

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por Br. Vinachi Rivas, Michael J.
Br. Aponte López, Wilfred V.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

CARACAS, Octubre de 2015

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas

Co Tutor: Prof. Sandro Gasbarri

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por Br. Vinachi Rivas, Michael J.
Br. Aponte López, Wilfred V.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

CARACAS, Octubre de 2015

Caracas, Octubre 2015

Los abajo firmantes, miembros del Jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por los Bachilleres, Aponte López, Wilfred V. y Vinachi Rivas, Michael J. titulado:

“ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS”

Consideran que el mismo cumple con los requisitos exigidos por el plan de estudios conducente al Título de Ingeniero de Petróleo, y sin que ello signifique que se hacen solidarios con las ideas expuestas por los autores, lo declaran APROBADO.



Prof. Eliana Alvarado
Jurado



Prof. Lisbeth Miranda
Jurado



Prof. Alberto Vegas
Tutor Académico



Prof. Sandro Gasbarri
Co-Tutor

DEDICATORIA

Este trabajo de investigación está dedicado en primera instancia a Dios por darme vida y motivos para luchar, a mi madre Yousi López por creer en mí, apoyarme y darme aliento cuando rondaba la idea de rendirse, a mi padre Wilfred Aponte Ríos por el apoyo tanto en ámbito económico como en sus consejos que llegaron en el momento justo, a mis hijos Sebastián, Fabián y Adrián por darme fuerzas para continuar, por ser mi luz, por ser mi brújula, por ser mi impulso, porque al momento de caer ellos me recordaban Por qué era la lucha y para Quién era, a mi esposa Ana Quintero por estar allí a cada instante, por ayudarme siempre a buscar otro enfoque y a su apoyo incondicional.

Quisiera dedicárselo también a una persona muy especial, mi abuela Emilia Ríos que actualmente no se encuentra físicamente a mi lado pero siempre estuvo presente en cada instante de mi vida, dándome apoyo, gracias por todos los momentos vividos por sus consejos, por siempre creer en mí, un millón de gracias abuela eres y siempre serás un orgullo para mí, solo me queda disculparme por no poder darte en vida mi título. Te amo abuela y desde el cielo envíame la bendición.

Wilfred Vladimir Aponte López



DEDICATORIA

A **Dios**, por tu voluntad y poder.
Tu tiempo siempre será el perfecto.

A mi **madre**, fuente de paciencia y sacrificio.

A mi **esposa**, siempre batallando, mi complemento.

A mis hijos **Jade** y **Michael**, lo mejor que ha pasado en mi vida.
Ustedes son mi energía vital.

Michael J. Vinachi Rivas

AGRADECIMIENTOS

Quisiera agradecer a la ilustre Universidad Central de Venezuela por la formación académica, a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Facultad de Ingeniería por la oportunidad de retomar los estudios.

Le doy las gracias a Dios, a mi madre, a mi padre, a mi tutor Alberto Vegas y a mi Co Tutor Sandro Gasbarri por creer en mí y apoyarme para realizar este trabajo de investigación, también a la profesora Graciela Martins que me brindó su apoyo de forma incondicional, a los profesores Diego Manfre, Alexis Gammiero, Lisbeth Miranda, Violeta Wills, Sandro Gasbarri, Enrique Rondón, Mariana Prado, Adriana Zambrano, Pedro Martorano, Pedro Díaz, Eliana Alvarado y Francisco Barrios por los conocimientos adquiridos.

En especial al profesor Francisco Barrios por enseñarme que el peor error no es equivocarse, sino quedarse inmóvil y no avanzar por temor a equivocarse.

A mi amigo Frederick Martínez por sus palabras de aliento.

A mis amigos Cecibel, Rubén, Liliana, María Guadalupe, Sergio Peña y José Marcano por su apoyo cuando retomé la carrera.

A mi esposa por todo su apoyo y dedicación, por cada momento que hemos luchado juntos.

A mi prima Sheila por el apoyo y sus consejos.

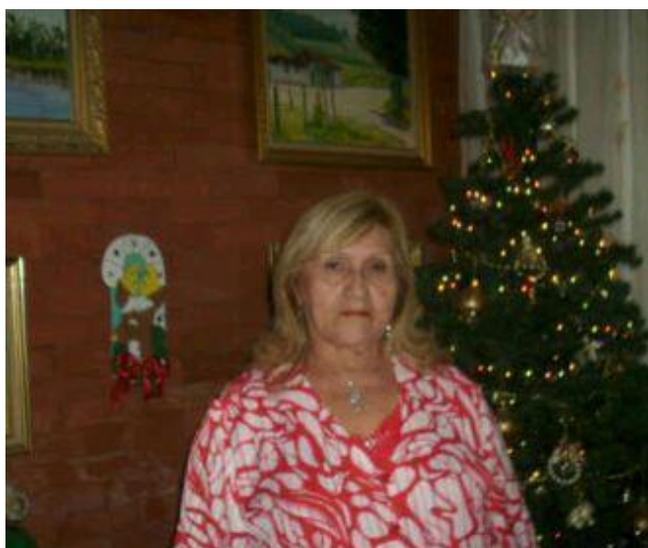
A la profesora Cecilia Graterol por brindarme la oportunidad de pertenecer a esta casa de estudio.

A mis hijos Sebastián, Fabián y Adrian, gracias a ustedes me levanto cada día a luchar, los amo hijos.

Finalmente quisiera agradecer a una persona muy especial, Abuela, Gracias!
Siempre te llevaré en mi corazón.

Nuevamente un millón de Gracias

Wilfred Vladimir Aponte López



*“Para que la luz brille con tanta intensidad, la oscuridad
debe estar presente” Francis Bacon*

AGRADECIMIENTOS

A la ilustre **Universidad Central de Venezuela**, por todos los conocimientos, los buenos y también los malos que me hicieron una persona capaz de todo lo que me proponga, porque a fin de cuentas es la casa que vence las sombras.

A **Dios**, por tu bendición, por darme salud, fuerza y conocimiento. Porque me has mostrado que la bondad de corazón es recompensada.

A mi madre, **Jasmín Rivas**, por estar siempre presente, por tu sacrificio y apoyo incondicional.

A mi esposa, **Laura Bautista**, por tu dedicación incansable, por acompañarme en tan largo y arduo camino. De igual manera a tu familia, siempre presente, siempre apoyándonos.

A mis tíos, **Evelin Rivas** y **Omar Llaguno**, por su existencia en mi vida cuando más lo necesité.

A mi compadre y amigo, **Kenny Walrond**, por tu leal y desinteresada ayuda. Igual para tus padres.

A mis profesoras **Evelyn Azuaje** y **Lisbeth Miranda** por las oportunidades y apoyo en los momentos difíciles.

A la profesora **Eliana Alvarado**, por decir lo justo para “esculpir” este trabajo cuando menos lo esperaba.

Michael J. Vinachi Rivas

Vinachi Rivas, Michael J., Aponte López, Wilfred V.

ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA EN POZOS DE GAS

**Tutor Académico: Prof. Alberto Vegas. Co-Tutor: Prof. Sandro Gasbarri.
Trabajo Especial de Grado. Caracas, UCV.**

Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. 2015, 167p.

Palabras Claves: Comportamiento de afluencia, IPR, Pozo de gas vertical, Pozo de gas horizontal, Simulación numérica.

RESUMEN

La curva de comportamiento de afluencia representa la relación que existe entre la tasa de producción y las caídas de presión del yacimiento. Existen varias correlaciones matemáticas tanto para representar el comportamiento de afluencia del pozo como para los valores en la construcción de los datos PVT tomando como base datos teóricos.

En este trabajo de investigación se estudiaron los parámetros que afectan el IPR, por medio de pruebas de pozo utilizando la herramienta computacional IMEX de CMG y haciendo una sensibilización de los factores que mayor impacto tienen en la curva de afluencia tanto para pozos de gas verticales como horizontales. De los valores de las tasas y presiones de fondo fluyente obtenidas de las pruebas de pozos simuladas, se modeló el comportamiento de afluencia de los pozos de gas estudiados y se midió la desviación de los modelos analíticos con respecto a los resultados estabilizados obtenidos con IMEX. Luego se realizó un análisis nodal para establecer la curva de demanda y así definir el sistema de producción.

De los resultados obtenidos se concluye que es posible validar el comportamiento de afluencia en pozos de gas partiendo de valores teóricos.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE DE TABLAS	XIV
ÍNDICE DE FIGURAS.....	XVIII
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
1.1 EL PROBLEMA Y SU JUSTIFICACIÓN.....	3
1.2 OBJETIVOS	4
1.2.1 Objetivo general.....	4
1.2.2 Objetivos específicos	4
1.3 ALCANCE.....	5
1.4 LIMITACIONES	5
CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO	6
2.1 EL YACIMIENTO	6
2.1.1 Yacimiento de gas seco.....	9
2.2 EL FLUIDO.....	10
2.2.1 Factor volumétrico de formación del gas	10
2.2.2 El factor de compresibilidad del gas z.....	13
2.2.3 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas	14
2.2.4 Coeficiente de viscosidad del gas.....	15
2.3 LA NATURALEZA DEL FLUJO	20
2.4 RÉGIMEN DE FLUJO	22
2.4.1 Flujo en estado estable.....	22
2.4.2 Flujo en estado no estable o transitorio	23

2.4.3	Flujo en estado pseudo-estable	24
2.5	FLUJO LINEAL DE GASES, ESTADO CONTINUO	26
2.6	FLUJO RADIAL DE GASES, ESTADO CONTINUO Y NO CONTINUO	28
2.7	CAPACIDAD A FLUJO ABIERTO	31
2.7.1	Tiempo de readaptación	34
2.8	CÁLCULO DE RESERVAS	37
2.9	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	38
2.9.1	Factores que afectan el índice de productividad.....	40
2.10	PRODUCCIÓN EN POZOS HORIZONTALES.....	42
2.10.1	Índice de productividad en pozos horizontales	47
2.11	MODELOS DE AFLUENCIA UTILIZADOS	48
2.11.1	Rawlins y Schellhardt.....	48
2.11.2	Jones, Blount y Glaze, 1976.	50
2.12	ANÁLISIS NODAL	54
2.12.1	Pruebas de flujo después de flujo	55
2.12.2	Prueba isocronal convencional	59
2.12.3	Prueba isocronal modificada.....	63
CAPÍTULO III	METODOLOGÍA.....	68
3.1	TIPO DE LA INVESTIGACIÓN.....	68
3.2	NIVEL DE LA INVESTIGACIÓN	69
3.3	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	69
3.4	METODOLOGÍA	70
3.4.1	Revisión y clasificación bibliográfica	70
3.4.2	Herramienta computacional	71
3.4.3	La simulación numérica	72
3.5	CONSTRUCCIÓN DEL CASO BASE.....	73
3.5.1	Obtención de los datos PVT mediante correlación numérica	74
3.5.2	Construcción de un pozo vertical en mallado cartesiano	78
3.5.3	Construcción de un pozo vertical en mallado cilíndrico	84

3.5.4	Presión vs tasa de gas para realizar el estudio	88
3.5.5	Comparación de los resultados de los pozos verticales en yacimientos con mallado cartesiano y cilíndrico	92
3.6	CONSTRUCCIÓN DE UN POZO HORIZONTAL EN UN YACIMIENTO CON MALLADO CARTESIANO	93
3.7	DEFINICIÓN DE LOS CASOS DE ESTUDIO	98
3.7.1	Casos de estudio para los pozos verticales	99
3.7.2	Casos de estudio para los pozos horizontales.....	101
3.8	MATRIZ DE COMPARACIÓN ENTRE POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES	102
3.9	CASO DE POZO HORIZONTAL SIN POZO INYECTOR.....	102
3.10	MATRIZ DE COMPARACIÓN ENTRE POZOS HORIZONTALES CON POZO INYECTOR Y POZOS HORIZONTALES SIN POZO INYECTOR	103
3.11	ANÁLISIS NODAL PARA LOS CASOS COMPARADOS	104
CAPÍTULO IV ANÁLISIS DE RESULTADOS		105
4.1	RESULTADOS DE LAS CORRELACIONES PARA LOS DATOS PVT.....	105
4.2	RESULTADOS DE LAS SIMULACIONES PARA MALLADO CARTESIANO	109
4.2.1	Análisis de Rawlins & Schellhardt.....	110
4.2.2	Análisis de Jones, Blount y Glaze.....	112
4.3	COMPARACIÓN DE LOS MODELOS , MALLADO CARTESIANO	112
4.3.1	Gráfico de afluencia, mallado cartesiano	113
4.4	RESULTADO DE LAS SIMULACIONES PARA MALLADO CILÍNDRICO	114
4.5	COMPARACIÓN DE LOS MODELOS , MALLADO CILÍNDRICO	115
4.5.1	Gráfico de afluencia, mallado cilíndrico	117
4.6	COMPARACIÓN DE LOS MALLADOS PARA UN POZO VERTICAL.....	117
4.7	RESULTADOS PARA UN POZO HORIZONTAL DE 700 PIES	119
4.8	COMPARACIONES PARA UN POZO HORIZONTAL DE 700 PIES CON LOS MODELOS MATEMÁTICOS	121
4.9	RESULTADOS PARA UN POZO HORIZONTAL DE 3000 PIES	121

4.10	COMPARACIÓN DE UN POZO HORIZONTAL DE 3000 PIES CON LOS MODELOS MATEMÁTICOS	123
4.11	RESULTADOS DE UN POZO HORIZONTAL DE 700 PIES Y UN POZO HORIZONTAL DE 3000 PIES CON UN POZO VERTICAL	124
4.12	RESULTADOS DE FAF, CASO 140-55-2-2-3000 CON Y SIN POZO INYECTOR.....	130
4.13	TENDENCIA DE MODELOS DE AFLUENCIA EN POZOS VERTICALES	132
4.14	DESVIACIONES ENTRE MALLADO CILÍNDRICO Y CARTESIANO	134
4.15	TENDENCIA DE MODELOS DE AFLUENCIA EN POZOS HORIZONTALES.....	137
4.16	ANÁLISIS NODAL PARA LOS CASOS SELECCIONADOS	139
	CONCLUSIONES	141
	RECOMENDACIONES	143
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	144
	APÉNDICES	146
	APÉNDICE A1	146
	APÉNDICE A2	151
	APÉNDICE A3	155
	APÉNDICE A4	161
	APÉNDICE A5	167

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1	GOES presente en el yacimiento, mallado cartesiano79
Tabla 3.2	Datos de saturación y permeabilidades relativas de los fluidos82
Tabla 3.3	Volumen poroso y el GOES presente en el yacimiento, mallado cilíndrico85
Tabla 3.4	Volumen poroso y el GOES presente en el yacimiento, mallado cartesiano y pozo horizontal93
Tabla 3.5	Códigos de los casos para un pozo vertical99
Tabla 3.6	Códigos de los casos para un pozo horizontal99
Tabla 3.7	Matriz de sensibilidad para pozos verticales99
Tabla 3.8	Matriz a simular para los pozos verticales100
Tabla 3.9	Matriz de sensibilidad para pozos horizontales101
Tabla 3.10	Matriz a simular para los pozos horizontales101
Tabla 4.1	Validación de los datos PVT105
Tabla 4.2	Resultados para el caso 55-2-2-V-Car-180109
Tabla 4.3	Valores de R&S para la prueba FAF111
Tabla 4.4	Valores de R&S para las pruebas IM2h y IM6h111
Tabla 4.5	Error de cada método respecto a la prueba FAF, caso 55-2-2-V-Car-180113
Tabla 4.6	Resultados de las tasas para el caso 55-2-2-V-Cil-180115
Tabla 4.7	Valores de R&S para la prueba FAF115
Tabla 4.8	Valores de R&S para las pruebas IM2h y IM6h115
Tabla 4.9	Error de cada método para el caso 55-2-2-0-V-cil 180116
Tabla 4.10	Tasas estabilizadas, casos 55-2-2-V-Car-180 y 55-2-2-V-Cil-180118

Tabla 4.11	Tasas de la simulación y de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-700.....	119
Tabla 4.12	Errores de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-700.....	121
Tabla 4.13	Tasas para el caso 180-75-50-10-3000.....	122
Tabla 4.14	Errores de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-3000.....	123
Tabla 4.15	Tasas estabilizadas para los casos 75-0,1-2-V-Car-140, 140-75-0,1-2-700 y 140-75-0,1-2-3000	124
Tabla 4.16	Incremento en la tasa de producción de los pozos horizontales respecto al pozo vertical 75-0,1-2-Car-140	125
Tabla 4.17	Tasas del caso 140-55-2-2-3000 con y sin pozo inyector ...	130
Tabla 4.18	Reducción de las tasas del caso 140-55-2-2-3000 al remover el pozo inyector	130
Tabla 4.19	Errores promedio de las tasas para pozos verticales y sus modelos matemáticos.....	133
Tabla 4.20	Desviaciones promedio entre las tasas de un pozo vertical en un mallado cartesiano y en mallado cilíndrico	134
Tabla 4.21	Errores promedio de pozos horizontales y sus modelos matemáticos	137
Tabla A1.1	Datos PVT para pozos verticales y una temperatura de 140°F.....	146
Tabla A1.2	Datos PVT para pozos verticales y una temperatura de 180°F.....	147
Tabla A1.3	Datos PVT para pozos horizontales y una temperatura de 140°F.....	148
Tabla A1.4	Datos PVT para pozos horizontales y una temperatura de 180°F.....	149
Tabla A2.1	Casos verticales del mallado cartesiano.....	151
Tabla A2.2	Casos verticales del mallado cilíndrico.....	151

Tabla A2.3	Casos verticales del mallado cartesiano con permeabilidad de 50 mD	152
Tabla A2.4	Casos horizontales	152
Tabla A2.5	Casos horizontales sin pozo inyector	154
Tabla A3.1	Resultados de los casos verticales con mallado cartesiano, 140°F	155
Tabla A3.2	Resultados de los casos verticales con mallado cartesiano, 180°F	155
Tabla A3.3	Resultados de los casos verticales con mallado cilíndrico, 140°F	156
Tabla A3.4	Resultados de los casos verticales con mallado cilíndrico, 180°F	156
Tabla A3.5	Resultados de los casos horizontales, 140-55-x-y-700	157
Tabla A3.6	Resultados de los casos horizontales, 140-75-x-y-700	157
Tabla A3.7	Resultados de los casos horizontales, 140-55-x-y-3000	158
Tabla A3.8	Resultados de los casos horizontales, 140-75-x-y-3000	158
Tabla A3.9	Resultados de los casos horizontales, 180-55-x-y-700	159
Tabla A3.10	Resultados de los casos horizontales, 180-75-x-y-700	159
Tabla A3.11	Resultados de los casos horizontales, 180-55-x-y-3000	160
Tabla A3.12	Resultados de los casos horizontales, 180-75-x-y-3000	160
Tabla A4.1	Tasas estabilizadas, casos 55-0,1-2-V-Car-140 y 140-55-0,1-2-H.....	161
Tabla A4.2	Tasas estabilizadas, casos 55-2-2-V-Car-140 y 140-55-2-2-H.....	161
Tabla A4.3	Tasas estabilizadas, casos 55-50-2-V-Car-140 y 140-55-50-2-H.....	162
Tabla A4.4	Tasas estabilizadas, casos 75-0,1-2-V-Car-140 y 140-75-0,1-2-H.....	162
Tabla A4.5	Tasas estabilizadas, casos 75-2-2-V-Car-140 y 140-75-2-2-H.....	163

Tabla A4.6	Tasas estabilizadas, casos 75-50-2-V-Car-140 y 140-75-50-2-H.....	163
Tabla A4.7	Tasas estabilizadas, vertical vs. horizontal, 0,1 mD	164
Tabla A4.8	Tasas estabilizadas, vertical vs. horizontal, 2 mD	164
Tabla A4.9	Tasas estabilizadas, vertical vs. horizontal, 50 mD	165
Tabla A4.10	Tasas estabilizadas, sensibilizando SG, 0,1 mD	165
Tabla A4.11	Tasas estabilizadas, sensibilizando SG, 2 mD	166
Tabla A4.12	Tasas estabilizadas, sensibilizando SG, 50 mD.....	166
Tabla A5.1	Tasas de pozos horizontales de 700 ft sin pozo inyector	.167
Tabla A5.2	Tasas de pozos horizontales de 3000 ft sin pozo inyector	.167

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos	7
Figura 2.2	Clasificación de los yacimientos	9
Figura 2.3	Factor volumétrico de formación del gas	11
Figura 2.4	Coefficiente de compresibilidad isotérmica de un gas	15
Figura 2.5	Forma típica de la viscosidad del gas.....	17
Figura 2.6	Nomograma para la viscosidad a 1 atmosfera	18
Figura 2.7	Nomograma de la relación de $\mu_g/\mu_{g(1 \text{ atmosfera})}$	18
Figura 2.8	Variación de la presión versus tiempo, estado estable.....	22
Figura 2.9	Variación de presión respecto al tiempo y posición	24
Figura 2.10	Variación de presión respecto al tiempo y posición, con presión de fondo fluyente constante	24
Figura 2.11	Variación constante de presión respecto al tiempo y posición	25
Figura 2.12	Flujo a través de un área constante	26
Figura 2.13	Líneas de flujo desde el radio de drenaje al pozo	29
Figura 2.14	Gráfico en papel doble logarítmico	32
Figura 2.15	Variación del valor de C vs el tiempo	33
Figura 2.16	Perturbaciones de presión formadas alrededor del pozo	36
Figura 2.17	Comportamiento de afluencia.....	40
Figura 2.18	Patrón de drenaje de un pozo horizontal.....	43
Figura 2.19	Gráfica utilizada para calcular los valores C y n.....	49
Figura 2.20	Gráfica para calcular los valores C y n, escala logarítmica ...	49
Figura 2.21	Gráfica para obtener C y D.....	51
Figura 2.22	Gráfica para obtener los valores de C y D, ejemplo	52
Figura 2.23	Comportamientos de IPR y TPR	55

Figura 2.24	Prueba flujo después del flujo convencional (Cullender, 1955)	56
Figura 2.25	Prueba convencional, secuencia normal (Fetkovich M. H., 1975)	57
Figura 2.26	Prueba convencional, secuencia inversa (Fetkovich M. H., 1975)	57
Figura 2.27	Prueba isocronal convencional (Cullender, 1955)	60
Figura 2.28	Curvas de capacidad, prueba isocronal (Cullender, 1955)	61
Figura 2.29	Gráfica de log(C) vs. log(t), prueba isocronal (Cullender, 1955)	61
Figura 2.30	Prueba isocronal modificada (Cullender, 1955)	64
Figura 2.31	Curvas de capacidad, prueba isocronal modificada (Cullender, 1955)	64
Figura 2.32	Prueba isocronal modificada (Fetkovich M. H., 1975)	65
Figura 3.1	Flujograma de la metodología utilizada	73
Figura 3.2	Factor z de un gas con gravedad específica de 0,55	76
Figura 3.3	Factor z de un gas con gravedad específica de 0,75	76
Figura 3.4	Viscosidad de un gas con una gravedad específica de 0,55	77
Figura 3.5	Viscosidad de un gas con una gravedad específica de 0,75	77
Figura 3.6	β_g de un gas con una gravedad específica de 0,55	78
Figura 3.7	β_g de un gas con una gravedad específica de 0,75	78
Figura 3.8	Vista del plano "ij" del yacimiento cartesiano	80
Figura 3.9	Vista 3D del yacimiento cartesiano	80
Figura 3.10	Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del yacimiento	81
Figura 3.11	Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del contorno	81
Figura 3.12	Vista del plano ij del yacimiento cilíndrico	85
Figura 3.13	Vista 3D del yacimiento cilíndrico	86

Figura 3.14	Vista 3D del yacimiento cilíndrico, permeabilidad del yacimiento	86
Figura 3.15	Vista 3D del yacimiento cilíndrico, permeabilidad del contorno.....	87
Figura 3.16	Prueba FAF de un pozo vertical con mallado cartesiano.....	89
Figura 3.17	Prueba FAF de un pozo vertical con mallado cilíndrico	89
Figura 3.18	Prueba IM2h en un pozo vertical con mallado cilíndrico.....	91
Figura 3.19	Zoom de la figura 3.18.....	92
Figura 3.20	Vista del plano “ij” del mallado cartesiano, pozo horizontal ...	95
Figura 3.21	Vista 3D del yacimiento cartesiano, pozo horizontal	96
Figura 3.22	Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del yacimiento	96
Figura 3.23	Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del contorno.....	97
Figura 3.24	Ubicación del pozo horizontal dentro del mallado cartesiano	97
Figura 3.25	Distribución de presiones de un pozo horizontal, plano “ij”	98
Figura 3.26	Yacimiento cartesiano sin pozo inyector, vista 3D.....	103
Figura 4.1	Viscosidad para el caso 180-55-2-2-700	108
Figura 4.2	Factor z para el caso 55-2-2-V-Car-180	108
Figura 4.3	Gráfico log-log del modelo de Rawlins & Schellhardt	110
Figura 4.4	Gráfica del método de Jones, Blount y Glaze.....	112
Figura 4.5	Gráfico comparativo para el caso 55-2-2-V-Car-180	114
Figura 4.6	Drenaje cilíndrico en mallado cartesiano	117
Figura 4.7	Gráfico comparativo para el caso 55-2-2-V-Cil-180.....	117
Figura 4.8	Gráfico comparativo para mallado cartesiano y cilíndrico....	119
Figura 4.9	Gráfico comparativo para el caso 180-75-50-10-700	120
Figura 4.10	Gráfico comparativo para el caso 180-75-50-10-3000	122
Figura 4.11	Patrón de drenaje de un pozo horizontal, visto desde el corte de un plano “ij”	126

Figura 4.12	Contorno de drenaje alrededor del pozo horizontal de 3000 pies vs presión, vista “ik”	126
Figura 4.13	Contorno de drenaje alrededor del pozo horizontal de 700 pies vs presión, vista “ij”	127
Figura 4.14	Patrón de distribución de presión, en una vista 3D del yacimiento cartesiano en la capa 1	128
Figura 4.15	Presión del contorno mientras aumenta el tiempo de producción desde una vista 3D	129
Figura 4.16	Gráfico comparativo para el caso 140-55-2-2-3000	132
Figura 4.17	Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para el mallado cartesiano	135
Figura 4.18	Gráfico de tendencia del modelo que peor ajustó para el mallado cartesiano	135
Figura 4.19	Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para el mallado cilíndrico.....	136
Figura 4.20	Gráfico de tendencia del modelo que peor ajustó para el mallado cilíndrico.....	136
Figura 4.21	Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para los pozos horizontales.....	139
Figura 4.22	Análisis nodal para los casos seleccionados.....	139
Figura 4.23	Zoom de la figura 4.22.....	140
Figura A1.1	Curvas de permeabilidad relativa	150

INTRODUCCIÓN

La producción de gas se ha convertido en una solución rentable para satisfacer las demandas energéticas del mundo en los últimos años, por esta razón, ha sido necesario que los ingenieros de petróleo, realicen un trabajo exhaustivo para realizar las operaciones de producción de manera óptima y así brindar beneficios a la industria.

Para poder optimizar los procesos de producción de gas, es imprescindible determinar todos los parámetros necesarios para realizar una excelente caracterización del yacimiento, entre los parámetros se encuentran: la tasa de producción, la presión de fondo fluyente, la presión del yacimiento, la permeabilidad, la porosidad, la temperatura, los radios del pozo y de drenaje del pozo, con esta información se puede caracterizar el yacimiento, su producción y en consecuencia el comportamiento de afluencia y así realizar los modelos estático y dinámico del sistema pozo-yacimiento en una herramienta computacional, para poder establecer la estrategia más eficaz que llevará a cabo el proyecto de explotación, brindándole la oportunidad de obtener la mejor rentabilidad posible.

El gas puede ser extraído a través de pozos verticales y horizontales pero para ello es necesario aplicar una serie de estudios que permitan tomar la decisión correcta de manera segura sin afectar la inversión del proyecto, en este trabajo de investigación se realizará el estudio de un pozo vertical que está en un yacimiento modelado con un mallado cartesiano y un mallado cilíndrico y posteriormente se cambiará el pozo de vertical a horizontal para

comparar los cambios en las tasas de producción y en consecuencia los cambios en el comportamiento de la curva de afluencia.

Los modelos matemáticos utilizados para realizar este Trabajo Especial de Grado son el modelo de Rawlins & Schellhardt, el modelo de Jones, Blount y Glaze, el modelo de Darcy y para los pozos horizontales el modelo de Economides&Joshi, hay que recordar que al ser modelos matemáticos pueden ofrecer valores aproximados y que producto de las limitaciones de cada modelo, no todos los pozos pueden modelarse con el mismo método.

Debido al incremento de los descubrimientos de yacimientos de gas en los últimos años, tanto en Venezuela como en el resto del mundo es necesario ampliar los estudios del comportamiento de afluencia tanto para los pozos verticales como para los pozos horizontales y de esa manera poder planear mejores estrategias para poner a producir los pozos de manera óptima.

La finalidad de este trabajo de investigación es analizar mediante la simulación numérica el comportamiento de afluencia tanto en pozos verticales como en pozos horizontales en yacimientos de gas y a su vez realizar comparaciones con algunos de los modelos matemáticos existentes y estudiar la aplicabilidad de estos.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 El problema y su justificación

Debido al descubrimiento de nuevos yacimientos de gas en los últimos años y a la necesidad de incorporar mayor cantidad de hidrocarburos en el mercado nacional e internacional, ha sido necesario realizar un mayor esfuerzo para aprovechar y optimizar las operaciones relacionadas con la producción que permitan la incorporación de estos hidrocarburos y disminuir la escasez mundial existente.

El desconocer como jerarquizar y manejar las variables importantes, para determinar cómo participan en el comportamiento del fluido a lo largo de las etapas de producción en pozos, puede originar grandes pérdidas de tiempo y dinero. Por esta razón, es necesario evaluar las correlaciones existentes para determinar la producción de gas y a su vez bajo qué condiciones y características de yacimiento son aplicables.

El análisis de la influencia de las variables de sistemas de producción se presenta como una opción atractiva a la inquietud anterior, por ello, una de las líneas de investigación de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la

Universidad Central de Venezuela, es analizar los modelos matemáticos existentes utilizados para determinar el comportamiento de afluencia de los pozos, en este Trabajo Especial de Grado, se estudiará el comportamiento de afluencia en pozos verticales y horizontales, con parámetros que caracterizan a un yacimiento de gas, para de esa manera poder establecer la capacidad productiva del mismo y posteriormente pronosticar la producción para evaluar si es económicamente rentable el desarrollo de un proyecto mediante una simulación numérica.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Analizar el comportamiento de afluencia en pozos de gas verticales y horizontales.

1.2.2 Objetivos específicos

- Recopilar el estado del arte del comportamiento de afluencia en pozos de gas vertical y horizontal.
- Validar la simulación del comportamiento de afluencia de un pozo de gas vertical en mallas cartesiana y cilíndrica con los modelos existentes.
- Definir los parámetros relevantes para modelar el comportamiento de afluencia en pozos de gas horizontales.
- Generar la matriz experimental de simulación con los parámetros a sensibilizar.
- Simular las curvas de comportamiento de afluencia para la matriz experimental.
- Comparar y evaluar el comportamiento de afluencia obtenido en la simulación numérica con los modelos matemáticos existentes.

1.3 Alcance

Analizar el comportamiento de afluencia en pozos verticales y horizontales en yacimientos de gas. Para lograr este avance, es indispensable contar con una serie de datos fundamentales inherentes a las características de la zona sometida a estudio, así como de los fluidos acumulados en ella y finalmente las cualidades del pozo encargado de la producción de los mismos. Se dispone de un TEG de Mayo de 2009 realizado por Guzmán L., María D. y Urbina P., Javier M. sobre este tema utilizando la herramienta computacional IMEX de CMG con resultados interesantes. En nuestro trabajo se va a utilizar la misma herramienta computacional para comparar y validar los resultados provenientes de dicha herramienta y sus diferencias con las correlaciones matemáticas de comportamiento de afluencia.

1.4 Limitaciones

No se dispone de pruebas multi-tasas en pozos reales, toda la información fue generada con simulación numérica; los datos petrofísicos y físicos fueron creados con una matriz experimental con las condiciones típicas de los yacimientos de gas encontrados en la literatura, no se modelará la caída de presión dentro de la tubería, los datos PVT serán modelados a partir de la gravedad específica y la temperatura, utilizando correlaciones matemáticas.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

En este capítulo será planteado el marco referencial de conocimientos requeridos para el desarrollo de este Trabajo Especial de Grado, entendiendo que el comportamiento de afluencia depende de las propiedades del yacimiento, de los fluidos, del pozo y las condiciones de superficie.

2.1 El yacimiento^[1]

Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado, muchos yacimientos de hidrocarburos se hallan conectados hidráulicamente a rocas llenas con agua, denominados acuíferos. Se encuentran preferentemente en rocas sedimentarias que requieren ser porosas y con permeabilidad, aunque este último parámetro no es una restricción.

Los yacimientos de hidrocarburos pueden clasificarse de acuerdo al tipo fluido que los satura, por ello es pertinente explorar lo que es un diagrama de fases de hidrocarburos, que no es más que un gráfico presión versus temperatura donde se puede observar las condiciones en las que una sustancia se presenta como gas, líquido o ambas en equilibrio termodinámico. Este diagrama puede apreciarse en la figura 2.1.

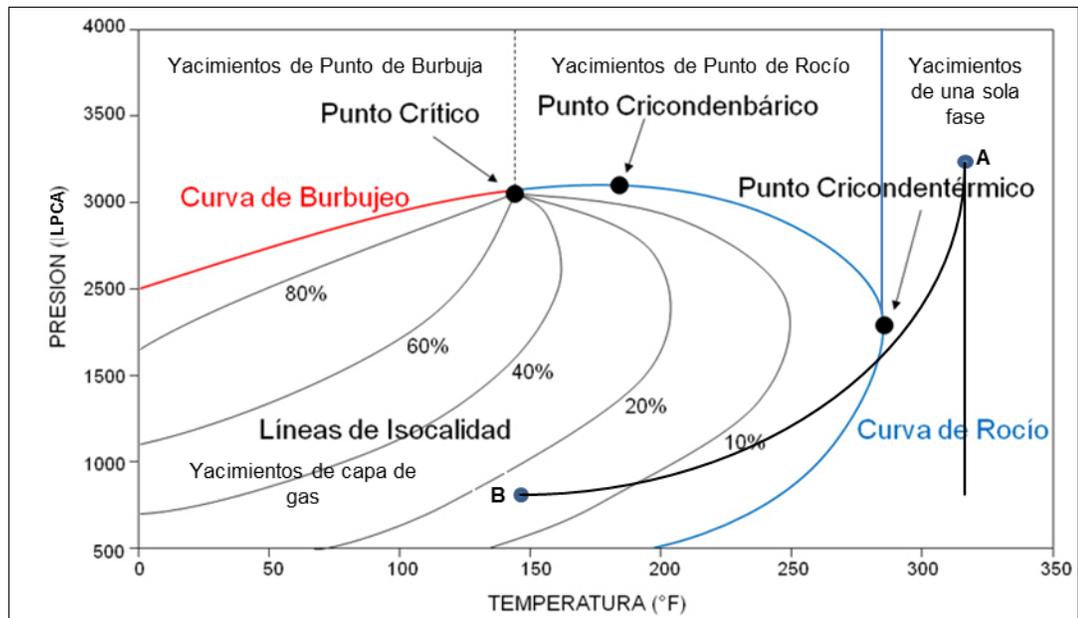


Figura 2.1 Diagrama de fases de una mezcla de hidrocarburos

FUENTE: Martínez, G. (8 de Marzo de 2009), *La Comunidad Petrolera* y Modificado por Aponte y Vinachi.

Del diagrama de fases se pueden destacar algunos parámetros importantes que sirven de referencia en la clasificación de los yacimientos dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento:

Temperatura cricondentérmica (T_{ct}): se define como la máxima temperatura en la que coexisten gas y líquido en equilibrio. Una temperatura mayor tendría la mezcla únicamente en fase gaseosa indistintamente de la presión.

Presión cricondenbárica (p_{cb}): se define como la máxima presión en la que coexisten líquido y gas en equilibrio.

Punto crítico: se define como el estado de presión y temperatura a la cual todas las propiedades intensivas del gas y del líquido son iguales. En el

punto crítico la presión y la temperatura son llamadas presión crítica (p_c) y temperatura crítica (T_c) respectivamente.

Envolvente de fases (región de dos fases): se denomina a la zona delimitada por la curva de burbujeo y la curva de rocío, dentro de la cual el gas y el líquido coexisten en equilibrio.

Líneas de isocalidad: son líneas que describen las condiciones de presión y temperatura en las cuales se tiene el mismo porcentaje volumétrico de líquido en la mezcla. La curva de burbujeo representa la línea de isocalidad de 100% y la curva de rocío la de 0%. Todas las líneas de isocalidad convergen en el punto crítico.

Curva de burbujeo: es la línea que une los puntos donde la mezcla se encuentra en fase líquida en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas (burbuja).

Curva de rocío: es la línea que une los puntos donde la mezcla se encuentra en fase gaseosa en equilibrio con una cantidad infinitesimal de líquido (gota).

En general, los yacimientos son clasificados de acuerdo al lugar dentro del diagrama de fases en que se encuentre su condición inicial (p_i , T), así se puede presentar dos grandes ramas de tipos de yacimiento, si la temperatura es menor que T_c , se está en presencia de un yacimiento de petróleo, mientras que si la temperatura es mayor que T_c , se trata de un yacimiento de gas. La clasificación de los yacimientos de acuerdo a los fluidos que contienen se puede observar en la figura 2.2.

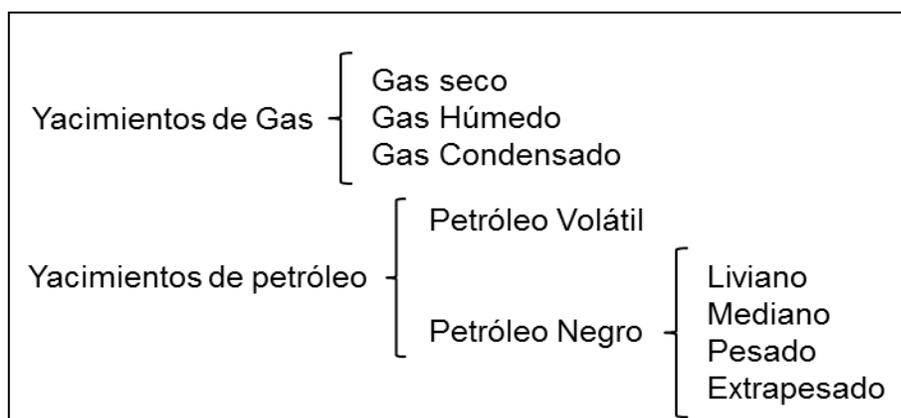


Figura 2.2 Clasificación de los yacimientos

FUENTE: Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz, Venezuela: Signus BS C.A, Página 21.

En el presente Trabajo Especial de Grado se desarrollará un análisis del comportamiento de afluencia para pozos de gas verticales y horizontales, tomando en cuenta las limitantes de la herramienta computacional IMEX de CMG, se desarrollará únicamente los conceptos de gas seco.

2.1.1 Yacimiento de gas seco

La mezcla de hidrocarburos que compone a este tipo de yacimientos está conformada principalmente por metano ($\%C_1 > 90$) con pequeñas cantidades de pentano y componentes más pesados ($\%C_{5+} < 1$). La temperatura de los yacimientos de gas seco es mayor que la temperatura cricondentérmica y ni a las condiciones de yacimiento ni a las de superficie se entra en la región de dos fases durante el agotamiento de presión del yacimiento por lo que la mezcla de hidrocarburos se encuentra siempre en fase gaseosa. Teóricamente los yacimientos de gas seco no producen líquidos en superficie, sin embargo, la diferencia entre un gas seco y un gas húmedo es arbitraria y generalmente un sistema que produzca una relación gas-líquido (RGL) mayor de 100.000 PCN/BN se considera gas seco. Del gas seco se

puede extraer cierta cantidad de líquidos por medio de procesos criogénicos (enfriamiento)^[3].

2.2 El fluido

Los gases secos son los más fáciles de tratar debido a que ellos no condensan ningún líquido mientras el gas va desde el yacimiento hasta la superficie. La composición del gas en superficie es igual a la composición del gas en el yacimiento, y la gravedad específica del gas de superficie es igual a la gravedad específica del gas en el yacimiento. Por esto, una muestra de gas tomada en la superficie puede ser analizada y la composición resultante o gravedad específica puede ser usada en correlaciones para determinar las propiedades del gas en el yacimiento^[4].

2.2.1 Factor volumétrico de formación del gas^[4]

El factor volumétrico de formación del gas es definido como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cúbico estándar de gas en superficie, las unidades varían. La unidad de pie cúbico de yacimiento por pie cúbico estándar es la más usada.

La forma de un gráfico del factor volumétrico de formación del gas versus la presión del yacimiento a temperatura constante para un gas seco típico se puede observar en la figura 2.3.

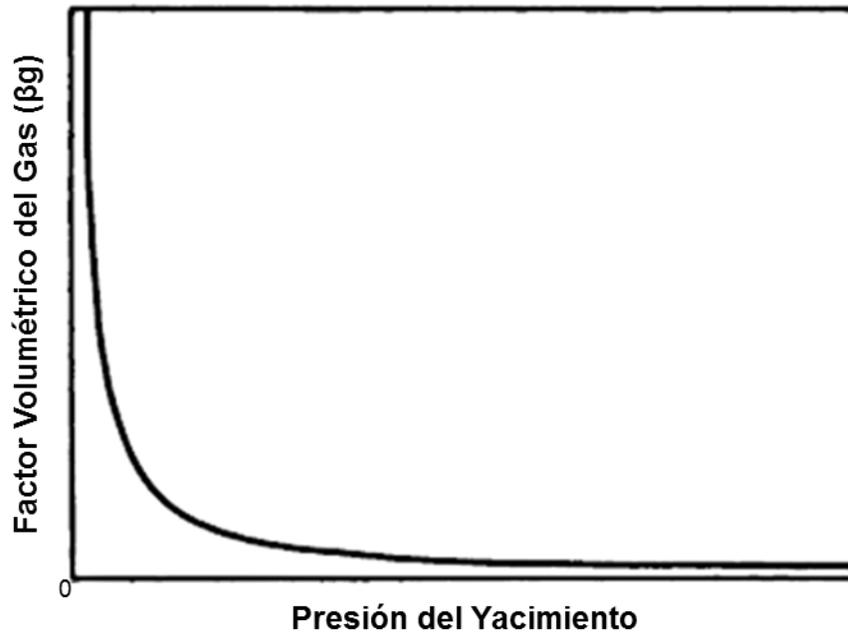


Figura 2.3 Factor volumétrico de formación del gas

FUENTE: McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, Pagina 168.

