

**EVALUACIÓN DE FORMACIONES PARA UN DESCUBRIMIENTO DE GAS
SECO EN EL CARIBE COLOMBIANO, INCORPORANDO SOLUCIONES
INVERSAS, A PARTIR DE RESPUESTAS A MODELOS NUMÉRICOS Y
ANALÍTICOS**

**CAMILO GIRALDO JARAMILLO
DANIELA RODRÍGUEZ GARCÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2017

EVALUACIÓN DE FORMACIONES PARA UN DESCUBRIMIENTO DE GAS SECO EN EL CARIBE COLOMBIANO, INCORPORANDO SOLUCIONES INVERSAS, A PARTIR DE RESPUESTAS A MODELOS NUMÉRICOS Y ANALÍTICOS

CAMILO GIRALDO JARAMILLO

DANIELA RODRÍGUEZ GARCÍA

**Proyecto integral de grado para optar el título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

Carlos Alberto Mora

Ingeniero de Petróleos

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍAS
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BOGOTÁ D.C.**

2017

Notas de aceptación:

Ing. Carlos Alberto Espinosa Mora

Ing. Adriana Ruiz León

Ing. Fabián Fernández

Bogotá D.C. Agosto de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Postgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director Programa Ingeniería de Petróleos

Ing. JOSE HUMBERTO CANTILLO SILVA

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores.

A Dios a quien debo todo.

A mis Padres, Adriana Jaramillo y Luis Fernando Giraldo, quienes sin duda han entregado sus vidas por la mía, y a quienes entrego la mía.

A mis abuelos que siempre estuvieron apoyándome en este proceso.

A toda mi familia, hermanas y tía. A mis amigos.

A mi novia Maura Fernanda, quien me apoyó siempre y es muy importante en mi vida.

Camilo Giraldo Jaramillo

A Dios por darme la sabiduría,
paciencia y dedicación para culminar
este proyecto

A mis papás, Fabián Rodríguez
Esteban y Jeannette García León por
su apoyo incondicional y emocional
durante todo este proceso.

A mi querida hermana Camila
Rodríguez

A todos mis amigos que conocí
durante la carrera, que son como mi
segunda familia.

Daniela Rodríguez García

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios, por darme la vida, por unos padres tan maravillosos, por darme todas las oportunidades y permitirme estudiar esta hermosa carrera.

Agradezco a mis padres que son mi ejemplo a seguir de perseverancia y esfuerzo por alcanzar metas y objetivos, por apoyarme en cada cosa que les he propuesto y guiarme en cada paso de mi vida.

Agradezco a mis hermanas, por enseñarme a como ser un verdadero hombre.

Agradezco a mis abuelos, por todas las cosas que me han enseñado y brindarme su sabiduría.

Agradezco a mi novia, por apoyarme en cada momento de este proceso y ayudarme en cada dificultad.

Agradezco a todas las personas que formaron parte de este trabajo de grado.

Agradezco al Ingeniero Carlos Mora, por todas sus enseñanzas durante el desarrollo de este trabajo de grado, por su tiempo y experiencia, que fueron enriquecedoras para mí.

Agradezco al Profesos Carlos Espinosa, por sus consejos en diferentes situaciones que se presentaron durante el proyecto.

Camilo Giraldo Jaramillo

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a Dios por permitirme culminar este proceso, por darme la paciencia y fuerza para afrontar cada día los retos que se presentan en el día a día.

A mi familia, por ser parte primordial en mi vida, por el apoyo que me han brindado, gracias a ellos enfrente las adversidades y me motivan a seguir adelante para cumplir mis metas.

Agradezco al Ingeniero Carlos Alberto Mora, por todas las enseñanzas que me dejó durante el proyecto, así mismo a la Ingeniera Danissa Rodríguez quien fue la persona que nos colaboró en todo el proceso del manejo del simulador.

Por último agradezco inmensamente a los profesores Alex Cuadrado, Carlos Espinosa y Adriangela Romero, que siempre estuvieron dispuestos a resolver dudas y colaborarnos de algún modo para lograr este trabajo de grado.

Daniela Rodríguez García

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	27
1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA	29
1.1 HISTORIA	29
1.2 LOCALIZACIÓN	31
1.3 MARCO GEOLÓGICO	33
1.3.1 Columna estratigráfica	33
1.3.2 Estratigrafía.	33
1.3.2.1 Cretáceo Indiferenciado	35
1.3.2.2 Formación Uitpa.	35
1.3.2.3 Formación Jimol.	35
1.3.2.4 Formación Castilletes.	36
1.3.2.5 Formación Monguí.	36
1.3.3 Geología Estructural.	36
1.3.4 Geología del Petróleo.	38
1.3.4.1 Roca Generadora.	38
1.3.4.2 Roca Almacenadora.	39
1.3.4.3 Roca Sello	39
1.3.4.4. Trampa.	39
1.3.4.5 Migración	39
1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	40
1.4.1 Método de producción	40
1.4.2 Tiempo de producción.	40
1.4.3 Número de pozos	41
1.4.4 Gráfica de producción de gas	42
1.4.5. Características del Yacimiento.	43
2. MODELO DE SIMULACIÓN	44
2.1 MODELO ESTÁTICO	44

2.1.1 Dimensiones de la Malla.	45
2.1.1.1 Formación de interés.	45
2.1.2 Petrofísica.	46
2.1.2.1 Porosidad.	47
2.1.2.2 Permeabilidad.	47
2.1.2.3 Espesor Neto.	48
2.1.3 Propiedades de la roca y el agua.	49
2.1.4 Propiedades del gas	50
2.1.4.1 Composición del gas.	50
2.1.5 Límites de frontera.	51
2.1.6 Condiciones iniciales.	51
2.1.7 Datos PVT.	52
2.1.8 Permeabilidad relativa.	52
2.1.8.1 Sistema agua-gas.	52
2.2 MODELO DINÁMICO	53
2.2.1 Pozo de interés.	53
2.2.2 Caso base.	54
3. EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS A PARTIR DE DIFERENTES MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA	56
3.1 PROBLEMAS INVERSOS	56
3.2 GAS ORIGINALMENTE EN SITIO (GOES)	57
3.2.1 GOES – Simulación Numérica.	58
3.1.2 GOES – Método Volumétrico.	60
3.1.3 GOES – Método Balance de Materiales P/Z.	61
3.2 PERMEABILIDAD Y DAÑO DE FORMACIÓN	69
3.3 LÍMITES DE YACIMIENTO	78
3.4 EFECTO CONIFICACIÓN	86
3.4.1 Sensibilización por Caudal.	89
3.4.2 Sensibilización por Intervalo Cañoneado.	94
3.4.3 Sensibilización por Presión de Fondo Límite.	99
3.4.4 Sensibilización por Tamaño del Acuífero.	104
3.5 ARENAS MASIVAS CONTRA ARENAS INTERCALADAS	108
3.6 EFECTO CAÍDA DE PRESIÓN – PRIMEROS DÍAS DE FLUJO	115

4. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS VISUALIZADAS DEL POZO EXPLORATORIO CDG-1	126
4.1 ANÁLISIS COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)	127
4.2 ANÁLISIS COSTO DE OPERACIÓN (OPEX)	128
4.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	137
4.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	142
4.4.1 Valor Presente Neto (VPN).	142
4.4.2 Flujo de Caja Neto.	143
4.4.3 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO).	143
4.4.4 Flujo de Caja.	144
5. CONCLUSIONES	151
6. RECOMENDACIONES	152
BIBLIOGRAFÍA	153
ANEXOS	157

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Pozos perforados en la Cuenca de la Guajira.	30
Figura 2. Localización y límites de la Cuenca Guajira Offshore en la región Subcuenca Baja Guajira.	32
Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Guajira <i>Offshore</i> e información del pozo estudio.	34
Figura 4. Sección transversal SW – NE a través de la Península de la Guajira, mostrando las fallas de Oca y Cuiza.	37
Figura 5. Mapa estructural	44
Figura 6. Dimensiones promedio de la celda.	45
Figura 7. Registro eléctrico de la formación de interés.	46
Figura 8. Corazones extraídos de la formación de interés.	47
Figura 9. Distribución de las propiedades petrofísicas en el modelo estático	48
Figura 10. Distribución de los fluidos a condiciones iniciales del yacimiento.	51
Figura 11. Ubicación del Pozo Exploratorio CDG-1 en el modelo estático	54
Figura 12. Estado mecánico del Pozo Exploratorio CDG-1	55
Figura 13. Solución a un problema inverso.	57
Figura 14. Flujo de trabajo: Gas Original en Sitio	58
Figura 15. Representación de cómo el simulador toma el cálculo del volumen poroso y el cálculo del GOES.	67
Figura 16. Distribución de presión en el modelo de simulación.	68
Figura 17. Flujo de trabajo: Permeabilidad y Skin	71
Figura 18. Parámetros para ingresar al software Pansystem	73
Figura 19. Refinamiento local para el daño de formación.	77
Figura 20. Flujo de trabajo: Distancia a límite.	79
Figura 21. Irregularidad de la malla.	80
Figura 22. Casos de sensibilización de Distancia-límite (barrera de no flujo)	80
Figura 23. Flujo de Trabajo: Efecto Conificación.	87
Figura 24. Parámetros caso base – Efecto Conificación.	88
Figura 25. Casos de Sensibilización – Efecto Conificación.	89
Figura 26. Efecto conificación - Caudal 30 MMSCF/D.	90
Figura 27. Efecto conificación - Caudal 60 MMSCF/D.	91
Figura 28. Efecto conificación - Caudal 90 MMSCF/D.	92
Figura 29. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 30% de la arena.	95
Figura 30. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 60% de la arena.	96
Figura 31. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 90% de la arena.	97
Figura 32. Efecto Conificación – BHP límite 1800 psi.	100
Figura 33. Efecto Conificación – BHP límite 1000 psi.	101
Figura 34. Efecto Conificación – BHP límite 500 psi.	102
Figura 35. Efecto Conificación – Acuífero Tipo Carter Tracy.	105
Figura 36. Efecto Conificación – Acuífero Tipo Fetkovich.	106
Figura 37. Flujo de trabajo: Arena masiva contra arena intercalada	109

Figura 38. Modelo de simulacion de arenas intercaladas	110
Figura 39. Parámetros de Simulación – Caso Arenas intercaladas	110
Figura 40. Efecto de conificación – Caso arena masiva	111
Figura 41. Efecto Canalización – Caso arenas intercaladas	112
Figura 42. Vista de superficie – Caso arena intercaladas y Caso arena masiva	115
Figura 43. Flujo de trabajo: Efecto Caída de Presión.	116
Figura 44. Casos de sensibilización para problema efecto caída de presión	117
Figura 45. Parámetros de Simulación – Efecto caída de presión.	119
Figura 46. Caída de Presión Simulada – Caso 1. GOES de 300 GSCF	120
Figura 47. Caída de Presión Simulada– Caso 2. GOES de 500 GSCF	121
Figura 48. Caída de Presión Simulada– Caso 3. GOES de 932 GSCF	122
Figura 49. Caída de Presión Simulada– Caso 4. GOES de 1500 GSCF	124
Figura 50. Pozo con cada intervalo cañoneado simulado.	127

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción promedio diaria de gas de los Campos Chuchupa, Ballena y Riohacha.	42
Gráfica 2. Curvas de permeabilidad relativa agua-gas.	53
Gráfica 3. Programa de Producción para Análisis GOES.	59
Gráfica 4. Representación conceptual del método del P/Z	62
Gráfica 5. P/Z vs G _p acumulado.	66
Gráfica 6. Prueba de restauración de presión para Skin 5, 0, -5	72
Gráfica 7. Gráfica log-log para el cierre de estudio – Caso permeabilidad y skin	74
Gráfica 8. Resultados de las gráficas log-log después del ajuste de la presión y la derivada para los casos de skin 5, 0 y -5	75
Gráfica 9. Gráfica log-log para el caso de refinamiento local.	78
Gráfica 10. Pruebas de restauración de presión para cada caso de distancia a límite	82
Gráfica 11. Gráficas log-log para el cierre de estudio – Caso distancia a límite.	84
Gráfica 12. Resultados de las gráficas log-log después del ajuste de la presión y la derivada para cada caso distancia a límite	84
Gráfica 13. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Caudal	93
Gráfica 14. Producción de gas y agua Acumulados – Sensibilización Caudal	93
Gráfica 15. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Intervalo Cañoneado	98
Gráfica 16. Producción de Gas y Agua Acumulado – Sensibilización Intervalo Cañoneado	98
Gráfica 17. Tasa de Producción de Gas y Agua – Caso Presión de Fondo Límite	103
Gráfica 18. Gas y Agua Producidos Acumulado – Caso Presión de Fondo Límite	103
Gráfica 19. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Tamaño del Acuífero	107
Gráfica 20. Gas y Agua Producidos Acumulado – Sensibilización Tamaño del Acuífero	107
Gráfica 21. Tasa de Producción de Gas y Agua – Caso Arenas Intercaladas	113
Gráfica 22. Gas y Agua Producido Acumulado – Caso Arenas Intercaladas	114
Gráfica 23. Caída de Presión – Caso 1. GOES de 300 GSCF	120
Gráfica 24. Caída de Presión – Caso 2. GOES de 500 GSCF	122
Gráfica 25. Caída de Presión – Caso 3. GOES de 932 GSCF	123
Gráfica 26. Caída de Presión – Caso 4. 1500 GSCF	124
Gráfica 27. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	145
Gráfica 28. Flujo de Caja Neto – Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	145
Gráfica 29. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	146

Gráfica 30. Flujo de Caja Neto – Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	146
Gráfica 31. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	147
Gráfica 32. Flujo de Caja Neto – Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	147
Gráfica 33. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	148
Gráfica 34. Flujo de Caja Neto – Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	148
Gráfica 35. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	149
Gráfica 36. Flujo de Caja Neto – Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	149

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Gas originalmente en sitio	60
Ecuación 2. Gas original en sitio al reemplazar V_p	60
Ecuación 3. Saturación de gas máxima	61
Ecuación 4. Temperatura pseudocrítica	63
Ecuación 5. Presión pseudocrítica	63
Ecuación 6. Temperatura pseudoreducida	64
Ecuación 7. Presión pseudoreducida inicial	64
Ecuación 8. Balance de materia sin intrusión de agua.	65
Ecuación 9. Línea de tendencia lineal	65
Ecuación 10. Ecuación de Darcy para flujo radial horizontal	68
Ecuación 11. Cálculo del Valor Presente Neto.	143
Ecuación 12. Flujo de Caja Neto.	143
Ecuación 13. Cambio de Tasa Efectiva.	144

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Potencial de la roca con contenido de materia orgánica	39
Tabla 2. Número de pozos productores en los Campos de la Cuenca Guajira	41
Tabla 3. Información del yacimiento	43
Tabla 4. Promedios de celdas	45
Tabla 5. Propiedades Petrofísicas	47
Tabla 6. Propiedades de la roca y el agua	49
Tabla 7. Composición del gas.	50
Tabla 8. Propiedades PVT para Gas Seco.	52
Tabla 9. Parámetros de corrida de simulación	59
Tabla 10. Schedule de Producción para Análisis de GOES.	59
Tabla 11. Propiedades del gas	63
Tabla 12. Datos calculados de P_{sr} , Z y P/Z.	65
Tabla 13. Análisis de Resultados del GOES	66
Tabla 14. Resultados de los casos de Permeabilidad y Factor de daño	76
Tabla 15. Resultados de los casos de distancia a límite.	86
Tabla 16. Caudal 30 MMSCF/D.	90
Tabla 17. Caudal 60 MMSCF/D.	91
Tabla 18. Caudal 90 MMSCF/D.	92
Tabla 19. Resultados Sensibilización Caudal.	94
Tabla 20. Intervalo Cañoneado 30% de la arena.	95
Tabla 21. Intervalo Cañoneado 60% de la arena.	96
Tabla 22. Intervalo Cañoneado 90% de la arena.	97
Tabla 23. Resultados Sensibilización Intervalo Cañoneado.	99
Tabla 24. BHP límite 1800 psi.	100
Tabla 25. BHP límite 1000 psi.	101
Tabla 26. BHP límite 500 psi.	102
Tabla 27. Resultados Sensibilización Presión de Fondo Límite.	104
Tabla 28. Acuífero Tipo Carter Tracy.	105
Tabla 29. Acuífero Tipo Fetkovich.	106
Tabla 30. Resultados Sensibilización Tamaño Acuífero.	108
Tabla 31. Caso arena masiva	112
Tabla 32. Caso arenas intercaladas	113
Tabla 33. Resultados sensibilización arenas masivas contra arenas intercaladas	114
Tabla 34. Resultados de caída de presión para cada tamaño de yacimiento y caudal.	125
Tabla 35. Costos de Adquisición.	128
Tabla 36. Costos de Inversión	128
Tabla 37. Costos de Extracción Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	129
Tabla 38. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	130

Tabla 39. Total Costos Operacionales Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	130
Tabla 40. Costos de Extracción Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	131
Tabla 41. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	131
Tabla 42. Total Costos Operacionales Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	132
Tabla 43. Costos de Extracción Producción Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	132
Tabla 44. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	133
Tabla 45. Total Costos Operacionales Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	133
Tabla 46. Costos de Extracción Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	134
Tabla 47. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	134
Tabla 48. Total Costos Operacionales Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	135
Tabla 49. Costo de Extracción Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	135
Tabla 50. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	136
Tabla 51. Total Costos Operacionales Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	137
Tabla 52. Producción Neta para Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	138
Tabla 53. Ingresos Totales para Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.	138
Tabla 54. Producción Neta para Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	139
Tabla 55. Ingresos Totales para Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.	139
Tabla 56. Producción Neta para Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	140
Tabla 57. Ingresos Totales para Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.	140
Tabla 58. Producción Neta para Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	141
Tabla 59. Ingresos Totales para Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.	141
Tabla 60. Producción Neta para Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	142
Tabla 61. Ingresos Totales para Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.	142
Tabla 62. Resultados obtenidos en la evaluación financiera.	150

LISTA DE ABREVIATURAS

>	Mayor que
<	Menor que
%	Tanto por ciento
°C	Grados Celsius
°F	Grados Fahrenheit
BHP	<i>Bottom Hole Pressure</i> (Presión de fondo de pozo)
Bg	Factor volumétrico del gas
CDG-1	Nombre del Pozo Exploratorio
cP	Centipoise
Dx	Dimensión celda en x
Dy	Dimensión celda en y
Dz	Dimensión celda en z
E	Este
EUR	<i>Estimated Ultimate Recovery</i> (Recobro ultimo estimado)
Ft	<i>Feet</i> (Pie)
ft³	<i>Cubic feet</i> (Pie cubico)
GACE IV	<i>Gas Association Contract Extension</i> (Extensión del Contrato de Asociación de Gas)
GOES	Gas Original en Sitio
Gp	Gas producido
GSCF	<i>Giga Standard Cubic Feet</i> (Giga pies cúbicos estándar), 10 ⁹
GWC	<i>Gas Water Contact</i> (Contacto agua-gas)
H	Espesor neto
K	Permeabilidad
Kg	Kilogramo
Kh	Permeabilidad Horizontal
Km	Kilómetro
Km²	Kilómetro cuadrado
Kv	Permeabilidad Vertical
Kw	Kilowatt
Ln	Logaritmo natural
mD	Milidarcy
MSCF	<i>Thousand Standard Cubic Feet</i> (Miles de pies cúbicos), 10 ³
MMSCF	<i>Million Standard Cubic Feet</i> (Millones de pies cúbicos), 10 ⁶
MMSCF/D	<i>Million Standard Cubic Feet per Day</i> (Millones de pies cúbicos por día)
MSCF	<i>Thousand Standard Cubic Feet</i> (Miles de pies cúbicos), 10 ³

MSCF/D	<i>Thousand Standard Cubic Feet per Day</i> (Miles de pies cúbicos por día)
MSTB/D	<i>Thousand Stock Tank Barrels per Day</i> (Miles de barriles de tanque por día)
MMUSD	Millones de dólares
N	Norte
NE	Noreste
NO	Noroeste
O	Oeste
Pc	Presión crítica
ppm	Partes por millón
Pref	Presión de referencia
Psc	Presión seudocrítica
Psi	<i>Pounds Square Inch</i> (Libras por pulgada cuadrada)
Psri	Presión seudoreducida inicial
PVT	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf	<i>Bottom Hole Flowing Pressure</i> (Presión de fondo fluyente)
Pyac	Presión de yacimiento
RAG	Relación Agua-Gas
RB	<i>Reservoir Barrel</i> (Barriles de reservorio)
Re	<i>External Boundary Radius</i> (Radio de drenaje)
RG	Roca Generadora
RR	Roca Reservorio
RS	Roca Sello
Rw	<i>Wellbore Radius</i> (Radio del pozo)
S	<i>Skin</i> (Daño de formación)
SE	Sureste
SCF	<i>Standard Cubic Feet</i> (Pie cubico estándar)
Sg	Saturación de gas
Swirr	Saturación de agua irreducible
STB	<i>Stock Tank Barrel</i> (Barril en tanque)
Tc	Temperatura crítica
TIO	Tasa interna de oportunidad
Tmáx	Temperatura máxima
TOC	<i>Total Organic Carbon</i> (Carbón orgánico total)
Tsc	Temperatura seudocrítica
Tsr	Temperatura seudoreducida
TVD	<i>True Vertical Depth</i> (Profundidad vertical real)
Tyac	Temperatura de yacimiento
µg	Viscosidad del gas
USD	<i>United States Dollar</i> (Dólar de los Estados Unidos)
Wp	Producción acumulada de agua
Z	Factor de compresibilidad

GLOSARIO

ACUÍFERO: hace referencia a aquellas formaciones geológicas en las cuales se encuentra agua y que son permeables permitiendo el almacenamiento de agua en espacios subterráneos.

AFLORAMIENTO: área en la cual la superficie del terreno está constituida por capas de roca expuestas, sin desarrollo de vegetación, que están asociadas a rocas desnudas relacionados con actividad volcánica o glaciaria. En los afloramientos rocosos se pueden encontrar depósitos de sedimentos finos y gruesos.

AMBIENTE SEDIMENTARIO: punto geográfico donde se acumulan los sedimentos y cada lugar se caracteriza por una combinación de procesos geológicos (sedimentos) y condiciones ambientales (físicas, químicas y biológicas) que los diferencian de zonas adyacentes.

ANTICLINAL: pliegue en forma de arco, en el que las capas de roca son convexas hacia arriba y su núcleo lo forman las rocas más antiguas.

ARCILLA: sedimento de grano fino, cuyo tamaño es menor de 0.0039 mm, y está compuesta por agregados de silicatos de aluminio hidratados, que en su estado puro es de color blanco.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria clástica, producto de la diagénesis de la arcilla. Tiene un tamaño menor a 0.004 mm y un alto contenido de arcilla, al menos un 50%.

ARENISCA: roca sedimentaria clástica cuyos granos son generalmente del tamaño de arena, su textura es detrítica y su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm. Principalmente están compuestas de granos de arena cuarzosa, que contienen feldspatos, mica y otros granos minerales unidos entre sí con sílice.

ARENISCA CALCÁREA: roca sedimentaria clástica de tipo calcáreo que se produce en ambientes marinos, es de textura detrítica, su tamaño de grano varía de 1/16 mm a 2 mm y está compuesta por carbonatos de calcio, sílice y cuarzo.

BIOESTRATIGRAFÍA: es la aplicación de la paleontología y estratigrafía para datar y correlacionar los estratos con fósiles vegetales y animales. Los microfósiles terrestres y marinos se utilizan para determinar la edad absoluta o relativa y el ambiente de depositación de una formación, roca generadora o yacimiento de interés.

CALIZA: roca sedimentaria no clástica carbonatada producto de un ambiente marino, predominante de calcita de origen orgánico, químico o detrítico. De textura micrítica a esparítica, su tamaño varía dependiendo el tipo de cemento; si es micrita (de 1 a 10 micras) y esparita (más de 10 micras). Está compuesta por lodo calcáreo y alta presencia de fósiles reemplazados por cristales de calcita.

CANALIZACIÓN: en arenas estratificadas, la intrusión de agua se da lo largo de las arenas de alta permeabilidad debido a altas tasas de extracción del fluido.

CELDA: es una unidad discreta que permite la subdivisión del yacimiento, a la cual le son asignadas propiedades petrofísicas para el modelamiento y simulación numérica del mismo.

CONCORDANTE: estrato paralelo que ha experimentado una historia geológica similar y se deposita en sucesión sin ninguna interrupción.

CONGLOMERADO CUARZOSO: roca sedimentaria clástica que se produce en ambientes de tipo continental, textura detrítica, su tamaño de grano es mayor de 2 mm y está compuesta 94% de cuarzo.

CONIFICACIÓN: cambio producido en los perfiles de los contactos agua/petróleo, gas/petróleo o agua/gas como resultado de las caídas de presión durante la producción. Está afectada por las características de los fluidos involucrados y la relación entre la permeabilidad horizontal y vertical.

DATUM: superficie de referencia arbitraria

DEPOCENTRO: área de depósito de mayor espesor de una cuenca.

DEXTRAL: relativo a una falla de desplazamiento de rumbo o una falla dextro-lateral en la que el bloque se desplaza a lo largo de la falla hacia la derecha. La rotación en sentido horario o espiralado también se describe como dextral.

DISCORDANTE: superficie de erosión o de no depositación que separa los estratos más jóvenes de rocas más viejas.

ECLIPSE 100: simulador de yacimientos de petróleo y gas, que originalmente fue desarrollado por la *Exploration Consultants Limited* y actualmente es propiedad, es desarrollado, comercializado y mantenido por *Schlumberger*

EROSIÓN: es el desgaste que se produce en la superficie de un cuerpo por la acción de agentes externos como el viento o el agua, o por la fricción continua de otros cuerpos.

ESFUERZO: fuerza aplicada a un cuerpo, que puede producir deformación y se describe en términos de magnitud por unidad de área o intensidad.

ESTRATIFICACIÓN CRUZADA: serie de planos de estratificación inclinados que guardan alguna relación con la dirección del flujo de la corriente, con el ángulo de apoyo del sedimento y con la proporción de provisión del mismo.

FALLA: fractura en la corteza terrestre a lo largo, donde se desplazan los bloques rocosos que se separan por ella.

FALLA DE CABALGAMIENTO: tipo de falla inversa la cual su desplazamiento es vertical con su plano en un ángulo bajo con respecto a la horizontal. El bloque colgante se encuentra movido hacia arriba con relación al bloque yacente.

FALLA NORMAL: falla inclinada cuyo bloque elevado es el superior y su superficie de falla buza hacia la posición del bloque caído.

GASTERÓPODOS: son moluscos con el cuerpo asimétrico, protegido por una concha dorsal que presenta una torsión espiral característica que hace que la masa visceral gire sobre si misma 180°.

INFRAYACENTE: estrato o roca que reposa por debajo de otro superior.

KERÓGENO: es la cantidad de materia orgánica en las rocas sedimentarias, que es insoluble en ácidos, bases y en solventes orgánicos comunes.

LLANURA ALUVIAL: zona plana que bordea un río y que ha sido formada por la acumulación de material aluvial.

LUTITA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura pelítica, variopinta. Tiene un tamaño de grano menor a 0.062 mm. Está compuesta por la consolidación de partículas muy finas de arcilla y limo.

LUTITA MARGA: roca sedimentaria de origen detrítico, textura pulverulenta y abigarrada. Tamaño de grano menor a 0.05 mm. Compuesta por sílice, carbonato cálcico y limo consolidados en partículas muy finas.

MIGRACIÓN: es el movimiento de los hidrocarburos desde la roca fuente o madre hacia rocas almacenadoras o reservorio; se produce desde una estructura inferior hacia un área más alta, es crucial para la formación de un sistema petrolero.

PANSYSTEM: programa líder en análisis de pruebas de pozo en la industria. Es usado como estándar corporativo por la mayoría de las compañías petroleras multinacionales.

POZO: perforación para el proceso de búsqueda o producción de petróleo crudo gas natural o para proporcionar servicios relacionados con los mismos. Los pozos se clasifican de acuerdo a su objetivo y resultado como: pozos de aceite y gas asociado, pozos de gas seco y pozos inyectoros.

PROCESO BIOGÉNICO: cuando la descomposición de la materia orgánica se da bajo la acción de las bacterias en la etapa diagenética.

PROCESO TERMOGÉNICO: cuando la descomposición de la materia orgánica se hace de forma controlada por la temperatura, en la etapa diagenética.

ROCA ÍGNEO-METAMÓRFICA: roca proveniente de la solidificación del magma por descenso de la temperatura inicial, donde luego sufre un cambio ya sea por cambios químicos por aguas termales ricas en iones o cambios sujetos a altas presiones y temperaturas a altas profundidades.

ROCA GENERADORA: es una roca rica en materia orgánica que bajo condiciones de temperatura y presión favorables, sin degradación de la misma generará petróleo o gas.

ROCA RESERVORIO: es un elemento del sistema petrolífero con propiedades de porosidad y permeabilidad que permiten la acumulación de hidrocarburos que posteriormente permite su comercialidad.

ROCA SELLO: es una roca impermeable, con valores entre 10^{-6} y 10^{-8} Darcies que limita el paso de los fluidos y contribuye al entrapamiento de los hidrocarburos de tal forma que no puedan migrar fuera del yacimiento.

RUMBO: dirección que sigue la línea de intersección formada entre el plano horizontal y el plano del estrato o estructura geológica, con respecto al norte o al sur.

SCHEDULE: es un plan que define la secuencia de las actividades necesarias para llevar a cabo una tarea.

SISTEMA PETROLÍFERO: los componentes geológicos y los procesos necesarios para generar y almacenar hidrocarburos; esto incluye una roca generadora madura un trayecto de migración, una roca almacenadora, una trampa y una roca sello.

SISTEMA TRANSPRESIVO: sistemas de esfuerzos que opera en zonas de acortamiento oblicuo, es decir cuando está presente una componente de acortamiento transversal a la falla.

SUPRAYACENTE: material (estrato o roca) que reposa sobre otro material.

TOC: es una medida del material orgánico presente en la roca madre o generadora, con valores que varían entre 0.5% y 2% como porcentaje en peso de carbono orgánico.

YACIMIENTO: cuerpo rocoso del subsuelo con características de porosidad y permeabilidad para almacenar y transportar los hidrocarburos, es sinónimo de roca reservorio.

RESUMEN

Actualmente, los yacimientos de gas seco han tomado gran importancia en la industria del petróleo, debido a que en Colombia ha aumentado el consumo de gas en los últimos 10 años. La demanda de gas natural responde a factores como el crecimiento poblacional e industrial y la sustitución del combustible líquido para el transporte de vehículos o su uso como combustible alternativo en las plantas de generación eléctrica. Como consecuencia de esto, empresas de la industria se han enfocado en direccionar su portafolio prospectivo en el *offshore* del Caribe Colombiano con el fin de suplir estas necesidades en el futuro.

Dentro de los proyectos exploratorios de Ecopetrol S.A., se cuenta con una acumulación de hidrocarburo (gas seco) en la Cuenca de la Guajira *Offshore*, que se encontró a través de la perforación del “Pozo Exploratorio CDG-1” (nombre alternativo con el que se va a designar al Pozo, en este proyecto de grado, para reservar información técnica de la Compañía y su ubicación). De este Pozo se tiene información de registros eléctricos, muestras de fluidos y corazones.

Adicionalmente, cabe resaltar que el Pozo no ha sido cañoneado, lo que significa que no se encuentra en producción. Por esto, se pretende sensibilizar estas distintas variables del yacimiento: gas original en sitio (GOES), permeabilidad, *skin*, distancia a límites, efecto de conificación, irrupción de agua en arenas masivas contra intercalaciones de arena y efecto caída de presión en pruebas iniciales de producción.

Lo anterior, se realizó con el fin de evaluar y analizar el comportamiento del yacimiento al variar diferentes propiedades y generar recomendaciones para futuros trabajos de pruebas de producción, completamiento y comportamiento a futuro.

En lo que concierne a la metodología, se tomó como estudio las soluciones inversas a partir de modelos numéricos y analíticos, de los cuales se trabajaron: el método de balance de materia P/Z, el método volumétrico, la ecuación de flujo radial horizontal de Darcy y el análisis de pruebas de presión, interpretadas por medio del *software* Pansystem y como software de simulación Eclipse 100.

Palabras clave: Evaluación Formaciones, Gas Seco, Soluciones Inversas, Simulación Numérica, Caribe Colombiano *Offshore*, Cuenca Guajira.

INTRODUCCIÓN

El gas natural en los últimos años se ha convertido en un recurso muy importante para la industria, ya que ha aumentado su demanda energética a causa de los sectores térmico, industrial, residencial, vehicular y proyectos comerciales. Debido a esto la industria petrolera se ha encargado de impulsar la exploración de yacimientos en el Caribe Colombiano, por esta razón Ecopetrol S.A, ha realizado estudios en diferentes cuencas *offshore*, principalmente en la Cuenca Guajira, en la cual se cuenta con una acumulación de hidrocarburos, a través del Pozo Exploratorio CDG-1, del cual se tiene información muy limitada como: registros eléctricos, muestras de fluidos y corazones, pero no tiene pruebas iniciales de producción, generando gran incertidumbre en el tamaño de acumulación de gas y el comportamiento del yacimiento.

Por lo anterior, se da la necesidad de evaluar la formación de interés y el Pozo Exploratorio, realizando diferentes sensibilidades a: gas original en sitio (GOES), permeabilidad, *skin*, distancia a límites, efecto conificación, irrupción de agua en arenas masivas contra intercalaciones de arena y efecto caída de presión en pruebas iniciales de producción. Estas variables se estudiaron incorporando soluciones inversas, a partir de modelos numéricos y analíticos. El modelo de simulación se realizó en el *software* Eclipse 100 y se aplicaron modelos analíticos como: Método de balance de materia, método volumetría, ecuación de Darcy de flujo radial horizontal y análisis de interpretación de pruebas de presión con el *software* Pansystem.

Como flujo de trabajo, para cada problema se tiene como caso base un modelo de simulación con propiedades de roca y fluido determinadas, y se asume un cañoneo de 43 ft (30% de la arena), ya que el pozo todavía no se encuentra en producción, de esta forma se plantea un programa de producción que se corre en el simulador, del cual se extraen datos de presión y producción; luego para cada problema se analiza el resultado con el modelo analítico correspondiente y se compara el resultado con el modelo de simulación inicial, dando respuesta a las soluciones inversas. Cabe aclarar que los casos de efecto de conificación, arenas masivas contra arenas intercaladas, y efecto de caída de presión, no fueron estudiados a través de soluciones inversas. A estos, se les realizó una comparación con el modelo inicial de simulación, analizando de qué forma se comporta el yacimiento.

Finalmente, se evalúa financieramente la producción tentativa del pozo, teniendo en cuenta tres tasas diferentes de producción y dos casos de intervalo cañoneado, por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN) para generar recomendaciones.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar una evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el Caribe Colombiano, utilizando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos con la información obtenida del pozo descubridor CDG – 1.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades de la Cuenca de la Guajira Offshore.
2. Construir el modelo dinámico partiendo del modelo estático obtenido de la información de registros y análisis realizados durante la perforación.
3. Sensibilizar diferentes comportamientos del yacimiento a partir del modelo de simulación con base en yacimientos similares.
4. Validar los modelos y las sensibilizaciones utilizando soluciones inversas, con el modelo inicial.
5. Evaluar financieramente por medio del indicador Valor Presente Neto (VPN) las alternativas visualizadas en este estudio.

1. GENERALIDADES DE LA CUENCA DE LA GUAJIRA

En este capítulo se realiza una breve descripción de la Cuenca de la Guajira, en cuanto a su historia, localización, marco geológico e historia de producción; haciendo énfasis en la región *Offshore* de la Baja Guajira, en consideración a la delimitación del proyecto.

1.1 HISTORIA

La actividad petrolera en la Cuenca de la Guajira se remonta al año 1948, cuando se dio la perforación del Pozo Exploratorio Ranchería-1, realizada por la compañía Colombiana de Petróleo La Gaviota. El Pozo alcanzó una profundidad de 6260 ft y atravesó las formaciones Castilletes y Jimol; además, tuvo un resultado satisfactorio al producir gas. Por otro lado, en 1952, se perforó el Pozo Exploratorio Perico-1 de Ecopetrol S.A., el cual no presentó producción de fluidos, alcanzó una profundidad de 11185 ft, llegó hasta el Basamento y atravesó las formaciones Castilletes, Jimol y Uitpa. También, en 1969, se perforó el Pozo Exploratorio Chimare-2, en la zona de la Alta Guajira, por la compañía *The Superior Oil Company of Colombia*, la cual fue satisfactoria al encontrar gas y es abandonado en 1970.¹

Hay que anotar que los inicios de los años 70 son los más importantes en cuanto a la actividad exploratoria en la Cuenca de la Guajira, ya que Texaco, en concesión con Ecopetrol, descubrió tres (3) campos gasíferos: Riohacha y Ballenas, ubicados *onshore*, y Chuchupa, *offshore*. Para finales de los 70, se perforó el pozo Santa Ana-1, en la Subcuenca de la Alta Guajira, por la compañía Mobil, con producción de gas no comercial de la formación Jimol.

Posteriormente, en 1980, se perfora el Pozo Exploratorio Aruchara-1, operado por Texaco² y el cual presenta producción de gas, llega a una profundidad de 9670 ft y alcanza las formaciones de Castilletes y Jimol, el pozo es abandonado en 1985. También, en 1988, se perforan los pozos exploratorios Almeja-1 y Tinka-1 operados por Ecopetrol, los cuales son exitosos en la acumulación comprobada de gas. Estos pozos alcanzaron profundidades de 7142 ft y 9545 ft, respectivamente, y llegó a atravesar las formaciones Castilletes y Jimol.

Por otra parte, para el 2005, la compañía *Solana Petroleum Exploration Colombia* realizó la perforación de los pozos Molino de Viento-1 y Siruma-1. El primero presenta producción de gas y el segundo fue un pozo seco, lo que significa que es un pozo perforado en el cual no se han encontrado hidrocarburos en cantidades

¹ GARCÍA GONZÁLES, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VÁSQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELLANOS, Mario. Evolución Térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Informe Final ANH. Bogotá. 2008.

² AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES – ANLA. Resolución 0262. [En línea]. Consultado en: [http://www.anla.gov.co/sites/default/files/16415_res_0262_100315.pdf]. p 19.

comerciales, estos se profundizaron, aproximadamente, hasta 7500 ft y atravesaron las formaciones Castilletes, Jimol y Uitpa³. Así mismo, en el 2006, Ecopetrol perforó los pozos Mero-1 (Baja Guajira) y San José-1 (Alta Guajira), los cuales resultaron secos. En la **Figura 1** se localizan los pozos que han sido perforados en la Cuenca de la Guajira, desde finales de los 40 hasta el 2009.

Figura 1. Pozos perforados en la Cuenca de la Guajira.



Fuente: AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Oportunidades exploratorias en la Cuenca de la Guajira Costa Adentro. [En línea]. Consultado en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Gustavo%20Montenegro%20Buitrago%20 (PDF).pdf]. Marzo 16 del 2017.

Para finalizar, en 2014, con la perforación del pozo Orca-1, en el bloque Tayrona, operado por Petrobras, se realiza el primer hallazgo de hidrocarburos (gas natural)

³ Ibíd., p 132 – 137.

en aguas profundas en el Caribe Colombiano; se llegó a una profundidad de 13910 ft.⁴

1.2 LOCALIZACIÓN

La Cuenca de la Guajira se encuentra ubicada al Nororiente de Colombia, cubre todo el Departamento de la Guajira y una sección del Mar del Caribe, se subdivide en dos subcuencas, la Baja y Alta Guajira.⁵ La sección *onshore*, abarca un área de 13778 km², mientras que la *offshore* tiene un área de 52860 km².

El Pozo Exploratorio CDG-1 objeto de este proyecto, está ubicado *Offshore*, exactamente en la Subcuenca de la Baja Guajira, la cual está limitada al Norte y Noroeste por la deformación del Cinturón del Sur del Caribe, originado por la interacción entre la placa América del Sur y la placa del Caribe; al Noreste por el tren de Fallas de Cuiza; al Sur por la Falla de Oca y al Este por la línea Continental de la Guajira⁶, ver **Figura 2**.

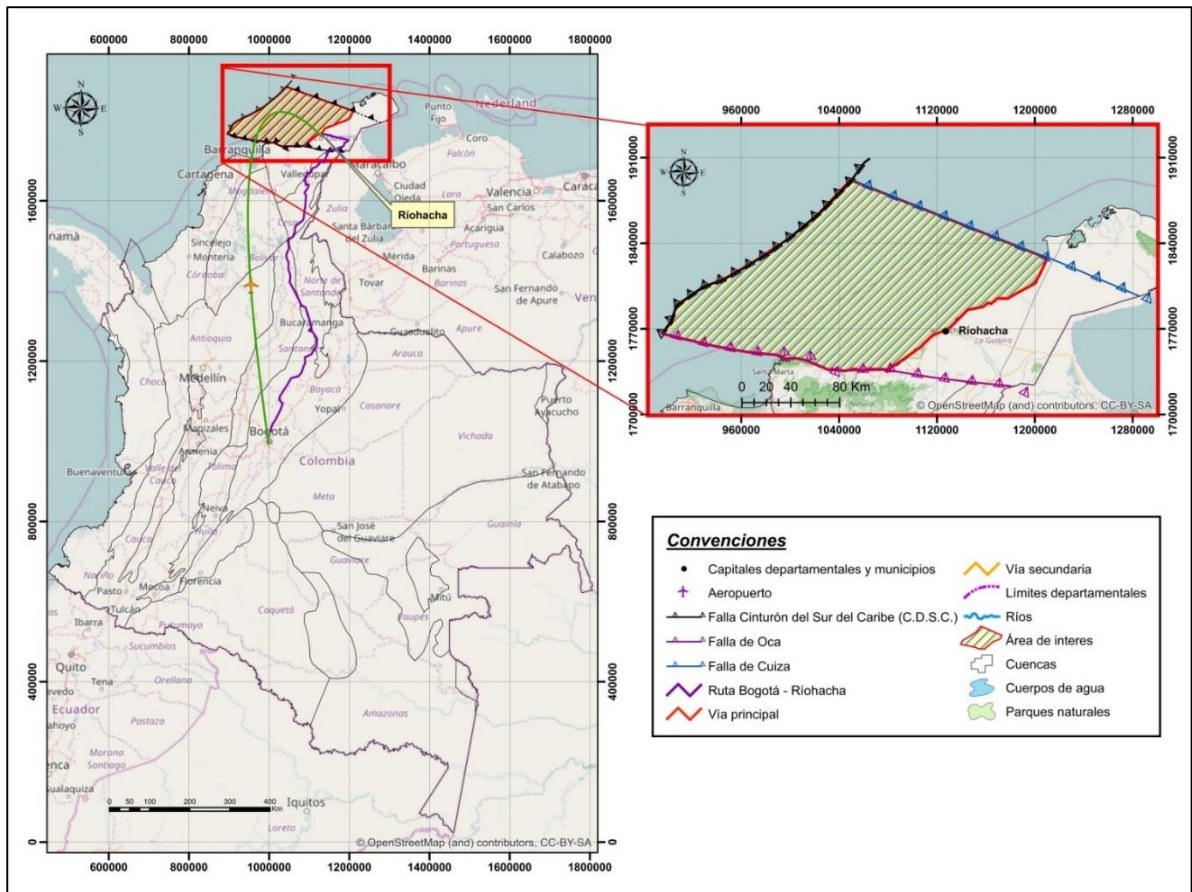
Para llegar a la locación objetivo del proyecto partiendo de Bogotá D.C, se puede hacer a través de vía aérea o terrestre hasta Riohacha y de allí por vía terrestre, hasta llegar al Puerto de Riohacha, lugar donde se puede contratar transporte marítimo o aéreo hacia la locación.

⁴ ECOPETROL S.A. Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe Colombiano. [En línea]. Consultado en: [<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>]. Marzo 16 del 2015.

⁵ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Guajira-Ronda Colombia. 2010. [En línea]. [15 de septiembre de 2016]. Disponible en: ([http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Guajira%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Guajira%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf))

⁶ GARCÍA GONZÁLES, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VÁSQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELLANOS, Mario. Evolución Térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Informe Final ANH. Bogotá. 2008. p.15.

Figura 2. Localización y límites de la Cuenca Guajira *Offshore* en la región Subcuenca Baja Guajira.



Fuente: ArcGIS for Desktop. Versión 10.3.0.4322: ESRI Inc. Disponible en ESRI Inc. Página web de ESRI disponible en: < <http://www.esri.com/> />

1.3 MARCO GEOLÓGICO

A continuación, se describe la estratigrafía, geología estructural y geología del petróleo asociadas a la Cuenca de la Guajira *Offshore*, donde se encuentra ubicado el Pozo Exploratorio CDG-1, objeto de este proyecto.

1.3.1 Columna estratigráfica. La **Figura 3** presenta la columna estratigráfica generalizada para la Cuenca de la Guajira *Offshore*, en la cual se pueden observar las formaciones presentes con rocas que van desde el Cretáceo hasta el Cuaternario.

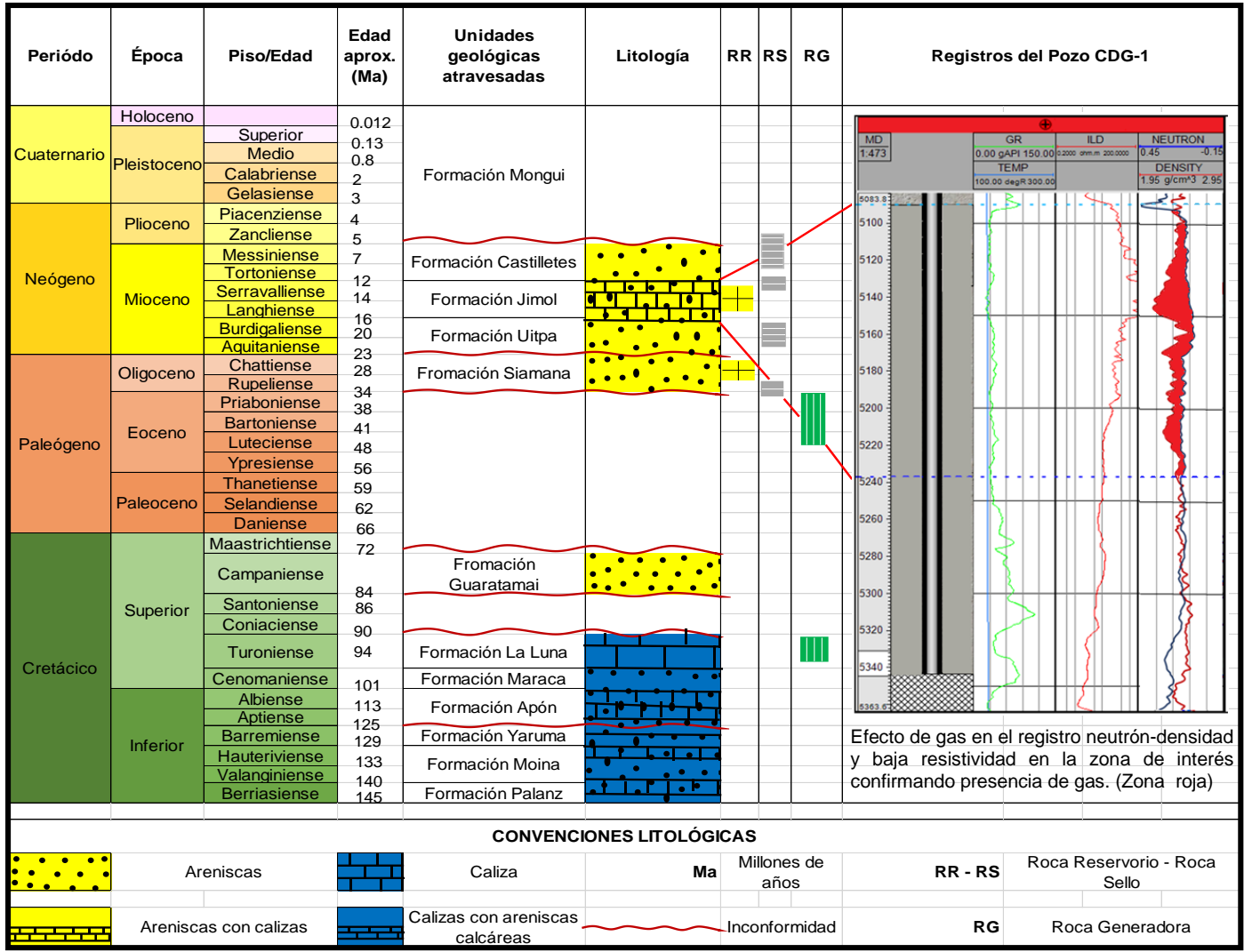
1.3.2 Estratigrafía. El área objeto de estudio se localiza en la Subcuenca de la Baja Guajira, en la cual se reportan rocas ígneo-metamórficas del basamento, que se consideran de edad Precámbrica Paleozoica, según Rollins⁷.

La sucesión estratigráfica está incompleta y su registro va desde el triásico al cuaternario; además, las condiciones y ambientes de depositación de las unidades geológicas Mesozoicas y Cenozoicas son muy similares, ya que en su mayoría son de marinas someras a continentales. Se registran dos discordancias debido a la ausencia de sedimentos hacia el Paleógeno, entre las Formaciones Siamaná y Guaralamai y las Formaciones Uitpa y Siamaná⁸.

⁷ D. Barrero, G. Botero Arango, H. Duque Caro, R. Hoffstetter, J. Navas G., J. de Porta, R.K. Robbins, B. Taborda Arango, N. Téllez, I. Zamarréño de Julivert. *Amerique Latine Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire*. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris, Francia. 1968. p 15

⁸ VARGAS, Carlos A. MONTES, Luis A. ORTEGA, Carlos. *Geología Estructural y Estratigrafía del área Majayura (Guajira)*. Revista de la Academia Colombiana de Ciencia Exactas, Físicas y Naturales. Bogotá. 2012. Vol. 36.

Figura 3. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Guajira *Offshore* e información del pozo estudio.



Fuente: ECOPETROL S.A. Modificada por autores. 2016.

A continuación, se describen las unidades estratigráficas involucradas en el sistema petrolífero asociado al pozo de estudio, desde la más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Cretáceo Indiferenciado. Se tiene un registro litológico cretácico, que corresponde a dos pozos perforados (A y B). La relación entre ellos no se ha podido establecer, ya que parecen corresponder a unidades estratigráficas diferentes, pues algunos datos bioestratigráficos reportan que el pozo A está en la edad Maastrichtiano Temprano a Tardío (cretáceo superior) y el pozo B entre la edades del Coniaciano hasta el Aptiano (cretáceo inferior).

De acuerdo a las características litológicas, la posición estratigráfica y las dataciones reportadas en el área de la Baja Guajira, se plantea que está compuesto por un conjunto ligeramente metamórfico que está formado en la base por calizas, lutitas y conglomerados cuarzosos y, luego, por un gran espesor de lutitas negras, según Renz⁹. Para el estudio en la edad cretácica, se tuvo en cuenta el Surco de la Guajira y la plataforma, donde suponen espesores iguales para el Grupo Cogollo y Formación La Luna, el Surco de la Guajira tiene un espesor aproximado de 11483ft y para la Plataforma de 5249 ft.

