

**TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL ESQUEMA  
DE EXPLOTACIÓN POR RECUPERACIÓN MEJORADA APLICANDO  
SIMULACIÓN: CASO YACIMIENTO L4 NS 301, CAMPO CHIMIRE.**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Luis G. Carrero C.  
Para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2013

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

### **ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN POR RECUPERACIÓN MEJORADA APLICANDO SIMULACIÓN: CASO YACIMIENTO L4 NS 301, CAMPO CHIMIRE.**

**ASESORES:**

**TUTOR ACADEMICO:**

**UNIVERSIDAD CENTRAL DE VENEZUELA:**

PROF. DIEGO MANFRE

**TUTOR INDUSTRIAL:**

**PDVSA GAS: ING. NESTOR TAFUR**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
Por el Br. Luis G. Carrero C.  
Para optar al Título  
De Ingeniero de Petróleo

Caracas, Noviembre de 2013

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 Carrero C., Luis G. titulado:

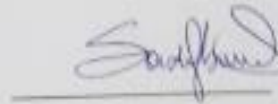
**“ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN POR RECUPERACIÓN MEJORADA APLICANDO SIMULACIÓN: CASO YACIMIENTO L4 NS 301, CAMPO CHIMIRE”**

Consideramos 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. Alberto Vegas

Jurado Principal



Prof. Sandro Gasbarri

Jurado Principal



Prof. Diego Manfre

Tutor Académico



## **DEDICATORIA**

El trabajo especial de grado, realizado por mi persona está dedicado a todos aquellos que con su apoyo y animo hicieron posible que cumpliera con este objetivo de vida. Principalmente está dedicado a mi familia por su gran apoyo en esto, mi madre Jaira Contreras, mi padre José Carrero y mi hermana María Gabriela Carrero, por su ánimo y apoyo. A mis compañeros de oficina por estar presentes diariamente y por su ayuda cordial cuando la necesitaba, entre ellos Feldriana y Omar, muy grandes amigos que conocí en las instalaciones de PDVSA GAS como así todo el equipo de trabajo de área uno. También debo agradecer a mis familiares de la ciudad del tigre por su compañía y su grata hospitalidad, que durante todo este tiempo estuvieron presentes acompañándome cotidianamente y por todas las experiencias que aprendí en este tiempo.

Por ultimo debo dedicar mi tesis a todos mis compañeros de la facultad de petróleo, por su gran apoyo en mi época en la universidad. Por sus ocurrencias, por su gran forma de ser como personas y por ayudarme en cada dificultad personal o académica Fabricio Onsalo, Oswaldo Lozada, Diego Cortez, y Angie Salazar.

## **AGRADECIMIENTO**

Agradezco cordialmente a la ilustre Universidad Central de Venezuela, por todos los años que conviví en sus aulas de clases, y todo el conocimiento adquirido en este tiempo, que hizo de mí la persona que soy hoy en día. Por todo esto debo siempre estar agradecido y nunca olvidar lo aprendido.

En segundo lugar agradezco a la compañía PDVSA GAS SAN TOMÉ por darme la oportunidad de realizar mi trabajo especial de grado en sus gratas instalaciones, así como ser un segundo hogar durante este tiempo transcurrido.

Debo agradecer a mis tutores el Prof. Diego Manfre y el Ing. Néstor Tafur, que estuvieron cotidianamente, prestándome su ayuda para cualquier dificultad que se presentaba a la hora de desarrollar el trabajo especial de grado y eventualmente su apoyo en cualquier consejo personal de cómo trabajar y cumplir con las normas de la empresa, además debo agradecer al Dr. Felipe Linares, por todo su apoyo y las explicaciones con respecto a la redacción y a lo largo de la carrera.

Cordialmente agradecerles a todos los profesores de la facultad de ingeniería que fueran quienes con sus enseñanzas, ilustraron mi formación académica y mi vocación de estudiante de ingeniería. Gracias a los profesores logramos cumplir una gran meta de vida, y de formación vocacional al graduarnos como profesionales de nuestro país.

Por último agradecer a mi familia por todo su apoyo y su gran amor brindado todos estos días, los cuales estuve lejos. Ellos son los que han hecho que me convierta en una persona de bien y un individuo el cual siempre está en búsqueda de alcanzar sus metas.

Carrero C., Luis G.

**ESTUDIO TÉCNICO-ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR EL ESQUEMA DE EXPLOTACIÓN POR RECUPERACIÓN MEJORADA APLICANDO SIMULACIÓN: CASO YACIMIENTO L4 NS 301, CAMPO CHIMIRE.**

**Tutor Académico:** Prof. Diego Manfre. **Tutor Industrial:** Ing. Néstor Tafur. **Tesis.** Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería de Petróleo. Año 2013, 197 p.

**Palabras Claves:** Simulación, Inyección, Polímeros, Simulador, ECLIPSE 100, Recuperación Mejorada, Campo Chimire (Edo. Anzoátegui)

**Resumen.** La arena L4 NS 301 entró en la categoría de yacimientos maduros, presentando una disminución en la producción de hidrocarburos, declinando la presión en 64.9 % con respecto a la inicial y estableciendo la densidad equivalente del yacimiento en 3.02 Lpc/ft. Aun quedando un 10.15 %, de las reservas recuperables de crudo, se planteó un cambio en el mecanismo de recuperación, y optimización del esquema de explotación; por no disponer de la cantidad de gas necesaria para la continuidad del método secundario. En los yacimientos de la región Oriental del país, el gradiente composicional varía altamente con la profundidad, se propuso implementar una ecuación de estado para simular el comportamiento del fluido por medio de la correlación de Peng Robinson. Además fue necesario el cambio en la fase de explotación por un mecanismo de recuperación mejorada (*EOR*), para aumentar el factor de recobro del yacimiento. Seleccionando la inyección de polímeros en el medio poroso, para mejorar la eficiencia de barrido y reducir la permeabilidad relativa al agua, fue el proyecto planteado de acuerdo a la ventana de aplicación de la arena L4, con una baja concentración de sal 8500 ppm y temperaturas menores a los 200 °F. Para la simulación se elaboró el modelo estructural, partiendo de los 126 pozos completados en la arena, en esta fase del proyecto se usó el simulador *ECLIPSE 100*, considerando un tipo de fluido *blackoil*. La selección de los pozos fue por ubicación y configuración mecánica. Por último se evaluó la rentabilidad del proyecto, mediante el programa de evaluación económica *SEE PLUS*, mediante a los costos asociados del polímero y tratamiento del agua. Evaluando así parámetros de rentabilidad como: tasa interna de retorno, valor presente neto, y los resultados en el incremento del  $F_R$  en un 5.85% dando mayor que el actual por métodos primarios.

**LISTA DE TABLAS**

Tabla 1 Características oficiales de la arena L4. HDB Oficial del Campo Chimire... 52

Tabla 2 Resultados de la curva de flujo fraccional para la inyección de gas..... 94

Tabla 3 Eficiencia de la inyección de gas durante y después de la irrupción. .... 96

Tabla 4 Análisis del comportamiento del fluido vertical y areal. .... 107

Tabla 5 Corrección en pruebas PVT. .... 109

Tabla 6 Saturaciones durante la inyección el proyecto de secundario de agua. .... 129

Tabla 7 Eficiencia de la inyección de agua durante y después de la irrupción. .... 130

Tabla 8 Proyecto de Inyección de agua..... 141

Tabla 9 Costos del tratamiento para el agua de inyección. .... 142

Tabla 10 Ingresos y costos asociados al proyecto de inyección. .... 142

Tabla 11 Tasas de descuento y valor presente neto. .... 144

Tabla 12 Valor presente neto. .... 146

Tabla 13 Proyecto de Inyección de polímeros. .... 148

Tabla 14 Costos del tratamiento para el agua de inyección. .... 149

Tabla 15 Tasas de descuento y valor presente neto. .... 150

Tabla 16 Valor presente neto. .... 152

Tabla 17 Ingresos y costos asociados al proyecto de inyección. .... 153

Tabla 18 Caracterización de la fracción C6+ en la muestra. .... 169

Tabla 19 Propiedades de cada sub componente de la fracción C6+. .... 170

Tabla 20 Propiedades críticas de la fracción C6+..... 171

Tabla 21 Propiedades críticas de la fracción C6+ (continuación). .... 171

Tabla 22 Puntos cuadrados para la caracterización de la fracción pesada C6+. .... 172

Tabla 23 Cálculos para el factor acéntrico del C6+. .... 173

Tabla 24 Cálculos para la Ecuación de estado Peng Robinson..... 173

Tabla 25 Resultados para la Ecuación de estado Peng Robinson. .... 174

Tabla 26 Cálculos para los coeficientes de iteración binaria. .... 174

Tabla 27 Razón de movilidad del gas inyectado en la arena L4. .... 182

**LISTA DE FIGURAS**

Figura 1 Diagrama de P-T de fluido de yacimiento (Whiston y col., 2000)..... 23

Figura 2 Diagrama de p-T para sistemas de gas (Whiston y col., 2000). .... 27

Figura 3 Hipotético diagrama de P-T para sistemas de gas (Whiston y col., 2000).. 28

Figura 4 Ubicación geográfica del campo Chimire, para la arena L4 NS 301. .... 46

Figura 5 Muestra de registro del pozo OZ-310..... 48

Figura 6 Mapa de Paleoambiente del Nivel L4..... 49

Figura 7 Mapa Estructural, L4 NS 301. .... 50

Figura 8 Gráfico para calcular el porcentaje de área barrida. .... 59

Figura 9 Gráfico para calcular el porcentaje de área barrida vertical. .... 60

Figura 10 Bw agua pura en función de Presión y Temperatura. .... 68

Figura 11 Mapa Isopaco-Estructural de la arena L4 NS 301..... 73

Figura 12 Arena Neta Petrolífera del yacimiento L4 NS 301..... 74

Figura 13 Estructura para el volumen bruto en la arena L4 NS 301..... 75

Figura 14 Pruebas de RGP y °API, representativas vs. Profundidad (TVDSS). .... 76

Figura 15 Pruebas de RGP y °API, representativas vs. Fecha..... 76

Figura 16 Pruebas de %AyS vs. Profundidad (TVDSS)..... 77

Figura 17 Pruebas de %AyS vs. Fecha. .... 78

Figura 18 Diagramas tipo torta para los pozos con acumulados de producción..... 78

Figura 19 Diagrama tipo torta para los acumulados de inyección..... 79

Figura 20 Pruebas DST de RGP y °API vs. Fecha. .... 80

Figura 21 Pruebas DST de RGP y °API vs. Profundidad (TVDSS)..... 80

Figura 22 Presiones al Datum del yacimiento (Lpc) vs. Fecha..... 81

Figura 23 Presiones al Datum (LPC) vs. Fecha. (Tendencias). .... 82

Figura 24 Presiones al Datum vs. Petróleo Acumulado (Np)..... 83

Figura 25 Tasa de petróleo del yacimiento (Qo) vs Fecha. .... 84

Figura 26 Tasa de gas del yacimiento (Qg) vs Fecha. .... 85



Figura 27 Tasa de agua del yacimiento ( $Q_w$ ) vs Fecha. ....	86
Figura 28 Curvas de producción e inyección acumulada oficial vs Fecha. ....	87
Figura 29 Curva de relación gas-petróleo mensual vs Presión (psia). ....	88
Figura 30 Curva de relación agua-petróleo mensual vs Presión (psia). ....	89
Figura 31 Curva de factor de remplazo. ....	90
Figura 32 Intrusión de agua para el pozo NS-311. ....	91
Figura 33 Intrusión de agua para el pozo CHV-5. ....	92
Figura 34 Relación agua-petróleo vs. días acumulados de producción. ....	93
Figura 35 Relación gas-petróleo vs. días acumulados de producción. ....	93
Figura 36 Gas inyectado vs. saturación de gas. ....	94
Figura 37 Derivada del flujo fraccional y vs. saturación de gas. ....	95
Figura 38 Relación de movilidad del gas vs. saturación de gas. ....	97
Figura 39 Pozos productores por mes activos. ....	97
Figura 40 Tasa de declinación exponencial después de 20 años de producción. ....	98
Figura 41 Tasa de declinación exponencial sin inyección de gas. ....	99
Figura 42 Modelo de presiones capilares vs. Saturación de agua. ....	100
Figura 43 Permeabilidades relativas sistema gas-petróleo vs. Saturación de gas. ....	101
Figura 44 Permeabilidades relativas sistema agua-petróleo. ....	101
Figura 45 Relación gas-petróleo acumulada vs. Presión. ....	103
Figura 46 Relación agua-petróleo acumulada vs. Presión. ....	103
Figura 47 Mecanismos de drenaje en el tiempo para la arena L4 NS 301. ....	104
Figura 48 Presión del tanque vs. producción calculada de crudo (ajustado). ....	105
Figura 49 Presión del tanque y inyección acumulada vs. tiempo (ajustado). ....	106
Figura 50 Profundidad vs. Presión de saturación (ajustado). ....	108
Figura 51 Corrección del factor volumétrico de formación (ajustado). ....	110
Figura 52 Corrección del factor volumétrico de formación (ajustado). ....	110
Figura 53 Factor volumétrico de formación inverso (ajustado). ....	111
Figura 54 Ajuste logarítmico del factor volumétrico de formación. ....	112
Figura 55 Ajuste de la función Y. ....	113
Figura 56 Diagrama Ternario de la mezcla en la arena L4. ....	114

Figura 57 Diagrama de fases del fluido en la arena L4.....	115
Figura 58 Ajuste de la función de composición vs. Peso molecular.....	115
Figura 59 Ajuste de las propiedades PVT por regresión.....	116
Figura 60 Simulación de los acumulados de producción y actividad de pozos. ....	117
Figura 61 Simulación del comportamiento de presiones (primer periodo).....	118
Figura 62 Simulación del comportamiento de las tasas de producción. ....	119
Figura 63 Modelo de fluido para propiedades PVT.....	120
Figura 64 Simulación de los acumulados de producción y actividad de presión.....	121
Figura 65 Simulación del comportamiento de las tasas de producción. ....	122
Figura 66 Simulación del comportamiento de presiones. ....	123
Figura 67 Simulación del comportamiento de presiones promedio.....	123
Figura 68 Simulación del comportamiento de las relaciones de producción.....	124
Figura 69 Comportamiento de presiones en el caso de inyección de agua.....	125
Figura 70 Comportamiento de tasas de inyección de agua. ....	126
Figura 71 Simulación de los acumulados de producción e inyección. ....	127
Figura 72 Modelo para evaluar la efectividad de la inyección de polímero. ....	128
Figura 73 Agua inyectada con su derivada vs. saturación de gas. ....	128
Figura 74 Modelo para evaluar la efectividad de la inyección de polímero. ....	131
Figura 75 Simulación de tasas de producción de polímero.....	132
Figura 76 Simulación del comportamiento de las viscosidades del polímero. ....	133
Figura 77 Simulación del comportamiento de las tasas de producción. ....	134
Figura 78 Simulación del comportamiento de las tasas de inyección de agua. ....	135
Figura 79 Simulación del comportamiento de relaciones de producción. ....	136
Figura 80 Producción de polímero y apertura de pozos en producción.....	136
Figura 81 Inyección de polímero y apertura de pozos en producción. ....	137
Figura 82 Acumulado de agua inyectada y polímero en solución. ....	137
Figura 83 Producción de petróleo y gas acumulado. ....	138
Figura 84 Producción de petróleo y gas acumulado. ....	139
Figura 85 Inyección acumulada para las tasas de agua por pozos. ....	140
Figura 86 Producción para las tasas de petróleo por pozos. ....	140

Figura 87 Simulación del comportamiento de los flujos de caja. ....	143
Figura 88 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.....	145
Figura 89 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.....	146
Figura 90 Simulación del comportamiento de los pozos. ....	147
Figura 91 Riesgo simulado para el valor presente neto. ....	148
Figura 92 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.....	151
Figura 93 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.....	152
Figura 94 Simulación del comportamiento de los flujos de caja. ....	154
Figura 95 Simulación del comportamiento de los pozos. ....	155
Figura 96 Riesgo simulado para el valor presente neto. ....	155
Figura 97 Isopropiedad para la permeabilidad en la arena L4. ....	175
Figura 98 Isopropiedad para la saturación de agua en la arena L4. ....	175
Figura 99 Isopropiedad para el volumen de arcilla en la arena L4. ....	176
Figura 100 Isopropiedad para la porosidad en la arena L4. ....	176
Figura 101 Diagrama burbuja para la producción de agua en la arena L4. ....	177
Figura 102 Diagrama burbuja para la producción de petróleo en la arena L4. ....	177
Figura 103 Diagrama burbuja para la producción de gas en la arena L4.....	178
Figura 104 Modelo de presión capilar para sistema agua-crudo.....	178
Figura 105 Modelo de presión capilar por la correlación de Pooladi-Darvish. ....	179
Figura 106 Modelo de presión capilar modificando la constante C2. ....	179
Figura 107 Presiones capilares por las diferentes correlaciones.....	180
Figura 108 Presión vs Agua producida (Wp) para el yacimiento L4 NS 301.....	180
Figura 109 Presión vs Gas producido (Gp) para el yacimiento L4 NS 301.....	181

**LISTA DE ECUACIONES**

Ecuación 1 Balance de materiales crudos saturado, con factor de compresibilidad. .. 12

Ecuación 2 Balance de materiales crudos sub saturado. .... 12

Ecuación 3 Ecuación de estado General en términos de Z. .... 14

Ecuación 4 Ecuación de estado Van der Waals. .... 15

Ecuación 5 Ecuación de estado Redlich-Kwong. .... 16

Ecuación 6 Ecuación de estado en términos de Z Redlich-Kwong. .... 16

Ecuación 7 Ecuación de Soave para el ajuste de  $\alpha$ . .... 17

Ecuación 8 Ecuación de Soave para el ajuste de m. .... 17

Ecuación 9 Ecuación de estado Peng-Robinson. .... 18

Ecuación 10 Ecuación de estado en términos de Z Peng-Robinson. .... 18

Ecuación 11 Regla de estado de Gibbs. .... 25

Ecuación 12 Ecuación de Darcy. .... 30

Ecuación 13 Presión Original del yacimiento por Corpoven-TOTAL. .... 32

Ecuación 14 Presión a la cara de la arena. .... 32

Ecuación 15 Presión al datum del yacimiento. .... 33

Ecuación 16 Correlación para el Flujo Fraccional para la Inyección de gas. .... 34

Ecuación 17 Razón de Movilidad fase de inyección de gas. .... 35

Ecuación 18 Ecuación de Darcy sin términos de gravedad. .... 38

Ecuación 19 Ecuación de Balance de materiales. .... 39

Ecuación 20 Ecuación de flujo simulada (Con términos de gravedad). .... 39

Ecuación 21 Depreciación Lineal. .... 41

Ecuación 22 Depreciación Acelerada. .... 41

Ecuación 23 Depreciación Acelerada al principio. .... 41

Ecuación 24 Valor futuro. .... 42

Ecuación 25 Valor futuro en función de Anualidades. .... 42

Ecuación 26 Valor presente. .... 42

Ecuación 27 Valor presente en función de Anualidades. .... 42

Ecuación 28 Tasa efectiva. .... 43

Ecuación 29 Valor presente Neto.....	44
Ecuación 30 Tasa Interna de Retorno. ....	44
Ecuación 31 Factor de Reemplazo.....	55
Ecuación 32 Correlación de saturaciones del sistema agua- petróleo y gas-petróleo. 57	
Ecuación 33 Correlación de Permeabilidades del sistema gas-petróleo. ....	57
Ecuación 34 Correlación de Permeabilidades del sistema agua-petróleo. ....	58
Ecuación 35 Correlación para el cálculo de la eficiencia de barrido areal. ....	59
Ecuación 36 Correlación de eficiencia de barrido microscópica. ....	60
Ecuación 37 Correlación de linealidad para la función Y.....	62
Ecuación 38 Correlación de Prueba de Desigualdad. ....	63
Ecuación 39 Correlación de Watson. ....	64
Ecuación 40 Función para el cálculo del flujo de inyección de agua con polímeros.. 66	
Ecuación 41 Función del índice de productividad de pozos. ....	66
Ecuación 42 Correlación de sustitución para fluidos producidos en el yacimiento.... 68	
Ecuación 43 Correlación para el flujo fraccional en términos de presión capilar. .... 70	
Ecuación 44 Correlación para la movilidad del agua en el medio poroso. ....	70
Ecuación 45 Correlación de Buckley-Leverett. ....	71
Ecuación 46 Correlación de Eficiencia de Barrido Total.....	71
Ecuación 47 Correlaciones para el cálculo de permeabilidades del sistema. ....	162
Ecuación 48 Correlaciones para el cálculo de puntos cuadrados.....	163
Ecuación 49 Correlaciones másicas de componentes. ....	163
Ecuación 50 Correlación para la temperatura de ebullición. ....	164
Ecuación 51 Correlación para el cálculo del factor acéntrico.....	164
Ecuación 52 Correlación para el cálculo de las constantes a y b e. ....	164
Ecuación 53 Cálculos para los coeficientes de iteración binaria. ....	165
Ecuación 54 Cálculos para caracterización exponencial de la fracción pesada..... 165	
Ecuación 55 Correlación para la fracción molar.....	166
Ecuación 56 Correlación para la fracción másica. ....	166
Ecuación 57 Correlación para la recombinación matemática. ....	167
Ecuación 58 Función Normalizada. ....	168

**ÍNDICE**

LISTA DE TABLAS .....	vii
LISTA DE FIGURAS .....	viii
LISTA DE ECUACIONES .....	xii
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
OBJETIVO GENERAL .....	5
OBJETIVOS ESPECIFICOS .....	5
JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA .....	6
ALCANCES .....	8
ANTECEDENTES .....	9
CAPÍTULO II .....	11
MARCO TEÓRICO .....	11
2.0 Sistema Petrolero (Magoon & Beaumont, 1999).....	11
2.1 Yacimiento (Ahmed, 2006) .....	11
2.2 Yacimientos Maduros (Oil production.net) .....	13
2.3 Ecuación de Estado (Whiston & Brulé, 2000).....	14
2.4 Volumetría y Comportamiento de las Fases (Whiston & Brulé, 2000).....	19
2.5 Composición del Fluido en el Yacimiento (Whiston & Brulé, 2000) .....	20
2.6 Clasificación de los Sistemas de Crudos presentes en el Yacimiento .....	21
2.7 Propiedades y correlaciones para Crudo y Gas (Whiston & Brulé, 2000) ....	24
2.8 Condensación Retrograda (Whiston & Brulé, 2000).....	27
2.9 Caracterización del Hexano Plus (Whiston & Brulé, 2000).....	28
2.10 Análisis de curvas de declinación de producción (Martín, 2006).....	30
2.11 Recuperación Secundaria (Ferrer, 2001) .....	33
2.12 Recuperación Mejorada (SALAGER, 2005).....	37
2.13 Simulación de Yacimientos (Schlumberger, 2008) .....	38

2.14 Análisis Económico (Gorgal, 2012) .....	40
CAPÍTULO III .....	46
MARCO DE REFERENCIA .....	46
3.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS .....	47
3.2 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA .....	48
3.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO .....	49
3.4 MODELO ESTRUCTURAL.....	50
3.5 MODELO PETROFÍSICO .....	51
3.6 CARACTERÍSTICAS OFICIALES DEL YACIMIENTO .....	52
CAPÍTULO IV .....	53
METODOLOGÍA .....	53
4.1. RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	53
4.2 MECANISMO DE PRODUCCIÓN PREDOMINANTE DURANTE LA ETAPA DE AGOTAMIENTO NATURAL Y PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS .....	54
4.3 GENERACIÓN DE UN MODELO COMPOSICIONAL PARA LA SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO PARA EL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA .....	61
4.4 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA Y RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLIMEROS A TRAVÉS DE SIMULACIÓN. (PLAN DE EXPLOTACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA).....	65
CAPÍTULO V .....	73
ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	73
5.1 Revisión del Modelo Estático.....	73
5.2 Caracterización del Modelo Dinámico. ....	75
5.3 Caracterización de la fracción pesada C <sub>6+</sub> para las muestras de fluido..	107
5.4 Simulación blackoil del yacimiento L4 NS 301 .....	117
5.5 Evaluación Económica .....	141
CONCLUSIONES.....	156

RECOMENDACIONES .....	157
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS .....	158
NOMENCLATURA .....	160
APENDICE .....	162
A. Para los cálculos de las funciones físicas de las rocas. ....	162
B. Caracterización General de la fracción pesada .....	162
C. Fracción de Masa y Fracción Molar.....	166
D. Calculo de las pruebas de fluido especial .....	167
E. Caracterización de la fracción pesada C6+ .....	168
ANEXOS .....	175
Anexos A. Mapas para las isopropiedades en el yacimiento L4 NS 301 .....	175
Anexos B. Mapas Burbujas para la producción en el yacimiento L4 NS 301...	177
Anexos C. Gráficos para la curva de presión capilar en el yacimiento .....	178
Anexos D. Gráficos para la curva de Presión vs. Producción en el yacimiento	180
Anexos E. Razón de Movilidad de desplazamiento por gas .....	182
Anexos F. Validación de pruebas PVT.....	183



## INTRODUCCIÓN

Las acumulaciones de petróleo y gas ocurren en trampas subterráneas formadas por estructuras de características estratigráficas como las areniscas. Afortunadamente y usualmente ocurren en la porción más porosa y permeable de la roca, las cuales son: areniscas, limolitas y dolomitas, en el abierto intergranular o en el espacio poroso causado por fracturas, y actividad de la solución. Un yacimiento es la porción de una trampa la cual contiene crudo y/o gas como un sistema hidráulicamente conectado. (B.C. Craft y col., 1991).

La arena L4 NS 301 es considerada una trampa de características estratigráfica, y con reservas de hidrocarburos probadas presentes en el medio poroso, perteneciente al campo Chimire, ubicado en la zona Oriental del país, geológicamente perteneciente a la formación Oficina, es de forma homoclinal, con bajo buzamiento al noreste de unos 5°, su extensión superficial es de aproximadamente unos 14500 Km<sup>2</sup> para este yacimiento se encuentra establecido en libro de reservas una cantidad de reservas (POES) de 396.240 MMBN.

Los problemas asociados a este yacimiento, principalmente, son: declinación rápida de la presión, faltas de mejoras en el esquema de explotación para la fase final de producción, definición correcta de la reología de los fluidos, pérdida de la cantidad de gas inyectado y recuperación de las reservas remanentes las cuales son considerables. Para aumentar el factor de recobro se elaboró un método por recuperación mejorada, dado que la cantidad de gas necesaria para mantener el método secundario en futuro no está disponible debido principalmente por el negocio que maneja la compañía el cual es la venta del gas natural.

En función a los problemas antes mencionados, se planteó el uso de la herramienta computacional **MBAL** para determinar el mecanismo predominante en la etapa inicial del yacimiento por balance de materiales, usando un PVT reajustado a la composición del sistema con la herramienta *PVTi*. Posteriormente, se verificó

si la cantidad de gas inyectado oficialmente es verdadera por medio del ajuste de las curvas del histórico de producción y presión, así como también implementando el simulador *ECLIPSE 100* se realizó la simulación del proyecto por recuperación mejorada usando la inyección de polímeros (**poliacrilamida hidrolizada**) para aumentar el factor de recobro actual en un 6%, siendo eficiente el proyecto y rentable en el tiempo.

El simulador *ECLIPSE 100* para tipo de crudos blackoil, se implementó para reproducir el histórico de producción de una manera más eficiente y así entender cómo fue el comportamiento en la etapa final del yacimiento L4 NS 301, así como la factibilidad técnica de cambio en el mecanismo de recuperación por la inyección de polímeros, por lo que en cada etapa de producción se implementó el cronograma de producción de los pozos. Para la etapa de recuperación secundaria se usó el registro de inyección de los pozos que suministraron gas al sistema. Posteriormente el proyecto de recuperación mejorada por inyección de polímeros fue realizado con arreglos de pozos inyectores, seleccionados por la ubicación en zonas óptimas de acuerdo al volumen poroso, y el material arcilloso que presentó la arena.

El trabajo especial de grado consta de una descripción del yacimiento, que abarca la revisión de información geológica, revisión de las propiedades de los fluidos, actualización del histórico de producción/inyección y presión del yacimiento. También se describe brevemente la carga de información al balance de materiales del modelo. Por último, se muestran los resultados obtenidos por la simulación de la inyección de agua y polímeros en el medio poroso, como también el uso de una ecuación de estado para definir la reología del fluido en el medio poroso por medio de la correlación de Peng Robinson. También se implementó del simulador composicional *ECLIPSE 300* para simular el comportamiento de cada fase del histórico de producción.

## CAPÍTULO I

### PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los principales problemas asociados a los yacimientos maduros son: declinación de producción de hidrocarburos, y aumento en la producción de agua por el agotamiento rápido de presión. Como han sido explotados durante un periodo de tiempo prolongado se alcanza una etapa crucial, donde se debe considerar la posibilidad de implementar un mecanismo de recuperación que optimice el factor de recobro; y posteriormente prolongar la vida útil del yacimiento o abandonar la arena y buscar otro prospecto con una ventana económica más rentable.

Para la arena L4 yacimiento NS 301 del campo Chimire, la cantidad de reservas recuperadas de líquido es menor a las esperadas para la presión actual, que está cercana a las 1000 Lpc, con un valor de 184.053 MMBN y un valor estimado en POES de 396.240 MMBN, lo que representó el 46.44% de reservas producidas, con un factor de recobro oficial estimado del 51.7%, se aproxima un valor de reservas remanentes para el petróleo en 20.803 MMBN. En la actualidad se reportan bajas tasas de producción con un valor promedio de 50 BN/día, por lo cual un cambio en el mecanismo de recuperación y optimización del esquema de explotación daría como resultado: un aumento en el factor de recobro  $F_R$ , prolongando la vida útil implementando nuevas tecnologías.

Por otra parte las reservas totales de gas: Un GOES en solución de 515.906 MMMPCN y un factor de recobro estimado oficial para el gas de 83.1%, se obtendría una cantidad del gas en solución recuperable aproximada a los 428.717 MMMPC. También tomando en consideración el total de gas inyectado según libro de reservas fue unos 445.631 MMMPCN y el gas libre registrado de 6.277 MMMPCN aumentaría la cantidad de gas recuperable en la arena. Se registró una producción de gas acumulada para la fecha de 316.615 MMMPCN, estableciendo así las reservas remanentes de gas en 562.949 MMMPCN por el proyecto de

recuperación secundaria. Las reservas recuperables originales en sitio totales son de 433.933 MMMPCN, representando para la fecha un recobro cercano al 73%; por lo que aún de las reservas originales faltaría extraer un 27%, teniendo así una gran fuente de gas presente en el yacimiento.

Los fluidos de la arena L4 NS 301 se establecieron en el libro de reservas oficial con un comportamiento saturado, lo cual es necesario verificar posteriormente mediante registros, análisis PVT, como también los históricos de producción de los pozos.

Por último la inyección de gas reportada en libro de reservas con un valor inyectado de 445.631 MMMPCN no refleja en la actualidad el nivel energético del yacimiento. Es necesario evaluar la fidelidad de este esquema de inyección y dar sustentabilidad de la cantidad real de gas inyectado.

### **OBJETIVO GENERAL**

- Estudiar la factibilidad técnico-económica para optimizar la productividad y el esquema de explotación actual a través de proyectos de recuperación mejorada aplicando simulación computacional, del yacimiento maduro NS 301 de la arena L4 perteneciente al Campo Chimire.

### **OBJETIVOS ESPECIFICOS**

1. Determinar el mecanismo de producción predominante durante la etapa de agotamiento natural y el proyecto de inyección de gas aplicando simulación bajo el programa MBAL.
2. Evaluar la factibilidad de implementar el proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua a través de simulación bajo el programa *ECLIPSE 100*. (Plan de explotación y evaluación económica).
3. Estudiar la posibilidad de establecer un proyecto de recuperación mejorada por inyección de polímeros en el yacimiento, a través de simulación bajo el programa *ECLIPSE 100*. (Plan de explotación y evaluación económica).

### **JUSTIFICACIÓN DEL PROBLEMA**

Gran parte de los yacimientos maduros poseen una alta cantidad de reservas remanentes las cuales no se lograron extraer del medio poroso, haciendo uso o empleando nuevas tecnologías para recuperarlas; dependiendo el potencial económico del yacimiento. Por medio de la optimización del esquema de explotación de los campos y el cambio en la estrategia de recuperación por métodos alternos como recuperación por agentes químicos, recuperación térmica o por la inyección de gases miscibles, se puede obtener un incremento en el tiempo del factor de recobro inicial. Tal es el caso de la arena L4 NS 301 quedando aun en el yacimiento unas reservas remanentes estimadas de un 5.26% del total.

La recuperación mejorada de petróleo (EOR) se refiere a todos los procesos utilizados para incrementar el factor de recobro de un yacimiento del que se lograría únicamente por los métodos primarios. En su mayoría consisten en inyección de gases miscibles o químicos líquidos y en el uso de energía térmica. Los procesos mejorados se han utilizado como una continuación de la recuperación secundaria, por los que se les ha denominado procesos de recuperación terciaria.

Los fluidos inyectados y los procesos de inyección complementan la energía natural del yacimiento para desplazar petróleo hasta el pozo productor en donde se da una disminución de la tensión interfacial, hinchamiento del petróleo, reducción de su viscosidad, modificación de la humectabilidad o comportamiento favorable de fases. Los métodos para el manejo de incertidumbre se han ido convirtiendo en los más usados para las empresas de asistencias en los gastos de presupuestos limitados para mejorar sus oportunidades en portafolio de campos y prospectos. Típicamente usados en la simulación de yacimientos incluyen la valoración de activos para determinar con precisión las reservas recuperables, gerencia, y por último gestión de los activos.

Por medio de lo anterior se da búsqueda a la solución del problema en la arena L4, el cual fue incrementar el factor de recobro. Resolviéndose a través de simulación de yacimientos a partir de dos casos generales, la inyección de agua e inyección de polímeros por arreglos con la herramienta computacional *ECPLISE 100*. Para el esquema de explotación se seleccionó el caso con mayor aporte de las reservas remanentes y la menor inversión, se determinó cual fue el nivel energético real que debería poseer el yacimiento para la cantidad de gas inyectado establecido en el libro de reservas. Los pozos candidatos a RA/RC para el proyecto fueron seleccionados a partir de las tasas de producción que manejen y el estado actual en que se encuentren. La facilidad que tienen los métodos computacionales para la simulación de yacimientos es proporcionar un modelo numérico usado para cuantificar e interpretar los fenómenos físicos con la habilidad que se pueden extender a un desempeño futuro, por lo tanto se puede evaluar el desempeño de los distintos tipos de estrategias de recuperación y su rentabilidad en el tiempo, disminuyendo así los grados de incertidumbre asociados.

### ALCANCES

1. Se identificaran los distintos escenarios de producción en el tiempo de producción de la arena L4 NS 301.
2. Con datos petrofísicos y topes de los pozos oficiales se elaborara el modelo estructural de la arena en el campo Chimire, aplicando el software sísmico a simulación **PETREL**.
3. Se Definira el comportamiento del fluido presente en la arena L4 NS 301, usando la caracterización que mejor ajustara la fracción pesada  $C_{6+}$  y aplicando la herramienta **PVTi**.
4. Para los distintos escenarios de producción planteados por la ventana de aplicaciones de la arena se verificara con un análisis técnico económico cuál sería el óptimo para la arena L4, mediante del uso de experiencias previas en otros yacimientos de características geológicas similares.
5. Se establecerán cuáles de los pozos serán candidatos para Rehabilitación y Reacondicionamiento (RA/RC), en la etapa final de producción.
6. Mediante **ECLIPSE 100** se recrearan cada una de las fases en la vida productiva del yacimiento mediante simulación, posteriormente para etapas futuras se predijeron los casos por la recuperación secundaria y mejorada en arreglos, de inyección de agua y polímeros respectivamente.
7. Por medio de los resultados obtenidos en la simulación se verifica la rentabilidad del método de recuperación secundaria por inyección de agua en arreglos y mejorada por inyección de polímeros, para la etapa final productiva con la herramienta **SEE PLUS**.



### **ANTECEDENTES**

#### **Estudio del Modelo Geológico realizado por la compañía MINPRO C.A para PDVSA, del Yacimiento L4 NS-301.**

Este informe muestra los resultados de la actualización, con balance de materiales, del proyecto de inyección de gas del yacimiento L4 NS 301 del campo Chimire, (octubre 2001); realizado con el simulador numérico, trifásico y tridimensional *ECLIPSE 100* para evaluar la suspensión de la inyección de gas y futuros esquemas de explotación. Para la construcción del modelo estático, se revisó toda la información disponible a nivel de mapas, núcleos y registros de pozos.

Se hizo una revisión detallada de la geología donde se incluyó la validación de los topes y bases de cada lente de la arena L4 así como la extensión de las fallas y la definición de la zona de coalescencia, adicionalmente se realizó la actualización de la simbología de los pozos en el mapa isopaco estructural. También se revisó la información petrofísica disponible y se elaboraron los mapas de isopropiedades para cada lente de la arena L4. Se construyó un modelo sedimentario partiendo del mapa de electro facies.

#### **Informe del Nuevo Esquema de Explotación de la Arena L4 NS-301 del Campo Chimire, Elaborado por Estudios Integrado de PDVSA. Realizado en el año 2010**

El modelo geológico se actualizó en Enero de 2008, estableciendo una estructura de tipo homoclinal de buzamiento de 2 a 5° al noreste, para el yacimiento L4 NS-301 perteneciente al área de oficina. Las facies son de tipo canales distributarios, zonas marginales, y llanuras de inundación. Para validar las fallas se usaron los núcleos de pozos CHV-15, CHV-19, OM-303, NS-310. Los espesores de la arena varían entre 2 a 79 pies, la arena se encuentra supra adyacente a la arena L3 y sobre la M1 del campo Chimire.

## Capítulo I: Planteamiento del Problema

---

Se estableció que los mecanismos de producción presentes en el yacimiento son principalmente por empuje de expansión de la roca y de los fluidos, en las primeras etapas de producción y posteriormente, la inyección de gas buzamiento arriba de la estructura. Los pozos productores de la arena L4 NS 301, fueron completados para producir usando Gas Lift continuo, como método de producción.

Se inyectó un acumulado de 445.631 MMMPCN de gas, sin embargo la declinación energética actual de yacimiento presume que no se pudo inyectar tal cantidad, dado que la presión actual está entre 800 – 1000 LPC ( lo correspondiente a un 28% del gas inyectado). Estas pérdidas pueden deberse a fugas en las tuberías, zonas de perdida denominadas ladronas o malas mediciones del gas reportado como posible explicación.

Se cuenta que en el yacimiento interviene dos acuíferos moderados buzamiento a bajo de la estructura, uno con poca actividad encontrado hacia el Oeste del yacimiento, y espaciado por una falla sellante con respecto al otro acuífero que limita hacia el Este con mayor actividad, esto diferencia por los cortes de agua de los pozos buzamiento a bajo de la estructura.

La estrategia de producción óptima sustentada por un balance de materiales con la herramienta computacional MBAL (módulo de predicción de producción), es el desinfe del yacimiento planteando (1 Pozo con ACT, 46 RA/RC, 6 Localizaciones) hasta llegar a una presión de abandono de 513 LPC.

Se estableció, usando una evaluación económica, los parámetros de venta del crudo y del gas evaluando la tasa interna de retorno TIR, y valor presente neto VPN, con un diagrama araña (Precio, Inversión, Producción, y Gastos).

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### **2.0 Sistema Petrolero (Magoon & Beaumont, 1999)**

Un sistema petrolero comprende una fuente roca activa y todas las acumulaciones de crudo y gas genéticamente relacionadas. Esto incluye todos los elementos geológicos y procesos que son esenciales si una acumulación de crudo y gas ha de existir.

#### **2.1 Yacimiento (Ahmed, 2006)**

Se entiende por un sistema de hidrocarburos de origen natural que se encuentran en depósitos de petróleo los cuales son mezclas de compuestos orgánicos que exhiben un comportamiento de múltiples fases dependiendo los rangos de presión y temperatura. Las acumulaciones se pueden encontrar en estado líquido, gaseoso, estado sólido, o en combinaciones de estos estados.

##### **2.1.2 Dinámica de los yacimientos según su estado de agotamiento (Martín, 2006)**

En la definición de dinámica de los yacimientos se debe establecer la diferencia entre acumulaciones volumétricas sin entrada natural de los fluidos y acumulaciones no volumétricas. Además está sobre entendido la posibilidad de adición de energía a cualquier acumulación volumétrica o no volumétrica de forma natural. La totalidad de los volúmenes de hidrocarburos producibles entre  $P_i$  y  $P_a$  constituyen las “reservas iniciales de acumulación”. Si la acumulación o yacimiento ya se encuentra en producción, la diferencia entre las reservas iniciales y lo ya producido representa las “reservas remanentes”. En el caso de la inyección de gas, a las reservas remanentes de gas debe atribuírsele cuando menos, una fracción del gas que se haya inyectado. Se tiene que prever que para yacimientos con inyección de fluidos, se deben desarrollar indicadores específicos del estado de agotamiento,

como por ejemplo el volumen de reservas remanentes concernientes al proyecto de inyección. Los indicadores no necesariamente deben pivotar alrededor de la presión estática ni de abandono.

$$Np[Bo + (RGP - Rs)Bg] + Wp Bw = NBoi \left[ \frac{Bo - Boi + (Rsi - Rs) * Bg}{Boi} \right] + m \left( \frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1 + m) \left( \frac{Cw Sw + Cr}{1 - Swi} \right) \Delta P \right] + We$$

**Ecuación 1** Balance de materiales crudos saturado, con factor de compresibilidad.

También se debe considerar que la cantidad de energía disponible inicialmente en cualquier yacimiento de hidrocarburos lleva asociada una cantidad “posible” de reservas totales. Sin embargo, el que esa cantidad “posible” de reservas se produzca depende estrictamente de la política de explotación que se siga.

