

MODELO DE DIAGNÓSTICO DE DAÑO POR MEDIO DE CURVA IPR

Informe final SINERGIAS



**Universidad Nacional de Colombia
Sede Medellín
Facultad de Minas**

Marzo de 2019

CONTENIDO

Diagnóstico del Factor Skin mediante la Curva IPR con modelo de flujo de Darcy.	4
INTRODUCCIÓN	4
1. Black oil:	5
2. Dry gas	9
3. Retrograde gas	11
4. Water Injection	13
5. Gas Injection	14
6. IPR multicapa	15
REFERENCIAS	16

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR BLACK OIL	9
FIGURA 2. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR DRY GAS.	11
FIGURA 3. ZONAS DE SATURACIÓN EN UN YACIMIENTO DE GAS RETROGRADO. TOMADO DE [5]	12
FIGURA 4. D DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR RETROGRADE GAS.	13
FIGURA 5. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR DE POZO INYECTOR DE AGUA.	14
FIGURA 6. DIAGRAMA DE FLUJO PARA EL CÁLCULO DE LA IPR PARA POZO INYECTOR DE GAS.	15

Diagnóstico del Factor Skin mediante la Curva IPR con modelo de flujo de Darcy.

La respuesta en productividad de los pozos está asociada a la interacción entre el desempeño del yacimiento y el diseño de completamiento. El primer aspecto se estudia convencionalmente mediante el concepto de IPR (Inflow Performance Relationship) que define la expectativa de entrega de un reservorio en función de las propiedades petrofísicas de la roca, el sistema de fluidos contenidos, la caída de presión generada en cara de pozo y los cambios de estas propiedades en el tiempo por efecto de la misma dinámica de flujo. El concepto de factor de daño de formación, S , se incluye en la IPR para capturar desviaciones del comportamiento ideal. En la práctica, se hacen comparaciones de las tasas de flujo (aceite, agua y gas) medidas en un instante de tiempo con las predichas por la IPR para estimar el valor del factor S . Este análisis en la mayoría de los casos asume valores constantes de las variables de entrada, desconociendo el nivel de incertidumbre de las mismas, especialmente crítico en sistemas donde las propiedades petrofísicas y propiedades PVT de los fluidos varían en función de la presión [1].

El presente informe expone una metodología para la construcción de la curva IPR basada en la ecuación de flujo de Darcy. En la metodología presente, se incorpora a la ecuación típica de la IPR de un aceite volátil del tipo composicional, un set de funciones conocidas que den cuenta de efectos usualmente despreciados en análisis nodal convencional, a saber:

- La variación de la permeabilidad absoluta con el esfuerzo efectivo [2].
- La variación de las curvas de K_r con los exponentes de Corey.
- La variación en el tiempo de las propiedades del aceite sometido a procesos de inyección de gas [3].

INTRODUCCIÓN

El análisis nodal es una herramienta ampliamente utilizada para la evaluación de los factores que impactan la productividad o inyectividad de pozos en el contexto de campos petrolíferos. Diversas aplicaciones comerciales (p.ej Wellflo, Prosper) permiten estimar el impacto de las variables que componen lo que se conoce como curva de oferta del yacimiento o IPR y que normalmente se basa en la solución de la ecuación de difusividad para medios porosos homogéneos [4]. Para dicha ecuación, las variables de entrada, en la mayoría de los casos, dependen de otras variables de la ecuación o más típicamente de la presión. Aunque estas funciones hacen parte del input convencional de herramientas comerciales (p.ej. ecuación de estado para cálculo de propiedades PVT, curvas K_r , etc), es poco común encontrar módulos para realizar análisis de incertidumbre sobre dichas funciones, y aún más, aplicativos que incluyan efectos más complejos como variaciones de la permeabilidad con el esfuerzo efectivo o variaciones de las curvas K_r con el número capilar o los exponentes de Corey. Esta aparente falencia puede dar lugar a estimaciones imprecisas del factor de daño S o causar en general, que el análisis de incertidumbre sea una tarea engorrosa y costosa en términos de tiempo y recurso humano. [1]

Ecuación IPR Modificada

La ecuación IPR se deriva de la solución de la ecuación de difusividad que integra los fenómenos que describen el proceso físico del movimiento de fluido dentro del reservorio, a saber, la ecuación de continuidad o de conservación de la masa para obtener el balance de materia, la ecuación de flujo (ecuación de Darcy) y la ecuación de estado que da cuenta de la compresibilidad del fluido [1]. Se presenta una estrategia distinta de evaluación de la curva dependiendo de la clase de fluido presnetada en el yacimiento.

