

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**ALTERNATIVAS PARA DIAGNOSTICAR LA
PROBLEMÁTICA DEL ANILLO DE CONDENSADO
EN POZOS VERTICALES PRODUCTORES DE GAS
PARA CAMPOS MADUROS**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guillermo A., Hernández Z.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ALTERNATIVAS PARA DIAGNOSTICAR LA PROBLEMÁTICA DEL ANILLO DE CONDENSADO EN POZOS VERTICALES PRODUCTORES DE GAS PARA CAMPOS MADUROS

Tutor Académico: Ing. Prof. (a). Lisbeth Miranda

Tutor Industrial: Ph.D. Diego Sánchez

Co-tutor industrial: Ing/ MSc. Yozet Barreto

Co-tutor industrial: Ing. Martin Bastidas

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Guillermo A., Hernández Z.
Para optar al título de
Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2017

Caracas, junio, 2017

Los abajo firmantes, miembros del jurado designado por el Consejo de Escuela de Ingeniería de Petróleo, para evaluar el Trabajo Especial de Grado presentado por el Bachiller Hernández Z., Guillermo A., titulado:

“ALTERNATIVAS PARA DIAGNOSTICAR LA PROBLEMÁTICA DEL ANILLO DE CONDENSADO EN POZOS VERTICALES PRODUCTORES DE GAS PARA CAMPOS MADUROS”

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

Prof/Ing. Diego Manfre
Jurado

Prof/Ing. Sandro Gasbarris
Jurado

Prof/Ing. Lisbeth Miranda
Tutor Académico

DEDICATORIA

A Dios todo poderoso que me ha dado la oportunidad de tener salud y fuerza suficiente para luchar por mis sueños, y enseñarme lecciones de vida con cada uno de los obstáculos.

A mis padres Rosa G. Zamora de H. y Jesús A. Hernández M. por haberme traído a este mundo y darme la oportunidad de seguir mi camino con su apoyo, conocimientos, paciencia, amor, valores y esperanza.

A mi tío Guillermo J. Hernández M. por creer siempre en mí, ser un segundo padre y estar siempre disponible para mí.

A mis hermanos Jesús A., Víctor A., Trina B., Rosa I., María E., Moraima A. y Jacqueline V., por apoyarme en mis estudios y estar siempre conmigo en las buenas y malas.

A todos mis amigos y compañeros de vida que han aportado su grano de arena para hacer esto posible.

A María de los Ángeles Tapia Perdomo por ser la mujer de mi vida y tomarse la molestia de brindarme su amor, conocimientos, humildad, paciencia y esperanzas de obtener un resultado positivo.

AGRADECIMIENTOS

A Dios por guiarme siempre al camino correcto.

A mi grandiosa Universidad Central de Venezuela, por darme la oportunidad de estar bajo las Nubes de Calder con un título de Ingeniero de Petróleo.

A PDVSA INTEVEP, por abrirme sus puertas y brindarme la gran oportunidad de crecer profesionalmente.

A mis padres y familiares que con sus valores, esfuerzos y conocimientos me han guiado a ser la persona que hoy en día soy.

A mis amigos de toda la vida y a los conocidos, por haberme dado su amistad y apoyo en los momentos que más los necesitaba.

A mi tutora Académico, Lisbeth Miranda, quien además de haber sido mi profesora en la carrera, es una amiga quien acepto ayudarme a enfrentar este reto en mi vida.

A María de los A. Tapia P., quien con sus valores, conocimientos, profesionalismo y amor se unió incondicionalmente a mis metas y sueños.

Hernández Z., Guillermo A.

ALTERNATIVAS PARA DIAGNOSTICAR LA PROBLEMÁTICA DEL ANILLO DE CONDENSADO EN POZOS VERTICALES PRODUCTORES DE GAS PARA CAMPOS MADUROS

Tutor Académico: Prof. Ing. Lisbeth Miranda. Tutor Industrial: Ph.D. Diego Sánchez. Co-tutor industrial: Ing/ MSc. Yozet Barreto y Ing. Martín Bastidas.

Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2017, 154 P.

Palabras Claves: Yacimientos de gas, gas condensado, condensación retrógrada, análisis de presión, análisis de tasas de producción.

Resumen: El complejo comportamiento de los yacimientos de gas condensado es causado por la condensación retrógrada al caer la presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío, en donde los componentes pesados del gas se condensan y se acumulan en las cercanías de los pozos de producción. Sin embargo, el diagnóstico por pruebas de presión es el más implementado en campo, existiendo problemas de integridad mecánica del pozo, y el mismo no puede ser aplicado por lo que es necesaria una búsqueda de alternativas de diagnóstico para esta problemática común en los yacimientos de gas condensado. Basado en la presión de fondo fluyente del pozo, se dispone de 2 alternativas que son: análisis de presión y análisis de presiones transientes en superficie. Considerando la tasa de producción del pozo, se dispone de 2 alternativas que son: Análisis de la relación condensado/gas y los medidores de flujos multifásico. Tomando las fuerzas capilares de fluidos del yacimiento en el separador, se dispone de una metodología denominada: cálculo del número capilar, y también puede realizarse un análisis considerando la permeabilidad del yacimiento para así determinar la relación de permeabilidades relativas en el yacimiento. Por otra parte, el análisis de tasas de producción cumple con los objetivos planteados, por lo que, se validará dicha alternativa con una herramienta computacional (Eclipse 300) para finalmente se aplicará en pozos de un campo maduro de gas condensado en Venezuela.

ÍNDICE

Dedicatoria.....	IV
Agradecimientos.....	V
Resumen.....	VI
Lista de Figuras.....	X
Lista de Tablas.....	XIII
Lista de Ecuaciones.....	XIV
Introducción.....	2

1.CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 Planteamiento del problema.....	4
1.2 Formulación del problema.....	5
1.3 Objetivos	
1.3.1 Objetivo General.....	5
1.3.2 Objetivos Específicos.....	5
1.4 Justificación.....	6
1.5 Alcance.....	7
1.6 Limitaciones.....	7

2. CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Bases teóricas.....	8
2.1.1 Campos de hidrocarburos.....	8
2.1.2 Presión de rocío retrógrada.....	10
2.1.3 Condensación retrógrada.....	11
2.1.4 Proceso de condensación y vaporización.....	11
2.1.5 Yacimiento de gas condensado.....	12
2.1.6 Clasificación de los yacimientos de gas condensado.....	13
2.1.6.1 Yacimientos con condensación retrógrada.....	13
2.1.6.1.1 Yacimiento de gas condensado pobre.....	13

2.1.6.1.2 Yacimiento de gas condensado rico.....	14
2.1.6.2 Yacimiento sin condensación retrógrada.....	15
2.1.7 Problemas en la explotación de yacimientos de gas condensado.....	15
2.1.7.1 Acumulación de líquido en los pozos.....	15
2.1.7.2 Acumulación de líquido en la formación.....	16
2.1.7.2.1 En zonas cercanas al pozo de producción.....	16
2.1.7.2.1.1 Desarrollo del Anillo de condensado.....	18
Saturación crítica de condensado.....	19
Permeabilidades relativas en yaci. de gas condensado.....	20
a) Despojamiento capilar.....	20
b) Resistencia Inercial.....	21
c) Efecto combinado.....	22
2.1.7.2.2 En todo el yacimiento.....	22
2.1.7.3 Dispersión del gas condensado en zonas invadidas por agua.....	22
2.1.7.4 Irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción.....	23
2.1.8 Diagnóstico del anillo de condensado.....	23
2.1.8.1 Diagnóstico Basado en la tasa de Producción.....	25
2.1.8.1.1 Análisis de tasas de producción.....	26
2.1.8.1.1.1 Suposiciones.....	26
2.1.8.1.1.2 Desventajas.....	27
2.1.8.1.1.3 Metodología de aplicación.....	27
2.1.8.1.1.4 Resultados obtenidos del análisis de tasas de prod.....	28
2.1.8.1.2 Medidores de flujo multifásico.....	29
2.1.8.1.2.1 Desventajas.....	32
2.1.8.1.2.2 Metodología de aplicación.....	32
2.1.8.1.2.3 Resultados obtenidos.....	33
2.1.8.2 Diagnóstico basado en la presión.....	34
2.1.8.2.1 Análisis de presión.....	34
2.1.8.2.1.1 Tipos de pruebas.....	35
2.1.8.2.1.2 Metodología de aplicación.....	36
2.1.8.2.1.3 Resultados obtenidos.....	37
2.1.8.2.2 Análisis de presiones transitorias en superficie (TPA).....	39

2.1.8.2.2.1 Ventajas.....	41
2.1.8.2.2.2 Conversión de WPA a BHP.....	41
2.1.8.2.2.3 Metodología de aplicación.....	42
2.1.8.2.2.4 Resultados obtenidos.....	43
2.1.8.3 Diagnóstico basado en las fuerzas capilares.....	45
2.1.8.3.1 Cálculo del número capilar.....	45
2.1.8.3.1.1 Desventajas.....	46
2.1.8.3.1.2 Objetivos.....	46
2.1.8.3.1.3 Metodología.....	48
2.1.8.4 Diagnóstico basado en la permeabilidad.....	49
2.1.8.4.1 Cálculo de la relación de permeabilidad relativa.....	49
2.1.8.4.1.1 Desventajas.....	52
2.1.8.4.1.2 Metodología.....	52
2.1.9 Permeabilidad.....	53
2.1.9.1 Permeabilidad absoluta.....	53
2.1.9.2 Permeabilidad efectiva.....	53
2.1.9.3 Permeabilidad relativa.....	54
2.1.10 Toma de muestras de fluidos.....	56
2.1.10.1 Muestreo de fondo.....	56
2.1.10.2 Muestreo por recombinación superficial.....	57
2.1.11 Simulación numérica de yacimientos.....	58
2.1.11.1 Simulación composicional.....	59
2.1.11.2 Agrupación de componentes.....	59
2.1.11.3 Ecuaciones de estado.....	59
2.1.11.4 Métodos de solución.....	61
2.1.11.4.1 Presión implícita, saturación implícita, IMPES.....	61
2.1.11.4.2 Full implícita.....	61
2.1.11.4.3 Método de adaptación implícita, AIM.....	62
2.1.11.4.4 Presión y saturación implícita, IMPSAT.....	62
2.1.11.5 Dispersión numérica.....	62
2.1.11.6 Geometría del mallado.....	63
Geometría cartesiana o rectangular.....	63

Geometría radial o cilíndrica.....	64
2.1.11.7 Análisis de sensibilidad.....	64

3. CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 Tipo de investigación.....	65
3.2 Diseño de investigación.....	65
3.3 Población y muestra.....	65
3.4 Metodología de la investigación.....	66
Fase I. Investigación.....	67
Revisión y recopilación de la información de las alternativas.....	67
Fase II. Delimitación de las alternativas.....	67
Información disponible del pozo.....	67
Ahorro de tiempo de no-producción.....	68
Confiabilidad.....	68
Sin uso de herramientas de fondo.....	68
Fase III. Validación con el eclipse 300.....	68
Recopilación de datos.....	68
Revisión de información necesaria para la utilización del eclipse.....	68
Inicio de la simulación	69
Información para la simulación del caso 1.....	69
Propiedades del fluido por la empresa ARCO.....	71
Información para la simulación del caso 2.....	77
Estudio de la simulación con mallado cartesiano y radial.....	80
a) Simulación con mallado cartesiano.....	81
b) Simulación con mallado radial.....	81
c) cálculo del error entre modelo radial y cartesiano.....	81
d) ajuste del caso1 para representar el caso 2.....	81
e) refinamiento del mallado en las cercanías del pozo.....	81
f) aplicación de alternativa con resultados de simulación.....	82
g) estudio de sensibilidad.....	82
h) resultados de validación.....	83

Fase IV. Aplicación de alternativa a pozos de gas.....	83
a) recopilación de datos de los pozos.....	83
b) revisión de consistencia de los datos.....	81
c) resultados de diagnóstico.....	83
Fase V. Análisis del resultado de diagnóstico.....	83

4. CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1 Delimitación analítica de alternativas.....	84
4.1.1 Diagnóstico basado en su producción.....	84
a) Análisis de tasas de producción.....	84
b) Medidor de flujo multifásico.....	85
4.1.2 Diagnóstico basado en su presión.....	86
a) Análisis de presión.....	86
b) Análisis de presiones transitorias en superficie.....	87
4.1.3 Diagnóstico basado en fuerzas capilares.....	87
a) Determinación del número capilar.....	87
4.1.4 Diagnóstico basado en la permeabilidad.....	88
a) Determinación de la relación de permeabilidad relativa.....	88
4.2 Validación con el software Eclipse 300.....	90
4.2.1 Selección entre el mallado radial y cartesiano.....	91
a) Caso 1 de mayor productividad.....	91
b) Caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado).....	93
c) Gráficos resultados de la selección de mallado caso 2.....	94
4.2.2 Resultados de simulación.....	96
4.2.2.1. Caso 1.....	96
4.2.2.2. Caso 2.....	102
4.2.2.3. Resultado final del caso 1 y caso 2.....	109
4.2.3 Análisis de sensibilidad.....	110
4.2.3.1. Efecto de la presión de fondo fluyente (BHP).....	111
4.2.3.2. Efecto de la porosidad.....	116
4.2.3.3. Efecto de las arenas de producción.....	120

4.2.3.4. Efecto de la permeabilidad radial y theta (Θ).....	124
4.2.3.5. Efecto de la permeabilidad vertical.....	128
4.2.3.6. Efecto de la permeabilidad relativa.....	131
4.3 Aplicación del análisis de tasas de producción.....	134
4.3.1 GH1.....	136
4.3.2 GH2.....	141
4.3.3 GH3.....	141
4.3.4 GH4.....	144
CONCLUSIONES.....	147
RECOMENDACIONES.....	149
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	150
APÉNDICE A (HERRAMIENTAS UTILIZADAS).....	154

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1	Tendencias de curva del desarrollo de producción de un campo	8
Figura 2.2	Diferentes etapas de recuperación asumidas como el inicio de la madurez de un campo.	9
Figura 2.3	Diagrama de fase de una situación normal de un sistema de gas pobre.	14
Figura 2.4	Diagrama de fase de una situación normal de un sistema de gas rico.	15
Figura 2.5	Formación del anillo de condensado.	17
Figura 2.6	Regiones de flujo de una producción radial de un yacimiento de gas condensado.	18
Figura 2.7	Metodología para uso del análisis de tasas de producción.	27
Figura 2.8	Gráfico de diagnóstico sin el problema de obstrucción por el condensado.	28
Figura 2.9	Gráfico de diagnóstico con el problema de obstrucción por el condensado.	29
Figura 2.10	Comparación entre los datos obtenidos de un medidor multifásico y el separador.	30
Figura 2.11	Líquido desprendido del gas a diversas condiciones de temperatura y presión de yacimiento.	31
Figura 2.12	Metodología para el uso del medidor de flujo multifásico.	33
Figura 2.13	Perspectiva del anillo de condensado	34
Figura 2.14	Metodología para implementar el análisis de presión	37
Figura 2.15	Resultado del análisis de una prueba de presión	37
Figura 2.16	Respuesta del análisis de presión cuando existe un bloqueo de gas.	38
Figura 2.17	Respuesta del análisis de presión cuando existe un bloqueo de condensado.	39
Figura 2.18	Metodología para la implementación del TPA.	43
Figura 2.19	Datos de fondo del pozo y superficie	43
Figura 2.20	Datos de fondo del pozo y superficie convertidos	44

Figura 2.21	Gráfico de presión y su derivada respecto al tiempo sin la corrección.	44
Figura 2.22	Gráfico de presión y su derivada respecto al tiempo con la corrección.	45
Figura 2.23	Esquema para la aplicación del número capilar.	49
Figura 2.24	Esquema metodológico de la relación de permeabilidad relativa.	53
Figura 2.25	Efecto de la presión capilar en el movimiento de una gota de petróleo.	54
Figura 2.26	Curva típica de permeabilidad relativa para sistemas gas-petróleo.	55
Figura 2.27	Curva típica de permeabilidad relativa para sistemas agua-petróleo.	55
Figura 2.28	Curva típica de permeabilidad relativa para sistemas gas-condensado.	56
Figura 2.29	Recolección de fondo del pozo para pruebas PVT.	57
Figura 2.30	Recolección por recombinación superficial.	57
Figura 3.1	Estructura metodológica del TEG.	66
Figura 3.2	Mallado cartesiano para el caso 1.	70
Figura 3.3	Vista superficial dl mallado cartesiano.	70
Figura 3.4	Vista de perfil del mallado cartesiano.	71
Figura 3.5	Vista superficial del mallado radial.	78
Figura 3.6	Vista de perfil del mallado radial.	78
Figura 3.7	Vista 3D del mallado radial.	79
Figura 3.8	Vista superficial del mallado cartesiano, caso 2.	79
Figura 4.1	Mallado radial con pozo inyector vista 3D.	91
Figura 4.2	Saturación de condensado en un mallado cartesiano.	92
Figura 4.3	Presión del bloque de producción en mallado cartesiano y radial	94
Figura 4.4	Tasa de producción de condensado en mallado cartesiano y radial.	94

Figura 4.5	Tasa de producción de gas en mallado cartesiano y radial.	95
Figura 4.6	Condensado acumulado producido en mallado cartesiano y radial.	95
Figura 4.7	Saturación de condensado en mallado radial y cartesiano.	96
Figura 4.8	Vista de perfil de la saturación de condensado.	97
Figura 4.9	Curvas RCG, RCG acum, y delta RCG respecto al tiempo.	98
Figura 4.10	Presión en los bloques de producción y de fondo.	99
Figura 4.11	Saturación de condensado en el fondo del pozo.	99
Figura 4.12	Producción de condensado respecto al tiempo.	100
Figura 4.13	Producción de gas respecto al tiempo.	101
Figura 4.14	Densidad del gas en los bloques (7-7,3-4).	101
Figura 4.15	Vista de perfil del mallado radial, observando la saturación del condensado.	103
Figura 4.16	Curvas RCG, RCG acum, y delta RCG respecto al tiempo.	104
Figura 4.17	Presión a distintos radios de drenaje respecto al tiempo.	105
Figura 4.18	Saturación de condensado a distintos radios de drenaje.	105
Figura 4.19	Saturación de condensado respecto al tiempo a los primeros 10 pies.	106
Figura 4.20	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	107
Figura 4.21	Saturación de condensado a los 100 días respecto al radio de drenaje.	108
Figura 4.22	Tasa de producción de condensado del caso 1 y caso 2.	109
Figura 4.23	Tasa de producción de gas del caso 1 y caso 2.	109
Figura 4.24	Curvas RCG a varios valores de BHP.	111
Figura 4.25	Curvas RCG instantánea a distintos valores de BHP.	112
Figura 4.26	Curvas de RCG acumulada a distintas presiones de fondo.	113
Figura 4.27	Curvas delta RCG a distintas presiones de fondo.	114
Figura 4.28	Tasas de producción de gas respecto al tiempo	115
Figura 4.29	Curvas de saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	115
Figura 4.30	RCG instantáneo a distintas porosidades.	117

Figura 4.31	RCG acumulado a distintas porosidades.	117
Figura 4.32	Delta RCG a distintas porosidades.	118
Figura 4.33	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	119
Figura 4.34	Producción de condensado respecto al tiempo.	119
Figura 4.35	RCG instantáneo con distinto estratos.	121
Figura 4.36	RCG acumulado con distintos estratos de producción.	121
Figura 4.37	Delta RCG con distintos estratos.	122
Figura 4.38	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	123
Figura 4.39	Producción de condensado respecto al tiempo.	123
Figura 4.40	RCG instantáneo respecto al tiempo a distintas permeabilidades horizontales.	124
Figura 4.41	RCG acumulado respecto al tiempo a distintas permeabilidades horizontales.	125
Figura 4.42	Delta RCG respecto al tiempo a distintas permeabilidades horizontales.	126
Figura 4.43	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	126
Figura 4.44	Tasa de condensado respecto al tiempo.	127
Figura 4.45	RCG instantáneo respecto al tiempo a distintas permeabilidades verticales.	128
Figura 4.46	RCG acumulado respecto al tiempo a distintas permeabilidades verticales	129
Figura 4.47	Delta RCG respecto al tiempo a distintas permeabilidades verticales.	129
Figura 4.48	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	130
Figura 4.49	Tasa de condensado respecto al tiempo con distintas permeabilidad vertical.	131
Figura 4.50	RCG instantáneo respecto al tiempo a una distinta permeabilidades relativas.	132
Figura 4.51	RCG acumulado respecto al tiempo a una distinta permeabilidades relativa	133
Figura 4.52	Delta RCG respecto al tiempo a unas distintas permeabilidades relativas.	133

Figura 4.53	Saturación de condensado respecto al radio de drenaje.	134
Figura 4.54	Tasa de producción de gas acumulado respecto al tiempo.	135
Figura 4.55	Tasa de condensado acumulado respecto al tiempo	135
Figura 4.56	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 30/nov/1989- 31/oct/1995.	137
Figura 4.57	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 28/feb/1993-31/oct/1995.	138
Figura 4.58	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 29/feb/1996-30/sep/2001.	139
Figura 4.59	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 30/sep/2005-31/mar/2014.	140
Figura 4.60	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 31/oct/2006-31/mar/2014.	141
Figura 4.61	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 31/may/1983 – 31/ene/1984.	142
Figura 4.62	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 31/ene/1990 – 30/nov/1992.	142
Figura 4.63	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 30/jun/1997 – 30/nov/1998.	143
Figura 4.64	RCG, RCG acum, DRCG respecto al tiempo en el periodo 31/ago/2002 – 31/dic/2002.	144

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 2.1	Parámetros del yacimiento donde ocurre la condensación retrograda	11
Tabla 2.2	Característica de los yacimientos de gas seco y gas condensado	12
Tabla 3.1	Información de la roca y agua del yacimiento	72
Tabla 3.2	Permeabilidad vertical, horizontal y espesor de arenas.	72
Tabla 3.3	Datos de permeabilidad relativa del petróleo, agua y gas.	73
Tabla 3.4	Caracterización de los componente del gas	74
Tabla 3.5	Coefficiente de interacción binaria	74
Tabla 3.6	Datos iniciales en sitio.	75
Tabla 3.7	Presión de rocío y factor del gas real.	75
Tabla 3.8	Condiciones del gas reservado para las ventas	75
Tabla 3.9	Información de inyección y producción	76
Tabla 3.10	Condiciones del separador para el caso 1.	76
Tabla 3.11	Parámetros cambiados de la simulación original para el caso 2	77
Tabla 3.12	Parámetros a sensibilizar en el análisis del TEG.	82
Tabla 4.1	Delimitación del análisis de tasas de producción	85
Tabla 4.2	Delimitación del medidor multifásico	85
Tabla 4.3	Delimitación del análisis de presión.	86
Tabla 4.4	Delimitación del análisis de presiones transitorias en superficie	87
Tabla 4.5	Delimitación de la determinación del número capilar.	88
Tabla 4.6	Delimitación de la relación de permeabilidad relativa	89
Tabla 4.7	Resumen de la delimitación objetiva de las alternativas	90
Tabla 4.8	Error promedio entre la simulación cartesiana y radial.	93
Tabla 4.9	Permeabilidad relativa modificada para observar cambios	132

ÍNDICE DE ECUACIONES

Ecuación 2.1	-----	18
Ecuación 2.2	-----	18
Ecuación 2.3	-----	19
Ecuación 2.4	-----	19
Ecuación 2.5	-----	21
Ecuación 2.6	-----	21
Ecuación 2.7	-----	21
Ecuación 2.8	-----	28
Ecuación 2.9	-----	41
Ecuación 2.10	-----	41
Ecuación 2.11	-----	42
Ecuación 2.12	-----	42
Ecuación 2.13	-----	46
Ecuación 2.14	-----	47
Ecuación 2.15	-----	47
Ecuación 2.16	-----	49
Ecuación 2.17	-----	60
Ecuación 2.18	-----	60
Ecuación 2.19	-----	60
Ecuación 2.20	-----	60
Ecuación 2.21	-----	60
Ecuación 2.22	-----	60

INTRODUCCIÓN

El gas natural ha adquirido una mayor demanda a nivel mundial, debido a la menor contribución a la contaminación, mayor generación eléctrica y mayores servicios domiciliarios, haciendo que la explotación de este rubro sea más económica y ambientalmente más segura.

Por otra parte, Venezuela cuenta con una reserva probada de 197,09 trillones de pies cúbicos (TFCN) de gas natural, en donde un total de 81,2 % de dicha reserva de gas, está ubicado en los yacimientos donde contiene mayor petróleo (gas asociado), mientras que el 18,8 % corresponde al gas en un yacimiento con contenido bajo de petróleo (gas no asociado). Con estas cifras, nuestro país ocupa el octavo lugar a nivel mundial y el primero en América Latina con mayor reserva probada de gas, según estudios realizados por el ente nacional de gas (ENAGAS) en el 2016.

De las cifras anteriores es evidente destacar, el potencial gasífero que dispone Venezuela para incrementar su posición en el mercado energético mundial, sin embargo, la mayor producción de gas proviene del Oriente del país, donde se encuentran los yacimientos gas condensado y en la que se le ha aplicado proyectos de recuperación, en la actualidad, dicho yacimiento ha alcanzado su madurez, donde la presión de fondo fluuyente está por debajo de la presión de rocío (campo maduro).

Al ser un campo maduro de gas condensado, es necesaria la disposición de estrategias que nos permitan diagnosticar los problemas de producción como la acumulación de líquidos en el fondo del pozo (anillo de condensado), la precipitación de asfáltanos y asfáltenos, la formación de H_2S , entre otros, para así lograr el aprovechamiento del gas en el subsuelo.

En atención a las problemáticas antes expuestas, la formación del anillo de condensado es la más observada en campo, por estar la presión de fondo fluuyente por debajo de la presión de rocío, siendo la producción de gas afectada negativamente y en el peor de los casos afectaría la producción de gas y condensado. Por otra parte, el análisis de pruebas

de presión es la alternativa implementada en campo, debido a la múltiple información del fluido que es posible obtener con estas prácticas, según diversas investigaciones publicadas SPE (sociedad de ingenieros de petróleo).

La presente investigación busca encontrar alternativas confiables, económicas y sencillas que permitan el diagnóstico del anillo de condensado, para aquellos pozos de producción donde no se pueda aplicar el análisis de pruebas de presión, debido a los problemas de integridad mecánica del pozo, ya sea por compresión de la tubería u otro problema que impida el paso de la herramienta de medición de fondo por el espacio interno de la tubería de producción.

Ahora bien, la presente investigación cuenta con 4 capítulos, unas conclusiones y recomendaciones, en el primer capítulo se tratará sobre el planteamiento del problema referente a la imposibilidad de aplicación del análisis de pruebas de presión por problemas de integridad mecánica del pozo, para el segundo capítulo se explicará las bases teóricas necesarias para comprender mejor esta investigación, el tercer capítulo está dedicado a la metodología implementada en esta investigación para cumplir los objetivos planteados y en el cuarto capítulo se muestran los resultados obtenidos en la delimitación de las alternativas, en los modelos de simulación y en la aplicación de la alternativa delimitada en un campo maduro de gas condensado.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Debido a la existencia de un sistema de fluido de dos fases y a la presión del yacimiento por debajo del punto de rocío, se registra una reducción en la productividad de gas a consecuencia de la acumulación de condensado en las cercanías de los canales de flujo, dicho fenómeno es el más frecuente en los campos maduros.

Por otra parte, una presión elevada inesperadamente (ya sea por problemas mecánicos del pozo) en el espacio anular de la tubería de producción, afecta el balance con la presión interna, que si no es controlada a tiempo, puede sobrepasar los límites permitidos por cada tubería, ocasionando una compresión de la tubería (disminución del diámetro) y en el peor de los casos una ruptura de la misma, impidiendo para este caso el paso de las herramientas de medición de fondo del pozo, lo anterior puede considerarse un problema de integridad mecánica.

Por lo anterior, la aplicación de las pruebas de presión se hace complicada y hasta imposible, ya que su principal función es medir las presiones al frente de las arenas de producción, siendo esto posible ingresando sensores de presión y temperatura hasta el fondo del pozo. En consecuencia, la producción de gas es afectada negativamente y la indisposición del uso del análisis de presión para diagnosticar la problemática, siendo éstas las razones para buscar alternativas que diagnostiquen particularmente el anillo de condensado como principal causante de la disminución en la producción de gas en superficie. Por lo que se plantean las siguientes interrogantes:

1. ¿Existirán alternativas diferentes al análisis de presión que diagnostiquen el anillo de condensado en los pozos de gas sin el uso de herramientas de fondo?
2. ¿Podrá utilizarse mediciones de presión en superficie para hacer el diagnóstico?

3. ¿Es importante la disposición de alternativas de diagnóstico para el anillo de condensado?
4. ¿Cuál será la mejor solución?
5. ¿Existirá una alternativa que diagnostique el anillo de condensado en los campos maduros productores de gas, diferenciándolo de otros problemas y su resultado tenga la certeza suficiente para su implementación en campo?

1.2. OBJETIVOS

1.2.1. OBJETIVO GENERAL

Evaluar la existencia de alternativas para diagnosticar la problemática de anillos de condensados en pozos verticales productores de gas para campos maduros.

1.2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Recopilar la información necesaria para sustentar y desarrollar el estudio.
- Clasificar y establecer de las distintas alternativas existentes su metodología para su desarrollo y aplicación.
- Delimitar las alternativas con la disponibilidad de información e implementar al menos una de ellas.
- Realizar dos modelos de simulación con el mismo período de tiempo de un yacimiento de gas condensado, en donde la producción final sea afectada positiva y negativamente, basándose en el informe teórico de la SPE internacional N° 12278-PA usando ECLIPSE 300, en donde:
 - Caso 1 de mayor productividad
 - Caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado)
- Comparar los modelos utilizando un mallado cartesiano y un mallado radial para el caso 2.
- Determinar el margen de error aproximado entre ambos modelos.
- Seleccionar el mallado adecuado para realizar estudios de pozo del caso 2.

- Validar mediante la simulación alternativa delimitada.
- Realizar estudio de sensibilidad a la alternativa delimitada.
- Implementar el diagnóstico en el campo ROSA, en cuatro de sus pozos denominados GH1, GH2, GH3 y GH4.
- Analizar los resultados obtenidos.

1.3. JUSTIFICACIÓN

En Venezuela, existen proyectos de aprovechamiento de gas en el subsuelo, y por consiguiente, los pozos que ya han sido explotados se encuentran en una fase elevada de agotamiento, en donde, es necesaria obligatoriamente una intervención y mejoramiento en los mecanismos de producción para mejorar la producción de gas.

Detectar la presencia de un anillo de condensado en un pozo productor, sin el uso del análisis de presión, es una necesidad para aquellos casos donde los requisitos mínimos de dicho método no son alcanzados. Sin embargo, el ahorro de inversión y tiempo, son factores importantes para una mejor planificación del aprovechamiento del gas en subsuelo.

De acuerdo, a la indisposición del uso del análisis de presión como principal fuente de diagnóstico para el anillo de condensado, es evidente, la búsqueda de alternativas que realicen este diagnóstico, sin la necesidad de realizar un trabajo de recuperación del pozo para poder bajar las herramientas de fondo y sin detener la producción.

Este trabajo de investigación, plantea la necesidad de conocer las alternativas de diagnóstico disponibles para detectar problemas de anillos de condensados, ya que es el principal causante de la reducción de producción de gas en la superficie. Por otra parte, el conocimiento de esta investigación, creara un listado de técnicas a disposición para problemas futuros y la pronta resolución de problemas de productividad en campo.

1.4. ALCANCE

- Proponer a los campos de gas condensado de PDVSA alternativas diferentes para diagnosticar la problemática de anillos de condensados en los campos maduros.
- Conocer la metodología de cada alternativa de diagnóstico del anillo de condensado.

1.5. LIMITACIONES

- Uso y publicación de los datos confidenciales de PDVSA.
- Aplicación de análisis de presión.
- Licencia para el uso del simulador de yacimientos ECLIPSE.
- Disponibilidad de las herramientas especiales de medición.
- Disponibilidad de fluido representativo del yacimiento.
- Disponibilidad de estudios confiables del fluido y roca del yacimiento.
- Disponibilidad de datos necesarios para realizar una simulación numérica real del yacimiento a trabajar.
- Implementar la validación e implementación de todas las alternativas por el corto período de tiempo.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1. BASES TEÓRICAS

2.1.1. CAMPOS DE HIDROCARBUROS

La producción de hidrocarburos es uno de los procesos que involucra la factibilidad que poseen los diferentes yacimientos para ser explotados, ya sea por la falta o exceso de energía interna para que el fluido pueda desplazarse por sí mismo. Por otra parte, la explotación final, requerirá la intervención de diversas gerencias para la eliminación de la incertidumbre en la producción, como lo son: exploración, yacimientos, pozos, transporte y comercialización.

Sin embargo, la explotación en un mismo yacimiento con más de un pozo, es denominado campo de hidrocarburo, dependiendo de su producción el campo puede ser de gas cuando se produce mayormente gas y campo de petróleo cuando se produce petróleo. Los campos de hidrocarburos al ser descubiertos, poseen una energía inicial capaz de mover los fluidos desde el fondo del pozo hasta la superficie sin ningún problema, al pasar el tiempo y aumentando de la producción, esta energía es agotada a tal punto de no ser posible desplazar ningún fluido, o por lo menos, hasta que una energía externa se involucre en el proceso. Existen tres fases de agotamiento del yacimiento definido y clasificado de la siguiente manera: campo vírgen, campo intermedio y campo maduro.

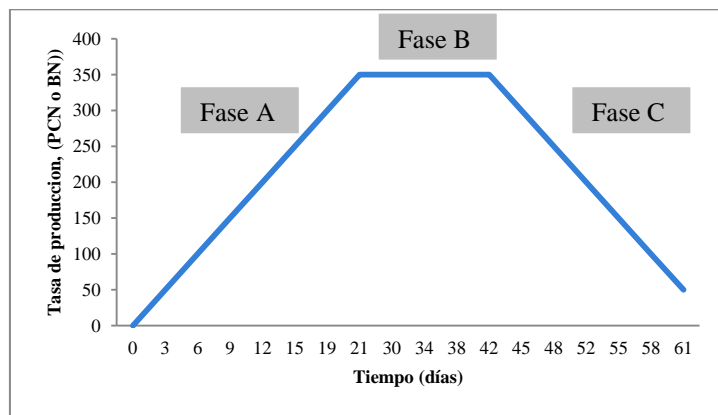


Figura 2.1 Tendencia ideal de producción de los campos de hidrocarburos.

La Tendencia ideal de producción de los campos de hidrocarburos se muestra en la figura 2.1, los campos pasan por tres etapas de producción a lo largo del tiempo, como se muestra:

- **Etapa A (Virgen):** Apertura de producción del pozo, en donde la presión de fondo del yacimiento es suficiente para producir naturalmente.
- **Etapa B (Intermedia):** La producción tiende a mantenerse constante por un periodo de tiempo sin aumentar, ni declinar.
- **Etapa C (Madura):** La producción comienza a declinar por agotamiento natural del mismo o después de haberse aplicado un método de recuperación mejorada para yacimientos de petróleo y aprovechamiento del subsuelo para los yacimientos de gas.

La figura 2.2 esquematiza la evolución real de producción de un campo de gas desde sus inicios, mostrando inicialmente una tendencia de aumento (campo virgen), para luego alcanzar el nivel máximo de producción (campo intermedio) que es mantenido por un tiempo determinado, dicho tiempo depende de la energía del yacimiento y la producción actual, finalmente el nivel de producción disminuye constantemente, en muchos casos por debajo de la producción inicial (campo maduro).

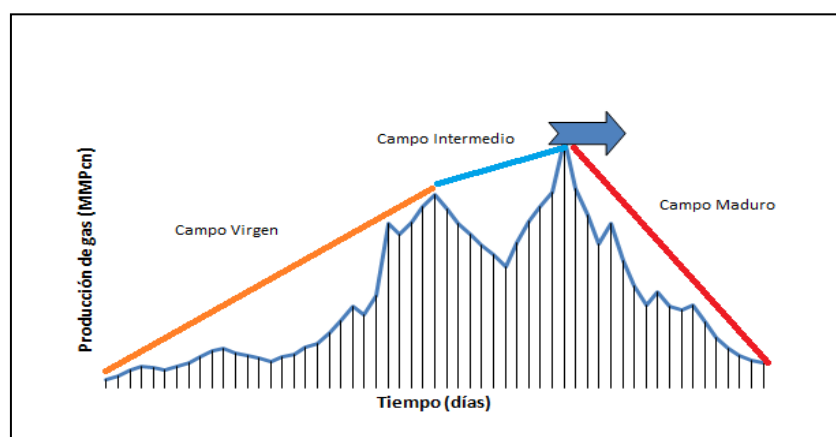


Figura 2.2 Diferentes etapas de aprovechamiento que pueden ser asumidas como el inicio de la madurez de un campo. Adaptada. [Babadagli, T. 2005].

Por otra parte, los picos de la figura 2.2 representan muchas variantes en el campo de gas, ya sea, por la instalación de pozos nuevos o cierres de pozos, o porque la producción en los campos de hidrocarburos no es constante.

Babadagli, T. (2005) considera los picos del gráfico como momentos en que se alcanza la madurez. Sin embargo, la tendencia es definir el período de disminución indicada por la flecha, esta es alcanzada normalmente después de tener algún esfuerzo de aprovechamiento del gas en subsuelo. Por consiguiente, un indicador de madurez, se debe al aumento en la producción de condensado y la disminución de la presión del yacimiento por debajo del punto de rocío. En líneas generales, al alcanzarse la fase de madurez, debe conocerse la cantidad y ubicación del hidrocarburo remanente, antes de aplicarse la estrategia de aprovechamiento del gas en subsuelo, la eficiencia es la clave en el desarrollo de los campos maduros.

2.1.2. PRESIÓN DE ROCÍO RETRÓGRADA

La importancia del conocimiento de la presión de rocío retrógrada reside en que a presiones por debajo de ella empieza a ocurrir la condensación retrógrada de líquido, esta presión es afectada en mayor grado por la temperatura del yacimiento y composición de la mezcla del hidrocarburo, que se puede caracterizar a través de la relación gas condensado (RGC) y la gravedad API del condensado.

Rojas G. (2003) afirma que a medida que aumente la gravedad API del hidrocarburo disminuye la presión de rocío, por otro lado, mientras mayor sea la temperatura del yacimiento mayor será su presión de rocío y al aumentar la RGC disminuye la presión de rocío. Finalmente, la presión de rocío retrógrado de un yacimiento va a depender de la temperatura que se encuentre el yacimiento, de la gravedad API del fluido y de la relación gas/condensado que se vaya obteniendo en producción.

2.1.3. CONDENSACIÓN RETRÓGRADA

En los yacimientos de gas condensado se presenta un fenómeno denominado condensación retrógrada, que consiste en la condensación parcial de los componentes medianos y pesados de la mezcla debido a la disminución de la presión. Este volumen de líquido se deposita en los poros más pequeños de la roca, va mojando a la formación progresivamente y generalmente no puede extraerse este líquido debido a que no suele alcanzar la saturación crítica. (Vargas M., 2012). En otros términos, la condensación retrógrada se produce como resultado de la interacción entre fuerzas intermoleculares, a medida que la presión de fondo fluyente disminuye luego de caer por debajo del punto de rocío.

Rojas G. (2003), plantea que la mezcla de hidrocarburos en condiciones iniciales de presión y temperatura se encuentra en fase gaseosa, la temperatura del yacimiento se encuentra entre la temperatura crítica y la temperatura cricodentérmica de la mezcla y la condensación retrógrada de un gas condensado ocurre en los rangos de la tabla 2.1.

Tabla 2.1 Parámetros del yacimiento donde ocurre la condensación retrógrada.

[Rojas G. 2003]

Temperatura	200-400	°F
Presión	3000-8000	LPC normales
Relación Gas/Condensado	> 3200	PCN/BN
API	40-60	°API
Contenido Metano	≥ 60	%
Contenido C_{7+}	$\leq 12,5$	%
Color de condensado	Incoloro	

2.1.4. PROCESO DE CONDENSACIÓN Y VAPORIZACIÓN

Cuando ocurre la condensación retrógrada, las fracciones pesadas se depositan como líquido en los canales porosos más pequeños de la roca; los hidrocarburos así depositados no logran fluir hacia los pozos ya que raramente se alcanza la saturación crítica del líquido. El efecto dañino de permitir la condensación retrógrada, tiene el agravante de lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, y por lo

tanto, no solo se pierde la parte de mayor valor del yacimiento, sino que el fluido que se continúa extrayendo se empobrece en tales fracciones.

Luego de alcanzar la condensación retrógrada máxima, empieza a ocurrir re-vaporización del condensado al seguir disminuyendo la presión del yacimiento. Esta re-vaporización produce una disminución de la relación gas-condensado y un incremento en la gravedad específica del gas condensado producido. Pero el condensado retrógrado no se re-vaporiza totalmente, aunque se tengan bajas presiones de agotamiento. Esto se debe a que sólo se alcanza la presión de rocío normal a presiones por debajo de la atmosférica. (Rojas, 2003).

2.1.5. YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Son aquellos yacimientos con líquidos disueltos inicialmente en fase gaseosa, en donde a ciertos valores de presión comienza a desprender componentes del gas en fase líquida. Sin embargo, en la mezcla de estos yacimientos predomina el gas metano con valores mayores a 60%, similar a los yacimientos de gas seco, en donde se diferencian en el contenido de componentes pesados, los yacimientos de gas seco no presentan en sí, dos fases de hidrocarburos a condiciones de yacimiento, por lo tanto, los yacimientos de gas seco no tendrán la condensación de líquido en el yacimiento y tampoco líquidos significativos en superficie. (Fevang O., 1965).

Tabla 2.2 Características de los yacimientos de gas seco y gas condensado. [Vargas, María L. 2012].

Componente	Gas Condensado	Gas Seco
C₁	86,82	92,26
C₂	4,07	3,67
C₃	2,32	2,18
C₄	1,67	1,15
C₅	0,81	0,39
C₆	0,57	0,14
C₇₊	3,74	0,21
PM de C₇₊	110	145
<i>ρ_{relativa}</i>	0,735	0,757
Color	Café ligero	Acuoso

La comparación de entre los yacimientos de gas seco y gas condensado se muestra en la tabla 2.2, claramente la existencia de componentes pesados (C_{5+}) en los yacimientos de gas condensado es mayor que en los yacimientos de gas seco. Sin embargo, ambos yacimientos de gas contienen valores muy cercanos desde C_1 hasta C_4 .

Por otra parte, Fevang O. (1965) define a los yacimientos de gas condensado como aquellos yacimientos que se caracterizan por la producción tanto de gas superficial y cantidades variables de petróleo a condiciones del separador.

2.1.6. CLASIFICACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Basando en el contenido de componentes pesados dentro del gas, los yacimientos de gas condensado se clasifican en:

2.1.6.1. YACIMIENTOS CON CONDENSACIÓN RETRÓGRADA.

Son yacimientos cuya presión se encuentra por debajo de la presión de rocío retrógrada ($P_{yac} \leq P_{roc}$). Cuando la presión inicial del yacimiento es igual a la presión en el punto de rocío se forma la primera gota de líquido en la fase gaseosa, cuando la misma empieza a disminuir isotérmicamente la acumulación del líquido va aumentando. (Rojas G., 2003).

Por otro lado, entre los yacimientos de gas condensado con condensación retrógrada existe una jerarquización basada en la disposición de sus componentes, de la siguiente manera:

2.1.6.1.1. YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO POBRE

Para la mayoría de los sistemas de gas natural, la temperatura del yacimiento es más alta que la temperatura cricondentérmica. La figura 2.3 ilustra la situación normal de un sistema de gas pobre.

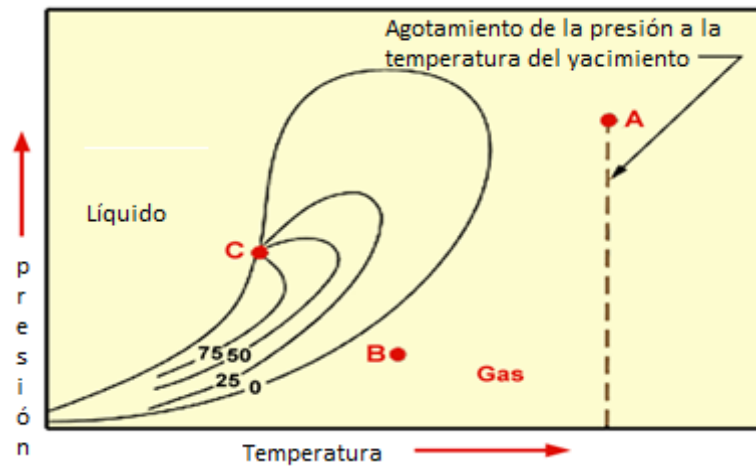


Figura 2.3 Diagrama de fase de una situación normal de un sistema de gas pobre. [Bass y Whiting. 1960].

La figura 2.3 muestra la presión y la temperatura en condiciones de la superficie para el gas producido (punto B). Para un gas pobre o seco, la transición habitual de las condiciones del yacimiento a condiciones de superficie no se cruza con la envolvente de fases, en donde el gas se produce sin un cambio de fase. Por otro lado, a medida que se produce el yacimiento la presión disminuye a temperatura constante y no hay cambios de fase en el yacimiento. (Bass y Whiting. 1960).

2.1.6.1.2. YACIMIENTO DE GAS CONDENSADO RICO

El gas es suficientemente rico en productos intermedios y componentes más pesados para que en las condiciones de la superficie caer dentro de la envolvente de fase, se produce el líquido y el vapor, tal gas se denomina gas rico o mojado. Dicho diagrama de fase para yacimientos de gas rico se ilustra en la figura 2.4.

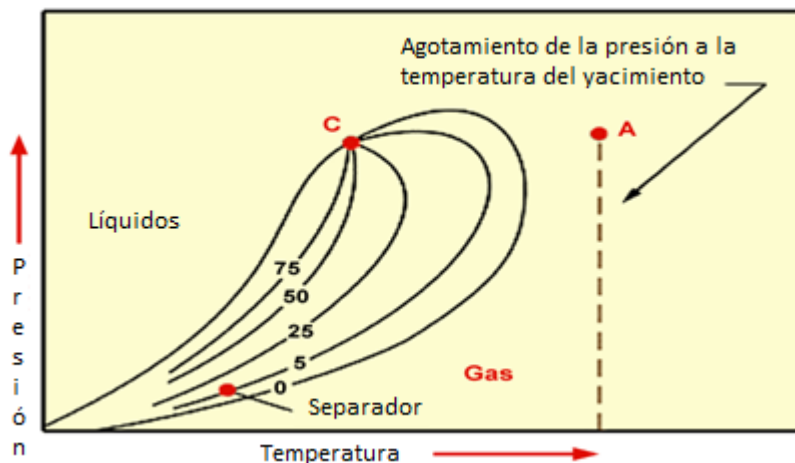


Figura 2.4 Diagrama de fase de una situación normal de un sistema de gas rico. [Bass y Whiting, 1960].

