversas operaciones de cementación.

- A medida que el intervalo inyector se acerca al CGA, los fluidos que se inyecten adquirirán una mayor velocidad dentro de las fracturas o espacios anulares.
- Una gran parte del gasto del fluido inyectado, se direcciona hacia las fracturas de mayor espesor y/o al espacio anular si no está cementado.
- El modelo posee la flexibilidad de manejar una gran cantidad de parámetros y simular una diversidad importante de escenarios.
- El análisis y estudio de este modelo es una herramienta que facilita la comprensión del comportamiento de flujo en medios fracturados.

Nomenclatura

A_i	=	Espesor de la invasión radial [L].	p_{CGA}, p_g	=	Presión del contacto gas - aceite [M/Lt ²]
g_i	=	Fuerza total por unidad de masa que actúa sobre el componente [L/t ²].	p_{id_i}	=	Presión de inyección descendente [M/Lt ²].
K_i	=	Factor de proporcionalidad de los radios en las zonas anulares, adimensional.	p_{ir_i}	=	Presión de inyección radial [M/Lt ²].
k_i	=	Permeabilidad en la zona radial [ML/t ³ T].	p_{iu_i}	=	Presión de inyección ascendente [M/Lt ²].
Lad_i	=	Longitud impregnada de aceite en la zona anular descendente [L].	p_{Ld}	=	Presión en el contacto aceite-fluido inyectado en la zona descendente [M/Lt ²].
Lau_i	=	Longitud impregnada de aceite en la zona anular ascendente [L].	p_{Lu}	=	Presión en el contacto aceite-fluido inyectado en la zona ascendente [M/Lt ²].
Ld	=	Longitud que alcanza el fluido dentro de la zona anular descendente [L].	p_{od}	=	Presión en la zona descendente impregnada de aceite [M/Lt ²].
Lid_i	=	Longitud impregnada del fluido inyectado en la zona anular descendente [L].	p_{ou}	=	Presión en la zona ascendente impregnada de aceite [M/Lt ²].
Liu_i	=	Longitud impregnada del fluido inyectado en la zona anular ascendente [L].	p_{yac}	=	Presión de yacimiento [M/Lt ²].
$Ltod$	=	Longitud impregnada de aceite dentro de la fractura en la zona descendente [L].	q_0	=	Gasto total de inyección en la formación [L ³ /t].
$Ltou$	=	Longitud impregnada de aceite dentro de la fractura en la zona ascendente [L].	q_{di}	=	Gasto de fluido descendente en zonas anulares en formación [L ³ /t].
Lu	=	Longitud que alcanza el fluido dentro de la zona anular ascendente [L].	q_{hi}	=	Gasto de fluido horizontal en la zona radial en formación [L ³ /t].
p	=	Presión del fluido [M/Lt ²].	q_{ui}	=	Gasto de fluido ascendente en zonas anulares en formación [L ³ /t].
p_{Od}	=	Presión al entrar el fluido inyectado a la zona anular descendente [M/Lt ²].	R	=	Radio exterior de la zona radial [L] o componente en coordenadas cilíndricas.
p_{Ou}	=	Presión al entrar el fluido inyectado a la zona anular ascendente [M/Lt ²].	r_i	=	Radio interior de la zona radial [L].
p_{CAA}, p_w	=	Presión del contacto agua - aceite [M/Lt ²]	R_{inv_i}	=	Radio de invasión [L].
			R_{pE_i}	=	Radio de la pared exterior [L].
			R_{pl_i}	=	Radio de pared interior [L].
			T	=	Tiempo [t].

u_i	=	Velocidad en componentes cilíndricas [L/t].	T	=	Total.
V	=	Velocidad de un fluido en las zonas anulares [L/t].	U	=	Dirección o zona ascendente.
Z	=	Posición vertical dentro de la zona radial [L], [-L] o componente en coordenadas cilíndricas.	CAA, w	=	Presión del contacto agua - aceite [M/Lt ²].
μ_i	=	Viscosidad del fluido de la especie [M/Lt].	CGA, g	=	Presión del contacto gas - aceite [M/Lt ²].
π	=	3.14159...	R, r	=	Dirección radial o radio.
ρ	=	Densidad del fluido [M ³ /L ³].	L	=	Posición.
ρ_i	=	Densidad del fluido de la especie i [M ³ /L ³].	Yac	=	Yacimiento.
			h	=	Dirección o zona horizontal.
			Inv	=	Invasión.
			Pe	=	Pared exterior.
			PI	=	Pared interior.

Subíndices

α, o	=	Aceite.
D	=	Dirección o zona descendente.
I	=	Fluido inyectado. Distingue la especie o elemento en cuestión. Interno.

Referencia

1. Bird, R.B., Stewart, W.E. y Lightfoot, E.N. 2006. *Fenómenos de Transporte*, segunda edición. México: Limusa-Wiley.

Semblanza de los autores

M. en I. Carlos Deolarte Guerrero

Estudios realizados: Maestría en ingeniería petrolera y gas natural, especialidad perforación, UNAM, titulado en el año 2012. Ingeniero Petrolero, IPN titulado en el año 2001.

Experiencia Laboral: Pemex Exploración y Producción de octubre 2001 a la fecha.

Áreas de trabajo: Departamento de Yacimientos (Activo Ek-Balam); Coordinación de operaciones (Unidad Operativa Noreste); bases y evaluación técnica de pozos, ingeniería de reparación de pozos, coordinación operativa de pozos, grupo de reparaciones menores, grupo VCDSE Akal, coordinación del grupo multidisciplinario de proyectos de explotación pozos, (activo de producción Cantarell).

Especialidad: diseño, supervisión y ejecución de reparaciones a pozos con problemas de producción de agua y gas de formación en instalaciones costa fuera.

Conferencias: diversas participaciones en los CMP y jornadas técnicas AIPM.

Publicaciones: en SPE, CMP y UNAM, referidas a diversos métodos de control de producción de agua y modelos matemáticos en yacimientos fracturados.

Cursos: en Ingeniería de yacimientos, reparaciones, software de pruebas de presión, técnicas de trabajo y seguridad.

Dr. Eric Emanuel Luna Rojero

Físico por la Universidad Autónoma de Zacatecas

Maestro en Ciencias (física), por la Facultad de Ciencias de la UNAM.

Doctor en Ingeniería Mecánica por la Facultad de Ingeniería de la UNAM.

Académico en la Facultad de Ingeniería de la UNAM desde 1994.

Investigador en el Instituto Mexicano del Petróleo desde 1999.