1. Black oil:

La ecuación de afluencia en su forma general para el petróleo se presenta en la ecuación 1

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot K \cdot h}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]} \int_{P_{wf}}^{Pr} f(p) dp, \quad f(p) = \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \quad (1)$$

Donde:

q_o = tasa de flujo (bbls/dia)

K = permeabilidad (md)

h = espesor de reservorio (pies)

Pr = presión de Yacimiento (psi)

P_{wf} = presión de fondo fluyendo (psi)

μ_o = viscosidad del aceite (cP)

B_o = factor volumétrico del aceite (rb/stb)

r_e = radio de drenaje de yacimiento (pies)

r_w = radio de pozo (hueco abierto) (pies)

La función $f(p)$ depende de la presión del yacimiento y la presión de fondo respecto a la presión de burbuja del fluido. Dicha función se comporta de la siguiente manera:

Para petróleo sub saturado

$$\int_{P_{wf}}^{Pr} f(p) dp = \int_{P_{wf}}^{Pr} \frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} dp = \frac{k_{ro}(Pr - P_{wf})}{(\mu_o B_o)_{av}} \quad (2)$$

Y para petróleo saturado

$$\int_{P_{wf}}^{Pr} f(p) dp = \int_{P_{wf}}^{Pr} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_b} \frac{P}{P_b} dp = \frac{Pr^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} \right)_{P_b} \quad (3)$$

De acuerdo con lo anterior, en la práctica se pueden observar tres casos que se ejemplifican a continuación,

a) Cuando P_{wf} y $P_r > P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \frac{k_{ro}(Pr - P_{wf})}{(\mu_o B_o)_{av}} \quad (4)$$

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h \cdot k_{ro}(Pr - P_{wf})}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right] (\mu_o B_o)_{av}} \quad (5)$$

b) Cuando P_{wf} y $P_r < P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} f(p) dp = \frac{Pr^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{(\mu_o B_o)_{P_b}} \right) \quad (6)$$

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \frac{Pr^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{(\mu_o B_o)_{P_b}} \right) \quad (7)$$

c) Cuando $P_{wf} < P_b$ y $P_r > P_b$

$$\int_{P_{wf}}^{P_b} f(p) dp + \int_{P_b}^{P_r} f(p) dp = \frac{Pr^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{(\mu_o B_o)_{P_b}} \right) + \frac{k_{ro}(Pr - P_b)}{(\mu_o B_o)_{av}} \quad (8)$$

$$q_o = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot k \cdot h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \left(\frac{Pr^2 - P_{wf}^2}{2P_b} * \left(\frac{k_{ro}}{(\mu_o B_o)_{P_b}} \right) + \frac{k_{ro}(Pr - P_b)}{(\mu_o B_o)_{av}} \right) \quad (9)$$

Ahora, como:

$$K_o = K_{abs} * Kro_{(Sw)} * Kro_{(Sg)} \quad (10)$$

En la ecuación 2 se considera que la Kro es afectada por saturación de agua y por saturación de gas. En el primer caso la denominaremos $Kro_{(Sw)}$ y en el segundo $Kro_{(Sg)}$ donde Sw y Sg serán funciones del flujo fraccional de agua fw y de la presión (curva de gas drop-out) respectivamente.