Si la presión de burbujeo está por debajo de la presión inicial (crudo inicialmente subsaturado) la EBM adquiere entre  $P_i$  y  $P_{\text{burbujeo}}$  el formato de la ecuación 2, donde  $P_i$  y  $P_e$  aparecen explícitamente.

$$Np Bo = N Boi Ce (Pi - Pe) + We - Wp Bw$$

**Ecuación 2** Balance de materiales crudos sub saturado.

El estado de agotamiento se define como el volumen que se haya alcanzado en la producción de hidrocarburos ( $N_p$ ,  $G_p$ ) entre un valor de 0 para condiciones iniciales y las reservas iniciales ( $N_p$ ,  $G_p$ ) máximo.

Las relaciones determinantes entre los parámetros donde se muestra inequívocamente que para yacimientos volumétricos sin inyección de fluidos el estado de agotamiento de una acumulación (valor de  $N_p$ ,  $G_p$ ) se relacionan o se puede representar directamente por el valor de la presión estática ( $P_e$  o  $P_e/P_i$ )

### **2.1.2 Relación del tiempo y el estado de agotamiento (Martín, 2006)**

Se debe definir lo que son parámetros concurrentes y parámetros determinantes, los cuales se pueden generalizar a parámetros de producción de un yacimiento de hidrocarburos; entre los cuales puede no existir una relación determinante. Este es el caso, más específico del factor tiempo. El factor no aparece explícitamente en la ecuación de balance de materiales, tampoco aparece explícitamente el parámetro presión estática, sin embargo esta última está de forma implícita en los factores de formación volumétricos y la relación del gas en solución. Por ejemplo la relación de la presión estática con respecto al acumulado de crudo ( $N_p$ ) es determinante, igual ocurre con el acumulado de gas ( $G_p$ ). Sin embargo la relación entre la producción acumulada con el tiempo no sólo no es determinante sino que es esencialmente independiente. Esto quiere decir que la producción acumulada con el tiempo es concurrente, dado que el acumulado de hidrocarburo puede ocurrir a distintos tiempos.

### **2.2 Yacimientos Maduros (Oil production.net)**

Los campos maduros se caracterizan porque llevan operando más de 20 años, muestran una declinación constante en la producción y un recobro de crudo cercano al 30%. Estos campos aportan un 70% de la producción mundial. Con las coyunturas actuales de un alto precio y una demanda creciente, se hace más viable económicamente invertir en estos campos para aumentar el recobro y así extender su vida útil.

Dentro de las diferentes opciones que se pueden implementar para revitalizar la producción, se dispone de técnicas probadas como el análisis nodal y la simulación de redes (pozos, líneas y equipos de superficie), que son herramientas indispensables para evaluar y optimizar el funcionamiento de los pozos, ya sea en flujo natural o con levantamiento artificial. Además, el balance de materiales en estos campos es ideal para una mejor estimación de las reservas remanentes.

Los yacimientos maduros representan un reto a la gerencia de yacimientos en cuanto a maximización del factor de recobro, con un sentido económico que permita el mantenimiento de costos para desarrollo competitivos.

### 2.3 Ecuación de Estado (Whiston & Brulé, 2000)

Son ecuaciones simples que relacionan volumen, presión y temperatura. Ellas describen precisamente la volumetría y el comportamiento de fases tanto de compuestos puros como de mezclas, requiriendo únicamente propiedades críticas y el factor acéntrico de cada compuesto. La misma ecuación es usada para calcular las propiedades de todas las fases, asegurando así consistencia en el proceso del yacimiento que aprovecha las condiciones críticas. Problemas involucrados con el comportamiento multifásico como bajas temperaturas en la inyección de CO<sub>2</sub>, pueden ser tratados con una ecuación de estado, incluso el comportamiento de fases agua-hidrocarburo puede ser tratado precisamente con una ecuación de estado cubica.

El comportamiento volumétrico es calculado resolviendo una ecuación cubica simple, usualmente expresada en términos de  $Z = pv/RT$ . En donde las constantes  $A_0$ ,  $A_1$ , y  $A_2$  están en función de la presión, temperatura y la composición de la fase.

$$Z^3 + A_2 Z^2 + A_1 Z + A_0 = 0$$

**Ecuación 3** Ecuación de estado General en términos de Z.

#### 2.3.1 Diferentes ajustes a la ecuación cúbica

Desde la introducción de la ecuación de estado de Van der Waals, muchas ecuaciones cúbicas de estado han sido propuestas, la ecuación de Redlich y Kwong (RK EOS) en 1949, la de Peng Robinson (PR EOS) en 1976, y la de Martin en 1979, para solo nombrar unas pocas. Muchas de estas ecuaciones retienen el termino repulsivo de la ecuación de van der Waals  $RT/(v-b)$ , modificando solo el denominador en el término atractivo. La ecuación de Redlich Kwong se ha

convertido básicamente en la más popular para el desarrollo de nuevas ecuaciones de estado (EOS). Otras tendencias han sido proponer generalmente tres, cuatro, y cinco constantes para la ecuación cubica que puede ser simplificada por la ecuación de estado de PR EOS, RK EOS, y otras familias similares.

La mayoría de las aplicaciones para la ingeniería de petróleo se basan en la ecuación de estado de Peng Robinson o una modificación a la ecuación de estado de Redlich Kwong. Varias modificaciones de la ecuación de estado han encontrado aceptación con la modificación de Soave (SRK EOS) que es la más sencilla y utilizada. Desafortunadamente tiene bajos rendimientos en los cálculos para la densidad de líquido.

### 2.3.2 Ecuación de van der Waals

Se propuso la primera ecuación de estado en 1873, la ecuación de una simple, cualitativa y precisa relación entre presión, temperatura y volumen molar.

$$P = \frac{RT}{v - b} - \frac{a}{v^2}$$

**Ecuación 4** Ecuación de estado Van der Waals.

Dónde:

a = coeficiente de atracción, el parámetro b = coeficiente de repulsión y R la constante universal de los gases. Comparando estas ecuaciones con la ley de gases ideales  $P = RT/v$ , se puede ver que la ecuación de van der Waals ofrece dos importantes mejoras. Primero, la predicción del comportamiento de líquido es más precisa porque el volumen se aproxima a un valor límite de b para altas presiones.

$$\lim_{p \rightarrow \infty} v(p) = b$$

Donde b es algunas veces referido como el “co-volumen” (volumen molecular efectivo). El termino  $RT/(v-b)$  dicta el comportamiento líquido y

representa físicamente el componente repulsivo de presión sobre una escala molecular.

La ecuación de van der Waals también propuso la descripción del comportamiento no ideal de los gases, donde el término  $RT/(v-b)$  aproxima al comportamiento ideal cuando ( $p \approx RT/v$ ) y el término  $a/v^2$  cuenta para el comportamiento no ideal. El término  $a/v^2$  reduce la presión del sistema y es tradicionalmente interpretado como el componente atractivo de presión.

Van der Waals también indica los criterios críticos usados para definir las dos constantes de la ecuación de estado  $a$  y  $b$ , es decir que la primera y segunda derivada de la presión con respecto a un volumen es igual a cero para el punto crítico de un componente puro.

### 2.3.3 Ecuación de Redlich-Kwong

La ecuación viene dada por la siguiente expresión.

$$p = \frac{RT}{v-b} - \frac{a}{v(v+b)}$$

**Ecuación 5** Ecuación de estado Redlich-Kwong.

En términos del factor  $Z$  por:

$$z^3 - z^2 + (A - B^2 - B)Z - AB = 0$$

**Ecuación 6** Ecuación de estado en términos de  $Z$  Redlich-Kwong.

La ecuación cubica en términos del factor  $Z$  puede fácilmente ser resuelta con un enfoque analítico o de ensayo y error. Una o tres raíces reales pueden existir, cuando la menor raíz (asumiendo como un valor mayor a  $B$ ) es típicamente escogida para los líquidos y la mayor raíz es escogida para los gases. La raíz media es siempre descartada con un valor no físico. Para las mezclas, la escogencia de la



menor o mayor raíz no siempre es conocida a priori y la correcta raíz es escogida como la primera con la menor energía normalizada de Gibbs.

#### 2.3.4 Ajuste de Soave para la ecuación de Redlich-Kwong

Varios intentos se han hecho para mejorar la predicción VLE de RK EOS introduciendo un componente dependiente para la corrección del término  $\alpha$  para la constante  $A$  de la ecuación de estado. Soave uso la presión de vapor para determinar la relación funcional del factor de corrección usando la siguiente ecuación.

$$\alpha = [1 + m(1 - Tr^{0.5})]^2$$

**Ecuación 7** Ecuación de Soave para el ajuste de  $\alpha$ .

Como también:

$$m = 0.480 + 1.574\omega - 0.176 \omega^2$$

**Ecuación 8** Ecuación de Soave para el ajuste de  $m$ .

La ecuación de SRK es la más ampliamente usada RK EOS a pesar de tener una sobre estimación para el volumen de líquido de las mezclas de petróleo y subestima la densidad del líquido. El uso actual de los resultados de la ecuación de estado es proveniente de razones históricas y prácticas. Ofrece una excelente herramienta predictiva para los sistemas que requieren predicciones exactas de propiedades VLE y vapor. La traducción del volumen es altamente recomendada, sino obligatoria, cuando las densidades de líquido son necesarias para la EOS. La caracterización del C7+ es recomendada cuando se utiliza la ecuación de estado SRK.

### 2.3.5 Ecuación de Peng-Robinson

En 1976 Peng y Robinson generaron una ecuación de dos constantes que creó gran expectativa para las mejoras en las predicciones de la ecuación de estado y en particular promover el cálculo de la densidad de líquido. La ecuación está dada por:

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

**Ecuación 9** Ecuación de estado Peng-Robinson.

En términos del factor  $z$ .

$$z^3 - (1 - b)z^2 + (A - 3B^2 - 2B)z - (AB - B^2 - B^3) = 0$$

**Ecuación 10** Ecuación de estado en términos de  $Z$  Peng-Robinson.

La ecuación de estado de PR no calcula VLE's inferiores en comparación con la ecuación de estado de RK, y la corrección del término dependiente de temperatura para el coeficiente  $A$  de la ecuación de estado es muy similar a la corrección de Soave. La mejor ventaja que ofrece la ecuación de estado de PR es la compresibilidad crítica, un factor de 0.307, que es algo mejor que la de Redlich-Kwong una tercera parte y más cerca de los valores experimentales para los hidrocarburos pesados. La diferencia entre las predicciones de las ecuaciones de PR y SRK volúmenes de líquido que pueden ser sustanciales, aunque en muchos casos, el error en densidades de crudo es inaceptable para ambas ecuaciones.

En resumen, las ecuaciones de Peng-Robinson y Soave-Redlich-Kwong son las ecuaciones cúbicas más ampliamente utilizadas, las cuales proporcionan la misma predicción para el VLE y predicciones volumétricas satisfactorias para fases de vapor y líquidas cuando se utilice.

## 2.4 Volumetría y Comportamiento de las Fases de Crudo y Gas (Whiston & Brulé, 2000)

Las propiedades físicas de las mezclas de hidrocarburos dependen primordialmente de la composición, temperatura y presión del yacimiento. La temperatura del yacimiento puede ser asumida constante o puede estar en función de la profundidad. Como el crudo y el gas son producidos, la presión del yacimiento decrece y la mezcla remanente de hidrocarburos cambia en composición, propiedades volumétricas, y comportamiento de fases. La inyección de gas también puede cambiar la composición y propiedades de crudo.

La fase de hidrocarburos y agua connata saturan el volumen poroso de un yacimiento las cuales están termodinámicamente en equilibrio, estrictamente hablando el crudo y el agua pueden ser tratados en los cálculos de comportamiento de fases. A condiciones típicas de yacimiento el efecto del agua connata sobre el comportamiento de fases del hidrocarburo puede ser usualmente despreciado. El agua puede sin embargo definir el comportamiento de fases total del sistema, por ejemplo cuando se forman hidratos provenientes de las mezclas del agua y gas natural.

Los fluidos de cualquier yacimiento de crudo pueden ser divididos dentro de cinco categorías generales, en orden de su complejidad química: gas seco, gas húmedo, gas condensado, crudo volátil y crudo negro, Sin embargo el comportamiento de fases de condensado y crudos volátiles se consideran mucho más complejos que los crudos de tipo blackoil. La distribución de componentes en un fluido de yacimientos, no solamente el número determina cuan cerca se encuentra un fluido para entrar en su estado crítico. Complejos comportamientos de fases están típicamente asociados con sistemas que son cercanos al punto crítico (sistemas que usualmente contienen un 10 a 15% de componentes que son hexanos y heptanos ( $C_{6+}$  y  $C_{7+}$ ) pesados).

### 2.5 Composición del Fluido presente en el Yacimiento (Whiston & Brulé, 2000)

La naturaleza y composición de los fluidos de yacimientos depende algo por el ambiente depositacional y la formación de la cual proviene el fluido. La maduración geológica también influye en la composición de los fluidos del yacimiento.

Se mantiene la teoría que el crudo y el gas provienen de la misma formación geológica pero que cada fluido migra a trampas a diferentes elevaciones, por las diferentes densidades del fluido y fuerzas gravitacionales.

El petróleo crudo y el gas natural están compuestos de un diferente rango de pesos moleculares. Algunas estimaciones sugieren que alrededor de 3000 compuestos orgánicos pueden existir en un único fluido de yacimientos.

Los compuestos más ligeros y simples son producidos como gas natural después de la separación en superficie proviniendo desde los más pesados y complejos compuestos del petróleo crudo a condiciones de tanque en la superficie.

Los componentes más pesados usualmente son categorizados como fracción “plus” en lugar de ser identificados individualmente.

El gas natural está compuesto principalmente de alcanos de bajo peso molecular (metanos a butanos), CO<sub>2</sub>, y sulfuro de hidrogeno, nitrógeno y en algunos casos, pequeñas cantidades de helio, hidrogeno y monóxido de carbono, y sulfuro de carbonilo. La mayoría de los crudos están compuestos de hidrocarburos (compuestos que contienen hidrogeno y carbono). El ancho espectro de compuestos orgánicos encontrados en el crudo durante la formación también incluyen sulfuro, nitrógeno, oxígeno y trazas de metales. Alquitrán y Asfáltenos son sólidos o mezclas de semisólidos que incluyen bitumen, pitch, waxes y resinas. Estos compuestos complejos de alto pesos molecular de suspensión coloidal exhiben reología no Newtoniana.

El gradiente composicional es el cambio continuo de composición con respecto a la profundidad. En el gradiente composicional, la temperatura del yacimiento puede ser cercana al punto crítico de temperatura de los fluidos a una cierta profundidad. Físicamente las fuerzas termodinámicas de componentes individuales en mezclas críticas estas del mismo orden de magnitud como fuerzas gravitacionales tienden a separar los componentes ligeros desde los componentes más pesados. El resultado puede ser la transición desde un sub saturado gas condensado de alta elevación a un sub saturado crudo de baja elevación, con o sin una fase de transición visible desde el gas al crudo.

En la refinación del petróleo crudo es muy usado la categorización de acuerdo a la serie de hidrocarburos (parafinas, naftenos, o aromáticos). Los más métodos más comúnmente usados son pruebas que incluyen parafinas, naftenos, y aromáticos; saturados aromáticos y asfáltenos; el análisis Strieter (asfáltenos, resinas y crudos); gravedad del crudo en grados API, la presión de vapor Reid, el verdadero punto de destilación, flash, fire, cloud, y puntos pobres, color y la viscosidad Saybolt y Furol.

### **2.6 Clasificación de los Sistemas de Crudos presentes en el Yacimiento** (Whiston & Brulé, 2000)

Se podría asumir que los nombres usados para identificar los fluidos del yacimiento no deberían influenciar como el fluido es tratado siempre que las propiedades físicas estén bien definidas. En teoría esto es verdad, pero en la parte práctica se definen los fluidos de yacimiento como petróleo y gas. Algunos organismos normativos requieren la definición de fluidos de yacimiento para el espaciamiento entre pozos y determina tasas de producción admisibles y estrategias de desarrollo de campos.

La clasificación de fluidos de yacimientos como gas seco, gas húmedo, gas condensado, crudo volátil, y crudo negro es determinada primero por donde se localiza la temperatura del yacimiento con respecto a la temperatura crítica y la

cricondentermica y segundo por la localización de la temperatura para la primera etapa de separación y la presión con respecto al diagrama de fases del fluido de yacimiento.

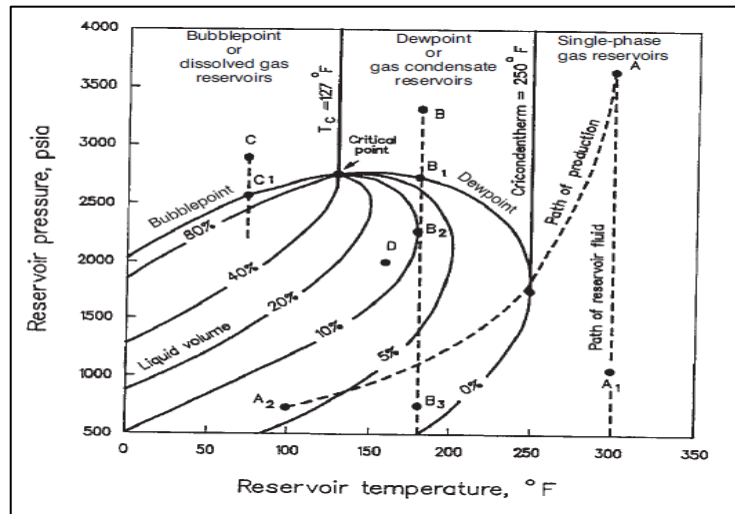
Un fluido de yacimiento es clasificado como gas seco cuando la temperatura del yacimiento es mucho mayor que la cricondentermica y a condiciones de superficie o transporte esta fuera de la envolvente de dos fases; como gas húmedo cuando la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondentermica pero a condiciones de superficie se encuentra en la región de dos fases; como un gas condensado cuando la temperatura del yacimiento es menor que la cricondentermica y mayor que la temperatura crítica, y como un crudo (crudo negro o volátil) cuando la temperatura del yacimiento es menor que la temperatura crítica de la mezcla.

En algunos casos, para la recuperación de condensado desde un fácil proceso de superficie, el fluido de yacimiento es erróneamente interpretado por ser un gas condensado. Estrictamente hablando, la definición de gas condensado depende solo sobre la temperatura del yacimiento. La definición de fluidos de yacimiento como gas húmedo o seco depende sobre las condiciones de superficie. Esto hace la diferencia entre gas húmedo o seco muy complicada porque cualquier gas puede ser concebiblemente enfriado como para condensar a una fase líquida.

La clasificación de un fluido como un crudo es ambigua porque solamente requiere es que la temperatura del yacimiento sea menor que la temperatura crítica. Sin embargo, lo distinto entre un crudo negro y uno volátil es más arbitrario. Generalmente hablando un crudo volátil es una mezcla con relativamente una alta relación gas petróleo en solución. Crudos volátiles exhiben largos cambios en propiedades cuando la presión es reducida solo un poco por debajo de la presión de burbujas. En un caso extremo, el volumen de crudo puede reducirse desde un 100 hasta un 50% con una reducción en la presión de solo 100 psi por debajo de la presión de burbuja. Las propiedades de crudo negro, por otra parte presenta

cambios graduales con una dependencia casi lineal por debajo de la presión de burbujas.

Como se puede apreciar con mayor detalle en la envolvente de fases en la Fig.1. Los yacimientos de crudo negro y volátil son difíciles de diferenciar solo por su condición de presión y temperatura por lo que es necesario caracterizarlos. El crudo volátil típicamente presenta gravedades API° a condiciones de tanque mayores de 35°, la relación gas petróleo entre 1000 y 3000 pies cúbicos por barriles normales, y el factor volumétrico de formación mayor que un 1.5 barriles de yacimiento por barriles normales. El gas en solución liberado desde los crudos volátiles contiene cantidades significativas de líquido condensado a condiciones de tanque, cuando este gas es producido a superficie. Gas en solución proveniente de los crudos negros es usualmente considerado seco, dando insignificantes cantidades de líquido cuando es producido para las condiciones de superficie.



**Figura 1** Diagrama de P-T de fluido de yacimiento ilustrando diferentes tipos de agotamientos del yacimiento (Whiston y col., 2000).

## 2.7 Propiedades y correlaciones para Crudo y Gas (Whiston & Brulé, 2000)

### 2.7.1 Cantidad Molecular

Toda la materia está compuesta de elementos que no pueden ser descompuestos por reacciones químicas ordinarias. Carbono (C), Hidrogeno (H), Azufre (S), Nitrógeno (N) y Oxigeno (O) son muestras de los elementos encontrados en sistemas naturales de crudo.

Las unidades físicas del elemento es el átomo. Dos o más elementos pueden ser combinados a partir de compuestos químicos. Dióxido de Carbono (CO<sub>2</sub>), Metano (CH<sub>4</sub>) y Sulfuro de Hidrogeno (H<sub>2</sub>S) son muestras de compuestos que pueden ser encontrados de manera natural en sistemas petroleros. Cuando dos átomos del mismo elemento son combinados, ellos forman compuestos di atómicos los cuales como nitrógeno molecular N<sub>2</sub> y Oxigeno O<sub>2</sub>. La unidad física de estos compuestos es la Molécula.

La masa básicamente es cuantificada por la medición de cantidad de sustancias. Dado que los compuestos químicos siempre están combinados en una definida proporción, la masa de los átomos de diferentes elementos puede ser convenientemente comparada a la relación estándar.

### 2.7.2 Propiedades Críticas y Reducidas

La mayoría de las ecuaciones de estado no usan la presión y temperatura explícita para definir el estado de un sistema. Pero en vez de generalizar según corresponde cada estado teóricamente se usan dos o más propiedades reducidas las cuales son adimensionales. La presión reducida  $P_r$ , volumen reducido  $V_r$  y temperatura reducida, donde la densidad reducida es igual  $1/V_r$  en unidades absolutas debería ser utilizada en el cálculo de presión y temperatura reducida.  $P_c$ ,  $T_c$ ,  $V_c$  y  $\rho_c$  son las verdaderas propiedades críticas de un componente puro, o de algún promedio para una mezcla. En la mayoría de las aplicaciones de ingeniería de petróleo el rango de la presión reducida es desde 0.02 a 30 para gases y 0.03 a 40



para crudos; el rango de temperatura reducida desde valores menores de 1 hasta 2.5 para gases y desde 0.4 a 1.1 para crudos. La densidad reducida puede variar desde 0 a bajas presiones hasta alrededor de 3.5 para altas presiones.

El promedio de Mezcla, o las propiedades pseudocríticas son calculados desde mezclas simples usando la gravedad específica. Denotando una propiedad pseudocrítica para una mezcla por  $\theta_{pc}$ , la propiedad pseudoreducida es definida por  $\theta_{pf} = \theta/\theta_{pc}$ . Las propiedades pseudocríticas no son aproximaciones de las verdaderas propiedades críticas, pero se eligen de modo que las propiedades de la mezcla sean estimadas correctamente por las correlaciones de estado correspondientes.

### **2.7.3 Fracciones de Componentes y Reglas de Mezclas**

#### **2.7.3.1 Diagramas para compuestos Simples**

La dependencia de volumetría y comportamiento de fases sobre la temperatura, presión y composición es similar para sistemas simples (dos y tres componentes) y sistemas complejos (multicomponentes). Tradicionalmente, la introducción de comportamiento de fases de yacimientos con fluidos complejos empieza con una descripción de la presión del gas y el comportamiento volumétrico de componentes simples. Primero entonces se procede a definir el comportamiento para dos y tres componentes, sistemas simples, y finalmente al comportamiento de sistemas de multicomponentes complejos. La regla de estado para fases de Gibbs define que el número de variables intensivas  $F$ , deberá ser especificado para determinar el estado termodinámico de equilibrio para una mezcla que contenga  $n$  componentes distribuidos en la fase  $P$  (gas, líquido, y sólidos) es:

$$F = n - P + 2$$

#### **Ecuación 11** Regla de estado de Gibbs.

Las variables intensivas termodinámicas las cuales como temperatura, presión, y densidad no dependen sobre la cantidad de materia del sistema. Las

variables extensivas, como flujo, masa molar o volumen líquido dependen sobre la extensión del sistema.

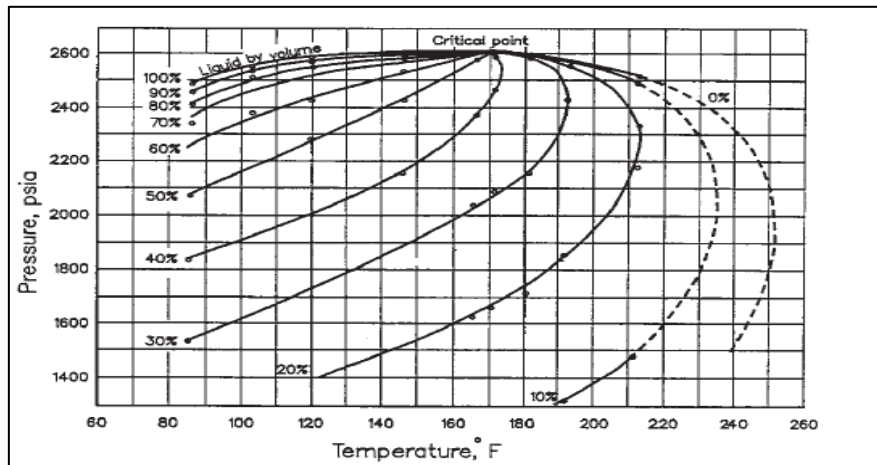
Para alcanzar el equilibrio se requiere que no toda la transferencia de masa en la interface neta ocurra. Si la temperatura y presión de fase coexisten deberá ser la misma y el potencial químico de cada componente en cada fase deberá ser igual. Una definición más rigurosa del equilibrio de fases incluye otras fuerzas en adición al potencial químico.

Sobre la ecuación de estado de fases para las reglas de Gibbs para una fase doble, un sistema de componentes simples, se definiría como  $F = 1$  y solo la temperatura de la presión se necesita especificar para determinar el estado termodinámico en que se encuentra el sistema. Para dos fases, y dos componentes de sistemas, debería  $F$  ser igual a 2 y ambas temperaturas y presiones son necesarias para definir y especificar el estado termodinámico de la mezcla.

### **2.7.3.2 Sistema de Múltiples-componentes**

El diagrama de fases para los fluidos de yacimientos de origen natural es similar a los de mezclas binarias. El primer diagrama de fases P-T fue medido para complejos sistemas de gas condensado. Este diagrama es usualmente usado porque exhibe comportamientos como crudo o como gas fuera del rango típico de temperaturas de un yacimiento que es desde 80 a 240 °F.

La Fig.2. Muestra las curvas de porcentaje de volúmenes a diferente presión que fueron medidas para determinar los límites de las dos fases y las líneas de calidad del porcentaje de volumen en el diagrama P-T.



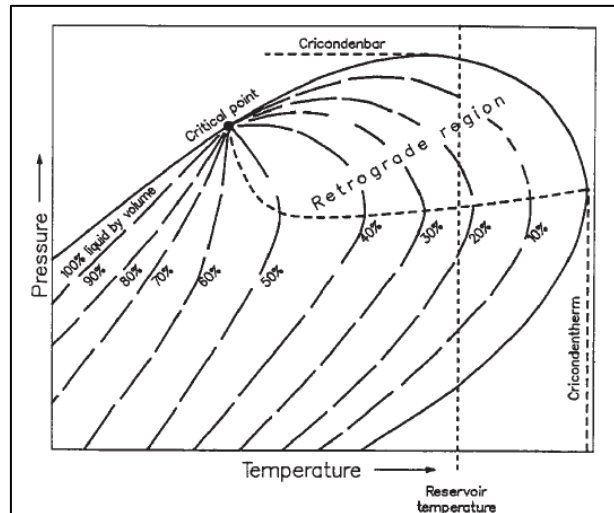
**Figura 2** Diagrama de p-T para sistemas de gas condensado (Whiston y col., 2000).

### 2.8 Condensación Retrograda (Whiston & Brulé, 2000)

Kurata y Katz dan la más consciente y relevante discusión del fenómeno retrogrado relacionado a la ingeniería de petróleo. En 1892 Kuenen uso el término “condensación retrograda” para describir el comportamiento anómalo de una mezcla que proviene de un líquido por un decrecimiento isotérmico en la presión o por un incremento isobárico en la temperatura como se puede apreciar en la Fig.3. Inversamente, la vaporización retrograda puede ser usada para describir la formación de vapor por un incremento isotérmico en la presión o por un decrecimiento isobárico de la temperatura.

Se asume que la composición total de mezclas remanentes en el yacimiento se mantiene constante durante el agotamiento. En realidad sin embargo el comportamiento de líquido expulsado y re-vaporizado difiere desde lo sugerido por un análisis de composición constante. La saturación de líquido retrograda es usualmente menor que la saturación necesaria para movilizar la fase líquida porque los componentes pesados en la mezcla original, la mayoría provenientes del condensado saturado inmóvil, incrementa el peso molecular total del fluido remanente del yacimiento durante el agotamiento. No es inusual que las mezclas de condensado retrogrado bajo agotamiento alcanzan una condición donde la composición total podría exhibir una presión de burbuja si el yacimiento fuera sub

saturado. Estos cambios en la composición total del yacimiento resultan en una menor re-vaporización a bajas presiones.



**Figura 3** Hipotético diagrama de P-T para sistemas de gas condensado indicando la zona de condensación retrograda (Whiston y col., 2000).

### 2.9 Caracterización del Hexano Plus (Whiston & Brulé, 2000)

En el análisis cromatográfico del gas natural aparece un pseudocomponente pesado que incluye los componentes más pesados de la mezcla el  $C_{7+}$  (heptano y componentes más pesados) o el  $C_{6+}$  (hexano y componentes más pesados).

Estos pseudocomponentes se caracterizan por su peso molecular, gravedad específica y temperatura promedio de ebullición. Como los dos componentes se pueden caracterizar según las mismas correlaciones, se tomara la caracterización del pseudocomponente  $C_{7+}$  y así respectivamente establecer los parámetros del  $C_{6+}$  que lo caracterizan.

Algunas aplicaciones de comportamiento de fases requieren el uso de una ecuación de estado EOS, para predecir las propiedades de fluidos en yacimientos de crudo. Las propiedades críticas, el factor acéntrico, peso molecular, parámetros de interacción binarios BIP's de componentes en una mezcla son requeridas para los

cálculos de una ecuación de estado. La caracterización del hexano plus  $C_{6+}$  puede ser agrupado dentro de los tres principales procedimientos.

- Dividir la fracción  $C_{6+}$  dentro de un número de fracciones con una composición molar conocida
- Definir el peso molecular, gravedad específica y el punto de ebullición de cada fracción del  $C_{6+}$
- Estimación de las propiedades críticas y el factor acéntrico de cada fracción del  $C_{6+}$  y los correctos BIP's para especificarlos en la ecuación de estado que se está utilizando.

La cantidad de  $C_{6+}$  típicamente encontrada en los fluidos de yacimientos varía desde  $> 50\%$  molar para crudos pesados y  $< 1\%$  molar para los crudos más livianos. Las propiedades promedio también varían extensamente, como por ejemplo el peso molecular del  $C_{6+}$  el cual se encuentra variando desde 110 a valores mayores de 300 y la gravedad específica desde 0.7 a 1.0.

Típicamente para los cálculos de ingeniería, se debe caracterizar el  $C_{6+}$  cuando solo se conocen la fracción molar del  $C_{6+}$ , el peso molecular  $MC_{6+}$ , y la gravedad específica del  $\gamma C_{6+}$  son conocidos. Distintos métodos son usados para fraccionar el  $C_{6+}$  en un arbitrario número de sub fracciones conocidas. La mayoría de estos métodos asumen que la fracción molar decrece exponencialmente como una función de peso molecular del número de carbonos. Un modelo más general basado en la distribución gamma ha sido exitosamente aplicado a muchos sistemas de crudo.

## 2.10 Análisis de curvas de declinación de producción (Martín, 2006)

Esencialmente, la declinación responderá a la declinación combinada del grupo  $\frac{K_o \Delta P}{\mu_o}$ . Para iniciar cualquier discusión respecto a la declinación de producción es conveniente regresar a la descripción más sencilla de flujo radial del pozo, como la describe la ecuación de Darcy, la cual es:

$$Q_o = \frac{2\pi K_o h (P_e - P_{wf})}{B_o \mu_o \ln(r_e/r_w)}$$

**Ecuación 12** Ecuación de Darcy.

### 2.10.1 Concepto de declinación de producción del pozo y del yacimiento

La mayor tasa de producción de un pozo sin modificar las condiciones mecánicas del mismo o de su sistema de superficie coincide o corresponde a la prueba inicial estabilizada, después de que el flujo haya limpiado las perforaciones y el pozo mismo. Esto ocurre porque en ese momento la  $K_o$  y  $P_e$  tienen su valor máximo, mientras que  $\mu_o$  tiene su valor mínimo.

A medida que avanza a producción,  $\frac{K_o \Delta P}{\mu_o}$  disminuye por lo cual en el pozo esto se traduce en una declinación continua de la tasa.

Lógicamente, como la declinación de cualquier yacimiento es el resultado de la sumatoria del comportamiento de sus pozos, el mismo concepto de declinación de la tasa del yacimiento no tiene la misma fuerza o aplicabilidad que se describió para los pozos. Por lo que tratándose de yacimientos los únicos periodos de tiempo en los cuales se aplica rigurosamente el concepto de declinación de tasa arriba descrito son aquellos en los cuales se mantiene constante el número de pozos activos y simultáneamente no se hacen cambios en sus condiciones mecánicas operacionales.

### **2.10.2 Análisis de mecanismo**

Como los elementos o componentes que afectan la tasa son conocidos, es perfectamente factible analizar el comportamiento histórico de esos elementos ( $P_e$ ,  $P_{wf}$ ,  $K_o$ ,  $\mu_o$ ), para luego pronosticar la tasa, primero respecto al área de drenaje de cada pozo de un yacimiento, y luego para la tasa total del yacimiento como la sumatoria de los pozos activos que se encuentren drenando el mismo.

Luego analizando los mecanismo que ajustan la declinación y comprendida la historia de producción en términos de los mecanismos, es posible inclusive ajustar los pronósticos o extrapolaciones futuras para acomodar cambios posibles en condiciones operacionales.

### **2.10.3 Pronósticos de producción por declinación de producción .**

#### **2.10.3.1 Del pozo**

Para cada pozo del yacimiento se deberá tener la serie de datos históricos de tasa vs. Tiempo y vs. Producción acumulada. Se debe tener un resumen de las operaciones que se han realizado en el pozo para así depurar la historia, identificando los periodos de historia en los cuales las tasas y su declinación responden estrictamente a condiciones del yacimiento y no a condiciones operacionales. Para resultar aplicable y no existan fallas en la declinación de producción del pozo no se deberán alterar el número y posición del resto de los pozos en el yacimiento.

#### **2.10.3.2 Del yacimiento**

Se establecen dos escenarios los cuales son: El primer escenario corresponde aquellos yacimientos en los cuales el número de pozos activos se mantiene relativamente constante durante el periodo histórico. En estos casos no existe mayor dificultad, en hacer una análisis estadístico o del mecanismo a partir de la información histórica tabular y gráfica de  $Q_o$  vs.  $t$  para el yacimiento.

El segundo escenario es mucho más común y corresponde a historias en las cuales hay variación, bien sea en el número de pozos, o en la actividad de estos

(número de pozos-mes activo). En este caso, lo más aconsejable es utilizar la tasa total del yacimiento en su historia ( $Q_o$  total) y normalizarla por el número de pozos-mes activos en cada momento. Esto permite tabular y graficar un parámetro identificado como tasa promedio por pozo-mes activo, el cual representa un pozo promedio en el yacimiento.

### 2.10.3.3 Relación pozo/yacimiento

Por medio del artificio de los radios de drenaje o áreas de drenaje, es conveniente separar el análisis de pozos individuales como un paso previo al análisis de declinación del yacimiento completo. Aunque esta separación de la manera de proceder es sana para entender mejor ambos comportamientos (pozos y el yacimiento completo) no obvia de ninguna manera el paso final, para así asegurar coherencia y consistencia física. Cierta grado del análisis del mecanismo es inevitable, aunque en general se hayan utilizado enfoques de tipo estadístico.

### 2.10.4 Análisis de Presiones.

El comportamiento de presiones de un yacimiento va a depender fundamentalmente de los siguientes factores: condiciones iniciales de los fluidos en el yacimiento (saturado o subsaturado), presión inicial del mismo y el esquema de explotación al que estuvo sometido.

$$P_{yac} (LPC) = 0,433 \times Datum (pies).$$

**Ecuación 13** Presión Original del yacimiento por Corpoven-TOTAL.

$$P_{ca} = P_{BHP} + (Prof.arena - Prof.BHP) \times Grad.pozo$$

**Ecuación 14** Presión a la cara de la arena.

Dónde:

$P_{ca}$ : Presión a la cara de la arena

$P_{BHP}$ : Presión medida en la prueba BHP (LPC)

$Prof_{BHP}$ : Presión medida en la prueba BHP (LPC)

$Prof_{arena}$ : Profundidad media a la cara de la arena (Pies)



$Grad_{pozo}$ : Gradiente del fluido dentro del pozo (LPC/Pies)

$$PD = Pca + [(Prof.D - (Prof.arena - EMR))] * Grad.yac.$$

**Ecuación 15** Presión al datum del yacimiento.

Dónde:

$P_D$ : Presión al datum del yacimiento (LPC)

$Prof._D$ : Profundidad al datum del yacimiento (Pies)

EMR: Elevación de la mesa rotaria (Pies)

$Grad_{yac}$ : Gradiente del fluido en el yacimiento (LPC/Pies)

Una vez calculado todos los datos, se depura la información, eliminando aquellos valores que se mostraron fuera del comportamiento de presión general del yacimiento, influenciados por el gradiente del agua o del gas. Posteriormente se ordenaran todas las presiones por fecha y se calcularon presiones promedio mensuales. Se asocia dicha información con los datos de petróleo acumulado para finalmente realizar la gráfica de Presión vs  $N_p$  y obtener un modelo de presiones; calculando el coeficiente de regresión ( $R^2$ ). La ecuación de la desviación permite determinar presiones para aquellos años donde no se cuenta con datos de presión.

### **2.11 Recuperación Secundaria (Ferrer, 2001)**

La recuperación secundaria, que actualmente es casi sinónimo de inyección de agua, se implementa usualmente después de la declinación de la producción primaria. Entre estos procesos, los tradicionales son: la inyección de agua y la inyección de gas. Las fuerzas primarias que actúan en los yacimientos de petróleo como mecanismos de recuperación, generalmente se han complementado mediante la inyección de agua y de gas como procesos secundarios de recobro con el fin de aumentar la energía y, en consecuencia, aumentar el recobro.

La recuperación secundaria resulta del aumento de la energía natural, al inyectar agua o gas para desplazar el petróleo hacia los pozos productores. En el

caso del gas, se inyecta en la capa de gas para mantener la presión y expandirla, o dentro de la columna de petróleo en los pozos para el desplazamiento inmisible del petróleo, de acuerdo con las condiciones de permeabilidad relativa y barrido volumétrico. Debido a que un desplazamiento de inmisible de gas es, por lo general, menos eficiente que una inyección de agua, hoy en día se usa muy pocas veces como proceso secundario.

### 2.11.1 Flujo Fraccional para la Inyección de gas ( $F_g$ )

Luego de generar las curvas de permeabilidades relativas, se realiza el cálculo del flujo fraccional de gas para analizar el comportamiento de éste durante la etapa de inyección de gas en el yacimiento, por lo que se grafica los parámetros  $F_g$  vs  $S_g$ , por medio de las siguientes ecuaciones:

$$F_g = \frac{q_g}{q_o + q_g} = \frac{1}{1 + \frac{\mu_g K_{ro}}{\mu_o K_{rg}}}$$

**Ecuación 16** Correlación para el Flujo Fraccional para la Inyección de gas.

Para el flujo fraccional de gas ( $F_g$ ) se toma la viscosidad del petróleo considerando los datos del análisis PVT a la presión de yacimiento al momento de iniciar la inyección de gas.

A través de la gráfica construida de flujo fraccional de gas, se determinan las saturaciones de gas al momento de irrupción de los frentes de los fluidos en los pozos productores ( $S_{gbt}$ ), las saturaciones promedio detrás del frente de desplazamiento ( $S_{gm}$ ) así como las saturaciones en los pozos y detrás del frente una vez que se haya inyectado el equivalente al volumen poroso bruto. Con estos datos es posible estimar la eficiencia de barrido microscópico ( $E_m$ ) del fluido desplazante.