En la figura 2.4 se muestra una situación normal en donde el sistema de gas rico empezará a formar líquido cerca de la superficie o en el equipo de superficie. Este líquido llamado condensado, puede ser responsable de una parte importante de los beneficios económicos del pozo.

2.1.6.2. YACIMIENTOS SIN CONDENSACIÓN RETRÓGRADA.

Son yacimientos cuya presión se encuentra por encima de la presión de rocío retrógrada ($P_i \geq P_{roc}$) y no ocurre condensación retrógrada en el yacimiento, es decir, durante el agotamiento de la presión, la composición del gas permanece constante, siempre y cuando la presión de yacimiento no alcance la presión de rocío. (Rojas G., 2003).

2.1.7. PROBLEMAS EN LA EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Rojas G. (2003) plantea que debido a las características especiales de los yacimientos de gas condensado en comparación con los yacimientos de petróleo negro, estos presentan problemas adicionales a su explotación, que son los siguientes:

2.1.7.1. ACUMULACIÓN DE LÍQUIDO EN LOS POZOS

La presencia de líquido en pozos de gas afecta negativamente las características de flujo de estos, dichos líquidos pueden provenir de la condensación de hidrocarburos

(condensado) o del agua producida conjuntamente con el gas. En ambos casos, la fase líquida de alta densidad debe ser transportada a superficie por el gas. Si el gas no suministra suficiente energía de transporte para levantar los líquidos, estos se acumulan en el fondo del pozo produciendo una contrapresión adicional sobre la formación que afecta negativamente la capacidad productiva de los mismos. En pozos con baja presión de fondo, el líquido puede matar al pozo. Se pueden encontrar saturaciones de condensado mayores de 50 o 60% en la región cercana al pozo, reduciendo la productividad del gas drásticamente.

Inicialmente los pozos tienen presión y tasas de flujos elevadas que impiden la acumulación de líquido en el fondo, pero a medida que la presión de fondo disminuye y aumenta la producción de líquidos (agua o condensado) se hace necesaria ayudar artificialmente al gas a levantar el líquido. (Rojas G. 2003).

2.1.7.2. ACUMULACIÓN DE LÍQUIDOS EN LA FORMACIÓN

Una de las características básicas de los yacimientos de gas condensado es la formación de condensado retrógrado cuando la presión de la mezcla de hidrocarburos cae por debajo de su presión de rocío durante el agotamiento isotérmico de la presión del yacimiento.

La acumulación de condensado retrógrado puede ocurrir:

2.1.7.2.1. EN ZONAS CERCANAS AL POZO DE PRODUCCIÓN

Cuando la presión de fondo fluyente es menor que la presión de rocío y la presión promedio del yacimiento es mayor o igual a la presión de rocío, ocurre una pérdida de productividad debido a la condensación retrógrada en la arena y el fondo de los pozos.

2.1.7.2.1.1. ANILLO DE CONDENSADO

El parámetro más importante para determinar la productividad de un pozo de gas condensado es la permeabilidad efectiva al gas en la región cercana al hoyo, siendo allí donde se reflejan las más altas velocidades y, por consiguiente, ocurre la mayor caída de presión producto del anillo de condensado.

Las permeabilidades relativas al gas condensado incrementan a altas velocidades, reduciendo el impacto negativo del anillo de condensado en la productividad del pozo, es decir, que los efectos del flujo no Darciano pueden reducir la permeabilidad efectiva al gas y conducir a una mayor productividad. (Martínez, Alí. 2010).

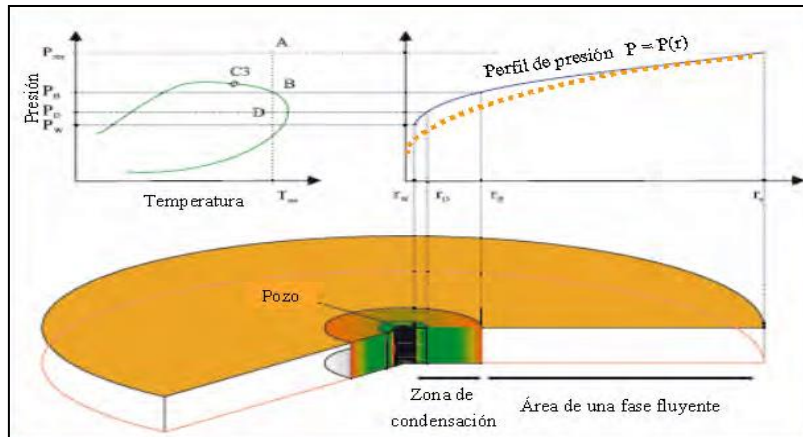


Figura 2.5 Formación del anillo de condensado. Función del comportamiento de fase de líquido y la presión radial en el yacimiento. [Martínez, A. 2010].

La Figura 2.5 es una ilustración del proceso de formación de líquidos como una función del comportamiento de fase de líquido y la presión radial en el yacimiento. La región de dos fases, tal como se muestra en la figura, es una región cilíndrica progresivamente radial en el yacimiento. La formación de condensado (color verde) puede formar una región de líquido puenteando todo el volumen poroso, alternativamente el líquido se puede esparcir como una fina capa delgada sobre la superficie del material.

Cuando la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío, la formación inicial de líquido condensado se espera que se forme en esas cavidades donde la presión local es más baja. La variación local de la presión en un solo poro dependerá de la preferencia de humectabilidad y en consecuencia de la diferencia de presión capilar. En un medio poroso donde el líquido condensado es la fase preferencial, la primera condensación ocurrirá en la parte más baja del poro. Si el proceso de condensación continúa, la fase líquida gradualmente se expande desde este punto. Finalmente, gotas de líquido se formarán y dependerán de la capilaridad y las fuerzas gravitacionales.

2.1.7.2.1.1.1. DESARROLLO DEL ANILLO DE CONDENSADO

Rojas G. (2003) plantea que al caer la presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío se forma un anillo de condensado alrededor del pozo que bloquea parcialmente el flujo de gas condensado hacia el mismo (Ver Figura 2.6).

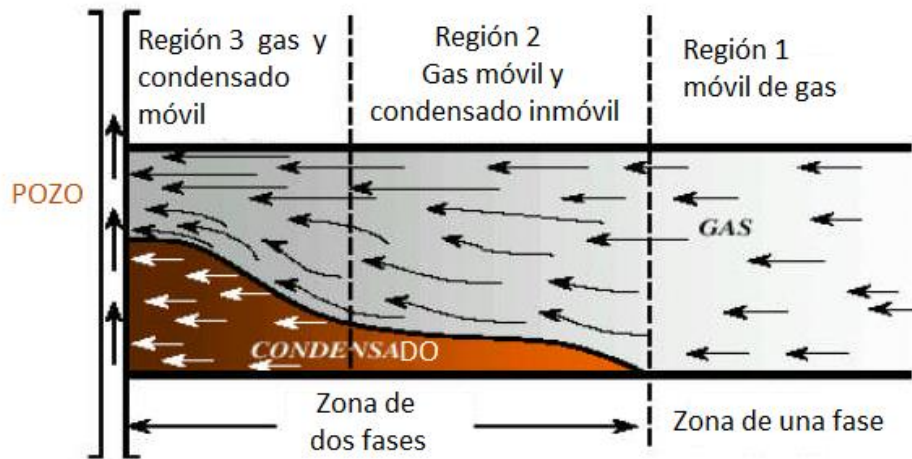


Figura 2.6 Regiones de flujo de una producción radial de un yacimiento de gas condensado. [Fevang O. 1965].

Se ha dividido la zona cercana al pozo en tres regiones para estudiar dicho fenómeno:

- **Región 1** ($P_{yac} > P_{roc}$): Región alejada del pozo (dentro del yacimiento), en esta región solo ocurre flujo de gas condensado.

$$P_{yac} > P_{roc}$$

$$S_c = 0$$

$$S_g + S_w = 1 \quad (\text{Ec. 2.1})$$

- **Región 2** ($P_{yac} < P_{roc}$): Región intermedia donde empieza a ocurrir condensación retrograda, ocurre la acumulación de condensado retrogrado que genera aumento en la saturación de condensado sin alcanzar la saturación crítica, en esta región disminuye la permeabilidad relativa del gas (krg).

$$P_{yac} < P_{roc}$$

$$S_c < S_{cc}$$

$$S_c + S_{wi} + S_g = 1 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

- **Región 3 ($P_{yac} < P_{roc}$):** Región interior cerca del pozo donde fluyen ambas fases: gas y condensado simultáneamente a diferentes tasas y saturaciones. La Saturación de condensado (S_c) se estabiliza y el condensado retrógrado que se forma al fluir el gas por la zona cercana al pozo empuja un volumen de condensado igual al formado, el cual, al mezclarse con el gas producido en el pozo, genera una composición igual a la composición del gas condensado original del yacimiento.

$$\begin{aligned}
 P_{yac} &< P_{wf} \\
 S_c &> S_{cc} \\
 S_c &> 0 \\
 S_c + S_g + S_{wi} &= 1 \qquad \text{(Ec. 2.3)}
 \end{aligned}$$

Tan pronto la presión de fondo fluyente cae por debajo de la presión de rocío, la saturación de condensado aumenta a valores entre 50 y 60% y luego con el tiempo se estabiliza alrededor de 30 a 40%.

SATURACIÓN CRÍTICA DE CONDENSADO

Gonzalo R. (2003) planteo una correlación que permite estimar valores de saturación crítica de condensado, como se muestra:

$$S_{cc} = 0.2233 + 0.1041 * K + 0.4153 * \Phi - 0.7427 * K * \Phi \qquad \text{(Ec. 2.4)}$$

Donde,

S_{cc} =Saturación crítica de condensado, Frac.

Φ =porosidad, frac.

K =permeabilidad absoluta, darcys.

Los rangos usados comúnmente en la ecuación 2.4, K entre 10 y 300 md y Φ entre 0.05 y 0.30, la correlación tiene una desviación estándar de errores de 0.029 en relación a datos experimentales. Cuando no se conoce la permeabilidad para aplicar la correlación, se recomienda usar un valor promedio de S_{cc} =30%.

PERMEABILIDADES RELATIVAS EN YACIMIENTOS DE GAS CONDENSADO

Rojas G. (2003) plantea que varios investigadores que la permeabilidad efectiva al gas condensado en la zona cercana al pozo no es solo función de la saturación sino también de la velocidad del gas, efecto que ha sido cuantificado a través del número capilar (N_c) y de la resistencia inercial (β), el condensado retrogrado se caracteriza por baja tensión interfacial, así que el flujo de gas condensado en presencia de una fase líquida no se puede modelar con curvas conocidas de K_r gas-líquido correspondientes a alta tensión interfacial tipo Corey original.

Whitson y Fevang afirman que múltiples fenómenos de imbibición y drenaje ocurren durante el proceso de agotamiento de presión de un yacimiento de gas condensado. El flujo de gas condensado en la región 3 se caracteriza por aumentos y disminuciones de saturación de condensado a través de ciclos de imbibición y drenaje lo cual genera el fenómeno de histéresis. En la región 2 solo ocurre el proceso de imbibición durante la formación del condensado retrogrado. También se presenta el proceso de imbibición cuando el agua de un acuífero invade la zona de gas (15-40%) y grandes cantidades de gas quedan atrapadas por la fase mojante (agua).

El comportamiento de producción de un yacimiento de gas condensado durante el agotamiento de presión es afectado por el proceso de drenaje solo sobre un pequeño volumen del yacimiento (cerca de los pozos) y el tiempo durante el cual esto ocurre es relativamente corto, en cambio casi durante toda la vida, el flujo es gobernado por el proceso de imbibición.

a) Despojamiento capilar

Este fenómeno observado experimentalmente está asociado a incrementos de la permeabilidad relativa al gas y de la tasa de producción inducida por las altas velocidades en la zona cercana al pozo y la baja tensión interfacial gas-condensado ($\sigma=0.05$ dina/cm) que incrementan el número capilar desde valores del orden de 10^{-6} a 10^{-3} y disminuyen la saturación de condensado.

$$N_c = \frac{v_g \mu_g}{\sigma} \quad (\text{Ec.2.5})$$

Donde,

N_c =número capilar, adim.

v_g = velocidad del gas, cm/seg.

μ_g =viscosidad del gas, dina*seg/cm²

σ =tensión interfacial gas-condensado, dina/cm (del orden de 0.05)

Resumiendo, en la zona cercana a un pozo de gas condensado con presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío se tiene al aumentar la velocidad del gas,

$v_g \uparrow \rightarrow N_c \uparrow \rightarrow S_c \downarrow \rightarrow K_{rg} \uparrow \rightarrow q_g \uparrow$

b) Resistencia inercial

Cuando ocurre flujo turbulento de gas en las cercanías del pozo debido a las altas velocidades del mismo, se genera una resistencia inercial adicional debido a la aceleración de las moléculas de gas a través del medio poroso, esto a su vez produce una caída de presión adicional y reducción de la tasa de flujo de gas. En este caso no se cumple la ley de Darcy de flujo laminar y es necesario usar la ecuación de Forchheimer la cual se puede escribir en la forma siguiente para flujo de gas en presencia de condensado retrogrado.

$$\frac{dp}{dr} = \frac{\mu v}{K} + \beta * \rho * v^2 \quad (\text{Ec. 2.6})$$

$$\beta = \frac{3.3 \times 10^{-9}}{\phi^{3/4} * K^{5/4}} * S \alpha^{-4.5} \quad (\text{Ec. 2.7})$$

Donde,

$\frac{dp}{dr}$ =gradiente de presión, atm/cm.

μ =viscosidad, cps.

V =velocidad, cm/seg.

K =permeabilidad absoluta, darcys.

ρ =densidad, gr/cc.

β =resistencia inercial, cm⁻¹

Φ =porosidad, frac.

$S\alpha$ =saturación de la fase de estudio (gas o condensado), frac.

c) Efecto combinado:

Rojas G. (2003) muestra que el flujo de gas condensado hacia el pozo a través de una zona dañada por efecto de un anillo de condensado retrógrado está afectada por las fuerzas capilares y viscosas (N_c) y por la resistencia inercial (β). Un gran número de experimentos de laboratorio han mostrado que a altas velocidades actúan dos fenómenos competitivos que causan que la permeabilidad relativa del gas sea tasa dependiente de:

- Aumento de permeabilidad relativa al gas (K_{rg}) con la velocidad del gas (v_g) debido al incremento de N_c a través del fenómeno de desplazamiento capilar.
- Disminución de K_{rg} con v_g por la resistencia inercial producto de flujo turbulento.

2.1.7.2.2. EN TODO EL YACIMIENTO

Cuando la presión de fondo fluyente es menor a la presión de rocío. En el primer caso puede ocurrir desde el comienzo de la explotación de yacimientos si se tiene una alta caída de presión en los alrededores debido al daño de la formación por los fluidos de perforación y el segundo caso se presenta cuando el yacimiento de gas condensado es producido por agotamiento de presión y la presión del yacimiento ha caído por debajo de la presión de rocío. (Rojas G. 2003).

2.1.7.3. DISPERSIÓN DE GAS CONDENSADO EN ZONAS INVADIDAS POR AGUA

La explotación convencional de yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico activo termina cuando los pozos son invadidos por agua dejando gran cantidad de gas a alta presión dispersa en la zona de agua. En algunos casos el aprovechamiento de yacimientos de gas condensado con empuje hidráulico es mucho menor que el obtenido de yacimientos similares volumétricos producidos por agotamiento de presión.

En un yacimiento de gas condensado con empuje hidráulico, la presión del yacimiento es mantenida por agua del acuífero. A mayor actividad del acuífero, mayor es el nivel de mantenimiento de presión. Debido a que la saturación de gas residual (S_{gr}) no

depende de la presión, mayor cantidad de gas residual es atrapada a medida que el nivel de presión del yacimiento permanece alto por la actividad del acuífero. (Martínez, Alí. 2010).

2.1.7.4. IRRUPCIÓN PREMATURA DEL GAS SECO INYECTADO EN LOS POZOS DE PRODUCCIÓN

Uno de los mayores problemas que se presenta en el mantenimiento de presión de yacimientos de gas condensado por inyección de gas seco es la rápida irrupción del fluido inyectado a través de zonas y/o estratos de alta permeabilidad. Por otra parte, la irrupción prematura del gas seco en los pozos de producción trae como consecuencia una reducción progresiva del contenido de líquido en el gas producido y un abandono rápido del proyecto por problemas de circulación de gas seco. (Martínez, Alí. 2010).

2.1.8. DIAGNÓSTICO DEL ANILLO DE CONDENSADO

Diversos investigadores han hecho sus aportes al estudio de los yacimientos de gas condensado, como lo son:

Allen y Roe. (1950), reportaron el comportamiento de un yacimiento de gas con una saturación promedio de agua de 30% y una saturación líquida máxima de 12%, en donde concluyeron que el condensado fluyó desde la formación hacia el pozo durante gran parte de la vida productiva del yacimiento.

ÓDell y Miller. (1965), estimaron la productividad de los pozos, a través de un método simple basado en conceptos de flujo en estado estacionario, el cual indicó que la predicción de las tasas de producción de los pozos será pesimista, si la presión promedio del yacimiento está por debajo de la presión de rocío.

Fussell. (1973), modificó una versión de un modelo radial unidimensional desarrollado por **Roebuck et al. (1969)**, para estudiar el comportamiento de un solo pozo a largo plazo y concluyó que la acumulación de condensado en la región cercana al pozo fue mucho mayor a la medida experimentalmente durante el proceso de agotamiento a volumen constante (CVD).

Saeidi y Handy. (1974), estudiaron el flujo y el comportamiento de fase del gas-condensado (metano-propano) en un medio poroso de arenisca e indicaron que no observaron flujo de condensado en este sistema, aún con un abandono de 18 % (volumétrico), y ante la presencia de una saturación intersticial de agua del 30%.

Gravier et al. (1983), utilizó el método de desplazamiento en estado estacionario en núcleos horizontales de caliza con saturación intersticial de agua entre 19.5% hasta 30% y determinaron la saturación crítica del condensado (S_{cc}) considerando la inyección de gas-condensado en este núcleo. Los valores de S_{cc} estuvieron entre 24,5 a 50%, con tensión interfacial entre 0.5 a $1.5 \frac{mN}{m}$.

Hinchman y Barree. (1985), estudiaron el efecto de las características de los fluidos sobre la declinación de la productividad de un pozo de gas-condensado y demostraron que la cantidad de acumulación de condensado cerca al pozo depende de la riqueza del gas-condensado, de los datos de permeabilidad relativa y de la viscosidad del líquido.

Asar y Handy. (1988), Investigaron la influencia de la tensión interfacial sobre la permeabilidad relativa del gas y del condensado en un sistema de gas-condensado y su conclusión fue que la saturación irreducible de gas y de líquido se aproximan a cero a medida que la tensión interfacial se aproxima a cero, observando además que el condensado podría fluir a bajo nivel de saturación de condensado ($S_{cc} = 10\%$). Finalmente, concluyeron que el líquido podría fluir a muy baja saturación líquida a bajas tensiones interfaciales en un yacimiento de gas condensado.

Danesh et al. (1988), investigó la condensación retrógrada en sistemas porosos mojables al agua para núcleos de arenisca y determinó valores para S_{cc} en el orden de 20.5% a 6.8% en ausencia y presencia de agua intersticial, respectivamente.

Jones, Vo y Raghavan. (1989), estudiaron la teoría del flujo en estado estacionario para los yacimientos de gas-condensado, considerando dos zonas: una donde se tiene fluido en el yacimiento en una sola fase y éste es móvil y otra zona cerca al pozo donde se tiene gas y condensado y ambas fases son móviles. Los valores para la saturación del condensado obtenida por esta teoría fueron mayores que la saturación crítica.

Sognesand. (1991), Estudió la acumulación de condensado en pozos verticalmente fracturados y demostró que la acumulación de condensado depende de las características de permeabilidad relativa y del modo de producción, ya que para una mayor permeabilidad al gas se redujo la cantidad de acumulación de condensado, y para

una producción a presión constante se genera una mayor acumulación de condensado cerca de la fractura.

Nikraves et al. (1996), ha observado que ante la existencia de un valor umbral o un intervalo de tensión interfacial ($0.03-0.05 \frac{D_{ynas}}{cm}$), la forma de la curva de permeabilidad relativa cambia significativamente y la S_{cc} incrementa drásticamente. Al analizar el efecto del agua intersticial sobre la S_{cc} , encontró que uno de los trabajos no mostró ningún efecto del agua intersticial sobre la S_{cc} , mientras que otro mostró efecto negativo sobre la S_{cc} , y otro mostró que $(S_{cc} + S_{wi})$ era una constante. De esta manera se puede comentar que las conclusiones son contradictorias, debido a la inadecuada concepción del proceso químico y físico, especialmente respecto a la adsorción y a la fase de transformación implicada en el comportamiento del flujo y formación de condensado.

Por lo anterior, es deducido que la saturación mínima que requiere el condensado para que ocurra flujo de condensado es bastante alta, aunque la experiencia de campo sugiere lo contrario y la importancia de la saturación del condensado y la acumulación a través del yacimiento. Cuando la presión del yacimiento es mayor a la presión del punto de rocío, la productividad es controlada por la permeabilidad, espesor del yacimiento y la viscosidad del gas, en caso contrario donde la presión del yacimiento está por debajo del punto de rocío, la productividad será controlada por la saturación crítica del condensado (S_{cc}) y la forma de las curvas de permeabilidad relativa del gas y del condensado.

El objetivo de las investigaciones de los yacimientos de gas condensado en la actualidad, es enfocada en desarrollar metodologías para aumentar la productividad de gas y el condensado, considerando parámetros sensibles al condensado acumulado en el fondo del pozo. De lo anterior, dichos parámetros serán utilizados para determinar las diversas alternativas de diagnóstico del anillo de condensado, que difieren entre sí, por la información del yacimiento y fluido necesaria para efectuarse.

2.1.8.1. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA TASA DE PRODUCCIÓN

Son aquellas alternativas que soportan fuertemente su diagnóstico en las tasas de producción del pozo, como las siguientes:

2.1.8.1.1. ANÁLISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

Shaoyong Yu. (2014), planteó una aplicación basada en los valores de producción medidos en superficie, ya que, la complejidad del subsuelo, el comportamiento PVT del condensado y la baja permeabilidad que existe en la formación, hace el pronóstico de la producción de líquido una tarea difícil para los operadores, en donde se hace necesario un tiempo adicional para realizar las pruebas; optimizar ese tiempo y obtener resultados confiables, es un reto para la industria de hidrocarburos. Por lo tanto, el autor desarrolló un diagnóstico sencillo, rápido y con uso reducido de datos del campo, para identificar el grado de obstrucción del anillo de condensado en la producción de gas.

Por otra parte, este análisis fue originado para yacimientos compactados (valores bajos de permeabilidades horizontal y vertical), en donde se evidencia, el bloqueo total de la producción de gas por el anillo de condensado. Sin embargo, para los yacimientos con valores de permeabilidad dentro de un rango cercano por arriba y por abajo, es posible realizar un diagnóstico para otros escenarios, teniendo en cuenta que no bloqueea totalmente el paso del gas. Para la implementación de este análisis se necesita a disposición las tasas de gas y de condensado medidos en el separador.

2.1.8.1.1.1. SUPOSICIONES DEL ANÁLISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

- **No hay líquido (condensado) de carga en el pozo:** esta suposición es posible que ocurra durante la primera etapa de la producción, en donde la tasa de gas es mayor a la velocidad crítica.
- **El condensado no es móvil dentro del yacimiento:** debido a la baja permeabilidad, la producción de condensado en la superficie es puramente compuesta de líquido que ha abandonado el gas.
- **El pozo está fluyendo a presión de fondo constante.**

2.1.8.1.1.2. DESVENTAJAS DEL ANÁLISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

- Los resultados obtenidos en el separador, no son corregidos de los problemas, como: líquidos almacenados en las líneas de flujo.
- El tiempo de retención corto en separadores de prueba tradicionales puede conducir significativamente condensado en la línea de gas, dando lugar a una subestimación de la tasa de condensado, y un error potencialmente significativo en la tasa de gas.
- El condensado siempre es móvil dentro del yacimiento en casi todos los yacimientos.

2.1.8.1.1.3. METODOLOGÍA DEL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

Para la implementación de este análisis debe llevarse a cabo los pasos que se observa en la figura 2.7, de donde es necesario los datos de producción del gas y condensado del pozo medidos en el separador, calcular la relación de condensado-gas (RCG) actual, acumulado y la diferencia entre ellos (Δ RCG).

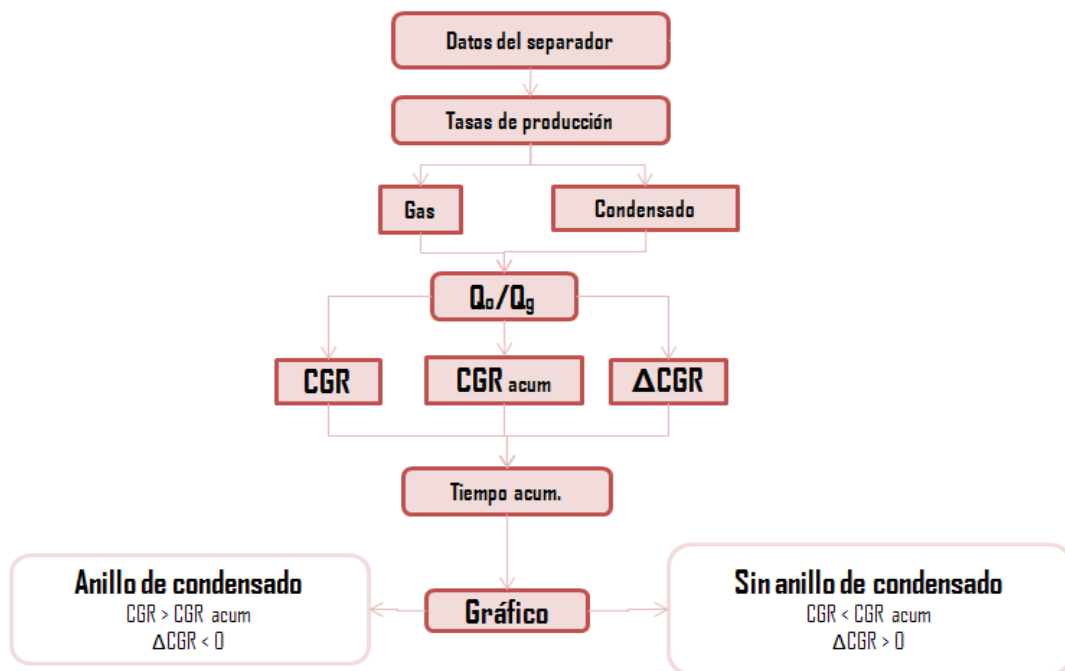


Figura 2.7 Metodología para el uso del análisis de tasas de producción. [Shaoyong Yu. 2014].

Por consiguiente, el análisis gráfico con las 3 curvas (RCG, RCG acum y Δ RCG) y el tiempo acumulado, en donde finalmente se determina el diagnóstico; Una vez obtenida dichas gráficas, se debe considerar las características de la figura 2.7, para determinar si se está presentado el anillo de condensado como problema en la producción de gas.

Determinación de la RCG:

$$RCG \left(\frac{Bblsn}{MMpcn} \right) = \frac{N_p}{G_p} \quad (\text{Ec. 2.8})$$

En donde:

N_p = petróleo producido, *Bbln*.

G_p = gas producido, *MMpcn*.

1. **RCG** (*Relación de gas-condensado instantáneo*): Es la obtenida durante un paso de tiempo determinado.
2. **RCG_{acum}** (*Relación de gas-condensado acumulado*): Es la obtenida acumulando las producciones hasta la actualidad.
3. **Δ RCG** (*Diferencia entre RCG_{acum} y RCG*): Diferencia entre los valores de la relación gas-condensado acumulada y la instantánea.

2.1.8.1.1.4. RESULTADOS OBTENIDOS DE LA RCG

El resultado obtenido se muestra mediante un gráfico que consta de tres curvas, como se muestra en la Figura 2.8 y 2.9.

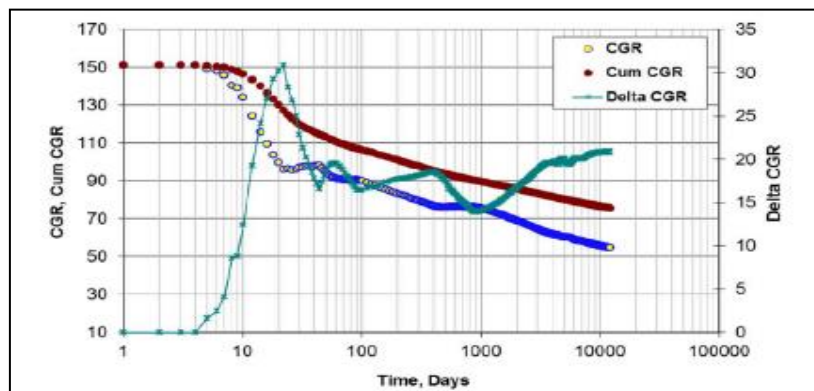


Figura 2.8 Gráfico de diagnóstico sin el problema de obstrucción por el condensado.

[Shaoyong Yu. 2014].

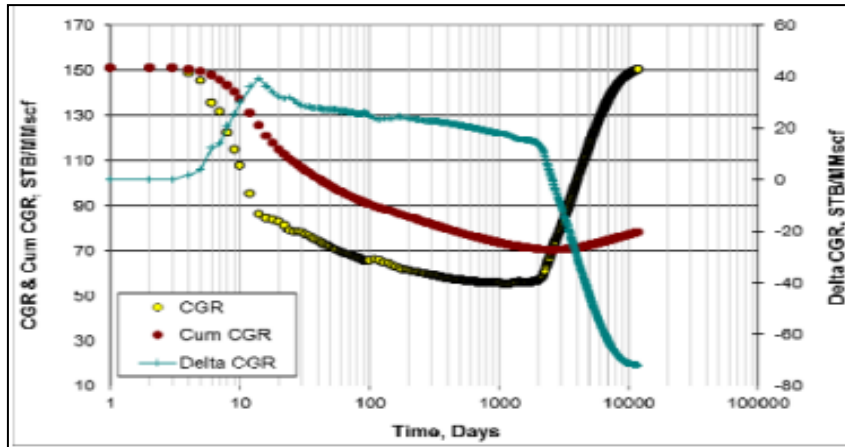


Figura 2.9 Gráfico de diagnóstico con problema de obstrucción por el condensado.

[Shaoyong Yu. 2014].

En la figura 2.9, el anillo de condensado va acumulándose alrededor del pozo, bloqueando la producción de gas al pasar aproximadamente 3000 días, por otro lado, se observa como el RGC aumenta por encima del RGC_{acum} y el ΔRGC se vuelve negativo.

2.1.8.1.2. MEDIDORES DE FLUJO MULTIFÁSICO

Theuveny, Hopman y Pérez. (2007), en su investigación titulada “La identificación del anillo de condensado con medidores de flujo multifásico”, plantea que ha existido una dificultad en obtener las mediciones precisas de gas, condensado y agua, debido al tiempo corto de retención en los separadores de pruebas tradicionales, que pueden conducir a la prórroga significativa de condensado en la línea de gas, dando a lugar una subestimación en la tasa de condensado y un error potencialmente significativo en la tasa de gas, por otra parte, la presencia de condensado en las corrientes de gas por lo general conduce a una sobreestimación de la tasa de gas.

El medidor multifásico cuantifica la cantidad de condensado, gas y agua estando en la línea de flujo, sin que requiera una previa separación de las fases, sin tener ningún control activo y que pueda soportar mediciones a alta presión y altas temperaturas sin perder la calidad de los datos causados por los tiempos de retención.

Dicho medidor multifásico se basa en la combinación de la Energía Gamma Doble con el medidor multifásico Venturi (vx), dicho medidor de flujo multifásico se ha extendido en casi todos los tipos de operaciones de campo, tanto en aplicaciones móviles para la exploración, evaluación, limpieza y montaje permanente o móviles para la producción de pruebas de pozos.

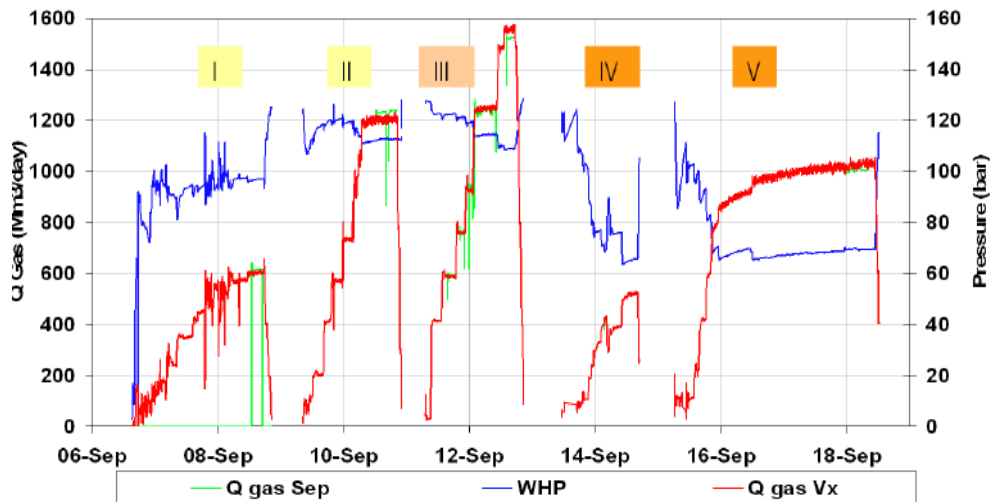


Figura 2.10 Comparación entre los datos obtenidos de un medidor multifásico y en el separador. [Theuveny, Hopman y Pérez. 2007].

En la figura 2.10 se observa los resultados obtenidos en un separador tradicional y los obtenidos con un medidor de flujo multifásico, en donde las curvas tienen buen comportamiento, sin embargo, existen comportamientos inusuales por los obtenidos en el separador.

Estos medidores son colocados en las líneas de tuberías de producción cerca del cabezal del pozo, aguas arriba del estrangulador para mediciones de alta resolución y precisión del gas, agua y condensado. Dichos medidores interpretan correctamente los cambios ocurridos en los fluidos del yacimiento.

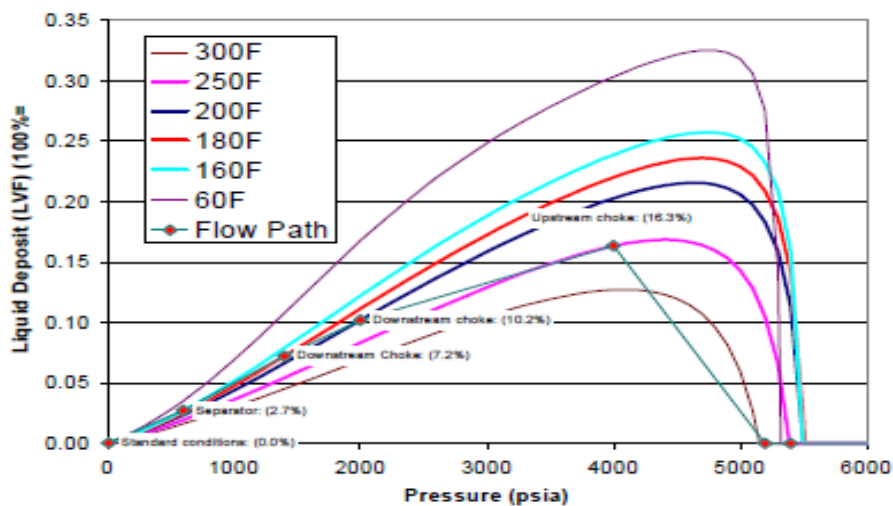


Figura 2.11 Líquido desprendido del gas a diversas condiciones de temperatura y presión de yacimiento. [Theuveny, Hopman y Pérez. 2007].

La Figura 2.11 muestra una variación típica del líquido que es desprendido del gas (1-Factor volumétrico del gas (GVF)) a diversas condiciones de superficies, la composición de un fluido perteneciente a un yacimiento dado (en este caso no tiene anillo de condensado). El comportamiento de las curvas en la figura 2.11 corresponde a la composición del fluido de un entorno condensado ligeramente rico, asumiendo una composición del fluido constante, las diversas curvas isotérmicas que corresponden a las condiciones de temperatura de las mediciones de fondo de pozo de 300 ° F; aguas arriba del estrangulador: 250 F; y aguas abajo de la estrangulación con tres contrapresiones: 200 ° F a 2000 psia, 180 ° F a 1500 psia, y 160 ° F a 750 psia.

La diferencia en la deserción de líquido con las condiciones de separación que conducen a un factor volumétrico de gas con un 97,8% y con una condición de alta presión aguas arriba, dando 83,7% el factor volumétrico del gas. Debido a que los componentes pesados del gas (condensado) no se acumulan en el pozo, en el supuesto de que la composición del fluido desde la parte profunda del yacimiento, se mantuvo constante, los componentes que faltan son acumulados como condensado en la región cercana al pozo de producción (anillo de condensado).

Adicionalmente, puede haber una cantidad significativa de líquido atrapado en la parte inferior de la tubería en frente de la placa de las rejillas del pozo de producción, que

puede afectar a las mediciones de caudal de manera adversa. La identificación de un problema de este tipo puede ser sencilla, pero su remediación puede ser imposible durante el curso de la operación de pruebas de pozos. El arrastre de líquido en la línea de gas es un gran problema al probar los pozos de gas con pequeños separadores. El tiempo de retención corto, combinado con tamaño muy pequeño, puede conducir al arrastre de 50% del líquido a través de la salida de gas del cuerpo del separador.

Por otra parte, es importante corregir la interpretación del tiempo de viaje de las fases de fluidos desde la fuente de la formación hasta la superficie, se puede corregir con bobinas más pequeñas, en donde el tiempo de tránsito puede aumentar. Las tasas deben mantenerse lo suficientemente alta como para evitar problemas de carga de líquidos, donde deslizamientos de la fase líquida puede llegar a ser tan grande que algunos fluidos comienzan a segregar en el pozo, lo que lleva a la medida de fase no representativa en la superficie. La formación del anillo de condensado es muy rápida, no solo puede ocurrir en unas horas, si no en minutos puede formarse, por eso es importante interpretar al instante la relación condensado-gas (RCG). Se ha podido auto limpiar el anillo de condensado con un estrangulador más pequeño.

2.1.8.1.2.1. DESVENTAJAS

- Preparación del personal para el uso y mantención de los equipos, aunque la mayoría de las veces, este procedimiento lo ofrecen como servicio petrolero en las empresas dedicadas a servicios petroleros.
- Acumulación de líquidos (agua o condensado) en las bases de la célula, alrededor de una placa de orificios puede crear grandes errores.
- Puede haber cantidad significativa de líquido atrapado en la parte inferior de la tubería en frente de la placa del orificio que también puede afectar a las mediciones de la tasa de flujo.

2.1.8.1.2.2. METODOLOGÍA DE APLICACIÓN DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

En la figura 2.12 se muestra la metodología para aplicar el medidor de flujo multifásico, comenzando con un pozo en producción el cual debe modificar e instalar equipos

superficiales de medición, tanto un estrangulador y el medidor de flujo, junto a servidores que monitorearan la RCG (relación condensado/gas), para determinar en tiempo real la formación del anillo de condensado

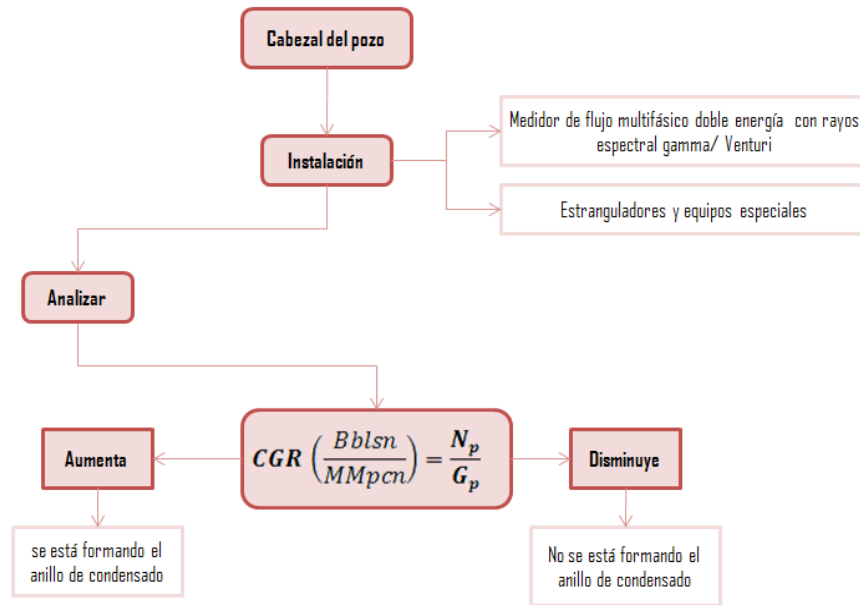


Figura 2.12 Metodología para el uso del medidor multifásico. [Theuveny, Hopman y Pérez. 2007].

Por otra parte, se observa que un aumento significativo de la CGR, indica una reducción en la producción de gas y un aumento en la producción de componentes pesados del gas, dicho, en otros términos, se está formando el anillo de condensado. Cuando el RCG disminuye indica que hay un aumento en la producción de gas y poca producción de condensado, en este caso no se está formando el anillo de condensado.

2.1.8.1.2.3. RESULTADOS OBTENIDOS DEL MEDIDOR MULTIFÁSICO

En la figura 2.13 proporciona la perspectiva del análisis del anillo de condensado. A medida que la tasa de gas aumenta, la tasa de líquido aumenta (disminuye la CGR), lo que significa que el efluente es cada vez más delgado en la superficie ya que la presión de fondo de pozo disminuye. Esto significa que algunos componentes líquidos no se producen a la superficie por más tiempo, no podría ser un fenómeno de carga de líquido, con un poco de líquido estancado en la parte inferior de la finalización ya que los

síntomas inversa se esperaría (gas inferior para condensar proporción que los aumentos de las tasas). Como los componentes pesados (condensado) no se acumulan en el pozo, en el supuesto de que la composición del fluido de la parte profunda del yacimiento sigue siendo la misma, significa que los componentes que faltan están acumulando como condensado abandonan en la zona próxima a la perforación.

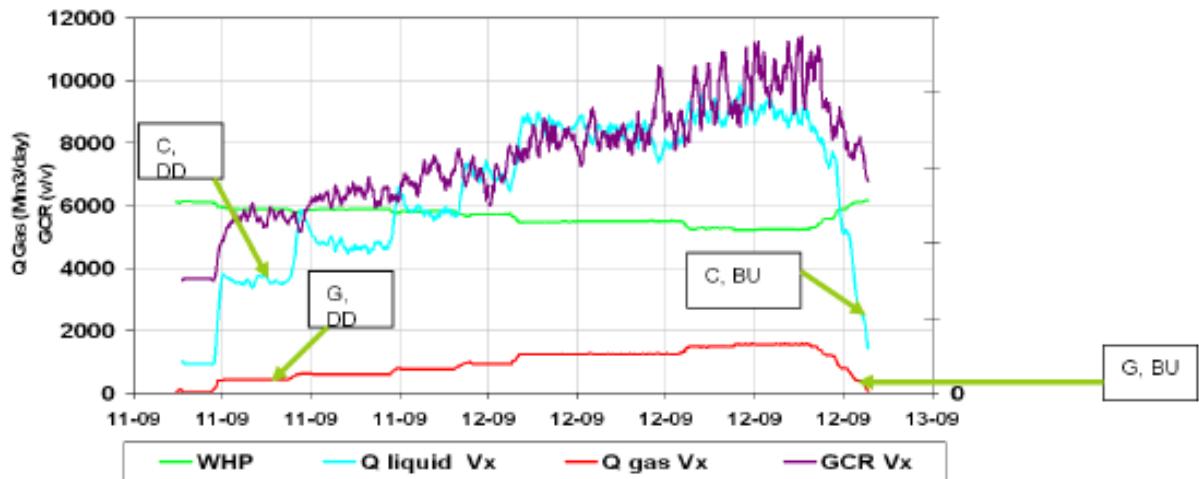


Figura 2.13 Perspectiva del anillo de condensado. La producción de condensado es mayor que la producción de gas. [Theuveny, Hopman y Pérez. 2007].

2.1.8.2. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA PRESIÓN

2.1.8.2.1. ANÁLISIS DE PRESIÓN

Según Escobar 2003, las pruebas de presión es una herramienta utilizada para la obtención, de manera indirecta, de parámetros que permiten principalmente la caracterización del sistema pozo-yacimiento. Básicamente consiste en la medición de dos variables: la tasa de producción y la presión, al alterar una de las dos variables mencionadas (generalmente la tasa de flujo) se genera o introduce una perturbación en el yacimiento y se registran los cambios sobre la otra variable (presión). La forma característica del comportamiento de la presión en función del tiempo, refleja las propiedades del yacimiento en estudio. De manera general los parámetros que se pueden obtener a partir de una prueba de presión son los siguientes:

- Presión Inicial y Presión Promedio del yacimiento.
- Permeabilidad de la formación.

- Factor de Daño Total de la formación.
- Área de drenaje, evaluación de estimulaciones por fracturamiento hidráulico.
- Modelo Geométrico del área de drenaje.
- Comunicación entre pozos.

2.1.8.2.1.1. TIPOS DE PRUEBAS

Según Escobar 2003, las pruebas de presión son diseñadas y ejecutadas dependiendo del objetivo que se desee alcanzar, es decir, obedece principalmente a lo que se requiera conocer del yacimiento bajo estudio. Entonces, una prueba de presión se puede aplicar con la finalidad de evaluar, describir o monitorear un yacimiento.