Considerando el efecto del esfuerzo efectivo sobre la permeabilidad absoluta y haciendo uso del concepto del módulo de permeabilidad γ se tiene:

$$K_{abs} = K_i e^{\gamma(P - P_i)} \quad (11)$$

Donde:

K_{abs} = permeabilidad absoluta (md)

K_i = permeabilidad absoluto inicial (md)

γ = módulo de Permeabilidad (psi-1)

P = presión de yacimiento (psi)

Pi = presión inicial del yacimiento (psi)

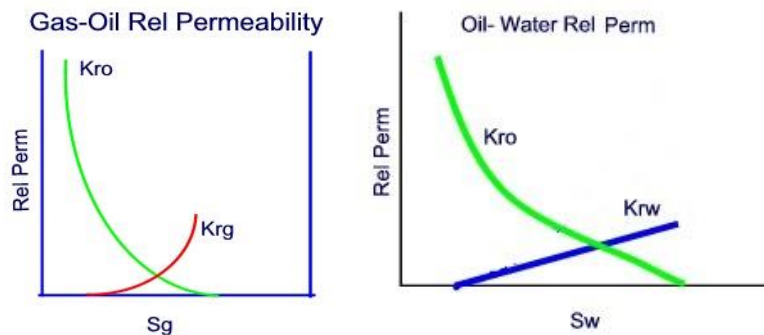
NOTA: para incluir el efecto del esfuerzo efectivo nótese que la trayectoria de esfuerzo estará dada por el cambio de esfuerzo que toma lugar entre la $P_{inicial}$ de yacimiento y la presión del yacimiento al tiempo del análisis; esto implica que va a considerarse la disminución de la permeabilidad a nivel de todo el yacimiento y no a nivel del pozo. Si éste fuera el caso, debería remplazarse P por un promedio entre la P de yacimiento al tiempo del análisis y la P_{wf} .

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Factor de daño (adimensional)
- BSW (adimensional – valor entre mayor a 0 y menor a 1)
- Propiedades PVT
 - Factor volumétrico del petróleo
 - Viscosidad del petróleo
 - Viscosidad del agua
- Punto de producción
 - caudal de aceite (bbl/day)
 - presión de fondo (psi)
- Permeabilidades relativas

Se tienen dos métodos para ingresar las curvas de permeabilidad relativa:

- a) Tablas: Se debe ingresar una tabla con datos de k_{ro} y k_{rw} contra S_w y otra tabla con datos de k_{ro} y k_{rg} contra S_g .



- b) Usando el modelo de Corey: los datos necesarios son los siguientes

- S_{wc} saturación de agua connata
- S_{or} saturación de aceite residual
- N_o exponente corey del petróleo

- N_w exponente corey del agua
- $Kro_{(swc)}$ end point del petróleo
- $Krw_{(sor)}$ end point del agua
- S_{gcrit} saturación de gas crítica
- S_{org} saturación de aceite residual (curva petróleo-gas)
- N_{og} exponente corey del petróleo (curva petróleo-gas)
- N_g exponente corey del gas
- $Kro_{(sgcrit)}$ end point del petróleo (curva petróleo-gas)
- $Krg_{(sorg)}$ end point del gas

El cálculo de las permeabilidades relativas se realiza con las siguientes expresiones

$$k_{rw}(S_w) = Krw_{(sor)} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_w} \quad (12)$$

$$k_{ro}(S_w) = Kro_{(swc)} \left(\frac{1 - S_w - S_{or}}{1 - S_{wc} - S_{or}} \right)^{N_o} \quad (13)$$

$$k_{rg}(S_g) = Krg_{(sorg)} \left(\frac{S_g - S_{gcrit}}{1 - S_{gcrit} - S_{org}} \right)^{N_g} \quad (14)$$

$$k_{ro}(S_g) = Kro_{(sgcrit)} \left(\frac{1 - S_g - S_{org}}{1 - S_{gcrit} - S_{org}} \right)^{N_{og}} \quad (15)$$

En la figura 1 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para el black oil.