### 2.11.2 Razón de Movilidad periodo de inyección de gas.

Para esta estimación se asume que el desplazamiento del crudo, tanto en una etapa de inyección de gas como para la de inyección de agua como tipo pistón sin

fuga, dado que ésta es la suposición del método *Buckley* y *Leverett* que se utiliza para modelar el proceso de inyección de gas y agua. Las ecuaciones son:

$$M = \frac{\text{movilidad fase desplazante}}{\text{movilidad fase desplazada}}$$

Desplazamiento por gas:

$$M_{g/o} = \frac{\text{movilidad gas}}{\text{movilidad crudo}} = \frac{Krg \mu_o}{Kro \mu_g}$$

**Ecuación 17** Razón de Movilidad fase de inyección de gas.

Donde para los valores  $M < 1$ , el desplazamiento será favorable y el avance del frente será regular, y uniforme; el caso contrario  $M > 1$ , el desplazamiento será desfavorable y el avance irregular, por lo que ocurrirá canalización.

### 2.11.3 Inyección de Agua (Ferrer, 2001)

La inyección de agua como sucede frecuentemente en el desarrollo de nuevas tecnologías, ocurrió de manera accidental cuando el agua, proveniente de algunas arenas acuíferas poco profundas o de acumulaciones de agua superficiales, se movía a través de las formaciones petrolíferas, entraba al intervalo productor en los pozos perforados e incrementaba la producción de petróleo en los pozos vecinos. Por lo cual se pensó en la época que la función principal del agua era mantener la presión del yacimiento y no fue sino hasta un poco después, que los operadores notaron que el agua que había irrumpido en la zona productora había mejorado la producción. Los primeros arreglos consistían de patrones de flujo denominados invasión circular, consistían en inyectar agua en un solo pozo; a medida que aumentaba la zona invadida y que los pozos productores que la rodeaban eran invadidos con agua, éstos se iban convirtiendo en inyectores para crear un frente circular más amplio.

#### **2.11.4 Inyección de Agua periférica o externa**

Consiste en inyectar el agua fuera de la zona de petróleo, en los flancos del yacimiento. Se conoce también como inyección tradicional y en este caso, como se entiende el agua es inyectada en el acuífero cerca del contacto agua petróleo.

##### **Características:**

1. Se utiliza cuando no se posee una buena descripción del yacimiento y/o la estructura del mismo favorece para la inyección del agua.
2. Los pozos de inyección se colocan en el acuífero, fuera de la zona de petróleo.
3. Aplicable cuando la disposición de los pozos no es óptima para el diseño de arreglos en el yacimiento.

#### **2.11.5 Inyección de Agua en arreglos o dispersa**

Consiste en inyectar el agua dentro de la zona de petróleo. El agua invade esta zona de petróleo. El agua invade esta zona y desplaza los fluidos (petróleo o gas) del volumen invadido hacia los pozos productores. Este tipo de inyección también se conoce como inyección de agua interna, ya que el fluido se inyecta en la zona de petróleo a través de un número apreciable de pozos inyectoros que forman un arreglo geométrico con los pozos productores.

##### **Características:**

1. La selección del arreglo depende de la estructura y los límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, de la permeabilidad, de la porosidad, y del número y posición de los pozos existentes.
2. Se emplea particularmente, en yacimientos con poco buzamiento una gran extensión areal.
3. A fin de obtener un barrido uniforme, los pozos inyectoros se distribuyen entre los pozos productores, para lo cual se convierten los pozos productores existentes en inyectoros, o se perforan pozos inyectoros inter espaciados. En

ambos casos el propósito es obtener una distribución uniforme de los pozos, similar a la utilizada en las fases primarias de recobro.

### **2.12 Recuperación Mejorada (SALAGER, 2005)**

Después de las recuperaciones primaria y secundaria, el yacimiento contiene todavía 60-80% del crudo originalmente en sitio. Esto se debe a que la eficiencia de los métodos de recuperación primaria y secundaria está limitada por dos factores:

**A la escala de los poros:** El crudo alcanza una saturación residual suficientemente baja para encontrarse en forma de glóbulos discontinuos, atrapados por las fuerzas capilares.

**A la escala del yacimiento:** Existen ciertas zonas en las cuales el fluido inyectado durante la recuperación secundaria no penetra, por la baja permeabilidad de estas zonas, porque siguen caminos preferenciales, o porque la geometría de implantación de los pozos no es favorable.

Entre los métodos cuyo propósito es mejorar la eficiencia del desplazamiento mediante una reducción de las fuerzas capilares, se pueden citar la utilización de solventes miscibles con el crudo y la obtención de baja tensión interfacial con soluciones de surfactantes o soluciones alcalinas. Para mejorar la eficiencia de barrido se puede reducir la viscosidad del crudo mediante calentamiento, aumentar la viscosidad del agua con polímeros hidrosolubles, o taponar los caminos preferenciales por ejemplo con espumas.

#### **2.12.1 Polímeros**

Un polímero es una molécula de gran tamaño que se compone de pequeñas unidades repetidas idénticas. Las pequeñas unidades repetidas se llaman monómeros. La polimerización ocurre cuando los monómeros se juntan para formar la molécula de polímero de gran tamaño. Los polímeros pueden tener pesos moleculares de varios millones o pueden componerse simplemente de algunas unidades repetidas. Los polímeros que sólo tienen unas cuantas unidades repetidas se llaman oligómeros.

### 2.12.2 Polímeros Naturales

Los polímeros naturales son polímeros producidos en la naturaleza, sin la intervención humana. Estos materiales se derivan de fuentes naturales como plantas, animales y la fermentación bacteriana. El producto final debe ser sometido a cierto tratamiento como mínimo una recolección, separación, trituración y desecación antes de ser ensacado. Los polímeros naturales tienen estructuras más complejas que los polímeros sintéticos, y en general también tienen pesos moleculares más altos. Los polímeros naturales también son menos estables térmicamente que los polímeros sintéticos y toleran menos la degradación por actividad bacteriana.

### 2.12.3 Inyección de Polímeros (SALAGER, 2005)

Esta técnica es capaz de proporcionar una extracción del 70% del crudo en la formación. El rol de estos polímeros en la recuperación mejorada de crudo es el de incrementar la viscosidad de la fase acuosa. Este aumento en la viscosidad puede mejorar la eficiencia de los procesos de recuperación de crudo. Los polímeros solubles en agua reducen la movilidad de la fase acuosa incrementando su viscosidad y reduciendo la permeabilidad de la roca porosa al agua.

### 2.13 Simulación de Yacimientos (Schlumberger, 2008)

La simulación de yacimientos es una forma de modelaje numérico usado para cuantificar e interpretar fenómenos físicos con la habilidad para extender esto a un proyecto de desempeño futuro. El proceso consiste en dividir el yacimiento dentro de unas unidades discretas en tres dimensiones, y modelar la progresión del yacimiento y las propiedades del fluido a través del espacio y el tiempo en una serie discreta de pasos. La ecuación resuelta para cada celda y cada paso de tiempo es una combinación del balance de materiales y la ley de Darcy.

$$q = -\frac{k}{\mu} \nabla P$$

**Ecuación 18** Ecuación de Darcy sin términos de gravedad.

Ecuación de Balance de Materiales (Flujo Másico = Acumulación + Inyección/Producción):

$$-\nabla \cdot \mathbf{M} = \frac{\partial}{\partial t}(\phi\rho) + Q$$

**Ecuación 19** Ecuación de Balance de materiales.

$$\nabla \cdot [\lambda(\nabla P - \gamma\nabla Z)] = \frac{\partial}{\partial t} \left( \frac{\phi}{\beta} \right) + \frac{Q}{\rho}$$

**Ecuación 20** Ecuación de flujo simulada (Con términos de gravedad).

Dónde:

$$\lambda = \frac{K}{\mu\beta}$$

$$q_{p,j} = T_{wj} M_{pj} (P_j - P_w - H_{wj})$$

$q_{p,j}$  : Flujo de fase en conexión

$T_{wj}$  : Transmisibilidad conexión

$$T_{wj} = \frac{c\theta Kh}{\ln\left(\frac{r_o}{r_w}\right) + S}$$

$M_{pj}$ : Movilidad de fase en conexión

$P_w$  : Conexión de la presión Nodal – BHP – Cabezal Conexión al datum

### 2.13.1 Modelo Blackoil

El simulador asume que la fase de crudo y gas puede cada una ser representadas como un componente a través del tiempo. Las propiedades de estos componentes pueden cambiar con la presión y la temperatura, pero la composición no cambiara.

### **2.13.2 Modelo Composicional**

El simulador hace el seguimiento de cada componente del crudo y gas en el yacimiento (Metano  $C_1$ , Etano  $C_2$ , etc.). Este método es usado para modelar los fluidos cerca del punto crítico cuando cambios en la presión y la temperatura del sistema composicional puede resultar en diversos comportamientos del fluido. Esto puede ser representado por una EOS para representar la composición y el tiempo.

### **2.14 Análisis Económico (Gorgal, 2012)**

El Análisis Económico de Decisiones es la aplicación de la teoría económica orientada hacia el estudio de los proyectos industriales.

Tradicionalmente los proyectos se han venido analizando mediante las técnicas conocidas como ingeniería económica. La meta central del análisis económico de decisiones consiste en seleccionar convenientemente los proyectos que serán ejecutados por una firma, de modo que sus objetivos sean alcanzados de forma óptima o satisfactoria.

#### **2.14.1 Economía**

La economía es el estudio de la manera en que las sociedades utilizan recursos productivos escasos que tienen distintos usos para producir mercancías de diferentes tipos y distribuirlas entre los diferentes grupos.

#### **2.14.2 Ingeniería Economía**

La ingeniería económica es la disciplina que se preocupa de los aspectos económicos de la ingeniería; implica la evaluación sistemática de los costos y beneficios de los proyectos técnicos propuestos. La ingeniería económica involucra el análisis técnico, con énfasis en los aspectos económicos y tiene como objetivo ayudar en las decisiones.

#### **2.14.3 Costo Capital**

Para que una firma pueda evaluar proyectos de inversión, de entre otras actividades es necesario que primero pueda evaluar todas las fuentes de financiamiento posibles a las que puede acudir una firma, donde las interrogantes



esenciales están en la identificación de tales fuentes y qué características tendrán. Las fuentes de financiamiento se clasifican usualmente en internas y externas. Una empresa usualmente obtiene financiamiento de distintas fuentes que pueden tener costos diferentes. El costo en que incurre una firma para financiarse recibe el nombre de *costo de capital*. Ninguna fuente de capital es gratis, la firma recibe financiamiento y a cambio debe pagar o compensar al suplidor del capital.

#### 2.14.4 Depreciación

Es un procedimiento de contabilidad que tiene como fin distribuir de manera sistemática y razonable, el costo de los activos fijos tangibles menos su valor de desecho (en caso de tenerlo) a lo largo de la vida útil estimada para el activo.

La distribución sistemática del costo de un activo en un período de tiempo es con unos propósitos de reporte financiero, fiscal o ambos. Las deducciones de depreciación que cargan con el rendimiento de impuestos de la empresa son tratados como gastos.

$$B_t = V_o - t \left( \frac{V_o - V_f}{n} \right)$$

**Ecuación 21** Depreciación Lineal.

$$D_t = \frac{n - t + 1}{n \frac{(n + 1)}{2}} (V_o - V_f)$$

**Ecuación 22** Depreciación Acelerada.

$$D_t = R B_{t-1}$$

**Ecuación 23** Depreciación Acelerada al principio.

#### 2.14.5 Dinero y Equivalencia en el tiempo (Gorgal, 2012)

Cuando se comparan alternativas de inversión, es usual que las mismas se desarrollen a lo largo de cierto período de tiempo relativamente largo, en este caso, una cantidad de dinero ha sufrido variaciones en su poder adquisitivo, al existir estas variaciones se presentan distorsiones en el momento de comparar alternativas. La

equivalencia temporal del dinero busca llevar una serie de flujos de dinero en diferentes momentos de tiempo a un momento único con un valor “equivalente”.

Si ese momento es el actual se llama Valor presente y de caso contrario se dice valor futuro.

**Valor Futuro:** (valor terminal) es el valor en algún tiempo futuro de una cantidad presente de dinero, o una serie de pagos, evaluados a una tasa de interés dada.

$$VF_n = P_0 (1 + i)^n$$

**Ecuación 24** Valor futuro.

$$VFAn = A \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{i} \right]$$

**Ecuación 25** Valor futuro en función de Anualidades.

**Valor Presente:** el valor actual de una futura cantidad de dinero o una serie de pagos, evaluados a una tasa de interés dada.

$$VP = \frac{VF_n}{(1 + i)^n}$$

**Ecuación 26** Valor presente.

$$VPAn = A \left[ \frac{(1 + i)^n - 1}{(1 + i)^n i} \right]$$

**Ecuación 27** Valor presente en función de Anualidades.

### 2.14.5.1 Componentes de la oferta monetaria

Según se contabilicen instrumentos más o menos líquidos encontramos por tanto diferentes definiciones o clases de dinero que, por convención, son designadas mediante una 'M' y un número. Así, M1 está formado por el efectivo más los depósitos a la vista, es decir, las cuentas corrientes. M2 incluye a M1 más los depósitos o cuentas de ahorro. M3 incluye también los depósitos a plazo. M4 incluye además al llamado "cuasi-dinero", es decir, Pagarés del Tesoro, certificados de depósito y otros instrumentos financieros muy líquidos. M3 recibe también el nombre

de disponibilidades líquidas. M4 recibe el nombre de Activos Líquidos en manos del Público (ALP).

#### **2.14.5.2 Mercado Crediticio Perfecto**

En los análisis económicos se emplean las condiciones de lo que se conoce como un mercado crediticio perfecto, cuyas condiciones básicas son las siguientes:

- Los mercados financieros son completamente Competitivos.
- La información es completa.
- No existen costos derivados de las transacciones.
- Todas las firmas pueden recibir y conceder créditos bajo los mismos términos.

#### **2.14.5.3 Tasa de interés Nominal**

Es frecuente que el período de interés, o tiempo entre capitalizaciones sucesivas, es menor que un año. Se ha hecho habitual cotizar tasas de interés sobre una base anual, seguida por el período de capitalización, si su duración es distinta de un año. En este caso la tasa de interés anual se conoce como *Tasa Nominal*.

#### **2.14.5.4 Tasa de interés Efectiva**

Siempre que el interés se pague o capitalice en periodos más cortos que el plazo para el cual se define el mismo, ocurrirá que el rendimiento real de la inversión es más alto que el indicado por la tasa nominal. En el mundo financiero se acostumbra indicar la tasa de interés por su valor porcentual nominal anual, sin embargo, a menos que se indique explícitamente otra cosa los intereses se pagan o capitalizan mensualmente.

$$i \text{ efectiva} = \left(1 + \frac{r}{M}\right)^M - 1$$

**Ecuación 28** Tasa efectiva.

#### **2.15.5.5 Evaluación de Proyectos (Gorgal, 2012)**

La evaluación de proyectos es un instrumento prioritario, entre los agentes económicos que participan en la asignación de recursos, para implementar iniciativas

de inversión esta técnica debe ser tomada como una posibilidad de proporcionar más información a quien debe decidir, así será posible rechazar un proyecto no rentable y aceptar uno rentable.

$$VPN = I_0 + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{F_j}{(1 + TMR)^j}$$

**Ecuación 29** Valor presente Neto.

La evaluación de un proyecto de inversión tiene por objeto conocer su rentabilidad económica y financiera de manera que resuelva un problema de forma eficiente y rentable, asignando los recursos económicos con que se cuenta a la mejor alternativa. En la actualidad una inversión inteligente requiere de un proyecto bien estructurado y evaluado, que indique la pauta a seguirse como la correcta asignación de recursos, igualar el valor adquisitivo de la moneda presente en la moneda futura y estar seguros de que la inversión será realmente rentable, decidir el ordenamiento de varios proyectos en función a su rentabilidad y tomar una decisión de aceptación o rechazo.

$$\emptyset = I_0 + \sum_{j=1}^{j=n} \frac{F_j}{(1 + TIR)^j}$$

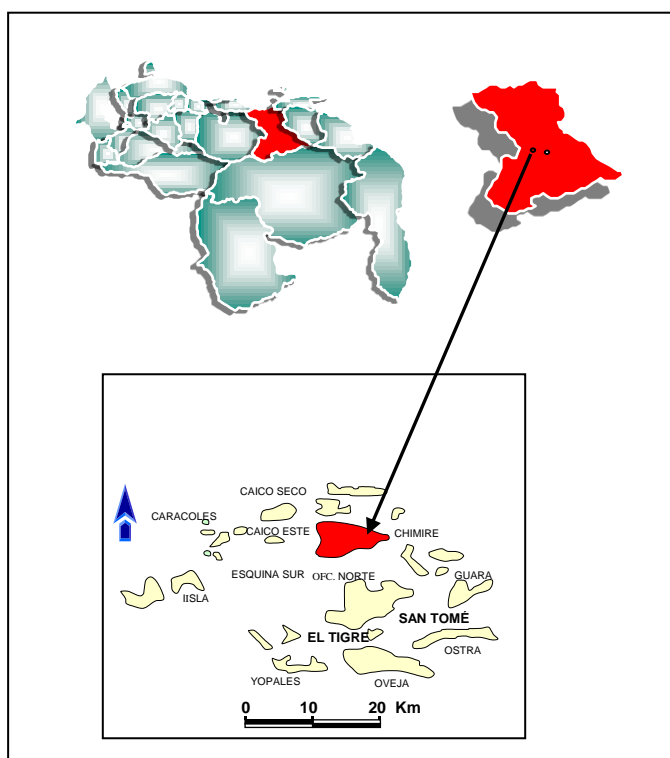
**Ecuación 30** Tasa Interna de Retorno.

Se debe trabajar con la idea de un mercado crediticio perfecto, los proyectos son independientes, y excluyentes.

## CAPÍTULO III

### MARCO DE REFERENCIA

El yacimiento L4/NS-301 del Campo Chimire se encuentra situado a 15 Kms al Noroeste de la ciudad de El Tigre, tal como se puede apreciar en la Fig.4. Geológicamente pertenece a la Formación Oficina y fue descubierto en junio de 1948 con la perforación del pozo **CHV-4**.



**Figura 4** Ubicación geográfica del campo Chimire, para la arena L4 NS 301.

El yacimiento ha sido desarrollado con la completación de 126 pozos, de los cuales 14 fueron inyectoras de gas. Desde el 30 de abril 2005 están en producción solo dos (2) pozos. Es importante señalar que para agosto 2001 se tenían adicionalmente seis (6) pozos suplidores de gas a la planta de Guico, reportados en el libro de producción, cerrados en estado **EH**, los cuales suministraban 11,7 MMPCND. El yacimiento estaba subsaturado a las condiciones iniciales, con una presión inicial de 2622 Lpc y una presión de burbujeo de 2464 Lpcg; la gravedad del

crudo es de 35.0 ° API, tal como fue evidente en los análisis PVT tomados en los pozos CHV-4, CHV5 y CHV-16.

El yacimiento L4 NS-301 fue producido por agotamiento natural desde junio de 1948 hasta junio de 1953, fecha en la cual se inició el proyecto de mantenimiento de presión por inyección de gas a través de los pozos **OM-309, OZ-317, OM-313, OZ-319, OZ-325, OM-325, OM-307, CHV-35 y OM-358** con una tasa de inyección diaria promedio de 32 MMPCND.

La producción acumulada de petróleo hasta la actualidad es de 184.053 MMBN, lo que representa el 46,44% del POES volumétrico calculado en 396.240 MMBN. El total de gas inyectado para la fecha de cierre del proyecto de inyección de gas es de 447 MMMPCN.

### **3.1 CARACTERÍSTICAS PETROFÍSICAS**

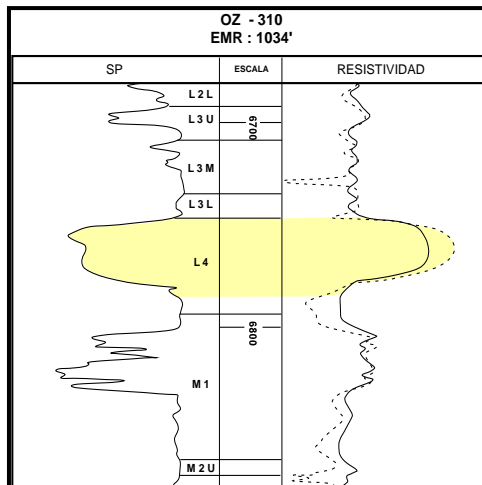
En el estudio previo elaborado del Modelo estático de la arena L4 NS 301, se definió un modelo petrofísico con la finalidad de determinar las propiedades de la arena L4; para ellos se integró la información existente de perfiles de pozos, datos de núcleos y pruebas de producción en la arena de estudio. Se revisaron un total de 146 pozos en el campo Chimire, de los cuales 139 son pozos que presentan registros viejo de los años 1950 a 1960, los cuales presentan SP, y resistividad RD; sólo 8 pozos presentaron registros menos antiguos como RHOB, NPHI e inducción ILD, los cuales fueron llamados pozos control. La información existente de núcleos en la arena L4, fue tomada en los pozos CHV-15, CHV-19, OM-303 y NS-310, a partir de los mismos fueron calibradas las principales propiedades de la roca como porosidad y permeabilidad. La caracterización del agua de formación fue tomada a partir del análisis de agua del pozo CHV-5, cercano al contacto agua-petróleo, para tomar los valores de salinidad.

La evaluación petrofísica se realizó a partir de los pozos control: OM-380, OM-381, OM-382, OM-388, OZ-326 y CHV-129, ya que a partir de los mismos fueron realizadas las predicciones correspondientes a las curvas RHOB sintéticas, a partir de

las curvas SP y RD por redes neuronales. El modelo petrofísico finalmente determinó las propiedades de 85 pozos en el campo Chimire. Los resultados obtenidos permitieron concluir que la arena L4 presentó propiedades petrofísicas heterogéneas, con porosidad efectivas que variaron entre 0.18 y 0.23, obteniéndose un valor promedio de porosidad ponderado por espesor de arena neta petrolífera igual a 0.223; los valores de permeabilidad horizontal variaron entre 48 a 580 mD , y las permeabilidades verticales que variaron 23 a 190 mD; y una saturación de agua entre 22 y 24% de promedio ponderado donde las mejores propiedades se encuentran entre los campos Chimire R y Chimire Central.

### 3.2 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA

En este yacimiento hay un excelente control estratigráfico; en la figura Fig. 5 se muestra el registro de pozo representativo del nivel L4 con sus características electrográficas. Solo se realizó una sección estratigráfica donde se plasmaron los MFS más cercanos, verticalmente, al Nivel L4, de los 9 que fueron visualizados para toda la columna estudiada. El resto de los pozos fue revisado, en base a la sección realizada, para verificar la correspondencia de los topes y espesores mostrados en el mapa de yacimiento oficial con los valores de los registros.



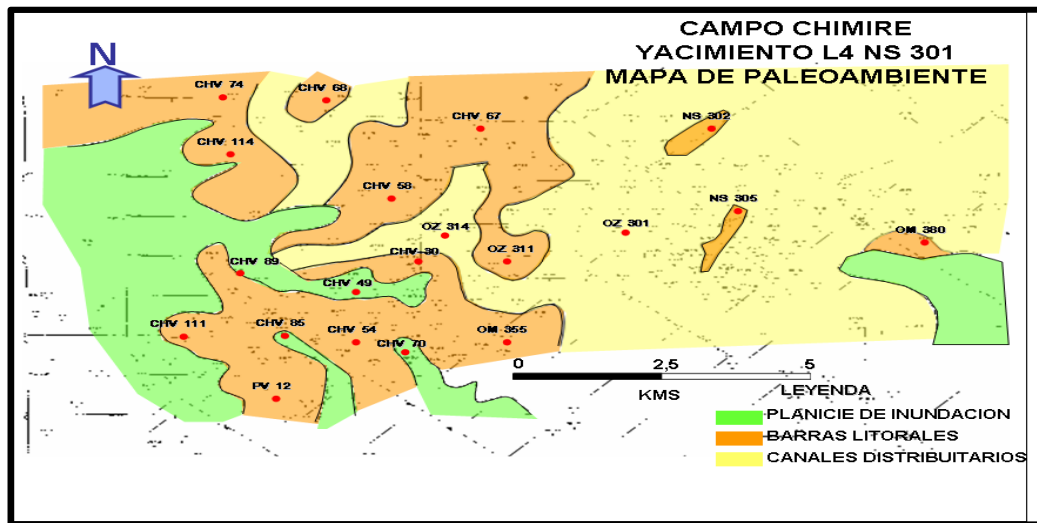
**Figura 5** Muestra de registro del pozo OZ-310.

### 3.3 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

El ambiente donde fueron sedimentados los cuerpos que forman el Nivel L4 en el área del yacimiento es fluviodeltaico como se puede visualizar en la Fig.6, correspondiente a un sistema progradante con alternancia de depósitos deltaicos y litorales. La presencia de siderita y fragmentos de microfósiles en los núcleos de los pozos CHV-18 y CHV-19 indica, conjuntamente con la forma de las electrofácies, que los cuerpos de arenisca son depósitos de canales distributarios desarrollados cerca de la costa que algunas veces cortan barras litorales. Según la correlación realizada, el Nivel L4 en el área estudiada presenta dos grandes zonas:

La zona oriental donde se desarrolló un sistema de canales distributarios de orientación general Norte-Sur, que corta tres pequeñas barras hacia los pozos CHV-10, OM-357 y OM-382, con dos depocentros, uno que pasa por los pozos CHV-8, CHV-11, NS-301, OZ-302 y OM-302, y otro por los pozos NS-309, N-307, OM-336 y OM-311.

La zona occidental, conformada por canales distributarios cortando grandes áreas de barras litorales que, hacia el Suroeste, se hacen más arcillosas y presentan entre ellas planicies de inundación representadas por lutitas visualizadas en los pozos CHV-32, CHV-48, CHV-85, CHV-70 CHV-95.



**Figura 6** Mapa de Paleambiente del Nivel L4.



### 3.4 MODELO ESTRUCTURAL

La zona está sometida a un régimen tectónico extensional, muy estable, donde no se observan grandes deformaciones de los sedimentos depositados y el sistema principal de fallamiento es de orientación Este-Oeste y es el que constituye los grandes cierres estructurales para las acumulaciones de hidrocarburos

La estructura es un homoclinal de Rumbo ONO- ESE y buzamiento hacia el Norte de  $6^\circ$  en la cresta, en las cercanías de la falla Caribe, en su sector occidental y entre  $2^\circ$  y  $3^\circ$  en los flancos y en su sector oriental. La estructura está afectada por tres sistemas de fallas normales como se aprecia en la Fig. 7

La zona posee un sistema principal que limita el homoclinal al Sur formado por dos fallas Falla Caribe de Rumbo ENE-OSO, en la zona oriental del yacimiento y Este-Oeste en la occidental, salto vertical promedio de 150' y buzamiento hacia el Sur. Como también un sistema secundario de orientación Nornoreste-Sursuroeste integrado por las fallas F9, F10 y F11.

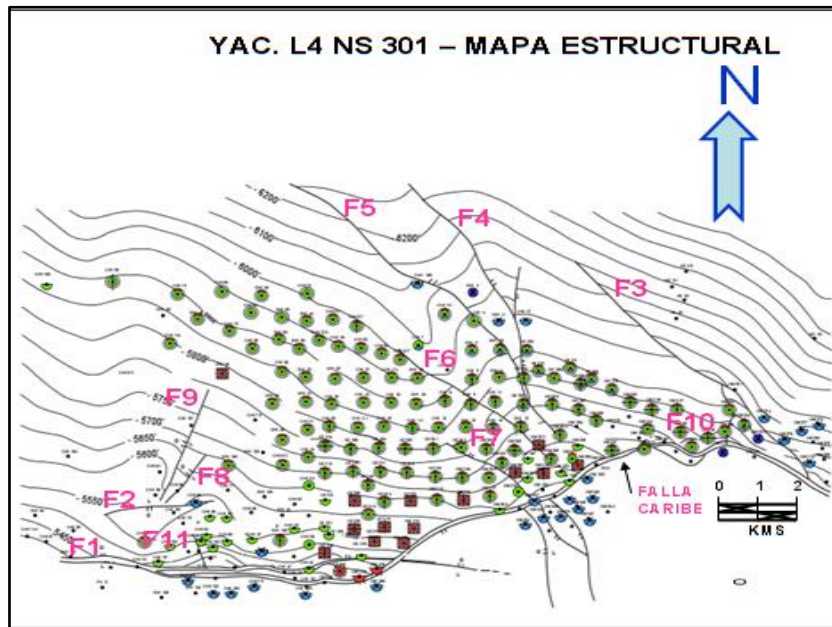


Figura 7 Mapa Estructural, L4 NS 301.

### 3.5 MODELO PETROFÍSICO

En este yacimiento no se realizó evaluación petrofísica, por considerar bien fundamentados los parámetros y valores existentes. La actividad se basó en cotejar los valores de Arena Neta y Arena Neta Petrolífera presentados en el mapa oficial contra los existentes en los registros eléctricos.

Con la información obtenida de los registros del yacimiento y de los pozos de las zonas vecinas, del mapa de yacimiento oficial, una vez corroborada con los registros, y de las secciones estratigráficas, se elaboró una tabla (Anexo N° 1) con la siguiente información:

- Nombre del Pozo.
- Elevación de la Mesa Rotatoria.
- Profundidad de Registro y Bajo el nivel del mar del Tope de la Arena.
- Espesor Total del Paquete de Arena.
- Arena Neta.
- Arena Neta Petrolífera.

Las propiedades petrofísicas del yacimiento se tomaron del estudio “SIMULACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN ARENA L4, YACIMIENTO NS-301, CAMPO CHIMIRE”, realizado en agosto de 1988 por **CORPOVEN**, en el cual se obtuvo dichas propiedades a partir del análisis de 12 núcleos tomados en los pozos: NS-310, NS-311, OM-327, OM-303, OM-314, OM-305, OM-313, OM-323, OZ-306, CHV-67, CHV-17 y CHV-15 respectivamente.

La saturación de agua inicial promedio obtenida para el yacimiento fue de 15%.

Los promedios fueron los siguientes:

Saturación inicial de agua (Swi):	15,0%.
Porosidad ( $\emptyset$ ):	22,0%.
Permeabilidad absoluta (Kab.):	1875 md.

### 3.6 CARACTERISTICAS OFICIALES DEL YACIMIENTO

Para dar una reseña sobre algunas propiedades que caracterizan los parámetros volumétricos, presione, temperatura, profundidades y relaciones que fueron oficializadas se cuenta con la **Tabla 1** donde se pueden visualizar datos básicos, la simbología de cada propiedad, el valor oficial reportado y por ultimo las unidades de campo manejadas.

**Tabla 1** Características oficiales de la arena L4 NS 301. HDB Oficial del Campo Chimire.

<i>Datos Básicos</i>	<i>Simbolo</i>	<i>Yac. Oficial</i>	<i>Unidades</i>
<b>1 GRAVEDAD</b>	<b>*API</b>	35,0	
<b>2 GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO</b>	<b><math>\gamma_o</math></b>	0,850	
<b>3 GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS</b>	<b><math>\gamma_g</math></b>	0,850	
<b>4 POROSIDAD</b>	<b><math>\emptyset</math></b>	22,7	%
<b>5 SATURACION INICIAL DE PETROLEO</b>	<b><i>Soi</i></b>	85,0	%
<b>6 SATURACION INICIAL DE GAS</b>	<b><i>Sgi</i></b>	80,0	%
<b>7 FACTOR DE MERMA DEL PETROLEO</b>	<b><i>l/\beta_{oi}</i></b>	0,678	BN/BY
<b>8 FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO AL ABAND.</b>	<b><i>\beta_{oa}</i></b>	1,1143	BY/BN
<b>9 FACTOR VOLUMETRICO INICIAL DEL GAS</b>	<b><i>\beta_{gi}</i></b>	0,00500000	PCY/PCN
<b>10 AREA ZONA DE PETROLEO</b>	<b><i>Ao</i></b>	16.503	Acres
<b>11 VOLUMEN ORIGINAL ZONA DE PETROLEO</b>	<b><i>Vo</i></b>	390.385	Acres-pies
<b>12 AREA ZONA DE GAS</b>	<b><i>Ag</i></b>	586	Acres
<b>13 VOLUMEN ZONA DE GAS</b>	<b><i>Vg</i></b>	3.968	Acres-pies
<b>14 RELACION GAS DISUELTO PETROLEO INICIAL</b>	<b><i>Rsi</i></b>	1.302	PCN/BN
<b>15 RELACION GAS DISUELTO PETROLEO AL ABANDONO</b>	<b><i>Rsa</i></b>	140	PCN/BN
<b>16 PRESION INICIAL</b>	<b><i>Pi</i></b>	2.622	LPC
<b>17 PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA</b>		5.850	P.b.n.m
<b>18 PRESION DE BURBUJEO</b>	<b><i>Pb</i></b>	2.622	LPC
<b>19 PRESION DE ABANDONO</b>	<b><i>Pa</i></b>	500	LPC
<b>20 PETROLEO POR UNIDAD DE VOLUMEN</b>	<b><i>POES</i></b>	1.015	BN/Acres-pies
<b>21 GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN</b>	<b><i>GOES</i></b>	1.582	MPCN/ Acres- pies
<b>22 VISCOSIDAD DEL PETROLEO (@ CY)</b>	<b><math>\mu_o</math></b>	0,400	cP
<b>23 VISCOSIDAD DEL GAS (@ CN)</b>	<b><math>\mu_g</math></b>		cP
<b>24 TEMPERATURA DEL YACIMIENTO</b>	<b><i>Ty</i></b>	212	°F
<b>25 PERMEABILIDAD ABSOLUTA</b>	<b><i>K</i></b>	105,0	mD
<b>26 MECANISMO DE PRODUCCION</b>		CG:SG	

## **CAPÍTULO IV**

### **METODOLOGÍA**

Para lograr los objetivos establecidos en el estudio del yacimiento L4 NS 301 se llevó a cabo una serie de etapas que permitieron enfocar el análisis hasta alcanzar los resultados finales, las cuales se explican de manera resumida a continuación.

#### **4.1. RECOPIACIÓN Y REVISIÓN DE LA INFORMACIÓN**

Revisión de bibliografía: explotación en campos maduros, nuevas tecnologías para métodos de producción aplicadas en yacimientos de crudos livianos con alto RGP, recuperación secundaria, recuperación mejorada, comportamiento de fases en los yacimientos, revistas técnicas asociadas con simulación y caracterización de fluidos de yacimientos. La data que se recopiló para el periodo de estudio en el mes de Octubre fue:

- Revisión de las carpetas de pozos, y registros.
- Propiedades de las rocas (Análisis de Núcleos) y los fluidos oficiales (Pruebas PVT).
- Diagramas de pozos, histórico de presión, histórico de producción e inyección del yacimiento por libro de reserva oficial.

Para el análisis de las condiciones en las cuales se encontraban los pozos completados en la arena L4 NS 301, en la etapa inicial de producción y en la actualidad, se estudiaron los diagramas de pozos suministrados por el departamento de yacimientos de PDVSA GAS San Tomé, tomando una recopilación de estos datos, para así representar la condición mecánica actual, tales como: pozos completados en otras arena, pozos abandonados, pozos cerrados, y los pozos que se encuentran actualmente produciendo el yacimiento; como es el caso del CHV-114, y el OM-339.

## **4.2 MECANISMO DE PRODUCCIÓN PREDOMINANTE DURANTE LA ETAPA DE AGOTAMIENTO NATURAL Y PROYECTO DE INYECCIÓN DE GAS**

### **4.2.1 Revisión del Modelo Estático:**

#### **4.2.1.1 Propiedades petrofísicas, y estructurales.**

Para la revisión de las propiedades petrofísicas y estructurales se contó con la información oficial de PDVSA GAS. Para determinar las fallas internas en la arena L4 NS 301 se utilizó el plano de falla oficial del campo Chimire, interpretado por los pozos que atraviesan las fallas en la zona.

#### **4.2.1.2 Validación de Contacto Agua-Petróleo Original (CAPO):**

Para este estudio, que entre sus propuestas es la inyección de agua como método de mantenimiento de presión en un sector activo del acuífero es necesario localizar el contacto agua petróleo buzamiento debajo de la estructura, simulando el avance dentro del yacimiento del acuífero permitió obtener algunos datos sobre la viabilidad de esta propuesta y la ubicación de los futuros pozos inyectores de agua en el caso de que así lo ratifique el estudio. Esta etapa consistió en la revisión de los registros SP-Resistivos, Inducción y Micro log de los pozos ubicados cerca del contacto estimado en el estudio geológico previo. Esta información fue corroborada con las pruebas DST y de completación de los pozos cercanos al CAPO. En la zona cercana al CAPO no se cuenta con registros de puntos de presión durante las perforaciones (RFT, MDT, etc.). La validación se realizó por:

- Por registros de los pozos: CHV-17 CHV-3 CHV-2 CHV-4 CHV-5 CHV-10 CHV-81.
- Gráfico %AyS de las pruebas iniciales ó *DST's vs. TVDSS*

## 4.2.2 Revisión del Modelo Dinámico:

### 4.2.2.1 Análisis para los Datos de Producción.

Para el análisis fue necesario el histórico de producción, estableciendo los distintos tipos de fluidos producidos en el yacimiento por periodo de tiempo, así como también fue necesario la interpretación gráfica de los distintos escenarios de producción partiendo de las primeras pruebas de producción *DST's* o de completación, las pruebas representativas tomadas en el tiempo, el histórico de presiones, las curvas que definen el comportamiento dinámico como lo son las curvas de permeabilidades relativas y la curva de presiones capilares que definen la relación de movilidad en el yacimiento L4 NS 301. Para continuar con la colección de data necesaria para realizar una caracterización del modelo dinámico fue necesario evaluar las pruebas y gráficos, tanto de producción como inyección las cuales se reseñan a continuación:

- Pruebas de Completación o *DST's*.
- Gráfico *de porcentaje (%AyS)* vs Tiempo y TVSS de pruebas *DST's*.
- Gráfico RGP y  $^{\circ}API$  vs Tiempo y TVDSS de pruebas *DST's*.
- Mapas Burbujas:  $G_p$ ,  $N_p$ ,  $G_{iny}$ .
- Análisis del histórico de presiones y selección de pozos para la medición de presiones actuales.
- Cálculo del Factor de Reemplazo ( $Fr$ )

Se utilizó con la finalidad de evaluar la relación que existió entre los fluidos inyectados en el caso yacimiento L4 NS 301 gas y los fluidos producidos a condiciones de yacimiento como lo son el gas, crudo y agua a través de la siguiente ecuación:

$$Fr = \frac{Q_{g\ iny} B_g}{Q_{op} B_o + Q_{wp} B_w + Q_{op} (RGP - RS) B_g}$$

**Ecuación 31** Factor de Reemplazo.

Para observar el comportamiento de remplazo de los fluidos inyectados con respecto a los producidos en el yacimiento. Es un indicativo claro de la eficiencia del mecanismo de recuperación secundaria para el mantenimiento de presión.

- Para el análisis de las curvas tanto por declinación de producción en los periodos de agotamiento natural y en el periodo de inyección de gas, fue necesario evaluar las gráficas de declinación de presión y producción por medio de las cuales se verificaron los acontecimientos que provocaron estos sucesos en cada periodo de tiempo y entender la razón de los mismos. Las curvas fueron las siguientes:
  - Gráficas de Presión Vs. Tiempo.
  - Gráficas de  $N_p$ ,  $G_p$ ,  $W_p$  vs Tiempo.
  - Gráfica de Presión Vs  $N_p$ ,  $G_p$ ,  $W_p$ .
- Estimar el Factor de Recobro para los periodos de agotamiento natural y periodo de inyección de gas.

Para determinar el factor de recobro en el yacimiento se utilizó el método de curvas de declinación. Para realizar el análisis de las curvas de declinación de producción se utilizó el programa *OFM*. El estudio se elaboró para el yacimiento en conjunto, tanto para la etapa de declinación natural como para la etapa de inyección de gas. A fin de obtener el valor más representativo posible se consideraron los siguientes parámetros como criterios de selección:

***Fluctuaciones en las tasas de producción:*** A pesar de que éste es un factor que influye en el cálculo de las declinaciones, durante el estudio se generó una línea de tendencia para obtener un comportamiento uniforme de las tasas de producción a través del software *OFM*.

**Número de pozos activos:** Para obtener datos confiables se escogieron los intervalos de tiempo más largos con el mayor número de pozos activos, sin variación en este número, durante cada una de las etapas estudiadas. Este parámetro es fundamental en el análisis debido a que si no es considerado se tomarán en cuenta períodos con mayor o menor pozos activos y la declinación carecerá de consistencia.

- Análisis de Permeabilidades relativas.