- **Prueba de declinación de presión (Draw-Down Test).** Comportamiento del yacimiento, permeabilidad, daño, longitud de fractura, límite del yacimiento, fronteras.
- **Prueba de restauración de presión (Build up Test).** Comportamiento del yacimiento, permeabilidad, daño, longitud de fractura, límite del yacimiento, fronteras.
- **Prueba de pulso e interferencia.** Comunicación entre pozos, comportamiento del tipo de yacimiento, porosidad, permeabilidad interpozos, permeabilidad vertical.
- **Prueba de disipación de presión en pozos inyectoros (Fall-off Test).** Movilidad en varios sectores, daño, presión del yacimiento, longitud de fractura, ubicación del frente, fronteras.
- **Prueba de producción DST (Drill Stem Test).** Comportamiento del yacimiento, permeabilidad, daño, longitud de fractura, presión del yacimiento, límites del yacimiento.
- **Prueba Multitasa.** Perfil de presión.
- **Prueba de yacimientos con capas.** Propiedades de capas individuales, permeabilidad horizontal, permeabilidad vertical, daño, presión con capa promedio, fronteras externas.
- **Pruebas para pozos de gas.** Prueba Isocronal y Prueba Isocronal Modificada.

- **Prueba BHP-BHT, medición de presión** (Bottom hole pressure – Bottom hole temperature). Estática. Dinámica.
- **Probadores de Formación repetitivo RFT** (Repeat Formation Test). Gradiente de presión a lo largo de la formación, presión de formación, contacto de fluidos, daños por lodo, toma de muestras de fluidos.
- **Pozos exploratorios**. Tipos de pruebas: DST (con taladro), prueba sin taladro, probador de formación. Información obtenida: Presión, muestra de fluido para análisis PVT, permeabilidad y daño, potencial del pozo e índice de productividad.
- **Pozos productores**. Tipos de pruebas: Restauración, Multitasa, interferencia, sensores de presión permanente. Información obtenida: Permeabilidad, daño, presión actual y promedio, tipos de límites asociados con el área de drenaje, monitoreo continuo de presión de fondo.
- **Pozos inyectores**. Tipos de pruebas: Inyectividad Fall-off. Información obtenida: Índice de Inyectividad por capa, presión actual del área de inyección, distancia al pozo al frente del banco de agua.

2.1.8.2.1.2. METODOLOGÍA PARA EL ANALISIS DE PRESIÓN

En la figura 2.14 se observan los procedimientos mínimos para poder aplicar un análisis de presión con resultados óptimos, se debe implementar el uso de herramientas de medición de fondo del pozo, que básicamente herramientas para registrar presión, temperatura y cualquier otro parámetro que se desee, para eso debe detenerse la producción del pozo productor, se debe elegir cual prueba desea aplicarse de acuerdo al parámetro de interés, como por ejemplo la prueba de restauración de presión y la declinación que son las más implementadas, una vez obtenida la información de interés Se hace los respectivos cálculos con un programa especializado en hacer estudios de pruebas de presión con los programas PANSYSTEM de la empresa WHEATERFORD, el SHAPIR de la empresa KAPPA, entre otros más, una vez en el programa o simulador, se realiza ajustes en los valores de entrada para coincidir puntos y obtener la gráfica de mejor ajuste al problema del pozo, existen gráficos calculados para cada tipo de problema, que serán la base para determinar la respuesta final al problema.

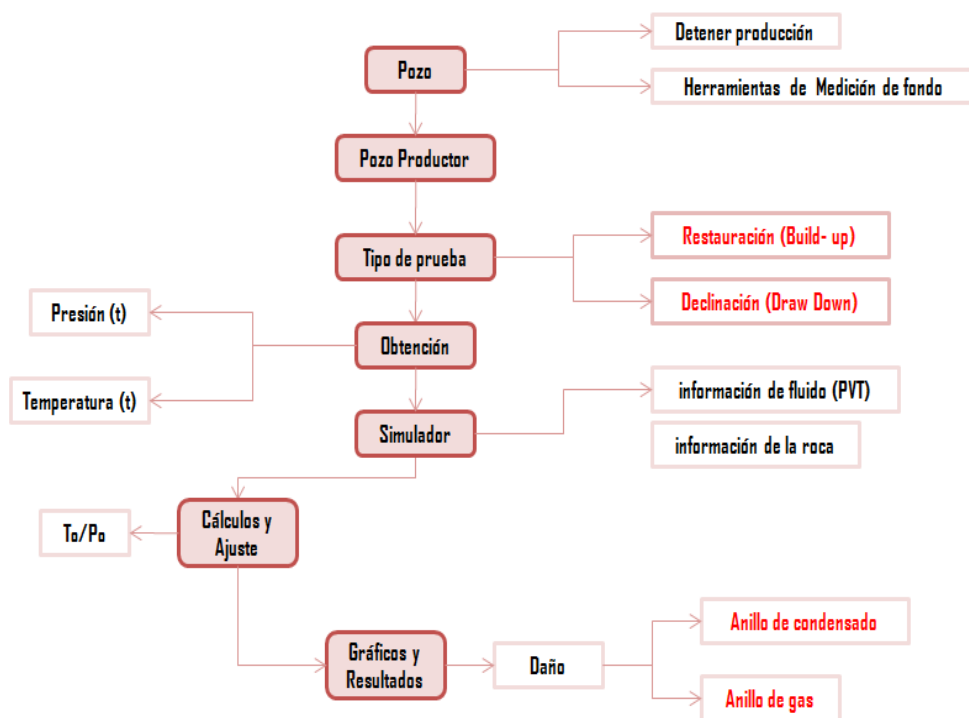


Figura 2.14 Metodología para usar el análisis de presión. [Escobar F. 2003].

2.1.8.2.1.3. RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE PRESIÓN

Al realizar una prueba de presión, se obtendrá valores de presión y se calculará la derivada de dicha presión para ver el resultado gráfico como el obtenido en la figura 2.15, 2.16 y 2.17, el tiempo y las presiones están en semi-logaritmo, en base al comportamiento se puede determinar la problemática que tiene el pozo en el momento de la prueba.

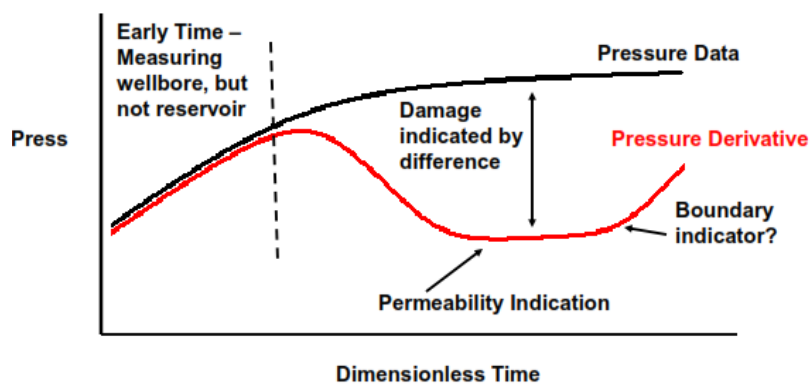


Figura 2.15 Resultado del análisis de presión. [Escobar Freddy. 2003].

De acuerdo al tipo de pozo que se tenga exploratorio, productor o de inyección se le puede realizar pruebas de presión para obtener información de interés, como la mostrada en la tabla 2.15. Por otra parte, con cada prueba de presión se obtiene unos parámetros diferentes en la mayoría de los casos, por eso es de suma importancia determinar antes de una prueba de presión los parámetros que se esperan obtener, para así delimitar de manera correcta el tipo de prueba a realizar.

Mediante el comportamiento de las curvas se puede determinar el tipo de problemática, en la figura 2.16 se muestra el comportamiento de las curvas cuando existe un bloqueo por el gas acumulado en los alrededores del pozo productor, para el caso de los yacimientos de petróleo volátil.

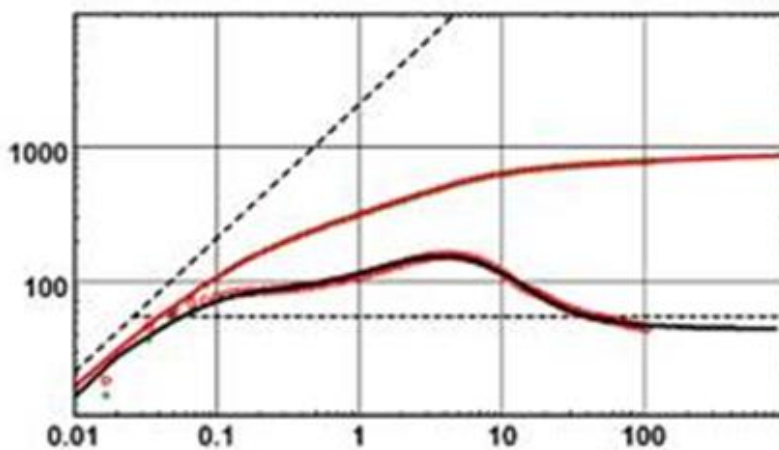


Figura 2.16 Respuesta del análisis presión cuando existe un bloqueo por gas. (Escobar Freddy. 2003).

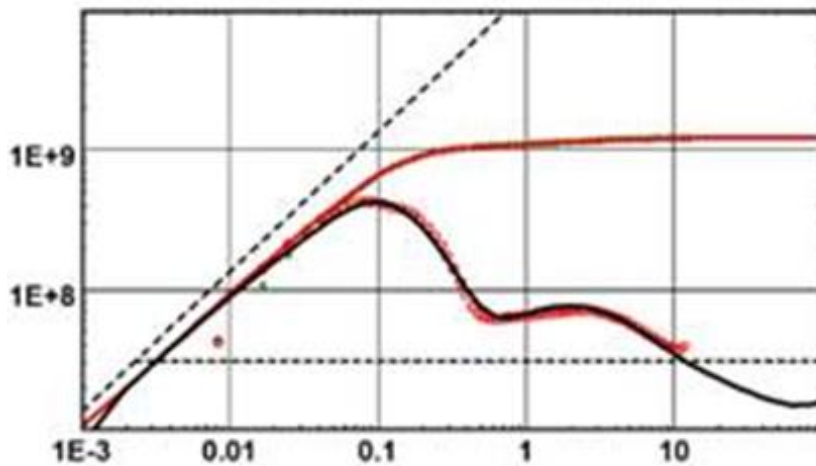


Figura 2.17 Respuesta del análisis presión cuando existe un bloqueo de condensado. (Escobar Freddy. 2003).

En la figura 2.17, se muestra el resultado del análisis de presión cuando existe un bloqueo por el anillo de condensado en los alrededores del pozo de producción para el caso de los yacimientos de gas condensado.

2.1.8.2.2. ANALISIS DE PRESIONES TRANSITORIAS EN SUPERFICIE (TPA)

El análisis de presiones transitorias también conocida por sus siglas en ingles (TPA) basado en los datos de presión de fondo de pozo (BHP), el mismo, es un método bien establecido para la estimación de parámetros de flujo e identificación del comportamiento del pozo. Desafortunadamente, la obtención permanente de los datos de fondo del pozo no siempre es operativamente posible, como por ejemplo el caso de yacimientos con alta presión y temperatura, la mayoría de los pozos están equipados con medidores en el cabezal del pozo donde registran presiones de forma continua (WHP), por lo se pueden utilizar en ausencia de las presiones del fondo del pozo para identificar el comportamiento del pozo y yacimiento.

A lo largo de los años diversos investigadores han aportado información valiosa que reduce el margen de error del análisis de presiones transitorias con medidas en superficie, algunos de los investigadores:

Dall'Olio y Vignati (1998), fueron los primeros en desarrollar una metodología que permite la utilización de los datos de presión en superficie a efectos de interpretación de pruebas, mediante la corrección de los resultados del análisis a las condiciones del yacimiento.

Fair (2001), determinó que después de la Fase Redistribución del pozo (WPR), el pozo presenta una distribución separada de fases (Nurafza et al., 2009), donde la columna de gas se encuentra por encima de la columna de petróleo, debido a la diferencia de los dos gradientes de presión, uno para la columna de gas y uno para la columna de petróleo. Eliminando la comunicación de presión directa entre el cabezal del pozo (WHP) y el yacimiento.

Fair et al. (2002), plantea que la comunicación de presión sólo se puede establecer cuando todo el líquido se reinyecta en el yacimiento y sólo hay presente gas de una sola fase en el pozo. Puesto que no hay comunicación de presión entre el cabezal del pozo y el yacimiento, los parámetros del cabezal derivados no pueden ser corregidos para que coincida con la realidad. Sin embargo, el único camino a seguir es convertir a presión de fondo los valores de presión de superficie. Luego, **Fair et al. (2002)**, planteo una metodología para probar pozos desde la superficie y categorizar pozos.

Ali et al. (2005), determina que las fases más densas se mueven a la parte inferior del pozo mientras que la fase más ligera sube a la superficie. Esto es debido a los efectos de compresibilidad, dando como resultado un aumento de la presión del pozo que se disipa a través de la formación hasta que se alcanza el equilibrio entre el yacimiento y el pozo basado en el tipo de fluido y yacimiento y en el comportamiento del pozo.

Charidimos E. et Al. (2013), Plantearon la viabilidad de utilizar los datos WHP para identificar el comportamiento del pozo, teniendo como objetivo la evaluación de la capacidad para derivar parámetros clave del pozo y del yacimiento con datos WHP en ausencia de datos BHP, centrándose principalmente en la estimación de la permeabilidad y el daño para tres casos: el primero es para un pozo inyector de agua, el segundo para un yacimiento de gas seco y el tercero para un yacimiento de gas condensado.

2.1.8.2.2.1. VENTAJAS DEL ANALISIS TPA

Las ventajas de ser capaz de obtener información útil a partir de datos WHP, el principal de ellos es el costo de obtención de presiones en superficie es mucho menor que el de un estudio de fondo de pozo y la reducción de riesgos asociados al uso de herramientas en el pozo en funcionamiento. Esto sería particularmente útil en condiciones donde los pozos no pueden ser analizados debido a las condiciones de fondo de pozo duras, tales como altas temperaturas y presiones, problemas de integridad de finalización y restricciones de tubería.

El método TPA, muestra como las curvas de presión de fondo y la curva de superficie correspondiente son diferentes, siendo las curvas WHP encima de las curvas BHP, lo que implica que los datos WHP deben producir la misma permeabilidad como datos BHP, y sobreestima significativamente el daño. Por lo que, es necesario implementar una corrección de los datos de WHP para obtener resultados adecuados de permeabilidad y una sobreestimación del daño con un margen de error de 2% en comparación con los datos BHP.

2.1.8.2.2.2. CONVERSIÓN DE LA PRESIÓN DE SUPERFICIE A PRESION DE FONDO

Además del perfil de Pozo-Temperatura, un algoritmo de conversión es necesario para tener en cuenta el cambio en las propiedades del fluido para diferentes presiones y temperaturas. En consecuencia, un modelo de PVT debe ser creado y utilizado para extraer los valores de Z , ρ_g , ρ_o y M_o para cada valor de presión y temperatura.

Las ecuaciones para convertir los valores *Well Head Pressure* (WHP) a valores *Bottom Hole Pressure* (BHP), son las siguientes:

$$\int_{P_{rf}}^{P_{wf}} \left[\frac{\frac{\rho}{TZ} \delta p}{\frac{667 * f * M * q^2}{\delta^5 \left(\frac{L}{D} \right) + \left(\frac{D}{TZ} \right)^2}} \right] = \frac{\gamma_g * D}{53,34} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

$$\gamma_{wg} = \frac{\gamma_g + \frac{4,584 * \gamma_o}{R_g}}{1 + \frac{132,800 * \gamma_o}{M * R_g}} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

$$M_o = \frac{44,29 * \gamma_o}{1,03 - \gamma_o} \quad (\text{Ec. 2.11})$$

Cuando el factor de fricción $f = 0$, la ecuación 2.9 queda de la siguiente manera:

$$\int_{P_{rf}}^{P_{wf}} \frac{T * Z}{\rho} \delta p = \frac{\gamma_{wg} * D}{53,34} \quad (\text{Ec. 2.12})$$

Con las ecuaciones anteriores y la implementación de una aplicación de VISUAL BASIC (VBA), que dividirá los pozos en segmentos de 100 pies para medir la presión y temperatura, luego se debe ir calculando los demás valores usando la ley trapezoidal hasta alcanzar la profundidad total del pozo, junto a un modelo de prueba PVT para utilizar los datos Z , ρ_g , ρ_o y M_o .

2.1.8.2.2.3. METODOLOGÍA PARA USAR EL TPA

En la figura 2.18 se observa el procedimiento mínimo que debe realizarse para emplear el análisis de presiones transientes con información de superficie, enfocándonos en los pozos de producción que presentan problemas. Por consiguiente, es necesaria la obtención de una prueba Isocronal que no requiere utilización de herramientas de medición de presiones en el fondo del pozo.

Con la presión de superficie obtenida de la prueba Isocronal, la información del fluido del yacimiento obtenida con una muestra significativa del pozo y múltiples ensayos de laboratorio junto a la información de producción. Toda la información se ingresa al simulador PANSYSTEM, se clasifica la información de la presión en etapas de la restauración de presión y la declinación de presión, se puede realizar un análisis de prueba a la vez. Se realiza la conversión mediante el simulador que tiene la opción TPH to BHP, la corrección de la presión de superficie en la presión de fondo se ajusta a la

curva con los puntos de intersección y se obtiene el resultado con el método de análisis de presión.

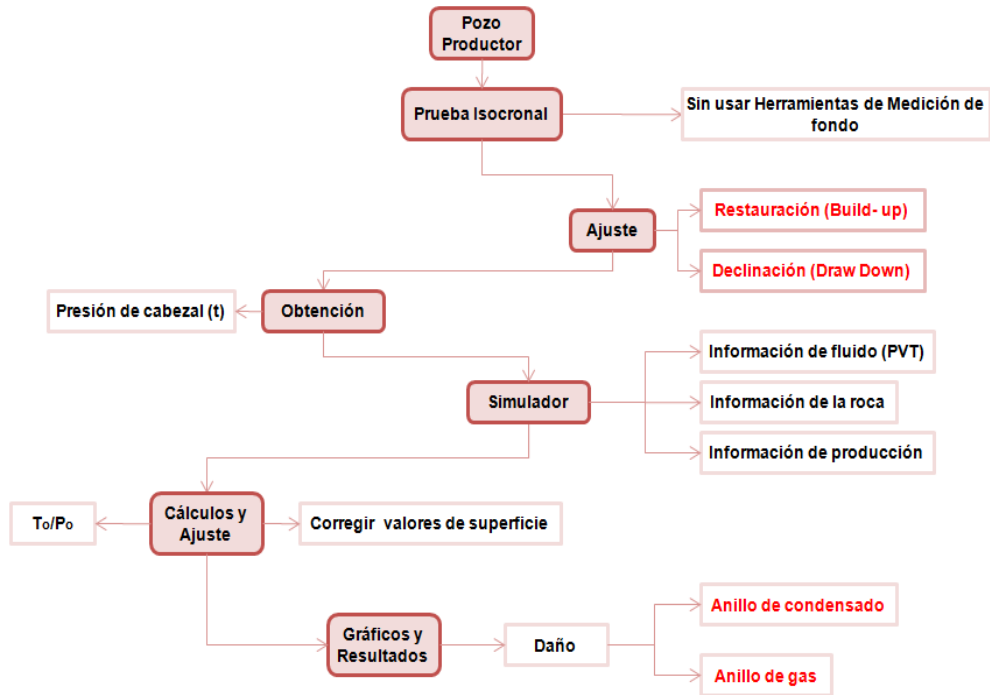


Figura 2.18 Metodología para usar el TPA. (Charidimos E. et Al. 2013).

2.1.8.2.2.4. RESULTADOS OBTENIDOS USANDO EL TPA

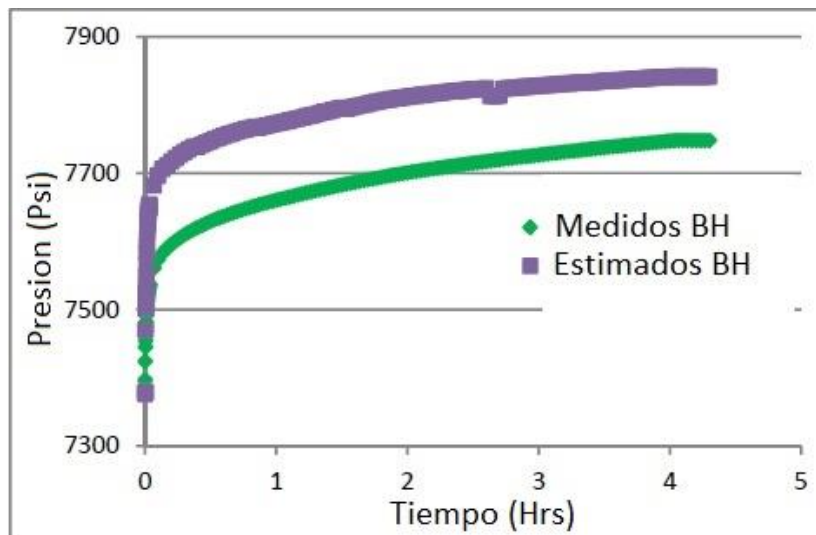


Figura 2.19 Datos de fondo del pozo y los obtenidos en la superficie sin la conversión. (Charidimos E. et Al. 2013).

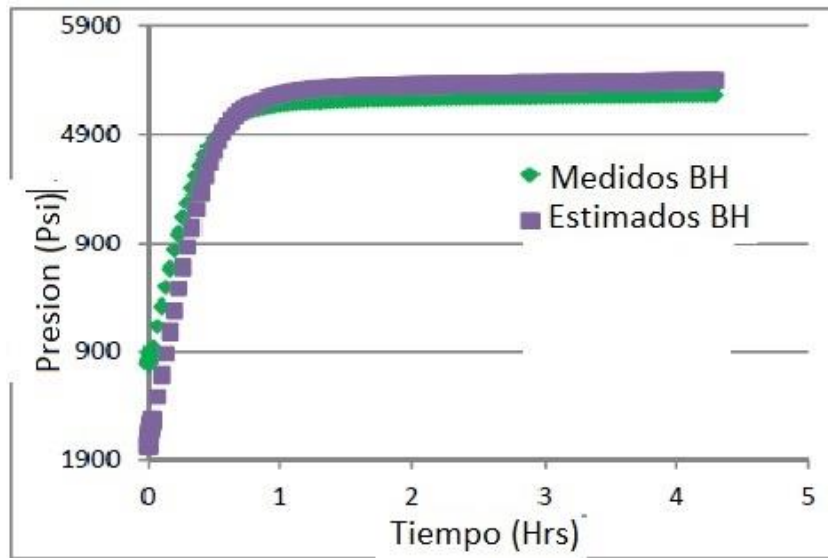


Figura 2.20 Datos de fondo del pozo y los obtenidos en la superficie con la conversión. (Charidimos E. et Al. 2013).

En la figura 2.19 se observa como los valores de presión medidos en superficie son mayores a los obtenidos en el fondo del pozo, razón principal por la que se sobreestiman los valores de daño, luego de la conversión de la presión de superficie a la presión de fondo se obtiene los valores obtenidos en la figura 2.20 que disminuyen su margen de error acercándose a los valores obtenidos en el fondo del pozo.

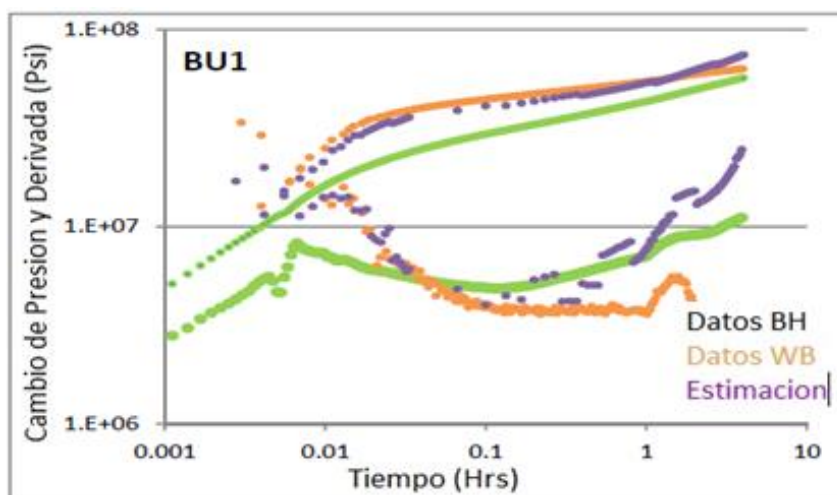


Figura 2.21 Gráfico de presión y su derivada respecto al tiempo sin la corrección de WH a BH. (Charidimos E. et Al. 2013).

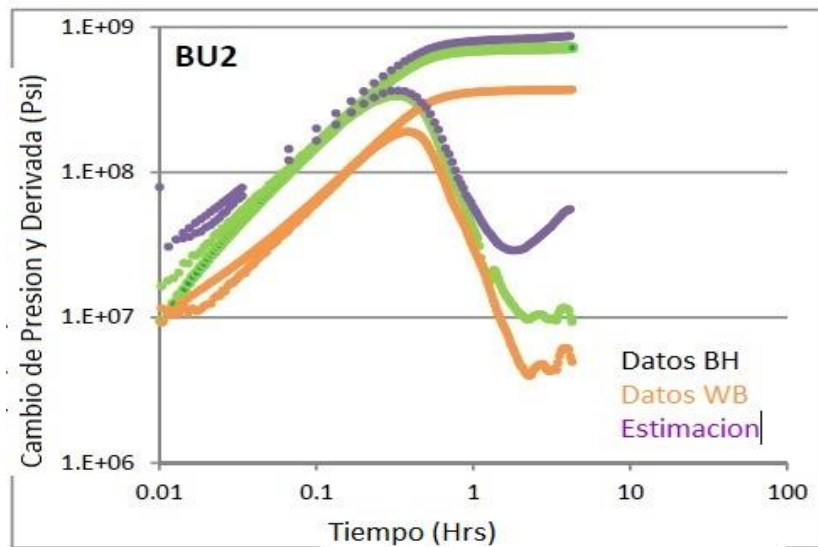


Figura 2.22 Gráfico de presión y derivada respecto al tiempo con la conversión de WH a BH. (Charidimos E. et Al. 2013).

Luego al utilizar el simulador de pruebas de pozos, se estiman los valores de permeabilidad y daño, donde se muestra en la figura 2.21 que los valores medidos en superficie superponen los resultados en comparación de los medidos en el fondo del pozo, al convertir dichos valores de presión de superficie a presión de fondo, se obtiene menor margen de error como se muestra en la figura 2.22, mediante este gráfico se puede determinar la permeabilidad y el daño, adicionalmente se puede determinar el condensado acumulado en el fondo del pozo.

2.1.8.3. DIAGNÓSTICO BASADO EN LAS FUERZAS CAPILARES

Existen alternativas basadas en la determinación de la tensión interfacial de los fluidos para analizar el estado de obstrucción del anillo de condensado.

2.1.8.3.1. CÁLCULO DEL NÚMERO CAPILAR

Es la relación entre las fuerzas viscosas de drenaje y las fuerzas capilares, por otra parte, aporta a el mejoramiento espontáneo de la productividad de los pozos de gas condensado por el efecto de la velocidad de flujo a ciertas condiciones del fluido y la

roca. Sin embargo, el número capilar relaciona la velocidad del fluido y las fuerzas viscosas con las fuerzas interfaciales, de acuerdo a la ecuación 2.13:

$$N_C = \frac{\mu \cdot v}{\sigma} \quad (\text{Ec.2.13})$$

De donde:

N_C = Número Capilar, adimensional.

μ = Viscosidad, cps.

v = Velocidad del gas y condensado, cm/seg.

σ = Tensión Interfacial.

Por otra parte, se puede analizar que un valor alto del número capilar se traduce en un valor bajo de tensión interfacial entre ambas fases, lo que favorece su movilidad hacia los canales de flujo. En efecto, la teoría del acoplamiento positivo considera el arrastre de condensado por parte del gas que se encuentra en el yacimiento, siendo de esta manera, la reducción de la saturación del bloque de condensado, y se incrementa la productividad del pozo. (Rojas f. Alcides r. y Tenias I. Luz M. 2007).

2.1.8.3.1.1. DESVENTAJAS DEL NÚMERO CAPILAR

Antes de entrar en consideración, es importante conocer las carencias de este diagnóstico mediante el número capilar, que son las siguientes:

- Es considerado un problema de flujo para el análisis de presión.
- No ha tenido el enfoque para diagnosticar problemáticas de pozos de gas condensado, tampoco se ha implementado como diagnóstico, por lo que esta alternativa es una propuesta.
- Requiere información del fluido mediante la aplicación del análisis de presión y pruebas PVT e información de la roca mediante pruebas de núcleos.

2.1.8.3.1.2. OBJETIVO DEL NÚMERO CAPILAR

El objetivo de esta propuesta es determinar el valor numérico del número capilar, para así conocer las condiciones del fluido en el fondo del pozo. Un valor alto del Numero Capilar indica que la tensión interfacial entre el gas y el condensado es baja, lo que es

equivalente decir, que el contacto entre los dos fluidos es casi despreciable, sin ninguna oposición al flujo de un fluido a través del otro, aplicado a los yacimientos de gas condensado, el gas puede fluir casi sin problemas a través del condensado, sin embargo, se produce condensado igualmente sin afectar en gran proporción la producción de gas.

En caso contrario, un valor bajo del Numero Capilar, indica un valor alto de tensión interfacial entre los dos fluidos, lo que implica una fuerte resistencia entre los fluidos y una movilidad baja, en este caso el gas queda atrapado por el condensado, afectando la producción de gas y beneficiando la producción de condensado, que para estos yacimientos su producción no es rentable.

Para la implementación del número capilar se debe conocer información del pozo mediante pruebas PVT (r_w , h , Φ , fr molar de gas y condensado) y la información obtenida de una prueba de presión (P_{yac} , P_{wf} , Q_g , Q_c , K_e , RGC , $^{\circ}API$, S_m , D , T_{yac}).

Por consiguiente, la aplicación de las ecuaciones de velocidad del condensado y gas.

$$V_g = \frac{Q_{gi} \cdot \beta_{gi}}{2 \cdot \pi \cdot r_w \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})} \quad (\text{Ec. 2.14})$$

$$V_c = \frac{\frac{Q_{ci} \cdot \gamma_c}{6048 \cdot \beta_g}}{API \cdot 2 \cdot \pi \cdot r_w \cdot h \cdot \phi \cdot (1 - S_{wi})} \quad (\text{Ec. 2.15})$$

Donde:

Q_{gi} = Tasa de gas inicial, mpcn/dia.

Q_{ci} = Tasa de condensado inicial, bn/dia.

β_{gi} = Factor volumetro de formacion del gas inicial, pcy/pcn.

β_g = Factor Volumetrico del gas, pcy/pcn.

r_w = Radio del pozo, pies.

h = Espesor del pozo, pies.

ϕ = Porosidad, frac.

S_{wi} = Saturacion de agua, frac.

$^{\circ}API$ = Gravedad API del condensado, $^{\circ}API$.

γ_c = Gravedad especifica del condensado, frac.

Observando la fórmula del número capilar, la misma requiere valores de tensión interfacial, revisando la investigación realizada por Salager Jean I. Y Anton Raquel (2005), existen diversas formas de calcular la tensión interfacial, los cuales se clasifican de acuerdo al principio que usan.

- a) Métodos basados sobre la medición de una fuerza
 1. Método de la Placa (Whihelmy)
 2. Método del Anillo (Nouy).
 3. Otros Métodos.
- b) Métodos basados sobre la medición de una presión
 1. Ascenso Capilar.
 2. Presión de Burbuja.
- c) Métodos basados sobre una propiedad geométrica
 1. Elementos de Teoría general.
 2. Gota pendiente
 3. Gota colocada
 4. Gota giratoria
 5. Extensiones del método de la gota giratoria
 6. Método del volumen de gota

Teniendo en cuenta, los pasos a seguir para el cálculo del numero capilar, sigue calcular el número capilar base (N_{cb}), el cual es el valor en condiciones mínimas de flujo, para luego calcular el número capilar a cada periodo de flujo

2.1.8.3.1.3. METODOLOGÍA PARA EL NÚMERO CAPILAR

Mediante la figura 2.23 se puede obtener información de las condiciones de tensión interfacial entre el gas y condensado en el fondo del pozo, para así, saber si el anillo de condensado está impidiendo el paso del gas hacia la superficie o algún otro fluido. Para determinar lo anterior, basta con hacer los cálculos en una hoja de Excel, seguidamente de sus cálculos gráficos, para denotar con visualmente los cambios del numero capilar. (G. NARAYANASWAMY, G.A POPE Y M.M. SHARMA. 1999)

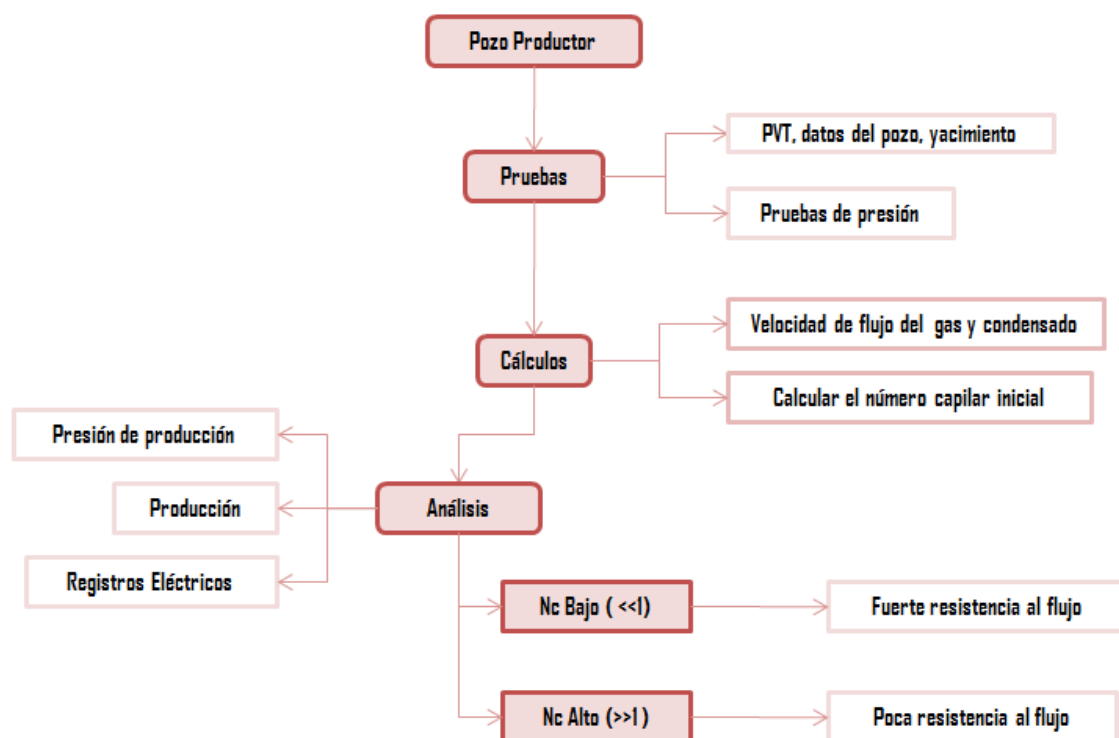


Figura 2.23 Esquema para la aplicación del Numero Capilar. [Rojas f. Alcides r. y Tenias I. Luz M. (2007)].

2.1.8.4. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA PERMEABILIDAD

Son aquellas alternativas que se enfocan en determinar los valores de permeabilidad relativa para analizar el anillo de condensado.

2.1.8.4.1. LA RELACIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA

El principal parámetro afectado por la presencia del anillo de condensado o cualquier otro fluido, es la permeabilidad relativa al gas, por ende, su determinación dará información valiosa de la distribución de los fluidos en la producción.

La relación de permeabilidad relativa está caracterizada de la siguiente manera:

$$R_{KRgo} = \frac{K_{rg}}{K_{ro}} \quad (\text{Ec. 2.16})$$

Donde,

R_{KRgo} = Relación de permeabilidad relativa gas/condensado

K_{rg} = Permeabilidad Relativa al gas

K_{ro} = Permeabilidad Relativa al condensado.

Por otra parte, la determinación de la permeabilidad relativa es un problema complejo que depende fuertemente de la geometría de la roca y su interacción con los fluidos del yacimiento (mojabilidad).

Un análisis detallado del significado de cada una de las regiones de saturación que se encuentran en la curva de permeabilidad relativa tanto para un sistema agua-petróleo o petróleo-gas, mojado al agua o al petróleo, se resume a continuación:

- **Baja saturación de la fase mojante:** esta región es de especial interés en el diseño de algunos procesos de recuperación de petróleo.
- **Saturaciones medias:** aquí la suma de k_{ro} y k_{rg} es menor que uno, por lo tanto con dos fases inmiscibles en un medio poroso, cada fase obstaculiza el flujo de la otra. En esta región (saturaciones mayores que S_{oi}) la fase mojante fluirá si existe una diferencia de presión a través de la muestra. A medida que S_g aumenta, también aumenta la tasa de flujo de gas y por lo tanto la permeabilidad relativa.
- **Alta saturación de la fase mojante:** región que usualmente solo tiene interés académico. Cuando la saturación de petróleo es menor que S_{or} , esta fase forma islas y la saturación de gas es funicular. Esas condiciones no deben alcanzarse en un yacimiento bajo condiciones de operaciones normales de recuperación primaria o secundaria.

Ahora bien, para hacer una predicción del comportamiento futuro de un yacimiento, se necesitan relaciones de permeabilidad relativa de los fluidos envueltos en el sistema. De lo anterior, existen tres métodos para determinar curvas de permeabilidad relativa, que son las siguientes:

- A partir de medidas en el laboratorio.
- A partir de correlaciones publicadas.

- A partir de datos de campo.

Para muchos yacimientos, los datos de permeabilidad relativa se derivan a partir de la data de producción, este es un tratamiento estadístico para el yacimiento completo que refleja el estado actual de la roca y las propiedades de los fluidos e incluye las heterogeneidades peculiares al sistema. Sin embargo, los datos sólo son válidos cuando se tiene la producción simultánea de diferentes fluidos desde la formación de interés. La intrusión de fluidos procedentes de otras formaciones de agua o gas pueden invalidar los datos. Se necesita por lo tanto, que la producción del yacimiento sea lo suficientemente alta para que la data sea confiable. Esta técnica solamente provee razones k_g/k_o y no las permeabilidades efectivas por separado.

Por otra parte, Rojas (2003) resume los efectos sobre la permeabilidad relativa a causa de estos factores de la siguiente manera:

- En la zona más cercana al pozo, las condiciones del gradiente de presión producidas por la alta velocidad o la baja tensión interfacial poseen números capilares altos, lo que indica que predominan las fuerzas viscosas y que la permeabilidad relativa al gas es mayor que el valor que se registra con tasas de flujo más bajas.
- A velocidades de flujo aún más altas, en la zona más cercana al pozo, el efecto inercial reduce la permeabilidad relativa al gas. La base de este efecto es el arrastre inicial que se produce cuando el fluido se acelera para atravesar las gargantas de poros y luego disminuye la velocidad una vez que ingresa en un cuerpo poroso. El resultado es una permeabilidad aparente más baja que la que podría esperarse a partir de la ley de Darcy. Este efecto se conoce normalmente como flujo No Darciano.
- El impacto global de los dos efectos producidos por la alta velocidad es usualmente positivo, lo que reduce el impacto del bloque de condensado. Se necesitan experimentos de impregnación de núcleos de laboratorio para medir el efecto inercial y el efecto del número capilar sobre la permeabilidad relativa.

2.1.8.4.1.1. DESVENTAJAS

El cálculo de la permeabilidad relativa en si es un procedimiento complejo y de tratarse de un yacimiento de gas condensado, se vuelve más complejo aún, sin embargo es posible obtener esta información importante para la mayoría de los cálculos del yacimiento o el pozo.

La relación de permeabilidad relativa no se ha implementado como diagnóstico del anillo de condensado en campo, pero si se sabe que un anillo afecta la permeabilidad relativa del gas y condensado, por lo que es esta alternativa es una propuesta de diagnóstico que requiere una validación, corrección y análisis de sus resultados.

2.1.8.4.1.2. METODOLOGÍA DE LA RELACIÓN DE PERMEABILIDAD RELATIVA

En la figura 2.24 se observa la metodología a seguir para el diagnóstico del anillo de condensado mediante la implementación de la relacion de permeabilidad relativa, dependiendo de la condición en que se encuentra la roca donde se encuentra el condensado y el gas, sera el resultado bastante significativo, siempre que se haya realizado un estudio pre-producción, es decir valores de permeabilidad relativa antes de iniciar la producción del pozo. Inicialmente la permeabilidad se puede calcular mediante la implementación de registros eléctricos, sin embargo, existe metodos de laboratorios para ese cálculo, una vez obtenido los valores de permeabilidad relativa se procede a corregir sus resultados en caso de requerirlo, y calcular los valores de la relación de permeabilidad relativa, cuando se tiene una relacion menor a 1, en el fondo del pozo hay mayor contenido de condensado que de gas, lo que quiere decir que existe el anillo de condensado y cuando es mayor a 1, no existe el anillo de condesado.

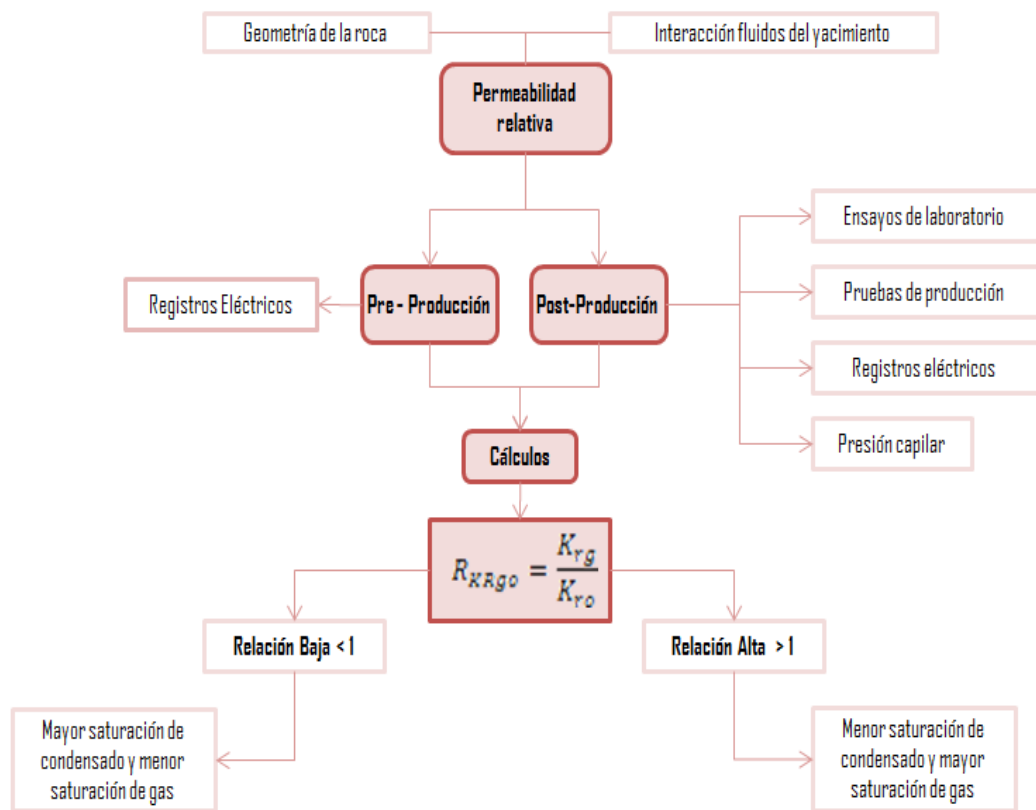


Figura 2.24 Esquema metodológico de la relación de la permeabilidad relativa.

2.1.9. PERMEABILIDAD

La permeabilidad es la capacidad que tiene el medio poroso para permitir el flujo de fluidos. (Escobar M. 2004), existen varios tipos de ellas que se definirán de la siguiente manera:

2.1.9.1. PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K_{abs})

Es aquella permeabilidad que se mide cuando un fluido satura 100 % el espacio poroso. Normalmente, el fluido de prueba es aire o agua. (Escobar M. 2004).

2.1.9.2. PERMEABILIDAD EFECTIVA (K_f)

Es la medida de la permeabilidad a un fluido que se encuentra en presencia de otro u otros fluidos que saturan el medio poroso. (Escobar M. 2004).

2.1.9.3. PERMEABILIDAD RELATIVA (K_r)

Es la relación existente entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. Esta medida es muy importante en ingeniería de yacimientos, debido a la información que indica el desplazamiento de los fluidos en el medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor a 1. Si en de un 2 a 3% de fase no-mojante se introduce, la misma ingresa en los poros de la roca y obstaculiza el flujo de la fase mojanete. Por otra parte, si los poros fueran iguales no habría obstáculos.

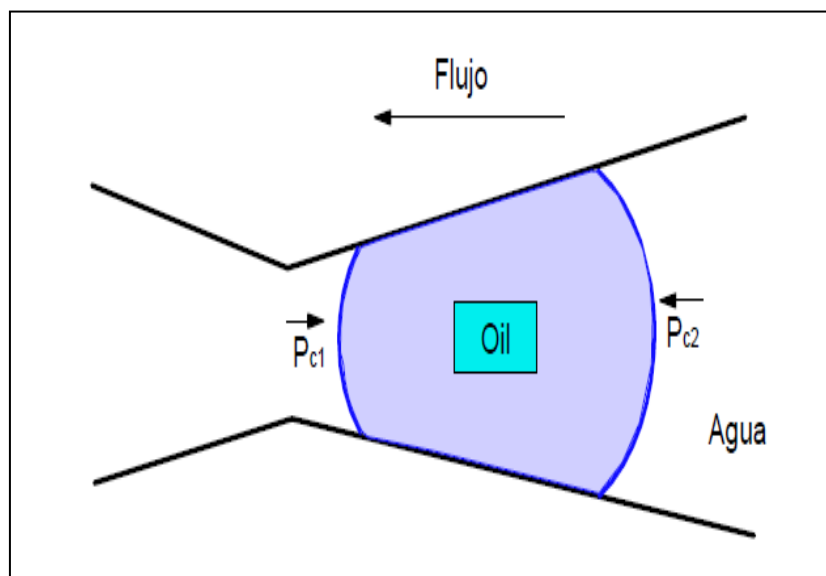


Figura 2.25 Efecto de la presión capilar en el movimiento de una gota de petróleo.