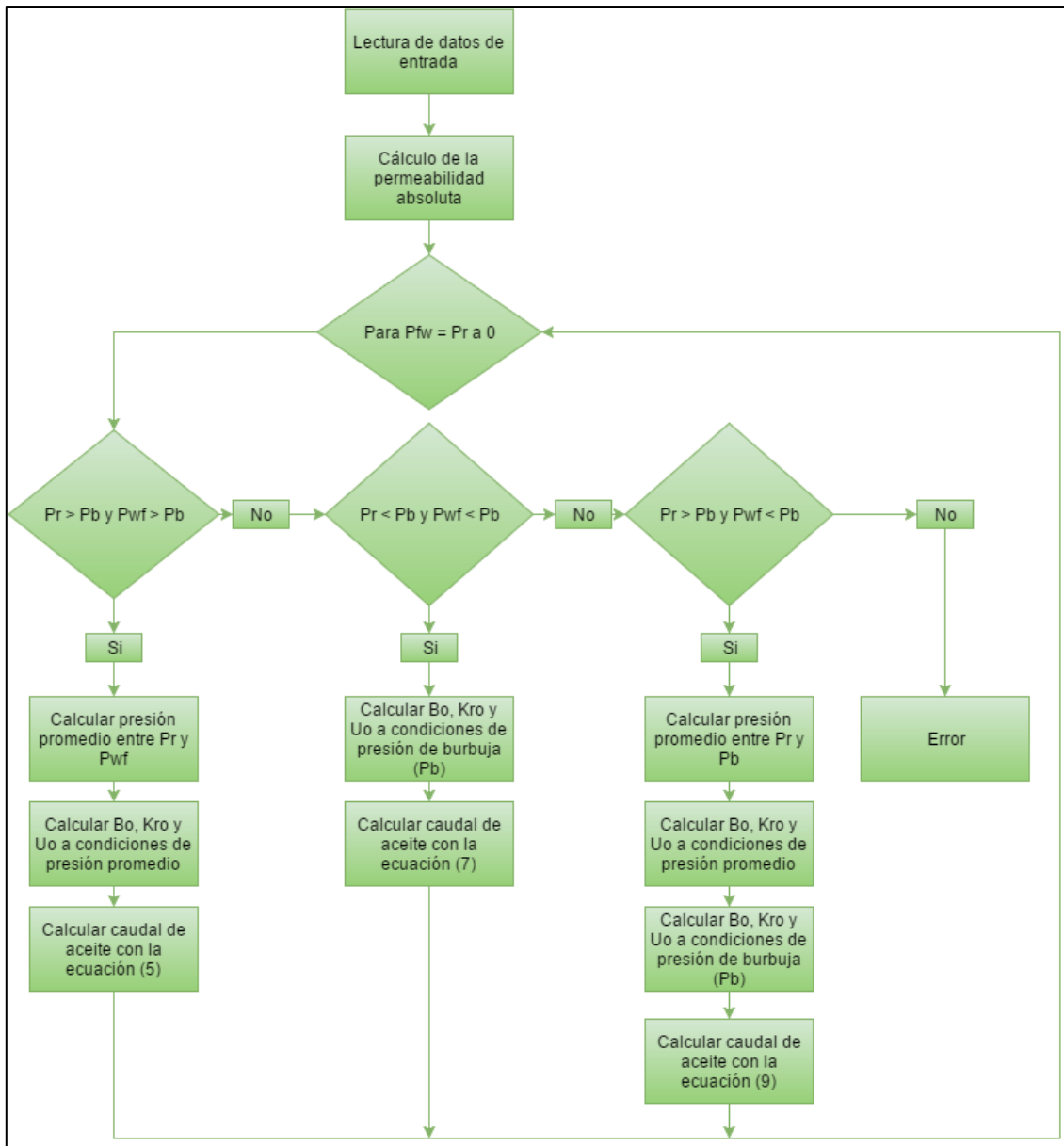


Figura 1. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR black Oil

2. Dry gas

La ecuación (16) es la forma más general para el gas

$$q_g = \frac{7.03 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot h}{T \cdot \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_{wf}} \right] - 0.75 + S_t \right]} \int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dp \quad (16)$$

Para resolver la integral se usa el concepto de pseudopresión, la cual se define como

$$m(p) = \int_0^p \frac{2P}{\mu Z} dP \quad (17)$$

Por ende, el área bajo la curva en la ecuación (16) se puede expresar como una resta de pseudopresiones

$$\int_{P_{wf}}^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP = \int_0^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP - \int_0^{P_{wf}} \frac{2P}{\mu Z} dP = m(P_r) - m(P_{wf}) \quad (18)$$

De esta forma la ecuación (16) pasa a ser

$$q_g = \frac{7.03 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot h \cdot (m(P_r) - m(P_{wf}))}{T \cdot \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \quad (19)$$

En esta ecuación el termino de permeabilidad absoluta se expande de igual manera que en la ecuación del black oil

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Temperatura del yacimiento (°F)
- Propiedades PVT
 - Factor de compresibilidad del gas
 - Viscosidad del gas

En la figura 2 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para Dry gas.