La herramienta usada para el análisis de las curvas de permeabilidad relativas fue el software *SPIYAC*, el cual emplea las correlaciones diseñadas por la compañía TOTAL para calcular las curvas de permeabilidades relativas de sistemas agua-petróleo y gas-petróleo. Los resultados obtenidos a través de este programa fueron verificados analíticamente con las correlaciones desarrolladas por TOTAL para los yacimientos en el oriente del país. Para el cálculo de las saturaciones residuales se implementaron las siguientes ecuaciones:

$$Sorw = 0,32(1 - Swc)$$

$$Sorg = 0,4(1 - Swc)$$

**Ecuación 32** Correlación de saturaciones del sistema agua- petróleo y gas-petróleo. TOTAL

$$Krog = \left[ \frac{So - Sorg}{0.6 (Swc)} \right]^2 (So)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}}$$

$$Krg = Krg_{max} \left[ 1 - \frac{So - Sorg}{1 - Sgc - Swc - Sorg} \right]^2 \left[ 1 - \left( \frac{So - Sorg}{1 - Sgc - Swc - Sorg} \right)^{\frac{2+\lambda}{\lambda}} \right]$$

**Ecuación 33** Correlación para el cálculo de permeabilidades del sistema gas-petróleo.



$$Krw = (Sw^*)^{4.2} \left( \frac{Krw_{max}}{0.20} \right)$$

$$Krow = Krow_{max} (Sof^*)^2 [1 - (1 - (Sof^*)^{2.2})]$$

$$Sw^* = \frac{Sw - Swc}{1 - Swc}$$

$$Sof^* = \left( \frac{0.68 - Sw^*}{2} \right) \left( 1 + \sqrt{1 + \frac{1.882}{0.68 - Sw^*}} \right)$$

**Ecuación 34** Correlación para el cálculo de permeabilidades del sistema agua-petróleo.

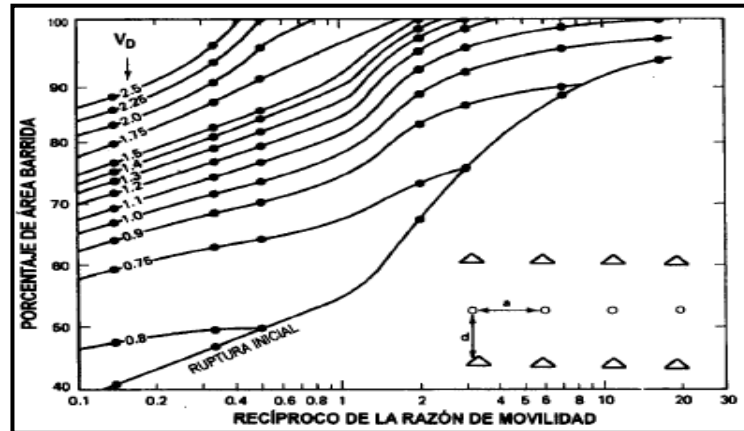
Donde  $\lambda$  es el índice de distribución del tamaño de los poros, para los yacimientos del área Oficina, Anzoátegui es equivalente a 1.668.

Por definición, cualquier medición como porosidad, densidad de los granos y permeabilidad son consideradas como una parte de un análisis especial de núcleos SCAL. El cual evalúa las características de dependencia de saturación e interacción roca-fluido. Presión capilar y permeabilidad relativa junto con la mojabilidad, éstas entonces de mayor importancia para la ingeniería de yacimientos.

- Eficiencia de barrido total ( $E = Ea \times Ez \times Em$ ).

La eficiencia del barrido total por el fluido desplazante en el medio poroso, está definida por el múltiplo entre los componentes de la eficiencia areal, vertical y microscópica.

**Eficiencia de barrido areal ( $Ea$ ):** Para determinar las eficiencias de barrido areal por inyección de gas se empleó el grafico desarrollado por Dyes, Caedle y Ericsson para fluidos inyectados con arreglo de línea recta **Fig.8** Para ello fue calculada la razón de movilidad M a partir de la **Eq.38**



**Figura 8** Gráfico para calcular el porcentaje de área barrida.

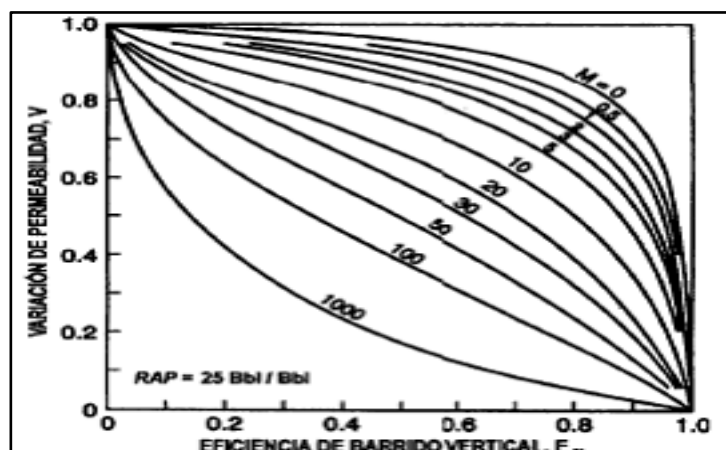
La eficiencia de barrido areal también fue calculada a través de la fórmula desarrollada por *Rojas y Fajardo* para la zona, la cual se muestra a continuación:

$$Ea = 50.92 + 18.31 \ln \left[ \left( \frac{1}{Mdo} \right) + 0.44 \right]$$

**Ecuación 35** Correlación para el cálculo de la eficiencia de barrido areal.

**Eficiencia de barrido vertical ( $E_z$ ):** Debido principalmente a la heterogeneidad del yacimiento, sólo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Para estudiar el efecto de heterogeneidad en el yacimiento sobre la eficiencia de barrido vertical se debe utilizar el parámetro estadístico  $V$  definido por *Dykstra y Parsons*. Debido a que no existen estos datos estadísticos para el yacimiento en estudio, se puede suponer un valor típico para los yacimientos de la zona igual a 0,8, y utilizando el gráfico de eficiencia de barrido vertical dependiente de la razón de movilidad  $M$  para un sistema lineal desarrollado por *Dykstra y Parsons* Fig.9 se obtiene la eficiencia  $E_z$ .

$$V = \frac{k_{50} - k_{84,1}}{k_{50}}$$



**Figura 9** Gráfico para calcular el porcentaje de área barrida vertical.

**Eficiencia de barrido microscópica ( $E_m$ ):** Para el cálculo de la eficiencia de barrido microscópica ( $E_m$ ) se utilizó la siguiente fórmula:

$$E_m = \frac{S_{gm} - S_{gi}}{1 - S_{gi}}$$

**Ecuación 36** Correlación de eficiencia de barrido microscópica.

Los valores de  $S_{gm}$  fueron los obtenidos durante el análisis del flujo fraccional al tiempo de irrupción ( $Bt$ ) e inyección de volumen equivalente al volumen poroso ( $Wid=1$ ).

#### 4.2.3 Balance de Materiales (MBAL):

Para la validación de reservas y determinar los mecanismos de producción que afectaron en la producción de la arena L4 en cada periodo de tiempo se implementó la herramienta de balance de Materiales **MBAL**, con la cual se pueden realizar cotejos históricos de producción e inyección, así como también predicciones a futuro de acuerdo a la declinación que lleve la producción. Para esto se siguió las diferentes pautas a continuación nombradas:

- Mecanismos de producción para los diferentes períodos.
- Validación de reservas.
- Validación de Inyección de gas.

### **4.3 GENERACIÓN DE UN MODELO COMPOSICIONAL PARA LA SIMULACIÓN DEL YACIMIENTO PARA EL PROCESO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

#### **4.3.1 Metodología:**

Para la generación de este modelo, fue necesario generar una ecuación de estado que representara el comportamiento de cada fracción del crudo. Para ello se tomó la data de pruebas de laboratorios PVT y el análisis cromatográfico de los fluidos producidos para la identificación y cuantificación de cada componente. Al caracterizar la fracción pesada  $C_{6+}$ , se definió el comportamiento de ésta por cuál de las ecuaciones de estado de Peng Robinson y Soave Redlich Kwong presentara un menor grado de incertidumbre en el error de los datos calculados con respecto a los observados, por medio del simulador PVTi de los datos de la prueba de liberación diferencial.

La información relacionada a los estudios de laboratorio del comportamiento de fases del fluido, para el campo Chimire, de la arena L4 NS 301 han sido recopilados y clasificados dependiendo de su ubicación y por el tipo de fluido. Los datos PVT con los que se cuentan provienen de muestras de fondo para los siguientes pozos: CHV-4, CHV-5 y CHV-16. Encontrando en total cuatro diferentes análisis PVT para el yacimiento.

#### **4.3.2 Validación de los datos disponibles por estudios de laboratorios**

La data reportada en los estudios PVT es sujeta a un proceso de validación, comenzando por la evaluación de la representatividad de las muestras del fluido, y la consistencia de los experimentos de laboratorio. Esto para obtener la representación sustentable del comportamiento termodinámico del fluido presente en el yacimiento por lo que fue necesario determinar los siguientes parámetros del fluido:

- Representatividad del Fluido

Para garantizar una muestra de fluido con las mismas características de los fluidos originales en el yacimiento, es esencial verificar la representatividad con los siguientes aspectos:

- Presión de fondo fluuyente.
- Temperatura.
- Relación Gas Petróleo (*GOR*).
- Condiciones del separador.
- Calidad de la muestra.

### 4.3.3 Evaluación de la consistencia interna de los estudios de laboratorio

La consistencia interna de cada estudio PVT deberá ser determinado a través de la revisión y el análisis de las siguientes pruebas:

- Linealidad de la función  $Y$ .

Se verificó la consistencia interna de los experimentos a composición constantes con los valores de la función ( $Y$ ) con respecto a cada paso presión, los cuales fueron graficados. Si el crudo contiene una pequeña cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones de laboratorio fueron hechas con precisión, una fuerte tendencia lineal deberá es obtenida.

$$Y = \frac{P - P_b}{P(V/V_b - 1)}$$

#### **Ecuación 37** Correlación de linealidad para la función $Y$ .

Con respecto a la validación de la función  $Y$ , está permitió verificar que la presión al punto de burbujeo determinado en el análisis PVT, corresponde con el dato de volumen relativo suministrado.

El comportamiento de presión cercano al punto de burbuja es algunas veces sobre estimado o subestimado. Si la presión de burbujas está por encima del valor real, entonces los puntos gráficos deberán estar por encima de la curva

definida con los valores lejos del punto de burbuja. Si los valores de presión del punto de burbujas son subestimados, los valores de la función ( $Y$ ) cercanos al punto de burbuja deberán decrecer.

- Prueba de Desigualdad.

La validación del PVT por consistencia se realizó también por medio de la prueba de desigualdad. Para crudo negro, con los datos obtenidos por la prueba de liberación diferencial, se debe cumplir la condición de desigualdad:

$$\frac{\Delta B_{obd}}{\Delta P} < B_g \frac{\Delta R_{sd}}{\Delta P}$$

### **Ecuación 38** Correlación de Prueba de Desigualdad.

Para llevar a cabo esta revisión fue necesario generar una curva de tendencia exponencial  $B_g$  vs Presión para interpolar los valores de  $B_g$  a las presiones deseadas (los valores de  $B_g$  fueron medidos a presiones distintas que el  $B_o$  y el  $R_s$ ). Además de estas pruebas para validar la consistencia de los PVT se debió verificar que cumpliera con las siguientes condiciones:

- Un balance de materiales.
- Prueba de densidades.

#### **4.3.4 Ajuste de las correlaciones para las propiedades PVT**

Para este paso se fijó caracterizar las propiedades PVT del fluido en cada prueba de la muestra tomada en el yacimiento L4 NS 301, por lo que las correlaciones usadas para definir propiedades como: presión de burbujeo, factor volumétrico de formación, factor volumétrico de formación total, viscosidad se debieron ajustar a las correlaciones que mejor ajustaran el comportamiento observado en los reportes PVT, por lo que se elaboró una hoja de cálculo para determinar el error de usar una correlación dada en las propiedades obtenidas por las pruebas. De esta manera se fijó un PVT sintético y se determinó el error con respecto a las propiedades PVT por la

aplicación PVTi para los parámetros que no fueron medidos en la prueba de liberación diferencial.

#### 4.3.5 Caracterización de la fracción pesada C<sub>6+</sub>

La fracción pesada de muestras de hidrocarburos está conformada por componentes que juegan un papel importante en el comportamiento de fases de la mezcla de fluido, para lo cual fue necesaria su caracterización, por lo cual fue necesario seguir la metodología implementada en el capítulo quinto del libro *Phase Behavior* (Whiston y col., 2000) mediante los siguientes procedimientos:

- Construcción del Modelo composicional.
- Calculo de las pruebas de fluido especial.
- Exportación de los resultados al simulador numérico *ECLIPSE 300*.
- Consistencia de la fracción de peso molecular C<sub>6+</sub>

El error de composición molar de las muestras de fluido corresponde a grandes errores en la medida del peso molecular del C<sub>6+</sub> medido en laboratorio. El factor de caracterización de Watson ( $K_w$ ) es usado cuando se tratan de detectar inconsistencias en los valores de peso molecular. La correlación de Watson está basada en el peso molecular y la gravedad específica del crudo como se establece en la siguiente ecuación.

$$K_w \equiv \frac{Tb^{\frac{1}{3}}}{\gamma}$$

$$K_w = 4.5579 MW^{0.15178} \gamma^{0.84573}$$

**Ecuación 39** Correlación de Watson.

#### **4.4 EVALUACIÓN DE LA FACTIBILIDAD DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA POR INYECCIÓN DE AGUA Y RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLIMEROS A TRAVÉS DE SIMULACIÓN. (PLAN DE EXPLOTACIÓN Y EVALUACIÓN ECONÓMICA)**

##### **4.4.1 Simulación de la inyección de agua y polímero.**

Con la finalidad de estudiar el cambio en la estrategia de recuperación secundaria se propuso el escenario de inyección de agua en arreglos y en el flanco del yacimiento, por lo que fue necesario seleccionar los pozos que se encuentran a disposición del proyecto para reacondicionar a inyectores de agua, así como también conocer la disponibilidad de agua que maneja el Distrito, y por último seleccionar el óptimo arreglo para que el frente de inyección arrastre la mayor cantidad de crudo en el yacimiento L4 NS 301.

Para realizar una selección de los pozos inyectores de agua primero se debe tener claro cuál es el propósito principal de esta inyección, tener una idea del número de pozos y la ubicación de los mismos. La inyección de agua se propone como reemplazo del proyecto de inyección de gas para mantenimiento de presión. Por otra parte, dependiendo de las características del yacimiento, de los resultados de la evaluación de las propiedades de los fluidos, razón de movilidad y flujo fraccional, estos pozos podrán ser ubicados como arreglos dentro de la zona de petróleo o en el flanco, en el contacto Agua-Petróleo.

Por último para estudiar como resultó el método por recuperación por inyección de polímeros en arreglos de pozos, fue necesario evaluar este caso mediante simulación mediante la **Eq.34** y verificar como reaccionaria el cambio de permeabilidad relativa al agua en el medio poroso para así aumentar la eficiencia de barrido hacia los pozos productores posteriormente provocando esto un aumento en el factor de recobro del radio de drenaje de cada pozo seleccionado como productor.



$$\frac{d}{dt} \left( \frac{V S_w^* C_p}{B_r B_w} \right) + \frac{d}{dt} \left( V \rho_r C_a \frac{1 - \phi}{\phi} \right)$$

$$= \sum \left[ \frac{T K_r C_p}{B_w \mu_p \text{eff} R_k} (\delta P_w - \rho_w g D_z) \right] + Q_w C_p$$

Dónde:

$$S_w^* = S_w - S_{dpv}$$

**Ecuación 40** Función para el cálculo del flujo de inyección de agua con polímeros.

Para ello los pozos candidatos fueron seleccionados por las siguientes propiedades:

#### 4.4.2 Índice de productividad (IP)

La estimación del Índice de Productividad se llevó a cabo con la siguiente fórmula:

$$J \left( \frac{bpd}{lpc} \right) = \frac{q_o}{(P_{ws} - P_{wfs})} = \frac{0.00708 K_o h}{\mu_o B_o \left[ \ln \left( \frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]}$$

**Ecuación 41** Función del índice de productividad de pozos.

Los valores de viscosidad y factor volumétrico del petróleo fueron tomados del PVT a condiciones actuales del yacimiento (Temp. Yac. 208 °F y Presión Yac. 1000 Lpc),  $K_o$  obtenida de las curvas de permeabilidad relativa, radio de drenaje  $R_e$  estimado en 500 Ft, y el factor de Skin  $S$  del promedio calculado en los últimos pozos productores del yacimiento. La  $P_{wf}$  se obtuvo de los registros de BHP fluyentes en los pozos.

#### 4.4.3 Índice de inyectividad (II)

En el cálculo del índice de inyectividad se utilizó la correlación análoga del Índice de Productividad **Eq.35**. Con una viscosidad y factor volumétrico del agua a condiciones de inyección (Temp. Iny. 80 °F, 8500 ppm NaCl y Presión Iny. 2500 Lpc) utilizando la **Fig.10** para agua pura; permeabilidad efectiva del agua  $K_e$  igual a la permeabilidad absoluta ( $K_{re}=1$ ;  $K_e=K_a$ ) por estar ubicados los pozos

inyectores en la zona 100% agua; y un factor  $S = 0$  en el caso de la inyección en el acuífero.

#### **4.4.4 Selección de pozos como inyectores de agua.**

Para la selección de los pozos se tomó en cuenta su ubicación, cercano al contacto agua petróleo original en el caso de inyección de agua para mantenimiento de presión, de preferencia buzamiento abajo de éste; se revisaron los registros y se identificaron los de mejores espesores y menor contenido de arcillosidad; su condición mecánica, de fácil acceso a la arena L4 a través de reacondicionamiento (workover); y la potencialidad del pozo para producir, el cual no debería tener otras arenas prospectivas de petróleo con alto potencial de producción. Por otra parte se usaron las mismas condiciones para la selección de los pozos de inyección de agua por arreglos, sólo con la diferencia de que estos deben ubicarse cercanos al centro de masas del yacimiento, donde la disponibilidad de un mayor número de pozos facilita el recurso de usar diferentes tipos de arreglos dependiendo del caso evaluado.

Luego de evaluar la inyección por arreglos en la arena, se planteó la inyección en los flancos para el mantenimiento de la presión, dado que el acuífero es de poca actividad. Se enfocó como un alcance, dado que la opción de mantener la presión por un largo tiempo requiere una gran cantidad de agua mensual para alcanzar una mayor cantidad de reservas.

#### **4.4.5 Cálculo analítico del plateau de producción e inyección**

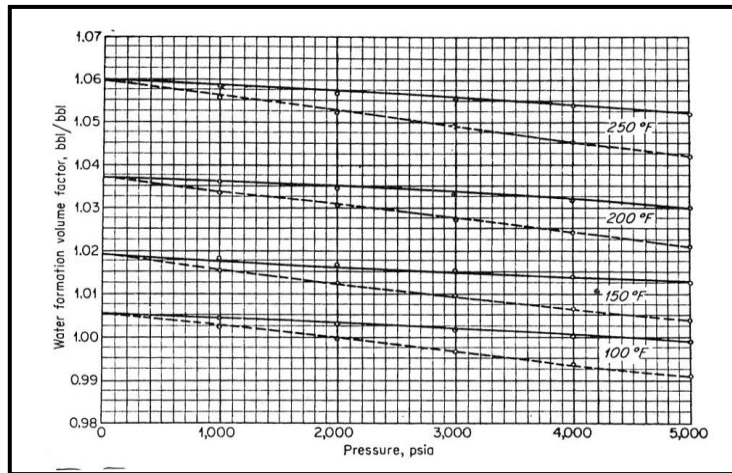
Debido a que el objetivo principal de la inyección en el flanco del acuífero es reemplazar los fluidos producidos, se hace necesario el cálculo de estos fluidos. El primer paso es estimar la tasa inicial o plateau de producción de petróleo para el caso de inyección ( $Q_0$ ) la cual fue obtenida mediante la simulación. Se realizó el cálculo para predecir la tasa de gas libre ( $Q_{gf}$ ) asociada a esa producción a través del valor más acertado para el RGP así como la tasa producción de agua ( $Q_{wp}$ ). La ecuación utilizada para la tasa de inyección de agua ( $Q_{wi}$ ) para el mantenimiento de presión se presenta a continuación:

$$Q_{wi} = Q_{oi} B_o + Q_{wp} B_{wp} + Q_{gf} B_{gf}$$

$$Q_{gf} = Q_o (GOR - R_s)$$

**Ecuación 42** Correlación para la sustitución de los fluidos producidos en el yacimiento.

El  $B_o$  es obtenido del análisis PVT a las condiciones actuales del yacimiento (Temp. Yac. 208 °F y Presión Yac. 1000 Lpc), el  $B_{wp}$  a las mismas condiciones utilizando el siguiente gráfico desarrollado por *Dodson and Standing* para agua saturada de gas **Fig.10**.



**Figura 10**  $B_w$  agua pura (línea segmentada) y agua saturada con gas natural (línea sólida) en función de Presión y Temperatura.

En el caso de la recuperación mejorada por inyección de polímeros se utilizó la misma metodología antes mencionada para la inyección de agua por arreglos, pero en este caso se trabajó con un polímero de las siguientes características: Nombre comercial del polímero *poliacrilamida hidrolizada* (HPAN) del tipo sintético (biopolímero), con una viscosidad en fase acuosa de 30 cP, una concentración de 1000 ppm en peso másico y reología medida en laboratorio mostrado en la **Fig.12**. Mediante el tipo de arreglo que genere un mayor factor de recobro para las reservas remanentes, se evaluó cada caso cambiando los parámetros de inyección

del agua con un polímero para aumentar la viscosidad y mejorando la eficiencia barrido en el frente de inyección, reduciendo la permeabilidad efectiva del agua. La simulación con el programa *ECLIPSE*, para los periodos de tiempo de predicción, se hizo con el fin de obtener la estrategia óptima para generar una mayor cantidad de reservas de crudo y gas acumuladas, con una rentabilidad del proceso de inyección de agua en especial el simulador *ECLIPSE 100* para la inyección de polímeros. Se determinó en cada etapa los siguientes gráficos: producción acumulada, presión, los gráficos de frente de invasión del fluido desplazante y por último la tasa interna de retorno, todo en función del tiempo.

#### **4.4.6 Avance del CAPO para el momento de inyección de agua en el acuífero**

Para la estimación del avance vertical del acuífero al momento de inyección de agua, en el flanco del contacto agua-petróleo CAPO se implementó el uso de la siguiente gráfica, para así determinar el incremento de la productividad de los pozos en el tiempo por el mantenimiento de presión por inyección de agua, se debió realizar la siguiente gráfica.

- Grafico  $N_p + W_p$  Vs  $N_p$  (pozos cercanos al CAPO)

#### **4.4.7 Caso simulación por medio de la inyección de agua**

Se debió considerar ciertas características para la inyección de agua entre ellas: geometría del yacimiento, propiedades de los fluidos, profundidad del yacimiento, litología y propiedades de la roca, y por último la saturación de los fluidos presentes, antes de realizar cada caso para la inyección por arreglos y evaluar la eficiencia del desplazamiento de los fluidos. Como el crudo y el agua son fluidos incompresibles, el caudal total es igual a la suma de ambas tasas de producción de agua y de petróleo respectivamente como también a su vez igual al caudal inyectado total. En términos de expresar la ecuación obtenida por Leverett, para dos fluidos inmiscibles, crudo y agua, se tiene la correlación presenta en la siguiente expresión:

$$f_w = \frac{1 + \left( \frac{0.001127 K K r_o A}{\mu_o q_t} \right) \left[ \frac{\partial P_c}{\partial x} - 0.443 \Delta p \sin(\alpha) \right]}{1 + \frac{K r_o \mu_w}{K r_w \mu_o}}$$

**Ecuación 43** Correlación para el flujo fraccional en términos de presión capilar.

#### 4.4.8 Razón de Movilidad durante el periodo de inyección de agua y avance del frente de agua.

Para los cálculos de razón de movilidad del agua inyectada en el medio poroso se asumió que el desplazamiento del crudo, para la propuesta inyección de agua y polímeros, era tipo pistón sin fuga, como lo es la suposición del método de Buckley y Leverett que se usó para modelar la inyección, con la siguiente ecuación:

$$M_{w/o} = \frac{\text{movilidad agua}}{\text{movilidad crudo}} = \frac{K r_w \mu_o}{K r_o \mu_w}$$

**Ecuación 44** Correlación para la movilidad del agua en el medio poroso.

Los procedimientos comunes que se realizaron para determinar el tiempo óptimo de inyección son calculados por la siguiente metodología:

- Recobro anticipado de crudo.
- Tasas de flujo producido.
- Inversión Monetaria.
- Disponibilidad y cantidad del suplemento del agua
- Costo del tratamiento del agua y equipos de bombas.
- Costo de mantener las operaciones en superficie que faciliten el proyecto.
- Costo de perforar nuevos pozos inyectores de agua.

Posteriormente se debe realizar el método de Buckley-Leverett para verificar los tiempos de irrupción del frente de inyección por lo que fue necesario estimarlos de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$x|_{Sw} = \frac{Wi}{A \phi} \left[ \frac{dfw}{dSw} \right]_{Sw}$$

$$WiD = \frac{Wi}{A L \phi} = tD$$

$$xD|_{Sw} = tD \left[ \frac{dfw}{dSw} \right]_{Sw}$$

**Ecuación 45** Correlación de Buckley-Leverett.

#### 4.4.9 Eficiencia de barrido total ( $E = E_a \times E_z \times E_m$ ).

Para evaluar la eficiencia en el medio poroso del desplazamiento de agua por un agente desplazante, como el agua o el uso de polímeros, como:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo contactado por agua}}$$

$$E_D = 1 - \frac{S_o^m}{S_o, IN} = \frac{1 - Swc - S_o^m}{1 - Swc}$$

**Ecuación 46** Correlación de Eficiencia de Barrido Total.

#### 4.4.10 Evaluación del Esquema de explotación

##### 4.4.10.1 Predicciones

En esta fase se planteó el principio de inyección de fluidos por arreglos, con lo cual se establecieron los pozos candidatos y se evaluaron en diferentes casos para evaluar el recobro de las reservas remanentes de crudo presente en el yacimiento, en un período de tiempo de 20 años hasta alcanzar el máximo recobro de crudo de las reservas remanentes en el yacimiento. Para la escogencia del arreglo de pozos inyectores se consideraron los siguientes factores:

- Heterogeneidad del yacimiento y dirección de la permeabilidad.
- Dirección de las fracturas en la formación.

- Disponibilidad de los pozos inyectoros.
- Vida deseada y anticipada de la inyección.
- Máximo recobro de crudo.
- Espaciamiento de pozos, productividad e inyectividad.

### **4.4.10.2 Evaluación económica**

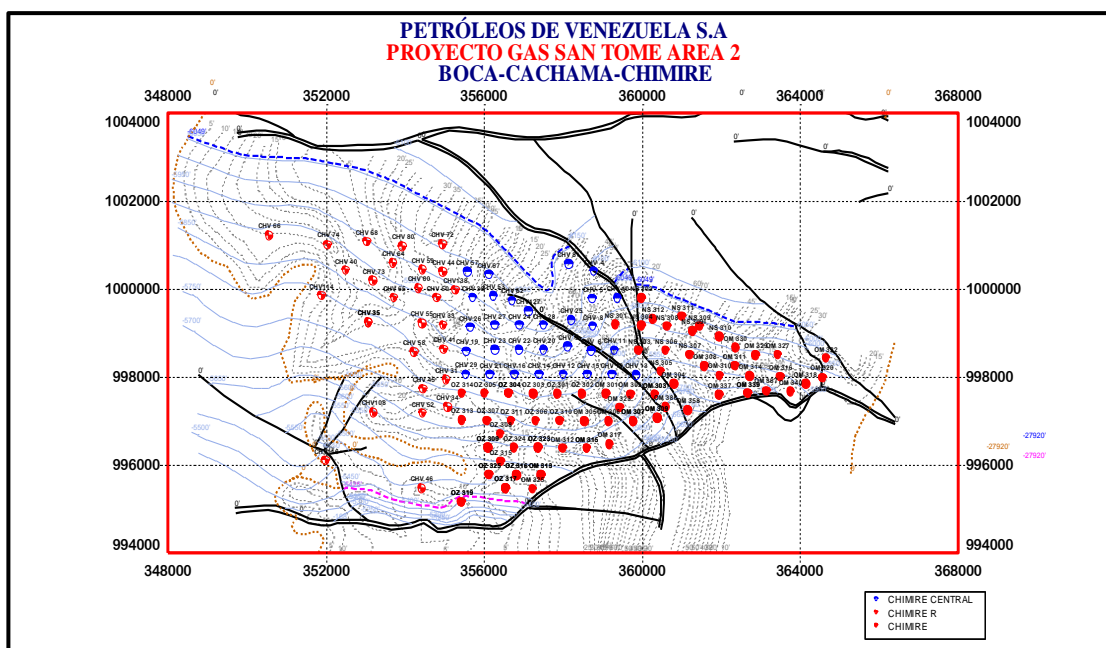
Para esta fase se realizó una revisión de los planes de manejo del agua para el campo Chimire. Este proyecto micro de PDVSA Gas se encuentra actualmente en fase de pre-visualización e ingeniería básica. Los datos obtenidos son de referencia a los costos de procura y construcción de la Planta de Inyección de tratamiento del agua destinada el proyecto de inyección por polímeros. Con estos datos y tomando en cuenta el costo de las tubería de los pozos seleccionados, los equipos en superficie para la inyección de trazadores, los equipos de medición de calibre de presión en fondo de los pozos inyectoros y delinear las mismas se realizó el análisis económico (diagrama araña) para determinar las sensibilidades de la presente propuesta, mediante el uso del programa *SEE PLUS*, evaluación de rentabilidad de proyectos (Ingeniería Económica).

## CAPÍTULO V

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 5.1 Revisión del Modelo Estático.

Tomando en cuenta el modelo estático determinado en el distrito PDVSA GAS San Tomé para la arena L4 NS 301 del campo Chimire, efectuado por la compañía MINPRO C.A en el año 2006, se recopiló la información estática del mapa como lo son fallas regionales, límites de roca, contornos, espesores además de los pozos completados para elaborar el mapa isopaco-estructural **Figura 11** Mostrado a continuación:



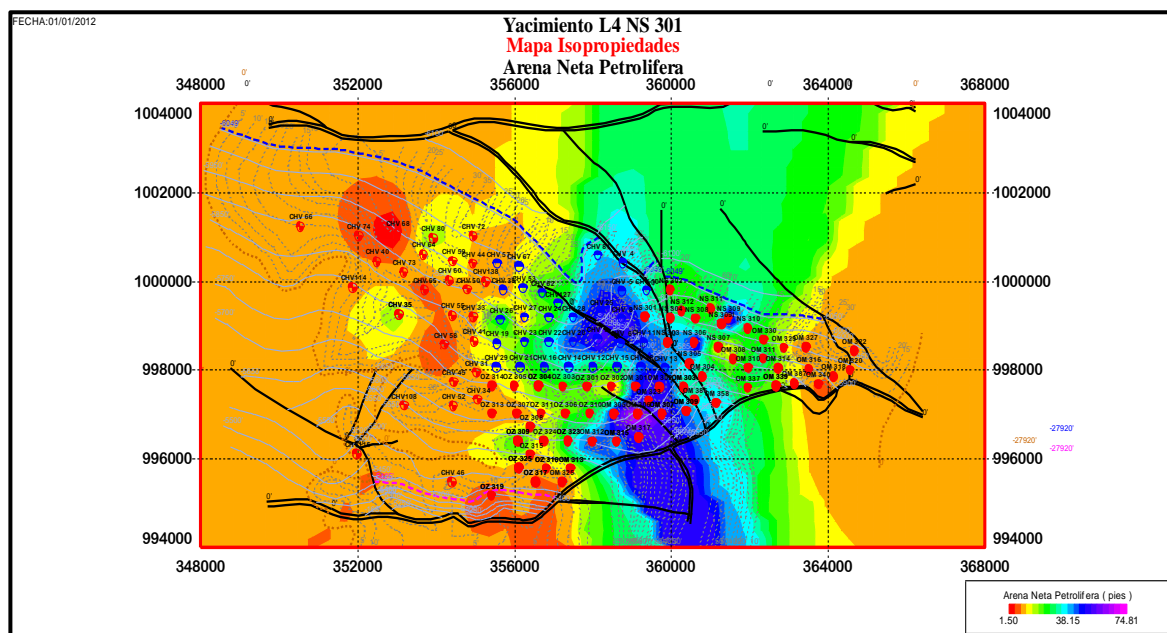
**Figura 11** Mapa Isopaco-Estructural de la arena L4 NS 301.

En el mapa se observa la distribución de los pozos en coordenadas UTM para la zona entre 348, 000 a 368, 000 y en función del plano vertical entre 994, 000 a 100, 400, como así también los límites de roca, las fallas internas y regionales que están presentes en la arena, y los contactos agua-petróleo CAPO como así también el



contacto gas-petróleo CGPO. Adicionalmente se visualizan los pozos que presentan histórico de producción en la arena L4, la cual posee un POES de 396.240 MMBN, un GOES en solución de 515.905 MMMPCN. La falla que limita por el sur al yacimiento es de tipo regional, internamente posee seis fallas normales no sellantes y por ultimo un falla regional limitando el yacimiento por el Este.

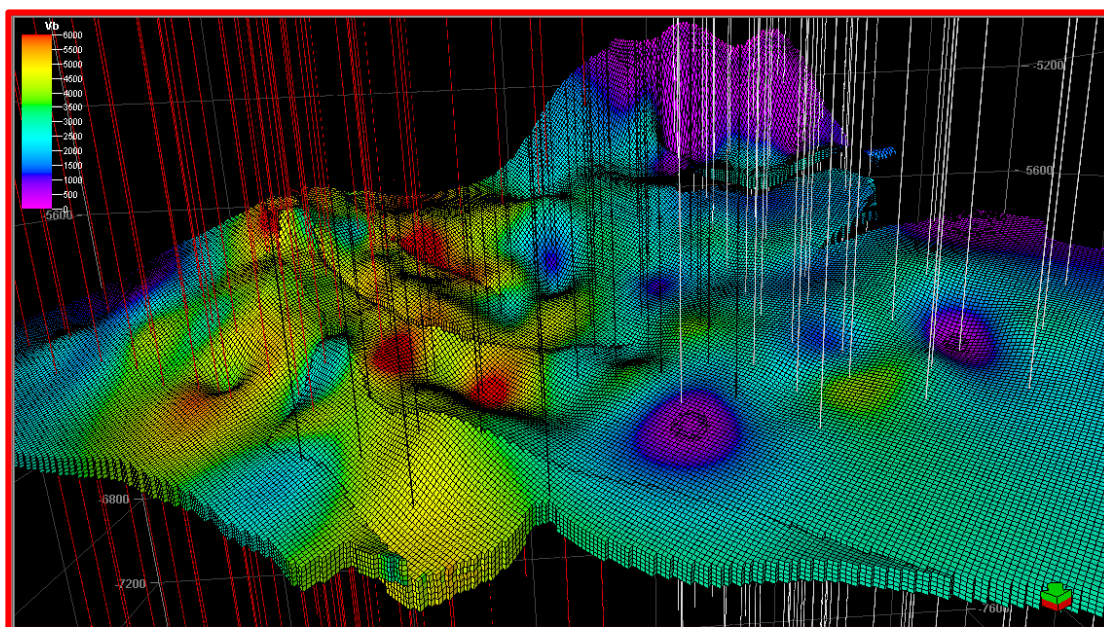
Por otra parte, en el **Figura 12**, muestra la distribución de la arena neta petrolífera en función de los pozos presentes en el yacimiento variando con un rango de 1.5 a 74.81 ft en arena neta de petróleo, estos datos fueron obtenidos del modelo petrofísico desarrollado por estudios integrados PDVSA GAS, donde se puede visualizar un aumento en los espesores de la arena hacia la zona este del yacimiento, específicamente entre los pozos ubicados en los campos Chimire Central y Chimire.



**Figura 12** Arena Neta Petrolífera del yacimiento L4 NS 301.

Para otras propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de agua inicial y volumen de arcillas se desarrollaron los mapas correspondientes de isopropiedades los cuales se encuentran en los anexos para las restantes propiedades petrofísicas. Además se puede ilustrar la elaboración del modelo estructural para el yacimiento L4 NS 301 del tipo sub-estructural con 226,115 celdas activas como se

puede observar en la **Figura 13**, en donde se cargó la data total de estas propiedades para posteriormente efectuar la simulación de la vida productiva del yacimiento en sus diferentes periodos de producción inicial y los diferentes casos para la recuperación secundaria por inyección de agua y mejorada por inyección de polímeros.



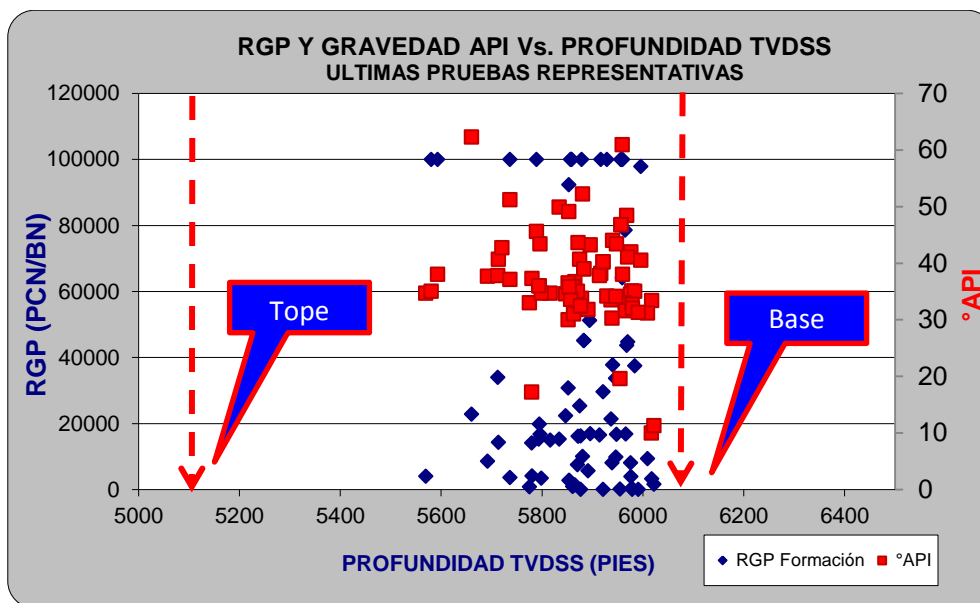
**Figura 13** Estructura para el volumen bruto en la arena L4 NS 301.

### 5.2 Caracterización del Modelo Dinámico.

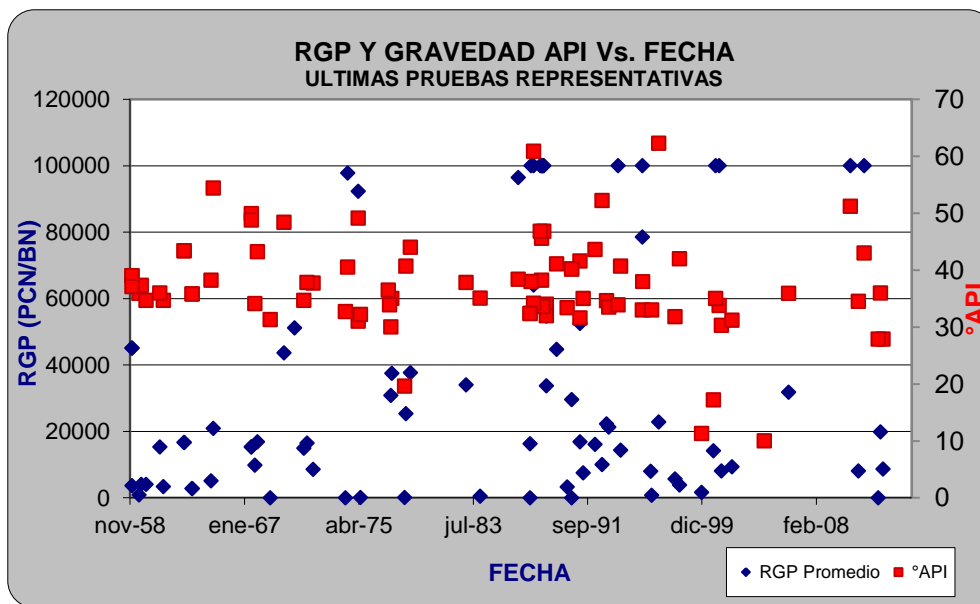
#### 5.2.1 Pruebas representativas.

Para la elaboración del modelo dinámico fue necesario recurrir a los datos históricos de producción del yacimiento en estudio y validar la data cargada en el programa OFM, con los valores oficiales reportados en el programa CENTINELA. Para ello fue necesario revisar el histórico de cada uno de los pozos que tuvieron producción en el yacimiento, además de esto realizar los gráficos de representatividad de las pruebas tomadas. Las **Figuras 14** y **15** representan las pruebas de RGP y  $^{\circ}$ API tomadas en el yacimiento en función de la profundidad en TVDSS y fecha de producción respectivamente, para diferentes pozos a distintas fechas de producción

del yacimiento. Tal como se observa en los gráficos, los valores representativos de  $^{\circ}$ API están distribuidos mayormente entre los 30 y 45 $^{\circ}$  (crudo liviano), dado que fuera de este rango pueden considerarse datos erróneos ya sea por la alta producción de gas de los pozos reflejado en los altos valores de relación gas-petróleo (RGP).