[Escobar F. 2004].

El fenómeno presente en la Figura 2.25 se debe a que la presión capilar 1 (P_{c1}) quiere mover el petróleo hacia la izquierda y la presión capilar 2 (P_{c2}) hacia la derecha, puesto que el radio en la izquierda es menor, la presión capilar 1 (P_{c1}) es mayor y se requiere cierto gradiente de presión (mayor que P_{c1}) para mover la burbuja.

Las curvas de permeabilidades relativas de la fase no mojanete tiene forma de S y la curva de permeabilidad relativa de la fase mojanete es cóncava; Para sistemas agua-petróleo, el agua es mojanete (normalmente) como se muestra en la figura 2.26, y en sistemas petróleo-gas, el petróleo es la fase mojanete como se muestra en la figura 2.27,

para los sistemas de gas/condensado, las curvas de permeabilidad relativa se observa como en la figura 2.28.

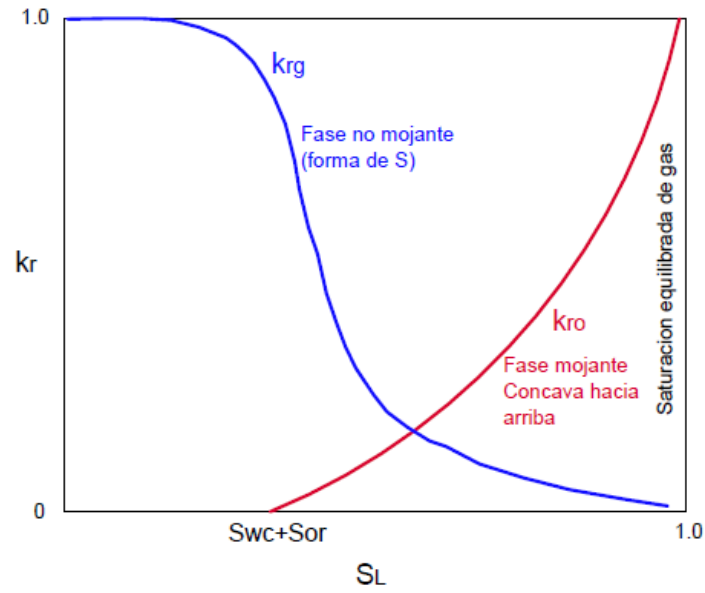


Figura 2.26 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema gas-petróleo.
[Escobar, F. 2004].

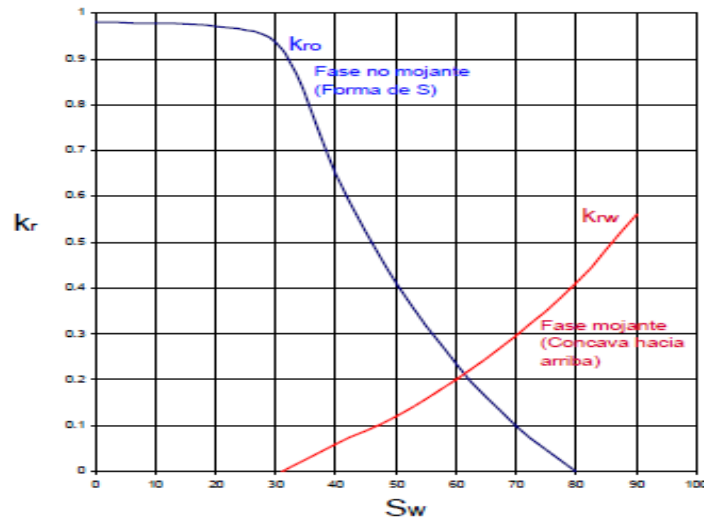


Figura 2.27 Curva típica de permeabilidades relativas para sistema agua-petróleo.
[Escobar, F. 2004].

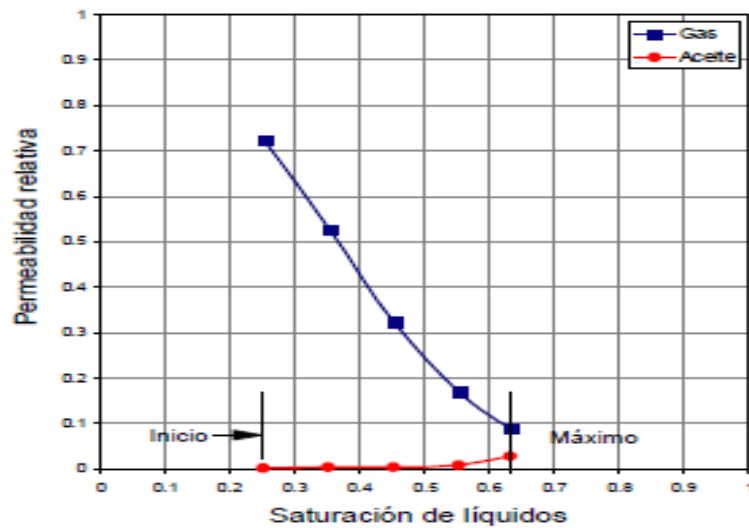


Figura 2.28 Curva típica de permeabilidad relativa para sistemas de gas/condensado.

[Escobar, F. 2004].

Las permeabilidades relativas de los condensados son difíciles de modelar y de determinar experimentalmente debido a:

- a) Hay una fuerte dependencia del fluido y de las propiedades de la roca.
- b) Existen complejos efectos termodinámicos composicionales.
- c) Historia de la formación del condensado.
- d) Tasa de flujo.
- e) La tensión interfacial (normalmente < 2 dinas/cm).
- f) La transición de desplazamiento miscible a inmisible.

2.1.10. TOMA DE MUESTRAS DE FLUIDOS

Existen dos formas de recolectar las muestras de fluidos en el yacimiento, la selección dependerá de la disposición económica, de tiempo y del tipo de estudio a realizar.

2.1.10.1. MUESTREO DE FONDO

En la figura 2.29 se ilustra el proceso de la toma de muestra en el fondo del pozo, la misma consiste en bajar una herramienta diseñada para soportar altas presiones y

temperaturas en el fondo del pozo, se toma la muestra con roca de la formación y su respectivo fluido para posteriormente realizar estudios en el laboratorio.

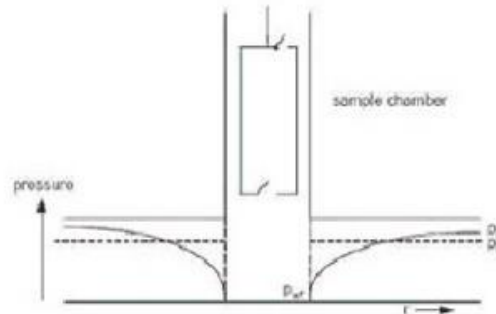


Figura 2.29 Recolección de fondo para prueba PVT. [Chunmei Shi. 2009].

2.1.10.2. MUESTREO POR RECOMBINACIÓN SUPERFICIAL

En la figura 2.30 se observa en qué consiste la recombinación superficial, como su nombre lo dice, se trata de tomar una muestra de fluido en el separador de petróleo y gas, luego colocándolos en una celda de laboratorio para llevarlos a la presión y temperatura del yacimiento, para así lograr realizar los estudios necesarios. Existen muchas condiciones para la toma de fluidos en el separador para que la muestra sea representativa del yacimiento.

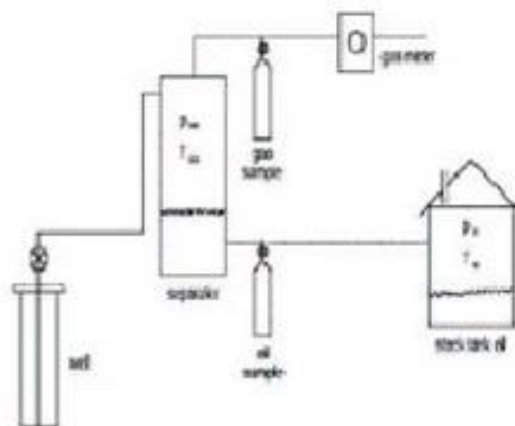


Figura 2.30 Recolección por recombinación superficial. [Chunmei Shi. 2009].

Las dos formas de recolección de fluido son válidas para realizar las pruebas de laboratorio. Sin embargo, la recolección de fluido en el fondo del pozo es más

representativa debido a su bajo margen de error, pero acarrea consigo un valor económico adicional y cuidado en la manipulación del fluido de muestra.

2.1.11. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

Según Martínez, Alí (2010) La simulación de yacimientos es el proceso de inferir el comportamiento real del yacimiento a partir del comportamiento de un modelo físico ó matemático. Estos modelos numéricos se utilizan para cuantificar e interpretar distintos fenómenos físicos del yacimiento que pueden ser extrapolados al comportamiento futuro de un proyecto, la simulación se lleva a cabo mediante la construcción de una malla técnica que involucra dividir el yacimiento en un número de unidades discretas tridimensionales (celdas) para modelar la progresión del yacimiento y las propiedades de sus fluidos a través del espacio y del tiempo en series de saltos de tiempo discretos. Las ecuaciones utilizadas para estos cálculos son el resultado de una combinación de la ecuación de balance de materiales y de la Ley de Darcy aplicadas al flujo de fluidos a través de un medio poroso, y éstas son resueltas para cada celda de la malla en cada paso del tiempo. Existen diferentes técnicas que se utilizan para resolver las ecuaciones resultantes, tales como métodos de diferencia finita, elementos finitos, y simulación de líneas de flujo.

Para estudios más específicos, el modelo puede abarcar el área de un solo yacimiento o, delimitar el yacimiento en regiones de interés generando modelos de un solo pozo. Este es utilizado generalmente en estudios de yacimientos cuyas condiciones no varían considerablemente a lo largo del tiempo, también se aplica yacimientos heterogéneos, o en los casos en que las ondas de presión de un pozo no interfieren en la productividad de otros, por ejemplo en yacimientos de baja permeabilidad. Por otra parte, un modelo de simulación representativo se puede construir al cotejar el comportamiento de presión y producción de los fluidos presentes en el yacimiento a lo largo del tiempo, así como los volúmenes originales en sitio, y así, poder analizar los diferentes esquemas de explotación que permitan el desarrollo óptimo de las reservas.

2.1.11.1. SIMULACIÓN COMPOSICIONAL

Es aquella que permite predecir el comportamiento de un yacimiento en el cual los efectos de transferencia de masa en la interfase son significativos, es decir, se toma en cuenta el comportamiento de las fases de los fluidos o los cambios en su composición debido a la presión. A su vez, la conservación de masas es aplicada a cada componente. Esta simulación permite describir fluidos complejos como condensados y fluidos volátiles. Por otra parte, este simulador involucra en su configuración el uso de ecuaciones de estado. Es útil en procesos de simulación de inyección de gas con el petróleo movable por primer contacto o desarrollado (multi-contacto), en procesos de inyección de gas en yacimientos que se encuentran cerca de condiciones críticas, procesos de recirculación de gas en yacimientos condensados, programas de inyección de gas y estudios de recuperación secundaria, yacimientos de poco espesor en los cuales se presenten gradientes en la composición debido a la gravedad, yacimientos con fluidos cercanos al punto de burbuja, yacimientos de gas condensado. (Kawssan, 2015).

2.1.11.2. AGRUPACIÓN DE COMPONENTES

Generalmente se utiliza un método de agrupación para proceder a realizar el ajuste de la ecuación de estado. Al-Meshari, Zurita, y McCain (2005), explican que es importante la agrupación para reducir el número de componentes en el cálculo de equilibrio vapor-líquido en cada bloque de la malla, para así disminuir el tiempo de cómputo y la memoria necesaria. Whitson y Brulé (2000), coinciden, afirmando que los costos y tiempos computacionales aumentan sustancialmente con el número de componentes que se utilizan para describir el fluido del yacimiento, a su vez, afirman que debe existir una precisión entre el número de componentes y el proceso a ser simulado por lo que cualquier agrupación que se realice debe ser evaluada para asegurar que el comportamiento de fase simulado concuerda con el original. (KAWSSAN, 2015).

2.1.11.3. ECUACIONES DE ESTADO

Según Rojas (2003), las ecuaciones de estado son ecuaciones matemáticas que relacionan la presión con temperatura y volumen de un componente puro o de una mezcla, las cuales constituyen un método sencillo, confiable y preciso que permite la

predicción de las propiedades de los fluidos y del comportamiento de fases. Esto es de suma importancia en el desarrollo de simuladores numéricos de yacimientos y de procesos de separación en los que ocurren cambios bruscos de composición de las fases, como los cambios que ocurren en las regiones retrógradas cerca del punto crítico.

Las ecuaciones de estado más usadas en la ingeniería de petróleo son las cúbicas en volumen ya que son computacionalmente eficientes y hacen un excelente trabajo en predecir el comportamiento de fases de los fluidos del yacimiento en un amplio rango de presión y temperatura. Las más comunes son derivadas de la ecuación de Van Der Waals, entre ellas se pueden mencionar: la ecuación de estado de Redlich – Kwong (RK), Redlich – Kwong – Soave (RKS) y Peng – Robinson (PR), siendo la ecuación de Peng – Robinson considerada como la mejor ecuación de estado cúbica de dos parámetros propuesta hasta ahora. (Kawssan, 2015)

Whitson y Brulé (2000) afirman que la ecuación de Peng – Robinson generó mejoras en las predicciones de la ecuación de estado y mejoras en la predicción de la densidad del fluido. La ecuación de Peng – Robinson está dada por:

$$P = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)+b(v-b)} \quad (\text{Ec. 2.17})$$

$$a = \Omega_a \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \quad (\text{Ec. 2.18})$$

$$b = \Omega_b \frac{RT_c}{P_c} \quad (\text{Ec. 2.19})$$

$$\alpha = [1 + m(1 - \sqrt{T_r})]^2 \quad (\text{Ec. 2.20})$$

$$m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,26 \quad (\text{Ec. 2.21})$$

Para $\omega > 0,49$

$$m = 0,3796 + 1,485\omega - 0,1644\omega^2 + 0,01667\omega^3 \quad (\text{Ec. 2.22})$$

Donde,

P=Presión, Lpca.

R=Constante universal de los gases reales, $\frac{Lpca \text{ pies}^3}{R \text{ lbm mol}}$.

T=Temperatura, R.

a=Parámetro que considera las fuerzas de atracción intermolecular, $\frac{Lpca}{[\text{pies}^3 \text{ lbm mol}]^2}$.

b =Constante relacionada con el tamaño de las moléculas, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lbm mol}}$.

v =Volumen Molar, $\frac{\text{pies}^3}{\text{lbm mol}}$.

$\Omega_a=0,45724$, adimensional.

$\Omega_b=0,007780$, adimensional.

T_c =Temperatura Crítica, R.

P_c =Presión Crítica, Lpca.

ω =Factor Acéntrico, adimensional.

T_r =Temperatura Reducida, adimensional.

2.1.11.4. MÉTODOS DE SOLUCIÓN

Son los procedimientos de solución que tienen los simuladores, de acuerdo al caso de interés, entre los procedimientos, se tiene:

2.1.11.4.1. PRESIÓN IMPLÍCITA, SATURACIÓN EXPLÍCITA, IMPES

Este método resuelve inicialmente la presión de una fase implícitamente, y luego las saturaciones de forma explícita, es decir, en este método la única incógnita que se resuelve en cada paso de tiempo es la presión.

Las ventajas que presenta este método es que la matriz de coeficientes es más corta y presenta un ahorro de tiempo en la simulación, ya que al resolver una sola incógnita se vuelve más rápido en comparación a otros métodos. Una desventaja, es que no puede tomar saltos de tiempo muy grandes, ya que toma la saturación del paso de tiempo anterior. El método IMPES es aplicado principalmente en modelos composicionales.

2.1.11.4.2. FULL IMPLICITA

Este método como su nombre lo indica es totalmente implícito, es decir, en cada paso de tiempo se resuelven todas las incógnitas. Generalmente es más lento que el método IMPES, pero permite saltos de tiempos más grandes. El método totalmente implícito (Fully Implicit) es aplicado principalmente en modelos petróleo negro (Black-Oil).

2.1.11.4.3. MÉTODO DE ADAPTACIÓN IMPLÍCITA, AIM

El método de adaptación implícita, reúne las ventajas de los métodos *IMPES* y *Fully Implicit*, usando el método totalmente implícito (*Fully Implicit*) en las regiones donde las propiedades cambian rápidamente y el método *IMPES* no puede converger de forma sencilla. Es decir, evalúa la saturación y la presión implícitamente en donde ocurren grandes variaciones de saturación. Para el resto de las regiones se utiliza el método *IMPES*.

La técnica es aplicada a cualquier problema de simulación que involucra “n” incógnitas. La principal ventaja en comparación a formulaciones implícitas se encuentra en la reducción en el tiempo de cálculo, y de almacenamiento. En cada celda, el usuario puede elegir cada una de las variables como explícita o implícita, las opciones pueden cambiar de un paso de tiempo a otro. A su vez, se puede especificar el porcentaje máximo del modelo que se va a solucionar de manera implícita. El método *AIM* es utilizado en simuladores de tipo composicional, Petróleo negro (*Black-Oil*) y en algunos térmicos. Suele ser más efectivo en los composicionales.

2.1.11.4.4. PRESIÓN Y SATURACIÓN IMPLÍCITA, IMPSAT

El método de presión de saturación implícita, trata presiones y saturaciones implícitamente, y trata explícitamente las composiciones. Este método es ideal para corridas que implican grandes presiones capilares, ya que en estos casos los métodos *IMPES* o *AIM* presentan problemas. En el modo de *IMPSAT*, se añaden tres variables de solución primaria adicionales, que representan las saturaciones. (Kawssan, 2015)

2.1.11.5. DISPERSIÓN NUMÉRICA

Es un factor que afecta el modelado o simulación numérica, el cual ocurre debido a que los métodos numéricos son aproximados y no coinciden exactamente con los datos reales. En el caso de la Simulación de Yacimientos, esta dispersión ocurre debido a la discretización en tiempo y espacio, es decir, se produce un error asociado a las dimensiones de las celdas en el mallado y a los sub-intervalos de tiempo en que se divide un intervalo de tiempo de interés.

Cuando la cantidad de celdas varía en un mismo proceso de desplazamiento, el perfil de saturaciones es afectado, principalmente cuando este número de celdas es pequeño. En este caso, se produce una disminución en la eficiencia del desplazamiento, si a su vez, se encuentra asociada a una relación de movilidad favorable, este efecto es más pronunciado.

La dispersión numérica se caracteriza por la propagación de un frente de inyección en un proceso de desplazamiento generalmente asociado a cambios rápidos en la saturación de agua y petróleo, es decir, la irrupción del frente de agua ocurre antes de lo esperado. Este error se puede minimizar pero no se puede evitar. Una manera de disminuir esta dispersión es reducir la separación de los bloques hasta el mínimo valor (a cero), sin embargo, este procedimiento estaría sujeto a un error por interpolación. (Kawssan, 2015)

2.1.11.6. GEOMETRÍAS DE MALLADO

En un modelo de simulación el mallado juega un rol muy importante debido a que representa, a través de un número finito de celdas, el volumen del yacimiento o la región del yacimiento que se desea estudiar. El simulador realiza los cálculos en cada celda para cada paso de tiempo. En este punto se observa la importancia de definir un número de celdas tal que permita describir correctamente las incógnitas a ser resueltas, como presión y saturación, con un tiempo de cómputo razonable.

Existen diferentes geometrías de mallado que se pueden adaptar a las características, o al problema se desea abordar en la zona de interés. Entre las más comunes se pueden mencionar:

- **GEOMETRÍA CARTESIANA O RECTANGULAR:** en este tipo de mallado, las celdas tienen forma rectangular, es decir, usa un sistema de coordenadas cartesiano, siendo fácil de manejar y construir. Es muy utilizada en estudios teóricos, en estudios en que se desea evaluar el movimiento de fluidos entre pozos o la efectividad de un proceso de inyección, y en casos no tan complejos, como por ejemplo, casos en que el espesor de la formación es relativamente pequeño o de gran espesor donde no exista una gran variación vertical en las propiedades de los fluidos y la formación.

- **RADIAL O CILÍNDRICA:** en este tipo de mallado se establecen dimensiones de altura y distancia radial, en donde la dimensión radial aumenta con cada bloque del mallado a medida que se incrementa la distancia al pozo, hasta alcanzar un tamaño máximo que se utiliza para el resto del modelo (Fan, 2006). Esta geometría es muy utilizada en los casos en que domina el flujo radial, como por ejemplo, en regiones cercanas al pozo.

La selección de la geometría está relacionada principalmente con el estudio que se desea realizar, una vez seleccionada un tipo de geometría se puede realizar un refinamiento de las celdas, ya sea local o global.

Según Fan (2006), para el caso de estudios de anillos de condensados, el bloque de la malla de un modelo de campo completo puede ser mucho más grande que la zona del bloque de condensado, de manera que un mallado convencional puede sobrestimar significativamente la productividad de los pozos, por lo que se hace necesario recurrir a un modelo con mayor número de bloques. Esto se puede hacer de dos formas: utilizando un modelo con refinamiento local de la malla, con la desventaja de que puede aumentar significativamente los tiempos computacionales, o empleando un modelo compuesto de un solo pozo, con un mallado de alta resolución cerca del pozo, siendo más efectivo debido a que los bloques más cercanos al pozo son pequeños.

2.1.11.7. ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD

El estudio de sensibilidad se realiza sobre parámetros con incertidumbre para verificar el impacto que tienen dentro del modelo de simulación, permitiendo analizar el efecto de dicho parámetro sobre algún proceso que se desea evaluar. (Kawssan, 2015).

CAPITULO III

MARCO METODOLOGICO

3.1. TIPO DE INVESTIGACIÓN

La presente investigación busca alternativas para diagnosticar el anillo de condensado en campos maduros de gas condensado, validar una o dos alternativas mediante simulación numérica, para finalmente, evaluar la posibilidad de su aplicación en un caso estudio de Venezuela, el nivel de investigación corresponde a una investigación exploratoria. Según Sabino (1992) la investigación exploratoria se realiza especialmente cuando el tema elegido ha sido poco explorado, cuando no hay suficientes estudios previos y cuando aún, sobre él, es difícil formular hipótesis precisas o de cierta generalidad. Suelen surgir también cuando aparece un nuevo fenómeno que, precisamente por su novedad, no admite todavía una descripción sistemática, o cuando los recursos de que dispone el investigador resultan insuficientes como para emprender un trabajo más profundo.

3.2. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

En dicha investigación se realizará revisiones bibliográficas para determinar alternativas de diagnóstico del anillo de condensado, para luego validar una o dos de ellas mediante el uso de simulación numérica, manipulando variables hasta lograr representar el anillo de condensado, por lo tanto el diseño de la investigación es experimental. Según Sabino (1992) el diseño experimental consiste en someter el objeto de estudio a la influencia de ciertas variables, en condiciones controladas y conocidas por el investigador, para observar los resultados que cada variable produce en el objeto. La variable a cuya influencia se somete el objeto en estudio recibe el nombre de estímulo.

3.3. POBLACIÓN Y MUESTRA

POBLACIÓN

El campo “Rosa” está ubicado en el oriente de Venezuela y su producción principal radica en el gas natural proveniente de yacimientos de gas condensado, el campo cuenta

con un aproximado de 150 pozos de los cuales 59 pozos están cerrados por la baja producción de gas, actualmente no se le ha iniciado nuevos planes de perforación, al mismo se la realizado múltiples estimulaciones debido al nivel elevado de agotamiento de la presión de fondo, lo que indica que es un campo maduro.

MUESTRA

De los 91 pozos que se encuentran actualmente activos, 4 de ellos presentan problemas fuertes en su producción de gas y no ha sido implementar el análisis de presión debido a las fallas de integridad mecánica, dichos pozos son llamados “GH1”, “GH2”, “GH3” y “GH4”.

3.4. METODOLOGÍA DE LA INVESTIGACIÓN

La metodología planteada con el fin de alcanzar cada uno de los objetivos planteados en la investigación, fue la siguiente, Figura 3.1:

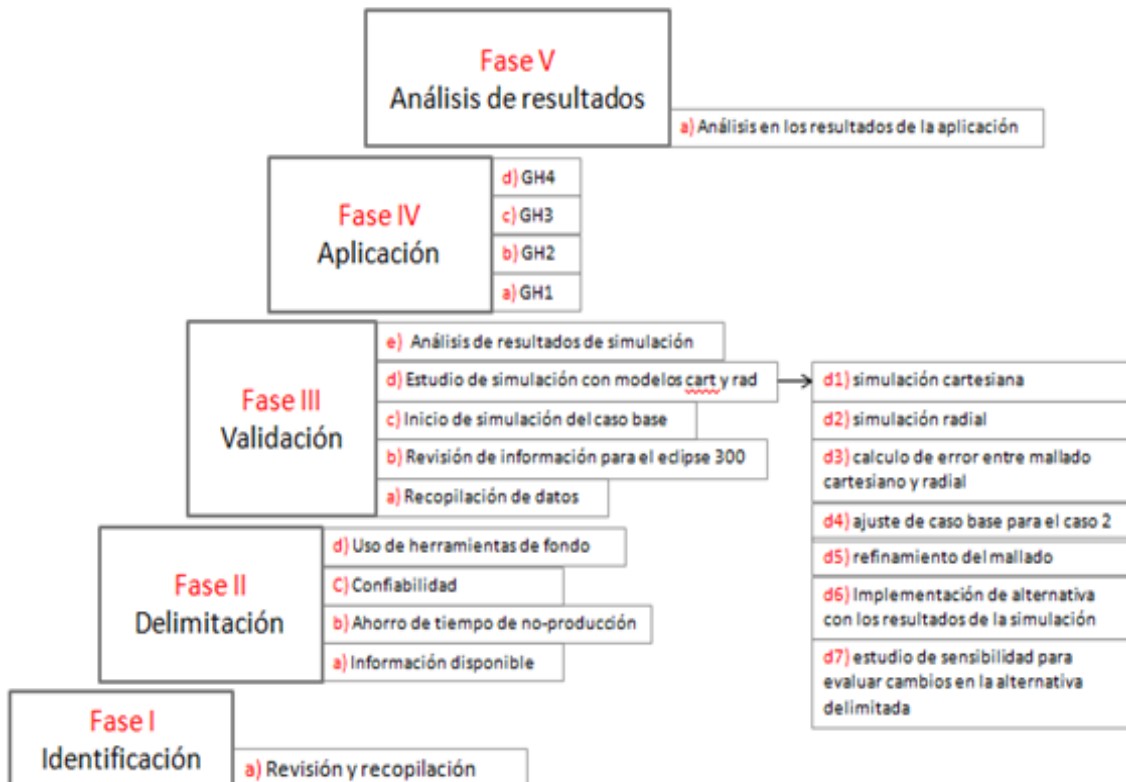


Figura 3.1 Estructura de la metodología de la presente investigación. [Hernández, G. 2017].

FASE I. IDENTIFICACIÓN

En esta sección se revisó las características de los campos maduros productores de gas, para conocer los parámetros de mayor incidencia en el aprovechamiento de gas cuando se tiene un anillo de condensado, y a su vez, encontrar las técnicas de diagnóstico para este fenómeno en la actualidad. Dichas revisiones bibliográficas fueron efectuadas durante todo el proceso de la investigación, tomando como fuente de información: artículos técnicos de la SPE, libros, Trabajos Especiales de Grado, revistas técnicas, manuales de soporte técnico del simulador ECLIPSE.

- **Revisión y recopilación de información de las alternativas**

La identificación de la problemática del anillo de condensado mediante alternativas diferentes a las pruebas de presión del pozo, se encontró a través de investigaciones científicas publicadas por la sociedad de ingenieros de petróleo y libros, donde serán clasificadas de acuerdo a su parámetro clave para la determinación del diagnóstico.

Las clasificaciones serán las siguientes:

- Basado en la presión
- Basada en la tasa de producción
- Basada en las fuerzas capilares
- Basada en la permeabilidad relativa

FASE II. DELIMITACIÓN DE LAS ALTERNATIVAS

No todas las alternativas encontradas podrán ser aplicadas, esto es debido al costo y tiempo adicional que se puede llevar la obtención de información necesaria de cada alternativa, como mediciones de presiones, toma de muestras del fluido, de la roca.

De lo anterior, se planteó una delimitación de las alternativas considerando los objetivos planteados en esta investigación, que son los siguientes:

- **Información disponible del pozo:** La información disponible en el momento que ocurre la problemática es lo más valioso que se dispone para analizar la

causas del mismo, ya sea, registros eléctricos, tasas de producción, presión en cabezal, pruebas PVT de los fluidos, pruebas de presión realizadas, entre otras. Sin la necesidad de implementar nuevos ensayos para determinar una información, por ende, se busca implementar una alternativa con la información disponible, que nos ahorre tiempo y gasto en la toma de decisión.

- **Ahorro de tiempo de no-producción:** La producción es muy importante en los campos de hidrocarburos ya que nos garantiza el capital para seguir invirtiendo en nuevos proyectos, por ende, es importante lograr determinar la problemática actual de un campo, afectando lo menor posible el tiempo de producción.
- **Confiabilidad:** Se refiere a confiable cuando los resultados de su aplicación en campo hayan sido cercanos a la realidad, suficiente para confiar en su diagnóstico para maximizar el aprovechamiento del subsuelo y planes de explotación.
- **Uso de herramientas de fondo:** el pozo que nos corresponde presenta problemas con la integridad mecánica del pozo, en donde no puede bajar ninguna herramienta de medición de fondo del pozo, por ende, no se puede realizar nuevas mediciones a los pozos.

FASE III. VALIDACIÓN CON EL SOFTWARE ECLIPSE 300

Se presentarán las etapas para obtener una validación correcta mediante el uso del simulador composicional ECLIPSE 300, y de esta manera cumplir con los objetivos de Trabajo Especial de Grado.

- Recopilación de datos

En esta etapa se estudió el efecto del anillo de condensado en los pozos, como también el uso y manejo del simulador composicional ECLIPSE 300, junto a sus definiciones básicas de simulación de los yacimientos de gas condensado.

- Revisión de la información necesaria para el software ECLIPSE

Es importante conocer la información necesaria y verificar que no exista ningún valor fuera de lo normal, ya que cualquier información incorrecta arrojará como resultado final un error que no es adaptable a la realidad, por ende, es importante revisar la

información de los fluidos, obtenida de pruebas PVT de fluidos representativos del yacimiento, las curvas de permeabilidad relativa, los valores de presión capilar para cada saturación de agua, un historial de producción del pozo es necesario para realizar un cotejo histórico de las tasas de producción, toda la información del gas, de la roca del yacimiento, si se usa toda la información geológica de la formación usando el programa PETREL, los resultados obtenidos serán más cercanos a la realidad, lo que hace esa simulación más representativa, en este caso, nuestra simulación tiene una formación ideal, lo que quiere decir es que los bloques serán cubos (cartesiano) y porciones de un cilindro (radial).

- **Inicio de la simulación de caso 1 de mayor productividad**

Fue seleccionado como caso base un artículo técnico de nombre *“Third SPE comparative solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoir”*, debido a que el mismo cuenta con los datos necesarios para poder realizar la simulación y además permite modelar el efecto del anillo de condensado en un pozo productor. En la mencionada simulación, participaron nueve empresas petroleras de nombres Arco, Chevron, Core, CMG, Soc. Natl, Intercomp*, Marathon, McCord-Lewis y Petek, donde cada empresa aportó muestras de fluido diferente con sus respectivas pruebas PVT. De lo anterior, se seleccionó las pruebas PVT de la empresa “ARCO” como caso base para la validación de la alternativa, en los siguientes puntos se mostrará la información de propiedades del caso base. Dicho yacimiento se encuentra saturado, lo que quiere decir que la presión de yacimiento es la misma presión de rocío.

○ **Información para el caso 1**

La simulación original se muestra en la figura 3.2, donde el mallado es cartesiano, la distancia en la coordenada “x” y “y” es de 293,3 pies, en el eje “z” las medidas del espesor de los estratos es de 30, 30, 50 y 50 pies.

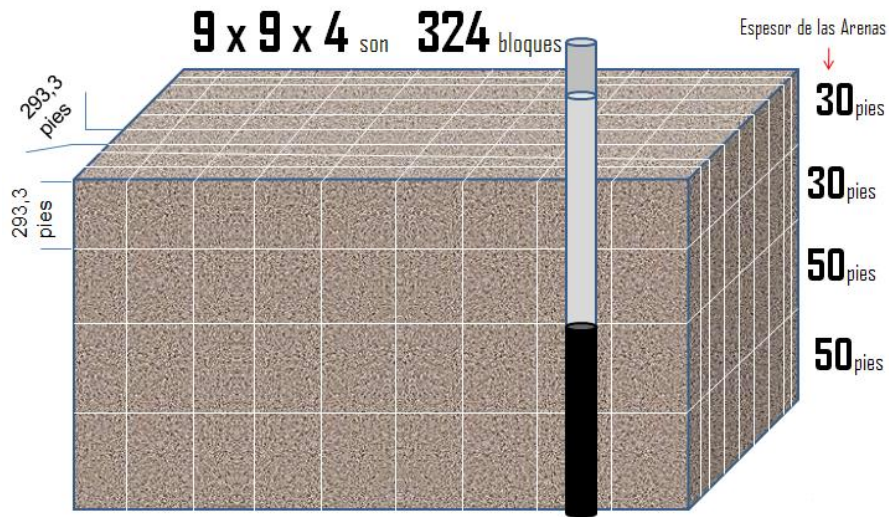


Figura 3.2 Mallado cartesiano para el caso 1. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

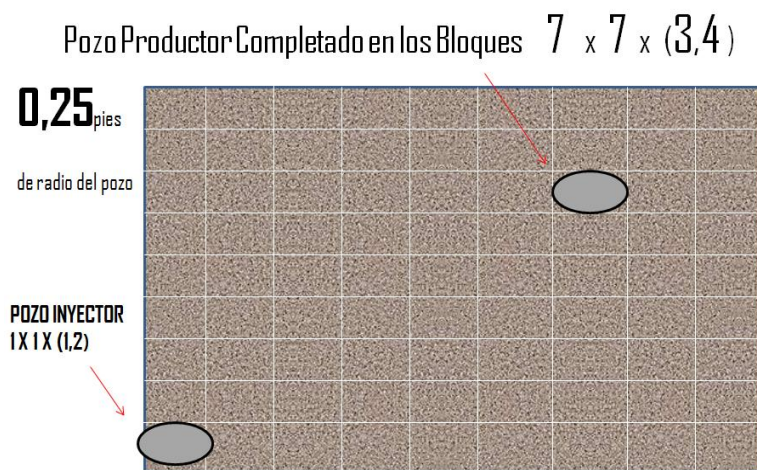


Figura 3.3 Vista superficial del mallado cartesiano. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

En la figura 3.3 se observa la vista superficial del mallado cartesiano, la ubicación del pozo de inyección ubicado en el bloque 1x1 completado los pozos en las capas (1,2) y el pozo productor está ubicado en los bloques 7x7 completado en las capas (3,4), así mismo se tiene el radio del pozo de producción y de inyección de 0.25 pies.

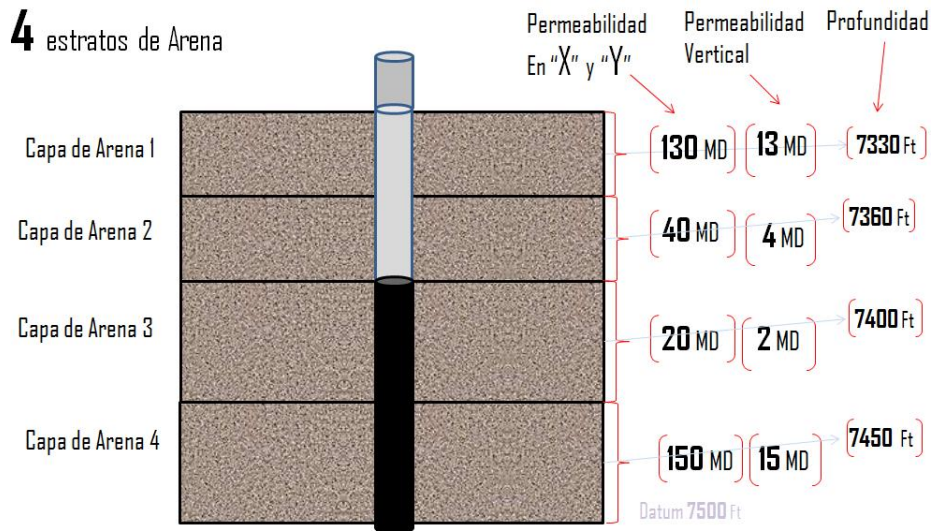


Figura 3.4 Vista de perfil del mallado cartesiano. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

En la figura 3.4 se puede observar el perfil del mallado cartesiano con sus 4 capas de arenas y el pozo productor completado en los estratos 3 y 4 que es la parte negra de la tubería de producción, cada estrato cuenta con una permeabilidad en el eje X que es la misma del eje Y, las permeabilidad vertical de cada estrato y la profundidad de cada estrato siendo esa profundidad medida desde la mitad del estrato, el datum de profundidad medido desde superficie es de 7500 pies.

Propiedades del fluido de la empresa ARCO

La empresa ARCO OIL AND GAS CO dispone de la información completa del fluido en la mencionada investigación, por lo tanto se trabajará con ese fluido para toda la representación numéricas de ECLIPSE, dicho fluido contiene 9 componentes en su muestra, que son: NO₂, CO₂, C₁, C₂, C₃, C₄₋₆, C₇₊₁, C₇₊₂ y C₇₊₃, los componentes C₄₋₆, C₇₊₁, C₇₊₂ y C₇₊₃ asegura que es un gas condensado, por otra parte los datos de las pruebas PVT están completos y a su vez presentan similitud con el fluido de estudio en esta investigación.

Tabla 3.1 Información de la roca y agua del yacimiento. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Datum profundidad	7500	ft
Porosidad	13	%
Profundidad contacto agua/gas	7500	ft
Saturación de agua en contacto	1	adimen
Presión capilar en el contacto	0	psi
Presión inicial en el contacto	3550	psia
Propiedades del agua		
Densidad de agua en el contacto	63	Lbm/ft ²
Compresibilidad del agua	3x10-6	Psi-1
Compresibilidad de la roca	4x10-6	Psi-1

En la tabla 3.1 se muestra la información de la profundidad base del yacimiento, la porosidad del yacimiento, la profundidad del contacto agua/gas, la saturación del agua en el contacto, presión capilar en el contacto, presión inicial en el contacto y las propiedades del agua como la densidad del agua en el contacto, la compresibilidad del agua en el contacto y compresibilidad de la roca.

Tabla 3.2 Permeabilidad vertical, horizontal y espesor. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Capas	KH (md)	KV (md)	Espesor (ft)	Pc Gas/agua (psi-1)
1	140	13	30	7,330
2	40	4	30	7,360
3	20	2	50	7,400
4	150	15	50	7,450

En la tabla 3.2 está la información de las permeabilidades horizontales, capas, espesor y presión capilar de las capas que tiene la formación, lo que indica que la formación no es homogénea en ninguna de las tres dimensiones ni de las 4 capas que tiene el mallado de la simulación.

Tabla 3.3 Datos de permeabilidad relativa del petróleo, agua y gas. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Sw	Krg	Kro	Krw	Pc g/w (Psi)
0.00	0.00	0.00	0.00	>50
0.04	0.005	0.00	0.00	>50
0.08	0.013	0.00	0.00	>50
0.12	0.026	0.00	0.00	>50
0.16	0.040	0.00	0.00	50
0.20	0.058	0.00	0.002	32
0.24	0.078	0.00	0.010	21
0.28	0.100	0.005	0.020	15.5
0.32	0.126	0.012	0.033	12.0
0.36	0.156	0.024	0.049	9.2
0.40	0.187	0.040	0.066	7.0
0.44	0.222	0.060	0.090	5.3
0.48	0.260	0.082	0.119	4.2
0.52	0.300	0.112	0.150	3.4
0.56	0.348	0.150	0.186	2.7
0.60	0.400	0.196	0.227	2.1
0.64	0.450	0.250	0.277	1.7
0.68	0.505	0.315	0.330	1.3
0.72	0.562	0.400	0.390	1.0
0.76	0.620	0.513	0.462	0.7
0.80	0.680	0.650	0.540	0.5
0.84	0.740	0.800	0.620	0.4
0.88			0.710	0.3
0.92			0.800	0.2
0.96			0.900	0.1
1.00			1.000	0.0

En la tabla 3.3 se observa los valores de permeabilidad relativa del gas, petróleo y agua versus la saturación de agua, a su vez se dispone de los valores de presión capilar a las saturaciones de agua que va desde 1 hasta 0.

Tabla 3.4 caracterización de los componentes del gas, Arco. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Comp.	Pc (atm)	Tc (K)	Fac. Acéntrico	PM	Frac M.
CO ₂	72,9	304,2	0,225	44,01	0,0121
N ₂	33,5	126,2	0,040	28,01	0,0194
C ₁	45,6	186,6	0,013	16,04	0,6599
C ₂	48,2	305,4	0,098	30,07	0,0869
C ₃	42,0	369,9	0,152	44,10	0,0591
C ₄₋₆	33,9	396,2	0,234	67,28	0,0967
C ₇₊₁	25,6	572,5	0,332	110,9	0,0472
C ₇₊₂	16,7	630,2	0,495	170,9	0,0153
C ₇₊₃	8,50	862,6	0,833	282,1	0,0034

En la tabla 3.4 se tiene la información de los 9 componentes del fluido de la empresa ARCO, de cada componente se tiene la presión crítica, la temperatura crítica, el factor acéntrico, el peso molecular y la fracción molar.

Tabla 3.5 Coeficientes de interacción Binaria de ARCO. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

CO ₂	0								
N ₂	-0,02	0							
C ₁	0,10	0,036	0						
C ₂	0,13	0,05	0	0					
C ₃	0,135	0,08	0	0	0				
C ₄₋₆	0,1277	0,1002	0,09281	0	0	0			
C ₇₊₁	0,1	0,1	0	0,00385	0,00385	0	0		
C ₇₊₂	0,1	0,1	0	0,00630	0,00630	0	0	0	
C ₇₊₃	0,1	0,1	0,1392	0,00600	0,00600	0	0	0	0

En la tabla 3.5 se puede observar los valores de los coeficientes de interacción binaria obtenida de la prueba PVT realizada por la empresa ARCO, dichos valores serán utilizados en las simulaciones.

Tabla 3.6 Datos iniciales en sitio, ARCO. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Gas húmedo en sitio, Bpcn	26,58
Gas inicial en el separador, Bpcn	24,06
Petróleo inicial en el tanque	3,373

En la tabla 3.6 se observa la cantidad de gas húmedo en el pozo y el gas junto al petróleo disponible en el separador al momento de iniciar la reproducción de la simulación.

Tabla 3.7 Presión de rocío y factor del gas real de ARCO. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

Presión de rocío, Psia	3480
Factor del gas real de rocío (z)	0,811

La presión de rocío del fluido y el coeficiente de los gases reales (Z) se observa en la tabla 3.7.

Tabla 3.8 Condiciones del gas reservado a ventas. (Kenyon, D. Behie, A. 1987).

	Condición 1	Condición 2
Tiempo (Años)	Gas Reservado a Ventas (MPCN/D)	Gas Reservado a Ventas (MPCN/D)
0 < t < 5	1500	500
5 < t < 10	1500	2500
t > 10	Todo lo que se produce	Todo lo que se produce

En la simulación realizada se establecieron condiciones para las ventas de gas como se muestra en la tabla 3.8, en donde se establece dos escenarios en períodos de tiempo anuales, que con los siguientes, de 0 a cerca de 5 años, de 5 años a cerca de 10 años y mayor a 10 años, para la investigación se tomó la condición 1.

Tabla 3.9 Información de inyección y producción. (Kenyon, D. Behie, A. 1987).

	Productor	Inyector
Ubicación I=J	7	1
Completación (estratos)	3-4	1-2
Radio del pozo (pies)	1	1
Tasa de Gas en Separador (MPCN/D)	6200	Gas en Sep - Gas Resv a Ventas
Mínima Presión de Fondo (lpc)	500	-
Máxima Presión de Fondo (lpc)	-	400

Las características del pozo inyector y productor se observa en la tabla 3.9, en la que se puede detallar que el pozo productor se completó en los estratos 3 y 4, mientras que el pozo inyector se completó en los estratos 1 y 2, el radio del pozo productor e inyector es de 1 pies y la mínima presión de fondo fluyente para el pozo productor es de 500 lpc mientras que para el pozo inyector es de 400 lpc.

Tabla 3.10 Condiciones del Separador para el Caso 1. (Kenyon, D. Behie, A. 1987).

Separador	P (lpca)	T (°F)
Primario*	815	80
Primario*	315	80
Secundario	65	80
Tanque de Almacenamiento	14,7	60

*Separador primario opera a 815 lpca hasta que la presión del yacimiento cae a 2500 lpca.

Las condiciones del separador se muestran en la tabla 3.10, donde existe dos escenarios para el separador primario, uno para el secundario y las condiciones ambientales para el tanque de almacenamiento.

Por otra parte, se utilizo la ecuación de estado (EDE) PENG-ROBINSON y para la viscosidades se utilizo la correlación de LOHRENZ. (Kenyon, D. Behie, A. 1987).

Para el caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado)

Para el caso 2 de menor productividad se determinará el margen de error entre simulaciones con mallado radial y cartesiano, sin embargo el mallado radial se observa en la figura 3.5, modificando el mallado del caso base (caso 1), teniendo una dimensión de 9 radios, 8 divisiones de 45° y 4 estratos, el volumen del caso base cartesiano expuesto en la figura 3.2 tiene un volumen total por bloque de 13763982,4 Pies³ siendo equivalente a un radio de 165,48 Pies para que un cilindro tenga el mismo volumen, y de esta manera se pueda realizar una comparación justa.

En este caso la simulación se reproducirá considerando los mismos datos del mallado, pruebas PVT de la compañía ARCO del caso original (caso 1), sin embargo, otros parámetros han sido cambiados, tal y como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 3.11 Parámetros cambiados de la simulación original para el caso 2.