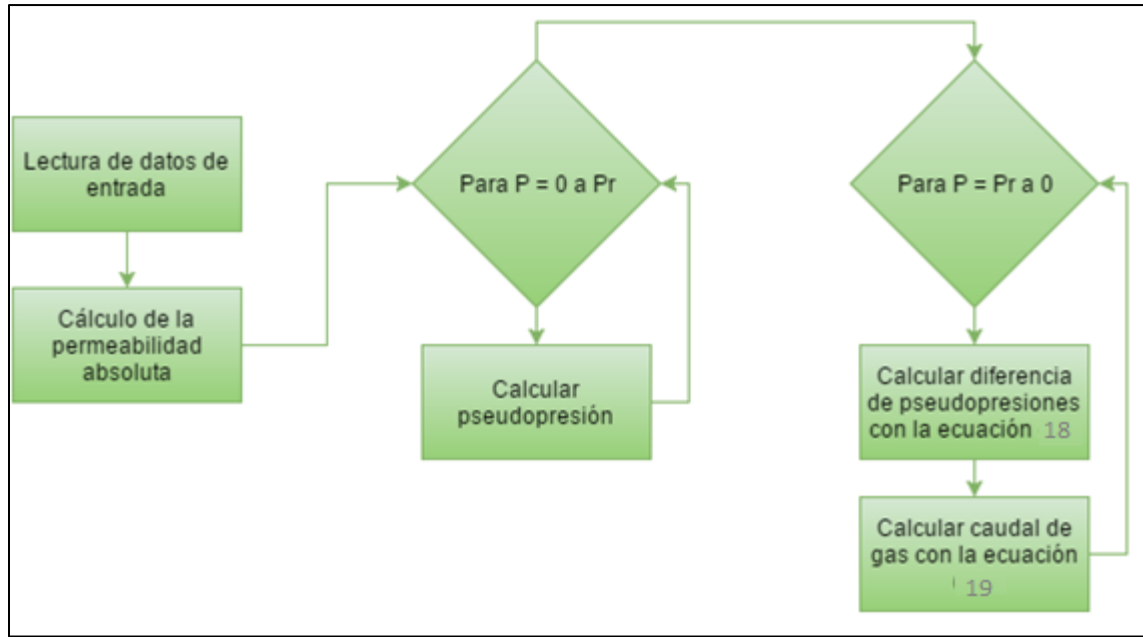


Figura 2. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR Dry gas.

3. Retrograde gas

Para este tipo de fluido se emplea la ecuación propuesta por Fevang & Whitson [5], la cual pretende integrar el efecto de formación de condensado cerca de la cara del pozo.

$$q_g = \frac{c \cdot K \cdot h}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S_t \right]} \int_{P_{wf}}^{Pr} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (20)$$

Para un yacimiento de gas retrogrado se evidencian tres zonas de flujo (Figura 3):

- Zona 1: en esta el gas y el condensado (aceite) fluyen simultáneamente.
- Zona 2: zona donde se produce condensado, pero solo fluye gas.
- Zona 3: en esta solo existe la fase gas.

Debido a la existencia de estas zonas de flujo la integral en la ecuación se debe dividir en tres partes ya que, dependiendo del rango de presión, la integral se encuentra en una determinada zona. Las ecuaciones 21, 22 y 23 corresponden a las zonas 1, 2 y 3 respectivamente.

$$\int_{P_{wf}}^{P^*} \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o B_o} R_s + \frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (21)$$

$$\int_{P^*}^{P_d} \left(\frac{k_{rg}}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (22)$$

$$k_{rg}(S_{wi}) \int_{P_d}^{Pr} \left(\frac{1}{\mu_g B_g} \right) dp \quad (23)$$

Donde

P* = Presión que delimita la zona 1 (psi)

P_d = Presión de rocío del gas (psi)

μ_g = viscosidad del gas (cP)

B_g = factor volumétrico del gas (stb/scf)

El cálculo de P^* se realiza usando el valor de GOR. Se lee el valor de presión en la tabla PVT donde el OGR sea igual a $1/\text{GOR}$. La figura 4 muestra resumidamente el flujo del programa.