1.3.2.2 Formación Uitpa. Esta formación de edad Mioceno Inferior, definida según Renz¹⁰, señala la sección tipo en la Alta Guajira, al norte del manantial de Uitpa, describiéndola como una unidad predominante de lutitas margosas a arcillosas, de color gris claro a castaño, blandas y limosas. Posteriormente, Rollins¹¹ agrega que en la parte inferior son abundantes las arenas calcáreas que son fosilíferas. El espesor es aproximadamente de 1100 ft. El ambiente de depositación es marino somero dentro de una cuenca estrecha. La Formación Uitpa se encuentra en contacto discordante con la Formación Siamaná que la infrayace, mientras que la Formación Jimol la suprayace en contacto concordante.

1.3.2.3 Formación Jimol. Corresponde a las edades de Mioceno Inferior Tardío al Mioceno Superior Temprano, esta unidad está definida por Renz¹², sobre el Cerro Jimol en la Serranía de Jarara (Alta Guajira); la describe como una unidad que consta de capas de calizas que alternan con margas y lutitas. Son frecuentes las capas de areniscas calcáreas y es característica la disposición lenticular de las calizas. El espesor de esta sección es de 3083 ft y en el pozo objeto de estudio se perforaron 144 ft de la formación con una litología característica de arenas calcáreas similar a las rocas encontradas en la unidad. Según Rollins¹³ el ambiente de depositación de esta unidad es marino poco profundo donde prevalecen condiciones de playa durante una gran parte del intervalo, fuerte oleaje y largas

⁹ D. Barrero, G. Botero Arango, H. Duque Caro, R. Hoffstetter, J. Navas G., J. de Porta, R.K. Robbins, B. Taborda Arango, N. Téllez, I. Zamarreño de Julivert. Op., cit., p 88-90

¹⁰ *Ibíd.*, p 88-90

¹¹ *Ibíd.*, p 88-90

¹² *Ibíd.*, p 88-90

¹³ GARCÍA GONZÁLEZ, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VÁSQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELLANOS, Mario. Evolución Térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Informe Final ANH. Bogotá. 2008. p 54.

costas permitiendo la formación de lentes con estratificación cruzada. La Formación Jimol se encuentra en contacto concordante con la Formación Uitpa que la infrayace y la Formación Castilletes la suprayace en contacto concordante.

1.3.2.4 Formación Castilletes. Corresponde a las edades Mioceno Superior Temprano al Mioceno Tardío, definido por Rollins¹⁴, señala que está dividida por dos partes: la inferior predominantemente calcárea y la superior arcillosa. El espesor de la Formación Castilletes es variable, ya que según Renz está calculada entre 2789 y 2953 ft, por el contrario Rollins solo le asigna 2270 ft, tanto hacia el Sur como hacia el Norte de la sección. Esta unidad se depositó en un ambiente marino somero, de plataforma externa a plataforma interior. La Formación Castilletes infrayace la Formación Jimol en contacto concordante y la suprayace la Formación Monguí que se encuentra en contacto discordante.

1.3.2.5 Formación Monguí. Pertenece a la edad Plioceno Temprano al Pleistoceno, la cual en parte constituirá la fase final de somerización marina en las áreas de la Alta y Baja Guajira. La composición de esta unidad es en general de calizas arenosas y areniscas calcáreas con intercalaciones de arenas, guijarros y arcillolitas hacia el tope. El espesor de esta unidad es 85 ft. El ambiente de depositación es fluvial. La Formación Monguí infrayace la Formación Castilletes en contacto discordante.

1.3.3 Geología Estructural.¹⁵ La Cuenca de la Guajira está localizada en una región de tectónica compleja que desde el Jurásico hasta el Cenozoico ha estado sometida a la acción de la placa tectónica Suramericana que se desplaza hacia el Noroeste, y de la Placa Caribe que migra hacia el Este. La interacción entre estas dos placas, explica la deformación y geometría estructural de este sector de Suramérica. El límite Sur es la Falla de Oca, que la separa del Macizo de Santa Marta, hacia el Occidente y Norte, el límite se extiende hasta el Cinturón Deformado del Sur del Caribe y hacia el Este, se extiende geográficamente hasta el Golfo de Venezuela. Debido a sus características geológicas, la Cuenca de la Guajira ha sido dividida en dos Subcuencas: La Baja Guajira hacia el Sur, y La Alta Guajira hacia el Norte. El límite entre las dos Subcuencas está definido por la Falla de Cuiza. El área de estudio se ubica en la Subcuenca de la Baja Guajira, que esta estructuralmente limitada, al Norte por el tren de fallas de Cuiza, al Sur por la Falla de Oca y se prolonga hacia el Oeste en la plataforma Cuenda de la Guajira Offshore y más al Oeste se conoce como la depresión de Tayrona y al Este limita con la Cuenca del Golfo de Venezuela.

El ambiente tectónico compresivo que actuó a lo largo del límite Noroccidental de la Placa Suramericana antes del Oligoceno formó las principales estructuras en la Península de La Guajira, como se ve en la **Figura 4**, fallas de cabalgamiento y fallas

¹⁴ D. Barrero, G. Botero Arango, H. Duque Caro, R. Hoffstetter, J. Navas G., J. de Porta, R.K. Robbins, B. Taborda Arango, N. Téllez, I. Zamarréno de Julivert. Op., cit., p 88-90

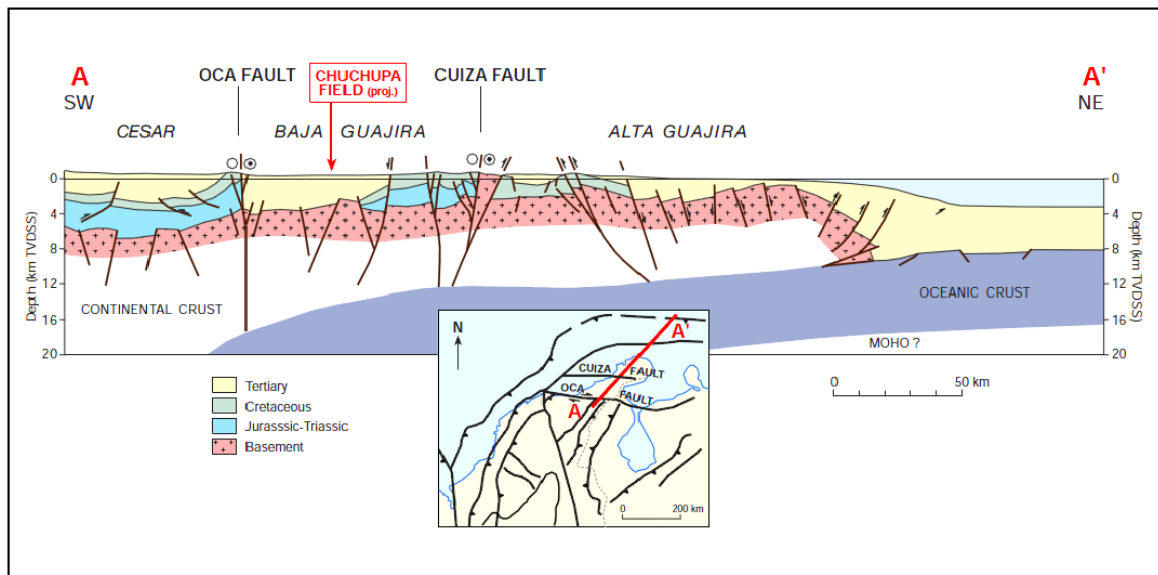
¹⁵ *Ibíd.*, p 24.

normales de dirección N – NE a NE, cortadas y desplazadas por un sistema de fallas de dirección E-O a NO – SE. Las fallas de dirección E-O son más jóvenes que el sistema regional N-NE y producen un movimiento compuesto tanto en el rumbo como en la vertical y son las responsables del levantamiento, hundimiento y desplazamiento horizontal hacia el Este de los bloques que conforman las diferentes serranías de la Península de la Guajira que son: Cosinas, Simarúa, Jarara, Macuira y Cosinas.¹⁶

El principal rasgo estructural de la zona, se asocia al trazo principal de la Falla de Cuiza, que tiene una extensión de 220 km aproximadamente, y la Falla de Oca, que es responsable en parte del levantamiento y rotación hacia el Este del bloque compuesto por la Sierra Nevada de Santa Marta y la Península de la Guajira. Estas fallas presentan un desplazamiento dextral de rumbo generado por un sistema combinado de esfuerzos Este- Oeste, desarrollado posiblemente durante la fase temprana del plegamiento de los sedimentos del Mesozoico.

La estructura del pozo objeto de estudio es fiel reflejo de la tectónica imperante en el área y corresponde a un anticlinal con cierre en cuatro direcciones.

Figura 4. Sección transversal SW – NE a través de la Península de la Guajira, mostrando las fallas de Oca y Cuiza.



Fuente: RAMÍREZ et al. GARCIA GONZALEZ, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VA´SQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELANOS, Mario. RAMÍREZ et al. Evolución térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Universidad Industrial de Santander. 2008. p 62.

¹⁶ GARCIA GONZALEZ, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VASQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELANOS, Mario. Evolución térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Universidad Industrial de Santander. 2008. p 61

1.3.4 Geología del Petróleo.¹⁷ Las actividades de exploración en la Cuenca de la Guajira, principalmente en la Subcuenca de la Baja Guajira, comenzaron en el año 1948 con dos pozos exploratorios, pero solo hasta los años 70, con la perforación de 18 pozos, se descubrieron los campos Ballena, Chuchupa y Riohacha. Estos reportaron cantidades significativas de gas provenientes de areniscas y calizas de la parte inferior y media de la Formación Jimol. A continuación, se describen los principales parámetros involucrados en el sistema petrolífero en la Cuenca de la Guajira *Offshore*, al cual se encuentra asociado el Pozo Exploratorio CDG-1.

1.3.4.1 Roca Generadora. Varios autores, Williams, Escalante y Ramírez,¹⁸ postulan dos procesos de generación de hidrocarburos: un proceso biogénico y uno termogénico, según el análisis de gas de los campos Chuchupa y Ballena. Estudios realizados en el área han determinado que existen intervalos con potencial generador de hidrocarburos, principalmente gas (Kerógeno tipo III), en las secuencias del Oligoceno y Mioceno Inferior.

A nivel regional, el Cretácico presenta un excelente potencial de hidrocarburos, especialmente líquidos, y, aunque ningún pozo ha perforado el intervalo generador, el Cretáceo puede estar presente en las partes más profundas de los depocentros y haber generado, o estar generando, hidrocarburos. De acuerdo a los resultados de la geoquímica de alta resolución, la mayoría de gases analizados fueron generados a partir de procesos termogénicos de alto grado de evolución termal y las potenciales rocas generadoras, para el Pozo Exploratorio CDG-1, corresponden a una secuencia del Cretácico y dos del Terciario (Eoceno y Oligoceno), donde el Cretácico presenta buen contenido de materia orgánica (1,43% TOC) y su evolución termal se encuentra dentro de la ventana de generación de hidrocarburos ($T_{\text{máx}}$ entre 435-465 °C); en cuanto a las secuencias del Terciario el contenido de materia orgánica varía de muy bueno a excelente (mayores de 2% TOC) y se encuentran en su mayoría termalmente inmaduras ($T_{\text{máx}} < 435^{\circ}\text{C}$). El Potencial Generador varía entre 5-25 kg HC/Ton roca, lo que indica que en general las rocas de la secuencia del Paleoceno-Eoceno tiene un potencial para generar hidrocarburos que varía de bueno a excelente¹⁹. A continuación en la **Tabla 1** se muestra con base en el contenido de materia orgánica, la potencialidad de la roca para generar hidrocarburos.

¹⁷ Ecopetrol. Informe Geológico de la Subcuenca de la Baja Guajira. 2010. p 44

¹⁸ *Ibíd.*, p 63.

¹⁹ *Ibíd.*, p 68.

Tabla 1. Potencial de la roca con contenido de materia orgánica

% TOC	Calidad de Kerógeno
< 0.5	Muy pobre
0.5 – 1	Pobre
1 – 2	Aceptable
2 – 4	Buena
4 – 12	Muy buena
>12	Excelente

Fuente: Schlumberger Oilfield Glossary. [En línea]. 2017. Citado 7 de Mayo 2017. Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/toc.aspx>]

1.3.4.2 Roca Almacenadora. Las rocas reservorio de la Cuenca de la Guajira, correspondientes a las formaciones Siamaná, Uitpa y Jimol, están constituidas por calizas arrecifales, calizas arenosas y areniscas calcáreas.²⁰ El pozo objeto de estudio, se perforó hasta la Formación Jimol, reportando arenas calcáreas con una porosidad de 17%, permeabilidad de 102.5 mD y un espesor de la formación de interés de 144 ft.

1.3.4.3 Roca Sello. En la Cuenca de la Guajira en general predominan las intercalaciones de shale como roca sello en las formaciones Siamaná, Uitpa y Jimol. La roca sello para el área objeto de estudio corresponde a los niveles arcillosos de la Formación Castilletes con buena capacidad sellante que fue definido por un estudio de Kaldi & Atkinson, modificado por Pinilla y Rhenals²¹, que evaluó los niveles arcillosos que suprayacen la roca almacenadora (Formación Jimol).

1.3.4.4. Trampa. La Subcuenca de la Baja Guajira se caracteriza por trampas de tipo estructural que están asociadas a las fallas de cabalgamiento y fallas verticales con desplazamiento lateral. La trampa del área objeto de estudio es de tipo estructural y se ha definido como un anticlinal con cierre en cuatro direcciones.

1.3.4.5 Migración. En la Subcuenca de la Baja Guajira, no es muy claro el mecanismo de migración, sin embargo hay una posible cocina de hidrocarburos en la sección *offshore* que se presenta del Este al Oeste y la migración de hidrocarburos se da a través de las formaciones. Las fallas pueden actuar generalmente también como vías de migración.²²

²⁰ GARCIA GONZALEZ, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VASQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELANOS, Mario. Op., cit., p 71

²¹ ECOPETROL S.A. Informe Geológico de la Subcuenca de la Baja Guajira. 2010. p 55

²² GARCIA GONZALEZ, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VASQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELANOS, Mario. Op., cit., p 113

1.4 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

La producción de la Cuenca de la Guajira se da a partir del descubrimiento del Campo Chuchupa, en 1973, el cual está ubicado *offshore*, y los campos Ballena (1973) y Riohacha (1975), que están ubicados *onshore*. Los tres campos presentan producción de gas seco, pertenecientes a la formación Jimol y Uitpa.

1.4.1 Método de producción. El mecanismo de producción de estos campos es expansión de fluido, lo que significa que se reduce la presión en el yacimiento, como resultado de la producción de pozos, y el gas es liberado a través de los poros de la roca. Es importante tener en cuenta, que gracias a la capacidad expansiva del gas, la caída de presión cuando se produce en este tipo de reservorios, es mucho menor que en yacimientos de hidrocarburo líquido, además, cuando la producción se cierra, la presión se estabiliza rápidamente.

1.4.2 Tiempo de producción.

- Campo Chuchupa

El campo Chuchupa se descubrió en el año 1973, con un área productiva de aproximadamente 96 Km² y un espesor promedio productivo de 146 ft. La plataforma Chuchupa A, se construyó en 1979 y entró en producción con 5 pozos, los cuales producían a una tasa de 20 MMSCF/D. En 1997, se desarrolló la plataforma Chuchupa B, donde se perforaron tres pozos horizontales, que tenían una producción entre 60 y 90 MMSCF/D, lo que significó un gran avance para la industria, ya que producían más que los pozos verticales de Chuchupa A²³. La producción del campo empezó a declinar en el año 2002 y, para aumentar su producción, en 2006 se perforaron 3 pozos horizontales en Chuchupa A. En 2007, se construye la línea de transferencia entre las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B. En Enero de 2014, la producción de gas llegó a 481.8 MMSCF/D y al siguiente año disminuyó a 424 MMSCF/D, a finales de ese año terminó el proyecto GACE IV, que buscó incrementar el factor de recuperación hasta un 90%.

- Campo Ballena

Está localizado a 27 km en dirección Noroeste de Riohacha y es parcialmente *offshore*, tiene un área de 53000 acres. Se descubrió en Junio de 1973 y comenzó su producción en Agosto de 1977²⁴. El Pozo Exploratorio Ballena-1 se probó inicialmente con 9 MMSCF/D y luego se completaron 14 pozos, de los cuales 10

²³ BETTIN, Juan Miguel. TORRES, Diego Fernando. Cuenca de la Guajira. Universidad Surcolombiana. p 19. [En línea] 2017 [Citado 27 de abril de 2017]. Disponible en: [<https://es.scribd.com/doc/90725001/Presentacion-Cuenca-de-la-Guajira>]

²⁴ *Ibíd.*, p 25

son direccionales. La producción del Campo en enero de 2014 era de 480 MMSCF/D aproximadamente y disminuyó a 430 MMSCF/D a finales de 2015²⁵.

- Campo Riohacha

Está localizado en la costa a 6 km hacia el Noroeste de Riohacha, fue descubierto en Septiembre de 1975 y su producción se inició en Junio de 1978 con tres pozos productores hasta el año 1999 que fue abandonado por problemas de calidad del gas. El campo fue reactivado en el 2012 y produjo en su primera etapa 15 MMSCF/D y, luego, se puso en producción al 100%, por lo que pudo entregar 40 MMSCF/D²⁶. En enero de 2014, la producción de gas natural cayó a 33.8 MMSCF/D y un año después cayó dramáticamente, tan solo llegó a producir 7.7 MMSCF/D

Actualmente, las compañías Chevron y Ecopetrol S.A. pretenden optimizar sus operaciones gasíferas en los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha para incrementar la producción de gas a 50 MMSCF/D para 2031.

1.4.3 Número de pozos. La Cuenca de la Guajira²⁷ tiene hasta el momento 77 pozos perforados, de los cuales 29 son Onshore y Offshore, 48. En la cuenca están en producción los tres campos a los que se ha hecho referencia y son los que más aportan gas. En la Tabla 2 se muestra el número de pozos productores en cada campo.

Tabla 2. Número de pozos productores en los Campos de la Cuenca Guajira

Campo	Número de pozos productores
Chuchupa	12
Ballena	13
Riohacha	4

Fuente: BETTIN, Juan Miguel. TORRES, Diego Fernando. Cuenca de la Guajira. Universidad Surcolombiana. p 19. [En línea] 2017 [Citado 27 de abril de 2017]. Disponible en: [https://es.scribd.com/doc/90725001/Presentacion-Cuenca-de-la-Guajira]

²⁵ UNIDAD DE PLANEACIÓN MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia 2015 – 2023. p 10. [En línea]. [Citado 13 de mayo de 2017]. Disponible en: [http://www1.upme.gov.co/sites/default/files/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf]

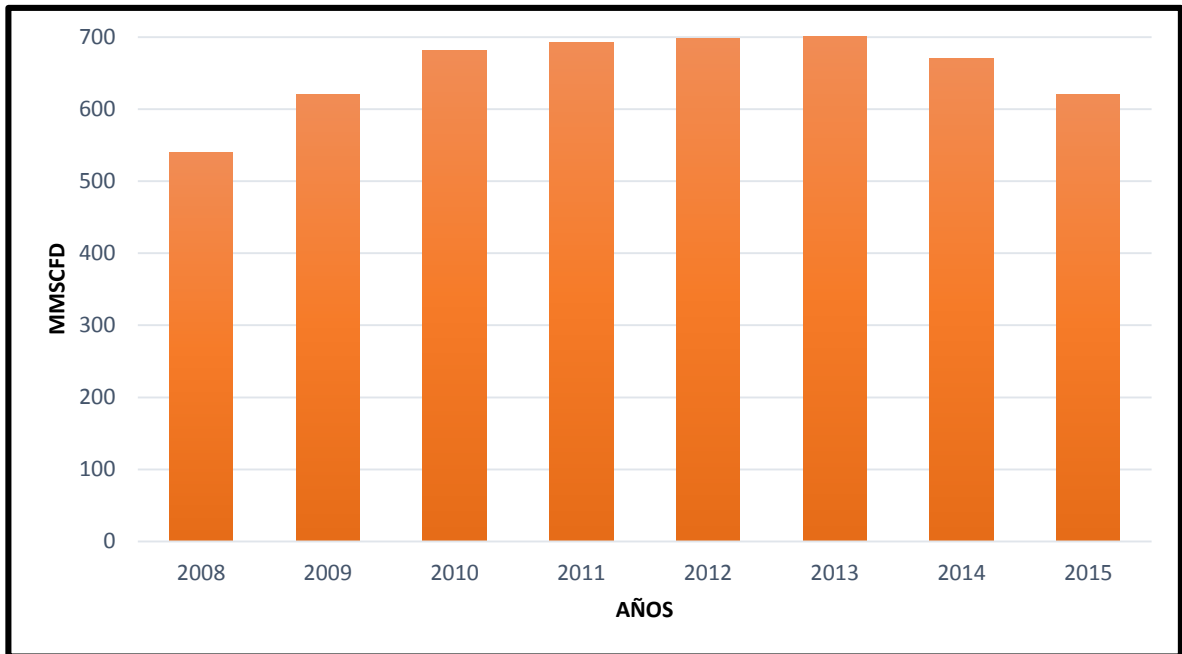
²⁶ LA GUAJIRA HOY.COM. “Campo Riohacha, entra producción de gas”. [En línea] 2017 [Citado 04 de mayo de 2017]. Disponible en: [https://laguajirahoy.com/2012/12/campo-riohacha-entra-produccion-de-gas.html]

²⁷ AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. “Guajira Ronca Colombia”. [En línea] 2017. [Citado 04 de mayo de 2017]. Disponible en: [http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Guajira%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf]

1.4.4 Gráfica de producción de gas. En la **Gráfica 1**, se representa la producción de gas natural de la Cuenca de la Guajira desde el 2008 hasta el 2015, la cual no ha variado significativamente, pero se puede observar una disminución constante en los últimos tres (3) años.

En el último año, los campos Chuchupa, Ballena y Riohacha, han aportado el 42.6% de gas natural a la oferta nacional²⁸.

Gráfica 1. Producción promedio diaria de gas de los Campos Chuchupa, Ballena y Riohacha.



Fuente: UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia 2016 -2025. p 5

²⁸ UNIDAD DE PLANEACION MINERO ENERGÉTICA. Balance de Gas Natural en Colombia 2016 -2025. p 5

1.4.5. Características del Yacimiento. En la **Tabla 3** se muestra la información inicial del yacimiento, la cual es representativa del área de estudio de este proyecto.

Tabla 3. Información del yacimiento

Información inicial del yacimiento del área de estudio

Tipo de roca	Areniscas calcáreas
Porosidad	17%
Permeabilidad	102.5 mD
Espesor neto de arena	144 ft
Tipo de Fluido	Gas Seco
Componente predominante	98% Metano

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe Información de Yacimiento. 2016

2. MODELO DE SIMULACIÓN

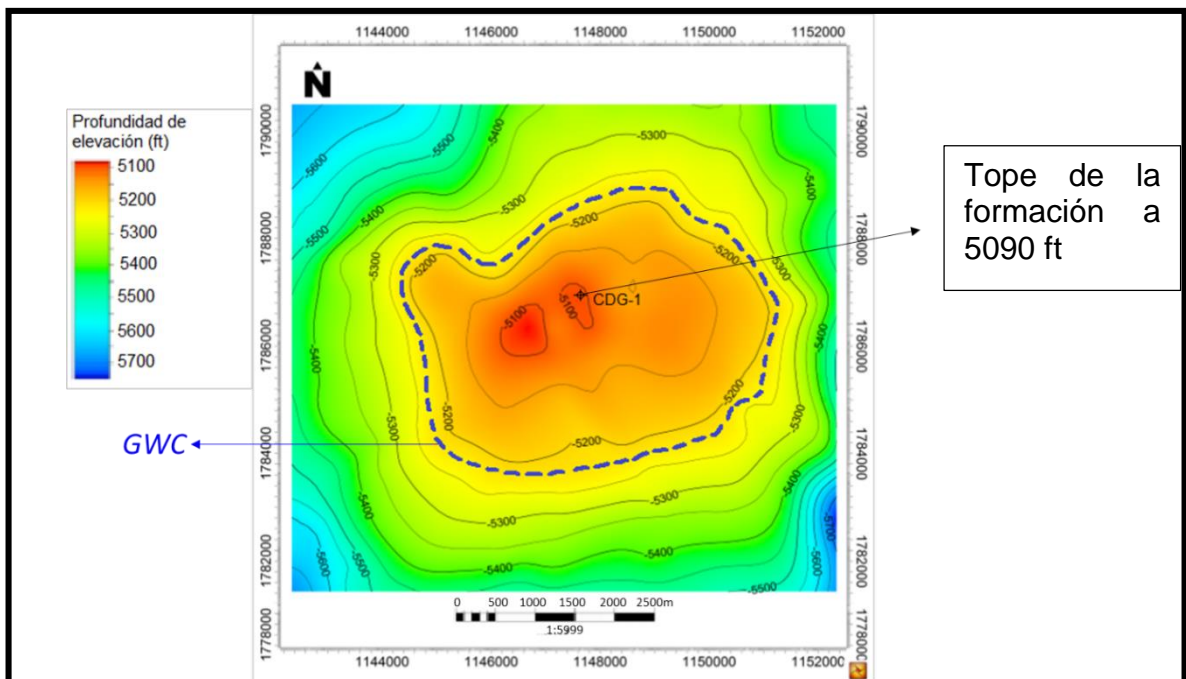
En este capítulo se describe el modelo estático, el cual contiene información de la malla a partir del modelo geológico, las propiedades petrofísicas y del fluido; y el modelo dinámico, con la finalidad de sensibilizar diferentes variables del yacimiento y con esto predecir cuál podría ser el comportamiento futuro a través del Pozo Exploratorio CDG-1.

2.1 MODELO ESTÁTICO

El modelo estático es el resultado de la caracterización de un yacimiento que se utiliza para cuantificar las características dentro del volumen de subsuelo, debido a que no cambian a través del tiempo, y así comprender su comportamiento al extraer volumen de este. A esto se le incluyen el modelo estructural y los espesores de las formaciones, junto con la litología, las distribuciones de permeabilidad y la porosidad. Para la simulación de yacimientos, al modelo estático se le agregan variables como: presión, temperatura y composición del fluido.

La **Figura 5**, representa la estructura interpretada de la acumulación de gas descubierta, en donde se identifica que el Pozo Exploratorio CDG-1 encuentra el tope de la formación de interés a 5090 ft, el GWC a 5237 ft. Además, su forma estructural es un anticlinal con cierre en cuatro direcciones.

Figura 5. Mapa estructural



Fuente: ECOPEPETROL S.A. Informe geológico. 2016

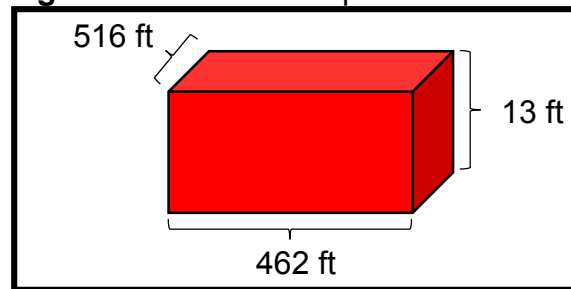
2.1.1 Dimensiones de la Malla. El modelo estático tiene por dimensiones: 67 celdas en el eje “x”, 55 celdas en el eje “y” y 29 celdas en el eje “z,” los promedios del tamaño de cada celda se muestra en la **Tabla 4**. Adicionalmente, se presenta en la **Figura 6**, las dimensiones de cada una.

Tabla 4. Promedios de celdas

Promedios de celdas

Dx	462 ft
Dy	516 ft
Dz	13 ft

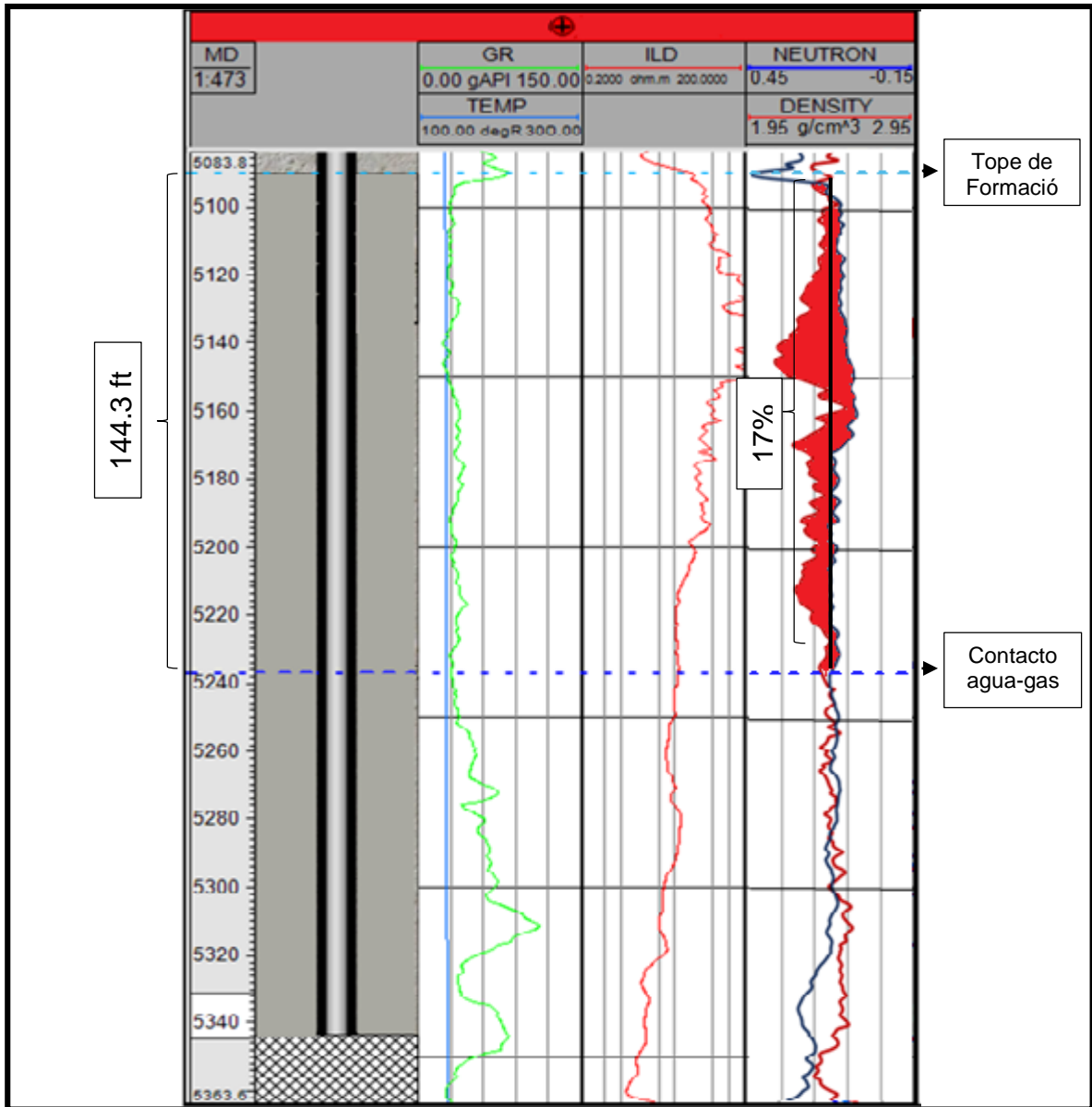
Figura 6. Dimensiones promedio de la celda.



2.1.1.1 Formación de interés. La formación de interés atravesada por el Pozo Exploratorio CDG-1, es la Formación Jimol, que está compuesta por arenas calcáreas formadas por la acumulación de fragmentos de conchas y gasterópodos en ambientes costeros y se caracterizan por ser de alta porosidad y permeabilidad; el espesor total es de 144.32 ft. En la **Figura 7**, se muestra el registro eléctrico del pozo de interés generado por Eclipse 100, según la información obtenida por Ecopetrol, donde se puede observar el efecto gas, el cual hace referencia a una separación entre el registro de neutrón y densidad, que se puede observar en la zona de interés sombreada de rojo. Cuando no hay gas en las cavidades porales de la roca, estos dos registros se superponen entre sí; además cuando este efecto ocurre, es recomendable interpretar la porosidad en el registro neutrón, ya que si hay presencia de gas en la formación, la medición de porosidad en el registro de densidad puede dar valores más altos que el valor real.²⁹

²⁹ SCHLUMBERGER. Como se mide la porosidad. [En línea]. [Citado 13 de mayo de 2017]. Disponible en: [\[http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/aut12/define_poro.pdf\]](http://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish12/aut12/define_poro.pdf)

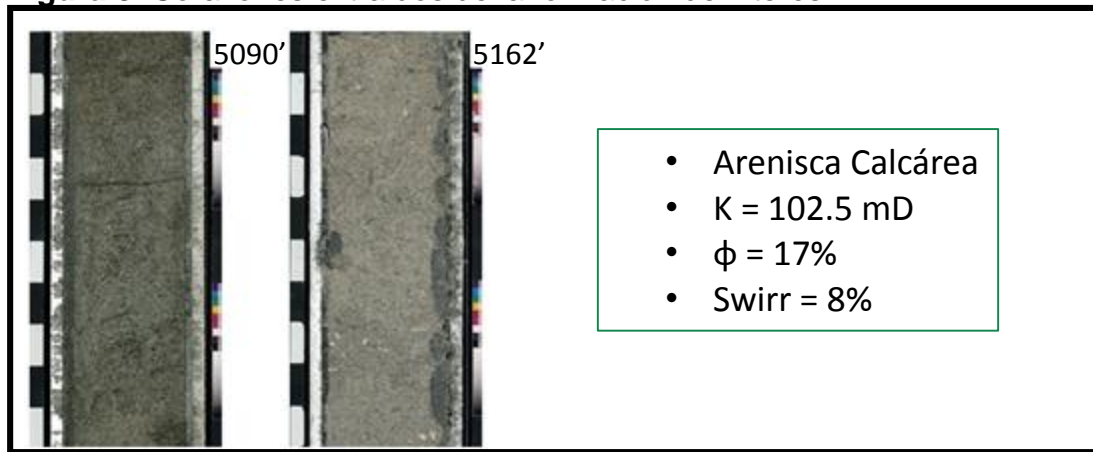
Figura 7. Registro eléctrico de la formación de interés.



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Petrofísica.2017

2.1.2 Petrofísica. Es el estudio de las propiedades de las rocas y su interacción con fluidos. En este trabajo, los datos petrofísicos corresponden al registro anterior y a corazones tomados de la formación de interés a través del pozo objeto de estudio, los cuales se muestran en la **Figura 8**. Los datos obtenidos se pueden observar en la **Tabla 5**.

Figura 8. Corazones extraídos de la formación de interés.



Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Petrofísica.2017

Tabla 5. Propiedades Petrofísicas

ROCA	Areniscas calcáreas
POROSIDAD (PHIE)	17%
PERMEABILIDAD (K'S)	102.5 mD
ESPESOR ARENA DE INTERES (h)	144.3 ft
SATURACIÓN DE AGUA IRREDUCIBLE (Swirr)	8%

Fuente: Ecopetrol S.A. Informe Petrofísica. 2017

2.1.2.1 Porosidad. Propiedad que está definida como la capacidad de almacenamiento que puede tener la roca para contener hidrocarburos, por lo tanto es el espacio disponible en la roca que sirve como una cavidad para los fluidos presentes en ella. De la misma forma, se puede definir como la relación del espacio vacío en la roca con respecto al volumen total de ella. La porosidad de la zona de interés es del 17%, extraída de la interpretación de los registros realizados al Pozo Exploratorio CDG-1.

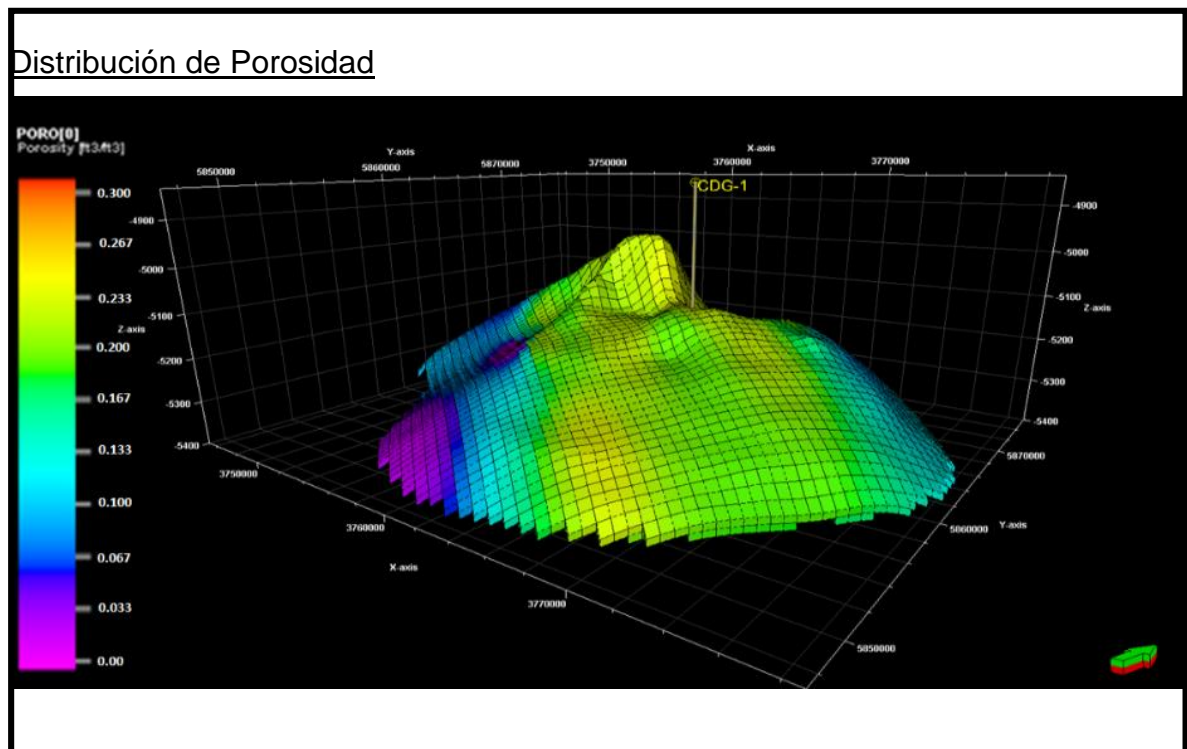
2.1.2.2 Permeabilidad. Propiedad que está definida como la capacidad que tiene la roca para permitir el flujo de fluidos a través de los poros interconectados. En este trabajo, se tendrá en cuenta la permeabilidad relativa, la efectiva y la absoluta para el análisis y sensibilización que se realiza en el simulador y comparar resultados a partir de modelos analíticos. La permeabilidad promedio absoluta se calcula por promedio geométrico, ya que tiene en cuenta un flujo bidimensional de los fluidos y el resultado es de 102.5 mD, además, la anisotropía es de 0.3, lo que significa que la permeabilidad vertical es un tercio (1/3) la permeabilidad horizontal, los datos

para el cálculo del promedio y la anisotropía se obtuvieron a partir de pruebas realizadas a corazones extraídos a través del Pozo Exploratorio CDG-1.

2.1.2.3 Espesor Neto. Es el espesor de roca en el yacimiento con una porosidad, saturación de hidrocarburos, sin arcillosidad en la roca y permeabilidad³⁰; dichas propiedades son propicias para el almacenamiento de fluidos. Según lo anterior, para el proyecto se tiene una arenisca calcárea con un espesor neto de 144.3 ft, una porosidad de 17% y una permeabilidad de 102.5 mD.

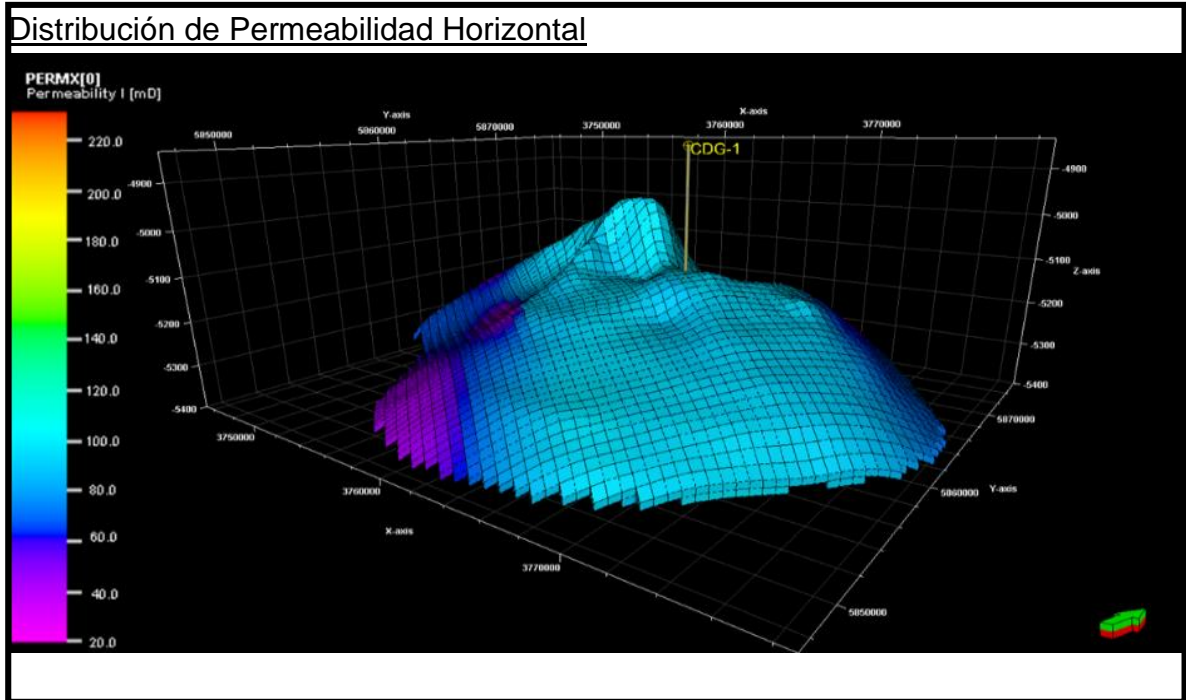
En la **Figura 9** se presenta la distribución de la porosidad y la permeabilidad horizontal para el modelo del proyecto.

Figura 9. Distribución de las propiedades petrofísicas en el modelo estático



³⁰ BARANDIARAN CARRILLO, Lucio. Descripción del Reservorio. 2006. Capítulo II. p 3

Continuación **Figura 9.**



Fuente: Eclipse 100

2.1.3 Propiedades de la roca y el agua. En la **Tabla 6** se presentan las propiedades que se utilizaron en el modelo de simulación, a una presión de referencia de 2421 psi y una profundidad al datum de 5300 ft para hacer la distribución de propiedades en el modelo, como lo son: factor volumétrico del agua, la compresibilidad del agua y roca y la viscosidad del agua.

Tabla 6. Propiedades de la roca y el agua

Presión de referencia (psi)	2421
Factor volumétrico del agua (rb/stb) a Pref.	1.0145
Compresibilidad del agua (1/psi)	2.8377E-06
Viscosidad del agua (cP) a Pref.	0.4931
Tipo de roca	Arenisca Calcárea
Compresibilidad de la roca (1/psi)	1.00E-05
Porosidad (%)	17%
Permeabilidad (mD)	102.5 mD

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe propiedades de roca y fluido. 2016. p 12

2.1.4 Propiedades del gas. A partir de registros y muestras de fluidos que se extrajeron de la formación de interés a través del Pozo Exploratorio CDG-1, se pudo definir que se encontraba gas en el yacimiento; luego, se realizó la cromatografía del gas para conocer su composición y el tipo de gas.

2.1.4.1 Composición del gas. El gas encontrado en el yacimiento se caracteriza por ser seco, es decir que contiene 98% de Metano y no existe condensación de sus componentes al disminuirse la presión en etapa de producción. La **Tabla 7** muestra la composición del gas.

Tabla 7. Composición del gas.

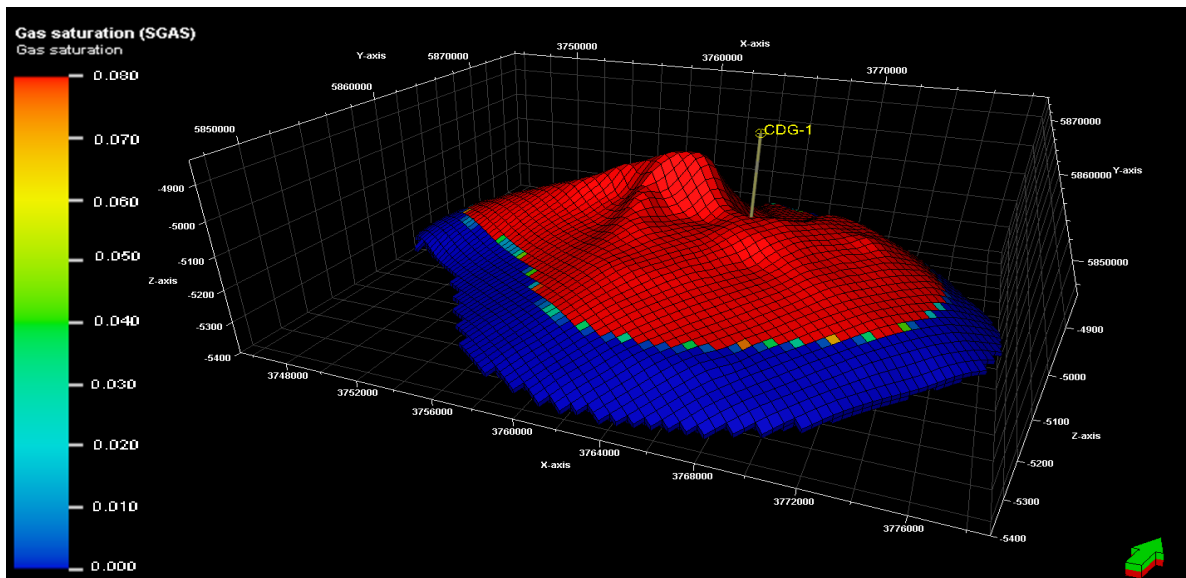
Componentes	Porcentaje molar (%)	Fracción molar
Sulfuro de Hidrógeno (H_2S)	0	0
Dióxido de Carbono (CO_2)	0.057	0.00057
Nitrógeno (N_2)	1.526	0.01526
Metano	98.027	0.98027
Etano	0.284	0.00284
Propano	0.059	0.00059
I-Butano	0.013	0.00013
N-Butano	0.01	0.0001
I-Pentano	0.009	0.00009
N-Pentano	0	0
Hexano	0	0
Heptano	0.005	0.00005
Octano	0.006	0.00006
Nonano	0.004	0.00004
Decano	0	0
Undecano	0	0
TOTAL	100	1

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe de muestras de fluido. 2016. p 24

2.1.5 Límites de frontera. Son aquellas condiciones bajo las cuales se estima el volumen original de hidrocarburos, además el flujo de hidrocarburos se da desde estos límites a través del yacimiento hacia el Pozo en etapa de producción y estos pueden cambiar de acuerdo a la disposición de nueva información obtenida durante el desarrollo de exploración del yacimiento. Estos pueden ser de no flujo, como los son las fallas y barreras de permeabilidad, y presión constante, como un acuífero. Para el caso del proyecto, se tienen un acuífero como límite de presión constante y se sensibilizan tres (3) fallas como límite de no flujo con distancias diferentes entre el pozo y cada falla, para visualizar como es el comportamiento de la presión.

2.1.6 Condiciones iniciales. Para la construcción del modelo la temperatura de yacimiento es 138 °F, presión inicial 2394.13 psi, además el Pozo Exploratorio CDG-1 encontró el tope de yacimiento a 5090 ft y el contacto agua-gas a 5237 ft de profundidad. En la **Figura 10** se representa la distribución de los fluidos, donde la zona de color rojo es gas y la de color azul, agua, bajo las condiciones iniciales de yacimiento. Para este trabajo, la saturación de agua inicial es la misma que el valor de la saturación de agua irreducible (S_{wirr}), la cual es 8%.

Figura 10. Distribución de los fluidos a condiciones iniciales del yacimiento.



Fuente: Eclipse 100

2.1.7 Datos PVT. Para el comportamiento PVT, se trabajó con información de pruebas realizadas a muestras de gas en superficie. En la **Tabla 8** se muestran los resultados obtenidos.

Tabla 8. Propiedades PVT para Gas Seco.

Presión del gas (psi)	Factor Volumétrico del gas (Rb/Mscf)	Viscosidad del gas (cP)
14.65	206.17	0.0123
600	4.7824	0.0128
1200	2.293	0.0137
1800	1.4851	0.0151
2000	1.329	0.0156
2200	1.2041	0.0163
2400	1.1025	0.0169
2421	1.0929	0.017

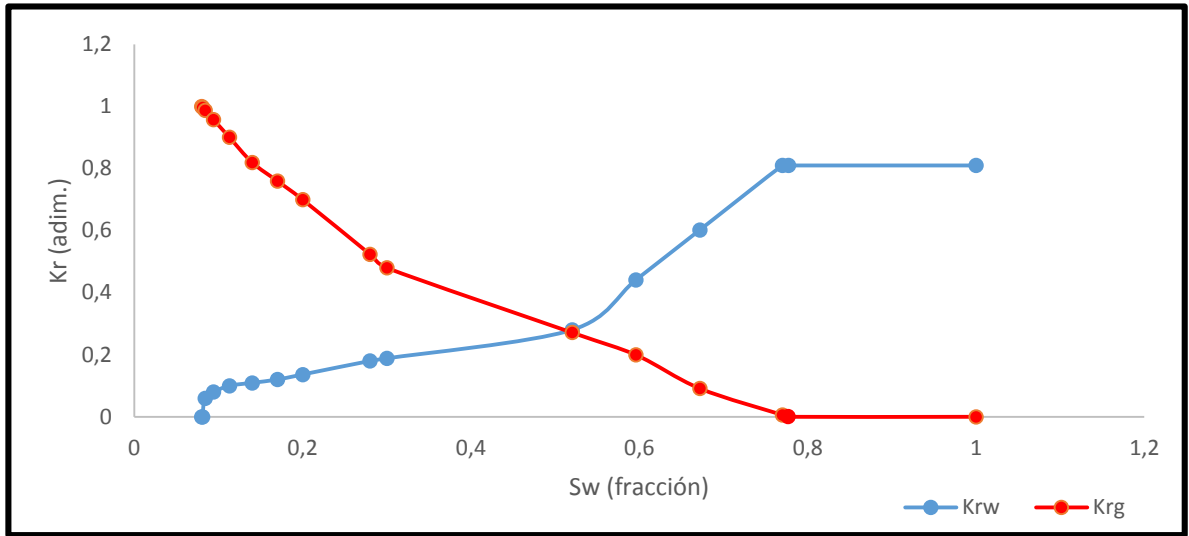
Fuente: ECOPETROL S.A. Informe PVT. 2016. p 20

2.1.8 Permeabilidad relativa. Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a una saturación dada, y la permeabilidad absoluta de ese fluido, en condiciones de saturación total. Si en una roca existe un solo fluido presente, su permeabilidad relativa es de 1. El cálculo de esta permeabilidad permite la comparación de las diferentes capacidades de los fluidos para fluir en su respectiva presencia, ya que la presencia de más de un fluido, por lo general, inhibe el flujo.³¹ Para este caso, no es necesaria la normalización de los datos de permeabilidad relativa del gas en función de la saturación.