Parámetros	Caso 1 (original)	Caso 2
Porosidad	13%	8%
K horizontal	130, 40, 20 y 150 Md	130, 40, 20 y 150 Md
K Vertical	13, 4, 2 y 15 Md	13, 4, 2 y 15 Md
Pozo inyector	Bloque 1x1x(1,2)	No tiene
Control de pozo	Qg	Qg
Tiempo de simulación	5400 días	2750 días
Reporte	Cada 30 días	Cada 5 días
Mallado	Cartesiano	Radial

En la tabla 3.11 se observa los cambios realizados para el caso 2 donde se busca representar una menor productividad del pozo bajo el efecto del anillo de condensado, de la simulación original se ha quitado el pozo inyector, para obtener una mayor acumulación de condensado, el pozo de producción está ubicado en el centro del mallado, es necesario cambiar el tiempo de reporte de 30 a 5 días, para obtener una mejor vista de los resultados gráficos de interés y una mejor vista en 3D del mallado radial, por otro lado, también se cambió la duración de la simulación.

Mallado Radial con **9** (radios) x **8** (divisiones de 45grados) x **4** (Estratos)

9 (radios de
165,48 pies)

8%
De Porosidad
Efectiva

0,25 pies de
radio del pozo

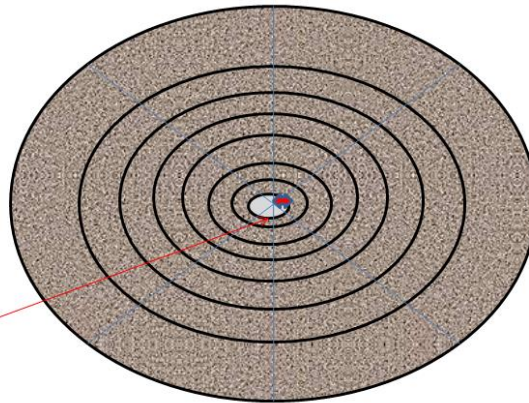


Figura 3.5 Vista superficial del mallado radial. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

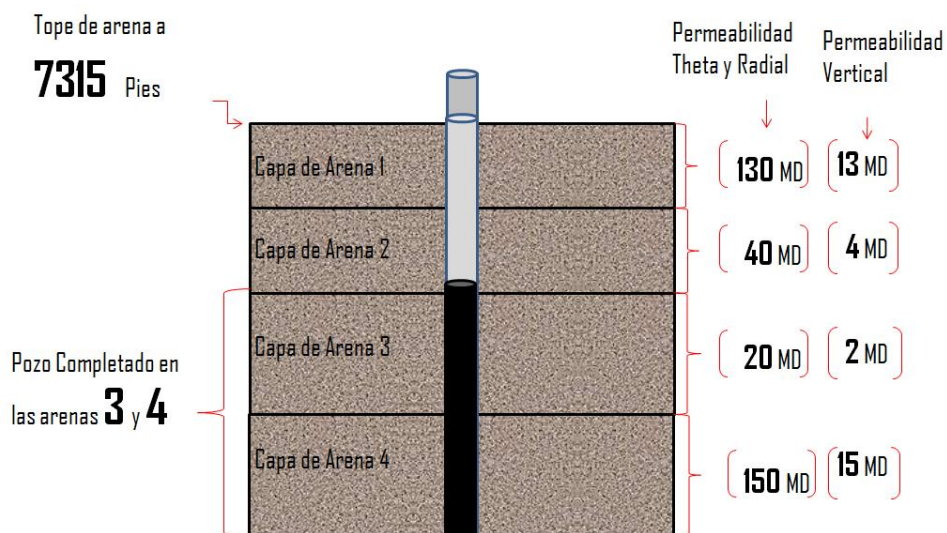


Figura 3.6 vista de perfil del mallado radial. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

En la figura 3.6 se observa la vista de perfil del mallado radial, donde se observa sus 4 capas de arena, similar a la vista de perfil del mallado cartesiano del caso 1, sin embargo, no se cambia ninguna propiedad de permeabilidad, ni de profundidad, ni de completación de los pozos.

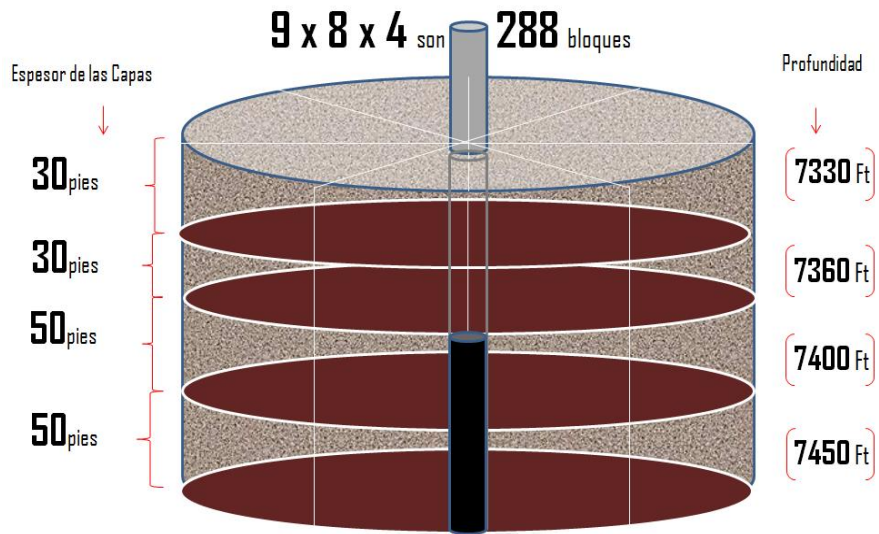


Figura 3.7 Vista 3D del mallado radial. [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

En la figura 3.7 se muestra la figura en 3 dimensiones del modelo radial con el espesor de cada capa de arena y su respectiva profundidad medida desde la mitad de la capa de arena, la misma del modelo cartesiano.

Para el mallado cartesiano del caso 2, se ubicará el pozo productor en el bloque (5,5,3-4) como se muestra en la figura 3.8, para así los resultados ser



Figura 3.8 Vista superficial del mallado cartesiano, caso 2 [Kenyon, D. Behie, A. 1987].

- **Estudio de simulación con modelos en cartesiano y radial**

Se considera la simulación base, aquella que proviene originalmente del artículo técnico antes mencionado (inicio de simulación) en donde el modelo consta de un mallado cartesiano y un pozo inyector en un tiempo de producción de 15 años, dicha simulación base es nombrada como caso 1 de mayor productividad, debido a que la tasa de gas se mantiene constante a lo largo del periodo de producción a pesar de los cambios en la producción de condensado. Por otra parte, debido a la configuración de pozos disponible del caso 1 (pozo productor y pozo inyector), el mejor mallado para este modelo con determinada configuración de pozos es el mallado cartesiano, debido a que representa mejor la distribución del fluido inyectado (gas seco), por lo que el caso 1 se representará con un mallado cartesiano sin ninguna comparación.

Por otra parte, se han realizado discusiones referente a la selección del mallado que se adapte mejor a determinadas configuraciones de simulación, sin embargo, la realización del análisis entre modelos iguales en volumen con mallado cartesiano y mallado radial en este estudio aportará una disminución del margen de error en el resultado final de la investigación.

La búsqueda del mejor resultado en las cercanías del pozo de producción, se determinará cuantitativamente mediante el error promedio entre un modelo con mallado cartesiano y otro con un mallado radial, usando el modelo del caso 1 sin el pozo inyector, para el modelo con mallado cartesiano el pozo productor será ubicado en el centro del mallado, las propiedades del fluido se mantendrá constante en todas las simulaciones que será la realizada por la empresa ARCO; para mantener una comparación equitativa en cuanto a volumen del mallado, se considerará el volumen abarcado por las dimensiones del mallado cartesiano, donde será igualado al volumen radial para posteriormente despejar el radio de la celda cilíndrica que será equivalente a cada celda del mallado cartesiano, dicho modelo modificado del caso 1 será conocido como caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado).

a) Simulación en mallado cartesiano

Usando el modelo del caso 2 de menor productividad con mallado cartesiano ubicando el pozo productor en el centro del mallado.

b) Simulaciones en mallado radial

Usando el modelo del caso 2 de menor productividad se modificará el mallado a radial, el radio de cada bloque será calculado despejando de la ecuación de volumen del bloque en radial, igualándola con el volumen calculado para un bloque del modelo cartesiano del caso 1.

c) Calculo de error entre el mallado radial y mallado cartesiano

Tomando en cuenta las mismas características del fluido, el mismo volumen del mallado radial y cartesiano y el mismo radio de drenaje, se calculará el error promedio comparando las variables de saturación de condensado, gas y agua en el bloque donde se encuentra completado el pozo productor. Luego de la comparación se realizará:

d) Ajuste del caso 1 para representar el caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado)

Para este caso en la simulación se considerará el mallado radial para realizar estudios de pozo, toda la información original de las pruebas PVT de la compañía “ARCO”. Sin embargo, las variables cambiadas para un mejor estudio y adaptando la información del campo al cual se le aplicará la alternativa delimitada con la información de la simulación como la porosidad se cambió de 13 a 8%, el tiempo de reporte se programó de 30 a 5 días para una mejor visibilidad en los cambios de las gráficas, el tiempo de duración de la simulación se cambió de 5400 a 2750 días y se eliminó el pozo inyector del modelo original, donde inyectaba gas seco para evaluar la efectividad del ciclaje de gas al tratar yacimientos de gas condensado, al cerrar el pozo inyector se estudia el efecto de acumulación de condensado retrógrado en las cercanías del pozo productor y todo el yacimiento (anillo de condensado).

e) Refinamiento del mallado en la cercanía del pozo productor

Con la finalidad de observar con mayor detalle los cambios en los bloque de interés (alrededor del pozo de producción), se modificará el radio de drenaje en porciones

pequeñas de 2 pies en 2 pies hasta llegar a 10 pies, luego de 5 pies en 5 pies hasta llegar a 95 pies acumulado, luego de 50 a 50 pies hasta llegar a 195 pies acumulado, luego de 100 a 100 pies hasta llegar a 495 pies acumulado y de 500 en 500 pies hasta llegar a 1495 pies acumulado que corresponde al radio de drenaje total de todo el modelo.

f) Implementación de alternativa con los resultados de la simulación

En esta etapa de la investigación se conoce la alternativa seleccionada para su validación y aplicación en pozos de producción reales, lo que se implementará basado en los resultados obtenidos de la simulación del caso base, tanto cuando se desarrolla el anillo de condensado y cuando no se desarrolla, para su correcta verificación del mismo. Dicha validación, se analizará gráficamente con otros comportamiento de curvas que representen o no el anillo de condensado.

Por otra parte, se tiene presente que las simulaciones numéricas son utilizadas para estimar comportamientos futuros de producción, al poseer escasa información de la roca, el fluido y su formación geológica, se corre el riesgo de no ser representativa la simulación, lo que no representará la realidad y la cuantificación de los valores obtenidos será erróneos.

g) Estudio de sensibilidad

Buscado extraer la mayor información del yacimiento y pozo aplicando la alternativa delimitada, se consideraran cambios de las variables como control de la presión de fondo fluyente, porosidad, permeabilidad radial por ser un modelo con mallado radial, la permeabilidad vertical, la permeabilidad relativa del fluido y cambio en configuración de los estratos. En la tabla 3.12 se muestran el rango de los parámetros a sensibilizar.

Tabla 3.12 parámetros a sensibilizar en el análisis del TEG.

Variables	Rango a Sensibilizar
BHP	100 – 2000 psia y presión libre
Porosidad	2 – 19%
Permeabilidad radial	10 – 500 md
Permeabilidad vertical	10 – 500 md
Permeabilidad relativa	Cambios en los valores de Kr
Estratos	1 – 4 estratos de producción

h) Resultados de la validación

En esta etapa se define si cumple o no la alternativa con el diagnóstico esperado por la teoría de la investigación realizada mediante otras formas de observar el anillo de condensado en la misma simulación, mediante el análisis de las saturaciones de condensado y gas en las cercanías del pozo, mediante el cambio de la gravedad específica del condensado, etc.

FASE IV. APLICACIÓN DE ALTERNATIVA A POZOS DE GAS

En esta etapa después de su correcta validación con la simulación numérica, se implementará en pozos productores pertenecientes a PDVSA, donde por derechos de autor no es posible dar información de los mismos.

a) Recopilación de datos de los pozos

Se obtendrá la información necesaria por pozo, para implementar el diagnóstico. Dicho yacimiento es de gas condensado y está ubicado en el oriente de Venezuela. Los pozos son denominados como: GH1, GH2, GH3 Y GH4.

b) Revisión de consistencia de los datos

En esta etapa se evaluará la consistencia de los datos por pozo, que no es más que extraer los valores que estén por fuera de la tendencia, procedimiento no recomendable cuando se tiene pocos datos disponibles. Muchas veces el medidor utilizado en el campo presenta fallas de medición, lo que genera valores aleatorios nada representativos, ni

cercanos a los demás, por ende es importante reconocerlos y así reducir el margen de error del análisis final.

c) Resultados del diagnóstico

En etapa se muestran todos los resultados obtenidos de la aplicación de la alternativa en los pozos de gas condensado.

FASE V. ANÁLISIS DEL RESULTADO DE DIAGNÓSTICO

Con los resultados obtenidos en la aplicación de al menos una alternativa en el campo de yacimiento de gas condensado, se podrá determinar la presencia de condensado acumulado en las cercanías de los pozos de producción, o en caso contrario, otro problema diferente al anillo de condensado.

CAPITULO IV

ANALISIS DE RESULTADOS

4.1. DELIMITACIÓN ANALÍTICA DE LAS ALTERNATIVAS

El siguiente análisis se hará analíticamente basado en los siguientes parámetros:

- a) Uso de información disponible del pozo.
- b) Ahorro de tiempo de no-producción.
- c) Sea confiable.
- d) Uso de herramientas especiales de fondo y de superficie.

4.1.1. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA PRODUCCIÓN

A) Análisis de tasas de producción

Este procedimiento surgió de una investigación científica sobre una manera rápida y efectiva de evaluar el grado de obstrucción de condensado, dicho en otras palabras, es un procedimiento instantáneo, sin embargo, para su implementación requiere datos de la tasa de producción de gas y de petróleo o condensado, si es importante que dicha información sea continua a partir desde el momento de apertura hasta el cierre de la producción del pozo, por lo tanto, **no requiere información nueva**. Tampoco es necesaria la paralización de la producción para obtener nueva información, lo que **permite un ahorro de tiempo de no-producción**. Según la investigación científica realizada este análisis se ha implementado varios pozos de Estados Unidos, sin embargo un análisis a las tasas de producción es lo primero que nos alerta de algún problema de producción, por lo que **este análisis es confiable, mas no arroja información adicional** del pozo y yacimiento. **El uso de herramientas especiales de fondo no es necesario en esta alternativa**. Dicho resumen de la delimitación del análisis de tasas de producción se representa en la tabla 4.1.

Tabla 4.1 Delimitación del análisis de tasas de producción. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	SI
Ahorro de tiempo no-producción	SI
Confiabilidad	SI
Uso de herramientas especiales	NO

El análisis de las tasas de producción cumple con 4/4 de los objetivos planteados en este estudio, como se muestra en la tabla 4.1.

B) Medidores de flujo multifásico

Estos medidores se han desarrollado en los años 90 por estudiosos de la ciencia petrolera, con el pasar de los años se fue avanzando en esta tecnología con la combinación de otras que permiten determinar en tiempo real las mezclas de crudo o condensado, gas y agua sin la previa separación de las fases. Estos medidores utilizan el medidor multifásico VX y un espectral de rayos gamma. Para la aplicación de esta alternativa **es necesaria información nueva obtenida con el medidor multifásico**. La implementación del mismo requiere tiempo para la instalación de los equipos especiales de superficie. El medidor de flujo multifásico es una herramienta enfocada en reducir el margen de error ocasionado por flujos almacenados en las líneas de flujo, que ocasiona una sobreestimación de la tasa, por lo que **es una herramienta confiable** para medición de las tasas real de producción. **Requiere de la instalación de herramientas especiales en superficie**. Dicho resumen de la delimitación del medidor de flujo multifásico se representa en la tabla 4.2.

Tabla 4.2 Delimitación del medidor de flujo multifásico. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	NO
Ahorro de tiempo no-producción	SI
Confiabilidad	SI
Uso de herramientas especiales	SI

En la tabla 4.2 se muestra que el medidor multifásico cumple con 2/4 de los objetivos planteados en este estudio, no cumple en el uso de la información disponible ya que requiere nuevas mediciones, y utiliza herramientas especiales, el objetivo es que no utilice herramientas especiales de medición.

4.1.2. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA PRESIÓN

A) Análisis de presión

Este análisis se ha implementado desde los inicios de explotación de crudo, y es la metodología que se ha implementado más en la producción petrolera para determinar parámetros importantes del yacimiento y del fluido, a través de los años se ha ido actualizando las herramientas de medición de fondo con menos margen de error, y la determinación de otros parámetros importantes como la temperatura. Este procedimiento **requiere de información nueva y precisa** de unas herramientas de medición especializada, como la presión, datos de temperatura, de producción. **Esta metodología no ahorra tiempo de no-producción**, ya que requiere tiempo para la instalación y aplicación de las herramientas de fondos, paralizar la producción, el tiempo que sea necesario para obtener la mejor información posible. No se ha dejado de aplicar desde el inicio de su descubrimiento, por lo que **es confiable**. **Requiere la implementación de herramientas especiales de fondo** y un simulador especial computarizado con su licencia para analizar los resultados obtenidos de las herramientas de fondo. Dicho resumen de la delimitación del análisis de presión se representa en la tabla 4.3.

Tabla 4.3 Delimitación del análisis de presión. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	NO
Ahorro de tiempo no-producción	NO
Confiable	SI
Uso de herramientas especiales	SI

En la tabla 4.3 se muestra que el análisis de presión cumple con 1/4 de los objetivos planteados en este estudio, no cumple en el uso de la información disponible ya que requiere nuevas mediciones, utiliza herramientas especiales, el objetivo es que no utilice herramientas especiales de medición y con su implementación no se ahorra tiempo de no-producción. Por otra parte el objetivo de la investigación es la no implementación de este método, por lo tanto no se considera una alternativa aunque tenga el valor más alto en la delimitación numérica.

B) Análisis de presiones transitorias mediante las presiones en superficie

Dada la necesidad de conocer las problemáticas que está afectado la producción y el ahorro de inversión en pruebas, se ha analizado la posibilidad de extrapolar la presión de fondo (BHP) con la presión medidas en superficie (THP), lo que ha sido posible con un margen de error de 3 %, lo que la hace significativa. La presión en superficie es algo que se observa todo el tiempo en el cabezal del pozo, por lo que con esos valores y los valores obtenidos de una prueba PVT inicial junto a un simulador de pruebas de pozos, son suficientes para aplicar el diagnostico, **no requiere información nueva** para el diagnóstico. **Ahorra tiempo de no-producción** ya que no se instalará herramientas especiales, solo requerirá horas para detener la producción cuando no está produciendo lo que debería y apertura la producción al finalizar el tiempo de espera, esto se hace para realizar las pruebas de restauración de presión. Tiene un margen de error de aproximadamente 3%, lo que **es determinada confiable**. **No requiere de herramientas especiales** de medición de fondo. Dicho resumen de la delimitación del análisis de presiones transitorias en superficie se representa en la tabla 4.4.

Tabla 4.4 Delimitación del análisis de presiones transitorias en superficie. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	SI
Ahorro de tiempo no-producción	NO
Confiability	SI
Uso de herramientas especiales	NO

La figura 4.4 muestra que el análisis de presiones transitorias medidas en superficie cumple con 3/4 de los objetivos de esta investigación. No cumple en el ahorro de tiempo de no-producción debido a que su corrección requiere realizar unas pruebas de presión, midiendo valores en superficie, donde hay que cerrar el pozo, esperar y luego abrirlo para restaurar la presión del yacimiento.

4.1.3. DIAGNÓSTICO BASADO EN LAS FUERZAS CAPILARES

A) Determinación del número capilar

Es una complejidad determinar la problemática mediante la determinación de una propiedad del fluido que cambia constantemente, sin embargo lograr obtener

información con datos de producción o de laboratorio, es beneficio enorme debido a que la información del fluido nos puede dar una mejor idea de lo que ocurre con los fluidos en el subsuelo. Para implementar esta alternativa **es necesario buscar nueva información** del fluido, haciendo una toma de muestras del fluido y llevándolo a laboratorio, para determinar la tensión interfacial entre fluidos o bajando herramientas de medición que puedan mediante rayos gamma obtener la tensión interfacial y la velocidad de flujo. Con esta alternativa **no se ahorraría tiempo de no-producción** debido a que depende de los resultados de laboratorio en caso de una toma de muestra de fluido y en el caso de una herramienta, el tiempo de instalación de la herramienta para hacer las mediciones. Diagnosticar una problemática actual mediante el cálculo del número **capilar no presenta una confiabilidad aceptable** debido a que las condiciones del flujo cambian de un instante a otro, no se mantiene constante, por lo que no es netamente confiable, se tendría que hacer estudios más profundos de corrección para esos cambios de flujo. Esta **alternativa requiere la utilización de herramientas especiales** ya sea para la toma de muestra de fluido o para la implementación de herramientas especiales. Dicho resumen de la delimitación de la determinación del número capilar se representa en la tabla 4.5.

Tabla 4.5 Delimitación de la determinación del número capilar. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	SI
Ahorro de tiempo no-producción	NO
Confiabilidad	NO
Uso de herramientas especiales	SI

En la tabla 4.5 se muestra que la determinación del número capilar cumple con 1/4 de los objetivos planteados en esta investigación, la misma, no ahorra tiempo de paralización de producción debido a los ensayos de toma de muestra o de instalación de equipos especiales de medición de fondo o de superficie, no es confiable debido a la variación que tienen los fluidos con el paso de la producción y utiliza herramientas especiales para determinar la información necesaria para su aplicación.

4.1.4. DIAGNÓSTICO BASADO EN LA PERMEABILIDAD

A) Determinación de la relación de la permeabilidad relativa

Al formarse el anillo de condensado, el primer factor afectado es la permeabilidad relativa al gas y al condensado o petróleo, sin embargo para determinar este parámetro que depende de la geometría de la roca y la interacción con los fluidos del yacimiento presenta una complejidad enorme, esto debido a los cambios que presentan los yacimientos de gas condensado cuando están por debajo de la presión de rocío, de los cambios que puedan existir en la geometría de la roca al existir la producción o por la invasión sustancias externas que puedan alterar o bloquear los canales de flujo, como lo es el cemento, H₂S, entre otros. En la actualidad existen diversas formas de determinar estos valores de permeabilidad mediante el uso de modelos matemáticos, mediante ensayos de laboratorio, recientemente se está implementando la determinación con información de producción mediante el cálculo de la presión capilar, por ende esta alternativa **necesita determinar información nueva** para realizar el estudio final. Dada la forma que se seleccione para determinar los valores de permeabilidad relativa esta requerirá un tiempo previo antes de tener los resultados, por lo que el pozo se podría parar su producción en la espera de los resultados, **no ahorra tiempo de no-producción**. Con la determinación de esta información se puede asociar rápidamente el anillo de condensado, sin embargo, **la información no es confiable**, sin embargo requiere de muchos procedimientos costosos. **Requiere la utilización de herramientas especiales** para la toma de muestras de fluido. Dicho resumen del cálculo de la relación de permeabilidad relativa se representa en la tabla 4.6.

Tabla 4.6 Delimitación de la relación de Permeabilidad Relativa. [Hernández G., 2017]

Parámetros	Cumple
Información disponible	SI
Ahorro de tiempo no-producción	NO
Confiable	NO
Uso de herramientas especiales	SI

En la tabla 4.6 se muestra que la determinación de la permeabilidad relativa cumple con 1/4 de los objetivos planteados en esta investigación, la misma, no ahorra tiempo de paralización de producción debido a los ensayos de toma de muestra o de instalación de equipos especiales de medición de fondo o de superficie, no es confiable debido a la

variación que tienen los fluidos con el paso de la producción y utiliza herramientas especiales para determinar la información necesaria para su aplicación

Tabla 4.7 Resumen de la delimitación objetiva de las alternativas de diagnóstico.

	ATP	MFM	TPA	DNC	RPR
Datos disponibles	SI	NO	SI	SI	SI
Ahorro tiempo no-producción	SI	SI	NO	NO	NO
Confiabilidad	SI	SI	SI	NO	NO
Uso de herramientas especiales	NO	SI	NO	SI	SI

Cumple	4	2	3	0	1
No cumple	0	2	1	4	3

En la tabla 4.7 se puede observar un resumen de la delimitación antes mencionada enfocada en los objetivos planteados en esta investigación. Por otra parte, se muestra que la primera alternativa que cumple con los objetivos de la investigación es el ANALISIS DE LA TASA DE PRODUCCIÓN (ATP), la segunda alternativa está EL ANALISIS DE PRESIONES TRANSITORIAS EN SUPERFICIE (TPA), de tercero está el MEDIDOR DE FLUJO MULTIFÁSICO (MFM), de tercero EL ANALISIS DE PRESIÓN (AP), de cuarto esta la alternativa de la RELACION DE PERMEABILIDAD RELATIVA (RPR) y de ultimo está la determinación del NÚMERO CAPILAR (DNC).

Dichas clasificaciones están basadas en los objetivos de dicha investigación, ninguna es una alternativa pésima, todo lo contrario, si todas pudieran implementarse al mismo tiempo la información obtenida sería poderosa para la toma de decisión en la producción.

4.2. VALIDACIÓN CON EL SOFTWARE ECLIPSE 300

Con la finalidad de obtener mayor confianza en los resultados del diagnóstico del anillo de condensado con la implementación del **ANÁLISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN**, se utilizará la simulación numérica para representar un yacimiento de gas condensado, para finalmente delimitar el enfoque al pozo y ver el comportamiento que adquiere el pozo ante la formación de anillos de condensado.

Dichos modelos de gas condensado seleccionado para la reproducción se ha extraído una investigación científica realizada y publicada por la sociedad de ingenieros de petróleo (SPE) bajo el número SPE 12278-PA y su título original es “*Third spe comparative solution Project: Gas Cycling of Retrograde Condensate Reservoirs*”, la misma dispone de la información necesaria para representar el gas condensado razón principal por la cual fue seleccionada.

4.2.1. SELECCIÓN ENTRE MALLADO CARTESIANO Y RADIAL

a) Caso 1de mayor productividad (control del anillo de condensado)

Realizando la simulación con un mallado cartesiano y otro radial, se notó que el desplazamiento tiende a ser uniforme el barrido de gas con un mallado cartesiano, mientras que con un mallado radial tiende a barrer el pedazo de la retorta donde esta completado el pozo inyector como se muestra en la figura 4.1.

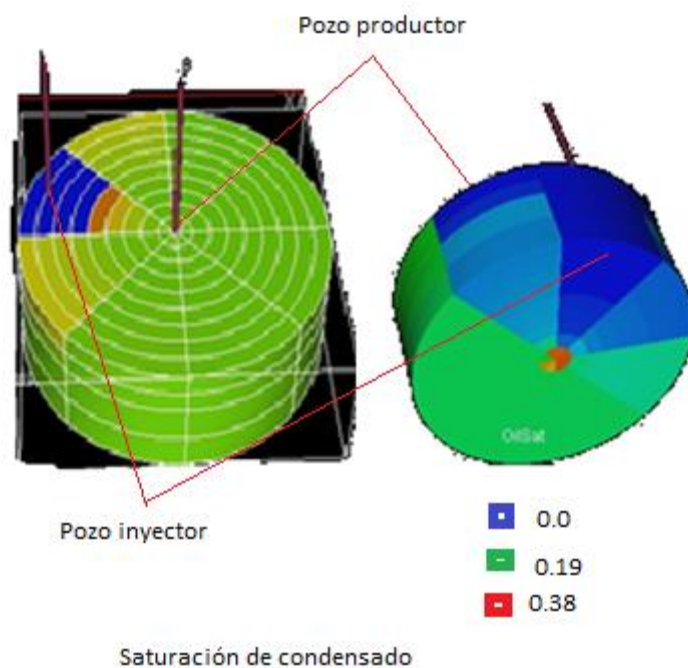


Figura 4.1 Mallado radial con pozo inyector vista en 3D y con un giro de 180°, volumen de condensado [ECLIPSE 300, Archivo RSM].

En la imagen de la izquierda de la figura 4.1 se observa el volumen de condensado en toda la simulación, en donde en el pozo de inyección está ubicado en un extremo del mallado y el pozo productor en el centro del cilindro, con esta configuración solo favorece la retorta del cilindro donde esta completado el pozo de inyección y las zonas cercanas a este pozo, en las cercanías del pozo de inyección el volumen de condensado es 0, mientras que en las cercanías del pozo productor es mayor.

En la imagen de la derecha de la figura 4.1, se observa el mallado radial con un giro de 180°, viendo la saturación de condensado en el mallado, se puede observar como a los 3 o 4 años el condensado se acumula en los alrededores del pozo productor, mientras que del otro extremo de la retorta no existe empuje por el gas inyectado, por lo que, con esta configuración del pozo productor y 1 inyector el mallado radial no favorece a la simulación.

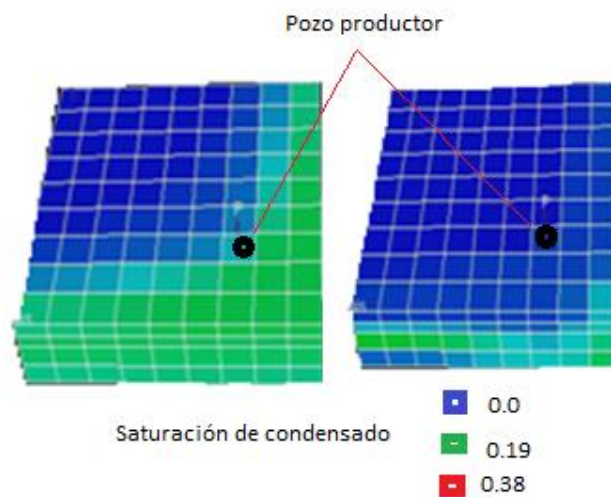


Figura 4.2 Saturación de condensado en un mallado cartesiano. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.2 se observa la saturación de condensado en un mallado cartesiano con un pozo inyector durante un tiempo de 15 años, donde el pozo inyector tiene un gran alcance de barrido y a su vez logra mantener la presión del yacimiento evitando lo más que se pueda la condensación y acumulación de condensado en las cercanías del pozo.

Por lo tanto, para representar una simulación con un pozo de inyección el mejor mallado para un mejor estudio es el mallado cartesiano. Dicho mallado será implementado para representar en nuestra investigación el caso 1 de mayor productividad donde se controla la formación del anillo de condensado.

b) Caso 2 de menor productividad (efecto del anillo de condensado)

El modelado de yacimientos no es una ciencia exacta. Aun con la mejor interpretación geológica y años de datos de producción como referencia, hay muchos escenarios virtuales posibles que podrían describir el yacimiento. Para obtener resultados confiables de un simulador se necesita una malla de calidad. El refinamiento del mallado es sumamente importante, sin embargo para el objetivo de esta investigación no de interés realizar una precisión en el mallado, sin embargo, elegir entre un mallado cartesiano y uno radial, puede reducir un margen de error significativo.

Un estudio sencillo se realizará en la simulación, para determinar el margen de error que existe entre una simulación con mallado radial y otra con un mallado cartesiano, asumiendo las mismas condiciones de la roca, fluido, tiempo de reporte y misma configuración del pozo.

Usando el resultado final de ambas simulaciones del caso 2, se determinó la diferencia entre los siguientes variables, que son: BSOIL (Saturación de petróleo en el bloque), BSWAT (saturación de agua en el bloque), BSGAS (Saturación de gas en el bloque), mostrados en la tabla 4.8, donde se muestra el promedio entre las simulaciones con mallado cartesiano y mallado radial, enfocando el estudio en el bloque del pozo productor, para el caso del mallado cartesiano el pozo productor está en el bloque (5,5,3-4), mientras que en el mallado radial el pozo productor estuvo en el (1,1,3-4).

Tabla 4.8 Error promedio de la simulación radial y la cartesiana. [Hernández G., 2017].

	q̄ BSOIL	q̄ BSWAT	q̄ BSGAS
DIF	0,023428	0,007958	0,0313853
€ (%)	0,0209		

En la tabla 4.8 se muestra que la saturación de condensado mantuvo una diferencia promedio de 2.3 %, la saturación de agua con 0.79% y la saturación de gas con 3.14%, dando como resultado una diferencia total promedio de 2.09 % de diferencia entre ambas simulaciones, siendo clasificado este error como despreciable.

c) **Gráficos resultados de la selección del mallado para el caso 2**

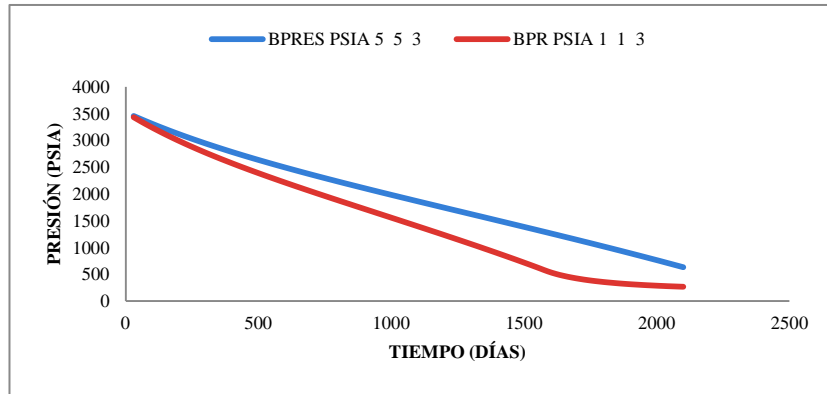


Figura 4.3 Presión del bloque de producción en mallado cartesiano y radial. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.3 se observa como la presión en el mallado cartesiano (BPRES 1 1 3) alcanza la presión mínima de 200 psia a los 1750 días, mientras que el mallado radial (BPRES 1 1 3) tiene una tendencia lineal y alcanza la presión mínima después de 2100 días, por lo que el mallado radial es más sensible a las caídas de presión.

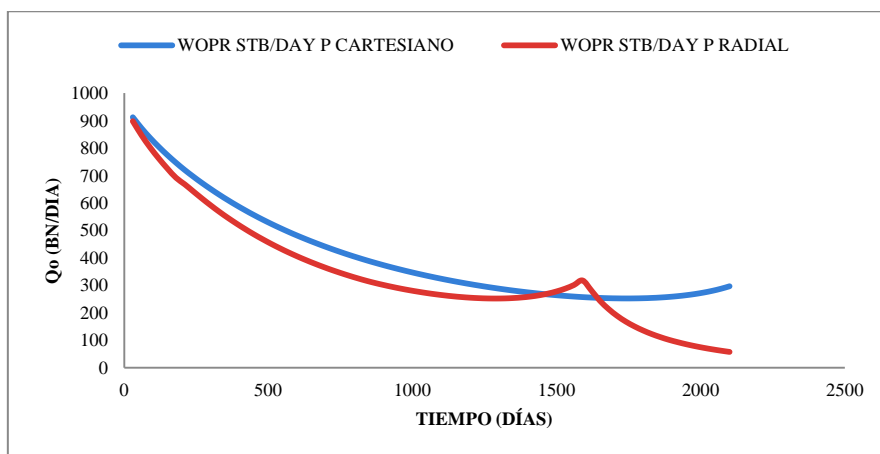


Figura 4.4 Tasa de producción de condensado en mallado cartesiano y radial. [Eclipse 300, Archivo RSM].

La tasa de producción de condensado por día se puede observar en la figura 4.4, en donde el mallado radial presenta una sensibilidad al llegar a los 1440 días, que es una presión de 849 psia, mientras que en el mallado cartesiano al alcanzar la presión mínima no presenta ningún salto, por lo que el mallado radial presenta mayor sensibilidad en las tasas de producción por las caídas de presión.

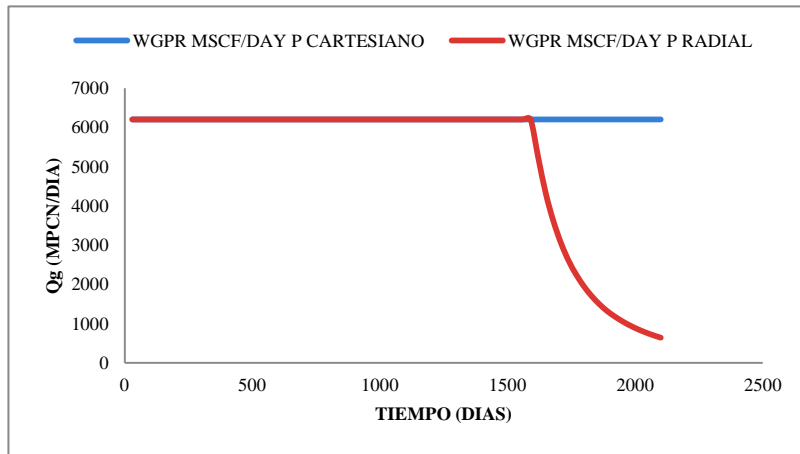


Figura 4.5 Tasa de producción de gas en mallado cartesiano y radial. [Eclipse 300, Archivo RSM].

Las tasas de gas son controladas debido a que no se dispone de información suficiente para cotejar las tasas de producción, sin embargo, en ambas simulación el control del pozo se realizó por las tasas de gas manteniéndolas a 6200 Mpcn/día como se ve en la figura 4.5, en donde una vez alcanzada la presión de 849 psia la tasa de gas en el modelo radial comienza a declinar, mientras que la cartesiana se mantiene constante, lo que indica que las tasas de gas en el modelo radial es sensible a las caídas de presión.

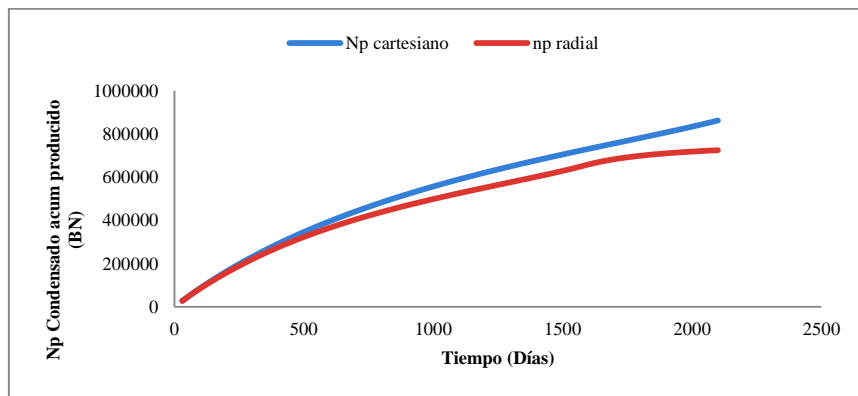


Figura 4.6 Condensado acumulado producido en mallado cartesiano y radial. [Eclipse 300, Archivo RSM].

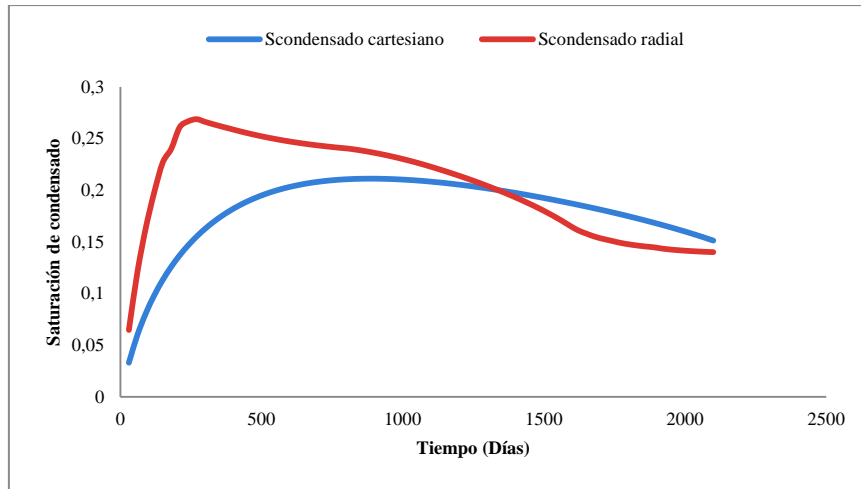


Figura 4.7 Saturación de condensado en mallado cartesiano y radial. [Eclipse 300, Archivo RSM].

De acuerdo a los resultados obtenidos en el mallado cartesiano y el mallado radial, entre ellos existe un error promedio de 2,02 % (tabla 4.6), siendo este valor despreciable para clasificar ambos mallados, sin embargo, observando la figura 4.4 se puede observar la tendencia lineal de la producción de condensado con un mallado cartesiano antes y después de ocurrir la re-vaporización a los 900 días como se observa en la figura 4.7, en cambio con el mallado radial se observa que la producción va disminuyendo al alcanzar el punto máximo de saturación de condensado que ocurre a los 400 días, producto de la re-vaporización.

Por otra parte con un mallado radial se observa claramente las dos regiones del anillo de condensado. De acuerdo a esto, el mallado radial es el mejor mallado para realizar estudios del pozo y es el mallado seleccionado para representar el estudio de sensibilidad.

4.2.2. RESULTADOS DE SIMULACIÓN

4.2.2.1. CASO 1 de mayor productividad (control del anillo de condensado).

En este caso, se espera que la presión del yacimiento disminuya reducidamente, debido a la inyección cíclica de gas que es reinyectado al pozo, esto causará una tendencia de mantener la presión final del yacimiento en un valor fijo, sin embargo siempre existirá

pérdidas de presión en el yacimiento, lo que sería un error pensar que la presión de fondo se aumente significativamente su valor final.

De lo anterior, se busca mantener la presión del yacimiento constante a medida que se vaya produciendo, para obtener un aumento significativo y extendido de producción de gas, sin embargo, se sabe que a medida que se produzca el pozo, la presión del yacimiento es afectada y tiende a disminuir.

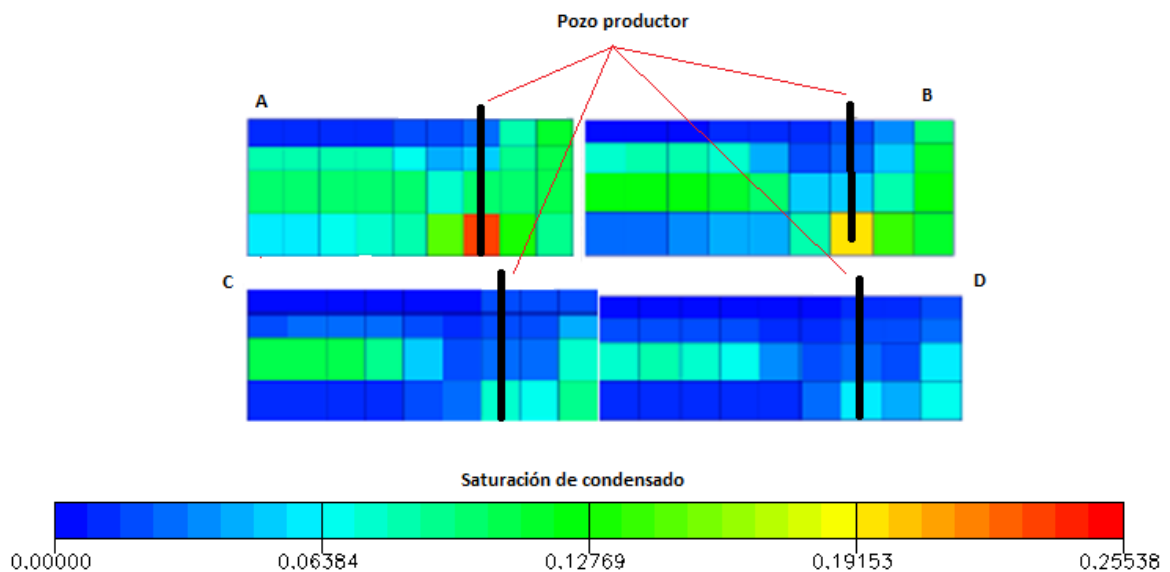


Figura 4.8 Vista de perfil de la saturación de condensado en el pozo productor a distintos tiempos. [Eclipse 300, Archivo RSM].

Como resultado final, se obtiene una reducción de la condensación retrógrada del gas y por ende una disminución del efecto del anillo de condensado como se muestra en la figura 4.8 donde muestra como la acumulación de condensado es mayor en los primeros 2 años, alcanzando un valor de 25,5 % (figura 4.8, A), con el paso de 3 años y medio la acumulación de condensado se reduce por el impacto del pozo inyector, alcanzando un valor de aproximadamente 19,1% (figura 4.8, B), al pasar 9 años y 5 meses la acumulación de condensado se ha reducido hasta alcanzar una saturación de 6,3 % (figura 4.8, C) y al pasar 13 años y medio la saturación de condensado alcanzo valores de 5% (figura 4.8, D) manteniéndose activo el pozo inyector en todo momento.

La simulación se corrió con un período de 15 años, reportando cada 30 días, donde se obtuvo las siguientes gráficas que fueron extraídas del archivo resumen obtenido al final de la simulación, procesadas y graficadas con Excel.

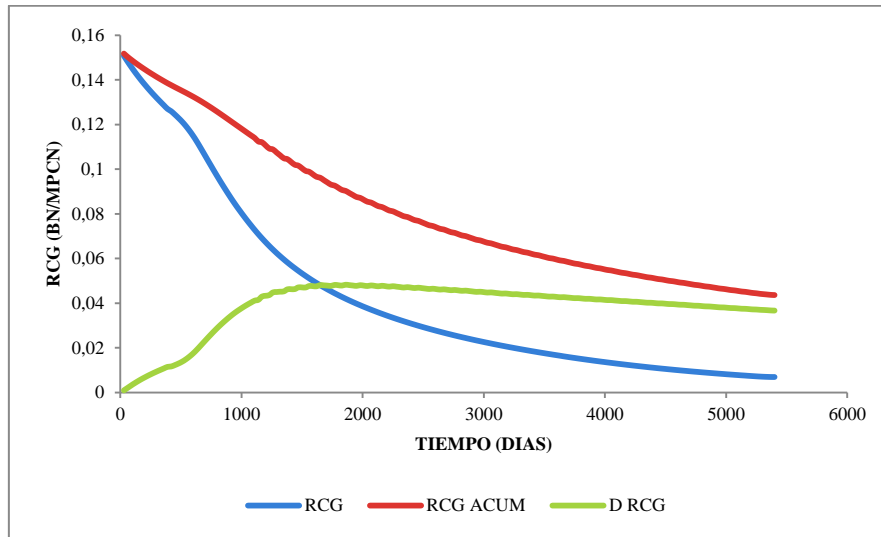


Figura 4.9 Curvas RCG, RCG acum y DRCG respecto al tiempo con mayor productividad. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.9 se muestra las tres curvas de la relación condensado/gas instantánea, acumulado y el delta RCG, donde se aprecia que la producción de gas respecto a la producción de condensado, se mantiene estable sin ocasionar problema crítico de anillos de condensado, lo anterior es porque la condensación retrógrada ocurrirá siempre que la presión del yacimiento este por debajo de la presión de rocío, por lo tanto habrá condensado producido pero no impedirá el paso del gas hacia la superficie, dicho análisis parte de la curva RCG que está por debajo de las curvas de RCG acum y el Δ RCG tiene valores positivos, se puede observar que mientras menor sea el valor del RCG, mayor es la producción de gas, se desprende condensado del gas, el mismo se va acumulando en el fondo del pozo y no llega a alcanzar su saturación crítica, lo que aliviará el anillo de condensado.