Datos de entrada:

- Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento
- Presión inicial del yacimiento (psi)
- Presión actual del yacimiento (psi)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Espesor del yacimiento (ft)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Propiedades PVT
 - Factor volumétrico del gas
 - Viscosidad del gas
 - Factor volumétrico del aceite
 - Viscosidad del aceite
 - Razón aceite/gas
- GOR actual del sistema
- Curva de drop-out
- Permeabilidades relativas de los fluidos

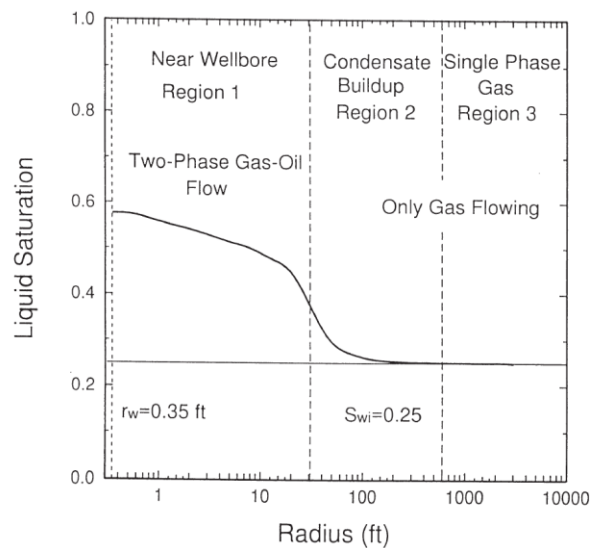


Figura 3. Zonas de saturación en un yacimiento de gas retrogrado. Tomado de [5]

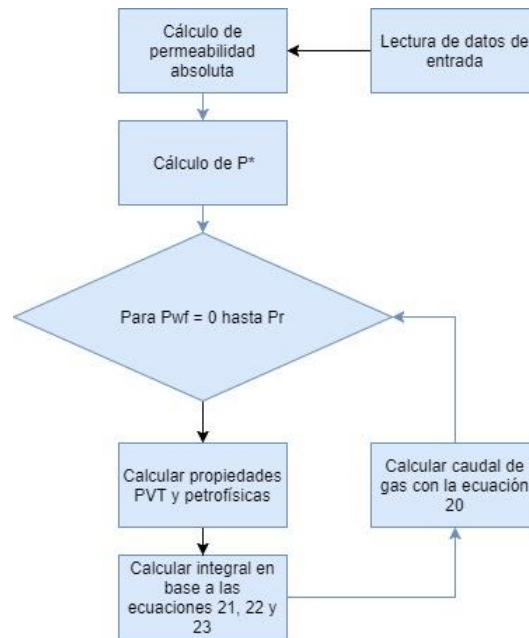


Figura 4. D Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR retrograde gas.

4. Water Injection

Para este tipo de operación se usa la ecuación de Darcy radial para fluido monofásico. Tanto la viscosidad del agua como el factor volumétrico se toman constantes para todo el rango de presiones. Esta ecuación solo es válida en el rango de presiones que va desde la presión de yacimiento hasta la presión de ruptura de la formación.

$$q_w = \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot K \cdot h}{\left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right] \cdot \mu_w \cdot B_w} (P_{wf} - P_r) \quad (24)$$

En esta ecuación el termino de permeabilidad absoluta se expande de igual manera que en la ecuación del black oil

Datos de entrada:

- Espesor del yacimiento (ft)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Permeabilidad absoluta (md)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Punto de producción (presión de fondo (psi), caudal de agua(bbl/day))
- Propiedades PVT
 - Factor volumétrico del agua
 - Viscosidad del agua
- Si el yacimiento es sensitivo a esfuerzos:
 - Presión inicial del yacimiento (psi)
 - Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento

En la figura 5 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para un pozo inyector de agua.

