



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RECURSOS NATURALES
PRODUCCIÓN

ANÁLISIS TÉCNICO Y ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN
FORMACIONES DE BAJA PERMEABILIDAD

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
PEDRO LEOPOLDO ARGÜELLO MARRUFO

TUTOR PRINCIPAL
DR. DENNYS ARMANDO LÓPEZ FALCÓN
INSTITUTO MEXICANO DEL PETRÓLEO

CIUDAD UNIVERSITARIA, CIUDAD DE MÉXICO, MAYO 2019.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Néstor Martínez Romero

Secretario: Dr. Erick Emanuel Luna Rojero

Vocal: Dr. Dennys Armando López Falcón

1er. Suplente: Dr. David Reyes González

2do. Suplente: M.C. David Escobedo Zenil

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: CDMX, Ciudad Universitaria.

TUTOR DE TESIS:
DR. DENNYS ARMANDO LÓPEZ FALCÓN

FIRMA

Agradecimientos

Agradezco a mis padres, María Elia y Leopoldo, a mis hermanas, Olga, Ana y Yadira, quienes nunca dudaron en apoyarme y motivarme hasta el final, espero retribuir de alguna forma toda su comprensión durante los momentos difíciles que surgieron en el transcurso de este proyecto.

A mis compañeros de maestría, Ariana, Jaqueline, Yalil, Diego, José Luis, Juan Pedro, Luis Almeida y Luis Antonio, por su amistad incondicional.

A la UNAM por haberme dado la oportunidad de realizar el trabajo especial de grado, además de darme la invaluable oportunidad de formarme como profesionista.

A mis profesores del posgrado de Exploración y Explotación de Recursos Naturales de la facultad de ingeniería, por compartir su conocimiento.

A mis sinodales, M. C. David Escobedo, Dr. David Reyes, Dr. Erik Luna y Dr. Néstor Martínez, por brindarme su tiempo para leer este trabajo y darme sus críticas y comentarios para mejorarlo.

Al IMP por las facilidades brindadas durante el desarrollo de esta tesis a través de los proyectos Y.00106 y Y.60002.

A mi asesor, Dr. Dennys Armando López Falcón, por todo su tiempo, apoyo, orientación y paciencia brindada durante la elaboración de este trabajo de tesis.

A Cesar Huitrón, por todo su apoyo brindado durante el desarrollo de este proyecto.

Al CONACYT, por el financiamiento a través de la beca otorgada del FONDO SECTORIAL CONACyT-SECRETARÍA DE ENERGÍA-HIDROCARBUROS.

Resumen

En el siguiente trabajo de investigación se realiza un análisis técnico y económico de la operación de fracturamiento hidráulico apuntalado en formaciones de baja permeabilidad, se simulan diferentes escenarios de producción del pozo al variar su capacidad debido a distintas configuraciones de la operación, cada escenario es evaluado y se determina cual brinda el mayor rendimiento económico.

En el primer capítulo se presentan los fundamentos teóricos del fracturamiento hidráulico, una descripción de la secuencia operativa, los materiales necesarios para el proceso y sus características requeridas, los conceptos de la mecánica de la fractura (inicio, orientación y propagación) así como los mecanismos que dañan la conductividad de la fractura.

El análisis técnico se lleva a cabo con un enfoque de productividad de pozos para obtener pronósticos de producción, tratándose de un sistema semi-integral delimitado desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo. Con la finalidad de conocer el potencial de producción, se usa la metodología de “análisis nodal”, donde la curva IPR (*Inflow Performance Relationship*) es construida a partir del modelo DVS (*Distributed Volumetric Sources*) desarrollado por Amini (*Amini, 2007*), mientras que la curva VLP (*Vertical Lift Performance*) es obtenida con una correlación de flujo multifásico desarrollada por Beggs y Brill (*Beggs y Brill, 1973*).

Los escenarios son sometidos a un análisis económico determinista, aplicando la metodología del Valor Presente Neto (VPN), además de otros indicadores económicos, como la Tasa Interna de Retorno (TIR), Índice de Rentabilidad (IR) y el Tiempo de Recuperación de la Inversión (TRI), como resultado del análisis se logra identificar cual escenario brinda el mayor rendimiento.

Contenido

Agradecimientos.....	iii
Resumen.....	iv
Nomenclatura.....	vii
Lista de figuras.....	xv
Lista de tablas.....	xviii
Justificación.....	xix
Objetivo general.....	xxi
Objetivos específicos.....	xxi
Capítulo I. Fracturamiento hidráulico.....	1
1.1 Configuración del pozo.....	1
1.1.1 Pozo vertical.....	1
1.1.2 Pozo direccional.....	1
1.1.3 Pozo horizontal.....	2
1.2 Etapas del fracturamiento hidráulico.....	3
1.2.1 Colchón o “Pad”.....	3
1.2.2 Fluido con sustentante o “Prop-sequence”.....	3
1.2.3 Limpieza o “Flush”.....	3
1.2.4 Cierre de la fractura o “Shut-in”.....	4
1.3 Componentes de un tratamiento.....	5
1.3.1 Fluidos.....	5
1.3.2 Aditivos.....	5
1.3.3 Sustentantes.....	6
1.4 Mecánica del fracturamiento.....	7
1.4.1 Iniciación de la fractura.....	7
1.4.2 Orientación de la fractura.....	7
1.4.3 Propagación de la fractura.....	8
1.5 Evaluación de la fractura.....	11
1.6 Daño en la conductividad de la fractura.....	12
1.6.1 Trituramiento del apuntalante.....	13

1.6.2	Incrustamiento o empotramiento	17
1.6.3	Residuos de fluido en la fractura	18
1.6.4	Impurezas en el sustentante.....	19
Capítulo II.	Análisis de productividad.....	20
2.1	Sistema integral de producción	20
2.1.2	Caídas de presión en el sistema de producción.....	22
2.2	Análisis del sistema de producción	24
2.2.1	Solución del nodo en el fondo del pozo	25
2.2.2	Construcción de la curva IPR	28
2.2.3	Construcción de la curva VLP.....	35
Capítulo III.	Análisis económico.....	49
3.1	Metodología	49
3.2	Indicadores económicos	51
3.2.1	Valor presente neto	51
3.2.2	Tasa interna de retorno	52
3.2.3	Índice de rentabilidad.....	53
3.2.4	Tiempo de recuperación de la inversión	53
3.3	Análisis.....	54
Capítulo IV.	Resultados	57
4.1	Pozo direccional tipo “S”	57
4.2	Pozo Horizontal	69
Conclusiones y recomendaciones.....		79
Referencias bibliográficas		81
Anexo A.....	¡Error! Marcador no definido.	
Anexo B.....		92

Nomenclatura

a, b y c	Coefficientes para el cálculo del colgamiento
a_{in}	Coefficientes de la solución analítica en serie
A	Función para calcular la temperatura de flujo
A_p	Área de la sección transversal de la tubería
A_1 a A_{11}	Coefficientes para el cálculo del factor de compresibilidad del gas
b_1 y b_2	Parámetros para calcular la viscosidad del aceite muerto
B_g	Factor volumétrico del gas
B_o	Factor volumétrico del aceite
B_{ob}	Factor volumétrico del aceite en el punto de burbuja
c_i	Coordenadas del centro de la fractura respecto a los ejes principales ($i = x, y, z$)
c_o	Compresibilidad del aceite
c_t	Compresibilidad total
C	Parámetro para el cálculo del factor de corrección para cualquier ángulo de inclinación
Com	Costo de operación y mantenimiento
C_{fm}	Calor específico de la mezcla
C_{fg}	Calor específico del gas
C_{fo}	Calor específico del aceite
d	Diámetro de la tubería
D	Distancia en la sección de la tubería

$E, F, G \text{ y } H$	Coeficientes para el cálculo del parámetro del factor de corrección para cualquier ángulo de inclinación
E_{om}	Egresos de operación y mantenimiento
E_i	Egreso por inversión
f	Factor de fricción
f_c	Factor de fricción flujo crítico
f_l	Factor de fricción flujo laminar
f_n	Factor de fricción normalizado
f_s	Factor de fricción supuesto
f_t	Factor de fricción flujo turbulento
$Feai$	Flujo de efectivo antes de impuestos
$Fedi$	Flujo de efectivo después de impuestos
F_c	Conductividad de la fractura
F_{CD}	Conductividad adimensional de la fractura
g	Gravedad
g_c	Gradiente geotérmico
h_f	Altura de la fractura
$H(i)$	Función escalón unitario de Heaviside
H_L	Colgamiento del líquido considerando el resbalamiento entre fases
$H_{L(\theta)}$	Colgamiento del líquido a cierto ángulo de inclinación
$H_{L(\theta)Int}$	Colgamiento del líquido en flujo intermitente
$H_{L(\theta)Seg}$	Colgamiento del líquido en flujo segregado
$H_{L(\theta)Tr}$	Colgamiento del líquido en flujo transición

i_e	Longitudes del yacimiento respecto a los ejes principales
i_{ef}	Tasa de interés efectiva
i_l	Límite inferior de la fuente
i_u	Límite superior de la fuente
i_{lD}	Límite inferior adimensional de la fuente
i_{uD}	Límite superior adimensional de la fuente
i_D	Longitud adimensional
I	Impuesto
Ipa	Ingresos de la producción de aceite
Ipg	Ingresos de la producción de gas
IR	Índice de rentabilidad
I_D	Soluciones adimensionales respecto a los ejes principales
j	Índice de la Celda
J	Índice de productividad
J_D	Índice de productividad adimensional
k	Permeabilidad característica
k_f	Permeabilidad de la fractura
k_{han}	Conductividad térmica del espacio anular
k_{hs}	Conductividad térmica del acero
k_i	Permeabilidad de la formación en las direcciones de los ejes principales
K	Permeabilidad de la formación
K_1, K_2 y K_3	Parámetros para calcular la viscosidad del gas

l	Longitud característica
L	Longitud de la tubería
L_1, L_2, L_3 y L_4	Parámetros para determinar el patrón de flujo
m_1 y m_2	Parámetros para calcular la viscosidad del aceite
M	Número de periodos en los cuales se divide el año
M_g	Peso molecular del gas
n	Periodo del flujo de efectivo
N_{ov}	Número de la velocidad del aceite
N_{Fr}	Número de Freud
N_{Re}	Número de Reynolds
N_1	Parámetro para el cálculo de la tensión interfacial
p	Presión
p_D	Presión adimensional
p_{uD}	Solución de la presión unitaria adimensional
$p_{\delta D}$	Solución de la presión adimensional global
Pa	Precio del aceite
Pg	Precio del gas
P_b	Presión de burbuja
P_i	Presión conocida
P_{pc}	Presión pseudocrítica
P_{pr}	Presión pseudorreducida
P_{sep}	Presión del separador

P_{wf}	Presión de fondo fluyendo
P_{wh}	Presión de la cabeza de pozo
P_{ws}	Presión estática del yacimiento
P_0	Presión inicial del yacimiento
q_g	Gasto del gas a condiciones de flujo
q_o	Gasto del aceite a condiciones de flujo
q_s	Termino fuente
Q_{bpcd}	Gasto volumétrico de petróleo crudo equivalente
Q_g	Gasto volumétrico del gas a condiciones estándar
Q_o	Gasto volumétrico del aceite a condiciones estándar
r_{ii}	Radio interno de la tubería
RGA	Relación gas-aceite
Rs	Relación de solubilidad
s y y	Parámetros para calcular el factor de fricción normalizado
t	Tiempo
t_{iD}	Tiempo adimensional en cada dirección principal
t_D	Tiempo adimensional
T	Temperatura
TIR	Tasa interna de retorno
T_e	Temperatura en la base de la celda
T_f	Temperatura de flujo
T_{pc}	Temperatura pseudocrítica

T_{pr}	Temperatura pseudorreducida
U	Coefficiente de transferencia de calor total
v_m	Velocidad de la mezcla
v_o	Velocidad del aceite
v_{sg}	Velocidad superficial del gas
v_{so}	Velocidad superficial del aceite
$VPAI$	Valor presente acumulado de los ingresos
VPI	Valor presente de la inversión
VPN	Valor presente neto
w_f	Ancho de la fractura
w_i	Longitudes de la fractura en las direcciones principales
W_m	Gasto másico de la mezcla
x_{an}	Grosor del espacio anular
x_c	Grosor de la tubería de revestimiento
x_f	Longitud de media ala de fractura
x_t	Grosor de la tubería de producción
Z	Factor de compresibilidad del gas
γ_{gd}	Gravedad específica del gas disuelto
γ_{gl}	Gravedad específica del gas libre
γ_{gt}	Gravedad específica del gas total
γ_{g100}	Gravedad específica del gas a 100 psi
γ_o	Gravedad específica del aceite

γ_{API}	Densidad del aceite en grados API
$\delta(t)$	Función delta de Dirac
ΔL	Diferencial de longitud
ΔP	Diferencial de presión
ΔP_{fl}	Diferencial de presión en la línea de flujo
ΔP_{tp}	Diferencial de presión en la tubería de producción
ΔP_y	Diferencial de presión en el yacimiento
ε	Rugosidad de la tubería
η_i	Coefficientes de difusividad hidráulica en las direcciones de los ejes principales
θ	Grados de inclinación en la tubería
λ_o	Colgamiento del aceite sin considerar el resbalamiento entre fases
λ_L	Colgamiento del líquido sin considerar el resbalamiento entre fases
μ_g	Viscosidad del gas
μ_n	Viscosidad de la mezcla sin considerar resbalamiento entre fases
μ_o	Viscosidad del aceite
μ_{ob}	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja
μ_{od}	Viscosidad del aceite muerto
ρ_g	Densidad del gas
ρ_n	Densidad de la mezcla sin considerar resbalamiento entre fases
ρ_o	Densidad del aceite
ρ_{ob}	Densidad del aceite en el punto de burbuja

ρ_r	Densidad reducida del gas
ρ_s	Densidad de la mezcla considerando resbalamiento entre fases
σ_{go}	Tensión interfacial gas-aceite
σ_v	Esfuerzo vertical
$\sigma_{H\max}$	Esfuerzo horizontal máximo
$\sigma_{H\min}$	Esfuerzo horizontal mínimo
ϕ	Porosidad
ψ	Factor de corrección para cualquier ángulo de inclinación
$\left(\frac{dp}{dL}\right)_T$	Gradiente de presión total
$\left(\frac{dp}{dL_T}\right)_f$	Contribución por fricciones
$\left(\frac{dp}{dL_T}\right)_{el}$	Contribución por cambios de elevación
$\left(\frac{dp}{dL_T}\right)_{ace}$	Contribución por cambios en aceleración

Lista de figuras

Figura 1.1: Etapas de un fracturamiento hidráulico (<i>Bellarby J. 2009</i>).	4
Figura 1.2: Esquema de esfuerzos a los que está sometida una fractura hidráulica.....	8
Figura 1.3: Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucradas en la propagación de una fractura vertical (<i>González N. 2011</i>).	9
Figura 1.4: Comportamiento de la altura y longitud de una fractura en función de la presión neta y el diferencial de esfuerzos (<i>Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011</i>).	10
Figura 1.5: Longitud y altura de una fractura Vs diferencial de esfuerzos (<i>Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011</i>).	11
Figura 1.6: Efecto del esfuerzo de cierre en el sustentante (<i>Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011</i>). a) Material sustentante a una presión no mayor a la recomendada, b) Material sustentante triturado después de que se sometió a una presión mayor de la recomendada.	13
Figura 1.7: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar la malla del sustentante, para la misma concentración (<i>Pazmiño J. 2004</i>).	15
Figura 1.8: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar los sustentantes, para la misma concentración y mallado (<i>Pazmiño J. 2004</i>).	15
Figura 1.9: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar la concentración del sustentante (<i>Pazmiño J. 2004</i>).	16
Figura 1.10: Efecto de empotramiento del sustentante.	17
Figura 1.11: Beneficios de utilizar fluidos y gel con ruptor adecuados. a) Empaque de arena antes de fluir gel, b) Empaque de arena después de fluir gel sin ruptor, c) Empaque de arena después de fluir gel con el ruptor adecuado.	18
Figura 1.12: Efecto de la cantidad de impurezas sobre la conductividad de la fractura (<i>Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011</i>).	19
Figura 2.1: Esquema del SIP.....	23
Figura 2.2: Gráfica de la solución nodal.	26

Figura 2.3: Gráfica con un análisis de “optimización” al variar solo un parámetro en la VLP.	27
Figura 2.4: Gráfica con un análisis de “posibles escenarios” al variar más de un parámetro.	27
Figura 2.5: Modelo de un yacimiento con una fuente volumétrica distribuida (<i>Amini, 2007</i>).	29
Figura 2.6: Esquema de un pozo horizontal discretizado en celdas numéricas.	36
Figura 2.7: Algoritmo para calcular la caída de presión en una celda (<i>Brill y Mukherjee, 1999</i>).	39
Figura 3.1: Impacto en el VPN al variar la longitud del ala de fractura en un pozo vertical.	55
Figura 3.2: Impacto en el VPN al variar el número de fracturas en un pozo horizontal.	55
Figura 4.1: Estado mecánico del pozo direccional tipo “S”	58
Figura 4.2: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” sin estimular, software comercial “A”.	61
Figura 4.3: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” sin estimular, software comercial “B”.	61
Figura 4.4: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” sin estimular, software “C”.	62
Figura 4.5: Comportamiento de la curva VLP, pozo direccional tipo “S”, software “A”, “B” y “C”.	62
Figura 4.6: Ajuste de producción, pozo direccional tipo “S” estimulado.	63
Figura 4.7: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” estimulado, software comercial “A”.	64
Figura 4.8: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” estimulado, software comercial “B”.	64
Figura 4.9: Comportamiento de IPR´S, pozo direccional tipo “S” estimulado, software “C”.	65

Figura 4.10: Escenarios de producción del pozo direccional tipo “S” en función del ala de fractura (x_f)	66
Figura 4. 11: Acumulada de cada escenario de producción del pozo direccional tipo “S”.	66
Figura 4.12: Análisis económico del pozo direccional tipo “S”	68
Figura 4. 13: Estado mecánico del pozo horizontal.	70
Figura 4.14: Comportamiento de IPR, pozo horizontal sin estimular, software comercial “A” y “B”.	72
Figura 4.15: Comportamiento de IPR’S, pozo horizontal sin estimular, software “C” ...	72
Figura 4.16: Comportamiento de la curva VLP, pozo horizontal, software “A”, “B” y “C”.	73
Figura 4.17: Ajuste de producción, pozo horizontal estimulado.	74
Figura 4.18: Comportamiento de IPR’S, pozo horizontal estimulado con 13 fracturas, 75	
Figura 4.19: Escenarios de producción del pozo horizontal en función del número de fracturas.	76
Figura 4.20: Acumulada de cada escenario de producción del pozo horizontal en función del número de fracturas.	76
Figura 4.21: Análisis económico del pozo horizontal.....	78
Figura B. 1: Interface del software desarrollado para la estimación de producción a nivel de superficie.....	92

Lista de tablas

Tabla 2.1: Valores de los coeficientes para el cálculo del colgamiento.	46
Tabla 2.2: Valores de los coeficientes para el cálculo del parámetro “C”.	47
Tabla 4.1: Características del fluido en el caso del pozo direccional tipo “S”.	57
Tabla 4.2: Características del yacimiento en el caso del pozo direccional tipo “S”.....	58
Tabla 4.3: Diámetro en la tubería de flujo en el caso del pozo direccional tipo “S”.....	59
Tabla 4.4: Survey del pozo direccional tipo “S”.....	59
Tabla 4.5: Temperatura a condiciones estáticas y el coeficiente de transferencia de calor total del pozo direccional tipo “S”.....	60
Tabla 4.6: Geometría y permeabilidad de la fractura, pozo direccional tipo “S”.....	63
Tabla 4.7: Premisas económicas para el pozo direccional tipo “S”.....	67
Tabla 4.8: Montos de inversión para el pozo direccional tipo “S”.....	67
Tabla 4.9: Indicadores económicos, escenario $x_f = 140$ ft, pozo direccional tipo “S”. ...	68
Tabla 4.10: Características del fluido en el caso del pozo horizontal.	69
Tabla 4.11: Características del yacimiento en el caso del pozo horizontal.	69
Tabla 4.12: Diámetro en la tubería de flujo en el caso del pozo horizontal.....	69
Tabla 4.13: Survey del pozo horizontal.....	70
Tabla 4.14: Temperatura a condiciones estáticas y el coeficiente de transferencia de calor total del pozo horizontal.....	71
Tabla 4.15: Geometría y permeabilidad de la fractura, pozo horizontal.....	73
Tabla 4.16: Premisas económicas para el pozo horizontal.....	77
Tabla 4.17: Montos de inversión para el pozo horizontal.....	77
Tabla 4.18: Indicadores económicos, escenario de 20 fracturas, pozo horizontal.....	78

Justificación

La explotación de los recursos de hidrocarburos en yacimientos no convencionales en países como Estados Unidos, ha demostrado que las formaciones del tipo *Tight oil* (que incluyen tanto areniscas, carbonatos y lutitas), pueden producir aceite mediante el uso de tecnologías de extracción como la perforación horizontal y el multi-fracturamiento hidráulico. La finalidad de utilizar estas técnicas en dichas formaciones de baja permeabilidad es mejorar la productividad incrementando el contacto yacimiento-pozo tanto como sea posible.

En México, la compañía Petróleos mexicanos (Pemex) empezó la exploración en formaciones de lutitas (*shale oil y shale gas*) a finales del año 2011, como resultado se identificaron cinco provincias geológicas con potencial: Burro-Picachos-Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz y Chihuahua. En el año 2012, se reportaron reservas de 141.5 trillones de pies cúbicos (Tcf) de gas y 31.9 Billones de barriles (Bb) de aceite y condensado (*U. S. Energy Information Administration, 2015*).

La optimización del fracturamiento hidráulico permite explotar de manera adecuada este tipo de yacimientos, recuperando el mayor volumen posible de hidrocarburos. El contacto con el yacimiento se optimiza mediante la definición de la longitud horizontal del pozo, el número de fracturas que deben realizarse y la geometría de cada una de ellas.

Debido a que el costo en este tipo de técnicas es elevado, es importante contar con herramientas que permitan evaluar de forma rápida y precisa diversos escenarios de terminación, con base al análisis de producción y su correspondiente valor presente neto. Los resultados obtenidos impactan en el diseño y planificación de la perforación y terminación del pozo, evitando por ejemplo, perforar hasta profundidades innecesarias y realizar más fracturamientos, optimizando así la cantidad de sustentante necesario y reduciendo tanto costos como riesgos que no brindan beneficio alguno.

La disponibilidad de este tipo de herramientas es limitada principalmente a compañías privadas y los costos son elevados, ya sea por el uso de las licencias o por el personal capacitado requerido; además en algunos casos no es accesible la información para analizar la forma en que realizan sus cálculos.

En esta tesis se utiliza un método de solución analítica para la ecuación de difusión, con el propósito de estimar el comportamiento de la presión, para determinar el índice de productividad, el cual, mediante la técnica de análisis nodal y el flujo del hidrocarburo en la tubería servirá para estimar la producción del pozo en el cabezal y con este dato realizar las evaluaciones económicas que permitan seleccionar la opción más rentable entre varios esquemas de terminación.

Objetivo general

Determinar la factibilidad técnica y económica en proyectos de pozos donde se realice la técnica de fracturamiento hidráulico apuntalado, mediante el análisis correspondiente de diversos escenarios de producción generados al variar la geometría o configuración de la fractura.

Objetivos específicos

- Abordar las generalidades del fracturamiento hidráulico, con el fin de sentar las bases requeridas para el modelado del número de fracturas óptimas y su geometría adecuada.
- Describir el modelo de flujo de la matriz a la fractura y de esta a la cara del pozo, que se utilizará para predecir los índices de productividad.
- Describir el modelo de flujo en la tubería de producción, desde la zona media del intervalo disparado hasta la cabeza del pozo.
- Acoplar el modelo de flujo yacimiento-pozo mediante el uso de la técnica de análisis nodal para la predicción de la producción en superficie.
- Implementar computacionalmente una herramienta de análisis nodal para calcular la producción en superficie.
- Evaluar el desempeño de la herramienta desarrollada para el cálculo de la producción, comparando con software comercial.
- Realizar el análisis económico con diferentes escenarios de producción para determinar la rentabilidad del proyecto en cada uno de estos.

Capítulo I. Fracturamiento hidráulico

El fracturamiento hidráulico apuntalado es un tratamiento que se ejecuta en los pozos de aceite y gas en yacimientos con baja permeabilidad. La operación consiste en bombear a través del pozo un sistema de fluido y un agente de sostén, ocasionando la apertura y apuntalamiento de una fractura en la zona productora. El objetivo es generar una comunicación de alta conductividad entre un área extensa de la formación y el pozo, dando como resultado el incremento de la productividad.

En este capítulo se establecen los fundamentos teóricos del fracturamiento hidráulico que pueden consultarse de forma extensa en las referencias 03, 06, 07, 15, 18, 19, 23, 24, 28, 30, 31 y 34. Se presenta una descripción de la secuencia operativa durante el tratamiento, los materiales requeridos durante el proceso y las características que deben cubrir; la mecánica de la fractura (como se inicia, orienta y propaga), finalmente se discuten los parámetros con los que se evalúa el tratamiento así como los mecanismos que disminuyen la eficiencia de la fractura.

1.1 Configuración del pozo

Se refiere al tipo de pozo en el cual se realiza la operación, la clasificación de los pozos puede hacerse respecto al ángulo de inclinación que tienen: verticales, direccionales y horizontales.

1.1.1 Pozo vertical

Es la configuración más convencional, idealmente son pozos que mantienen una trayectoria sin cambios en el ángulo de inclinación (0°), desde el inicio hasta el fin del pozo, de manera que se atraviesan distintas zonas de interés que pueden ser estimuladas mediante un fracturamiento.

1.1.2 Pozo direccional

Los pozos direccionales son el resultado de cambios en el ángulo de inclinación a lo largo de la trayectoria del pozo, donde la finalidad es dirigirse hacia un objetivo

específico. Todo pozo que no clasifique como vertical u horizontal será considerado como direccional. Los tipos de pozos direccionales más comunes son:

- Tipo “J”: la trayectoria inicia con una sección vertical, seguida de un tramo curvo donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, por último el ángulo es mantenido hasta alcanzar el objetivo.
- Tipo “S”: la trayectoria consta de una sección vertical, seguida de un tramo curvo donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta donde el ángulo es mantenido, y por último se tiene una sección en la que se disminuye el ángulo para entrar verticalmente al objetivo.
- Tipo “S modificado”: la trayectoria es similar a la anterior, conformada por una sección vertical, seguida de un tramo curvo donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el valor deseado, luego se tiene una sección recta donde el ángulo es mantenido, continua con una sección en la que se disminuye el ángulo parcialmente y por último se mantiene con el ángulo logrando así entrar de forma inclinada al objetivo.
- “Incremento continuo”: la trayectoria consiste de una sección vertical y continúa con un tramo curvo, donde el ángulo de inclinación se incrementa hasta alcanzar el objetivo.

1.1.3 Pozo horizontal

Se clasifica como horizontal cuando la última etapa de la trayectoria forma un ángulo de inclinación cercano a los 90°. En los pozos horizontales, el objetivo es navegar por el centro del espesor de la zona de interés y realizar múltiples fracturas a lo largo de la sección horizontal. Existen cuatro tipos de pozo horizontal: radio ultra-corto, corto, medio y largo. Las diferencias entre cada uno se basan en el radio de curvatura, el ángulo de construcción y la longitud de la sección horizontal.

1.2 Etapas del fracturamiento hidráulico

Durante la técnica del fracturamiento hidráulico, la operación puede ser identificada por cuatro etapas (Pad, Prop-sequence, Flush y Shut-in), en la **Figura 1.1** se puede apreciar una demostración gráfica de la secuencia operativa.

1.2.1 Colchón o “Pad”

Es la etapa inicial de la operación, se introduce al pozo un fluido de fractura que no tiene agente sustentante en suspensión. El bombeo debe ejercer la presión necesaria para iniciar la ruptura de la formación, una vez creada la fractura, la presión de bombeo debe ser suficiente para mantenerla abierta y continuar con su propagación.

El objetivo del colchón es iniciar la fractura y abrirla lo suficiente para que se pueda ingresar el agente sustentante, durante la operación se deben considerar las pérdidas del fluido ocasionadas por la filtración a la formación, pues entre más pérdida de fluido exista, el comportamiento de la fractura es con una tendencia a cerrarse.