El factor volumétrico de formación del gas puede ser calculado como el volumen ocupado por el gas a la temperatura y presión del yacimiento dividido por el volumen ocupado por la misma masa de gas a condiciones estándar.

$$\beta_g = \frac{V_R}{V_{sc}} \quad (2.1)$$

El volumen de “n” moles de gas a condiciones de yacimiento puede ser obtenido con la ecuación de compresibilidad de estado.

$$V_R = \frac{znRT}{p} \quad (2.2)$$

Donde “T” y “p” representan la temperatura y presión del yacimiento.

Por lo general en las ecuaciones químicas se utiliza el número de moles, por lo tanto se debe recordar que si la cantidad de masa no varía entonces no variará el número de moles.

El volumen del mismo número de moles de gas a condiciones estándar, T_{sc} y p_{sc} , es

$$V_{sc} = \frac{z_{sc}nRT_{sc}}{p_{sc}} \quad (2.2.1)$$

Sustituyendo las ecuaciones 2.2 y 2.2.1 en la ecuación 2.1 y simplificando:

$$\beta_g = \frac{zT p_{sc}}{z_{sc} T_{sc} p} \quad (2.3)$$

Las condiciones estándar vienen dadas por las regulaciones normativas de cada entorno de operación, en general, $T_{sc}= 520^\circ\text{R}$ y $p_{sc}= 14,65 \text{ lpca}$, y normalmente $z_{sc}= 1$, entonces

$$\beta_g = 0,0282 \frac{zT}{p} \quad (2.4)$$

β_g : factor volumétrico de formación del gas, pie^3/pcn

z : factor de compresibilidad del gas, adim.

T : temperatura del yacimiento, $^\circ\text{R}$

p : presión del yacimiento, lpca o psia

También,

$$\beta_g = 0,0502 \frac{zT}{p} \quad (2.5)$$

β_g : factor volumétrico de formación del gas, BY/PCN

z: factor de compresibilidad del gas, adim.

T: temperatura del yacimiento, °R

p: presión del yacimiento, lpca o psia

2.2.2 El factor de compresibilidad del gas z

El factor de compresibilidad del gas z, también conocido como el factor de desviación del gas o factor z, es la razón del volumen real de un gas a una presión y temperatura dadas al volumen que ocuparía ese mismo gas si se comportara como un gas ideal.

Los valores del factor de compresibilidad del gas pueden ser calculados experimentalmente, diversos autores han generalizado estos experimentos para diferentes composiciones de mezclas de hidrocarburos gaseosos, en ellos se permite incluso hacer correcciones para componentes no hidrocarburos, usando correlaciones que dependen de la temperatura y presión pseudoreducidas, “ T_{pr} ” y “ p_{pr} ” respectivamente.

Existen correlaciones numéricas para calcular la presión y temperatura pseudocríticas, en este trabajo de investigación se utilizará la correlación de **Brown G.G, Katz D.L Oberfell G.G y Alden R.C** ^[16] como sigue:

$$p_{SC} = 677 + 15 * \gamma_g - 37,5 * \gamma_g^2 \quad (2.6)$$

$$T_{SC} = 168 + 325 * \gamma_g - 12,5 * \gamma_g^2 \quad (2.7)$$

donde,

p_{sc} : presión pseudocrítica, lpca o psia.

T_{sc} : temperatura pseudocrítica, °R.

γ_g : gravedad específica del gas, adim.

De acuerdo al teorema de los Estados Correspondientes, se obtienen los valores de presión y temperatura pseudoreducidas como sigue:

$$p_{SR} = p / p_{SC} \quad (2.8)$$

$$T_{SR} = T / T_{SC} \quad (2.9)$$

Donde,

p_{SR} : presión pseudoreducida, adim.

p : presión del yacimiento, l_{pca} o psia.

p_{SC} : presión pseudocrítica, l_{pca} o psia.

T_{SR} : temperatura pseudoreducida, adim.

T : temperatura del yacimiento, °R.

T_{SC} : temperatura pseudocrítica, °R

2.2.3 Coeficiente de compresibilidad isotérmica del gas^[4]

El coeficiente de compresibilidad isotérmica es definido como el cambio fraccional de volumen mientras la presión es cambiada a temperatura constante. La ecuación que la define es

$$c_g = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (2.10)$$

Las unidades son l_{pc}⁻¹ o psi⁻¹. El cambio de c_g en función de la presión del yacimiento en psia, para un gas seco típico a temperatura constante se muestra en la figura 2.4.

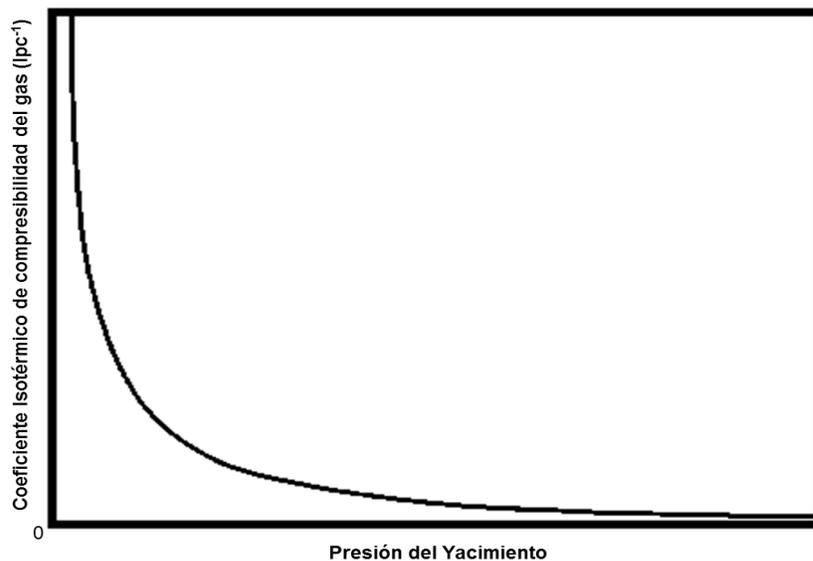


Figura 2.4 Coeficiente de compresibilidad isotérmica de un gas

FUENTE: McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, Pagina 170.

El coeficiente de compresibilidad isotérmica es esencialmente el factor que identifica el tipo de fluido del yacimiento. En general, los fluidos del yacimiento son clasificados dentro de tres grupos: (1) fluidos incompresibles, (2) fluidos ligeramente compresibles y (3) fluidos compresibles. Todos los gases son considerados fluidos compresibles, ya que son fluidos que experimentan grandes cambios en su volumen en función a la presión.^[5]

2.2.4 Coeficiente de viscosidad del gas (μ_g)^{[3][4][16]}

El coeficiente de viscosidad es una medida de la resistencia a fluir ejercida por un fluido, esta resistencia se debe a la atracción o repulsión intermoleculares del fluido. Usualmente, la viscosidad dinámica es dada en unidades de centipoise, la viscosidad se ve afectada por la presión, la temperatura y al hablar de la viscosidad de los gases también se debe tomar en cuenta su gravedad específica y/o su peso molecular. En resumen se puede decir que:

- A bajas presiones (<1000 – 1500 lpca o psia), a medida que aumenta la temperatura aumenta la viscosidad del gas (μ_g) debido al incremento de la energía cinética de las moléculas que producen más choques intermoleculares.
- A presiones elevadas (>1000 – 1500 lpca o psia), a medida que aumenta la temperatura disminuye la viscosidad del gas (μ_g) debido a la expansión térmica de las moléculas. A elevadas presiones las distancias intermoleculares de los gases son pequeñas por lo que tiende a comportarse como un líquido.
- A temperaturas (T) por debajo de 250 °F, la viscosidad de un gas (μ_g) aumenta con el incremento de presión (p), debido a la reducción de las distancias intermoleculares. Por encima de 300 °F, se estaría hablando de yacimientos de alta presión y de gran profundidad, donde el comportamiento de las propiedades físicas del fluido cambian. En este Trabajo Especial de Grado, se trabajarán dos temperaturas, 140 y 180 °F.
- A medida que un gas es más pesado, sus moléculas serán más grandes y por ende su viscosidad (μ_g) será mayor.

La forma típica de la viscosidad del gas como función de la presión y la temperatura de yacimiento puede apreciarse en la figura 2.5.

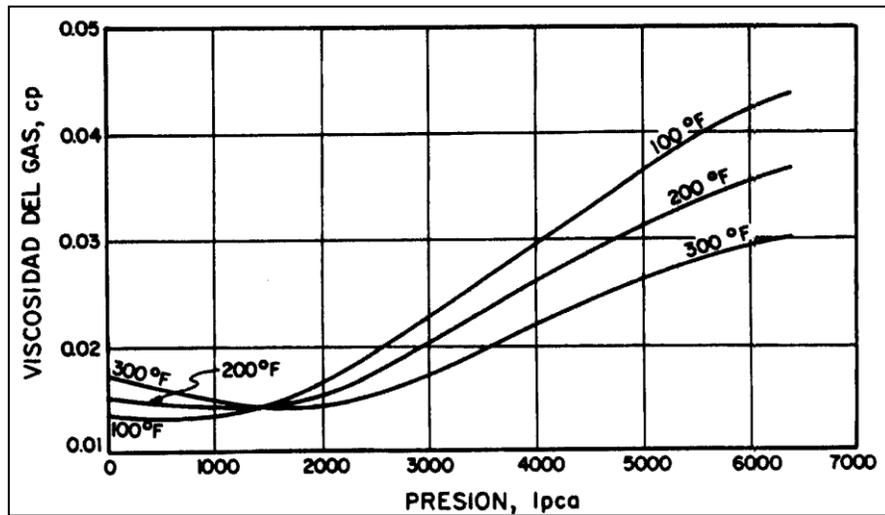


Figura 2.5 Forma típica de la viscosidad del gas

FUENTE: McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids*, Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company, Pagina 179, Modificado por Aponte y Vinachi.

La viscosidad de un gas (μ_g) puede ser determinada de manera experimental o por medio de ecuaciones y correlaciones, sin embargo al determinar la viscosidad de gas (μ_g), en el laboratorio, se debe tomar en cuenta que es una tarea algo difícil debido a que, por lo general, los valores están alrededor de 0,02 cp y representa un reto el poder obtener una medida exacta, por esta razón se prefiere utilizar métodos matemáticos para realizar su evaluación.

La correlación de **Carr, Kobayashi y Burrows**^[16] ha sido una de las más aplicadas en la industria petrolera. Esta correlación se presenta en las figuras 2.6 y 2.7. Con la figura 2.6, se puede calcular la viscosidad del gas a cualquier temperatura y a una presión de 1 atmósfera, y la figura 2.7, proporciona la estimación de $\mu/\mu_{@1atm}$ que es la relación de la viscosidad a una presión p y la viscosidad a 1 atmósfera.

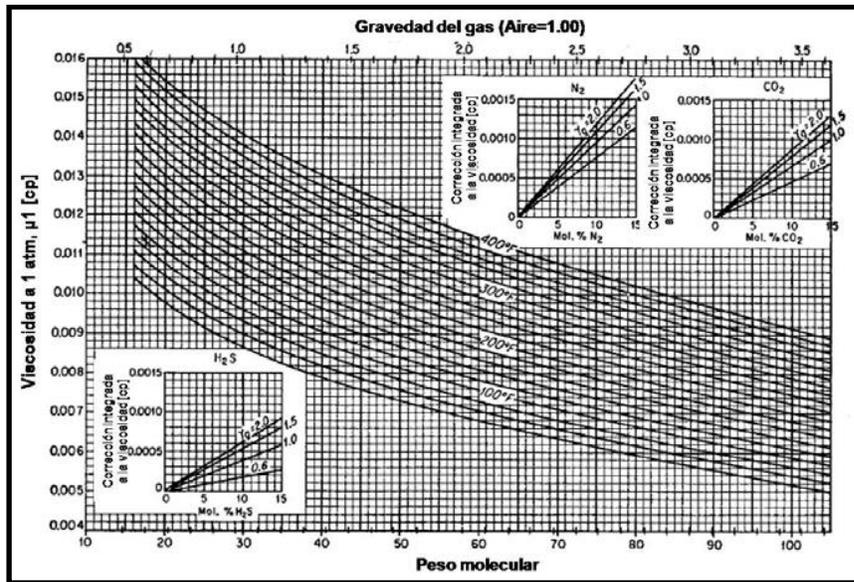


Figura 2.6 Nomograma para la viscosidad a 1 atmosfera
 FUENTE: Beggs, Gas Production Operations, Página 35

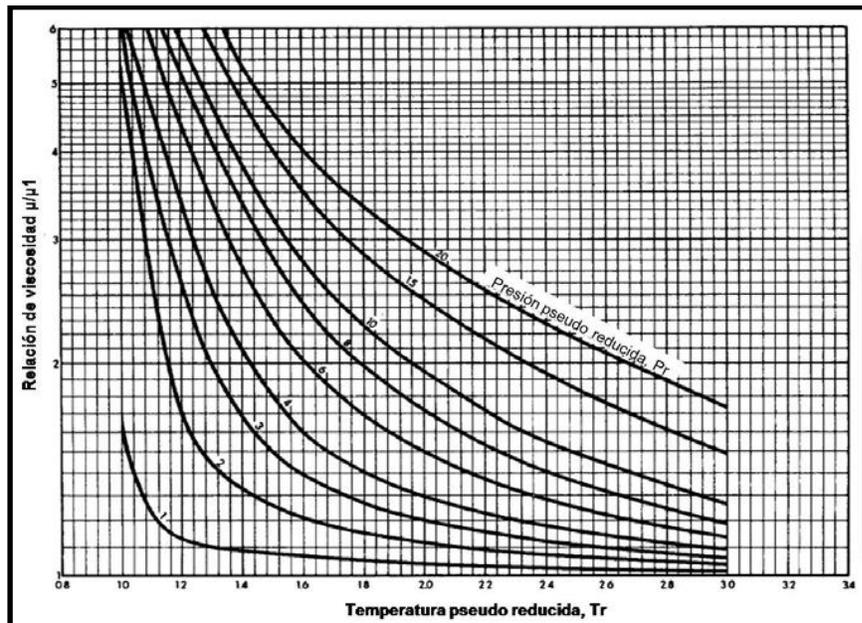


Figura 2.7 Nomograma de la relación de μ/μ_1 (1 atmosfera)
 FUENTE: Beggs, Gas Production Operations, Página 36.

La correlación numérica de Carr, Kobayashi y Burrows^[16] permite obtener el valor de la viscosidad a 1 atmosfera.

$$\mu_{@ 1 \text{ atm}} = \mu_{@ 1 \text{ atm de HC}} + \mu_{@ 1 \text{ atm de N}_2} + \mu_{@ 1 \text{ atm de CO}_2} + \mu_{@ 1 \text{ atm de H}_2\text{S}} \quad (2.11)$$

$$\mu_{@ 1 \text{ atm de HC}} = 8,188 \cdot 10^{-3} - 6,15 \cdot 10^{-3} \cdot \log_{10} \gamma_g + (1,709 \cdot 10^{-5} - 2,062 \cdot 10^{-6} \cdot \gamma_g) \cdot T \quad (2.12)$$

$$\mu_{@ 1 \text{ atm de N}_2} = (0,00959 + 0,00848 \cdot \log_{10} \gamma_g) \cdot Y_{N_2} \quad (2.13)$$

$$\mu_{@ 1 \text{ atm de CO}_2} = (0,00624 + 0,00908 \cdot \log_{10} \gamma_g) \cdot Y_{CO_2} \quad (2.14)$$

$$\mu_{@ 1 \text{ atm de H}_2\text{S}} = (0,00373 + 0,00849 \cdot \log_{10} \gamma_g) \cdot Y_{H_2S} \quad (2.15)$$

La correlación de **Dempsey**^[16] permite corregir el valor de la viscosidad desde 1 atmosfera hasta una presión p.

Constantes de la correlación de Dempsey:

$a_0 = -2,4621182$	$a_4 = 2,80860949$	$a_8 = -0,79338568$	$a_{12} = 0,08393872$
$a_1 = 2,97054714$	$a_5 = -3,49803305$	$a_9 = 1,39643306$	$a_{13} = -0,18640885$
$a_2 = -0,28626405$	$a_6 = 0,36037302$	$a_{10} = -0,14914493$	$a_{14} = 0,02033679$
$a_3 = 0,0080542$	$a_7 = -0,01044324$	$a_{11} = 0,00441016$	$a_{15} = -0,00060958$

Ecuaciones de la correlación de Dempsey:

$$\mu_{delgas} = \frac{e^{\mu_r \cdot \mu_{@ 1 \text{ atm}}}}{T_{SR}} \quad (2.16)$$

$$\ln \left(\frac{\mu_{delgas} \cdot T_{SR}}{\mu_{@ 1 \text{ atm}}} \right) = \mu_r \quad (2.16.1)$$

$$\mu_r = \mu_{r0} + \mu_{r1} + \mu_{r2} + \mu_{r3} \quad (2.16.2)$$

$$\mu_0 = a_0 + a_1 * p_{SR} + a_2 * p_{SR}^2 + a_3 * p_{SR}^3 \quad (2.16.3)$$

$$\mu_{r1} = T_{SR} * (a_4 + a_5 * p_{SR} + a_6 * p_{SR}^2 + a_7 * p_{SR}^3) \quad (2.17)$$

$$\mu_{r2} = T_{SR}^2 * (a_8 + a_9 * p_{SR} + a_{10} * p_{SR}^2 + a_{11} * p_{SR}^3) \quad (2.18)$$

$$\mu_{r3} = T_{SR}^3 * (a_{12} + a_{13} * p_{SR} + a_{14} * p_{SR}^2 + a_{15} * p_{SR}^3) \quad (2.19)$$

2.3 La naturaleza del flujo^[6]

Cuando es analizado un fluido en una corriente de flujo, es importante ser capaz de determinar el carácter del flujo. Una de las clasificaciones del tipo de flujo es aquel que depende de la pérdida de energía debido a la fricción de un sistema de fluido, las fuerzas de fricción tratan de introducir rotación entre las partículas en movimiento, pero simultáneamente la viscosidad trata de impedir la rotación. Dependiendo del valor relativo de estas fuerzas se pueden producir diferentes estados de flujo.

Cuando cualquier tendencia a la inestabilidad y turbulencia son atenuadas por las fuerzas cortantes viscosas, que resisten el movimiento relativo entre capas fluidas adyacentes, y esas capas o láminas se deslizan suavemente una sobre otra, teniendo únicamente intercambio molecular de momentum, se dice que se está en presencia de un flujo laminar.

Cuando la energía rotacional entre las partículas se hace importante debido al aumento del gradiente de velocidad, se crea un comportamiento errático de las partículas que chocan entre sí, cambiando de rumbo atravesando

campos de flujo con un intercambio de momentum transversal violento, el caos de este tipo de flujo es conocido como flujo turbulento.

La naturaleza del flujo, es decir, si es laminar o turbulento, y su posición relativa en una escala que muestra la importancia relativa de las tendencias turbulentas a laminares están indicadas por el número de Reynolds. Los flujos que tienen un número de Reynolds grande, típicamente debido a una alta velocidad, a una baja viscosidad, o una combinación de ambas, tienden a ser turbulentos. Aquellos fluidos que poseen una alta viscosidad y/o que se mueven a bajas velocidades tendrán un número de Reynolds pequeño y tendrán a ser laminares.

Para aplicaciones prácticas en flujo de conductos, se tiene que si el número de Reynolds para el flujo es menor que 2000, el flujo será laminar, mientras que si el número de Reynolds es mayor que 4000, se puede suponer que el flujo es turbulento. En el intervalo de números de Reynolds comprendido entre 2000 y 4000, es imposible predecir qué tipo de flujo existe, este intervalo se conoce como región crítica.

El paso de flujo laminar a turbulento es un fenómeno gradual, inicialmente se produce turbulencia en la zona central de la tubería donde la velocidad es mayor, pero queda una corona de flujo laminar entre las paredes de la tubería y el núcleo central turbulento.

Al aumentar la velocidad media, el espesor de la corona laminar disminuye gradualmente hasta desaparecer. Esta última condición se consigue a altas velocidades cuando se obtiene turbulencia total en el flujo.

2.4 Régimen de flujo ^[5]

El flujo en medios porosos es un fenómeno muy complejo y no puede ser descrito tan explícitamente como un flujo a través de tubería o conductos. Existen básicamente tres tipos de regímenes de flujo que describen el comportamiento del flujo de fluidos y la distribución de presión del yacimiento como una función del tiempo. Estos tres regímenes de flujo son:

2.4.1 Flujo en estado estable ^[7]

El régimen de flujo estable es aquel donde la presión en cualquier punto del yacimiento y para cualquier tiempo permanece constante, es decir no cambia con el tiempo ver figura 2.8.

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \mathcal{F}(t) = 0 \quad (2.20)$$

Estas condiciones pueden ocurrir cuando el fluido producido es completamente sustituido por otro



Figura 2.8 Variación de la presión versus tiempo, estado estable

2.4.2 Flujo en estado no estable o transitorio^[7]

El flujo transitorio se considera como una declinación natural causada por la expansión del petróleo, gas y agua, en una región que está siendo drenada con un incremento continuo del radio de drenaje (r_e).

Si se abre a producción un pozo se altera el estado de equilibrio del yacimiento y crea una respuesta en la presión del pozo, la variación de presión se propaga gradualmente alejándose del pozo, incrementando el área de drenaje.

Mientras la variación de la presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente. El flujo transitorio puede definirse como las condiciones de flujo en las cuales el cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier posición en el yacimiento es diferente a cero y no es constante. Esta definición sugiere que la derivada de la presión con respecto al tiempo es una función de la posición y del tiempo, esto es:

$$\frac{\partial p}{\partial t} = \mathcal{F}(x, t) \neq 0 \quad (2.21)$$

$$\frac{\partial^2 p^2}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial r} = \frac{\phi \cdot \mu \cdot c}{k} \cdot \frac{\partial p^2}{\partial t} \quad (2.22)$$

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, la onda de presión generada cuando el pozo es puesto en producción a una tasa (q) constante, generará un perfil de presiones como el que se muestra en la figura 2.9 y figura 2.10.

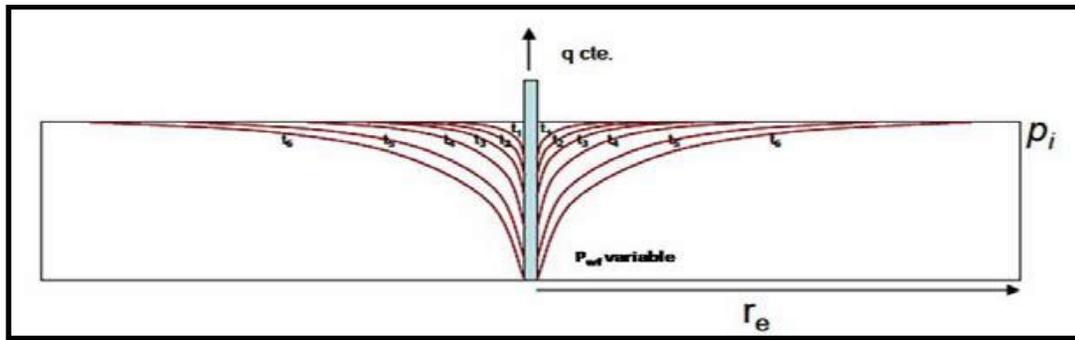


Figura 2.9 Variación de presión respecto al tiempo y posición

FUENTE: Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia página 35.

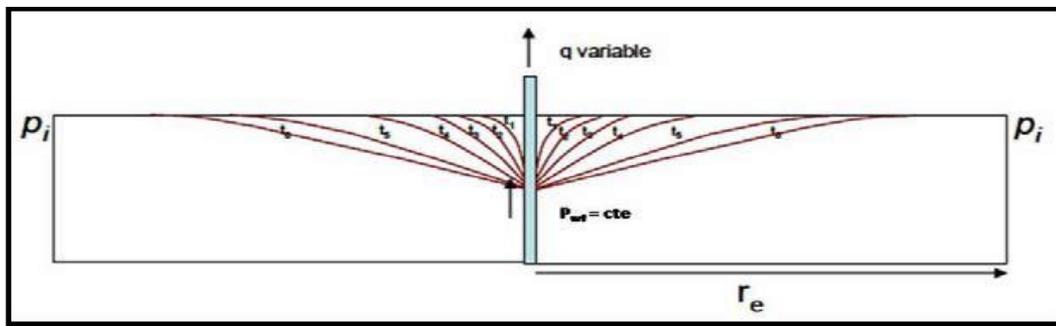


Figura 2.10 Variación de presión respecto al tiempo y posición, con presión de fondo fluente constante

FUENTE: Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia página 35.

El radio de drenaje está continuamente incrementando con el tiempo, este radio es conocido como radio de investigación (r_{inv}), es importante mencionar que al tiempo infinito (t_{inf}) en el que la onda de presión ha alcanzado las fronteras del yacimiento, el comportamiento infinito (en tamaño) ha finalizado también. Antes de este tiempo (t_{inf}), el yacimiento se comporta matemáticamente como si fuese infinito.

2.4.3 Flujo en estado pseudo-estable

En este período el inicio del abatimiento de presión está determinado por el tiempo, en el cual, el radio de drenaje ha alcanzado las fronteras externas

donde no hay flujo. De ahí en adelante, como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo causa disminución de la presión y de este modo, el cambio de presión con respecto al tiempo a lo largo del área total de drenaje es constante. El flujo pseudo-estable puede definirse como el periodo de flujo donde la presión en diferentes posiciones en el yacimiento declina linealmente en función del tiempo, es decir

$$\frac{\partial P}{\partial t} = \mathcal{F}(t) = \text{Constante} \quad (2.23)$$

En un yacimiento circular con un pozo en el centro, cuando la onda de presión alcance las fronteras, se tendrá un perfil de presiones como el que se muestra en la figura 2.11.

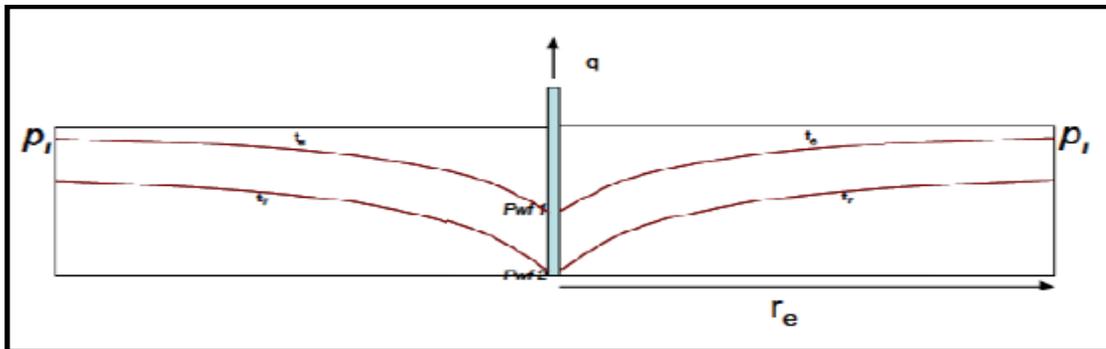


Figura 2.11 Variación constante de presión respecto al tiempo y posición

FUENTE: Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia página 36.

Durante el periodo pseudo estable la caída de presión se debe al volumen “perdido” del yacimiento que es reemplazado simplemente por la compresibilidad del fluido, esto ocurre a medida que el fluido se produce.

2.5 Flujo lineal de gases, estado continuo [1]

En un sistema lineal la tasa de gas (q_g) en pscd (pies cúbicos estándar por día), es la misma en todas las secciones transversales, sin embargo, se debe recordar que el gas se dilata a medida que la presión disminuye, por ende la velocidad será mayor en la zona de baja presión. Este flujo a través de un área constante a lo largo de una distancia “L” y un diferencial de presión ΔP puede verse en la figura 2.12

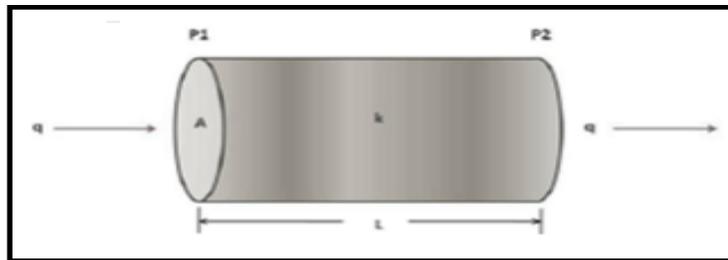


Figura 2.12 Flujo a través de un área constante

FUENTE: Beggs Production Optimization Using Nodal TM Analysis, Página 11, Modificado por Aponte y Vinachi.

De la figura 2.12, se puede escribir la tasa de gas en pies³/día que pasa a través de esta área en un valor equivalente de tasa de líquido en bpd, utilizando la ley combinada de los gases ideales e incluyendo el factor de desviación z, al igualar las ecuaciones 2.2 y 2.2.1 y escribir el volumen en función del tiempo se obtendrá una relación entre tasas; una tasa en condiciones estándar y otra en condiciones que dependen de p y T, y posteriormente un factor de conversión de pies³ a barriles como se muestra en la siguiente expresión

$$q = \frac{q_{sc} p_{sc} T z}{5,615 T_{sc} p} \quad (2.24)$$

donde por la ley de Darcy se sabe que

$$q = -1,127 \cdot A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dx} \quad (2.25)$$

Igualando las ecuaciones 2.25 y 2.24 se obtiene

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot p} = -1,127 \cdot A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dX} \quad (2.26)$$

Agrupando variables queda

$$\frac{q_{sc} \cdot P_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot A} \cdot dX = -1,127 \cdot P \cdot \frac{K}{\mu} \cdot dP \quad (2.27)$$

Luego se integra las variables P y X en los límites p_1 a p_2 y 0 a L, respectivamente

$$\int_0^L \frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot A} \cdot dX = \int_{p_1}^{p_2} -1,127 \cdot p \cdot \frac{K}{\mu} \cdot dp \quad (2.28)$$

Al extraer los valores constantes de la integral e invertir los límites de integración en la expresión de la derecha para eliminar el signo negativo, queda:

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot A} \int_0^L dX = 1,127 \cdot \frac{K}{\mu} \int_{p_2}^{p_1} p \cdot dp \quad (2.29)$$

Al resolver las integrales y evaluar los límites quedará:

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot A} L = 1,127 \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{(p_1^2 - p_2^2)}{2} \quad (2.30)$$

Se despeja q_{sc} y queda la ecuación

$$q_{sc} = \frac{3,164 \cdot 10^{-6} \cdot T_{sc} \cdot A \cdot K \cdot (p_1^2 - p_2^2)}{p_{sc} \cdot T \cdot z \cdot L \cdot \mu} \quad (2.31)$$

Al realizar la operación $(1,127 \cdot 5,615)/2$ se obtiene la constante 3,164.

Donde q_{sc} está en unidades de Mpcsd (miles de pies cúbicos estándar por día) y K en mD (miliDarcy), por eso se agrega el factor 10^{-6} .

Dependiendo de los datos que se tengan se puede utilizar la ecuación 2.31 o se puede utilizar la siguiente ecuación

$$q_{sc} = q_m \cdot \frac{p_m}{p_{sc}} \cdot \frac{T_{sc}}{T} \cdot \frac{1}{z} \quad (2.32)$$

Donde

$$p_m = \frac{(p_1 + p_2)}{2} \quad (2.33)$$

$$q_m = 6,325 \cdot \frac{K.A.(p_1 - p_2)}{\mu.L} \quad (2.34)$$

Sustituyendo queda

$$q_{sc} = 6,325 \cdot \frac{K.A.(p_1 - p_2)}{\mu.L} \cdot \frac{(p_1 + p_2)}{2} \cdot \frac{T_{sc}}{p_{sc}} \cdot \frac{1}{T} \cdot \frac{1}{z} \quad (2.35)$$

Se puede observar que la ley de Darcy para flujo lineal de gases es similar a la utilizada para los líquidos, aunque con dos diferencias, la primera es que la tasa va expresada en pies³/día y no en barriles/día por ello cambia la constante que se utiliza, la segunda es que la diferencia de presiones es al cuadrado, la constante es un factor de conversión, por lo tanto resalta más la diferencia de presiones al cuadrado.

2.6 Flujo radial de gases, estado continuo y no continuo ^[1]

La tasa de gas (Q_g) a un radio cualquiera (r) donde existe una presión (p) esta relación viene dada por la ecuación 2.24, en la figura 2.13 se puede

observar el radio de drenaje circular, que en general está presente en pozos verticales.

$$q = \frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot p} \quad (2.24)$$

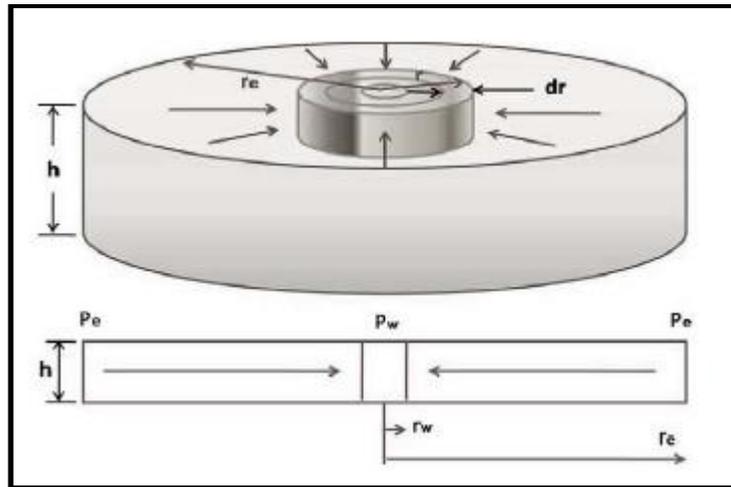


Figura 2.13 Líneas de flujo desde el radio de drenaje al pozo

FUENTE: Beggs Production Optimization Using Nodal TM Analysis, Página 11, Modificado por Aponte y Vinachi.

Se puede conocer (q) con una expresión similar a la ecuación 2.25 con la diferencia que al ser radial el flujo la derivada será respecto a un radio (r), de esta manera se obtiene la siguiente ecuación:

$$q = -1,127 \cdot A \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \quad (2.36)$$

Donde el área abierta al flujo viene dada por

$$A = 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h \quad (2.37)$$

Al sustituir la expresión 2.37 en 2.36 e igualar las ecuaciones 2.36 (luego de sustituir $2 \cdot \pi \cdot r \cdot h$ por el área) y 2.24 se obtiene

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot Z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot p \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} = -1,127 \frac{K}{\mu} \cdot \frac{dp}{dr} \quad (2.38)$$

Agrupando variables queda

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot Z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot p \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \cdot dr = -1,127 \frac{K}{\mu} \cdot dp \quad (2.39)$$

Se procede a integrar las variables p y r en los límites p_e a p_{wf} y de r_w a r_e , respectivamente

$$\int_{r_w}^{r_e} \frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot Z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot 2 \cdot \pi \cdot r \cdot h} \cdot dr = \int_{p_e}^{p_{wf}} -1,127 \cdot p \cdot \frac{K}{\mu} \cdot dp \quad (2.40)$$

Al extraer los valores constantes de la integral e invertir los límites de integración en la expresión de la derecha para eliminar el signo negativo se obtiene

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot Z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \int_{r_w}^{r_e} \frac{dr}{r} = 1,127 \cdot \frac{K}{\mu} \int_{p_{wf}}^{p_e} p \cdot dp \quad (2.41)$$

Al resolver las integrales y evaluar los límites quedará

$$\frac{q_{sc} \cdot p_{sc} \cdot T \cdot Z}{5,615 \cdot T_{sc} \cdot 2 \cdot \pi \cdot h} \cdot \ln \frac{r_e}{r_w} = 1,127 \cdot \frac{K}{\mu} \cdot \frac{(p_e^2 - p_{wf}^2)}{2} \quad (2.42)$$

Se despeja q_{sc} y queda la ecuación

$$q_{sc} = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot K \cdot h \cdot (P_e^2 - P_{wf}^2)}{\mu \cdot T \cdot Z \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2.43)$$

Al realizar la operación $(1,127 \cdot 5,615 \cdot \pi \cdot T_{sc}) / P_{sc}$ da la constante 703, recordando que las condiciones estándar son 520°R (60°f) y 14,65 Psia.

Donde q_{sc} está en unidades de MPcsd (Miles de Pies Cúbicos Estándar por Día) y K en mD (miliDarcy).

La ecuación 2.43 supone un flujo a través del límite exterior igual al producido en el pozo, sin embargo, si existe turbulencia cerca del pozo y los factores en estado “no” continuo, como daño de la formación y/o daño dependiente del caudal, existirá un comportamiento distinto al descrito por las ecuaciones.

2.7 Capacidad a flujo abierto ^[1]

Anteriormente se acostumbraba a realizar la prueba de producción con la presión de cabezal (P_{wh}) igual a la presión atmosférica (14,65 psia \approx 14,7 Psia).

Actualmente con el fin de evitar daños a la formación, se realizan varias pruebas a tasas moderadas y luego se procede a extrapolar; estas pruebas son llamadas “*pruebas de contrapresión*” ya que durante la prueba se mantiene una contrapresión en el cabezal, como el análisis se realiza en el fondo del pozo entonces la capacidad a flujo abierto de un pozo de gas se define como la tasa de producción en pies cúbicos normales por día a una presión de fondo fluyente (P_{wf}) igual a la presión atmosférica, **este valor es netamente teórico** ya que es obtenido extrapolarlo y partiendo de las premisas que la μ_g , la T y z permanecen constantes a altas presiones diferenciales ($P_e - P_{wf}$) y que el flujo es laminar.

$$\log q_{sc} = \log \frac{703.K.h}{\mu.T.z.\ln \frac{r_e}{r_w}} + \log(p_e^2 - p_{wf}^2) \quad (2.44)$$

Se extrapola la curva ($p_e^2 - p_{wf}^2$) en función de q_{sc} y se busca $p_{wf} = p_{atm}$ (ver figura 2.14), si se grafica en papel doble logaritmo será una línea recta con ángulo de inclinación de 45°, sin embargo, aunque muchos pozos de gas posean este comportamiento en papel doble logaritmo con pendiente

alrededor de 1 (m=1), también existen casos donde la turbulencia y otros factores afectan la linealidad de los gráficos y en consecuencia su pendiente (m) dará valores menores a la unidad (m<1).

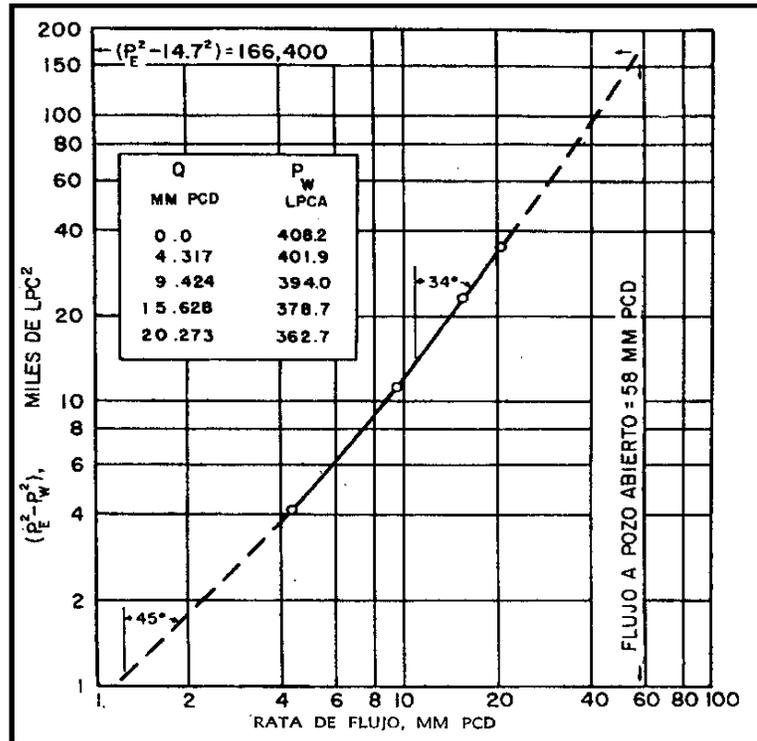


Figura 2.14 Gráfico en papel doble logarítmico

FUENTE: Craft, B., & Hawkins, M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid, Pagina 412.

En estos pozos se puede modificar la ecuación 2.43 para obtener mejores resultados

$$q_{sc} = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot K \cdot h \cdot (p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2.43)$$

modificación de la ecuación 2.43

$$q_{sc} = \frac{703 \cdot K \cdot h \cdot (p_e^2 - p_{wf}^2)^n}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2.45)$$

se puede decir que

$$C = \frac{703.K.h}{\mu.T.z.\ln\frac{r_e}{r_w}} \quad (2.46)$$

al sustituir 2.46 en la ecuación 2.45

$$q_{sc} = C \cdot (p_e^2 - p_{wf}^2)^n \quad (2.47)$$

El valor de "n" por lo general está comprendido entre 0,5 y 1,2 ($0,5 \leq n \leq 1,2$)

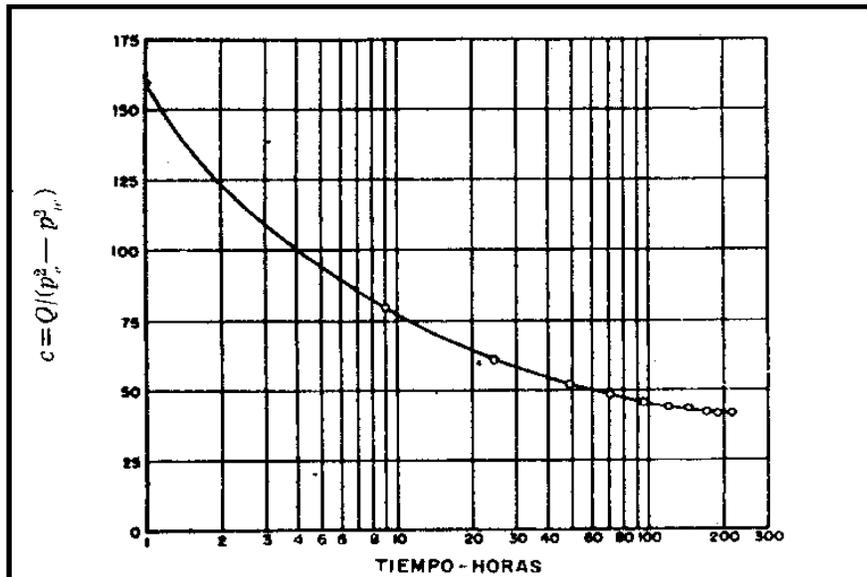


Figura 2.15 Variación del valor de C vs el tiempo

FUENTE: Craft, B., & Hawkins, M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid, Pagina 417

En la figura 2.15 se aprecia cómo varía el factor "C" en función del tiempo.