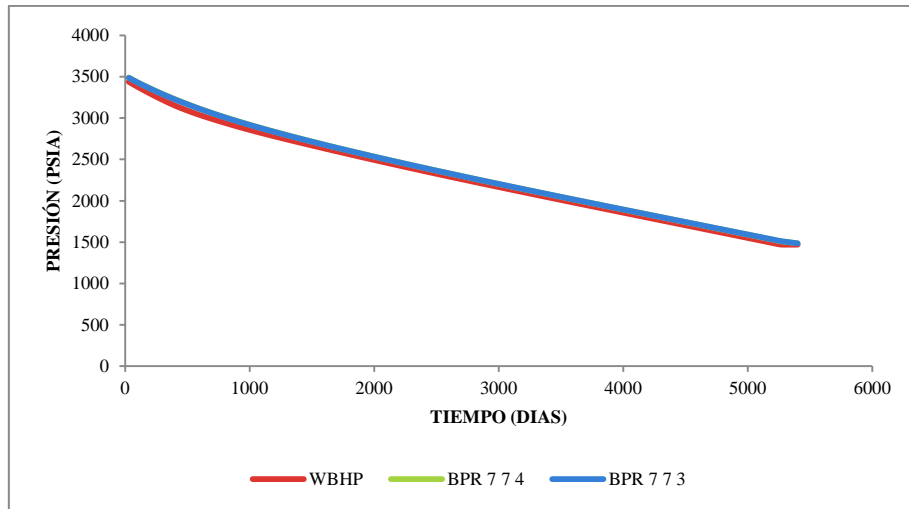


Figura 4.10 Presión en los bloques de producción y de fondo respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.10 se observa como la presión de producción del pozo y la presión en los bloques de producción 7x7x3, 7x7x4 y presión de fondo, declinan suavemente a lo largo de los 15 años de producción. Por otro lado, se puede observar que las presiones están por debajo de la rocío, sin la presencia del condensado obstruyendo los canales de flujo, dicho en otros términos, la producción de condensado en la superficie es inevitable, pero se puede tratar de mantener la presión del fondo del pozo en un valor fijo, para evitar que el condensado bloquee los canales de flujo, pasando por los mismos en estado gaseoso y durante la trayectoria al tanque de almacenamiento se separe las fases.

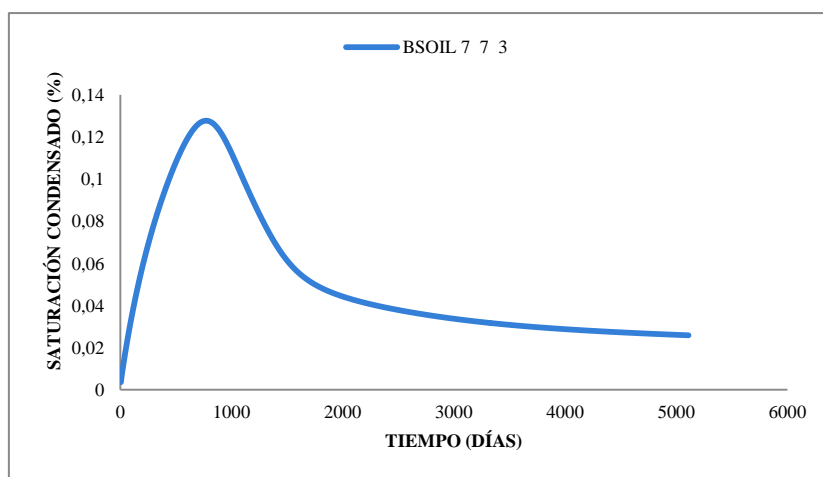


Figura 4.11 Saturación de condensado el fondo del pozo respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.11 se observa las curvas de saturación de condensado respecto al tiempo durante 15 años, la saturación de condensado aumenta a su punto máximo de saturación a 13% al llegar la presión a 3059 psia, que ocurre a los 770 días, luego de ese día ocurre una re-vaporización del condensado, llegando a los 15 años a 2,6% de condensado, aproximadamente lo que se quedaría en el fondo del pozo sin vaporizar, en cambio, la saturación de gas disminuyó a 48,6 % a los 510 días y 3085 psia, para luego aumentar por la re-vaporización a 66,5 % de gas, muy similar al primer mes que es 67,8%, lo que significa que se está produciendo gas y condensado.

Dicho comportamiento es normal cuando se está iniciando la producción cerca del punto de rocío, la presión del yacimiento es la presión crítica donde se mantiene en equilibrio ambas fases (gas y condensado), por lo tanto, al agotarse la presión se producirá más gas en superficie y poco condensado, la otra parte del condensado, se almacena en el fondo del pozo en estado líquido hasta alcanzar su saturación crítica, antes de alcanzarla el condensado no es movable, después de alcanzar dicha saturación crítica comienza a moverse, por otro lado, los pozos inyectoros se activaron en el momento que el condensado alcanzó su saturación crítica.

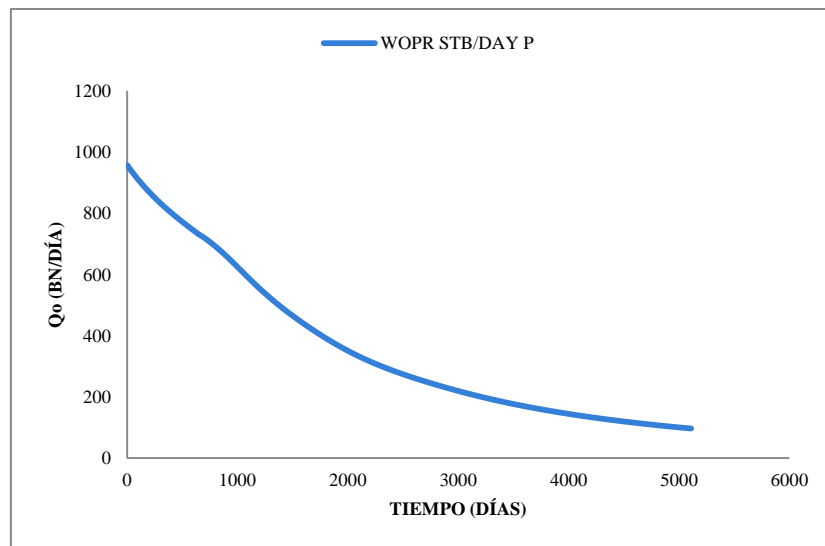


Figura 4.12 Producción de condensado respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.12 se visualiza la declinación de la tasa de producción de condensado por día al caer la presión de fondo, a los 15 años ya producción de condensado es de 96 Bn/Día, que es una tasa baja, sin embargo, dicha producción de condensado declina muy lentamente por la presencia del pozo inyector, que evita el agotamiento abrupto de la presión, evitando que llegue a la presión mínima. Por otro lado, la tasa de gas se mantiene constante a 6200 MPCN/DÍA como se muestra en la figura 4.13.

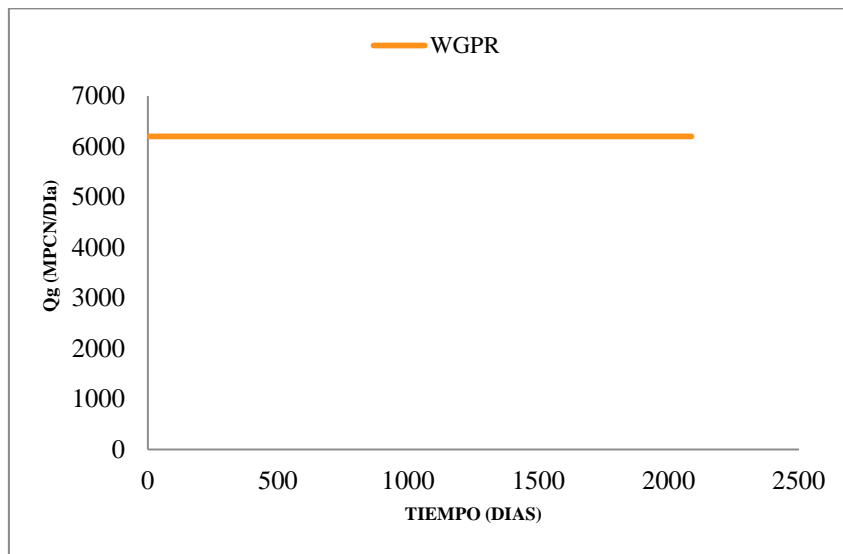


Figura 4.13 Producción de gas respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

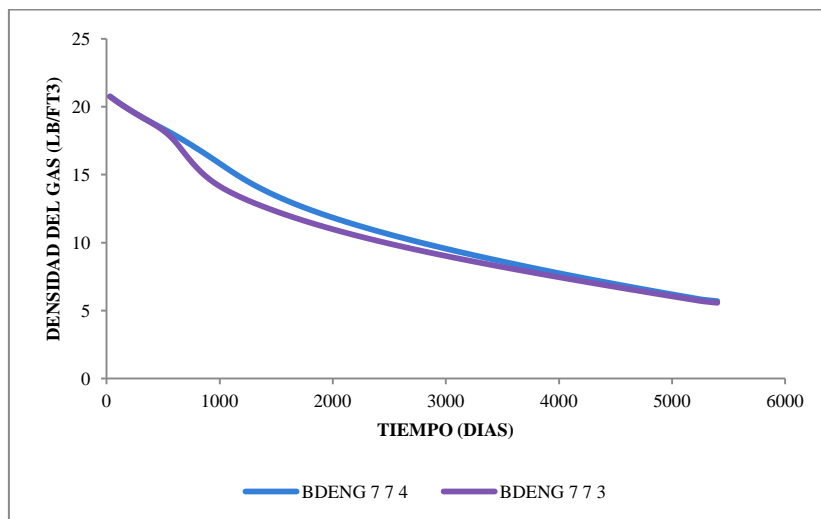


Figura 4.14 Densidad del gas en los bloques 7x7x4 y 7x7x3 respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.14 se observa el cambio de la densidad del gas en los bloques de completación del pozo productor, donde al disminuir la presión parte del líquido en estado gaseoso, se separa generando una disminución de la densidad del gas.

Por otro lado, se ha demostrado que la alternativa del análisis de la tasa de producción aplicada al caso 1 de mayor productividad, fue validado representando una vista 2D de la saturación de condensado como se muestra en la figura 4.8, el color verde claro significa que tiene poco contenido de condensado en las cercanías del pozo productor, también las curvas de saturación de gas, condensado y agua, donde se observa la condensación retrograda y la re-vaporización del condensado.

Parte del condensado producto de la condensación retrógrada no se re-vaporizo, esto se puede observar en la figura 4.11 donde a los 15 años la saturación de condensado es 2,8% y al primer mes fue de 2%, sin embargo, a pesar de existir la inevitable acumulación de condensado en el fondo del pozo, el mismo no obstaculiza el paso del gas a través de él, debido a la inyección continua de gas que favorece al mantenimiento de la presión fondo cerca del pozo productor.

4.2.2.2. CASO 2 de menor productividad (Efecto del anillo de condensado)

Considerando, que los pozos de producción en el campo presentan fluctuaciones diarias en las tasas de petróleo, gas y agua, debido a los cambios en sus propiedades de roca/fluidos a medida que se agote la presión del yacimiento. Para este caso, la formación de un anillo de condensado afecta la producción en superficie de gas y condensado, de acuerdo a la cantidad de componentes pesados que contiene en forma gaseosa.

De dicha simulación se representó un refinamiento del mallado radial con 5 radios de 2 pies, 2 radios de 5 pies, 17 radios de 50 pies, 3 radios de 100 pies y 2 radios de 500 pies, para tener un alcance final de 1495 pies, la dimensión “ Θ ” se aumentó de 45° a 180° para observar mejor la acumulación de condensado como se observa en la figura 4.15,

en donde se observa que la acumulación de condensado es más crítica en los primeros 30 pies cercanos al pozo productor.

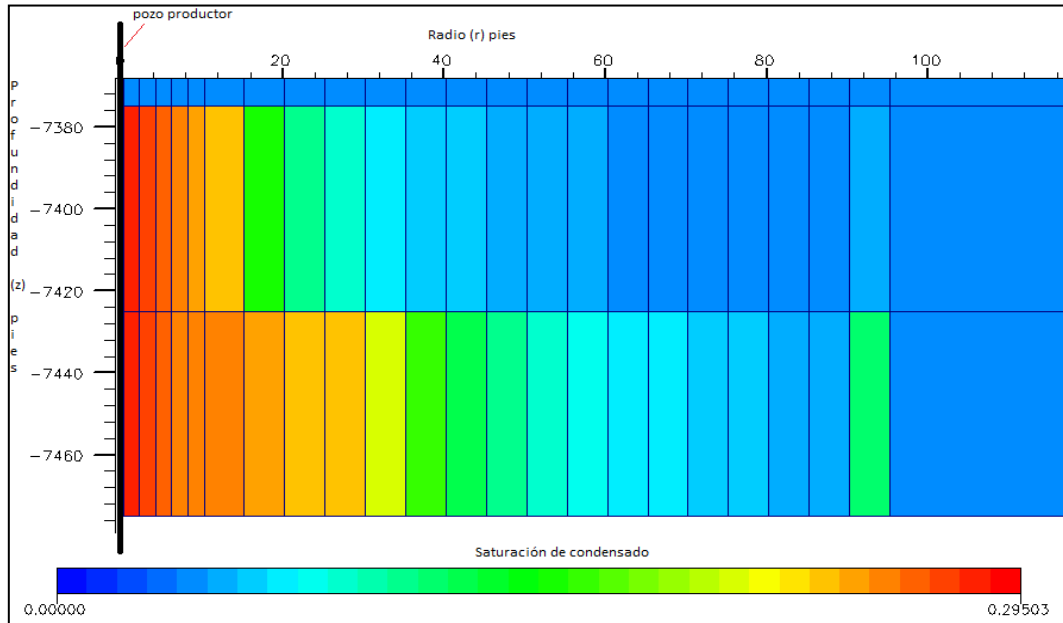


Figura 4.15. Vista de perfil del mallado radial, observando la saturación de condensado respecto a la distancia del pozo productor. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.15 se observa la saturación de condensado en las cercanías del pozo productor con una vista de perfil, en donde el color rojo representa la mayor acumulación de condensado con un valor de 28% mientras que el color verde representa un 12% de saturación de condensado.

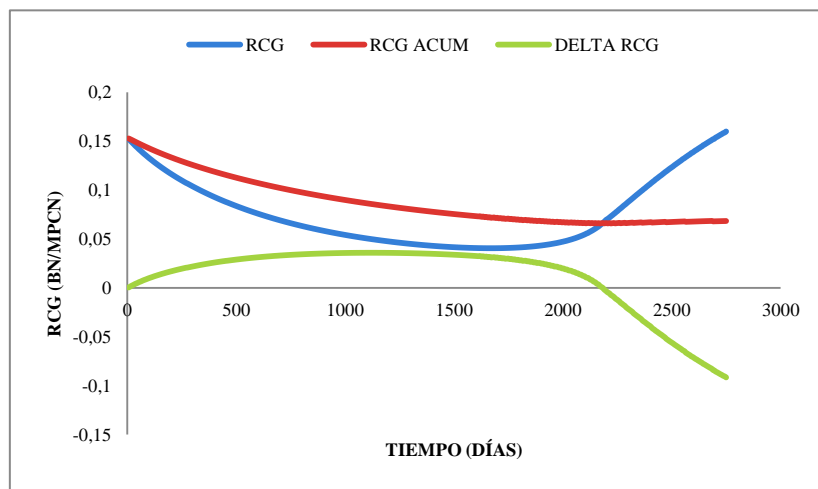


Figura 4.16 Curvas de la RCG, RCG acum Delta RCG respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.16 se observan las curvas de RCG alcanza su valor mínimo a los 1670 días, con una presión de 987 psia, donde nos indica la máxima saturación de condensado acumulado para empezar a moverse, a los 2200 días alcanza la presión mínima de fondo fluyente logrando interceptar la RCG acumulada, donde existe una reducción de la producción de gas y una reducción suave de la producción de condensado, por otra parte, que la curva RCG acumulada tenga una tendencia lineal horizontal decreciente, muestra como es afectada la producción de gas, la forma parabólica de la curva RCG instantánea, indica la riqueza del gas, mientras mayor sea la concavidad mayor será el contenido de componentes pesados en el gas. Luego de la intersección la formación del anillo de condensado es crítico.

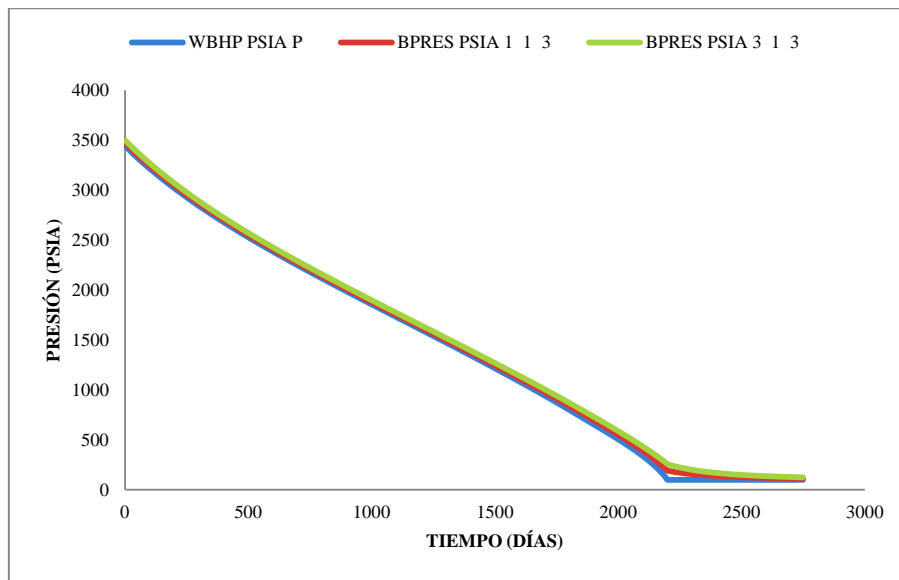


Figura 4.17 Presión a diversos radio de drenaje respecto al tiempo [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la reproducción se configuro que la presión mínima sea de 100 psia, que es alcanzada a los 2200 días como se muestra en la figura 4.17, sin embargo, la presión en todas las celdas a los 10, 95, 195, 495 y 1495 pies de alcance, se mantiene constante, con variaciones despreciables entre las celdas cercanas y lejanas.

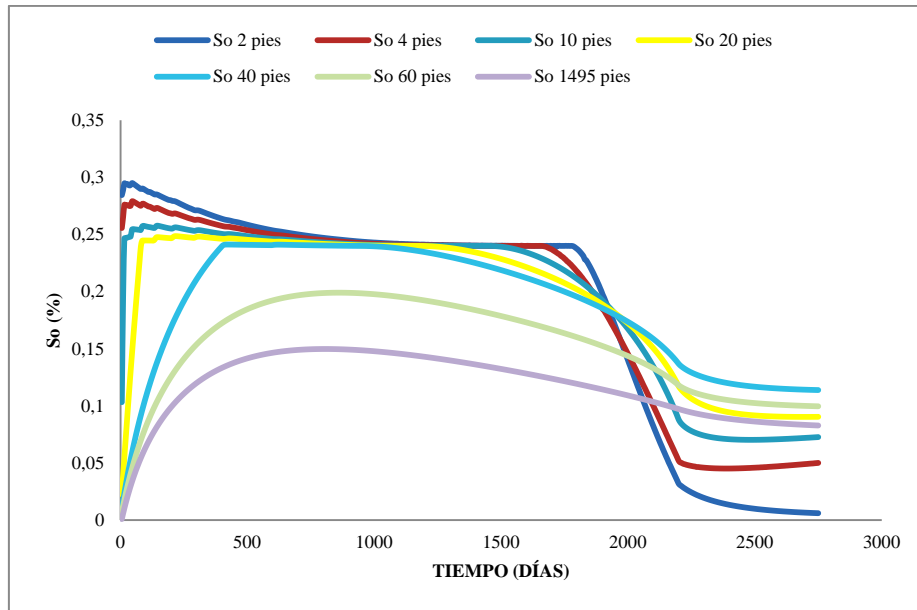


Figura 4.18 Saturación de condensado a distintos radios de drenaje respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.18 se observan las saturaciones de condensado a varias distancias del pozo productor, donde se puede apreciar que la saturación de condensado máxima es mayor a 25 % por lo que es un gas rico en componentes pesados, las curvas de saturación son sensibles a los cambios de presión, ya que al alcanzar la presión crítica de (2500 psia) entre 500 días, todas las celdas tienden a tener su mayor saturación de condensado, por debajo de esta presión se re-vaporiza levemente parte del condensado, al alcanzar su presión mínima de 100 psia entre los 2000 y 2250 días, su re-vaporización es significativa y tiende a mantenerse constante, por otro lado, se observa que mientras más lejos este del pozo, su curva de saturación es menor, por lo tanto, se desprecia, y se hace un análisis a los primeros 10 pies de alcance como se muestra en la figura 4.19 para obtener mejor información de la acumulación de condensado.

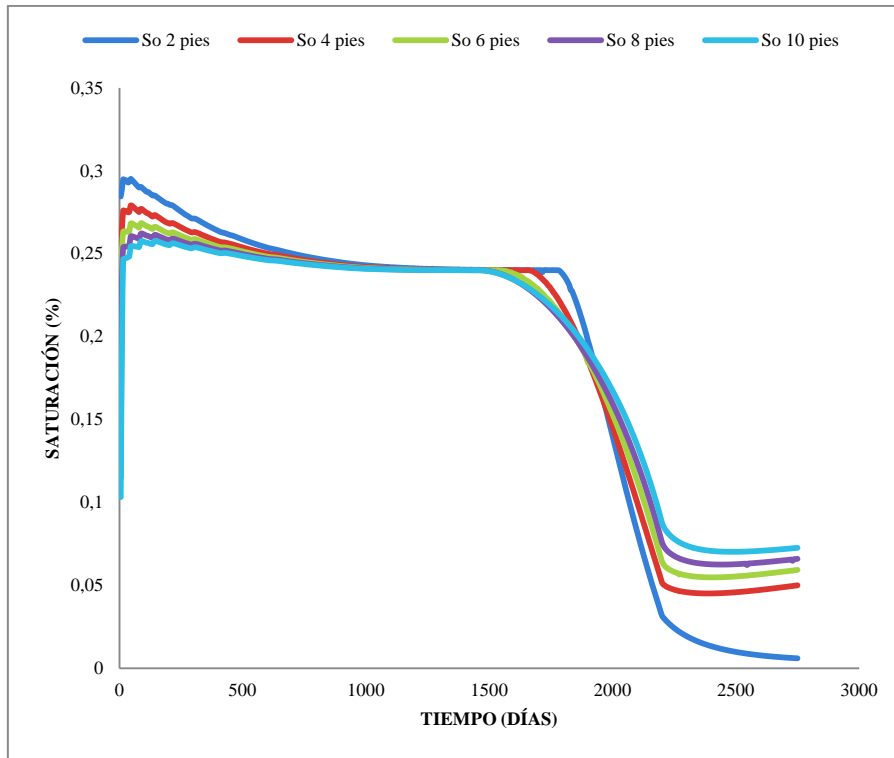


Figura 4.19 saturación de condensado respecto al tiempo a los primeros 10 pies de alcance respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En los primeros 10 pies cercanos al pozo productor, se visualizan las regiones de saturación de condensado como se muestra en la figura 4.19, donde a los 2 pies el condensado se re-vaporiza casi hasta llegar a 0% al alcanzar la saturación mínima a los 2200 días, a los 4, 6, 8 y 10 pies después de alcanzar la presión mínima se mantiene constante por encima de 5 %, lo que indica que existe mayor condensado acumulado entre 2 y 20 pies, razón por la que es afectada la productividad.

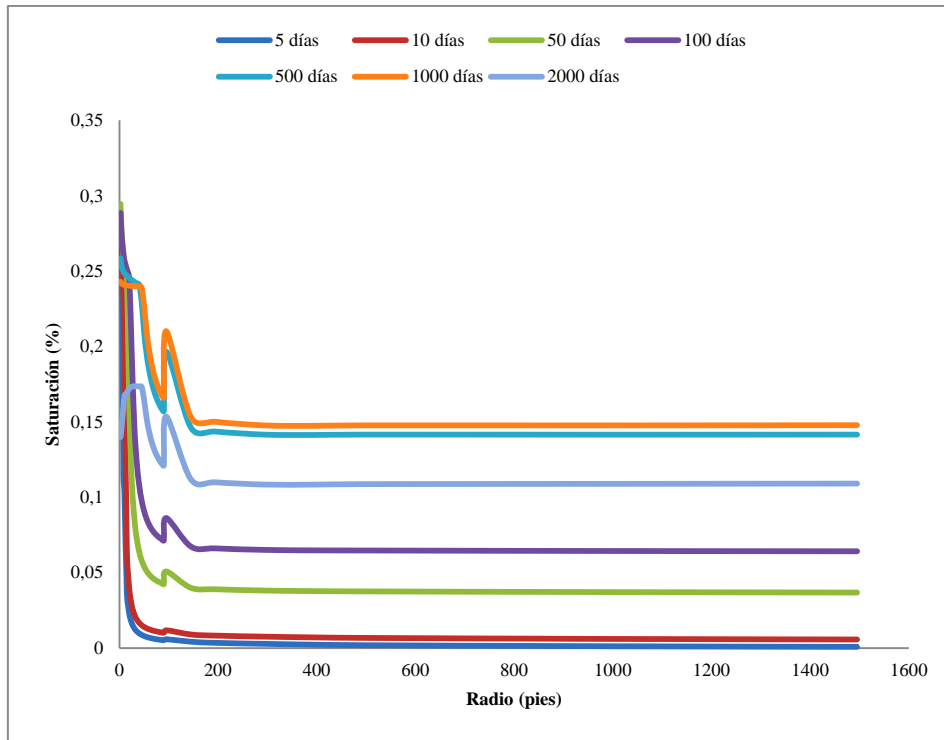


Figura 4.20 Saturación de condensado respecto al radio de drenaje. [Eclipse 300, Archivo RSM].

Las curvas de saturación de condensado respecto a la distancia del pozo productor, se muestra en la figura 4.20, en donde, a medida que pasa el tiempo la acumulación de condensado en las cercanías del pozo y lejos del pozo va aumentando generalmente, por lo que la acumulación ocurre en todo el yacimiento, se tomó la curva a los 100 días como referencia para un estudio más detallado de las regiones de distribución de fluido, como se muestra en la figura 4.21.

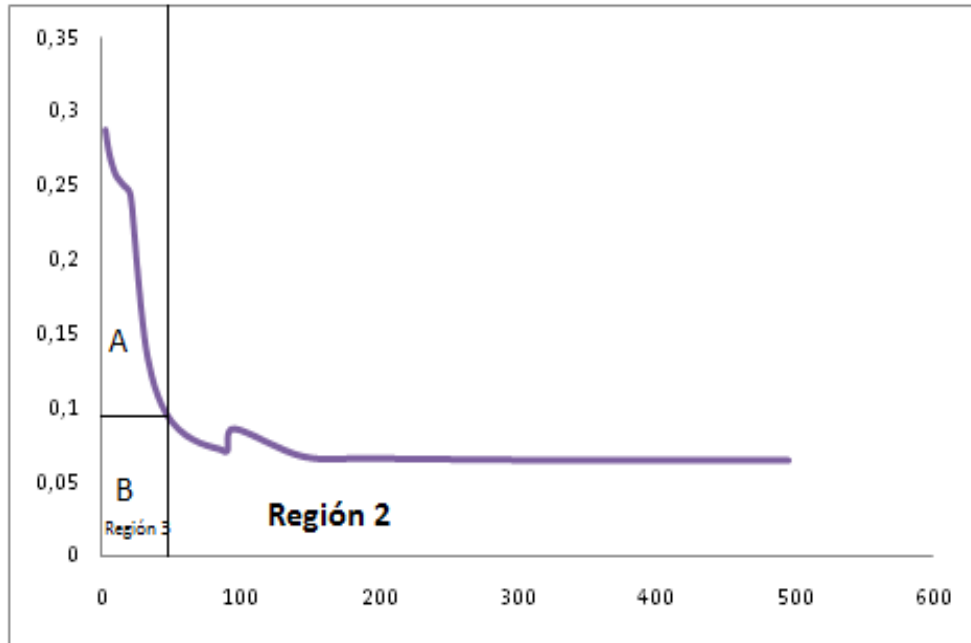


Figura 4.21 Saturación de condensado a los 100 días respecto al radio de drenaje.

[Eclipse 300, Archivo RSM].

Haciendo un estudio detallado a los 100 días de la saturación de condensado respecto al radio de drenaje, como se muestra en la figura 4.21, la misma no dispone de región 1 en donde solo hay gas móvil, por lo tanto la presión del pozo está por debajo de la presión de rocío, en la región 2 fluye el gas y condensado permanece inmóvil (debajo de la curva), a los 100 pies ocurrió una acumulación que no fue suficiente para moverse, la región 3 en donde fluye el gas y condensado al mismo tiempo, el punto A es el condensado móvil y el punto B es el condensado que permanece inmóvil en la región 3. Por lo tanto, la mayor acumulación ocurre a los 50 pies del pozo de producción, lo que indica que está formado un anillo de condensado que impide la producción de gas y de condensado.

4.2.2.3.Resultado final del caso 1 y caso 2

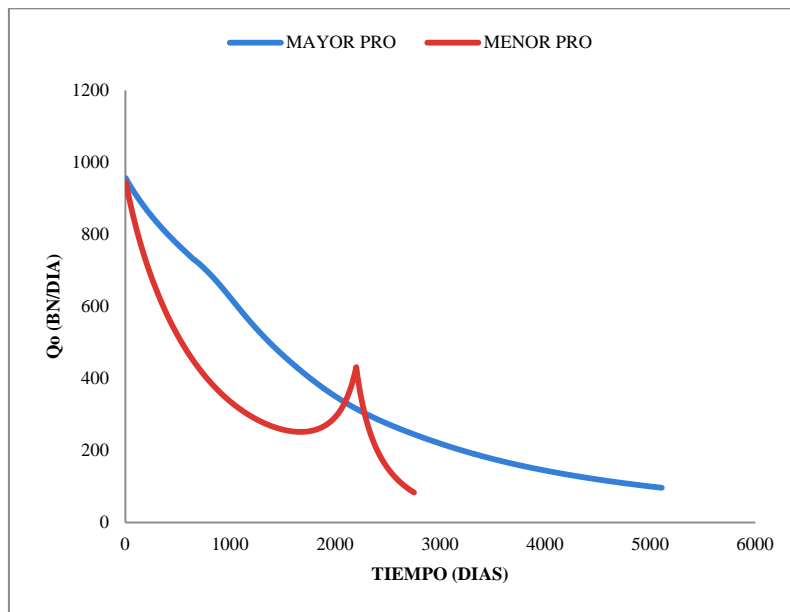


Figura 4.22Tasa de producción de condensado del caso 1 y del caso 2 respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

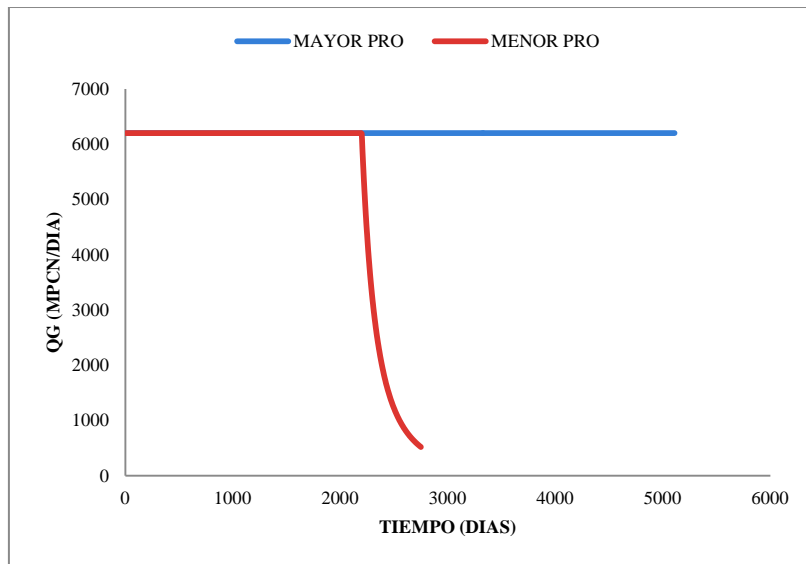


Figura 4.23Tasa de producción de gas del caso 1 y del caso 2 respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En las figuras 4.22 y 4.23 se observan los resultados obtenidos en la simulación del caso 1 de mayor productividad y el caso 2 de menor productividad, donde se evidencia que

para el caso 1 de mayor productividad la producción de gas se mantiene controlada con la presencia del pozo inyector, para el caso 2, ocurre todo lo contrario, la producción de gas y condensado se mantiene hasta llegar a una presión crítica de acumulación de condensado, evidenciando una declinación en la producción de gas y de condensado.

Ambos casos de simulación han cumplido con lo esperado en los estudios al análisis de la relación condensado/gas, por lo que es posible implementar la siguiente alternativa a campos reales de gas condensado.

Sin embargo, es necesario mencionar que la alternativa de análisis de tasas de producción, es basada en la producción del campo medidos en superficie, por lo que no puede aportar más detalles de las regiones de distribución del fluido, sin embargo, la misma muestra, los cambios debido a la saturación máxima de condensado, dada la forma de sus curvas, determina si el gas es rico o pobre con solo se reducirse la producción de gas e indica cuando el anillo de condesando está en su fase crítica.

Por otra parte, la información del modelo estático (datos de la roca) usada en la simulación, son similares a las características del campo ROSA, sin embargo, las propiedades de los fluidos utilizadas respecto a dicho campo están incompletas. No obstante, se buscó representar un anillo de condensado mediante la simulación de un yacimiento de gas con el objetivo de validar la alternativa delimitada.

En sus requerimientos no exige directamente las propiedades de la roca y las del fluido, solo la tasas de producción de gas y condensado obtenidas en el separador.

4.2.3. ANALISIS DE SENSIBILIDAD

Modificando el mallado radial refinado usado para representar el caso 2 de menor productividad, para reducir el tiempo de simulación y detectar a través del estudio de sensibilidad los parámetros y propiedades que afectan notablemente al análisis de tasas de producción en cuánto al tiempo de intercepción de las curvas RCG y RCG acum, que afecte la geometría de ambas curvas, que afecte el punto mínimo de la RCG y el punto máximo de la diferencia entre RCG y RCG acumulado. Para las curvas de saturación de

condensado respecto a distancias del pozo productor se tomó como referencia los resultados a los 60 días.

Los parámetros tomados para realizar el análisis de sensibilidad son: efecto de la presión de fondo fluyente, efecto de la porosidad, efectos de las arenas de producción, efecto de la permeabilidad radial y “ Θ ”, efecto de la permeabilidad vertical y efecto de la permeabilidad relativa del fluido, se mostrará a continuación:

4.2.3.1. EFECTO DE LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE (BHP) EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

Reproduciendo una simulación donde se controle la producción por la tasa de agua, se varió la presión de fondo fluyente con un período de 400 psia cada 300 días hasta llegar a 50 psia en 1150 días, con esto se observa el cambio que genera la presión de fondo fluyente en el análisis de las tasas de producción (Figura 4.24).

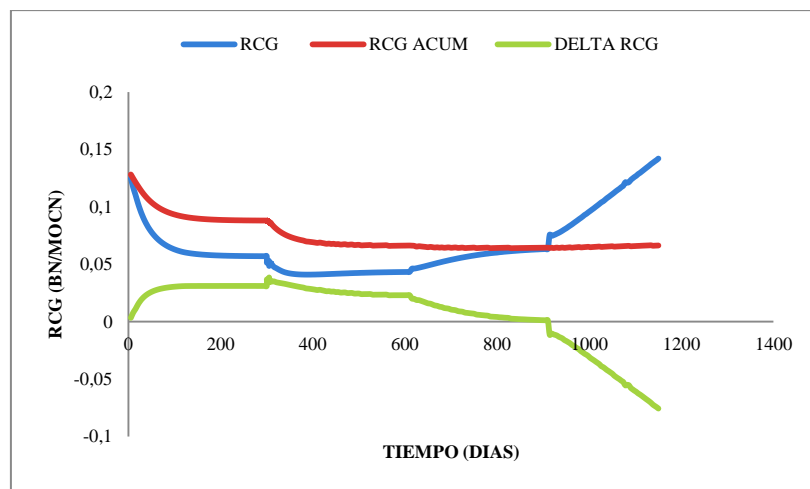


Figura 4.24 Representación gráfica de la relación condensado/gas cambiando valores de BHP. [Eclipse 300, Archivo RSM].

De acuerdo a la figura 4.24, se está controlando el pozo por las tasas de agua y a su vez se regula la presión de fondo fluyente (BHP) en períodos de 400 psia cada 300 días partiendo desde 2000 psia de presión de fondo, en la misma se ven cambios en el comportamiento de las curvas de la RCG, dichos cambios de presión son abruptos y el impacto en la producción es notoria, dicho en otras palabras las curvas no son continuas

por presentar diversos cambios de presión en el fondo. La situación crítica del anillo de condensado ocurre a los 914 días cuando la presión de fondo es de 50 psia, el punto de presión crítico está entre 1200 y 50 psia. Por otra parte, la RCG acumulada tiene tendencia lineal después de 600 días pasando de 0,06 a 0,05 BN/MPCN en 500 días, lo que indica una disminución en la producción de gas, por su parte la RCG tiene tendencia parabólica, lo que indica que ocurre la condensación hasta alcanzar el punto mínimo de la Curva RCG y re-vaporiza después del punto mínimo de la curva RCG.

Para realizar un estudio más detallado, se le asignó varias presiones de fondo al modelo durante 2750 días, para así observar el comportamiento que obtiene el análisis de tasas de producción, como muestra en la figura 4.26, 4.27, 4.28 y 4.29.

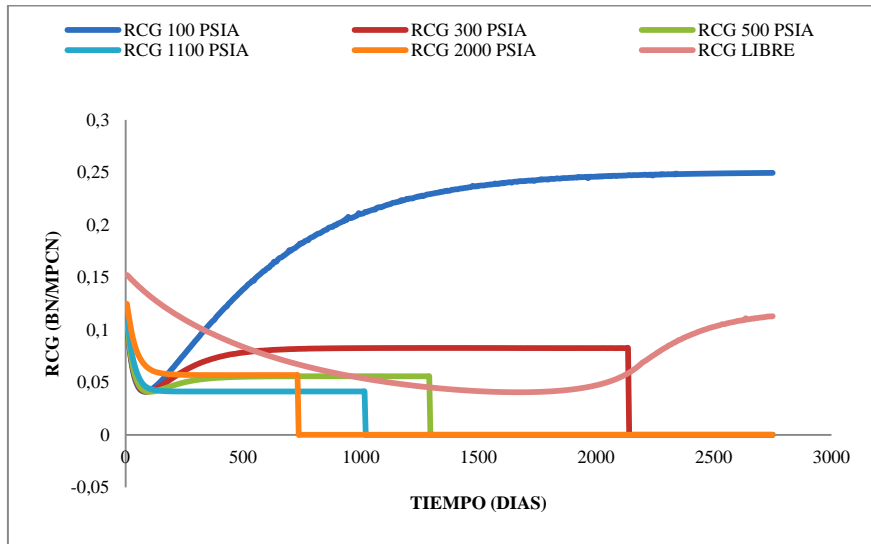


Figura 4.25 Curvas RCG instantánea a distintas presiones de fondo respecto al tiempo [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.25 se observa el comportamiento de la RCG instantánea a varias presiones de fondo fluyente, en la figura se observa que a presiones de fondo de 100 psia se observan los valores más altos de RCG, lo que indica que al agotar la presión la producción de gas y condensado es afectada alrededor del pozo y en todo el yacimiento. Debido a que las tasas de gas no están controladas y la presión de fondo está fijada, el comportamiento de la producción tiende a producir sin control los primeros 2 años, donde la acumulación de condensado en el fondo del pozo es inevitable cuando la

presión está por debajo de la presión de rocío, a 300 psia de presión de fondo, la producción tiende a cero cuando llega a los 2140 días, mientras que al fijar la presión de fondo a valores superiores el tiempo de tendencia a cero se acorta, para 500 psia de presión de fondo la producción de gas es cero a los 1400 días, a la presión de fondo de 1100 psia la producción es cero a los 1000 días, a 2000 psia la producción es cero a los 750 días y cuando no se fija la presión de fondo, se agota naturalmente a medida que se va controlando el pozo, las curvas son continuas y suaves, mientras que cuando se fija la presión la curva tiene una tendencia lineal después de los primeros 100 días.

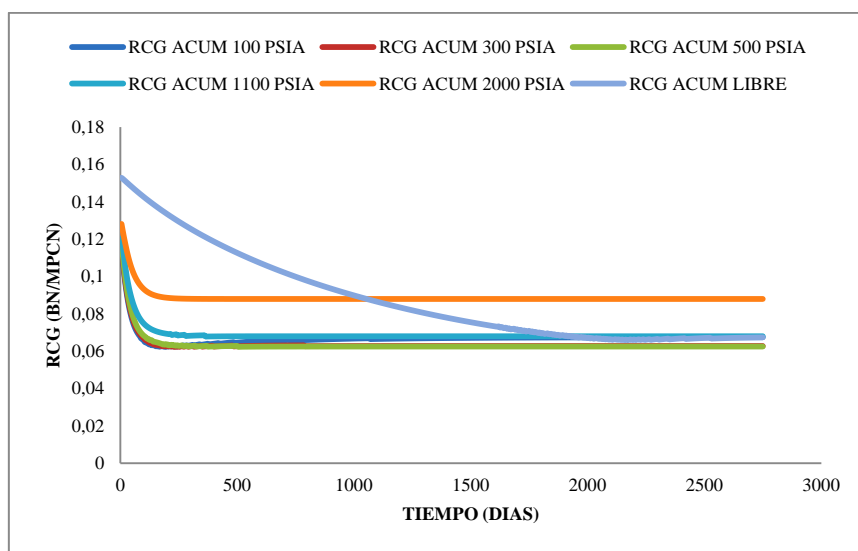


Figura 4.26 Curvas RCG acumulado a distintas presiones de fondo respecto al tiempo [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.26 se observa la curva RCG acumulada a distintas presiones de fondo fluyente, donde se observa una tendencia lineal en todas las curvas y son muy cercanas en resultados, salvo a cuando la presión de fondo tiene valores de 2000 psia, a esa presión de fondo se está en la región 2 del desarrollo del anillo de condensado en donde solo fluye gas y el condensado se acumula en el fondo del pozo.

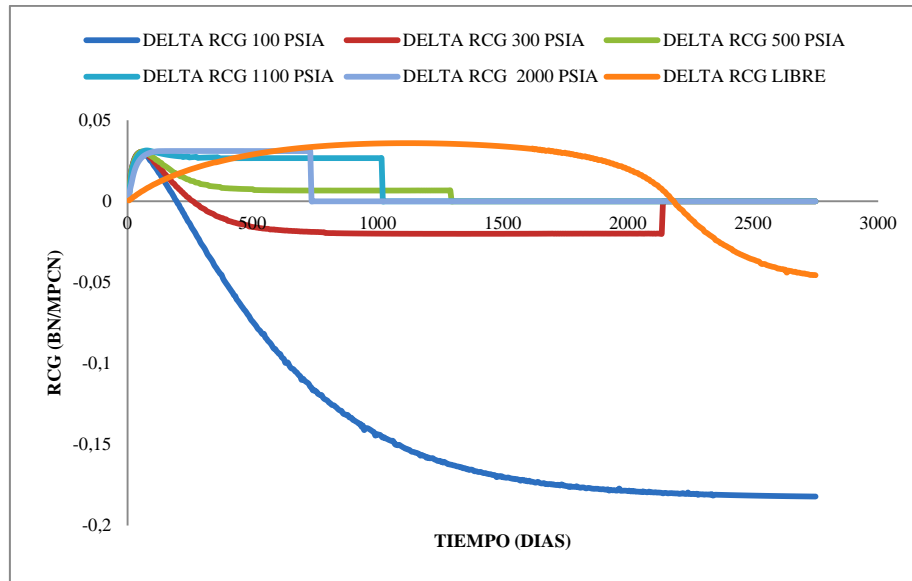


Figura 4.27 Curvas delta RCG a distintas presiones de fondo respecto al tiempo [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.27 se observa el DELTA RCG a distintas presiones de fondo, en donde se evidencia la variación en el comportamiento que tienen al cambiar la presión de fondo fluyente, el análisis de tasas de producción plantea que los valores negativos en el delta RCG indica una acumulación de condensado capaz de bloquear la producción de gas y en el peor de los escenarios el mismo condensado. En este caso, el mayor bloqueo por el condensado se evidencia cuando la presión de fondo es fijada a 100 psia, que es cuando alcanza valores negativos a los 200 días, mientras que a medida que aumente la presión de fondo ese tiempo se irá aumentando, para una presión de fondo fluyente de 300 psia los valores negativos lo obtiene a los 250 días.