1.2.2 Fluido con sustentante o “Prop-sequence”

Posterior a la etapa del colchón, se adiciona al fluido de fractura un agente sustentante (apuntalante) que actuará como sostén evitando el cierre de la fractura al finalizar el tratamiento, pero permitiendo el paso de fluidos a través de éste. El procedimiento para suministrar el apuntalante se basa en un incremento gradual de la concentración.

Es necesario que durante esta etapa, el fluido sea capaz de mantener en suspensión al agente de sostén para transportarlo a través de la tubería, de no ser así, se podría ocasionar un asentamiento prematuro del material dentro de la tubería que imposibilite concluir con la operación.

1.2.3 Limpieza o “Flush”

Última etapa en la que se bombea fluido al pozo, consiste en realizar un desplazamiento para limpiar la tubería que se encuentra llena de la etapa anterior

cargada con apuntalante, el volumen del fluido a utilizar debe calcularse hasta una profundidad justo por encima de los disparos, evitando así un sobre desplazamiento. El objetivo es no dejar la tubería llena de arena y lograr que la mayor parte del sustentante bombeado termine en la fractura creada.

1.2.4 Cierre de la fractura o “Shut-in”

Después de realizar el desplazamiento se detiene el bombeo de fluido, el sustentante que fue colocado en la fractura soporta los esfuerzos de la formación que tratarán de cerrarla, cuando se alcance un cierre en la formación, el resultado será la creación de un canal conductivo para el flujo de fluidos desde el yacimiento hasta el pozo. Una vez finalizada la operación, el pozo es abierto e inicia un proceso de limpieza, donde se busca recuperar la mayor parte del fluido bombeado durante la operación.

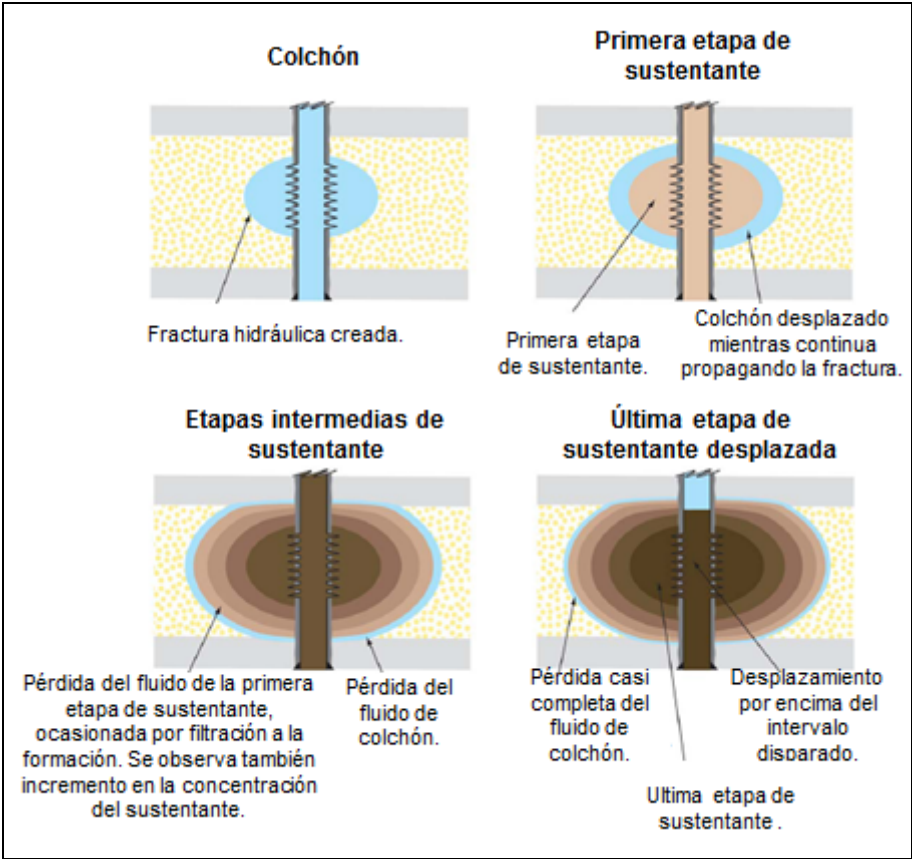


Figura 1.1: Etapas de un fracturamiento hidráulico (Bellarby J. 2009).

1.3 Componentes de un tratamiento

En un tratamiento de fracturamiento hidráulico, se requieren al menos tres componentes (Fluidos, Aditivos y Sustentantes). A continuación se describen dichos componentes del tratamiento.

1.3.1 Fluidos

La ejecución de una fractura consiste en la inyección de distintos tipos de fluido en diferentes etapas, los cuales básicamente tienen como funciones principales: iniciar y extender la fractura, además de acarrear el sustentante a través de la tubería, perforaciones y la misma fractura creada.

En consecuencia los fluidos deben cumplir con ciertas propiedades: la compatibilidad entre el fluido de fractura, el fluido de formación y la roca; la viscosidad, que controla las pérdidas por filtración y genera un buen transporte del apuntalante; además de presentar bajas presiones de fricción durante el bombeo. Al concluir el tratamiento, la viscosidad del fluido debe disminuir, a través de la degradación del producto adicionado, para facilitar el retorno del fluido y la limpieza de la fractura.

Los sistemas de fluidos empleados actualmente se clasifican en base a su composición:

- Fluidos base agua (gel lineal o reticulado)
- Fluidos base aceite (crudo, refinado y gelificado)
- Fluidos multifase líquido-gas (nitrógeno o bióxido de carbono)

1.3.2 Aditivos

Durante el tratamiento se mezclan diferentes aditivos que modifican el comportamiento del fluido, por lo que es necesario verificar la compatibilidad entre los aditivos y el fluido de fractura; los aditivos más comunes son los siguientes:

- Gelificante: Polímeros de alto peso molecular, solubles en agua, que al ser agregados a una solución acuosa incrementan su viscosidad.
- Activadores: Productos utilizados para aumentar la viscosidad del fluido, su objetivo es unir las cadenas de polímeros en el fluido gelificado.
- Rompedores: Sustancias que degradan o reducen la viscosidad de los fluidos por medio del rompimiento de las cadenas de polímeros.
- Estabilizador de arcillas: Producto cuya función principal es evitar el hinchamiento y migración por contacto entre el agua y las arcillas en la formación.
- Controladores de PH: Compuestos que ayudan a mantener un PH determinado, con el fin de propiciar la gelificación y activación del fluido.
- Surfactante: Sustancia que ayuda a prevenir emulsiones en las zonas productoras, entre los hidrocarburos y el agua del fluido de fractura, evitando así posteriores problemas con viscosidades altas que dificulten la producción.
- Bactericida: Compuesto que impide el crecimiento y proliferación de bacterias ya que el agua con la que se prepara el fluido fracturante sufre contaminación bacteriana que puede degradar rápidamente el fluido reduciendo su viscosidad.

1.3.3 Sustentantes

Del conjunto de materiales utilizados en el fracturamiento hidráulico apuntalado, el agente de sostén es el único que permanece en la fractura manteniéndola abierta y estableciendo un canal conductivo para la afluencia de los fluidos desde la formación hasta el pozo.

La elección del apuntalante debe cumplir ciertas propiedades, una mayor redondez y esfericidad del grano proporciona una mejora en la porosidad y en la permeabilidad, además de mostrar una mayor resistencia al trituramiento debido a una distribución uniforme del esfuerzo entre granos. La densidad del sustentante influye en su transporte, altas densidades dificultan la suspensión del material en el fluido fracturante, por lo que transportarlos hasta la fractura se vuelve complicado. Al finalizar

el tratamiento, la resistencia a la compresión es otra característica a ser considerada, el apuntalante debe ser capaz de soportar los esfuerzos de cierre sin triturarse.

Actualmente existen diferentes tipos de apuntalante que cubren un amplio rango de las características antes mencionadas, la clasificación puede hacerse de la siguiente manera:

- Arenas naturales: Ottawa, Brady.
- Arenas sintéticas: Bauxita, Cerámicos de Resistencia Intermedia (*Intermediate Strength Proppants*, ISP, por sus siglas en inglés), Cerámicos Livianos (*Light-Weight Ceramic Proppants*, LWCP, por sus siglas en inglés) y Arenas Recubiertas con Resina (*Resin Coated Sands*, RCS, por sus siglas en inglés).

1.4 Mecánica del fracturamiento

La mecánica del fracturamiento hidráulico se rige por las condiciones y características del yacimiento, así como también por el fluido de fractura y su programa de inyección; a continuación se describe como se inicia, orienta y propaga la fractura considerando las condiciones y características de los factores mencionados anteriormente.

1.4.1 Iniciación de la fractura

En cada lugar dentro de la formación existe un estado de esfuerzos de compresión, deformación y tensión. Para iniciar una fractura debe aplicarse una fuerza contra la roca que constituye al yacimiento, mediante el bombeo a presión de un fluido a través del pozo hasta exceder la resistencia de la formación a la tensión, venciendo así los esfuerzos compresivos.

1.4.2 Orientación de la fractura

Cuando se llevan a cabo operaciones de fracturamiento hidráulico, se deben tener en cuenta las magnitudes de cada uno de los esfuerzos que actúan sobre la fractura, puesto que la fractura se crea y se propaga a lo largo de un plano preferencial cuyo

sentido siempre es perpendicular al mínimo esfuerzo de la roca, en la mayoría de los casos, el esfuerzo mayor se presenta en la dirección vertical por lo que la dirección de la fractura es en ese mismo plano, un ejemplo gráfico de los esfuerzos que orientan a la fractura se muestra en la **Figura 1.2**. Si la diferencia entre las magnitudes de los esfuerzos es muy pequeña, no permitirá que la fractura se propague en una dirección preferencial y no tendrá el efecto que se busca con el tratamiento.

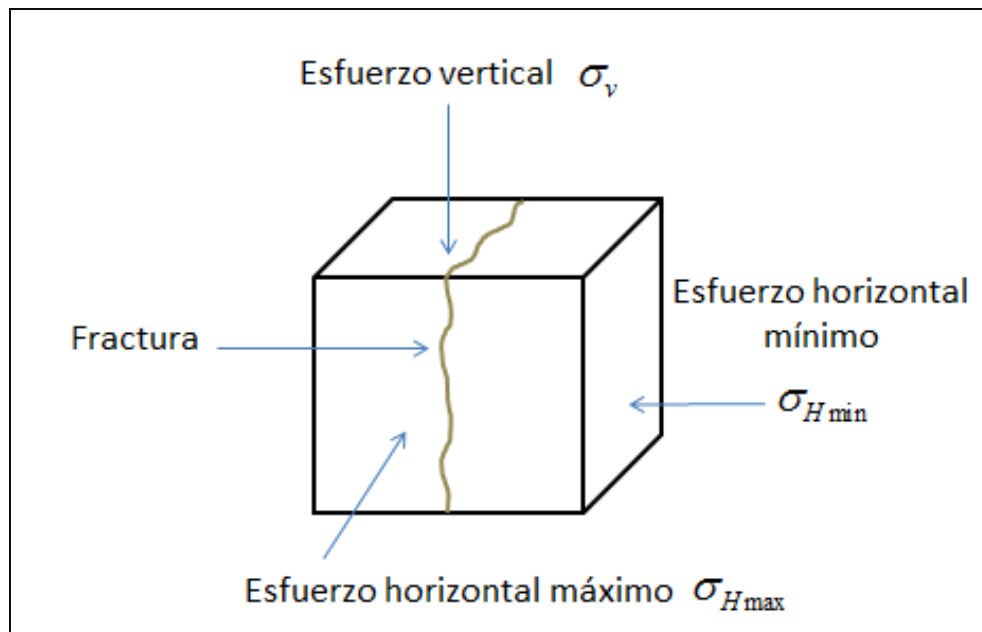


Figura 1.2: Esquema de esfuerzos a los que está sometida una fractura hidráulica.

Es importante resaltar que la orientación de la fractura está ligada fuertemente al estado original de los esfuerzos in-situ, por lo que bajo esta condición, la fractura estará en dirección perpendicular al mínimo esfuerzo independientemente de las condiciones de terminación del pozo, incluyendo la forma, posición y orientación de los disparos.

1.4.3 Propagación de la fractura

Si después de alcanzar la presión de fractura de la formación, se sigue inyectando fluido, la concentración de esfuerzos alrededor del pozo desaparece y la fractura se extiende en un plano perpendicular al esfuerzo mínimo mientras sigue el camino de la menor oposición o resistencia a la propagación de la misma. Cuando exista diferencia

entre los esfuerzos horizontales la fractura tomará una dirección preferencial por la cual se extiende la fractura. La **Figura 1.3** muestra las condiciones prevalentes en la propagación de una fractura vertical. La roca puede estar sometida a esfuerzos horizontales compresivos mayores que el respectivo vertical; si el esfuerzo efectivo mínimo es vertical, la fractura se extiende a un plano horizontal.

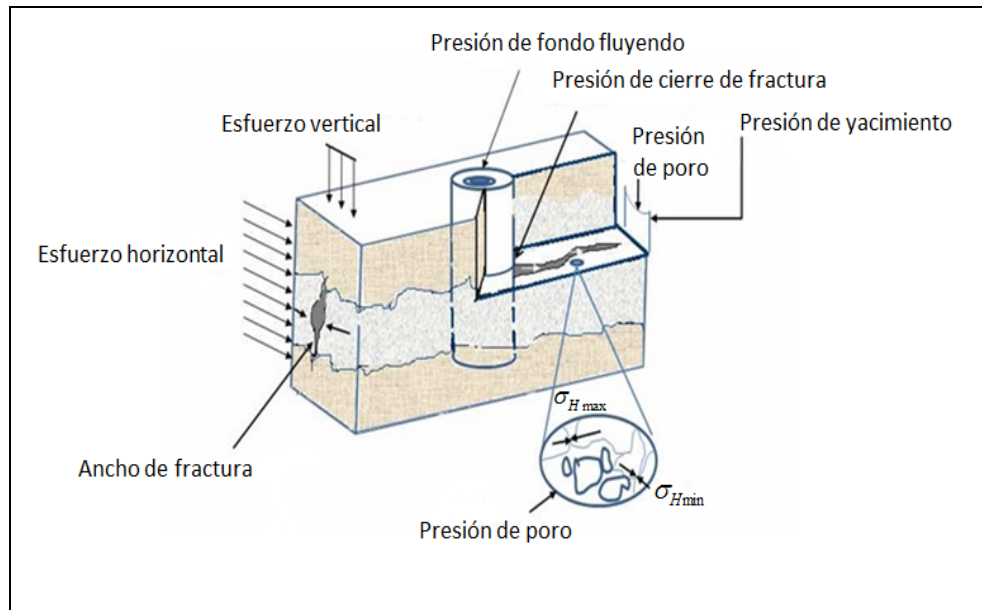


Figura 1.3: Presiones, esfuerzos y propiedades de la roca involucradas en la propagación de una fractura vertical (González N. 2011).

Después de iniciar la fractura se debe mantener abierta, para lograrlo, la presión en la fractura debe exceder la presión de poro en una cantidad igual al mínimo esfuerzo efectivo que actúa sobre la roca; dicha presión generalmente se denomina presión de cierre de fractura.

A medida que la fractura se extiende, la presión de propagación de la fractura se incrementa como resultado de la fricción del fluido al recorrer una distancia creciente hacia la punta de la fractura. Otro factor que puede ocasionar el incremento de la presión de propagación de la fractura es el posible incremento de la presión de poro, cerca de la fractura, por la filtración de fluido.

La presión en la fractura (mayor que la presión de cierre de fractura) corresponde a la presión de fractura neta, la cual hace que la fractura se abra y aumente de espesor. Durante el tratamiento, la presión de fractura neta se usa como indicador de la extensión de la fractura, si es menor al diferencial de los perfiles de esfuerzos, la fractura creada está confinada en el espesor de la formación productora, como se muestra en la **Figura 1.4**.

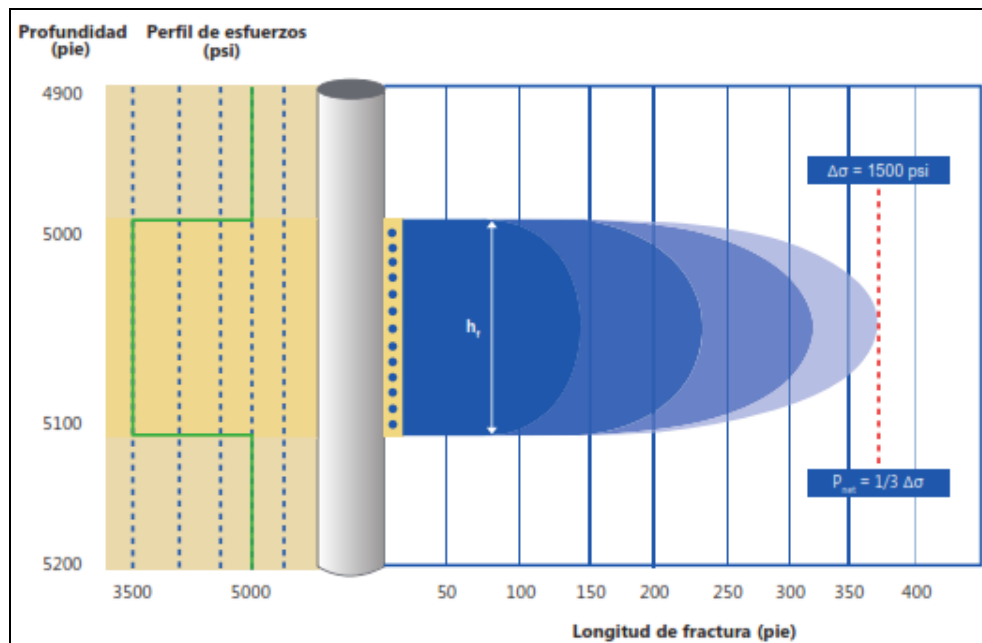


Figura 1.4: Comportamiento de la altura y longitud de una fractura en función de la presión neta y el diferencial de esfuerzos (Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011).

A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos de los estratos en la formación, la altura de la fractura se reduce y la longitud de la fractura aumenta, en cambio si los contrastes de esfuerzos disminuyen, la altura de la fractura crece y la longitud de la fractura se reduce. Los escenarios mencionados anteriormente pueden ser apreciados gráficamente en la **Figura 1.5**.

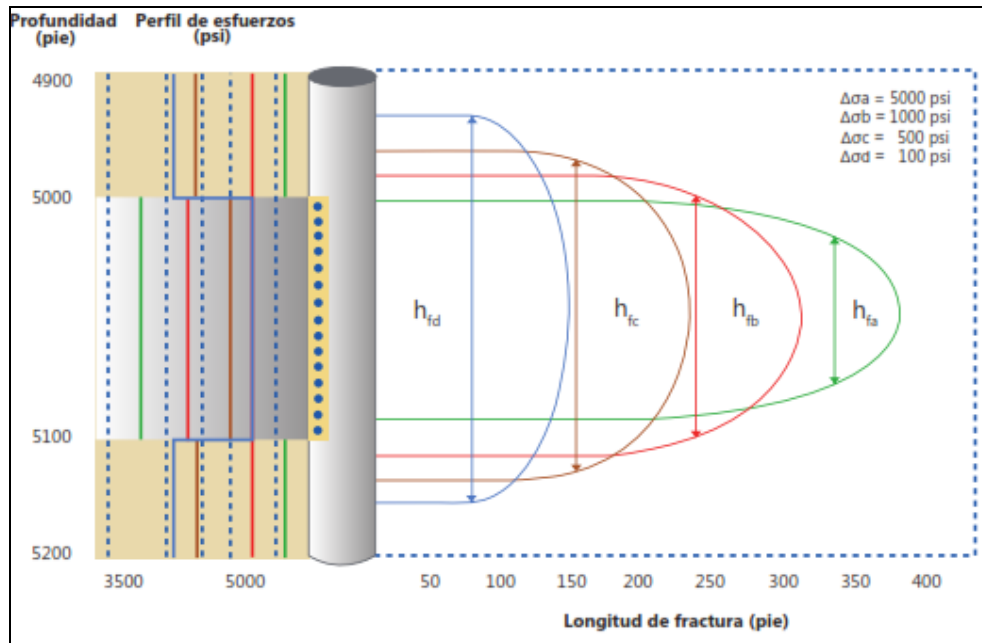


Figura 1.5: Longitud y altura de una fractura Vs diferencial de esfuerzos (Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011).

Desafortunadamente se presentan algunos escenarios donde el esfuerzo es menor, ya sea en el estrato superior o en el inferior al estrato objetivo, lo que tiene como consecuencia una extensión de la fractura fuera del estrato de interés. En los casos donde el contraste de esfuerzos no sea suficiente para contener la altura de la fractura, será difícil realizar trabajos de fracturamiento para lograr una estimulación de gran éxito comercial a menos que pequeñas fracturas con sustentante sean suficientes.

1.5 Evaluación de la fractura

Cuando se efectúa un fracturamiento hidráulico el objetivo es crear un canal altamente conductivo, por el cual pueda fluir el hidrocarburo desde el yacimiento hasta el pozo, logrando así incrementar la producción. Para evaluar dicho canal conductivo es necesario utilizar parámetros como la conductividad de la fractura y su respectiva forma adimensional.

El sustentante proporciona una trayectoria conductora que aumenta la capacidad de flujo. La forma en que se estima la capacidad de flujo a través de la fractura es mediante la conductividad de la fractura, dada por la **Ecuación 1.1**.

$$F_C = k_f w_f \quad (1.1)$$

Donde k_f y w_f son la permeabilidad y ancho de la fractura.

La conductividad adimensional de la fractura es otro parámetro utilizado para evaluar la eficiencia de un tratamiento de fracturamiento hidráulico y se define como la capacidad de la fractura para transportar el fluido recibido de la formación hacia el pozo.

$$F_{CD} = \frac{F_C}{Kx_f} = \frac{k_f w_f}{Kx_f} \quad (1.2)$$

En donde F_{CD} es la conductividad adimensional de la fractura, K es la permeabilidad de la formación y x_f es la longitud de media ala de fractura.

Como se observa en la **Ecuación 1.2**, la F_{CD} mide la relación que existe entre la capacidad que tiene la fractura para que fluyan fluidos al pozo con respecto a la capacidad que tiene el yacimiento para que fluyan fluidos a la fractura. Todo fracturamiento hidráulico busca que la capacidad de la fractura exceda a la capacidad de la formación.

1.6 Daño en la conductividad de la fractura

Algunos de los aspectos que generan daño y reducen la conductividad de la fractura son: el trituramiento del apuntalante, el incustramiento o empotramiento del apuntalante en las paredes de la formación, los residuos de gel (fluido fracturante) dentro de la fractura y las impurezas del sustentante.

1.6.1 Trituramiento del apuntalante

Si la resistencia del sustentante es inadecuada, el esfuerzo inducido por el cierre de la fractura ocasiona que las paredes de la formación presionen al apuntalante hasta que logren triturarlo, como resultado, existe una reducción de la permeabilidad en la fractura empaquetada puesto que los fragmentos tienden a convertirse en finos que obstruyen el espacio entre las gargantas de poro afectando así el flujo del hidrocarburo, en la **Figura 1.6** se muestra una imagen donde puede observarse el efecto causado en un apuntalante, derivado de la aplicación de un esfuerzo mayor al recomendado.

Es importante conocer los esfuerzos a los que está sometido el apuntalante para seleccionar adecuadamente aquel que cumpla con las características necesarias para evitar las reducciones de la conductividad, logrando así un mayor éxito en la operación.

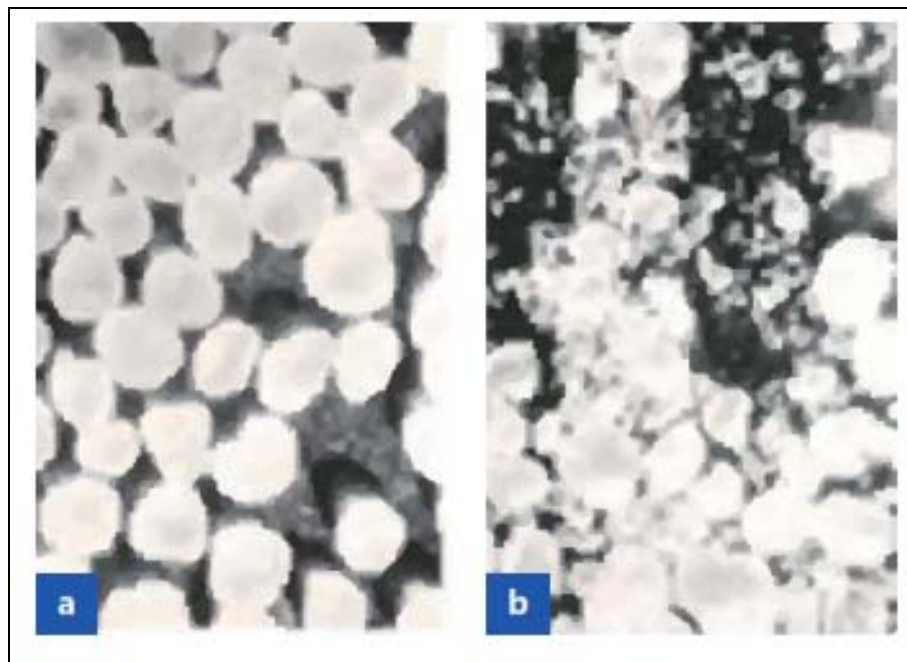


Figura 1.6: Efecto del esfuerzo de cierre en el sustentante (*Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011*). a) Material sustentante a una presión no mayor a la recomendada, b) Material sustentante triturado después de que se sometió a una presión mayor de la recomendada.

En la **Figura 1.7** se muestra el efecto de los esfuerzos de cierre para tres tamaños del grano en la conductividad efectiva de la fractura apuntalada, los datos se obtuvieron a una concentración constante. La primera observación es la caída drástica de la

conductividad de la arena en el tamaño 12/20, originado por el incremento del esfuerzo de cierre, concluyendo que entre más grande sea el grano y menor sea el esfuerzo de cierre, mayor será la conductividad en la fractura.

El incremento de la conductividad se debe a una mayor porosidad y permeabilidad entre los granos, favoreciendo un mayor flujo entre los canales. Sin embargo, con el aumento de los valores de tensión, el apuntalante es más frágil y su resistencia disminuye debido a la distribución de las cargas dentro de la matriz empacada. Por lo tanto, a mayor tamaño de grano, mayor capacidad de trituramiento y generación de finos a altas presiones de confinamiento; originando la reducción de la conductividad, ya que los apuntalantes con mayor porosidad son más fáciles de obstruirse por la migración de los finos.

En la Figura 1.7 también se observa que a presiones elevadas (mayores a 6000 psi), por efecto del trituramiento de los granos, sea cual sea su tamaño, las conductividades tienden a valores similares muy bajos; por lo que se infiere que este tipo de apuntalante solo debe emplearse cuando se tengan esfuerzos de cierre en un rango de 2000 a 4000 psi.

Para realizar la selección del sustentante, no solo debe considerarse el tamaño del grano. En la **Figura 1.8** se observa el comportamiento de la conductividad de la fractura al variar el esfuerzo de cierre para tres tipos de material sustentante. La prueba se realizó a una misma concentración y tamaño de grano, en todos los casos la conductividad es mayor cuando los esfuerzos de cierre son bajos y disminuye cuando los esfuerzos aumentan.

Con respecto al tipo de material utilizado, se observa que inicialmente la arena cerámica tiene la mayor resistencia, aunque bajo un incremento gradual de los esfuerzos de confinamiento, llega a un punto donde el material alcanza con conductividades menores que la baucita.