2.1.8.1 Sistema agua-gas. Para este modelo se cuenta con una curva de permeabilidad relativa agua-gas, cuya Swirr es de 8%, obtenida por estudios realizados a muestras de roca del Pozo Exploratorio CDG-1, como se ve en el **Gráfico 2**.

³¹ SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/relative_permeability.aspx]

Gráfica 2. Curvas de permeabilidad relativa agua-gas.



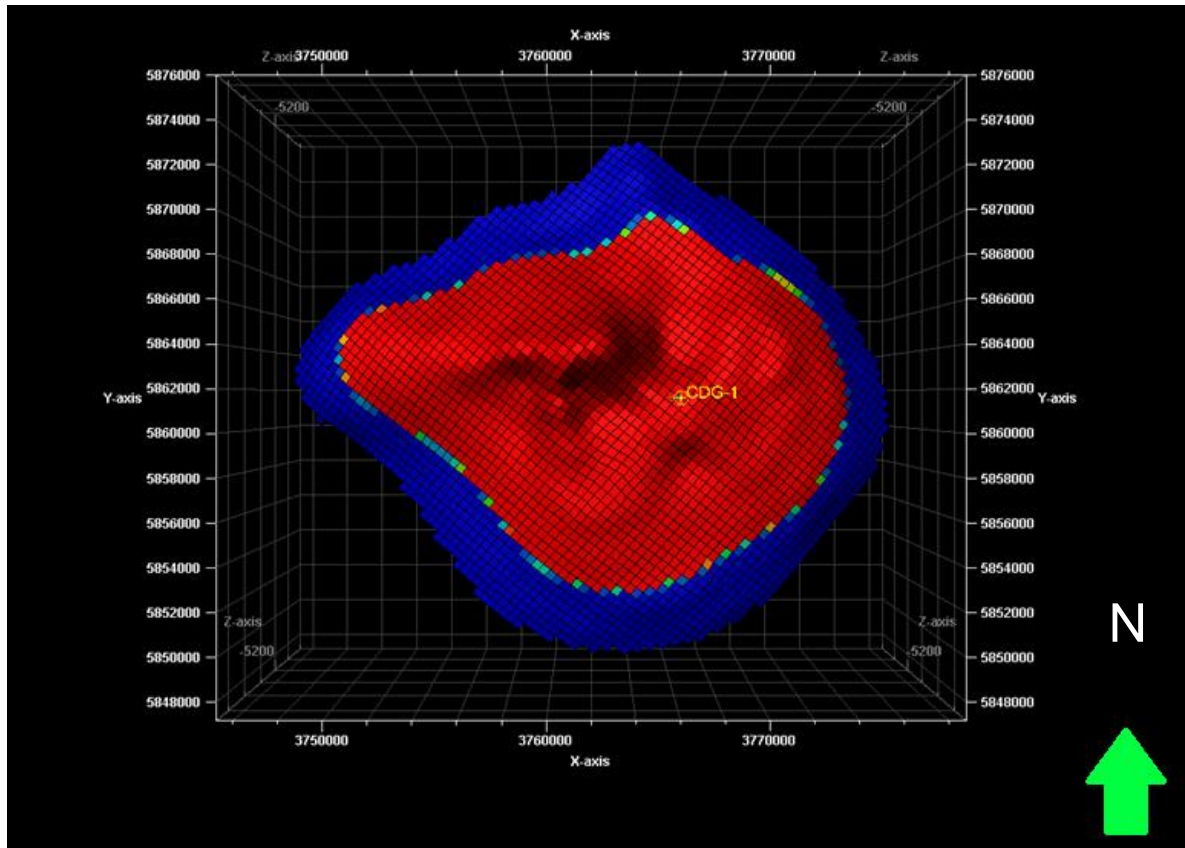
Fuente: ECOPETROL, 2016

2.2 MODELO DINÁMICO

Con base en el comportamiento del yacimiento que se evalúa en este trabajo, se describen a continuación, las características del Pozo Exploratorio CDG-1 y el Caso Base, para luego definir, las variables y sensibilidades que se realizan para este trabajo, las cuales son, gas original en sitio (GOES), permeabilidad, factor de daño (*skin*), límites del yacimiento, efecto de conificación y tamaño de yacimiento con efectos de caída de presión (primeros siete días de flujo y comportamiento de producción de arenas masivas contra intercalaciones de arena).

2.2.1 Pozo de interés. El Pozo Exploratorio CDG-1 se encuentra ubicado en las coordenadas (3774065.50, 5463597.00) en X-Y, respectivamente, como se ve en la **Figura 11.**

Figura 11. Ubicación del Pozo Exploratorio CDG-1 en el modelo estático



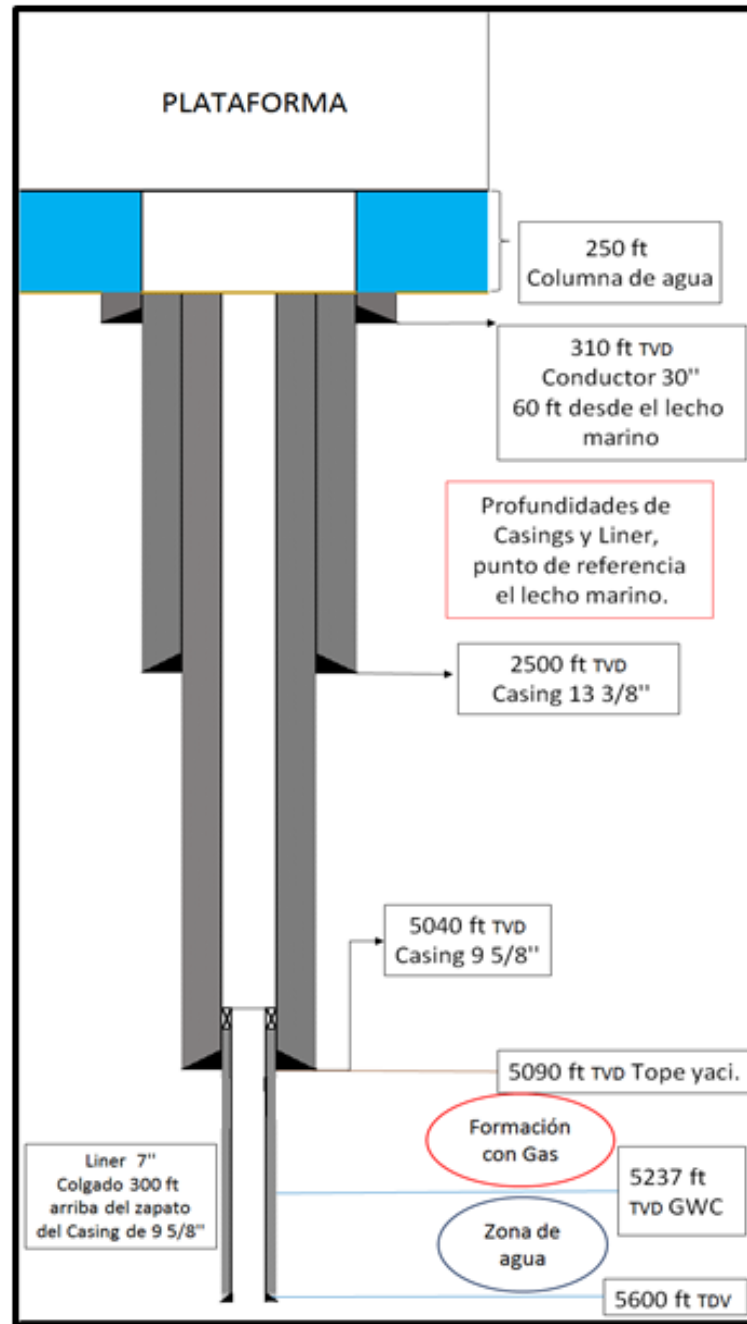
Fuente: Autores usando Eclipse 100

2.2.2 Caso base. El Pozo Exploratorio CDG-1, encontró el tope de la formación de interés a una profundidad de 5090 ft, el contacto agua-gas de 5237 ft, el radio del pozo es de 0.3542 ft, la presión inicial del yacimiento es de 2394.13 psi, temperatura del yacimiento de 138 °F, *skin* 0, permeabilidad de 102.5 mD, porosidad de 17% y saturación de agua irreducible de 8%.

Teniendo en cuenta que el pozo no ha sido cañoneado, para este trabajo se asume como caso base un espesor cañoneado de 43 ft (30% del espesor de la arena), un caudal de gas de 30 MMSCF/D, que es lo que normalmente se utiliza para yacimientos de estas características, y un BHP límite de 1800 psi, el cual fue tomado de forma arbitraria para poder compararlo en uno de los casos de sensibilización propuesto posteriormente y observar cómo se comporta la presión.

Además, se tiene un acuífero medianamente activo, el cual no es la principal fuente de energía del yacimiento, y el mecanismo de empuje es expansión de gas. A continuación, se muestra el estado mecánico del Pozo Exploratorio CDG-1, en la **Figura 12.**

Figura 12. Estado mecánico del Pozo Exploratorio CDG-1



Fuente: Ecopetrol S.A. Modificado por autores, 2016.

3. EVALUACIÓN DE LA FORMACIÓN DE INTERÉS A PARTIR DE DIFERENTES MODELOS ANALÍTICOS Y SIMULACIÓN NUMÉRICA

Por medio de la solución de problemas inversos, se compara, el análisis que se realiza a las diferentes sensibilizaciones de algunas variables del yacimiento, aplicando modelos analíticos (análisis de pruebas de presión, ecuación de flujo radial horizontal de Darcy, método volumétrico, balance de materia), con la respuesta del modelo de simulación base, descrito en el Capítulo 2.

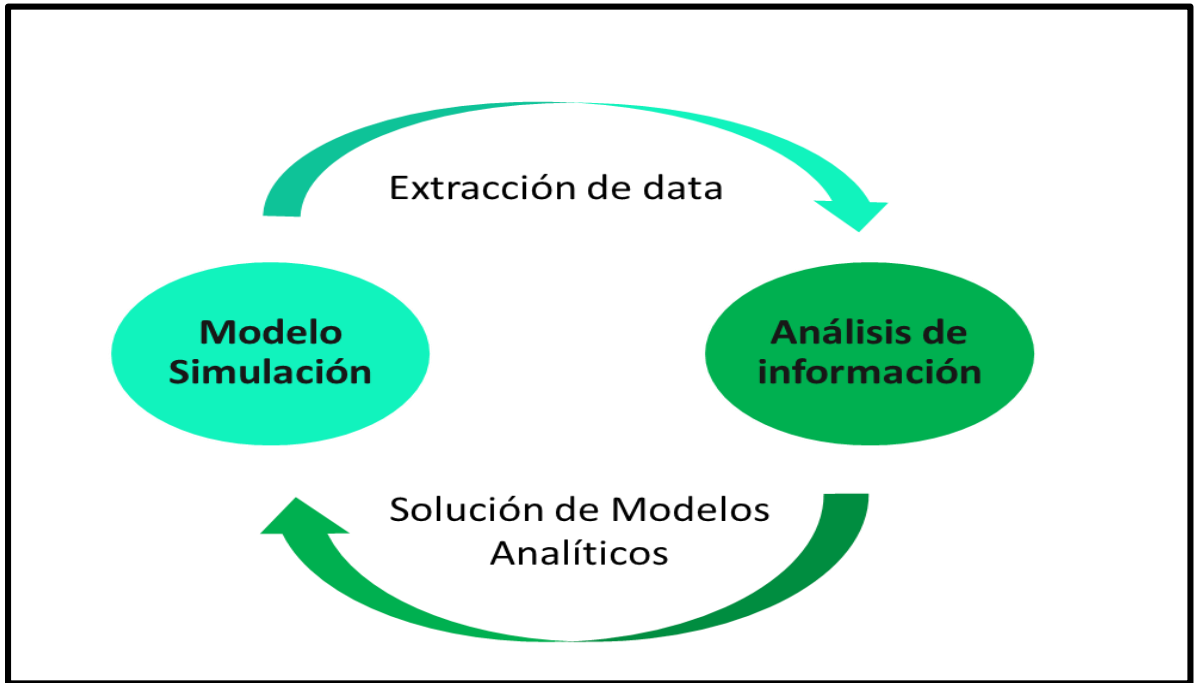
Las variables a las cuales se les realiza la sensibilización y comparación son:

- Gas Original en Sitio (GOES), resultado del modelo base de simulación contra el estimado, a partir del método volumétrico y el método de balance de materia P/Z.
- Permeabilidad, determinada de corazones, y factor de daño (*skin*), usados en cada caso de simulación, contra permeabilidad y factor de daño (*skin*) interpretados de una prueba de presión, a través del software PanSystem.
- Límites incorporados al modelo base con una distancia determinada del pozo al límite (falla), contra distancia del pozo al límite interpretada de una prueba de presión simulada por efecto de los límites.
- Efecto de conificación a partir de datos de producción agua-gas extraídos de la simulación, contra curvas tipo, donde se simulan diferentes espesores cañoneados asumidos.
- Comportamiento de producción de arenas masivas contra yacimientos con intercalaciones de arena, con el mismo espesor de arena total.
- Efecto de la caída de presión en pruebas iniciales (primeros 7 días de flujo) que va a ser simulado en diferentes escenarios, en cuanto a tamaño y parámetros de yacimiento.

3.1 PROBLEMAS INVERSOS

Un problema inverso es aquel en donde los valores de algunos parámetros del modelo deben ser obtenidos a partir de los datos extraídos del modelo inicial. Para el proyecto, el modelo inicial es el modelo de simulación, del cual se extraen los datos necesarios para solucionar el problema a partir del análisis de modelos analíticos (balance de materia, ecuación de Darcy flujo radial horizontal e interpretación de pruebas de presión). Por último, se comparan los resultados obtenidos con el modelo de simulación, ver **Figura 13**.

Figura 13. Solución a un problema inverso.



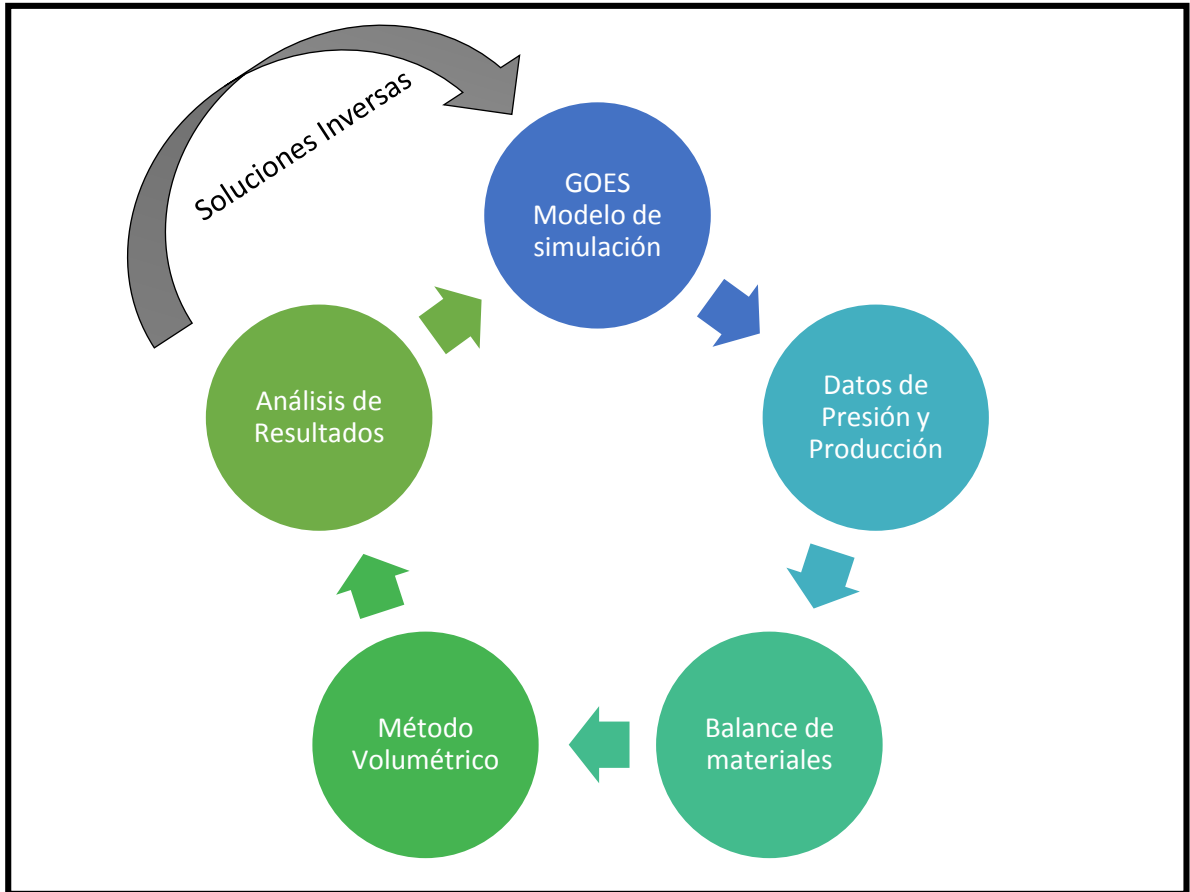
Teniendo en cuenta lo anterior, las sensibilizaciones realizadas a efecto de conificación, producción de arenas masivas contra arenas intercaladas y el efecto de caída de presión en pruebas iniciales, no se consideran problemas inversos, ya que la comparación es realizada a un caso base asumido y no al modelo inicial.

3.2 GAS ORIGINALMENTE EN SITIO (GOES)

El GOES es una variable que señala la cantidad de gas encontrada en el yacimiento. Para el cálculo de este se hace uso de modelos analíticos cuando no se cuenta con la información necesaria para desarrollar un modelo numérico, esto nos ayuda a tener una de la cantidad de hidrocarburos en el yacimiento.

La **Figura 14** representa el flujo de trabajo que se siguió para la solución del primer problema inverso, el cual tiene como modelo inicial el cálculo del GOES del simulador. A partir de esto, se define un programa de producción del cual se extraen datos de presión y producción, que son necesarios para realizar el cálculo de esta variable por el método de balance de materiales y método volumétrico, y compararlos con el calculado por el simulador.

Figura 14. Flujo de trabajo: Gas Original en Sitio



3.2.1 GOES – Simulación Numérica. El Gas Original en Sitio calculado por el simulador es: 931.89 GSCF

Para obtener el GOES, bajo el método volumétrico y el método de balance de materia (P/Z), se necesitan datos de caudal (gas y agua) y presión, que se definieron a partir de una simulación, en la cual se programa el pozo a fluir durante 10 años, bajo los parámetros definidos en la **Tabla 9** y siguiendo el *schedule* de producción de la **Tabla 10**.

La **Gráfica 3** representa el *schedule* de producción simulado, además se puede observar que la línea roja muestra el caudal de gas, el cual es 30 MMSCF/D durante todo el transcurso de la simulación, la línea azul con marcadores representa el caudal de agua (STB/D), que como se puede ver en la gráfica no hay producción de agua durante los 10 años. La línea verde claro representa la presión de fondo fluyente (psi), además se puede observar una caída en la presión a medida que se le ha extraído fluido al yacimiento.

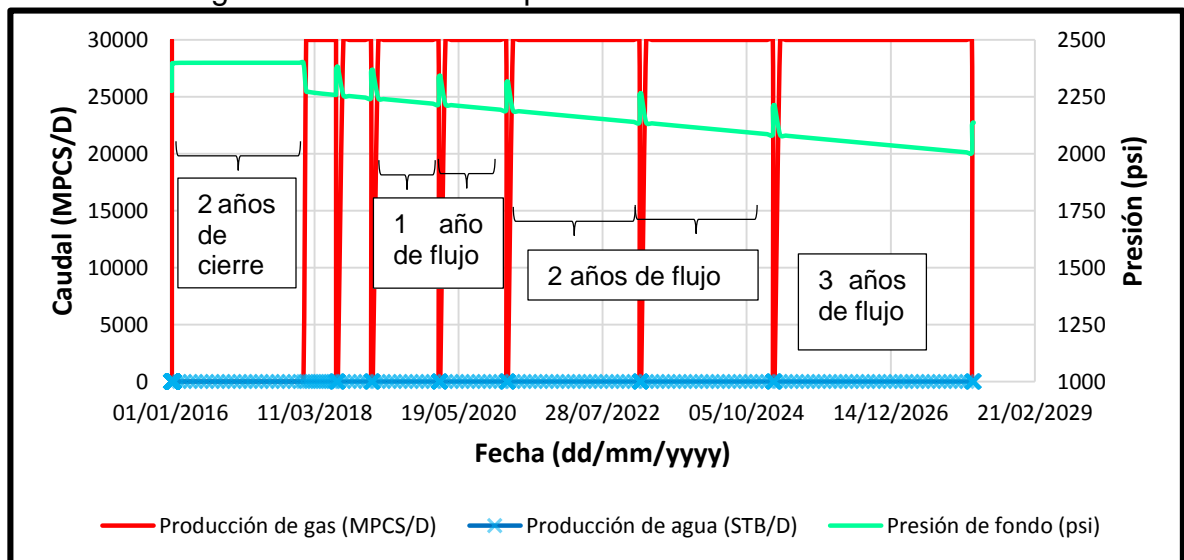
Tabla 9. Parámetros de corrida de simulación

BHP límite (<i>Bottom hole pressure</i>)	1800 psi
Presión inicial	2394.13 psi
Tasa de producción	30 MMSCF
Espesor cañoneado	43 ft

Tabla 10. *Schedule* de Producción para Análisis de GOES.

Flujos	Cierres
7 días	2 años
6 meses	10 días
6 meses	10 días
1 año	10 días
1 año	10 días
2 años	10 días
2 años	10 días
3 años	10 días

Gráfica 3. Programa de Producción para Análisis GOES.



Dado que el *schedule* de producción fue definido, se prosigue a hacer el cálculo del GOES por los modelos analíticos: Método Volumétrico y Balance de materiales P/Z.

3.1.2 GOES – Método Volumétrico. Para el cálculo de GOES a través del método volumétrico, se necesita un análisis PVT del fluido de interés (**Tabla 8**), para así obtener el cálculo del factor volumétrico del gas; también se necesita el volumen poroso de la arena que contiene el hidrocarburo (obtenido del simulador), el cual es igual a la multiplicación del área por el espesor de la arena. Por otra parte se tiene la saturación de gas en la arena, que se obtiene a través de las curvas de permeabilidad relativa (**Gráfica 2**).

Según lo anterior, la **Ecuación 1** se emplea para el cálculo del GOES.

Ecuación 1. Gas originalmente en sitio

$$GOES = \frac{7,758 * A * \phi * h * Sg}{Bg}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed 2. p 10

Donde:

7,758 = factor de conversión a barriles.

A = Área (Acres).

ϕ = Porosidad (fracción)

h = Espesor de la arena (ft).

Sg = Saturación de gas (fracción)

Bg = Factor volumétrico del gas (RB/MSCF).

En vista de que el volumen poroso (V_p) en la zona de gas es igual al área por el espesor de la arena por porosidad, saturados con hidrocarburos, y que este se tiene en unidades de barriles de reservorio, se reemplaza en la **Ecuación 1** y se obtiene la **Ecuación 2**.

Ecuación 2. Gas originalmente en sitio al reemplazar V_p

$$GOES = \frac{V_p * Sg}{Bg}$$

Donde:

V_p = Volumen Poroso (RB).

Sg = Saturación de gas (fracción)

Bg = Factor volumétrico del gas (RB/MSCF).

Según la **Tabla 8**, el Bg = 1.1055 RB/Mscf, y el Vp = 1055324521 RB, el cual se obtiene del modelo de simulación en Eclipse 100. Para el cálculo de la saturación de gas se emplea la **Ecuación 3**, donde requiere el cálculo de la saturación de agua irreducible (Swirr), la cual se observa en la **Gráfica 2** en las curvas de permeabilidad relativa.

Ecuación 3. Saturación de gas máxima

$$S_g = 1 - S_{wirr}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed 2. p 10

Donde:

Swirr = Saturación de agua irreducible (fracción)

$$S_g = 1 - 0.08 = 0.92$$

Finalmente, se utiliza la **Ecuación 2** para hallar el GOES:

$$GOES = \frac{1,055'324,521 \text{ RB} * 0.92}{1.1055 \frac{\text{BR}}{\text{MSCF}}}$$

$$GOES = 878'243,835 \text{ MSCF}$$

A su vez, 1 GSCF equivale a 10^6 MSCF, por consiguiente:

$$GOES = 878.24 \text{ GSCF}$$

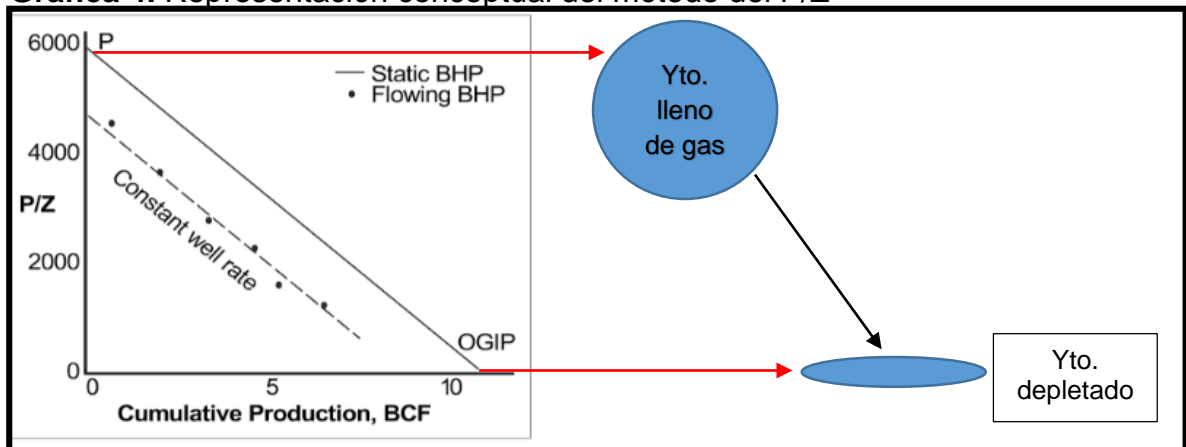
3.1.3 GOES – Método Balance de Materiales P/Z. El método del P/Z determina la cantidad de gas presente en el yacimiento a cualquier tiempo durante el depletamiento, además permite predecir el comportamiento futuro y la recuperación total del gas bajo unas condiciones de abandono. Para el método de balance de materiales se consideran unas suposiciones básicas como:

- El espacio poroso se encuentra inicialmente ocupado por gas y agua irreducible.
- La composición del gas no cambia durante la explotación de yacimiento.
- La relación agua-gas se considera igual a cero
- El yacimiento se considera isotérmico
- Las propiedades de los fluidos y la roca se consideran uniformes

Para el área de estudio, el yacimiento se considera volumétrico, ya que cumple con las características como: arena consolidada, presiones normales y compresibilidades del agua y la roca que son pequeñas a comparación de la compresibilidad del gas; razón por la cual, existe una relación lineal entre P/Z (Presión estática/factor de compresibilidad) y G_p (Gas Producido).

Como la producción del pozo se simuló hasta 10 años, se puede extrapolar la línea hasta que cruce con el eje x (Gas Producido), representando el depletamiento del yacimiento a través del tiempo. El punto que representa el intercepto entre la línea analizada y el eje x, es la razón entre la presión de yacimiento y el factor de compresibilidad, que es igual a cero, mostrando que ya se depletó completamente el yacimiento asumiendo que se extrajo la totalidad del gas, lo que representa el GOES. Ver **Gráfica 4**.

Gráfica 4. Representación conceptual del método del P/Z



Fuente: SATTER, Abdus. IQBAL, Ghulam. BUCHWALTER, James. Practical Enhanced Reservoir Engineering. p 417. Modificado por los autores.

Para el cálculo del GOES se deben seguir los siguientes pasos:

1. Extraer los datos de presión y producción de la simulación realizada al programa de producción, en el cual se realizó una corrida desde el 01/01/2016 hasta el 03/19/2028, representada en la **Gráfica 3**.
2. Se calcula la P_{sc} y T_{sc} del gas; teniendo en cuenta su composición, la P_c y T_c de cada componente.
3. Se calcula T_{sr} con la T_{yac} , donde T_{sr} se considera constante, ya que como se explicó anteriormente el yacimiento se considera isotérmico.
4. Se calcula P_{sri} con la P_{yac} . En la **Tabla 11** se muestran las propiedades del gas obtenidas.

Tabla 11. Propiedades del gas

Tsc gas (°R)	342.703
Psc gas (psia)	664.567
Tsr (adim.)	1.744
Psri (adim.)	3.602
Zi (adim.)	0.881

Nota:

- El cálculo de Tsc gas se obtiene de la siguiente ecuación:

Ecuación 4. Temperatura pseudocrítica

$$T_{sc} = \sum_{i=1}^n Y_i * T_{ci}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. J. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed.2. P. 17.

- Al mismo tiempo, el cálculo de Psc gas se obtiene de la siguiente ecuación:

Ecuación 5. Presión pseudocrítica

$$P_{sc} = \sum_{i=1}^n Y_i * P_{ci}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. J. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed.2. P. 17.

- Por otro lado, el cálculo de Tsr gas se obtiene de la siguiente ecuación:

Ecuación 6. Temperatura pseudoreducida

$$T_{sr} = \frac{T_{yac}}{T_{sc}}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. J. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed.2. P. 33.

- Ahora bien, el cálculo de Psri gas se obtiene de la siguiente ecuación:

Ecuación 7. Presión pseudoreducida inicial

$$P_{sri} = \frac{P_{yac i}}{P_{sc}}$$

Fuente: PÉREZ PALACIO, Ramiro. J. MARTÍNEZ, Marcías. Ingeniería del Gas Natural. Ed.2. P. 33.

5. Se organizan los datos de Pyac y tasa de producción arrojados por el simulador con las condiciones de cierre y flujo representadas en la **Gráfica 3**, la cual fue extraída del simulador.
 6. Se calcula Psr a cada Pyac, ya que esta va disminuyendo a medida que se produce, donde la producción fue a una tasa constante de 30 MMSCF/D.
 7. Se calcula el factor de compresibilidad (Z) para cada Psr y se obtiene el valor de P/Z para cada Gp acumulado.
- La **Tabla 12** representa los primeros 5 datos calculados de los pasos 5, 6 y 7.

Tabla 12. Datos calculados de Psr, Z y P/Z.

Fecha	Pwf (psi)	Pyac (psi)	Psr	Z	Gp (Gscf)	P/Z
01/01/2016	2390.40	2394.13	3.60	0.881	0	2717.52
01/01/2016	2292.33	2394.12	3.602580	0.881	0.03	2717.51
01/02/2016	2283.17	2394.03	3.602444	0.881	0.06	2717.40
01/03/2016	2281.02	2393.95	3.602332	0.881	0.09	2717.32
01/04/2016	2279.75	2393.88	3.602221	0.881	0.12	2717.24

8. Se realiza la gráfica de Pyac/Z vs Gp, ver **Gráfica 5**.
9. El comportamiento de los datos representados en la **Gráfica 5** tienen una tendencia lineal, ya que no existe intrusión de agua y viene dada por la ecuación:

Ecuación 8. Balance de materia sin intrusión de agua.

$$\frac{P}{Z} = \frac{P_i}{Z_i} * \left(1 - \frac{G_p}{OGIP}\right)$$

Fuente: RAHMAN, Mahbubur. Balance Material Method. P.12.

10. Extrapolar añadiendo una línea de tendencia lineal en la **Gráfica 5** para encontrar el intercepto con el eje de Gp, lo que representa el depletamiento total del yacimiento, y de esta forma, encontrar el GOES con la siguiente ecuación que representa la línea añadida.

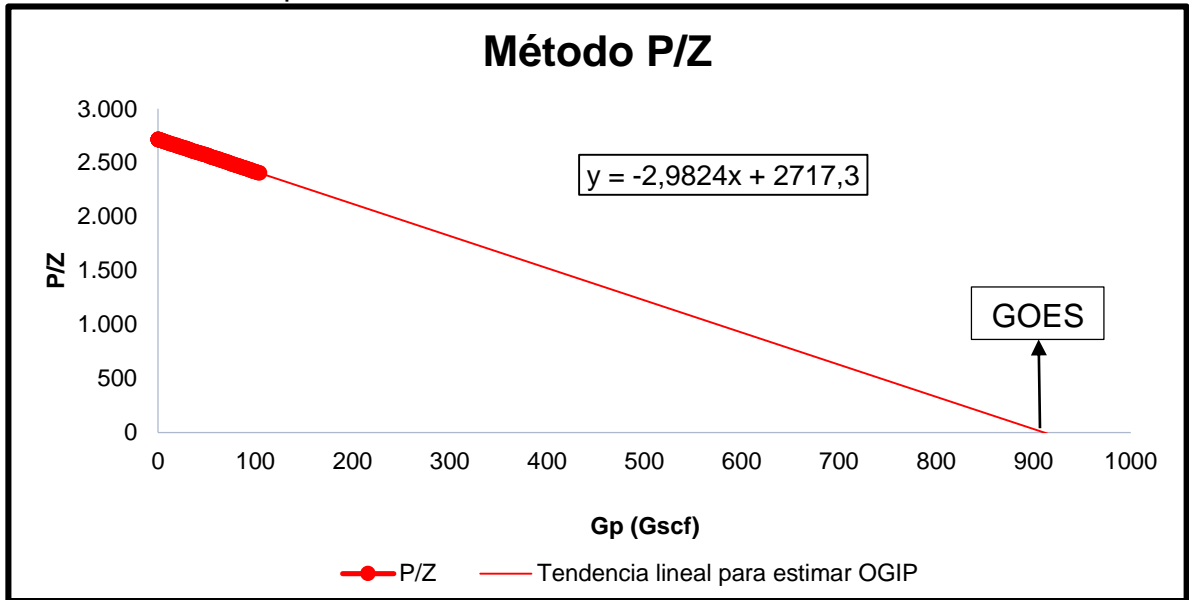
Ecuación 9. Línea de tendencia lineal

$$y = -2.9824x + 2717.3$$

$$x = GOES = \frac{-2717.3}{-2.9824}$$

$$GOES = 911.11 \text{ GSCF}$$

Gráfica 5. P/Z vs Gp acumulado.



De acuerdo con los métodos realizados y los respectivos resultados, se tiene la **Tabla 13.**

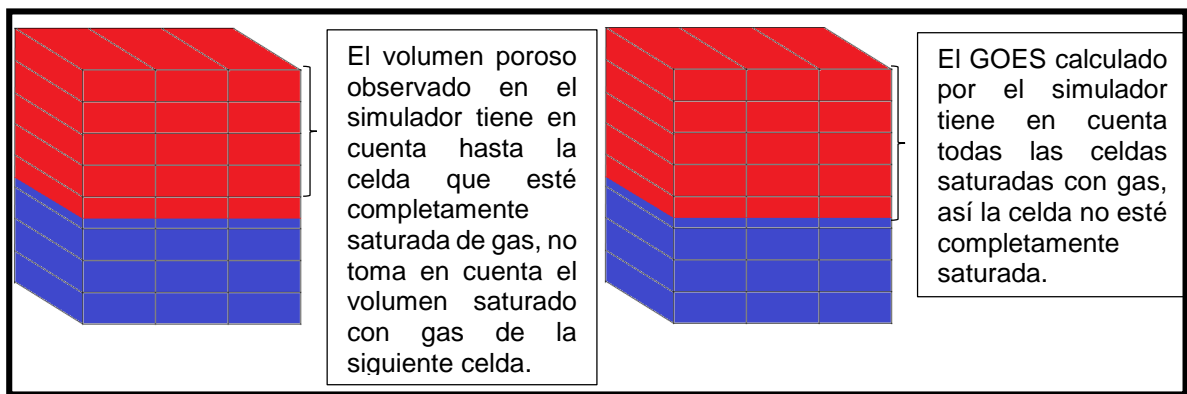
Tabla 13. Análisis de Resultados del GOES

	GOES (GSCF)	% error
Modelo inicial simulador	931.89	N/A
Resolución balance de materia	911.11	2.22
Resolución método volumétrico	878.24	5.75

Teniendo en cuenta los porcentajes de error por el método volumétrico y método de balance de materia P/Z, el menor error con respecto al GOES estimado en el simulador y el método de balance de materia es del 2.22%, considerando que las variables involucradas son numerosas (Factor de Compresibilidad Z, Cambio de la presión en el tiempo, Composición del gas, Presión seudorreducida de cada componente, temperatura) y que cambian a través del tiempo, el gas original en sitio calculado por este método es muy cercano al valor del simulador.

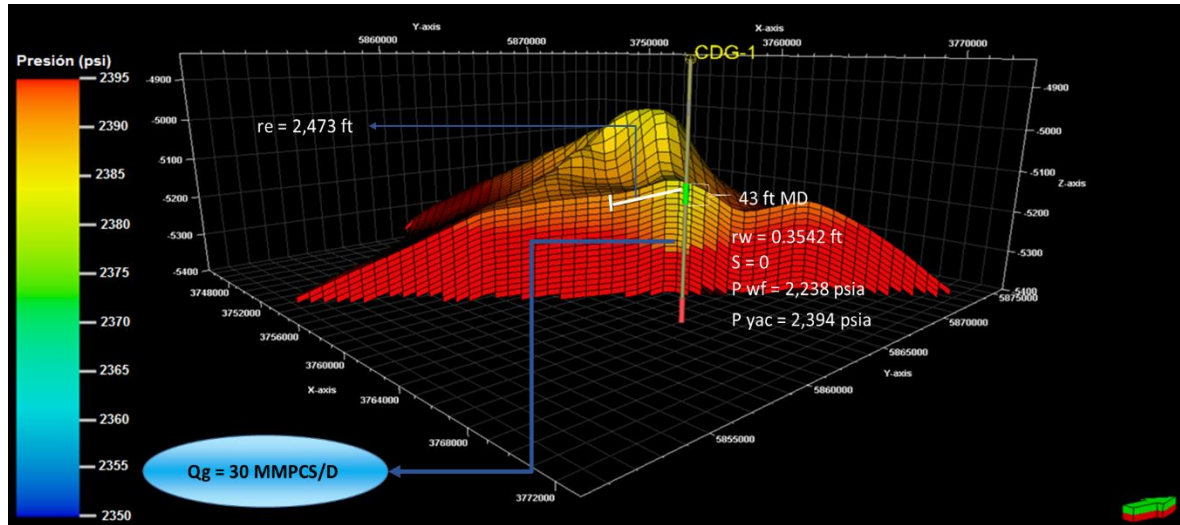
Sin embargo, por el método volumétrico el valor debería ser aproximado al del simulador y, en este caso, el error es del 5,75%. La razón de esto es que Eclipse 100, al realizar el cálculo del volumen poroso, toma las celdas que están completamente saturadas de gas, pero si la celda no está completamente llena de gas, omite esta y solo tiene en cuenta la celda anterior. Por consiguiente hace perder una cantidad favorable de volumen poroso, por el contrario, cuando se realiza el cálculo del GOES, éste toma en cuenta la celda hasta donde esta exactamente saturada con gas, por ello, se ve afectado el resultado. Ver **Figura 15**.

Figura 15. Representación de cómo el simulador toma el cálculo del volumen poroso y el cálculo del GOES.



Adicional al cálculo del GOES, se realizó una estimación de caudal de gas por medio de la ecuación de Darcy para flujo radial horizontal, teniendo en cuenta las variables que se muestran en la **Figura 16**, la cual es una distribución de presión del modelo de simulación, donde se tuvo en cuenta un flujo de gas a 30 MMSCF/D durante siete días y la zona de color amarillo representa la caída de presión durante este periodo de producción, de esta manera, se pudo estimar que el radio de drenaje (r_e) es de 2473.02 ft. La ecuación de Darcy para flujo radial horizontal está definida en la **Ecuación 10**.

Figura 16. Distribución de presión en el modelo de simulación.



Fuente: Eclipse 100

Ecuación 10. Ecuación de Darcy para flujo radial horizontal

$$Q = \frac{0.00708 * K * h * (Pyac - Pwf)}{\mu_g * \beta_g * \ln(r_e/r_w + S)}$$

Fuente: HIRSCHFELT, Marcelo. RUIZ, Rodrigo. Conceptos de Well Performance. Septiembre, 2008. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf]

Donde:

K= Permeabilidad (mD)

h= Espesor de arena cañoneado o abierto (ft)

Pyac= Presión promedio de yacimiento (psi)

Pwf= Presión de fondo fluyente (psi)

μ_g = Viscosidad del gas (cp)

β_g = Factor volumétrico del gas (RB/BN)

r_e = Radio de drenaje (ft)

r_w = Radio de pozo (ft)

S= factor de daño (adim.)

Teniendo en cuenta los valores de las variables que se muestran en la **Figura 16** y los datos de μ_g y β_g , extraídos del PVT de la **Tabla 8**, a la presión promedio de yacimiento, se resuelve la ecuación de Darcy para flujo radial horizontal:

$$Q = \frac{0.00708 * 102.5 \text{ mD} * 43 \text{ ft} * (2,394.13 \text{ psia} - 2,238.44 \text{ psia})}{0.01688 \text{ cp} * \frac{6.21 \times 10^{-3} \text{ RB}}{BN} * \ln\left(\frac{2,473.02 \text{ ft}}{0.3542 \text{ ft}} + 0\right)}$$

$$Q = 5'236,312 \text{ BNPD}$$

Ahora bien, 1 Barril equivale a 5.615 SCF, por consiguiente:

$$Q = 5'236,312 \text{ BNPD} * \frac{5.615 \text{ SCF}}{1 \text{ BN}} = 29'401,892 \text{ SCF/D}$$

Y por último, se aplica el factor de conversión: 1 MMSCF/D equivale a 10^6 SCF/D

$$Q = 29'401,892 \frac{\text{SCF}}{\text{D}} * \frac{1 \text{ MMSCF}}{10^6 \text{ SCF}}$$

$$Q = 29.4 \text{ MMSCF/D}$$

Con este resultado, tenemos otra variable que se puede resolver por medio de soluciones inversas, ya que aplicando el modelo analítico, Ecuación de Darcy, el porcentaje de error con respecto al dato establecido de caudal en el simulador es de 2%.

3.2 PERMEABILIDAD Y DAÑO DE FORMACIÓN

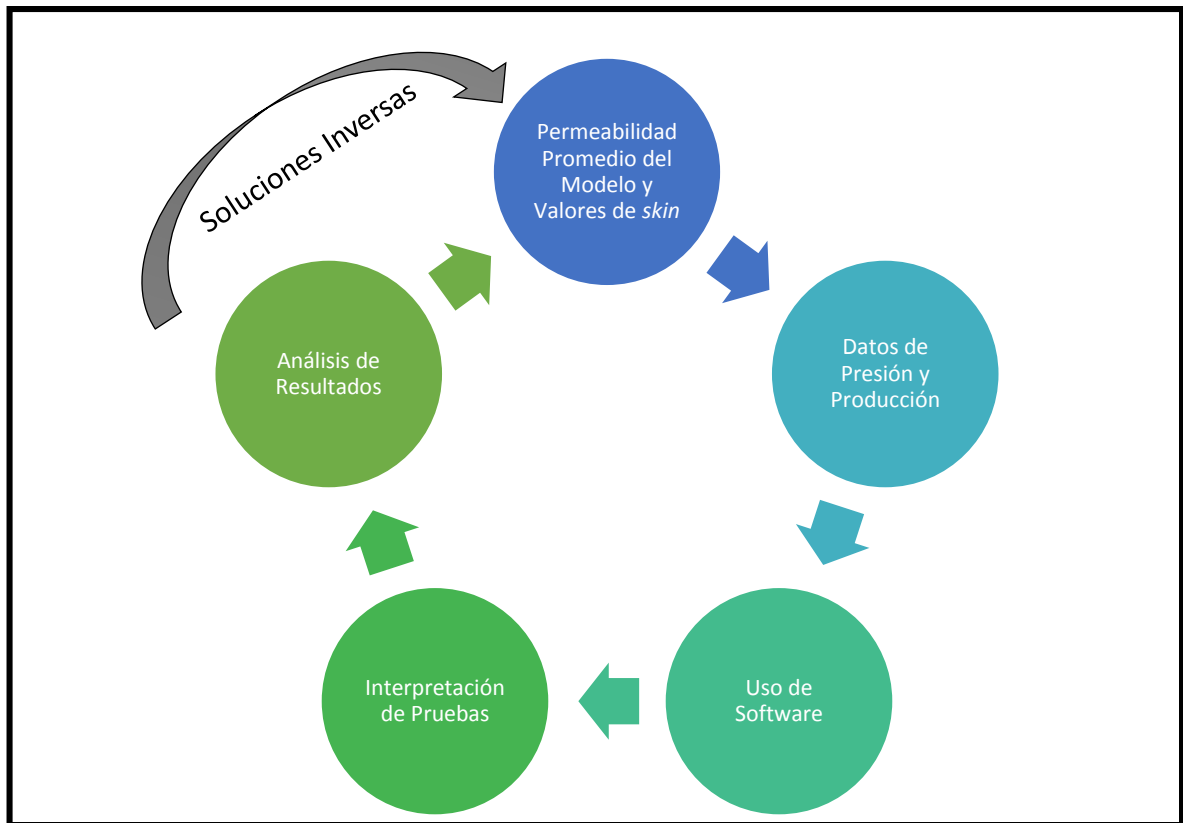
La permeabilidad y el factor de daño, son variables que también se evalúan a la hora de observar el comportamiento de un yacimiento. La permeabilidad nos permite identificar si la roca tiene la capacidad de mover el fluido que se necesita extraer (que en este caso es gas), teniendo en cuenta lo anterior, la roca de la formación estudiada es arenisca calcárea, que se caracteriza por tener buena porosidad y permeabilidad, donde la permeabilidad promedio de la arena de interés es de 102.5 mD.

Por otro lado, el factor de daño (*Skin*) indica si la permeabilidad de la formación en la sección cercana al pozo esta alterada, lo cual puede ocurrir durante las operaciones de perforación y completamiento³². La invasión de fluidos de perforación, la presencia de revoque y cemento, son algunos de los factores responsables de reducir la permeabilidad y deterioro en la productividad del pozo, para estos casos el factor de daño es positivo. No obstante, cuando se aplican tratamientos de estimulación como acidificación o fracturamiento para mejorar la productividad del pozo, el factor de daño es negativo. Para el caso base de la simulación se trabajó con *Skin* 0.

La **Figura 17**, representa el flujo de trabajo que se siguió para la solución del segundo problema inverso, en el cual se tiene como modelo inicial la permeabilidad promedio del yacimiento y como factor de daño el suministrado al simulador, para cada caso de sensibilización. A partir de esto, se define un programa de producción de donde se extraen datos de presión y producción, que son utilizados en un software de interpretación de pruebas de presión (Pansystem) y los resultados obtenidos son comparados con el modelo inicial.

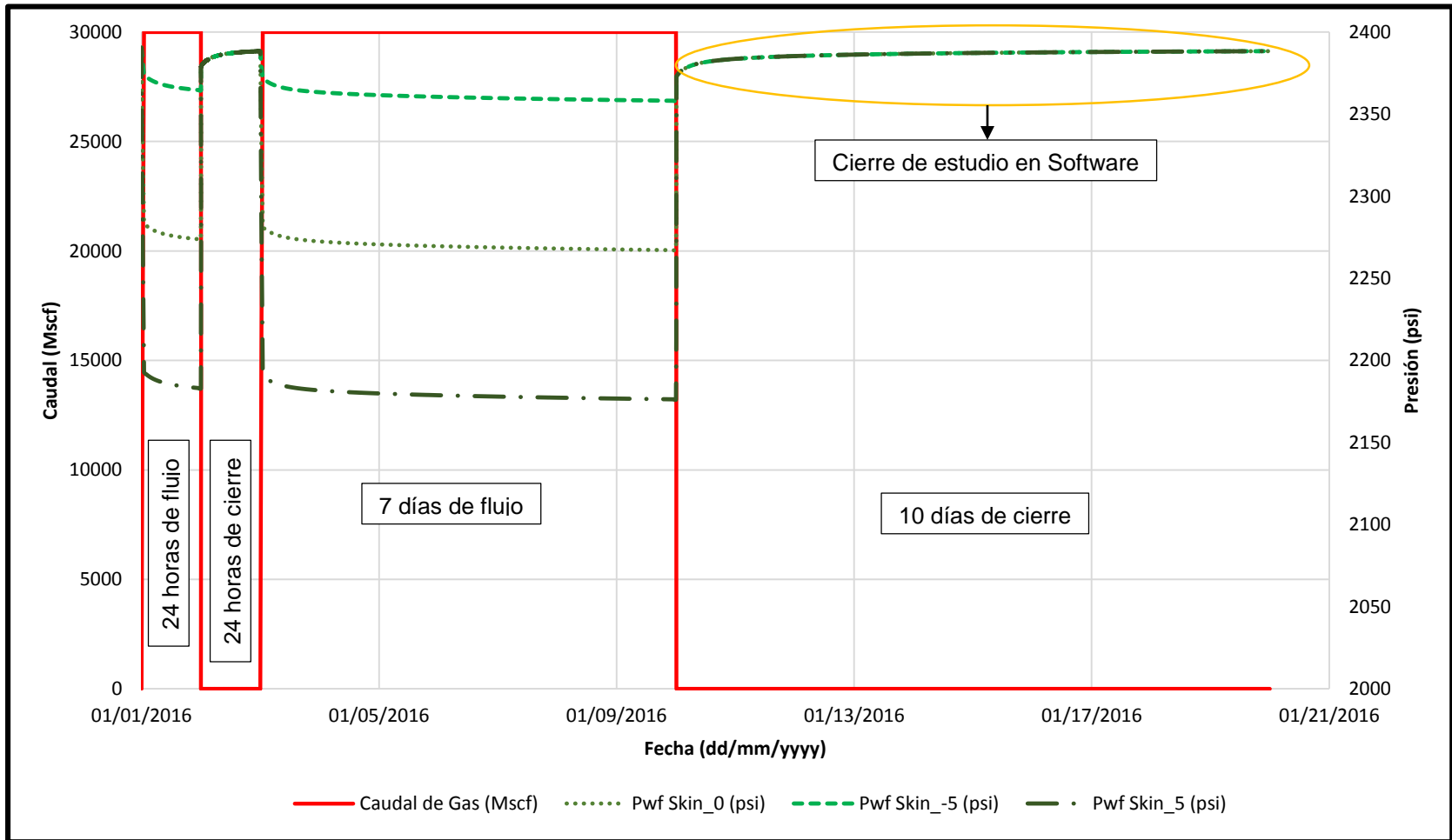
³² HIRSCHFELT, Marcelo. RUIZ, Rodrigo. Conceptos de Well Performance. Septiembre, 2008. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf]

Figura 17. Flujo de trabajo: Permeabilidad y *Skin*



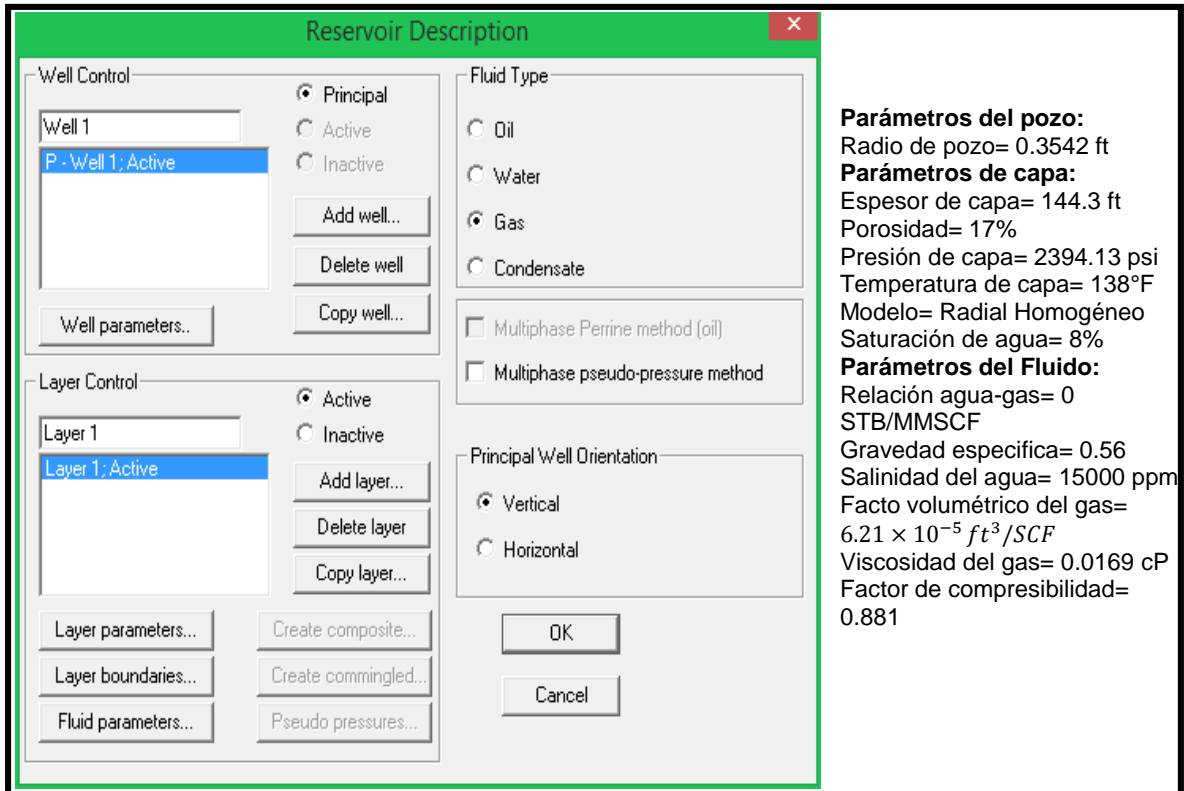
Teniendo en cuenta el flujo de trabajo, los tres (3) casos de sensibilización que se realizan son para un *Skin* de 5, 0 y -5. Para cada caso se simula una prueba de restauración, bajo el siguiente *schedule* de producción: 24 días de flujo, 24 días de cierre, 7 días de flujo y 10 días de cierre, como se ve en la **Gráfica 6**.