Si se aplican las propiedades de los logaritmos se puede reescribir esta ecuación de manera lineal.

$$\log q_{sc} = \log C + n \cdot \log(p_e^2 - p_{wf}^2) \quad (2.48)$$

si se cambia a logaritmo neperiano (Ln), quedará

$$\ln q_{sc} = \ln C + n \cdot \ln(p_e^2 - p_{wf}^2) \quad (2.49)$$

Donde el valor de “n” puede ser leído en el grafico o puede ser calculado de la siguiente manera

$$n = \tan \theta \quad (2.50)$$

Para bajas tasas de flujo la pendiente es aproximadamente 1 pero a mayores tasas de flujo la pendiente puede tomar un valor aproximado de 0,5 para la turbulencia completa según Elembaas y Katz.

Al hacer la prueba de contrapresión, el flujo a una tasa seleccionada (tamaño del estrangulador) se debe continuar hasta que el yacimiento alcance condiciones de estado continuo, el tiempo necesario para que el yacimiento alcance estas condiciones puede ser calculado a partir del tiempo de readaptación.

2.7.1 Tiempo de readaptación^[1]

Se conoce como el tiempo requerido para crear una distribución logarítmica de presión a cualquier radio transitorio de drenaje (r_e), también es conocido como la relación del volumen producido en el pozo por la expansión de líquidos y la tasa de flujo en el yacimiento.

En otro orden de ideas el tiempo de readaptación indica el tiempo que tomará el pozo para alcanzar condiciones de estado continuo luego de iniciar la producción, por otra parte, también es el tiempo que tardará la presión en estabilizarse a través del yacimiento luego de haber cerrado el pozo, esta presión de fondo medida es la presión promedio del yacimiento.

Los yacimientos de gas alcanzan condiciones de estado continuo mucho más rápido que los yacimientos de petróleo, sin embargo, existen factores que afectarán el tiempo de readaptación.

- La viscosidad del gas que es mucho más baja que la del petróleo y eso compensa el aumento de la compresibilidad.
- Los pozos de gas se perforan con mayor espaciamiento de manera que r_e es mucho mayor y esto aumenta el tiempo de readaptación para estos pozos.

La combinación de estos factores da como resultado que el tiempo de readaptación del gas sea menor que la del petróleo para un mismo radio de drenaje (r_e) y por ende alcanzará mucho más rápido las condiciones de estado continuo, sin embargo, si el valor de r_e del pozo de gas es muy elevado en comparación con el r_e del pozo de petróleo, en consecuencia se pueden obtener valores elevados de tiempos de readaptación en el pozo de gas.

$$t_R = \frac{\Delta V}{q_{sc} \cdot \beta_0} \quad (2.51)$$

donde

$$\Delta V = c \cdot \frac{\pi \cdot r_e^2 \cdot h \cdot \phi}{5,615} \cdot \frac{q_{sc} \cdot \mu \cdot \beta_0}{14,16 \cdot K \cdot h} \quad (2.52)$$

sustituyendo la ecuación 2.51 en 2.52, se obtiene

$$t_R = \frac{0,04 \cdot \mu \cdot c \cdot \phi \cdot r_e^2}{K} \quad (2.53)$$

La compresibilidad (c) por lo general está en el orden de 10^{-6} Psi⁻¹.

La constante de difusividad está definida como

$$\eta = \frac{k}{\mu.c.\phi} \quad (2.54)$$

Para un sistema cuyas dimensiones no son demasiado grandes y con una constante de difusividad alta, el tiempo de readaptación será pequeño, para muchos fines de ingeniería un tiempo de readaptación pequeño se considerara instantáneo.

Para pozos de gas, McRoberts, partiendo de la premisa que la distribución de presiones entre el pozo y el radio de drenaje es logarítmica para cualquier tiempo (t), dedujo una ecuación que relaciona el radio de drenaje con el tiempo

$$t_R = \frac{0,08.\mu.\phi.r_e^2}{K.(p_e+p_{wf})} \cdot \left(1 - \frac{1}{2.\ln\frac{r_e}{r_w}}\right) \quad (2.55)$$

En la figura 2.16 se pueden ver perturbaciones de presión formadas alrededor del pozo por cambios efectuados a las tasas de flujo

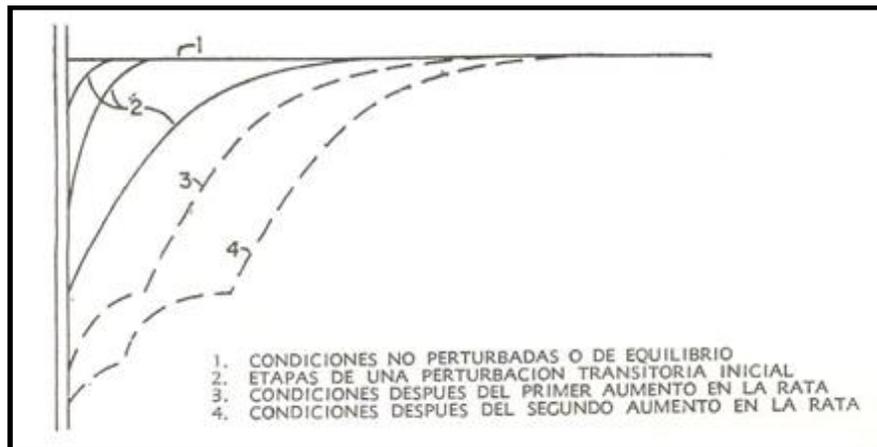


Figura 2.16 Perturbaciones de presión formadas alrededor del pozo

FUENTE: Craft, B., & Hawkins, M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid, Pagina 415

2.8 Cálculo de reservas^[3]

Los objetivos fundamentales de la ingeniería de yacimientos de gas es poder conocer el gas original en sitio (GOES) y a su vez calcular el porcentaje de recobro del volumen contenido en la roca (R%); para realizar esta tarea se dispone de las siguientes herramientas:

- Los estudios de yacimientos, enfocados en la mecánica que rige el flujo de fluidos a través del medio poroso.
- El comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento (expansión, compresión, cambios de fase, etc.)
- En la mecánica de rocas del yacimiento (compresibilidad de la formación, compactación, etc.)

Tomando en cuenta todo esto se predice el comportamiento futuro de producción y se analizan alternativas para mejorar el recobro. Existen varios métodos para realizar el cálculo de reservas:

- Método Volumétrico.
- Balance de Materiales.
- Curvas de Declinación.
- Simulación Numérica.

La aplicación sola o combinada de estos métodos depende de la información que se disponga en el momento de realizar los estudios.

Sólo se va a definir el método de “simulación numérica” ya que es el método que va a ser utilizado en este Trabajo Especial de Grado, este método consiste en introducir los valores de la porosidad, a su vez las dimensiones del yacimiento conjuntamente con el tipo de mallado, propiedades de la roca

y de los fluidos, de esta manera la herramienta computacional indicará cuál es la cantidad de gas presente (GOES), en el capítulo de metodología se explicará el proceso de la simulación numérica.

2.9 Índice de productividad^{[7][8]}

El índice de productividad (“Inflow Performance Relationship” IPR), es un número que da una idea de la habilidad o capacidad de producción de un pozo a una determinada caída de presión del yacimiento, a su vez se puede decir que es la relación entre la tasa de producción de flujo del pozo y la presión de fondo fluyente (p_{wf}).

Las ecuaciones del IPR dependen de los efectos de borde y pueden ser desarrolladas para estado estable, pseudo estable y transitorio, a su vez para la geometría de drenaje del pozo al mismo tiempo la ecuación debe tomar en cuenta el ángulo de desviación del pozo con respecto a la vertical, dicho de otra manera se debe tomar en cuenta si el pozo es vertical, horizontal o inclinado, en este tomo sólo se estudiarán los pozos verticales y horizontales.

Para líquidos el índice de productividad se define como la tasa de líquido (q_l) entre un delta de presión llamado *drawdown* (ΔP) y sus unidades son bpd/psi (barriles por día entre psi).

$$J = \frac{Q_L}{p_Y - p_{wf}} \quad (2.56)$$

Para los pozos de gas la ecuación de índice de productividad puede ser definida de la siguiente forma

$$J = \frac{Q_{sc}}{p_Y^2 - p_{wf}^2} \quad (2.57)$$

Como se observa, la ecuación es similar a la utilizada para los pozos de líquido pero la diferencia de presiones es al cuadrado y las unidades son Mpcsd/psi² (miles de pies cúbicos por día entre psi²) o MMpcsd/psi² (millones de pies cúbicos por día entre psi²).

Al utilizar la ecuación 2.43 de Darcy para flujo radial de gas, la cual fue detallada previamente

$$q_{sc} = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot K \cdot h \cdot (p_e^2 - p_{wf}^2)}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} \quad (2.43)$$

Luego de despejar el término de las presiones al cuadrado, queda

$$\frac{q_{sc}}{(p_e^2 - p_{wf}^2)} = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot K \cdot h}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \ln \frac{r_e}{r_w}} = J \quad (2.58)$$

Esta ecuación da el índice de productividad para pozos de gas con flujo radial, la ecuación 2.58 puede ser utilizada tanto en regímenes de flujo estable o semi estable, solo cambia el valor de la constante que se debe restar al ln(r_e/r_w); esto se resume de la siguiente manera

$$\frac{q_{sc}}{(p_e^2 - p_{wf}^2)} = \frac{703 \cdot 10^{-6} \cdot K \cdot h}{\mu \cdot T \cdot z \cdot \left[\ln \frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} \right]} = J \quad (2.59)$$

La ecuación 2.59 ofrece el índice de productividad en estado de flujo semi estable.

La ecuación 2.58 ofrece el índice de productividad en estado de flujo estable.

La figura 2.17 muestra el comportamiento de afluencia, en el eje “y” están los valores de las presiones de fondo fluyente en psia, en el eje “x” están las tasas de gas (a sus respectivas pwf) en MMpcsd.

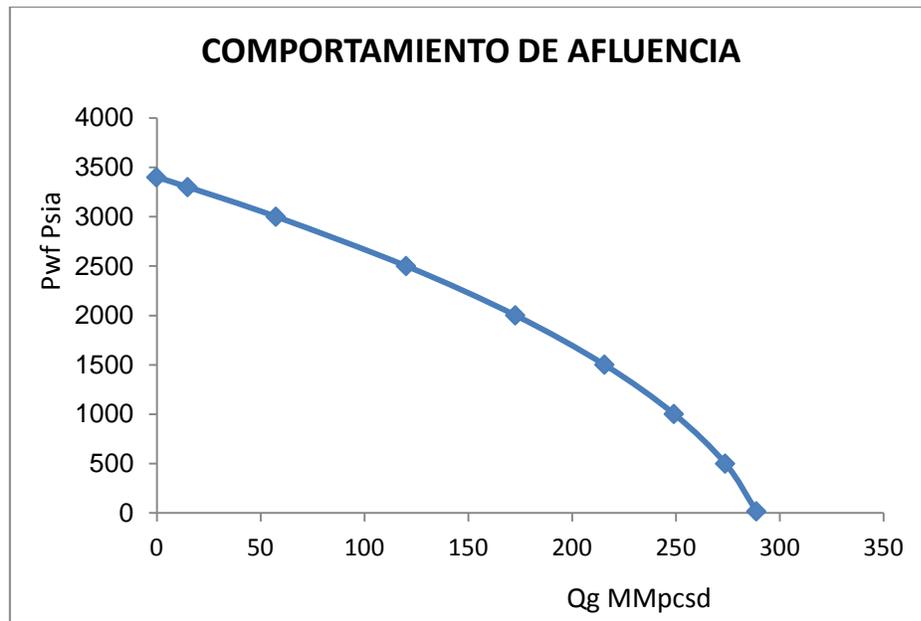


Figura 2.17 Comportamiento de afluencia

2.9.1 Factores que afectan el índice de productividad^{[7][8][9][15]}

Existen parámetros que afectan al índice de productividad de manera directa así como parámetros que afectan al IPR de manera indirecta, en este Trabajo Especial de Grado se van a definir los parámetros que afectan al IPR del gas sin embargo si el lector desea saber o conocer los parámetros que afectan al IPR en los líquidos puede hacerlo en el libro *“Yacimientos de Hidrocarburos, tomo III y IV”* de Efraín E.Barberii & Martin Essinfeld y en las clases de *“Ingeniería de Producción I”* de la Profesora Lisbeth Miranda

El IPR del gas se ve afectado por:

- La permeabilidad efectiva al gas K_g , a medida que esta aumenta aumentará la tasa de gas que se va a producir y esto trae un aumento en índice de productividad.
- El aumento de la viscosidad del gas disminuye el índice de productividad, esto se debe a que son inversamente proporcional.
- El aumento de la presión disminuye el índice de productividad, con el aumento de la presión aumenta la viscosidad del gas.
- Si aumenta el peso molecular del gas aumenta la viscosidad y esto disminuye el índice de productividad.
- Si existe fractura esta abre caminos al flujo, la fractura aumenta la permeabilidad y a su vez aumenta el índice de productividad.
- Si existe daño en un yacimiento existirá una restricción al flujo y eso trae como consecuencia una disminución del índice de productividad, la estimulación tiene un efecto contrario.
- El agotamiento del yacimiento también afecta el índice de productividad, a medida que aumenta el agotamiento disminuye el aporte de flujo al pozo y por ende disminuye el índice de productividad.
- El aumento de la temperatura puede aumentar o disminuir la viscosidad. A altas presiones ($P > 1000$ o 1500 psia) el aumento de la temperatura disminuye la viscosidad y en consecuencia aumenta el índice de productividad, sin embargo si existe turbulencia por las altas

velocidades de flujo el índice de productividad tenderá a disminuir. A bajas presiones ($P < 1000$ o 1500 psia) el aumento de la temperatura aumentara la viscosidad y con ello disminuye el índice de productividad.

- El aumento del ángulo de inclinación por lo general disminuye el índice de productividad salvo dos casos especiales los cuales se explicarán más adelante en este mismo Trabajo Especial de Grado.

2.10 Producción en pozos horizontales ^{[12][13][14][15]}

En el año 1980, los pozos horizontales empezaron a tener una mayor importancia en el sector petrolero debido a muchos problemas encontrados con los pozos convencionales verticales, principalmente en las perforaciones marinas por el alto costo operacional, debido a los problemas de conificación de agua, conificación gas y arenamiento por causa de un alto diferencial de presión, en consecuencia, se decidió optimizar la producción con pozos horizontales.

Un pozo horizontal por lo general atraviesa la longitud L de un reservorio con permeabilidad horizontal K_h y la permeabilidad vertical K_v , crean un modelo de drenaje diferente a un pozo vertical, poseen un área de drenaje de flujo mayor que la de un pozo vertical y además una menor presión diferencial. El patrón de drenaje que presenta la sección horizontal es elipsoidal, como se muestra en la figura 2.18

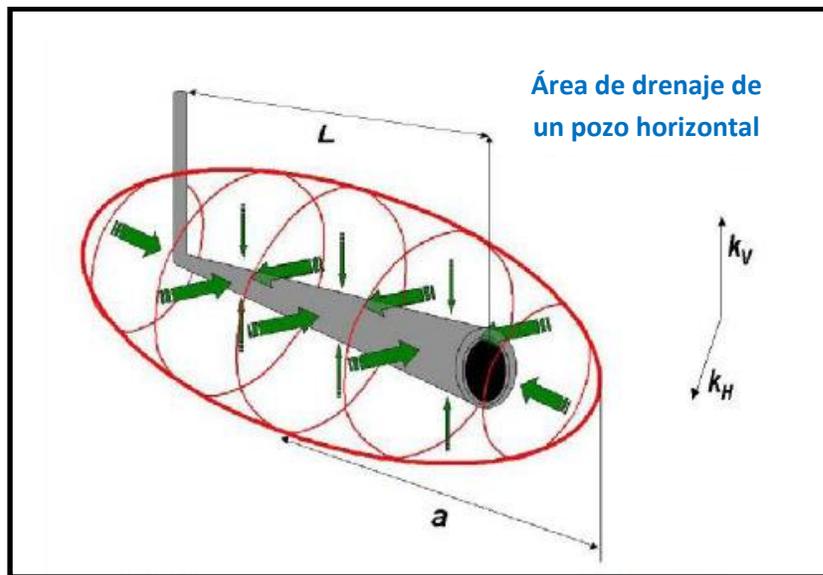


Figura 2.18 Patrón de drenaje de un pozo horizontal

FUENTE: Clases de ingeniería de producción 1.

Es importante tener en cuenta la anisotropía, ya que mientras más grande sea la permeabilidad vertical K_v más alto será el índice de productividad en pozos horizontales, por el contrario si la permeabilidad vertical K_v es muy baja esto traerá como consecuencia un efecto contraproducente y los pozos horizontales no serán atractivos ni rentables. A menudo se ignora la permeabilidad horizontal K_h , pero un pozo normal perforado a lo largo de la permeabilidad horizontal, será mucho más eficiente que un pozo perforado en cualquier dirección arbitraria o normal a la permeabilidad horizontal más pequeña.

Para poder tomar la decisión de perforar un pozo horizontal es necesario conocer algunos parámetros como: la anisotropía, la medida de los esfuerzos o tensión, identificando el máximo y mínimos de las tensiones horizontales. Estas medidas son hechas en base a un pozo piloto vertical

Normalmente, ellos coinciden con el máximo y las direcciones de las permeabilidades horizontales mínimas. Por consiguiente, un pozo horizontal al que no se le piensa realizar fracturamiento hidráulico debe perforarse a lo largo de la dirección de tensión horizontal mínima.

Joshi, presentó una relación de entrega de un pozo horizontal que fue aumentada por Economides en 1990.

$$q = \frac{K_h \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) + S_{eq} \right) \right]} \quad (2.60)$$

donde,

$$I_{ani} = \sqrt{\frac{K_h}{K_v}} \quad (2.61)$$

$$a = \frac{L}{2} \cdot \left[0,5 + \left(0,25 + \left(\frac{r_e H}{\frac{L}{2}} \right)^4 \right)^{0,5} \right]^{0,5} \quad (2.62)$$

$$\text{para } \frac{L}{2} < 0,9 \cdot r_e H \quad (2.63)$$

$$S_{eq} = \left(\frac{K}{K_s} - 1 \right) \cdot \ln \left[\left(\frac{1}{I_{ani} + 1} \right) \cdot \sqrt{\frac{4}{3} \cdot \left(\frac{\alpha_{Hmax}^2}{r_w^2} + \frac{\alpha_{Hmax}}{r_w} + 1 \right)} \right] \quad (2.64)$$

Para usar la ecuación 2.60 en pozos de gas, se debe cambiar la constante y colocar z^*T en lugar del factor volumétrico de formación.

En estado estable la ecuación será

$$q_{sc} = \frac{K_h \cdot h \cdot (P_e^2 - P_{wf}^2)}{1424 \cdot \mu \cdot Z \cdot T \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) + S_{eq} \right) \right]} \quad (2.65)$$

En estado pseudo estable la ecuación será

$$q_{sc} = \frac{K_h \cdot h \cdot (P_e^2 - P_{wf}^2)}{1424 \cdot \mu \cdot Z \cdot T \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) - \frac{3}{4} + S_{eq} \right) \right]} \quad (2.66)$$

En el caso de yacimientos de gas, la viscosidad es muchísimo menor por eso es importante saber:

- ❖ La transmisibilidad y movilidad en el yacimiento resultan en general mucho mayores. En consecuencia incluso con pozos verticales se puede drenar mayores distancias y utilizar espaciamientos mayores en términos de hectáreas por pozo.
- ❖ Cuando se produce gas por un pozo vertical y no se presenta o desarrolla turbulencia alrededor del hoyo, su productividad tiende a ser mayor que en un pozo de petróleo debido a la baja viscosidad.
- ❖ La mayor productividad nos permite poder producir gas a muy altas velocidades alrededor del hoyo de un pozo vertical. Esto sin embargo, es contraproducente porque induce flujo turbulento y su correspondiente daño, el cual se conoce como daño por turbulencia o factor de daño dependiente del caudal. La mayor productividad, debida a la baja viscosidad, quedara restringida por el flujo turbulento o el flujo no Darcy.

En un pozo horizontal se tendrá mayor área de contacto, es de esperarse que las ventajas de estos pozos en yacimientos de gas sean tan grandes como las ventajas que poseen estos mismos pozos en yacimientos de petróleo, sin embargo, no siempre es así, existen dos casos en los cuales el uso de pozos horizontales trae consigo unas mejoras apreciables con respecto a pozos verticales, estos casos son: yacimientos de gas con roca muy impermeable y yacimientos de gas con roca permeable. En estos casos la productividad por pozos verticales se ve restringida por causa de la turbulencia o flujo no Darcy alrededor del hoyo.

- ❖ Yacimientos de gas con roca muy impermeable, la baja permeabilidad contrarresta el beneficio de la baja viscosidad del gas, en consecuencia se puede razonar que con un pozo vertical será muy complicado producir o drenar el volumen contenido, dentro de un periodo de tiempo razonable y económico, también es poco probable el poder realizar fracturamiento o estimulación con la finalidad de incrementar la productividad. Analizando esta situación, se concluye que un pozo horizontal puede ayudar a drenar las reservas en un tiempo razonable dentro de un marco económico, sin embargo, es necesario utilizar una simulación para comparar y analizar los resultados.

- ❖ Yacimientos de gas con rocas permeables cuya productividad se verá restringida por causa del daño por turbulencia alrededor del hoyo, primero se debe aclarar que el daño por turbulencia aumenta mientras aumenta la velocidad ya que varían de forma proporcional. En consecuencia para evitar o reducir este daño se debe bajar la velocidad del flujo, una opción es hacerlo con un pozo horizontal ya que produce menor cantidad de gas por unidad de longitud en comparación con un pozo vertical, sin embargo, si

existe daño por turbulencia eventualmente el pozo horizontal producirá mayor cantidad de gas en total. Para realizar este estudio es necesario contar con un simulador que posea la opción de flujo turbulento.

2.10.1 Índice de productividad en pozos horizontales ^{[12][13][14]}

El índice de productividad en pozos horizontales por lo general es mayor que en pozos verticales cuando se trata de líquidos, este aumento puede ser manifestado a través de un incremento del caudal de producción, una reducción en el *drawdown*, o una combinación de ambos, en los pozos productores de gas se debe tomar en cuenta los factores antes descritos y mediante un estudio de simulación numérica, establecer si existe un aumento o una disminución del índice de productividad de un pozo horizontal respecto al pozo vertical.

Partiendo de la ecuación 2.57 se puede escribir la ecuación de afluencia tanto para un estado estable como para uno semi-estable de un pozo horizontal.

$$\frac{q_{sc}}{(p_e^2 - p_{wf}^2)} = J \quad (2.57)$$

Ecuación para flujo estable

$$J = \frac{K_h \cdot h}{1424 \cdot \mu \cdot Z \cdot T \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) + S_{eq} \right) \right]} \quad (2.67)$$

Ecuación para flujo pseudo-estable

$$J = \frac{K_h \cdot h}{1424 \cdot \mu \cdot Z \cdot T \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{L} \right) \cdot \left(\ln \left(\frac{I_{ani} \cdot h}{r_w \cdot (I_{ani} + 1)} \right) - \frac{3}{4} + S_{eq} \right) \right]} \quad (2.68)$$

2.11 Modelos de afluencia utilizados [7][12][14]

2.11.1 Rawlins y Schellhardt

Es uno de los modelos de afluencia utilizados, en el t3pico “capacidad a flujo abierto”; esta ecuaci3n responde tambi3n a los estudios realizados por Fetkovich M.J (1973), quien demostr3 que los pozos de petr3leo y los de gas que producen por debajo de la presi3n de saturaci3n o punto de burbujeo se comportaban de manera similar en t3rminos de 3ndice de productividad (IP).

$$q_{sc} = C \cdot (P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad (2.47)$$

Para aplicar el m3todo de **Fetkovich/Rawlins y Schellhardt**, es necesario determinar los valores de los coeficientes (C y n), para ello se necesita tener m3nimo tres (03) pruebas de producci3n (tasa producida a la presi3n de fondo fluyente) y al menos una de las pruebas debe ser estabilizada, se grafica en escala log-log y se obtiene una l3nea recta como se muestra en la figura 2.19.

n = 1, en este caso el flujo es laminar

n =0,5, aqu3 el flujo tiene que ser necesariamente turbulento

n >1. Aqu3 ocurre un desplazamiento de l3quidos en el pozo (agua, gas condensado)

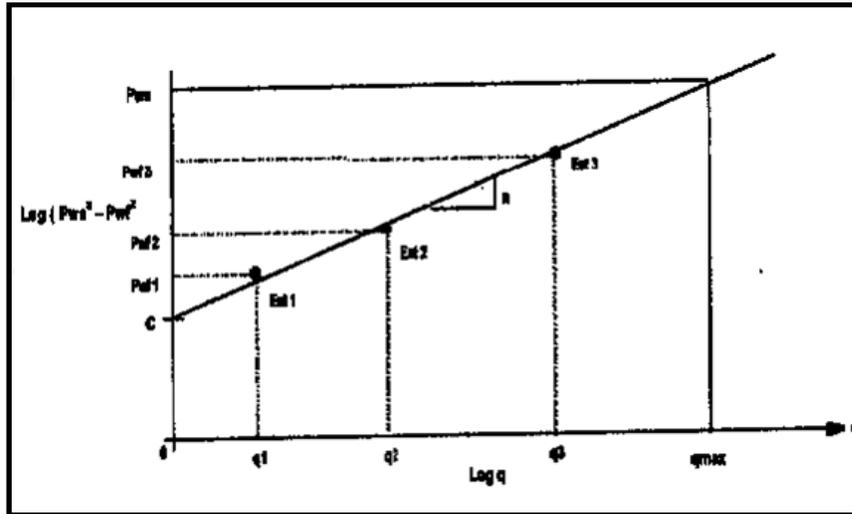


Figura 2.19 Gráfica utilizada para calcular los valores C y n

FUENTE: Fernando Pino Morales, Curso de Gasotecnia, Unidad V, Universidad de Oriente Núcleo Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo, página 28

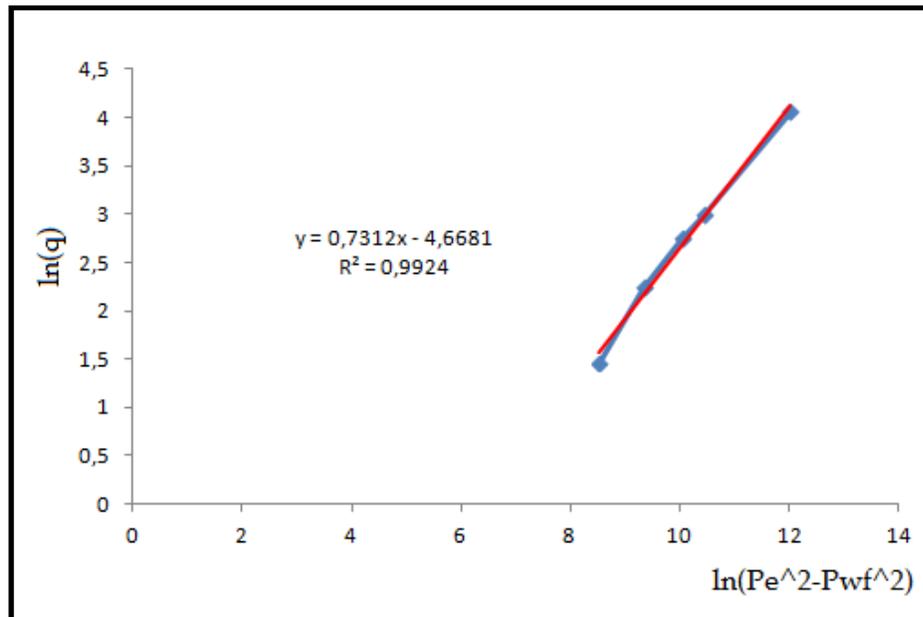


Figura 2.20 Gráfica para calcular los valores C y n, escala logarítmica

En la figura 2.20, se utilizó escala de logaritmo natural (Ln) y en la figura 2.19 se usó logaritmo base 10.

Para los gases se invierten los ejes y el valor de n puede llegar a ser 1,2.

2.11.2 Jones, Blount y Glaze, 1976.

La caída de presión debido a la turbulencia es frecuentemente el factor principal que limita el ritmo de producción. La expresión que relaciona la tasa de producción con la caída de presión para flujo lineal a través de un medio poroso de longitud L, es:

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{1,247 \cdot 10^{-16} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot L \cdot \gamma_g}{A^2} \cdot q^2 + \frac{8,93 \cdot Z \cdot T \cdot \mu \cdot L}{K \cdot A} \cdot q \quad (2.69)$$

El término de flujo laminar está dado por

$$C = \frac{8,93 \cdot z \cdot T \cdot \mu \cdot L}{K \cdot A} \quad (2.70)$$

Mientras que el término de flujo no laminar es

$$D = \frac{1,247 \cdot 10^{-16} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot L \cdot \gamma_g}{A^2} \quad (2.71)$$

El factor de turbulencia viene dado por la ecuación 2.72

$$\beta = \frac{2,33 \cdot 10^{10}}{K^{1,201}} \quad (2.72)$$

Al sustituir la ecuación 2.70 y 2.71 en la ecuación 2.69 y dividir por q, queda

$$\frac{p_e^2 - p_{wf}^2}{q} = D \cdot q + C \quad (2.73)$$

Los valores D y C pueden ser calculados realizando un gráfico de $\frac{P_e^2 - P_{wf}^2}{q}$ vs q , $\frac{P_e^2 - P_{wf}^2}{q}$ en el eje "Y", y la tasa Qg en el eje "X", luego de graficar se realiza un ajuste lineal donde se puede ver y/o leer los valores de las constantes. La ecuación del ajuste será de la forma

$$y = m * X + b \quad (2.74)$$

Donde la pendiente de la recta representa el valor de la constante "D" y el valor de b representa la constante "C" (ver figuras 2.21 y 2.22).

$$y = D * X + C \quad (2.75)$$

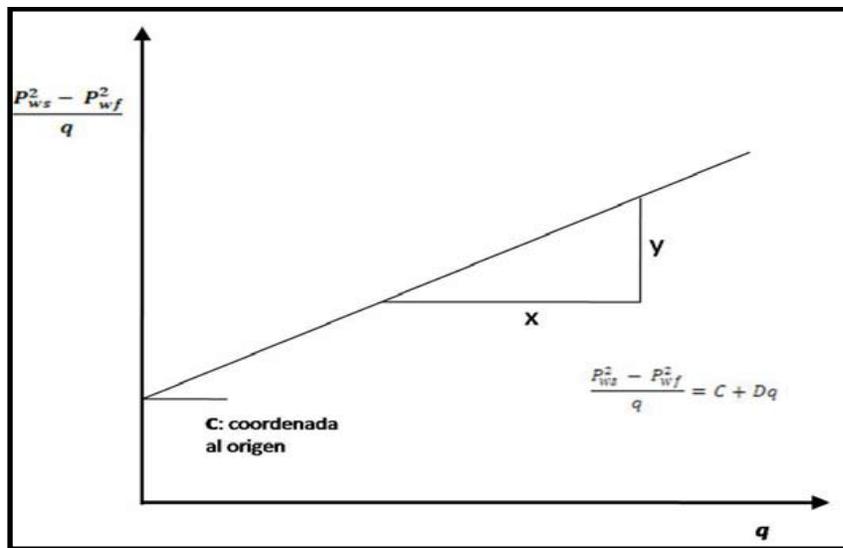


Figura 2.21 Gráfica para obtener C y D

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, Página 124

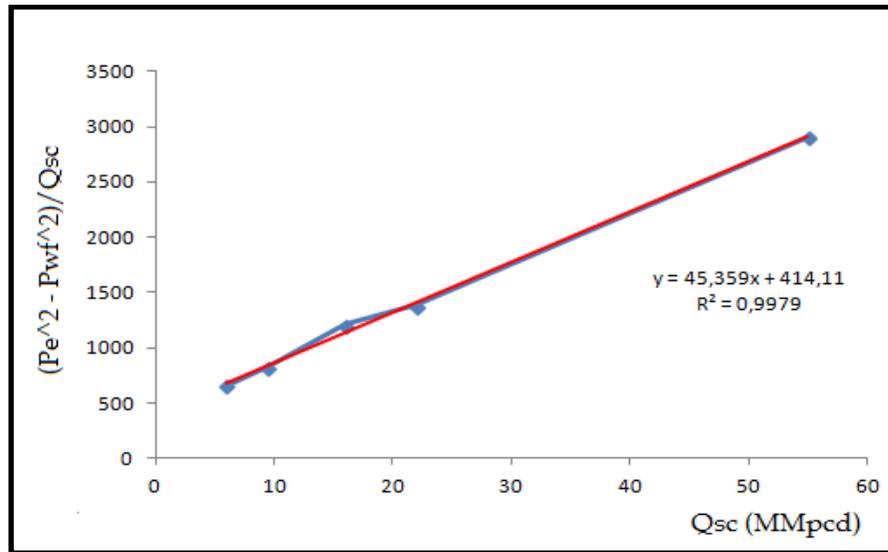


Figura 2.22 Gráfica para obtener los valores de C y D, ejemplo

Para calcular el caudal máximo de gas que puede dar el pozo, se debe recordar la capacidad a flujo abierto, donde la tasa máxima de gas será a una presión de fondo fluyente igual a la presión atmosférica.

$$\frac{p_e^2 - p_{Atm}^2}{q} = D \cdot q + C \quad (2.76)$$

La ecuación 2.76 es la ecuación 2.73 evaluada a la presión atmosférica que daría la capacidad abierta al flujo o la tasa máxima que puede aportar el pozo.

Con la ecuación de flujo radial se puede determinar la efectividad de una terminación

$$p_e^2 - p_{wf}^2 = \frac{3,16 \cdot 10^{-18} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot \gamma_g}{h^2} \cdot \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \cdot q^2 + \frac{1,424 \cdot z \cdot T \cdot \mu}{K \cdot h} \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right) \cdot q \quad (2.77)$$

Donde C viene dado por la ecuación 2.78

$$C = \frac{1,424 \cdot z \cdot T \cdot \mu}{K \cdot h} \cdot \left(\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - \frac{3}{4} + S \right) \quad (2.78)$$

Y D viene dada por la ecuación 2.79

$$D = \frac{3,16 \cdot 10^{-18} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot \gamma_g}{h^2} \cdot \left(\frac{1}{r_w} - \frac{1}{r_e} \right) \quad (2.79)$$

Por lo general $1/r_e$ es muy pequeño ya que r_e es extremadamente grande, así que se puede calcular D como

$$D = \frac{3,16 \cdot 10^{-18} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot \gamma_g}{h^2} \cdot \left(\frac{1}{r_w} \right) \quad (2.80)$$

En la mayoría de los casos, la trayectoria de flujo en los últimos pies es esencialmente radial, y es también donde tiene lugar la mayor parte de la caída de presión por turbulencia, ya que el área perpendicular al flujo es muy pequeña en dicha zona. Por tal motivo, para realizar un diagnóstico de este caso, el valor de h en el término de turbulencia puede sustituirse por la longitud del intervalo disparado h_p , entonces el término se expresará:

$$D = \frac{3,16 \cdot 10^{-18} \cdot \beta \cdot z \cdot T \cdot \gamma_g}{h_p^2 \cdot r_w} \quad (2.81)$$

Los efectos de turbulencia se pueden estimar comparando las condiciones de terminación antes y después de modificar la longitud de la zona disparada.

2.12 Análisis nodal ^[12]

El análisis nodal en yacimientos de gas, es una técnica que permite al ingeniero de producción modelar el comportamiento de producción del pozo, lo cual puede hacerse a través de herramientas computacionales, las cuales permiten hacer rápidas comparaciones desde diferentes escenarios. En un análisis nodal se consideran todos los componentes del pozo, comenzando desde la presión estática del yacimiento y abarcando cualquier punto en el recorrido del fluido.

La selección de la estrategia de producción de un yacimiento de petróleo o gas está basada en su flexibilidad, conservación de la energía y lo más importante en su economía, por lo que es preciso conocer todos los parámetros involucrados, para alcanzar las condiciones de operación óptimas del flujo del fluido proveniente del yacimiento.

El sistema de un análisis nodal se determina mediante la gráfica de la curva de afluencia, y la curva de levantamiento vertical (TPR). La intersección de ambas curvas indica la tasa de flujo del sistema con su presión de fondo fluyente respectiva. La simulación numérica y el análisis nodal permiten determinar este punto óptimo para establecer las relaciones entre el yacimiento-pozo-superficie, deduciendo las pérdidas de presión a lo largo del recorrido del flujo de gas.

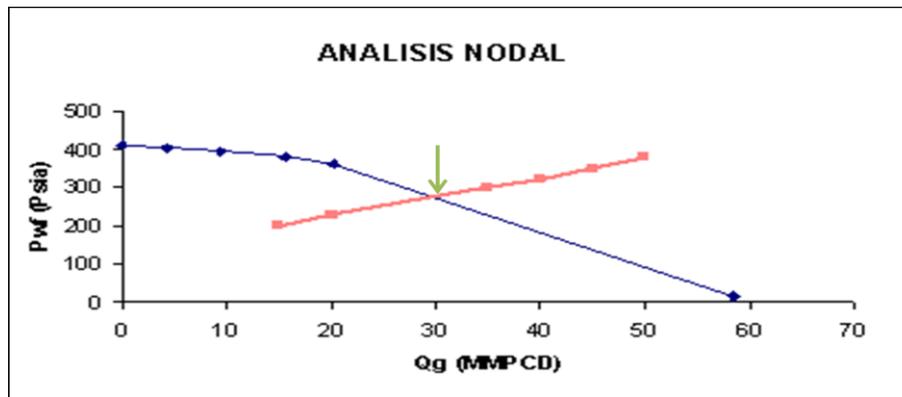


Figura 2.23 Comportamientos de IPR y TPR

El punto de corte que se ve en la figura 2.23 indica la máxima producción que dará este pozo con esa configuración mecánica.

Las pruebas que se realizan en los pozos para determinar el potencial absoluto y el comportamiento de afluencia son:

Pruebas de flujo después de flujo
 Pruebas isocronales convencionales
 Pruebas isocronales modificadas

2.12.1 Pruebas de flujo después de flujo

El pozo está fluyendo a una tasa determinada hasta que la presión se estabiliza.

Luego se varía la tasa y el proceso se repite hasta que se tiene un número adecuado de cambios en la tasa de flujo entonces el pozo se cierra. La curva de contrapresión se desarrolla a partir de los valores de presión de fondo fluente estabilizada y de la presión promedio del yacimiento en el volumen drenado.

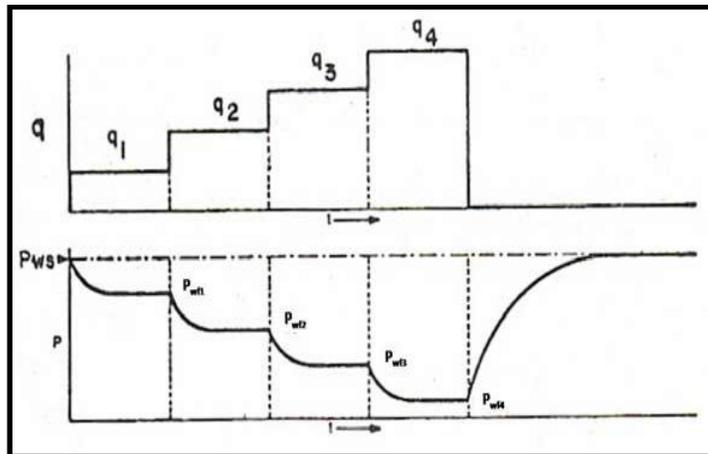


Figura 2.24 Prueba flujo después del flujo convencional (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, Página 137.

En las figuras 2.24, 2.25 y 2.26 se pueden ver pruebas representativas de lo que ocurre en realidad, en ellas se muestra que las tasas no necesitan ser constantes durante los períodos de flujo. El inicio de una prueba es a partir de una condición de cierre; después, una serie de incrementos en tasa de flujo (secuencia normal) o reducciones de la tasa (secuencia inversa) que se llevan a cabo en el pozo.

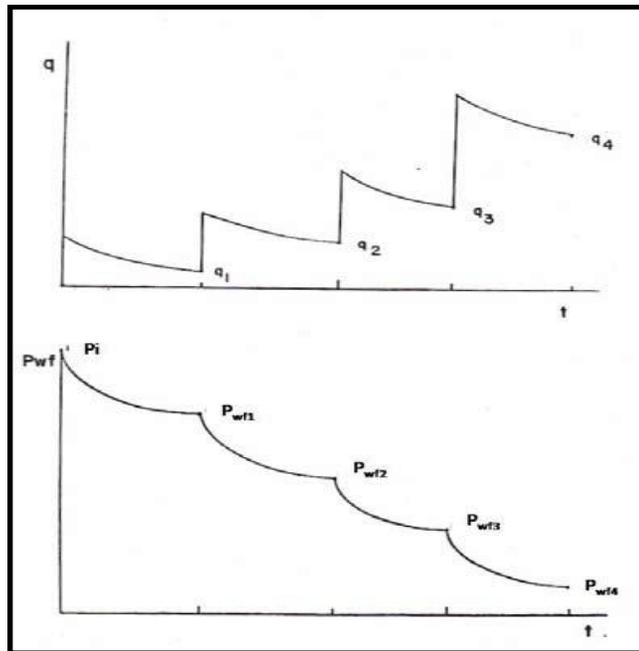


Figura 2.25 Prueba convencional, secuencia normal (Fetkovich M. H., 1975)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 138.

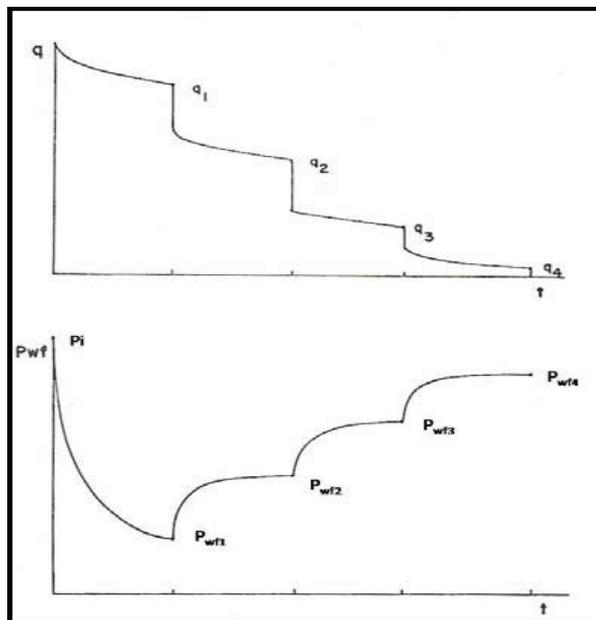


Figura 2.26 Prueba convencional, secuencia inversa (Fetkovich M. H., 1975)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 138.