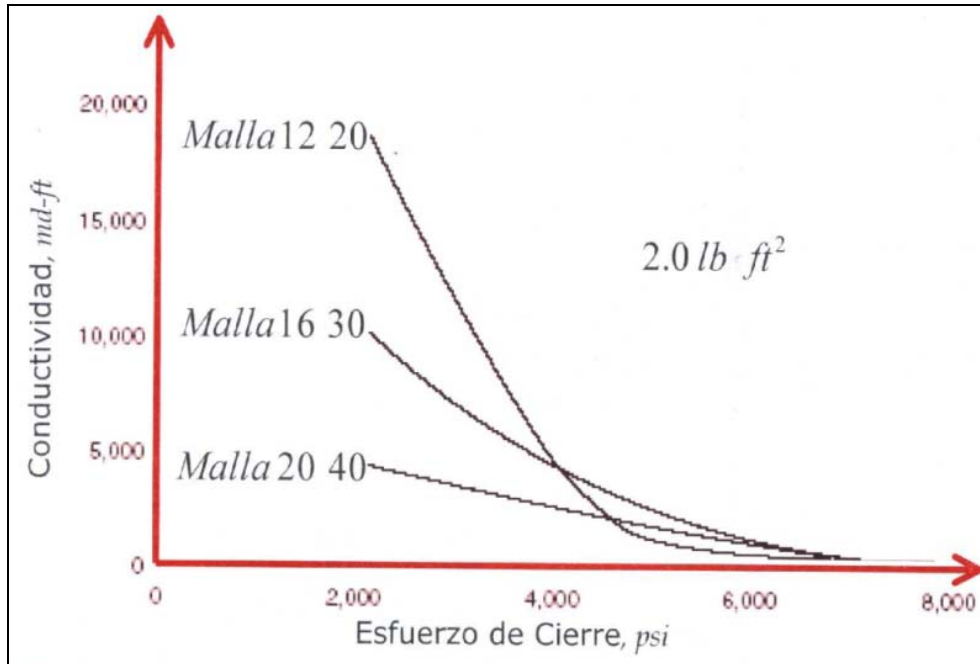


Figura 1.7: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar la malla del sustentante, para la misma concentración (Pazmiño J. 2004).

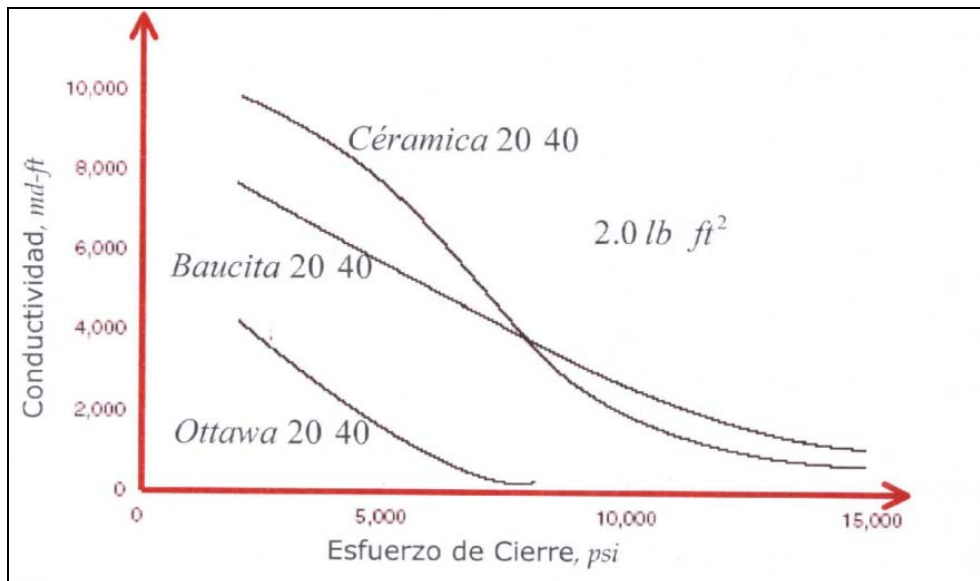


Figura 1.8: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar los sustentantes, para la misma concentración y mallado (Pazmiño J. 2004).

La concentración del sustentante es otra de las variables que afectan la conductividad efectiva del empaque dentro de la fractura, en la **Figura 1.9** se aprecia el efecto mencionado.

Las pruebas consistieron en someter a distintos esfuerzos de cierre un sustentante de malla 12/20 entre dos placas de roca. Se obtiene que para un mismo esfuerzo de cierre (o presión de confinamiento) la conductividad es mayor a medida que se incrementa la concentración del sustentante; además a diferentes concentraciones corresponden diferentes anchos de fractura, por lo que se concluye que la conductividad es directamente proporcional a la concentración del sustentante.

Cualquiera que sea la concentración, cuando la presión de confinamiento pasa los 3000 psi, la arena pierde mucho de su conductividad debido al trituramiento de los granos. Se concluye la importancia de obtener altas concentraciones de arena para lograr una conductividad adecuada, ya que a baja concentración (0.5 lb/ft^2) la conductividad es muy pobre.

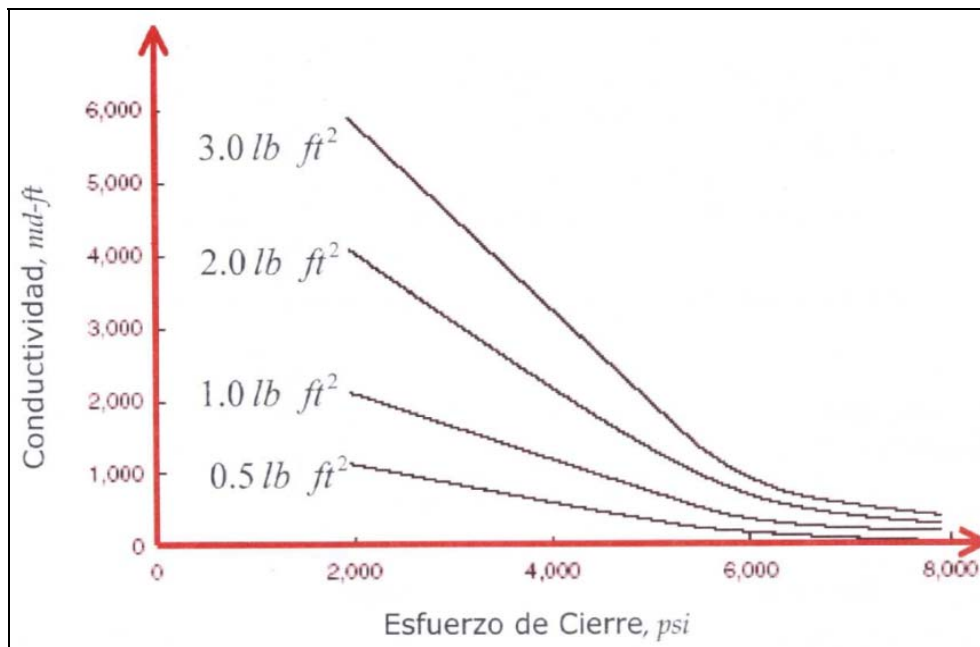


Figura 1.9: Comportamiento de la conductividad de la fractura en función del esfuerzo de cierre, al variar la concentración del sustentante (*Pazmiño J. 2004*).

1.6.2 Incrustamiento o empotramiento

El aplaste y empotramiento del sustentante están estrechamente asociados a las propiedades geomecánicas de la formación, si una roca tiene un alto módulo de Young, se comporta de manera rígida y no permite que el material sustentante se incruste, lo que favorece al ancho de fractura ayudando así a mantener su conductividad. En contraste, si una roca tiene un bajo módulo de Young, se comporta como un material maleable y permite que el sustentante se incruste, disminuyendo el ancho de fractura y consecuentemente su conductividad.

La reducción del ancho de fractura, resultado del empotramiento, puede calcularse con el “índice de incrustamiento” que se mide en fracción del diámetro promedio del sustentante utilizado; para formaciones muy duras es mínimo o casi despreciable, pero en formaciones muy blandas o arenas poco consolidadas debe tomarse en consideración. Un ejemplo del fenómeno de empotramiento es mostrado en la **Figura 1.10**.

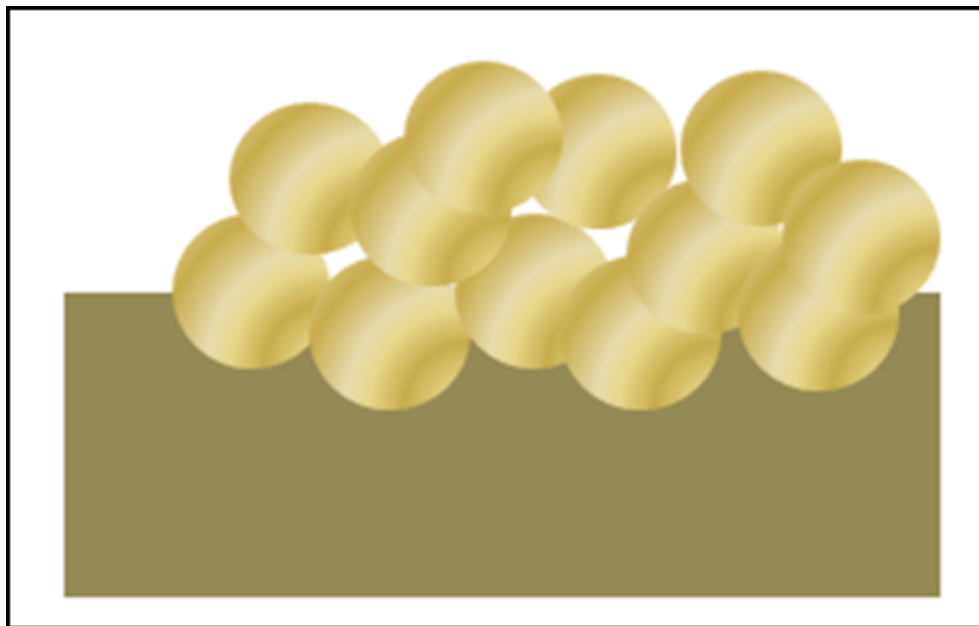


Figura 1.10: Efecto de empotramiento del sustentante.

1.6.3 Residuos de fluido en la fractura

Una reducción en la conductividad puede ser ocasionada por el daño que sufre el empacamiento del apuntalante, derivado del taponamiento por los residuos del gel utilizado como fluido de fractura.

Luego de concluir una fractura puede ocurrir una reducción significativa en la permeabilidad del empaque debido a un rompimiento parcial del fluido utilizado para generarla, como se muestra en la **Figura 1.11**, los residuos del gel taponan la porosidad del empaque, además una parte del fluido de fractura también es absorbida en las paredes de la roca durante el proceso, originando la formación de un enjarre.

Los residuos de fluido pueden eliminarse si el pozo es abierto poco tiempo después de terminada la fractura. En aquellos pozos que no han fluido inmediatamente, el daño puede llegar a ser considerable, solo por el taponamiento ocasionado por los residuos del fluido; este daño es dependiente tanto de la calidad del gelificante, como de la cantidad y calidad del rompedor utilizado.

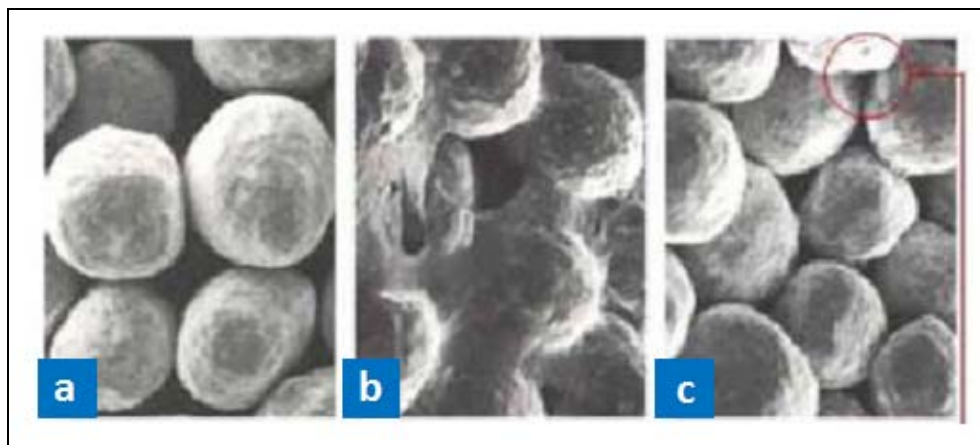


Figura 1.11: Beneficios de utilizar fluidos y gel con ruptor adecuados. a) Empaque de arena antes de fluir gel, b) Empaque de arena después de fluir gel sin ruptor, c) Empaque de arena después de fluir gel con el ruptor adecuado.

1.6.4 Impurezas en el sustentante

La cantidad de material soluble en ácido clorhídrico (al 12 %) de un sustentante es un indicador de la cantidad de contaminantes o impurezas presentes (carbonatos, feldespatos, óxidos y finos de arcilla) y de la estabilidad relativa del sustentante en el ácido, aunque también puede ser un indicador de la tendencia del sustentante para disolverse en ambientes con temperatura muy elevada.

El contenido de contaminantes de un material sustentante puede causar taponamientos parciales y rápidas reducciones en la permeabilidad, en la **Figura 1.12** se muestra como varía la conductividad en función de la presión de cierre dependiendo de la concentración de un contaminante específico (Feldespatos), a mayores concentraciones del contaminante, menor es la conductividad.

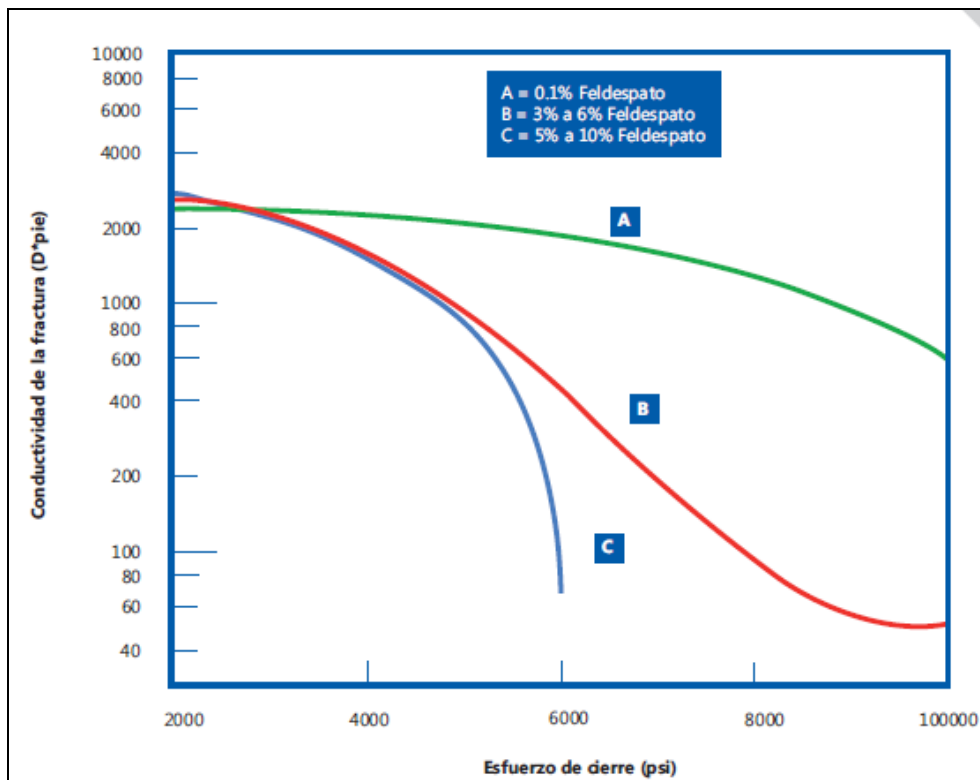


Figura 1.12: Efecto de la cantidad de impurezas sobre la conductividad de la fractura (*Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011*).

Capítulo II. Análisis de productividad

Los pozos que son perforados y terminados con el fin de producir hidrocarburos se deben someter a un análisis que permita optimizar la producción. El análisis del comportamiento de producción de un pozo fluyente involucra cada uno de los componentes del Sistema Integral de Producción (SIP), donde se necesita energía para transportar el hidrocarburo.

En este capítulo se describe que es un SIP y sus componentes, así como las caídas de presión generadas por el flujo a través del mismo. Se explica la metodología de “análisis nodal”, empleada para optimizar la producción, donde se hace énfasis en el balance de energía requerido entre el yacimiento y la infraestructura instalada en el pozo, dicho balance de energía establece la capacidad de producción.

2.1 Sistema integral de producción

Se define como el conjunto de componentes que se encuentran involucrados en el proceso de producción de hidrocarburos. Su objetivo es transportar la mezcla de fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, posteriormente, separar dicha mezcla en aceite, gas y agua, para ser enviada a las instalaciones donde se almacena y comercializa.

Así mismo, el SIP puede ser relativamente simple o puede incluir muchos componentes y distintas configuraciones con base a las necesidades y requerimientos del entorno y políticas de producción adoptadas.

2.1.1 Componentes del sistema integral de producción:

Para entender el funcionamiento del SIP, se deben definir sus componentes; a continuación se da una breve descripción de los más comunes:

Yacimiento: Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable, que contiene hidrocarburos confinados por rocas impermeables o barreras de contacto agua-aceite. El tipo de hidrocarburo en el yacimiento puede ser clasificado como aceite (negro o volátil), gas (húmedo o seco) o de gas y condensado. El mecanismo de drene en el yacimiento puede ser gravitacional, empuje hidráulico, gas en solución y casquete de gas.

Tubería de producción: Es la configuración mecánica dentro del pozo, cuyo objetivo es proveer un canal de transporte para la mezcla de fluidos desde el yacimiento hasta la cabeza del pozo. Durante el transporte del hidrocarburo por la tubería de producción, el comportamiento de flujo obedece a las condiciones de presión y temperatura que están en función de la profundidad.

Cabezal y árbol de válvulas: Un pozo está conformado por arreglos de tuberías de revestimiento y por la tubería de producción, la función del cabezal es soportar las tuberías y proporcionar un sello entre las mismas. El árbol de válvulas, es un sistema de conexiones instalado sobre el cabezal del pozo, su función es controlar la producción y establecer la conexión entre el pozo y la línea de flujo superficial.

Línea de flujo superficial: Su finalidad es transportar la mezcla de fluidos desde la cabeza del pozo hasta la batería de separación. Los costos específicos en el transporte, tanto de aceite como de gas, disminuyen cuando la capacidad de manejo aumenta; esto se logra si el aceite, gas y agua, se transportan en tuberías de diámetro óptimo para una capacidad dada.

Estrangulador: Es un dispositivo que se instala con la finalidad de mantener estable el flujo dentro del sistema. El control de la caída de presión generado por el estrangulador, permite manejar el gasto de producción hasta obtener un gasto deseado, además, permite una declinación más lenta de la presión conservando la energía del yacimiento durante más tiempo.

Separadores: Los fluidos producidos por un yacimiento normalmente son mezclas complejas compuestas por líquidos y gases de hidrocarburos, en algunos casos incluso con agua o pequeñas partículas sólidas. Los separadores son usados con el propósito de procesar las mezclas, como su nombre lo indica, separándolas.

De los componentes mencionados anteriormente, el yacimiento es una o varias unidades de flujo del subsuelo creadas e interconectadas por la naturaleza, mientras que la tubería de producción y las instalaciones de superficie es infraestructura construida por el hombre para la extracción, control, medición y transporte de los hidrocarburos obtenidos del yacimiento.

2.1.2 Caídas de presión en el sistema de producción.

Durante el transporte de fluidos a través de los componentes del SIP existen caídas de presión, que impactan la capacidad de producción de hidrocarburos. La disminución de la presión depende de las características de los fluidos producidos y del caudal de flujo transportado.

El movimiento del fluido inicia desde el límite exterior del área de drenaje en el yacimiento, lo que implica el desplazamiento en un medio poroso donde la pérdida de presión se debe a la baja capacidad de flujo en el medio, la restricción al flujo ocasionada por el daño en la cercanía al pozo y la resistencia del fluido al flujo ocasionada por la fricción. La caída de presión generada se representa como $\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfp}$, que expresa el diferencial de presión en el yacimiento (ΔP_y), entre la presión estática del yacimiento (P_{ws}) y la presión de fondo fluyendo en el pozo (P_{wfp}).

Durante el flujo (ascendente), a lo largo de una tubería, se requiere desplazar el fluido venciendo la fuerza de gravedad y la columna hidrostática, así como las fricciones ocasionadas por las paredes internas de la tubería, además de las fuerzas moleculares del fluido, descritas por la contribución de la viscosidad. La caída de presión generada se representa como $\Delta P_{tp} = P_{wfp} - P_{wh}$, que expresa la caída de presión en la tubería de

producción (ΔP_{tp}), entre la presión de fondo fluyendo y la presión de la cabeza del pozo (P_{wh}).

El transporte del fluido hasta los separadores se realiza por medio de líneas de flujo superficiales, donde la pérdida de presión es ocasionada casi en su totalidad por las fricciones generadas en las paredes internas de la tubería. La caída de presión se representa como $\Delta P_{fl} = P_{wh} - P_{sep}$, que expresa el diferencial de presión en la línea de flujo (ΔP_{fl}), entre la presión en la cabeza del pozo y la presión del separador (P_{sep}).

En la **Figura 2.1**, se presentan gráficamente los componentes del sistema de una forma más detallada, así como las caídas de presión entre cada uno:

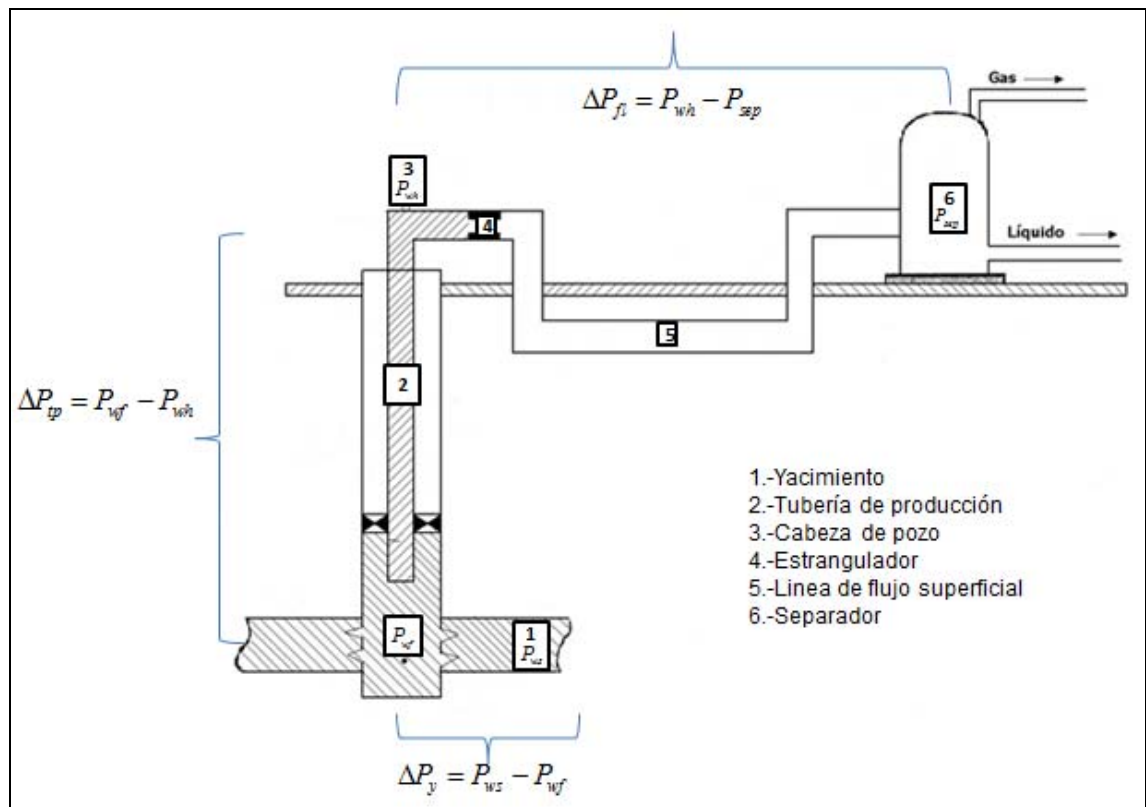


Figura 2.1: Esquema del SIP.

El análisis de presiones a lo largo del recorrido del fluido, es uno de los aspectos más importantes para estudiar el desempeño de un pozo y optimizar la producción de un yacimiento, de tal manera que, la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía requerida por la infraestructura para transportar los fluidos.

2.2 Análisis del sistema de producción

El enfoque de análisis, comúnmente llamado “análisis nodal” (*Beggs, 2003*), es una metodología que se utiliza para evaluar y optimizar el desempeño del sistema de producción.

La metodología consiste en seleccionar un “punto de análisis” o “nodo”. Cualquier punto en el sistema se puede elegir como un nodo funcional, siempre y cuando la presión pueda ser calculada en función del gasto de producción (*Brill y Mukherjee, 1999*). Los nodos más comunes son: el estrangulador, la cabeza del pozo, válvula de seguridad, restricciones en la tubería, el fondo del pozo y las perforaciones en la tubería. Existen dos puntos donde la presión no está en función del gasto de producción pero pueden elegirse como nodos, estos puntos están ubicados en los extremos del sistema que corresponden al yacimiento y el separador.

Fijar un nodo determinado permite dividir al SIP: Los componentes situados desde el yacimiento hasta el nodo seleccionado describen el potencial de producción, mientras que los componentes situados desde el nodo hasta el separador describen la demanda de energía en la infraestructura para el transporte del hidrocarburo. Cabe mencionar que, la elección del nodo está en función del componente del sistema que se desee evaluar y su respectiva solución es cuando las condiciones de presión y gasto son idénticas en el nodo para cada uno de los sistemas analizados. Con el objetivo de encontrar la solución nodal, es necesario conocer o suponer las presiones en los extremos del sistema, a partir de las cuales se puede calcular la presión y el gasto en dirección al nodo seleccionado.

El alcance del presente trabajo está delimitado hasta la cabeza del pozo, donde existen diferentes opciones de nodos a elegir. En este caso, se selecciona el fondo del pozo, lo que permite analizar de manera independiente el yacimiento y la tubería de producción.

2.2.1 Solución del nodo en el fondo del pozo

Cuando se selecciona el fondo del pozo, la ubicación del nodo es a la profundidad media del intervalo disparado, por consiguiente, el SIP se divide en el yacimiento y la tubería de producción. En el yacimiento se fija la presión estática, mientras que, en la tubería de producción se fija la presión de la cabeza del pozo. Normalmente, la presión en el separador es la presión fija en el extremo, aunque, si el pozo se controla con un estrangulador, la presión en la cabeza del pozo puede mantenerse, lo que propicia un flujo estable.

Primero, se determina el potencial que tiene el yacimiento para producir hidrocarburos y se representa con la curva IPR (Inflow Performance Relationship), que se obtiene implementando un modelo de flujo a través del yacimiento, donde el comportamiento de flujo es descrito por la presión para ciertas propiedades del medio poroso y los fluidos presentes en el yacimiento.

Segundo, se obtiene la capacidad de transporte de hidrocarburos en la tubería de producción y se representa con la curva VLP (Vertical Lift Performance). Para estimar la capacidad de transporte, se debe de determinar o suponer la presión necesaria en la cabeza del pozo para mover los fluidos hasta el separador; a partir del valor de la presión en la cabeza del pozo, se simula el flujo del fluido por la tubería de producción con una correlación de flujo multifásico que sea adecuada para las características de los fluidos y la tubería.

Por último, la solución se encuentra cuando las condiciones de presión y gasto convergen en un mismo punto para cada uno de los sistemas analizados. Como se muestra en la **Figura 2.2**, se presentan en la misma gráfica las curvas IPR y VLP, la presión de fondo fluyendo en el eje de las ordenadas y el gasto de producción en el eje

de las abscisas. La intersección entre ambas curvas indica el punto donde se satisfacen las condiciones de flujo para cada uno de los sistemas analizados y representa la presión de fondo fluyendo a la cual el yacimiento entrega un gasto máximo obtenible bajo las condiciones específicas del sistema analizado.