Gráfica 6. Prueba de restauración de presión para *Skin 5, 0, -5*



Luego, los datos obtenidos de producción y presión al correr la simulación, se introducen al software de interpretación (PanSystem), adicionalmente se ingresan los parámetros del pozo, yacimiento, roca y fluido, como se muestra en la **Figura 18**.

Figura 18. Parámetros para ingresar al software Pansystem



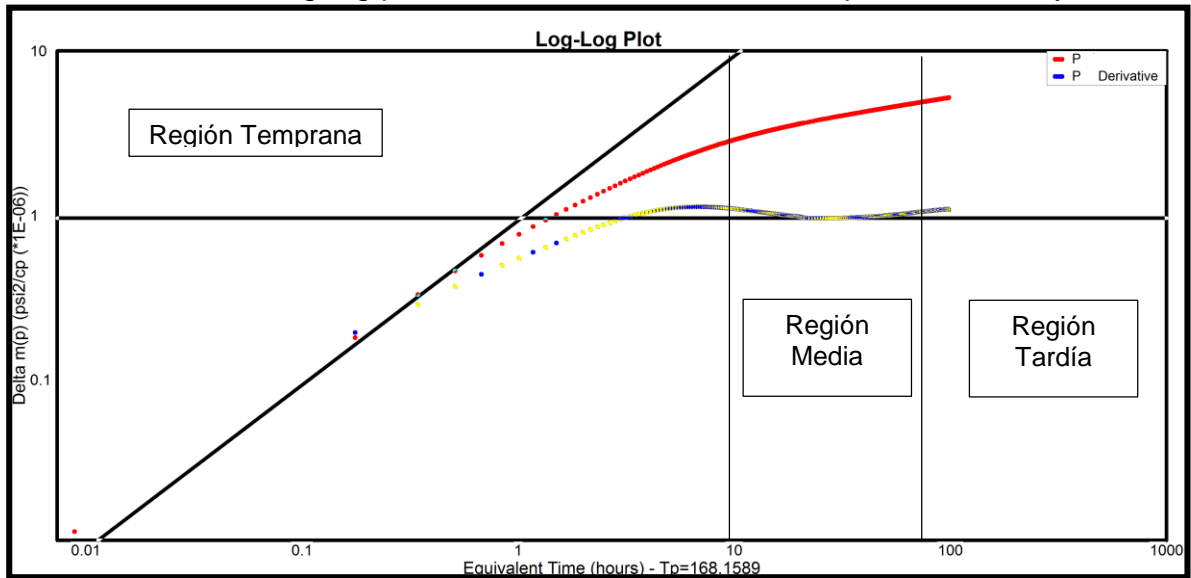
Fuente: Autores usando Pansystem

Es importante tener en cuenta, que para realizar la interpretación de la prueba de presión se tomó el último cierre del programa de producción para el análisis, ver **Gráfica 6**, ya que el primer flujo y cierre de este, se considera un flujo de limpieza. Luego, se analiza este último cierre por medio del método de la derivada a través de la gráfica log-log, ver **Gráfica 7**, donde la línea roja representa la presión de yacimiento y la azul la derivada de esta presión.

La gráfica log-log se componen de 3 regiones: la región temprana, donde se ubica la pendiente del coeficiente de almacenaje y se interpreta el skin, siendo la zona más cercana al pozo, la región media, donde se ubica la zona de flujo radial de pendiente cero y es la región donde se interpreta la permeabilidad, siendo la zona donde no se ha visto afectado el yacimiento, y la región tardía, donde se puede interpretar el tipo de límite que puede tener el yacimiento. Para este caso de estudio

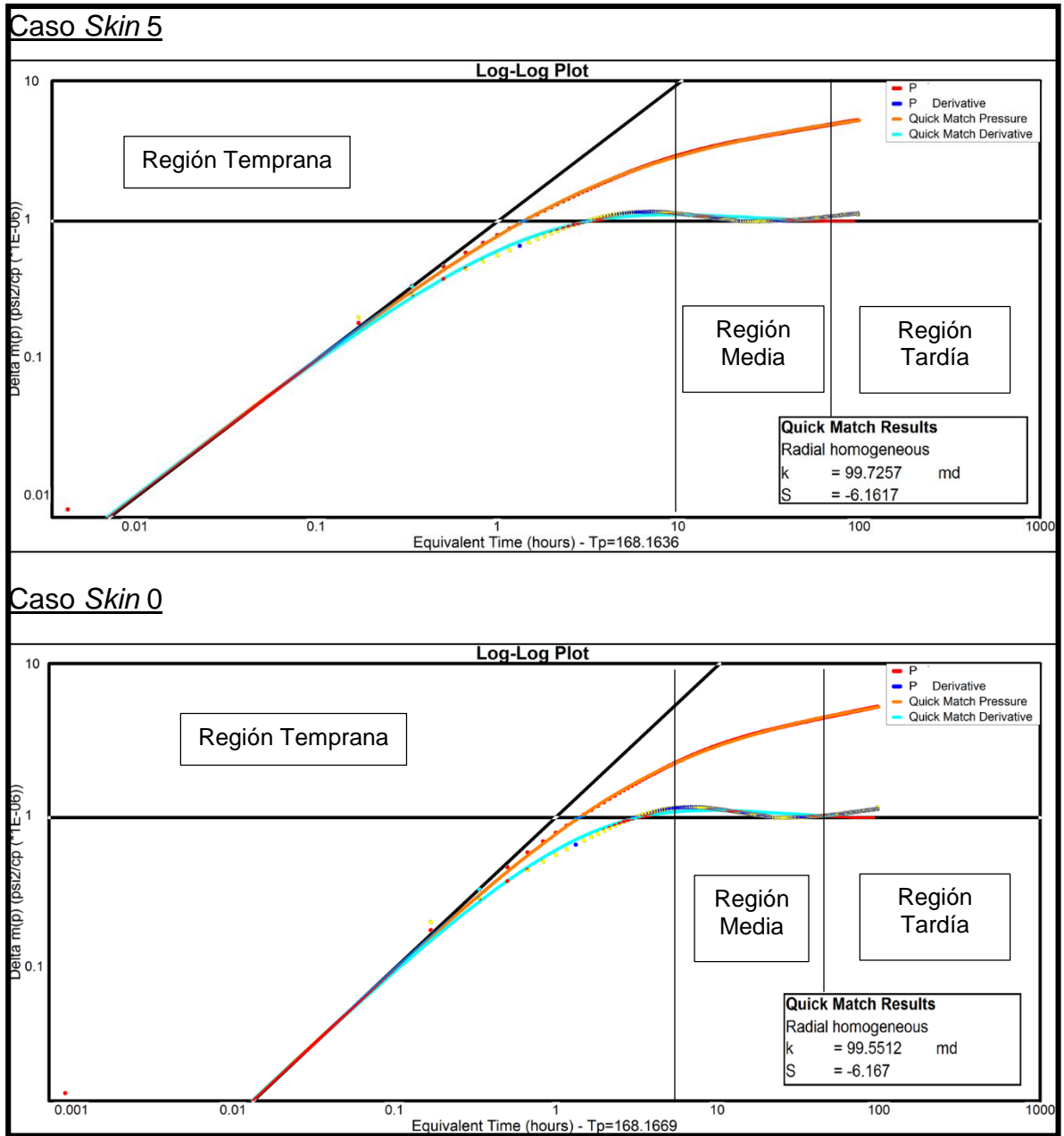
se tiene en cuenta la región temprana y tardía, en ellas, se interpretan las variables de permeabilidad (K) y *Skin*.

Gráfica 7. Gráfica log-log para el cierre de estudio – Caso permeabilidad y *skin*

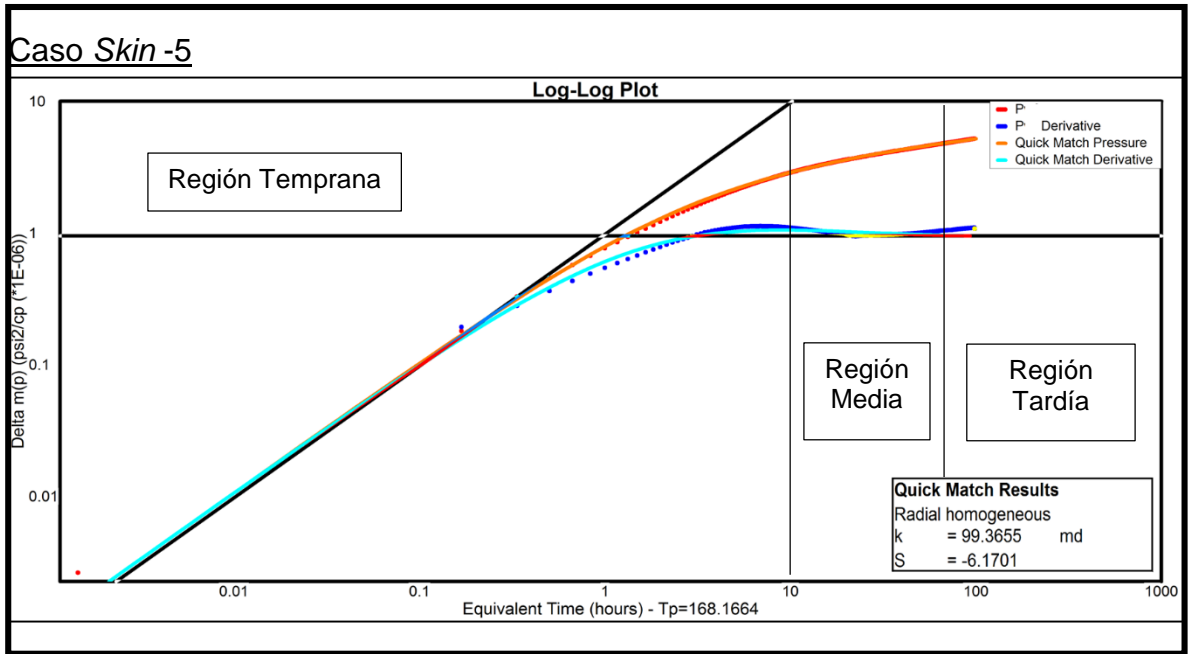


Como siguiente paso, se realiza la simulación en el software para obtener los valores de permeabilidad y *Skin* interpretados, teniendo como resultado las siguientes gráficas para cada caso de sensibilización (*Skin* 5, 0 y -5), como se muestra en la **Gráfica 8**, donde la línea de color naranja y la línea de color agua marina, representan el ajuste de la presión y su derivada de la simulación, respectivamente, para determinar los valores anteriormente mencionados.

Gráfica 8. Resultados de las gráficas log-log después del ajuste de la presión y la derivada para los casos de skin 5, 0 y -5



Continuación **Gráfica 8**



Fuente: Software Pansystem

Realizada la simulación y obtenidos los valores de permeabilidad y *skin* interpretados, se comparan los resultados con los datos de entrada que se estipularon en el simulador como se muestra en la siguiente **Tabla 14**.

Tabla 14. Resultados de los casos de Permeabilidad y Factor de daño

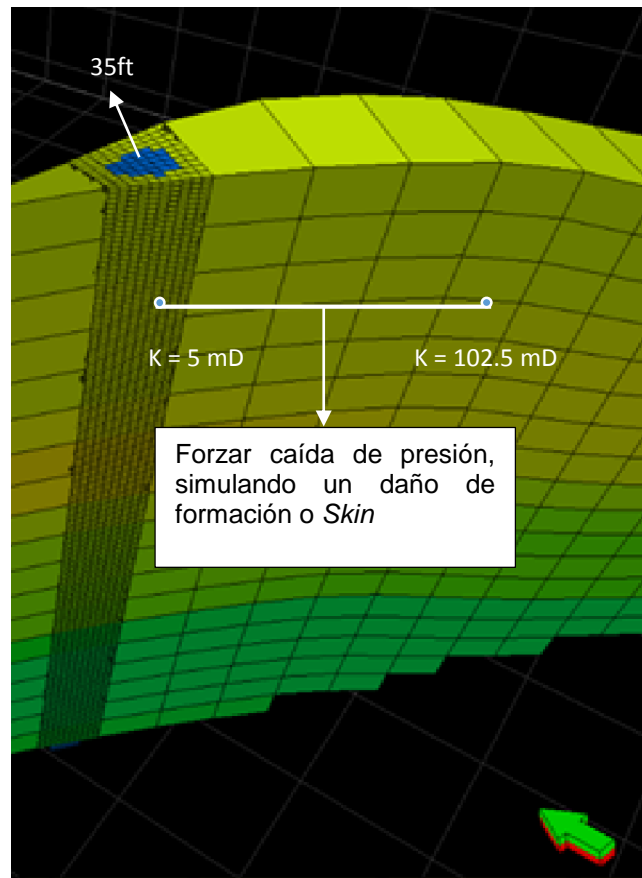
Caso	Permeabilidad Promedio (mD)	Permeabilidad Interpretada (mD)	Factor de daño interpretado (<i>Skin</i>)
Skin = 5	102.5	99.55	-6.17
Skin = 0	102.5	99.73	-6.16
Skin = -5	102.5	99.37	-6.17

De acuerdo con los datos que se observan en la **Tabla 14** se determinó que la permeabilidad interpretada por el software Pansystem y la permeabilidad promedio calculada tienen buen ajuste, con un porcentaje de error del 3% para los tres casos, confirmando que por medio de las soluciones inversas se puede llegar a un valor aproximado del dato de entrada. Sin embargo, para el factor de daño en ningún caso se obtuvo un buen ajuste en el resultado, dado que los valores de *skin* resultaron negativos.

A causa del resultado anterior, se quiso entender como la variable (*skin*) es tomada por el simulador, y se decide realizar diferentes escenarios con el fin de obtener un buen ajuste de esta variable, uno de los cuales fue el de simular los mismos tres (3) casos anteriores agregándole una variable adimensional del coeficiente de daño de formación, que permite simular un cierre en fondo del pozo y cada dato de presión registrado por el simulador fue tomado en fondo para verificar si afectaba tomar cada dato en superficie, pero se obtuvo el mismo resultado.

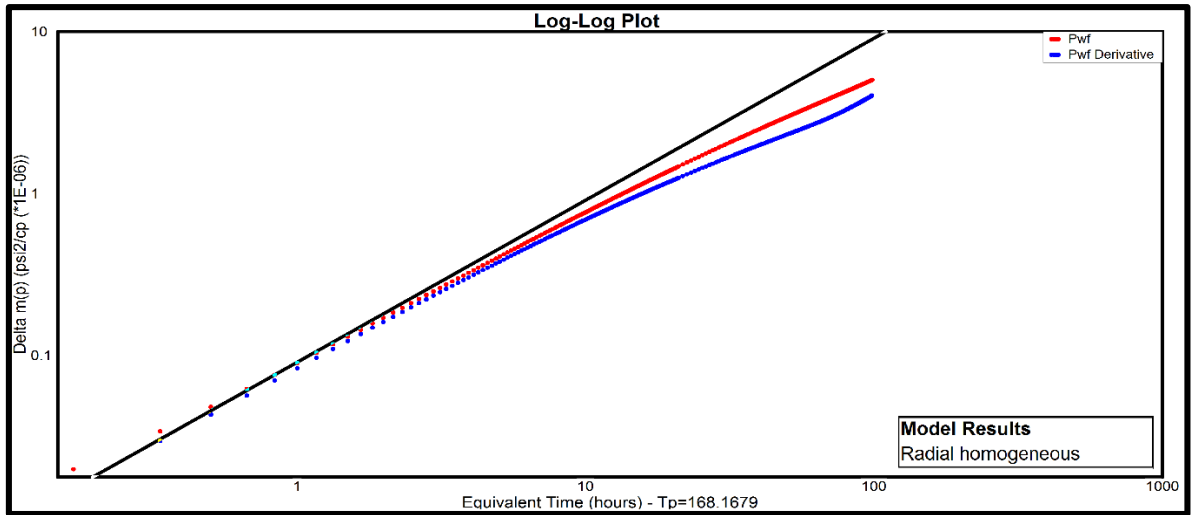
Considerando lo anterior, se simula el daño al forzar una caída de presión a través de un refinamiento local (Dimensiones de celda 11.7 ft x 15.6 ft x 1.31 ft), donde las celdas que están en un radio de 35 ft al pozo se les asigna arbitrariamente un valor de permeabilidad de 5 mD, como se ve en la **Figura 19** a las demás no se les modifica la permeabilidad. Luego se siguió el mismo procedimiento de los casos anteriores y el resultado se observa en la **Gráfica 9**, en la cual se identifica que no se diferencian las tres (3) regiones, concluyendo que no se puede interpretar un valor aproximado de permeabilidad y *skin*.

Figura 19. Refinamiento local para el daño de formación.



Fuentes: Eclipse 100

Gráfica 9. Gráfica log-log para el caso de refinamiento local.



Fuente: Autores usando Pansystem

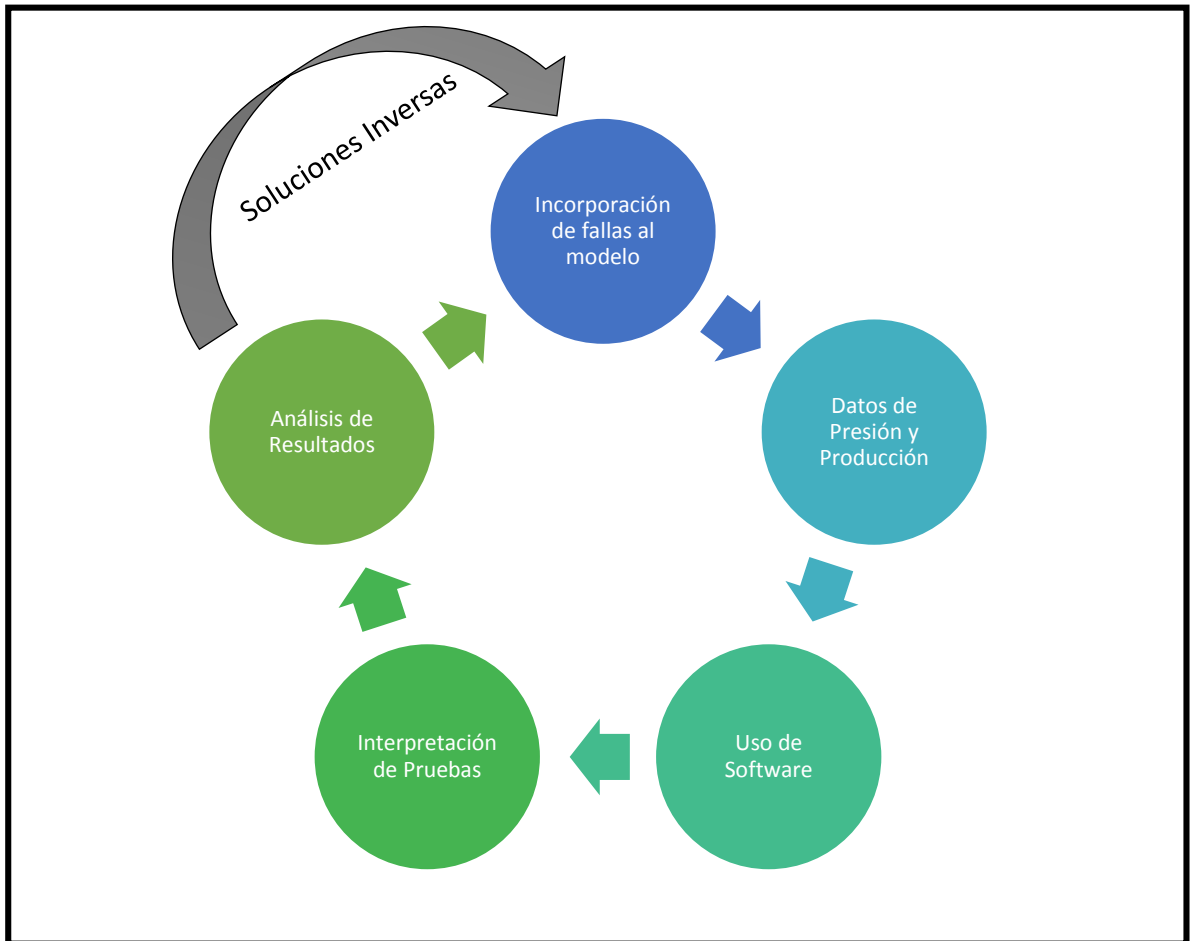
Al no tener claridad de las tres regiones en la **Gráfica 9**, no se ubicó el flujo radial en la zona media, lo que causa no poder interpretar un valor de permeabilidad al realizar el ajuste de la gráfica, adicionalmente no fue posible interpretar un valor de *skin*, ya que no se diferencia la zona temprana de la prueba. Al considerar que en todos los casos anteriores no se obtuvo un ajuste del *skin*, se genera la recomendación de estudiar cómo ésta variable es tomada por el simulador y tener un menor rango de error al momento de interpretar pruebas de presión.

3.3 LÍMITES DE YACIMIENTO

Los límites son otras variables importantes a sensibilizar. Dependiendo del comportamiento de la presión durante la vida productiva del Pozo, se puede definir si estamos ante la presencia de algún límite que no se identificó en la etapa de interpretación de sísmica; por lo anterior en este problema se tienen en cuenta posibles barreras de no flujo, simulando fallas con el fin de visualizar el comportamiento de la presión al momento de interpretar los datos en el *software* PanSystem.

La **Figura 18**, representa el flujo de trabajo que se siguió para la solución del tercer problema inverso, en el cual se tiene un modelo inicial al que se le incorporan fallas a diferentes distancias desde el Pozo Exploratorio. A partir de esto, se define un *schedule* de producción de donde se extraen datos de presión y producción, que son utilizados en un *software* de interpretación de pruebas de presión (Pansystem), y los resultados obtenidos en este, son comparados con el modelo inicial.

Figura 20. Flujo de trabajo: Distancia a límite.

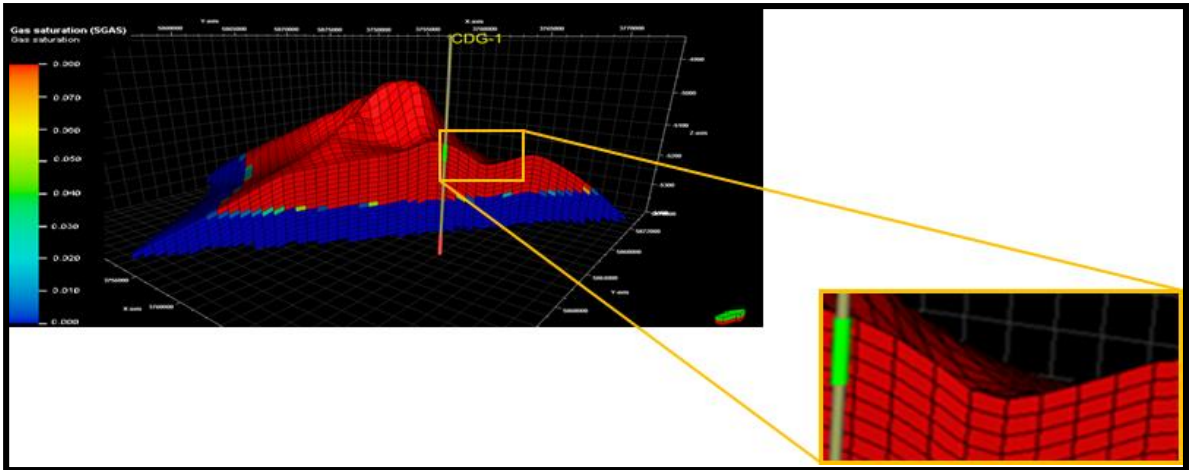


Teniendo en cuenta el flujo de trabajo, para este problema en nuestro caso base, se incorporan tres (3) fallas al modelo, las cuales tienen distancia diferente desde el pozo a la respectiva falla; para tener un rango de error al momento de realizar la interpretación de las pruebas de presión, las distancias analizadas son:

- 1) Distancia desde el borde de la celda donde está ubicado el Pozo CDG-1 a la falla.
- 2) Distancia desde el centro de la celda donde se encuentra el Pozo CDG-1 a la falla.

Esto fue necesario tenerlo en cuenta en la interpretación, considerando que la geometría de la malla es irregular, como se puede observar en la **Figura 21**, lo que puede afectar la distancia interpretada por el *software*.

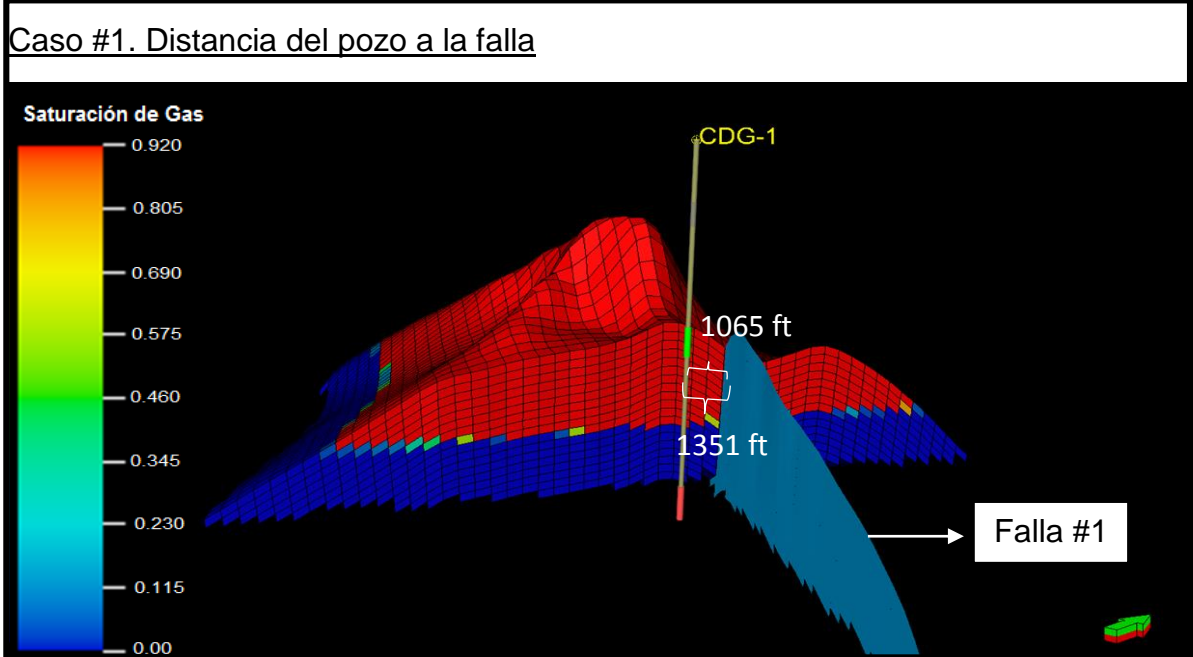
Figura 21. Irregularidad de la malla.



Fuente: Eclipse 100

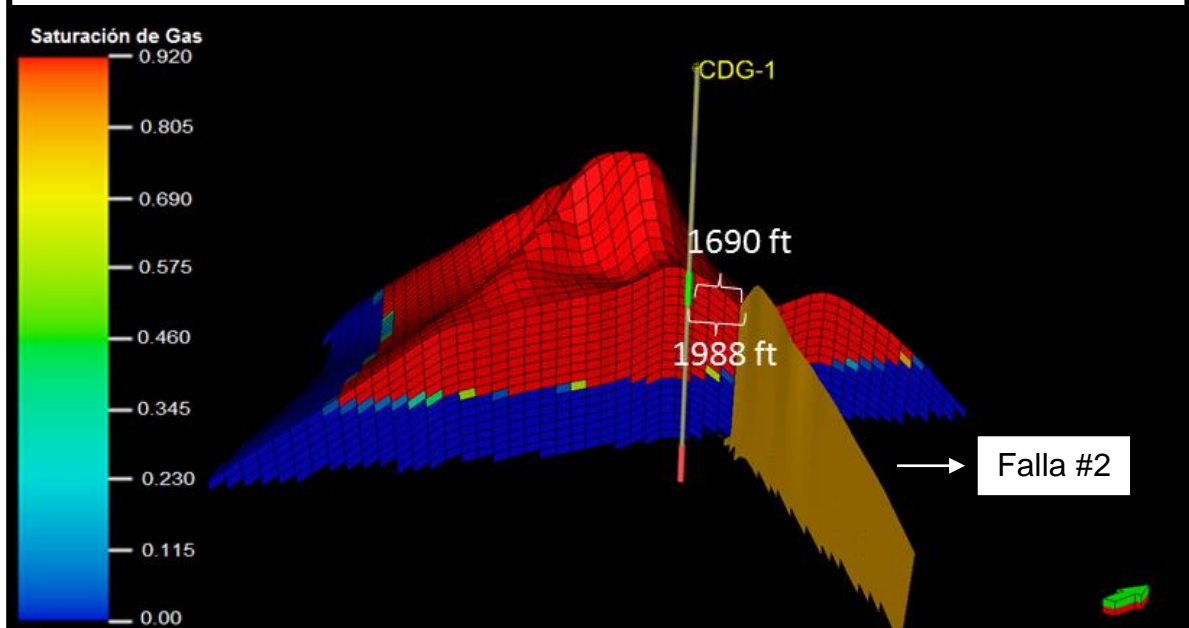
A continuación, en la **Figura 22** se puede observar cada caso y la distancia que hay entre cada falla y el pozo, donde la mayor magnitud de medida representa la distancia entre el centro de la celda a la falla y la otra desde el borde de la celda, como se mencionó anteriormente.

Figura 22. Casos de sensibilización de Distancia-límite (barrera de no flujo)

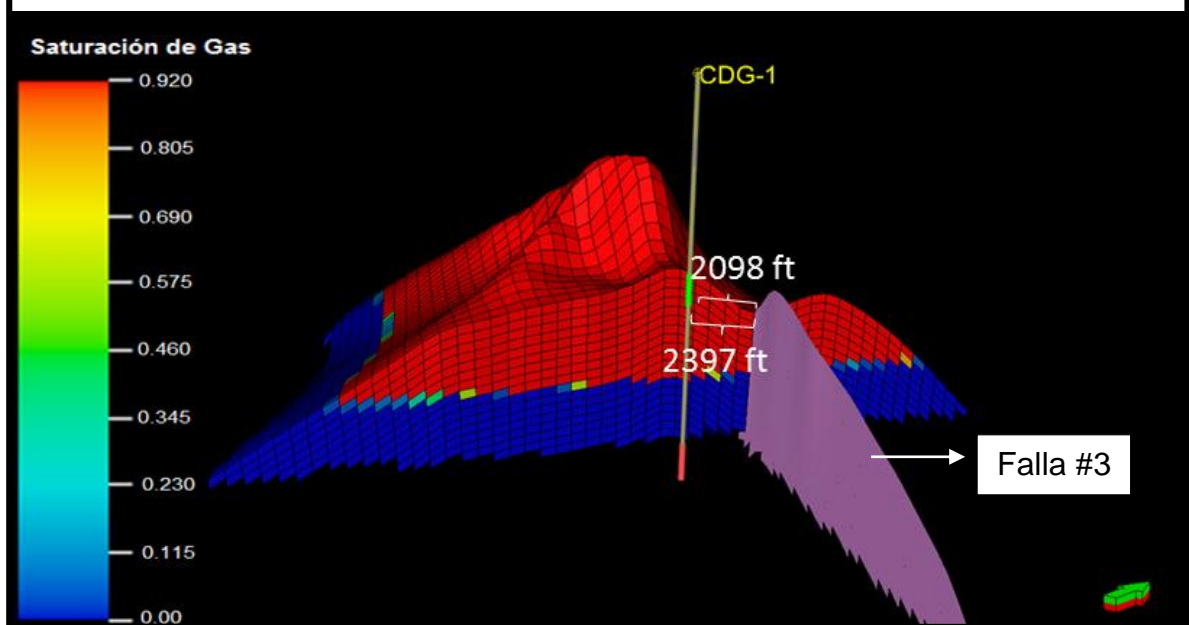


Continuación **Figura 22**

Caso #2. Distancia del pozo a la falla



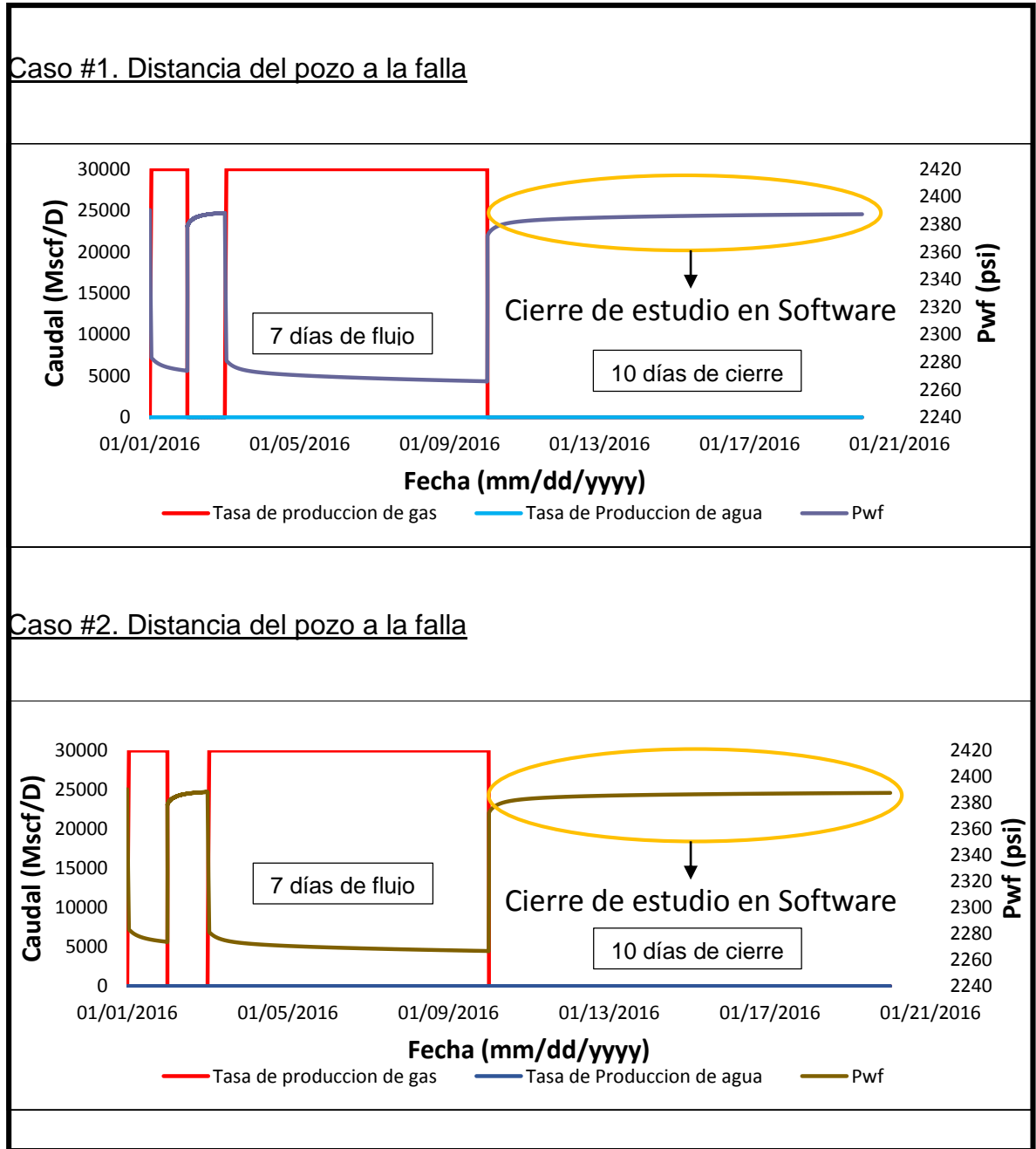
Caso #3. Distancia del pozo a la falla



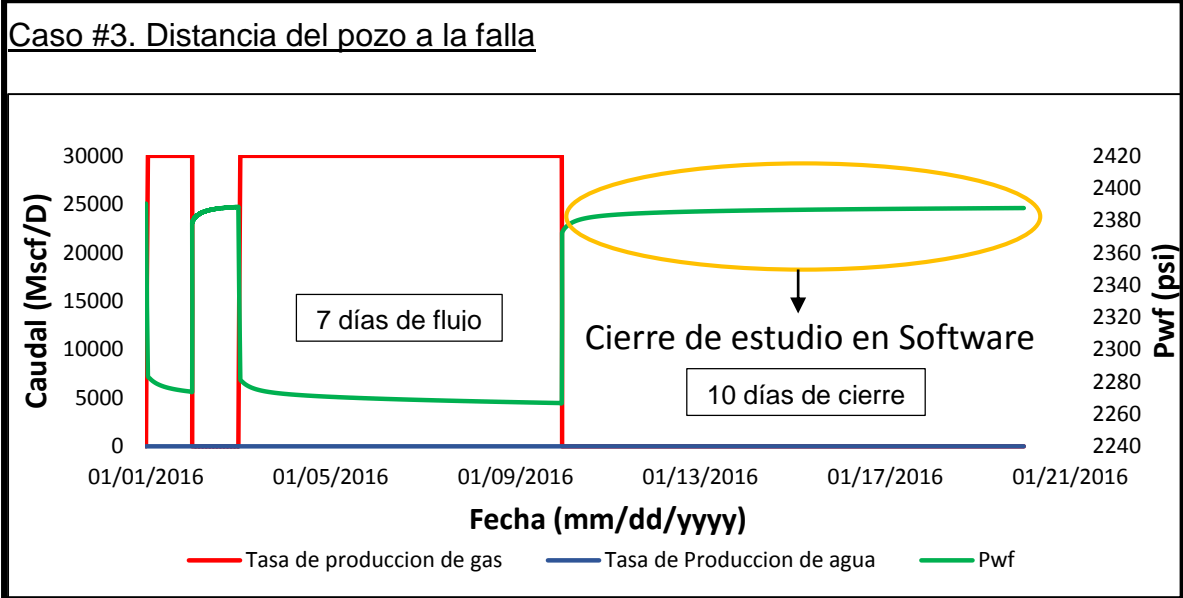
Fuente: Eclipse 100

Teniendo los tres casos de falla a diferentes distancias, se simula una prueba de restauración de presión en cada caso, teniendo en cuenta el siguiente *schedule* de producción: 24 días de flujo, 24 días de cierre, 7 días de flujo y 10 días de cierre, como se ve en la **Gráfica 10**.

Gráfica 10. Pruebas de restauración de presión para cada caso de distancia a límite



Continuación **Gráfica 10**

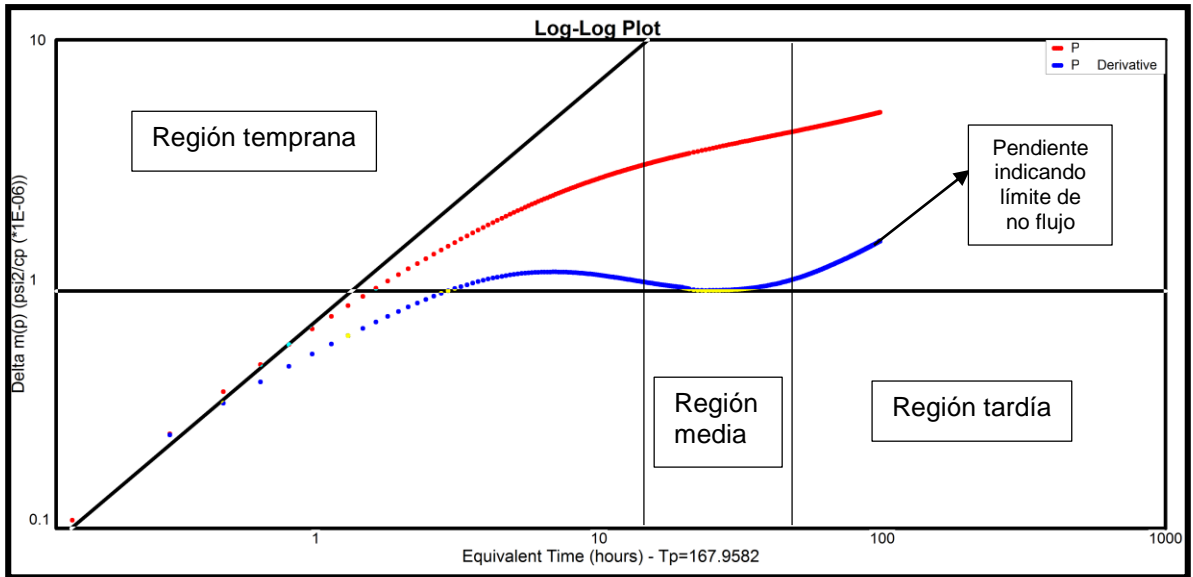


Luego con el software Pansystem, se analiza el último cierre de 10 días, **Gráfica 10** de la prueba de restauración de presión por el método de la derivada a través de la gráfica log-log, para esto también se ingresan datos como parámetros de pozo, yacimiento y fluido; como se hizo para el caso de permeabilidad y factor de daño, (ver página 58).

Teniendo los datos ingresados, se analiza la gráfica log-log, la cual está compuesta por tres regiones: la región temprana, media y tardía, como se explicó en el anterior problema, pero para este caso se tiene en cuenta la región tardía, que indica si hay límites en el yacimiento; si la tendencia de la derivada en la región tardía es ascendente el límite observado en la interpretación es de no flujo (falla), si es descendente el límite observado en la interpretación es de presión constante (acuífero).

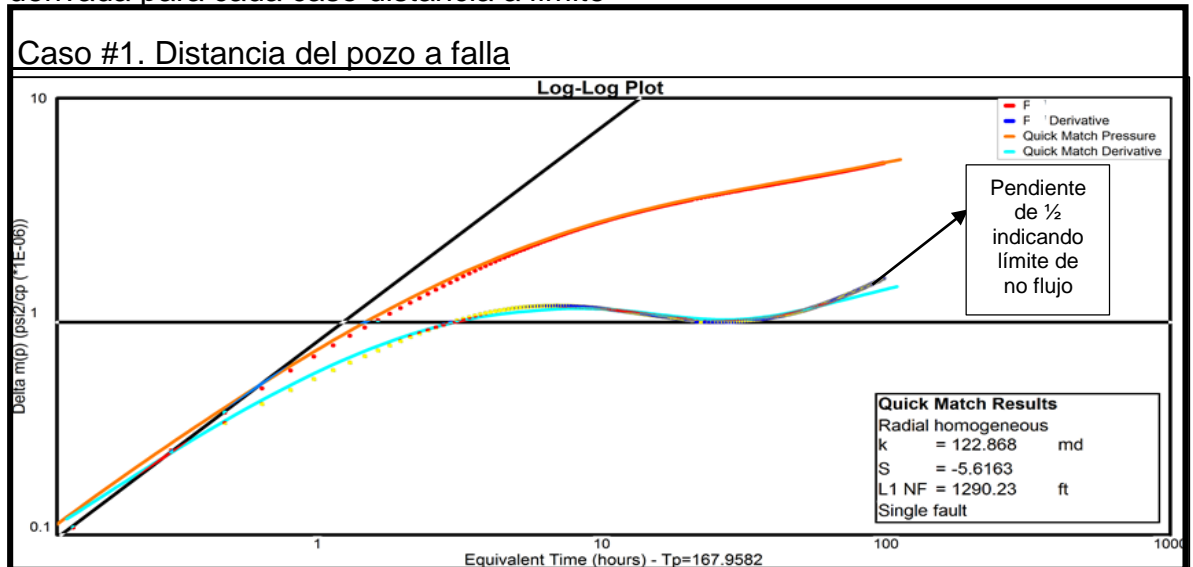
Como se puede observar en la región tardía de la **Gráfica 11**, se encuentra la presencia de un límite, y según lo anterior, al ser la pendiente ascendente, este es de no flujo.

Gráfica 11. Gráficas log-log para el cierre de estudio – Caso distancia a límite.

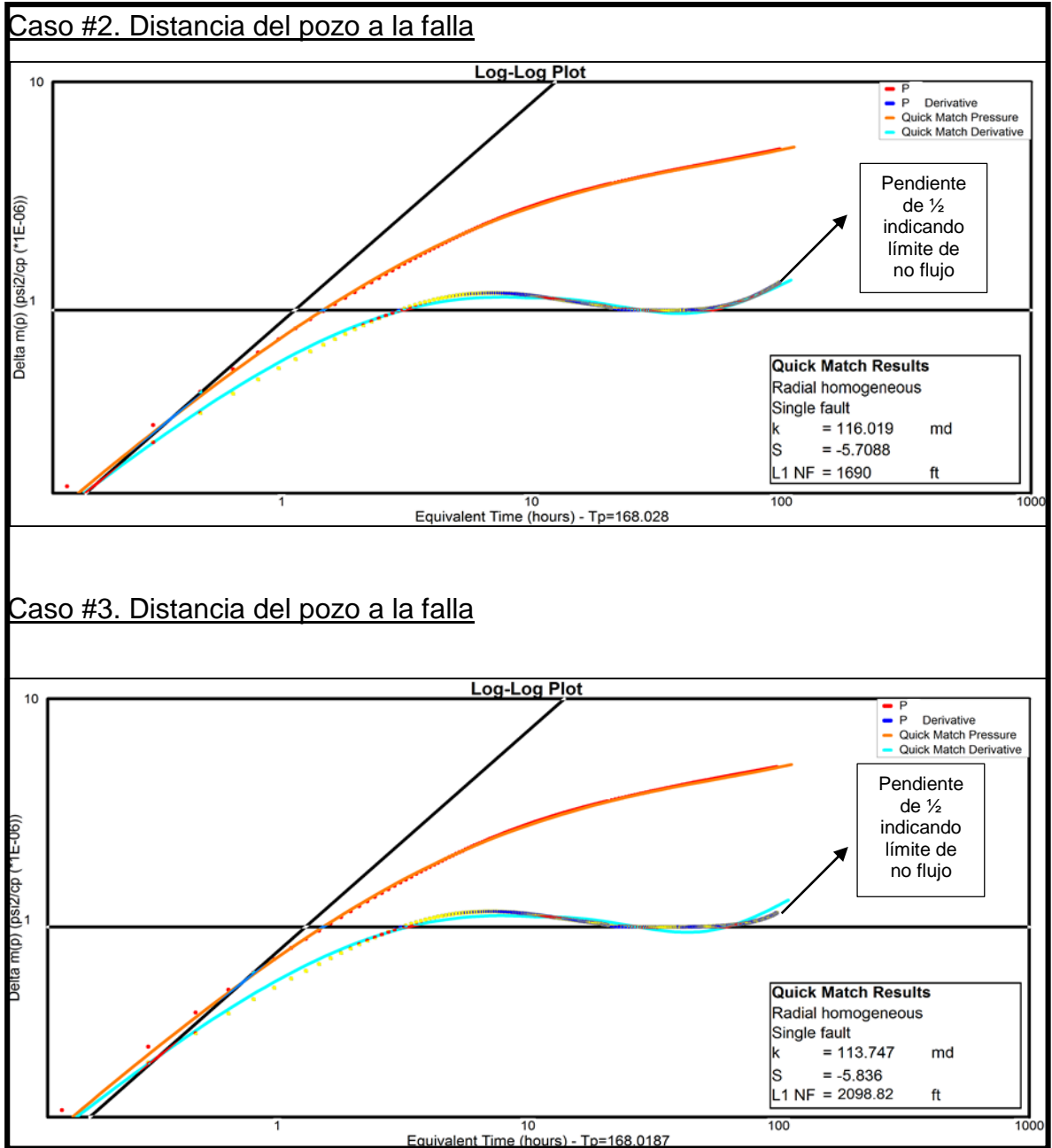


Puesto que se observó la presencia del límite en la gráfica log-log, se procede a realizar la simulación en el *software*, ajustando las líneas naranja y agua marina, como se puede observar en la **Gráfica 12**, para estimar la distancia que hay entre el pozo y cada caso de falla.

Gráfica 12. Resultados de las gráficas log-log después del ajuste de la presión y la derivada para cada caso distancia a límite



Continuación **Gráfica 12.**



Fuente: Software Pansystem

Con los datos obtenidos de distancia entre el pozo y cada falla, se comparan los valores de entrada del simulador, dando solución al problema inverso como se ve en la siguiente tabla, **Tabla 15.**

Tabla 15. Resultados de los casos de distancia a límite.

Caso	Distancia del pozo a la falla (ft)		
	Simulador Desde el centro de la celda	Simulador Desde el borde de la celda	Interpretado
#1	1351	1065	1290
#2	1988	1690	1690
#3	2397	2098	2098

Teniendo en cuenta lo anterior, se pudo determinar que hubo un buen ajuste entre la respuesta del software y el simulador, con la distancia desde el borde de la celda hasta la falla, solo en el caso #1 la distancia obtenida por el software está dentro del rango definido anteriormente. Esto se puede explicar porque la falla está ubicada donde la geometría de la malla presenta mayor irregularidad.