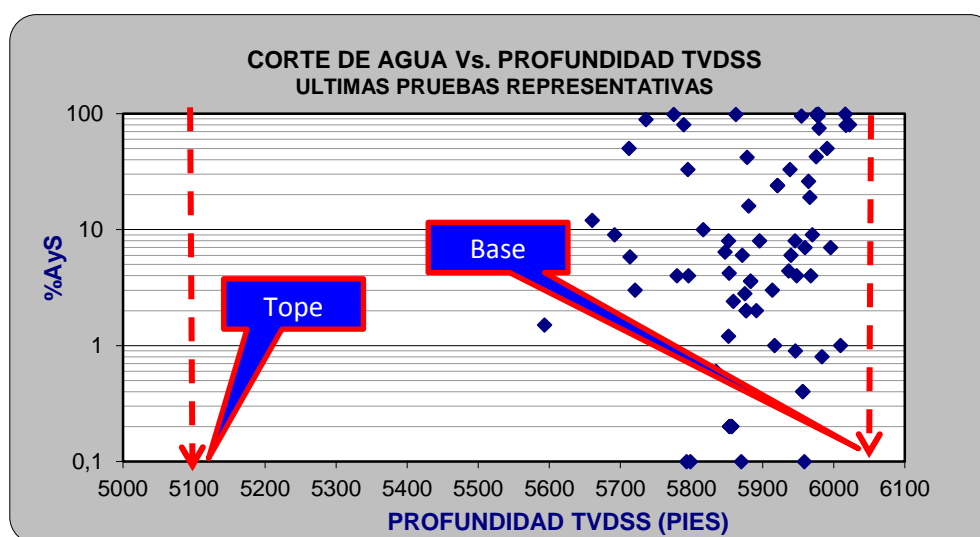


**Figura 14** Pruebas de RGP y  $^{\circ}$ API, representativas vs. Profundidad (TVDSS).



**Figura 15** Pruebas de RGP y  $^{\circ}$ API, representativas vs. Fecha.

Para la interpretación de las **Figuras 14 y 15** de %AyS, se pudo observar como fue el avance del acuífero en el tiempo y si éste se encontraba en un estado activo o inactivo, interpretándose con los pozos que poseen un alto corte de agua para fechas recientes, tomando la profundidad de estos pozos en TVDSS medida se puede estimar una profundidad actual del contacto agua-petróleo CAPO. Por otra parte en las **Figuras 16 y 17** se observa la relación entre el corte de agua variando la profundidad en TVDSS y el tiempo de producción respectivamente. La mayoría de los datos están en un intervalo entre 0.1 y 10% de agua y sedimento, por lo que para estos pozos no se refleja una conificación de agua proveniente del acuífero. Los datos fuera de este intervalo pueden ser interpretados como pozos cercanos al CAPO que para la fecha se conificaron por el avance del contacto agua-petróleo.



**Figura 16** Pruebas de %AyS vs. Profundidad (TVDSS).

Así como también se puede visualizar el tope y la base del yacimiento en la **Figuras 14 y 16**, para tener un rango fijo de las profundidades de los pozos con pruebas representativas y es en el intervalo de los 5700 a 6100 ft que están completados la mayoría de los pozos. No se dispuso de pruebas representativas de los pozos buzamiento arriba de la estructura por razón de tendencias en los gráficos la RGP debería aumentar y el corte de agua ir disminuyendo.

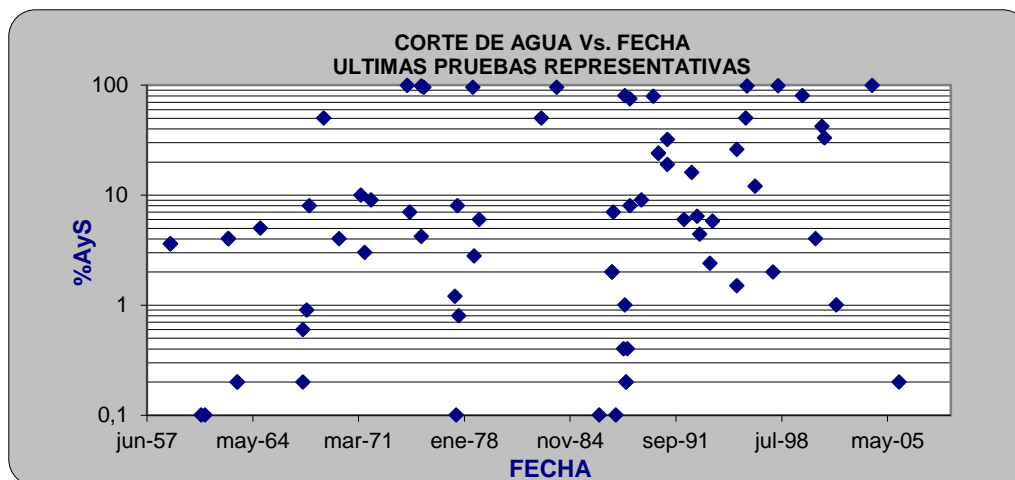


Figura 17 Pruebas de %AyS vs. Fecha.

### 5.2.2 Mapas Burbujas.

Los diagramas burbuja representada en las Figuras 18 y 19 se interpretan la distribución de fluidos producidos en el yacimiento, donde se puede apreciar una representación de tipo torta para porcentajes de gas, petróleo, y agua, producidos hasta la fecha presente. Los pozos ubicados buzamiento arriba de la arena tienen un alto porcentaje de petróleo producido para los que se encuentran buzamiento abajo se refleja el aumento del corte de agua y el avance vertical del acuífero.

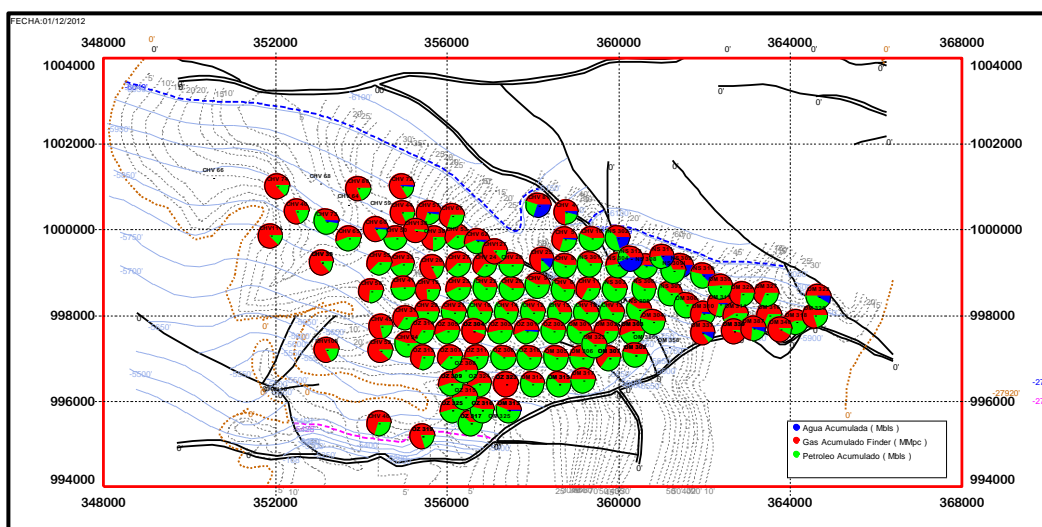
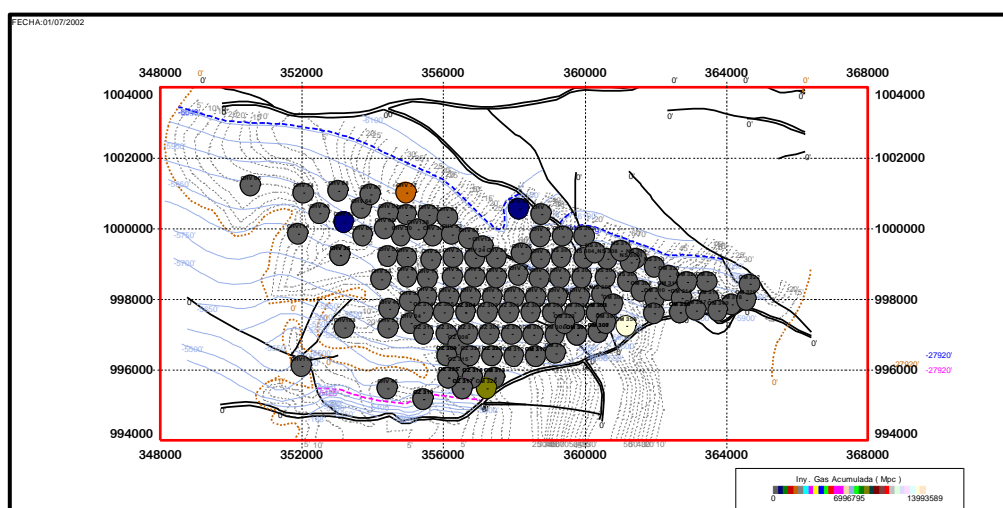


Figura 18 Diagramas tipo torta para los pozos con acumulados de producción.

El yacimiento posee una alta relación gas-petróleo en solución por lo que la mayoría de los pozos que tienen alta producción de gas se pueda deber a esta interpretación en la primera etapa mientras se usó el método por recuperación natural, pero dado que en la vida productiva del yacimiento se sostuvo un proyecto de recuperación secundaria por mantenimiento de presión con la inyección de gas se genera la siguiente interpretación por parte del gas inyectado en la arena por los pozos CHV-72, CHV-81, CHV-73, OM-325, OM-358, a partir de junio de 1953 inyectando un promedio diario de 32 MMPCND, siendo eficiente hasta agosto de 1987 fecha en la que culmina el proyecto. Los pozos circundantes a estos comenzaron a producir parte del gas inyectado lo cual se puede apreciar en la **Figura 19**. Con los pozos cercanos al OM-358 y los pozos que rodean al CHV-72.



**Figura 19** Diagrama tipo torta para los acumulados de inyección.

### 5.2.3 Pruebas de completación.

Las pruebas de completación y pruebas DST que reflejan el comportamiento inicial de la arena, donde se pueden representar los valores promedio de °API y RGP, para una fecha y una profundidad en TVDSS dependiendo la fecha de apertura del pozo y su ubicación. Los valores observados oscilan para la gravedad °API en promedio inicial de 35° y una RGP entre los 1000 PCN/BN, tal como se puede apreciar en las **Figuras 20** y **21**. Las pruebas que muestran valores fuera del promedio

se consideran como valores no representativos por el gradiente del agua o por mediciones erróneas al momento de tomar la muestra. Esto puede deberse también la fecha en que se produjeron estas mediciones entre los años 1948 y 1950 por el alto error relativo de los equipos de medición y apenas el comienzo del impulso tecnológico petrolero.

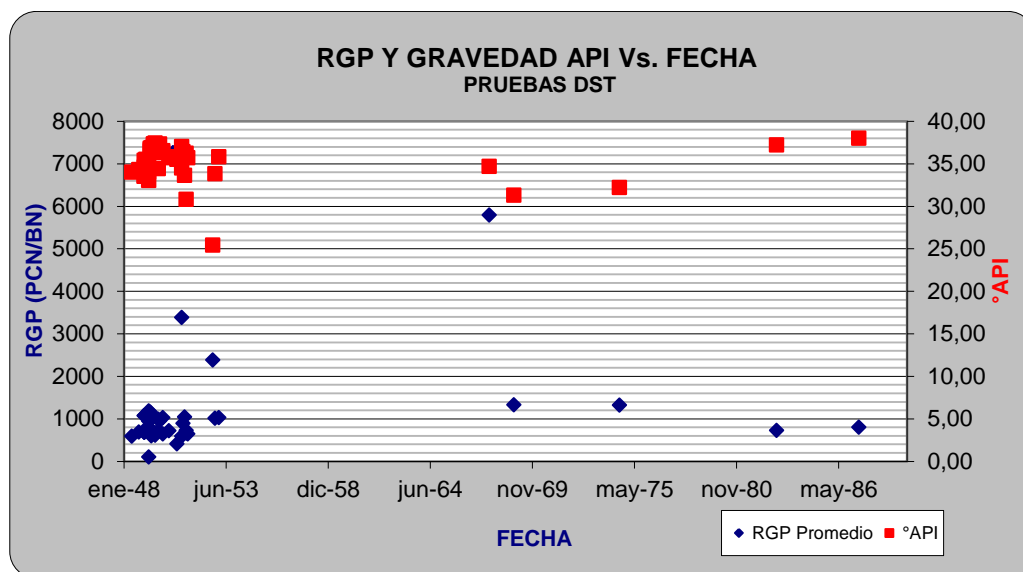


Figura 20 Pruebas DST de RGP y °API vs. Fecha.

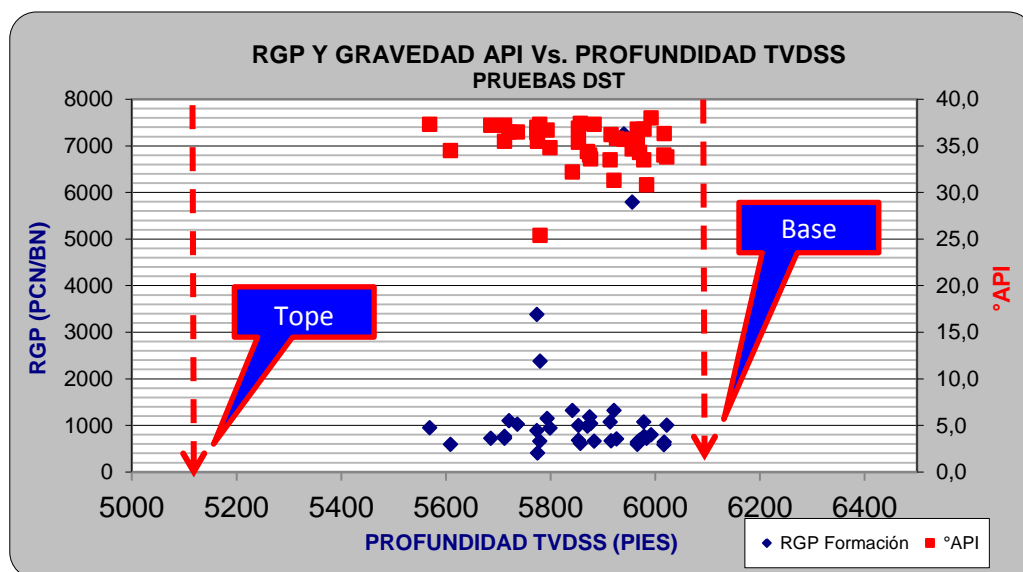
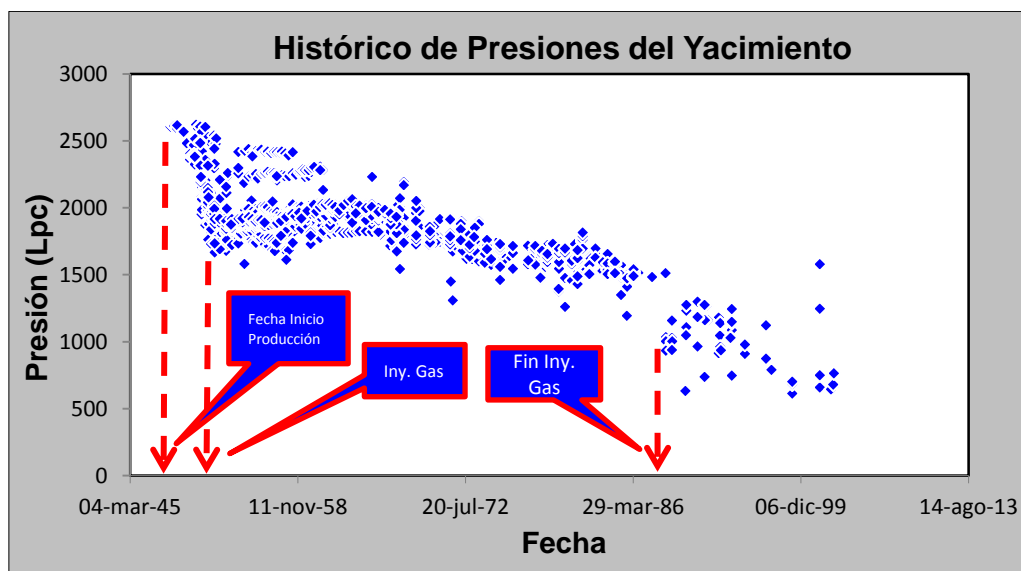


Figura 21 Pruebas DST de RGP y °API vs. Profundidad (TVDSS).

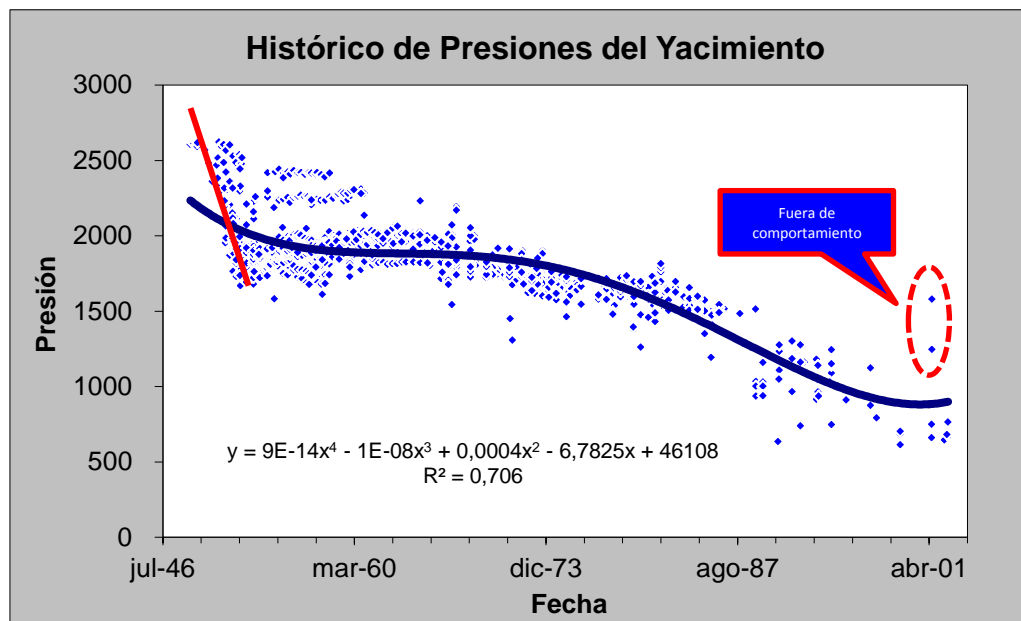
### 5.2.4 Modelo de presiones.

El análisis de la curva de Presión vs. Tiempo como se puede observar en la **Figura 21**, explica el comportamiento de energía que se le suministró y que aportó el yacimiento L4 NS 301. Se procedió a establecer los polinomios que mejor ajustaran con el agotamiento de presión. Para el primer caso de recuperación primaria entre las fechas de Julio del 1948 hasta Junio de 1953 se estableció una declinacion lineal por medio de un polinomio de primer grado. La segunda etapa donde se inyectó una cantidad de gas de 450 MMMPCN para el mantenimiento de presión y contemplados como oficiales en libro de reservas por medio de los pozos CHV-35, OM-303, OM-307, OM-309, OM-313, OM-358, CHV-72, CHV-73 y OM-325 se ajustó un comportamiento polinomial de cuarto grado mostrado en la **Figura 22**. El proyecto de inyeccion de gas fue eficaz hasta Julio de 1987 manteniendo la presión por encima de los 1500 Lpc, posteriormente no sería eficiente la inyeccion dado que no sería rentable ni se dispondría del gas necesario por lo que la presión comenzo a declinar hasta los 1000 Lpc actuales.



**Figura 22** Presiones al Datum del yacimiento (Lpc) vs. Fecha.



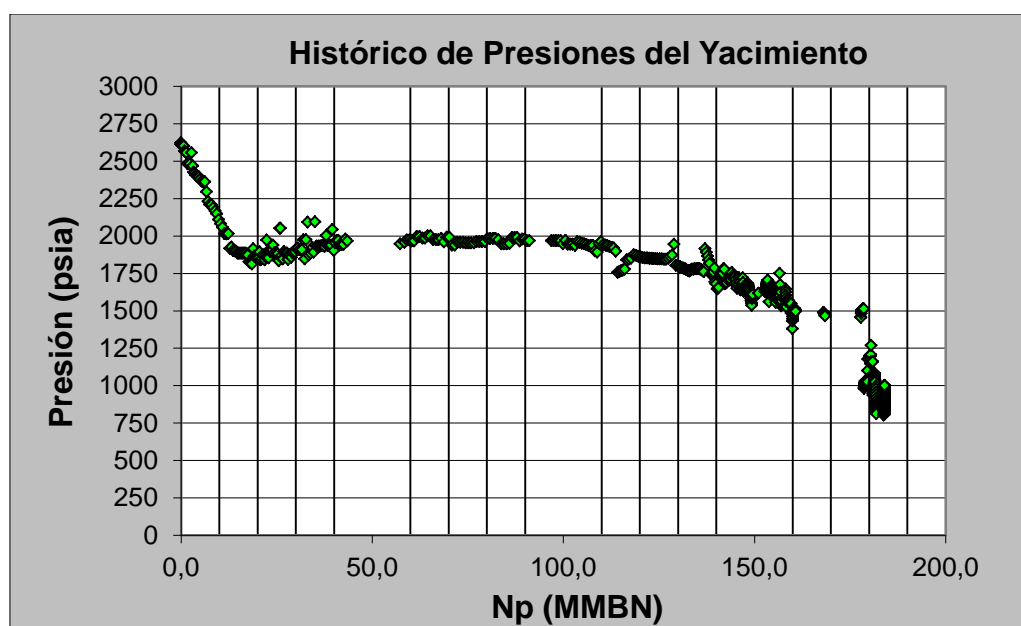


**Figura 23** Presiones al Datum (LPC) vs. Fecha. (Tendencias).

En el modelo de presiones con que se trabajó, estaban reflejados valores los cuales se ven afectados por el gradiente del agua y el gas presente, dependiendo la ubicación de los pozos en que se tomó la prueba de presión de fondo, de acuerdo a esto muchos resultados no fueron representativos por lo que fue necesario extraerlos y así ajustaron el polinomio tipo como se muestra en la **Figura 23** para los valores de presiones medidos al datum. Cabe destacar que este modelo fue ajustado por la compañía MINPRO C.A, en un informe técnico realizado a la compañía PDVSA GAS.

El estudio de las curvas de declinación y de producción, definen el comportamiento en el tiempo de los fluidos producidos. Por otra parte, el tiempo es un parámetro concurrente, debido a la tendencia que tiene con respecto a las tasas de producción, las cuales son variables por cualquier factor mecánico o condición operacional, que se haga presente en los pozos que incurren en la producción. En cambio, un parámetro determinante como la presión, mostrará una tendencia fija mientras se mantenga activa la producción sólo si el yacimiento no ha pasado por una etapa de recuperación secundaria por inyección de fluidos. Los periodos de tiempo

en los que la producción se mantiene activa y no se implementa una inyección de fluidos en el yacimiento se podrá observar una clara declinación de la presión por el total de líquido y gas producido en los yacimientos volumétricos o con acuíferos activos. Caso contrario, cuando un fluido de remplazo ocupa el equivalente total de los fluidos producidos en el medio poroso, es notable distinguir entre estas dos tendencias, aunque se debe tener presente el momento en la irrupción del fluido inyectado en los pozos productores cambiando propiedades como relación gas-petróleo o corte de agua.



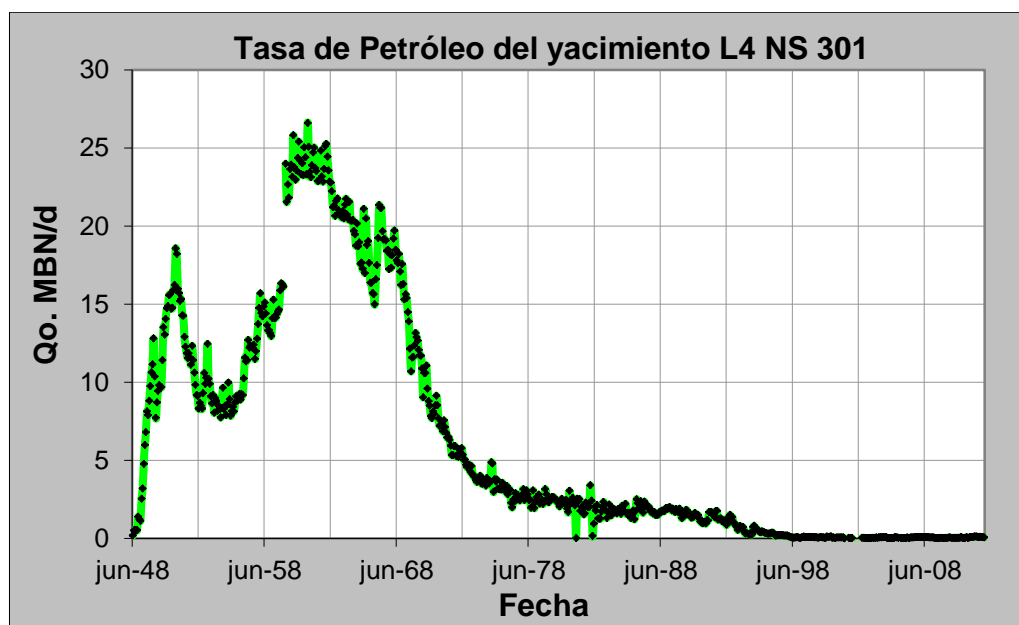
**Figura 24** Presiones al Datum vs. Petróleo Acumulado (Np).

En el **Figura 24** se puede observar el historico de Presión vs. Np, y como afectó la producción de crudo y la inyección de gas en el yacimiento. Se determinaron los tiempo en los que la producción declinó por la recuperación primaria donde se logro producir una cantidad de resevas de 22.25 MMBN solo por medio de la recuperación natural. Luego de esto por medio de la inyección de gas como método de recuperación secundaria la producción del crudo no dismiuyo la presión promedio del yacimiento, por lo que se mantuvo casi constante y sobre los 1750 psia para así alcanzar un valor de reservas de petróleo entre los 150 MMBN al

finalizar el proyecto de inyección y a partir de Julio 1987 cuando se suspende la inyección por rentabilidad se reporto en libro de reservas una produccion acumulada para la fecha por el yacimiento L4 NS 301 de unos 194 MMBN producidos de petróleo.

### 5.2.5 Análisis de declinación de las tasas de producción.

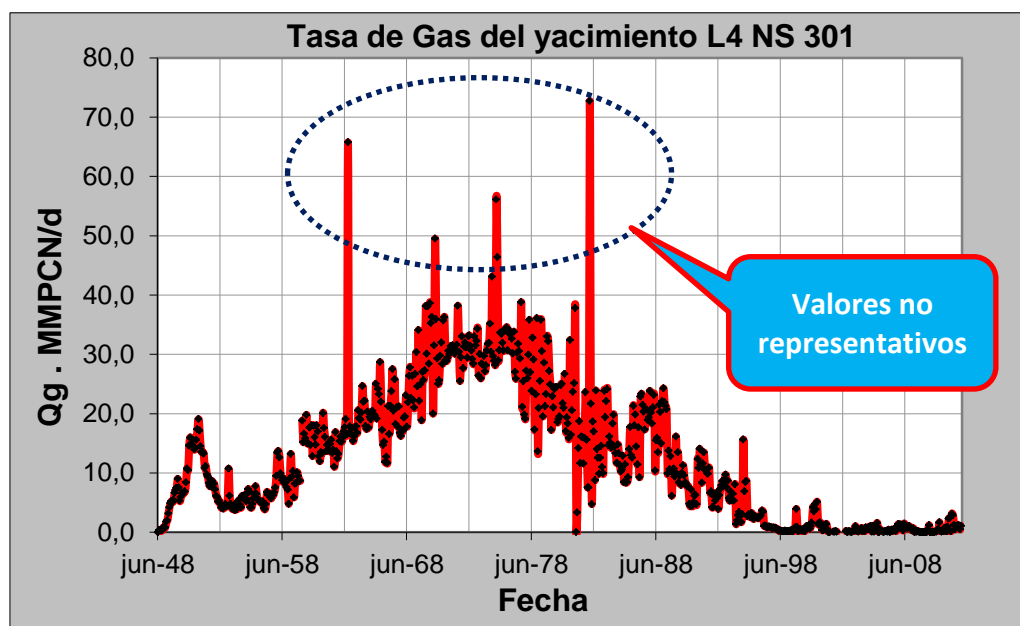
Los fluidos producidos dependen de la tasa mensual de producción del yacimiento, por lo que tendrán una relación concurrente debido a los cambios operacionales o mecánicos de los pozos. Por lo tanto es necesario determinar los periodos de tiempo en los que la tasa se mantiene y el número de pozos por mes activo es constante. Así, visualizar la tendencia de estos parámetros con respecto al tiempo.



**Figura 25** Tasa de petróleo del yacimiento ( $Q_o$ ) vs Fecha.

Las tasas de producción del yacimiento varían dependiendo de las condiciones mecánicas o condición presente en el yacimiento al momento de producción que pudieron cambiar a lo largo del tiempo variando la tasa total producida por mes, por lo que el número de pozos por mes activos influye en predicciones futuras con respecto a la tendencia de la tasa producida por el

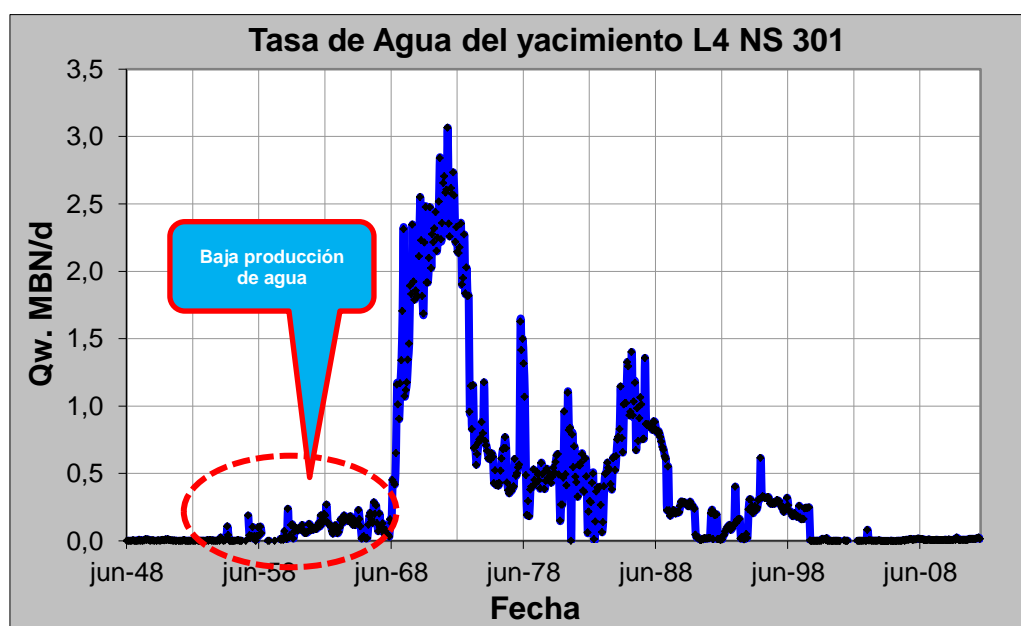
yacimiento. Representar la tasa de gas, petróleo y agua indica bajo qué condiciones reales pasó el yacimiento a lo largo de su vida productiva. Para el caso de la tasa de petróleo en la **Figura 25**, el aumento considerado de producción mediante la apertura de pozos por mes se evidencia hasta alcanzar los 18 MBN/d momento en que comienza a disminuir las tasas de producción en Octubre de 1951 por declinación rápida de la presión, luego se implementa el cambio mecánico en los pozos por levantamiento de gas artificial y las tasas se mantiene hasta junio de 1953 ubicándose aproximadamente en los 8 MBN/d, y es cuando arranca el proyecto de recuperación secundaria conservando la presión del yacimiento por un tiempo prolongado sobre los 1750 Lpc y alcanzando una tasa máxima de producción en septiembre de 1961 de 26 MBN/d, con una cantidad de 25 pozos menor a la cantidad máxima alcanzada inicialmente cercano a los 50.



**Figura 26** Tasa de gas del yacimiento (Qg) vs Fecha.

En el histórico de tasas de producción de gas, se observa un comportamiento de crecimiento para los inicios en la producción por la declinación en la presión del yacimiento como se aprecia en el **Figura 26** y el alcanzar rápidamente la presión de burbujas para posteriormente liberarse el gas en solución inicial en el medio poroso

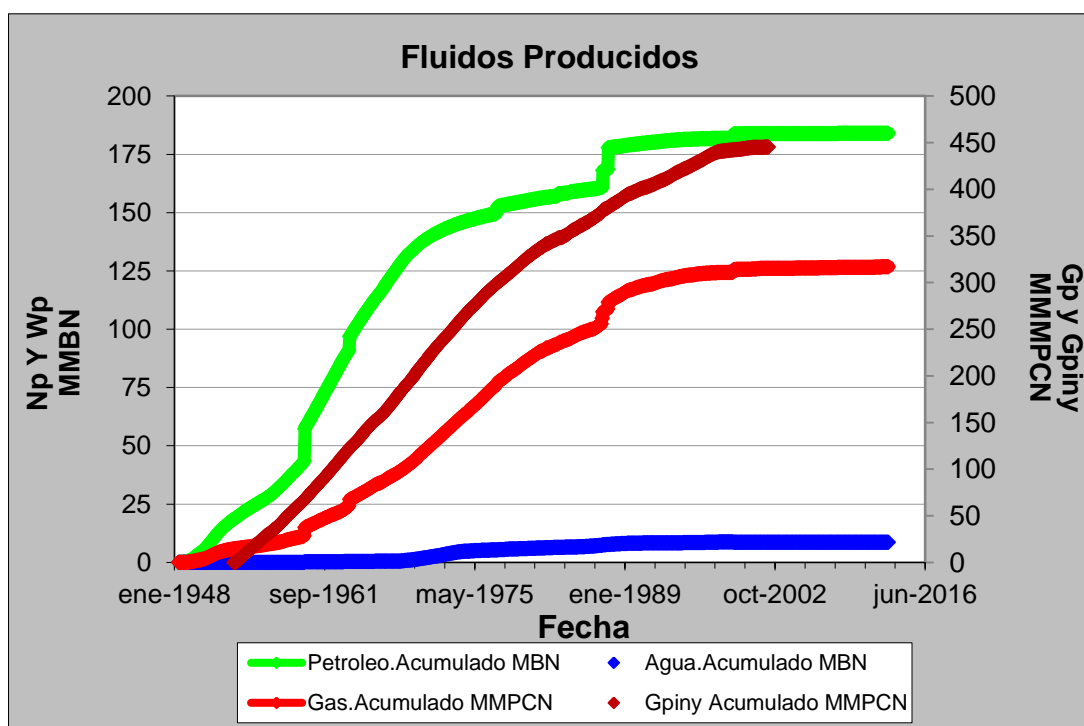
del yacimiento y acumularse como gas libre, luego alcanzado el año de 1953 la producción de gas comenzó a disminuir, principalmente por controlar la presión de fondo fluyente en los pozos y cierre de las completaciones de algunos los pozos por una alta RGP en el yacimiento, principalmente para alcanzar arenas con mejores prospectos realizando cambio de zona o cañoneando en otro intervalo. Posteriormente los pozos que se comenzaron a abrir a producción, se observa que fueron acumulando una mayor cantidad de gas para los siguientes años con una tasa máxima de 30MMPCN/D para la fecha de 1970, esto también afectado por la inyección de gas como mecanismo de recuperación secundario, y el gas inyectado fue posteriormente desplazándose por el medio poroso hasta alcanzar algunos pozos productores.



**Figura 27** Tasa de agua del yacimiento (Qw) vs Fecha.

Para las tasa de producción de agua en el yacimiento NS 301, se refleja que la saturación de agua connota y la baja permeabilidad relativa al agua en la arena puede ser demostrada por las bajas tasas de agua de producción a comienzo de la vida productiva como se refleja en la **Figura 27** mostrando una tendencia de bajo corte de agua para los pozos que comenzaron a producirse a partir del año 1948.

Por otra parte hasta alcanzar el año de 1968 se aprecia un aumento brusco en la tendencia debido al avance vertical del acuífero presente en los pozos buzamiento abajo de la estructura, cuando comenzaron a conificar los pozos incrementaron los cortes de agua por lo que mucho de estos fueron cerrados, disminuyendo el incremento en la producción de agua y crudo lo cual también se puede reflejar en la baja de la producción de petróleo, dado que fueron cerrados pozos con alta productividad como lo fue el pozos CHV-81 y el CHV-4 para los años de 1970.



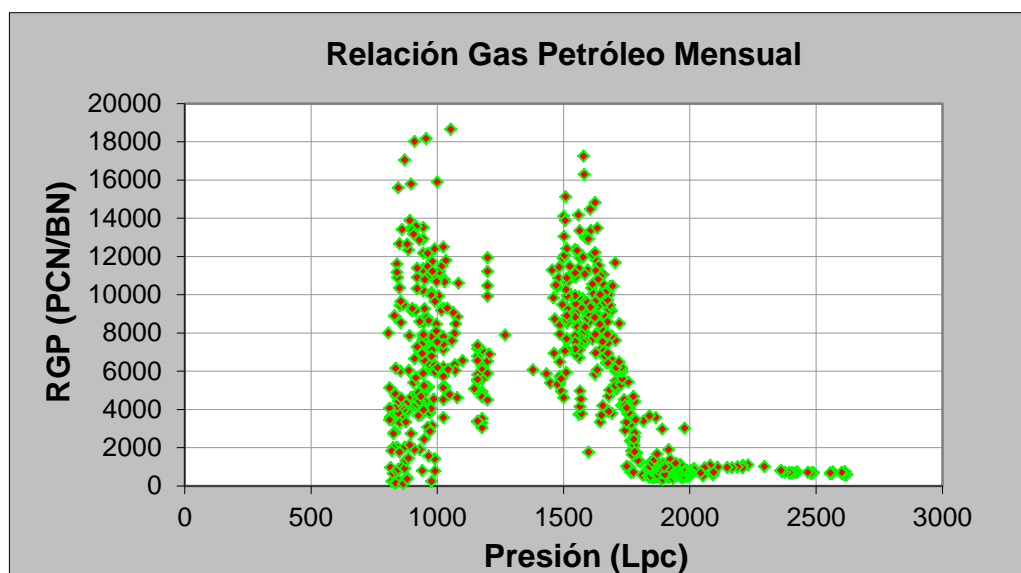
**Figura 28** Curvas de producción e inyección acumulada oficial vs Fecha.

En la anterior **Figura 28** representa los acumulados del historico de produccion e inyección oficiales en el tiempo para el yacimiento L4, los cuales fueron extraídos de los registrado finder en la base de datos de OFM, donde se pueden establecer los siguientes valores de acumulados de gas, petróleo, y agua los siguientes valores respectivamente: 317.160 MMMPCN, 194.092 MMBN, y 8.74792 MMBN para la inyección de gas 445.63 MMMPCN. En el gráfico se aprecian los valores representados de acuerdo a la fecha en que se registró la

producción para cada etapa en la vida del yacimiento. Donde se aprecia que al momento de inyectar el gas en la arena fueron cambiando las tendencias en la curva de acumulado de los fluidos producidos.

### 5.2.6 Relación de los fluidos producidos en el tiempo.

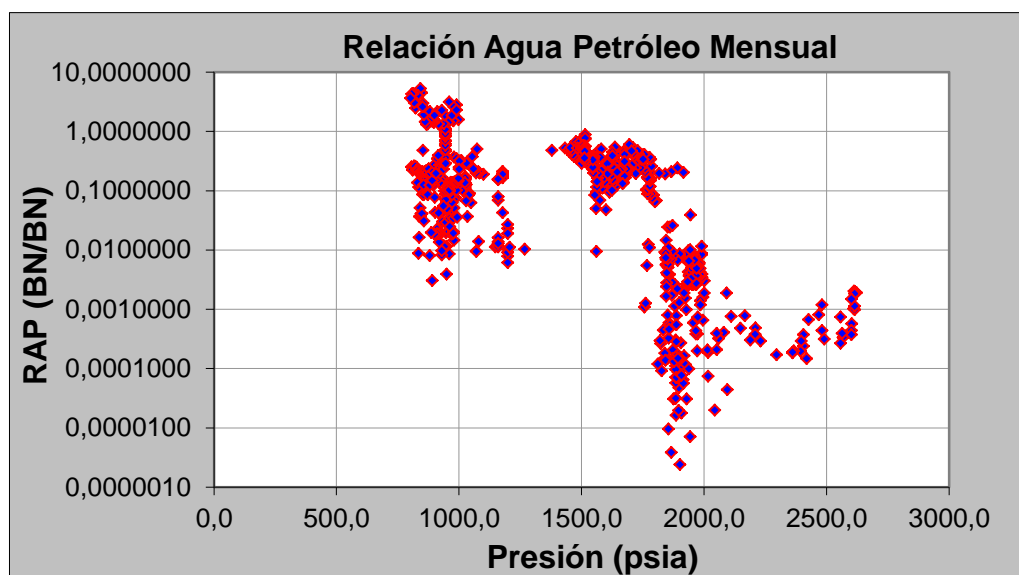
La curva para la relación Gas-Petróleo Mensual como se muestra en la **Figura 29** posee una tendencia constante desde el inicio de producción hasta alcanzar los 2450 Lpc desde donde se puede apreciar un ligero aumento en la tendencia. Cabe destacar que para esa fecha de producción el número de pozos en producción era sólo 10, posteriormente por la apertura de una mayor cantidad de pozos a producción y comenzado el proyecto de recuperación secundaria por inyección de gas, se ve un aumento total en la tendencia, y encontrándose por debajo de la presión de burbujas, el yacimiento comenzó a producir una mayor relación del gas en solución.



**Figura 29** Curva de relación gas-petróleo mensual vs Presión (psia).

Por otra parte la curva de RAP presentada en el **Figura 30**, muestra la cantidad de barriles de agua producidos por cada barril de crudo y refleja una tendencia de 0.0010 al principio de la producción de la arena. Luego de aumentar la producción con un mayor número de pozos el promedio mensual comenzó a

disminuir, hasta alcanzar los 2000 Lpc, por lo que el aumento en la permeabilidad relativa al agua, y el fenómeno de conificación en algunos pozos cercanos al CAPO, cambió la tendencia aumentando ésta y debido a que los pozos con mayor acumulado de crudo que se encontraban buzamiento abajo de la estructura, paso un largo periodo de tiempo para cerrarlos y algunos se dejaron en producción con un alto corte de agua.