Lo más importante en una prueba de contrapresión es alcanzar la condición de estabilización. La Comisión de Ferrocarriles de Texas (Ikoku Chi, 1980) define que el flujo está estabilizado cuando dos lecturas de presión consecutivas en un período de quince minutos tienen una diferencia menor o igual a **0.1 (psi)**. Suponiendo que las condiciones estabilizadas se alcanzan durante cada uno de los períodos de la prueba, ésta puede considerarse tan válida como si se hubiera realizado una prueba isocronal. La curva de capacidad resultante es una curva estabilizada y se aplica directamente para determinar la capacidad y el potencial absoluto. Debido a que se pueden tener condiciones de pseudo estabilización por una limitación en la capacidad de la tubería o por un incremento en la temperatura de flujo, es preferible usar las presiones estabilizadas de la columna estática en lugar de las presiones de flujo en la tubería. El tiempo necesario para que un pozo alcance condiciones estabilizadas se puede determinar con la siguiente expresión:

$$t_s = 1000 \cdot \frac{S_g \cdot \phi \cdot \mu_g \cdot r_e^2}{k_g \cdot P_e} \quad (2.82)$$

Donde,

t_s : es el tiempo de estabilización, hr.

s_g : es la saturación del gas, adim.

ϕ : es la porosidad del yacimiento, adim.

μ_g : es la viscosidad del gas, cP.

r_e : es el radio de drenaje, pies.

k_g : es la permeabilidad del gas, mD.

p_e : presión estática del yacimiento, psia o lpc.

El método de flujo después del flujo tiene buena aplicación en formaciones con alta permeabilidad, debido a que los tiempos de estabilización son

relativamente cortos; mientras que, en formaciones de baja permeabilidad, los tiempos de estabilización pueden ser muy elevados.

2.12.2 Prueba isocronal convencional

El objetivo de las pruebas isocronales, propuesto por (Cullender, 1955), es obtener datos para establecer una curva de productividad o capacidad estabilizada sin que se deje fluir el pozo tiempo innecesario para alcanzar condiciones estabilizadas a cada tasa. El principio o fundamento es que el radio de investigación alcanzado en un tiempo dado, en una prueba de flujo, es independiente de la tasa de flujo. Por lo tanto, si una serie de pruebas de flujo se realizan en un pozo, cada una para el mismo período de tiempo (isocronal), el radio de investigación será el mismo al final de cada prueba. Consecuentemente, la misma porción del yacimiento será drenada en cada tasa. Una prueba isocronal convencional está constituida de períodos de flujo a diferentes tasas alternadas con períodos de cierre. Los tiempos de cierre deben de ser lo suficientemente grandes para permitir que la presión en el volumen drenado regrese a su valor inicial P_e , aunque los períodos de flujo son generalmente de igual duración, ésta no es condición necesaria, ya que se debe tener al menos una prueba estabilizada al final del periodo, esto puede detallarse en la figura 2.26.

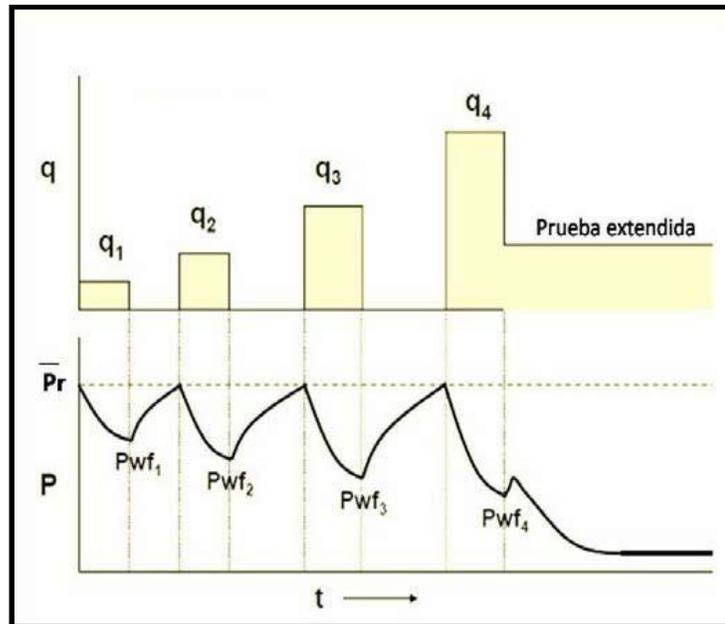


Figura 2.27 Prueba isocronal convencional (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 140.

La característica más importante de éste método es que las presiones de fondo fluyente se miden a distintos tiempos de flujo, después de que el pozo es abierto; estos tiempos deben ser los mismos para cada uno de los períodos de flujo.

Con los datos obtenidos de la prueba se elabora una gráfica de $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ vs (q) en papel log-log correspondiente al tiempo de flujo 1 y se obtiene una curva de capacidad transitoria. El procedimiento se repite para cada tiempo de flujo, respectivamente. Lo anterior se muestra en la siguiente figura 2.27.

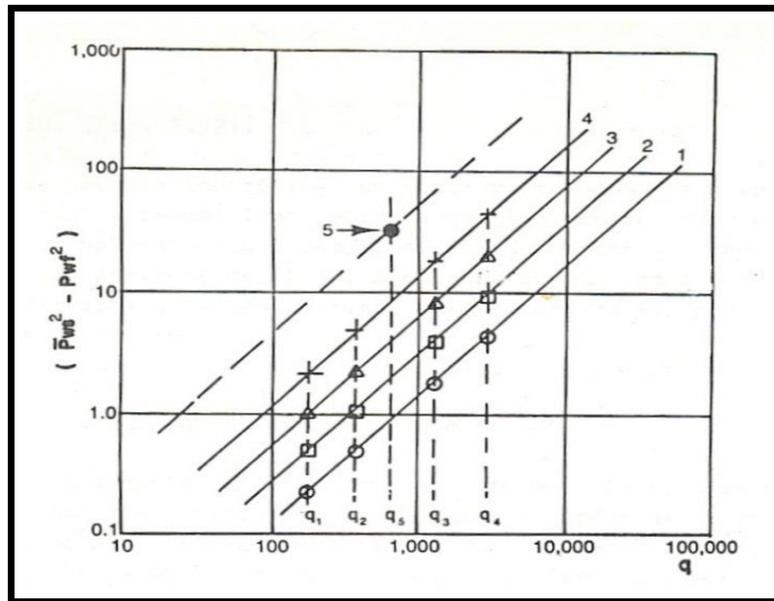


Figura 2.28 Curvas de capacidad, prueba isocronal (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 141.

Para cada una de las curvas se determinan n y C , normalmente los valores de n son muy próximos entre sí, pero los valores de C decrecen con el tiempo, esto puede verse en la figura 2.28.

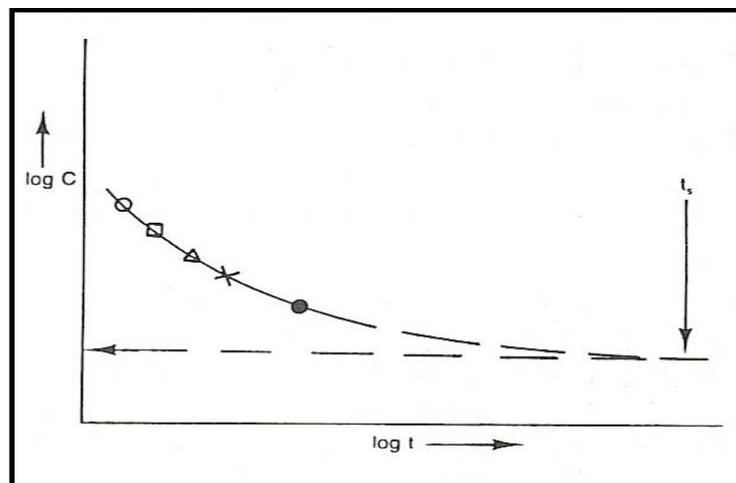


Figura 2.29 Gráfica de $\log(C)$ vs. $\log(t)$, prueba isocronal (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 141.

El procedimiento para realizar una prueba isocronal convencional en campo es el siguiente (R. Smith, 1992):

1. Cerrar el pozo para obtener una presión de fondo de cierre estabilizada.
2. Abrir el pozo (poner a producción) con un estrangulador pequeño, por ejemplo uno de 6/64 pulgadas, y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
3. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar (anotar) la presión de fondo fluyente y la tasa de flujo.
4. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyente se incremente hasta llegar a la presión estática.
5. Abrir el pozo con un estrangulador ligeramente mayor, por ejemplo, 8/64 pulgadas y dejar fluir al pozo durante ocho horas.
6. Al final del período de flujo de ocho horas, registrar la presión de fondo fluyente y la tasa de flujo.
7. Cerrar el pozo y dejar que la presión de fondo fluyente se incremente hasta que la presión de fondo de cierre se estabilice.
8. Repetir los pasos cinco, seis, y siete utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores.
9. Asegurarse de que los registros de presiones de flujo sean tomados justo antes del cierre. Además, si la tasa está variando en una prueba de flujo, registrar la tasa justo antes del cierre.
10. Estos cuatro puntos transitorios deberán ser graficados tal y como se describió en la prueba convencional de contrapresión (ya sea el método clásico o el método teórico).
11. Abrir el pozo para un quinto período de flujo (utilizando un diámetro de estrangulador previo, o bien, empleando uno

nuevo) y dejarlo fluir hasta que ocurra la estabilización. Registrar esta tasa y presión de fondo estabilizados.

12. Graficar este punto estabilizado. La curva de productividad estabilizada pasa a través de este punto estabilizado y es paralelo a la línea de los cuatro puntos no estabilizados.

Se puede advertir que la duración del tiempo exacto de los períodos de flujo, no es tan importante; por ejemplo, períodos de flujo de doce horas podrán ser utilizados en lugar de ocho horas. Los períodos de cierre no necesariamente son iguales. En cada período la presión de fondo se incrementa para que la presión de cierre se estabilice.

2.12.3 Prueba isocronal modificada

El objetivo de las pruebas isocronales modificadas es obtener la misma información que las pruebas isocronales, sin requerir, en algunas ocasiones de largos períodos de cierre. Con el propósito de acortar los tiempos de prueba se propuso desarrollar las pruebas isocronales modificadas, las cuales se realizan empleando períodos de cierre igual a los períodos de flujo, lo cual proporcionó resultados satisfactorios.

La característica principal de la prueba isocronal modificada es que los períodos de flujo y los períodos de cierre son todos iguales, también, en lugar de evaluar $(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)$ se evalúa $(P'_{ws}^2 - P_{wf}^2)$, donde P'_{ws} es la presión de cierre al inicio del período de flujo. Finalmente, se prolonga un período de flujo, a fin de obtener la curva de capacidad estabilizada. En la figura 2.29 se muestra una prueba isocronal modificada.

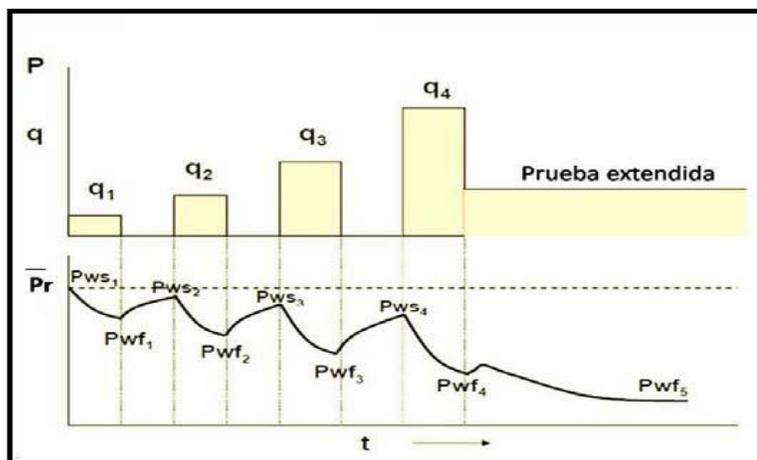


Figura 2.30 Prueba isocronal modificada (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 144.

El exponente “n” se obtiene graficando los valores correspondientes de $(P'_{ws}{}^2 - P_{wf}{}^2)$ vs.(q) en el papel log-log (curva de capacidad transitoria). La curva de capacidad estabilizada se obtiene dibujando una línea paralela a través del punto $((P_{ws}{}^2 - P_{wf}{}^2), qg)$, esto se muestra en la figura 2.30.

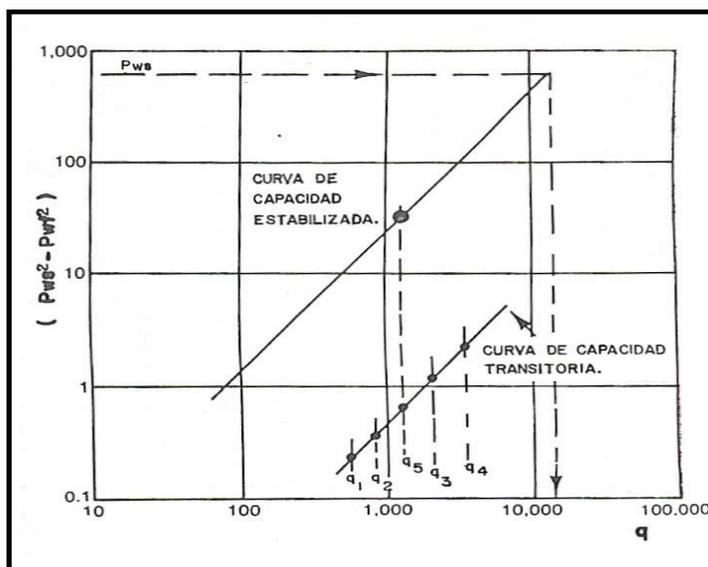


Figura 2.31 Curvas de capacidad, prueba isocronal modificada (Cullender, 1955)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 144.

La prueba isocronal modificada no proporciona una curva de capacidad estabilizada real, pero sí muy aproximada. La ventaja más importante es que requiere menor trabajo y tiempo que los métodos anteriores para obtener resultados adecuados. Además, no se requiere de una tasa constante para que la prueba isocronal modificada sea válida, esto puede observarse en la figura 2.31.

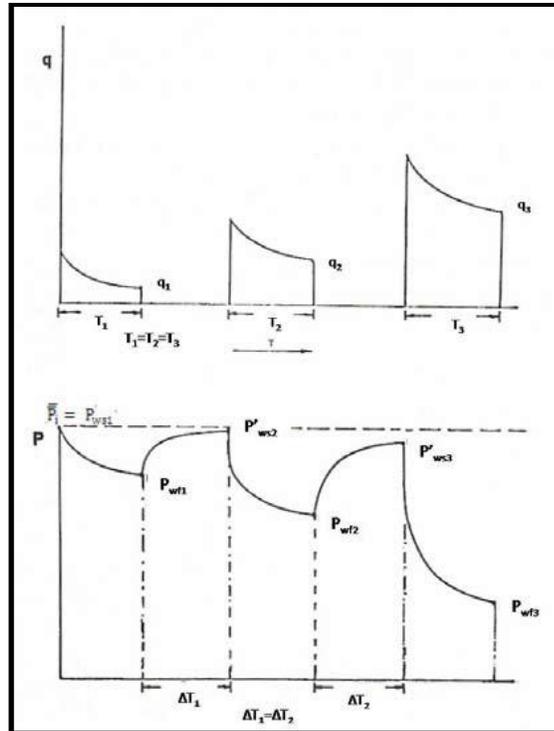


Figura 2.32 Prueba isocronal modificada (Fetkovich M. H., 1975)

FUENTE: Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia, página 145.

El procedimiento para realizar una prueba isocronal modificada en campo es el siguiente (R. Smith, 1992):

1. Cerrar el pozo para estabilizar la presión de cierre (lo suficiente para obtener una buena estimación de la presión estática del yacimiento).
2. Abrir el pozo con un estrangulador pequeño, como de 6/64 pulgadas y dejar fluir al pozo durante doce horas.

3. Al final de éste período de flujo, registrar (anotar) la tasa y la presión de fondo fluyente.
4. Cerrar el pozo durante 12 horas.
5. Al final del período de cierre, registrar la presión. Esta presión de cierre se utilizará en el análisis como una estimación de la presión estática para el segundo período de flujo.
6. Abrir el pozo con un estrangulador con un diámetro ligeramente mayor, como 8/64 pulgadas y dejar fluir al pozo durante doce horas.
7. Al final de éste período de flujo, registrar la tasa y la presión de fondo fluyente.
8. Cerrar el pozo durante doce horas, registrar la presión de fondo del pozo (para ser usada como una aproximación de la presión estática para el próximo período de flujo).
9. Repetir los pasos seis, siete y ocho utilizando progresivamente diámetros de estrangulador mayores. Para cada período de flujo, la presión estática aproximada se utilizará en el análisis. Esto es, la presión de cierre existente justo antes de iniciar el período de flujo. La presión de fondo fluyente es la que se encuentra al final de cada período de flujo, aunque la estabilización no haya ocurrido.
10. Estos cuatro puntos son graficados en la misma forma descrita para pruebas convencionales de contrapresión.
11. Realizar un quinto período de flujo hasta que la estabilización ocurra. Se puede utilizar un nuevo diámetro de estrangulador o uno de los previamente utilizados. Para el análisis, se utiliza la presión de fondo fluyente estabilizada así como también la tasa al final del período de flujo. Esto permitirá obtener un punto a condiciones estabilizadas.
12. Graficar el punto estabilizado, y dibujar una línea a través de este punto paralela a la línea trazada a través de los cuatro puntos anteriores. Esta línea a lo largo del punto estabilizado es la curva de capacidad estabilizada para este pozo.

Cabe mencionar que los períodos de flujo y cierre no necesariamente deben ser de doce horas. En algunas ocasiones se podrán utilizar tiempos de 8 ó 16 horas, según el tipo de análisis que se necesite.

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se abordan los lineamientos metodológicos que describen cómo se llevó a cabo el estudio para dar respuestas a los objetivos planteados. Para ello, se realiza un proceso de investigación referido al tema estudiado, teniendo claro que la investigación, desde el punto de vista científico, es un proceso metódico y sistemático dirigido a la solución de problemas o preguntas científicas, mediante la producción de nuevos conocimientos, los cuales generan las respuestas a las interrogantes planteadas.

3.1 Tipo de la investigación

El tipo de investigación se refiere a la clase de estudio que se va a realizar. Orienta sobre la finalidad general del estudio y sobre la manera de recoger las informaciones o datos necesarios.

“Arias (2012), define: La investigación experimental es un proceso que consiste en someter a un objeto o grupo de individuos, a determinadas condiciones, estímulos o tratamiento (variable independiente), para observar los efectos o reacciones que se producen (variable dependiente)”

Los autores afirman que el tipo de investigación usado para este Trabajo Especial de Grado es experimental, dado que se pretende hacer un estudio de sensibilidades en una matriz experimental de simulación y posteriormente

comparar los resultados obtenidos con las correlaciones y modelos matemáticos ya existentes.

3.2 Nivel de la investigación

Se refiere al nivel de profundidad con el cual se abordará el objeto de estudio. Existen diversos niveles los cuales son: exploratorio, descriptivo y explicativo.

“Arias (2012) define la investigación descriptiva como: la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se encuentran en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere”

Los autores afirman que la investigación es de nivel descriptivo, puesto que se propone expresar las características que rigen el comportamiento de afluencia en pozos productores de gas verticales y horizontales.

3.3 Diseño de la investigación

Indica cómo fue abordada la investigación según los datos que se manejen, puede ser documental y de campo.

“Arias (2012) define la investigación documental como un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o

electrónicas. Como en toda investigación, el propósito de este diseño es el aporte de nuevos conocimientos”

Los autores afirman que la investigación tiene un diseño documental, ya que se basa en la bibliografía disponible para el desarrollo del tema de estudio.

3.4 Metodología

Para la elaboración de este Trabajo Especial de Grado de tipo experimental, en la que se combina la observación directa, descriptivo y documental se siguieron las siguientes etapas:

3.4.1 Revisión y clasificación bibliográfica

Las fuentes informativas para la elaboración de este Trabajo Especial de Grado provienen principalmente de la página web de la SPE (Sociedad de Ingenieros de Petróleo, *Society of Petroleum Engineers*), otras páginas web especializadas de donde se extrajeron artículos técnicos, adicionalmente se usaron trabajos de grado y libros los cuales proporcionan diversa información referente al tópico de estudio en este trabajo de investigación.

Una vez recopilado el marco informativo de referencia, se procedió a su clasificación, la cual se realizó en dos etapas:

- **Clasificación cronológica:** esto a manera de identificar posibles cambios en la forma de evaluar el comportamiento de afluencia para pozos de gas verticales y horizontales.

- **Clasificación temática:** se clasificó además de acuerdo al propósito de la información, esto es, dependiendo del área de estudio del sistema superficie-pozo-yacimiento-fluido.

Luego de realizar una búsqueda de fundamentos teóricos relacionados con definición, características e información actual sobre el comportamiento de afluencia en pozos de gas tanto en casos verticales y horizontales, posteriormente los autores procederán a realizar una comparación de los resultados obtenidos en la simulación numérica con los modelos matemáticos existentes.

Los métodos utilizados para las comparaciones son: Rawlins & Schellhardt, Jones, Blount y Glaze, Darcy y Economides&Joshi, posteriormente los autores podrán establecer cual modelo de afluencia posee menor porcentaje de error promedio respecto a los resultados obtenidos en la simulación.

3.4.2 Herramienta computacional

Un modelo de simulación es una herramienta que ayuda al estudio y toma de decisiones que mejoren el factor de recobro tanto para yacimientos de petróleo como de gas. Estos yacimientos pueden o no estar desarrollados, esto permite realizar estudios de una manera segura para poder garantizar una buena inversión en áreas de exploración y producción.

En este estudio se utilizó el simulador de yacimientos IMEX de CMG (Black oil), dicho programa puede modelar fluidos inmiscibles, este trabajo de investigación se enfocó en el gas seco e inyección de gas partiendo de las premisas de que no existe interacción entre el fluido inyectado y el fluido contenido en el yacimiento, y que la temperatura permanece constante

(agotamiento isotérmico). Si las premisas son válidas, se pueden modelar sistemas:

- Gas-Agua
- Petróleo-Agua
- Petróleo-Agua-gas
- De un solo fluido

De existir cambios de temperatura se debe utilizar un simulador térmico, además si existe interacción del fluido inyectado con el fluido del yacimiento se debe utilizar un simulador composicional.

3.4.3 La simulación numérica^{[10][11]}

La simulación numérica según *Henry B. Crichlow*

“Es un modelo matemático basado en ecuaciones de derivadas parciales las cuales gobiernan el flujo de fluidos de las fases del yacimiento, estas ecuaciones deben ser discretizadas aplicando algoritmos matemáticos para hallar una solución.

La simulación numérica integra varias ciencias tales como la física, química, termodinámica, matemática y métodos numéricos, ingeniería de yacimientos, entre otras, para establecer el comportamiento de producción e inyección del yacimiento.”

En la figura 3.1, se aprecia un diagrama de flujo de la metodología utilizada y que será detallada seguidamente.

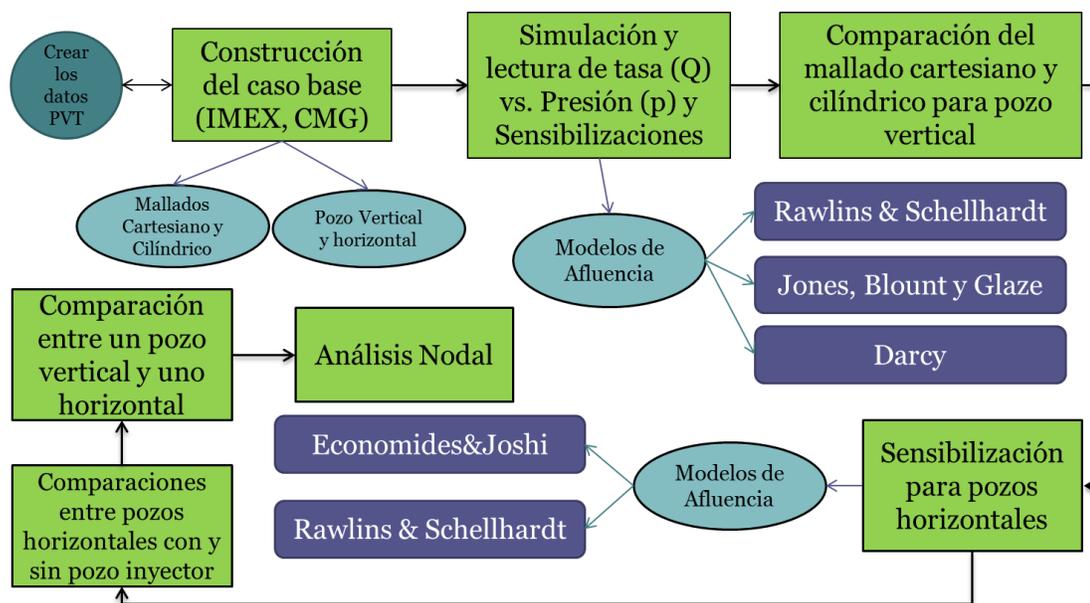


Figura 3.1 Flujograma de la metodología utilizada

3.5 Construcción del caso base

Partiendo de valores típicos extraídos de la bibliografía y/o sugeridos por la herramienta computacional IMEX, se utilizaron correlaciones matemáticas para recrear los modelos sometidos a estudio, para ello se realizaron los siguientes pasos:

- Creación de los datos PVT mediante una correlación numérica partiendo de la gravedad específica y la temperatura.
- Pozos verticales.
 - ✓ Construcción de un pozo vertical en un yacimiento con mallado cartesiano.
 - ✓ Construcción de un pozo vertical en un yacimiento con mallado cilíndrico.
 - ✓ Graficar presión de fondo fluyente vs tasa de gas y leer los valores para realizar el estudio.

- ✓ Comparación de los resultados de los pozos verticales en yacimientos con mallado cartesiano y cilíndrico.
- Pozos horizontales.
 - ✓ Construcción de un pozo horizontal en un yacimiento con mallado cartesiano.
- Definir los casos de estudio.

3.5.1 Obtención de los datos PVT mediante correlación numérica

Para los cálculos de las temperatura pseudo-crítica y presión pseudo-crítica se utilizó la correlación de **Brown G.G, Katz D.L Oberfell G.G y Alden R.C** (ver ecuaciones desde la 2.6 a la 2.9)

$$P_{SC} = 677 + 15 * \gamma_g - 37,5 * \gamma_g^2 \quad \longrightarrow \quad P_{SR} = \frac{P}{P_{SC}}$$

$$T_{SC} = 168 + 325 * \gamma_g - 12,5 * \gamma_g^2 \quad \longrightarrow \quad T_{SR} = \frac{T}{T_{SC}}$$

Para la viscosidad se utilizó la correlación de **Carr, Kobayashi y Burrows** (ver ecuaciones desde la 2.11 a la 2.15)

Como el yacimiento de estudio es un gas seco, se parte de la premisa de que las fracciones molares de dióxido de carbono, nitrógeno y sulfuro de hidrogeno son iguales a cero.

$$Y_{N_2} = Y_{CO_2} = Y_{H_2S} = 0$$

Posteriormente, se corrigió la viscosidad del hidrocarburo a la presión de trabajo utilizando la correlación de **Dempsey**. (ver ecuaciones desde la 2.16 a la 2.19)

El valor de μ_g a su respectiva presión y temperatura corresponde al valor utilizado en el modelo.

Para el factor de compresibilidad del gas se utilizó la correlación de **Standing y Sutton**, la cual es una función que depende la temperatura, la presión y la gravedad específica y se programó en excel (**macros** una extensión de visual basic), se utilizó el siguiente código para obtener cada valor:

$$P_{SR} = P / P_{SC} \quad (2.8)$$

$$T_{SR} = (T + 460) / T_{SC} \quad (2.9)$$

$$T = 1 / T_{SR} \quad (3.1)$$

$$\text{Contador} = 1 \quad (3.2)$$

$$y = 0,001 \quad (3.3)$$

$$F_Y = (-0,06125 * P_{SR} * T * e^{(-1,2 * (1 - T)^2)}) \quad (3.4)$$

$$F_Y = F_Y + ((y + y^2 + y^3 - y^4) / (1 - y)^3) \quad (3.5)$$

$$F_Y = F_Y - ((14,76 * T - 9,76 * T^2 + 4,58 * T^3) * y^2) \quad (3.6)$$

$$F_Y = F_Y + (90,7 * T - 242,2 * T^2 + 42,4 * T^3) * y^{(2,18 + 2,82 * T)} \quad (3.7)$$

$$F_{1Y} = -2 * (14,759 * T - 9,759 * T^2 + 4,58 * T^3) * y \quad (3.8)$$

$$F_{1Y} = F_{1Y} + (2,18 + 2,819 * T) * (90,7 * T - 242,2 * T^2 + 42,4 * T^3) * y^{(1,18 + 2,81 * T)} \quad (3.9)$$

$$F_{1Y} = F_{1Y} + (1 + 2 * y + 3 * y^2 - 4 * y^3) / (1 - y)^3 \quad (3.10)$$

$$F_{1Y} = F_{1Y} + 3 * (y + y^2 + y^3 - y^4) / (1 - y)^4 \quad (3.11)$$

$$y = y - F_Y / F_{1Y} \quad (3.12)$$

$$\text{Contador} = \text{Contador} + 1 \quad (3.13)$$

$$\text{factorZ} = 0,06125 * P_{SR} * T * e^{(-1,2 * (1 - T)^2)} / Y \quad (3.14)$$

El resultado de “factorZ” para cada paso de presión y temperatura representa el valor que va, conjuntamente con la viscosidad, a los datos a ser utilizados en el modelo del caso base.

El comportamiento del factor Z con respecto a la presión para diferentes gravedades específicas se observa en las figuras 3.2 y 3.3 respectivamente.

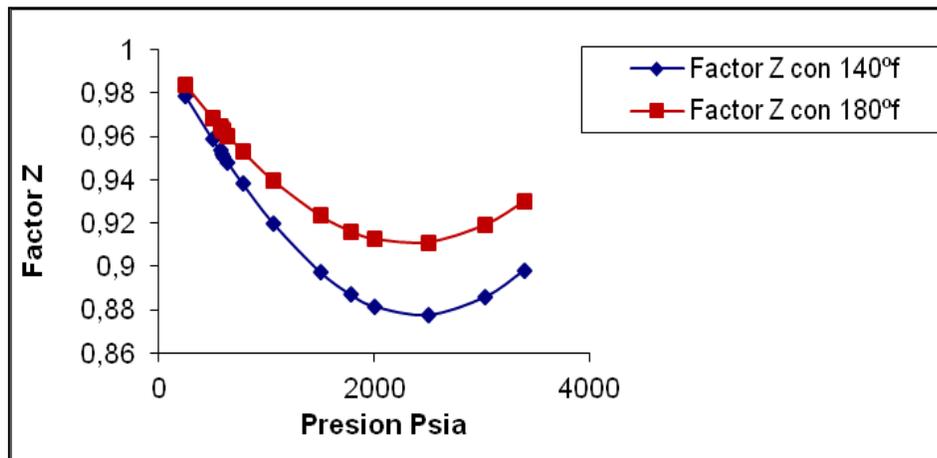


Figura 3.2 Factor z de un gas con gravedad específica de 0,55

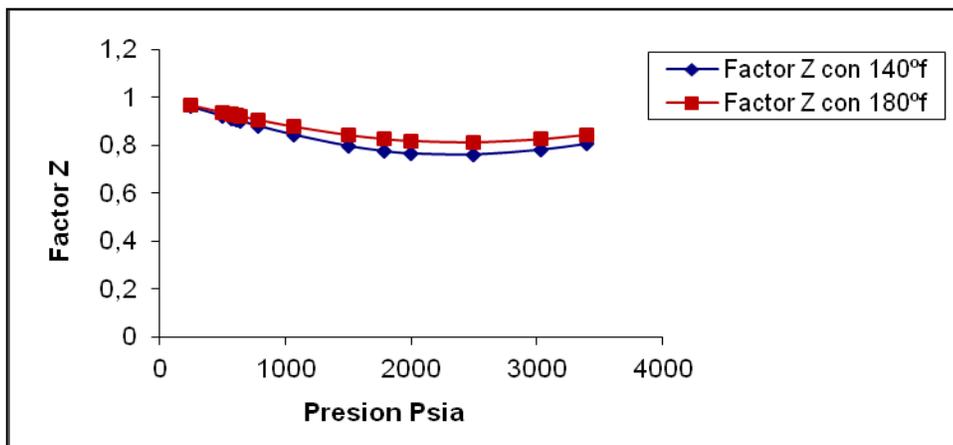


Figura 3.3 Factor z de un gas con gravedad específica de 0,75

El comportamiento de la viscosidad con respecto a la presión para diferentes gravedades específicas se observa en las figuras 3.4 y 3.5 respectivamente.

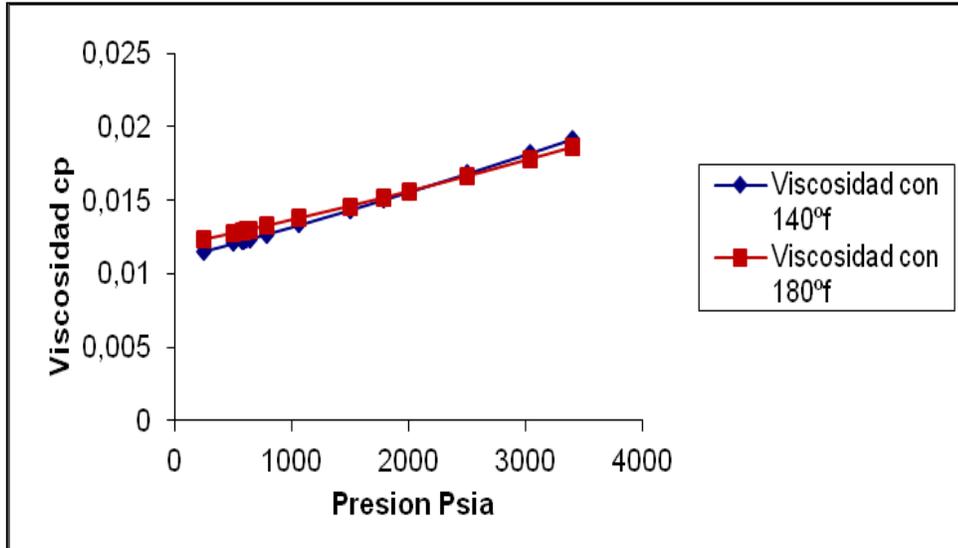


Figura 3.4 Viscosidad de un gas con una gravedad específica de 0,55

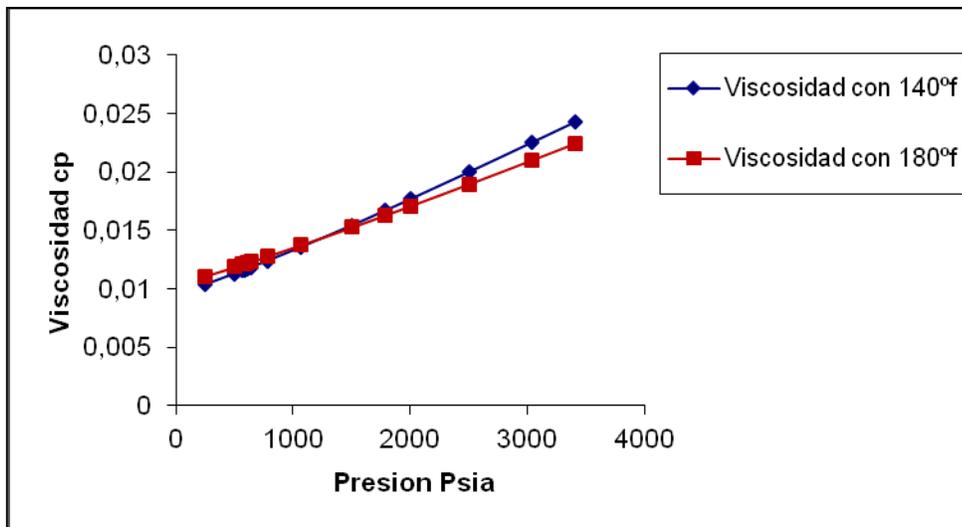


Figura 3.5 Viscosidad de un gas con una gravedad específica de 0,75

Para los valores del factor volumétrico de formación se utilizaron las ecuaciones 2.4 y 2.5, y su comportamiento, para diferentes gravedades específicas, se observa en las figuras 3.6 y 3.7 respectivamente.

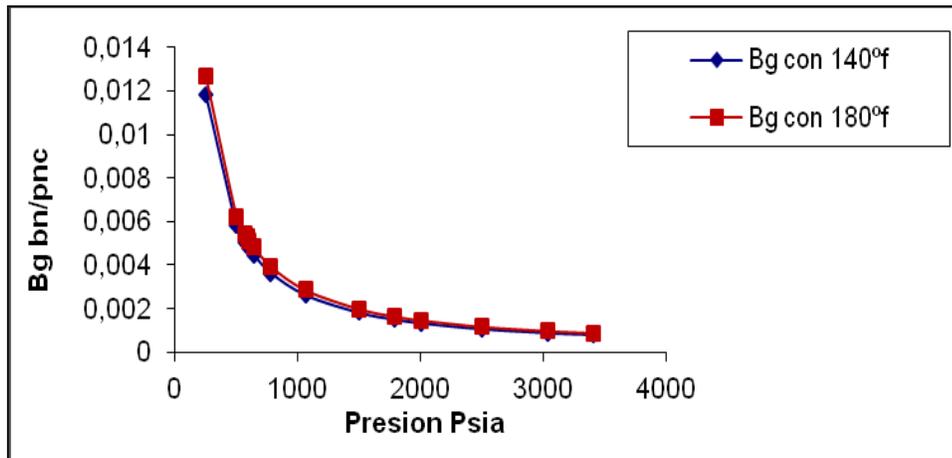


Figura 3.6 β_g de un gas con una gravedad específica de 0,55

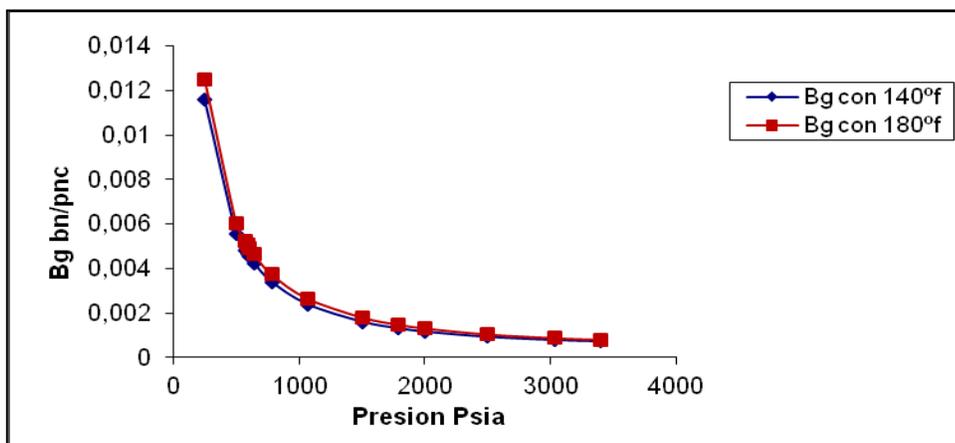


Figura 3.7 β_g de un gas con una gravedad específica de 0,75

3.5.2 Construcción de un pozo vertical en mallado cartesiano

Para la construcción de un pozo vertical en un mallado cartesiano se realizó la siguiente configuración:

Un mallado cartesiano con 41 celdas en la dirección “i”, 41 celdas en la dirección “j” y 11 celdas en la dirección “k”, la dirección “k” se eligió por convenio hacia abajo.

Se realizó un refinado local alrededor del pozo productor en las direcciones “i” y “j”, esto con el fin de observar mejor el cambio de las propiedades en las cercanías del pozo. También se colocó un pozo inyector en el borde del yacimiento para mantener un régimen de flujo estable, para ello, se repitieron las mismas dimensiones de la penúltima celda y se modificó la permeabilidad del borde del yacimiento para garantizar que el pozo inyector de gas inmisible pueda mantener la presión en el borde de dicho yacimiento.

En la dirección “k” todas las capas son de 5 pies de alto, y con esta configuración se obtuvo la información de la tabla 3.1.

Tabla 3.1 Volumen poroso y el GOES presente en el yacimiento, mallado cartesiano

Gas total original	SCF	0.13097E+11
Volumen de poro de HC	MBBL	10462
Volumen total poroso	MBBL	10462

En la figura 3.8 se aprecia la permeabilidad del yacimiento en color azul y la permeabilidad del contorno en color rojo, se puede observar como el pozo productor está localizado en el medio del yacimiento, a su vez se puede ver el pozo inyector ubicado en la esquina superior izquierda en este plano.

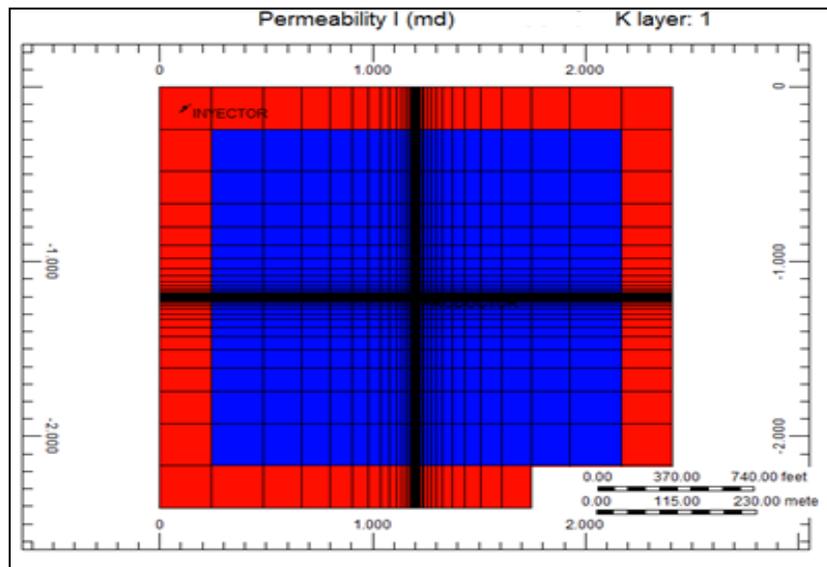


Figura 3.8 Vista del plano “ij” del yacimiento cartesiano

Las figuras 3.9, 3.10 y 3.11, son una vista en tres dimensiones de la figura 3.8, conservando igual escala de valores.