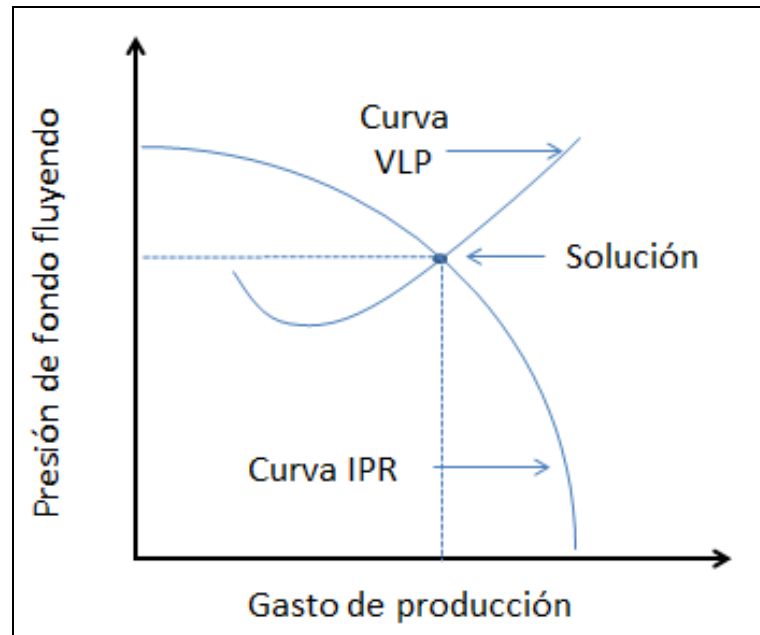


Figura 2.2: Gráfica de la solución nodal.

La técnica de análisis nodal permite ciertos beneficios, como optimizar una sola variable o crear diferentes escenarios de producción posibles. Variar distintos parámetros de cada componente permite cuantificar el efecto de dicha variación en la capacidad de producción, cada curva se construye bajo parámetros específicos. Es posible realizar un estudio de sensibilidad cuando, en una sola gráfica, se presentan más de una curva IPR o VLP.

En la **Figura 2.3** se muestra un ejemplo de un análisis de sensibilidad cuando se modifica un solo parámetro en la VLP, donde se observan tres curvas, la finalidad es optimizar una sola variable eligiendo la opción que genere el mayor beneficio en la capacidad de producción. Por otro lado, en la **Figura 2.4**, se aprecia un ejemplo con diferentes escenarios (uno optimista y otro pesimista), donde se modifican más de un

parámetro y se obtiene como resultado un rango esperado de comportamiento definido dentro de las intersecciones formadas entre las curvas.

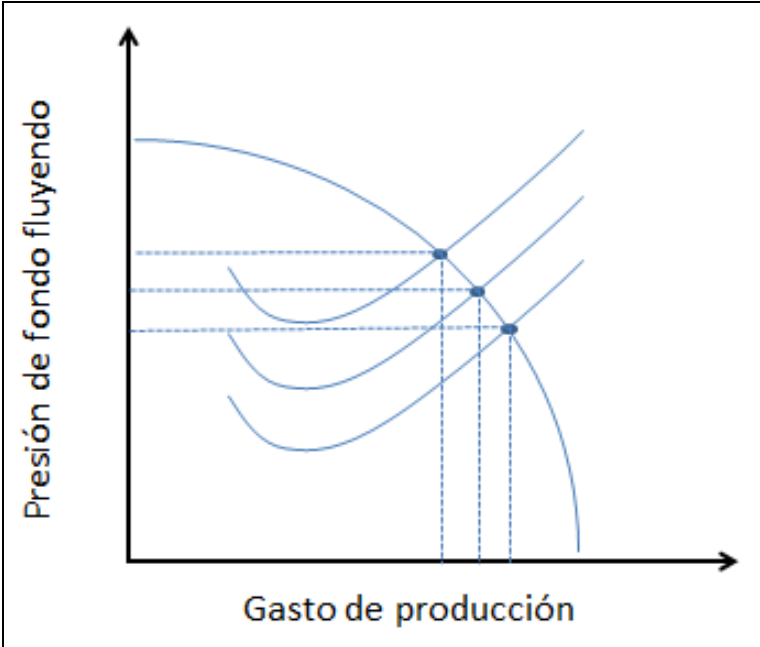


Figura 2.3: Gráfica con un análisis de “optimización” al variar solo un parámetro en la VLP.

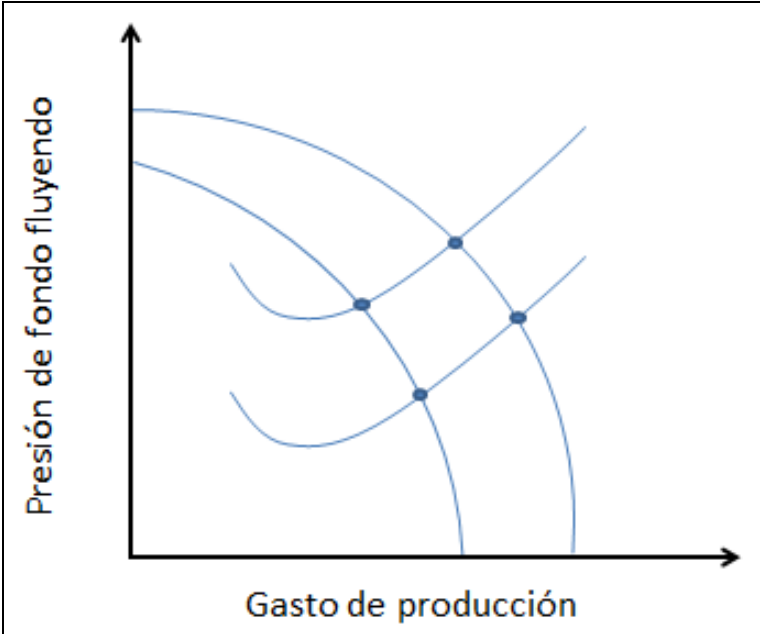


Figura 2.4: Gráfica con un análisis de “posibles escenarios” al variar más de un parámetro.

2.2.2 Construcción de la curva IPR

La relación entre el gasto de producción (Q_o) de un pozo y el abatimiento de la presión con este gasto en particular, se denomina índice de productividad (J) (Nind, 1987).

$$J = \frac{Q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.1)$$

La curva IPR se construye con la **Ecuación 2.1**, para un rango de presiones de fondo fluyendo. Se considera que la presión máxima de fondo fluyendo es igual a la presión estática del yacimiento, y se obtiene como resultado un gasto de producción igual a cero; mientras que, el valor mínimo para la presión de fondo fluyendo es cero, esto representa el caso ideal donde el pozo no muestra restricción alguna al flujo y se obtiene un gasto de producción máximo hipotético. De esta forma se tiene un panorama del potencial de aporte del yacimiento.

Con el propósito de obtener el índice de productividad, es necesario implementar una solución numérica de un modelo del yacimiento, en donde se describe el comportamiento de la presión (p) en función del tiempo (t) durante el flujo a través del medio poroso; dicha implementación se lleva a cabo mediante la metodología DVS (*Distributed Volumetric Sources*), donde se consideran las fracturas como fuentes volumétricas distribuidas en el yacimiento.

Esta metodología requiere de ciertos parámetros para ser implementada, tales como: el tiempo de duración en la simulación; las características del fluido (viscosidad y factor volumétrico); las características del yacimiento (dimensiones, porosidad, permeabilidad, compresibilidad total y presión estática); características del pozo (longitud y radio de la tubería) y las características del fracturamiento hidráulico apuntalado (número de fracturas, la geometría, permeabilidad y posición de cada una). A continuación, se explica el desarrollo de la metodología:

El modelo DVS considera un yacimiento homogéneo y de forma rectilínea, donde se supone un medio poroso anisotrópico; dentro del yacimiento se posiciona una fractura cuyas superficies son paralelas a los límites del yacimiento, como se aprecia en la **Figura 2.5**:

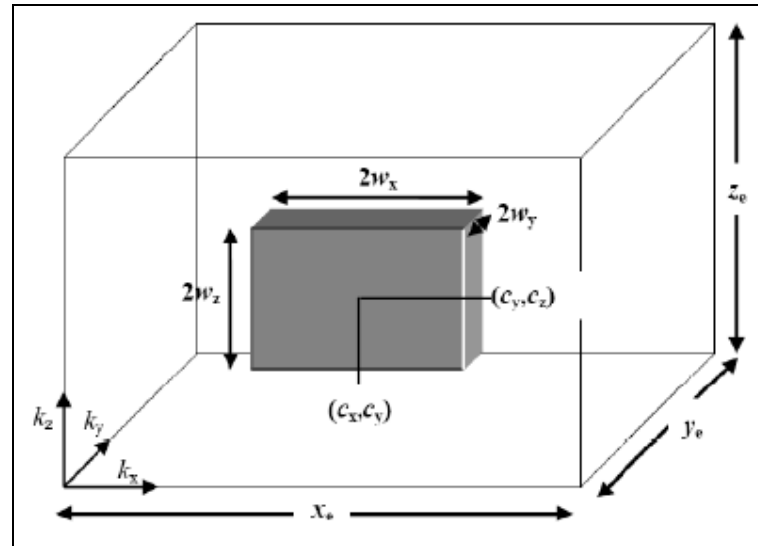


Figura 2.5: Modelo de un yacimiento con una fuente volumétrica distribuida (Amini, 2007).

Por tanto, el modelo DVS se describe gráficamente con los siguientes parámetros:

- La permeabilidad del yacimiento en los ejes principales (k_x, k_y, k_z).
- Las longitudes del yacimiento que coinciden con los ejes principales (x_e, y_e, z_e).
- Las coordenadas del punto central dentro de la fractura (c_x, c_y, c_z).
- Las longitudes de la fractura en las direcciones principales ($2w_x, 2w_y, 2w_z$).

Una vez descrito el sistema, se plantea la **Ecuación 2.2**, conocida como la ecuación de difusividad hidráulica, donde se considera un fluido monofásico ligeramente compresible que obedece a la ley de Darcy:

$$\partial_i p = \sum_i \eta_i \partial_i^2 p + \frac{q_s}{\phi c_i} \quad (2.2)$$

Resolver la ecuación anterior requiere del coeficiente de difusividad hidráulica (η_i), definido en la **Ecuación 2.3**, donde se observa que depende de la permeabilidad (k_i), la porosidad (ϕ), la viscosidad del aceite (μ_o) y la compresibilidad total (c_i); el subíndice “ i ” denota las direcciones de los ejes principales del tensor de permeabilidad absoluta del medio poroso ($i = x, y, z$).

$$\eta_i = \frac{k_i}{\phi \mu_o c_i} \quad (2.3)$$

En la Ecuación 2.2, también se aprecia el termino fuente (q_s), expresado con la **Ecuación 2.4**, que está en función del gasto de producción, el factor volumétrico del aceite (B_o), la función delta de Dirac [$\delta(t)$] y la función de escalón unitario de Heaviside [$H(i)$]. Mientras el espacio ocupado por la fractura se define con sus límites superior (i_u) e inferior (i_l), que a su vez, pueden escribirse en términos de las coordenadas del centro y los anchos de la fractura como $i_u = c_i + w_i$ e $i_l = c_i - w_i$.

$$q_s(i, t) = Q_o B_o \delta(t) \prod_i \frac{[H(i - i_l) - H(i - i_u)]}{i_u - i_l} \quad (2.4)$$

Se continúa por hacer explícitas las condiciones inicial y de frontera en el yacimiento. La condición al tiempo inicial se describe por la **Ecuación 2.5** que implica una misma presión estática en cualquier punto dentro del yacimiento. Mientras que la **Ecuación 2.6**, establece la condición de frontera donde se determina que no hay caída de presión en los límites exteriores del yacimiento.

$$p(i, 0) = P_{ws} \quad (2.5)$$

$$\partial_i p|_{i=0} = \partial_i p|_{i=i_e} = 0 \quad (2.6)$$

A fin de simplificar la solución del problema, se definen las variables adimensionales de la longitud (i_D), la presión (p_D) y el tiempo (t_D):

$$i_D = \frac{i}{i_e} \quad (2.7)$$

$$p_D = \frac{kl}{Q_o B_o \mu_o} (P_{ws} - p) \quad (2.8)$$

$$t_D = \frac{k}{\phi \mu_o c_l l^2} t \quad (2.9)$$

La presión y el tiempo adimensionales son expresados de manera diferente a la tradicional, pues se introducen los parámetros de la permeabilidad y longitud características, definidas con las **Ecuaciones 2.10 y 2.11** respectivamente.

$$k = \sqrt[3]{\prod_i k_i} \quad (2.10)$$

$$l = \sqrt[3]{\prod_i i_e} \quad (2.11)$$

Las **Ecuaciones 2.7 a 2.9**, se sustituyen en la Ecuación 2.2 y se obtiene:

$$\partial_{t_D} p_D = \sum_i \frac{k_i}{k} \left(\frac{l}{i_e} \right)^2 \partial_{i_D}^2 p_D + \delta(t_D) \prod_i \frac{[H(i_D - i_{iD}) - H(i_D - i_{uD})]}{i_{uD} - i_{iD}} \quad (2.12)$$

Se reescriben las condiciones inicial y de frontera con las **Ecuaciones 2.13 y 2.14**, respectivamente.

$$p_D(i_D, 0) = 0 \quad (2.13)$$

$$\partial_{i_D} p_D \Big|_{i_D=0} = \partial_{i_D} p_D \Big|_{i_D=1} = 0 \quad (2.14)$$

Resolver la **Ecuación 2.12** requiere hacer uso de las propiedades de la función delta de Dirac, se considera que el efecto de la fractura es instantáneo y actúa únicamente en el tiempo $t_D = 0$ y no hay efecto continuo después de este tiempo, entonces se transfiere la función fuente de la ecuación y se transforma en la nueva condición inicial, mientras tanto, las condiciones de frontera se mantienen igual. Resulta, en esencia, una ecuación equivalente a la 2.12:

$$\partial_{t_D} p_D = \sum_i \frac{k_i}{k} \left(\frac{l}{i_e} \right)^2 \partial_{i_D}^2 p_D \quad (2.15)$$

Con la **Ecuación 2.16**, como la nueva condición inicial para el yacimiento, donde se describe que para el tiempo $t_D = 0$, usando las propiedades de la función de escalón unitario de Heaviside, la presión adimensional dentro de la fractura es $\frac{1}{i_{uD} - i_{lD}}$ y en el resto del yacimiento es igual a cero.

$$p_D(i_D, 0) = \prod_i \left[\frac{H(i_D - i_{lD}) - H(i_D - i_{uD})}{i_{uD} - i_{lD}} \right] \quad (2.16)$$

Se aplica en la **Ecuación 2.15** el principio de Newman para separar el problema de tres dimensiones (3D) en tres problemas de una sola dimensión (1D), lo que da lugar a la **Ecuación 2.17**.

$$\partial_{i_D} I_D = \sum_i \frac{k_i}{k} \left(\frac{l}{i_e} \right)^2 \partial_{i_D}^2 I_D \quad (2.17)$$

Donde $I_D = X_D, Y_D, Z_D$ son las soluciones 1D correspondientes. Con las **Ecuaciones 2.18 y 2.19** como las condiciones inicial y de frontera, respectivamente.

$$I_D(i_D, 0) = \frac{[H(i_D - i_{lD}) - H(i_D - i_{uD})]}{i_{uD} - i_{lD}} \quad (2.18)$$

$$\partial_{i_D} I_D \Big|_{i_D=0} = \partial_{i_D} I_D \Big|_{i_D=1} = 0 \quad (2.19)$$

La solución 3D se obtiene con la **Ecuación 2.20**.

$$p_{\delta D}(i_D, t_D) = \prod_i I_D(i_D, t_{iD}) = X_D(x_D, t_{xD}) Y_D(y_D, t_{yD}) Z_D(z_D, t_{zD}) \quad (2.20)$$

El problema 1D (Ecuaciones 2.17 a 2.19), admite soluciones analíticas diversas, en este caso, se aplica una solución mediante una serie infinita en el tiempo (Serie de Fourier), entonces la solución al problema 1D es:

$$I_D(i_D, t_D) = \sum_{n=0}^{\infty} a_{in} \cos(n\pi i_D) \exp(-n^2 \pi^2 t_{iD}) \quad (2.21)$$

Se define un tiempo adimensional en cada dirección con la **Ecuación 2.22**.

$$t_{iD} = \frac{k_i}{k} \left(\frac{l}{i_e} \right)^2 t_D = \frac{\eta_i}{i_e^2} t \quad (2.22)$$

A fin de obtener los coeficientes a_{in} de la **Ecuación 2.21**, se tiene que usar la condición inicial, lo que conduce a:

$$I_D(i_D, t_D = 0) = a_{i0} + \sum_{n=1}^{\infty} a_{in} \cos(n\pi i_D) = \frac{[H(i_D - i_{uD}) - H(i_D - i_{uD})]}{i_{uD} - i_{uD}} = I_D(i_D, 0) \quad (2.23)$$

Se usa la propiedad de ortogonalidad entre las funciones seno y coseno, y además, se aplica la **Ecuación 2.24**, con el objetivo de obtener los coeficientes de la **Ecuación 2.23**.

$$a_n = \begin{cases} 1 & , n = 0 \\ 2 \frac{[sen(n\pi i_{uD}) - sen(n\pi i_{iD})]}{n\pi(i_{uD} - i_{iD})} & , n \neq 0 \end{cases} \quad (2.24)$$

La solución al problema 1D se muestra en la **Ecuación 2.25**.

$$I_D(i_D, t_{iD}) = 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \frac{sen(n\pi i_{uD}) - sen(n\pi i_{iD})}{n\pi(i_{uD} - i_{iD})} \cos(n\pi i_D) \exp(-n^2 \pi^2 t_{iD}) \quad (2.25)$$

Debe notarse que la solución de la Ecuación 2.20 solo está dada para el tiempo $t_D = 0$, por lo cual, debe integrarse en el tiempo para obtener la solución final (p_{uD}), como se muestra en la **Ecuación 2.26**.

$$p_{uD} = \int_0^{t_D} p_{\delta D}(i_D, \tau) d\tau \quad (2.26)$$

Con la **Ecuación 2.27** se calcula el índice de productividad adimensional (J_D).

$$J_D = \frac{1}{2\pi(p_{uD} - t_D)} \quad (2.27)$$

El índice de productividad adimensional se relaciona con el índice de productividad a través de la **Ecuación 2.28**.

$$J = \frac{2\pi k z_e J_D}{\mu_o B_o} \quad (2.28)$$

Finalmente el diferencial de presión $P_{ws} - P_{wf}$ expresado en la Ecuación 2.1, se obtiene a partir de la presión inicial del yacimiento (P_0) y la **Ecuación 2.29**.

$$\frac{P_{ws} - P_{wf}}{P_0 - P_{wf}} = \exp(-2\pi J_D t_{DA}) \quad (2.29)$$

2.2.3 Construcción de la curva VLP

La curva VLP se construye a partir de la presión en la cabeza del pozo. Es necesario variar diferentes gastos de producción, y para cada uno, se calcula el gradiente de presión en la tubería hasta alcanzar el valor de la presión en el fondo del pozo; el rango de valores para los gastos de producción es desde uno, como el valor mínimo, y el máximo es calculado con la Ecuación 2.1 para el caso del primer índice de productividad obtenido con el modelo DVS.

El cálculo de la presión de fondo fluyendo se efectúa con la integración del gradiente de presión sobre el total de la longitud de la tubería (L), mediante la **Ecuación 2.30**.

$$\Delta P = \int_0^L \left(\frac{dP}{dL} \right) (dL) \quad (2.30)$$

La caída de presión total en la tubería implica dos escenarios posibles: flujo monofásico (caso bajo saturado) y multifásico (caso saturado). En ambos casos, el gradiente de

presión, la temperatura y el ángulo de inclinación, entre otras propiedades, son variables a lo largo de la tubería de producción, por esta razón el cálculo de la caída de presión requiere de un algoritmo numérico que acople las ecuaciones de los gradientes de presión y temperatura.

En este trabajo se usa un algoritmo de diferencias finitas cuyo método consiste en dividir la tubería de producción en celdas y calcular la caída de presión de una celda a la siguiente. Para encontrar el número adecuado de celdas, la presión en el fondo del pozo se calcula con un número inicial de celdas y después se aumenta hasta que el cálculo ya no tenga variación significativa.

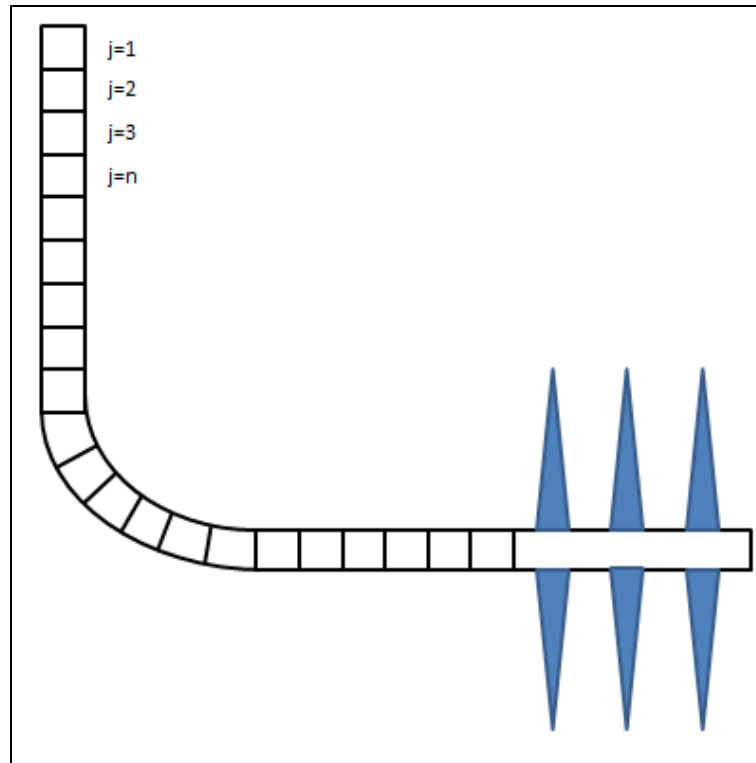


Figura 2.6: Esquema de un pozo horizontal discretizado en celdas numéricas.

Como se observa en la **Figura 2.6**, el pozo horizontal es discretizado en segmentos, donde algunos presentan variación en el ángulo de inclinación y otros son totalmente verticales u horizontales. A pesar de no presentar variación en el ángulo de inclinación, la longitud de los segmentos podría ser lo suficientemente larga para que exista un

cambio significativo en el gradiente de presión, esto ocasionado por variables tales como la densidad, velocidad e incluso el patrón de flujo.

Por esta razón, el cálculo de la caída de presión se realiza a través de pequeños incrementos de tubería, denominados como celdas numéricas "j", donde el gradiente de presión puede ser considerado constante. Entonces, la caída de presión total en la tubería puede ser aproximada mediante la **Ecuación 2.31**.

$$\Delta P \approx \sum_{j=1}^n \left(\frac{dP}{dL} \right)_j (\Delta L)_j \quad (2.31)$$

En la **Figura 2.7**, se presenta el diagrama de flujo del algoritmo con la metodología empleada para calcular la caída de presión en una celda a partir de una presión conocida y solo requiere de información como: las características del fluido (gravedad específica del gas y aceite, así como la relación gas-aceite a condiciones estándar); las características del pozo (diámetro, longitud, inclinación y rugosidad de la tubería), y el perfil de temperatura dentro del pozo a condiciones estáticas.

El método es iterativo y consiste en calcular la distribución de temperaturas en la cima y base de la celda, con una aproximación de una solución analítica o con un balance riguroso de entalpía.

En este trabajo se utiliza un método basado en la ecuación de Ramey (*Garaicochea F., Bernal C. y López O. 1991*), que corresponde a una aproximación mediante una solución analítica:

$$T_f = (T_e + g_G D \sin \theta) + (T_f - T_e)^{\frac{-D}{A}} + g_G A \sin \theta - (g_G A \sin \theta)^{\frac{-D}{A}} \quad (2.32)$$

Resolver la **Ecuación 2.32** requiere de dos perfiles: uno correspondiente a los grados de inclinación en la tubería (θ) y el otro, a la temperatura a condiciones estáticas para determinar la temperatura ambiente en la base de la celda (T_e) y el gradiente geotérmico (g_g); la temperatura de flujo (T_f) como condición inicial en el fondo del pozo se considera igual a la temperatura del yacimiento; la distancia en la sección de la tubería (D); y una función (A) que se obtiene con la **Ecuación 2.33**.

$$A = \frac{W_m C_{fm}}{2\pi r_i U} \quad (2.33)$$

El parametro "A" es funcion del radio interno de la tubería de producción (r_i), el gasto másico de la mezcla (W_m), el calor específico de la mezcla (C_{fm}) y el coeficiente de transferencia de calor total (U).

El gasto másico de la mezcla se obtiene con la **Ecuación 2.34**, que requiere los gastos de producción del aceite y gas (Q_o), así como la densidad de cada uno (ρ_o) y (ρ_g).

$$W_m = Q_o \rho_o + Q_g \rho_g \quad (2.34)$$

La **Ecuación 2.35** estima el calor específico de la mezcla y los datos correspondientes al calor específico del aceite (C_{fo}) y gas (C_{fg}) son valores constantes.

$$C_{fm} = \frac{C_{fo} Q_o \rho_o + C_{fg} Q_g \rho_g}{W_m} \quad (2.35)$$

El coeficiente de transferencia de calor total depende de la configuración mecánica del pozo, se determina con la **Ecuación 2.36**, donde se requiere la siguiente información: conductividad térmica del acero (k_{hs}), el grosor de la tubería de revestimiento (x_c) y de

la tubería de producción (x_t), la conductividad térmica en el espacio anular (k_{han}) y su espesor (x_{an}).

$$\frac{1}{U} = \frac{1}{h} + \frac{x_t + x_c}{k_{hs}} + \frac{x_{an}}{k_{han}} \quad (2.36)$$

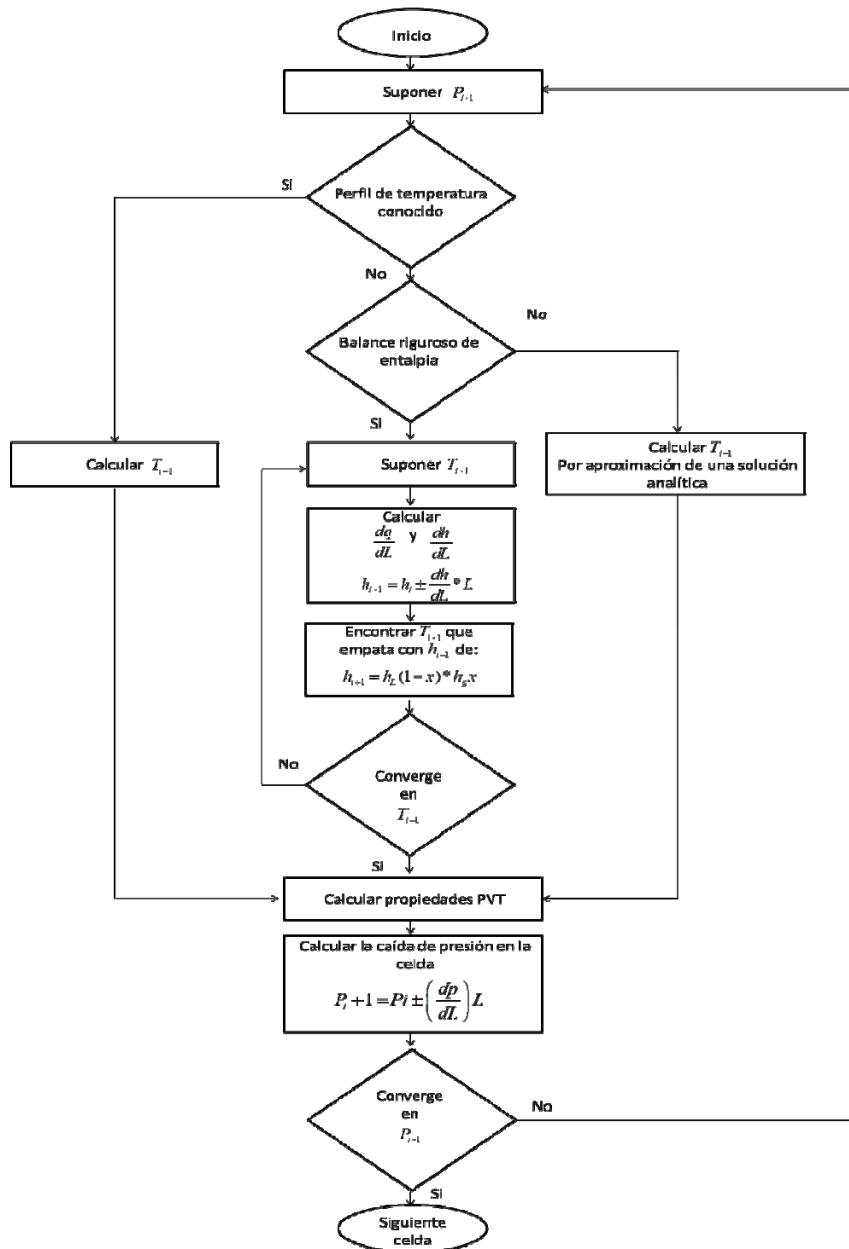


Figura 2.7: Algoritmo para calcular la caída de presión en una celda (Brill y Mukherjee, 1999).