**Figura 30** Curva de relación agua-petróleo mensual vs Presión (psia).

Se puede apreciar en la Graf.16 para la curva del factor de remplazo la cual se procedio a emplear por medio de la **Ecuación 23** y describe el comportamiento del fluido remplazante de acuerdo a los fluidos extraidos de la arena. Para el yacimiento L4 NS 301, a comienzos del proyecto de recuperación secundaria se inyectó un promedio de 5 veces lo que se estaba produciendo para posteriormente ir nivelando los valores de presión y sostenerlos por un tiempo en el cual fuera efectivo y rentable la inyección. A partir de 1960 la tendencia se fijó en 1, lo cual quiere decir que la misma cantidad de fluidos extraidos era la que se inyectaba a condiciones de yacimiento, hasta 1987 donde la cantidad del gas inyectado era en promedio casi 10 veces mas en consideracion con los fluidos que se estaban produciendo, razón por la cual, deja de ser eficiente la inyección principalmente



por razones de movilidad de los fluidos los valores de permeabilidades relativas son bajos y como segunda explicación los pozos productores aledaños a los inyectores, comenzaron a aumentar su producción diaria de gas y mostrar valores de RGP no representativos por lo que se presume drenaron una gran cantidad del gas inyectado al yacimiento, luego por razones económicas dado que era necesario una cantidad de gas elevada, en comparación con las que disponía la compañía en 2002, terminar el proyecto de inyección.

### 5.2.7 Factor de Remplazo.

El factor de remplazo es un claro reflejo del comportamiento de inyección/producción en el proyecto de recuperación secundaria para evaluar las condiciones en que se mantuvo el proyecto. Para esto es necesario ver el histórico de producción en los anexos, el cual está como una hoja de cálculo de excel. Esta gráfica fue realizada, como se explica en la metodología, y usando como datos los acumulados de producción e inyección, además de datos PVT.

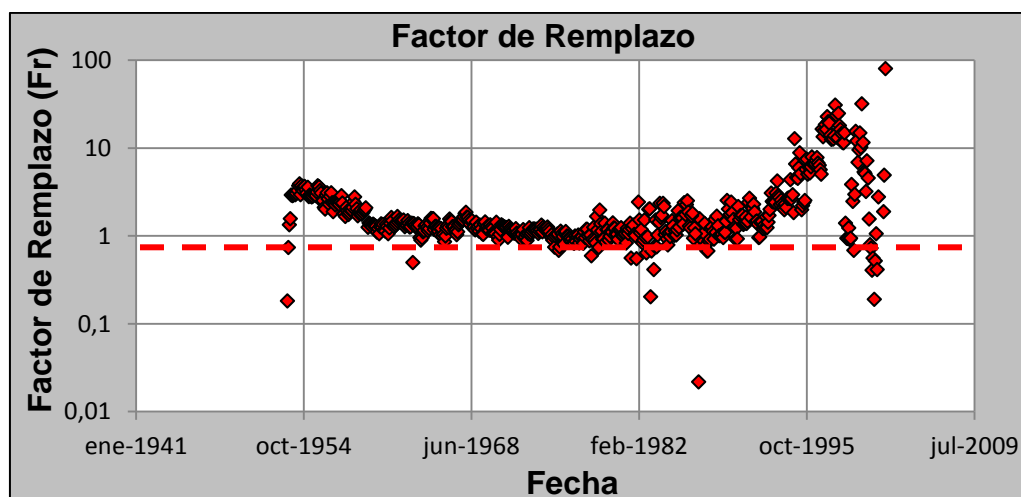
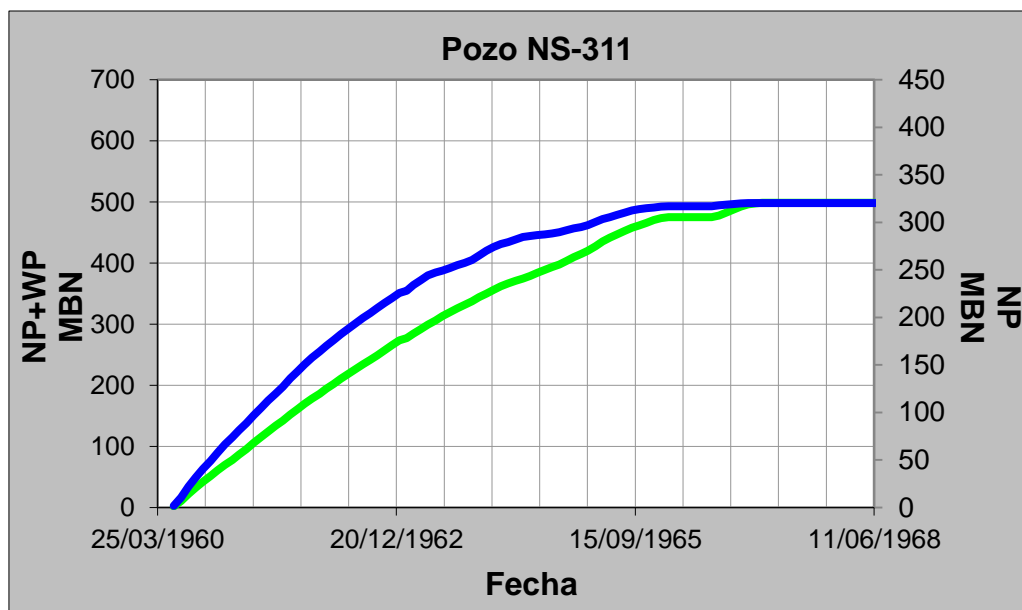


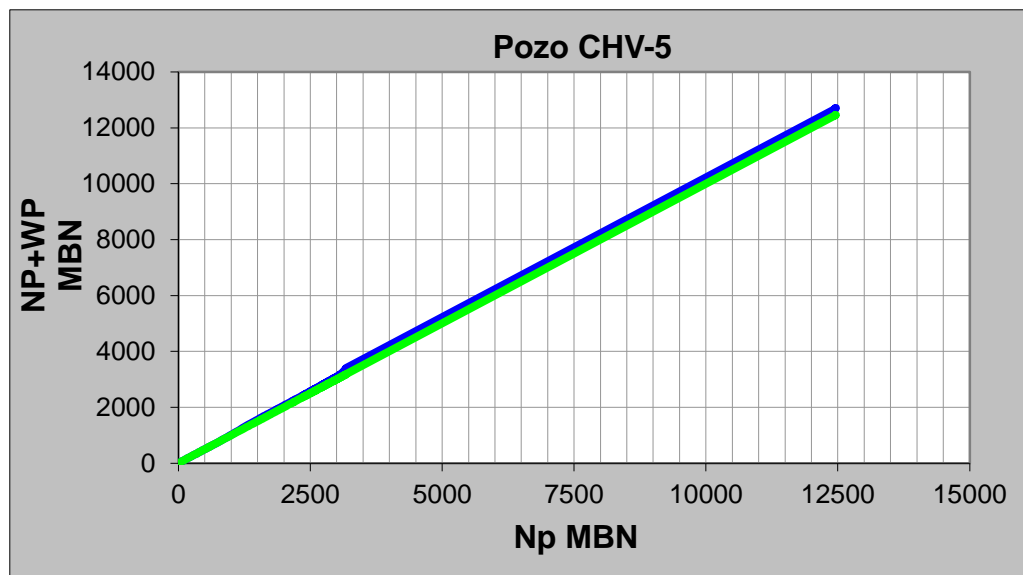
Figura 31 Curva de factor de remplazo.

5.2.8 Efecto de la conificación de agua en los pozos.



**Figura 32** Intrusión de agua para el pozo NS-311.

Para la producción de agua proveniente del avance vertical del acuífero, se utilizan las gráficas de  $N_p+W_p$  vs.  $N_p$  como se aprecia en la **Figura 32**, para definir en qué momento en la producción del petróleo se comenzó la irrupción del agua, se realizó solo para los pozos cercanos al CAPO ubicado inicialmente a 6064 p.b.n.m, dado que por efecto de la producción el agua fue irrumpiendo hasta confinarse. En los pozos seleccionados se distingue que el agua alcanzó los estratos de los pozos NS-311, NS-312, CHV-25, CHV-81 muy temprano en su producción, mientras que para los pozos NS-310, CHV-72, CHV-4 y CHV-5 iniciaron a producir agua en un tiempo más prolongado, por lo que el avance del acuífero hacia el flanco OESTE del yacimiento es de muy baja actividad aproximadamente de 0.131 ft/ año en esta zona, y aumenta su actividad hacía el Este con 5.21 ft/ año. Por otra parte pozos como el CHV-5 mostró una tendencia constante en la producción de agua debido a que sólo produjo el agua connata que se encontraba en el area de drenaje del pozo como se aprecia en el **Figura 33**.

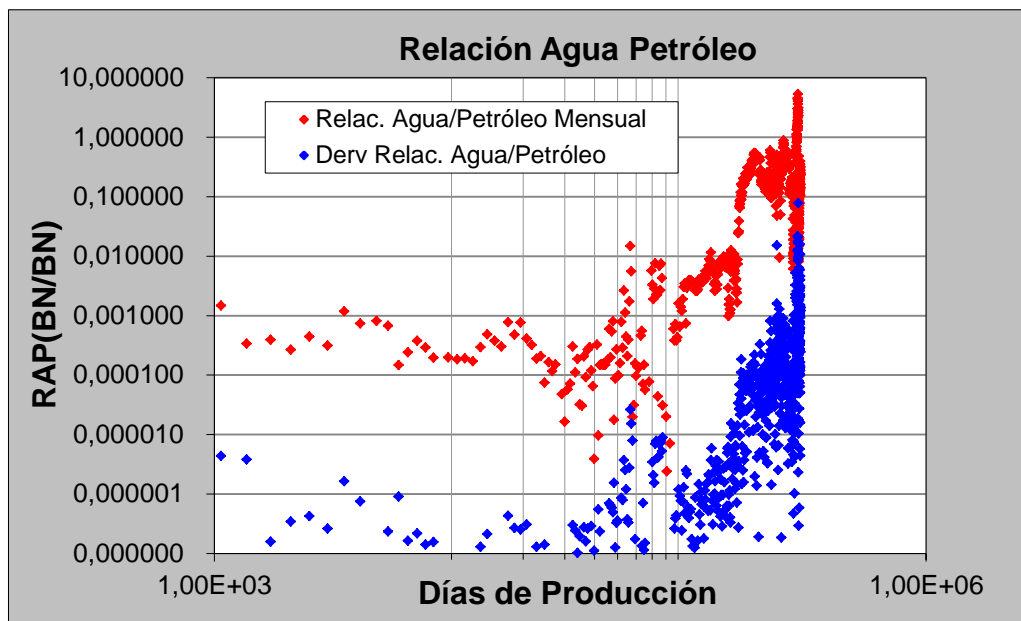


**Figura 33** Intrusión de agua para el pozo CHV-5.

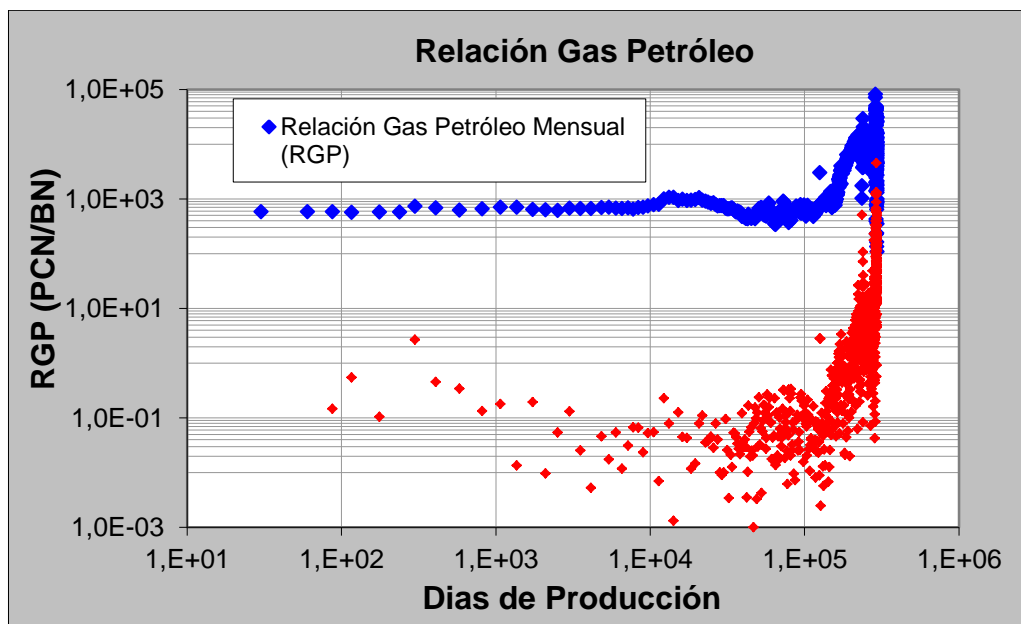
### 5.2.9 Relación de los fluidos producidos para tiempo acumulado.

Para las gráficas de RAP y RGP vs. días de producción acumulado como figuran en los **Figuras 34 y 35** respectivamente, se elaboraron en escala logarítmica, y junto al acumulado de días de producción para tener una escala más ampliada el comportamiento en el tiempo de la actividad del gas en solución, como en la producción del gas inyectado, la producción del agua connata, y el avance vertical del acuífero.

Las curvas de relación Gas-Petróleo vs. Días de producción **Figura 35** refleja la relación concurrente entre estas variables y el tiempo, aún más con la derivada. El punto en que irrumpió la inyección de gas en los pozos de manera gráfica puede observarse ocurre a los 13 años de iniciado la producción; esto refleja el aumento progresivo de la tendencia. Como los primeros pozos que comenzaron a producir la arena L4 NS 301 se encontraban buzamiento abajo de la estructura, se puede apreciar un comportamiento constante antes de la irrupción, para la producción de agua es lo contrario: se mantiene constante por un tiempo más corto, luego ésta asciende progresivamente por el aumento del corte de agua como en el caso de los pozos buzamiento abajo: CHV-5, CHV-4 y CHV-81.



**Figura 34** Relación agua-petróleo vs. Días acumulados de producción.



**Figura 35** Relación gas-petróleo vs. Días acumulados de producción.

5.2.10 Inyección de gas como método de recuperación secundaria.

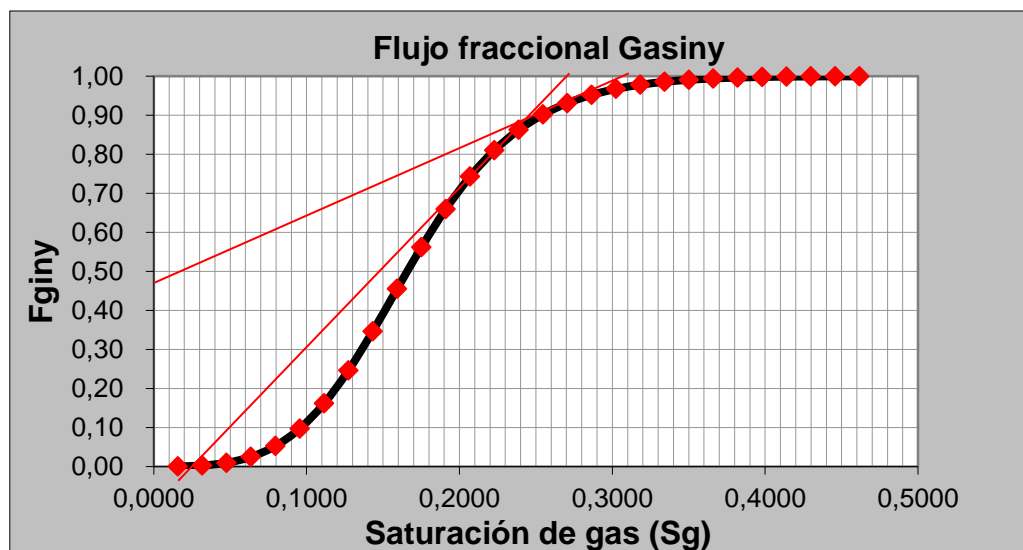


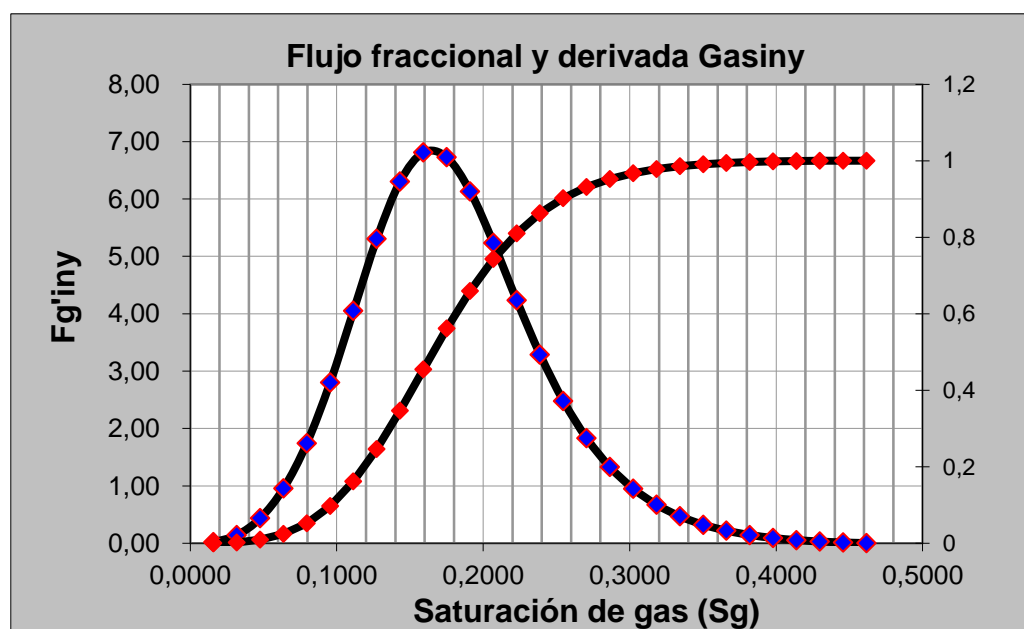
Figura 36 Gas inyectado vs. Saturación de gas.

Para el avance o desplazamiento por gas y su eficiencia se desarrolló la gráfica de flujo fraccional en la **Figura 36**, así como también su derivada **Figura 37** para calcular mediante estas los valores de saturación de gas promedio en el frente de inyección, para los tiempos de irrupción y para cuando el volumen de gas es equivalente al volumen poroso de la arena L4 NS 301. Estas curvas fueron realizadas a partir de los datos de saturación de gas para las permeabilidades relativas y las razones de movilidad entre el crudo y el gas, dando como resultado una saturación de gas promedio 0.27 y una saturación de gas en el frente de 0.21 al momento de la irrupción como se muestra en la **Tabla 2**.

Tabla 2 Resultados de la curva de flujo fraccional para la inyección de gas.

	<i>Bt</i>	<i>Wid=1</i>
<b>Sg</b>	0.21	0.3
<b>Sgm</b>	0.27	0.31
<b>Fg</b>	0.81	0.95
<b>Fg'</b>	3.6	1
<b>Wid</b>	0.277	1
<b>Em</b>	0.05135669	0.10333715

La curva de Flujo Fraccional, al igual que su derivada **Figura 37** se utilizaron para determinar la eficiencia que sostuvo la inyección de gas en el yacimiento. Dado que este proyecto fue implementado para el mantenimiento de la presión no representa un estudio detallado en el desplazamiento del crudo por parte del gas, mediante esto solo se determinaron las saturaciones de gas en el frente de irrupción y la saturación de gas promedio en el yacimiento al momento de comenzar la inyección.



**Figura 37** Derivada del flujo fraccional y vs. Saturación de gas.

En el Graf.21 donde se puede apreciar el intercepto entre la curva de flujo fraccional y su derivada, permitió calcular el valor exacto para la saturación de gas presente en el frente al momento de la irrupción el cual fue de 21%, como también se puede apreciar el rango de saturaciones en donde el frente de inyección fue un poco más eficiente antes del punto de intercepección de ambas curvas. Para tener en detalle la eficiencia del proyecto de gas como un barrido y conocer como resultado la eficiencia de éste, si pudo desplazar crudo de forma pistón, se calculó por medio de correlaciones en las **Ecuaciones 30 y 31** y las **Figura 8 y 9**, la eficiencia vertical,

areal y microscópica, para posteriormente calcular la eficiencia total del sistema. Se procede a mostrar los resultados a continuación en la **Tabla 3**:

**Tabla 3** Eficiencia de la inyección de gas durante y después de la irrupción.

<i><b>Ex (%)</b></i>	<i><b>Bt</b></i>	<i><b>Wid=1</b></i>	<i><b>Estimación</b></i>
<i><b>Ea (%)</b></i>	0.53585158	0.80500047	Estimada por gráfico
<i><b>Ez (%)</b></i>	0.18	0.38	Estimada por gráfico
<i><b>Ev (%)</b></i>	0.09645328	0.30590018	Ev= Ea*Ez
<i><b>Em (%)</b></i>	0.05135669	0.10333715	Em por el flujo fraccional
<i><b>E (%)</b></i>	0.00495352	0.03161085	Rf =Ev *Em

Estos resultados son sustentados por la metodología del cálculo de eficiencias de barrido, usando las correlaciones para el desplazamiento por agua, por lo que son resultados apreciativos. Principalmente el proyecto de inyección de gas como mecanismo de recuperación secundario fue usado para el mantenimiento de la presión inyectando gas buzamiento arriba de la estructura, posteriormente algunos pozos productores se pasaron a un plan de inyección en la zona central del yacimiento por lo que es necesario este planteamiento. Además se puede apreciar en la curva de flujo fraccional que el porcentaje total de eficiencia concuerda con cómo se llevó a cabo el proyecto de inyección, no como un barrido sino como un proceso de mantenimiento de la presión.

Como también se realizó la curva de relación de movilidad en la **Figura 38**, para observar la capacidad que tiene el fluido de desplazarse en el medio poroso con respecto al crudo, por lo que el gas escapado de solución como el inyectado tienen una mayor movilidad para valores saturaciones muy bajas así va perdiendo eficiencia el frente de inyección.

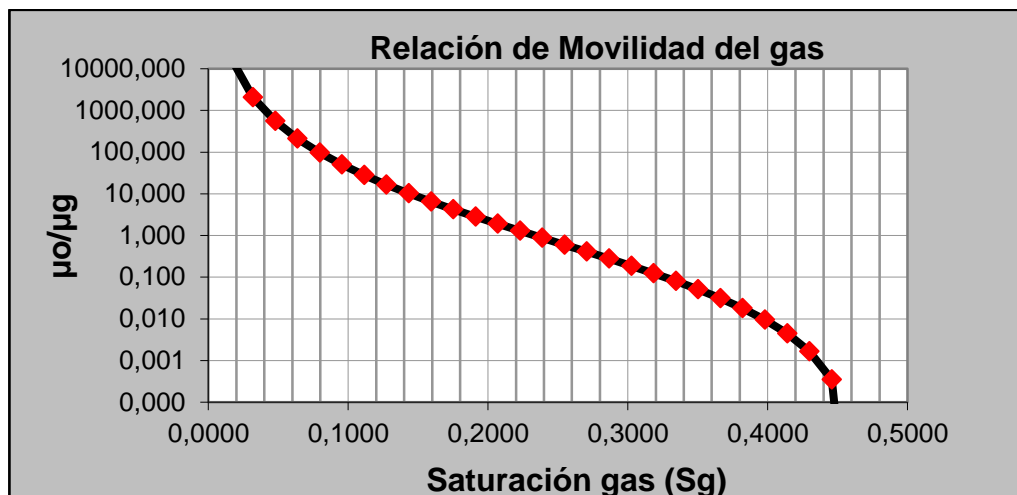


Figura 38 Relación de movilidad del gas vs. Saturación de gas.

### 5.2.11 Ajustes para la declinación de los fluidos en el tiempo.

Para realizar un buen análisis en las curvas por la declinación de producción del yacimiento se debe evaluar la cantidad de pozos por mes activos, en donde, manteniendo una tendencia constante por una cierta cantidad de tiempo, se puede evaluar un buen periodo donde puede la curva de producción ser representativa se utilizó la **Figura 39** se escogió el más representativo el cual fue entre los años 1979 y 1981, con 12 pozos produciendo la arena.

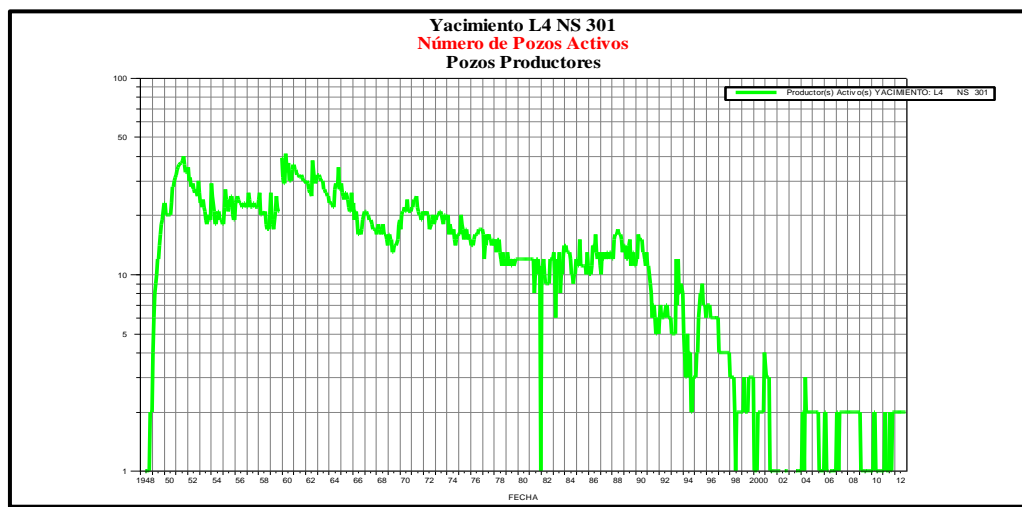
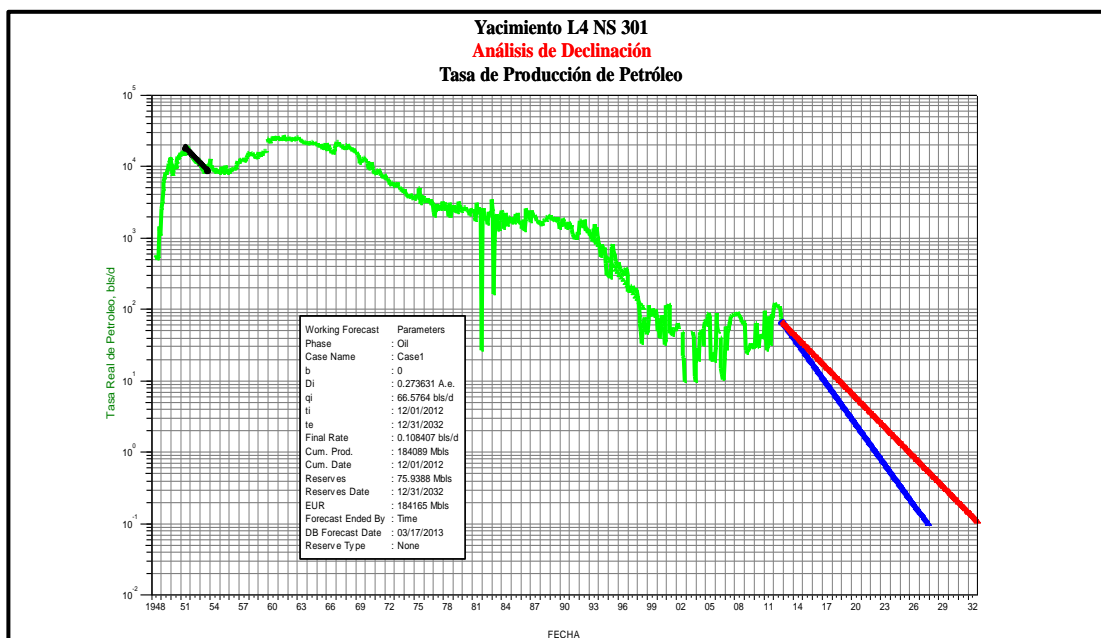


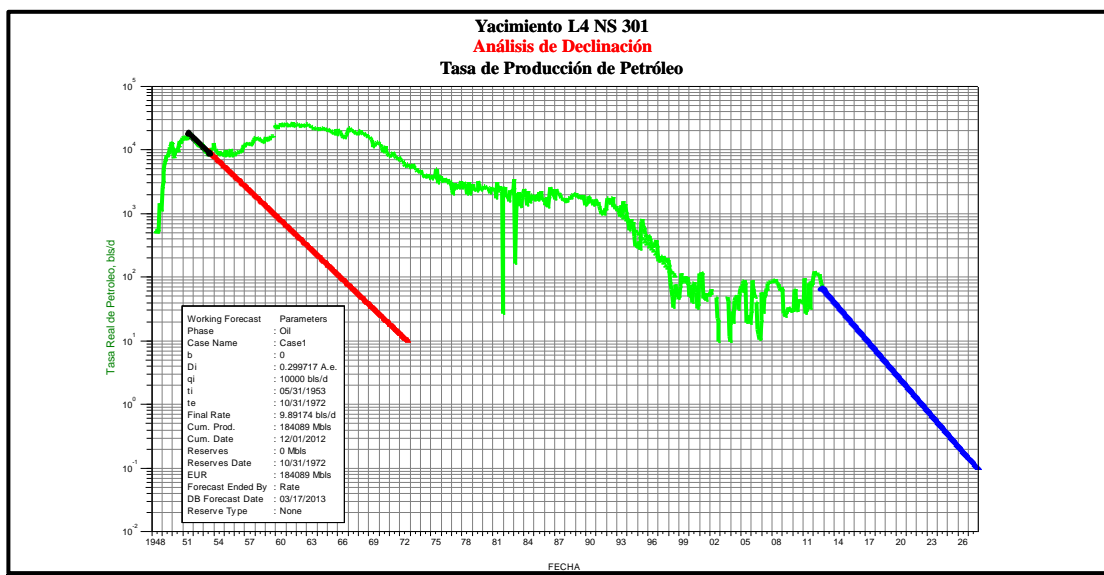
Figura 39 Pozos productores por mes activos.





**Figura 40** Tasa de declinación exponencial después de 20 años de producción.

Para las fechas en las que las condiciones mecánicas de los pozos en el yacimiento no había cambiado y aun no estaba puesto en marcha el proyecto de inyección de gas se escoge el período de tiempo entre los años 1951 y 1953 en el cual se mantuvo la producción de la arena por medio de una cantidad de pozos activos para un rango de 40 y 30. De acuerdo a esto, se necesitaría una cantidad de pozos similar para imitar las condiciones de esa fecha en la actualidad, y realizado un ajuste exponencial para este período se podrían alcanzar reservas de unos 184.165 MMBN hasta diciembre de 1932, por lo que se necesitaría la reactivación y reacondicionamiento de pozos en el area para ponerlos en produccion. En el Graf.23 se muestran las tendencias, la curva de color rojo está representando la declinación para un período de tiempo anterior a la inyección, como también la curva de color azul la cual es el caso base, para un tiempo donde se mantuviera cierta cantidad de pozos activos y se podría recuperar parte de las reservas en el futuro dando este 184.165 MBN.



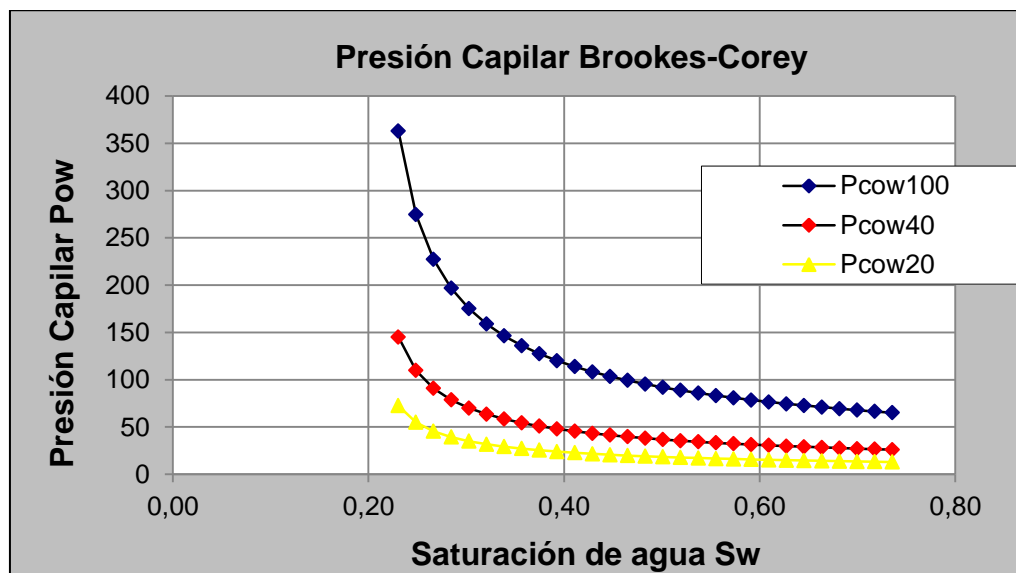
**Figura 41** Tasa de declinación exponencial sin inyección de gas.

Para el caso en que no se fuera implementado la inyección de gas como muestra la **Figura 41**, como alternativa para la declinación de presión, se ajustó para la fecha y tomando una cantidad de pozos representativos una curva exponencial, en la cual como límites económicos se establecieron una tasa de abandono de 10 BN/d producidos por el yacimiento, dando como resultado que para la fecha de 1973 la producción no sería rentable. Por lo tanto la inyección de gas funcionó por un período largo de tiempo para acumular gran cantidad de reservas en el yacimiento L4 NS 301.

### 5.2.12 Ajustes de los modelos de presión capilar y permeabilidad relativa.

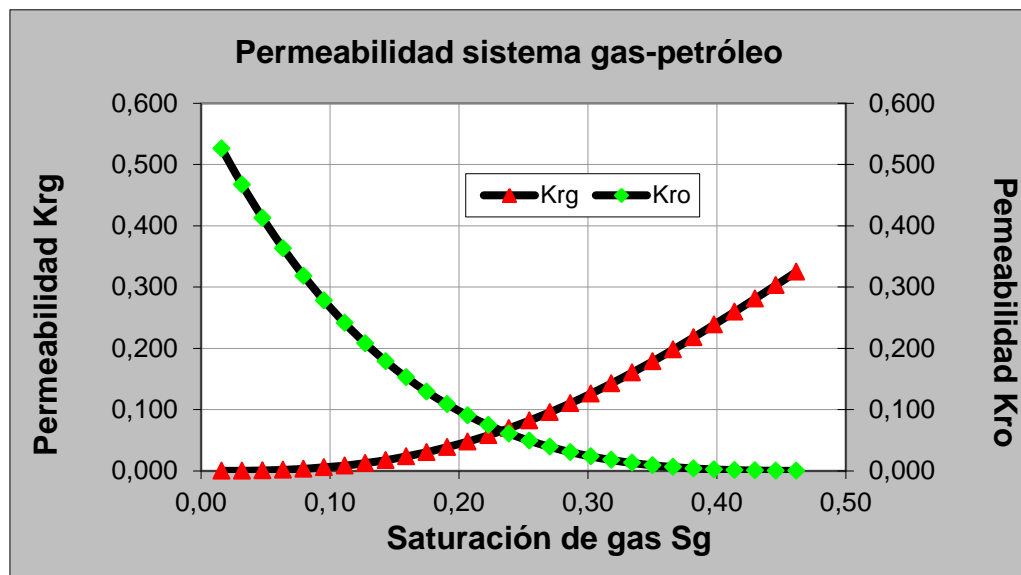
Como no se contó con las curvas de presión capilar para el sistema agua petróleo, fue necesario implementar las correlaciones de Brookes-Corey, Pooladi-Darvish un modelo matemático desarrollado para yacimientos con altas porosidades. Por el medio de los cuales y el simulador *ECLIPSE 100*, se implementó el uso de todos los sistemas y se tomó el que cumpliera y ajustara mejor el histórico de producción, por lo que se descartaron todos y cada una de las iteraciones hasta llegar al modelo de Brookes-Corey con una  $PCow$  de 20 LPC representada en la gráfica mostrada a continuación en la **Figura 42** con la cual se

puede apreciar un máximo de presión capilar de 80 LPC para la roca a la saturación de agua connata de 0.22. Los demás modelos planteados se podrán encontrar en los anexos y las tablas para los cálculos respectivos en las hojas de cálculo del programa matemático Excel.



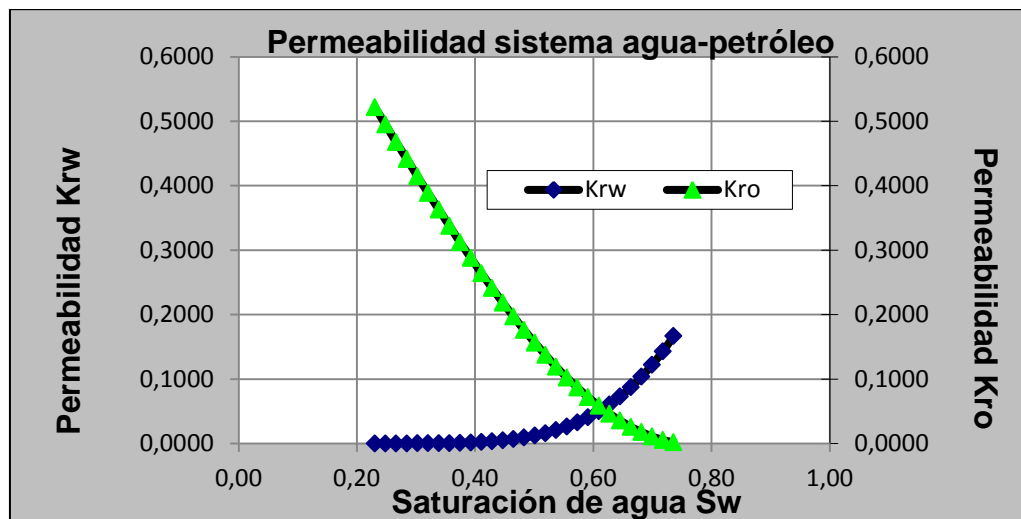
**Figura 42** Modelo de presiones capilares vs. Saturación de agua.

Para los cálculos de permeabilidades relativas se trabajó con la herramienta *SPYAC* de PDVSA dado que ajusta las correlaciones de la roca y los fluidos del Oriente de Venezuela, por lo que se trabajaron los dos sistemas agua y petróleo, como también gas-petróleo. El programa trabaja con las correlaciones mostradas en la metodología y es realizado por la compañía **TOTAL**, para correlacionar los sistemas de permeabilidades. En el sistema gas-petróleo se observa en la **Figura 43** posee una saturación de gas inicial de 0.005, una saturación de gas crítica de 0.12 dando esto una permeabilidad relativa máxima del gas de 0.33 y una permeabilidad relativa al crudo máxima de 0.54, con una saturación de crudo al gas de 0.46.



**Figura 43** Permeabilidades relativas sistema gas-petróleo vs. Saturación de gas.

Para el sistema agua-petróleo en la **Figura 44**, el valor de saturación de agua connata es de 0.22, el valor para la saturación de agua crítica es de 0.335, la saturación de agua irreversible es de 0.35, la saturación de gas crítica es 0.12 y la saturación de gas inicial es 0.00 dado que no hay gas libre en el medio poroso inicialmente, la saturación de petróleo móvil es de 0.56 y la saturación de petróleo residual es de 0.25.

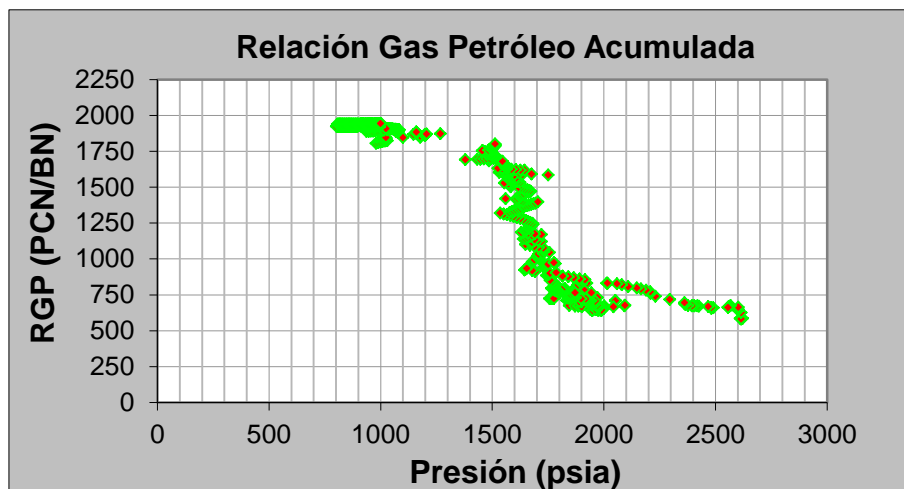


**Figura 44** Permeabilidades relativas sistema agua-petróleo.

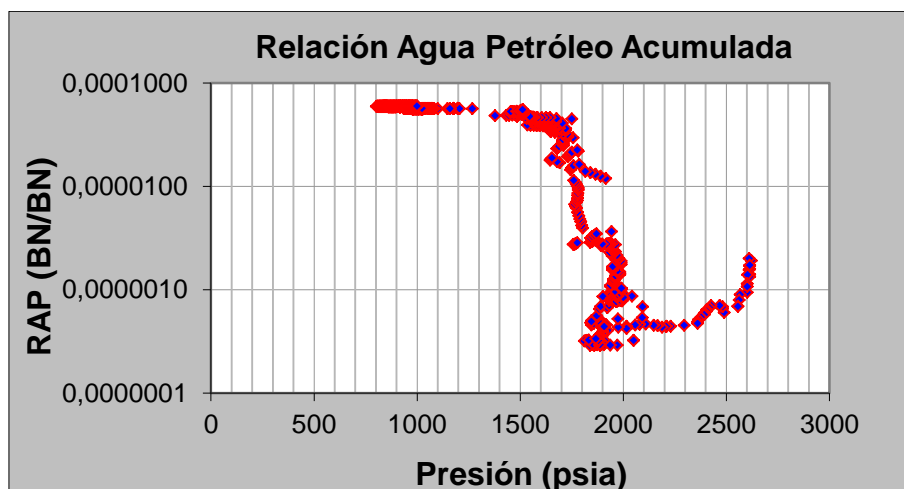
Los sistemas de petróleo-gas y petróleo-agua muestra que el crudo se desplazó aún mejor por el medio poroso que los demás fluidos por lo que se refleja en el acumulado al principio de explotación del yacimiento, posterior a que se liberó la mayor cantidad de gas en solución se empezó a notar la alta relación gas-petróleo del yacimiento. Para la movilidad del gas en el medio poroso se especificaron los valores con la razón de movilidad en los anexos donde se especifica para qué valor de saturación el desplazamiento es favorable. La roca es mojada al agua como se aprecia en el sistema agua-petróleo para estos yacimientos con baja heterogeneidad.