3.4 EFECTO CONIFICACIÓN

La conificación es el resultado del movimiento de los fluidos del yacimiento en la dirección de menor resistencia, balanceado por una tendencia de los fluidos a mantener el equilibrio gravitacional. Hay tres fuerzas esenciales que pueden afectar las distribuciones de flujo de fluidos, como: fuerzas capilares, fuerzas de gravedad y fuerzas viscosas³³. Las fuerzas capilares suele tener un efecto insignificante en el efecto de conificación, sin embargo las fuerzas de gravedad son dirigidas en dirección vertical y surgen por la diferencia de densidad de los fluidos, en este caso el agua y gas, en el cual el agua tiene mayor densidad que el gas y va tener tendencia a subir a superficie. Las fuerzas viscosas se refieren a los gradientes de presión asociados al flujo de fluidos a través del yacimiento, por lo tanto, cuando las fuerzas viscosas en el pozo excedan las fuerzas gravitacionales, da como resultado la formación del cono.

Además, es importante aclarar que el grado o rapidez de la conificación dependerá de:

1. La tasa de producción, porque al tener una mayor tasa de producción el aumento del *drawdown* en la cara del pozo genera un mejor arrastre del agua en la vertical.
2. La permeabilidad vertical, ya que el agua al tener buena movilidad en la roca ésta se moviliza entre los poros de la roca más fácilmente.

³³ AHMED, Tarek. Reservoir Engineering Handbook. Third Edition. 2006. p 584

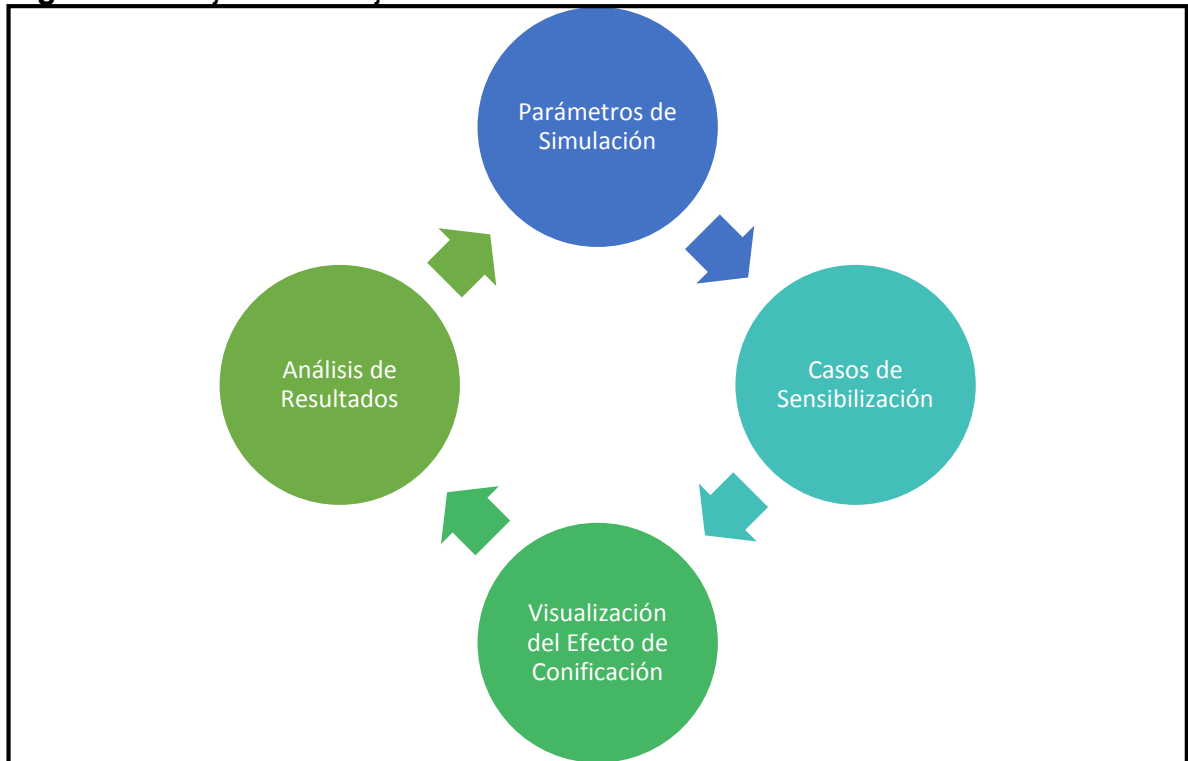
3. La cercanía al contacto, considerando que entre más cerca este el intervalo cañoneado al contacto agua-gas, el efecto de cono se genera en menor tiempo.

De modo que el efecto de conificación es otra variable de estudio a sensibilizar en el proyecto, considerando que, en yacimientos de gas dicha acción del agua genera entrapamiento del gas, por la movilidad del agua, y una disminución en la producción de gas, reduciendo la rentabilidad del proyecto.

Por otro lado, para el desarrollo de este problema, en la descripción de las sensibilizaciones al inicio del capítulo, se habló de comparar cada caso con una curva tipo, la cual no se utilizó, considerando las encontradas, relacionan la producción de gas – petróleo y agua – petróleo, a causa de esto, en consentimiento de la compañía y el asesor técnico de la universidad, se tomó la decisión de realizar las comparaciones entre los casos propuestos.

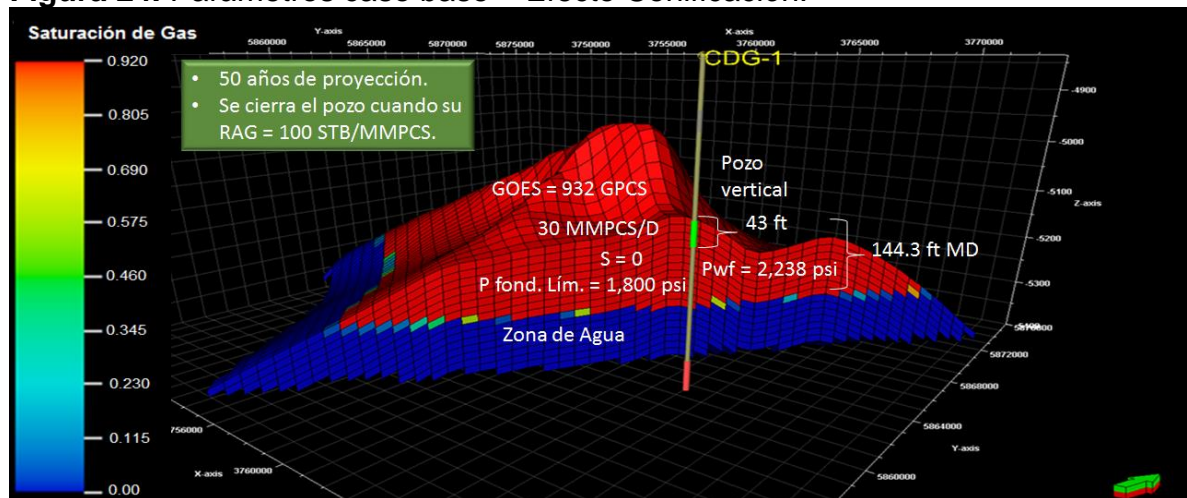
La **Figura 23** representa el flujo de trabajo que se siguió para el desarrollo de este problema, en el cual se define los parámetros para la simulación del caso base, luego se establecen los casos a sensibilizar para visualizar el efecto de conificación, posteriormente se realiza un análisis de las siguientes variables: producción acumulada de gas y agua, y tiempo de irrupción de agua en el pozo, para cada caso, que a su vez serán comparados entre sí, para visualizar como estos parámetros afectan estas variables.

Figura 23. Flujo de Trabajo: Efecto Conificación.



Los efectos más estudiados de intrusión de agua son conificación y canalización; en el caso de estudio, al observar que hay mayor caída de presión en la cara del pozo y al no existir barreras de no flujo en la vertical, se produce el efecto de conificación, el cual es estudiado partiendo de un caso base, los parámetros de simulación de este están representados en la **Figura 24**, para luego sensibilizar los siguientes parámetros: Caudal, completamiento, presión de fondo límite y tamaño de acuífero, ver **Figura 25**, y así visualizar las diferencias en las variables anteriormente mencionadas.

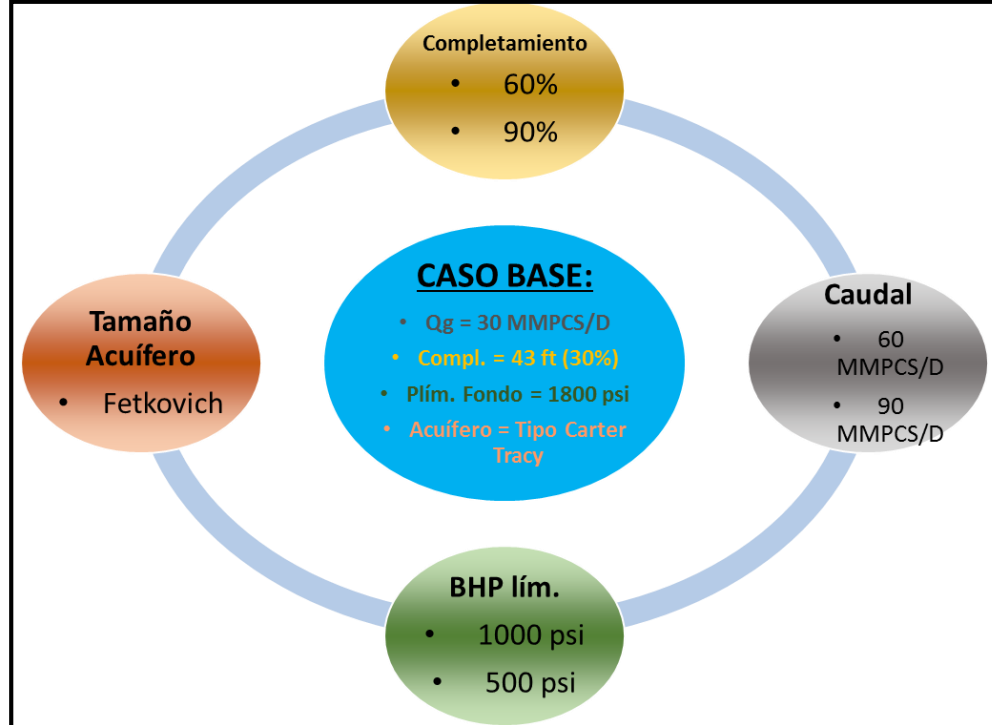
Figura 24. Parámetros caso base – Efecto Conificación.



Fuente: Eclipse 100

Para realizar las simulaciones de este problema se utiliza el Simulador Eclipse 100, donde se realiza una proyección de 50 años de producción en cada caso sensibilizado y como restricción el pozo se cierra si alcanza un RAG (relación agua-gas) de 100 STB/MMSCF, este parámetro de restricción fue definido con base en el comportamiento de pozos con características similares del Campo Ballena y por recomendación de la compañía.

Figura 25. Casos de Sensibilización – Efecto Conificación.

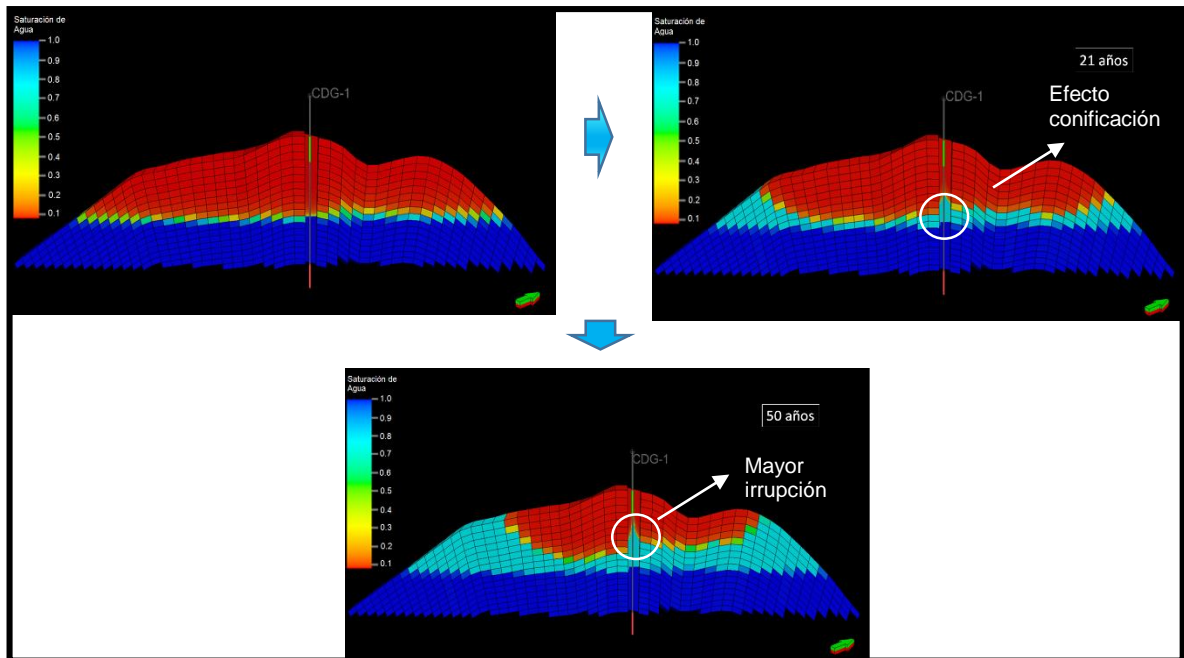


3.4.1 Sensibilización por Caudal. El caudal es una variable importante a tener en cuenta en la sensibilización, porque al existir un mayor caudal, el efecto de conificación se observa en menor tiempo, al tener una mayor caída de presión en el pozo, ocasionando un mayor arrastre de agua en la vertical.

Por esta razón y para comparar el efecto de conificación, los caudales usados en la sensibilización son: 30 MMSCF/D (Caso Base), 60 MMSCF/D y 90 MMSCF/D, teniendo en cuenta que pozos de características similares, es decir, pozo verticales, con producción de gas y un *drawdown* de esta magnitud, manejan una tasa de producción de 30 MMSCF/D; los otros dos caudales se eligieron de manera aleatoria para visualizar cómo el efecto de conificación es afectado por al aumentar el caudal.

En la **Figura 26** se puede observar el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al producir a una tasa constante de 30 MMSCF/D, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando el Pozo no está en producción, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta tasa, presentando muy poca producción de agua y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar los 50 años de producción, observando un mayor barrido del agua y una irrupción mínima del agua en el pozo, que alcanza una producción de agua de 63.6 STB/D en el último periodo.

Figura 26. Efecto conificación - Caudal 30 MMSCF/D.



Fuente: Eclipse 100

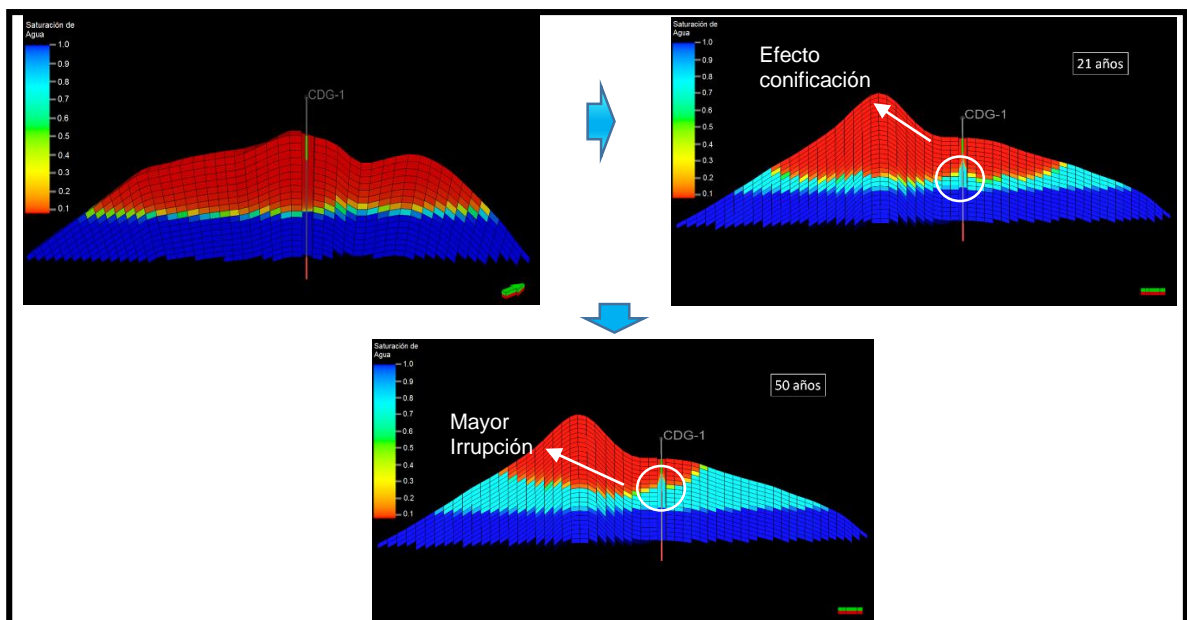
En la **Tabla 16** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 16. Caudal 30 MMSCF/D.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	532.7
Agua Producida (MSTB)	261.23
Tiempo Irrupción agua (Días)	6091
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

En la **Figura 27** se identifica el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al producir a una tasa constante de 60 MMSCF/D, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta tasa observando un mayor avance del cono comparado con el caso anterior y alcanzando una producción de 22.5 STB/D de agua, y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar 48 años y 4 meses de producción, observando un mayor barrido del agua y una irrupción total del agua en el pozo, en menor tiempo (17 años antes) comparado al caso anterior, además alcanza una producción de agua de 917 STB/D, provocando el cierre del pozo antes de los 50 años.

Figura 27. Efecto conificación - Caudal 60 MMSCF/D.



Fuente: Eclipse 100

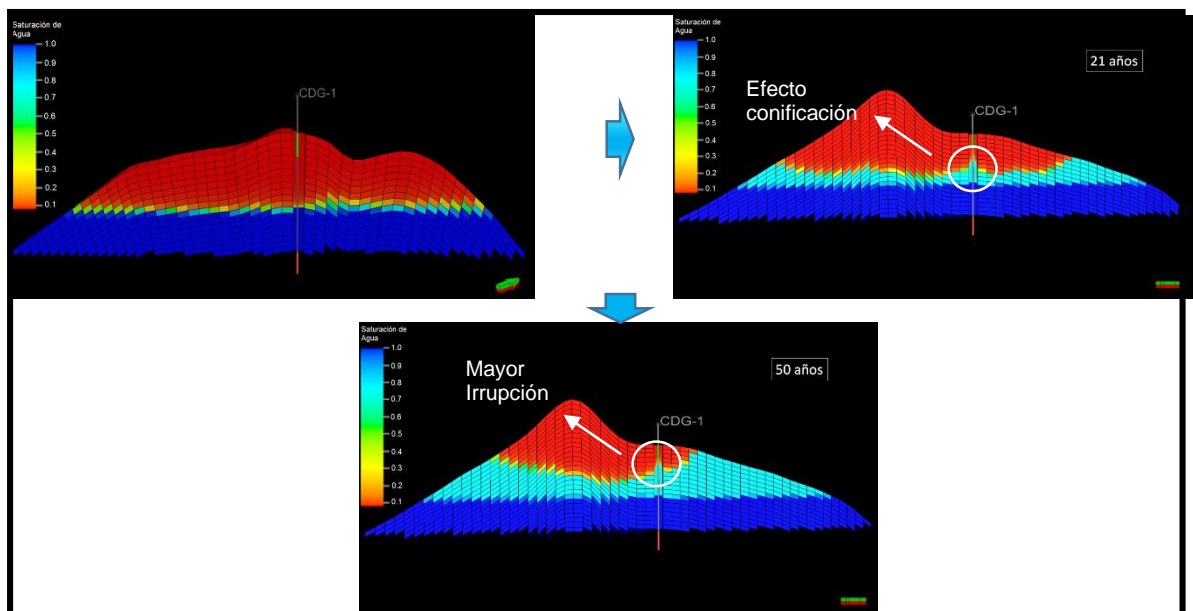
En la **Tabla 17** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 17. Caudal 60 MMSCF/D.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	600.33
Agua Producida (MSTB)	1532.4
Tiempo Irrupción agua (Días)	925
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	48.64

En la **Figura 28** se aprecia el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al producir a una tasa constante de 90 MMSCF/D, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta tasa observando un mayor avance del cono comparado con los dos casos anteriores y presentado producción de agua de 21 STB/D, pero la irrupción de agua se da al cabo del primer año, y la tercera imagen representa el efecto de cono al pasar 50 años, observando un mayor barrido del agua y una irrupción de agua al pozo mucho mayor que los anteriores casos, al alcanzar una producción de agua de 902 STB/D y alcanzando la restricción propuesta.

Figura 28. Efecto conificación - Caudal 90 MMSCF/D.



Fuente: Eclipse 100

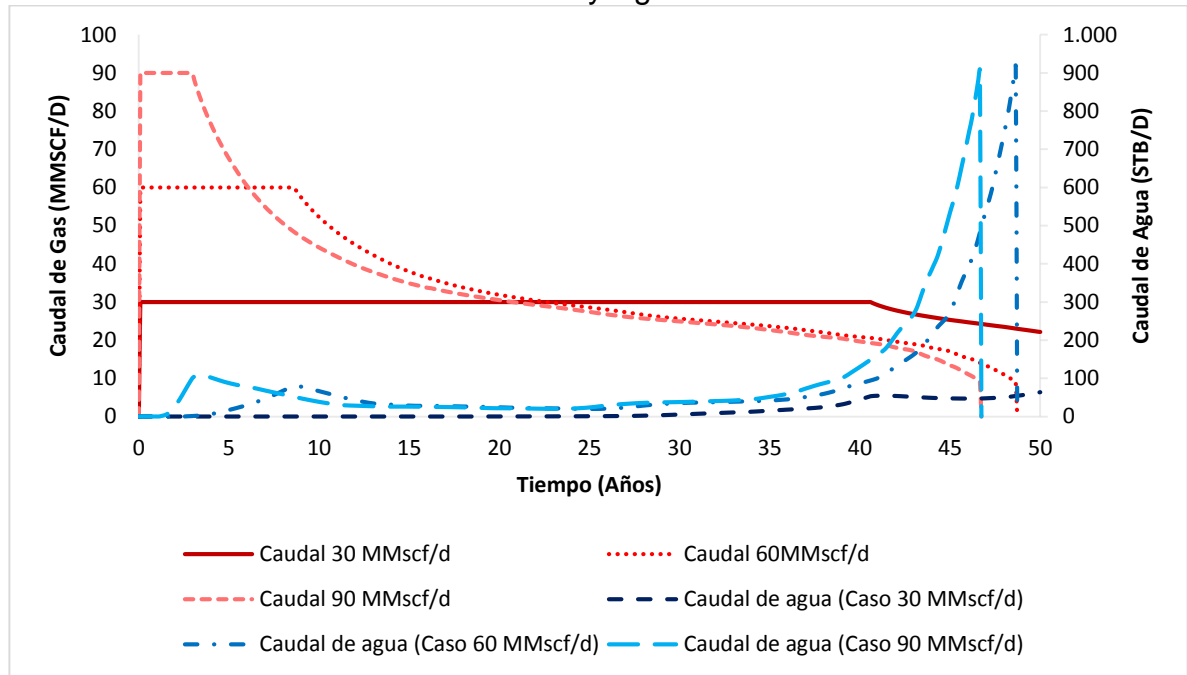
En la **Tabla 18** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 18. Caudal 90 MMSCF/D.

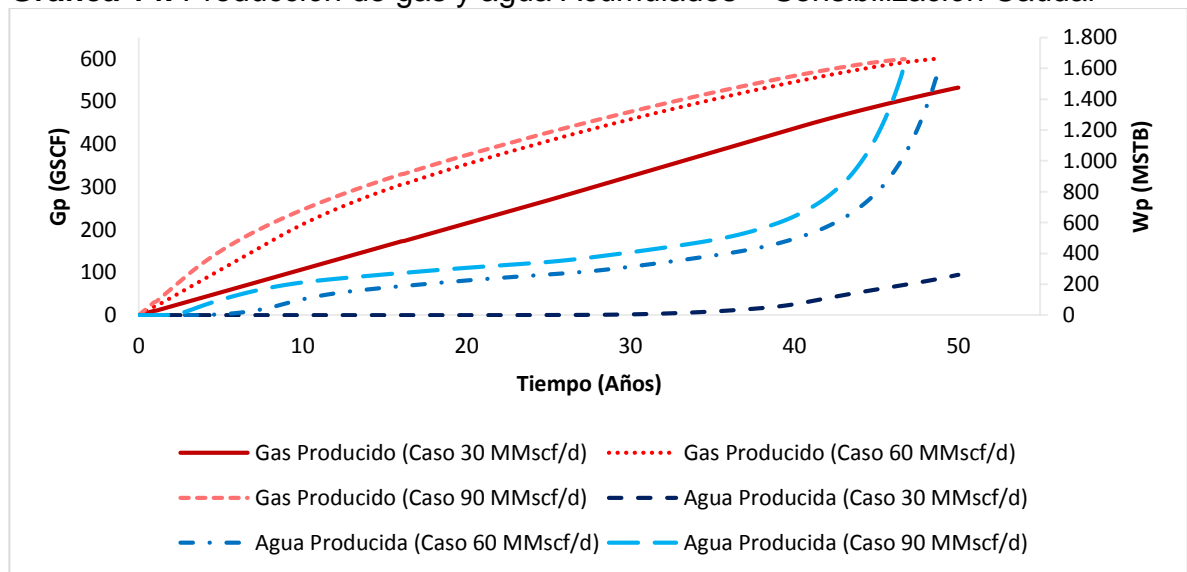
Variabes	Resultados
Gas Producido (GSCF)	599.54
Agua Producida (MSTB)	1590.91
Tiempo Irrupción agua (Días)	418
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	46.65

A partir de cada simulación realizada anteriormente sensibilizando caudal, se realizan gráficas para comparar el comportamiento de producción de agua y gas a través del tiempo, donde la **Gráfica 13** representa la tasa de producción de gas y agua para cada caso de sensibilización de caudal, y la **Gráfica 14** representa la producción de gas y agua acumulados.

Gráfica 13. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Caudal



Gráfica 14. Producción de gas y agua Acumulados – Sensibilización Caudal



En la **Gráfica 13** se evidencia que al caer rápidamente el caudal de 60 y 90 MMSCF/D en comparación con el caudal de 30 MMSCF/D que permanece por mayor tiempo constante, hay una mayor caída de presión en estos dos primeros casos, lo que lleva a confirmar como se observa en la **Tabla 19** que el tiempo de irrupción al pozo por conificación es en menor tiempo al producir a estos dos caudales.

Adicionalmente, en la **Gráfica 14** se identifica que hay mayor producción final de gas en los casos de tasa de producción de 60 y 90 MMSCF/D, siendo una alternativa de selección como parámetros de trabajo, aunque tengan mayor producción de agua y el pozo se cierra al alcanzar una RAG de 100 STB/MMSCF, como muestra la **Tabla 19**.

Por lo anterior, la mejor tasa a la cual se debe producir este pozo, es de 30 MMSCF/D, teniendo en cuenta que es el caudal donde el agua irrumpe al pozo 16 años después de comenzar su producción aproximadamente.

Tabla 19. Resultados Sensibilización Caudal.

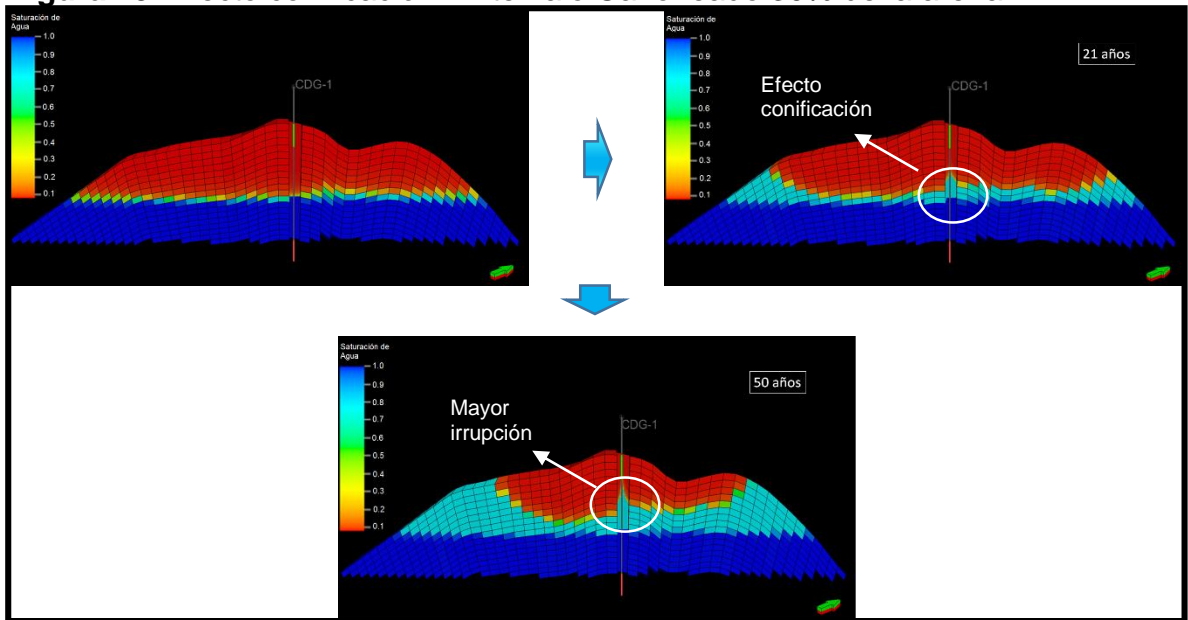
Caudal (MMSCF/D)	Gp (GSCF)	Wp (MSTB)	T. irrupción agua (Días)	T. producción pozo (Años)
30	532.7	261.23	6091	50
60	600.33	1532.4	925	48.64
90	599.54	1590.91	418	46.65

3.4.2 Sensibilización por Intervalo Cañoneado. El intervalo cañoneado o abierto es otra de las variables de estudio, ya que entre más cerca esté cañoneado el pozo al contacto agua-gas (GWC), el efecto de conificación (intrusión de agua) se observa en menor tiempo que al estar más lejos del contacto.

Por esta razón y para comparar el efecto de conificación, se simularon diferentes intervalos cañoneados con respecto al espesor de la arena de interés y desde el tope de la formación, los cuáles son: 30% del espesor de la arena (43 ft desde el tope – Caso Base), 60% (86.6 ft desde el tope) y 90% (129.9 ft desde el tope).

En la **Figura 29** se puede observar el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al cañonear el 30% (color verde) de la arena, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no ha comenzado la producción del Pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta tasa, presentando muy poca producción de agua (0.25 STB/D) y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar los 50 años de producción, observando un mayor barrido del agua y una irrupción mínima del agua en el pozo, alcanzando una producción de 63.6 STB/D de agua en el último periodo de producción.

Figura 29. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 30% de la arena.



Fuente: Eclipse 100

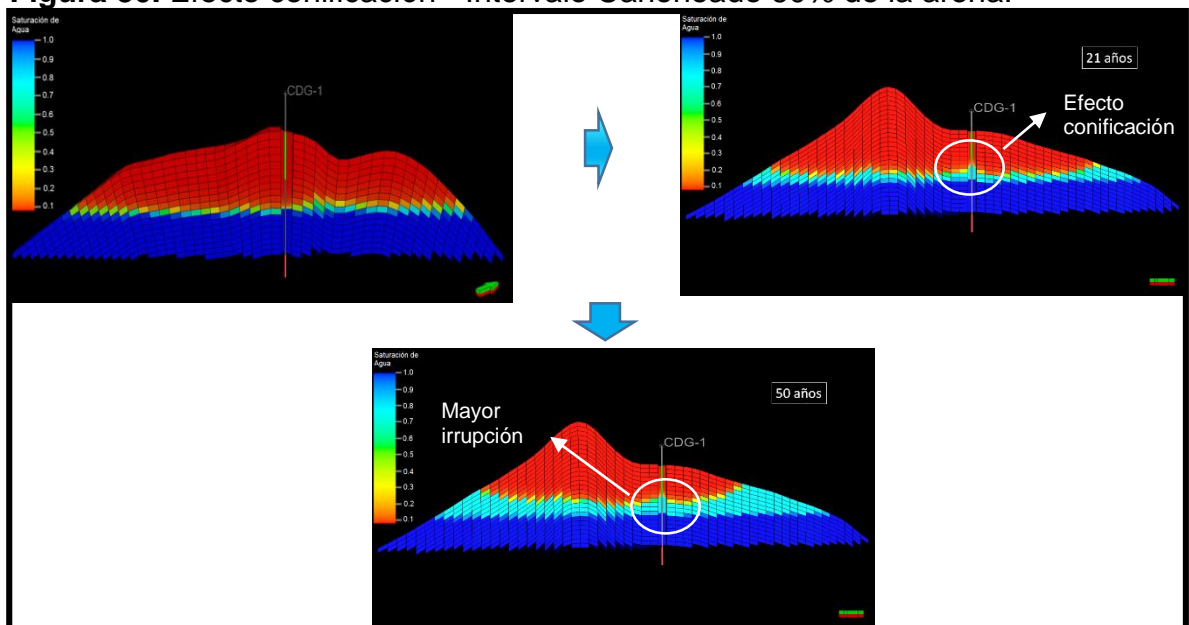
En la **Tabla 20** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 20. Intervalo Cañoneado 30% de la arena.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	532.7
Agua Producida (MSTB)	261.23
Tiempo Irrupción agua (Días)	6091
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

En la **Figura 30**, el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al cañonear el 60%(color verde) de la arena, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años en un espesor cañoneado de 86.6 ft desde el tope de la arena, donde ya ha irrumpido el agua al pozo (1 año y 9 meses) y la producción de agua es de 38 STB/D, y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar los 50 años de producción, el cual no alcanza la restricción de RAG, se observa una irrupción total del agua en el pozo y a causa de la producción de agua (215 STB/D), no hay diferencia significativa en la producción de gas con respecto al caso anterior.

Figura 30. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 60% de la arena.



Fuente: Eclipse 100

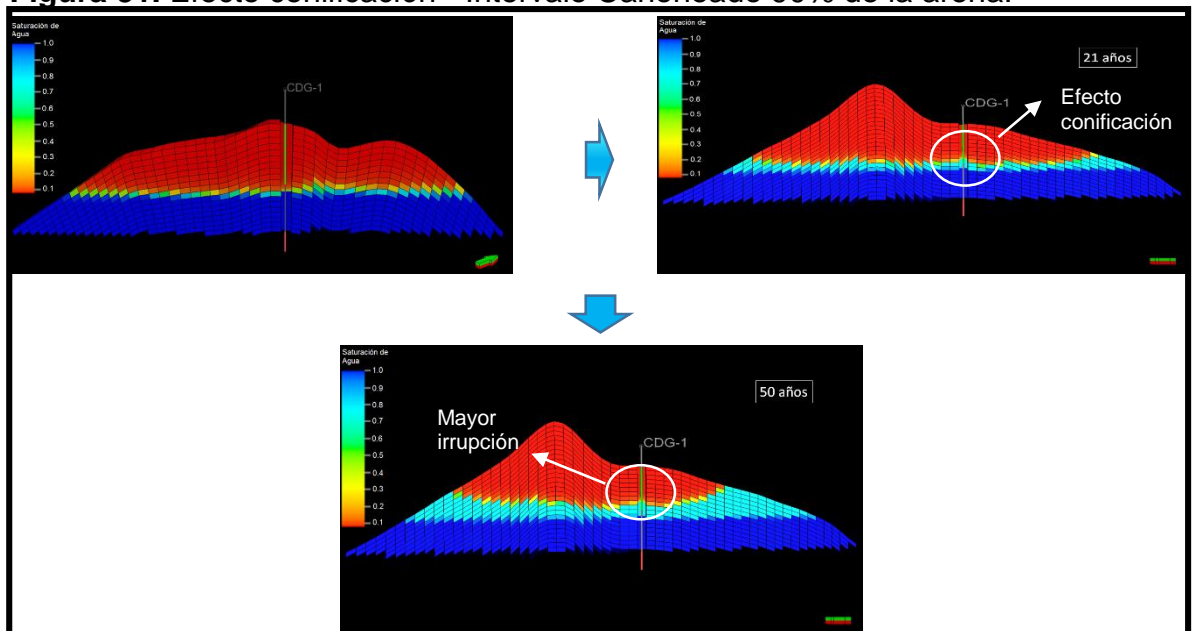
En la **Tabla 21** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 21. Intervalo Cañoneado 60% de la arena.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	544
Agua Producida (MSTB)	1482
Tiempo Irrupción agua (Días)	658
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

En la **Figura 31** se evidencia el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al cañonear el 90%(color verde) de la arena, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años al cañonear 129.9 ft desde el tope de la arena y presentando irrupción total del agua en el pozo (primera irrupción menor a 30 días) y una producción de agua de 101 STB/D, y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar los 50 años de producción, no se llega al cierre del pozo ya que la tasa de producción fue de 30 MMSCF/D, pero si se observó una producción de agua significativa llegando a 317 STB/D, en comparación a los dos casos anteriores.

Figura 31. Efecto conificación - Intervalo Cañoneado 90% de la arena.



Fuente: Eclipse 100

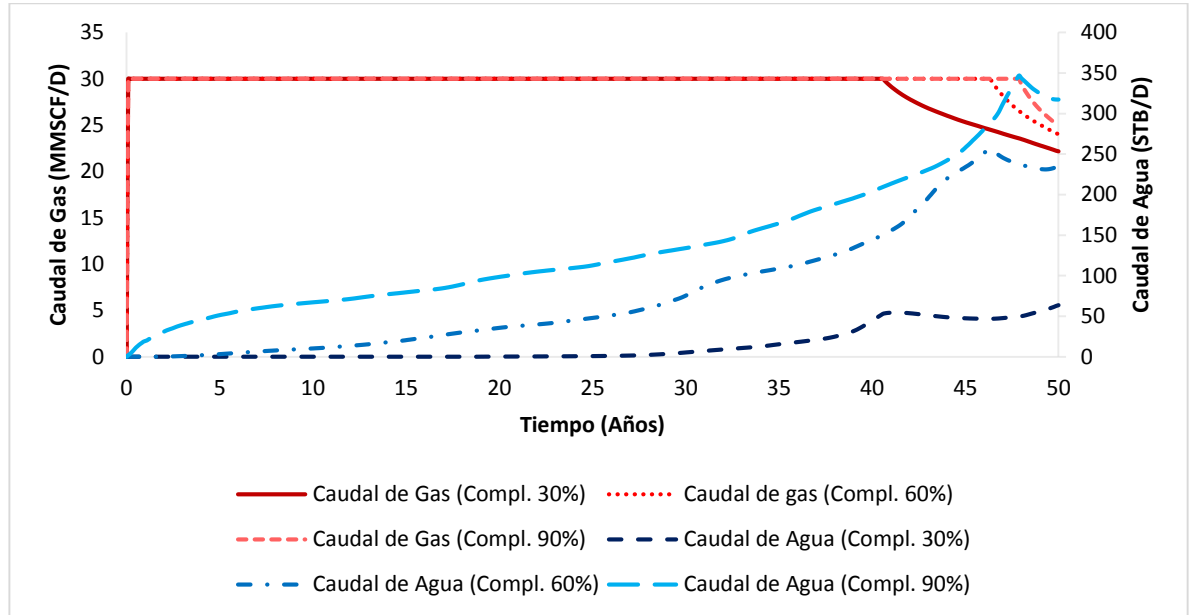
En la **Tabla 22** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 22. Intervalo Cañoneado 90% de la arena.

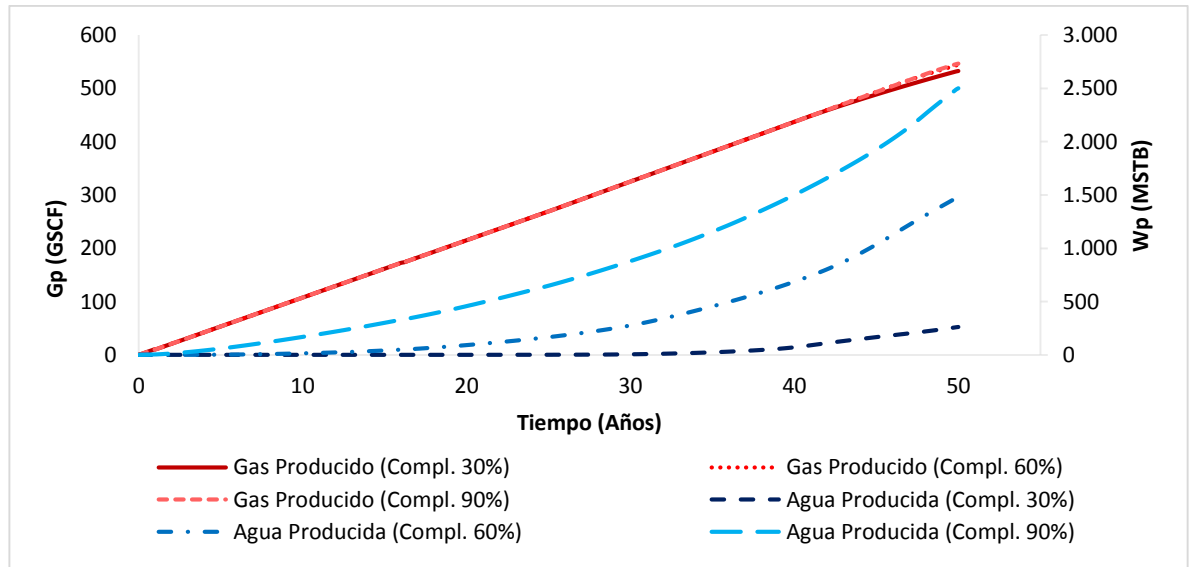
Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	546.58
Agua Producida (MSTB)	2501.88
Tiempo Irrupción agua (Días)	29
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

A partir de cada simulación realizada anteriormente, se realizan gráficas para comparar el comportamiento de producción de agua y gas a través del tiempo, donde la **Gráfica 15** representa la tasa de producción de gas y agua y la **Gráfica 16** representa el gas y agua producidos acumulado, al terminar todo el periodo de producción.

Gráfica 15. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Intervalo Cañoneado



Gráfica 16. Producción de Gas y Agua Acumulado – Sensibilización Intervalo Cañoneado



Como resultado de la simulación, se evidencia en la **Gráfica 15** que en los casos donde el intervalo cañoneado es del 60% y 90% de la arena la entrada de agua al pozo por conificación se da en menor tiempo, 14 años y 49 años antes, respectivamente, que al cañonear el 30% de la arena; adicionalmente en la **Gráfica 16** se aprecia que la producción final sin importar que intervalo se cañonee, no varía en gran proporción, como muestra la **Tabla 23**.

Por lo anterior, la mejor decisión es cañonear 30% de la arena o en su defecto entre más alejado este la zona completada al contacto de agua – gas, la eficiencia que obtendremos de este pozo o pozos bajo condiciones similares puede ser mejor técnicamente.

Tabla 23. Resultados Sensibilización Intervalo Cañoneado.

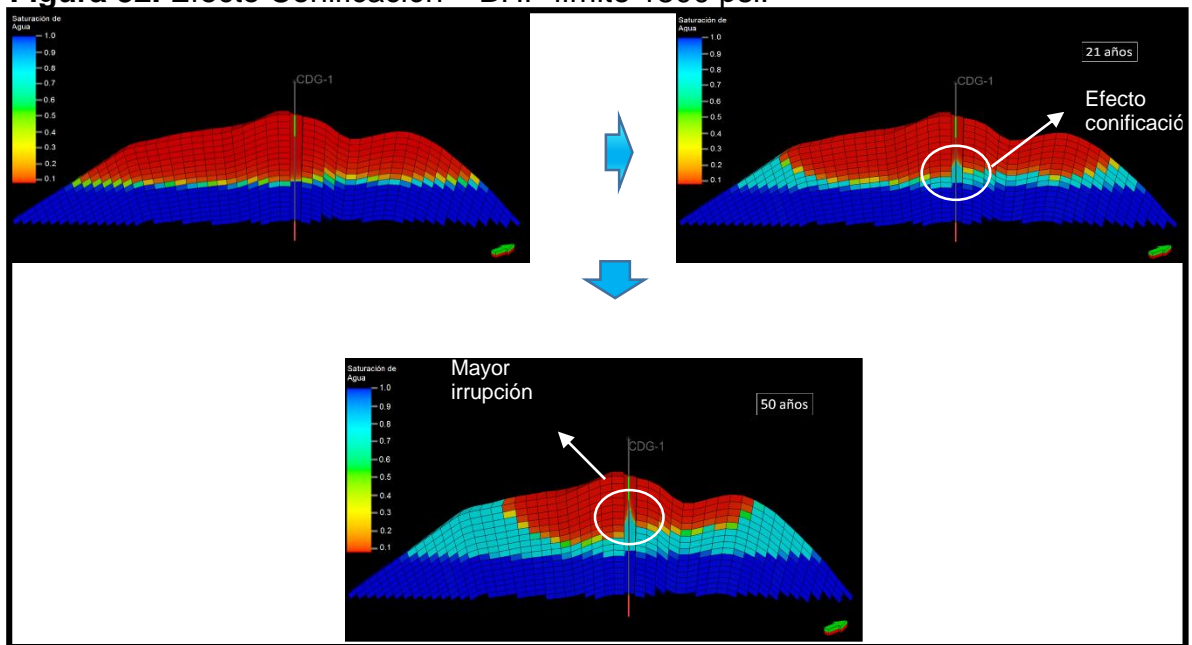
Intervalo cañoneado	Gp (GSCF)	Wp (MSTB)	T. irrupción agua (Días)	T. producción pozo (Años)
30%	532.7	261.23	6091	50
60%	544	1482	658	50
90%	546.58	2501.88	29	50

3.4.3 Sensibilización por Presión de Fondo Límite. La presión límite de fondo es otra variable a tener en cuenta al momento de producir un pozo, ya que el no tener una selección adecuada, nos puede generar una caída en la producción a largo plazo, llevando a una menor recuperación final de hidrocarburos y generar intrusión de agua al pozo en menor tiempo.

Por esta razón, se simula bajo tres (3) condiciones de presión de fondo límite diferente, con el objetivo de visualizar este efecto en la producción final y conificación en el pozo. Las presiones de fondo límite que se sensibilizan son: 1800 psi (Caso Base), 1000 psi y 500 psi. Las cuales se seleccionaron teniendo en cuenta pozos con las mismas características y bajo recomendación de la compañía, para observar en qué proporción son afectadas la producción al modificar esta variable.

En la **Figura 32** el comportamiento del cono que se forma a través del tiempo al definir una presión de fondo límite de 1800 psi, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta tasa, presentando muy poca producción de agua (0.25 STB/D) y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar los 50 años de producción, observando un mayor barrido del agua y una irrupción mínima del agua en el pozo, alcanzando una producción de 63.6 STB/D de agua en el último periodo de producción.

Figura 32. Efecto Conificación – BHP límite 1800 psi.



Fuente: Eclipse 100

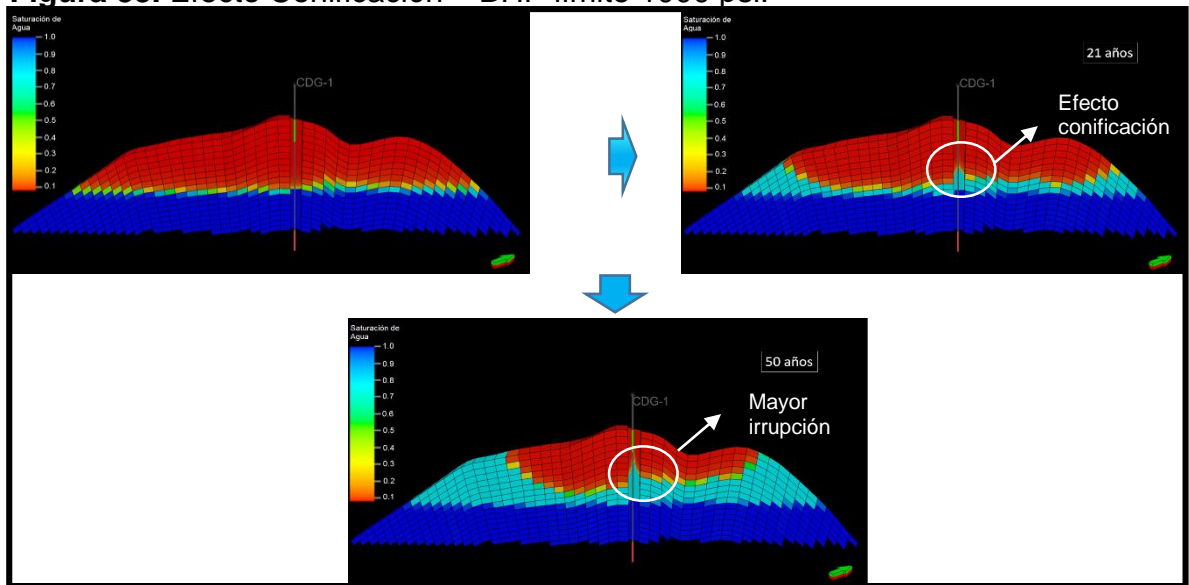
En la **Tabla 24** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 24. BHP límite 1800 psi.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	532.7
Agua Producida (MSTB)	261.23
Tiempo Irrupción agua (Días)	6091
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

En la **Figura 33** se muestra el avance del agua y el efecto de cono que se forma a través del tiempo al definir una presión de fondo límite de 1000 psi, donde la primera imagen, representa los fluidos (gas y agua) en el yacimiento cuando no se ha puesto a producir el pozo, la segunda imagen representa el efecto de conificación al producir durante 21 años a esta presión de fondo límite, el cual tiene un comportamiento similar al del caso anterior ya que se observa diferencia en el avance del cono, además la producción de agua es de 0.2 STB/D, y la tercera imagen representa el efecto de cono al terminar 50 años de tiempo de producción, no observando una diferencia significativa en el avance del cono al compararlo con la **Figura 32** (Caso 1800 psi).

Figura 33. Efecto Conificación – BHP límite 1000 psi.