Respecto al diagrama de flujo mostrado en la Figura 2.7, como siguiente paso, se debe suponer la presión en la base de la primera celda, esta suposición es a partir de una presión conocida ($P_i + 1$); el cálculo en la primera celda de la tubería es con $P_i = P_{wh}$. Cuando se conocen las condiciones en la cima y base es posible obtener un promedio de la presión y temperatura en la celda y así calcular las propiedades PVT (Presión, Volumen y Temperatura) requeridas para estimar el gradiente y la caída de presión. En este paso se aplican correlaciones empíricas mostradas en el **Anexo A**, donde se obtienen las propiedades físicas del aceite y gas.

Antes de proceder a la siguiente celda, se debe cumplir que $P_{i+1} = P_i \pm (dP/dL_j)L_j$, de no ser así, se debe realizar el procedimiento nuevamente, solo que ahora la presión supuesta se convierte en la calculada anteriormente. Cuando la condición se cumple, se prosigue a calcular la caída de presión en la celda siguiente, se toma como valor de la presión conocida, la presión anteriormente calculada, y así sucesivamente hasta recorrer toda la tubería.

El cálculo del gradiente de presión total, causado por los hidrocarburos que fluyen a lo largo de la tubería de producción en estado estacionario, se realiza con la **Ecuación 2.37**, que tiene tres contribuciones:

$$\left(\frac{dP}{dL_T}\right) = \left(\frac{dP}{dL_T}\right)_f + \left(\frac{dP}{dL_T}\right)_{el} + \left(\frac{dP}{dL_T}\right)_{ace} \quad (2.37)$$

La primera contribución, es el resultado de las fricciones o el esfuerzo de corte en la tubería, las cuales son aproximadamente del 5 al 20 por ciento del total de las pérdidas de presión. La segunda contribución, depende de los cambios de elevación en la tubería, que son aproximadamente del 80 al 95 por ciento del total de la caída de presión. La última contribución, es ocasionada por los cambios de velocidad y normalmente es despreciable.

La pérdida de presión en la celda, se obtiene con la **Ecuación 2.38**.

$$\Delta P_j = \left(\frac{dP}{dL} \right)_j (\Delta L)_j \quad (2.38)$$

El diferencial de presión, desde un extremo al otro de la celda evaluada (ΔP_j), es obtenido a partir de un producto entre el gradiente de presión total y la longitud de la celda (ΔL_j).

Caso bajo saturado:

El gradiente de presión total, causado por los hidrocarburos que fluyen en una sola fase, es calculado con la **Ecuación 2.39**.

$$\left(\frac{dP}{dL} \right)_t = \left(\frac{f \rho_o v_o^2}{2d} \right)_f + (\rho_o g \text{ sen}\theta)_{el} \quad (2.39)$$

La ecuación anterior requiere de la densidad del aceite y su velocidad (v_o), el diámetro de la tubería (d), el factor de fricción (f), la gravedad (g) y el ángulo de inclinación en la tubería.

La **Ecuación 2.40**, muestra cómo se obtiene el parámetro del número de Reynolds (N_{Re}), necesario para determinar el régimen de flujo. El factor de fricción se estima con la **Ecuación 2.41**, y se observa que depende del régimen de flujo existente en la tubería de producción.

$$N_{Re} = \frac{\rho_o v_o d}{\mu_o} \quad (2.40)$$

$$f = \begin{cases} \frac{64}{N_{Re}} & , f_l (N_{Re} < 2300) \\ \left[1.74 - 2 \log \left(\frac{2\varepsilon}{d} + \frac{18.7}{\sqrt{f_s} N_{Re}} \right) \right]^{-2} & , f_t (N_{Re} > 3100) \\ \left(\frac{3100 - N_{Re}}{3100 - 2300} \right) f_l + \left(\frac{N_{Re} - 2300}{3100 - 2300} \right) f_t & , f_c (2300 \leq N_{Re} \leq 3100) \end{cases} \quad (2.41)$$

La primera condición corresponde a un régimen de flujo laminar y el factor de fricción solo se ve afectado por el Número de Reynolds. La segunda condición, corresponde a los regímenes de flujo turbulento y transición, donde además del número de Reynolds, el factor de fricción también depende de la rugosidad en la tubería (ε), la solución es mediante un método iterativo con un valor inicial de fricción supuesto (f_s). La tercera condición corresponde al régimen crítico y se resuelve con los factores de fricción obtenidos con los regímenes de flujo laminar (f_l) y turbulento (f_t).

La velocidad a la que viaja el fluido a través de la tubería de producción, se calcula con la **Ecuación 2.42**.

$$v_o = \frac{q_o}{A_p} \quad (2.42)$$

La velocidad del fluido, se obtiene con el área de la sección transversal de la tubería de producción (A_p) y el gasto de producción a condiciones de flujo (q_o), que se calcula con la **Ecuación 2.43**.

$$q_o = Q_o B_o \quad (2.43)$$

Caso saturado:

En el desarrollo de este trabajo se usa la correlación empírica de *Beggs y Brill (1973)*, donde se desarrolla un método que predice el comportamiento de flujo en cualquier

ángulo de inclinación de la tubería. La ecuación utilizada en flujo monofásico, es modificada, y las propiedades físicas presentan un enfoque donde se considera una mezcla homogénea, resulta así la **Ecuación 2.44**.

$$\left(\frac{dP}{dL}\right)_T = \left(\frac{f \rho_n v_m^2}{2d}\right)_f + (\rho_s g \text{ sen}\theta)_{el} \quad (2.44)$$

La densidad de la mezcla, sin considerar el resbalamiento entre fases (ρ_n), se calcula con la **Ecuación 2.45**, la velocidad de la mezcla (v_m) con la **Ecuación 2.48** y la densidad considerando el resbalamiento (ρ_s) se obtiene con la **Ecuación 2.69**.

$$\rho_n = \rho_o \lambda_o + \rho_g (1 - \lambda_o) \quad (2.45)$$

La ecuación anterior requiere de la densidad del aceite, la densidad del gas y el colgamiento sin considerar el resbalamiento entre fases (λ_o), que se obtiene con la **Ecuación 2.46**.

$$\lambda_o = \frac{q_o}{q_o + q_g} \quad (2.46)$$

Aplicando la **Ecuación 2.47**, el gasto del gas a condiciones de flujo (q_g), puede calcularse a partir del gasto del aceite a condiciones estándar, la relación gas-aceite (RGA), la relación de solubilidad (Rs) y el factor volumétrico del gas (B_g).

$$q_g = Q_o (RGA - Rs) B_g \quad (2.47)$$

La velocidad de la mezcla (v_m), se obtiene de la siguiente forma:

$$v_m = v_{So} + v_{Sg} \quad (2.48)$$

Las velocidades superficiales del aceite y gas (v_{So}) y (v_{Sg}), se calculan con las **Ecuaciones 2.49 y 2.50** respectivamente.

$$v_{So} = \frac{q_o}{A_p} \quad (2.49)$$

$$v_{Sg} = \frac{q_g}{A_p} \quad (2.50)$$

El factor de fricción se estima con la **Ecuación 2.51**. El cálculo del factor de fricción normalizado (f_n) es subestimado, por lo que *Payne et al. (1979)* propone utilizar la Ecuación 2.40 y considerar el régimen de flujo turbulento de la Ecuación 2.41.

$$f = f_n \left(\frac{f}{f_n} \right) \quad (2.51)$$

El número de Reynolds que se debe usar es el correspondiente a la **Ecuación 2.52**, puesto que el calculado con la Ecuación 2.40 es considerado flujo en una sola fase, y en este caso de flujo multifásico, dicho parámetro debe ser definido sustituyendo las propiedades físicas por aquellas que involucren las propiedades de una mezcla, resulta así:

$$N_{Re} = \frac{\rho_n v_m d}{\mu_n} \quad (2.52)$$

Donde la viscosidad de la mezcla sin considerar el resbalamiento (μ_n) está dada por la **Ecuación 2.53**.

$$\mu_n = \mu_o \lambda_o + \mu_g (1 - \lambda_o) \quad (2.53)$$

Se continúa con la **Ecuación 2.54** y se obtiene el coeficiente $\left(\frac{f}{f_n}\right)$.

$$\left(\frac{f}{f_n}\right) = e^s \quad (2.54)$$

El término "s" se calcula con la **Ecuación 2.56** y requiere del valor "y" calculado con la **Ecuación 2.55**.

$$y = \frac{\lambda_L}{[H_{L(\theta)}]^2} \quad (2.55)$$

$$s = \begin{cases} 0 & , y = 1 \\ \ln(2.2y - 1.2) & , 1 < y < 1.2 \\ \frac{\ln y}{-0.0523 + 3.182 \ln y - 0.8725(\ln y)^2 + 0.01853(\ln y)^4} & , 1.2 \leq y < 1 \end{cases} \quad (2.56)$$

El colgamiento del aceite a cierto ángulo de inclinación ($H_{o(\theta)}$), donde sí se considera el resbalamiento entre fases, depende del tipo de patrón de flujo. El método contempla cuatro diferentes patrones en una tubería de producción totalmente horizontal, y el procedimiento para identificar el patrón de flujo consiste en utilizar las **Ecuaciones 2.57 a 2.61**.

$$L_1 = 316 \lambda_o^{0.302} \quad (2.57)$$

$$L_2 = 0.000925 \lambda_o^{-2.468} \quad (2.58)$$

$$L_3 = 0.10 \lambda_o^{-1.452} \quad (2.59)$$

$$L_4 = 0.5 \lambda_o^{-6.738} \quad (2.60)$$

$$N_{Fr} = \frac{v_m^2}{gd} \quad (2.61)$$

El Numero de Freud (N_{Fr}), L_1 , L_2 , L_3 y L_4 son parámetros que deben ser evaluados junto con las siguientes condiciones para determinar el patrón de flujo existente en la tubería:

- Segregado: si $\lambda_o < 0.01$ y $N_{Fr} < L_1$, o, $\lambda_o \geq 0.01$ y $N_{Fr} < L_2$.
- Transición: si $\lambda_o \geq 0.01$ y $L_2 \leq N_{Fr} \leq L_3$.
- Intermitente: si $0.01 \leq \lambda_o < 0.4$ y $L_3 < N_{Fr} \leq L_1$, o, $\lambda_o \geq 0.4$ y $L_3 < N_{Fr} \leq L_4$.
- Distribuido: si $\lambda_o < 0.4$ y $N_{Fr} \geq L_1$, o, $\lambda_o \geq 0.4$ y $N_{Fr} > L_4$.

Después de identificar el patrón del flujo, se debe emplear la **Ecuación 2.62** para calcular el colgamiento considerando un ángulo de 0° .

$$H_{\alpha(0^\circ)} = \frac{a \lambda_o^b}{N_{Fr}^c} \quad (2.62)$$

Los valores de los coeficientes a , b y c están definidos por el tipo de patrón de flujo identificado y son extraídos de la **Tabla 2.1**.

Tabla 2.1: Valores de los coeficientes para el cálculo del colgamiento.

Patrón de flujo	a	b	c
Segregado	0.980	0.4846	0.0868
Intermitente	0.845	0.5351	0.0173
Distribuido	1.065	0.5824	0.0609

Se debe verificar la condición $H_{o(0^\circ)} \geq \lambda_o$, en caso de no cumplirse, $H_{o(0^\circ)} = \lambda_o$. El valor del colgamiento obtenido es a 0° (flujo horizontal), por lo que debe ser corregido para cualquier otro ángulo de inclinación mediante la **Ecuación 2.63**.

$$H_{o(\theta)} = H_{o(0^\circ)} \Psi \quad (2.63)$$

El factor de corrección para cualquier otro ángulo de inclinación (Ψ) se obtiene con la **Ecuación 2.64**.

$$\Psi = 1.0 + C \left[\text{sen}(1.8\theta) - 0.333 \text{sen}^3(1.8\theta) \right] \quad (2.64)$$

En la **Ecuación 2.65**, el parámetro “ C ” es calculado con los coeficientes E , F , G y H , cuyos valores son extraídos de la **Tabla 2.2** y el número de la velocidad del aceite (N_{ov}), es dado por la **Ecuación 2.66**.

$$C = (1.0 - \lambda_L) \ln \left(E \lambda_L^F N_{Lv}^G N_{Fr}^H \right) \quad (2.65)$$

$$N_{ov} = v_{So} \left(\frac{\rho_o}{g \sigma_{go}} \right)^{0.25} \quad (2.66)$$

El valor de C debe cumplir la condición $C \geq 0$, en caso contrario, $C = 0$ y $\Psi = 1$.

Tabla 2.2: Valores de los coeficientes para el cálculo del parámetro “ C ”.

Patrón de flujo	E	F	G	H
Segregado (corriente arriba)	0.011	-3.7680	3.5390	-1.6140
Intermitente (corriente arriba)	2.960	0.3050	-0.4473	0.0978
Distribuido (corriente arriba)	No hay corrección, $C=0$; $\Psi=1$			

Cuando el patrón de flujo es de tipo transición, el colgamiento del aceite se debe calcular con la **Ecuación 2.67**, donde se interpola entre el flujo segregado y el intermitente:

$$H_{L(\theta)Tr} = H_{L(\theta)Seg} + \left(1 - \left[\frac{L_3 - N_{Fr}}{L_3 - L_2} \right] \right) H_{L(\theta)Int} \quad (2.67)$$

La correlación sobre estima los valores del colgamiento del líquido, por lo que se usa un factor de corrección en los cálculos para mejorar los resultados (*Payne et al., 1979*). Cuando la dirección del flujo es corriente arriba debe usarse la **Ecuación 2.68**.

$$H_{o(\theta)} = 0.924 H_{o(\theta)} \quad (2.68)$$

Cuando se aplica el factor de corrección, se debe volver a verificar la condición $H_{o(\theta)_c} \geq \lambda_o$, en caso de no cumplirse, el factor de corrección no debe ser aplicado.

Una vez que se obtiene el colgamiento del aceite con cierto ángulo de inclinación en la tubería, se continúa con la densidad de la mezcla considerando el resbalamiento entre fases con la Ecuación 2.69.

$$\rho_s = \rho_o H_{o(\theta)} + \rho_g (1 - H_{o(\theta)}) \quad (2.69)$$

Con esta última ecuación, se concluye el procedimiento de cálculo del gradiente de presión.

Capítulo III. Análisis económico

Se recomienda una evaluación económica que permita una adecuada toma de decisiones. La inversión de recursos dentro de las organizaciones debe ser justificada y encaminada a optimizar el capital disponible. La evaluación de pozos se realiza con la finalidad de jerarquizar intervenciones en base a su potencial económico y así maximizar el valor de los hidrocarburos. El análisis económico tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión del proyecto antes de la implementación del mismo, si los beneficios del proyecto son suficientes, entonces se lleva a cabo.

En el capítulo anterior se detalla la forma en la que se obtiene el pronóstico de producción del pozo, a continuación se explica la metodología con la que se realiza la evaluación económica determinista y se abordan los conceptos de los indicadores económicos que permiten identificar si el proyecto es rentable.

El análisis final consiste en realizar diferentes escenarios de producción del pozo donde se varíe su capacidad debido a distintas alternativas de fracturamiento hidráulico, al evaluar cada escenario se determina cual configuración de la operación brinda el mayor rendimiento y factibilidad.

3.1 Metodología

Método estándar de evaluación económica, que consiste en determinar la equivalencia de los flujos de efectivo futuros que genera un proyecto con base al cálculo del valor presente neto en el tiempo de inicio del proyecto.

Los flujos de efectivo se pueden calcular a diferentes periodos de tiempo (diarios, mensuales o anuales) y están compuestos por todos los ingresos y egresos originados en el proyecto, todo el dinero que entra o sale de la empresa a lo largo de la vida del proyecto o durante un horizonte de tiempo establecido.

En el caso de un pozo productor de hidrocarburos, se consideran como egresos a los costos de: inversión inicial del proyecto (perforación y terminación), instalaciones de producción, operación y mantenimiento; mientras que los ingresos considerados solo se obtienen de la venta del hidrocarburo.

Los ingresos de la producción de aceite (I_{pa}) se obtienen con la **Ecuación 3.1**, donde se utiliza el pronóstico de producción (Q_o) y el precio del aceite (Pa).

$$I_{pa} = Q_o * Pa \quad (3.1)$$

La producción de gas (Q_g) se calcula a partir de la producción de aceite y su RGA , con la **Ecuación 3.2**.

$$Q_g = Q_o * RGA \quad (3.2)$$

Los ingresos generados por la producción de gas (I_{pg}) se obtienen con el precio del gas (Pg), como se muestra en la **Ecuación 3.3**.

$$I_{pg} = Q_g * Pg \quad (3.3)$$

Los egresos por concepto de operación y mantenimiento del proyecto (Eom), se estiman con la **Ecuación 3.4**, donde a la producción total (la producción del aceite más la producción del gas convertida en petróleo crudo equivalente (Q_{bpce})) se aplica un costo de operación y mantenimiento (Com) por cada barril de petróleo crudo equivalente producido.

$$Eom = (Q_o + Q_{bpce}) Com \quad (3.4)$$

El flujo de efectivo antes de impuestos ($Feai$) se obtiene con la **Ecuación 3.5**, donde a los ingresos totales ($Ipa + Ipg$) se restan los egresos por concepto de operación y mantenimiento, además, si en ese periodo de tiempo se tiene un egreso por concepto de inversión (Ei), también debe ser considerado.

$$Feai = Ipa + Ipg - Eom - Ei \quad (3.5)$$

En la **Ecuación 3.6**, se obtiene el flujo de efectivo después de impuestos ($Fedi$), donde se resta al flujo de efectivo un monto correspondiente al impuesto (I).

$$Fedi = Feai - I \quad (3.6)$$

La estimación del monto correspondiente al impuesto está sujeta a todas las disposiciones y regulaciones que se indican en la ley de ingresos sobre hidrocarburos (*Congreso general, Estados Unidos Mexicanos, 2016*): título tercero, de los ingresos derivados de asignaciones, el capítulo I del derecho por utilidad compartida, artículo 39 al 43; capítulo II del derecho de extracción de hidrocarburos, artículo 44; capítulo IV de las obligaciones de los asignatarios, artículo 46 al 53. Título cuarto, del impuesto por la actividad de exploración y extracción de hidrocarburos, artículo 54 al 55.

3.2 Indicadores económicos

Los proyectos de inversión se deben evaluar a través de ciertos indicadores, una vez que han sido debidamente aplicados e interpretados. La evaluación hace posible que antes de llevar a cabo cualquier proyecto de inversión se pueda dar respuesta a prácticamente todas las interrogantes respecto a su viabilidad.

3.2.1 Valor presente neto

El cálculo del VPN se obtiene con la **Ecuación 3.7**, donde se considera el costo de oportunidad del dinero en el tiempo. La diferencia que existe entre el valor presente de

los flujos de efectivo positivos (ingresos) y el valor presente de las inversiones (egresos). Ambos flujos son descontados al costo del capital, que es la tasa de interés efectiva (i_{ef}) y representa el rendimiento mínimo que la empresa debe percibir sobre sus inversiones proyectadas. El periodo del flujo de efectivo (n), que al momento de la primera inversión o inicio del proyecto siempre es igual a cero, y que como ya se mencionó anteriormente, puede ser diario, mensual o anual.

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{(Fedi)_n}{(1+i_{ef})^n} \quad (3.7)$$

La tasa de interés efectiva debe corresponder a la misma unidad de tiempo en la que está el periodo “ n ”, de no ser así, debe aplicarse la **Ecuación 3.8**, con la tasa de interés nominal anual (i_n) y el número de periodos en los cuales se divide el año (M).

$$i_{ef} = \left(1 + \frac{i_n}{M}\right)^M - 1 \quad (3.8)$$

Si el VPN es mayor a cero, significa que el rendimiento obtenido es mayor al rendimiento mínimo requerido por la empresa. Cuando el VPN es menor que cero no se obtiene la ganancia esperada, esto puede interpretarse como una pérdida. En el caso de que el VPN sea igual a cero, entonces se infiere que el proyecto es indiferente.

3.2.2 Tasa interna de retorno

En la **Ecuación 3.9** se muestra como calcular la TIR, que se define como aquella tasa de interés que iguala a cero el valor presente de los flujos de efectivo positivos y negativos. Permite comparar la rentabilidad de los proyectos, mediante su evaluación contra la tasa de interés efectiva.

$$\sum_{n=0}^n \frac{(Fedi)_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (3.9)$$

Para un proyecto con una TIR mayor a la tasa de interés efectiva, se acepta. Otra forma de interpretar este indicador económico es como la tasa de rapidez en la recuperación de la inversión. Cabe mencionar que este indicador económico es válido únicamente cuando el proyecto evaluado es rentable.

3.2.3 Índice de rentabilidad

Como se puede observar en la **Ecuación 3.10**, el IR es el cociente entre el valor presente neto de todos los flujos de efectivo y el valor presente de todas las inversiones (*VPI*). Calcula el número de veces que el proyecto recupera su inversión.

$$IR = \frac{VPN}{VPI} \quad (3.10)$$

El valor presente de las inversiones se obtiene de la misma forma que el VPN, solo que en lugar de los flujos de efectivo se utiliza el valor de los egresos generados por concepto de inversión, resultando así la **Ecuación 3.11**.

$$VPI = \sum_{n=0}^n \frac{(Ei)_n}{(1+i_{ef})^n} \quad (3.11)$$

3.2.4 Tiempo de recuperación de la inversión

Cuando se cumple la **Ecuación 3.12**, entonces se encuentra el TRI, esto significa que el valor presente acumulado de los ingresos (*VPAI*) iguala al valor presente de la inversión realizada.

$$\frac{VPAI}{VPI} = 1 \quad (3.12)$$

El tiempo de recuperación de la inversión puede ocurrir en cualquier momento de un horizonte y depende en mayor medida del comportamiento en la producción del pozo. Otra forma de interpretar este indicador sería como el tiempo que dura el proyecto con endeudamiento.

3.3 Análisis

El análisis económico es de gran importancia antes de realizar un tratamiento de estimulación por fracturamiento hidráulico, se vincula toda la información de producción con los resultados financieros correspondientes de cada simulación realizada donde se presenta la ventaja de cada escenario sobre el costo que genera.

Con el objetivo de evaluar la rentabilidad del fracturamiento hidráulico, se debe analizar cuál es el ingreso potencial con y sin la estimulación, además se agrupan dos tipos de configuraciones, pozos terminados de forma vertical y horizontal. Cada escenario es sometido al análisis de productividad explicado en el capítulo anterior, donde se obtiene como resultado un pronóstico de producción al que se realiza una evaluación económica con la metodología del VPN.

Como se muestra en la **Figura 3.1**, evaluar económicamente un pozo del tipo vertical, requiere simular diferentes escenarios de producción, además del escenario donde se considera al pozo sin estimular, hay diferentes escenarios donde se tienen en cuenta distintas configuraciones de fracturamiento hidráulico pero con una variación en el tamaño de la longitud del ala de fractura. En el caso del pozo horizontal los escenarios dependen del número de fracturas sobre la sección horizontal, esto se aprecia en la **Figura 3.2**.

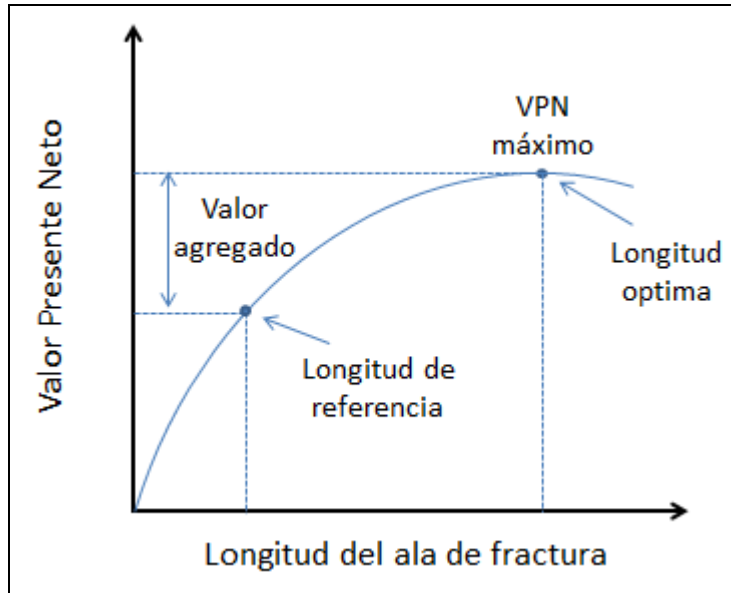


Figura 3.1: Impacto en el VPN al variar la longitud del ala de fractura en un pozo vertical.

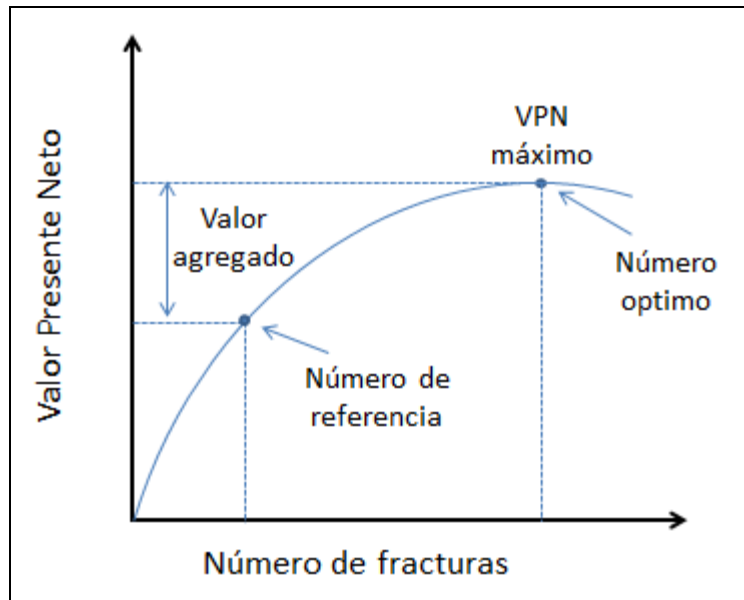


Figura 3.2: Impacto en el VPN al variar el número de fracturas en un pozo horizontal.

El análisis consiste en interpretar cuando deja de ser atractivo el proyecto, considerando que los costos incrementan al aumentar la cantidad de apuntalante

utilizado, entonces se debe determinar cuando el costo de aumentar la geometría del ala de fractura o el número de fracturas (según sea el caso), supera a los ingresos generados. El escenario óptimo es aquel donde se encuentra el azimut en el comportamiento del VPN, dando como resultado un valor máximo y la configuración adecuada para explotar el pozo.

Capítulo IV. Resultados

En este capítulo se realiza la simulación de dos pozos. El primero corresponde a un pozo direccional tipo “S” con escenarios diferentes en los que se varía la longitud del ala de fractura además del caso sin considerar fracturamiento hidráulico. El segundo se trata de un pozo horizontal donde se simulan diferentes configuraciones del número de fracturas, además de un escenario del pozo sin ser sometido al fracturamiento hidráulico.

Los pronósticos de producción obtenidos en las simulaciones son utilizados con la finalidad de realizar un análisis económico determinista, en el que se identifica la opción que brinda el mayor rendimiento económico. Los resultados se presentan en una serie de gráficos y tablas, en los que se incluye además, una comparativa contra dos desarrollos computacionales comerciales y un ajuste entre el historial de producción del pozo y la simulación con los modelos empleados en este trabajo.

Se mantiene consistencia entre los datos de entrada usados al realizar la comparativa entre cada software, sin embargo, dado que cada software tiene sus propios modelos, suposiciones e implementaciones es natural esperar diferencias en los resultados.

4.1 Pozo direccional tipo “S”

Los datos de entrada utilizados para la descripción del fluido y el yacimiento se muestran en la **Tabla 4.1 y 4.2** respectivamente.

Tabla 4.1: Características del fluido en el caso del pozo direccional tipo “S”.