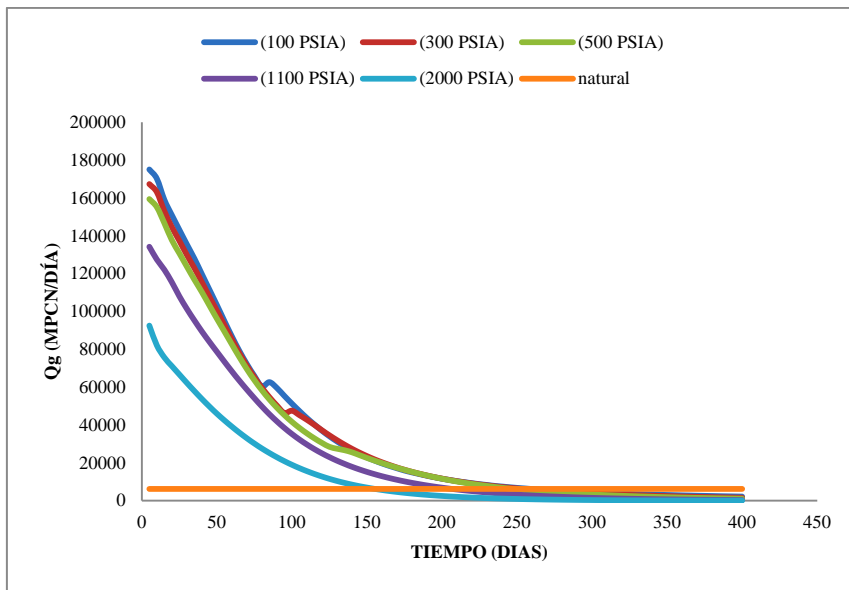


Figura 4.28 Tasas de producción de gas respecto al tiempo a distintas presiones de fondo [Eclipse 300, Archivo RSM].

Las tasas de producción de gas a distintas fijaciones en las presiones de fondo se observa en la figura 4.28, donde se muestra que la producción de gas es mayor los primeros 200 días, para todas las presiones de fondo fijadas, la producción después de 200 días tiende a cero, por otro lado, al controlar la tasa de gas a 6200 MPCN/día, la duración del gas y la posibilidad de causar un daño en el yacimiento es mayor.

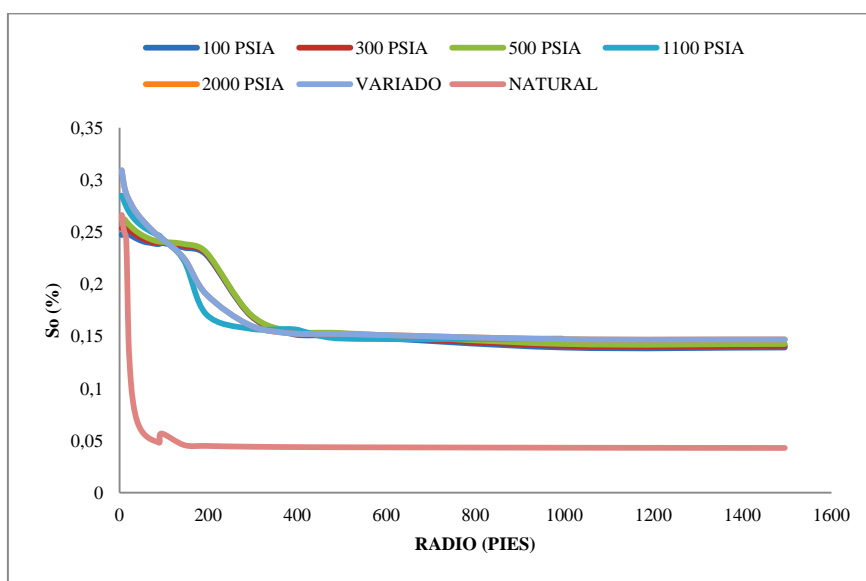


Figura 4.29 Curvas de saturación de condensado respecto al radio de drenaje en distintas presiones de fondo [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.29 se observa la saturación de condensado respecto al radio de drenaje a distintas fijaciones en las presiones de fondo fluyente, donde se evidencia que la mayor acumulación de condensado se encuentra en los 200 pies del pozo productor, a su vez, se muestra como a todas las presiones de fondo fijadas, no se llega a observar la región 3, lo que indica que gran parte del condensado se está almacenando en las cercanías del pozo productor en ese tiempo, lejos del pozo la saturación de condensado tiende a ser la misma en todas las tasas de producción con una valor de 15 % de saturación de condensado, valor muy alto. En cambio, cuando no es fijada la presión de fondo, la región 3 es alcanzada a los 40 pies aproximadamente de distancia al pozo productor.

Al fijar la presión de fondo el comportamiento de las curvas de RCG cambian notablemente, sus mayores cambios fueron críticos con presiones de fondo por debajo de 300 psia, por encima de este valor el punto más grave de acumulación de condensado no es alcanzado.

4.2.3.2. EFECTO DE LA POROSIDAD EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

La porosidad afecta todas las propiedades del yacimiento, ya que se refiere a la capacidad de almacenamiento de los fluidos en sus poros internos, por lo tanto, es necesario hacer un estudio de sensibilidad alterando este valor y observar su comportamiento. En las curvas de saturación de condensado respecto al radio de drenaje, tomando como referencia los resultados a los 60 días, por otra parte, la producción se ha controlado por la tasa de gas fijándola a 6200 Mpcn/día y la presión de fondo mínima a 100 psia, con un mallado radial de 19 radios de 5 pies, 2 radios de 50 pies, 3 radios de 100 pies y 2 radios de 500 pies.

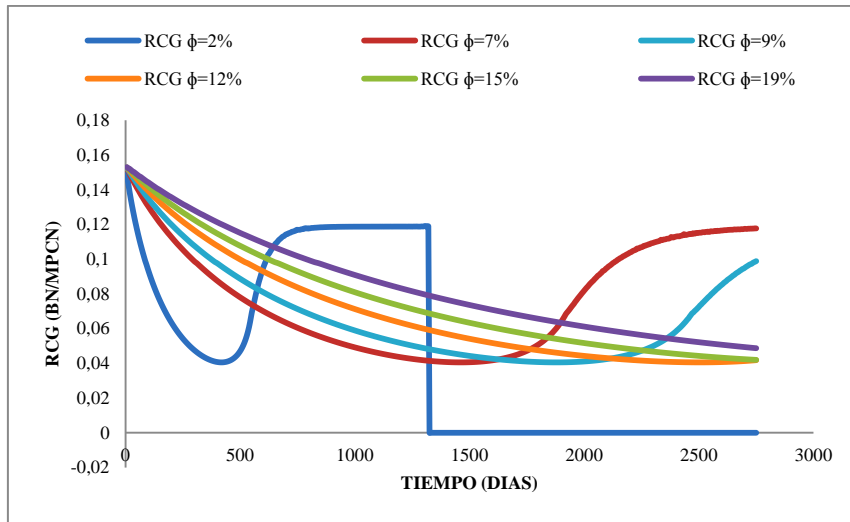


Figura 4.30 Relación de condensado/gas instantáneo a distintas porosidades respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.30 se observa los resultados de la RCG instantánea a porosidades de 2, 7, 9, 12, 15 y 19%, para porosidades entre 2 y 9 % los cambios en las curvas son más sensibles, debido al poco espacio poroso disponible, mientras que para porosidades mayores a 9% el comportamiento es más estable en las curvas por ser continua.

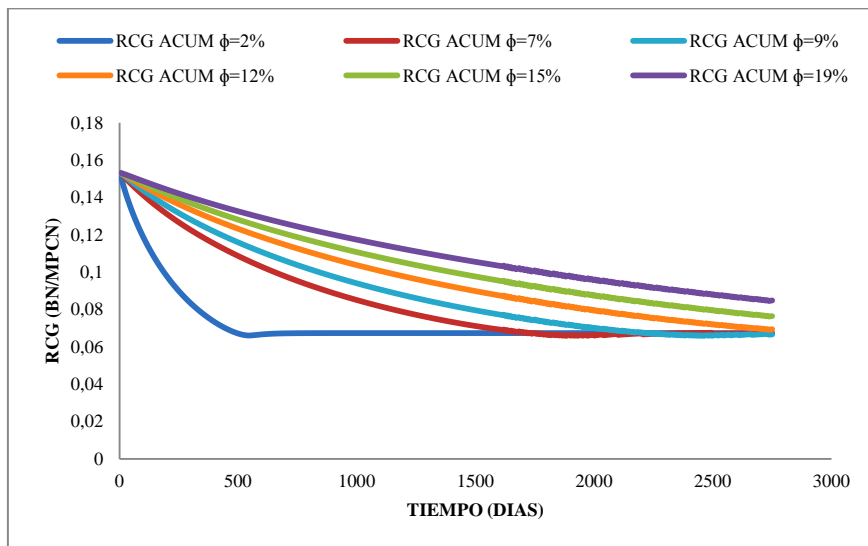


Figura 4.31 Relación de condensado/gas acumulado a distintas porosidades respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.31 se observa las curvas de RCG acumulado a distintas porosidades, en donde a porosidades de 2% la RCG acumulada es menor a los 500 días, para después acercarse a los valores finales de las demás porosidades.

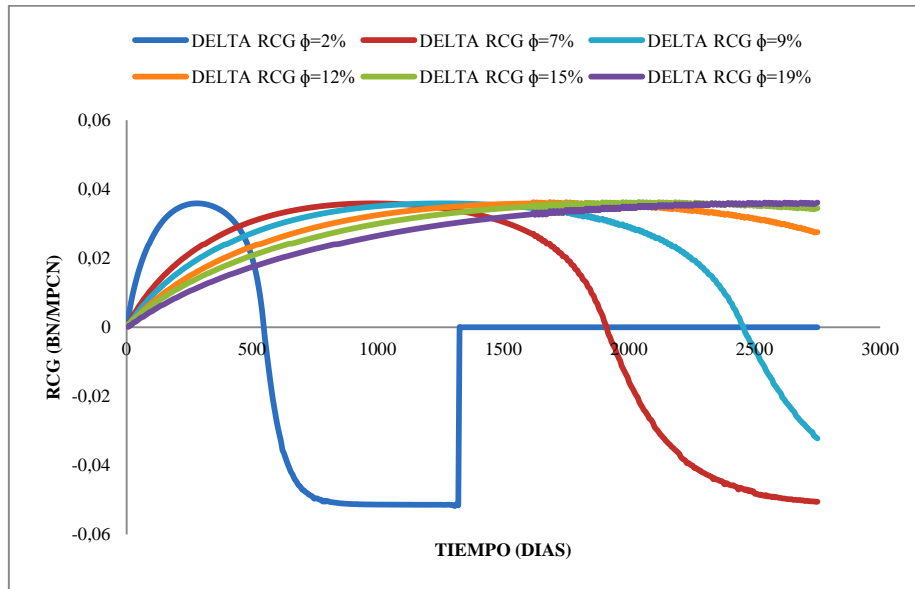


Figura 4.32 Delta relación de condensado/gas a distintas porosidades respecto al tiempo. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.32 se observa los delta RCG a distintas porosidades, donde se muestra que el punto crítico de saturación de condensado es obtenido a medida que la porosidad de la formación sea más pequeña y en caso contrario aumenta. Con una porosidad de 2% el punto crítico de saturación de condensado se obtuvo a los 520 días aproximadamente, a 7% lo obtuvo a los 2000 días, a 9% a los 2500 días.

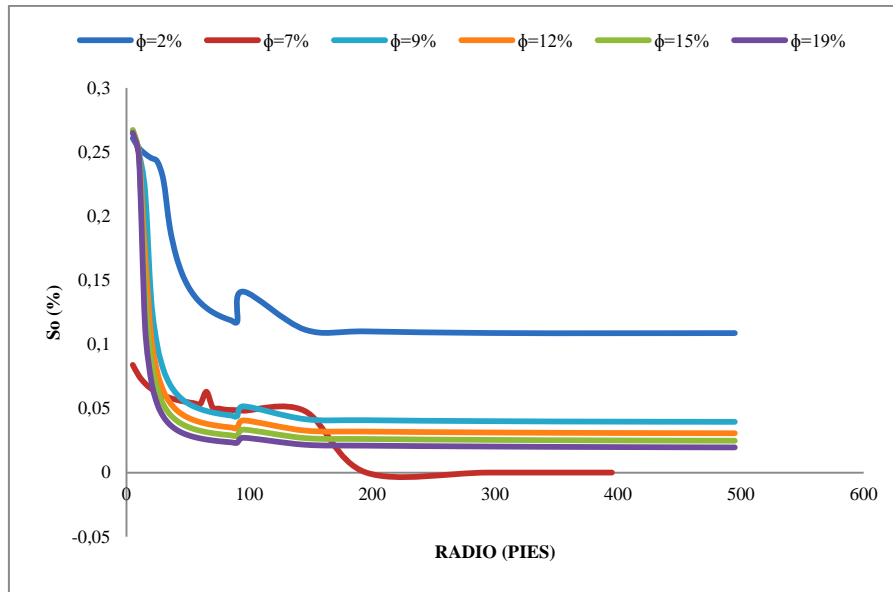


Figura 4.33 Saturación de condensado respecto al radio de drenaje con distintas porosidades. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.33 se observa la saturación de condensado respecto al radio de drenaje a distintas porosidades, en donde se muestra como con distintas porosidades la saturación de condensado mayor se encuentra en los primeros 50 pies del pozo, observándose el límite de la región 2 con la región 3 cercana a esa distancia. La mayor acumulación de condensado alrededor del pozo ocurre con porosidades mayores a 2%.

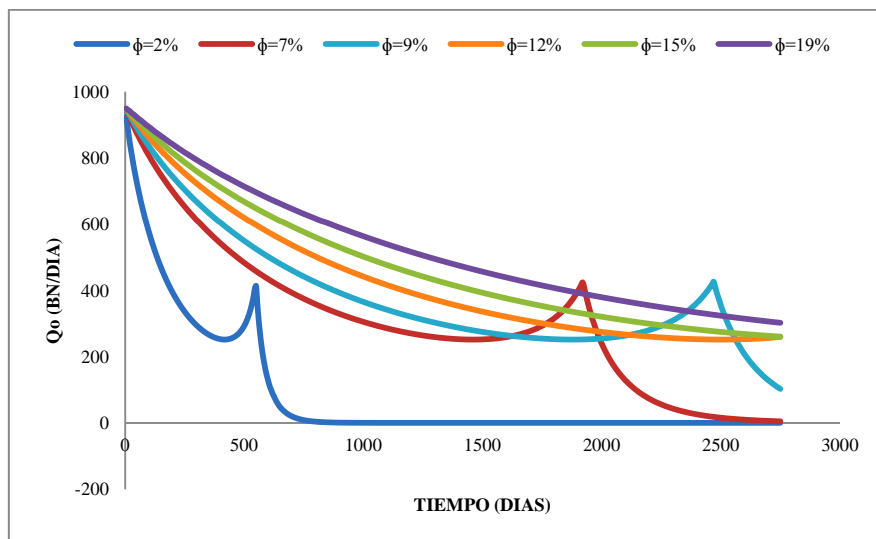


Figura 4.34 Producción de condensado respecto al tiempo a distintas porosidades. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.34 se observa la producción de condensado respecto al tiempo a distintas porosidades, la producción de condensado con una porosidad de 2% tiende a cero (0) después de los 650 días, quedando lo demás almacenado en los poros de la formación, para porosidades de 7% la producción de condensado tiende a cero a los 2500 días, en donde a mayor porosidad mayor será el tiempo de agotamiento del pozo.

De acuerdo a los resultados obtenidos con la porosidades de 2% al 19 %, se logra identificar que la porosidad es un factor que afecta directamente al análisis de tasas de producción y en si a toda la producción de un yacimiento de hidrocarburos. Sin embargo, para valores bajos de porosidad la acumulación crítica de condensado ocurre en un menor tiempo, ocasionando una disminución total de la producción de gas y condensado, siendo esta una situación crítica. En caso contrario, con una porosidad medianamente alta y alta, la acumulación crítica de condensado demora más tiempo en alcanzarse, sin embargo es imposible evitar que ocurra la condensado retrógrada cuando se trata de un yacimiento de gas rico, pero si es posible tomar decisiones que permita evitar llegar a la saturación crítica de condensado en la formación.

4.2.3.3.EFECTO DE LAS ARENAS DE PRODUCCIÓN EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

Observar los cambios en el análisis de tasas de producción para distintos tipos de yacimientos, en donde tienen 1, 2, 3 y 4 estratos de producción, muchas veces es necesario cañonear el pozo de producción para aperturar una arena productora.

La representación de estos cambios en la simulación, se realizará manteniendo las mismas propiedades del fluido y mallado usado en el caso 2, donde se agregara 1 estrato y se pondrá a producir, el mismo proceso se hará al completar el pozo productor en los 4 estratos de la configuración original. Las propiedades de los estratos agregados será la siguiente: espesor de la arena es de 30 pies, la permeabilidad horizontal y vertical es de 150 md, la permeabilidad vertical es de 20 md.

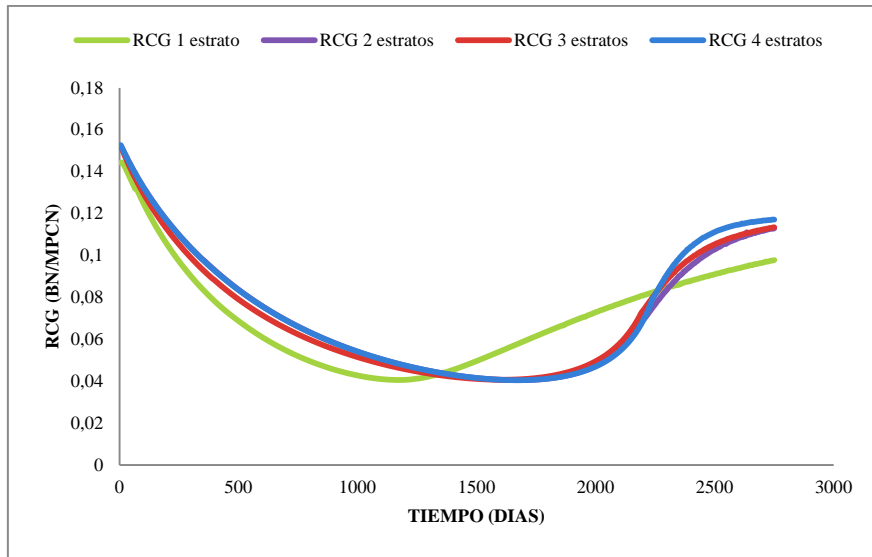


Figura 4.35 Relación condensado/gas instantánea respecto al tiempo con distintos estratos de producción. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.35 se observa las curvas de RCG instantánea con distintas configuraciones en sus arenas de producción, donde con una configuración de solo un estrato productor, la curva de RCG alcanza su menor de 0,05 BN/Mpcn en 1100 días, mientras que para las demás configuraciones el menor valor de RCG instantáneo lo tienen a los 2000 días aproximadamente con un valor de RCG 0,049 BN/MPCN.

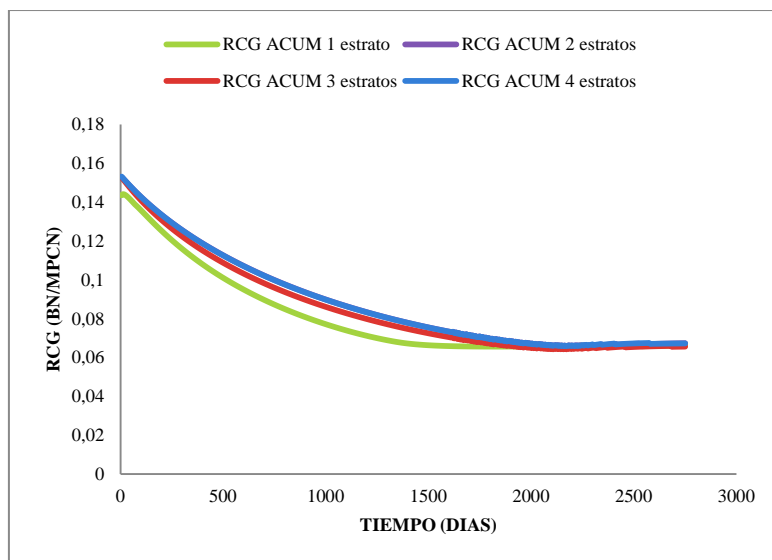


Figura 4.36 Relación condensado/gas acumulado respecto al tiempo con distintos estratos de producción. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.36 se observan las curvas RCG acumulado con distintas configuraciones en los estratos de producción, el comportamiento de las curvas tienden a ser el mismo, excepto cuando se está produciendo solo una arena de producción, que se aleja del comportamiento entre los 250 y 1750 días.

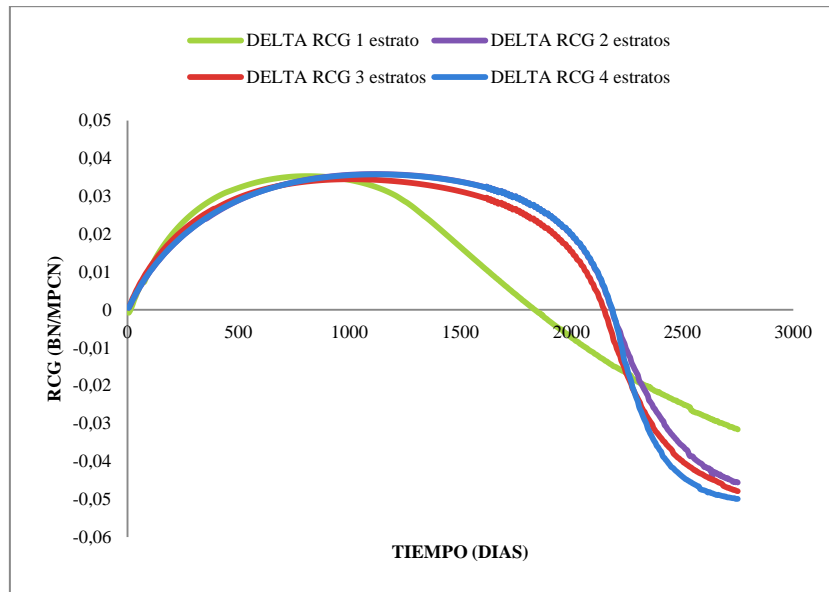


Figura 4.37 Delta relación condensado/gas instantánea respecto al tiempo con distintos estratos de producción. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.37 se observa el delta RCG a distintas configuraciones de la arena de producción, en donde con más de un estrato de producción el comportamiento es el mismo, se hacen negativas a los 2250 días aproximadamente, mientras que con una arena de producción la curva adquiere valores negativos a los 1800 días aproximadamente.

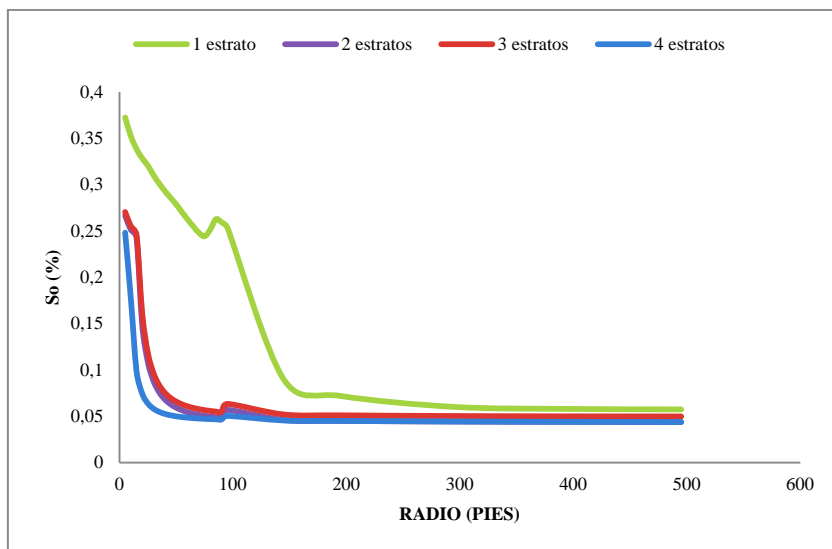


Figura 4.38 Saturación condensado respecto al radio de drenaje, con distintos estratos de producción. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.38 se observa la saturación de condensado respecto al radio de drenaje con distintas configuraciones en las arenas de producción, cuando hay una sola arena de producción la mayor saturación de condensado se obtiene a los 200 pies y por encima de 200 pies la saturación de condensado tiene a 5%, mientras que para configuraciones mayores a 1 arena de producción, la saturación de condensado ocurre dentro de los 50 pies.

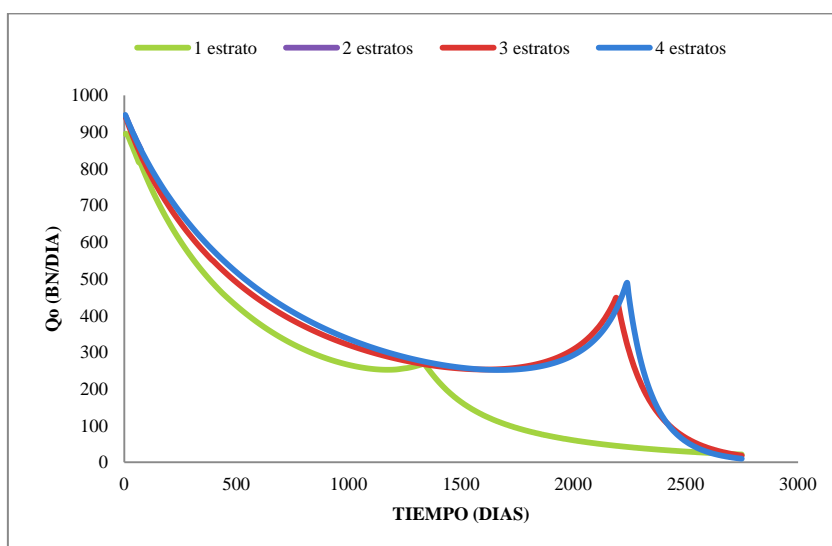


Figura 4.39 Producción de condensado respecto al tiempo con distintos estratos de producción. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.39 se observa la tasa de producción de condensado respecto al tiempo con distintos estratos de producción, la menor producción de condensado se obtuvo con un solo estrato productor y la mayor con 4 estratos. Cabe destacar que las presiones de producción están por debajo de la presión de rocío, a pesar de la producción estar por debajo de los 900 BN, gran cantidad de condensado se acumula en el fondo del pozo.

De acuerdo a los resultados obtenidos de los estratos de arena productora, los cambios en el análisis de la tasas de producción no son significativos, debido a, que las curvas no presentan picos al agregar estratos de producción partiendo desde un estrato, sin embargo, con ellos se puede atrasar el punto crítico de saturación de condensado agregando estratos.

4.2.3.4.EFECTO DE LA PERMEABILIDAD RADIAL Y THETA (Θ) EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

La permeabilidad es una propiedad que afecta la movilidad de los fluidos, por ende se realizó un análisis de sensibilidad cambiando la permeabilidad horizontal, para el mallado radial las dimensiones son radio (r) y theta (Θ) debido al movimiento angular de un circulo, que está caracterizado por un radio y ángulos desde el centro del mismo hasta el borde, y para los mallados cartesianos sería las dimensiones “x” y “y”, manteniendo los mismos valores en los estratos de producción, los rangos de permeabilidad serán desde 10 md hasta 500 md.

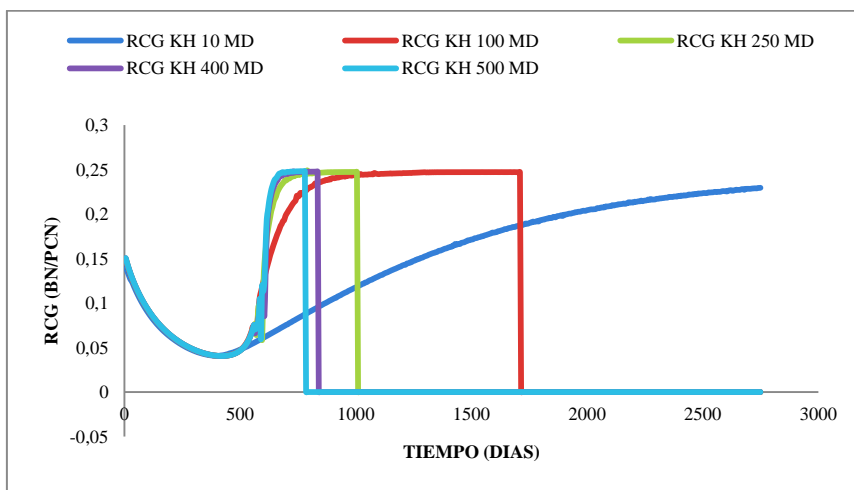


Figura 4.40 Relación condensado/gas instantánea respecto al tiempo con distintas permeabilidades horizontales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.40 se observa la RCG instantánea a distintas permeabilidades horizontales, como lo es el radio (r) y theta (Θ), la RCG instantánea se mantiene constante cuando la permeabilidad es de 10 MD sin que llegue a su límite la producción, para casos donde la permeabilidad es mayor a 10 MD la producción se detiene dentro de 3000 días, para una permeabilidad de 100 MD la producción se agotó a los 1750 días aproximadamente, para una permeabilidad de 250 MD la producción se agotó a los 1000 días, con una permeabilidad de 400 MD la producción se terminó a los 800 días y para una permeabilidad de 500 MD la producción se agotó a los 750 días aproximadamente, el punto mínimo de todas las curvas ocurre a los 500 días aproximadamente, debido a que a ese tiempo se alcanza la saturación máxima de condensado para empezar a moverse (región 3 de la saturación versus distancia).

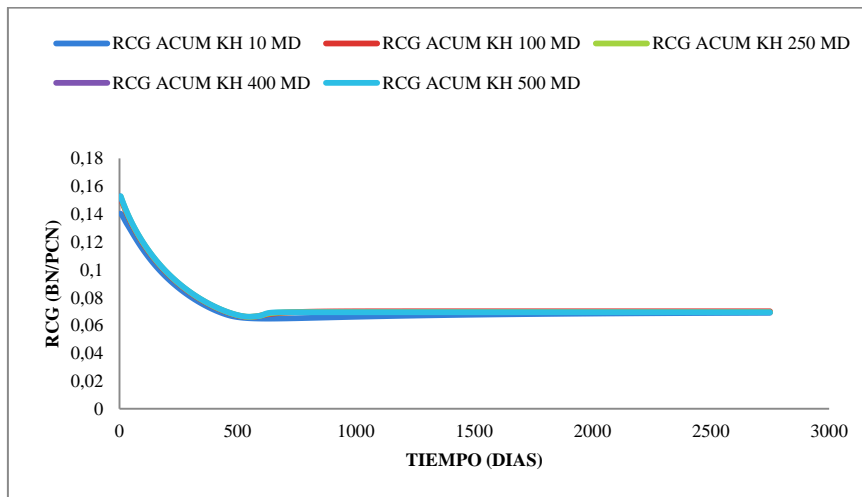


Figura 4.41 Relación condesado/gas acumulada respecto al tiempo con distintas permeabilidades radial y theta. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.41 se observa la curvas de RCG acumulado respecto al tiempo y distintas permeabilidades radiales y theta que van desde 10 a 500 MD, en donde todas coinciden en los mismos valores acumulados, la razón radica en el control que se tiene del pozo con la tasa de gas a 6200 MPCN/día.

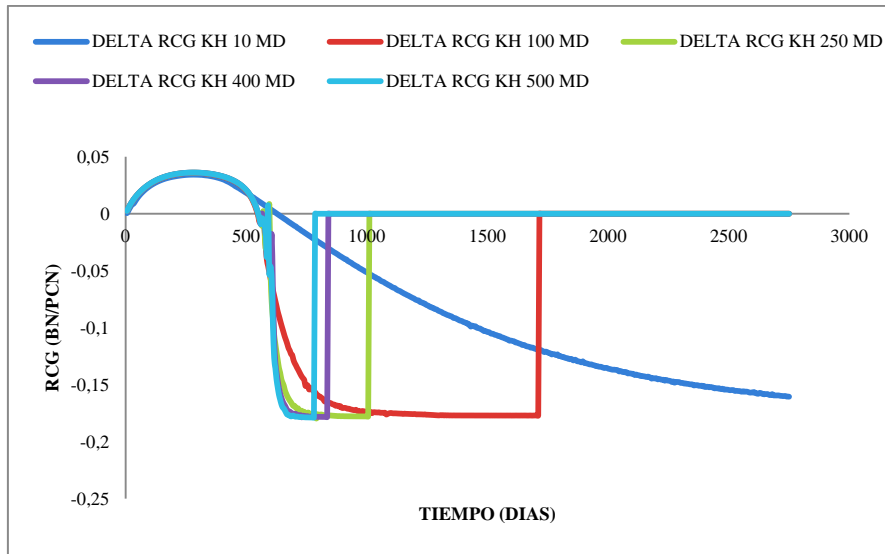


Figura 4.42 Delta Relación condensado/gas respecto al tiempo con distintas permeabilidades radial y theta. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.42 se muestra el delta RCG a distintas permeabilidades radiales y theta que van desde 10 a 500 MD, en donde se observa como a 10 md a 3000 días (8 años y 21 días) no es suficiente para agotar la producción.

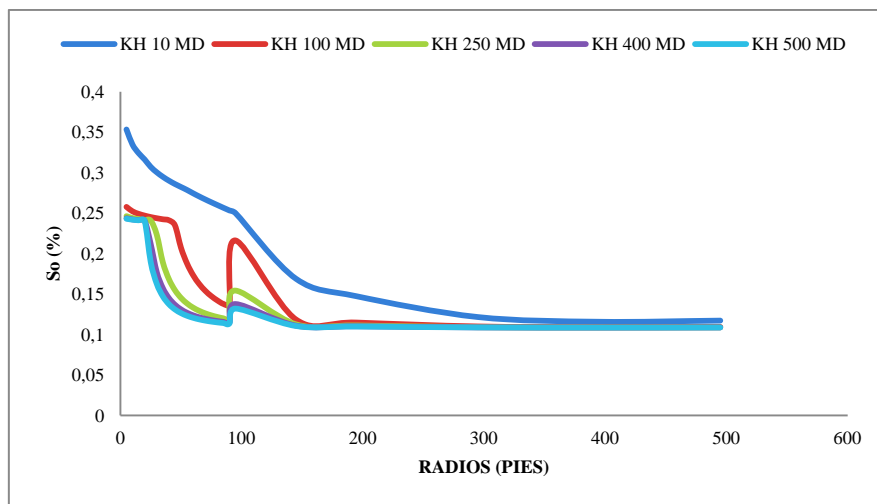


Figura 4.43 Saturación de condensado respecto al radio de drenaje con distintas permeabilidades radial y theta. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.43 se observa la saturación de condensado respecto al radio de drenaje con distintas permeabilidades radiales y theta que van desde 10 a 500 MD, en donde con una permeabilidad de 10 MD la saturación de condensado en las cercanías del pozo de

producción aumenta, disminuyendo esta saturación con permeabilidades mayores a 10 MD, lo que indica que permeabilidades altas favorecen a contrarrestar la acumulación de condensado en zonas cercanas del pozo productor, en zonas lejanas de unos 200 pies en adelante la saturación de condensado tienden a ser la misma con un valor de 15 % aproximadamente.

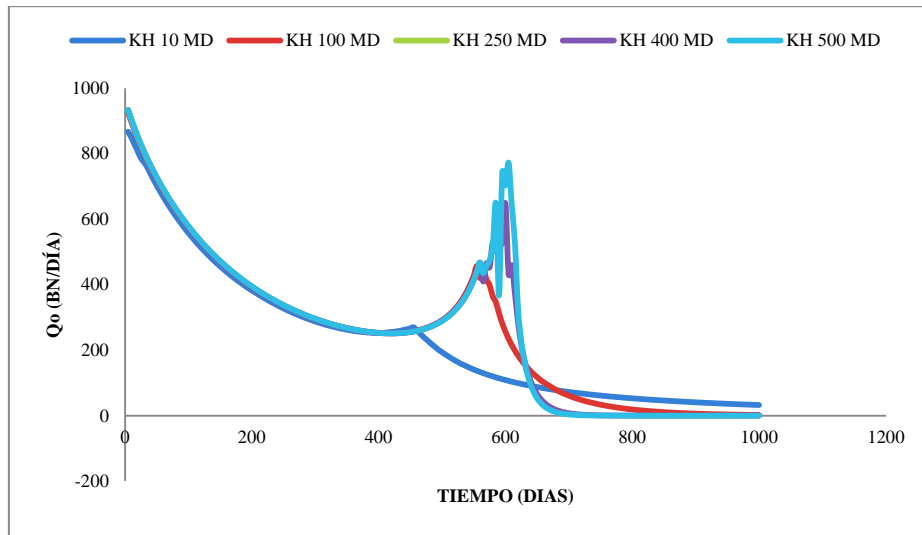


Figura 4.44 Producción de condensado respecto al tiempo con distintas permeabilidades radial y theta. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.44 se observa la producción de condensado a distintas permeabilidades radiales y theta que van de 10 a 500 MD como valor máximo, se observa que la mayor producción de condensado ocurre con una permeabilidad de 500 MD, que tiene mucho sentido ya que se produce todo el gas y gran parte del condensado producto de la condensación retrógrada. El pico observado a los 600 días aproximadamente es causado por alcanzar la saturación crítica para empezar a moverse, inicialmente la curva declina para luego aumentar nuevamente su producción, al estar la presión de fondo fluyente por debajo de la presión de rocío se produce condensado hasta llegar a la saturación de condensado mínimo (condensado no movible), para después acumular condensado y volver a producir.

Los cambios observados en las figuras 4.40, 4.41, 4.42, 4.43 y 4.44 por las permeabilidades horizontales radial y theta (Θ), son significativas por la configuración

del pozo, que en este caso es un pozo vertical, a su vez, una mayor permeabilidad permite el paso de fluido con mayor comodidad por los poros interconectados, donde garantizan la llegada de todos los fluidos movibles al pozo productor, en efecto, el impacto del condensado acumulado en las cercanías del pozo de producción se reduce al disponer de una permeabilidad horizontal alta, estos efectos se pueden observar en las curvas del análisis de tasas de producción cuando la producción de gas se agota, la obtención del punto crítico de la acumulación de condensado, punto de intercepción entre las curvas RCG y RCG acumulada y los valores negativos de la curva delta RCG indican el punto donde disminuye drásticamente la producción de gas y condensado, donde es necesario un cambio de método en la producción.

4.2.3.5.EFECTO DE LA PERMEABILIDAD VERTICAL EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

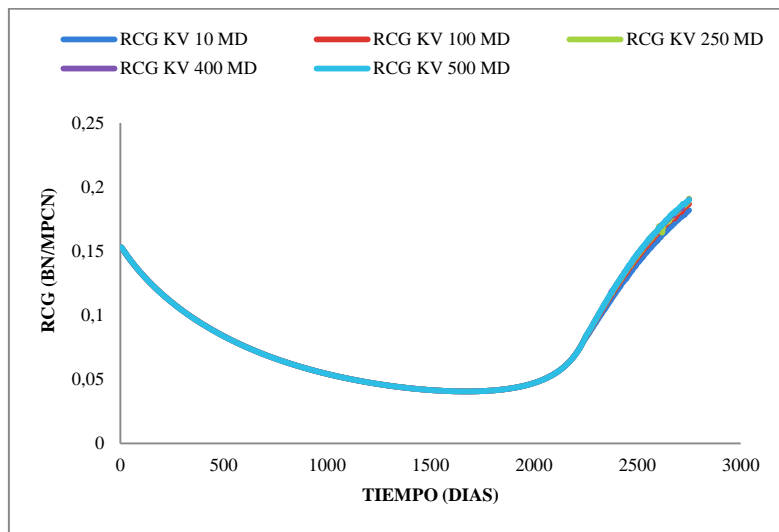


Figura 4.45 Relación condensado/gas instantáneo respecto al tiempo con distintas permeabilidades verticales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En las figura 4.45 se observa las curvas de RCG instantánea a distintas permeabilidades verticales que van desde 10 a 500 MD respetivamente, en donde se muestra que para las distintas permeabilidades las curvas se comportan de igual manera.

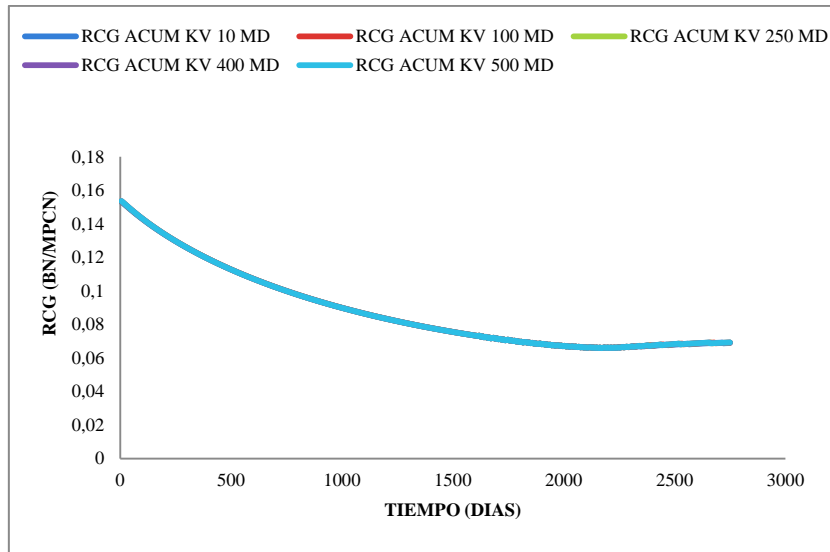


Figura 4.46 Relación condensado/gas acumulado respecto al tiempo con distintas permeabilidades verticales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.46 se observa las curvas de RCG acumulado respecto al tiempo con distintas permeabilidades verticales, en donde las curvas obtienen el mismo comportamiento en todos los casos.

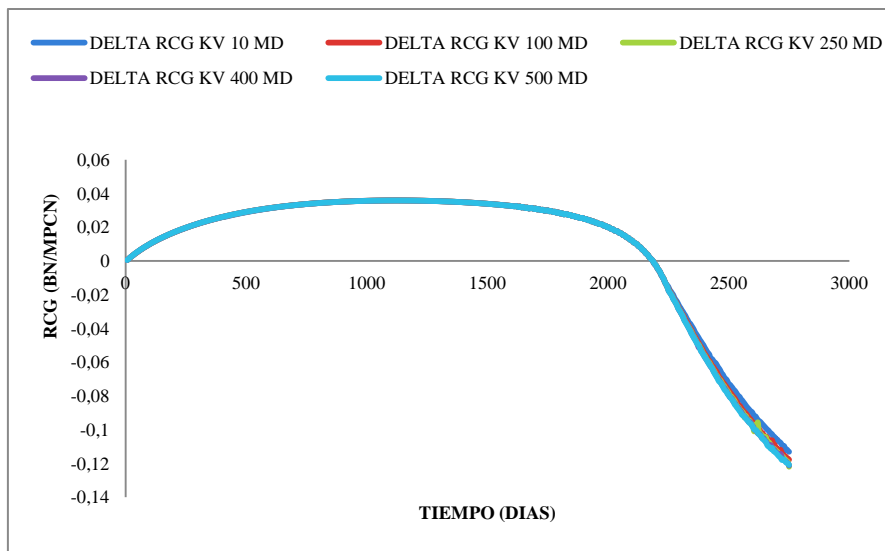


Figura 4.47 Delta relación condensado/gas respecto al tiempo con distintas permeabilidades verticales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.47 se observa las curvas delta RCG a distintas permeabilidades verticales, en donde el comportamiento gráfico y en resultados son iguales, donde solo existe un pequeño cambio a los 2500 días.

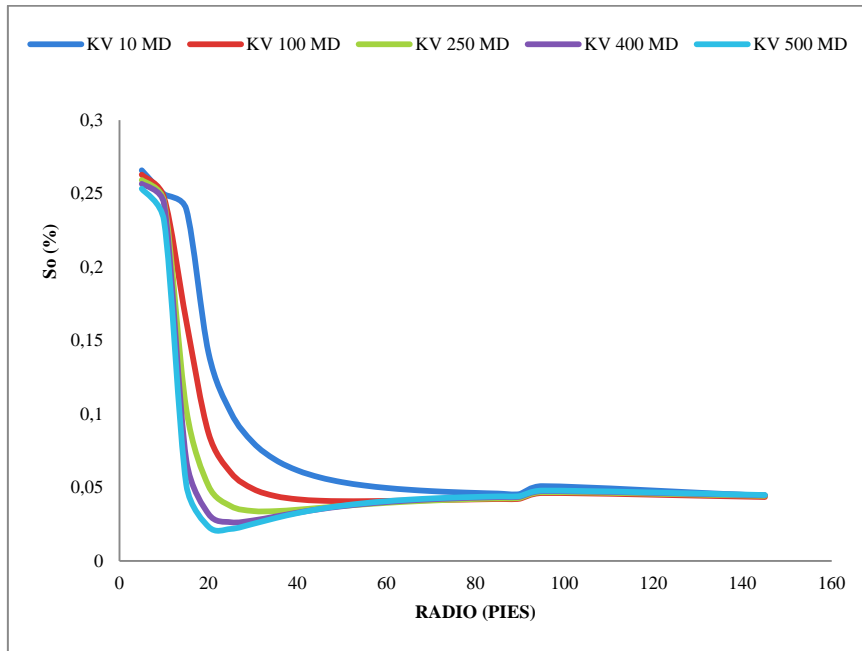


Figura 4.48 Saturación de condensado respecto al radio de drenaje con distintas permeabilidades verticales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.48 se observa las curvas de saturación de condensado respecto al radio de drenaje a distintas permeabilidades verticales que van desde 10 a 500 MD, durante los primeros 60 días a distancias de 10 a 50 pies las curvas tienen valores de saturación de condensado distintas, en donde la mayor acumulación de condensado ocurre con una permeabilidad vertical de 10 MD y la menor con una permeabilidad de 500 MD, caso contrario de las permeabilidades horizontales.