Fuente: Eclipse 100

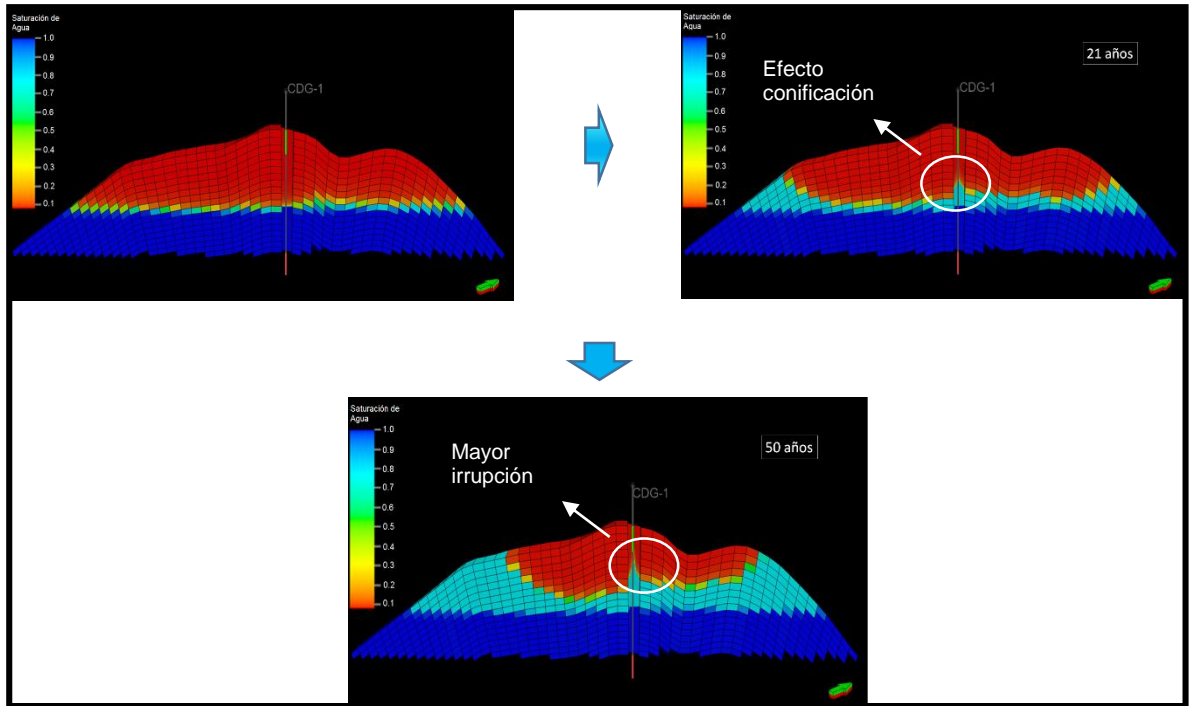
En la **Tabla 25** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 25. BHP límite 1000 psi.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	548.97
Agua Producida (MSTB)	338.66
Tiempo Irrupción agua (Días)	7081
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

Así mismo en la **Figura 34** se evidencia que el comportamiento del cono es completamente igual al del caso anterior (Presión de fondo límite de 1000 psi), el avance lateral y del cono por parte del agua es exactamente el mismo, lo que puede llevar a pensar que el pozo no alcanza un presión de fondo de 1000 psi, que se confirma al realizar el análisis de las gráficas de producción, además los datos obtenidos a partir de la simulación son exactamente los mismos como se puede observar en la **Tabla 25** y **Tabla 26**.

Figura 34. Efecto Conificación – BHP límite 500 psi.



Fuente: Eclipse 100

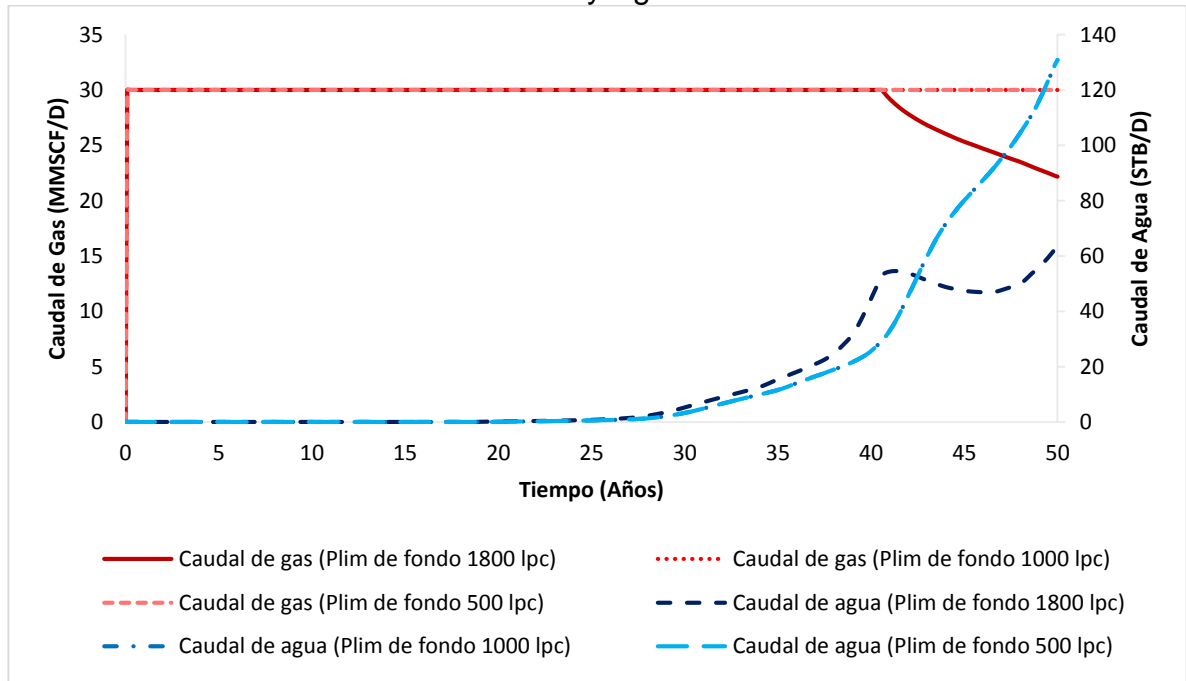
En la **Tabla 26** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 26. BHP límite 500 psi.

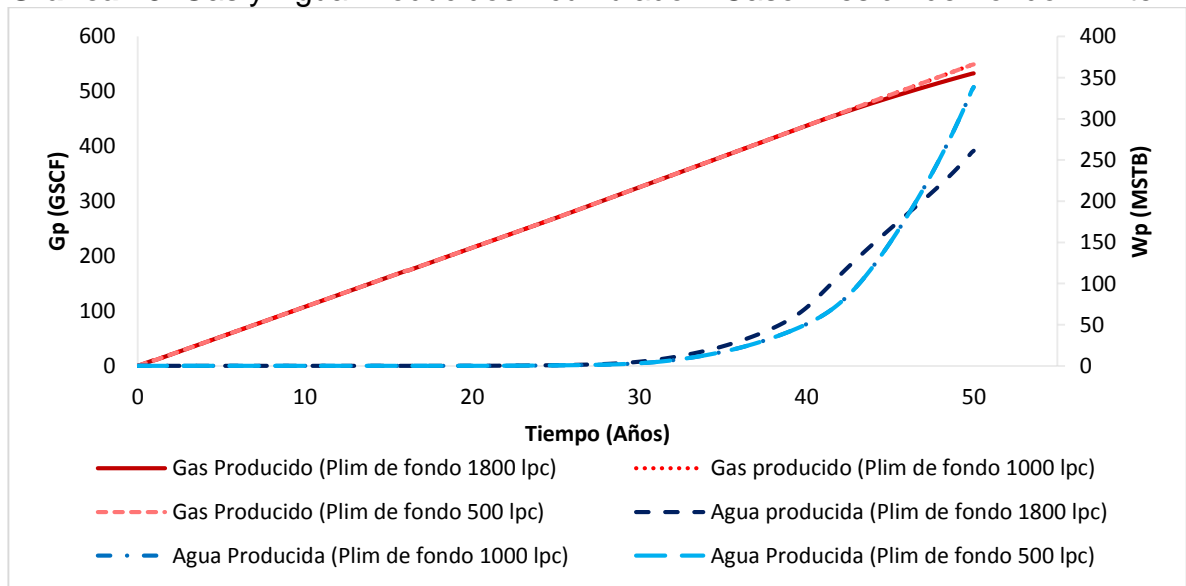
Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	548.97
Agua Producida (MSTB)	338.66
Tiempo Irrupción agua (Días)	7081
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

Por otra parte, a partir de cada simulación realizada anteriormente sensibilizando presión de fondo límite, se realizan gráficas para comparar el comportamiento de producción de agua y gas a través del tiempo, donde la **Gráfica 17** enseña la tasa de producción de gas y agua y la **Gráfica 18** representa el gas y agua producidos acumulados.

Gráfica 17. Tasa de Producción de Gas y Agua – Caso Presión de Fondo Límite



Gráfica 18. Gas y Agua Producidos Acumulados – Caso Presión de Fondo Límite



Como resultado, en la **Gráfica 17** se puede observar la diferencia entre producir el pozo con una presión de fondo límite de 1800 psi y una de 1000 psi o 500 psi, ya que al momento en que $P_{wf} = 1800$ psi empieza a caer la producción, en cambio en los dos casos siguientes continúa constante; además, en la **Gráfica 18** se identifica que cuando la P_{wf} no alcanza la presión de fondo límite (500 y 1000 psi), se obtiene del pozo una mayor recuperación final de hidrocarburos, adicionalmente este pequeño choque generado por la restricción de la presión de fondo límite ocasiona que el efecto de conificación (intrusión de agua) se genere más rápido, como se observa en la **Tabla 27**, se debe agregar que, como se mencionó en el caso de presión de fondo límite de 500 psi, la producción de los dos últimos casos es la misma lo que lleva a la conclusión que el pozo nunca alcanza una presión de fondo menor a 1000 psi.

Tomando en cuenta el análisis anterior, se determinó que la presión de fondo límite debe ser menor a 1800 psi, para evitar levantamiento prematuro del cono por efecto de mayor caída de presión en el pozo y así mismo tener una mayor recuperación final de hidrocarburos.

Tabla 27. Resultados Sensibilización Presión de Fondo Límite.

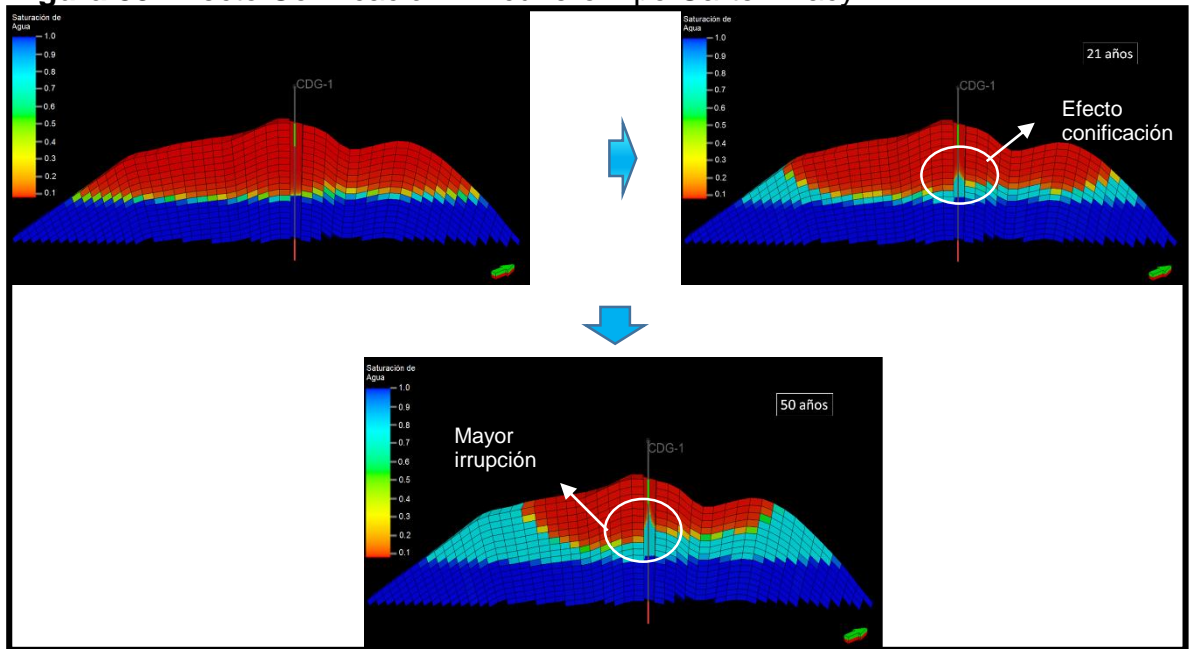
BHP límite (psi)	Gp (GSCF)	Wp (MSTB)	T. irrupción agua (Días)	T. producción pozo (Años)
1800	532.7	261.23	6091	50
1000	548.97	338.66	7081	50
500	548.97	338.66	7081	50

3.4.4 Sensibilización por Tamaño del Acuífero. Dependiendo del tamaño del acuífero y su comportamiento, el efecto de conificación se observa más temprano en la vida productiva del pozo o incluso nunca llegar a existir irrupción de agua en este.

Por esta razón, se simulan dos tipos de acuífero: Carter Tracy (Caso Base) y Fetkovich, donde su principal diferencia es que el primero actúa como un acuífero de mayor tamaño al mantener mejor la presión del yacimiento, sin llegar a ser la principal fuente de energía de este, y el segundo actúa como un acuífero volumétrico, que hace referencia a que está presente en el yacimiento pero su acción con respecto a la caída de presión es insignificativa.

Ahora bien, la **Figura 35** representa el avance de cono cuando se tiene un acuífero tipo Carter Tracy, donde la primera imagen representa el modelo saturado con gas y agua cuando todavía no se ha puesto en producción el pozo, la segunda imagen representa el avance que ha tenido el agua en el modelo 21 años después de estar en producción el pozo, donde se observa la formación del cono y un leve avance del agua en los laterales del yacimiento, y en la tercera imagen se observa la formación completa del cono y ya en contacto con el pozo, además un avance lateral mucho mayor al de la segunda imagen, mostrando la característica principal de este tipo de acuíferos anteriormente mencionada.

Figura 35. Efecto Conificación – Acuífero Tipo Carter Tracy.



Fuente: Eclipse 100

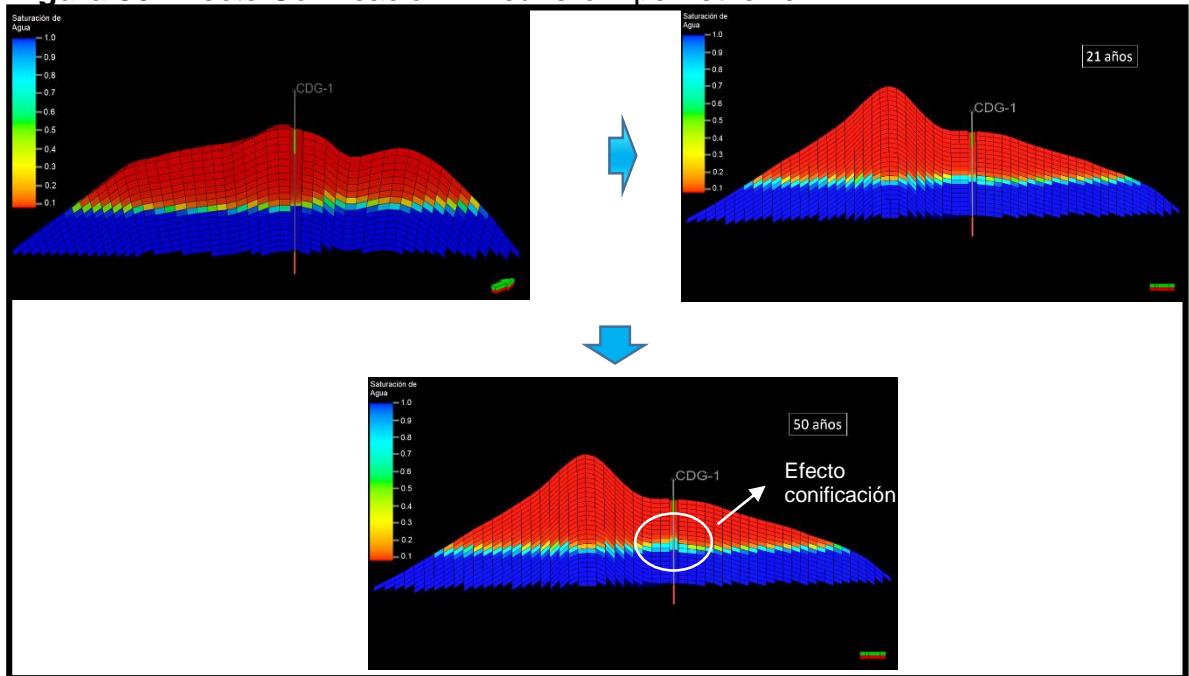
En la **Tabla 28** se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 28. Acuífero Tipo Carter Tracy.

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	532.7
Agua Producida (MSTB)	261.23
Tiempo Irrupción agua (Días)	6091
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

Siguiendo el flujo de trabajo, se tiene la **Figura 36**, en la cual se observa claramente la característica principal de un acuífero tipo Fetkovich, ya que no se ve un efecto cono a medida que se produce el yacimiento, sólo hasta 50 años de producción se alcanza a ver un leve levantamiento del agua formando un cono, esto ocurre ya que el acuífero tipo Fetkovich no le aporta energía al yacimiento, afectando de manera significativa la producción de este.

Figura 36. Efecto Conificación – Acuífero Tipo Fetkovich.



Fuente: Eclipse 100

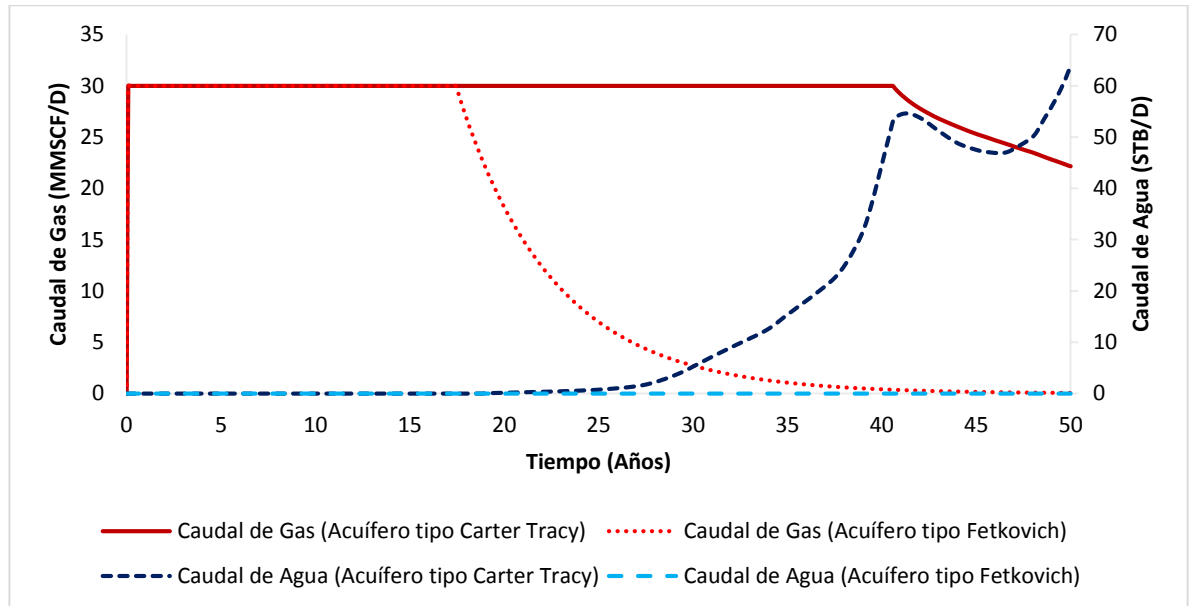
En la **Tabla 27**, se muestra los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 29. Acuífero Tipo Fetkovich.

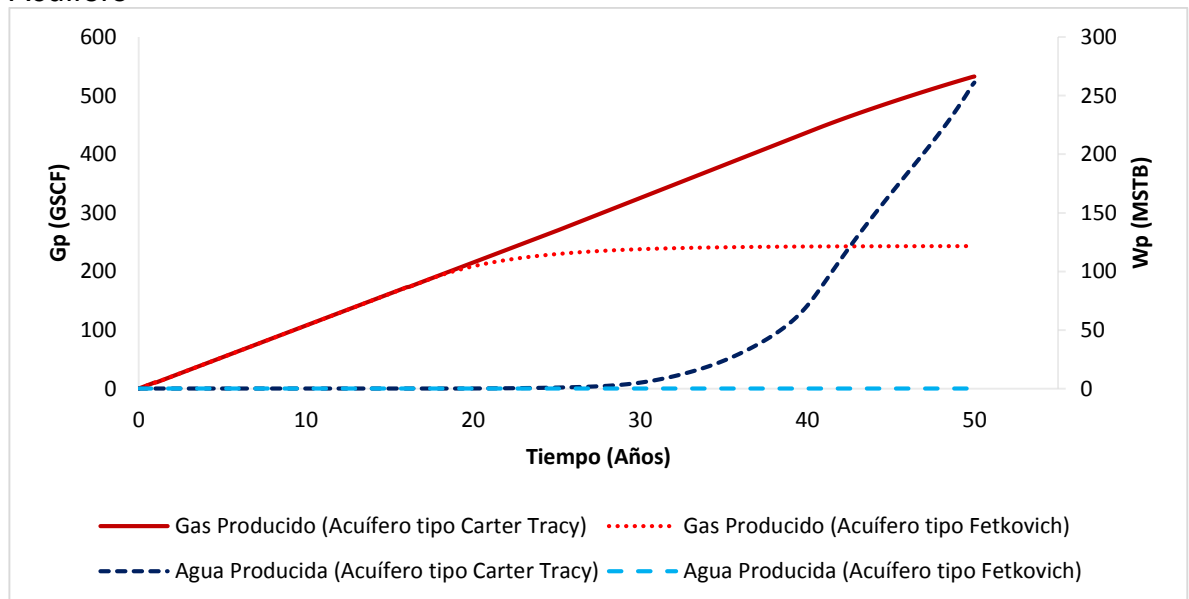
Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	243.9
Agua Producida (MSTB)	N/A
Tiempo Irrupción agua (Días)	N/A
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

Teniendo en cuenta lo anterior, a partir de cada simulación realizada anteriormente sensibilizando tipo de acuífero, se realizan gráficas para comparar el comportamiento de producción de agua y gas a través del tiempo, donde la **Gráfica 19** representa la tasa de producción de gas y agua y la **Gráfica 20** muestra la producción acumulada de gas y agua.

Gráfica 19. Tasa de Producción de Gas y Agua – Sensibilización Tamaño del Acuífero



Gráfica 20. Gas y Agua Producidos Acumulados – Sensibilización Tamaño del Acuífero



Por otro lado, en la **Gráfica 19** se evidencia la gran diferencia que hay entre la caída de presión de un acuífero tipo Carter Tracy y uno Fetkovich donde la caída es mucho menor en el primer caso, además se identifica que existe entrada de agua al pozo en el caso de acuífero Carter Tracy (16 años y medio de ser puesto en producción) **Tabla 30**, a comparación del segundo caso con el acuífero Fetkovich, donde no hay irrupción de agua al pozo en ningún momento, ya que como se mencionó anteriormente este acuífero no tiene incidencia en el yacimiento; adicionalmente se puede observar en la **Gráfica 20** que se logra obtener una mayor recuperación final de gas seco en el primer caso ya que por ser de mayor tamaño, mantiene mejor la presión de yacimiento a comparación del Fetkovich.

Tomando en cuenta el análisis anterior y el comportamiento de pozos *offset* como en el Campo Ballena, el acuífero que mejor se acopla al modelo y pozo con estas características es Carter Tracy.

Tabla 30. Resultados Sensibilización Tamaño Acuífero.

Tipo de Acuífero	Gp (GSCF)	Wp (MSTB)	T. irrupción agua (Días)	T. producción pozo (Años)
Carter Tracy	532.7	261.23	6091	50
Fetkovich	243.9	N/A	N/A	50

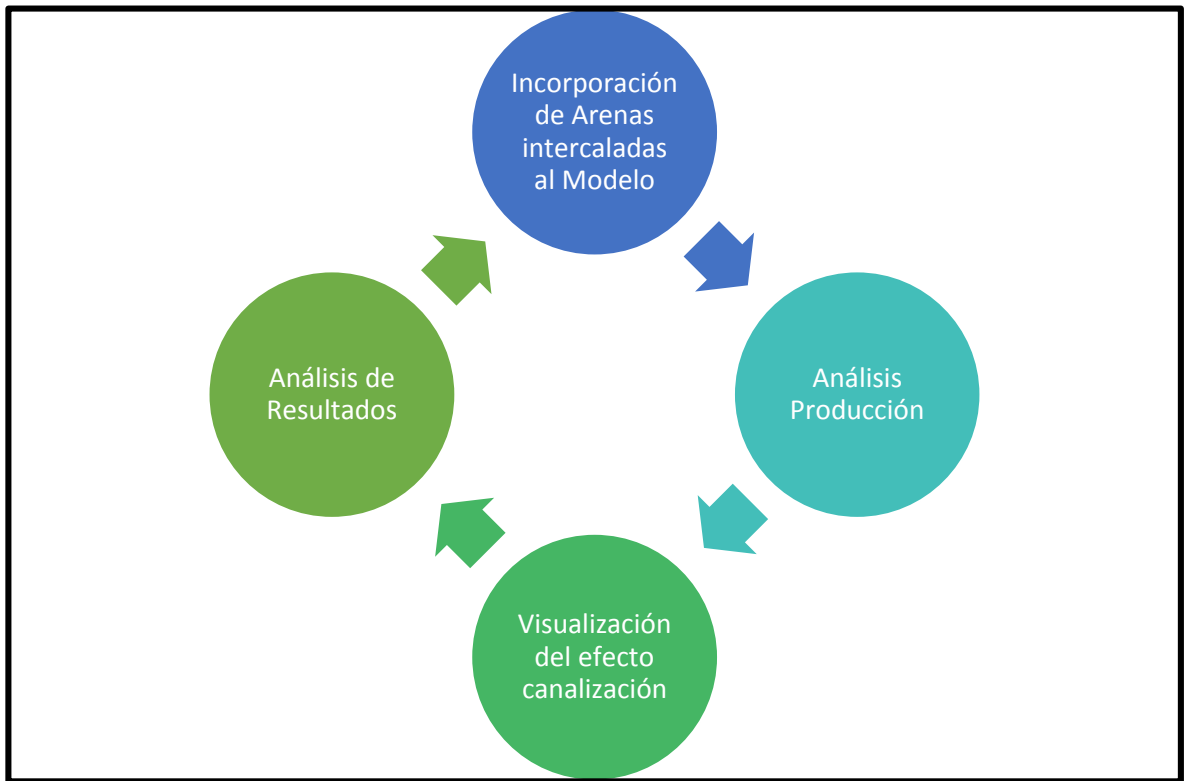
3.5 ARENAS MASIVAS CONTRA ARENAS INTERCALADAS

La razón de comparar un yacimiento con arena masiva contra un yacimiento de arenas intercaladas, se debe a la posibilidad de encontrar arenas intercaladas en esta región de la Cuenca, además conocer el comportamiento del agua y la producción de gas entre estos dos tipos de reservorio, al tener el mismo espesor de arena cañoneado.

Hay que mencionar, que la principal diferencia entre estos dos tipos de reservorio es que existen barreras de no flujo en la vertical en arenas intercaladas, ocasionando que el efecto del agua en estos reservorios varíe de manera significativa.

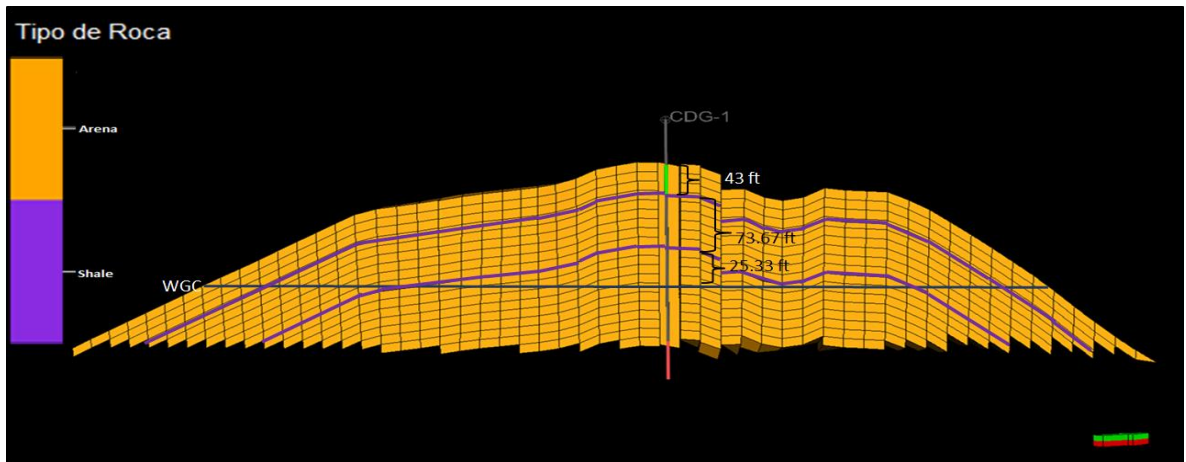
Teniendo en cuenta lo anterior, en la **Figura 32** se presenta el flujo de trabajo que se siguió para hacer la comparación entre los dos modelos de arena (intercalada y masiva). Se tiene un modelo inicial al que se le incorporan arenas intercaladas sin cambiar el espesor neto de arena, luego se corre la simulación siguiendo un *schedule* de producción hasta 50 años, se compara el efecto del agua sobre el reservorio y finalmente se hace un análisis de resultados entre los dos modelos.

Figura 37. Flujo de trabajo: Arena masiva contra arena intercalada



Para comenzar, se realiza la construcción del modelo de arenas intercaladas, incorporando al modelo de arenas masivas tres (3) barreras de no flujo en la vertical (líneas de color morado), ver **Figura 38**, las cuales son muy delgadas para no alterar el espesor neto de arena y así poder comparar los dos modelos. Al incorporar estas barreras de no flujo, se tiene un modelo de arenas intercaladas donde el espesor de la primera arena encontrada por el pozo es de 43 ft, la segunda de 73. 67 ft y la tercera de 25.33 ft.

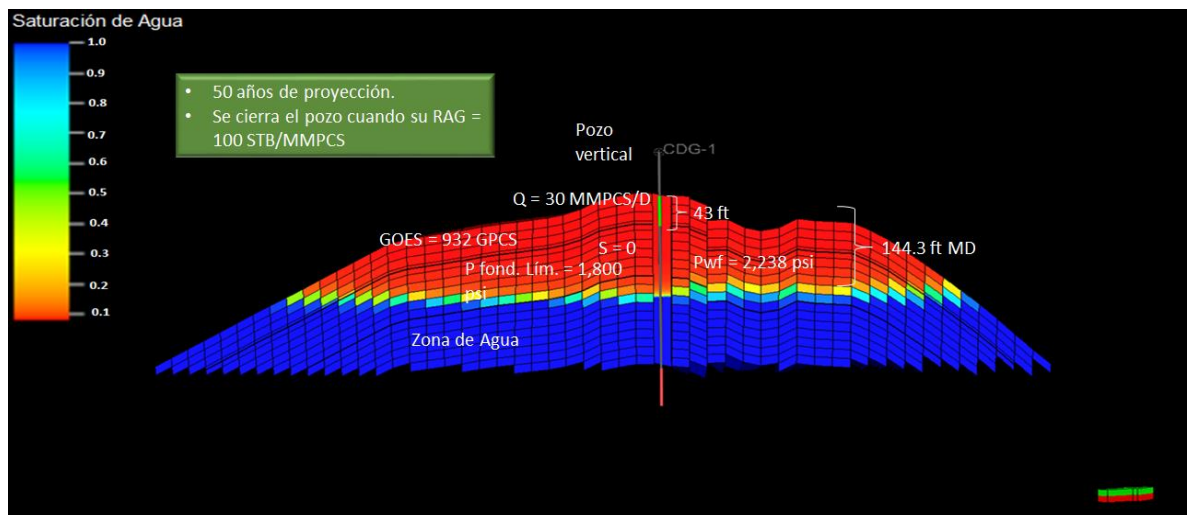
Figura 38. Modelo de simulación de arenas intercaladas



Fuente: Eclipse 100

Por otra parte, la **Figura 39** representa los parámetros de simulación usados para ambos modelos, donde es importante recalcar que el espesor de arena cañoneado es el mismo para ambos y así no alterar los resultados por efectos de esta variable, por esta razón, el espesor de la primera arena del modelo de arenas intercaladas es de 43 ft.

Figura 39. Parámetros de Simulación – Caso Arenas intercaladas

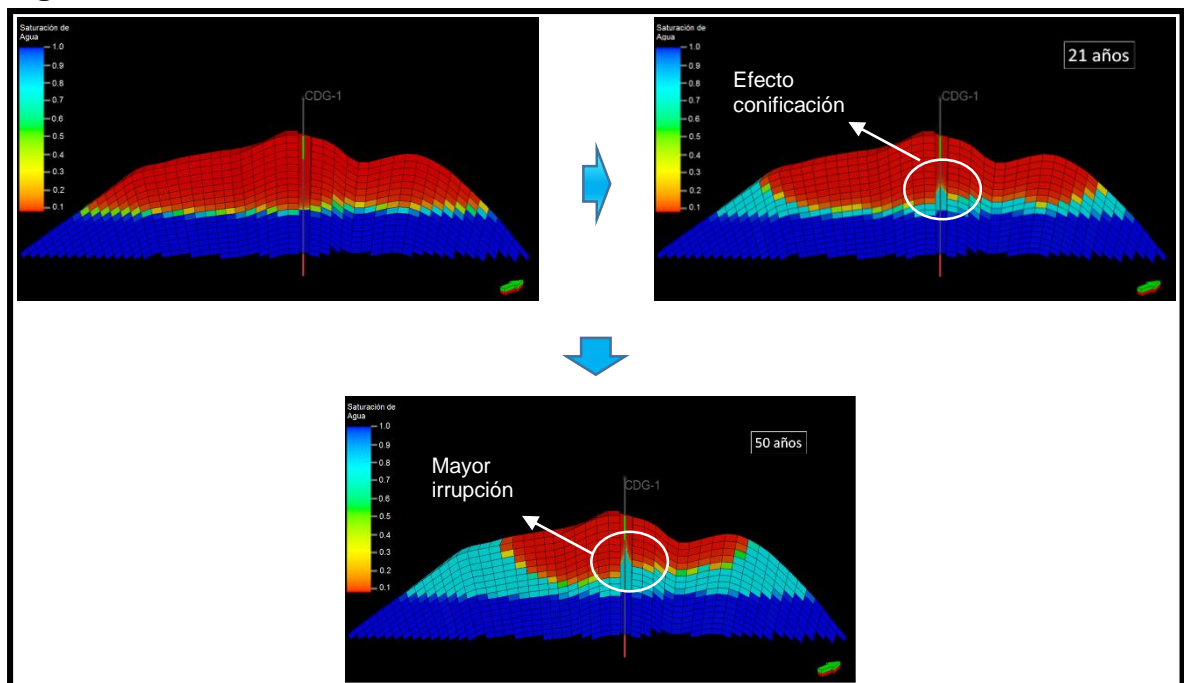


Fuente: Eclipse 100

Considerando el modelo de simulación de arenas intercaladas, se utiliza el Simulador Eclipse 100 para realiza una proyección de 50 años de producción en cada caso mencionado y como restricción el pozo se cierra si alcanza un RAG (relación agua-gas) de 100 STB/MMSCF, este parámetro de restricción fue definido con base en el comportamiento de pozos con características similares del Campo Ballena y por recomendación de la compañía.

Siguiendo el flujo de trabajo, se tiene el primer modelo, arenas masivas, donde la **Figura 40** representa el efecto de cono formado por el movimiento del agua en la vertical durante la vida productiva del pozo, en la primera imagen no hay movimiento del agua, porque el pozo no está en producción, la segunda imagen representa el movimiento del agua 21 años después de empezar la producción del pozo, donde se puede observar formación del cono y se obtiene producción de agua en superficie, generada por la irrupción de agua, que en este modelo es a los 16 años de empezar su producción, y por último la tercera imagen muestra un efecto de cono más notable y un mayor avance del agua en los laterales del reservorio, después de 50 años de producción del pozo.

Figura 40. Efecto de conificación – Caso arena masiva



Fuente: Eclipse 100

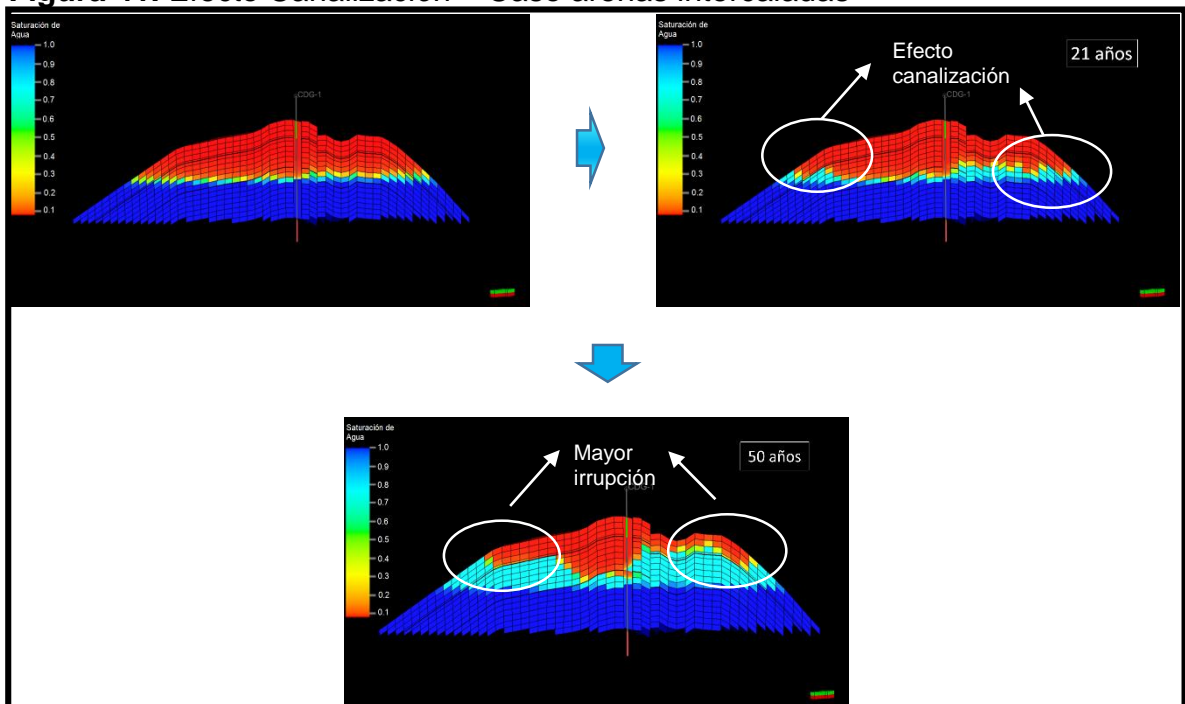
En la **Tabla 31** se muestran los datos obtenidos a partir de la simulación:

Tabla 31. Caso arena masiva

Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	532.7
Agua Producida (MSTB)	261.23
Tiempo Irrupción agua (Días)	6091
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

Por otra parte, la **Figura 41** representa el efecto de canalización al realizar la simulación para el caso arenas intercaladas, en el cual no hay entrada de agua ya que el movimiento no se da en la vertical, gracias a los sellos, sino que el agua se desplaza lateralmente a través del yacimiento. En la producción a los 21 años, se ve cómo va aumentando la entrada de agua pero no entra al pozo y a los 50 años se visualiza incremento de agua entrando por la parte lateral derecha del yacimiento, pero gracias a los sellos, no permiten la entrada de agua al pozo.

Figura 41. Efecto Canalización – Caso arenas intercaladas



Fuente: Eclipse 100

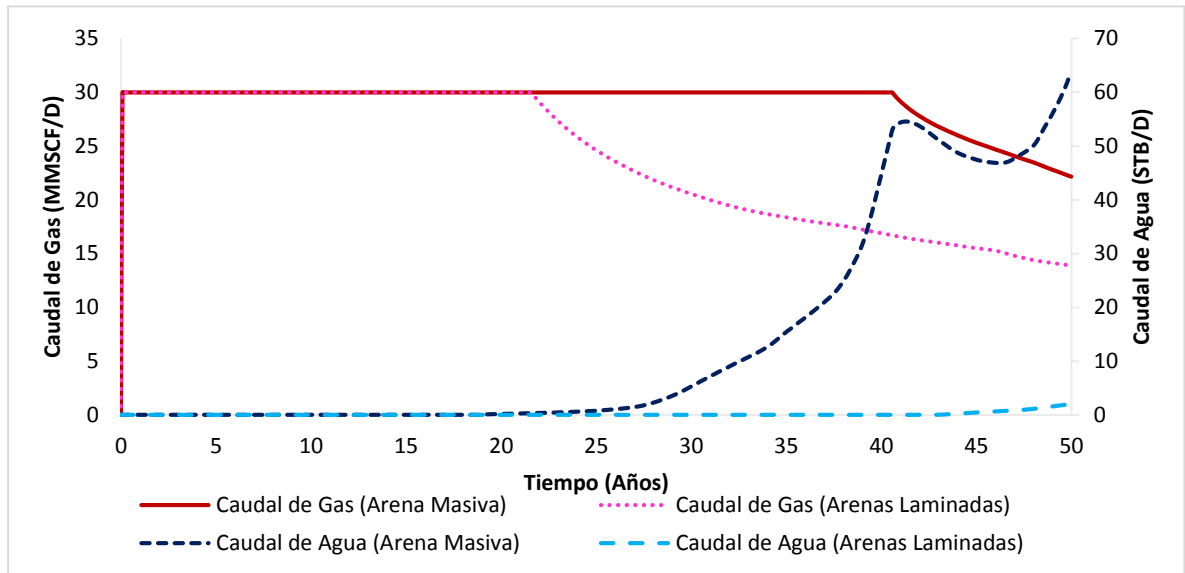
En la **Tabla 32** se muestran los datos a partir de la simulación:

Tabla 32. Caso arenas intercaladas

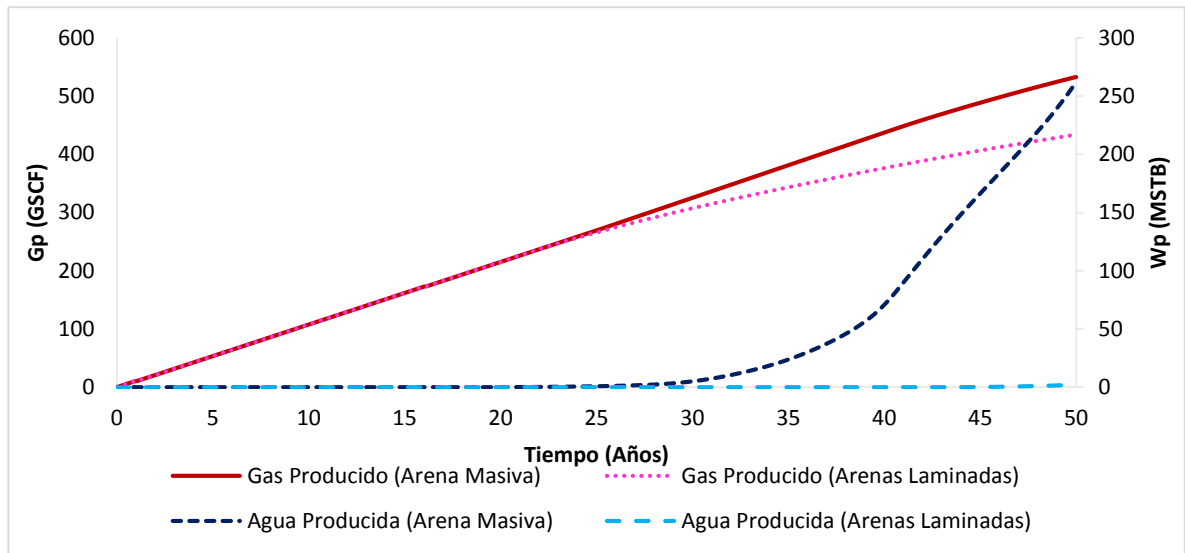
Variables	Resultados
Gas Producido (GSCF)	433.59
Agua Producida (MSTB)	2.16
Tiempo Irrupción agua (Días)	15599
Tiempo de Producción del Pozo (Años)	50

A partir de cada simulación de los modelos, arena masiva y arenas intercaladas, se realizaron gráficas para comparar el comportamiento de producción de agua y gas a través del tiempo, donde la **Gráfica 21** representa la tasa de producción de gas y agua y la **Gráfica 22** muestra producción acumulada de gas y agua.

Gráfica 21. Tasa de Producción de Gas y Agua – Caso Arenas Intercaladas



Gráfica 22. Gas y Agua Producido Acumulado – Caso Arenas Intercaladas



Se pudo observar en la **Gráfica 21**, que el caudal de gas se mantiene constante mucho más tiempo en el caso de arena masiva, por el contrario en el caso de arenas intercaladas, la producción de gas empieza a caer aproximadamente a los 22 años. Sin embargo, en las arenas intercaladas, la intrusión de agua empieza a los 45 años de producción y la producción de agua acumulada a los 50 años es mínima, ver **Tabla 33**.

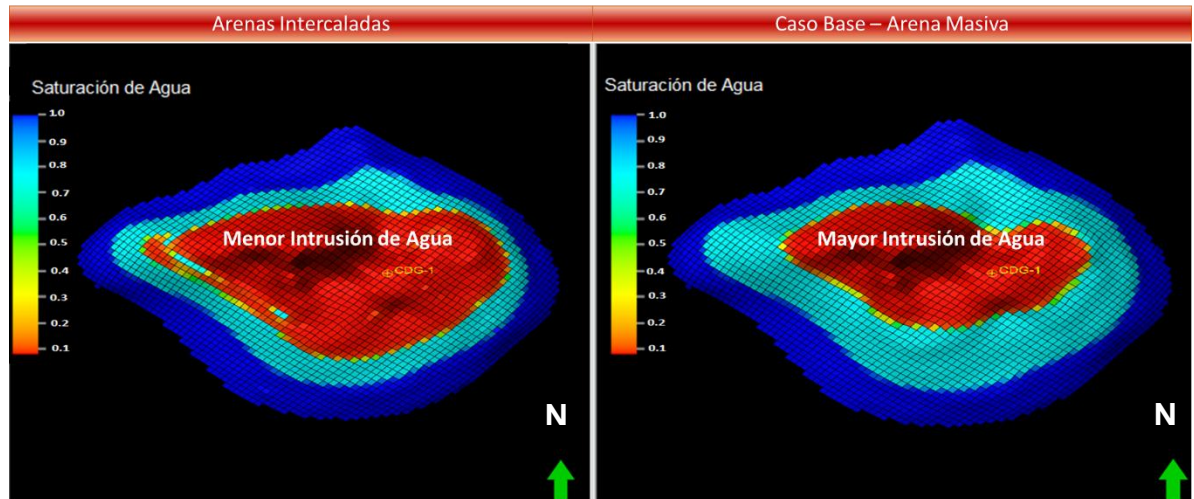
Además, en la **Gráfica 22** se pudo observar que hay mayor cantidad de gas acumulado en el caso de arena masiva y que la cantidad de agua que se acumula en este caso es de igual manera mayor, al compararlo con el modelo de arenas intercaladas, ver **Tabla 33**.

Tabla 33. Resultados sensibilización arenas masivas contra arenas intercaladas

Modelo	Gp (GSCF)	Wp (MSTB)	T. irrupción agua (Días)	T. producción pozo (Años)
Arenas Masivas	532.70	261.23	6,091	50
Arenas Intercaladas	433.59	2.16	15,599	50

A continuación en la **Figura 42**, se observa una vista de superficie de los dos modelos, arena intercalada y arena masiva, donde se identifica la entrada de agua y cuál de las dos tiene mejor barrido, que claramente es en las arenas intercaladas. Además, teniendo en cuenta que para un yacimiento de gas es importante evitar la entrada temprana de agua al pozo, el mejor caso es un modelo con intercalación de arenas.

Figura 42. Vista de superficie – Caso arena intercaladas y Caso arena masiva



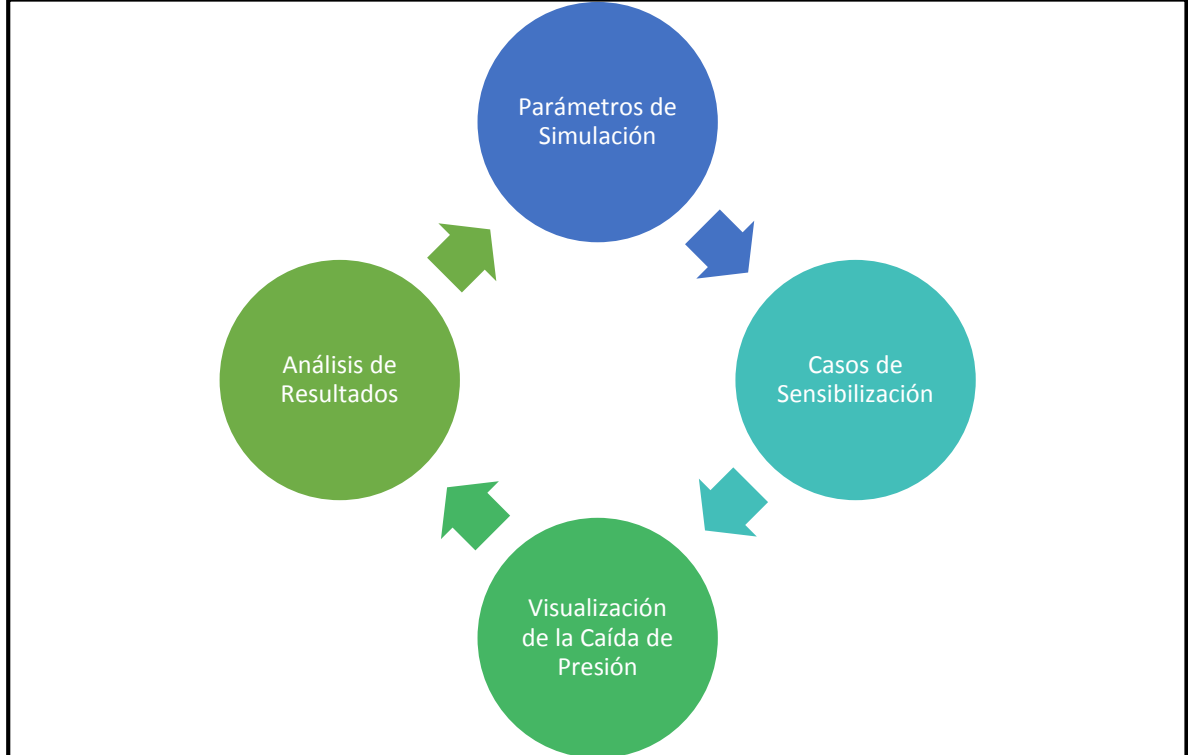
Fuente: Eclipse 100

3.6 EFECTO CAÍDA DE PRESIÓN – PRIMEROS DÍAS DE FLUJO

El análisis de las pruebas iniciales de producción es importante, en ellas se adquiere información para predecir cómo puede ser el tamaño de la acumulación, considerando la caída de presión que sufre ésta durante la prueba.

La **Figura 39** representa el flujo de trabajo que se siguió para el desarrollo de este problema, primero se definen los parámetros para la simulación, luego se establecen los casos a sensibilizar para visualizar la caída de presión en pruebas iniciales bajo los parámetros definidos, que posteriormente se analizan y son comparados entre sí.

Figura 43. Flujo de trabajo: Efecto Caída de Presión.