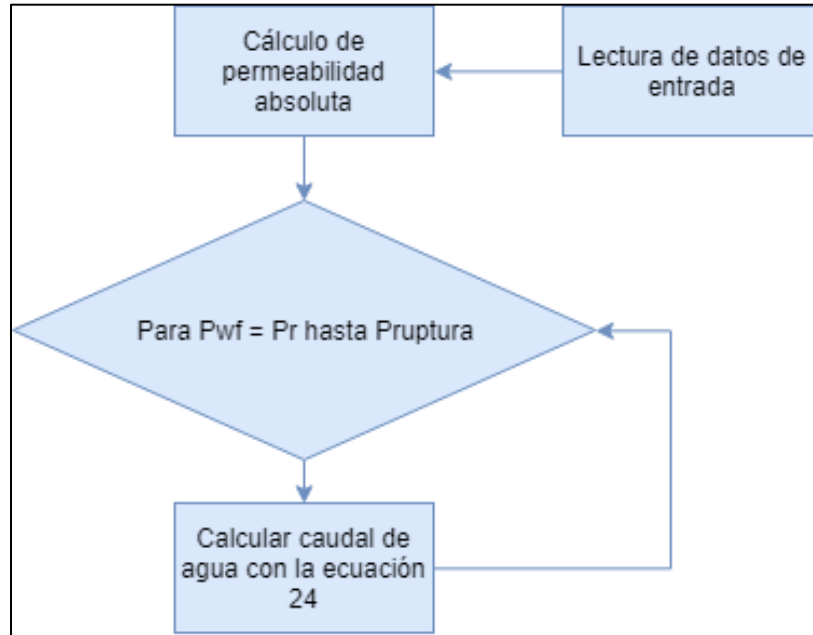


Figura 5. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR de pozo inyector de agua.

5. Gas Injection

La ecuación (25) es la forma más general para un pozo inyector de gas

$$q_g = \frac{7.03 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot h}{T \cdot \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \int_{P_r}^{P_{wf}} \frac{2P}{\mu Z} dP \quad (25)$$

Para resolver la integral se usa el concepto de pseudopresión, la cual se define como

$$m(p) = \int_0^p \frac{2P}{\mu Z} dP \quad (26)$$

Por ende, el área bajo la curva en la ecuación (25) se puede expresar como una resta de pseudopresiones

$$\int_{P_r}^{P_{wf}} \frac{2P}{\mu Z} dP = \int_0^{P_{wf}} \frac{2P}{\mu Z} dP - \int_0^{P_r} \frac{2P}{\mu Z} dP = m(P_{wf}) - m(P_r) \quad (27)$$

De esta forma la ecuación (25) pasa a ser

$$q_g = \frac{7.03 \cdot 10^{-7} \cdot K \cdot h \cdot (m(P_{wf}) - m(P_r))}{T \cdot \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} \quad (28)$$

En esta ecuación el termino de permeabilidad absoluta se expande de igual manera que en la ecuación del black oil. Además, la ecuación solo es válida en el rango de presiones que va desde la presión de yacimiento hasta la presión de ruptura de la formación.

Datos de entrada:

- Espesor del yacimiento (ft)
- Módulo de permeabilidad (1/psi)
- Permeabilidad absoluta (md)
- Radio del pozo (ft)
- Radio de drenaje del pozo (ft)
- Punto de producción (presión de fondo (psi), caudal de gas (MMscf/day))
- Temperatura del yacimiento (°F)
- Propiedades PVT
 - Factor de compresibilidad del gas
 - Viscosidad del gas
- Si el yacimiento es sensitivo a esfuerzos:
 - Presión inicial del yacimiento (psi)
 - Permeabilidad absoluta inicial (md): Permeabilidad absoluta original del yacimiento

En la figura 6 se puede apreciar el diagrama de flujo del algoritmo de cálculo de curva IPR para pozo inyector de gas.