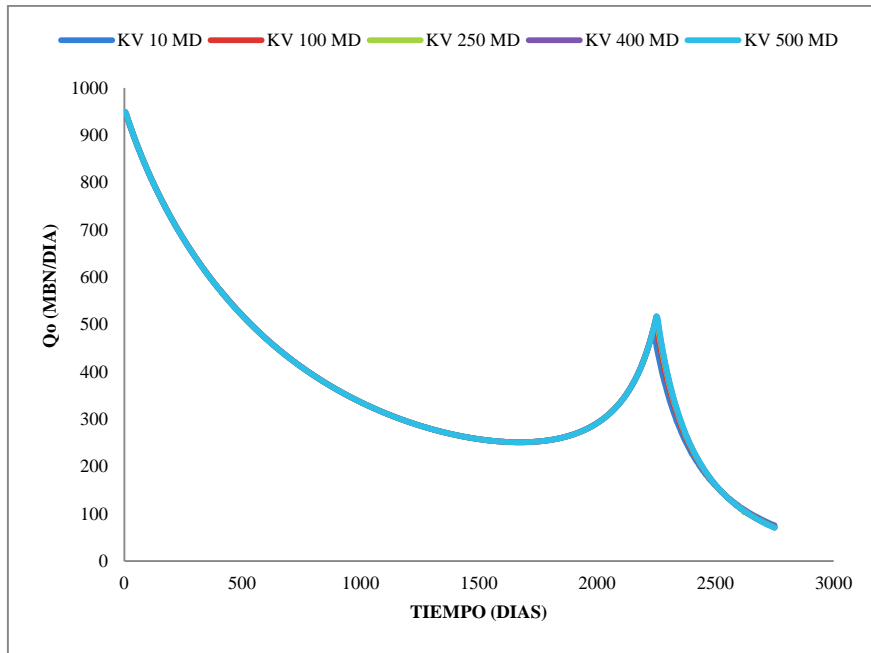


Figura 4.49 Producción de condensado respecto al tiempo con distintas permeabilidades verticales. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.49 se observa la producción de condensado respecto al tiempo a distintas permeabilidades verticales con valores de 10 a 500 MD respectivamente, en donde controlando el pozo con la tasa de gas y cambiando estas permeabilidades la producción de condensado y de gas es la misma.

Dados los resultados de las figura 4.45, 4.46, 4.47, 4.48 y 4.49, se observa que los cambios en la permeabilidad vertical para un pozo vertical no son representativos.

4.2.3.6.EFECTO DE LA PERMEABILIDAD RELATIVA EN EL ANALISIS DE TASAS DE PRODUCCIÓN

Para representar esta comparación, se modificaron los datos de entrada del simulador para observar y comparar el efecto que ocurre en el análisis de tasas de producción, mediante la tabla 4.9 se podrá observar la información de la permeabilidad relativa modificada.

Tabla 4.9 Permeabilidad Relativa modificada para observar el efecto en el análisis de tasas de producción

Sw	Krg	Kro
0.00	0.00	0.00
0.04	0.003	0.00
0.08	0.010	0.00
0.12	0.039	0.00
0.16	0.050	0.00
0.20	0.067	0.00
0.24	0.082	0.00
0.28	0.96	0.002
0.32	0.137	0.019
0.36	0.178	0.034
0.40	0.196	0.054
0.44	0.220	0.059
0.48	0.240	0.090
0.52	0.310	0.130
0.56	0.380	0.140
0.60	0.440	0.230
0.64	0.490	0.240
0.68	0.500	0.300
0.72	0.530	0.400
0.76	0.610	0.500
0.80	0.699	0.610
0.84	0.790	0.860

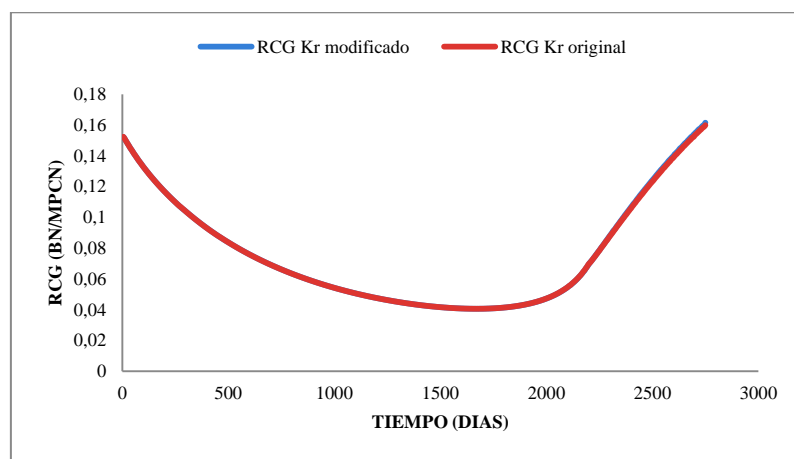


Figura 4.50 Relación condensado/gas instantánea respecto al tiempo con otra permeabilidad relativa. [Eclipse 300, Archivo RSM].

Con los datos modificados de permeabilidad relativa mostrados en la tabla 4.9 se reprodujo la simulación y comparo con la simulación original, para observar que los comportamientos no son significativos para el análisis de tasas de producción como se muestra en la figura 4.50, donde se muestra las curvas de RCG instantánea, donde tienen los mismos valores en ambas simulaciones.

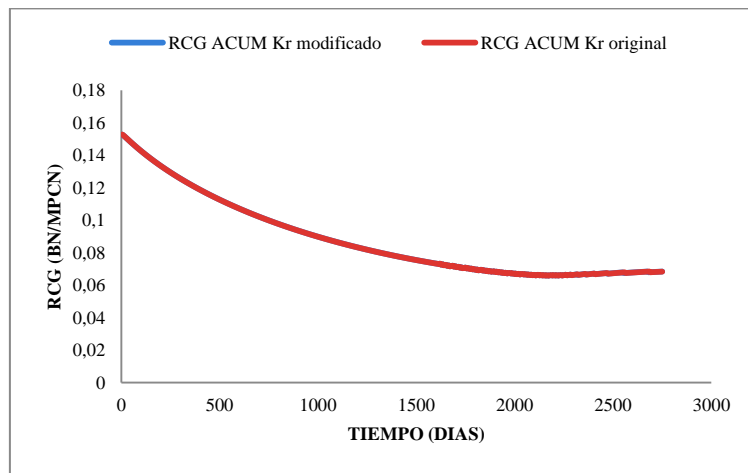


Figura 4.51 Relación condensado/gas acumulado respecto al tiempo con otra permeabilidad relativa. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la figura 4.51 se observa las curvas RCG acumulado con distintas permeabilidades relativas como dato de entrada, donde no se observa cambio en el comportamiento final en ambas simulaciones.

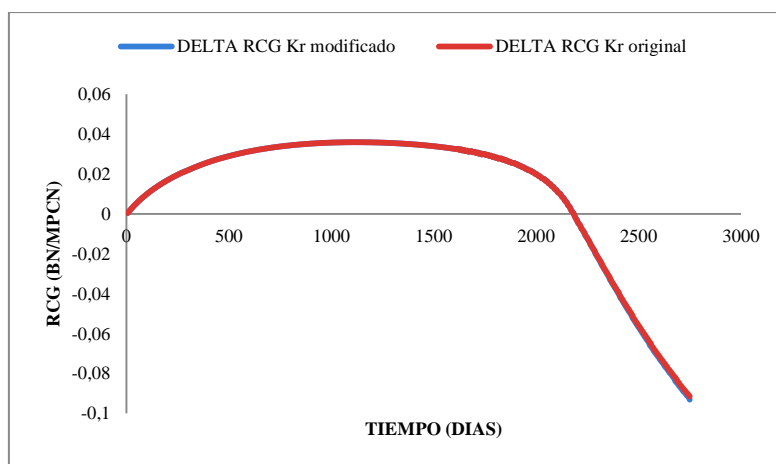


Figura 4.52 Delta relación condensado/gas respecto al tiempo con otra permeabilidad relativa. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la curva 4.52 se observan las curvas delta RCG con otra permeabilidad relativa en donde el comportamiento es el mismo para ambos casos.

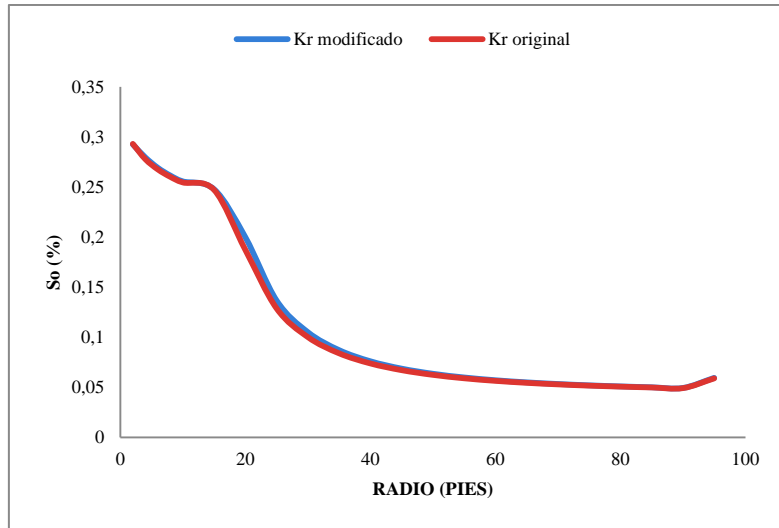


Figura 4.53 Saturación de condensado respecto al radio de drenaje a distintas permeabilidades relativas. [Eclipse 300, Archivo RSM].

En la curva 4.53 se observa la saturación de condensado a distancias del pozo productor con dos permeabilidades relativas como dato de entrada, en donde el comportamiento es el mismo, cambiando solo entre 20 y 30 pies los valores de saturación de condensado.

Dados los resultados obtenidos, los cambios en los datos de permeabilidad relativa como dato de entrada al simulador no afectan en los resultados en el análisis de tasas de producción.

4.3. APLICACIÓN Y ANALISIS DE LAS TASAS DE PRODUCCIÓN EN EL CAMPO ROSA

Se aplicó el análisis de la relación condensado/gas a 4 pozos de un campo maduro de gas condensado perteneciente a PDVSA, en la figura 4.54 y 4.55 se observan la tasa de producción de gas y petróleo de los pozos GH1, GH2, GH3 y GH4.

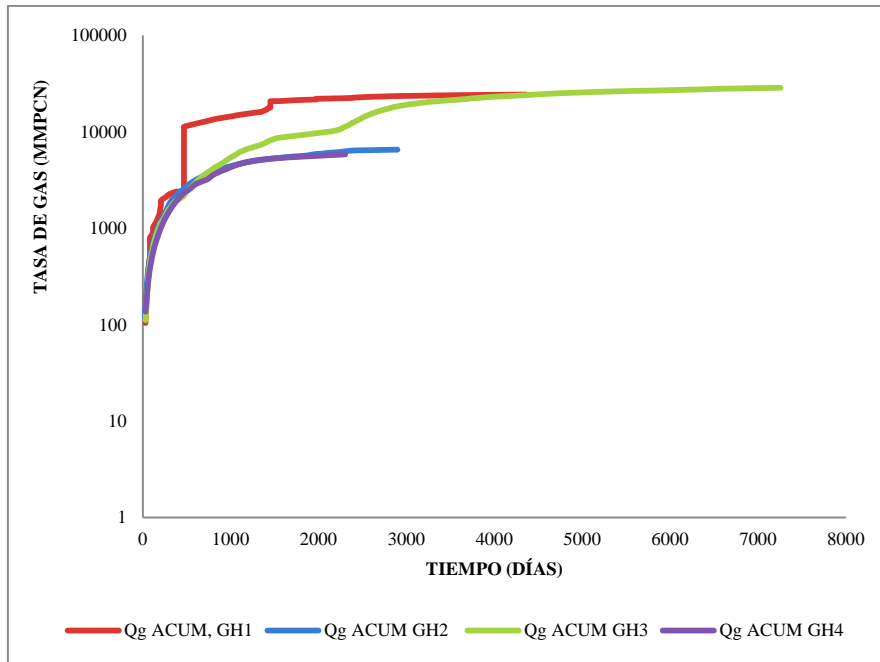


Figura 4.54 Tasas de producción de gas acumulado respecto al tiempo de todos los pozos. [PDVSA].

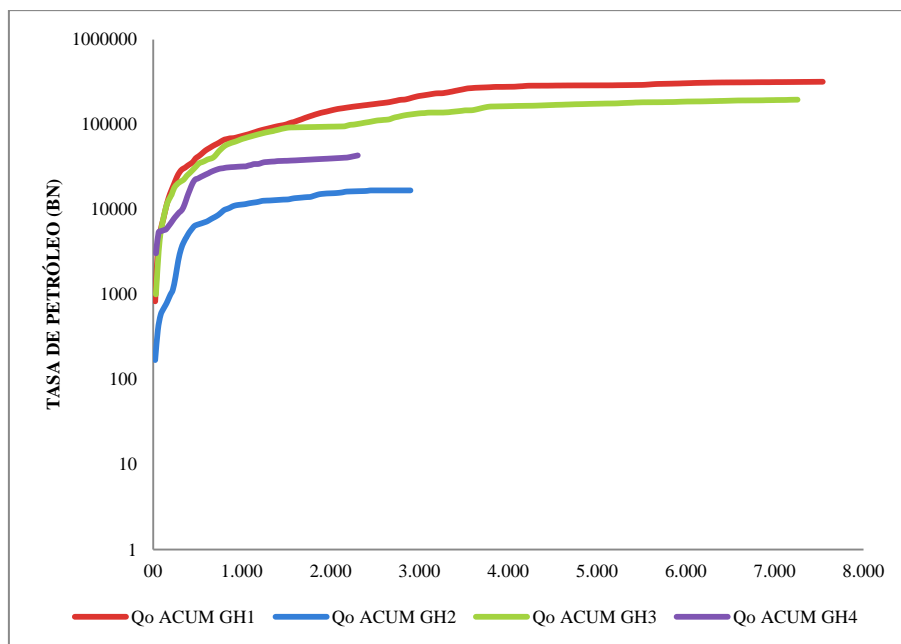


Figura 4.55 Tasas de producción de petróleo acumulado respecto al tiempo de todos los pozos. [PDVSA].

En la figura 4.54 y 4.55 se observan las tasas de producción de los pozos a las cuales se aplicó el análisis de tasas de producción, por otra parte, se requirió las tasas de gas,

condensado y agua producidas por período de reporte (cada 15 días, 20 días o 30 días), dicha información se analizó para poder eliminar aquellos valores que estaban fuera de la tendencia.

Fue necesario la organización de los datos en una hoja de cálculo, para calcular y graficar lo siguiente: **RCG vs t acum**, **RCG Acum Vs T acum** y **Delta RCG vs T acum**.

Un aumento en la tasa de gas causará que el resultado en RCG sea reducido, en caso contrario, donde la tasa de gas se vea afectada negativamente, el valor de RCG aumentará. El anillo de condensado afecta negativamente la producción de gas, debido a que el condensado se almacena en los poros interconectados en las cercanías del pozo de producción reduciendo la permeabilidad del gas.

Una vez que el condensado alcance su saturación crítica llega un momento donde gran parte del condensado es producido, el condensado que no se pudo desplazar se mezcla con el condensado nuevo, aumentando levemente la presión y generando el efecto de re-evaporización del condensado. (FEVANG y WHISTON).

Las tasas de producción serán analizadas desde el momento en que el pozo es abierto, el estudio consistió en crear una curva con datos de producción continuos, al no ser continua la producción se toma como una nueva curva.

4.3.1. Pozo GH1

Este pozo fue puesto en producción por primera vez el 30 de noviembre de 1989 y se estudió hasta el 30 de junio del 2015. Los reportes de las tasas están dados cada 30 días.

a) Entre la fecha 30/nov/1989 hasta el 31/oct/ 1991:



Figura 4.56 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre la fecha 30/nov/1989 hasta el 31/oct/1991. [PDVSA].

En la figura 4.56 se muestran los resultados RCG, RCG acumulado y el delta RCG respecto al tiempo acumulado, desde el 30 de noviembre de 1989 hasta el 31 de octubre 1991 del pozo GH1, en donde se observa que la curva RCG esta por encima de la RCG acumulado a los 50 días hasta los 320 días y desde 450 días hasta los 700 días, en ese tiempo el delta RCG tiene valores negativos.

En ese tiempo la producción de condensado ha aumentado y la tasa de gas se ha mantenido constante, lo que quiere decir que el condensado está en las cercanías del pozo de producción, siendo el gas quien empuja al condensado a subir mientras gran parte del gas se queda en el fondo junto al condensado que será re-vaporizado.

No hubo producción desde el 30/nov/1989 hasta el 28/feb/1993, por lo que seguirá el análisis desde el 28 de febrero de 1993.

b) Entre 28/feb/1993 hasta el 31/oct/1995

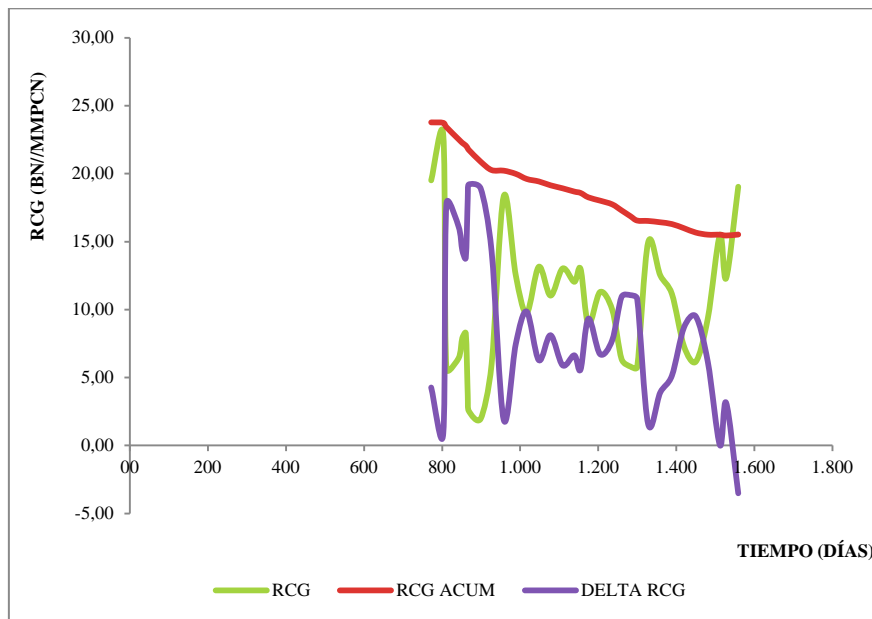


Figura 4.57 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 28/feb /1995 hasta 31/oct/1995. [PDVSA].

En la figura 4.57 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 28 de febrero de 1995 hasta el 31 de octubre de 1995, en donde la curva RCG acumulado permanece por encima de la RCG y el delta RCG estas con valores positivos, permanece así hasta los 800 días que todo se invierte. En ese período se observa que la curva de RCG instantanea no presenta una curva suave, esto es debido al proceso de condensación, quedando el condensado casi inmovil hasta los 200 días que empieza a fluctuar cerca de la curva de RCG acumulado.

No hubo producción desde el 31/oct/1995 hasta el 29/feb/ 1996, por lo que se proseguirá a analizar desde el 29/feb/ 1996.

c) Entre 29/feb/1996 hasta el 30/sep/2001

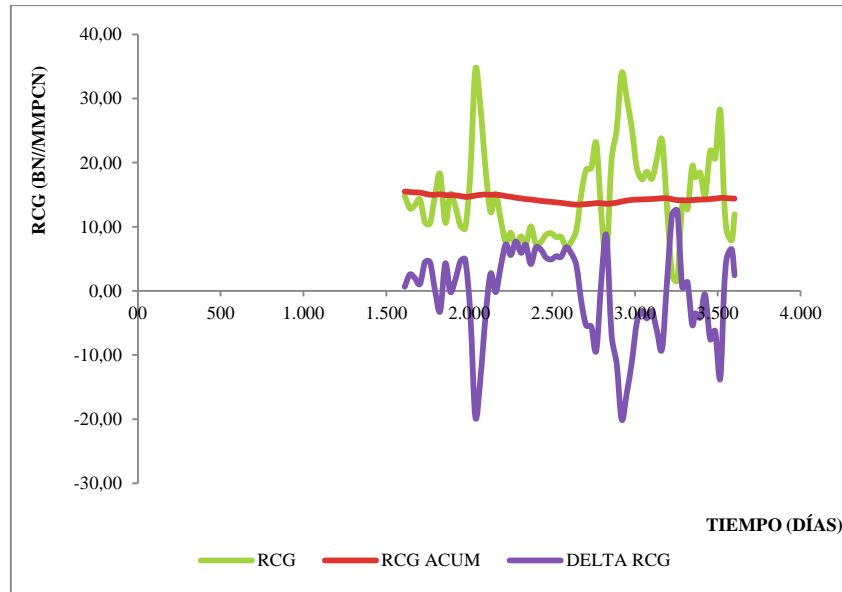


Figura 4.58 RCG, RCG acumulado y delta RCG 29/feb/1996 hasta el 30/sep/2001.
[PDVSA].

En la figura 4.58 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 29 de febrero de 1996 hasta el 30 de septiembre de 2001, en donde la curva RCG instantánea está muy cerca de la curva RCG acumulado fluctúa por encima y por debajo, al igual que los valores del delta RCG oscilando entre valores positivos y valores negativos, esto representa problemas en los datos adquiridos del separador, la tendencia de las curvas, es que la RCG tiende a estar por debajo de la RCG acumulada, por ende hay condensado acumulándose en el fondo del pozo sin estar en su saturación crítica.

No hubo producción desde 30/sep/2001 hasta el 30/sep/2005, por lo que se proseguirá el análisis desde el 30/sep/2005.

d) Entre 30/sep/2005 hasta el 31/marzo/2014

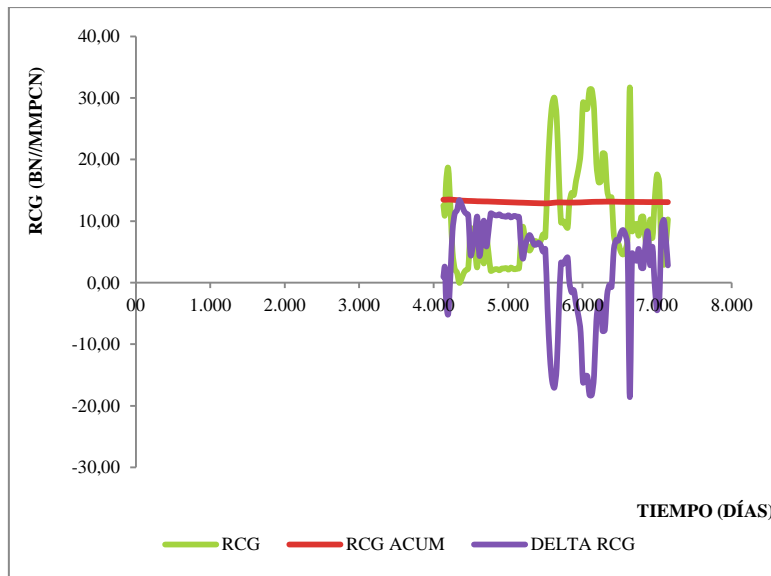


Figura 4.59 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 30/sep/2005 hasta el 31/marzo/2014. [PDVSA].

En la figura 4.59 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 30 de septiembre de 2005 hasta el 30 de marzo de 2014, en donde la curva RCG instantánea está por encima de la RCG acumulada entre 50 días y 100 días, ya que la curva es suave, lo que indica que hay un anillo de condensado y después de los 100 días ocurrió la re-evaporización, en los 1050 días existe unos picos de RCG por encima de la RCG acumulada, ese comportamiento es asumido como un error en la medición o la presencia de otro problema como invasión de agua proveniente de un acuífero, contaminación del pozo con asfaltenos o por un fracturamiento de la formación.

No hubo producción desde 31/mar/2014 hasta el 30/jun/2015.

Dichos cambios ocurridos en el pozo GH1 son ocasionados por la acumulación de condensado como principal problema, aunado al hecho de que es un campo maduro donde el agotamiento que presenta requiere la aplicación de estrategias de aprovechamiento para una mejor producción en un horizonte de tiempo mayor.

4.3.2. Pozo GH2

Este pozo fue puesto en producción por primera vez el 31 de octubre de 2006 y se estudió hasta el 31 de marzo del 2014. Los reportes de las tasas estan dados cada 30 días.

a) Entre 31/oct/2006 hasta el 31/mar/2014

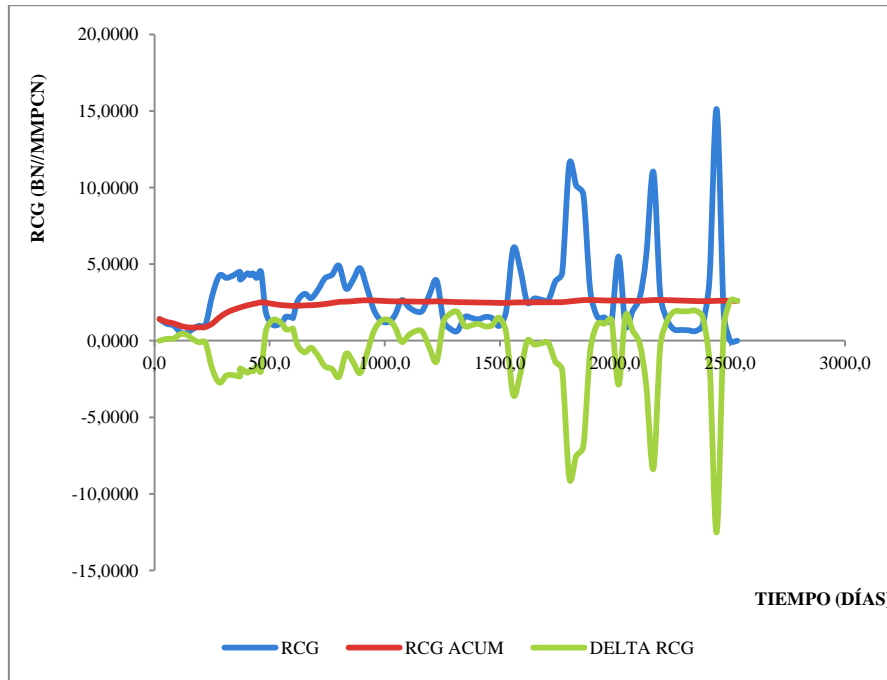


Figura 4.60 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 31/oct/2006 hasta el 31/mar/2014. [PDVSA].

En la figura 4.60 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 30 de junio de 2014 hasta el 31 de marzo de 2014, en donde la curva RCG instantanea se comporta similar a la curva RCG acumulado, presentando saltos por encima y por debajo despues de los 100 días de producción, indicando un problema adicional asociado referente a un error de medición o de otro problema, entre 250 y 500 días la curva de la RCG tiende a ser suave, lo que indica una presencia del anillo de condensado con baja saturacion de condensado.

4.3.3. Pozo GH3

Este pozo fue puesto en producción por primera vez el 31 de mayo de 1983 y se estudió hasta el 30 de junio del 2015. Los reportes de las tasas estan dados cada 30 días, algunos datos fueron descartados debido a la inconsistencia del mismo y en algunos casos porque la producción duró solo meses.

a) Entre 31/may/1983 hasta el 31/ene/1984.

En la figura 4.61 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 31 de mayo de 1983 hasta el 31 de enero de 1984, en donde la curva RCG inicia por encima de la curva RCG acumulado hasta los 50 días, luego se recondensa el líquido y vuelve nuevamente a condensarse. Este es el proceso de re-evaporización.

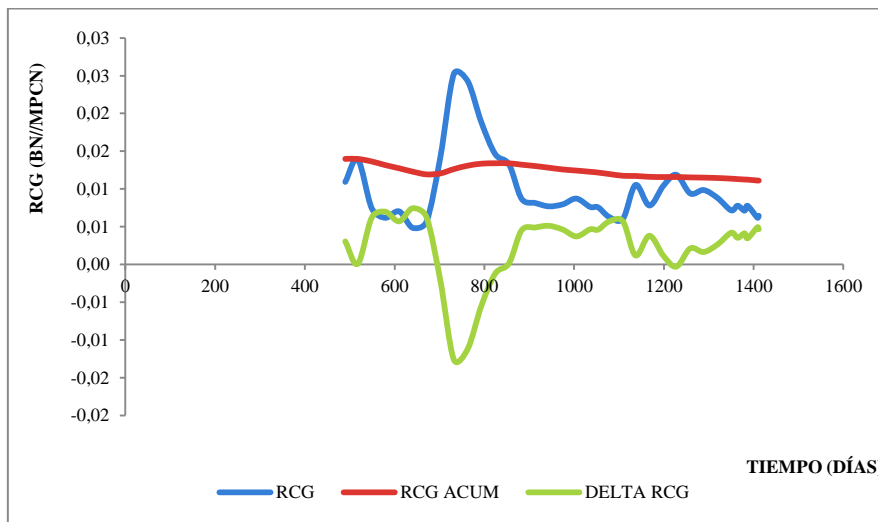


Figura 4.61 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 31/may/1983 hasta el 31/ene/1984. [PDVSA].

b) Entre 31/ene/1990 hasta el 30/nov/1992.

En la figura 4.62 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 31 de enero de 1990 hasta el 30 de noviembre de 1992, en donde la curva RCG se mantiene con tendencia a estar por debajo de la curva RCG acumulada, lo que indica una acumulación de condensado muy lenta.

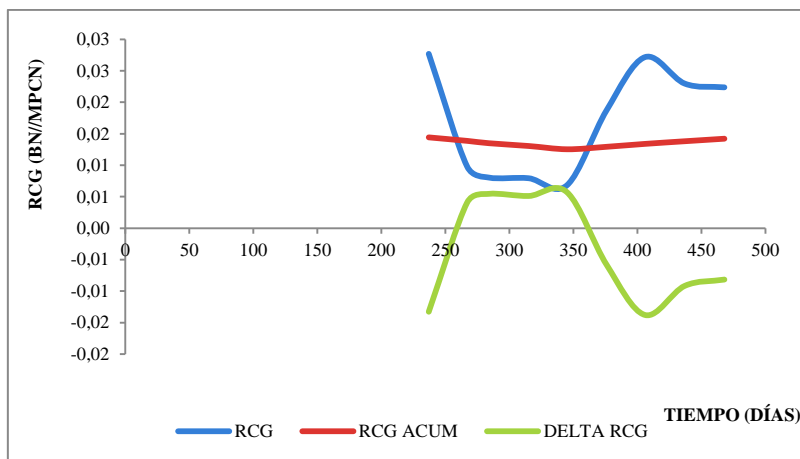


Figura 4.62 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 31/ene/1990 hasta el 30/nov/1992. [PDVSA].

c) Entre el 30/jun/1997 hasta el 30/nov/1998.

En la figura 4.63 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 30 de junio de 1997 hasta el 30 de noviembre de 1998, en donde la curva RCG se mantiene por debajo de la RCG acumulado en todo el tiempo, indicando una producción de condensado y gas sin ninguna restricción, la acumulación de condensado en el fondo del pozo es muy lenta, que puede ser ocasionada por las medidas de producción actuales, las medidas de aprovechamiento del subsuelo para este tipo de yacimientos, busca alargar el desarrollo del anillo de condensado lo más posible. En dicha figura se observa la presencia del anillo de condensado en pequeños períodos de tiempo, lo que se traduce en un poca rentabilidad de gas.

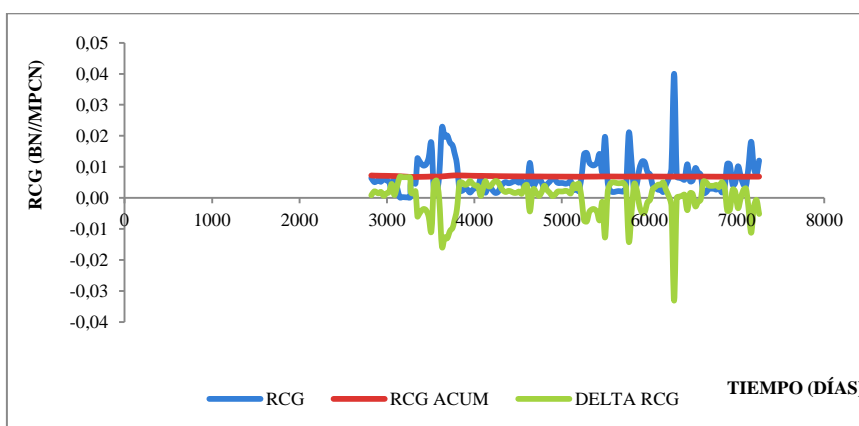


Figura 4.63 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 30/jun/1997 hasta el 30/nov/1998. [PDVSA].

No hubo producción desde el 30/nov/1998 hasta el 30/jun/2015.

El cierre del pozo puede ser causado por múltiples razones que desconozco, pero puede presentarse principalmente por la baja rentabilidad que tuvieron en ese momento, las limitaciones existente en los equipos superficiales para tratar el líquido (condensado y agua).

4.3.4. Pozo GH4

Este pozo fue puesto en producción por primera vez el 31 de agosto de 2002 y se estudiara hasta el 31 de diciembre del 2002. Los reportes de las tasas estan dados cada 30 días.

a) Entre 31/ago/2002 hasta el 31/dic/2002.

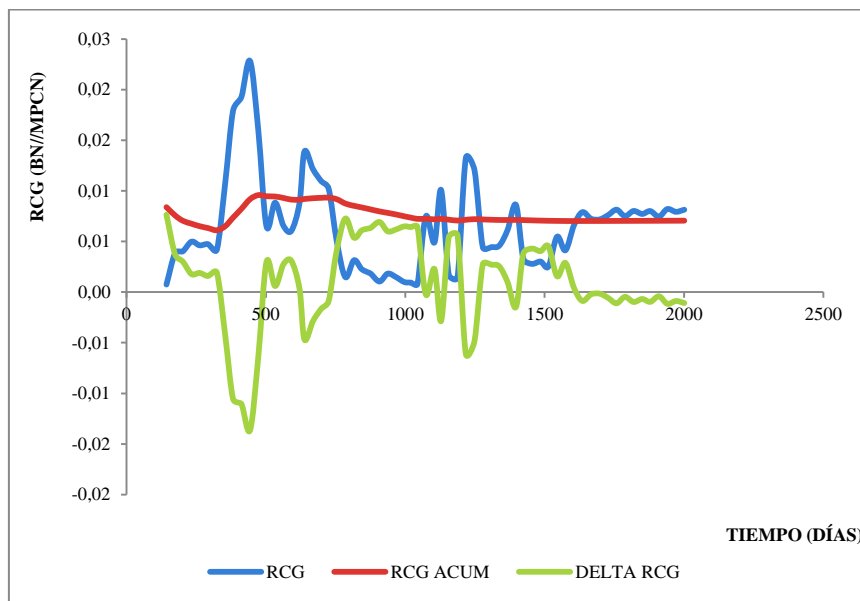


Figura 4.64 RCG, RCG acumulado y delta RCG entre 31/ago/2002 hasta el 31/dic/2002. [PDVSA].

En la figura 4.64 se observa las RCG respecto al tiempo acumulado entre el 31 de agosto de 2002 hasta el 31 de diciembre de 2002, en donde la curva RCG se mantiene por debajo de la RCG acumulada y la delta RCG tiene valores positivos, lo que indica que el pozo esta produciendo más gas en superficie que condensado, posiblemente la

presión del yacimiento esta por encima de la presión de rocío o muy cerca de ella, donde la acumulación ocurre con muy poca proporción.

En términos generales, los 4 pozos del campo ROSA presentan problemas con el anillo de condensado según los resultados obtenidos en el capítulo IV, sección “aplicación y análisis de la tasa de producción en campo”, mediante las gráficas obtenidas se visualiza la itinerancia de intersección entre los resultados RCG y RCG acumulado, y en el dRCG con valores positivos y negativos. Lo anterior es debido a la saturación crítica del condensado que alcanza dicho estado de almacenamiento para poder desplazarse, pero así como alcanza la saturación crítica, también la pierde hasta llegar en la mayoría de los casos a la saturación mínima de condensado y otra parte del condensado se re-vaporizará, en ese estado se comienza a producir gas nuevamente, evidentemente no se mantendrá la producción de gas si no se considera la intervención del pozo, volverá a caer en el proceso anterior.

Se desconoce la razón por la que los pozos tienen pausas en su período de producción, pero puede deberse a la poca rentabilidad que tuvieron en su momento, debido a la poca producción de gas y condensado que tuvieron, o una excesiva producción de líquidos que no se podían tratar en superficie, otra causa para detener la producción que se pudo haber implementado, por la estabilización de los fluidos en el fondo del pozo, ya que el régimen del flujo se encontraban en estado turbulento, lo que ocasiona un descontrol en la producción, un beneficio para el desarrollo del anillo de condensado y una poca energía disponible para desplazar ambos fluidos hasta la superficie.

Por otra parte, uno de los requisitos del análisis de tasas de producción es que la producción se haya aperturado después de un cierre, por esa razón se realizó el estudio del análisis por períodos continuos de producción.

CONCLUSIONES

- El diagnóstico para determinar la problemática del anillo de condensado se puede efectuar mediante la obtención de la presión, tasa de producción, número capilar y la permeabilidad relativa.
- La alternativa del análisis de tasas de producción es la primera opción que cumple con los criterios planteados en la delimitación, siguiendo como segunda opción el análisis de presiones transientes medidas en superficie.
- Se contrarresta el efecto del anillo de condensado en el caso número 1 de mayor productividad, al mantener la tasa de gas constante y activo el pozo inyector.
- La acumulación de condensado para el caso número 2 de menor productividad, es inevitable si no se aplica un método de aprovechamiento.
- El mallado cartesiano representa mejor el resultado en los sistemas de pozo productor-inyector, mientras que con el mallado radial se obtienen mejores resultados para estudios en las cercanías del pozo.
- El margen de error entre un mallado cartesiano y mallado radial para estudios en la cercanía del pozo productor es de 2.08%.
- El análisis de tasas de producción es sensible a los cambios de presión de fondo fluyente, porosidad, permeabilidad horizontal para pozos verticales y condiciones iniciales del pozo.
- Basado en el análisis de tasas de producción, los pozos GH1, GH2, GH3 y GH4 presentan cambios en la presión de fondo, donde ocurre la re-vaporización de una parte del condensado y luego vuelve a ocurrir la condensación retrograda, manteniendo una fluctuación entre la región 2 y región 3 del anillo de condensado.
- El anillo de condensado está afectando la producción de gas y de condensado de todo el campo ROSA, por lo que se puede contrarrestar el efecto del anillo de

condensado en las cercanías de los canales de flujo, aplicando un proyecto de revitalización que involucre la inyección de gas.

- El análisis de presión sigue siendo la mejor alternativa para determinar múltiples problemas del pozo y yacimiento.
- La simulación numérica no diagnóstica problemática actual del pozo, esto es debido a los múltiples factores que pueden cambiar con la producción, por lo tanto, no se puede implementar como alternativa de diagnóstico.

RECOMENDACIONES

- Usar el medidor de flujo multifásico para obtener la tasa de producción de gas y condensado, con el fin de reducir el margen de error en las tasas.
- Fortalecer los resultados obtenidos del análisis de tasas de producción con toda la información posible del yacimiento, como lo es: la petrofísica, pruebas PVT y de núcleos, registros eléctricos y carta de eventos de pozos cercanos.
- Considerar que el análisis de la tasa de producción es aplicable con una hoja de cálculo, a su vez, se puede implementar para supervisar el pozo a diario.
- Recordar que las alternativas: relación de permeabilidad relativa y determinación del número capilar, son bastante arriesgadas y costosas por los distintos ensayos de laboratorio y campo que se requieren hacer.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

AMIN MIRHASELI IGDER#1, ABDOLNABI HASHEMI. (2012). “**Pressure transient analysis of a gas- condensate well by analytical and numerical models (a case study in south of iran)**”. Informe de la SPE internacional N°. Universidad de Ahvaz. Iran.

ALI M. AL-SHAWAF, DR. MOHAN KELKAR, DR. MOHAMMED SHARIFI. (2013). “**Un nuevo método para predecir el rendimiento de yacimiento de gas condensado**”. Informe de la SPE internacional N° 161933-PA. Informe de la revista tecnológica aramco. Saudi.

AMIX, J., BASS, D., AND WHITING, R. (1960). “**Petroleum Reservoir Engineering - Physical Properties**”. McGraw-Hill Book Company, New York.

BABADAGLI, T. (2005). “**Desarrollo de un campo maduro**”. Informe de la SPE internacional N° 93884. Universidad de Alberta.

B.C. THEUVENY, P.D. MAIZERET, N.S. HOPMAN, AND S. PEREZ. (2007). “**The identification of condensate banking with multiphase flowmeters - a case study**”. Informe de la SPE internacional N ° 105362.

CHARIDIMOS E. SPYROU, PEYMAN R. NURAFZA Y ALAIN C. GRINGARTEN. (2013). “**Well-Heat pressure transient analysis**”. Informe de la SPE. Conferencia de la SPE europa en London. P.14.

CARRILLO BARANDIARÁN, LUCIO. (2005). “**Análisis del comportamiento de los Reservorios de gas condensado**”. Universidad Nacional de Ingeniería. lima- Perú.

CHUNMEI SHI. (2009). “**Flow behavior of gas-condensate wells**”. Trabajo de grado. Universidad de Stanford.

ESCOBAR M. FREDDY HUMBERTO. (2004). “**Fundamentos de Ingeniería de Yacimiento**”. Libro. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia.

ESCOBAR M. FREDDY HUMBERTO. (2003). “**Análisis moderno de presiones de pozos**”. Libro. Neiva, Hulia.

EILERTS, C.K., SUMNER, E.F., AND POTTS, N.L. (1965). “**Integration of partial differential equation for transient radial flow of gas-condensate fluids in porous structures**”. Informe de la SPE internacional N° SPE-716-PA.

FEVANG, OIVIND. “**Gas-Condensate Flow Behavior and Sampling**”, PhD thesis, Norges Tekniske Hogskole, 1995.

GARCÍA, FRANCISCO A. (1996). “**Manual teórico y práctico de administración de la producción**”. Trabajo de Ascenso. Universidad de los Andes. Mérida.

G. NARAYANASWAMY, G.A POPE Y M.M. SHARMA. (1999). “**predicting gas condensate well productivity using capillary number and non-darcy effects**”. Informe de la SPE. Universidad de Texas. P.28.

KAWSSAN HANADI. (2015). “**Estudio del efecto de la formación del anillo de condensado en las adyacencias de un pozo productor de gas mediante simulación numérica**”. Trabajo especial de grado. UCV.

KENYON, DOUGLAS E., BEHIE, G. AIDA. (1987). “**Third SPE comparative solution project: gas cycling of retrograde condensate reservoirs**”. Informe de la SPE internacional N° SPE 12278-PA.

KNIAZEFF, V.J. AND NAVILLE, S.A. (1965). “**Two-phase flow of volatile hydrocarbons**”. Informe de la SPE internacional N° SPE-962-PA. AIME.

LI FAN, BILLY W. HARRIS. (2006). “**Revisión de los yacimientos de gas condensados**”. Revista de Schlumberger. 16-29p.

M. BONYADI, M.R. RAHIMPOUR, F. ESMAEILZADEH. (2012). “**A new fast technique for calculation of gas condensate well productivity by using pseudo-pressure method**”. Revista científica del gas.

MAYTHAM I., AL ISMAIL. (2010). “**Field observations of gas-condensate well testing**”.

MARTÍNEZ CORASPE ALÍ ALFREDO. (2010). “**Caracterización del flujo no darciano y su impacto sobre la producción de pozos de gas condensado, campo santa bárbara, estado monagas**”. Trabajo especial de grado de la Universidad de Oriente.

MADRID, MARCELO. (2011). “**Fenómenos que afectan el IPR en yacimientos de gas condensados**”. En línea. Consulta 5 de junio de 2015. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/01/fenomenos-que-afectan-la-ipr-en-pozos.html>.

MADRID, MARCELO. (2013). “**Curvas de permeabilidad relativa, parte I**”, **introducción**. En línea. Consulta 5 de junio de 2015. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2012/12/curvas-de-permeabilidad-relativa-parte.html>.

RAJEEV R., LAL. (2003). “**Well testing in gas-condensate reservoirs**”. Trabajo de ascenso a tiempo completo de la Universidad de Stanford. U.S.A. 72 p.

ROJAS, GONZALO. (2003). “**Ingeniería de yacimientos de gas condensado**”. Libro de la Universidad de oriente. Puerto la cruz.

RIVERA, J. (2004). “**Prácticas de Ingeniería de yacimientos petrolíferos**”. Universidad de Oriente.

ROJAS F. ALCIDES R. Y TENIAS I. LUZ M. (2007). “**Modificación de un modelo matemático que represente las condiciones de flujo de un pozo de gas condensado en estado saturado, influenciado por las tasas de flujo**”. Trabajo especial de Grado. Universidad de Oriente. P.81.

SALAGER JEAN L. Y ANTON RAQUEL (2005). “**métodos de medición de la tensión superficial o interfacial**”. Modulo de enseñanza. Universidad de los andes. P.20.

SHAOYONG YU. (2014).“**A new methodology to predict condensate production in tight/shale retrograde gas reservoirs**”. Informe de la SPE internacional N° 168964-MS. Conoco Phillips Canadá.

TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A. (2007). “**El gas natural en el mundo**”. Gascan. En línea. Consulta 5 de junio de 2015. Disponible en: <http://www.gascan.es/web-es/el-gas-natural/el-gas-natural-en-el-mundo>.

UNCATEGORIZED. (2010). “**Metodología para selección de candidatos a estimulación de pozos**”. En línea. Consulta 8 de junio de 2015. Disponible en: <https://blogpetrolero.wordpress.com>.

VARGAS, MARÍA L. (2012). “**Modelo dinámico de la formación san Juan (gas condensado), campo san Joaquín, área mayor de anaco. Nuevas oportunidades para un campo maduro**”. Trabajo especial de grado de la universidad central de Venezuela.

WOO-CHEOL LEE, KYE-JEONG LEE, JEONG-MIN HAN, YOUNG-SOO LEE Y WON-MO SUNG. (2011). “**The analysis of gas productivity by the influence of condensate bank near well**”. Informe de la SPE . seoul, Korea. P.15.

APÉNDICE A

HERRAMIENTAS UTILIZADAS

Para la realización de este Trabajo Especial de Grado se utilizaron las siguientes herramientas.

- **ECLIPSE 300® V2010.1**

Módulo del simulador comercial Eclipse de la empresa Schlumberger, permite el estudio integral de yacimientos de gas condensado y petróleo volátil, así como programas de inyección de gas y estudios de recuperación secundaria. Este software es utilizado para la descripción de yacimientos que experimenten cambios de composición en relación con la temperatura y la presión para una representación más compleja del comportamiento del fluido.

- **FLOVIZ® V2010.1**

Módulo del simulador comercial Eclipse de la empresa Schlumberger, que permite la visualización en 3D del comportamiento de las propiedades de interés en tiempo real del yacimiento.

- **OFM**

Esta herramienta muestra un método eficiente de visualización de los datos de producción. Mejora la efectividad y eficiencia del análisis de la información permitiendo que los datos sean visualizados por diferentes usuarios simultáneamente y que las actualizaciones de estos datos sean capturadas automáticamente para cada usuario. Provee análisis de curvas de declinación, mapas de burbujas y otros análisis mediante gráficos mejorados e informes.