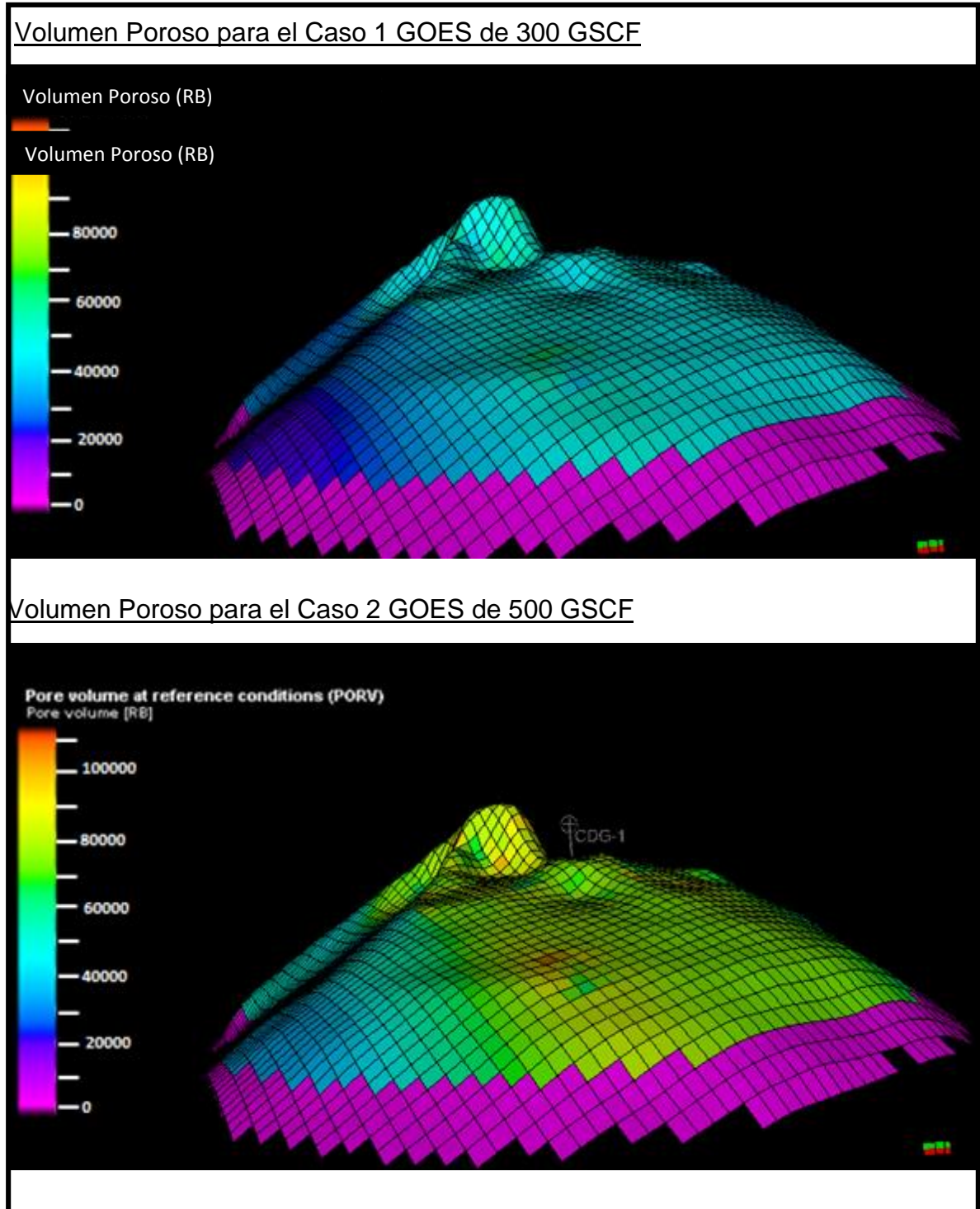
Considerando lo anterior, se simulan diferentes tamaños del yacimiento, donde se deja fluir el pozo a diferentes caudales durante 7 días (prueba inicial), que luego se cierra durante 10 días para que se reestablezca la presión; al comparar cuanto cae la presión de yacimiento con respecto a la inicial en cada uno de los casos, se tiene una idea para proyectos futuros de cómo sería el tamaño de la acumulación si sufre caídas de presión similares al realizar este tipo de pruebas. Cabe resaltar que para efectos del problema la diferencia entre la presión de yacimiento y la presión estabilizada después de la prueba inicial de producción, no varía más de 2 psi, así que para el análisis de este ejercicio se toma como significativa la variación de 1 o 2 psi. Sin embargo, en la industria estas variaciones no se consideran como caída de presión.

El tamaño del yacimiento hace referencia al volumen poroso que contiene el hidrocarburo (gas) en el subsuelo, éste último hace referencia al gas original en sitio (GOES). Teniendo en cuenta lo anterior, para definir los casos de estudio, se utiliza un multiplicador para cambiar el volumen poroso y así establecer el GOES de cada uno de estos, los cuales están representados en la **Figura 44**. A continuación se presentan los cuatro casos a sensibilizar con el respectivo gas original en sitio.

- Caso 1: GOES de 300 GSCF
- Caso 2: GOES de 500 GSCF

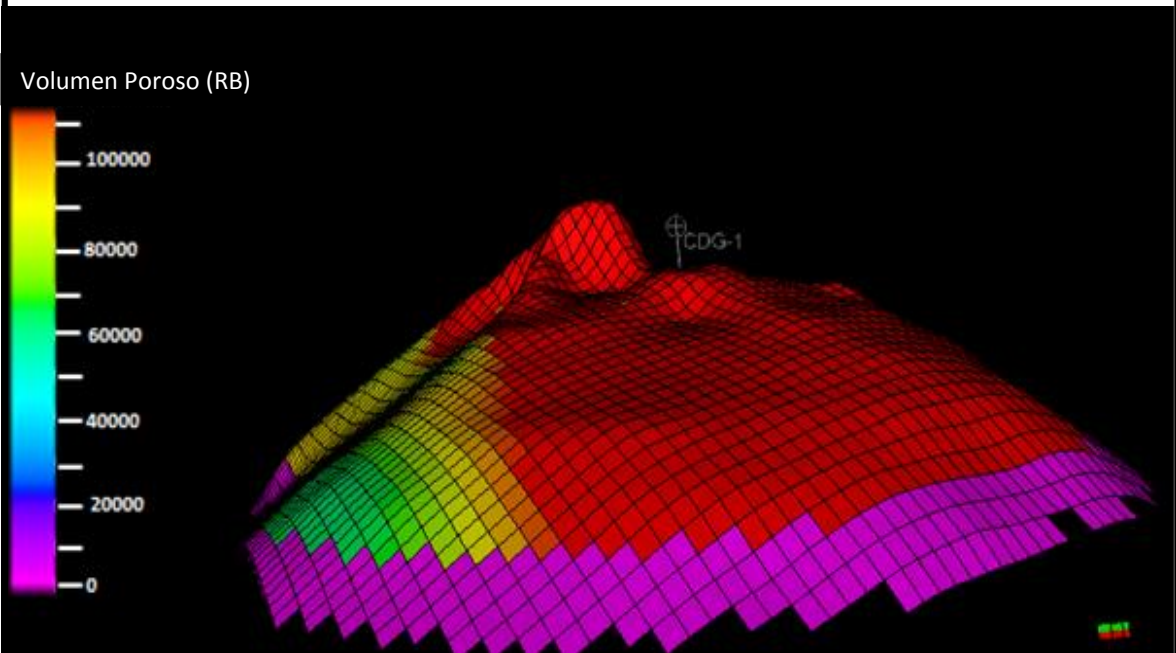
- Caso 3: GOES de 932 GSCF
- Caso 4: GOES de 1200 GSCF

Figura 44. Casos de sensibilización para problema efecto caída de presión

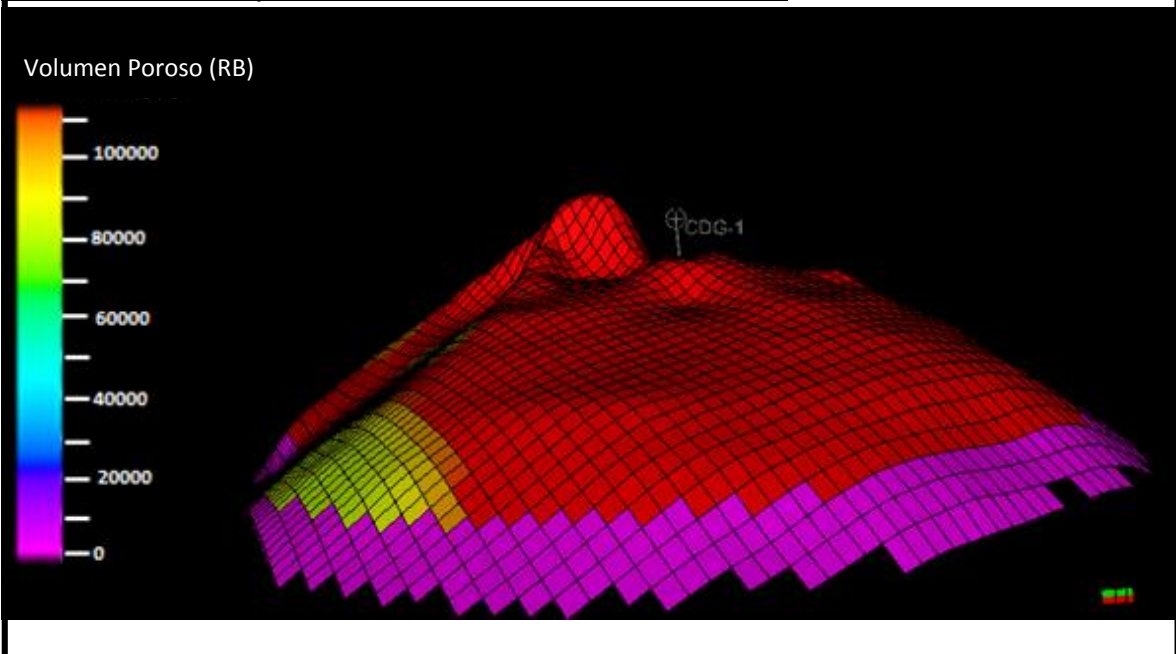


Continuación **Figura 44**

Volumen Poroso para el Caso 3 GOES de 932 GSCF



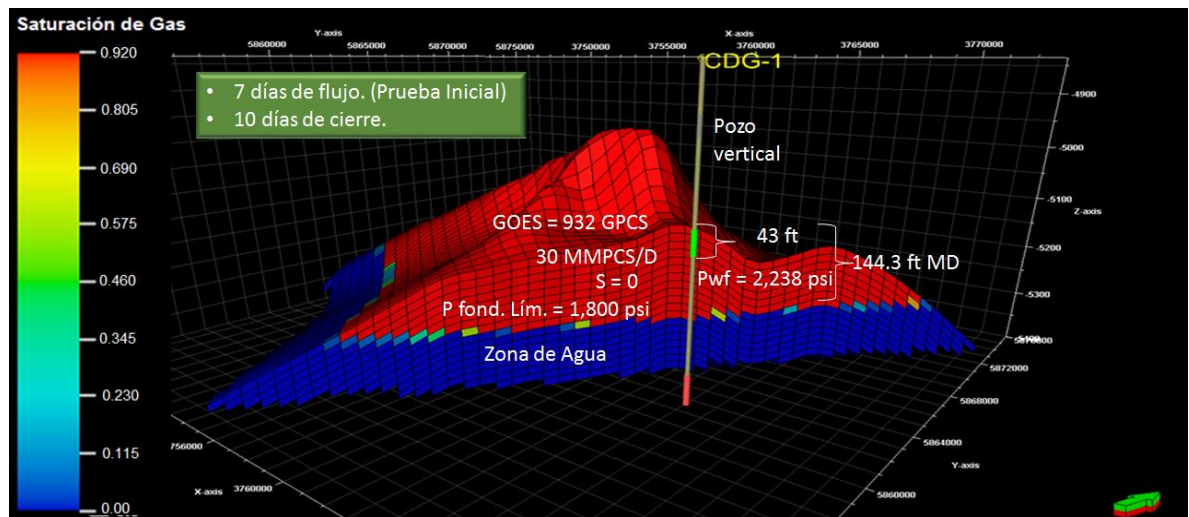
Volumen Poroso para el Caso 4 GOES de 1200 GSCF



Fuente: Eclipse 100

Los caudales utilizados en la simulación para observar la caída de presión para cada caso de sensibilización son: 30 MMSCF/D (Caso Base), 60 MMSCF/D y 90 MMSCF/D. La **Figura 45**, muestra los parámetros y condiciones para realizar los diferentes casos de simulación.

Figura 45. Parámetros de Simulación – Efecto caída de presión.



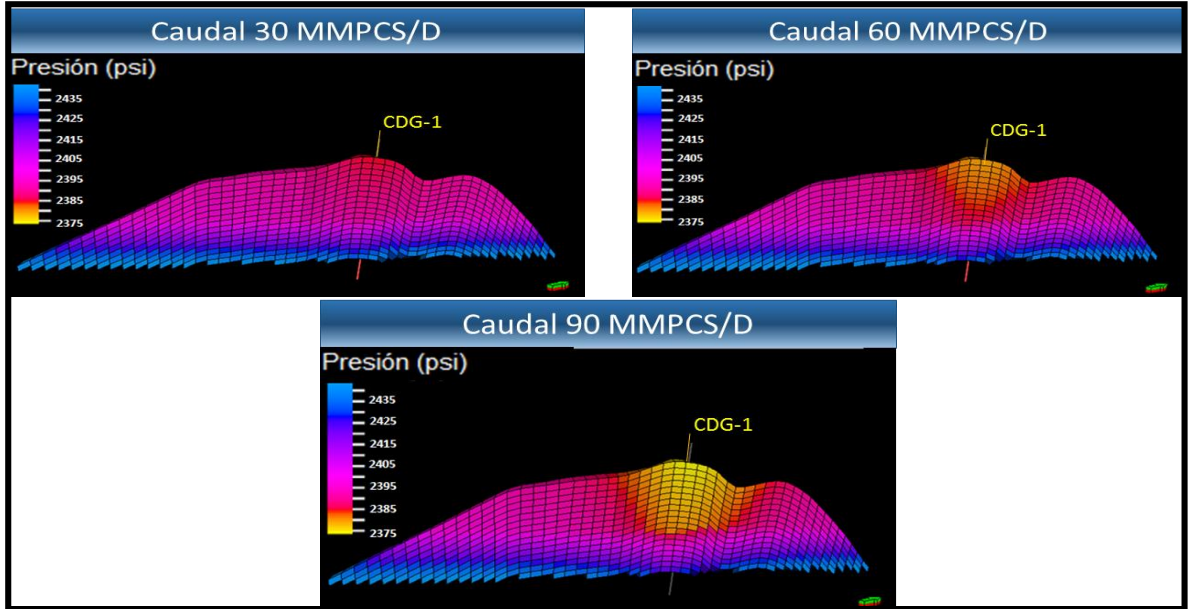
Fuente: Eclipse 100

A continuación, se realiza el análisis para cada uno de los casos especificados anteriormente.

Caso 1. GOES de 300 GSCF

La **Figura 46** muestra en la zona amarilla la caída de presión que sufre el yacimiento al pasar los 7 días flujo (prueba inicial) a cada caudal establecido.

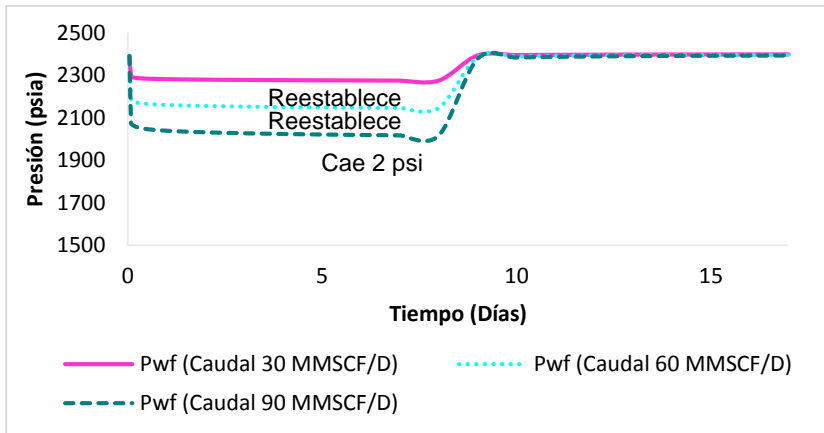
Figura 46. Caída de Presión Simulada – Caso 1. GOES de 300 GSCF



Fuente: Eclipse 100

A partir de los datos extraídos del simulador se analiza la caída de presión después del cierre y al estabilizarse, donde se compara con la presión inicial de yacimiento, representado en la **Gráfica 23**.

Gráfica 23. Caída de Presión – Caso 1. GOES de 300 GSCF

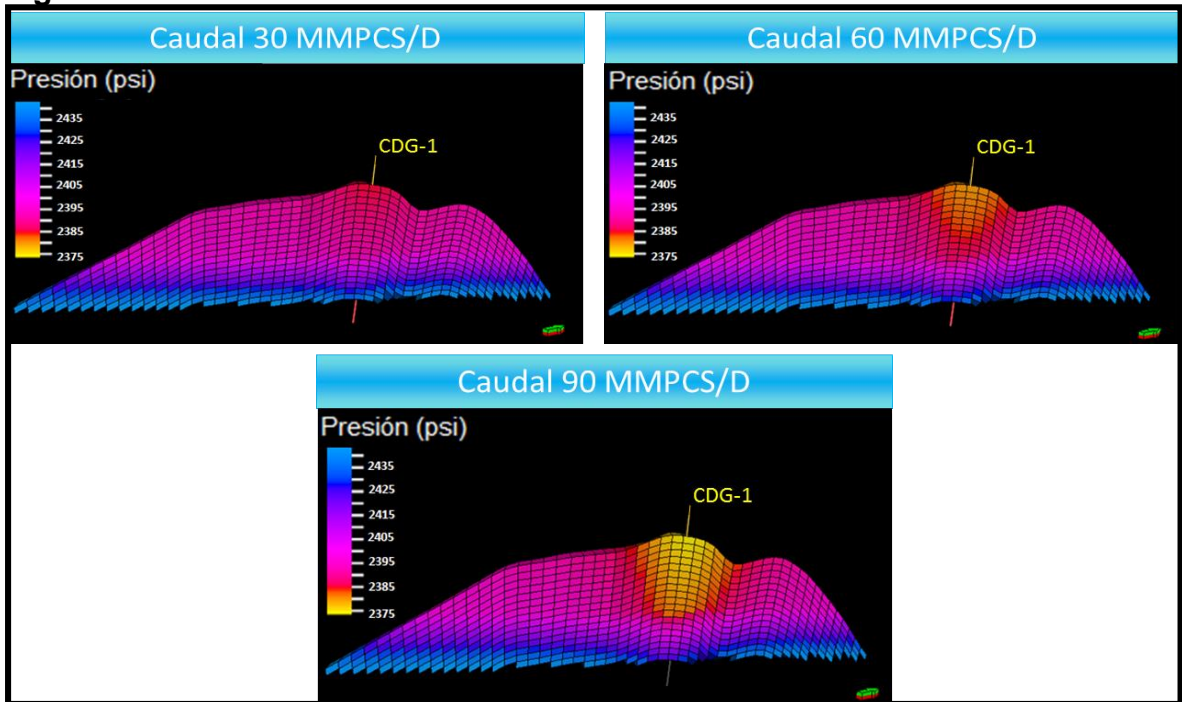


En los casos donde se simuló un flujo de 30 y 60 MMSCF/D después del cierre la presión se restableció, es decir, no se dio caída de presión con respecto a la del yacimiento; en cuanto al caudal de 90 MMSCF/D la caída de presión fue de 2 psi, la cual se considera significativa.

Caso 2. GOES de 500 GSCF

La **Figura 47** muestra en la zona amarilla la caída de presión que sufre el yacimiento al pasar los 7 días flujo (prueba inicial) a cada caudal establecido.

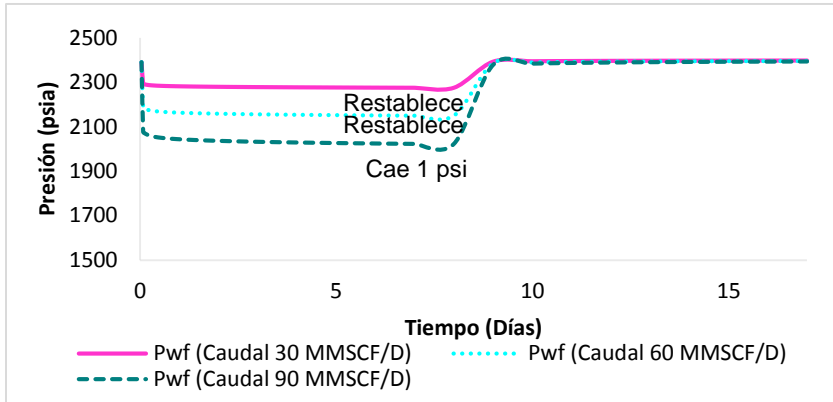
Figura 47. Caída de Presión Simulada– Caso 2. GOES de 500 GSCF



Fuente: Eclipse 100

A partir de los datos extraídos del simulador se analiza la caída de presión después del cierre y al estabilizarse, donde se compara con la presión inicial de yacimiento, representado en la **Gráfica 24**.

Gráfica 24. Caída de Presión – Caso 2. GOES de 500 GSCF

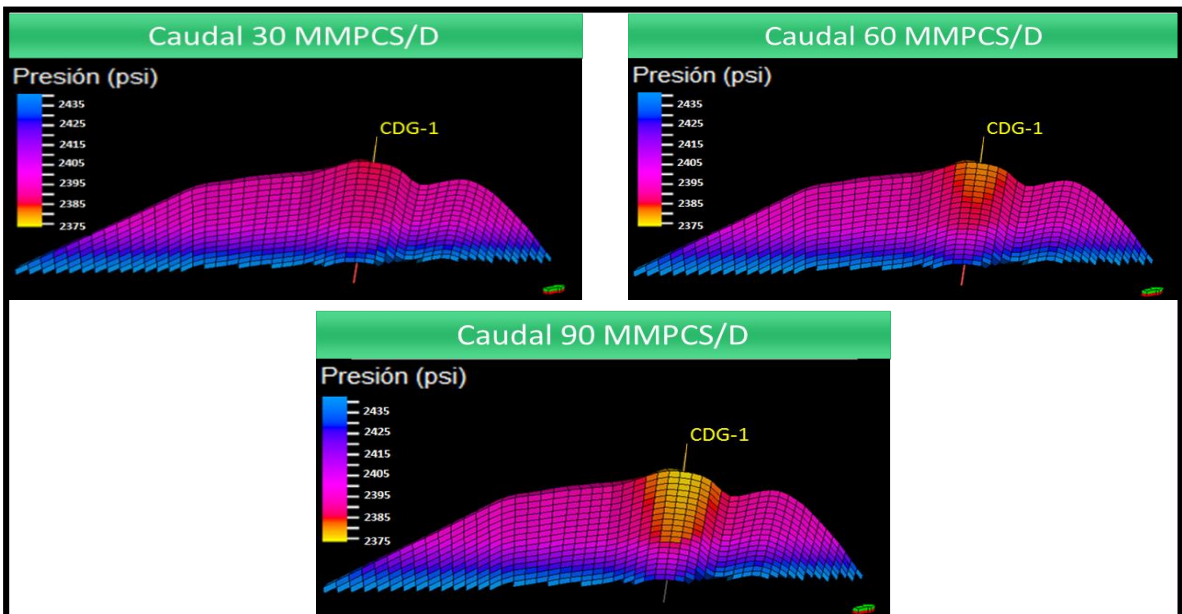


En los casos donde se simuló un flujo de 30 y 60 MMSCF/D después del cierre la presión se restableció, es decir, no se dio caída de presión con respecto a la del yacimiento; en cuanto al caudal de 90 MMSCF/D la caída de presión fue de 1 psi, la cual no se considera significativa al ser menor de 2 psi.

Caso 3. GOES de 932 GSCF

La **Figura 48** muestra en la zona amarilla la caída de presión que sufre el yacimiento al pasar los 7 días flujo (prueba inicial) a cada caudal establecido.

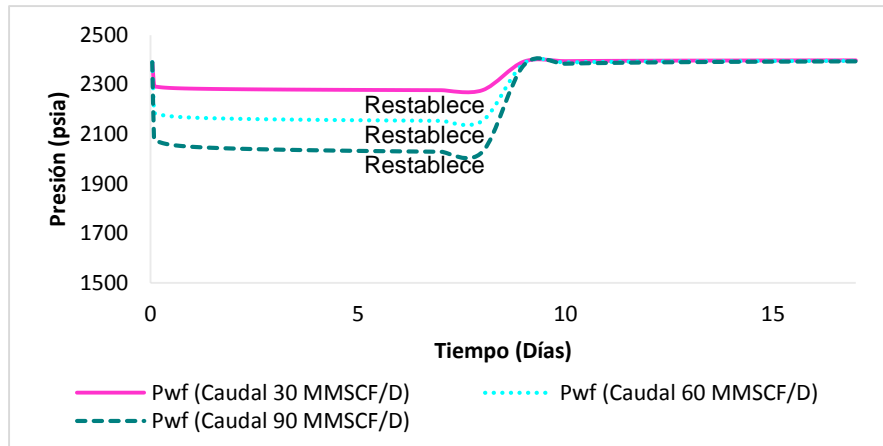
Figura 48. Caída de Presión Simulada– Caso 3. GOES de 932 GSCF



Fuente: Eclipse 100

A partir de los datos extraídos del simulador se analiza la caída de presión después del cierre y al estabilizarse, donde se compara con la presión inicial de yacimiento, representado en la **Gráfica 25**.

Gráfica 25. Caída de Presión – Caso 3. GOES de 932 GSCF

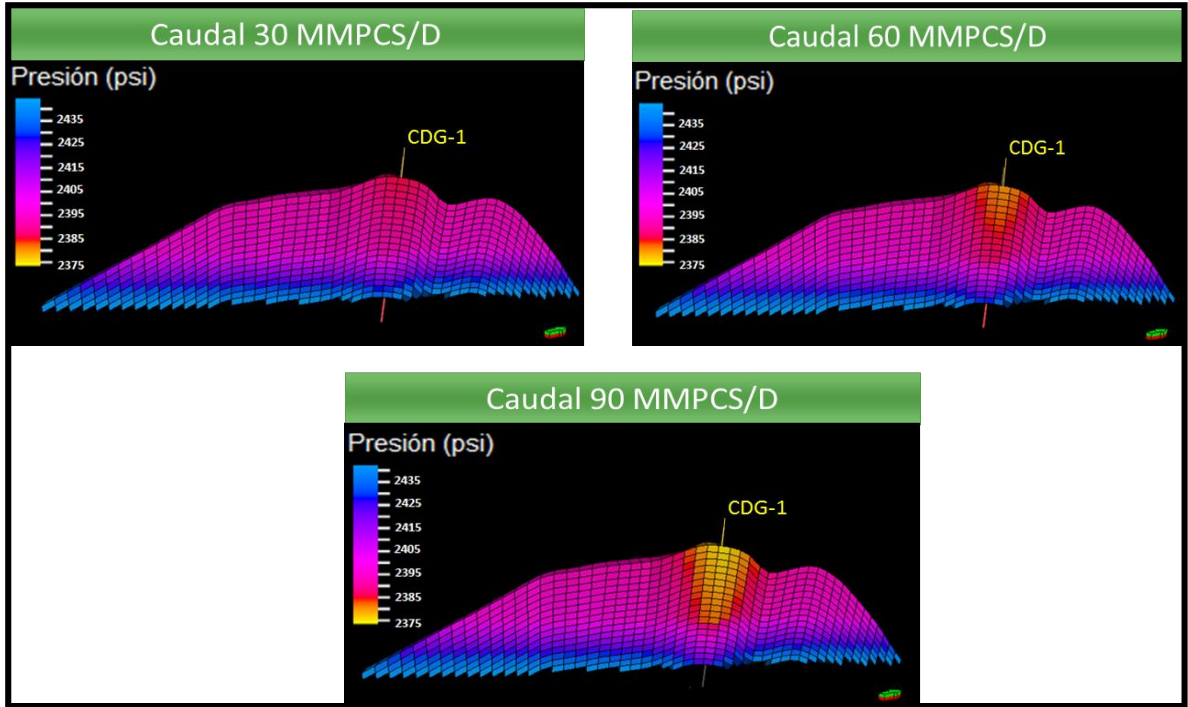


Los caudales utilizados en la simulación no muestran una caída de presión significativa en pruebas iniciales de producción, ya que el tamaño de la acumulación es muy grande para que esto ocurra.

Caso 4. GOES de 1500 GSCF

La **Figura 49** muestra en la zona amarilla la caída de presión que sufre el yacimiento al pasar los 7 días flujo (prueba inicial) a cada caudal establecido.

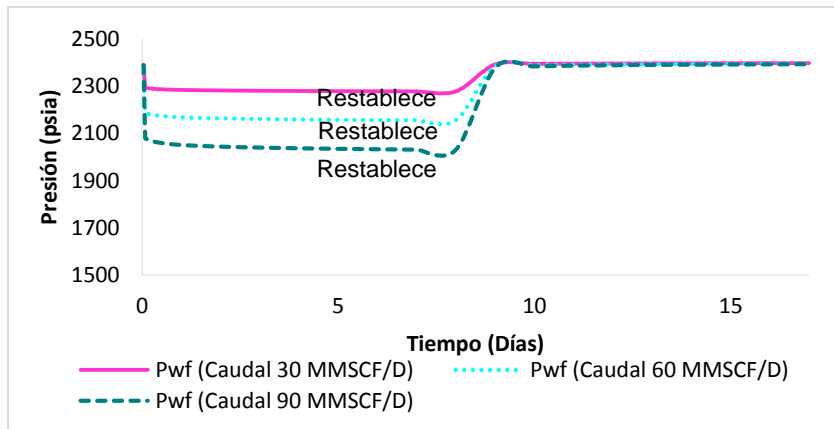
Figura 49. Caída de Presión Simulada– Caso 4. GOES de 1500 GSCF



Fuente: Eclipse 100

A partir de los datos extraídos del simulador se analiza la caída de presión después del cierre y al estabilizarse, donde se compara con la presión inicial de yacimiento, representado en la **Gráfica 26**.

Gráfica 26. Caída de Presión – Caso 4. 1500 GSCF



Los caudales utilizados en la simulación no muestran una caída de presión significativa en pruebas iniciales de producción para este tamaño de acumulación.

A continuación en la **Tabla 34**, se puede observar los resultados de caída de presión en una prueba inicial de siete (7) días de flujo, para cada uno de los casos.

Tabla 34. Resultados de caída de presión para cada tamaño de yacimiento y caudal.

Caso	Caudal (MMSCF/D)		
	30	60	90
300 GSCF	Restablece a presión inicial		Cae 2 psi luego del flujo
500 GSCF	Restablece a presión inicial		Cae 1 psi luego del flujo
932 GSCF	Restablece a presión inicial		
1200 GSCF	Restablece a presión inicial		

Según los resultados obtenidos, se tiene una caída de presión significativa cuando el tamaño del yacimiento es menor o igual a 300 GSCF con un caudal de 90 MMSCF/D, ya que al cerrar el pozo se produjo una caída de presión de 2 psi, mientras que para los otros tamaños de yacimiento como 500, 932 y 1200 GSCF, no hubo caída de presión significativa o se reestableció rápidamente la presión con cada escenario de caudal.

Dado esto, se puede determinar que con este tipo de pruebas es posible predecir el tamaño del yacimiento, ya que si con caudales como 60 MMSCF/D o 90 MMSCF/D se ve caída de presión, se puede inferir que el tamaño del yacimiento es menor o igual a 300 GSCF; por el contrario para ver una caída de presión en pruebas iniciales para yacimientos con 932 o 1200 GSCF de gas original en sitio, se tiene que poner a fluir con caudales muy altos. Aunque esto no quiere decir que por este método se pueda determinar el tamaño del yacimiento, si es muy válido para evaluar otros yacimientos con características similares y puede ser una técnica que beneficie a la compañía.

4. EVALUACIÓN FINANCIERA DE LAS ALTERNATIVAS VISUALIZADAS DEL POZO EXPLORATORIO CDG-1

El Pozo Exploratorio CDG-1, ubicado en la Cuenca de la Guajira *Offshore*, carece de pruebas iniciales de producción, generando incertidumbre en el tamaño de la acumulación de gas y el comportamiento del yacimiento (presión y producción), debido a la limitada información que se tiene de este.

Como resultado, se evalúa la formación de interés sensibilizando diferentes variables del yacimiento como lo son: Permeabilidad, cambios de presión, límites de yacimiento, comportamiento del acuífero, tasas de producción, producción temprana de agua y daño de formación, a través del pozo exploratorio CDG-1, el cual no se ha cañoneado y por ende no se encuentra en producción, por esta razón, se genera la necesidad de predecir un comportamiento aproximado en la producción del Pozo Exploratorio CDG-1 bajo diferentes escenarios de producción, los cuales fueron definidos en el desarrollo del proyecto.

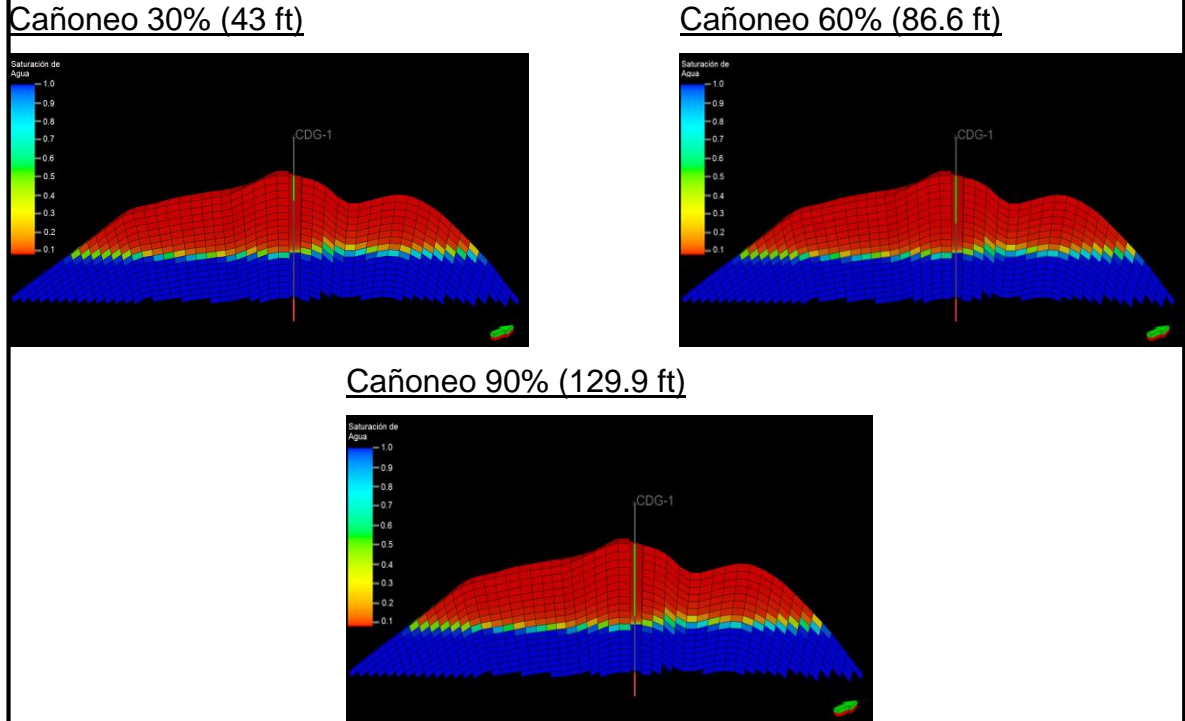
Para ello, se utiliza el simulador Eclipse 100 para realizar las predicciones de producción a cinco (5) de los escenarios propuestos en el proyecto variándoles caudal e intervalo cañoneado; y por medio de soluciones inversas y modelos analíticos como metodología de estudio; permita tener una mejor interpretación del yacimiento y así tener algunas recomendaciones para el desarrollo del pozo o futuros proyectos.

En el presente capítulo, se plantea la evaluación financiera, de los cinco (5) escenarios propuestos, donde el horizonte de tiempo para la predicción es de 50 años de producción, el cual se divide en cinco (5) periodos de 10 años, debido a que el tiempo predictivo es muy extenso y para facilidad de observación de resultados.

El proyecto se evalúa mediante el indicador Valor Presente Neto (VPN), además se utiliza como unidad monetaria de valor constante el dólar estadounidense y la tasa de interés de oportunidad (TIO) se asume como el 10% anual, valores sugeridos por la compañía Ecopetrol S.A.; con el fin de sustentar financieramente cual sería el mejor escenario de producción y así dar la mejor recomendación para la viabilidad del proyecto. Adicionalmente, se hace un análisis de costos de inversión, operación e ingresos.

A continuación, se muestra el pozo con los diferentes intervalos cañoneados representado por el color verde, para tres (3) de los escenarios a estudiar. Los dos (2) escenarios adicionales se caracterizan por variarle el caudal de producción.

Figura 50. Pozo con cada intervalo cañoneado simulado.



Fuente: Simulador Eclipse 100. Ecopetrol S.A. 2017

4.1 ANÁLISIS COSTO DE INVERSIÓN (CAPEX)

Los Costos de Inversión que se deben determinar para el desarrollo de este proyecto conocidos como CAPEX (*Capital Expenditures*) o Gastos de Capital, los cuales hacen referencia al dinero destinado a la mejora de los activos productivos de la compañía. Los Costos de Inversión (CAPEX) que una compañía debe reportar para obtener una óptima producción de un Pozo en *Offshore* son la Plataforma y el Gasoducto en cuanto a infraestructura y el cañoneo del pozo.

A continuación, en la **Tabla 35**, se indica la propuesta a detalle de los Costos de Adquisición que fueron necesarios para el desarrollo de la predicción de la producción en el Pozo CDG-1.

Tabla 35. Costos de Adquisición.

Servicio o bien a adquirir	Precio unitario	Cantidades o unidades	USD
Plataforma	90,000,000	1	90,000,000
Gasoducto	35,000,000	1	35,000,000
Cañoneo	10,000,000	1	10,000,000
		USD	135,000,000

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Ahora bien, los Costos de Inversión se ven representados en la **Tabla 36**.

Tabla 36. Costos de Inversión

Periodo	Plataforma	Gasoducto	Cañoneo	USD
0	90,000,000	35,000,000	10,000,000	135,000,000

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Los Costos de Inversión son los mismos para los 5 escenarios propuestos.

4.2 ANÁLISIS COSTO DE OPERACIÓN (OPEX)

Los Costos Operacionales, conocidos por las siglas OPEX (*Operating Expenses*), son todos aquellos desembolsos que la compañía debe incurrir para garantizar la integridad de la operación. A continuación, se detalla los costos operacionales estimados para los cinco (5) escenarios a evaluar en el desarrollo del proyecto, específicamente para el Pozo CDG-1.

Costos de Producción.

El Costo por Producción o *Lifting Cost*, es definido como el costo de la extracción del gas seco, es decir, el costo para producirlo.

El *Lifting Cost* que se utiliza para el desarrollo de este capítulo es de 1,1 USD/MMSCF, valor que es utilizado por recomendación de la compañía y tomado de la CREG como valor promedio de extracción³⁴ para todos los periodos de producción.

³⁴ COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS. Revisión de la Regulación de Precios de Gas Natural en Colombia. 2012. p. 25.

Además, las cinco (5) alternativas comparten los costos operacionales, difieren en la producción final de gas seco lo que hace variar el costo final. A continuación se detallan los costos según el escenario correspondiente.

- **Escenario 1.** Para la estimación de los Costos Operacionales se debe estimar el Costo de Extracción asociado a la operación contemplando las siguientes condiciones: Caudal de producción constante 30 MMSCF/D, presión de fondo límite 1800 psi y 43 pies cañoneo desde el tope de la formación, ver **Tabla 37**.

Tabla 37. Costos de Extracción Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.

Periodo (10 años)	Lifting cost (USD/MMSCF)	Producción (MMSCF)	USD
1	1.1	108,000	118,800
2	1.1	107,100	117,810
3	1.1	110,670	121,737
4	1.1	111,600	122,760
5	1.1	95,330	104,863

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Costos Asociados a Producción

Los costos operacionales que se presentan en el desarrollo de la producción de gas seco son: Renta de equipos, transporte, consumo energético y servicio técnico.

En la **Tabla 38** se especifican los costos asociados a la correcta producción del Pozo CDG-1 (aproximado anual). Los equipos necesarios para la producción del gas son principalmente un equipo de deshidratación, el cual cumple la función de extraer el agua del gas y el Compresor, el cual cumple la función de comprimir el gas para su transporte.

El servicio técnico hace referencia al personal necesario para la correcta operación del Pozo CDG-1. Además se contempla un promedio de consumo energético, el cual es imprescindible para la operación y a modo de contingencia, se considera como “Adicionales”, costos de operación como mantenimientos y cualquier eventualidad que se presente.

Tabla 38. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (USD)	USD
Costo Energético	Kw/h	1,166,400	0.053	61,819
Servicio técnico	UND	30	2,400	72,000
Equipo de Deshidratación	MMSCF	10,800	0.60	6,480
Compresión y Transporte	MMSCF	10,800	1.20	12,960
Adicionales	UND	N/A	38,000	38,000
			TOTAL (USD)	191,259

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Partiendo de los datos presentados que hacen referencia a los Costos del primer año, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el Escenario 1 en cada periodo, **ANEXO A - Cuadro 1.**, teniendo en cuenta que para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía y según la tasa de inflación con la que cerró el 2016, se hace una estimación de incremento anual del 5%. En la **Tabla 39**, se hace el cálculo de los Costos Operacionales totales para cada periodo.

Tabla 39. Total Costos Operacionales Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Costo extracción (USD)	Costos asociados (USD)	USD
1	118,800	2,405,635	2,524,435
2	117,810	3,918,526	4,036,336
3	121,737	6,382,866	6,504,603
4	122,760	10,397,016	10,519,776
5	104,863	16,935,644	17,040,507

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 2.** Para la estimación de los Costos Operacionales se debe estimar el Costo por Extracción asociado a la operación contemplando las siguientes condiciones: Caudal de producción constante 60 MMSCF/D, presión de fondo límite 1800 psi y 43 pies cañoneo desde el tope de la formación, ver **Tabla 40**.

Tabla 40. Costos de Extracción Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.

Periodo (10 años)	Lifting cost (USD/MMSCF)	Producción (MMSCF)	USD
1	1.1	213,660	213,661
2	1.1	139,930	153,924
3	1.1	105,570	116,127
4	1.1	87,220	95,942
5	1.1	53,950	59,345

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Costos Asociados a Producción

En la **Tabla 41**, se especifican los costos asociados a la correcta producción del Pozo CDG-1 (aproximado anual) del Escenario 2.

Tabla 41. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (USD)	USD
Costo Energético	Kw/h	1,166,400	0.053	61,819
Servicio técnico	UND	30	2,400	72,000
Equipo de Deshidratación	MMSCF	21,600	0.60	12,960
Compresión y Transporte	MMSCF	21,600	1.20	25,920
Adicionales	UND	N/A	38,000	38,000
			TOTAL (USD)	210,699

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Partiendo de los datos presentados que hacen referencia a los Costos del primer año, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el Escenario 2 en cada periodo, utilizando el mismo procedimiento del Escenario anterior, ver **ANEXO A – Cuadro 2.**, y teniendo en cuenta que para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de

incremento anual del 8%. En la **Tabla 42**, se hace el cálculo de los Costos Operacionales totales para cada periodo.

Tabla 42. Total Costos Operacionales Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Costo extracción (USD)	Costos asociados (USD)	USD
1	213,661	2,650,149	2,863,810
2	153,924	4,316,814	4,470,738
3	116,127	7,031,635	7,147,762
4	95,942	11,453,793	11,549,735
5	59,345	18,657,022	18,716,367

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 3.** Para la estimación de los Costos Operacionales se debe estimar el Costo de Extracción asociado a la operación contemplando las siguientes condiciones: Caudal de producción constante 90 MMSCF/D, presión de fondo límite 1800 psi y 43 pies cañoneo desde el tope de la formación, ver **Tabla 43**.

Tabla 43. Costos de Extracción Producción Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.

Periodo (10 años)	Lifting cost (USD/MMSCF)	Producción (MMSCF)	USD
1	1.1	247,730	272,503
2	1.1	127,310	140,041
3	1.1	101,830	112,013
4	1.1	83,650	92,015
5	1.1	39,020	42,922

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Costos Asociados a Producción

En la **Tabla 44**, se especifican los costos asociados a la correcta producción del Pozo CDG-1 (aproximado anual) del Escenario 3.

Tabla 44. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (USD)	USD
Costo Energético	Kw/h	1,166,400	0.053	61,819
Servicio técnico	UND	30	2,400	72,000
Equipo de Deshidratación	MMSCF	32,400	0.60	19,440
Compresión y Transporte	MMSCF	32,400	1.20	38,880
Adicionales	UND	N/A	38,000	38,000
			TOTAL (USD)	230,139

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Partiendo de los datos presentados que hacen referencia a los Costos del primer año, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el Escenario 3 en cada periodo, utilizando el mismo procedimiento del Escenario anterior, ver **ANEXO A – Cuadro 3.**, teniendo en cuenta que para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%. En la **Tabla 45**, se hace el cálculo de los Costos Operacionales totales para cada periodo.

Tabla 45. Total Costos Operacionales Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Costo extracción (USD)	Costos asociados (USD)	USD
1	272,503	2,894,664	3,167,167
2	140,041	4,715,102	4,855,143
3	112,013	7,680,404	7,792,417
4	92,015	12,510,569	12,602,584
5	42,922	20,378,399	20,421,321

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 4.** Para la estimación de los Costos Operacionales se debe estimar el Costos de Extracción asociado a la operación contemplando las siguientes condiciones: Caudal de producción constante 30 MMSCF/D, presión de fondo límite 1800 psi y 86.6 pies cañoneo desde el tope de la formación, ver **Tabla 46**.

Tabla 46. Costos de Extracción Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.

Periodo (10 años)	Lifting cost (USD/MMSCF)	Producción (MMSCF)	USD
1	1.1	108,000	118,800
2	1.1	107,100	117,810
3	1.1	110,670	121,737
4	1.1	111,600	122,760
5	1.1	106,630	117,293

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Costos Asociados a Producción

En la **Tabla 47**, se especifican los costos asociados a la correcta producción del Pozo CDG-1 (aproximado anual) del Escenario 4.

Tabla 47. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (USD)	USD
Costo Energético	Kw/h	1,166,400	0.053	61,819
Servicio técnico	UND	30	2,400	72,000
Equipo de Deshidratación	MMSCF	10,800	0.60	6,480
Compresión y Transporte	MMSCF	10,800	1.20	12,960
Adicionales	UND	N/A	38,000	38,000
			TOTAL (USD)	191,259

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Partiendo de los datos presentados que hacen referencia a los Costos del primer año, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el Escenario 4 en cada periodo, utilizando el mismo procedimiento el Escenario anterior, ver **ANEXO A – Cuadro 4.**, teniendo en cuenta que para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%. En la **Tabla 48**, se hace el cálculo de los Costos Operacionales totales para cada periodo.

Tabla 48. Total Costos Operacionales Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.

Periodos (10 años)	Costo extracción (USD)	Costos asociados (USD)	USD
1	118,800	2,405,635	2,524,435
2	117,810	3,918,526	4,036,336
3	121,737	6,382,866	6,504,603
4	122,760	10,397,016	10,519,776
5	117,293	16,935,644	17,052,937

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 5.** Para la estimación de los Costos Operacionales se debe estimar el Costo de Extracción asociado a la operación, contemplando las siguientes condiciones: Caudal de producción constante 30 MMSCF/D, presión de fondo límite 1800 psi y 129.9 pies cañoneo desde el tope de la formación, ver **Tabla 49**.

Tabla 49. Costo de Extracción Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.

Periodo (10 años)	Lifting cost (USD/MMSCF)	Producción (MMSCF)	USD
1	1.1	108,000	118,800
2	1.1	107,100	117,810
3	1.1	110,670	121,737
4	1.1	111,600	122,760
5	1.1	109,210	120,131

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Costos Asociados a Producción

En la **Tabla 50**, se especifican los costos asociados a la correcta producción del Pozo CDG-1 (aproximado anual) del Escenario 5.

Tabla 50. Costos Anuales Asociados a la Operación del Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.

Concepto	Unidad	Cantidad	Precio (USD)	USD
Costo Energético	Kw/h	1,166,400	0.053	61,819
Servicio técnico	UND	30	2,400	72,000
Equipo de Deshidratación	MMSCF	10,800	0.60	6,480
Compresión y Transporte	MMSCF	10,800	1.20	12,960
Adicionales	UND	N/A	38,000	38,000
			TOTAL (USD)	191,259

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Partiendo de los datos presentados que hacen referencia a los Costos del primer año, se procede a determinar el total de los Costos Operacionales para el Escenario 5 en cada periodo, utilizando el mismo procedimiento del Escenario anterior, ver **ANEXO A – Cuadro 5.**, teniendo en cuenta que para los costos asociados a la operación, por recomendación de la compañía, se hace una estimación de incremento anual del 8%. En la **Tabla 51**, se hace el cálculo de los Costos Operacionales totales para cada periodo.

Tabla 51. Total Costos Operacionales Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.

Periodos (10 años)	Costo extracción (USD)	Costos asociados (USD)	USD
1	118,800	2,405,635	2,524,435
2	117,810	3,918,526	4,036,336
3	121,737	6,382,866	6,504,603
4	122,760	10,397,016	10,519,776
5	120,131	16,935,644	17,055,775

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

4.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

En el desarrollo del proyecto se toman como referencia los precios de venta la CREG (Comisión Reguladora de Gas y Energía) y UPME (Unidad de Planeación Minero Energética), debido a que son las entidades que regulan los precios en Colombia, lo cual genera confiabilidad en cuanto a políticas y finanzas para el aporte del desarrollo del país. Teniendo en cuenta lo anterior y que el mercado correspondiente a la comercialización de combustibles fósiles ha sido sometido a variaciones importantes en sus precios, se toma como precio de venta constante para todos los periodos un valor de 3.8 USD por cada MMBTU³⁵.

Regalías

Las regalías son una contraprestación que se debe pagar al Estado por causa de la explotación de un recurso natural con características no renovables. Las regalías se subdividen en: directas, pagándose éstas a las entidades territoriales donde se hace la explotación del recurso natural, e indirectas, las cuales se destinan exclusivamente a proyectos regionales.³⁶ El pago de las regalía debe ser de acuerdo con el volumen de los hidrocarburos producidos, el cual es del 8%; logrando con este valor calcular el Volumen Neto que la compañía puede vender y así realizar la evaluación financiera del proyecto. Dentro de la Ley 756 de 2002 en el Artículo 16, están descritos los aspectos para el pago de las regalías.

- **Escenario 1.** Según lo anterior, en la **Tabla 52**, están definidos los Volúmenes Netos según los datos respectivos de producción para el Escenario 1.

³⁵ AHUMADA ROJAS, Ómar. Precios del Gas, al alza en los próximos años. 2017.

³⁶ DEPARTAMENTO DE PLANEACIÓN NACIONAL. Las regalías en Colombia – Una herramienta para el fortalecimiento del control social. Ed. Imprenta Nacional de Colombia. Bogotá D.D.: Imprenta nacional de Colombia, 2004. P.9.

Tabla 52. Producción Neta para Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción (MMSCF)	Regalías 8% (MMSCF)	Producción neta (MMSCF)
1	108,000	8,640	99,360
2	107,100	8,568	98,532
3	110,670	8,854	101,816
4	111,600	8,928	102,672
5	95,330	7,626	87,704

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Para el cálculo de los ingresos se debe tener en cuenta el poder calorífico del gas, el cual es 996.9 MMBTU por MMSCF. La **Tabla 53**, muestra el cálculo de los ingresos totales para el Escenario 1.