Fluido		
Viscosidad del aceite	3.494	cp
Densidad del aceite	21.24	°API
Gravedad específica del gas	0.629	adim
Relación gas-aceite	898.4	cft/bl
Factor volumétrico del aceite	1.2042	adim

Tabla 4.2: Características del yacimiento en el caso del pozo direccional tipo “S”.

Yacimiento		
Largo	1200	ft
Ancho	997	ft
Alto	62.33	ft
Porosidad	0.13	fracción
Permeabilidad	2.38	mD
Compresibilidad total	1.35E-05	1/psi
Presión	3510	psi

El estado mecánico del pozo se observa en la **Figura 4.1** y los datos de entrada utilizados para describirlo se muestran en las **Tablas 4.3 y 4.4**.

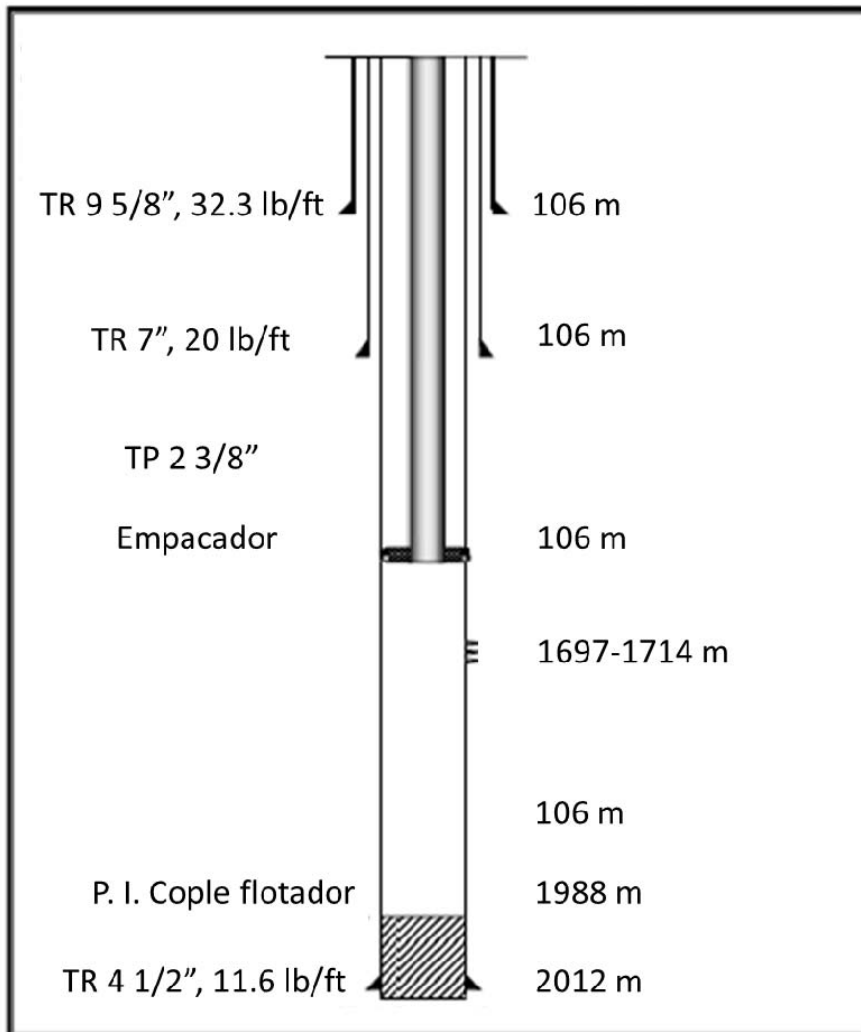


Figura 4.1: Estado mecánico del pozo direccional tipo “S”.

Tabla 4.3: Diámetro en la tubería de flujo en el caso del pozo direccional tipo “S”.

Profundidad desarrollada (ft)		Diámetro interno en la tubería (in)
cima	base	
0	5504.13	1.995
5504.13	5595.68	4

Tabla 4.4: Survey del pozo direccional tipo “S”.

MD (ft)	TVD (ft)	INCL (°)			
0	0	0	2817.52	2505.46	35.31
134.48	134.47	0.41	2906.08	2577.33	36.19
229.6	229.59	0.63	2997.92	2651.57	35.94
291.92	291.91	0.56	3086.48	2723.25	36
383.76	383.74	0.31	3178.32	2797.43	36.25
472.32	472.30	0.13	3266.88	2867.89	38.31
567.44	567.36	3.75	3358.72	2940.36	37.5
652.72	652.28	6.63	3447.28	3011.08	36.5
760.96	759.40	9.75	3539.12	3085.09	36.13
849.52	846.30	12.44	3627.68	3157.01	35.25
941.36	935.45	15.31	3719.52	3232.47	34.25
1029.92	1020.23	18.25	3808.08	3304.45	37
1121.76	1106.75	20.94	3899.92	3377.95	36.69
1210.32	1188.78	23.31	3988.48	3448.96	36.69
1302.16	1272.05	26.56	4080.32	3522.87	36.13
1390.72	1350.03	30	4168.88	3594.63	35.63
1482.56	1428.33	33	4260.72	3670.08	33.88
1571.12	1501.44	35.69	4349.28	3745.05	30.44
1662.96	1575.35	37.13	4441.12	3825.46	27.31
1751.52	1646.19	36.63	4529.68	3905.12	24.5
1843.36	1720.28	35.81	4621.52	3989.65	21.5
1931.92	1792.44	35.06	4710.08	4072.81	18.69
2023.76	1867.56	35.19	4798.64	4157.13	16.88
2112.32	1939.31	36.56	4890.48	4245.52	14.63
2204.16	2012.39	38	4979.04	4331.69	12
2292.72	2082.23	37.88	5067.6	4418.77	8.88
2364.88	2139.31	37.56	5159.44	4509.73	7.06
2456.72	2212.39	37	5248	4597.84	4.5
2545.28	2283.63	35.88	5336.56	4686.21	2.83
2637.12	2358.20	35.56	5428.4	4777.99	1.38
2725.68	2430.43	35.13	5516.96	4866.53	1.13
			5595.68	4955.07	1

En la **Tabla 4.5**, se muestra la temperatura a condiciones estáticas, el gradiente de temperatura y el coeficiente de transferencia de calor total, este último parámetro se estimó con base en el estado mecánico mostrado en la Figura 4.1.

Tabla 4.5: Temperatura a condiciones estáticas y el coeficiente de transferencia de calor total del pozo direccional tipo “S”.

PROF.	Temperatura	gradiente	U
ft	°F	°F/ft	btu/dia-ft2-°F
0	84.65	0	41.44
492	83.35	0.00263415	
984	86.76	0.00691463	
1476	92.32	0.01130488	
1968	97.77	0.01108537	
2460	104.47	0.01360976	
2952	109.72	0.01068293	
3444	118.60	0.01803659	
3936	125.38	0.01379268	
4428	134.17	0.01785366	
4920	142.83	0.01759756	
5513.68	154.80	0.02016238	
5543.2	155.82	0.0347561	
5576	156.97	0.03512195	
5595.68	157.41	0.02195122	

De la **Figura 4.2 a 4.4**, se muestra una comparativa de las curvas IPR generadas entre dos software comerciales “A” y “B”, además del desarrollo descrito en esta tesis “C”. La simulación corresponde a un escenario sin considerar fracturamiento hidráulico, se observa que B deja de declinar a partir del día 123, mientras que A y C mantienen una declinación en el comportamiento con respecto al tiempo, siendo mayor la declinación en C. En la **Figura 4.5** se aprecia el comportamiento de la curva VLP, resultando de forma similar para las tres opciones, cabe mencionar que se usó la misma correlación de flujo multifásico para cada caso.

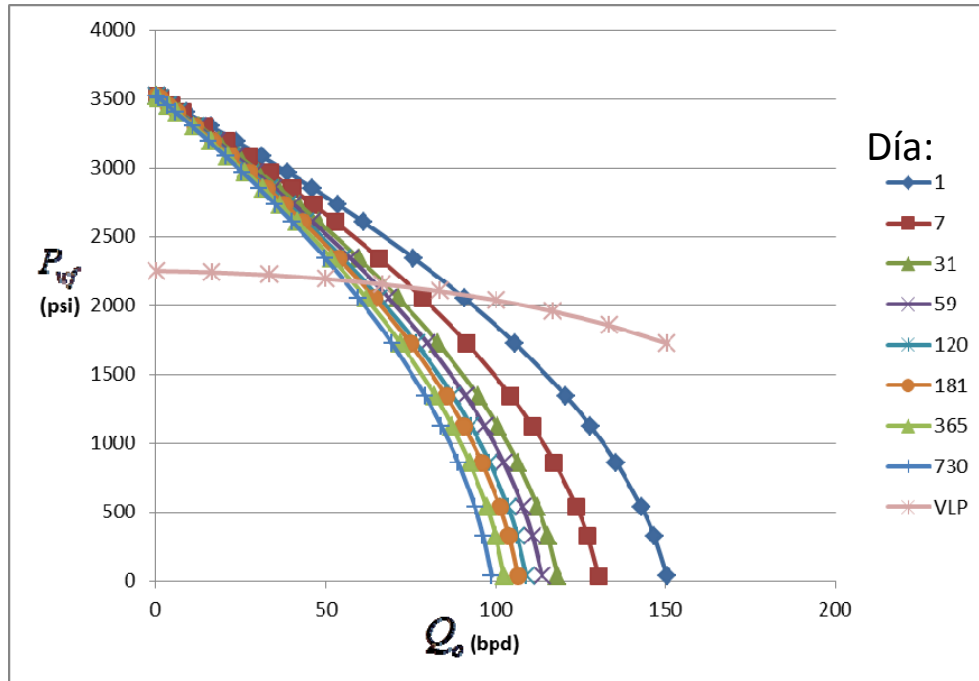


Figura 4.2: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" sin estimular, software comercial "A".

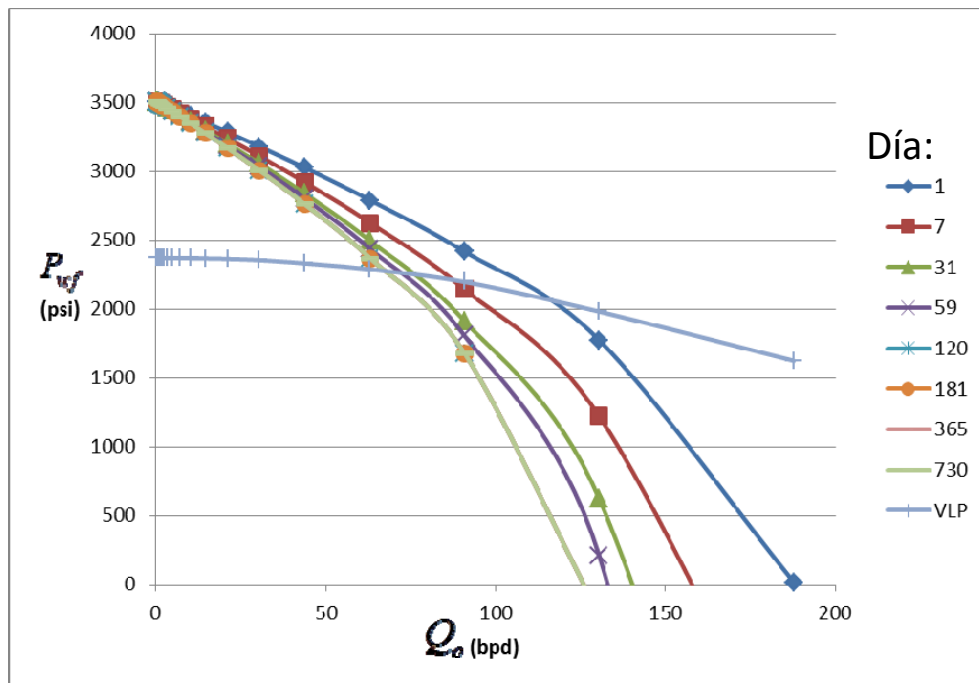


Figura 4.3: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" sin estimular, software comercial "B".

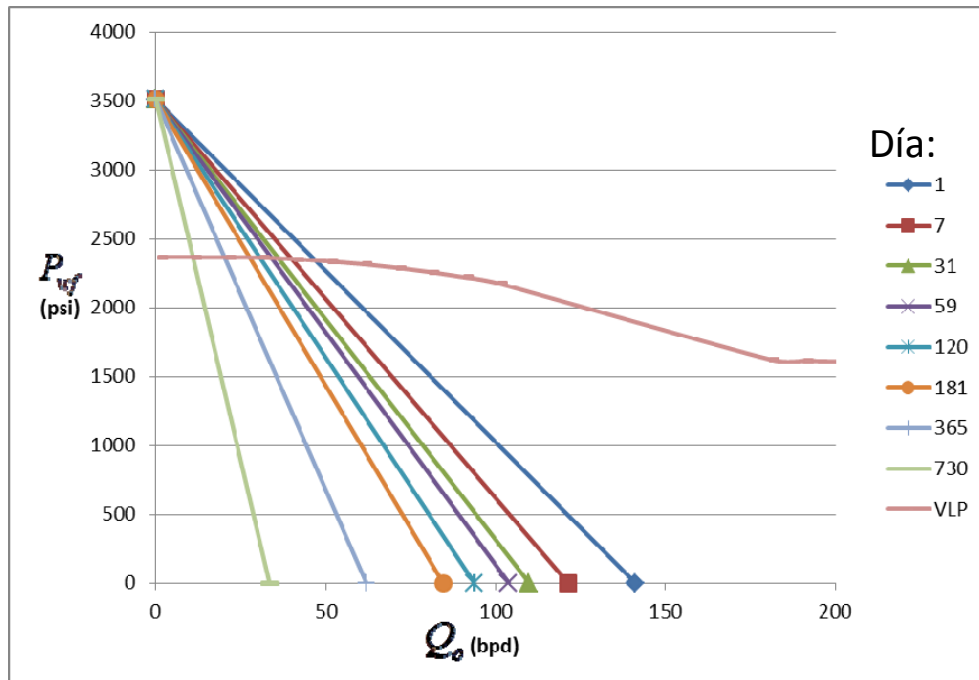


Figura 4.4: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" sin estimular, software "C".

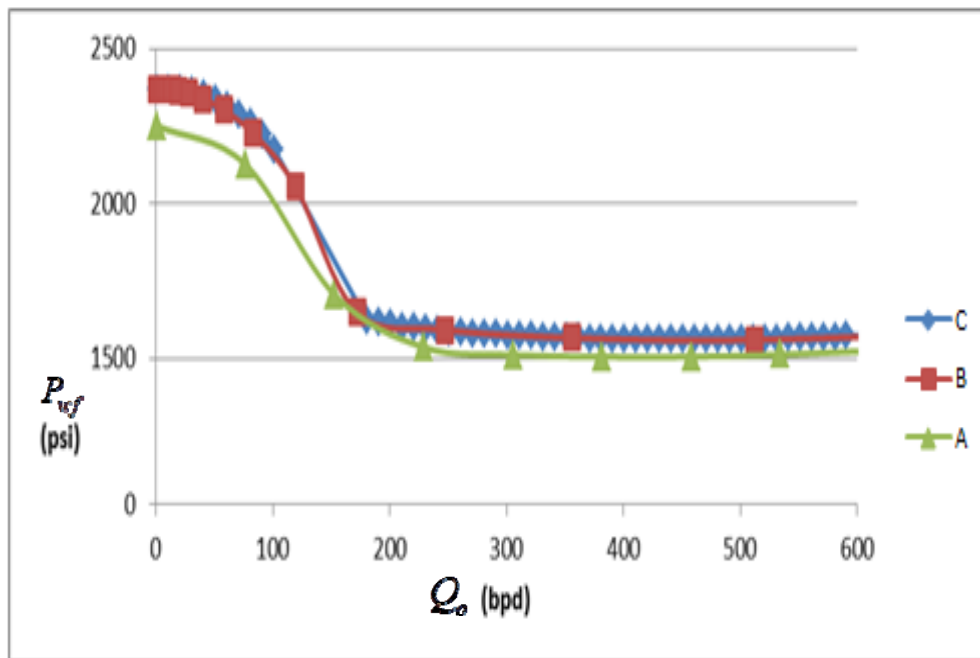


Figura 4.5: Comportamiento de la curva VLP, pozo direccional tipo "S", software "A", "B" y "C".

Se realiza un ajuste de producción con el software “C”, donde se considera un tratamiento de fracturamiento hidráulico. Los datos correspondientes a la fractura se muestran en la **Tabla 4.6** y el resultado del ajuste en la **Figura 4.6**.

Tabla 4.6: Geometría y permeabilidad de la fractura, pozo direccional tipo “S”.

Fractura hidráulica			
Media ala " x_f " (ft)	Alto " h_f " (ft)	Ancho " w_f " (in)	Permeabilidad " k_f " (mD)
56	62.33	0.0133	377910.001

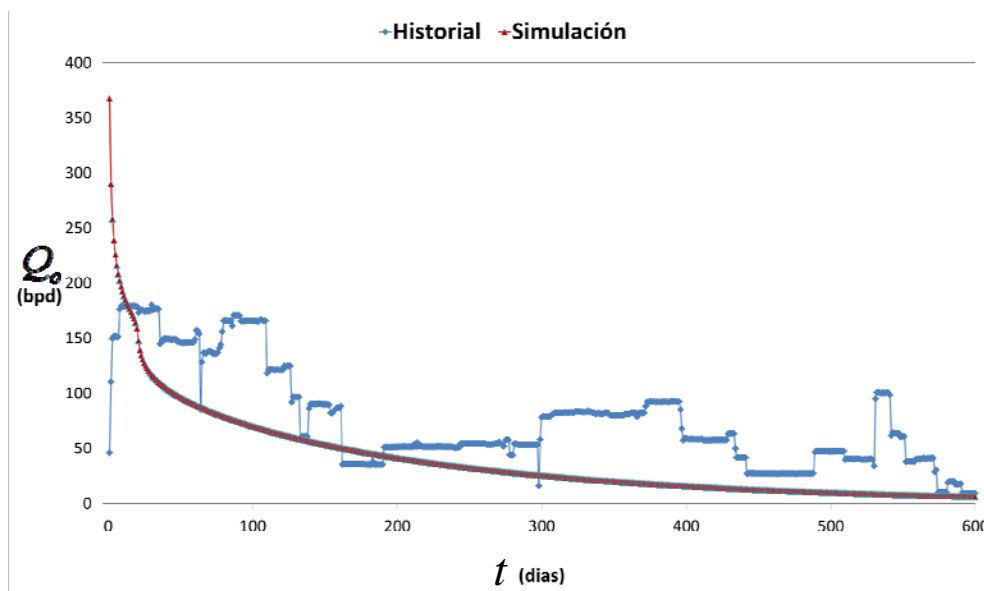


Figura 4.6: Ajuste de producción, pozo direccional tipo “S” estimulado.

Al inicio del tiempo se observa diferencia entre lo reportado y la simulación, esto se debe a que la simulación inicia desde un tiempo cero y el historial de producción es reportado después de la etapa de limpieza, si se cuenta con la información de flujo durante la limpieza, esta debe ser integrada. El historial de producción muestra en ciertos puntos un incremento, que puede deberse a operaciones de mantenimiento, como cambios de estrangulador, limpiezas o inducciones, estas operaciones están fuera de las consideraciones en la simulación, a pesar de esto se aprecia una tendencia similar entre ambos comportamientos.

De la **Figura 4.7 a 4.9** se muestra otra comparativa entre los software, la simulación corresponde a un pozo fracturado con los datos de la Tabla 4.6.

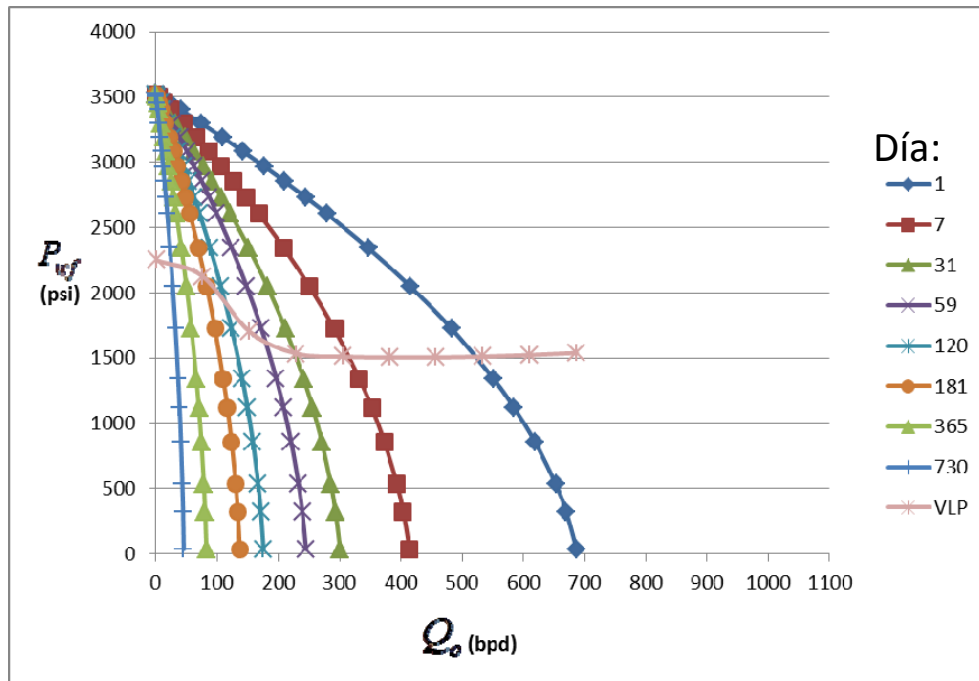


Figura 4.7: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" estimulado, software comercial "A".

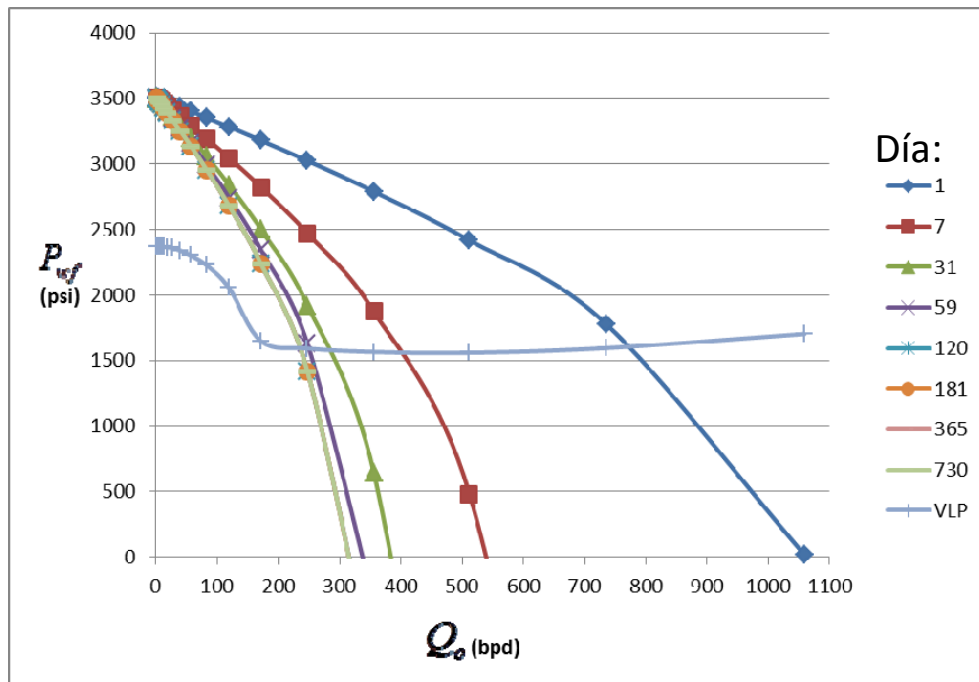


Figura 4.8: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" estimulado, software comercial "B".

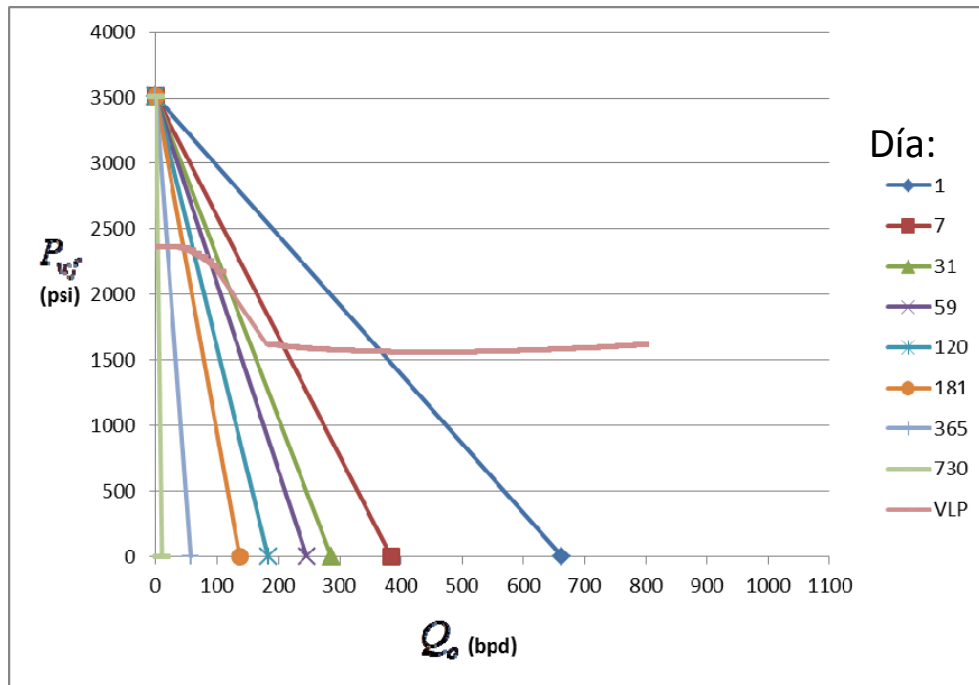


Figura 4.9: Comportamiento de IPR'S, pozo direccional tipo "S" estimulado, software "C".

Cada software muestra un comportamiento similar entre el caso sin estimular y el fracturado, con la diferencia de los valores en el gasto de producción, ya que se trata de un pozo fracturado en el que se obtienen mayores gastos de producción.

Con la finalidad de realizar el análisis económico se procede con las simulaciones de diferentes escenarios. El horizonte de tiempo considerado es de 1 año 3 meses (458 días), se toma como base la geometría obtenida con el ajuste de producción y se varía la longitud del ala de fractura (0, 28, 56, 84, 112, 140, 168 ft). Los resultados se muestran en la **Figura 4.10 y 4.11**.

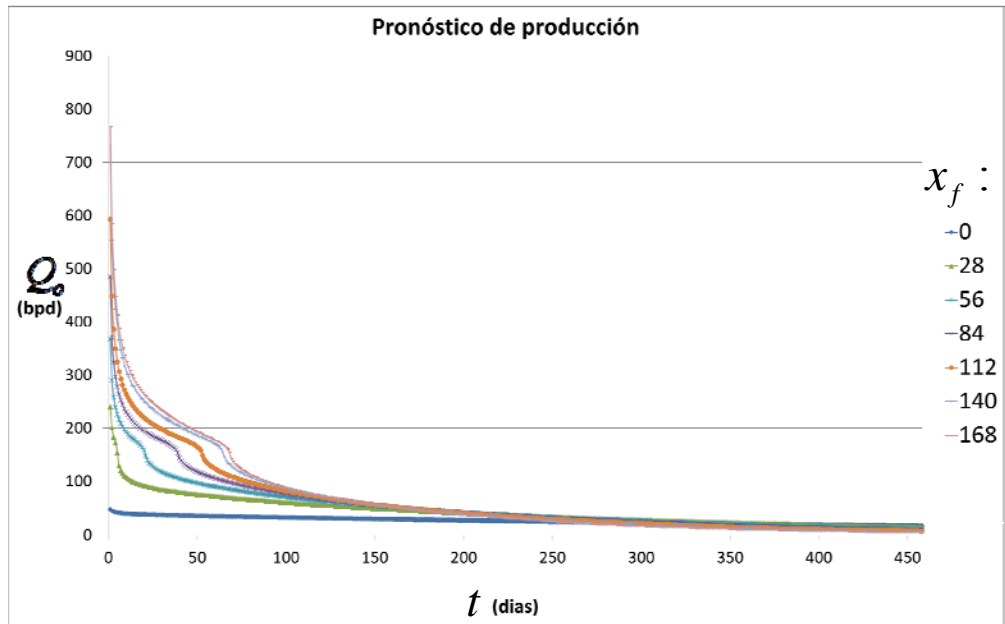


Figura 4.10: Escenarios de producción del pozo direccional tipo “S” en función del ala de fractura (x_f).