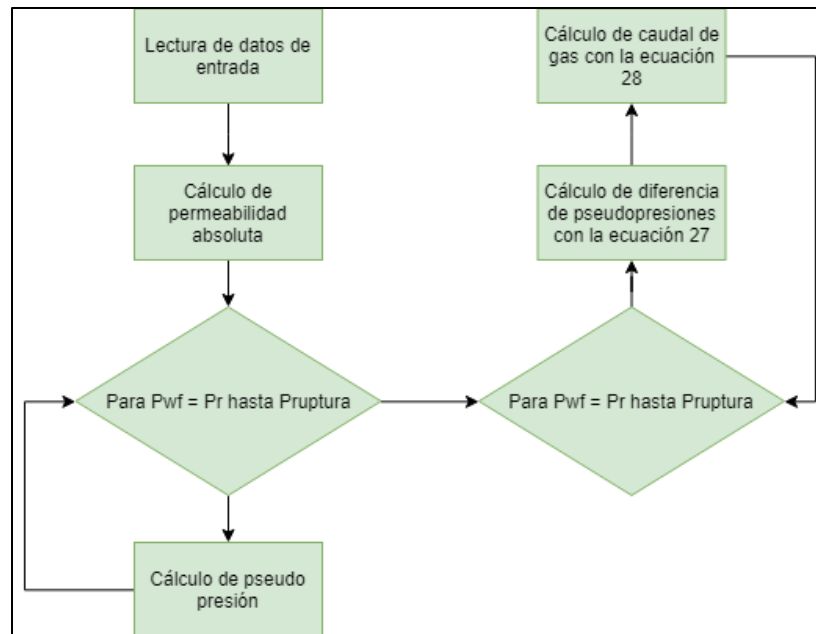


Figura 6. Diagrama de flujo para el cálculo de la IPR para pozo inyector de gas.

6. IPR multicapa

El caso de cálculo de una IPR compuesta para varias arenas (capas) es análogo para todos los tipos de fluido. El paso principal es disgregar el caudal del punto operativo del pozo en el aporte hecho

por cada capa. Este aporte se puede calcular como un porcentaje del caudal total. Como ejemplo, para un modelo black oil se tiene que el porcentaje para la capa i es

$$\%_i = \frac{q_i}{q_t} \quad (29)$$

$$\%_i = \frac{\frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot (kh)_i \cdot K_r (P_{ri} - P_{wf})}{(\mu B) \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]}}{\frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot (kh)_1 \cdot K_r (P_{r1} - P_{wf})}{(\mu B) \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]} + \dots + \frac{7.08 \cdot 10^{-3} \cdot (kh)_n \cdot K_r (P_{rn} - P_{wf})}{(\mu B) \left[\ln \left[\frac{r_e}{r_w} \right] - 0.75 + S_t \right]}} \quad (30)$$

Asumiendo que las propiedades PVT y las permeabilidades relativas son iguales para todas las capas y despreciando el término de daño se tiene

$$\%_i = \frac{(kh)_i \cdot (P_{ri} - P_{wf})}{(kh)_1 \cdot (P_{r1} - P_{wf}) + \dots + (kh)_n \cdot (P_{rn} - P_{wf})} \quad (31)$$

Obtenidos estos porcentajes para cada capa, se puede calcular su respectivo caudal. Ahora para cada capa se calcula una IPR siguiendo los pasos descritos en las secciones anteriores dependiendo del fluido. Finalmente se suman todas las IPR para obtener la compuesta y se computa un factor skin ponderado para todo el pozo.

REFERENCIAS

- [1] O. Almeyda, J. Clavijo, A. Restrepo. "Análisis Probabilístico de Incertidumbre en el Cálculo del Factor de Daño de Formación – Skin". Recibido para revisar 18-11-15.
- [2] Y. Du and L. Guan, "Variation of Fracture Opening with Pressure-Key to Well Productivity in Naturally Fractured Reservoirs," in SPE International Petroleum Conference in Mexico, 2004.
- [3] C. R. Smith, G. Tracy, and R. L. Farrar, "Applied reservoir engineering," 1992.
- [4] M. Golan and C. H. Whitson, Well performance: International Human Resources Development Corporation, 1986.
- [5] Fevang, O; Whitson C. Modelling gas-condensate well deliverability. SPE, Norwegian Technical and Natural Science. 1995.