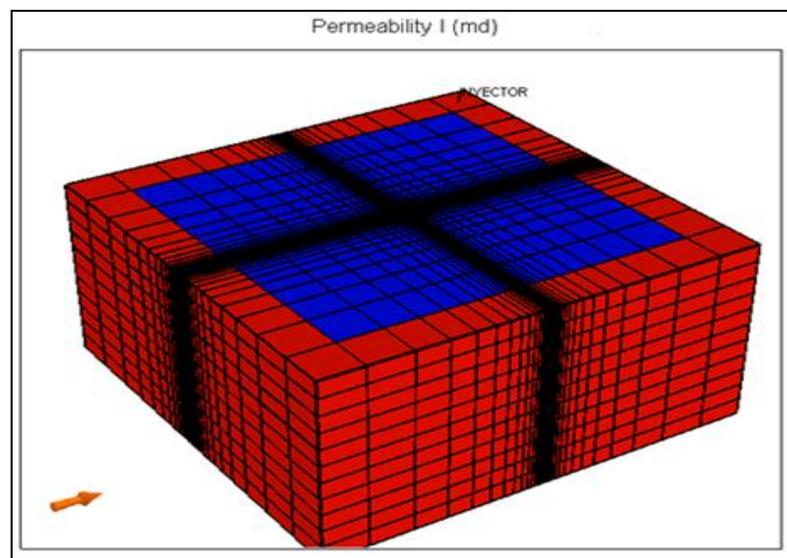


Figura 3.9 Vista 3D del yacimiento cartesiano

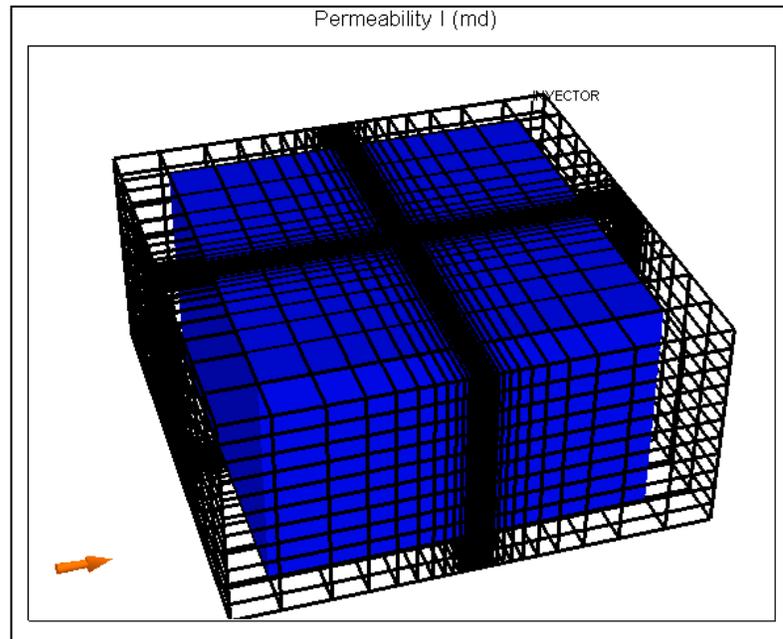


Figura 3.10 Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del yacimiento

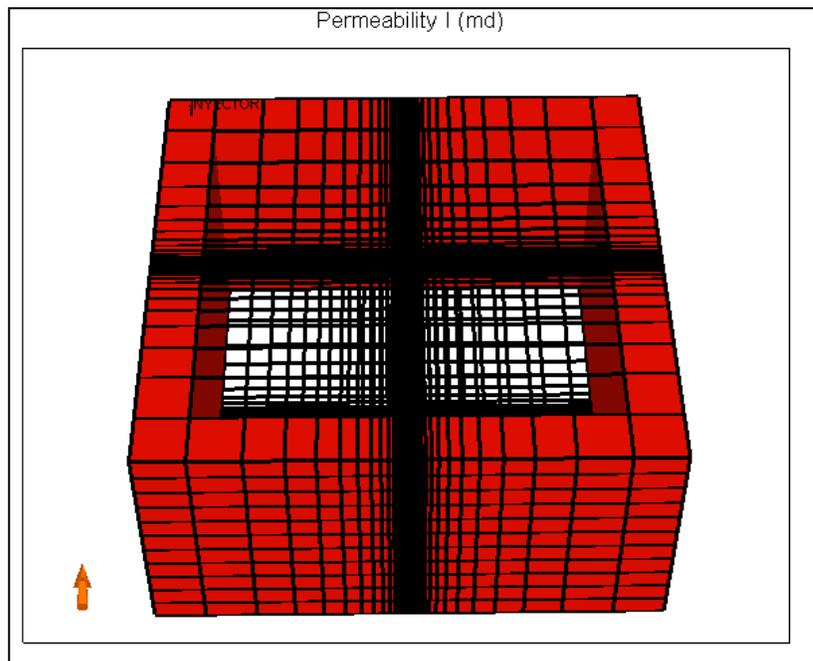


Figura 3.11 Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del contorno

Las permeabilidades que se trabajaron en los pozos verticales con mallado cartesiano fueron 0,1 mD y 2 mD, posteriormente se realizó una corrida adicional de 50 mD solo para el caso de mallado cartesiano y con el único propósito de realizar comparaciones de los pozos verticales con los pozos horizontales.

El contorno se trabajó con una permeabilidad de 10.000 mD para garantizar que el pozo inyector de gas inmiscible, mantenga la presión en los límites del yacimiento y el régimen de flujo estable.

Los datos duros seleccionados de la bibliografía y/o sugeridos por la herramienta computacional IMEX, para el yacimiento, son:

Compresibilidad de la roca: 0,0000063 1/psia
 La presión capilar es cero
 Porosidad: 18%
 Gravedad específica del gas: 0,55 y 0,75
 Temperatura: 140°F y 180°F
 Flujo no darcy, correlación de Geertsma

En la tabla 3.2 se aprecian los valores de las saturaciones y permeabilidades relativas típicas, usadas para construir el caso base

Tabla 3.2 Datos de saturación y permeabilidades relativas de los fluidos

Sg	Krg	Sw	Krw
0	0	0	0
0,05	0	0,05	0
0,1	0	0,1	0
0,15	0,005	0,15	0

Tabla 3.2 Datos de saturación y permeabilidades relativas de los fluidos (cont.)

Sg	Krg	Sw	Krw
0,2	0,015	0,2	0
0,25	0,03	0,25	0,005
0,3	0,045	0,3	0,01
0,35	0,075	0,35	0,015
0,4	0,105	0,4	0,025
0,45	0,145	0,45	0,04
0,5	0,19	0,5	0,055
0,55	0,245	0,55	0,085
0,6	0,305	0,6	0,125
0,65	0,375	0,65	0,175
0,7	0,45	0,7	0,235
0,75	0,535	0,75	0,305
0,8	0,62	0,8	0,4
0,85	0,715	0,85	0,515
0,9	0,805	0,9	0,65
0,95	0,9	0,95	0,82
1	0,975	1	0,965

Los parámetros operacionales se definieron en función de las pruebas realizadas, para este Trabajo Especial de Grado se utilizaron como parámetros de operación las pruebas *flow after flow* de 10 días, isocronal modificada de 2 horas e isocronal modificada de 6 horas.

Luego de haber construido el mallado cartesiano y de ubicar el pozo, se procedió a definir los parámetros de presión que fueron trabajados para los pozos verticales en el mallado cartesiano y cilíndrico, y en pozos horizontales en mallado cartesiano.

La metodología utilizada fue la siguiente:

Se puso a producir el pozo a 3.000 psia de presión de fondo fluyente durante 6 días luego se cerró el pozo durante 8 días y en el día 14 comenzó cada prueba, ya sea isocronal modificada o *flow after flow*.

El día 14 comenzó a producir el pozo a 3.300 psia de presión de fondo fluyente (BHP) luego se disminuyó la presión a 3.000 psia, seguidamente se hizo un decrecimiento de la presión de 500 psia en 500 psia hasta llegar a 14,7 psia de presión, presión que en la práctica no se alcanza, pero se consideró en este trabajo de investigación a fin de medir la capacidad de flujo abierto o tasa máxima.

3.5.3 Construcción de un pozo vertical en mallado cilíndrico

Para la construcción de un pozo vertical en un mallado cilíndrico se realizó la siguiente configuración:

Un mallado cilíndrico con 40 celdas en la dirección “r”, un giro de 360° y 11 celdas en la dirección “k”, la dirección “k” se eligió por convenio hacia abajo. Se realizó un refinado local alrededor del pozo, a su vez se colocó un pozo inyector en el borde del yacimiento para mantener un régimen de flujo estable, para ello se repiten las mismas dimensiones de la penúltima celda y se modificó la permeabilidad del borde del yacimiento para garantizar que el pozo inyector de gas inmiscible, pueda mantener la presión en el borde de dicho yacimiento y el régimen de flujo estable.

En la dirección k todas las capas son de 5 pies de alto, y con esta configuración se obtuvo el cálculo volumétrico de las dimensiones del yacimiento (ver tabla 3.3).

Tabla 3.3 Volumen poroso y el GOES presente en el yacimiento, mallado cilíndrico

Gas total original	SCF	0.14677E+11
Volumen poroso de HC	M BBL	10485
Volumen poroso total	M BBL	10485

En la figura 3.12, la permeabilidad del yacimiento se muestra en color azul y la permeabilidad del contorno en color rojo, también se puede ver el pozo productor localizado en el medio del yacimiento y el pozo inyector ubicado en el borde. La zona que se ve en color negro es la más cercana al pozo productor la cual fue sometida a un refinado local.

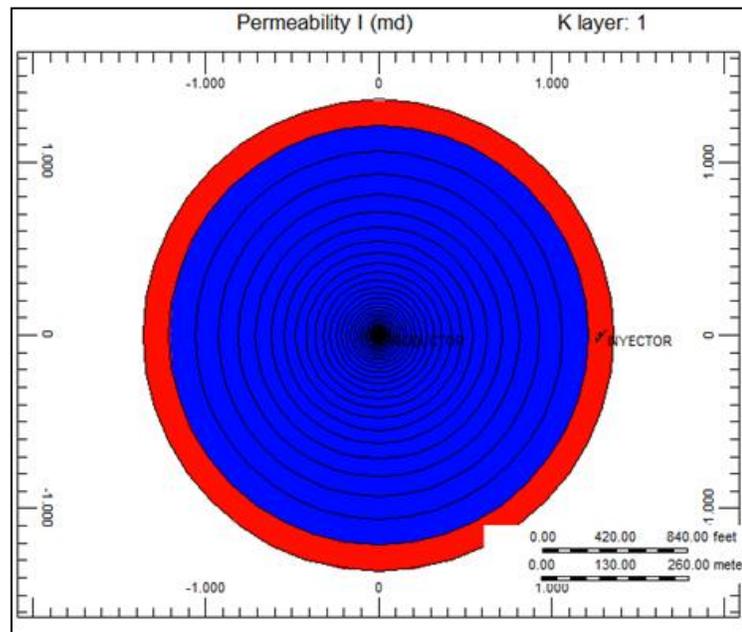


Figura 3.12 Vista del plano ij del yacimiento cilíndrico

Las figuras 3.13, 3.14 y 3.15, son vistas en tres dimensiones de la figura 3.12, conservando la misma escala de valores.

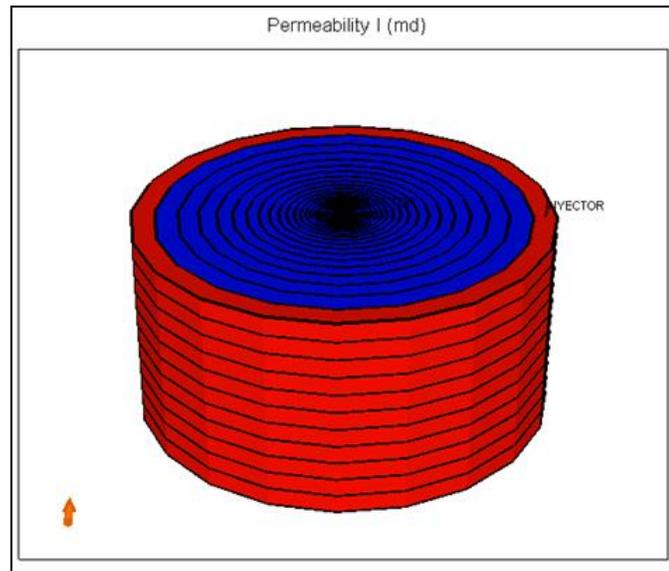


Figura 3.13 Vista 3D del yacimiento cilíndrico

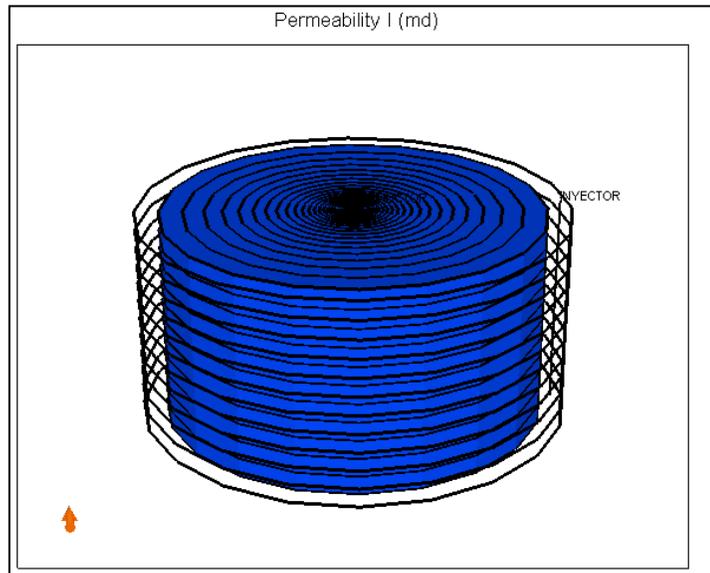


Figura 3.14 Vista 3D del yacimiento cilíndrico, permeabilidad del yacimiento

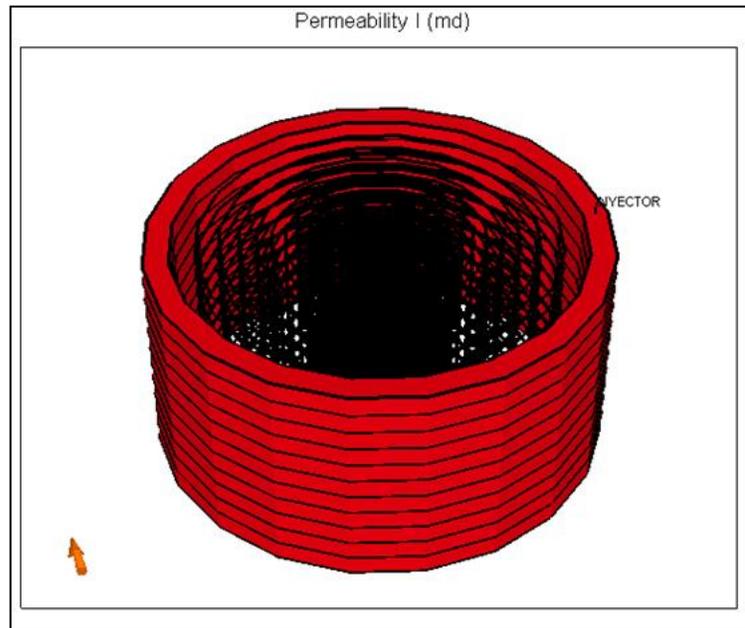


Figura 3.15 Vista 3D del yacimiento cilíndrico, permeabilidad del contorno

Las permeabilidades que se trabajaron en los pozos verticales con mallado cilíndrico fueron 0,1 mD y 2 mD para el yacimiento, mientras que el contorno se trabajó con una permeabilidad de 10.000 mD para garantizar que el pozo inyector de gas inmisible, mantenga la presión en los límites del yacimiento y el régimen de flujo estable.

Los parámetros de operación que se utilizaron en mallado cilíndrico fueron los mismos que se utilizaron para el mallado cartesiano.

Luego de haber construido el mallado cilíndrico y de ubicar el pozo, se realizó el mismo procedimiento y se trabajaron las mismas propiedades del yacimiento antes comentadas en el mallado cartesiano, de esta manera el único cambio será el mallado.

3.5.4 Presión vs tasa de gas para realizar el estudio

Luego de sensibilizar los parámetros que afectan el comportamiento de afluencia, y simular las pruebas de pozos en los casos de estudio, se midieron las tasas a cada paso de presión y se construyó el gráfico de presión de fondo vs tasa de gas.

En las figuras 3.16 y 3.17 se pueden ver los gráficos de presión de fondo fluyente en psia y tasa de gas en MMpcsd vs. tiempo en días, correspondientes a una prueba *flow after flow* de 10 días, el procedimiento que se siguió fue el siguiente:

- ✓ Se abrió a producción el pozo a 3000 psia de presión de fondo fluyente durante 6 días.
- ✓ Se cerró el pozo durante 8 días.
- ✓ El día 14 comenzó la prueba.
- ✓ Se dejó producir durante 10 días el pozo a 3300 psia de presión de fondo fluyente.
- ✓ A los 10 días de cerrado el pozo, se abre a producción el pozo con una presión de fondo de 3000 psia por 10 días.
- ✓ A los 10 días de cerrado el pozo, se abre a producción el pozo con una presión de fondo de 2500 psia por 10 días.
- ✓ Se realizó el cambio de presión de 500 psia en 500 psia cada 10 días, hasta llegar a 14,7 psia, dejando producir al pozo por un tiempo mayor a 14,7 psia.
- ✓ Días totales de la prueba 100 días.

Todas las tasas están estabilizadas, debido a esto los autores pueden comparar de manera directa con los modelos matemáticos.

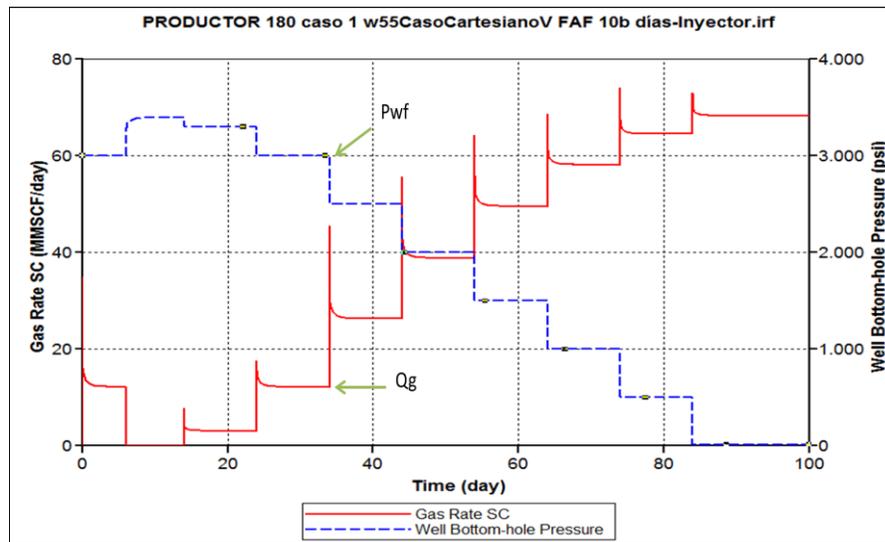


Figura 3.16 Prueba FAF de un pozo vertical con mallado cartesiano

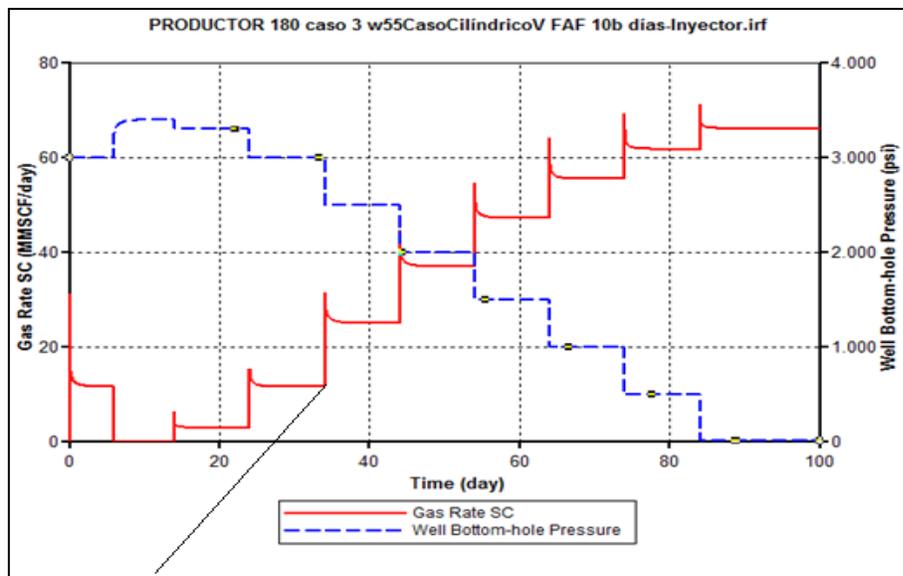


Figura 3.17 Prueba FAF de un pozo vertical con mallado cilíndrico

En la figura 3.17 se aprecia una lectura de la tasa estabilizada a la presión de 3000 psia, así sucesivamente se procedió a leer cada valor para todos los pasos de presión.

La finalidad de conseguir las tasas a sus respectivas presiones de fondo fluyente es obtener el comportamiento de afluencia del pozo y a su vez comparar con los modelos analíticos descritos en este trabajo de investigación.

En las figuras 3.18 y 3.19 se pueden ver los gráficos de presión de fondo fluyente en psia y tasa de gas en MMpcsd vs. tiempo en días, correspondiente a una prueba isocronal modificada de 2 horas, el procedimiento que se siguió fue el siguiente:

- ✓ Se puso a producir el pozo a 3000 psia de presión de fondo fluyente durante 6 días.
- ✓ Se cerró el pozo durante 8 días.
- ✓ El día 14 comenzó la prueba.
- ✓ Se dejó producir durante 2 horas el pozo a 3300 psia de presión de fondo fluyente.
- ✓ A las 2 horas se cerró el pozo durante 2 horas.
- ✓ Posteriormente se puso a producir el pozo durante 2 horas a una presión de fondo fluyente de 3000 psia.
- ✓ En conclusión se estableció el tiempo de producción y de cierre del pozo en 2 horas.
- ✓ Se realizó el cambio de presión de 500 psia en 500 psia hasta llegar a 14,7 psia.
- ✓ Se dejó producir el pozo durante 5 días a una presión de 2000 psia para lograr una lectura estabilizada de la tasa.

Las tasas no están estabilizadas, debido a esto no se puede utilizar las tasas de manera directa, se debe aplicar el estudio de Rawlins & Schellhardt para realizar la comparación.

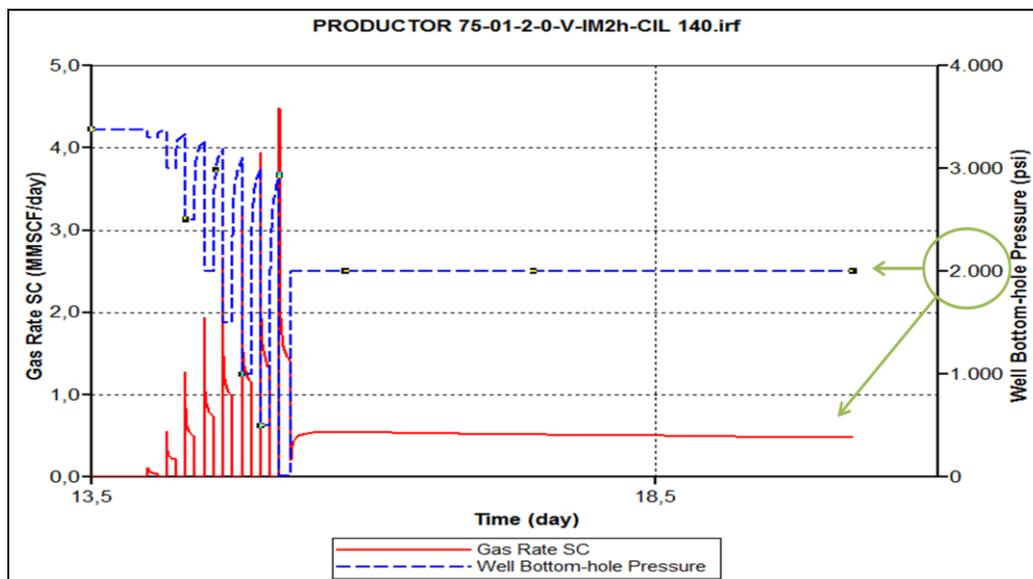


Figura 3.18 Prueba IM2h en un pozo vertical con mallado cilíndrico

En la figura 3.18 se puede observar que al final de la prueba se deja estabilizar la tasa a una presión de 2000 psia, mientras que en la figura 3.19 se ve cómo la presión del yacimiento no alcanza la presión inicial del yacimiento, se puede decir que es una presión de yacimiento local, para poder trabajar con este gráfico y los valores obtenidos hay que aplicar el método de Rawlins & Schellhardt (tasas de esta prueba son transitorias) para calcular el valor de “n” y con la tasa estabilizada a 2000 psia se calcula el coeficiente de flujo “C” de esta manera y aplicando el método ya descrito se calcula cada tasa a cada presión para compararlas con las tasas estabilizadas.

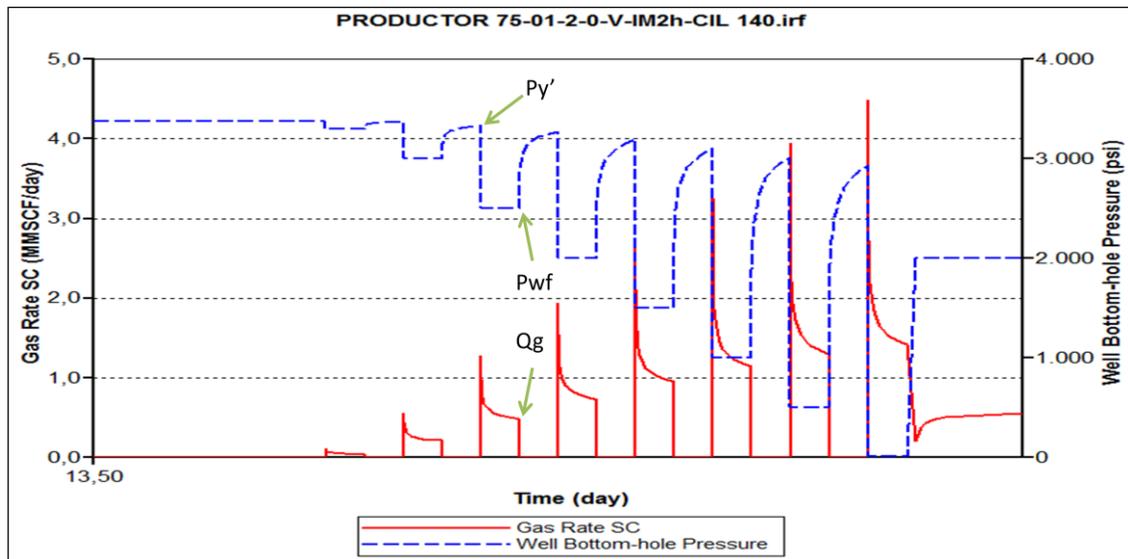


Figura 3.19 Zoom de la figura 3.18

Luego de obtener la tabla de resultados se procedió a la comparación de los modelos matemáticos antes mencionados (Rawlins & Schellhardt, Jones, Blount y Glaze, Darcy) con respecto a las tasas estabilizadas, para definir, en función de los errores promedio, el modelo matemático que mejor se ajusta al comportamiento de afluencia del pozo.

3.5.5 Comparación de los resultados de los pozos verticales en yacimientos con mallado cartesiano y cilíndrico

Se realizó esta comparación para verificar las desviaciones promedio de los pozos verticales en un mallado cilíndrico respecto a los mismos pozos pero en mallado cartesiano, con el fin de determinar si el tipo de mallado es un factor crítico en el comportamiento de afluencia. Además, si la desviación de las tasas entre un mallado cartesiano y cilíndrico son menores al 5%, se puede considerar extrapolar los resultados de las tasas de un pozo horizontal en mallado cartesiano, a las tasas de ese mismo pozo horizontal pero en mallado cilíndrico.

Se realizó el análisis con las tasas estabilizadas, ya que pueden ser comparadas de manera directa con los modelos matemáticos.

3.6 Construcción de un pozo horizontal en un yacimiento con mallado cartesiano

Para la construcción de un pozo horizontal en un mallado cartesiano se realizó la siguiente configuración:

Un mallado cartesiano con 21 celdas en la dirección “i”, 41 celdas en la dirección “j” y 21 celdas en la dirección “k”, la dirección “k” se eligió por convenio hacia abajo.

Se realizó un refinado local alrededor del pozo productor en las direcciones “j” y “k”, esto con el fin de observar mejor el cambio de las propiedades en las cercanías del pozo. También se colocó un pozo inyector en el borde del yacimiento para mantener un régimen de flujo estable, para ello, se repitieron las mismas dimensiones de la penúltima celda y se modificó la permeabilidad del borde del yacimiento para garantizar que el pozo inyector de gas inmiscible pueda mantener la presión en el borde de dicho yacimiento.

En la dirección “i” todas las capas son de 238,1 pies de largo, y con esta configuración se obtuvo la información de la tabla 3.4.

Tabla 3.4 Volumen poroso y el GOES presente en el yacimiento, mallado cartesiano y pozo horizontal

Gas total original	SCF	0.59738E+11
Volumen poroso de HC	M BBL	47424
Volumen poroso total	M BBL	47424

Las permeabilidades que se trabajaron en yacimientos cartesianos con pozos horizontales, son 0,1 mD, 2 mD y 50 mD, a su vez se trabajó con dos tipos de anisotropía, 0,1 y 0,5. La anisotropía se torna importante para los pozos horizontales porque el volumen drenado del pozo es tanto en dirección horizontal como en la vertical. Posteriormente se modificó la permeabilidad del contorno a 200.000 mD, para garantizar que el pozo inyector de gas inmisible, mantenga la presión en dicho contorno y a su vez mantenga el régimen de flujo estable.

Se conservaron los parámetros operacionales de las pruebas de pozo, de yacimiento y del fluido usados para los pozos verticales en mallado cartesiano y cilíndrico, cambiando así, solo la configuración mecánica del pozo.

En la figura 3.20 se aprecia la permeabilidad del yacimiento en color azul y la permeabilidad del contorno en color rojo, se puede observar como el pozo productor está localizado en el medio del yacimiento en la dirección “i”, a su vez se puede ver el pozo inyector ubicado en la esquina superior izquierda en este plano.

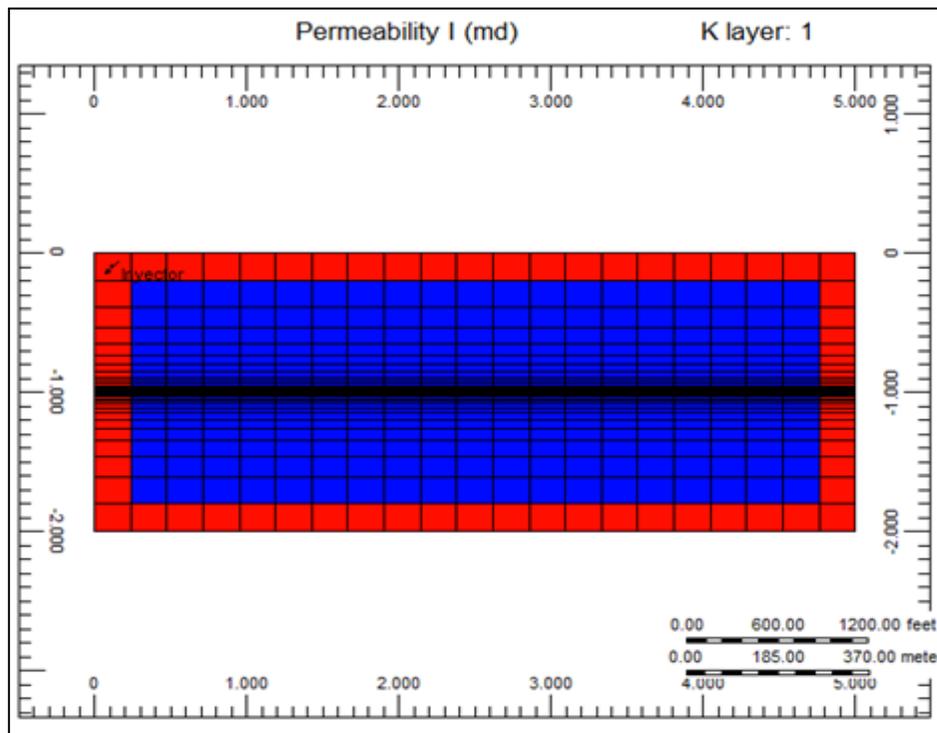


Figura 3.20 Vista del plano “ij” del mallado cartesiano, pozo horizontal

Las figuras 3.21, 3.22 y 3.23, son una vista en tres dimensiones de la figura 3.20, conservando igual escala de valores.

En la figura 3.21 se puede ver el plano “jk” donde se realizó el refinado local, dicho refinado puede ser identificado al ver la franja de color negro.

Se trabajaron dos longitudes de pozos horizontales, una sección horizontal de 700 pies y una de 3000 pies.

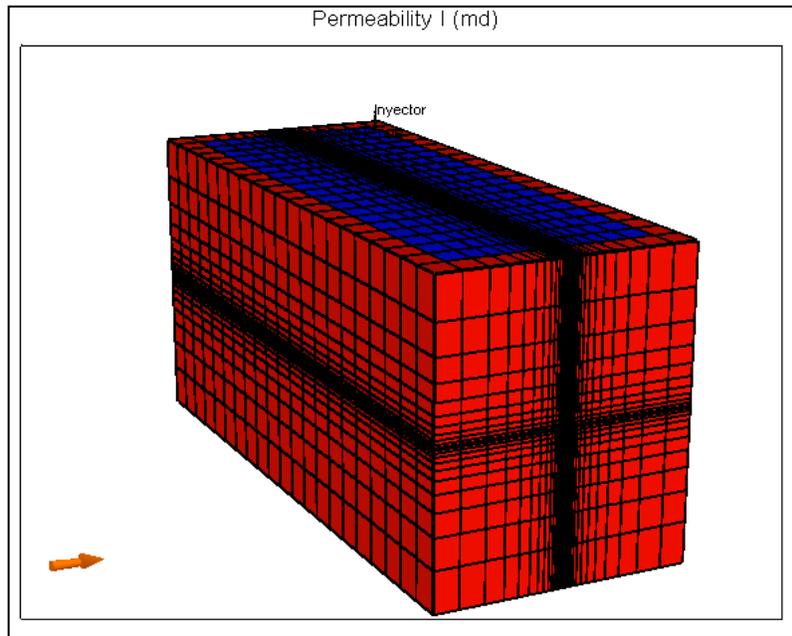


Figura 3.21 Vista 3D del yacimiento cartesiano, pozo horizontal

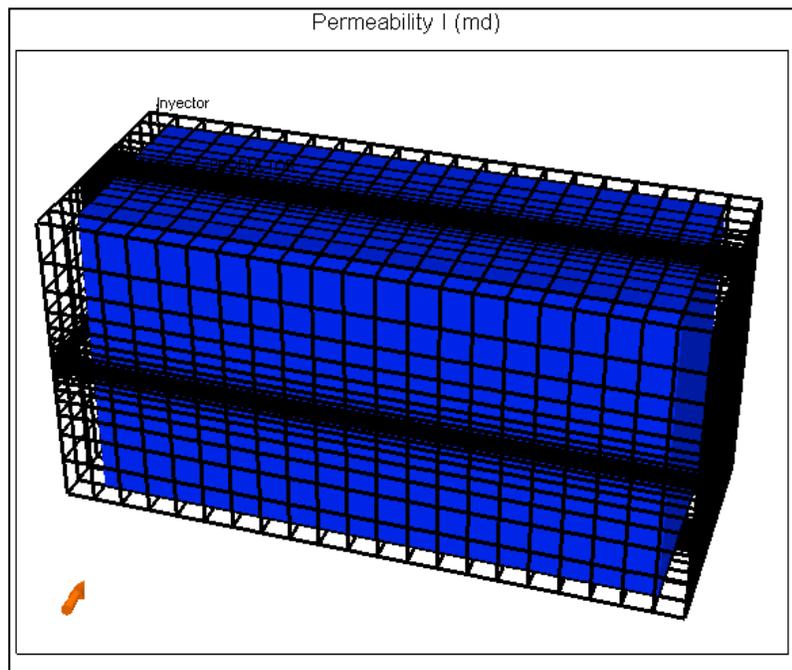


Figura 3.22 Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del yacimiento

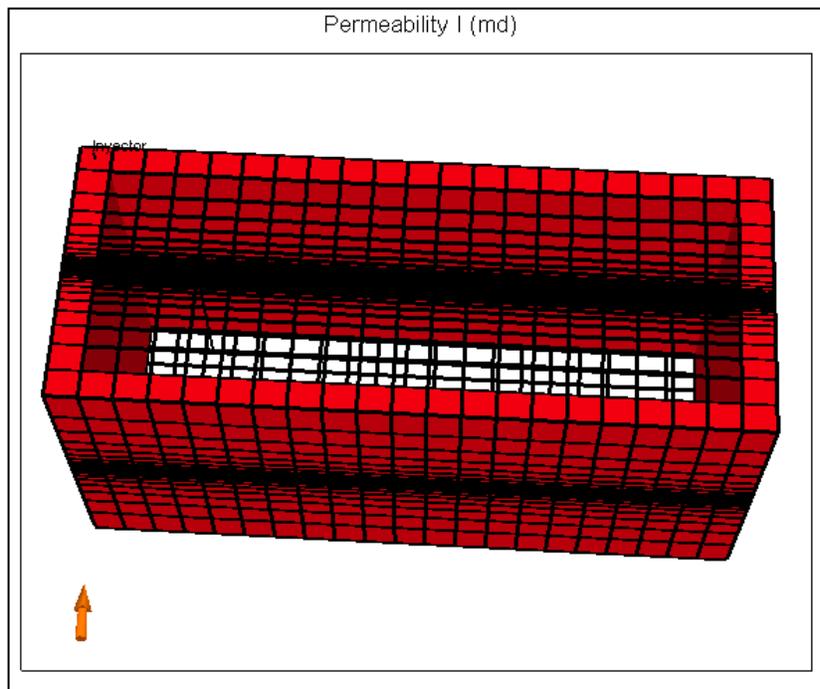


Figura 3.23 Vista 3D del yacimiento cartesiano, permeabilidad del contorno

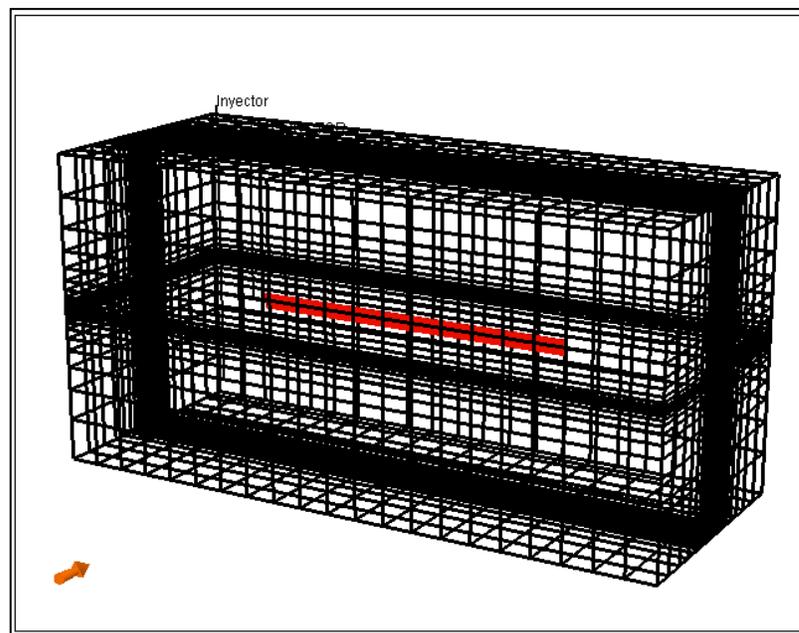


Figura 3.24 Ubicación del pozo horizontal dentro del mallado cartesiano

En la figura 3.24 se puede ver la ubicación de un pozo de 3000 pies en su sección horizontal, cabe destacar que se conserva la misma escala de valores de la figura 3.20.

En la figura 3.25 se aprecia la distribución de presiones de un pozo horizontal de 3000 pies de longitud, la zona roja (mayor presión) indica que el pozo inyector efectivamente mantiene el régimen de flujo estable.