Tabla 53. Ingresos Totales para Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción neta (MMSCF)	Factor conversión (MMBTU/MMSCF)	Poder calorífico (MMBTU)	Precio de venta (USD/MMBTU)	USD
1	99,360	996.9	99,051,984	3.8	376,397,539
2	98,532	996.9	98,226,551	3.8	373,260,894
3	101,816	996.9	101,500,370	3.8	385,701,406
4	102,672	996.9	102,353,717	3.8	388,944,125
5	87,704	996.9	87,432,118	3.8	332,242,048

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 2.** A continuación, en la **Tabla 54**, están definidos los Volúmenes Netos según los datos respectivos de producción para el Escenario 2.

Tabla 54. Producción Neta para Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción (MMSCF)	Regalías 8% (MMSCF)	Producción neta (MMSCF)
1	213,660	17,093	196,567
2	139,930	11,194	128,736
3	105,570	8,446	97,124
4	87,220	6,978	80,242
5	53,950	4,316	49,634

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Para el cálculo de los ingresos se debe tener en cuenta el poder calorífico del gas, el cual es 996.9 MMBTU por MMSCF. La **Tabla 55**, muestra el cálculo de los ingresos totales para el Escenario 2.

Tabla 55. Ingresos Totales para Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción neta (MMSCF)	Factor conversión (MMBTU/MMSCF)	Poder calorífico (MMBTU)	Precio de venta (USD/MMBTU)	USD
1	196,567	996.9	195,898,672	3.8	744,414,854
2	128,736	996.9	128,336,918	3.8	487,680,288
3	97,124	996.9	96,822,916	3.8	367,927,081
4	80,242	996.9	79,993,250	3.8	303,974,350
5	49,634	996.9	49,480,135	3.8	188,024,513

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 3.** A continuación, en la **Tabla 56**, están definidos los Volúmenes Netos según los datos respectivos de producción para el Escenario 3.

Tabla 56. Producción Neta para Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción (MMSCF)	Regalías 8% (MMSCF)	Producción neta (MMSCF)
1	247,730	19,818	227,912
2	127,310	10,185	117,125
3	101,830	8,146	93,684
4	83,650	6,692	76,958
5	39,020	3,122	35,898

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Para el cálculo de los ingresos se debe tener en cuenta el poder calorífico del gas, el cual es 996.9 MMBTU por MMSCF. La **Tabla 57**, muestra el cálculo de los ingresos totales para el Escenario 3.

Tabla 57. Ingresos Totales para Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.

Periodos (10 años)	Producción neta (MMSCF)	Factor conversión (MMBTU/MMSCF)	Poder calorífico (MMBTU)	Precio de venta (USD/MMBTU)	USD
1	227,912	996.9	227,205,473	3.8	863,380,797
2	117,125	996.9	116,761,913	3.8	443,695,269
3	93,684	996.9	93,393,580	3.8	354,895,604
4	76,958	996.9	76,719,430	3.8	291,533,834
5	35,898	996.9	35,786,716	3.8	135,989,521

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 4.** A continuación, en la **Tabla 58**, están definidos los Volúmenes Netos según los datos respectivos de producción para el Escenario 4.

Tabla 58. Producción Neta para Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.

Periodos (10 años)	Producción (MMSCF)	Regalías 8% (MMSCF)	Producción neta (MMSCF)
1	108,000	8,640	99,360
2	107,100	8,568	98,532
3	110,670	8,854	101,816
4	111,600	8,928	102,672
5	106,630	8,530	98,100

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Para el cálculo de los ingresos se debe tener en cuenta el poder calorífico del gas, el cual es 996.9 MMBTU por MMSCF. La **Tabla 59**, muestra el cálculo de los ingresos totales para el Escenario 4.

Tabla 59. Ingresos Totales para Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.

Periodos (10 años)	Producción neta (MMSCF)	Factor conversión (MMBTU/MMSCF)	Poder calorífico (MMBTU)	Precio de venta (USD/MMBTU)	USD
1	99,360	996.9	99,051,984	3.8	376,397,539
2	98,532	996.9	98,226,551	3.8	373,260,894
3	101,816	996.9	101,500,370	3.8	385,701,406
4	102,672	996.9	102,353,717	3.8	388,944,125
5	98,100	996.9	97,795,890	3.8	371,624,382

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

- **Escenario 5.** A continuación, en la **Tabla 60**, están definidos los Volúmenes Netos según los datos respectivos de producción para el Escenario 5.

Tabla 60. Producción Neta para Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.

Periodos (10 años)	Producción (MMSCF)	Regalías 8% (MMSCF)	Producción neta (MMSCF)
1	108,000	8,640	99,360
2	107,100	8,568	98,532
3	110,670	8,854	101,816
4	111,600	8,928	102,672
5	109,210	8,737	100,473

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

Para el cálculo de los ingresos se debe tener en cuenta el poder calorífico del gas, el cual es 996.9 MMBTU por MMSCF. La **Tabla 61**, muestra el cálculo de los ingresos totales para el Escenario 5.

Tabla 61. Ingresos Totales para Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.

Periodos (10 años)	Producción neta (MMSCF)	Factor conversión (MMBTU/MMSCF)	Poder calorífico (MMBTU)	Precio de venta (USD/MMBTU)	USD
1	99,360	996.9	99,051,984	3.8	376,397,539
2	98,532	996.9	98,226,551	3.8	373,260,894
3	101,816	996.9	101,500,370	3.8	385,701,406
4	102,672	996.9	102,353,717	3.8	388,944,125
5	100,473	996.9	100,161,534	3.8	380,613,829

Fuente: Ecopetrol S.A. Marzo del 2017.

4.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

Para determinar cuál de los escenarios es el más viable en términos financieros y brindar la opción más adecuada a la compañía, se considera el indicador expuesto a continuación.

4.4.1 Valor Presente Neto (VPN). El Valor Presente Neto es un indicador financiero, que tiene como función cuantificar la viabilidad de un proyecto, para el caso de este proyecto cuantificar la viabilidad de cada escenario y brindar la mejor opción, para sugerirla como una recomendación a la compañía. La Ecuación 11, representa las variables involucradas para el cálculo del Valor Presente Neto.

Ecuación 11. Cálculo del Valor Presente Neto.

$$VPN = \sum -A + \left(\frac{F}{(1+i)^n} \right)$$

Fuente: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.7.

Donde:

VPN = Valor Presente Neto.

A = Inversión inicial.

F = Flujo de Caja Neto.

i = Tasa de Descuento. Tasa Interna de Oportunidad.

n = Número de periodos para la evaluación del proyecto.

La forma correcta de interpretar el Valor Presente Neto es la siguiente:

VPN > 0 El proyecto es atractivo para el inversionista.

VPN < 0 El proyecto no cumple con las expectativas del inversionista.

VPN = 0 El proyecto es indiferente financieramente para el inversionista.

4.4.2 Flujo de Caja Neto. El Flujo de Caja Neto se define analíticamente como la diferencia entre la sumatoria de los ingresos y la sumatoria de los egresos para cada periodo, de manera independiente.

Ecuación 12. Flujo de Caja Neto.

$$Fn = \sum Ingresos\ n - \sum Egresos\ n$$

Fuente: CATACORA, José. Valor Presente Neto, Finanzas para la Construcción. 2011. p.5.

Donde:

Fn = Flujo de Caja Neto por periodo.

Ingresos n = Ingresos Netos.

Egresos n = Egresos Netos.

4.4.3 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). La Tasa de Interés de Oportunidad hace referencia a la tasa de interés mínima a la que el inversor está dispuesto a ganar al invertir en un proyecto. Ésta también determina el Valor Presente Neto de

los flujos futuros del proyecto dando así la rentabilidad mínima que se le debe exigir a este para tomar la decisión de invertir o no.³⁷

Para efectos de cálculo del Valor Presente Neto (VPN) de cada escenario, se toma una Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) del 10% anual, la cual fue recomendada por parte del Director del proyecto.

Ya que el proyecto fue dividido en periodos de 10 años, se debe calcular la Tasa de Interés de Oportunidad a través de la Ecuación 13.

Ecuación 13. Cambio de Tasa Efectiva.

$$TE = (1 + i_E)^n - 1$$

Fuente: CATACORA, José. Tasas Efectivas. Finanzas para la Construcción. 2011.

Donde:

TE = Tasa Efectiva a hallar.

i_E = Interés Efectivo a convertir.

N = Número de Periodos.

Aplicando la ecuación anterior tenemos:

$$TE = (1 + 0.1)^{10} - 1$$

$$TE = 1.59 = 159\% (10Años)$$

4.4.4 Flujo de Caja. Es una representación gráfica que facilita la comprensión de los problemas; la cual en la línea horizontal está representado el tiempo, las flechas hacia arriba representan los ingresos y hacia abajo los egresos.³⁸

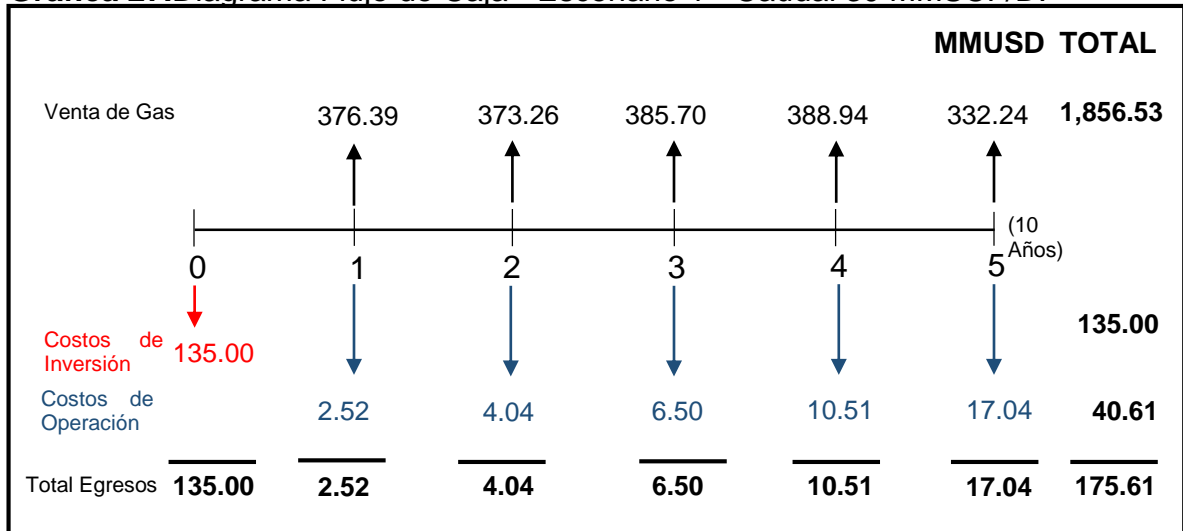
A continuación se realiza el Diagrama de Flujo de Caja y cálculo del Valor Presente Neto para cada uno de los escenarios propuestos anteriormente. Para efectos de cálculo se manejan los valores en MMUSD\$.

- **Escenario 1.** (Caudal 30 MMSCF/D), Se realiza el Flujo de caja respectivo, **Gráfica 27.**

³⁷ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C.: Fondo Educativo panamericano, 2000. p.197.

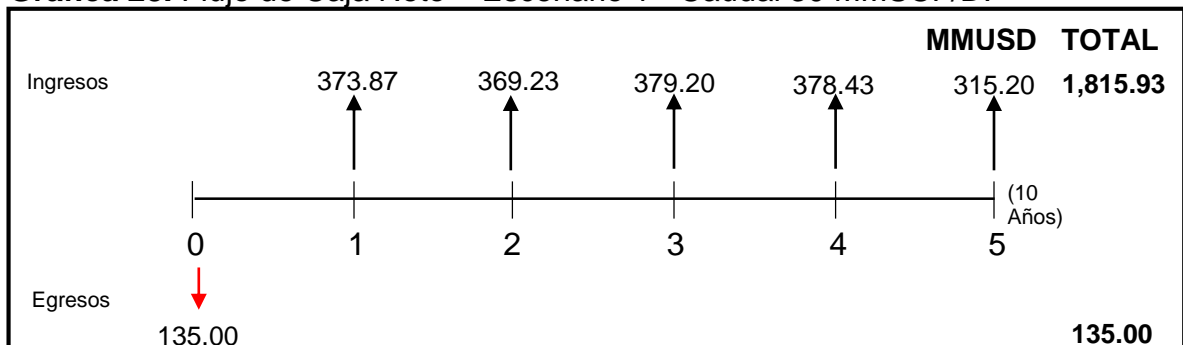
³⁸ BACA CURREA, Guillermo. Ingeniería económica. Bogotá D.C. Fondo Educativo Panamericano, 2000. p. 4.

Gráfica 27.Diagrama Flujo de Caja - Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.



Luego se realiza el Flujo de Caja Neto, representado en la **Gráfica 28**, y por último calcular el Valor Presente Neto con la **Ecuación 11**.

Gráfica 28. Flujo de Caja Neto – Escenario 1 - Caudal 30 MMSCF/D.



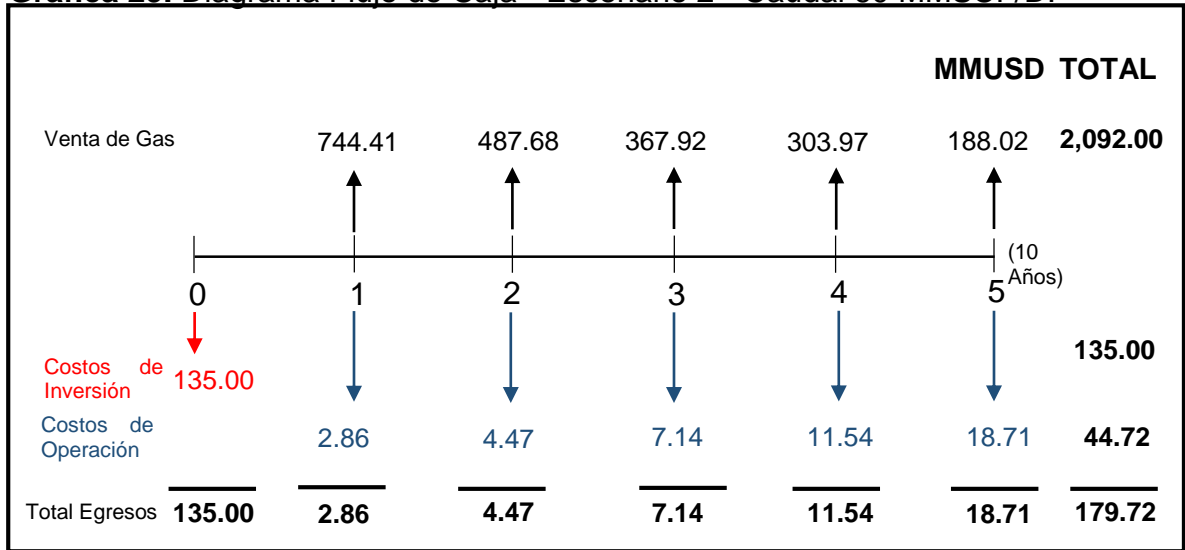
$$VPN(1.59) = -135,000,000 + \frac{373,873,104}{(1 + 1.59)^1} + \frac{369,224,558}{(1 + 1.59)^2} + \frac{379,196,803}{(1 + 1.59)^3} + \frac{378,424,349}{(1 + 1.59)^4} + \frac{315,201,541}{(1 + 1.59)^5}$$

$$VPN(1.59) = -135,000,000 + 144,352,549 + 55,041,600 + 21,825,558 + 8,409,690 + 2,704,515$$

$$VPN(1.59) = 97,333,912 \text{ USD}$$

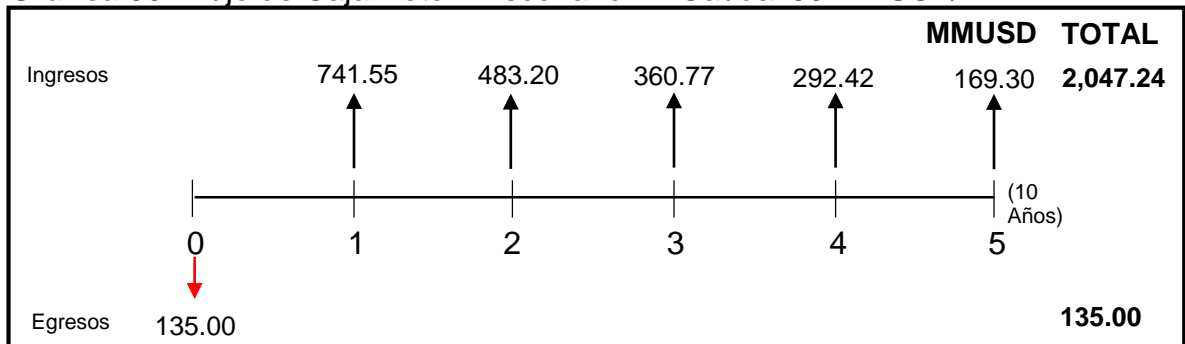
- **Escenario 2.** (Caudal 60 MMSCF/D), Se realiza el Flujo de caja respectivo, **Gráfica 29**.

Gráfica 29. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.



Luego se realiza el Flujo de Caja Neto, representado en la **Gráfica 30**, y por último calcular el Valor Presente Neto con la **Ecuación 11**.

Gráfica 30. Flujo de Caja Neto – Escenario 2 - Caudal 60 MMSCF/D.



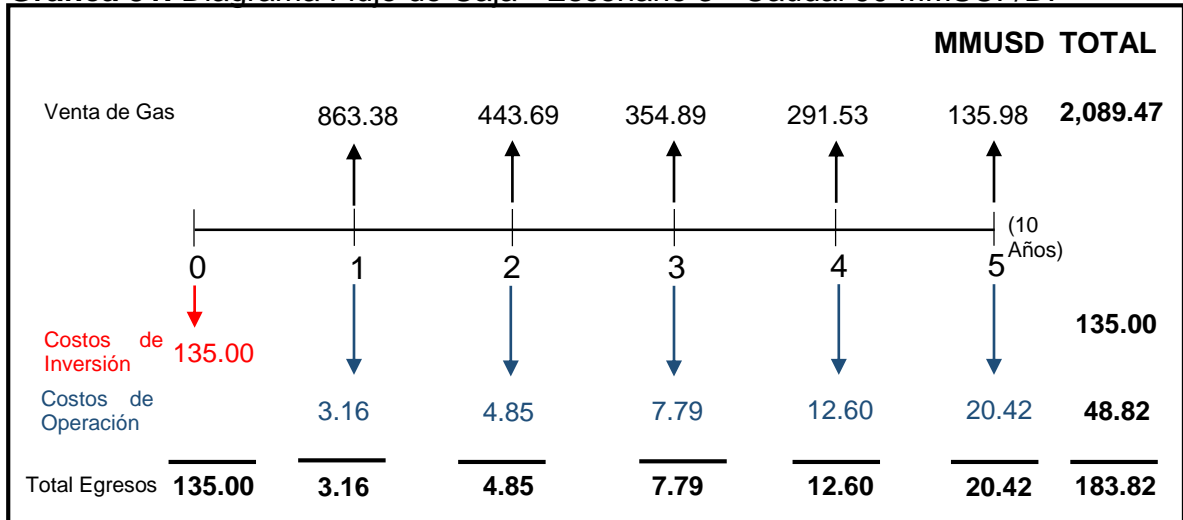
$$VPN(1.59) = -135,000,000 + \frac{741,551,044}{(1 + 1.59)^1} + \frac{483,209,550}{(1 + 1.59)^2} + \frac{360,779,319}{(1 + 1.59)^3} + \frac{292,424,615}{(1 + 1.59)^4} + \frac{169,308,146}{(1 + 1.59)^5}$$

$$VPN(1.59) = -135,000,000 + 286,313,144 + 72,033,742 + 20,765,497 + 6,498,526 + 1,452,710$$

$$VPN(1.59) = 252,063,619 \text{ USD}$$

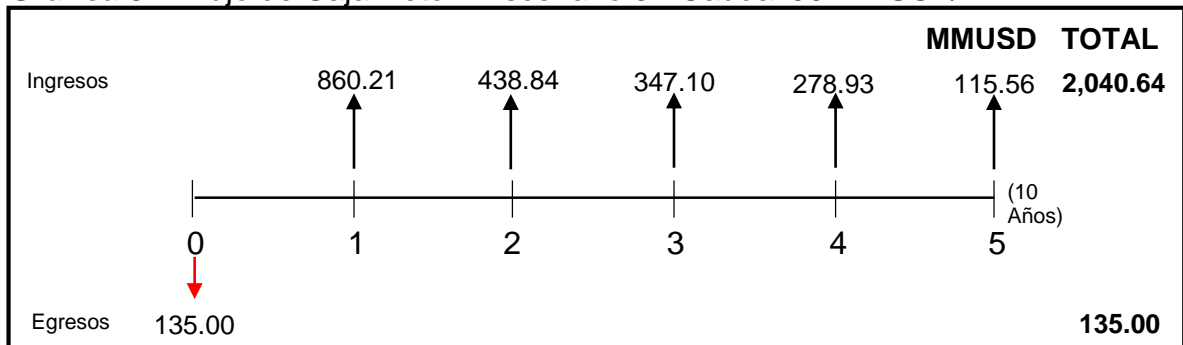
- **Escenario 3.** (Caudal 90 MMSCF/D), Se realiza el Flujo de caja respectivo, **Gráfica 31**.

Gráfica 31. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.



Luego se realiza el Flujo de Caja Neto, representado en la **Gráfica 32**, y por último calcular el Valor Presente Neto con la **Ecuación 11**.

Gráfica 32. Flujo de Caja Neto – Escenario 3 - Caudal 90 MMSCF/D.



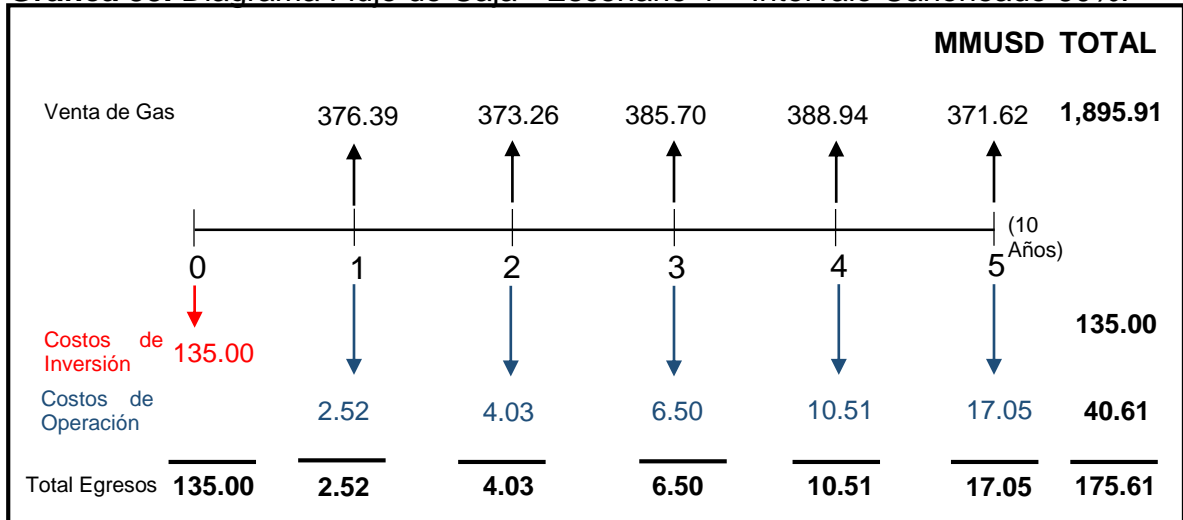
$$VPN(1.59) = -135,000,000 + \frac{860,213,630}{(1 + 1.59)^1} + \frac{438,840,126}{(1 + 1.59)^2} + \frac{347,103,187}{(1 + 1.59)^3} + \frac{278,931,250}{(1 + 1.59)^4} + \frac{115,568,200}{(1 + 1.59)^5}$$

$$VPN(1.59) = -135,000,000 + 332,128,814 + 65,419,437 + 19,978,335 + 6,198,664 + 991,606$$

$$VPN(1.59) = 289,716,856 \text{ USD}$$

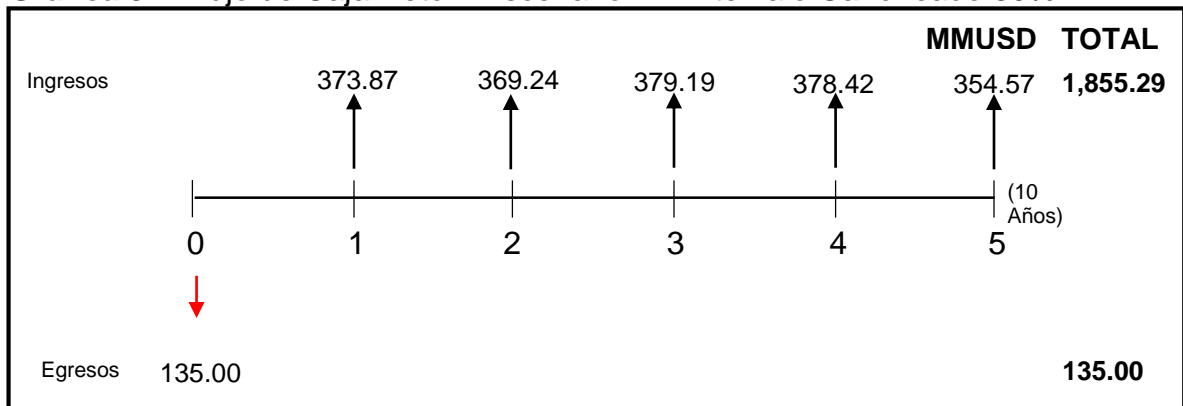
- **Escenario 4.** (Espesor cañoneado 86.6 ft), Se realiza el Flujo de caja respectivo, **Gráfica 33**.

Gráfica 33. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.



Luego se realiza el Flujo de Caja Neto, representado en la **Gráfica 34**, y por último calcular el Valor Presente Neto con la **Ecuación 11**.

Gráfica 34. Flujo de Caja Neto – Escenario 4 – Intervalo Cañoneado 60%.



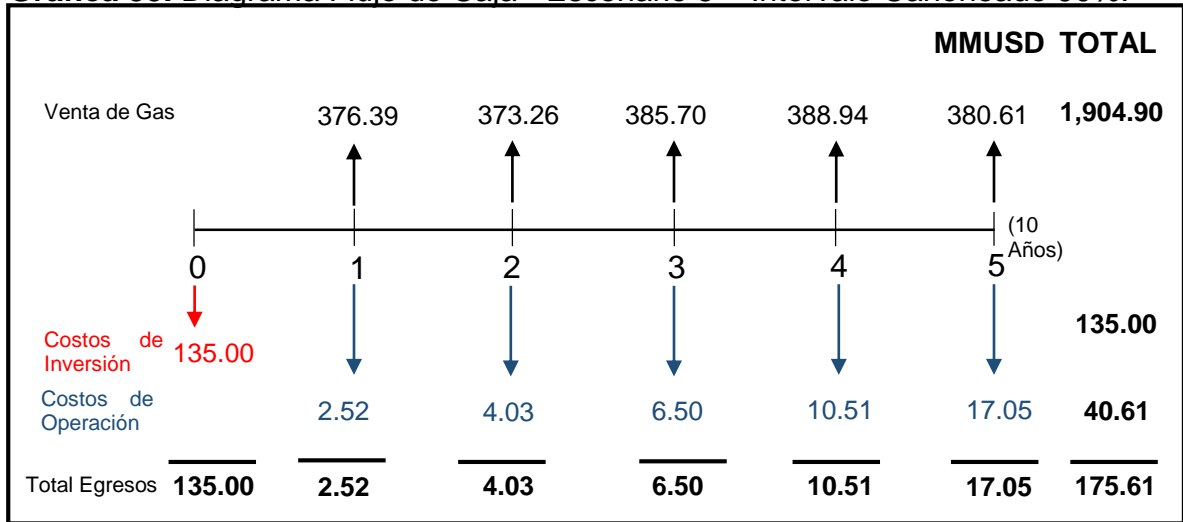
$$VPN(1.59) = -135,000,000 + \frac{373,873,104}{(1 + 1.59)^1} + \frac{369,224,558}{(1 + 1.59)^2} + \frac{379,196,803}{(1 + 1.59)^3} + \frac{378,424,349}{(1 + 1.59)^4} + \frac{354,571,445}{(1 + 1.59)^5}$$

$$VPN(1.59) = -135,000,000 + 144,352,549 + 55,041,600 + 21,825,558 + 8,409,690 + 3,042,320$$

$$VPN(1.59) = 97,671,717 \text{ USD}$$

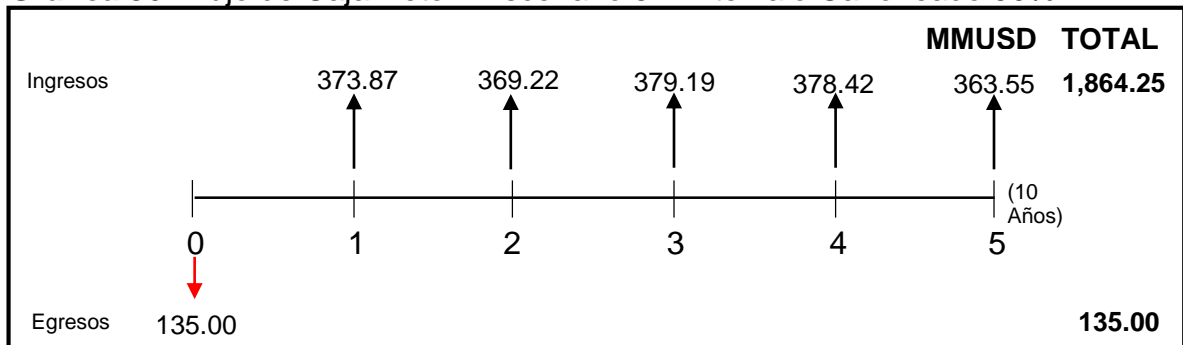
- **Escenario 5.** (Espesor cañoneado 129.9 ft), Se realiza el Flujo de caja respectivo, **Gráfica 35**.

Gráfica 35. Diagrama Flujo de Caja - Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.



Luego se realiza el Flujo de Caja Neto, representado en la **Gráfica 36**, y por último calcular el Valor Presente Neto con la **Ecuación 11**.

Gráfica 36. Flujo de Caja Neto – Escenario 5 – Intervalo Cañoneado 90%.



$$VPN(1.59) = -135,000,000 + \frac{373,873,104}{(1 + 1.59)^1} + \frac{369,224,558}{(1 + 1.59)^2} + \frac{379,196,803}{(1 + 1.59)^3} + \frac{378,424,349}{(1 + 1.59)^4} + \frac{363,558,054}{(1 + 1.59)^5}$$

$$VPN(1.59) = -135,000,000 + 144,352,549 + 55,041,600 + 21,825,558 + 8,409,690 + 3,119,427$$

$$VPN(1.59) = 97,748,824 \text{ USD}$$

A continuación, se muestra en la **Tabla 62**, los VPN obtenidos en cada escenario.

Tabla 62. Resultados obtenidos en la evaluación financiera.

Escenario	VPN
1. Caudal 30 MMSCF/D	97,333,912
2. Caudal 60 MMSCF/D	252,063,619
3. Caudal 90 MMSCF/D	289,716,856
4. Intervalo Cañoneado 60%	97,671,717
5. Intervalo Cañoneado 90%	97,748,824

De acuerdo a la evaluación financiera, se concluye que desde el punto de vista financiero la mejor opción para la Compañía es implementar una tasa de producción de 90 MMSCF/D, a una BHP límite de 1800 psi y cañonear 43 ft desde el tope de la formación, porque le representa una mayor ganancia extraordinaria adicional a la TIO, frente a los escenarios de producir a una tasa de 30 y 60 MMSCF/D, y/o cañonear un intervalo de 60% y 90% del espesor de la arena de interés, originado en mayores volúmenes de producción durante los primeros 10 años.

5. CONCLUSIONES

- La resolución de problemas inversos representa una buena alternativa para verificar la confiabilidad de respuesta de los Modelos Numéricos de Yacimiento.
- El análisis de Balance de Materia para un Yacimiento de Gas Seco (Método P/Z) fue de 911 GSCF y permite estimar un Gas Original acorde con el Modelo Numérico inicial que fue 932 GSCF, ya que el error es de 2.2% la diferencia es mínima y da un buen ajuste al modelo inicial.
- El caudal de gas simulado de 30 MMSCF/D ajusta con el caudal estimado a partir de la Ley de Darcy (flujo radial horizontal – una sola fase) que fue de 29.4 MMSCF/D.
- La interpretación de pruebas de presión permitió estimar permeabilidad, la cual dio un valor de 99 mD y distancia a límites de no flujo (1290 ft, 1690 ft, 2098ft) según cada caso, los cuales coinciden con los parámetros de entrada al Modelo de Simulación.
- El factor de daño interpretado de pruebas de presión no pudo ser ajustado con el factor de daño definido en Modelo de Simulación (valor de entrada), ya que los casos de *Skin* 5, 0 y -5 interpretados en las pruebas de presión, el valor de *Skin* fue de -6 en los tres casos.
- La conificación de agua es función directa del caudal, de la distancia completada hasta el contacto y del drawdown. Una adecuada estrategia de completamiento retarda la irrupción de agua y maximiza el factor de recobro.
- En arenas intercaladas (con sellos en la vertical) se presenta un mejor barrido areal de gas en comparación a un yacimiento de arenas masivas, lo que permite realizar un mejor plan de desarrollo al yacimiento.
- Por medio del análisis del comportamiento de presión luego de la prueba inicial (7 días de flujo) se puede predecir el tamaño aproximado de la acumulación de gas existente.
- La evaluación financiera demostró que la opción más beneficiosa para la compañía es la de producir el Pozo a una tasa de 90 MMSCF/D, manejando una BHP límite de 1800 psi y cañonear 43 ft desde el tope de la formación alejándose lo más posible del contacto (Escenario 3), ya que el indicador utilizado Valor Presente Neto dio un valor de 385.87 MMUSD, siendo mayor que los demás escenarios propuestos.

6. RECOMENDACIONES

- Evaluar como la variable *Skin*, para futuros proyectos, es tomada en cuenta en el simulador al momento de realizar predicciones en la producción de un pozo.
- Analizar distancia a límites por medio del software Pansystem, teniendo en cuenta la geometría de la malla, ya que ésta puede alterar la interpretación de los resultados.
- Completar el pozo lo más lejano posible al contacto agua-gas, para evitar al máximo la irrupción temprana de agua al pozo.
- Manejar tasas de producción moderadas, cuando se necesita retardar al máximo el efecto de conificación, ya que al producir a altas tasas se genera un mayor *drawdown* en la cara del pozo, acelerando este efecto.
- Realizar pruebas iniciales de producción para tener una idea aproximada del tamaño de la acumulación y entender a qué se está enfrentando la compañía.
- Desarrollar los pozos lo más lejos posible del contacto para aprovechar mejor el barrido por parte del agua en yacimientos con arenas intercaladas.
- Realizar pruebas de presión periódicamente, una vez se inicie la producción del pozo, para confirmar la presencia de límites en el yacimiento y poder realizar un mejor plan de desarrollo para este, al actualizar el modelo de simulación y el balance de materia.
- Manejar bajos *drawdown* para evitar el efecto de cono ya que entre mayor *drawdown* genera mayor movimiento del agua en la vertical para arenas masivas con buena permeabilidad.
- Simular la producción del yacimiento con más pozos a diferentes distancias del pozo CDG-1 para visualizar el comportamiento del yacimiento, sensibilizando algunas de las variables trabajadas en este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA

AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. Guajira-Ronda Colombia. 2010. [En línea]. [15 de septiembre de 2016]. Disponible en: ([http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Guajira%20\(pdf\)-Ronda%20Colombia%202010.pdf](http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y-Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Guajira%20(pdf)-Ronda%20Colombia%202010.pdf))

AUTORIDAD DE LICENCIAS AMBIENTALES – ANLA. Resolución 0262. [En línea]. Consultado en: [http://www.anla.gov.co/sites/default/files/16415_res_0262_100315.pdf]. p 19.

BARANDIARAN CARRILLO, Lucio. Descripción del Reservorio. 2006. Capitulo II. p 3 SCHLUMBERGER. Oilfield Glossary en Español. Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/r/relative_permeability.aspx]

Características que diferencian a las rocas [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en: [<https://es.scribd.com/doc/57471995/CARACTERISTICAS-QUE-DIFERENCIAN-A-LAS-ROCAS>]

Colegio de geólogos de Costa Rica [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [<https://www.geologos.or.cr/la-mujer-virtuosa/>]

D. Barrero, G. Botero Arango, H. Duque Caro, R. Hoffstetter, J. Navas G., J. de Porta, R.K. Robbins, B. Taborda Arango, N. Téllez, I. Zamarreño de Julivert. Amerique Latine Colombie: Précambrien, Paléozoïque, Mésozoïque, et intrusions d'âge mésozoïque – tertiaire. Centre National de la Recherche Scientifique. Paris, Francia. 1968. p 88 - 90

Definición ABD [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en: [<http://www.definicionabc.com/geografia/acuifero.php>]

Diccionario de la lengua española [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en: [<http://dle.rae.es/?id=3SxkZ23>]

Diccionario Geológico. Formación [en línea]. 2017. [Citado 30 de marzo de 2017]. Disponible en: [<http://www.estrucplan.com.ar/Producciones/entrega.asp?IdEntrega=1664>]

ECOPETROL S.A. Primer hallazgo de hidrocarburos en aguas profundas del Caribe Colombiano.[En línea]. Consultado en: [<http://www.ecopetrol.com.co/wps/portal/es/ecopetrol-web/nuestra-empresa/sala-de-prensa/boletines-de-prensa/Boletines-2014/contenido/Ecopetrol+anuncia+primer+hallazgo+en+aguas+profundas+del+Caribe+colombiano>]. Marzo 16 del 2015.

ECOPETROL S.A. Informe Geológico de la Subcuenca de la Baja Guajira. 2010

Ecured [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en: [https://www.ecured.cu/Caliza]

GARCÍA GONZÁLES, Mario. CRUZ GUEVARA, Luis E. MIER UMAÑA, Ricardo. VÁSQUEZ PINTO, Mauricio. JIMÉNEZ JÁCOME, Miguel. MORENO CASTELLANOS, Mario. Evolución Térmica de la Subcuenca de la Baja Guajira. Informe Final ANH. Bogotá. 2008

Generación de hidrocarburos [Pdf] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en:

[http://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/explotacionELIA/zonadesplegar/Clases/Clase%208%20Genesis%20de%20los%20hidrocarburos.pdf]

Geología Venezolana [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en:[http://geologiavenezolana.blogspot.com.co/2010/11/ambientes-sedimentarios.html]

Glosario Geología [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/rumbo-direccion]

Glosario geografía general [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: http://glosarios.servidor-alicante.com/geografia-general/llanura-aluvial]

Glosario minería [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://glosarios.servidor-alicante.com/mineria/roca-reservorio]

Glosario minería [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://glosarios.servidor-alicante.com/mineria/falla-de-cabalgamiento]

HIRSCHFELT, Marcelo. RUIZ, Rodrigo. Conceptos de Well Performance. Septiembre, 2008. Disponible en: [http://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf]

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACION. Trabajos escritos: presentación y referencias bibliográficas. NTC 1486 documentación, presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Sexta actualización, 2008.

_____. Referencias Bibliográficas, contenido, forma y escritura. NTC 5613. Bogotá: ICONTEC, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de información electrónicas. NTC 4490. Bogotá: ICONTEC, 1998.

Naturaleza de Aragón [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://www.naturalezadearagon.com/fauna/moluscog.php]

Red sísmológica nacional [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017] Disponible en: [http://rsn.ucr.ac.cr/index.php/faq/geologia/244-que-es-una-falla]

Sistema de Información Ambiental Territorial de la Amazonia Colombiana [En línea] 2017 [Citado 20 de marzo de 2017] Disponible en:

[http://siatac.co/web/guest/productos/coberturasdelatierra/fichasdepatrones?p_p_id=54_INSTANCE_K1kl&p_p_lifecycle=0&p_p_state=normal&p_p_mode=view&p_p_col_id=column-2&p_p_col_pos=1&p_p_col_count=2&_54_INSTANCE_K1kl_struts_action=%2Fwiki_display%2Fview&_54_INSTANCE_K1kl_nodeName=Fichas+de+Patrones&_54_INSTANCE_K1kl_title=Afloramientos+rocosos]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/a/anticline.aspx>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/clay.aspx>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/sandstone.aspx>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/b/biostratigraphy.aspx>]

Petroblogger [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017] Disponible en:
[<http://www.ingenieriadepetroleo.com/conificacion-y-canalizacion-del-agua-en/>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/c/conformable.aspx>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/w/water_coning.aspx]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/stress.aspx>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://glosarios.servidor-alicante.com/geologia/estratificacion-cruzada>]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017]
Disponible en: [http://www.glossary.oilfield.slb.com/Terms/s/source_rock.aspx]

Shlumberger Oilfield Glossary [En línea] 2017 [Citado 30 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/transpression.aspx>]

Tipos de unidades estratigráficas [Pdf] 2017 [Citado 29 de marzo de 2017]
Disponible en: [<http://www.geologia.uson.mx/academicos/monreal/cursoestratigrafia/1.3Estrat-ContactyUnid.pdf>]

TORRES, Diego Fernando. BETTIN, Juan Miguel. Cuenca de la Guajira. Universidad Surcolombiana. Disponible en:
[<https://es.scribd.com/doc/90725001/Presentacion-Cuenca-de-la-Guajira>]

VARGAS, Carlos A. MONTES, Luis A. ORTEGA, Carlos. Geología Estructural y Estratigrafía del área Majayura (Guajira). Revista de la Academia Colombiana de Ciencia Exactas, Físicas y Naturales. Bogotá. 2012. Vol. 36.

ANEXOS

ANEXO A

CALCULOS PARA EXTRAER LOS COSTOS OPERACIONALES POR PERIODO

Cuadro 1. Costos Operacionales Escenario 1.

Periodo	Años	Costos Operacionales (USD)	Costos Operacionales por Periodo (USD)
1	1	191,259	2,405,635
	2	200,822	
	3	210,863	
	4	221,406	
	5	232,477	
	6	244,100	
	7	256,305	
	8	269,121	
	9	282,577	
	10	296,705	
2	11	311,541	3,918,526
	12	327,118	
	13	343,474	
	14	360,647	
	15	378,680	
	16	397,614	
	17	417,494	
	18	438,369	
	19	460,288	
	20	483,302	
3	21	507,467	6,382,866
	22	532,840	
	23	559,482	
	24	587,457	
	25	616,829	
	26	647,671	
	27	680,054	
	28	714,057	
	29	749,760	
	30	787,248	
4	31	826,610	10,397,016
	32	867,941	
	33	911,338	
	34	956,905	
	35	1,004,750	

	36	1,054,988	
	37	1,107,737	
	38	1,163,124	
	39	1,221,280	
	40	1,282,344	
5	41	1,346,461	16,935,644
	42	1,413,784	
	43	1,484,473	
	44	1,558,697	
	45	1,636,632	
	46	1,718,464	
	47	1,804,387	
	48	1,894,606	
	49	1,989,336	
	50	2,088,803	

Cuadro 2. Costos Operacionales Escenario 2.

Periodo	Años	Costos Operacionales (USD)	Costos Operacionales por Periodo (USD)
1	1	210,699	2,650,149
	2	221,234	
	3	232,296	
	4	243,910	
	5	256,106	
	6	268,911	
	7	282,357	
	8	296,475	
	9	311,298	
	10	326,863	
2	11	343,206	4,316,814
	12	360,367	
	13	378,385	
	14	397,304	
	15	417,170	
	16	438,028	
	17	459,929	
	18	482,926	
	19	507,072	
	20	532,426	
3	21	559,047	7,031,635
	22	587,000	

	23	616,350	
	24	647,167	
	25	679,525	
	26	713,502	
	27	749,177	
	28	786,636	
	29	825,967	
	30	867,266	
4	31	910,629	11,453,793
	32	956,160	
	33	1,003,968	
	34	1,054,167	
	35	1,106,875	
	36	1,162,219	
	37	1,220,330	
	38	1,281,346	
	39	1,345,414	
	40	1,412,684	
5	41	1,483,319	18,657,022
	42	1,557,485	
	43	1,635,359	
	44	1,717,127	
	45	1,802,983	
	46	1,893,132	
	47	1,987,789	
	48	2,087,178	
	49	2,191,537	
	50	2,301,114	

Cuadro 3. Costos Operacionales Escenario 3.

Periodo	Años	Costos Operacionales (USD)	Costos Operacionales por Periodo (USD)
1	1	230,139	2,894,664
	2	241,646	
	3	253,728	
	4	266,415	
	5	279,735	
	6	293,722	
	7	308,408	
	8	323,829	
	9	340,020	
	10	357,021	

2	11	374,872	4,715,102
	12	393,616	
	13	413,297	
	14	433,961	
	15	455,659	
	16	478,442	
	17	502,365	
	18	527,483	
	19	553,857	
	20	581,550	
3	21	610,627	7,680,404
	22	641,159	
	23	673,217	
	24	706,877	
	25	742,221	
	26	779,332	
	27	818,299	
	28	859,214	
	29	902,175	
	30	947,283	
4	31	994,647	12,510,569
	32	1,044,380	
	33	1,096,599	
	34	1,151,429	
	35	1,209,000	
	36	1,269,450	
	37	1,332,923	
	38	1,399,569	
	39	1,469,547	
	40	1,543,025	
5	41	1,620,176	20,378,399
	42	1,701,185	
	43	1,786,244	
	44	1,875,556	
	45	1,969,334	
	46	2,067,801	
	47	2,171,191	
	48	2,279,750	
	49	2,393,738	
	50	2,513,425	

Cuadro 4. Costos Operacionales Escenario 4.


Periodo	Años	Costos Operacionales (USD)	Costos Operacionales por Periodo (USD)
1	1	191,259	2,405,635
	2	200,822	
	3	210,863	
	4	221,406	
	5	232,477	
	6	244,100	
	7	256,305	
	8	269,121	
	9	282,577	
	10	296,705	
2	11	311,541	3,918,526
	12	327,118	
	13	343,474	
	14	360,647	
	15	378,680	
	16	397,614	
	17	417,494	
	18	438,369	
	19	460,288	
	20	483,302	
3	21	507,467	6,382,866
	22	532,840	
	23	559,482	
	24	587,457	
	25	616,829	
	26	647,671	
	27	680,054	
	28	714,057	
	29	749,760	
	30	787,248	
4	31	826,610	10,397,016
	32	867,941	
	33	911,338	
	34	956,905	
	35	1,004,750	
	36	1,054,988	
	37	1,107,737	

	38	1,163,124	16,935,644
	39	1,221,280	
	40	1,282,344	
5	41	1,346,461	
	42	1,413,784	
	43	1,484,473	
	44	1,558,697	
	45	1,636,632	
	46	1,718,464	
	47	1,804,387	
	48	1,894,606	
	49	1,989,336	
	50	2,088,803	

Cuadro 5. Costos Operacionales Escenario 5.

Periodo	Años	Costos Operacionales (USD)	Costos Operacionales por Periodo (USD)
1	1	191,259	2,405,635
	2	200,822	
	3	210,863	
	4	221,406	
	5	232,477	
	6	244,100	
	7	256,305	
	8	269,121	
	9	282,577	
	10	296,705	
2	11	311,541	3,918,526
	12	327,118	
	13	343,474	
	14	360,647	
	15	378,680	
	16	397,614	
	17	417,494	
	18	438,369	
	19	460,288	
	20	483,302	
3	21	507,467	6,382,866
	22	532,840	
	23	559,482	

	24	587,457	
	25	616,829	
	26	647,671	
	27	680,054	
	28	714,057	
	29	749,760	
	30	787,248	
4	31	826,610	10,397,016
	32	867,941	
	33	911,338	
	34	956,905	
	35	1,004,750	
	36	1,054,988	
	37	1,107,737	
	38	1,163,124	
	39	1,221,280	
	40	1,282,344	
	5	41	
42		1,413,784	
43		1,484,473	
44		1,558,697	
45		1,636,632	
46		1,718,464	
47		1,804,387	
48		1,894,606	
49		1,989,336	
50		2,088,803	


 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES


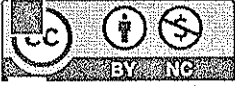

Nosotros **Camilo Giraldo Jaramillo** y **Daniela Rodríguez García**, en calidad de titulares de la obra **Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el Caribe Colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos**, elaborada en el año **2016**, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).

Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

- La autorización es de carácter no exclusiva y limitada, esto implica que la licencia tiene una vigencia, que no es perpetua y que el autor puede publicar o difundir su obra en cualquier otro medio, así como llevar a cabo cualquier tipo de acción sobre el documento.
- La autorización tendrá una vigencia de cinco años a partir del momento de la inclusión de la obra en el repositorio, prorrogable indefinidamente por el tiempo de duración de los derechos patrimoniales del autor y podrá darse por terminada una vez el autor lo manifieste por escrito a la institución, con la salvedad de que la obra es difundida globalmente y cosechada por diferentes buscadores y/o repositorios en Internet, lo que no garantiza que la obra pueda ser retirada de manera inmediata de otros sistemas de información en los que se haya indexado, diferentes al Repositorio Digital Institucional – Lumieres de la Fundación Universidad América.
- La autorización de publicación comprende el formato original de la obra y todos los demás que se requiera, para su publicación en el repositorio. Igualmente, la autorización permite a la institución el cambio de soporte de la obra con fines de preservación (impreso, electrónico, digital, Internet, intranet, o cualquier otro formato conocido o por conocer).
- La autorización es gratuita y se renuncia a recibir cualquier remuneración por los usos de la obra, de acuerdo con la licencia establecida en esta autorización.
- Al firmar esta autorización, se manifiesta que la obra es original y no existe en ella ninguna violación a los derechos de autor de terceros. En caso de que el trabajo haya sido financiado por terceros, el o los autores asumen la responsabilidad del cumplimiento de los acuerdos establecidos sobre los derechos patrimoniales de la obra.
- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

 Fundación Universidad de América	FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA	Código:
	PROCESO: GESTIÓN DE BIBLIOTECA	Versión 0
	Autorización para Publicación en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres	Julio - 2016

Conforme a las condiciones anteriormente expuestas, como autores establecemos las siguientes condiciones de uso de nuestra obra de acuerdo con la **licencia Creative Commons** que se señala a continuación:

	Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.
	Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.
	Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

Licencias completas: http://co.creativecommons.org/?page_id=13

Siempre y cuando se haga alusión de alguna parte o nota del trabajo, se debe tener en cuenta la correspondiente citación bibliográfica para darle crédito al trabajo y a sus autores.

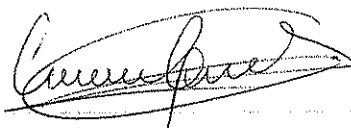
De igual forma como autores autorizamos la consulta de los medios físicos del presente trabajo de grado así:

AUTORIZO (AUTORIZAMOS)	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	X	
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	X	

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaremos, en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
		X

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C, a los 04 días del mes de agosto del año 2017.

LOS AUTORES:

Autor 1	
Nombres	Apellidos
Camilo	Giraldo Jaramillo
Documento de identificación No	Firma
1026289507	

Autor 2	
Nombres	Apellidos
Daniela	Rodríguez García
Documento de identificación No	Firma
1020798040	