### **5.2.13 Ajustes para las relaciones acumuladas de los fluidos producidos.**

Para definir la curva de relaciones gas-petróleo y agua-petróleo de acumulado como se muestra en las **Figuras** 45 y 46 respectivamente, se implementó el histórico de producción oficial por lo que se puede apreciar que en el yacimiento la producción de gas se mantuvo por un tiempo constante esto debido a que no se había alcanzado la presión de burbujas en el yacimiento, como así tampoco el avance vertical del acuífero era notable. Analizando las gráficas se aprecia que la RGP actual para el yacimiento es de casi 1800 PCN/BN, por una RAP actual de 0.00010 BNA/BNP, producidos. Como mecanismo para identificar el estado de Agotamiento del Yacimiento L4 NS 301, estos parámetros no serían representativos, por el proyecto de inyección de gas en el yacimiento, y dado que el pozo CHV-4 actualmente está siendo usado como pozo de disposición de agua, por lo que el corte de agua en los pozos adyacentes se vería afectado, además por la formación de una capa de gas secundaria buzamiento arriba formada por la alta cantidad del gas en solución y por el proyecto de recuperación secundaria.



**Figura 45** Relación gas-petróleo acumulada vs. Presión.



**Figura 46** Relación agua-petróleo acumulada vs. Presión.

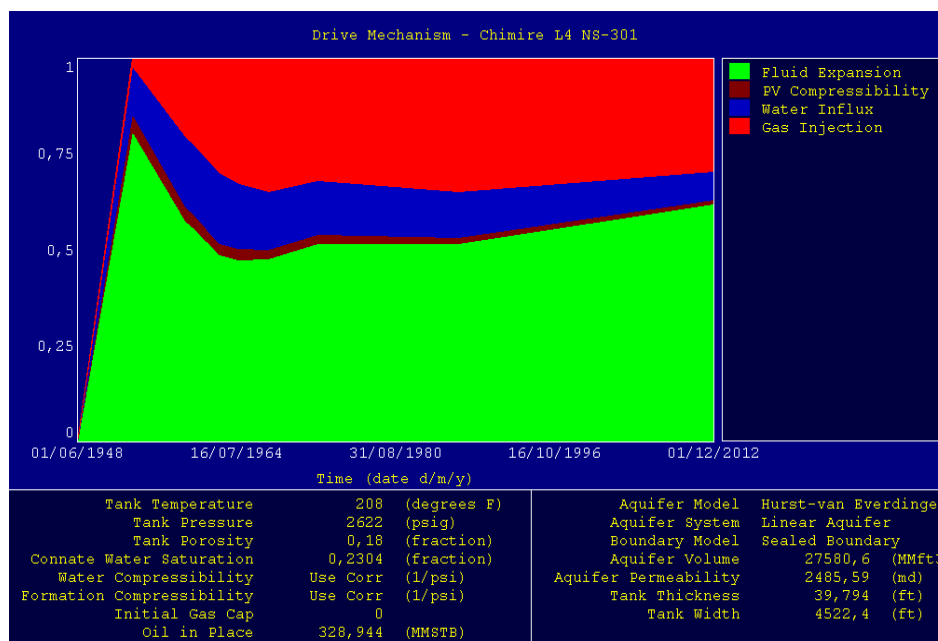
#### 5.2.14 Balance de masas en el yacimiento L4.

Como fue necesario identificar que mecanismo de producción fue predominante al comienzo de la producción para así entender la declinación que se observa en el comportamiento de presión del yacimiento L4 verificando si este fue por: empuje por agua, empuje por gas en solución, expansión de la roca y los fluidos, empuje por capa de gas, o drenaje por segregación gravitacional.

Para la validación del proyecto de Inyección de gas, se implementó el uso del simulador de balance de masas *MBAL*, por medio del cual se evaluó la cantidad

de gas inyectada acumulada de 445 MMMPCN inyectados oficiales la cual no coteja con los valores de presiones, dado que es una cantidad considerablemente alta para las presiones actuales que posee el yacimiento por lo que se puede asumir que el total de gas inyectado no se refleja en el comportamiento de presiones ni en el acumulado de producción de petróleo. Por lo tanto, se debió ajustar la inyección de gas descontando una parte del porcentaje del gas inyectado. Además de los datos que se mencionaron anteriormente, se utilizó el PVT ajustado con la herramienta PVTi partiendo del análisis cromatografico de los fluidos producidos, en el pozo CHV-16, de tipo blackoil.

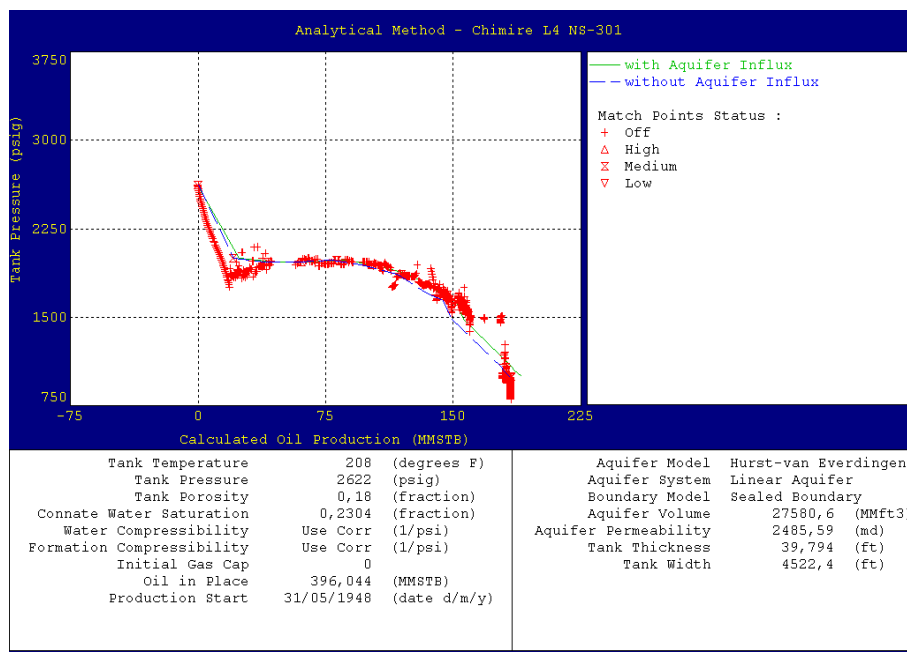
Una vez descontado parte del inyectado, se procedió a caracterizar el yacimiento. El análisis del balance de materiales dio como resultado que el principal mecanismo de recuperación para el inicio de producción fue la expansión de la roca y los fluidos mostrados en el gráfico de balance de energía como se aprecia en la **Figura 47**.



**Figura 47** Mecanismos de drenaje en el tiempo para la arena L4 NS 301.

Recordar que este balance sigue el criterio de la **Ecuación 2**, Para crudos subsaturados. Luego de pasado un tiempo, se observa como la inyección de gas, y el avance del acuífero sostuvo un peso significativo en la producción no tanto como la compresibilidad de la roca, por lo que se puede apreciar a partir de 1956 fue el gas quien mantuvo un valor bajo para la caída de presión en el sistema.

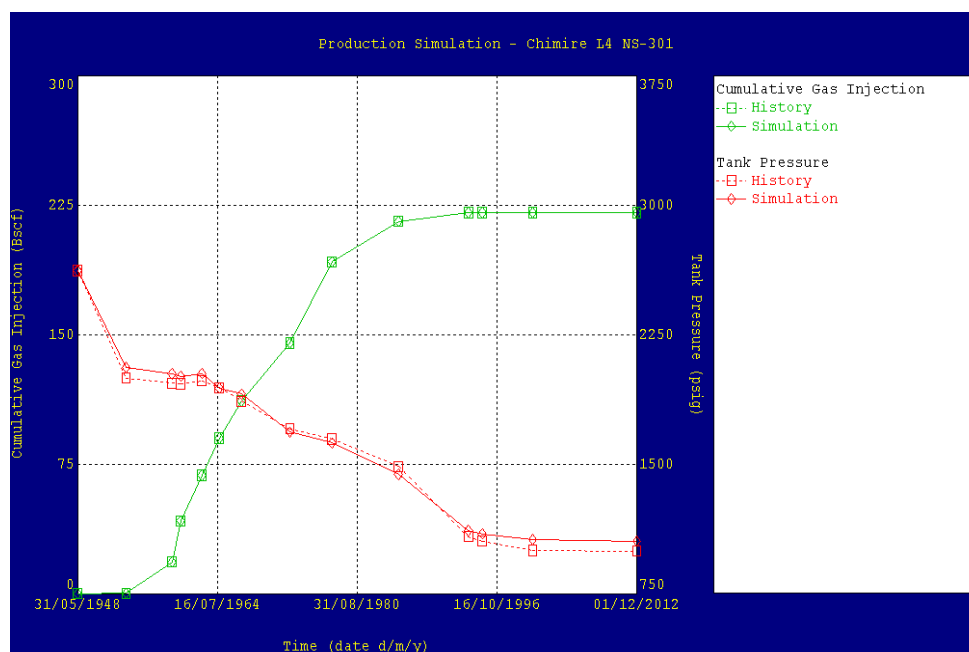
Luego de descontar un 48% del gas inyectado, se ajustó de la mejor manera el acumulado de inyección y la presión de tanque. Posteriormente se procedió a tomar estos resultados para simular el comportamiento de la inyección de gas con el programa ECLIPSE 100. Por otra parte, se debe controlar la presión dado que el influjo de agua por parte del acuífero represento un mantenimiento de la presión en un tiempo considerado, a partir del año en que inicia el proyecto de inyección de gas 1953. En la **Figura 48** se puede que la curva de presión de tanque vs. Producción de crudo calculada la cual cotejó muy bien en el periodo de recuperación secundaria por inyectar gas y posterior al proyecto de inyección una vez finalizado.



**Figura 48** Presión del tanque vs. Producción calculada de crudo (ajustado).



Por otra parte en la gráfica mostrada a continuación **Figura 49**, se refleja la gráfica simulada por MBAL para el acumulado de gas inyectado en el yacimiento, como también la curva del balance de presiones por lo que se aprecia el comportamiento coteja muy bien en la primera etapa de producción dando valores cercanos a los 2000 LPC. Posteriormente la dispersión del gas en el yacimiento incrementó la presión del sistema a unos 2100 Lpc, esto debido a las condiciones de tanque. Finalizando se puede visualizar el cotejo de presiones para la etapa final el cual fue de 1000 LPC. Para los gráficos correspondientes al impacto que tuvo en la presión el proyecto de inyección, se gráfico el acumulado de inyección y en la misma gráfica se sobrepuso la gráfica el cotejo de presiones para el sistema los cuales estan presentes en el grafico para cotejo de inyección.



**Figura 49** Presión del tanque y inyección acumulada vs. tiempo (ajustado).

**5.3 Caracterización de la fracción pesada C<sub>6+</sub> para las muestras de fluido.**

**5.3.1 Representatividad de las muestras PVT.**

Para caracterizar de manera eficiente el comportamiento del fluido en el medio poroso es necesario interpretar el estado inicial en que se encontraba el yacimiento y definir su estado de saturación por lo que el primer paso para realizar esto fue recopilar las pruebas de fluidos en el area de estudio. Las cuales son reseñadas en la **Tabla 4**, mencionado las características del muestreo y en que pozos fueron obtenidas. Posteriormente fueron validadas por consistencia y representatividad en el campoco Chimire.

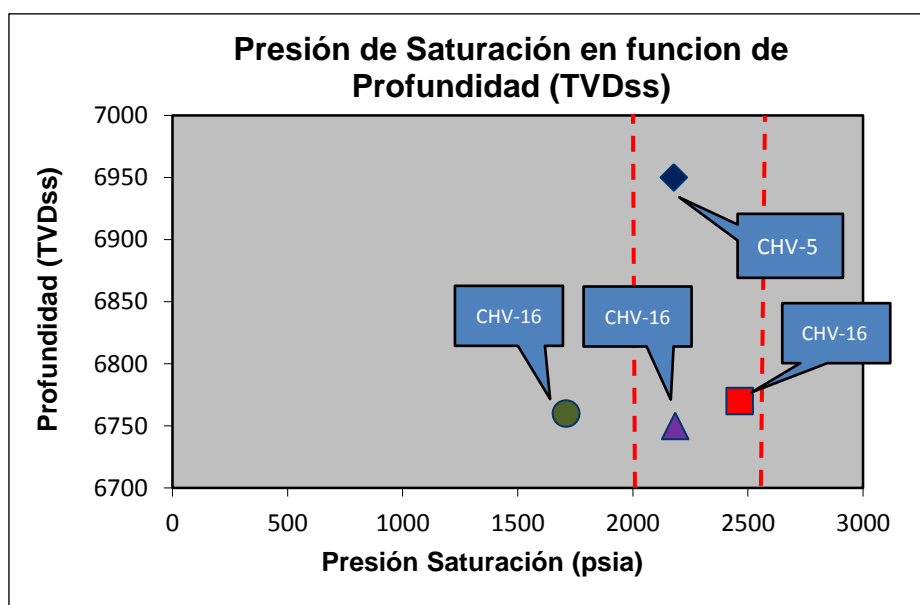
**Tabla 4** Análisis del comportamiento del fluido vertical y areal.

<i>Profundidad (ft)</i>	<i>Gravedad API°</i>	<i>Presión de Saturación (psig)</i>	<i>Relación gas Petroleo disuelto (PCN/BN)</i>	<i>Pozo</i>	<i>Fecha</i>	<i>Campo</i>
6760	36.7	1710	518	<b>CHV-16</b>	jun-54	<b>CHIMIRE</b>
6950	35.7	2178	667	<b>CHV-5</b>	dic-49	<b>CHIMIRE</b>
6770	36.6	2464	747	<b>CHV-16</b>	nov-49	<b>CHIMIRE</b>
6750	36.5	2184	623	<b>CHV-16</b>	jun-50	<b>CHIMIRE</b>

Por otra parte se graficaron las profundidades de las muestras con respecto a la presión de saturación de manera que permitiera la tendencia de las mismas en el campo Chimire, por lo que tres resultaron tener una presión acorde para diferentes profundidades las cuales son del CHV-16, y una perteneciente al pozo CHV-5.

Para esta primera etapa la cual consistió en validar la representatividad y consistencia de las muestras tomadas en el campo, se usó la metodología planteada

de validación para muestras de tipo *blackoil*; dando como resultado que la prueba tomada en noviembre de 1949 para el pozo CHV-16 fue la más representativa y consistente con una presión de saturación de 2464 LPC. Para la **Figura 50** de representatividad, se evaluó el estado monofásico en que se encontraba el fluido al momento en que se extrajeron de las celdas las muestras que fueron tomadas en fondo de pozo, comparando la presión medida de saturación con las pruebas estáticas mas recientes para el momento de realizar la prueba.



**Figura 50** Profundidad vs. Presión de saturación (ajustado).

Ademas de esto se evaluó la relación gas-petróleo, y la temperatura de cada una de las muestras analizadas para comparar con respecto a los valores promedio para la fecha en el yacimiento L4. Para la prueba del pozo CHV-16 de 1949 fecha anterior al proyecto de recuperación secundaria se tenía una diferencia entre las temperaturas del 0.00483% y diferencias entre la RGP del separado con respecto a la RGP de la prueba PVT de 0.05%.

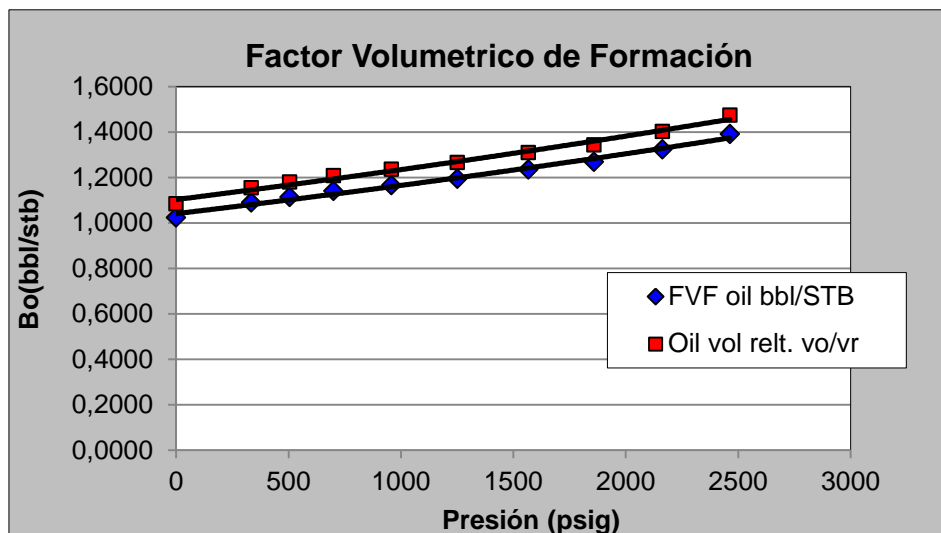
**5.3.2 Correcciones de las funciones PVT.**

Se corrigieron en la prueba de liberación diferencial los parámetros de relación gas-petróleo en solución y el volumen relativo de crudo posteriormente se calculó el parámetro Shrinkage, como variable de comparación en los parámetros PVT para las pruebas en el simulador de fases PVTi, así se podría ajustar con mayor precisión el comportamiento del fluido en el yacimiento.

**Tabla 5** Corrección en pruebas PVT.

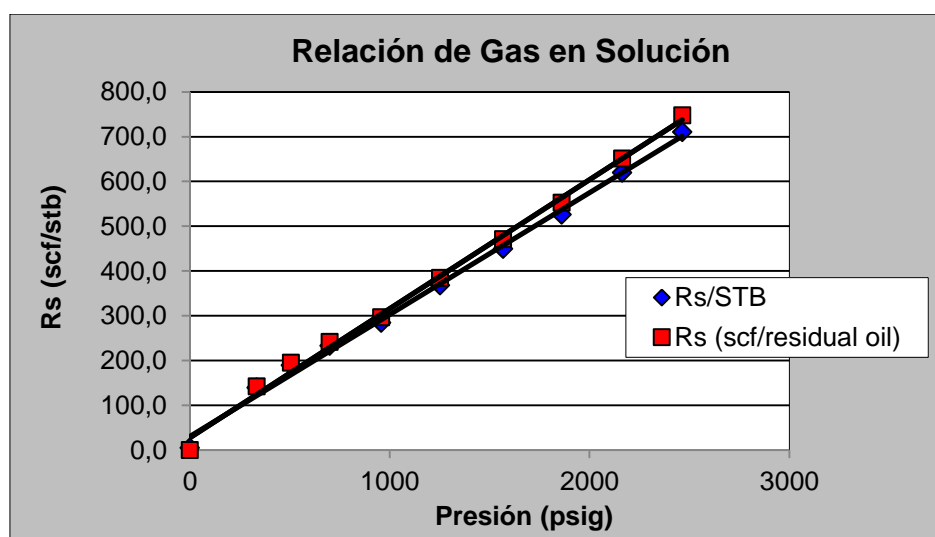
Presión (psig)	Rs (PCN/residualoil)	Oil vol relt. vo/vr	Gas liberado PCN	FVF oil BY/BN	Rs PCN/STB	Bod/Bod,b Shrinkage	Log(P/Pb)	Log(Bod/Bod,b)
2464	747	1.474	0	1.3910	710.0	1.0000	0.000	0
2164	651	1.402	96	1.3231	619.4	0.9512	0.056	-0.022
1860	552	1.344	195	1.2683	526.0	0.9118	0.121	-0.0401
1567	471	1.309	276	1.2353	449.5	0.8881	0.195	-0.0516
1252	384	1.266	363	1.1947	367.4	0.8589	0.292	-0.0661
958	296	1.236	451	1.1664	284.4	0.8385	0.406	-0.0765
700	241	1.208	506	1.1400	232.5	0.8195	0.540	-0.0864
506	195	1.18	552	1.1136	189.1	0.8005	0.678	-0.0967
335	142	1.155	605	1.0900	139.1	0.7836	0.851	-0.1056
0	0	1.084	747	1.0230	5.1	0.7354	2.227	-0.1335

Las variables que fueron corregidas como el factor volumetrico de formación Bo en la **Figura 51**, mostró que la tendencia entre los parámetros medidos y los corregidos tienen una mayor diferencia para los datos tomados a presiones por encima de los 1500 Lpc, por debajo de estas presiones la tendecia de los valores reportados está acercándose a los valores corregidos, mostrando así un menor error de medición. Teniendo como resultado un FVF inicial de 1.3910 bbl/BN comparado con el medido de 1.474 bbl/BN.



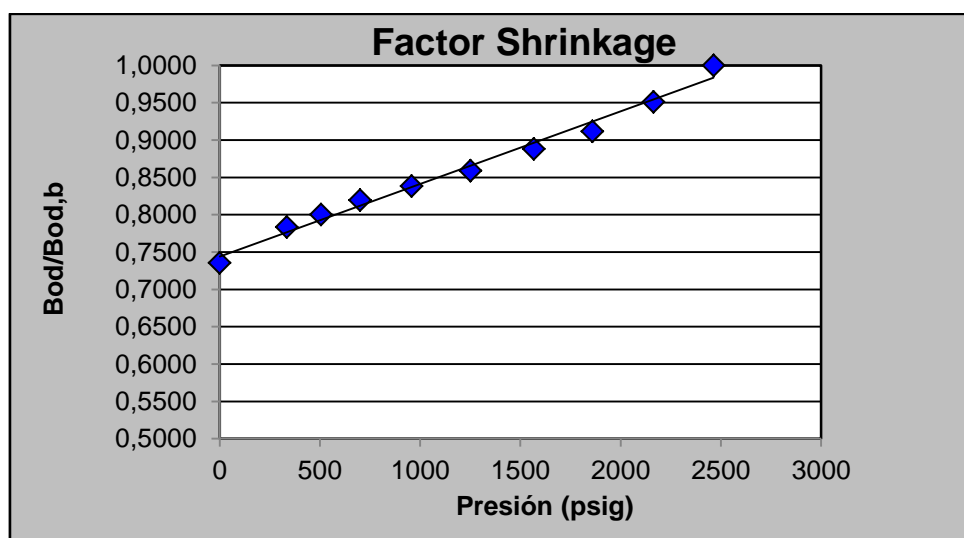
**Figura 51** Corrección del factor volumétrico de formación (ajustado).

Para la gráfica de relación gas-petróleo en solución **Figura 52** ocurre algo parecido a los errores reportados en la medición de las muestras, se tiene que para valores bajos de presiones comienzan acercarse ambas tendencias, pero posterior a que la presión comienza a sobre pasar los 1000 Lpc, se incrementa el error generando como un valor inicial de  $R_s$ , 710 PCN/BN en solución, comparado con el valor medido de 747 PCN/BN.



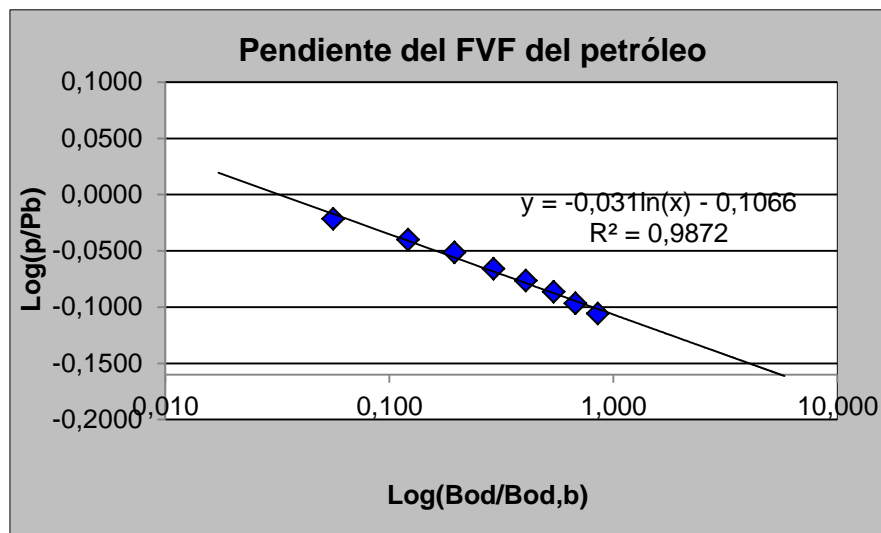
**Figura 52** Corrección del factor volumétrico de formación (ajustado).

Para tener una mayor exactitud de los parámetros PVT en las pruebas se debe contar con la variable inversa del factor volumetrico de formación, el factor Shrinkage dado que para presiones muy bajas este factor ayuda a caracterizar el comportamiento del factor volumétrico de formación del petróleo Bo con respecto a la presión de burbujas del sistema. Para la prueba se calculó como el inverso del factor volumétrico de formación un valor de 0.7354 BN/BY para una presión a condiciones de superficie de 14.7 Lpc, como se aprecia en la **Figura 53**.



**Figura 53** Factor volumétrico de formación inverso (ajustado).

La curva calculada en base al  $\log (P/P_b)$  vs.  $\log (Bod/Bod,b)$  que representa la pendiente del factor volumétrico de formación en escala logarítmica, es otro factor de importante uso en la caracterización del fluido con la herramienta PVTi, dado que estima con exactitud el grado de incertidumbre del factor volumétrico a la presión de burbujas y cuál es la diferencia que existe entre el valor medido y el calculado, principalmente esto es observado con la medida de las pendientes de las curvas y la diferencia entre estos dos valores, donde se tiene que para la gráfica del pozo CHV-16 un valor de pendiente A de 0.025, también estos valores son usados para el cálculo de la compresibilidad del petróleo.

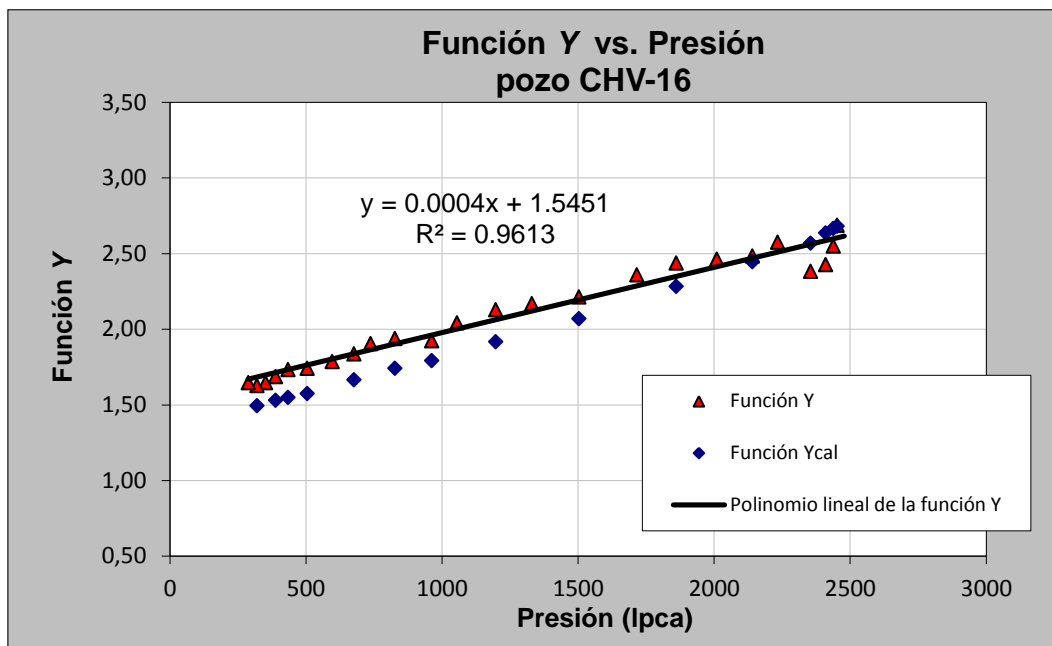


**Figura 54** Ajuste logarítmico del factor volumétrico de formación.

### 5.3.3 Consistencia de las pruebas PVT.

Luego de estudiar la representatividad de las muestras, se procedió a evaluar la consistencia de los datos obtenidos en laboratorio, se implementó la metodología antes mencionada para crudos de tipo blackoil, primero evaluando la prueba de densidad la cual resultó ser consistente para los datos tomados de densidad del petróleo saturado a la presión de saturación y temperatura de la prueba diferencial de 0.675 g/cc y la densidad recombinada a partir de las pruebas de separador de 0.7241 g/cc, dando como resultado 0.072% menor al 5% de diferencia, cumpliendo con la consistencia de la muestra. Posteriormente se procedió al cálculo de la función Y. Después de esto, evaluó el % de error calculado para los volúmenes relativos y la linealidad de la función Y comparando con los valores calculados como se muestra en la **Figura 55** y los resultados son destacados en los anexos.

Por otra parte se realizaron las pruebas de desigualdad y la de balance de masas, también se procedió a usar la prueba de diferencia de temperatura para validar la consistencia. Todas las pruebas fueron consistentes teniendo errores relativos muy bajos en la medición de la **Rs** calculada, con respecto a la medida teniendo un promedio de 0.11% de error. Ahora bien, para la prueba de desigualdad, se debía cumplir la siguiente desigualdad  $dBod/dP < Bg (dRsd/dp)$ .

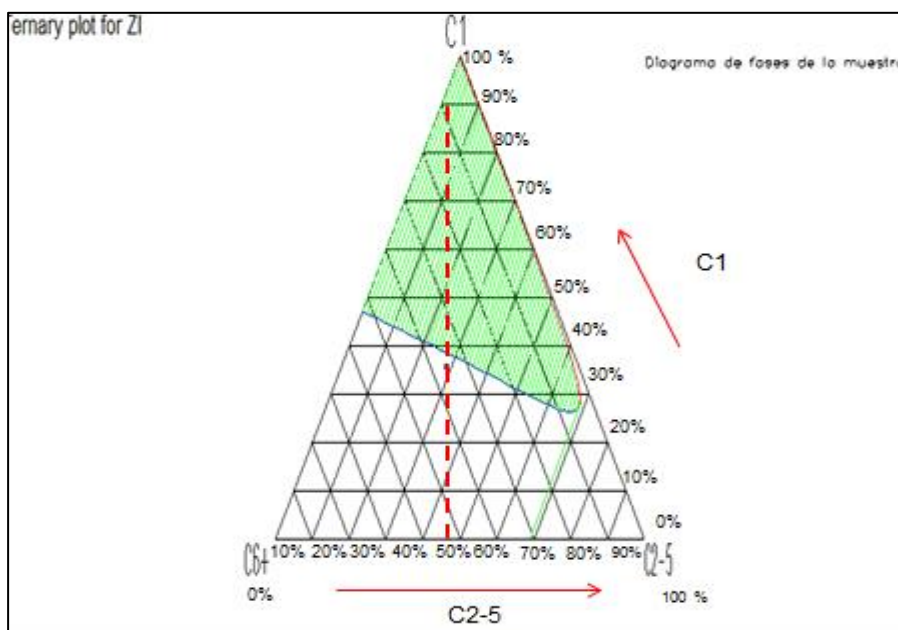


**Figura 55** Ajuste de la función Y.

#### **5.3.4 Estado y composición del fluido en el pozo CHV-16.**

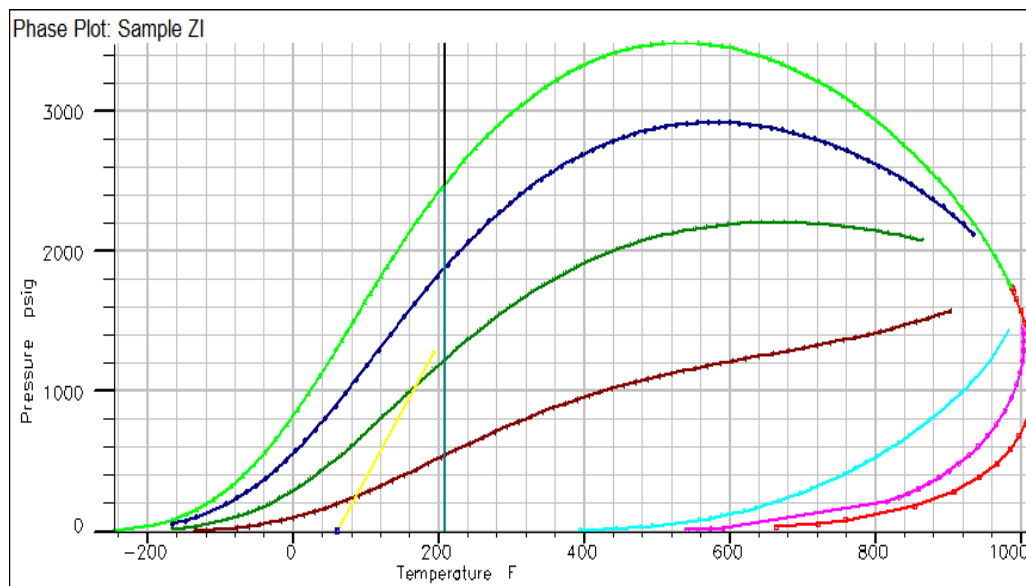
Con el programa PVTi se logró desarrollar una ecuación de estado que ajustara las propiedades del sistema y cotejara los experimentos realizados en la liberación diferencial y la prueba de composición constante con los volúmenes relativos. Después de comparar ambas ecuaciones de estado las pruebas cotejaron con respecto a los parámetros críticos de presión y temperatura por medio de la ecuación de estado de Peng Robinson ajustando el menor error. Para ello se debió cotejar los experimentos, ajustando por medio de regresiones numéricas con los valores de las pruebas las cuales fueron: los volúmenes relativos de crudo, relación gas-petróleo, volumen de gas extraído y volumen relativo. Para el volumen de gas extraído, donde la curva de datos observados no cotejó exactamente con los datos calculados debido a las fallas de medición, mientras se liberaba el gas de la muestra a medida que descendía la presión hasta llegar a un error relativo para las pruebas especiales de 0.17%.





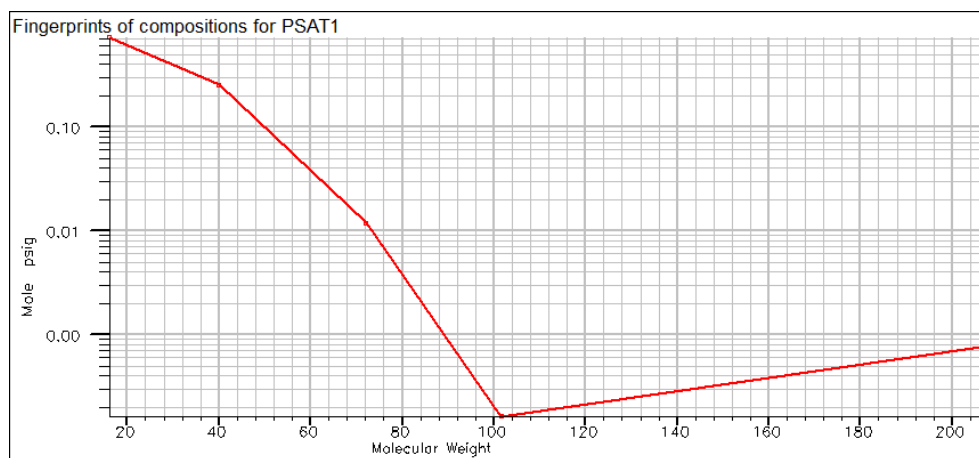
**Figura 56** Diagrama Ternario de la mezcla en la arena L4.

Además se caracterizó el fluido por el medio del diagrama ternario y la envolvente de fases como se muestra en las **Figuras 56** y **57** respectivamente para los fluidos presentes en la arena L4; para el experimento de liberación diferencial con una temperatura de 202 °F, se ubicó sobre la curva de burbujas, a la izquierda del punto crítico, para el valor de presión inicial y temperatura promedio del yacimiento, por lo referente a la teoría se interpreta esto como un crudo de tipo blackoil o volatil. Posteriormente una de las formas para definir el tipo de crudo es por medio del balance de materiales, si el histórico de producción coteja de una mejor forma para un tipo de fluido blackoil o si mediante la ecuación de estado definida, se ajusta mejor un cálculo de balance de masas composicional.



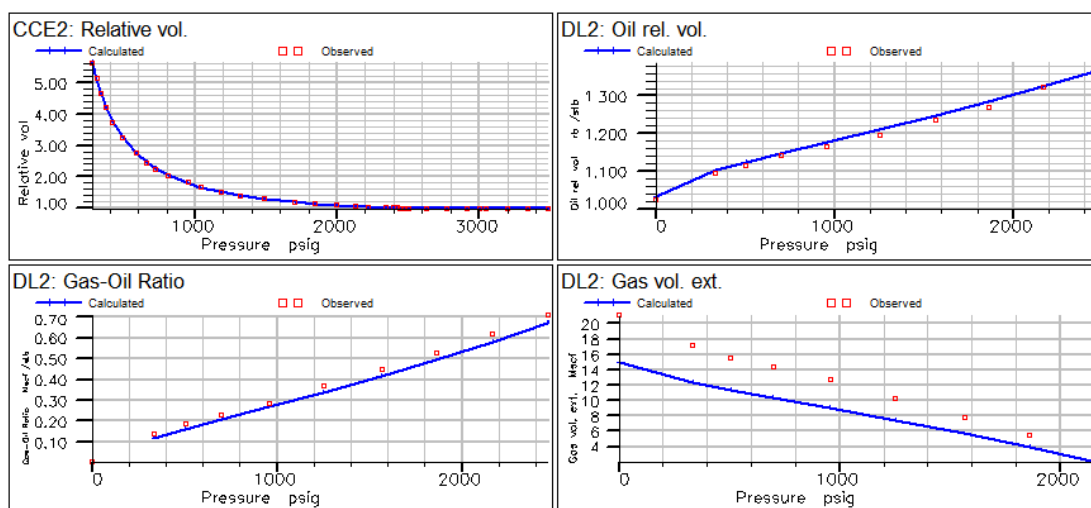
**Figura 57** Diagrama de fases del fluido en la arena L4.

Para que los parámetros PVT ajustaran con los valores simulados, se debió agrupar la fracción pesada en sub-fracciones: FRS 1, FRS 2, FRS 3 para así ajustar las propiedades críticas, como también se ajustaron y agruparon los componentes livianos de la fracción agrupándolos en  $C_{1+}$ ,  $C_{3+}$ ,  $C_{5+}$ , luego de eso, se procedió a caracterizar las propiedades críticas de los componentes pesados. Se obtuvo en la **Figura 58** de distribución de los pesos moleculares de acuerdo a la fracción molar, teniendo para la fracción molar más baja un peso molecular de 102 lb/lbmol.



**Figura 58** Ajuste de la función de composición vs. Peso molecular.

Para los análisis de PVTi, de las pruebas PVT tomadas para la muestra del pozo CHV-16, fueron calculadas a partir de la presión de saturación y la presión máxima para el sistema, la cromatografía de los fluidos producidos, y el % molar y másico de cada componente. Posteriormente se ajustaron dos ecuaciones de estado, la primera para modelar con exactitud los valores de viscosidad del fluido, por lo que se implementó 3SRK, pero el grado de incertidumbre en las pruebas eran muy altos; a diferencia de la ecuación de 3PR que modeló mejor la data y cotejando las pruebas PVT, hasta representarlas a partir de los siguientes gráficos.