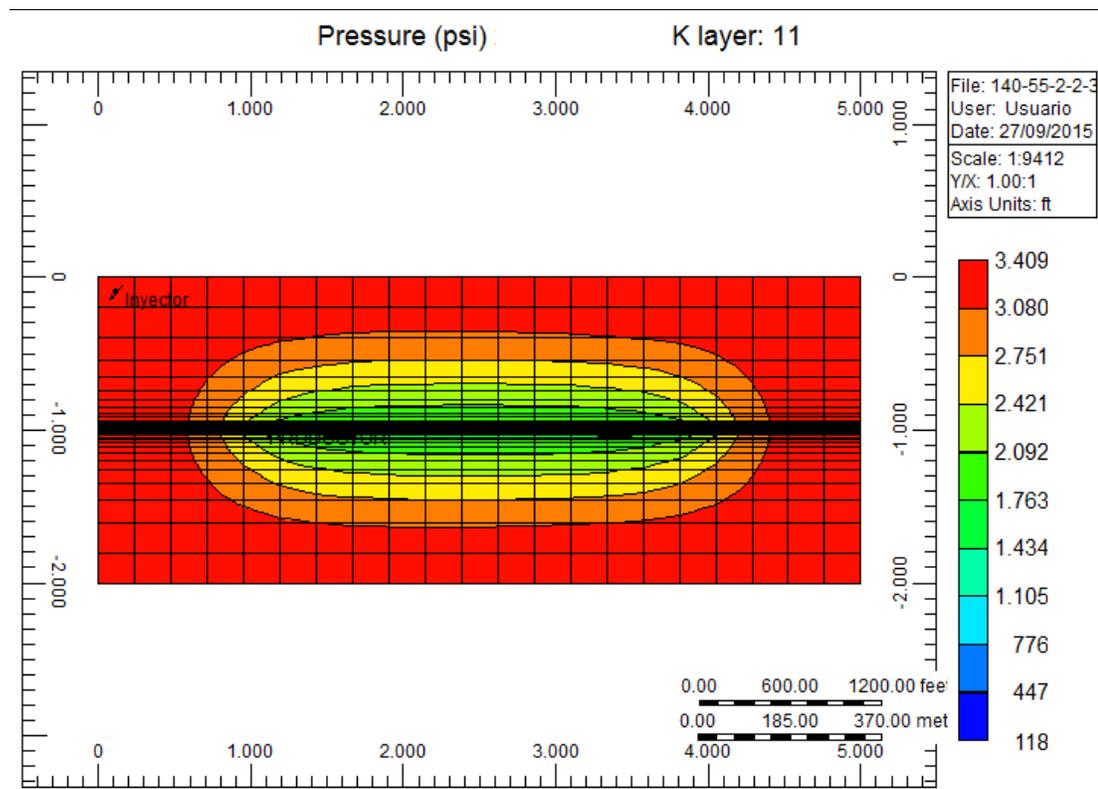


Figura 3.25 Distribución de presiones de un pozo horizontal, plano “ij”

3.7 Definición de los casos de estudio

Para manejar mejor los archivos de la herramienta computacional, se diseñó un código que identifica a cada caso en función de los datos duros antes

mencionados, esto puede ser visto en la tabla 3.5 para los pozos verticales y la tabla 3.6 para los pozos horizontales

Tabla 3.5 Códigos de los casos para un pozo vertical

Código: 55-2-2-0-V- Car 180		
Gravedad específica	55	$SG \cdot 100 = 55 \implies SG = 0,55$
Permeabilidad, mD	2	$k = 2 \text{ mD}$
Inverso de la anisotropía	2	$1 / (K_v / K_h) = K_h / K_v \implies K_h = 2 \cdot K_v$
Ángulo con respecto a la vertical	0	$\theta = 0$
Vertical	V	Pozo vertical
Mallado	Car	Cartesiano
Temperatura, °F	180	$T = 180^\circ\text{F}$

Tabla 3.6 Códigos de los casos para un pozo horizontal

Código: 180-75-2-10-3000		
Temperatura, °F	180	$T = 180^\circ\text{F}$
Gravedad específica	75	$SG \cdot 100 = 75 \implies SG = 0,75$
Permeabilidad, mD	2	$k = 2 \text{ mD}$
Inverso de la anisotropía	10	$1 / (K_v / K_h) = K_h / K_v \implies K_h = 10 \cdot K_v$
Longitud de sección horizontal, pies	3000	Tubería horizontal de 3000 pies

3.7.1 Casos de estudio para los pozos verticales

Se realizó una sensibilidad que involucró dos (2) valores de permeabilidad, dos (2) valores de gravedad específica y dos (2) valores de temperatura, para obtener un total de 8 casos, se puede observar esta información en la tabla 3.7

Tabla 3.7 Matriz de sensibilidad para pozos verticales

Variable	Valor 1	Valor 2	Casos
K_h (mD)	0,1	2	2
γ_g	0,55	0,75	2
Temperatura °F	140	180	2
		Total	8

Sin embargo, como se realizaron tres pruebas de pozos, una prueba de FAF, una prueba IM2h y una prueba IM6h, y además, se aplicaron estos estudios tanto para el mallado cartesiano como para el mallado cilíndrico, se obtuvo un total de 48 casos de estudio, como ya se comentó, se realizó una simulación con una permeabilidad de 50 mD solo al pozo vertical en mallado cartesiano y con la finalidad de poder comparar con un pozo horizontal, esto sumaría 4 casos adicionales, lo que arrojó un total de 52 de estudio para pozos verticales.

FAF: prueba estabilizada flow after flow
 IM2h: prueba isocronal modificada de 2 horas
 IM6h: prueba isocronal modificada de 6 horas

En la tabla 3.8 se puede ver la matriz final con las sensibilidades a realizar

Tabla 3.8 Matriz a simular para los pozos verticales

Variable	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Casos
Kh (md)	0,1	2		2
Y _g	0,55	0,75		2
Temperatura °F	140	180		2
Pruebas	FAF	IM2h	IM6h	3
Mallado	cartesiano	Cilíndrico		2
		sub total de casos		48
Variables	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Casos
Kh (md)	50			1
SG	0,55	0,75		2
Temperatura °f	140	180		2
		sub total de casos		4
		casos totales		52

3.7.2 Casos de estudio para los pozos horizontales

Se realizó una sensibilidad que involucró dos (2) valores de gravedad específica, dos (2) valores de temperatura, tres (3) valores de permeabilidad, dos (2) anisotropías y dos (2) longitudes de la sección horizontal de pozos productores, para obtener un total de 48 casos, se puede observar esta información en la tabla 3.9.

Tabla 3.9 Matriz de sensibilidad para pozos horizontales

Variable	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Casos
Kh (md)	0,1	2	50	3
Kv/Kh	0,1	0,5		2
SG	0,55	0,75		2
Temperatura °F	140	180		2
L (ft)	3000	700		2
			Total	48

Al aplicar una prueba de FAF y una prueba de IM6h, se obtendrá un total de 96 casos de estudio.

Posteriormente se realizó un solo caso de permeabilidad y anisotropía sin el pozo inyector, para modelar el comportamiento de afluencia sin presencia de del régimen de flujo estable, lo cual agrega ocho (8) casos más de estudio, finalmente se puede afirmar que se efectuó un total de 104 simulaciones para los pozos horizontales, esta información puede ser apreciada en la tabla 3.10

Tabla 3.10 Matriz a simular para los pozos horizontales

Variable	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Casos
Kh (md)	0,1	2	50	3
Kv/Kh	0,1	0,5		2
SG	0,55	0,75		2
Temperatura °f	140	180		2
L (ft)	3000	700		2

Tabla 3.10 Matriz a simular para los pozos horizontales. (cont.)

Variable	Valor 1	Valor 2	Valor 3	Casos
Pruebas	FAF	IM6h		2
		sub total de casos		96
Variable	Valor 1	Valor 2		Casos
Kh (md)	2			1
Kv/Kh	0,5			1
SG	0,55	0,75		2
Temperatura °f	140	180		2
L (ft)	3000	700		2
Pruebas	FAF			1
		sub total de casos		8
		casos totales		104

3.8 Matriz de comparación entre pozos verticales y horizontales

Se realizó una comparación de la producción de un pozo vertical en un mallado cartesiano y un pozo horizontal tanto para una longitud de 700 pies como para 3000 pies, posteriormente se calculó el porcentaje de desviación promedio de la producción respecto al pozo vertical, utilizando las tasas estabilizadas.

A través de esta matriz de comparación se podrá tomar la decisión correcta para desarrollar un yacimiento con un pozo vertical o un pozo horizontal en base a los datos suministrados, las propiedades del yacimiento y las tasas obtenidas con la herramienta computacional.

3.9 Caso de pozo horizontal sin pozo inyector

Luego de realizar toda esta metodología, se procedió a realizar una comparación entre un caso de pozo horizontal y ese mismo caso pero retirando el pozo inyector y el contorno de alta permeabilidad para obtener

los valores de las tasas modelando el comportamiento real de un pozo, el cual es declinar su producción a medida que pasa el tiempo de operación.

En la figura 3.26, se tiene una vista en tres dimensiones del yacimiento, luego de haber retirado el pozo inyector y la alta permeabilidad del contorno, cabe destacar que se mantiene la misma escala que la figura 3.20.

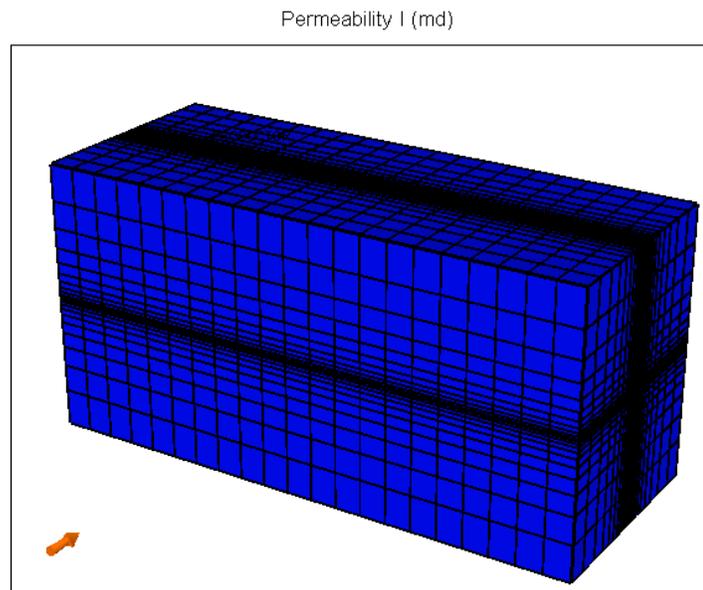


Figura 3.26 Yacimiento cartesiano sin pozo inyector, vista 3D

3.10 Matriz de comparación entre pozos horizontales con pozo inyector y pozos horizontales sin pozo inyector

Para realizar esta comparación se tomó el caso de anisotropía de 0,5 y permeabilidad horizontal de 2 mD, se sensibilizó la temperatura, la gravedad específica y la longitud de la sección horizontal, y al obtener los resultados de cada simulación se comparó respecto al mismo caso pero sin un pozo inyector, de ésta manera, se puede ver cómo afecta a la producción la ausencia del régimen de flujo estable.

3.11 Análisis nodal para los casos comparados

Luego de comparar el comportamiento de afluencia (curva de oferta) de un pozo vertical en mallado cartesiano con la curva de un pozo horizontal de 700 pies y otro de 3.000, se realizó un análisis nodal a fin de determinar cuánto, de la capacidad total de aporte del yacimiento, es realmente aprovechada por un pozo típico.

Utilizando PIPESIM para dos tipos de tuberías, 4 pulgadas y 6 pulgadas respectivamente, se construyó la curva de TPR (curva de demanda) de los casos mencionados.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 Resultados de las correlaciones para los datos PVT

Aplicando las correlaciones seleccionadas y los datos duros previamente descritos, se recrearon los datos PVT reales del libro **Michael J. Economides** página 77. En la tabla 4.1 se puede observar que el porcentaje de error promedio de la viscosidad es 1,51% y el porcentaje de error promedio para el factor Z es de 0,53%, considerando estos resultados, se puede decir que las correlaciones utilizadas proporcionan valores confiables en los datos PVT, por lo tanto se disminuye la incertidumbre en estos parámetros.

Tabla 4.1 Validación de los datos PVT

Pwf (psia)	μg (cp) del libro	μg (cp) de la correlación	% ERROR	Z del libro	Z de la correlación	% ERROR
100	0,0113	0,0114	0,73%	0,991	0,9905	0,05%
200	0,0116	0,0116	0,04%	0,981	0,9813	0,03%
300	0,0118	0,0118	0,08%	0,972	0,9722	0,02%
400	0,012	0,0120	0,23%	0,964	0,9634	0,06%
500	0,0123	0,0122	0,43%	0,955	0,9548	0,02%
600	0,0125	0,0125	0,25%	0,947	0,9465	0,05%
700	0,0127	0,0127	0,06%	0,939	0,9385	0,06%
800	0,013	0,0129	0,63%	0,931	0,9307	0,03%
900	0,0132	0,0131	0,41%	0,924	0,9233	0,07%

Tabla 4.1 Validación de los datos PVT (cont.)

Pwf (psia)	μg (cp) del libro	μg (cp) de la correlación	% ERROR	Z del libro	Z de la correlación	% ERROR
1000	0,0135	0,0134	0,91%	0,917	0,9163	0,08%
1100	0,0137	0,0136	0,67%	0,91	0,9096	0,05%
1200	0,014	0,0138	1,12%	0,904	0,9033	0,08%
1300	0,0142	0,0141	0,85%	0,899	0,8974	0,18%
1400	0,0145	0,0143	1,26%	0,894	0,8919	0,24%
1500	0,0147	0,0146	0,97%	0,889	0,8869	0,24%
1600	0,015	0,0148	1,33%	0,885	0,8823	0,30%
1700	0,0153	0,0150	1,67%	0,881	0,8783	0,31%
1800	0,0155	0,0153	1,35%	0,878	0,8747	0,37%
1900	0,0158	0,0155	1,66%	0,876	0,8717	0,49%
2000	0,0161	0,0158	1,94%	0,874	0,8692	0,55%
2100	0,0163	0,0160	1,60%	0,872	0,8672	0,55%
2200	0,0166	0,0163	1,85%	0,872	0,8658	0,71%
2300	0,0169	0,0165	2,09%	0,871	0,8649	0,70%
2400	0,0171	0,0168	1,74%	0,871	0,8645	0,75%
2500	0,0174	0,0171	1,95%	0,872	0,8646	0,84%
2600	0,0177	0,0173	2,14%	0,873	0,8653	0,88%
2700	0,018	0,0176	2,32%	0,875	0,8665	0,97%
2800	0,0183	0,0178	2,49%	0,877	0,8681	1,01%

Tabla 4.1 Validación de los datos PVT (cont.)

Pwf (psia)	μg (cp) del libro	μg (cp) de la correlación	% ERROR	Z del libro	Z de la correlación	% ERROR
2900	0,0185	0,0181	2,12%	0,879	0,8703	0,99%
3000	0,0188	0,0184	2,27%	0,882	0,8728	1,04%
3100	0,0191	0,0186	2,41%	0,885	0,8758	1,04%
3200	0,0194	0,0189	2,54%	0,889	0,8793	1,10%
3300	0,0197	0,0192	2,66%	0,893	0,8831	1,11%
3400	0,02	0,0194	2,77%	0,897	0,8872	1,09%
3500	0,0203	0,0197	2,87%	0,902	0,8918	1,13%
3600	0,0206	0,0200	2,96%	0,907	0,8966	1,14%
3700	0,0208	0,0203	2,58%	0,912	0,9018	1,12%
% Error promedio			1,51%			0,53%

Cabe destacar, que para el cálculo de los porcentajes de errores se consideraron todos los decimales, aunque solo se tabulan 4.

Para calcular los errores se utilizó la siguiente expresión

$$\left(\frac{\text{Dato 1} - \text{Dato 2}}{\text{Dato 2}} \right) * 100 \quad (4.1)$$

La gráfica de la viscosidad utilizada se muestra en la figura 4.1, calculada en base a las correlaciones y los datos duros seleccionados. En los apéndices se mostrará la tabla de los datos PVT usados en los modelos simulados, al tomar en cuenta el error promedio obtenido en la tabla 4.1 se puede asegurar que estos valores son los más cercanos a los valores reales del gas, sin

embargo, puede existir algún tipo de error de dispersión numérica ya sea en la correlación o dentro del algoritmo del simulador.

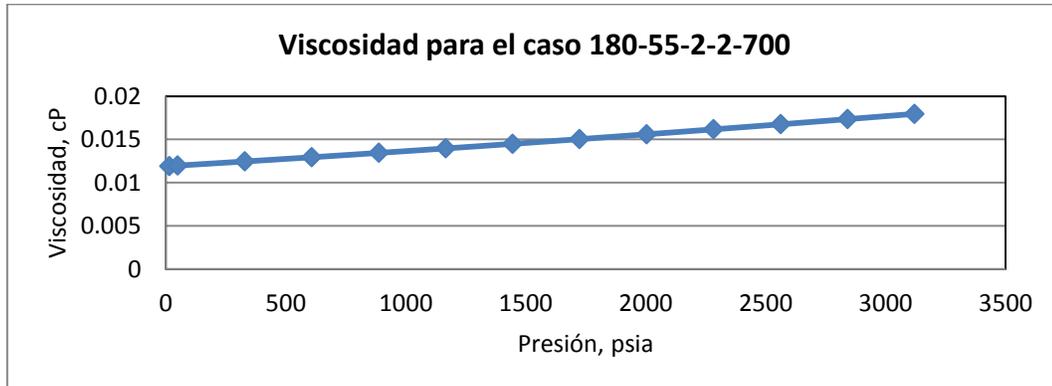


Figura 4.1 Viscosidad para el caso 180-55-2-2-700

Como no se contaba con la fracción molar de los gases dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno y nitrógeno, se asumieron nulos, se debe recordar que la presencia de los gases antes mencionados puede hacer que el comportamiento descrito en la figura 4.1 se desvíe, esto trae como consecuencia otro factor de incertidumbre que se sumaría a la dispersión numérica.

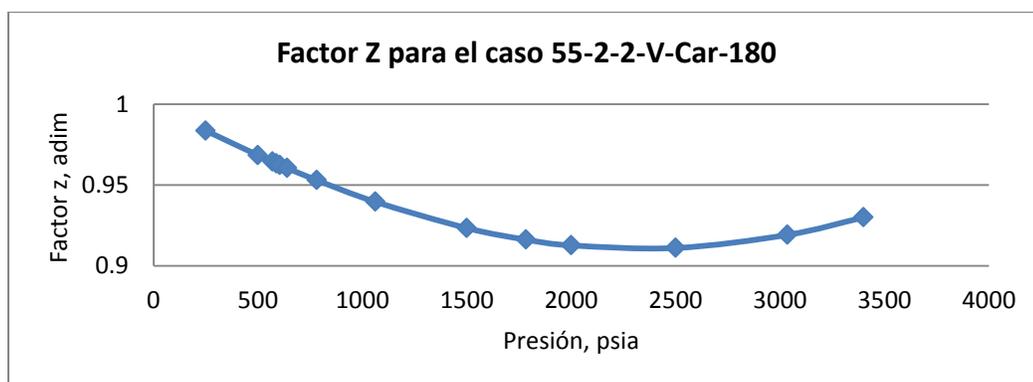


Figura 4.2 Factor z para el caso 55-2-2-V-Car-180

La figura 4.2 muestra el gráfico característico del factor z vs presión y se ajusta a la realidad, por ende se puede afirmar que de existir algún error de

dispersión numérica en los valores arrojados por la simulación, van a estar en las ecuaciones discretizadas en el lenguaje matemático dentro de la programación de la herramienta computacional.

En términos generales el análisis de las correlaciones indica que los datos PVT suministrados al modelo, son confiables y sus errores están por debajo del 5%.

4.2 Resultados de las simulaciones para mallado cartesiano

Una vez se han simulado las pruebas de pozos para las sensibilizaciones realizadas en la matriz experimental, se leyeron los valores de tasa a cada paso de presión y se aplicaron los modelos analíticos. Las lecturas se pueden ver en la tabla 4.2. Luego se medirán los porcentajes de desviación con respecto a las tasas estabilizadas.

Tabla 4.2 Resultados para el caso 55-2-2-V-Car-180

Pwf (psia)	Qg (MMpcnd) FAF	Qg (MMpcnd) R&S	Qg (MMpcnd) JBG	Qg (MMpcnd) DARCY EST	Qg (MMpcnd) R&S IM 2h	Qg (MMpcnd) R&S IM 6h
3300	0,5765	0,5839	0,5942	0,5811	0,5498	0,5574
3000	2,3727	2,3727	2,3047	2,2444	2,3848	2,3811
2500	5,0874	5,1136	4,9886	4,8228	5,3265	5,2741
2000	7,4203	7,4203	7,4041	7,1128	7,8644	7,7554
1500	9,3662	9,2420	9,4636	9,0590	9,8958	9,7353
1000	10,9004	10,5552	11,0601	10,6063	11,3720	11,1713
500	12,0039	11,3473	12,0804	11,7013	12,2667	12,0408
14,7	12,5629	11,6118	12,4321	12,2846	12,5661	12,3316

FAF resultados de la prueba flow after flow.

R&S resultados del modelo de Rawlins & Schellhardt.

JBG resultados del modelo Jones, Blount y Glaze.

Darcy EST resultados de la ecuación de Darcy estable.

R&S IM2h resultados del modelo de Rawlins & Schellhardt y los datos de la prueba isocronal modificada de 2 horas.

R&S IM6h resultados del modelo de Rawlins & Schellhardt y los datos de la prueba isocronal modificada de 6 horas.

4.2.1 Análisis de Rawlins & Schellhardt

Para el cálculo de la constante “C” se utilizó el valor de la tasa estabilizada, a su vez se utiliza este mismo método para el cálculo de las tasas obtenidas de las pruebas isocronal modificada, se puede observar como la gráfica en la figura 4.3 es una línea recta, esto se debe a que no existe turbulencia o es relativamente baja, bien sea porque la velocidad del fluido no lo permite o también a que se está en presencia de un flujo monofásico.

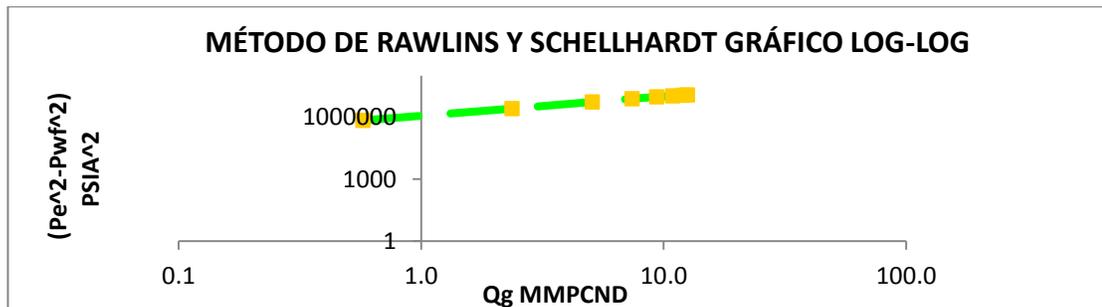


Figura 4.3 Gráfico log-log del modelo de Rawlins & Schellhardt

Cuando se está en presencia de turbulencia el valor de la constante “n” por lo general es menor a 1, en el estudio de Rawlins & Schellhardt se demostró que el valor de la constante “n” para pozos de gas puede estar comprendido en el rango $0,6 \leq n \leq 1,2$. Los valores de “n” obtenidos a través de la simulación se encuentran comprendidos en este rango, en consecuencia se

puede decir que de existir algún error en las tasas respecto a las tasas estabilizadas de FAF está en el valor de la constante “C” el cual fue calculado con la tasa estabilizada a una presión de fondo fluyente de 2000 psia.

En resumen el valor de “n” cercano o mayor a 1 se debe a poca o ninguna turbulencia y a flujo laminar, los errores involucrados son de dispersión numérica, hay que recordar que es un modelo matemático por lo tanto dará un comportamiento aproximado.

Al realizar el gráfico que se muestra en la figura 4.3 con los datos simulados de la prueba FAF y aplicando el método Rawlins & Schellhardt, se obtienen los valores de las constantes “C” y “n” que se muestran en la tabla 4.3, se puede apreciar que el valor de “n” es mayor a 1, lo que indica poca turbulencia y flujo laminar.

Tabla 4.3 Valores de R&S para la prueba FAF

n	1,0558
C	4,0484E-07
Pe (psia)	3401,69

Al usar los datos de las tasas de producción de las pruebas isocronales modificadas y aplicando el método de Rawlins & Schellhardt, se obtienen los resultados mostrados en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Valores de R&S para las pruebas IM2h y IM6h

N	1,1049	1,0934
C	1,9701E-07	2,3312E-07
Tasa estabilizada (MMpcsd)	7,8644	7,7554
Pwf (Psia)	2000	2000
Prueba isocronal modificada	2 horas	6 horas

4.2.2 Análisis de Jones, Blount y Glaze

Al utilizar los valores estabilizados de las tasas de las pruebas FAF y aplicar este método para calcular los valores de las constantes de “C” y “D” el posible error inducido por este método está en la recta utilizada para realizar el ajuste lineal con los datos simulados, sin embargo, se puede apreciar en la tabla 4.5 que el error promedio para este método es de 1.53%, lo que significa que es un buen ajuste y puede ser utilizado. Cabe destacar que como es un modelo matemático puede proporcionar valores cercanos pero es posible que en algunos casos se aleje del comportamiento real, esto se debe a que no todos los pozos se pueden modelar con el mismo modelo de afluencia.

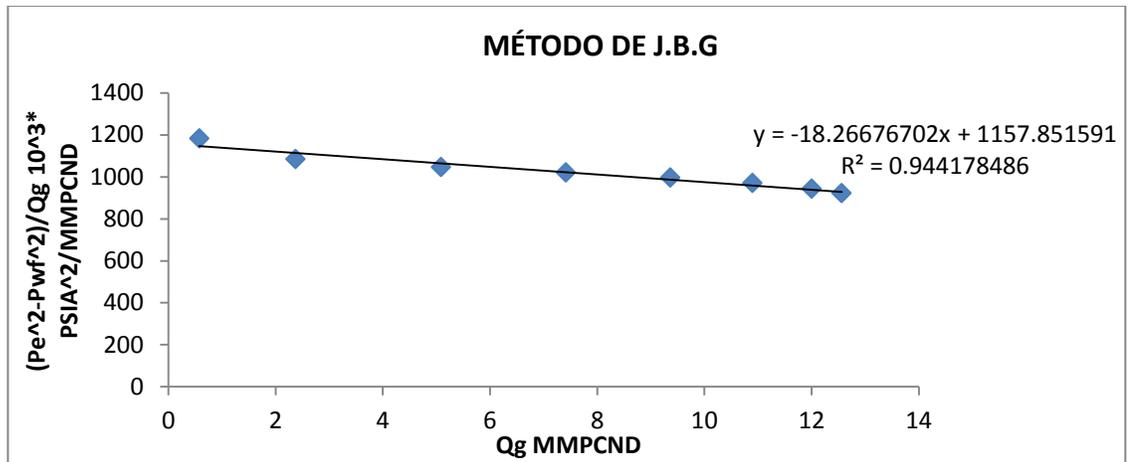


Figura 4.4 Gráfica del método de Jones, Blount y Glaze

4.3 Comparación de los modelos, mallado cartesiano

De la tabla 4.5 se observa cómo el modelo de JBG se ajusta mejor a los valores obtenidos a través de la simulación y a su vez que al aplicar el método de Rawlins & Schellhardt a las pruebas isocronales se tiene mejor

ajuste cuando la prueba es de 6 horas, esto se debe a que el pozo tiene un tiempo mayor para lograr estabilizarse.

Tabla 4.5 Error de cada método respecto a la prueba FAF, caso 55-2-2-V-Car-180

Pwf (psia)	% Error R&S	% Error JBG	% Error DARCY EST	% Error R&S IM 2h	% Error R&S IM 6h
3300	1,28%	3,06%	0,79%	4,64%	3,32%
3000	0,00%	2,87%	5,41%	0,51%	0,35%
2500	0,51%	1,94%	5,20%	4,70%	3,67%
2000	0,00%	0,22%	4,14%	5,99%	4,52%
1500	1,33%	1,04%	3,28%	5,65%	3,94%
1000	3,17%	1,47%	2,70%	4,33%	2,49%
500	5,47%	0,64%	2,52%	2,19%	0,31%
14,7	7,57%	1,04%	2,22%	0,03%	1,84%
Promedio	2,42%	1,53%	3,28%	3,50%	2,55%

4.3.1 Gráfico de afluencia, mallado cartesiano

En la figura 4.5 se observan las gráficas de curvas de afluencia y muestran semejanza de los resultados de los modelos matemáticos con respecto a los valores obtenidos a través de la simulación. La razón por la cual no existen cambios bruscos en la gráfica de afluencia es porque se está produciendo un solo fluido (gas seco), el agua no llega al pozo productor y no existe interacción entre el fluido inyectado y el fluido contenido en el yacimiento.

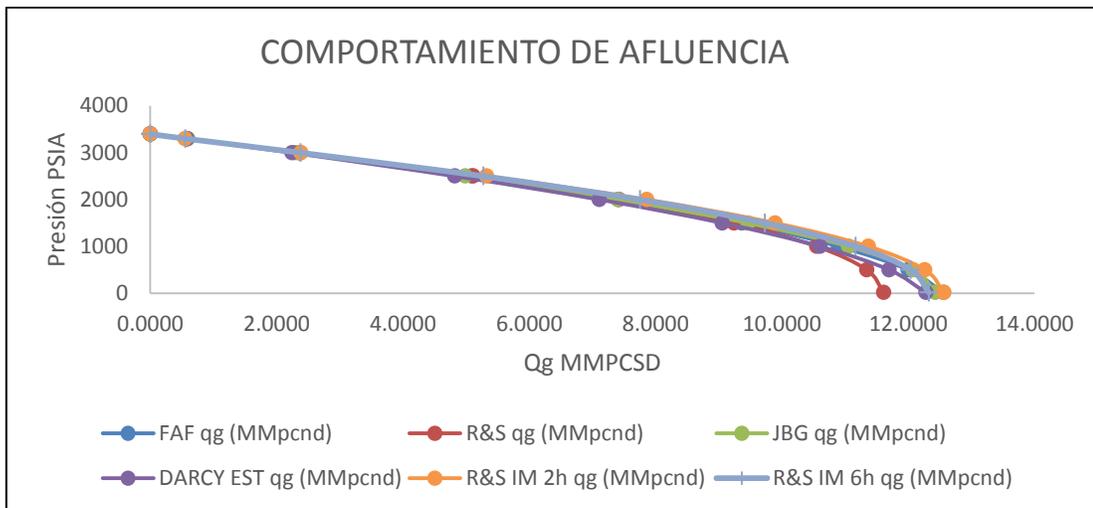


Figura 4.5 Gráfico comparativo para el caso 55-2-2-V-Car-180

4.4 Resultado de las simulaciones para mallado cilíndrico

Siguiendo los lineamientos fijados para los pozos verticales en mallado cartesiano, se leyeron los valores de tasa y presiones de fondo fluyente de las pruebas de pozo, esta vez, en mallado cilíndrico, luego a esos valores medidos, se aplicaron los métodos analíticos y se construyó la tabla 4.6.

En la tabla 4.7 se observan los valores de “C” y “n” del método de Rawlins & Schellhardt aplicado a la prueba *flow after flow*, mientras que en la tabla 4.8 se observan los valores obtenidos para el mismo método aplicado a las pruebas transitorias.

Tabla 4.6 Resultados de las tasas para el caso 55-2-2-V-Cil-180

Pwf (psia)	Qg (MMpcnd) FAF	Qg (MMpcnd) R&S	Qg (MMpcnd) JBG	Qg (MMpcnd) DARCY EST	Qg (MMpcnd) R&S IM 2h	Qg (MMpcnd) R&S IM 6h
3300	0,5517	0,5609	0,5696	0,5811	0,5316	0,5375
3000	2,2792	2,2792	2,2101	2,2444	2,2978	2,2919
2500	4,8906	4,9120	4,7861	4,8228	5,1221	5,0715
2000	7,1277	7,1277	7,1075	7,1128	7,5554	7,4541
1500	8,9826	8,8775	9,0896	9,0590	9,5016	9,3544
1000	10,4428	10,1389	10,6284	10,6063	10,9152	10,7325
500	11,5125	10,8998	11,6132	11,7013	11,7718	11,5667
14,7	12,1329	11,1539	11,9530	12,2846	12,0584	11,8457

Tabla 4.7 Valores de R&S para la prueba FAF

n	1,0557
C	3,89043E-07
Pe (psia)	3401,69

Tabla 4.8 Valores de R&S para las pruebas IM2h y IM6h

N	1,1022	1,0921
C	1,9756E-07	2,28872E-07
Tasa estabilizada (MMpcsd)	7,5554	7,45408
Pwf (psia)	2000	2000
Prueba isocronal modificada	2 horas	6 horas

4.5 Comparación de los modelos, mallado cilíndrico

De la tabla 4.9 se puede observar como la ecuación de Darcy estable se ajusta mejor a los valores obtenidos a través de la simulación pero también que el método JBG presenta buen ajuste.

Tabla 4.9 Error de cada método para el caso 55-2-2-0-V-cil 180

Pwf (psia)	% Error R&S	% Error JBG	% Error DARCY EST	% Error R&S IM 2h	% Error R&S IM 6h
3300	1,67%	3,24%	5,32%	3,64%	2,58%
3000	0,00%	3,04%	1,53%	0,81%	0,56%
2500	0,44%	2,14%	1,39%	4,73%	3,70%
2000	0,00%	0,28%	0,21%	6,00%	4,58%
1500	1,17%	1,19%	0,85%	5,78%	4,14%
1000	2,91%	1,78%	1,57%	4,52%	2,77%
500	5,32%	0,87%	1,64%	2,25%	0,47%
14,7	8,07%	1,48%	1,25%	0,61%	2,37%
Promedios	2,45%	1,75%	1,72%	3,54%	2,65%

La razón por la cual la ecuación de Darcy presenta un mejor ajuste en este caso donde el mallado es cilíndrico, es debido a que en la ecuación de Darcy existe una relación del radio del pozo y radio del yacimiento y que el mallado cilíndrico facilita en patrón de drenaje cilíndrico. Con el mallado cartesiano no se puede predecir con certeza el valor de las tasas ya que es posible que el patrón de drenaje no sea netamente cilíndrico, puede ser, por ejemplo, cuadrado. Al partir de la premisa que el patrón de drenaje es cilíndrico y que el mallado es cartesiano la curvatura del radio de drenaje al estar en contacto con el límite del yacimiento dejara parte del yacimiento fuera de este contacto, esto se puede ver en la figura 4.6.

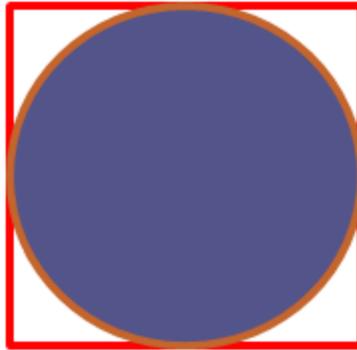


Figura 4.6 Drenaje cilíndrico en mallado cartesiano

4.5.1 Gráfico de afluencia, mallado cilíndrico

En la figura 4.7 se observan las gráficas de curvas de afluencia para un pozo vertical en mallado cilíndrico, se puede observar semejanza en los resultados de los modelos matemáticos con respecto a los valores obtenidos a través de la simulación.

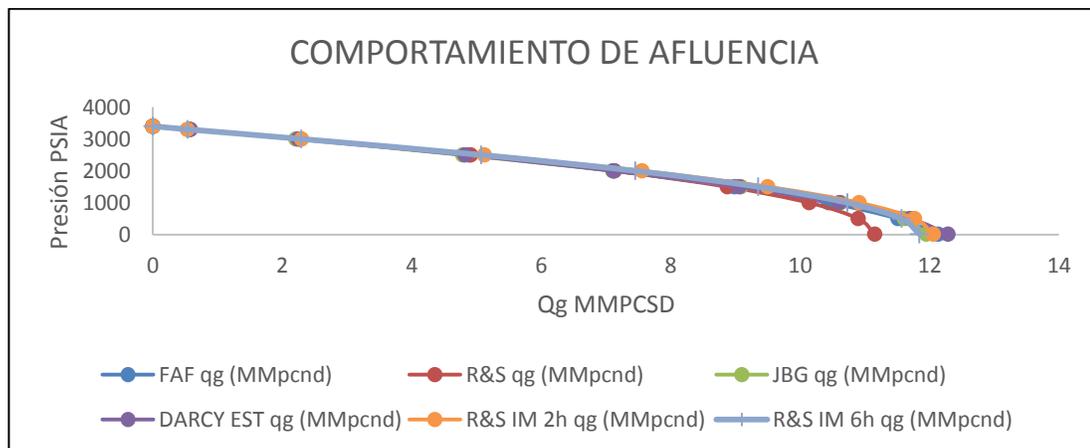


Figura 4.7 Gráfico comparativo para el caso 55-2-2-V-Cil-180

4.6 Comparación de los mallados para un pozo vertical

En la tabla 4.10 se puede ver cómo la diferencia de las tasas presenta un porcentaje de desviación promedio de 3,98%, esto indica que se puede

modelar un pozo tanto en un mallado cartesiano como en un mallado cilíndrico, la mayoría de los resultados obtenidos presentan errores menores que 5%, lo que indica que el tipo de mallado no es un factor determinante en el comportamiento de afluencia y que se pueden usar indistintamente el uno o el otro en ese rango de incertidumbre.

Tabla 4.10 Tasas estabilizadas, casos 55-2-2-V-Car-180 y 55-2-2-V-Cil-180

Pwf (psia)	qg (MMpcnd) FAF CAR	qg (MMpcnd) FAF CIL	% Desviación
3300	0,576532	0,551718	4,30%
3000	2,37273	2,27924	3,94%
2500	5,08738	4,8906	3,87%
2000	7,42028	7,12771	3,94%
1500	9,36615	8,98258	4,10%
1000	10,9004	10,4428	4,20%
500	12,0039	11,5125	4,09%
14,7	12,5629	12,1329	3,42%
Promedio			3,98%

De la tabla anterior se construyó el gráfico que se puede apreciar en la figura 4.8, donde las curvas de afluencia son similares hasta una presión de fondo fluvente de 2000 psia donde las tasas obtenidas con el mallado cartesiano son ligeramente mayores que las obtenidas con el mallado cilíndrico, esto se debe a que al bajar la presión la onda de drenaje que se expande a partir del pozo llega a contactar parte del yacimiento fuera del área circular, esa parte del yacimiento se puede apreciar en la figura 4.6.

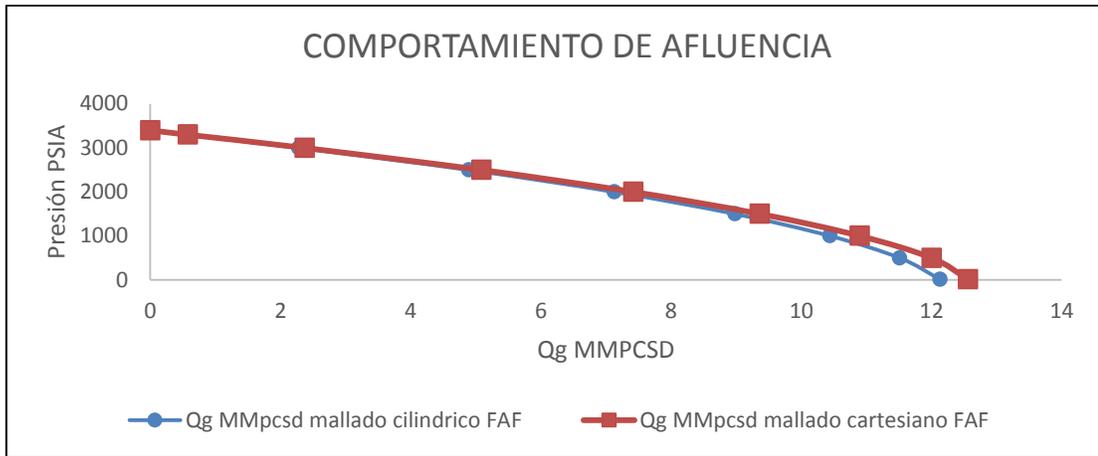


Figura 4.8 Gráfico comparativo para mallado cartesiano y cilíndrico

Luego de analizar las sensibilizaciones y el comportamiento de afluencia para los pozos verticales, se procede a analizar los resultados obtenidos para los pozos horizontales.

4.7 Resultados para un pozo horizontal de 700 pies

De la tabla 4.11 se puede ver claramente que existe un aumento considerable de la tasa de producción de un pozo horizontal con respecto a un pozo vertical, y que se utilizó la prueba isocronal modificada de 6 horas ya que presentó un mejor ajuste que la de 2 horas.

Tabla 4.11 Tasas de la simulación y de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-700

Pwf (psia)	qg (MMpcnd) FAF10D	qg (MMpcnd) ECO&JOS	qg (MMpcnd) R&SIM6h
3300	55,273	48,984	49,239
3000	205,639	191,581	201,249
2500	434,180	420,366	435,111
2000	632,288	632,753	632,369
1500	797,197	821,661	788,338
1000	928,515	979,327	900,853
500	1027,740	1097,958	968,755
14,7	1089,170	1169,009	991,430

De la tabla anterior se construyó el comportamiento de afluencia que se puede apreciar en la figura 4.9 cómo a partir de la presión 1.500 psia las curvas presentan una discrepancia importante en los valores de las tasas, esto ocurre al disminuir la presión de fondo fluyente, el pozo comienza a producir a mayores tasas y los modelos matemáticos se comienzan a alejar del comportamiento real del pozo. Economides&Joshi aproximando por encima en la tasa de producción, no considera las pérdidas de presión en los nodos de la sección horizontal, mientras que Rawlins&Schellhardt aplicado a tasas transitorias, al no esperar que la presión de fondo se estabilice, está considerando un diferencial de presión siempre menor, además se obtienen lecturas de tasas no estabilizadas y luego ese error se extrapola al cálculo de “C” de la curva de capacidad estabilizada que se usa para calcular las tasas como si fuesen estabilizadas, por lo que siempre aproxima por debajo las tasas de producción.

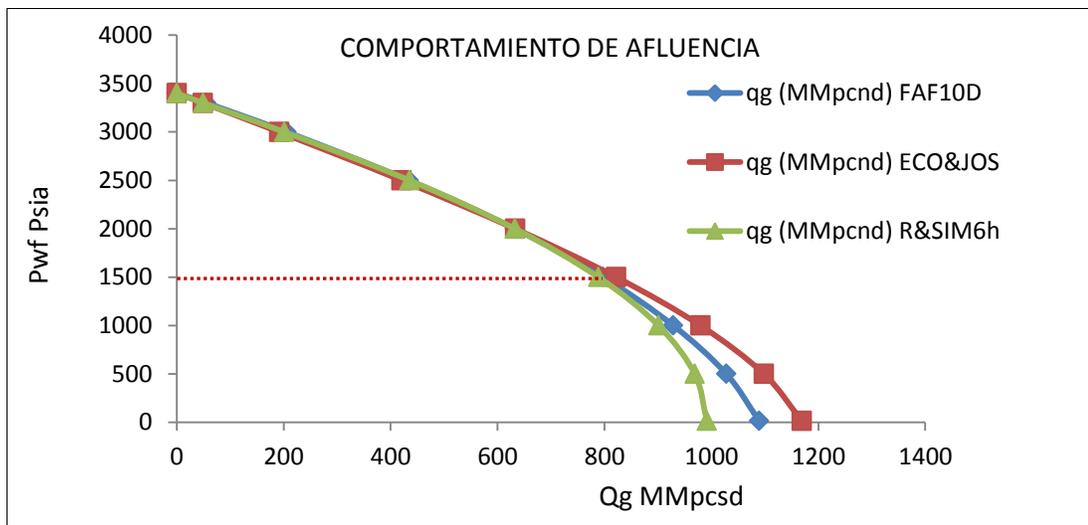


Figura 4.9 Gráfico comparativo para el caso 180-75-50-10-700

4.8 Comparación de un pozo horizontal de 700 pies con los modelos matemáticos

En la tabla 4.12 se puede ver el error promedio de las tasas obtenidas con los modelos analíticos con respecto a las tasas estabilizadas de la prueba *flow after flow*, también se puede apreciar que se tiene un mejor ajuste a través de la ecuación de Rawlins & Schellhardt con los datos de la prueba isocronal modificada a 6 horas, con un porcentaje de error promedio de 4,01%. Se destaca que ambos errores están por debajo de 6%, lo que nos indica que se puede modelar el modelo de afluencia de este pozo con ambos modelos matemáticos, existiendo mayor incertidumbre con Economides & Joshi.