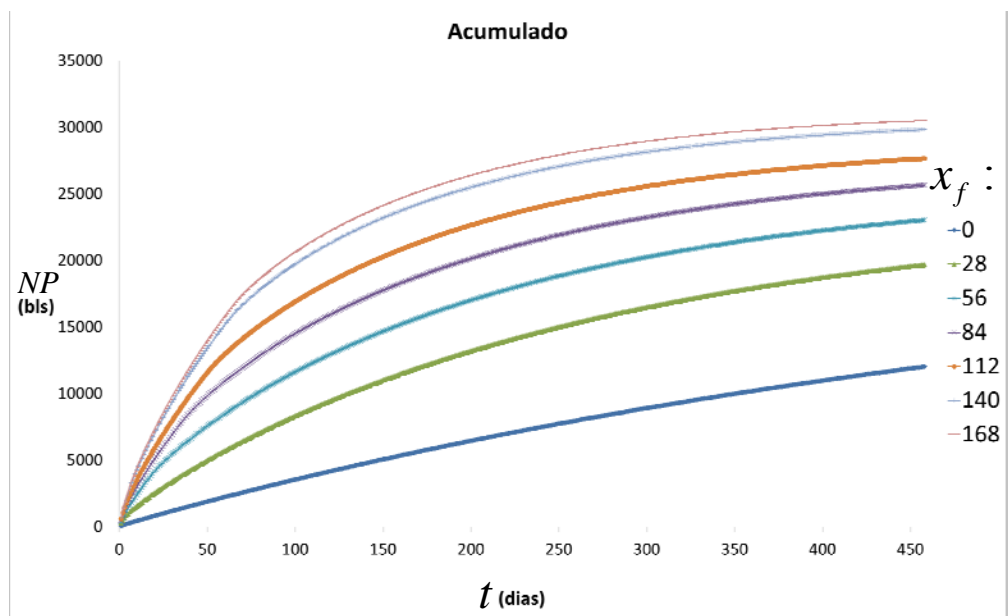


Figura 4.11: Acumulada de cada escenario de producción del pozo direccional tipo “S”.

En la Figura 4.10 se observan los diferentes pronósticos de producción, el comportamiento conjunto demuestra que al incrementar la longitud del ala de fractura

se genera mayor eficiencia en la producción, sin embargo llega el punto donde esa eficiencia disminuye. En la Figura 4.11 se comprueba lo mencionado anteriormente, la producción acumulada es cada vez mayor con cada incremento en la longitud del ala de fractura, hasta que se llega a un punto donde el incremento no es sustancial.

Realizar un análisis económico permite diagnosticar cuando el aumento de los costos en la operación supera al beneficio originado por el incremento en la producción y así elegir la opción que genera el mayor rendimiento. En la **Tabla 4.7** se muestran las premisas con las que se lleva a cabo el análisis económico y en la **Tabla 4.8** se estipulan los montos de inversión para cada uno de los escenarios. En este caso se trata de un pozo direccional que atraviesa 5 zonas de interés y el costo de la perforación del pozo (15 millones de pesos) es repartido de forma equitativa entre las 5 zonas.

Tabla 4.7: Premisas económicas para el pozo direccional tipo “S”.

Datos:		
Tasa de interés	12%	anual
Precio de aceite	76	DDL/BBL
Relación gas-aceite	898.40	ft ³ /BBL
Precio de gas	3.74	DDL/Mmbtu
Costo operativo	4.68	DDL/Bpce
Paridad	19	\$/DDL
Tasa de interés	0.95%	mensual

Tabla 4.8: Montos de inversión para el pozo direccional tipo “S”.

Inversión por fracturamiento			
x_f (ft)	Perforación	Fractura	unidad
0	3,000,000	0	\$
28	3,000,000	1,000,000	\$
56	3,000,000	2,000,000	\$
84	3,000,000	3,000,000	\$
112	3,000,000	4,000,000	\$
140	3,000,000	5,000,000	\$
168	3,000,000	6,000,000	\$

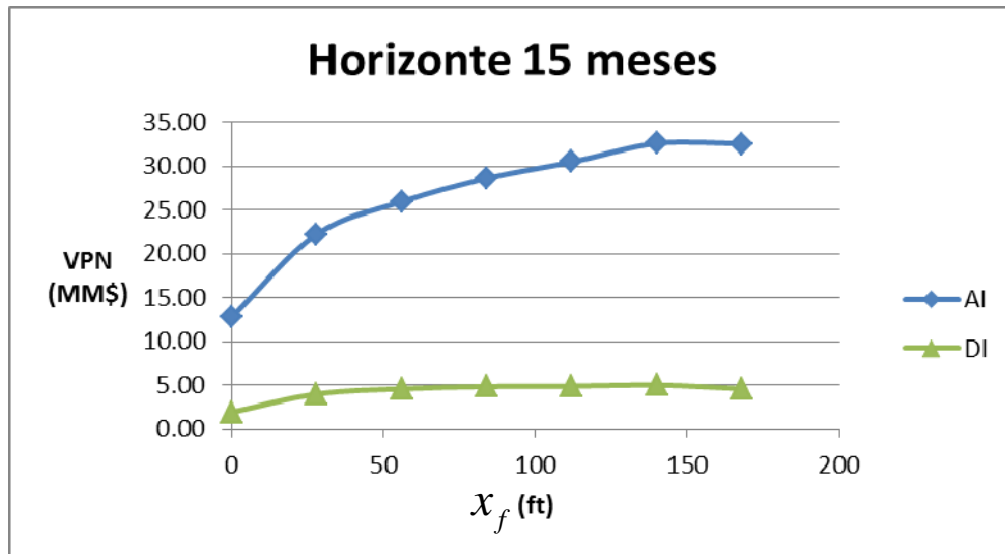


Figura 4.12: Análisis económico del pozo direccional tipo “S”.

En la **Figura 4.12** se observa el comportamiento del VPN para diferentes dimensiones del ala de fractura. La serie “AI” representa el VPN antes de impuestos y la serie “DI” después de impuestos. En ambas series se aprecia que el escenario más atractivo es $x_f = 140$, después de este punto los costos se elevan de tal forma que superan al beneficio derivado del incremento en la producción. Los indicadores económicos de la configuración más eficiente se muestran en la **Tabla 4.9**. Después de impuestos, la TIR al ser mayor que la tasa de interés refleja rentabilidad en el proyecto, el IR indica que por cada peso invertido se obtiene una ganancia de 62 centavos y el TRI es de 1 año.

Tabla 4.9: Indicadores económicos, escenario $x_f = 140$ ft, pozo direccional tipo “S”.

Indicador	AI	DI	unidad
VPN=	32,589,413.22	5,026,628.34	\$
VPI=	8,000,000.00	8,000,000.00	\$
TIR=	128.12%	109.62%	% mensual
IR=	4.07	0.63	adim
TRI=	1	2	meses

4.2 Pozo Horizontal

Los datos de entrada utilizados para la descripción del fluido y el yacimiento se muestran en la **Tabla 4.10 y 4.11** respectivamente.

Tabla 4.10: Características del fluido en el caso del pozo horizontal.

Fluido		
Viscosidad	0.33	cp
Densidad aceite	35.5	°API
Gravedad específica del gas	0.832	adim
Relación gas-aceite	1475.18	cft/bl
Factor volumétrico del aceite	1.064	adim

Tabla 4.11: Características del yacimiento en el caso del pozo horizontal.

Yacimiento		
Largo	1500	ft
Ancho	7564	ft
Alto	400	ft
Porosidad	0.06	fracción
Permeabilidad	0.0013	mD
Compresibilidad total	1.25E-05	1/psi
Presión	8000	psi

El estado mecánico del pozo se muestra en la **Figura 4.13**, consta de dos secciones internas por donde es simulado el flujo ascendente y en la sección horizontal se realizaron 13 fracturas hidráulicas apuntaladas, cada fractura se llevó a cabo de manera independiente. Los datos de entrada utilizados para describir el estado mecánico se muestran en la **Tabla 4.12 y 4.13**.

Tabla 4.12: Diámetro en la tubería de flujo en el caso del pozo horizontal.

Profundidad desarrollada (ft)		Diámetro interno en la tubería (in)
cima	base	
0	7940.88	4.778
7940.88	11378.3	3.826

Tabla 4.13: Survey del pozo horizontal.

MD (ft)	TVD (ft)	INCL (°)			
0	0	0	9666.16	9492.94	45.3101
8226.24	8225.97	0.46422	9912.16	9642.26	52.6277
8321.36	8321.01	2.35005	10007.3	9692.18	58.3519
8528	8526.07	7.08983	10194.2	9782.26	61.1859
8623.12	8618.86	12.7078	10473	9896.38	65.8375
8816.64	8802.56	18.3309	10751.8	9992.96	69.7319
8908.48	8886.21	24.3806	10935.5	10038.3	75.7108
9095.44	9050.41	28.5665	11122.5	10065.7	81.5744
9285.68	9209.95	33.0048	11309.4	10071.2	88.3136
9475.92	9359.15	38.3465	11378.3	10071.6	89.6673

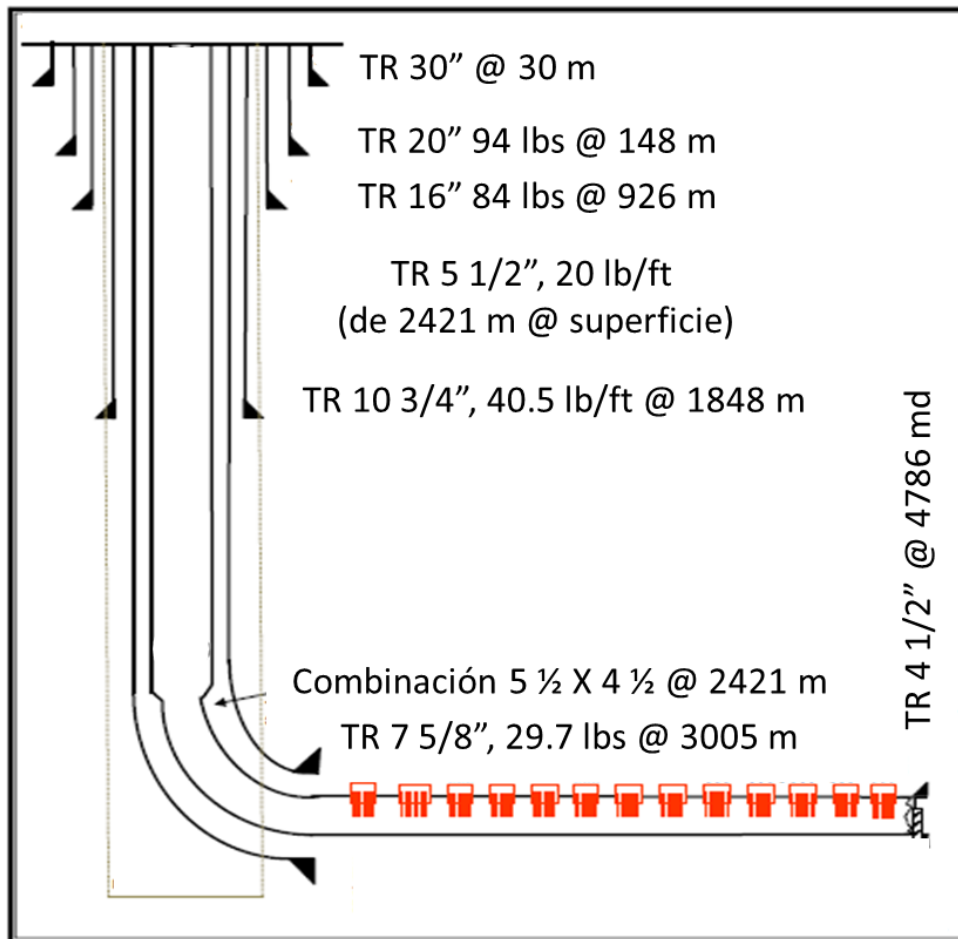


Figura 4. 13: Estado mecánico del pozo horizontal.

En la **Tabla 4.14**, se muestra la temperatura a condiciones estáticas, el gradiente de temperatura y el coeficiente de transferencia de calor total, este último parámetro se estimó con base en el estado mecánico mostrado en la Figura 4.13.

Tabla 4.14: Temperatura a condiciones estáticas y el coeficiente de transferencia de calor total del pozo horizontal.

PROF.	Temperatura	gradiente	U
ft	°F	°F/ft	btu/dia-ft2-°F
0	101.81	0	19.50
656	104.79	0.00454726	
1312	108.66	0.00590091	
1968	112.70	0.00615701	
2624	122.33	0.01468598	
3280	131.44	0.0138811	
3936	141.66	0.01558384	
4592	153.98	0.01877134	
5248	164.54	0.01610823	
5904	178.46	0.02121951	
6560	188.77	0.01570579	
7216	198.18	0.01435518	
7872	207.3	0.01389024	
8528	215.50	0.01251067	
9184	224.85	0.0142439	
9512	230.71	0.01787805	
11378.3	240.8	0.00540374	

En la **Figura 4.14** se muestra una comparativa entre las curvas IPR generadas por el software “A” y “B”, mientras que la curva IPR del software “C” se observa en la **Figura 4.15**. En las simulaciones no se consideró un tratamiento de fracturamiento hidráulico y se aprecia que A y B generan una sola IPR a condiciones estáticas y en C el comportamiento es con respecto al tiempo. En la **Figura 4.16**, se compara el comportamiento de la curva VLP, resultando de forma similar para las tres opciones. En este caso de pozo horizontal se usó la misma correlación de flujo multifásico para cada software.

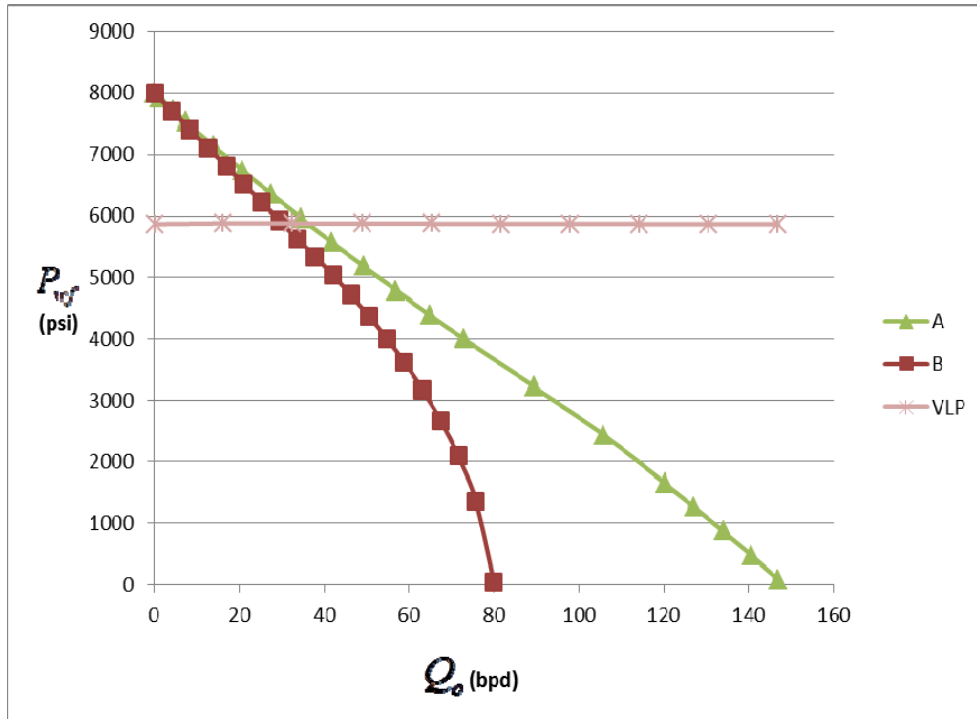


Figura 4.14: Comportamiento de IPR, pozo horizontal sin estimular, software comercial "A" y "B".

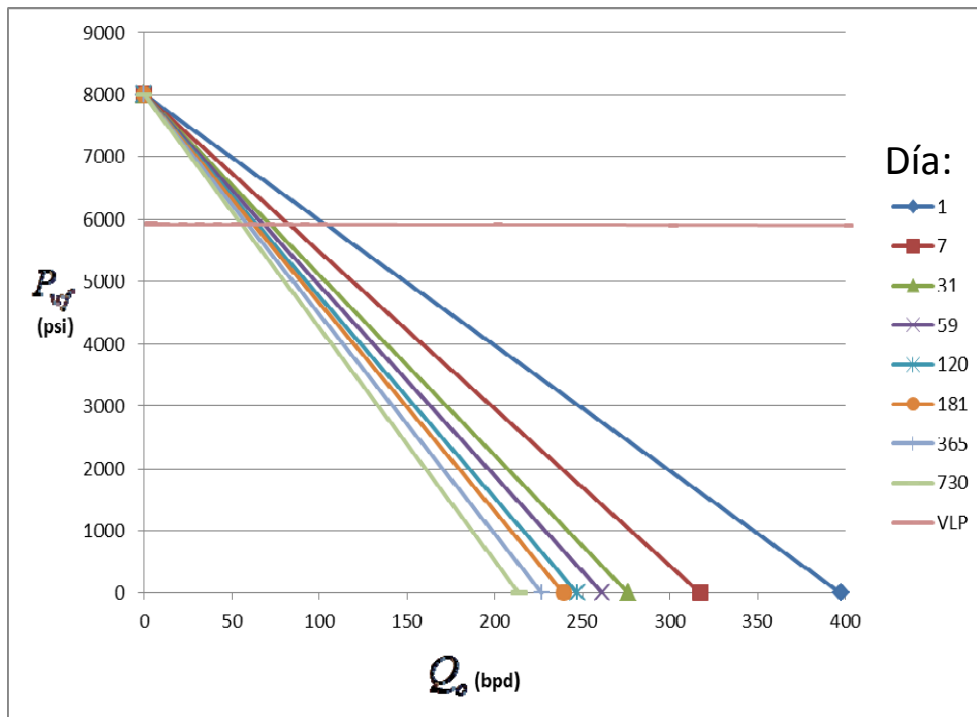


Figura 4.15: Comportamiento de IPR'S, pozo horizontal sin estimular, software "C".

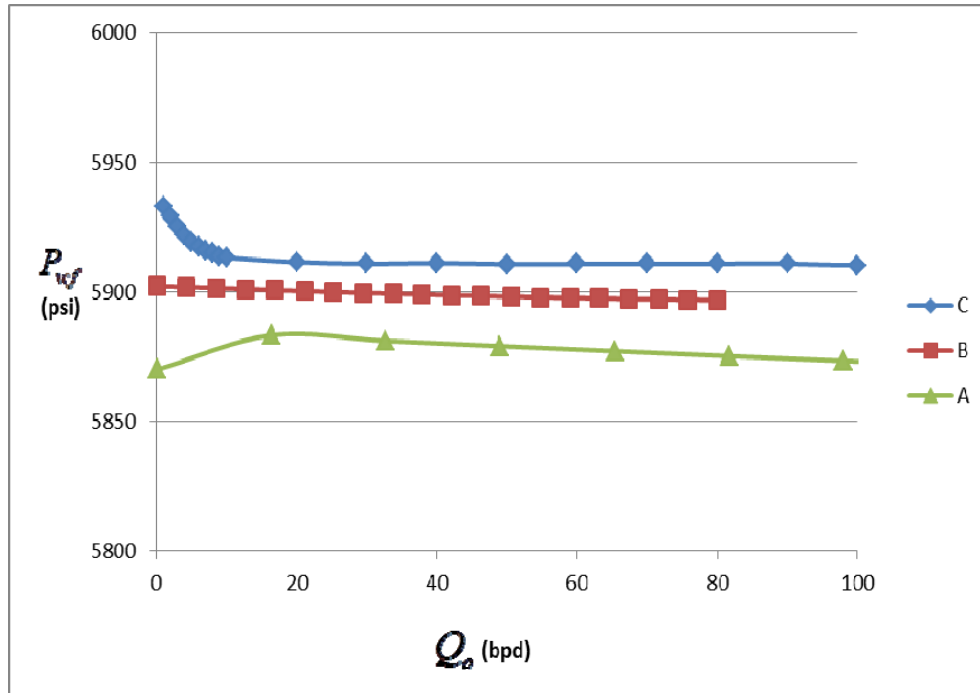


Figura 4.16: Comportamiento de la curva VLP, pozo horizontal, software “A”, “B” y “C”.

Se realiza un ajuste de producción con el software “C”, considerando un tratamiento de fracturamiento hidráulico con 13 fracturas, cada fractura es considerada equidistante a lo largo de la sección horizontal. Los datos correspondientes a la fractura se muestran en la **Tabla 4.15** y el resultado del ajuste en la **Figura 4.17**.

Tabla 4.15: Geometría y permeabilidad de la fractura, pozo horizontal.

Fractura hidráulica			
Media ala " x_f " (ft)	Alto " h_f " (ft)	Ancho " w_f " (in)	Permeabilidad " k_f " (mD)
73.89	317.63	0.033	25355.766

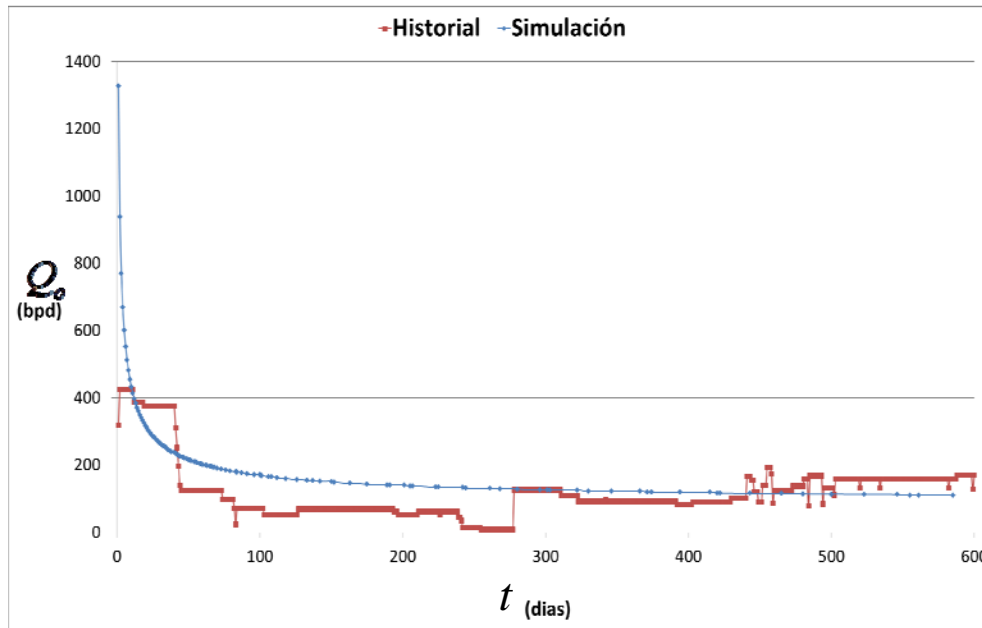


Figura 4.17: Ajuste de producción, pozo horizontal estimulado.

Al inicio del tiempo se observa diferencia, como ya se ha mencionado, esta discrepancia se debe a que la simulación y el historial de producción reportado parten de diferentes puntos de tiempo. El historial de producción muestra una declinación pronunciada, la explicación de este comportamiento puede atribuirse a retorno de apuntalante en la tubería, posteriormente se reporta un incremento en la producción que puede ser reflejo de una operación de limpieza realizada al pozo. Se observa otro incremento que se encuentra por encima de la simulación, este se debe a la instalación de una tubería de producción en el pozo. De forma general se aprecia una tendencia similar entre ambos comportamientos.

En la **Figura 4.18** se muestra el comportamiento de las curvas IPR correspondientes al tratamiento con 13 fracturas hidráulicas, los datos de la fractura son extraídos de la Tabla 4.15.

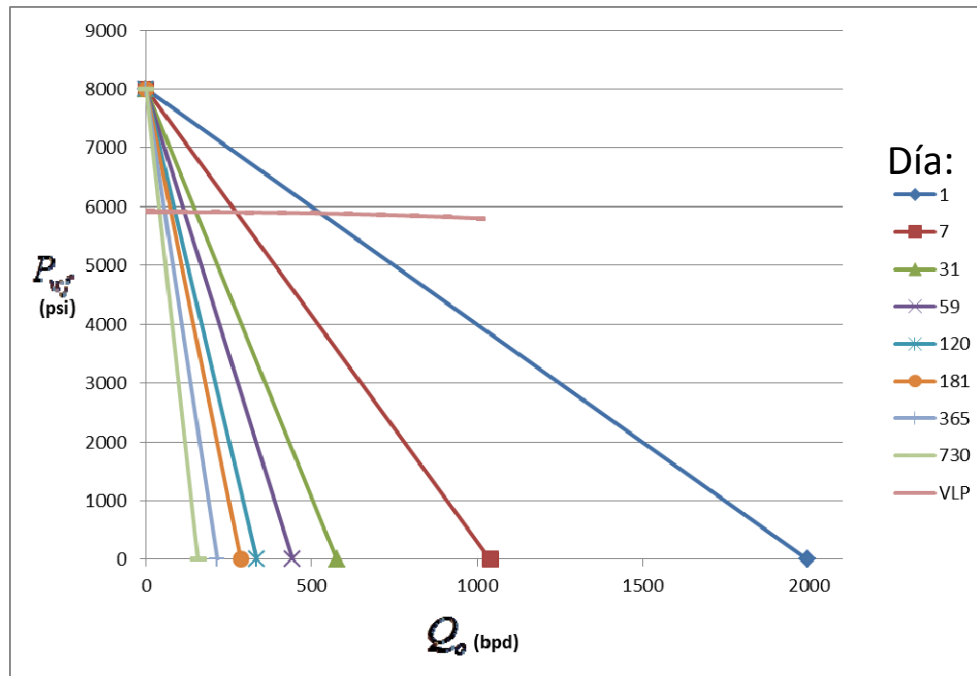


Figura 4.18: Comportamiento de IPR'S, pozo horizontal estimulado con 13 fracturas, software "C".

Al igual que en el caso del pozo direccional tipo "S", el software muestra un comportamiento similar entre el caso sin estimular y el fracturado, con la misma diferencia en los valores del gasto de producción, que como se mencionó, es ocasionado por el tratamiento de fracturamiento hidráulico y da como resultado mayores gastos de producción. Cabe mencionarse que no hay una simulación realizada con el software A, porque esta implementación no cuenta con la opción de un modelo que considere fracturas en el pozo horizontal. El software B a pesar de contar con la opción de incluir fracturas hidráulicas a lo largo de un pozo horizontal, da resultados incongruentes y no fue posible su interpretación, razón por la cual no se incluye en este trabajo.

Con el fin de realizar el análisis económico se comienza con las simulaciones de diferentes escenarios, se toma como base la geometría obtenida con el ajuste de producción y se varía el número de fracturas en la sección horizontal (0, 1, 5, 10, 15, 20, 25, 30 fracturas). Los resultados se muestran en la **Figura 4.19 y 4.20**.