Tabla 4.12 Errores de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-700

Pwf (psia)	% de Error ECO&JOS	% de Error R&SIM6h
3300	11,38%	10,92%
3000	6,84%	2,13%
2500	3,18%	0,21%
2000	0,07%	0,01%
1500	3,07%	1,11%
1000	5,47%	2,98%
500	6,83%	5,74%
14,7	7,33%	8,97%
Promedios	5,52%	4,01%

4.9 Resultados de las simulaciones de un pozo horizontal de 3000 pies

Se puede apreciar de la tabla 4.13 cómo la tasas aumentan considerablemente respecto al mismo caso de pozo horizontal con una longitud de 700 pies esto se debe a que el pozo de 3000 pies proporciona mayor distancia de contacto con los fluidos contenidos en el yacimiento, lo

que genera mayor volumen drenado con un pozo de 3000 pies, en comparación con un pozo de 700 pies, en el mismo período de tiempo.

Tabla 4.13 Tasas para el caso 180-75-50-10-3000

Pwf (psia)	qg (MMpcnd) FAF10D	qg (MMpcnd) ECO&JOS	qg (MMpcnd) R&SIM6h
3300	197,736	166,918	171,752
3000	726,796	652,832	696,586
2500	1510,940	1432,438	1499,658
2000	2174,320	2156,171	2175,030
1500	2714,430	2799,892	2708,183
1000	3131,980	3337,155	3092,428
500	3434,720	3741,404	3324,185
14,7	3614,000	3983,516	3401,559

De la tabla anterior se construyó el comportamiento de afluencia que se puede apreciar en la figura 4.10. Hasta la presión de 2000 psia las curvas están solapadas, pero al disminuir la presión comienza la desviación de los modelos analíticos con respecto a las tasas estabilizadas de la prueba *flow after flow*, este fenómeno fue explicado para el pozo horizontal de 700 pies.

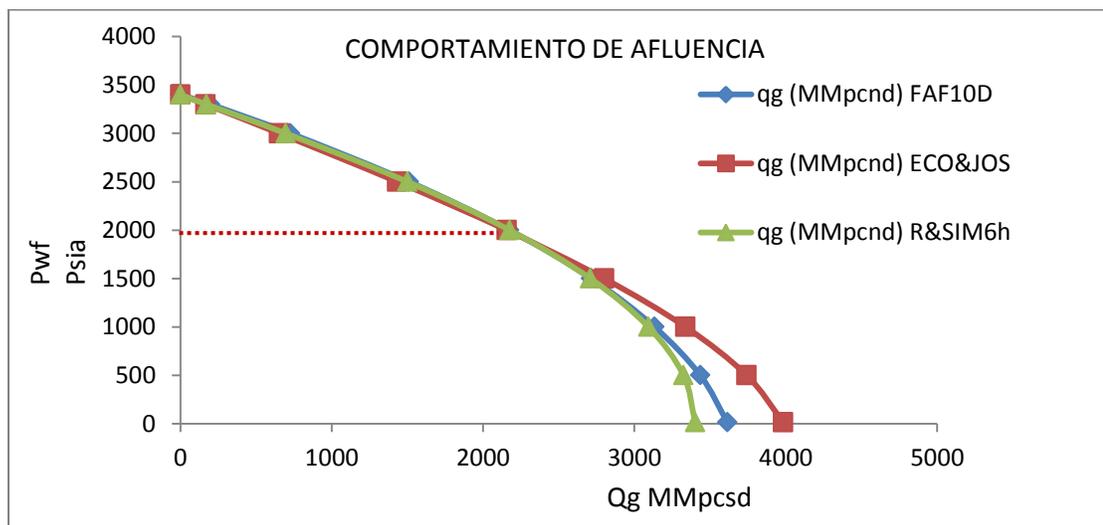


Figura 4.10 Gráfico comparativo para el caso 180-75-50-10-3000

4.10 Comparación de un pozo horizontal de 3000 pies con los modelos matemáticos

En la tabla 4.14 se puede ver el error promedio de las tasas obtenidas con los modelos analíticos con respecto a las tasas estabilizadas obtenidas con la simulación de la prueba *flow after flow*, se destaca que el mejor ajuste lo da la ecuación de Rawlins & Schellhardt con los datos de la prueba isocronal modificada a 6 horas, con un porcentaje de error promedio de 3,58%, por otra parte se puede apreciar que con la ecuación para modelar los pozos horizontales de Economides&Joshi el error es mayor a 6%, lo que era de esperarse siendo la sección horizontal 2300 pies más larga que en el caso de 700 pies, las pérdidas de presión en la sección horizontal se tornan relevantes y como fue explicado previamente, Economides&Joshi no toma en cuenta este factor.

Tabla 4.14 Errores de los modelos matemáticos, caso 180-75-50-10-3000

Pwf (psia)	% de Error ECO&JOS	% de Error R&SIM6h
3300	15,59%	13,14%
3000	10,18%	4,16%
2500	5,20%	0,75%
2000	0,83%	0,03%
1500	3,15%	0,23%
1000	6,55%	1,26%
500	8,93%	3,22%
14,7	10,22%	5,88%
Promedios	7,58%	3,58%

4.11 Comparación de los resultados de un pozo horizontal de 700 pies y un pozo horizontal de 3000 pies con un pozo vertical

En la tabla 4.15 se observa claramente cómo aumenta la tasa del pozo cuando se cambia de un pozo vertical a un pozo horizontal, y a su vez el aumento de la tasa cuando se aumenta la distancia de la tubería en la sección horizontal.

Tabla 4.15 Tasas estabilizadas para los casos 75-0,1-2-V-Car-140, 140-75-0,1-2-700 y 140-75-0,1-2-3000

Pwf (psia)	Qg MMpcsd FAF vertical	Qg MMpcsd FAF horizontal 700 pies	Qg MMpcsd FAF horizontal 3000 pies
3300	0,0331	0,2838	1,2007
3000	0,1428	1,2044	5,1624
2500	0,3161	2,6443	11,3397
2000	0,4130	3,9161	16,7542
1500	0,6093	4,9967	21,3017
1000	0,7193	5,8526	24,8510
500	0,7982	6,4627	27,3160
14,7	0,8286	6,5817	27,5310

De la tabla anterior se pueden calcular los porcentajes de incremento en la tasa de producción de los pozos horizontales con respecto al pozo vertical. Esto puede verse en la tabla 4.16, los incrementos en la tasa se deben al aumento de la distancia contactada dentro del yacimiento, ya que en el pozo vertical, la tubería contacta 55 pies, el espesor del yacimiento, mientras que en los pozos horizontales contactan 700 pies y 3000 pies, garantizando mayor volumen por longitud de tubería y debido al patrón de drenaje de elipsoide presente en los pozos horizontales facilita obtener mayor contacto con el fluido del yacimiento lo que incrementa la cantidad de flujo que va a la tubería.

Tabla 4.16 Incremento en la tasa de producción de los pozos horizontales respecto al pozo vertical 75-0,1-2-Car-140

Pwf (psia)	FAF horizontal 700 pies	FAF horizontal 3000 pies
3300	757,41%	3527,70%
3000	743,46%	3515,15%
2500	736,56%	3487,38%
2000	848,22%	3956,71%
1500	720,08%	3396,09%
1000	713,65%	3354,89%
500	709,66%	3322,20%
14,7	694,32%	3222,59%
Promedios	740,42%	3472,84%

En la figura 4.11, se distingue el patrón de drenaje típico de un pozo horizontal, se ven las líneas de los patrones elípticos alrededor del pozo horizontal donde el pozo horizontal está en el eje mayor de la elipse, se observa además cómo el pozo inyector está ubicado en la esquina superior izquierda, y ya que este pozo mantiene la presión del yacimiento continuamente evita que el contorno de la elipsoide se expanda con libertad y llegue a los límites del yacimiento, también se puede observar como el contorno posee líneas suavizadas esto se debe a que no existe mucha turbulencia en el borde de esta elipsoide.

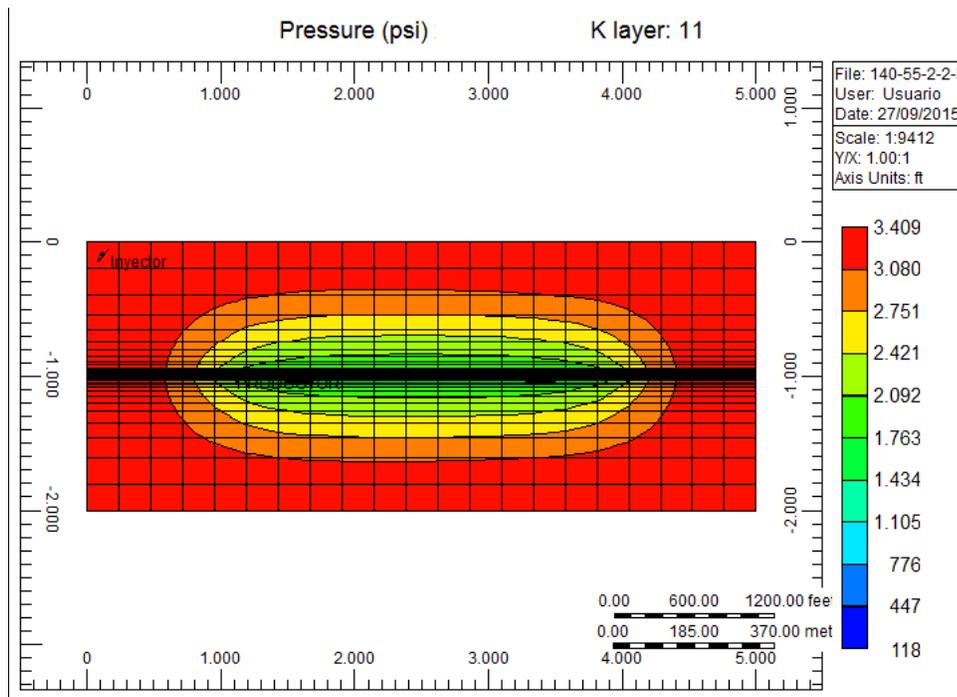


Figura 4.11 Patrón de drenaje de un pozo horizontal, visto desde el corte de un plano “ij”

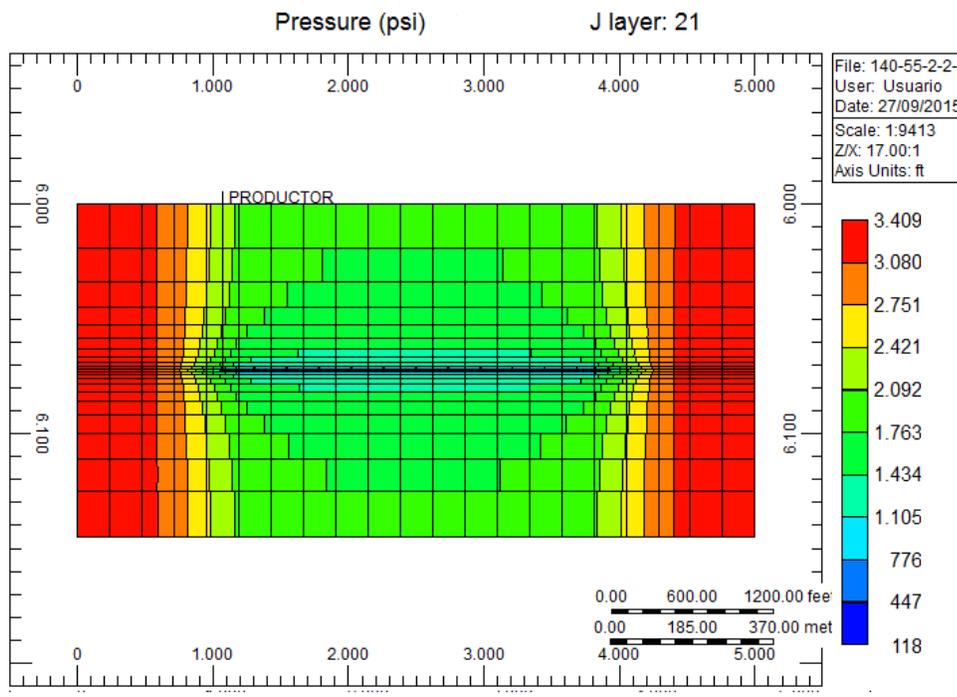


Figura 4.12 Contorno de drenaje alrededor del pozo horizontal de 3000 pies vs presión, vista “ik”

Lo ocurrido en la figura 4.12 se debe a que al bajar la presión de fondo fluyente se adquiere mayor contacto del fluido y se genera un gradiente de presión que va desde el borde del yacimiento hasta el pozo, hay que recordar que el flujo de un fluido se da de manera natural de una zona de mayor presión hasta una zona de menor presión, en el yacimiento la zona de menor presión se genera en el pozo y alrededor del pozo, esto facilita el barrido de los fluidos del yacimiento.

En la figura 4.13, se observa como el patrón de drenaje de un pozo horizontal de 700 pies de longitud es un elipsoide pero posee menor volumen de contacto de los fluidos contenidos en el yacimiento que la elipsoide formada alrededor de un pozo horizontal de 3000 pies de longitud, este factor determina que la tasa de producción de este pozo será menor que la obtenida en un pozo con mayor longitud en la sección horizontal, a su vez se puede apreciar como la elipsoide posee un contorno suavizado en ambos flancos y es por causa de la distancia existente entre el contorno de la elipse y el pozo inyector, en resumen el efecto del pozo inyector no interfiere con el contorno de la elipse.

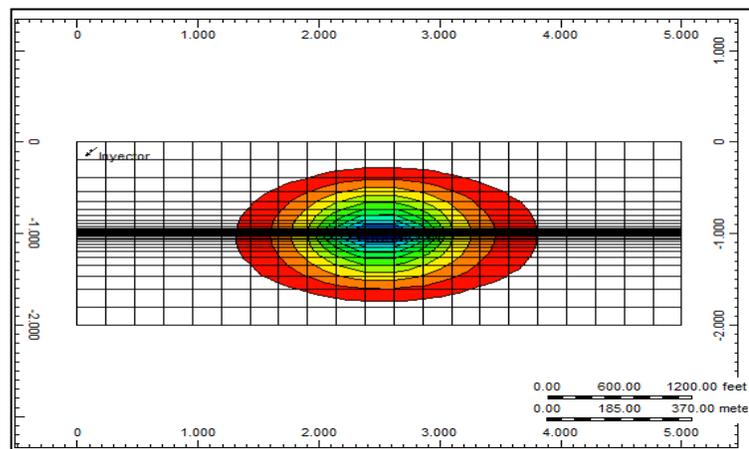


Figura 4.13 Contorno de drenaje alrededor del pozo horizontal de 700 pies vs presión, vista “ij”

Como se partió de la premisa que las propiedades del yacimiento son iguales en todas las capas, el patrón de drenaje que se observa en la capa número 1 se va a mantener en todas las capas, pero en la capa que contiene el pozo tendrá mayor alcance manteniendo el mismo patrón de drenaje que se puede apreciar en la figura 4.14.

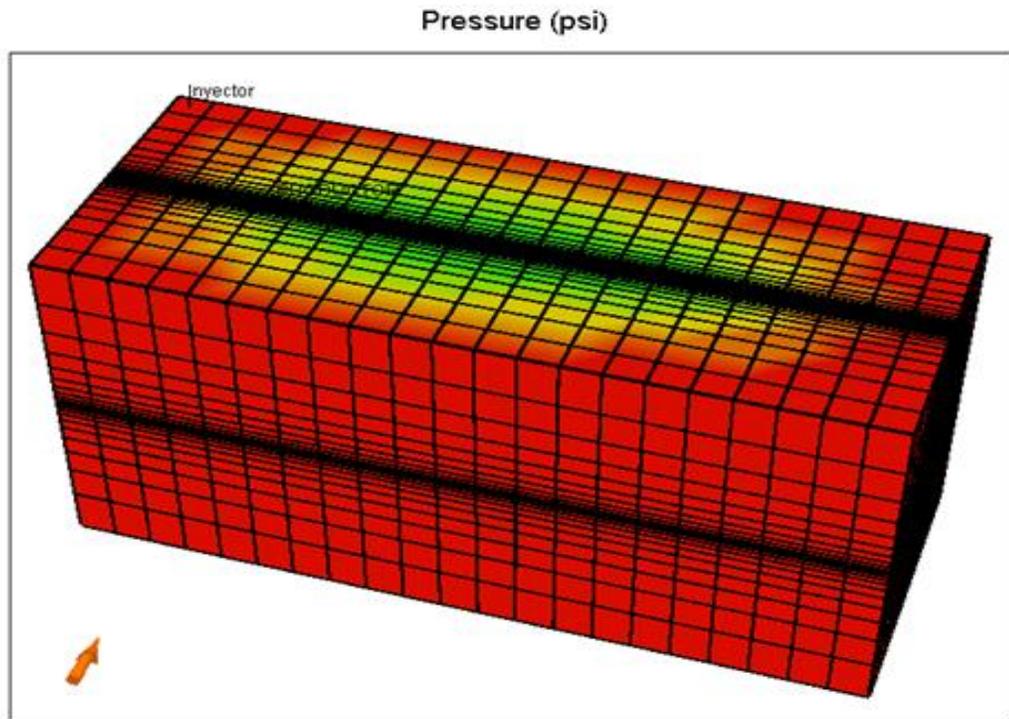


Figura 4.14 Patrón de distribución de presión, en una vista 3D del yacimiento cartesiano en la capa 1

En resumen al ser iguales las propiedades del yacimiento en todas las capas se puede decir que las transmisibilidades de las celdas serán similares y solo existirá algún cambio en las celdas que contienen el pozo horizontal.

En la figura 4.15, se tiene la distribución de presiones de yacimiento para un yacimiento con mallado cartesiano y un pozo productor horizontal de 3000 pies, al final de la prueba de flujo después de flujo, día 100. Se puede detallar como varía la presión del contorno, esto se debe a que al día 100 de

producción el pozo horizontal de 3.000 pies de longitud ha drenado bastante fluido y los ejes de la elipsoide se han expandido a sus máximos valores, mientras se va drenando fluido disminuye la presión del yacimiento en el borde, esta variación es muy pequeña y se puede observar refinando la escala de colores del gráfico. Cabe destacar que si se cierra el pozo durante un tiempo la presión del borde se va a estabilizar hasta la presión original del yacimiento.

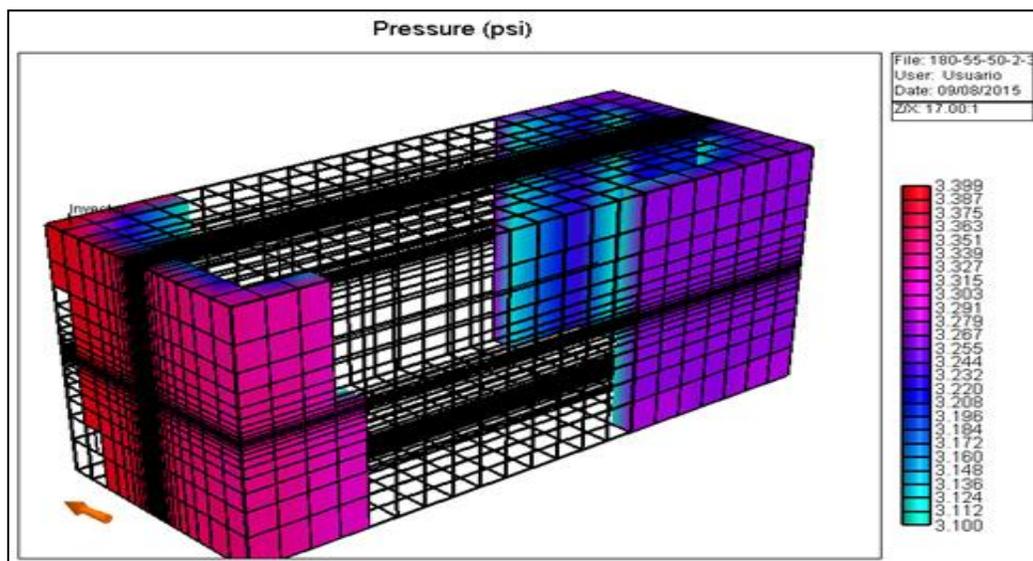


Figura 4.15 Presión del contorno mientras aumenta el tiempo de producción desde una vista 3D

En resumen, al refinar la escala de colores y valores en la herramienta computacional, se pueden apreciar las zonas donde la presión disminuye, a su vez la caída de presión, la cual se nota mucho más en el borde opuesto del pozo inyector, si se desea evitar esta caída de presión se necesita colocar un pozo inyector que actúe en esa zona.

4.12 Resultados de la prueba FAF, caso 140-55-2-2-3000 con y sin pozo inyector

En la tabla 4.17, se observan los valores leídos de la tasa a cada paso de presión de fondo fluyente, de la prueba flow after flow simulada para el caso seleccionado.

Tabla 4.17 Tasas del caso 140-55-2-2-3000 con y sin pozo inyector

Pwf (psia)	Qg MMpcsd FAF horizontal 3000 pies con pozo inyector	Qg MMpcsd FAF horizontal 3000 pies sin pozo inyector
3300	12,0167	9,7191
3000	61,5462	57,6667
2500	130,6420	124,3030
2000	185,3420	173,7800
1500	229,0570	208,7970
1000	261,7270	229,6840
500	283,1300	236,7610
14,7	285,2430	213,6540

Si se miden las desviaciones de las tasas en la tabla anterior, se puede construir la tabla 4.18 que se muestra a continuación:

Tabla 4.18 Reducción de las tasas del caso 140-55-2-2-3000 al remover el pozo inyector

Pwf Psia	% Desviación tasas FAF sin pozo inyector
3300	-19,12%
3000	-6,30%
2500	-4,85%
2000	-6,24%
1500	-8,84%
1000	-12,24%
500	-16,38%
14,7	-25,10%

Se puede apreciar en la tabla 4.18 cómo el aumento del agotamiento y la no presencia del régimen de flujo estable, causa una disminución importante de la producción, esto se debe a que mientras se mantiene la producción del yacimiento y sus fluidos son extraídos la presión disminuye, a su vez disminuye la capacidad de aporte del yacimiento lo que causa una baja importante en la cantidad del fluido que llega al pozo y en consecuencia disminuye la cantidad de volumen producido.

En la mayoría de los casos de estudio realizados en este Trabajo Especial de Grado, el agotamiento no estuvo presente debido al pozo inyector y al contorno de alta permeabilidad que lograron mantener la presión en los límites del yacimiento, sin embargo, esta no es la realidad ya que en la vida cotidiana de un pozo está presente el factor agotamiento, un factor muy importante que juega un papel clave en la vida productiva del pozo, un estudio de simulación numérica puede dar una idea más precisa para la inyección de fluidos y así mantener la presión del yacimiento.

La herramienta de simulación numérica conjuntamente con el estudio realizado en este trabajo de investigación contribuye a predecir en qué punto del proyecto, inyectar fluido y qué clase de fluido para obtener resultados positivos.

Si se realiza un gráfico de presión de fondo fluyente vs la tasa de gas se puede ver de manera gráfica como disminuye el aporte del yacimiento cuando el agotamiento se hace presente, en la figura 4.16 se puede ver dicho gráfico.

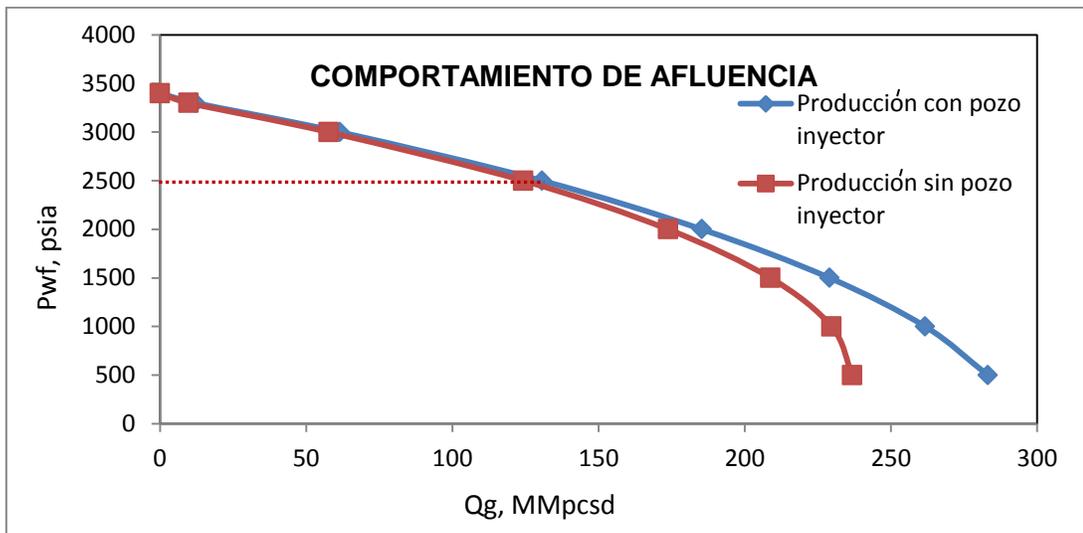


Figura 4.16 Gráfico comparativo para el caso 140-55-2-2-3000

De la figura 4.16 se puede ver como a partir de 2500 psia la diferencia de las tasas comienza a ser importante, cuando se está en presencia del agotamiento y de la declinación de la producción es posible que el proyecto se vea afectado, por ello es importante monitorear el pozo para saber cuándo utilizar estrategias de mejoramiento de producción, en este caso, un pozo inyector que mantiene la presión en el borde para así evitar que el pozo productor salga del margen económicamente rentable.

4.13 Tendencia en los modelos de afluencia en pozos verticales

De la tabla 4.19 se puede ver que para el método R&S (Rawlins & Schellhardt) los errores promedio están dentro del rango 2,18 % -13,64 % para el caso vertical en mallado cartesiano mientras que para el caso vertical en mallado cilíndrico están en el rango 2,45 % - 3,90 %, a su vez se puede apreciar que el modelo matemático de JBG (Jones, Blount y Glaze) presenta errores promedio que están contenidos en el rango 1,53 % - 3,51 % para mallado cartesiano y 1,75 % - 2,55 % para mallado cilíndrico, finalmente en modelo matemático de Darcy EST (Darcy estable) cuyos rangos de errores

promedio son 2,58 % - 20,95 % y 1,72 % - 17,47 % para mallado cartesiano y cilíndrico respectivamente.

Tabla 4.19 Errores promedio de las tasas para pozos verticales y sus modelos matemáticos

Sensibilidades verticales con pozo inyector y mallado cartesiano.					
Casos	R&S	JBG	Darcy est	R&S IM2h	R&S IM6h
55-2-2-V-180	2,42 %	1,53 %	3,28 %	3,50 %	2,55 %
55-2-2-V-140	2,55 %	1,58 %	2,91 %	3,54 %	2,68 %
75-2-2-V-180	3,20 %	1,72 %	2,58 %	3,56 %	3,13 %
75-2-2-V-140	3,91 %	1,97 %	2,75 %	3,90 %	3,55 %
55-0,1-2-V-180	2,18 %	2,07 %	20,95 %	5,81 %	4,37 %
55-0,1-2-V-140	2,32 %	2,15 %	20,68 %	5,63 %	4,21 %
75-0,1-2-V-180	2,64 %	2,43 %	20,41 %	5,29 %	3,48 %
75-0,1-2-V-140	13,64 %	3,51 %	18,26 %	6,93 %	5,73 %
Sensibilidades verticales con pozo inyector y mallado cilíndrico.					
Casos	R&S	JBG	Darcy est	R&S IM2h	R&S IM6h
55-2-2-V-180	2,45 %	1,75 %	1,72 %	3,54 %	2,65 %
55-2-2-V-140	2,58 %	1,80 %	2,05 %	3,59 %	2,73 %
75-2-2-V-180	3,18 %	1,92 %	2,74 %	3,71 %	3,18 %
75-2-2-V-140	3,90 %	2,05 %	3,52 %	3,99 %	3,54 %
55-0,1-2-V-180	2,45 %	1,98 %	17,47 %	5,03 %	3,56 %
55-0,1-2-V-140	2,59 %	2,03 %	17,20 %	4,86 %	3,45 %
75-0,1-2-V-180	2,92 %	2,22 %	16,90 %	4,34 %	3,62 %
75-0,1-2-V-140	3,59 %	2,55 %	16,15 %	4,56 %	3,90 %

De estos tres métodos se ve una clara tendencia en el modelo de afluencia JBG, salvo una sola prueba que es modelada por la ecuación de Darcy, a su vez se puede observar que la ecuación de Darcy presenta mayor error cuando la permeabilidad es 0,1 mD.

Al construir el modelo de afluencia con los datos de la prueba isocronal modificada se puede observar claramente que se obtiene mejor ajuste cuando el tiempo de flujo/cierre aumenta, esto se debe a que se le otorga mayor tiempo al pozo para llegar a estabilizarse. Los errores promedio del método R&S IM2h están en el rango 3,50 % - 6,93 % y 3,54 % - 5,03 % para mallado cartesiano y cilíndrico, mientras que los errores promedio del método R&S IM6h están en el rango 2,55 %- 5,73 % y 2,65 % - 3,90 % para mallado cartesiano y cilíndrico respectivamente.

4.14 Desviaciones de los casos verticales entre mallado cilíndrico y cartesiano

Se puede observar en la tabla 4.20 que la diferencia de los errores promedio está en el rango 3,86 % - 4,80 %, a su vez al ser menor a 5% se puede decir que sirve para realizar una predicción, es decir, que se puede modelar un pozo en un mallado cartesiano o cilíndrico y que los valores obtenidos en la simulación de un pozo horizontal en un mallado cartesiano arrojarán valores aceptables y que podrán ser extrapolados a mallado cilíndrico.

Tabla 4.20 Desviaciones promedio entre las tasas de un pozo vertical en un mallado cartesiano y en mallado cilíndrico

Casos	%Desviación
55-2-2-V-180	3,98 %
55-2-2-V-140	3,96 %
75-2-2-V-180	3,87 %
75-2-2-V-140	3,86 %
55-0,1-2-V-180	4,21 %
55-0,1-2-V-140	4,21 %
75-0,1-2-V-180	4,23 %
75-0,1-2-V-140	4,80 %

De la información obtenida en los casos de pozo vertical en mallado cartesiano estudiados, se construyeron los gráficos de tendencia que se observan en las figuras 4.17 y 4.18, se puede decir que el modelo JGB es el

método modela mejor todos los casos de pozos verticales en mallado cartesiano de este trabajo de investigación, a su vez que los valores de porcentajes errores promedio que son muy elevados están contenidos en un 75% en el modelo matemático de Darcy y en 25 % en el modelo de Rawlins & Schellhardt.

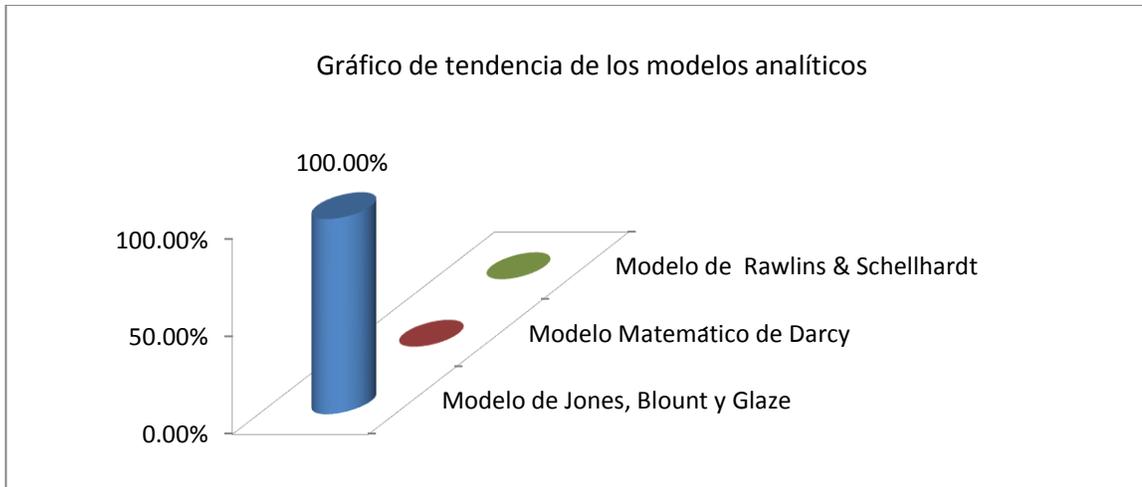


Figura 4.17 Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para el mallado cartesiano

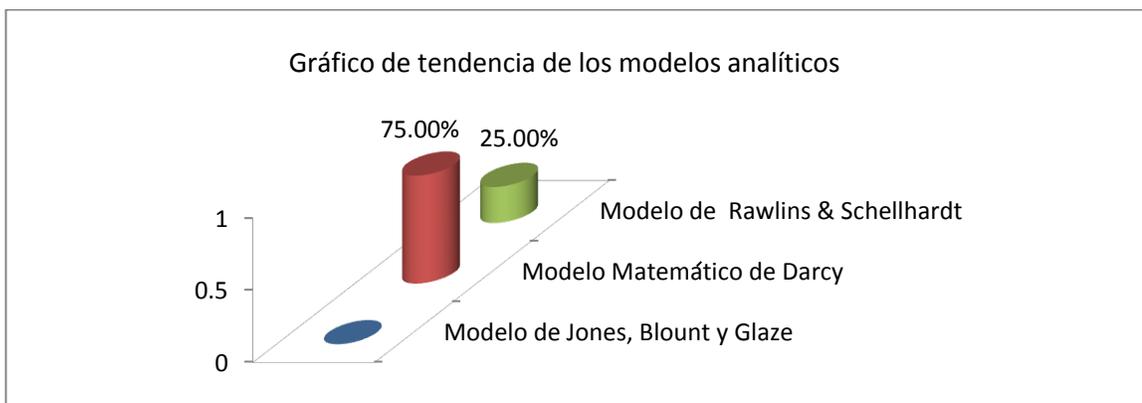


Figura 4.18 Gráfico de tendencia del modelo que peor ajustó para el mallado cartesiano

De la información obtenida en los casos de pozo vertical en mallado cilíndrico estudiados, se construyeron los gráficos de tendencia que se observan en

las figuras 4.19 y 4.20, se puede decir que el modelo JGB es el método que modela mejor la mayoría de los casos con un 87,5% mientras que el modelo matemático de Darcy se ajusta a un 12,5 % de los casos de pozos verticales en mallado cilíndrico de este trabajo de investigación, a su vez que los valores de porcentajes errores promedio que son muy elevados están contenidos en un 50 % en el modelo matemático de Darcy y 50 % en el modelo de Rawlins & Schellhardt.

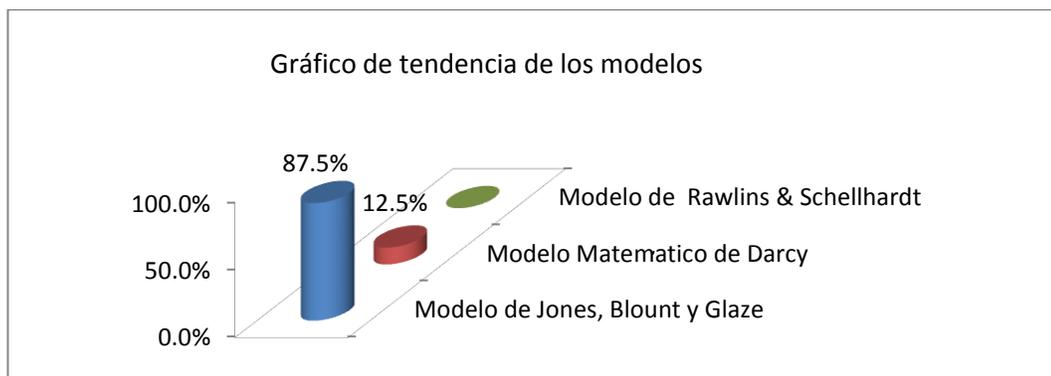


Figura 4.19 Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para el mallado cilíndrico

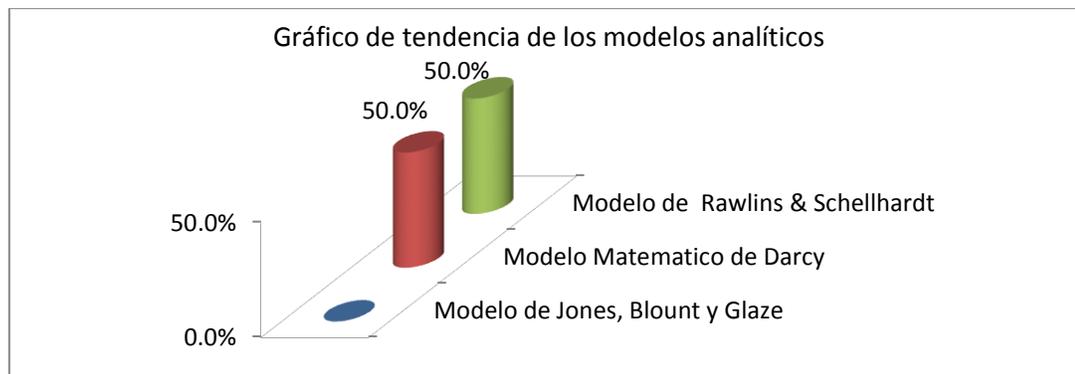


Figura 4.20 Gráfico de tendencia del modelo que peor ajustó para el mallado cilíndrico

4.15 Tendencia en los modelos de afluencia en pozos horizontales

En la tabla 4.21 se puede observar que en general la ecuación de Economides & Joshi presenta porcentajes de errores promedio contenidos en el rango 1,55 % - 12,34 % mientras que R&S IM6h (Rawlins & Schellhardt y los datos de la prueba isocronal modificada de 6 horas) presenta porcentajes de errores promedio en el rango 2,86 % - 17,38 %.

Tabla 4.21 Errores promedio de pozos horizontales y sus modelos matemáticos

Sensibilidades horizontales con pozo inyector		
Casos	Economides&Joshi	R&S IM6h
140-55-01-10-3000	3,77 %	4,91 %
140-55-01-10-700	5,42 %	4,20 %
140-55-01-2-3000	4,58 %	8,36 %
140-55-01-2-700	4,21 %	6,96 %
140-55-2-10-3000	4,45 %	9,32 %
140-55-2-10-700	1,77 %	3,65 %
140-55-2-2-3000	7,28 %	17,06 %
140-55-2-2-700	3,27 %	7,16 %
140-55-50-10-3000	5,94 %	3,06 %
140-55-50-10-700	3,86 %	3,45 %
140-55-50-2-3000	9,24 %	3,83 %
140-55-50-2-700	5,68 %	3,06 %
140-75-01-10-3000	4,48 %	4,51 %
140-75-01-10-700	5,31 %	4,54 %
140-75-01-2-3000	5,11 %	7,23 %
140-75-01-2-700	4,79 %	6,15 %
140-75-2-10-3000	5,43 %	8,24 %
140-75-2-10-700	3,60 %	4,14 %
140-75-2-2-3000	8,35 %	15,69 %
140-75-2-2-700	4,38 %	5,94 %
140-75-50-10-3000	8,72 %	4,04 %
140-75-50-10-700	6,83 %	4,51 %
140-75-50-2-3000	12,34 %	4,30 %
140-75-50-2-700	8,78 %	3,81 %
180-55-01-10-3000	3,73 %	4,79 %
180-55-01-10-700	5,61 %	4,06 %
180-55-01-2-3000	4,46 %	9,04 %

Tabla 4.21 Errores promedio de pozos horizontales y sus modelos matemáticos (cont.)

Sensibilidades horizontales con pozo inyector		
Casos	Economides&Joshi	R&S IM6h
180-55-01-2-700	4,02 %	7,28 %
180-55-2-10-3000	4,19 %	9,73 %
180-55-2-10-700	1,55 %	3,68 %
180-55-2-2-3000	7,04 %	17,38 %
180-55-2-2-700	3,00 %	7,52 %
180-55-50-10-3000	5,14 %	2,86 %
180-55-50-10-700	3,09 %	3,27 %
180-55-50-2-3000	8,29 %	3,74 %
180-55-50-2-700	4,85 %	2,97 %
180-75-01-10-3000	4,40 %	4,72 %
180-75-01-10-700	5,55 %	4,27 %
180-75-01-2-3000	4,63 %	7,56 %
180-75-01-2-700	4,24 %	6,44 %
180-75-2-10-3000	5,00 %	8,49 %
180-75-2-10-700	2,88 %	3,98 %
180-75-2-2-3000	8,14 %	16,71 %
180-75-2-2-700	3,92 %	6,76 %
180-75-50-10-3000	7,58 %	3,58 %
180-75-50-10-700	5,52 %	4,01 %
180-75-50-2-3000	11,09 %	4,02 %
180-75-50-2-700	7,49 %	3,45 %

De la figura 4.21 se puede ver como la ecuación de Economides&Joshi para modelar pozos horizontales se ajustó a los casos simulados en un 60,42 % mientras que R&S IM6h (Rawlins & Schellhardt y los datos de la prueba isocronal modificada de 6 horas) se ajustó 39,58 % de los casos.

A su vez al ver la tabla 4.21 se puede apreciar que al aplicar el método R&S IM6h y la ecuación de Economides&Joshi existen casos donde los errores promedio son elevados, sin embargo en comparación con los casos de pozos verticales cuando la permeabilidad es de 0,1 mD tenemos un buen ajuste de los métodos.

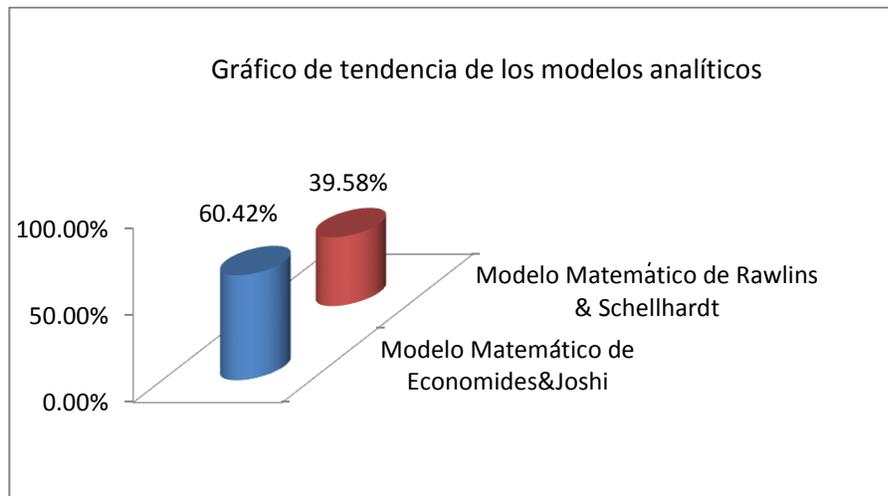


Figura 4.21 Gráfico de tendencia del modelo que mejor ajustó para los pozos horizontales

4.16 Análisis nodal para los casos seleccionados

Con fines de poder determinar cuánto del potencial máximo del yacimiento puede ser realmente aprovechado por el pozo bajo la configuración mecánica definida, se realizó un análisis nodal para los casos de pozo vertical, pozo horizontal de 700 pies y pozo horizontal de 3.000 pies comparados previamente entre sí, este análisis se puede apreciar en las figuras 4.22 y 4.23.

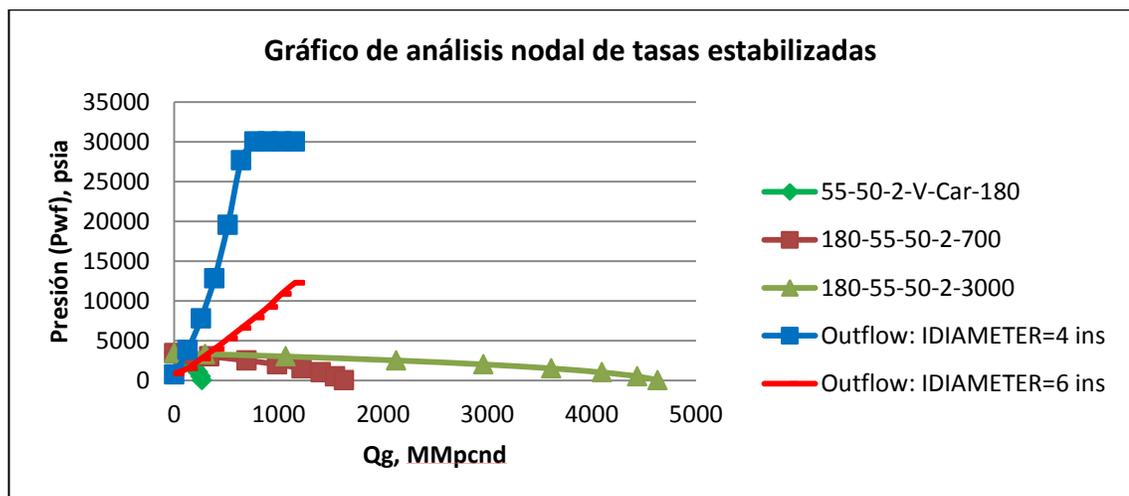


Figura 4.22 Análisis nodal para los casos seleccionados

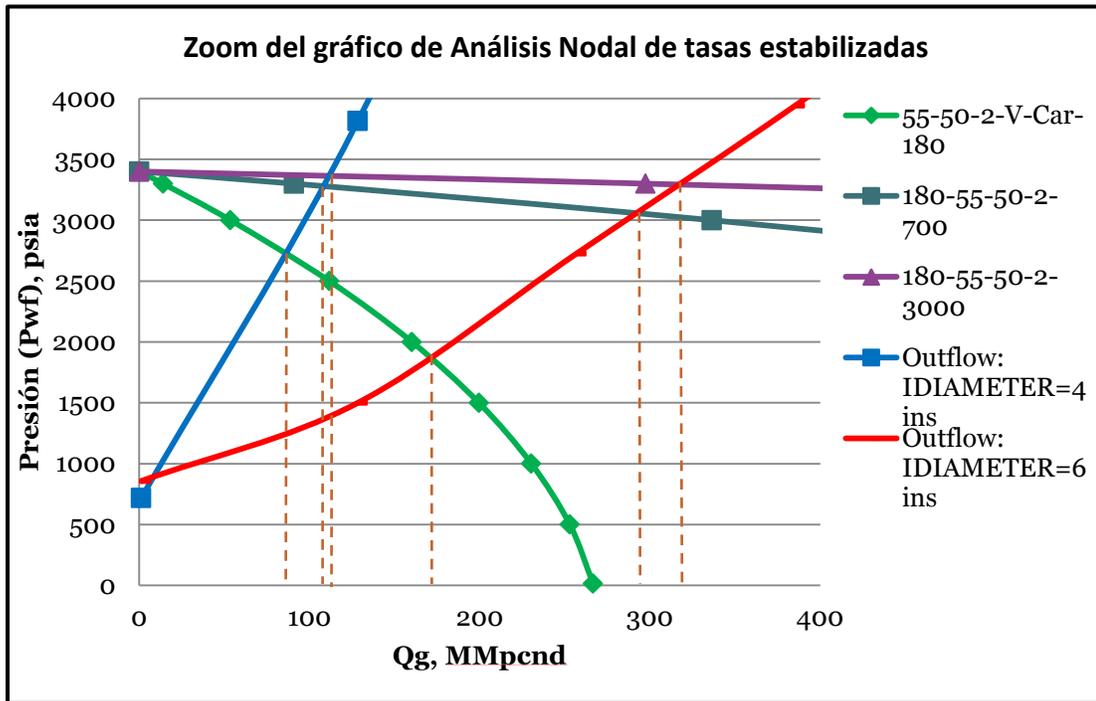


Figura 4.23 Zoom de la figura 4.22

Si se considera el comportamiento de afluencia del caso 180-55-50-2-3000 en la figura 4.22, se aprecia que puede aportar una tasa máxima de 4.600 MMpcnd y que al realizar el análisis nodal y refinar la escala (ver figura 4.23) se puede realmente aprovechar, usando una tubería de 6 pulgadas, un máximo de 310 MMpcnd. Además, es posible incluso tomar decisiones a nivel económico, ya que para una tubería de 4 pulgadas es más rentable completar un pozo de 700 pies de sección horizontal que uno de 3.000 pies, ya que la las tasas de producción de ambos, con esa configuración, son muy similares.

CONCLUSIONES

Basándose en la experiencia obtenida a través de este trabajo de investigación y de las simulaciones numéricas se pueden hacer las siguientes conclusiones:

- ✚ Las correlaciones utilizadas para construir los datos PVT, a partir de SG y T, disminuyen la incertidumbre en los parámetros de viscosidad y factor z.
- ✚ Se validó que a medida que aumentan las permeabilidades aumenta la producción ya que varían de forma directamente proporcional.
- ✚ El tipo de mallado no es un factor crítico que afecte al comportamiento de afluencia, puede usarse indistintamente uno u otro, sin embargo, se sugiere el uso del mallado cilíndrico.
- ✚ El modelo de afluencia que ofrece mejor ajuste a los pozos verticales es el método JBG.
- ✚ La ecuación de Darcy se aleja del comportamiento del pozo cuando la permeabilidad es menor a 2mD.
- ✚ No existe un modelo único para modelar un pozo, depende de las características y propiedades del fluido, de las pruebas de producción y de las propiedades del yacimiento.

- ✚ La ecuación para modelar los pozos horizontales de Economides & Joshi se ajusta al 60,42% de los casos de estudio.
- ✚ En presencia del agotamiento, la tasa de producción disminuye, y al calcular la capacidad abierta al flujo se torna importante el decrecimiento de la presión.
- ✚ Se puede modelar la producción de gas con el simulador IMEX de CMG.
- ✚ Se pueden modelar distintos estudios y diferentes escenarios de forma segura a través de la simulación numérica con el propósito de tomar las mejores decisiones para completar un campo.
- ✚ Obtener el comportamiento de afluencia de un pozo no es suficiente para la toma de decisiones, se debe agregar un análisis nodal para, además de definir el sistema de producción, determinar cuál configuración es la más conveniente.
- ✚ Se puede validar el comportamiento de afluencia utilizando datos teóricos.

RECOMENDACIONES

Basado en la experiencia vivida al realizar este Trabajo Especial de Grado, se recomienda lo siguiente:

- ❖ Cotejar los datos PVT de las correlaciones con PVT real proveniente de algún yacimiento.
- ❖ Realizar comparaciones de yacimientos con mallado corner point.
- ❖ Realizar estudios de simulación cambiando el fluido inyectado, y a su vez la correlación de turbulencia.
- ❖ Realizar estudios del comportamiento de afluencia al estar presente agua, petróleo y gas tomando en cuenta interacciones entre los fluidos.
- ❖ Validar los resultados de este trabajo especial de grado utilizando el simulador Eclipse.
- ❖ Realizar simulaciones considerando que las permeabilidades en "i", "j" y "k" son heterogéneas.
- ❖ Realizar simulaciones en STAR de CMG utilizando multisegmentos, variaciones de la temperatura a lo largo del yacimiento y/o considerando cambios en la composición de los fluidos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Craft, B., & Hawkins, M. (1968). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid: Tecnos.
- [2] Martínez, G. (8 de Marzo de 2009). *La Comunidad Petrolera*. Recuperado el 13 de Marzo de 2015, de <http://balance-de-materiales.lacomunidadpetrolera.com/2009/03/diagrama-presion-temperatura-de-mezclas.html>
- [3] Rojas, G. (2003). *Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado*. Puerto La Cruz, Venezuela: Signus BS C.A.
- [4] McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids* (págs. 165-194). Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- [5] Ahmad, T. (2005). *Advanced Reservoir Engineering*. Oxford: Elsevier.
- [6] Streeter, V. L., Wylie, B., & Bedford, K. (1999). *Mecánica de Fluidos, 9na Edic.* (págs. 259-298). Colombia: Mc Graw Hill.
- [7] Ana Estela Huerta Solano. (México, D.F 2009), Trabajo Especial De Grado, Avances en la Evaluación del Comportamiento de Curvas de Afluencia
- [8] Profesora Lisbeth Miranda; Clases de Ingeniería de Producción 1, Universidad Central de Venezuela, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo.

- [9] Efraín E. Barbería & Martin Essenfeld, (caracas 2006) Yacimientos de Hidrocarburos tomo III
- [10] Henry B. Crichlow, Modern reservoir engineering a simulation approach.
- [11] Alexis Gammiero, Clases de Ingeniería de Yacimientos V, Semestre 3 2014
- [12] Dr. Fernando Pino Morales, Curso de Gasotecnia, Unidad V, Universidad de Oriente Núcleo Monagas, Escuela de Ingeniería de Petróleo.
- [13] ING, José Luis Rivero S. (Santa Cruz, Septiembre 2004), Explotación del Gas y Optimización de la Producción, Usando Análisis Nodal
- [14] Michael J. Economides, A. Daniel Hill, Christine Helix-Economides, (New Jersey 1994), Petroleum production Systems
- [15] Efraín E. Barbería & Martin Essenfeld, (caracas 2006) Yacimientos de Hidrocarburos tomo IV
- [16] Carlos Banzer S., (Maracaibo Enero 1996) Correlaciones Numéricas PVT, Universidad del Zulia, (Instituto de investigaciones petroleras, fundación laboratorio de servicios técnicos petroleros)

APÉNDICES

APÉNDICE A1

Tabla A1.1 Datos PVT para pozos verticales y una temperatura de 140°F

Presión Psia	SG=0,55		SG=0,75	
	Z	Viscosidad (cp)	Z	Viscosidad (cp)
250	0,9787	0,0115	0,9605	0,0104
500	0,9587	0,0121	0,9222	0,0113
570	0,9534	0,0122	0,9117	0,0116
588	0,9521	0,0123	0,9091	0,0116
605	0,9508	0,0123	0,9065	0,0117
641	0,9482	0,0124	0,9013	0,0118
781	0,9382	0,0127	0,8812	0,0124
1062	0,9200	0,0133	0,8438	0,0136
1500	0,8974	0,0144	0,7962	0,0154
1784	0,8870	0,0151	0,7749	0,0167
2000	0,8816	0,0156	0,7645	0,0177
2500	0,8775	0,0168	0,7600	0,0200
3036	0,8860	0,0182	0,7803	0,0225
3400	0,8983	0,0192	0,8042	0,0243

Tabla A1.2 Datos PVT para pozos verticales y una temperatura de 180°F

Presión Psia	SG=0,55		SG=0,75	
	Z	Viscosidad (cp)	Z	Viscosidad (cp)
250	0,9836	0,0123	0,9686	0,0111
500	0,9684	0,0127	0,9386	0,0119
570	0,9643	0,0129	0,9304	0,0121
588	0,9634	0,0129	0,9284	0,0121
605	0,9624	0,0129	0,9264	0,0122
641	0,9604	0,0130	0,9225	0,0123
781	0,9530	0,0132	0,9070	0,0128
1062	0,9396	0,0138	0,8785	0,0137
1500	0,9234	0,0146	0,8425	0,0153
1784	0,9162	0,0152	0,8258	0,0163
2000	0,9127	0,0156	0,8173	0,0171
2500	0,9111	0,0166	0,8115	0,0190
3036	0,9192	0,0178	0,8249	0,0210
3400	0,9300	0,0186	0,8430	0,0224

Tabla A1.3 Datos PVT para pozos horizontales y una temperatura de 140°F

Presión Psia	SG=0,55		SG=0,75	
	Z	Viscosidad (cp)	Z	Viscosidad (cp)
14,7	1,0000	0,0111	1,0000	0,0095
50	0,9956	0,0111	0,9920	0,0096
329	0,9722	0,0117	0,9483	0,0107
608	0,9506	0,0123	0,9061	0,0117
888	0,9310	0,0129	0,8665	0,0128
1167	0,9140	0,0136	0,8310	0,0140
1446	0,8998	0,0142	0,8012	0,0152
1725	0,8889	0,0149	0,7786	0,0164
2004	0,8815	0,0156	0,7644	0,0177
2283	0,8778	0,0163	0,7587	0,0190
2563	0,8779	0,0170	0,7612	0,0203
2842	0,8815	0,0177	0,7705	0,0216
3121	0,8884	0,0185	0,7853	0,0229

Tabla A1.4 Datos PVT para pozos horizontales y una temperatura de 180°F

Presión Psia	SG=0,55		SG=0,75	
	Z	Viscosidad (cp)	Z	Viscosidad (cp)
14,7	1,000	0,012	1,000	0,010
50	0,997	0,012	0,994	0,010
329	0,979	0,012	0,959	0,011
608	0,962	0,013	0,926	0,012
888	0,948	0,013	0,896	0,013
1167	0,935	0,014	0,869	0,014
1446	0,925	0,014	0,846	0,015
1725	0,917	0,015	0,829	0,016
2004	0,913	0,016	0,817	0,017
2283	0,911	0,016	0,812	0,018
2563	0,912	0,017	0,812	0,019
2842	0,915	0,017	0,818	0,020
3121	0,921	0,018	0,829	0,021

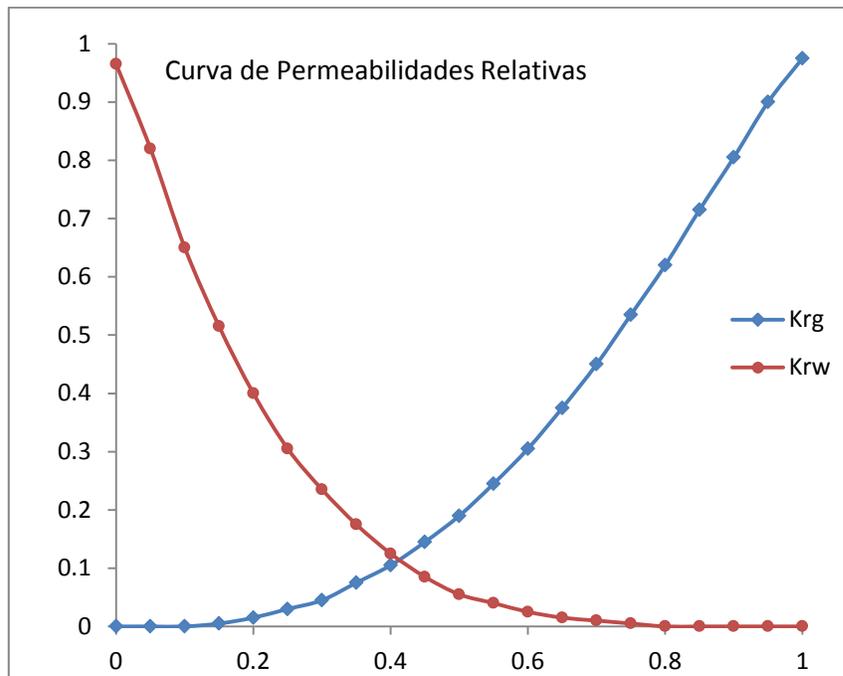


Figura A1.1 Curvas de permeabilidad relativa

APÉNDICE A2

Casos de estudios y sus códigos, utilizados en la herramienta computacional.

Tabla A2.1 Casos verticales del mallado cartesiano

Sensibilidades verticales con pozo Inyector y mallado cartesiano.		
Casos FAF	Casos IM2h	Casos IM6h
55-2-2-V-FAF10-car 180	55-2-2-V-IM2h-car 180	55-2-2-V-IM6h-car 180
55-2-2-V-FAF10-car 140	55-2-2-V-IM2h-car 140	55-2-2-V-IM6h-car 140
75-2-2-V-FAF10-car 180	75-2-2-V-IM2h-car 180	75-2-2-V-IM6h-car 180
75-2-2-V-FAF10-car 140	75-2-2-V-IM2h-car 140	75-2-2-V-IM6h-car 140
55-0,1-2-V-FAF10-car 180	55-0,1-2-V-IM2h-car 180	55-0,1-2-V-IM6h-car 180
55-0,1-2-V-FAF10-car 140	55-0,1-2-V-IM2h-car 140	55-0,1-2-V-IM6h-car 140
75-0,1-2-V-FAF10-car 180	75-0,1-2-V-IM2h-car 180	75-0,1-2-V-IM6h-car 180
75-0,1-2-V-FAF10-car 140	75-0,1-2-V-IM2h-car 140	75-0,1-2-V-IM6h-car 140

Tabla A2.2 Casos verticales del mallado cilíndrico

Sensibilidades verticales con pozo Inyector y mallado cilíndrico.		
Casos FAF	Casos IM2h	Casos IM6h
55-2-2-V-FAF10-cil 180	55-2-2-V-IM2h-cil180	55-2-2-V-IM6h-cil 180
55-2-2-V-FAF10-cil 140	55-2-2-V-IM2h-cil 140	55-2-2-V-IM6h-cil 140
75-2-2-V-FAF10-cil 180	75-2-2-V-IM2h-cil 180	75-2-2-V-IM6h-cil 180
75-2-2-V-FAF10-cil 140	75-2-2-V-IM2h-cil 140	75-2-2-V-IM6h-cil 140
55-0,1-2-V-FAF10-cil 180	55-0,1-2-V-IM2h-cil 180	55-0,1-2-V-IM6h-cil 180
55-0,1-2-V-FAF10-cil 140	55-0,1-2-V-IM2h-cil 140	55-0,1-2-V-IM6h-cil 140
75-0,1-2-V-FAF10-cil 180	75-0,1-2-V-IM2h-cil 180	75-0,1-2-V-IM6h-cil 180
75-0,1-2-V-FAF10-cil 140	75-0,1-2-V-IM2h-cil 140	75-0,1-2-V-IM6h-cil 140

Tabla A2.3 Casos verticales del mallado cartesiano con permeabilidad de 50 mD

Sensibilidades verticales con pozo inyector y mallado cartesiano.
Casos FAF solo para comparación con pozos horizontales.
55-50-2-V-FAF10-car 180
55-50-2-V-FAF10-car 140
75-50-2-V-FAF10-car 180
75-50-2-V-FAF10-car 140

Tabla A2.4 Casos horizontales

Sensibilidades horizontales con pozo inyector	
Casos FAF	Casos IM6h
140-55-01-10-3000-FAF10D	140-55-01-10-3000-IM6h
140-55-01-10-700-FAF10D	140-55-01-10-700-IM6h
140-55-01-2-3000-FAF10D	140-55-01-2-3000-IM6h
140-55-01-2-700-FAF10D	140-55-01-2-700-IM6h
140-55-2-10-3000-FAF10D	140-55-2-10-3000-IM6h
140-55-2-10-700-FAF10D	140-55-2-10-700-IM6h
140-55-2-2-3000-FAF10D	140-55-2-2-3000-IM6h
140-55-2-2-700-FAF10D	140-55-2-2-700-IM6h
140-55-50-10-3000-FAF10D	140-55-50-10-3000-IM6h
140-55-50-10-700-FAF10D	140-55-50-10-700-IM6h
140-55-50-2-3000-FAF10D	140-55-50-2-3000-IM6h
140-55-50-2-700-FAF10D	140-55-50-2-700-IM6h
140-75-01-10-3000-FAF10D	140-75-01-10-3000-IM6h
140-75-01-10-700-FAF10D	140-75-01-10-700-IM6h

Tabla A2.4 Casos horizontales (cont.)

Sensibilidades horizontales con pozo inyector	
Casos FAF	Casos IM6h
140-75-01-2-3000-FAF10D	140-75-01-2-3000-IM6h
140-75-01-2-700-FAF10D	140-75-01-2-700-IM6h
140-75-2-10-3000-FAF10D	140-75-2-10-3000-IM6h
140-75-2-10-700-FAF10D	140-75-2-10-700-IM6h
140-75-2-2-3000-FAF10D	140-75-2-2-3000-IM6h
140-75-2-2-700-FAF10D	140-75-2-2-700-IM6h
140-75-50-10-3000-FAF10D	140-75-50-10-3000-IM6h
140-75-50-10-700-FAF10D	140-75-50-10-700-IM6h
140-75-50-2-3000-FAF10D	140-75-50-2-3000-IM6h
140-75-50-2-700-FAF10D	140-75-50-2-700-IM6h
180-55-01-10-3000-FAF10D	180-55-01-10-3000-IM6h
180-55-01-10-700-FAF10D	180-55-01-10-700-IM6h
180-55-01-2-3000-FAF10D	180-55-01-2-3000-IM6h
180-55-01-2-700-FAF10D	180-55-01-2-700-IM6h
180-55-2-10-3000-FAF10D	180-55-2-10-3000-IM6h
180-55-2-10-700-FAF10D	180-55-2-10-700-IM6h
180-55-2-2-3000-FAF10D	180-55-2-2-3000-IM6h
180-55-2-2-700-FAF10D	180-55-2-2-700-IM6h
180-55-50-10-3000-FAF10D	180-55-50-10-3000-IM6h
180-55-50-10-700-FAF10D	180-55-50-10-700-IM6h
180-55-50-2-3000-FAF10D	180-55-50-2-3000-IM6h
180-55-50-2-700-FAF10D	180-55-50-2-700-IM6h
180-75-01-10-3000-FAF10D	180-75-01-10-3000-IM6h
180-75-01-10-700-FAF10D	180-75-01-10-700-IM6h

Tabla A2.4 Casos horizontales (cont.)

Sensibilidades horizontales con pozo inyector	
Casos FAF	Casos IM6h
180-75-01-2-3000-FAF10D	180-75-01-2-3000-IM6h
180-75-01-2-700-FAF10D	180-75-01-2-700-IM6h
180-75-2-10-3000-FAF10D	180-75-2-10-3000-IM6h
180-75-2-10-700-FAF10D	180-75-2-10-700-IM6h
180-75-2-2-3000-FAF10D	180-75-2-2-3000-IM6h
180-75-2-2-700-FAF10D	180-75-2-2-700-IM6h
180-75-50-10-3000-FAF10D	180-75-50-10-3000-IM6h
180-75-50-10-700-FAF10D	180-75-50-10-700-IM6h
180-75-50-2-3000-FAF10D	180-75-50-2-3000-IM6h
180-75-50-2-700-FAF10D	180-75-50-2-700-IM6h

Tabla A2.5 Casos horizontales sin pozo inyector

Sensibilidades horizontales sin pozo inyector
Casos FAF
180-75-2-2-700-FAF10D
180-75-2-2-3000-FAF10D
180-55-2-2-700-FAF10D
180-55-2-2-3000-FAF10D
140-75-2-2-700-FAF10D
140-75-2-2-3000-FAF10D
140-55-2-2-700-FAF10D
140-55-2-2-3000-FAF10D

APÉNDICE A3

Resultados de pozos verticales en mallado cartesiano

Tabla A3.1 Resultados de los casos verticales con mallado cartesiano, 140°F

	55-0,1-2-V-140	75-0,1-2-V-140	55-2-2-V-140	75--2-2-V-140	55-50-2-V-140	75-50-2-V-140
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0371462	0,0331385	0,616753	0,548742	14,9695	13,3027
3000	0,157718	0,142843	2,54868	2,30612	57,464	51,8213
2500	0,340818	0,316113	5,49514	5,09295	120,162	110,635
2000	0,498539	0,412982	8,05495	7,63337	172,816	161,752
1500	0,629971	0,609334	10,2093	9,85301	215,653	204,081
1000	0,733063	0,719288	11,9225	11,6591	249,195	237,381
500	0,805342	0,798239	13,1604	12,9822	273,817	261,882
14,7	0,83193	0,828571	13,7855	13,6442	288,806	276,787

Tabla A3.2 Resultados de los casos verticales con mallado cartesiano, 180°F

	55-0,1-2-V-180	75-0,1-2-V-180	55-2-2-V-180	75--2-2-V-180	55-50-2-V-180	75-50-2-V-180
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0347043	0,0320436	0,576532	0,530312	13,998	12,8438
3000	0,146862	0,137203	2,37273	2,21378	53,5999	49,6728
2500	0,315502	0,300347	5,08738	4,83531	111,703	104,939
2000	0,45916	0,444642	7,42028	7,16994	160,241	152,119
1500	0,577609	0,567603	9,36615	9,17456	199,606	190,834
1000	0,669854	0,665727	10,9004	10,7891	230,384	221,255
500	0,734022	0,735558	12,0039	11,9647	252,954	243,641
14,7	0,757156	0,762051	12,5629	12,5537	266,642	257,304

Resultados de pozos verticales en mallado cilíndrico

Tabla A3.3 Resultados de los casos verticales con mallado cilíndrico, 140°F

	55-0,1-2-V-140	75-0,1-2-V-140	55-2-2-V-140	75--2-2-V-140
	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)
3300	0,0356163	0,0317736	0,590355	0,525896
3000	0,150342	0,136207	2,44847	2,21599
2500	0,324896	0,301379	5,2832	4,89867
2000	0,475406	0,451073	7,73896	7,33926
1500	0,601079	0,581329	9,79464	9,46445
1000	0,700475	0,687132	11,4234	11,1892
500	0,773666	0,76637	12,6244	12,47
14,7	0,810045	0,806494	13,3201	13,208

Tabla A3.4 Resultados de los casos verticales con mallado cilíndrico, 180°F

	55-0,1-2-V-180	75-0,1-2-V-180	55-2-2-V-180	75--2-2-V-180
	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)
3300	0,0332795	0,0307267	0,551718	0,508233
3000	0,139933	0,130802	2,27924	2,1271
2500	0,300755	0,286273	4,8906	4,65044
2000	0,437803	0,423932	7,12771	6,89311
1500	0,551141	0,541494	8,98258	8,81019
1000	0,640098	0,63597	10,4428	10,3491
500	0,705178	0,706282	11,5125	11,4917
14,7	0,737382	0,741797	12,1329	12,1483

Resultados de pozos horizontales en mallado cartesiano

Tabla A3.5 Resultados de los casos horizontales, 140-55-x-y-700

	140-55-0,1-2-700	140-55-0,1-10-700	140-55-2-2-700	140-55-2-10-700	140-55-50-2-700	140-55-50-10-700
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,3056	0,1674	3,9418	2,6022	97,6883	63,4320
3000	1,3110	0,6795	16,9999	10,5983	360,9040	236,9080
2500	2,8212	1,4611	36,2866	22,6901	744,0460	495,9810
2000	4,0876	2,1375	52,4419	33,0737	1061,7000	716,6470
1500	5,1166	2,7049	65,7850	41,7741	1317,5100	898,4870
1000	5,9056	3,1558	76,2132	48,6975	1517,4300	1042,7800
500	6,4512	3,4830	83,6526	53,7719	1667,0300	1151,3900
14,7	6,5211	3,6016	86,4970	56,1247	1761,0000	1218,5300

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.6 Resultados de los casos horizontales, 140-75-x-y-700

	140-75-0,1-2-700	140-75-0,1-10-700	140-75-2-2-700	140-75-2-10-700	140-75-50-2-700	140-75-50-10-700
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,2838	0,1539	3,6066	2,3881	88,7986	57,6570
3000	1,2045	0,6218	15,6292	9,7083	327,4600	214,8970
2500	2,6444	1,3633	34,0597	21,2080	686,9140	458,1640
2000	3,9161	2,0357	50,2334	31,5425	994,7640	672,8090
1500	4,9968	2,6220	64,0833	40,4994	1247,0300	853,2730
1000	5,8526	3,1016	75,1381	47,7791	1444,3000	997,3690
500	6,4627	3,4560	83,0629	53,1760	1591,8400	1105,8800
14,7	6,5817	3,5946	85,9195	55,6517	1685,1200	1173,6100

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.7 Resultados de los casos horizontales, 140-55-x-y-3000

	140-55-0,1- 2-3000	140-55-0,1- 10-3000	140-55-2- 2-3000	140-55-2- 10-3000	140-55- 50-2-3000	140-55-50- 10-3000
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	1,2879	0,7128	12,0167	9,1961	319,2920	226,9300
3000	5,6103	2,9165	61,5462	41,1890	1145,0500	837,2760
2500	12,0788	6,2721	130,6420	87,8730	2283,5200	1725,8600
2000	17,4491	9,1588	185,3420	126,0780	3187,2200	2463,9800
1500	21,7548	11,5631	229,0570	157,0710	3891,7700	3058,2600
1000	24,9846	13,4537	261,7270	180,9060	4418,4200	3515,5100
500	27,1378	14,8022	283,1300	197,3950	4788,0000	3846,7600
14,7	27,1071	15,2061	285,2430	202,0640	5001,1000	4040,9800

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.8 Resultados de los casos horizontales, 140-75-x-y-3000

	140-75-0,1- 2-3000	140-75-0,1- 10-3000	140-75-2- 2-3000	140-75-2- 10-3000	140-75- 50-2-3000	140-75-50- 10-3000
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	1,2008	0,6566	10,9877	8,4627	290,3430	206,2870
3000	5,1624	2,6716	57,0831	37,9238	1039,9800	760,0430
2500	11,3397	5,8578	123,8420	82,7066	2110,7200	1596,2100
2000	16,7542	8,7342	179,6160	121,1510	2990,8300	2317,1400
1500	21,3017	11,2283	226,2070	153,5690	3689,6900	2910,4300
1000	24,8510	13,2502	261,8010	179,1000	4214,3700	3370,8300
500	27,3160	14,7269	285,1700	196,9280	4581,9800	3704,0400
14,7	27,5310	15,2260	285,9810	201,6460	4793,5000	3900,6200

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.9 Resultados de los casos horizontales, 180-55-x-y-700

	180-55-0,1- 2-700	180-55-0,1- 10-700	180-55-2- 2-700	180-55-2- 10-700	180-55- 50-2-700	180-55-50- 10-700
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,2833	0,1555	3,6659	2,4185	90,9716	59,0639
3000	1,2167	0,6311	15,7766	9,8444	336,3810	220,6720
2500	2,6059	1,3509	33,5130	20,9755	691,7670	460,5380
2000	3,7571	1,9671	48,2138	30,4343	984,9580	663,6460
1500	4,6829	2,4791	60,2505	38,2922	1220,7600	830,4300
1000	5,3856	2,8828	69,6009	44,5053	1404,3900	962,4140
500	5,8667	3,1736	76,2329	49,0311	1541,9100	1061,5000
14,7	5,9194	3,2765	78,7873	51,1344	1627,6800	1122,7100

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.10 Resultados de los casos horizontales, 180-75-x-y-700

	180-75- 0,1-2-700	180-75-0,1- 10-700	180-75-2- 2-700	180-75-2- 10-700	180-75- 50-2-700	180-75- 50-10-700
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,2715	0,1474	3,4554	2,2869	85,1186	55,2734
3000	1,1522	0,5955	14,9496	9,2878	313,1950	205,6390
2500	2,5052	1,2921	32,2551	20,0892	650,7180	434,1800
2000	3,6725	1,9106	47,0819	29,5798	934,9040	632,2880
1500	4,6451	2,4406	59,5465	37,6704	1165,7400	797,1970
1000	5,4072	2,8689	69,4064	44,1853	1346,3100	928,5150
500	5,9451	3,1843	76,4527	48,9924	1481,6500	1027,7400
14,7	6,0373	3,3043	79,0022	51,1856	1567,1700	1089,1700

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.11 Resultados de los casos horizontales, 180-55-x-y-3000

	180-55-0,1- 2-3000	180-55-0,1- 10-3000	180-55-2- 2-3000	180-55-2- 10-3000	180-55- 50-2-3000	180-55-50- 10-3000
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	1,1929	0,6619	11,1862	8,5453	297,4930	211,3200
3000	5,2052	2,7087	57,0311	38,2175	1068,5300	780,3270
2500	11,1534	5,7977	120,6300	81,1102	2127,1200	1603,8200
2000	16,0308	8,4266	170,0420	115,8370	2963,4500	2283,8500
1500	19,8960	10,5947	209,3060	143,7360	3613,2500	2829,0300
1000	22,7653	12,2856	238,4470	165,0500	4098,2500	3247,6700
500	24,6562	13,4778	257,5000	179,7090	4437,2100	3549,6900
14,7	24,5683	13,8220	259,6090	183,9380	4633,6800	3726,6700

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

Tabla A3.12 Resultados de los casos horizontales, 180-75-x-y-3000

	180-75-0,1- 2-3000	180-75-0,1- 10-3000	180-75-2- 2-3000	180-75-2- 10-3000	180-75- 50-2-3000	180-75-50- 10-3000
	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF	FAF
Pwf (psia)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	qg (MMpcnd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	1,1482	0,6286	10,5269	8,1049	278,1790	197,7360
3000	4,9376	2,5563	54,5705	36,2667	993,3390	726,7960
2500	10,7407	5,5512	117,2190	78,2834	1995,9200	1510,9400
2000	15,7060	8,1951	168,0420	113,5090	2805,0600	2174,3200
1500	19,7982	10,4474	209,4730	142,6090	3441,7900	2714,4300
1000	22,9450	12,2519	240,7420	165,2780	3919,4900	3131,9800
500	25,1013	13,5582	261,1370	181,0170	4254,8600	3434,7200
14,7	25,2211	13,9882	262,0460	185,1330	4448,7000	3614,0000

x=permeabilidad; y= inverso de anisotropía

APÉNDICE A4

Tabla A4.1 Tasas estabilizadas, casos 55-0,1-2-V-Car-140 y 140-55-0,1-2-H

	55-0,1-2-V-Car-140	140-55-0,1-2-700	140-55-0,1-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0371	0,305569	1,28793
3000	0,1577	1,31101	5,61032
2500	0,3408	2,82119	12,0788
2000	0,4985	4,08756	17,4491
1500	0,63	5,11656	21,7548
1000	0,7331	5,90558	24,9846
500	0,8053	6,45118	27,1378
14,7	0,8319	6,52106	27,1071

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.2 Tasas estabilizadas, casos 55-2-2-V-Car-140 y 140-55-2-2-H

	55-2-2-V-Car-140	140-55-2-2-700	140-55-2-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,616753	3,94184	12,0167
3000	2,54868	16,9999	61,5462
2500	5,49514	36,2866	130,642
2000	8,05495	52,4419	185,342
1500	10,2093	65,785	229,057
1000	11,9225	76,2132	261,727
500	13,1604	83,6526	283,13
14,7	13,7855	86,497	285,243

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.3 Tasas estabilizadas, casos 55-50-2-V-Car-140 y 140-55-50-2-H

	55-50-2-V-Car-140	140-55-50-2-700	140-55-50-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	14,9695	97,6883	319,292
3000	57,464	360,904	1145,05
2500	120,162	744,046	2283,52
2000	172,816	1061,7	3187,22
1500	215,653	1317,51	3891,77
1000	249,195	1517,43	4418,42
500	273,817	1667,03	4788
14,7	288,806	1761	5001,1

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.4 Tasas estabilizadas, casos 75-0,1-2-V-Car-140 y 140-75-0,1-2-H

	75-0,1-2-V-Car-140	140-75-0,1-2-700	140-75-0,1-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0331	0,283802	1,20077
3000	0,1428	1,20446	5,16244
2500	0,3161	2,64438	11,3397
2000	0,413	3,91613	16,7542
1500	0,6093	4,99677	21,3017
1000	0,7193	5,8526	24,851
500	0,7982	6,4627	27,316
14,7	0,8286	6,58172	27,531

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.5 Tasas estabilizadas, casos 75-2-2-V-Car-140 y 140-75-2-2-H

	75-2-2-V-Car-140	140-75-2-2-700	140-75-2-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,548742	3,60664	10,9877
3000	2,30612	15,6292	57,0831
2500	5,09295	34,0597	123,842
2000	7,63337	50,2334	179,616
1500	9,85301	64,0833	226,207
1000	11,6591	75,1381	261,801
500	12,9822	83,0629	285,17
14,7	13,6442	85,9195	285,981

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.6 Tasas estabilizadas, casos 75-50-2-V-Car-140 y 140-75-50-2-H

	75-50-2-V-Car-140	140-75-50-2-700	140-75-50-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	13,3027	88,7986	290,343
3000	51,8213	327,46	1039,98
2500	110,635	686,914	2110,72
2000	161,752	994,764	2990,83
1500	204,081	1247,03	3689,69
1000	237,381	1444,3	4214,37
500	261,882	1591,84	4581,98
14,7	276,787	1685,12	4793,5

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.7 Tasas estabilizadas, casos 55-0,1-2-V-Car-180 y 180-55-0,1-2-H

	55-0,1-2-V-Car-180	180-55-0,1-2-700	180-55-0,1-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0347043	0,283288	1,19293
3000	0,146862	1,21672	5,20524
2500	0,315502	2,60591	11,1534
2000	0,45916	3,75705	16,0308
1500	0,577609	4,6829	19,896
1000	0,669854	5,38557	22,7653
500	0,734022	5,86672	24,6562
14,7	0,757156	5,91944	24,5683

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.8 Tasas estabilizadas, casos 55-2-2-V-Car-180 y 180-55-2-2-H

	55-2-2-V-Car-180	180-55-2-2-700	180-55-2-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,576532	3,66586	11,1862
3000	2,37273	15,7766	57,0311
2500	5,08738	33,513	120,63
2000	7,42028	48,2138	170,042
1500	9,36615	60,2505	209,306
1000	10,9004	69,6009	238,447
500	12,0039	76,2329	257,5
14,7	12,5629	78,7873	259,609

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.9 Tasas estabilizadas, casos 55-50-2-V-Car-180 y 180-55-50-2-H

	55-50-2-V-Car-180	180-55-50-2-700	180-55-50 -2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	13,998	90,9716	297,493
3000	53,5999	336,381	1068,53
2500	111,703	691,767	2127,12
2000	160,241	984,958	2963,45
1500	199,606	1220,76	3613,25
1000	230,384	1404,39	4098,25
500	252,954	1541,91	4437,21
14,7	266,642	1627,68	4633,68

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.10 Tasas estabilizadas, casos 75-0,1-2-V-Car-180 y 180-75-0,1-2-H

	75-0,1-2-V-Car-180	180-75-0,1-2-700	180-75-0,1 -2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,0320436	0,271467	1,14817
3000	0,137203	1,1522	4,93764
2500	0,300347	2,5052	10,7407
2000	0,444642	3,67251	15,706
1500	0,567603	4,64506	19,7982
1000	0,665727	5,40721	22,945
500	0,735558	5,94513	25,1013
14,7	0,762051	6,03728	25,2211

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.11 Tasas estabilizadas, casos 75-2-2-V-Car-180 y 180-75-2-2-H

	75-2-2-V-Car-180	180-75-2-2-700	180-75-2-2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	0,530312	3,45535	10,5269
3000	2,21378	14,9496	54,5705
2500	4,83531	32,2551	117,219
2000	7,16994	47,0819	168,042
1500	9,17456	59,5465	209,473
1000	10,7891	69,4064	240,742
500	11,9647	76,4527	261,137
14,7	12,5537	79,0022	262,046

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

Tabla A4.12 Tasas estabilizadas, casos 75-50-2-V-Car-180 y 180-75-50-2-H

	75-50-2-V-Car-180	180-75-50-2-700	180-75-50 -2-3000
Pwf (Psia)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)	Qg (MMpcsd)
3300	12,8438	85,1186	278,179
3000	49,6728	313,195	993,339
2500	104,939	650,718	1995,92
2000	152,119	934,904	2805,06
1500	190,834	1165,74	3441,79
1000	221,255	1346,31	3919,49
500	243,641	1481,65	4254,86
14,7	257,304	1567,17	4448,7

V=pozo vertical; H= pozo horizontal de 3000 o 700 pies

APÉNDICE A5

Tabla A5.1 Tasas de pozos horizontales de 700 pies sin pozo inyector

	140-55-2-2-700	140-75-2-2-700	180-55-2-2-700	180-75-2-2-700
Pwf psia	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd
3300	3,68497	3,43308	3,41312	3,28677
3000	16,5714	15,3205	15,3612	14,6463
2500	35,5464	33,5206	32,7973	31,7268
2000	51,0043	49,1829	46,8269	46,059
1500	63,1649	62,1236	57,722	57,6513
1000	71,919	71,8515	65,4809	66,2242
500	77,2698	78,0746	70,1498	71,6364
14,7	76,2623	77,6138	69,1116	71,0651

Tabla A5.2 Tasas de pozos horizontales de 3000 pies sin pozo inyector

	140-55-2-2-3000	140-75-2-2-3000	180-55-2-2-3000	180-75-2-2-3000
Pwf psia	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd	Qg MMpcsd
3300	9,71907	9,45182	8,92502	9,01103
3000	57,6667	54,2326	53,2743	51,7845
2500	124,303	119,099	114,314	112,618
2000	173,78	171,04	158,877	159,712
1500	208,797	211,107	189,802	194,766
1000	229,684	237,523	207,765	217,078
500	236,761	249,293	213,343	226,317
14,7	213,654	228,775	191,792	206,561