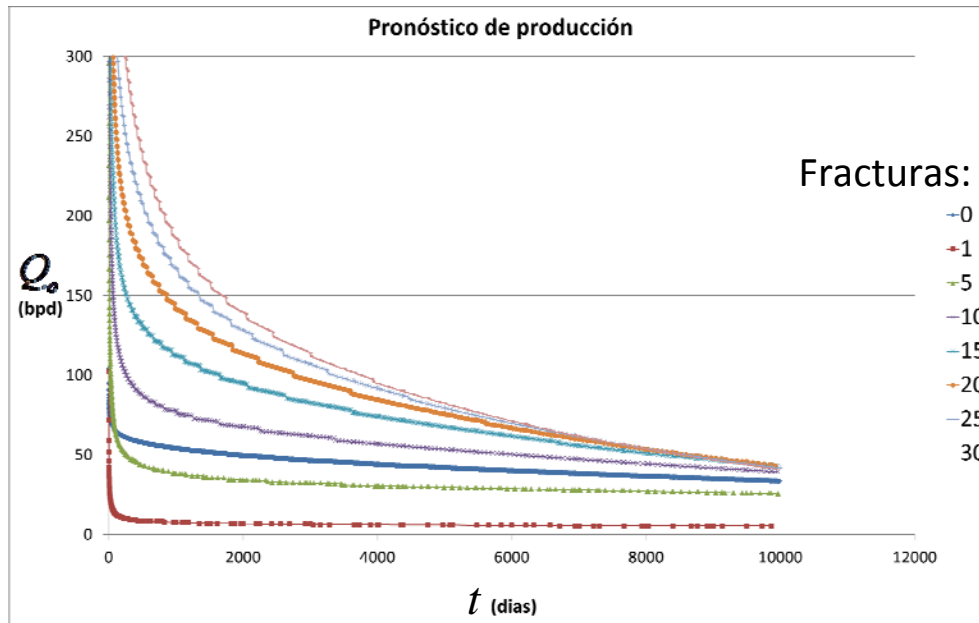


Figura 4.19: Escenarios de producción del pozo horizontal en función del número de fracturas.

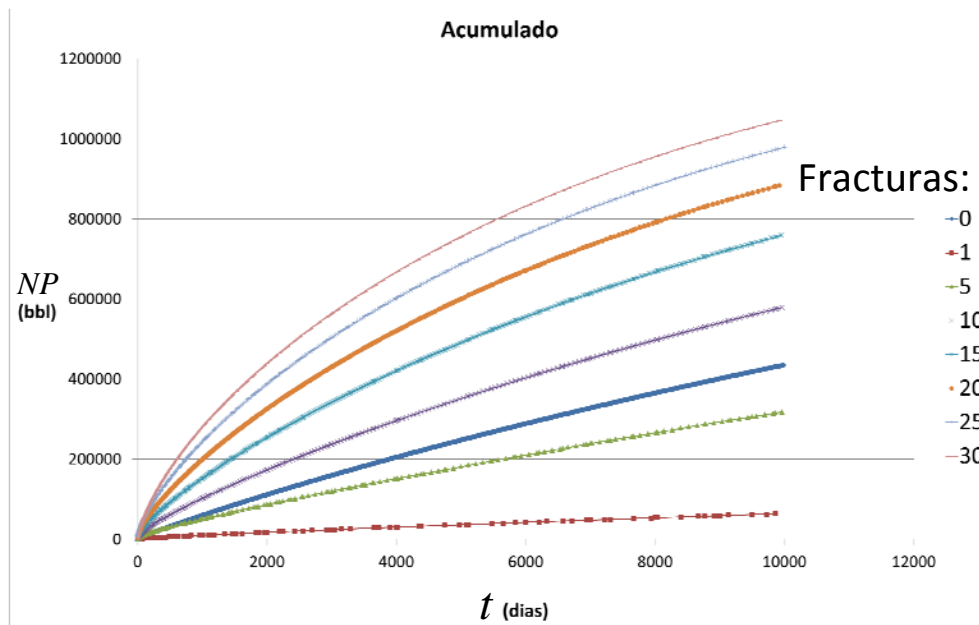


Figura 4.20: Acumulada de cada escenario de producción del pozo horizontal en función del número de fracturas.

En la Figura 4.19 se observan los diferentes pronósticos de producción, el comportamiento conjunto demuestra que al incrementar el número de fracturas se genera una mayor eficiencia en la producción, sin embargo llega el punto donde el incremento de la producción disminuye. En la Figura 4.20 se confirma lo mencionado anteriormente, la producción acumulada es cada vez mayor conforme se incrementa el número de fracturas, pero este beneficio es cada vez menos sustancial.

Realizar un análisis económico permite diagnosticar cuando el aumento de los costos en la operación supera al beneficio originado por el incremento en la producción y así elegir la opción que genera el mayor rendimiento. En la **Tabla 4.16** se muestran las premisas con las que se lleva a cabo el análisis económico y en la **Tabla 4.17** se estipulan los montos de inversión para cada uno de los escenarios.

Tabla 4.16: Premisas económicas para el pozo horizontal.

Datos:		
Tasa de interés	12%	% anual
Precio de aceite	76	DDL/BBL
Relación gas-aceite	1,475.18	ft3/BBL
Precio de gas	3.74	DDL/Mmbtu
Costo operativo	4.68	DDL/Bpce
Paridad	19	\$/DDL

Tabla 4.17: Montos de inversión para el pozo horizontal.

Inversión por cada número de fracturas			
Número	Perforación	Fractura	unidad
0	100,000,000	0.00	\$
1	100,000,000	8,700,000	\$
5	100,000,000	43,500,000	\$
10	100,000,000	87,000,000	\$
15	100,000,000	130,500,000	\$
20	100,000,000	174,000,000	\$
25	100,000,000	217,500,000	\$
30	100,000,000	261,000,000	\$

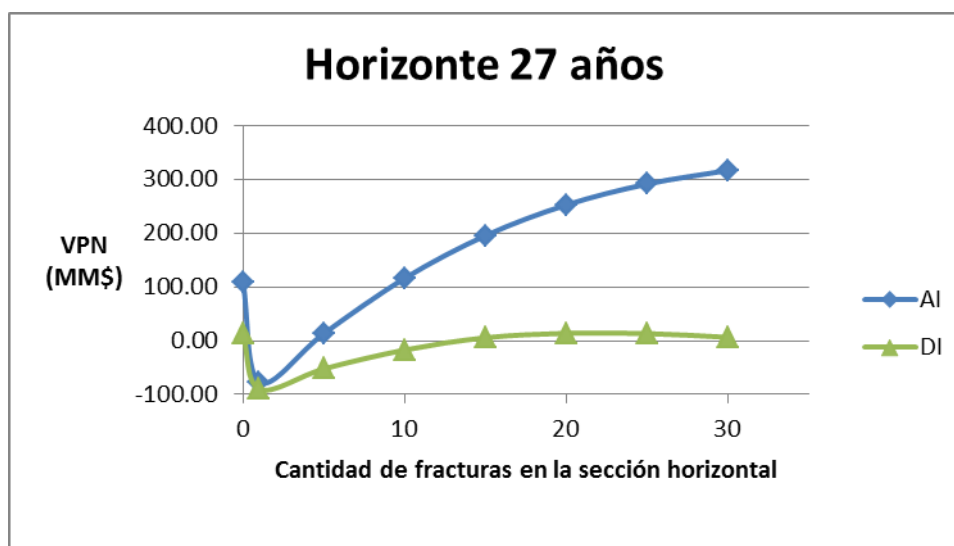


Figura 4.21: Análisis económico del pozo horizontal.

En la **Figura 4.21** se observa el comportamiento del VPN para diferentes escenarios. El caso del pozo sin estimular resulta rentable y corresponde a una terminación tipo liner ranurado que permite el flujo desde el yacimiento al pozo en toda su sección horizontal. Los casos de 1, 5 y 10 fracturas generan pérdidas en el proyecto, a partir de estos puntos, en el rango de 15 a 30 fracturas se genera ganancia, el escenario más atractivo es de 20 fracturas, después de este punto se puede apreciar que los costos se elevan de tal forma que superan al beneficio derivado del incremento en la producción. Los indicadores económicos de la configuración más atractiva se muestran en la **Tabla 4.18**. Después de impuestos, la TIR es mayor que la tasa de interés, el índice de rentabilidad indica que por cada peso invertido se obtiene una ganancia de 0.05 centavos y el tiempo de recuperación para la inversión es de 16 años.

Tabla 4.18: Indicadores económicos, escenario de 20 fracturas, pozo horizontal.

Indicador	AI	DI	unidad
VPN=	252,958,673	14,033,860	\$
VPI=	274,000,000	274,000,000	\$
TIR=	31.40	13.13	% mensual
IR=	1.92	1.05	adim
TRI=	4	16	años

Conclusiones y recomendaciones

- La metodología y los modelos implementados en este trabajo permiten el análisis de producción y beneficio económico de diversos escenarios de terminación de pozos.
- Es posible estudiar cualquier configuración de pozo: vertical, direccional u horizontal; las diferentes zonas disparadas a lo largo del pozo, así como cualquier configuración de fracturas, debido a que se consideran tanto sus dimensiones como su ubicación en el pozo.
- El enfoque de análisis nodal utilizado en este trabajo permite realizar un estudio de sensibilidad que proporciona la opción de optimizar una sola variable o crear diferentes escenarios de producción con la finalidad de pronosticar rangos de operación.
- Las variaciones obtenidas de la comparación entre software se deben a los diferentes modelos y la forma en que los implementan.

Una característica en el software comercial es que para cualquier tipo de pozo, las propiedades del aceite (viscosidad y factor volumétrico) son variables en función de la P_{wf} . Además si se pasa de un caso bajo saturado a uno saturado se implementa el modelo de Vogel.

En pozos convencionales, los software comerciales usan un modelo transitorio radial acoplado a uno de estado pseudo-estacionario que utiliza el factor de forma de Dietz. En el caso de un pozo con fracturamiento hidráulico, los software comerciales requieren el concepto de un factor de daño negativo con el que representan el aumento de la productividad.

En pozos horizontales, los software comerciales utilizan modelos estacionarios, incluso uno de ellos no cuenta con la opción para un pozo horizontal fracturado.

- En los casos de estudio se observa que las operaciones son muy rentables antes de considerar los impuestos, sin embargo la carga fiscal impuesta a la empresa nacional reduce drásticamente el margen de utilidad. Esta situación ocasiona que en algunos casos los yacimientos de baja permeabilidad que se explotan con las técnicas de fracturamiento hidráulico sean inviables económicamente.
- Se recomienda la selección de una configuración óptima en las operaciones de fracturamiento hidráulico que permita la maximización de los recursos. Los pozos y fracturas deben ser espaciados de forma inteligente para evitar la interferencia entre ellos, es decir, que compitan por el fluido disponible en el yacimiento.
- La herramienta computacional desarrollada genera pronósticos de producción capaces de reproducir el comportamiento de la historia de producción. Con la finalidad de obtener mejores ajustes se recomienda:

Si se tienen datos de análisis PVT, realizar un ajuste entre las correlaciones empíricas y los resultados de los experimentos, a través de estos factores de corrección puede obtenerse un ajuste del gradiente de presión en la tubería de producción.

Si se cuenta con información durante la limpieza del pozo, esta debe integrarse al realizar el ajuste de producción entre los resultados de la simulación y la historia de producción (hacer corresponder el tiempo inicial en ambos).

Referencias bibliográficas

01. Amini, S. 2007. *Development and application of the method of distributed volumetric sources to the problem of unsteady-state fluid flow in reservoir*. Phd Thesis, Texas A&M University, College Station, Texas (Diciembre 2007).
02. Amini, S. y Valkó, P. P. 2007. *Using Distributed Volumetric Sources To Predict Production From Multiple-Fractured Horizontal Wells Under Non-Darcy-Flow Conditions*. *SPE J* **15** (01): 105-115. SPE-120110-PA.
<https://doi.org/10.2118/120110-PA>
03. Antuñano Y., Lysandrou M., Pulido N. et al. 2011. *Documento Guía para Fracturamientos Hidráulicos Apuntalados y Ácidos*. CDMX, México: Pemex, Subdirección Técnica de Explotación.
04. Beggs, H. D. 2003. *Production Optimization Using Nodal Analysis*, segunda edición. Tulsa, Oklahoma: OGCI and Petroskills Publications. ISBN: 0930972147
05. Beggs, H. D. y Brill, J. P. 1973. *A Study of Two-Phase Flow in Inclined Pipes*. *J Pet Technol* **25** (05): 607-617. SPE-4007-PA.
<https://doi.org/10.2118/4007-PA>
06. Bellarby J. 2009. *Well Completion Design*, primera edición. Amsterdam, The Netherlands: Elsevier. ISBN: 9780444532107
07. Belyadi H., Fathi E. y Belyadi F. 2017. *Hydraulic Fracturing in Unconventional Reservoirs*. Elsevier. ISBN: 9780128498712

- 08.** Bratland O. 2009. Pipe Flow 1: *Single Phase Flow Assurance*. En drbratland, <http://www.drbratland.com/download-two-free-books-on-flow-assurance/> (accesado el 15 de agosto del 2018). ISBN: 9786163359254
- 09.** Bratland O. 2010. Pipe Flow 2: *Single Multi Phase Flow Assurance*. En drbratland, <http://www.drbratland.com/download-two-free-books-on-flow-assurance/> (accesado el 15 de agosto del 2018). ISBN: 9786163359261
- 10.** Brill ,J. P. y Mukherjee, H. 1999. *Multiphase Flow in Wells*, primera edición. Richardson, Texas: Henry L. Doherty Memorial fund of AIME, Society of Petroleum Enginners Inc.
- 11.** Congreso General de los Estados Unidos Mexicanos. *Ley de Ingresos Sobre Hidrocarburos*, ley publicada en el Diario Oficial de la Federación el 11 de agosto de 2014, última reforma publicada DOF 07 de Diciembre de 2016.
- 12.** Coss R. 1995. *Análisis y evaluación de Proyectos de Inversión*. CDMX, México: Lumisa. ISBN: 9681813278.
- 13.** Díaz A. y Aguilera V. 1999. *Matemáticas Financieras*, tercera edición. CDMX, México: MC Graw Hill. ISBN: 9701025253
- 14.** Economides, M. J., Hill, A. D. and Ehlig, C. 1994. *Petroleum production systems*. Upper Saddle River, New Jersey: Prentice-Hall PTR. ISBN: 013658683X
- 15.** Economides M. y Nolte K. 1989. *Reservoir stimulation*, segunda edición. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall. ISBN: 0137744722
- 16.** EIA. 2015. *Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: México. Report, U. S. Energy Information Administration, Washington, D. C.* (Septiembre 2015).

17. Garaicochea F., Bernal C. y López O. 1991. *Transporte de Hidrocarburos por Ductos*. Instituto Mexicano del Petróleo.
18. García S. 2016. *Fracturamiento Hidráulico en Yacimientos de Permeabilidad Intermedia y Su Impacto en la Productividad*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (Noviembre 2016).
19. González N. 2011. *Metodología de Diseño de Pozos No Convencionales en el Paleocanal de Chicontepec*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (Junio 2011).
20. Guo, B., Lyons, W. C. y Ghalambor, A. 2007. *Pretroleum Production Engineerin*. Elsevier Science & Technology Books. ISBN: 0750682701
21. Haeussler E. y Paul R. 2002. *Introductory Mathematical Analisis*, décima edición, traducido, Ibarra H. Estado de México, México: Pearson Prentice Hall (2003). ISBN: 9702603838
22. Hasan, A. R. y Kabir, C. S. 1994. *Aspects of Wellbore Heat Transfer During Two-Phase Flow*. *SPE Prod & Fac* **9** (03): 211-216. SPE-22948-PA.
<https://doi.org/10.2118/22948-PA>
23. Joshi S. D. 1991. *Horizontal Well Technology*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books. ISBN: 0878143505
24. King G. E. 1998. *An Introduction to the Basics of Well Completions, Stimulations and Workovers*, segunda edición. Tulsa, Oklahoma.

- 25.** Maldonado S. 2014. *Aceite en Lutitas (Shale Oil) un Recurso No Convencional y su Perspectiva en México*. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (Agosto 2014).
- 26.** Mendoza E., Aular J. y Sousa L. 2011. *Optimizing Horizontal-Hell Hydraulic-Fracture Spacing in the Eagle Ford Formation, Texas*. Paper SPE 143681 presented at the SPE North American Unconventional Gas Conference and Exhibition, Texas, 14-16 June.
<https://doi.org/10.2118/143681-MS>
- 27.** Napoleón L. 1996. *Criterios de Rentabilidad Económica para la Administración de Empresas Petroleras de Exploración y Producción*, primera edición. CDMX, México. ISBN: 9709176706
- 28.** Nind, T. E. W. 1981. *Principles of Oil Well Production*, segunda edición, traducido, Fournier, J. Ciudad de México, México: LIMUSA (1987). ISBN: 9681821130
- 29.** Payne, G. A., Palmer, C. M., Brill, J. P. et al. 1979. *Evaluation of Inclined-Pipe, Two-Phase Liquid Holdup and Pressure-Loss Correlations Using Experimental Data*. *J Pet Technol* **31** (09): 1198-1208. SPE-6874-PA.
<https://doi.org/10.2118/6874-PA>
- 30.** Pazmiño J. 2004. *Fundamentos de la Teoría de Fracturamiento Hidráulico*. Ecuador: Graficas Rivadeneira. ISBN: 9978441980
- 31.** Pozos H. 2013. *Técnicas de Fracturamiento Hidráulico en Pozos Horizontales de la Formación Eagle Ford*. Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (Noviembre 2013).

- 32.** Romero A. 1979. *A Simplified Method for Calculating Temperature Changes in Deep Wells*. *J Pet Technol* **31** (06): 763-768. SPE-7197-PA.
<https://doi.org/10.2118/7197-PA>
- 33.** Sabag J. 2015. *Fundamentos de la Tecnología de Productividad de Pozos Petroleros*, primera edición. Reverté. ISBN: 9788429179170
- 34.** Uribe L. y Pimentel R. 2014. *Multi-fracturamiento de Pozos No Convencionales de Aceite en Lutitas*. Tesis de licenciatura, Universidad Nacional Autónoma de México, CDMX, México (Enero 2014).
- 35.** Valkó, P. P. y Amini, S. 2007. *The Method of Distributed Volumetric Sources for Calculating the Transient and Pseudosteady-State Productivity of Complex Well-Fracture Configurations*. Paper SPE 106279 presented at the SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference, College Station, Texas, 29-31 January.
<https://doi.org/10.2118/106279-PA>
- 36.** Villalobos J. 2007. *Matemáticas Financieras*, tercera edición. Estado de México, México: Pearson Prentice Hall. ISBN: 9789702607540

Anexo A

Como se mencionó en el capítulo 2, las correlaciones y ecuaciones que se describen en este anexo son empleadas en el cuadro de proceso “Calcular propiedades PVT” mostrado en el diagrama de flujo de la Figura 2.7. Existen diversas correlaciones desarrolladas, en este trabajo solo se mencionan las que fueron usadas con la finalidad de estimar el gradiente y la caída de presión en una celda.

Con la correlación de Standing se obtiene la presión del punto burbuja (P_b), la relación de solubilidad y el factor volumétrico del aceite. En la **Ecuación A.1** la relación gas-aceite, la gravedad específica del gas total (γ_{gt}) y la densidad del aceite en grados API (γ_{API}) son datos de entrada a condiciones del tanque de separación. La temperatura (T), es la temperatura de flujo promedio que se tiene en la celda.

$$P_b = 18.2 \left[\left(\frac{RGA}{\gamma_{gt}} \right)^{0.83} 10^{(0.00091T - 0.0125\gamma_{API}) - 1.4} \right] \quad (\text{A.1})$$

$$R_s = \gamma_{gd} \left[\left(\frac{P}{18.2} + 1.4 \right) 10^{0.0125\gamma_{API} - 0.00091T} \right]^{1.2048} \quad (\text{A.2})$$

En la **Ecuación A.2**, la presión (P) es la presión promedio que se tiene en la celda y la gravedad específica del gas disuelto (γ_{gd}) se obtiene con la **Ecuación A.10**.

La ecuación del factor volumétrico del aceite varía según su condición, tratándose de un aceite saturado se aplica la **Ecuación A.3** y en caso de un aceite bajo saturado la **Ecuación A.4**.

$$B_o = 0.9759 + 0.00012 \left[R_s \left(\frac{\gamma_{gd}}{\gamma_o} \right) + 1.25T \right]^{1.2} \quad (\text{A.3})$$

$$B_o = B_{ob} \exp[-c_o(P - P_b)] \quad (\text{A.4})$$

Se aplica la **Ecuación A.5** y a partir de la densidad API se calcula la gravedad específica del aceite (γ_o). El factor volumétrico del aceite en el punto burbuja (B_{ob}) se obtiene con la ecuación A.3 si se sustituye R_s por $RGA - R_s$. Con la correlación de Vazquez y Beggs, **Ecuación A.6**, se estima la compresibilidad del aceite (c_o).

$$\gamma_o = \frac{141.5}{\gamma_{API} + 131.5} \quad (\text{A.5})$$

$$c_o = \frac{-1433 + 5R_s + 17.2\gamma_{g100} + 12.61\gamma_{API}}{10^5 P} \quad (\text{A.6})$$

La densidad del aceite también varía según su condición, en caso de aceite saturado se emplea la **Ecuación A.7** y en bajo saturado la **Ecuación A.8**, donde la densidad del aceite en el punto burbuja (ρ_{ob}) se obtiene de la **Ecuación A.9**.

$$\rho_o = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136R_s\gamma_{gd}}{B_o} \quad (\text{A.7})$$

$$\rho_o = \rho_{ob} e^{C_o(P - P_b)} \quad (\text{A.8})$$

$$\rho_{ob} = \frac{62.4\gamma_o + 0.0136(RGA - R_s)\gamma_{gt}}{B_{ob}} \quad (\text{A.9})$$

La gravedad específica del gas disuelto, del gas libre (γ_{gl}) y del gas a 100 psi (γ_{g100}) se calculan con las **Ecuaciones A.10 a la A.12** respectivamente.

$$\gamma_{gd} = 0.25 + (0.02\gamma_{API}) + \left(\frac{R_s}{10^6}\right)(0.6874 - 3.5864\gamma_{API}) \quad (\text{A.10})$$

$$\gamma_{gl} = \frac{RGA\gamma_{gt} - R_s\gamma_{gd}}{RGA - R_s} \quad (\text{A.11})$$

$$\gamma_{g100} = \gamma_{gt} (1 - 3.1650 * 10^{-3} \gamma_{API}) \quad (\text{A.12})$$

Se emplea la correlación de Beggs y Robinson, las **Ecuaciones A.13 y A.14** corresponden a la viscosidad del aceite en caso saturado mientras las **Ecuaciones A.15 y A.16** corresponden a la viscosidad del aceite muerto (μ_{od}).

$$\mu_o = \left[10.715(R_s + 100)^{-0.515} \right] \mu_{od}^{b_1} \quad (\text{A.13})$$

$$b_1 = 5.44(R_s + 150)^{-0.338} \quad (\text{A.14})$$

$$\mu_{od} = 10^{b_2} - 1 \left[10.715(R_s + 100)^{-0.515} \right] \mu_{od}^{b_1} \quad (\text{A.15})$$

$$b_2 = \frac{10(3.0324 - 0.02023\gamma_{API})}{T^{1.163}} \quad (\text{A.16})$$

La correlación de Vazquez y Beggs, **Ecuaciones A.17 a la A.19**, calculan la viscosidad del aceite bajo saturado, la viscosidad del aceite en el punto burbuja se obtiene con la ecuación A.13.

$$\mu_o = \mu_{ob} \left(\frac{P}{P_b} \right)^m \quad (\text{A.17})$$

$$m = 2.6P^{1.187}10^a \quad (\text{A.18})$$

$$a = -0.000039P - 5 \quad (\text{A.19})$$

El factor “Z” se estima con la correlación de Dranchuck y Abu-Kassem, **Ecuaciones A.20 y A.21.**

$$Z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_{pr}} + \frac{A_3}{T_{pr}^3} + \frac{A_4}{T_{pr}^4} + \frac{A_5}{T_{pr}^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_{pr}} + \frac{A_8}{T_{pr}^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_{pr}^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2) + 1 \quad (\text{A.20})$$

$$\rho_r = \frac{0.27 p_{pr}}{Z T_{pr}} \quad (\text{A.21})$$

Los valores de las constantes son: $A_1 = 0.3265$, $A_2 = -1.0700$, $A_3 = -0.5339$, $A_4 = 0.01569$, $A_5 = -0.05165$, $A_6 = 0.5475$, $A_7 = -0.7361$, $A_8 = 0.1844$, $A_9 = 0.1056$, $A_{10} = 0.6134$ y $A_{11} = 0.7210$. La densidad reducida del gas (ρ_r) se estima con la temperatura y presión pseudorreducidas (T_{pr} y P_{pr}) que se obtienen con las **Ecuaciones A.22 y A.23.**

$$T_{pr} = \frac{T}{T_{pc}} \quad (\text{A.22})$$

$$P_{pr} = \frac{P}{P_{pc}} \quad (\text{A.23})$$

Tratándose de un sistema natural de gas, la temperatura y presión críticas (T_{pc} y P_{pc}) se calculan con las **Ecuaciones A.24 y A.25**.

$$T_{pc} = 168 + 325\gamma_{gl} - 12.5\gamma_{gl}^2 \quad (\text{A.24})$$

$$P_{pc} = 677 + 15\gamma_{gl} - 37.5\gamma_{gl}^2 \quad (\text{A.25})$$

A partir de la ley de gases reales se obtiene el factor volumétrico y la densidad del gas con las **Ecuaciones A.26 y A.27**.

$$B_g = 0.0283 \frac{ZT}{P} \quad (\text{A.26})$$

$$\rho_g = 2.7\gamma_{gl} \frac{P}{ZT} \quad (\text{A.27})$$

Se aplica la correlación de Lee, **Ecuaciones A.28 a la A.31** y se calcula la viscosidad del gas (μ_g).

$$\mu_g = 10^{-4} K_1 \left[K_2 \left(\frac{\rho_g}{62.4} \right)^{K_3} \right] \quad (\text{A.28})$$

$$K_1 = \frac{(9.4 + 0.02M_g) T^{1.5}}{(209 + 19M_g + T)} \quad (\text{A.29})$$

$$K_2 = 3.5 + \left(\frac{986}{T} \right) + 0.01M_g \quad (\text{A.30})$$

$$K_3 = 2.4 - 0.2K_2 \quad (\text{A.31})$$

El peso molecular del gas (M_g) se obtiene con la **Ecuación A.32**.

$$M_g = 28.97\gamma_{gl} \quad (\text{A.32})$$

Finalmente se emplea la correlación de Abdul-Majeed y Cols, **Ecuaciones A.33 y A.34** para calcular la tensión interfacial (σ_{og}).

$$\sigma_{og} = N(38.085 - 0.259\gamma_{API})(1.1701 - 0.0016944T) \quad (\text{A.33})$$

$$N_1 = \begin{cases} (1 + 0.0044183R_s^{1.0157})^{-1} & , R_s \leq 280.75 \\ 227.786R_s^{-1.1367} & , R_s > 280.75 \end{cases} \quad (\text{A.34})$$

Anexo B

Como parte del presente trabajo de investigación se implementó una herramienta computacional (registro de derecho de autor en trámite) que acopla el modelo de flujo yacimiento-pozo mediante el uso de la técnica de análisis nodal para obtener predicciones de producción a nivel de superficie.

Dicha herramienta hace uso del software FRHIMP propiedad del Instituto Mexicano del Petróleo (IMP). Con el objetivo de integrar en una misma plataforma que brinda una mejor funcionalidad y facilita la interacción con el usuario, se decidió usar en ambos software la plataforma de visual estudio y el lenguaje de c#.

En la **Figura B.1** se muestra la interface del software desarrollado.

The screenshot shows the 'Correlations' software interface. It features a top menu bar with 'Variables', 'JD's', 'Survey', 'Temperatura', 'Us', 'Diametro', and 'Resultados'. The main area is divided into several sections:

- Densidad del Aceite:** Radio buttons for 'Relativa' and 'API' (selected).
- Cálculo de Pb, Rs, y Bo:** Radio buttons for 'Standing' (selected) and 'Vazquez y Beggs'.
- Yacimiento:** A grid of input fields for reservoir properties: p_i (8000), k (0.0013), Z_e (400), p_{wf} (6999), B_o (1.064), μ (0.33), ϕ (0.06), ct ($1.25e-5$), rw (0.328), X_e (1500), and Y_e (252.133333333333).
- Tuberia:** Input fields for R (0.00005), D (6), q_{oc} (10000), $\text{Angulo} (^{\circ})$ (90), and L (1507.7).
- Correccion de Payne:** A checkbox that is currently unchecked.
- Buttons:** 'Ejecutar', 'Beggs and Brill', 'IPRs', 'Hacer', 'Calcula', and 'VLP' are arranged vertically on the right.
- Output:** A small plot area on the right shows a blue line labeled 'Series1'.

Figura B. 1: Interface del software desarrollado para la estimación de producción a nivel de superficie.