**Figura 59** Ajuste de las propiedades PVT por regresión.

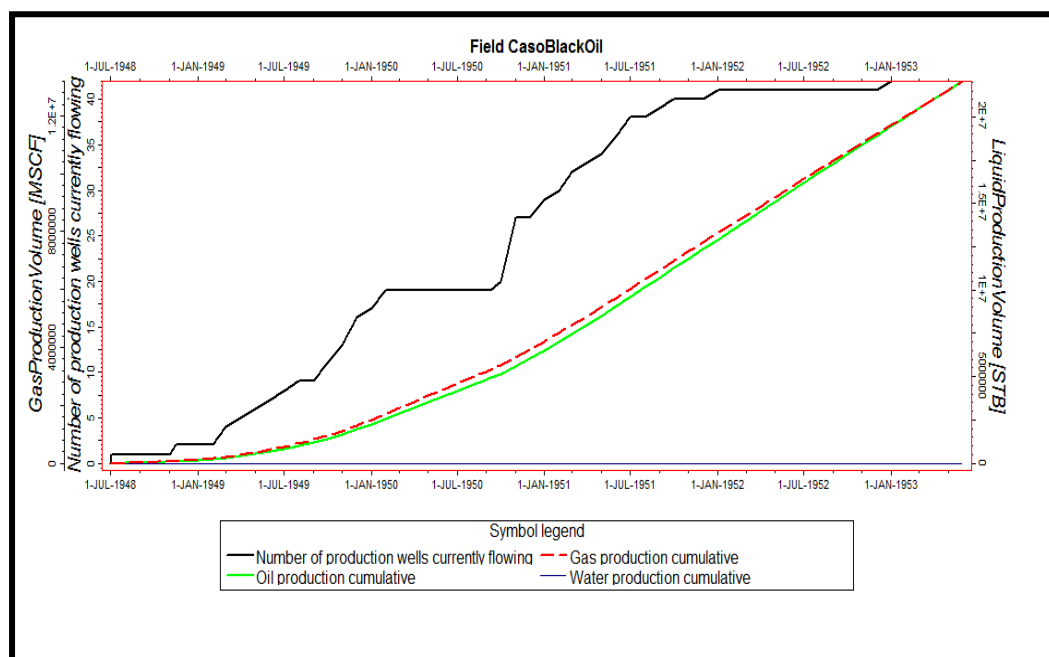
Para realizar el cálculo de la fracción molar de las muestras del pozo CHV-16 fue necesario realizar un ajuste de recombinación matemática a partir de la fracción líquida y la fracción gaseosa obtenida por cromatografía de gas realizada en el mismo pozo; después de esto se hicieron los cálculos respectivos para obtener el peso molecular de la fracción pesada  $C_6+$  y el peso molecular del crudo, siendo estos valores 181.96 y 84.49 lb/lbmol respectivamente. La fracción de gas del componente pesado se ajustó con un valor constante de 105 lb/lbmol. Estos valores están reseñados en la tabla mostrada a continuación **Tabla 6**.

## 5.4 Simulación blackoil del yacimiento L4 NS 301

### 5.4.1 Simulación del yacimiento L4 primera etapa de producción

#### 5.4.1.1 Acumulado de Producción

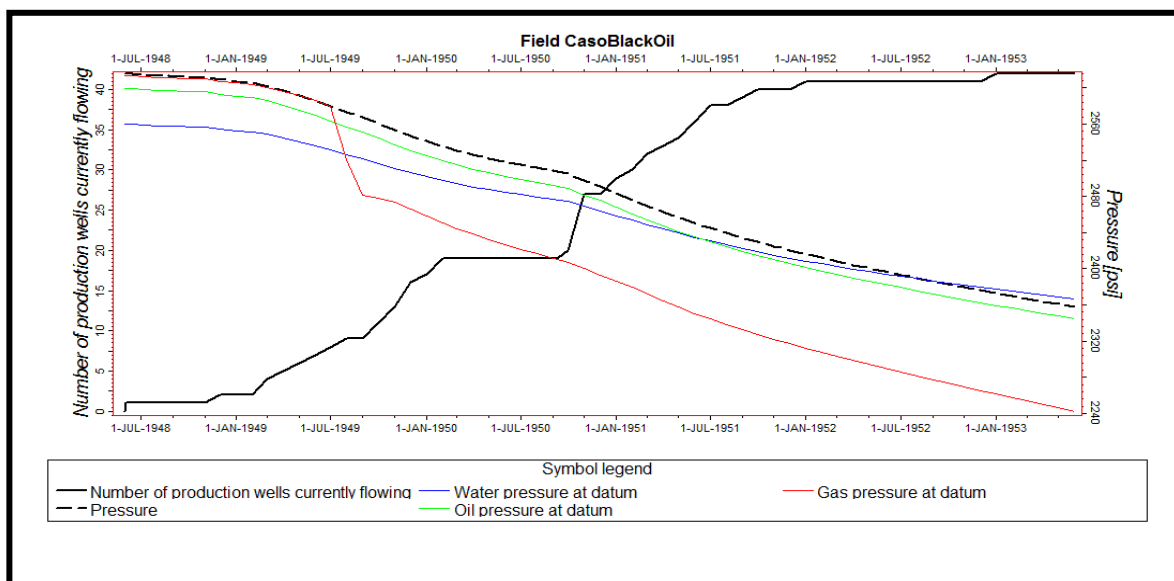
Para posteriormente realizar las predicciones bajo esquemas de explotación futura por inyección de agua y polímeros fue necesario simular la vida productiva del yacimiento desde su etapa inicial usando como referencia los parámetros caracterizados en el modelo dinámico así como también el uso del histórico de producción y presión para cotejar según las fechas finales de cada uno de los periodos dichos valores. Por otra parte como se muestra en la **Figura 60** para los acumulados de producción y actividad de pozos para las fechas como se puede visualizar el número máximo de pozos alcanzado fue de 42 y los acumulados para la simulación hasta la fecha de 1953 fueron tanto de gas y petróleo de 22.75 MMBN y 12.45 MMPCN respectivamente y una producción de agua totalmente despreciable lo cual es un comportamiento similar al real para este periodo.



**Figura 60** Simulación de los acumulados de producción y actividad de pozos.

### 5.4.1.2 Modelo de Presiones

Para modelar las presiones en el yacimiento se ajustaron los comportamientos de los fluidos y como influían en la presión promedio del yacimiento como se puede apreciar en la **Figura 61** partiendo desde la presión inicial de 2622 Lpc se aprecian como el petróleo y el gas por estar en solución poseían la misma tendencia sino hasta mediados de 1949 el gas liberado de solución y por la alta cantidad de gas concentrado en el crudo se observa que se alcanza la presión de burbujas y empiezan a cambiar las tendencias, también estas curvas se graficaron con respecto a los pozos puestos en producción por lo que se puede ver como influyo la apertura de nuevos pozos para las distintas fechas resultando esto en un presión promedio final de 2375 Lpc para finalizado el primer periodo de producción y una presión al gas de 2238 Lpc.

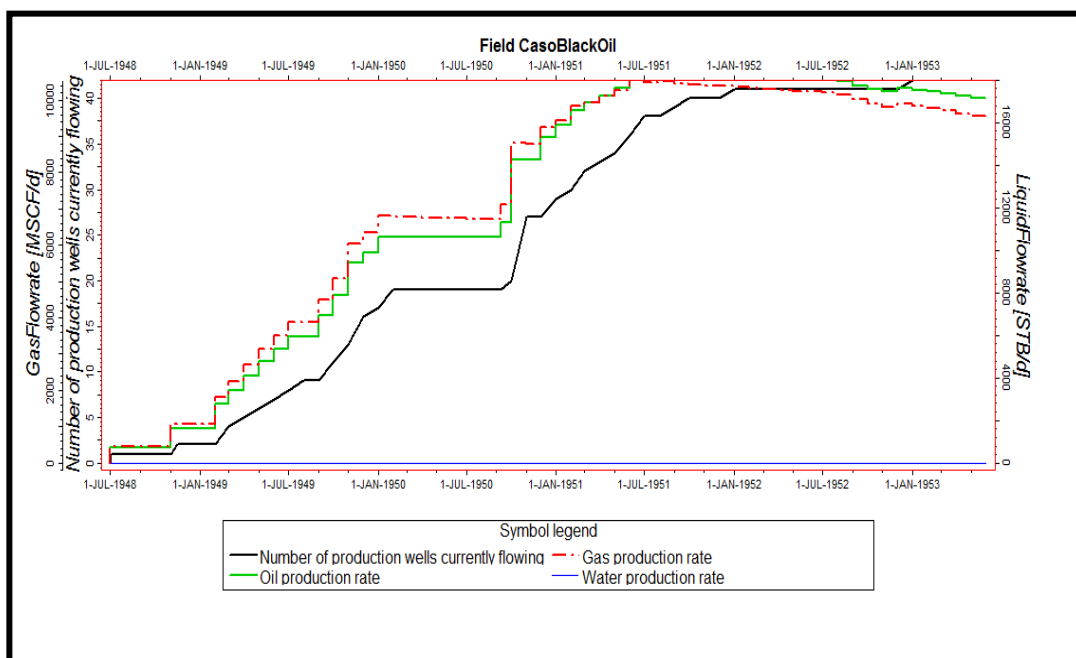


**Figura 61** Simulación del comportamiento de presiones (primer periodo).

### 5.4.1.3 Tasas de Producción

De la misma forma se puede apreciar en la **Figura 62** la simulación para las tasas de producción del yacimiento, las cuales considerando que no había presencia de gas libre solo parte del gas proveniente de solución se refleja la tendencia continua que tienen las curvas de producción de petróleo y gas solo se aprecia un

aumento para las fechas entre 1949 y 1950 donde se alcanzaron entre 6000 y 8000 MPCN/d y de líquido unos 10000 BN/d, también se realizaron los gráficos sobreponiendo la curva de actividad de pozos para ver el comportamiento de producción diaria con respecto a la apertura de estos en la arena, por último se observa que las tasas para el inicio del proyecto de inyección de gas fueron 16300 BN/d y unos 9000 MPCN/d con 42 pozos puestos en producción.



**Figura 62** Simulación del comportamiento de las tasas de producción.

#### 5.4.1.4 Propiedades de los fluidos

Luego de validar las pruebas PVT y escoger la más representativa además de tener un mayor grado de consistencia para el pozo CHV-16 y posteriormente ajustar las curvas con respecto a los componentes de crudo, a la presión inicial y la presión de burbuja fue necesario exportarlos al simulador para así usarlos en los cálculos de balance de materiales y posteriormente predecir el comportamiento de las curvas de producción en el tiempo, estas se pueden apreciar en la **Figura 63** donde están presentes las siguientes curvas exportadas: FVF del gas, viscosidad del gas, FVF del crudo y viscosidad del crudo todas con respecto a los valores de

presión. Para las cuales el valor de viscosidad a condiciones de superficie es de 0.010 cP, las viscosidades del crudo están entre 0.084 cP de la misma forma y para los factores volumétricos de formación, los cuales dependen de la presión estática del yacimiento se encuentran en un rango para el crudo entre los 1.36 y 1.12 BY/BN, para el gas entre los 0 y 80 BY/MPCN

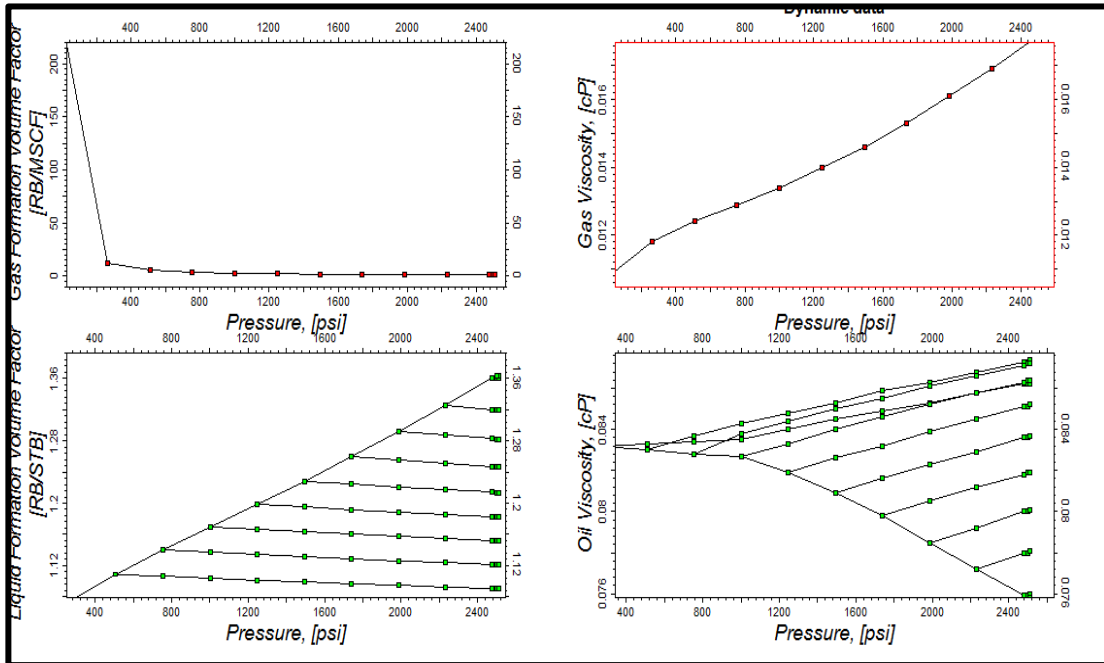
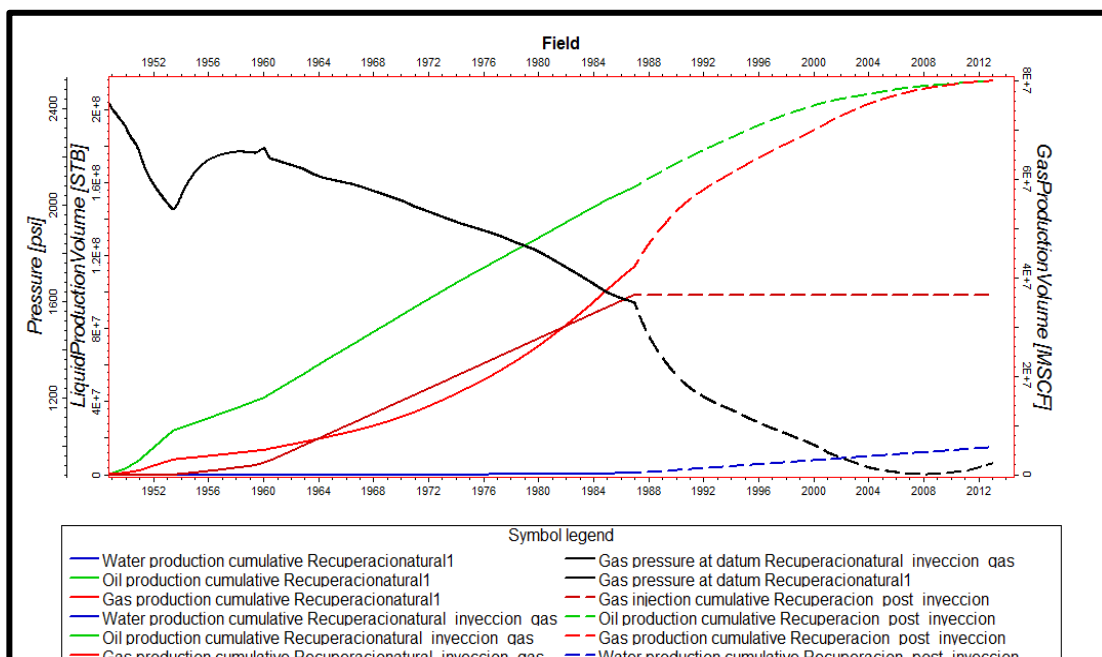


Figura 63 Modelo de fluido para propiedades PVT.

### 5.4.2 Simulación de Yacimiento L4 segunda etapa de producción por recuperación secundaria.

#### 5.4.2.1 Inyección de gas.

Como en la etapa secundaria de producción del yacimiento se procedió a inyectar gas buzamiento arriba, fue necesario validar esta cantidad y establecerla en 225 MMM PCN inyectados, por medio del ajuste con el programa de las curvas de presión de yacimiento mediante la herramienta de MBAL.



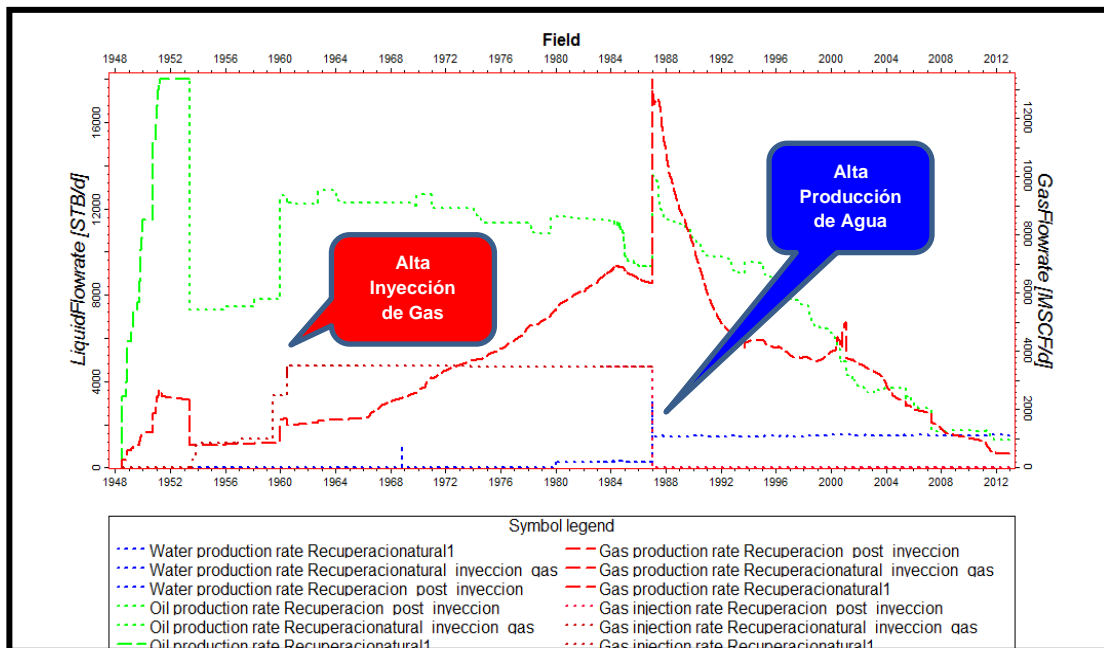
**Figura 64** Simulación de los acumulados de producción y actividad de presión.

Por otra parte la inyección de gas simulada para mantener la presión en los niveles adecuados del yacimiento fue de unos 40 MMPCN, tomando en consideración de se trabajó con un tipo de simulación por equilibrio. Para generar los diferentes escenarios se implementaron casos por medio del uso de los Restart para simular por etapas de producción el yacimiento L4, dependiendo estos de las fechas de inyección de gas y la etapa post inyección. Como se puede observar en la **Figura 64** los acumulados de producción y la presión promedio del gas en la aren, generando un acumulado final de crudo en los 190 MMBN, la producción del agua comenzó a partir del año 1988 por el avance vertical del acuífero y la producción continua de los pozos buzamiento abajo que mantenían altos valores de corte de agua.

Para la **Figura 65** en donde se aprecian las tasas de producción por periodo se ve como a finales de 1953 la tasa de producción del crudo comienza a decaer, por lo cual fue necesario el uso del mecanismo por recuperación secundaria inyectando gas para un mantenimiento de la presión en el yacimiento, generando



así un levantamiento de la tasa de producción de crudo y gas para los años posteriores.

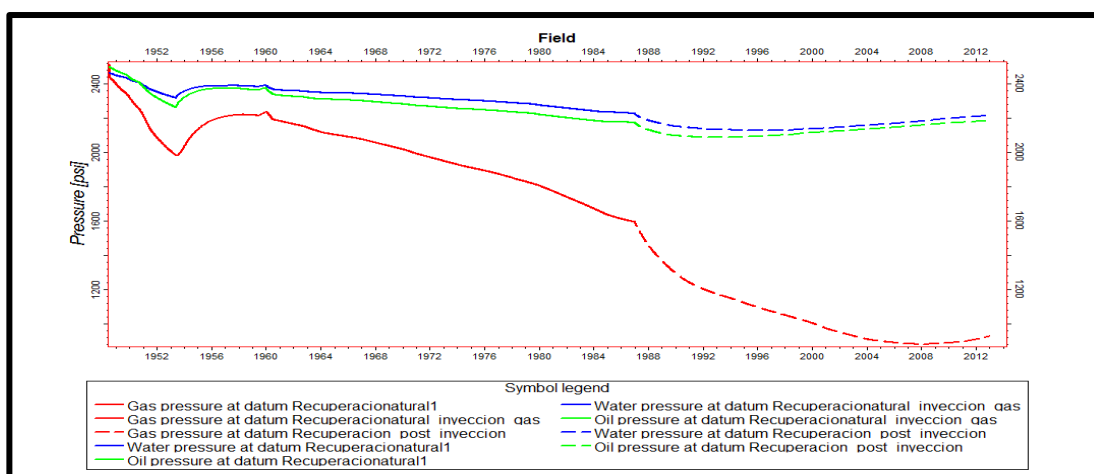


**Figura 65** Simulación del comportamiento de las tasas de producción.

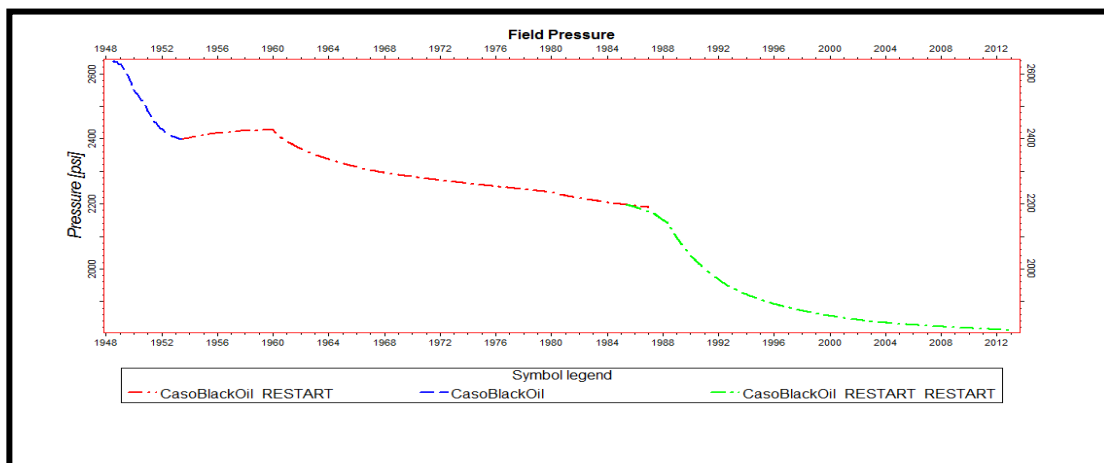
La irrupción del gas inyectado en la producción se puede observar a partir de final del proyecto de recuperación secundaria cuando los pozos buzamiento arriba son puestos en producción y posteriormente se comienzan a producir parte del gas que fue inyectado, lo cual se puede ver como una alta en la etapa de producción del gas entre los años 1988 y 1992 en la **Figura 65**.

Para la **Figura 66** se puede apreciar el agotamiento de la presión por fases de fluidos producidos, se observa que la inyección de gas fue efectiva entre 1953 y 1988 para mantener la presión del yacimiento del crudo y el agua respectivamente, en cambio por la cantidad presente de gas en el yacimiento esta fase disminuyo con otra tendencia resultado para un valor en la actualidad del año 2013 por debajo de los 1000 LPC, esto se realizó por cada caso Restart de acuerdo a la etapa en que se encontraba el yacimiento L4.

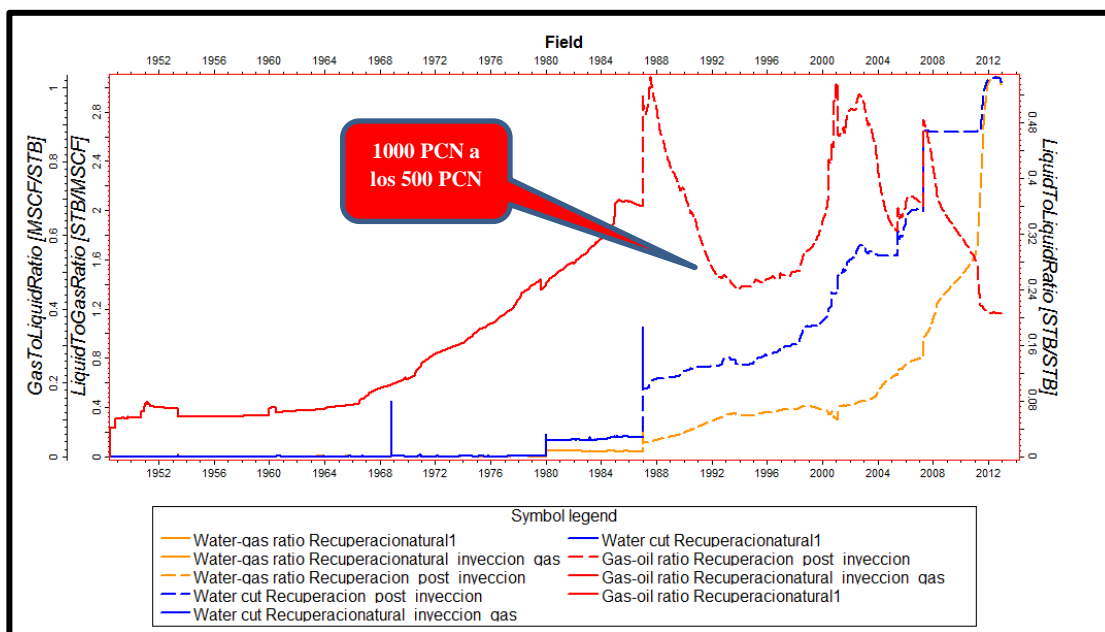
Para la **Figura 67** se observa la declinación en promedio del yacimiento donde se puede identificar las distintas etapas de producción de acuerdo a los diferentes casos *RESTART* que se realizaron y a las tendencias de las curvas, resultando como presión actual promedio un valor de 1550 Lpc, esto debido principalmente debido a la forma en que se simuló el yacimiento, por equilibrio de las fases, y con la variación presente en las saturaciones por celdas debido a que se toma un valor promedio de las  $S_x$  de fluido de acuerdo a la profundidad, y teniendo zonas establecidas de transición, tomando en cuenta la profundidad del **CAPO**.



**Figura 66** Simulación del comportamiento de presiones.



**Figura 67** Simulación del comportamiento de presiones promedio.



**Figura 68** Simulación del comportamiento de las relaciones de producción.

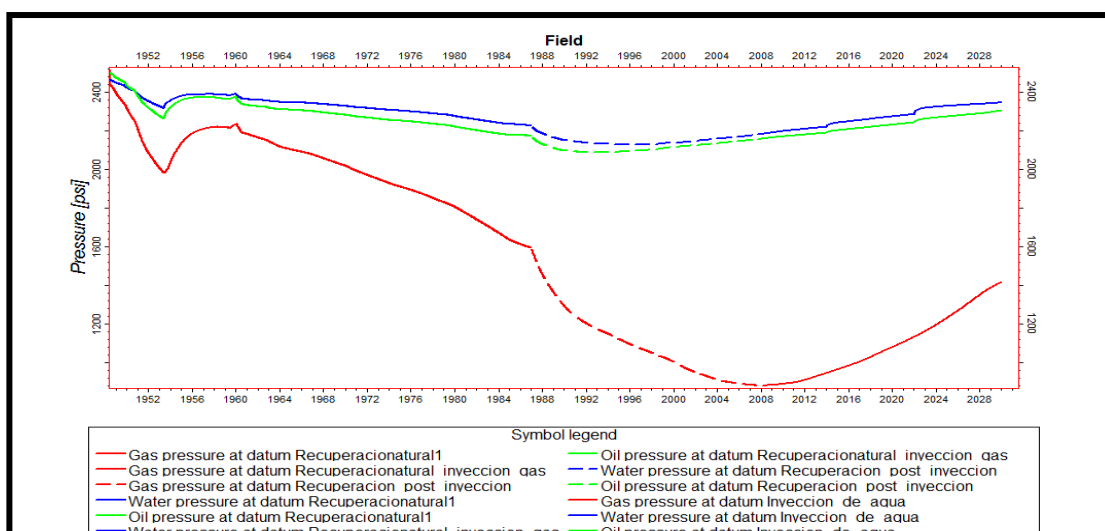
Para la **Figura 68** se muestran las relaciones con respecto a los fluidos producidos como lo son: la relación gas-petróleo, el corte de agua y la relación agua-gas producido. En el caso de la relación gas-petróleo se puede observar como la relación aumenta progresivamente y luego comienza una disminución debido principalmente a los parámetros de control de pozos planteados para que sea equivalente el acumulado de gas con el valor real y evitar la producción del gas inyectado buzamiento arriba en el yacimiento, obteniendo que entre los años 1992 y 2000 bajando de una relación de 1000 PCN/BN a los 500 PCN/BN durante este periodo de tiempo posteriormente aumenta y llega a un valor de 0.9 MPCN/BN donde se mantiene hasta 2004.

El corte de agua aumenta progresivamente desde 1980, aunque en 1968 ya algunos pozos comenzaban a producir agua pero se detuvo su continua producción, debido a los parámetros establecidos en los controles de pozos, alcanzando un valor máximo en la relación de 0.48 para el año 2013. La relación agua-gas se toma como indicativo del avance vertical del acuífero invadiendo el yacimiento y afectando a los pozos, como también clara evidencia de que los pozos comenzaron a producir

gas a partir de la puesta en producción de los pozos que se encontraban buzamiento arriba de la estructura, robando parte del gas inyectado en el yacimiento claro indicativo de ello es que comienza el aumento en el año de 1980 muy posterior a la fecha en la cual se alcanza la presión de burbuja y se comienza a liberar el gas en solución, teniendo como relación máxima unos 3.0 BN/MPCN para el año 2013.

### 5.4.3 Simulación de Yacimiento L4 tercera etapa de producción por predicción de recuperación secundaria con inyección de agua.

#### 5.4.3.1 Inyección de agua.

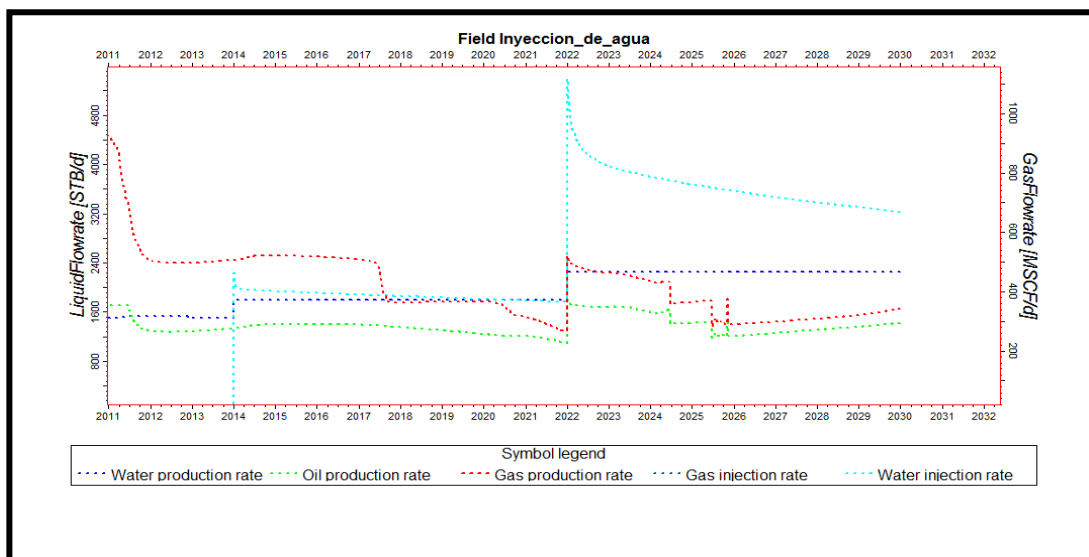


**Figura 69** Comportamiento de presiones en el caso de inyección de agua.

Para el caso en el cual se inyecta agua como método para el desplazamiento de crudo mediante arreglos en el yacimiento L4 es necesario observar los cambios en presiones al *datum* de todas las fases de fluidos producidos en el yacimiento observando las tendencias en la presiones de las fases con respecto al aumento en la producción, en la **Figura 69** se puede destacar un cambio en la tendencia a partir del 2012 aumentando progresivamente, manteniendo así las presiones para el crudo y el agua, al comienzo del proyecto de inyección. Tomando como previas estrategias definidas la apertura de una mayor cantidad de pozos inyectoros en 2022 y el primer arreglo de pozos en 2015. Permitiendo el aumento en la presión hasta

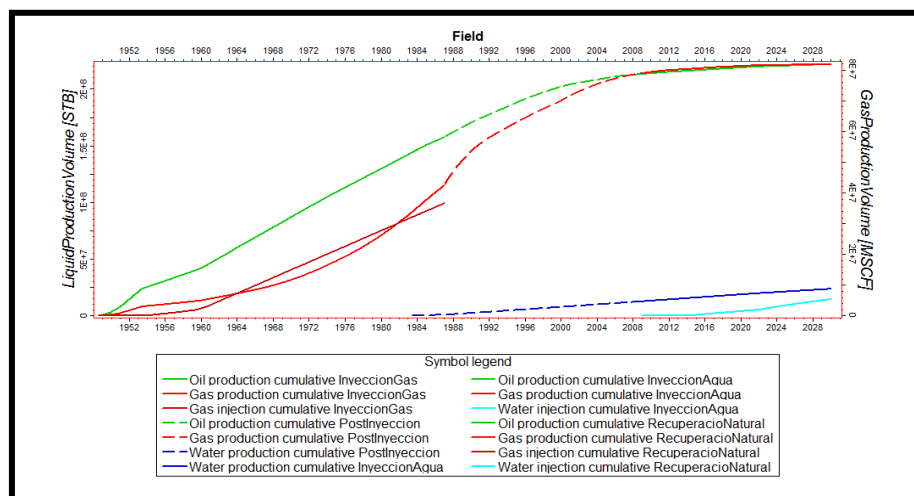
2400 Lpc para el petróleo y el agua así como aumentando cercano a los 1500 Lpc para la presión ejercida por el gas, que se encontraba por debajo de los 1000 Lpc.

En el caso de las tasas de producción para el yacimiento L4 relacionadas al proyecto de inyección de agua se podrán observar en la **Figura 70** las relaciones existentes entre las tasas de producción e inyección, para mejorar el recobro de gas en el yacimiento como aún más importante la producción de crudo. Se pueden definir las tasas promedio entre fechas, así como para el inicio del proyecto en 2014 la tasa de inyección de agua es de unos 2300 Barriles inyectados por día hasta el año 2022, produciendo en un promedio de 600 MPCN/d hasta el año 2018, posteriormente la tasa baja a una producción de 500 MPCN/d hasta el año 2022. Para las tasas de petróleo y agua producida ocurre el siguiente caso un aumento en la producción de agua de unos 2000 BPD desde el año 2014 y un ligero aumento en las tasas de producción de crudo para alcanzar los 1600 BPD hasta el año 2018 luego posteriormente comienza una declinación hasta el año 2022 donde se realiza la apertura de un mayor número de pozos inyectoros y el yacimiento comienza a producir en total unos 2000 BPD.



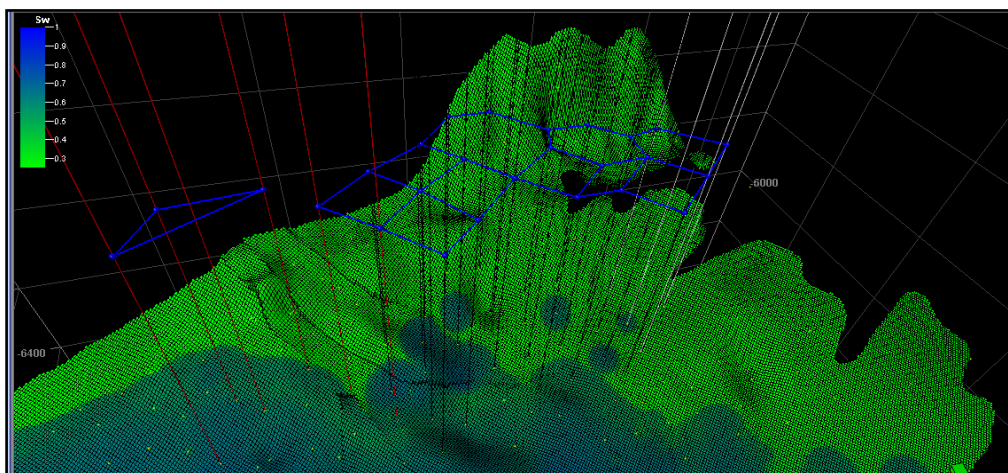
**Figura 70** Comportamiento de tasas de producción en el caso de inyección de agua.

Posterior a que se inyectara el agua como proyecto de recuperación secundario alterno es notorio mostrar los incrementos en los acumulados de producción donde pueden ser vistos en la **Figura 71**, así teniendo las curvas para los acumulados de agua inyectada y petróleo como los más relevantes entre los cuales podemos destacar que la inyección de agua alcanzó un valor de 10 MMBN así como la producción del crudo en los 20 años de simulación obtuvo un valor de 210 MMBN, para mostrar el esquema en que se inyectó el agua en la arena L4 es necesario observar detalladamente la **Figura 72** en donde se observan los arreglos de los pozos como configuración de polígonos, entre estos arreglos destaca la inyección en forma de 5-postes invertidos; donde se destacan en 7 zonas del yacimiento, así como un arreglo de 7-postes ubicados; en 2 zonas y 2 arreglos irregulares encontrados en otras 2 zonas diferentes.



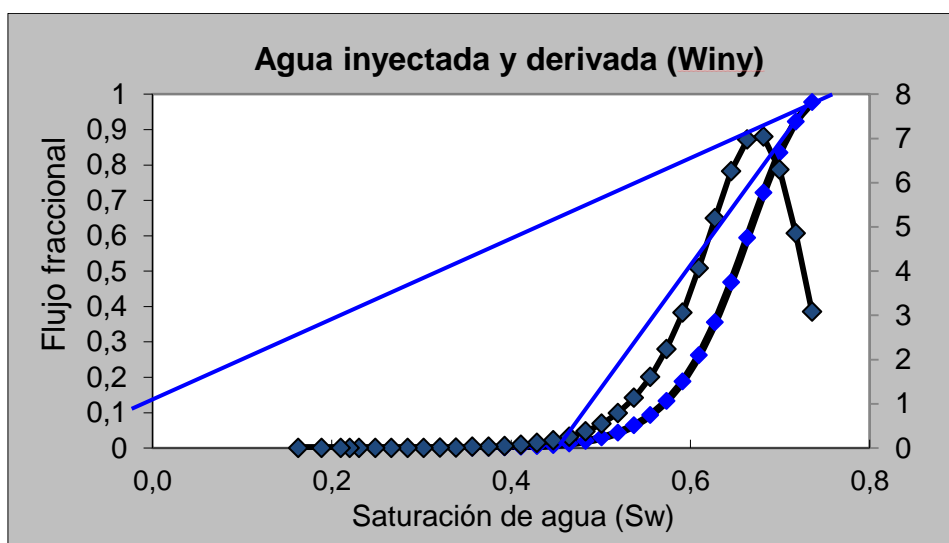
**Figura 71** Simulación de los acumulados de producción e inyección.

En la **Figura 72** donde se aprecian los arreglos de polígonos establecidos en el modelo estructural del yacimiento L4, se puede observar además el avance vertical del acuífero, en la actualidad donde ya se han alcanzado pozos como el CHV-5 con una profundidad de 5970 ft de profundidad.



**Figura 72** Modelo para evaluar la efectividad de la inyección de polímero.

Para evaluar la efectividad de la inyección de agua en el proyecto de inyección para el yacimiento L4 es necesario el implemento de la curva de flujo fraccional por medio de la cual es posible determinar los frentes de inyección y la saturación promedio de los mismo. Como fue necesario el cálculo de las saturaciones de los frentes de inyección promedio se trazó la curva de flujo fraccional junto a su derivada para obtener una mayor precisión, dando como resultado los datos establecidos en la **Tabla 6**, por medio de la **Figura 73**.



**Figura 73** Agua inyectada con su derivada vs. Saturación de gas.

Se extrajeron los datos necesarios para obtener resultados de eficiencia total del proyecto secundario de inyección partiendo de la saturación promedio de agua en el yacimiento al momento de comenzar la inyección y la saturación final, dando como resultado que la  $S_w$  es de 0.69 para el frente de inyección y 0.75 cuando el volumen inyectado es igual al volumen poroso en la zona.

**Tabla 6** Saturaciones durante la inyección el proyecto de secundario de agua.

<i>Propiedad</i>	<i>Bt</i>	<i>Wid=1</i>
<i>S<sub>w</sub></i>	0.69	0.75
<i>S<sub>wm</sub></i>	0.73	0.75
<i>F<sub>w</sub></i>	0.9	0.98
<i>F<sub>w</sub>'</i>	6.29	1
<i>Wid</i>	0.73	1
<i>Et</i>	0.4370	0.5406

Para el cálculo de la eficiencia total se implementó el uso de las **Ecuaciones** 30 y 31 especificadas en la metodología para el cálculo de la eficiencia areal y microscópica, así como también se implementó el uso de la **Figura** 8 y 9 para el uso de arreglos para desplazar el crudo en una zona confinada del yacimiento dando como resultado, una eficiencia total de 0.4775 para cuando solo se evaluó la saturación de agua en el frente de inyección y un valor de 0.5014 para cuando se inyectó el equivalente al volumen poroso de la zona donde se pensaba extraer el crudo, principalmente y debido a que para el cálculo de la eficiencia vertical fue necesario el coeficiente estadístico V definido por **Dykstra y Parsons** en la zona de 0.8 dando como resultado unos valores de Eficiencias mostrados en la **Tabla 7**.



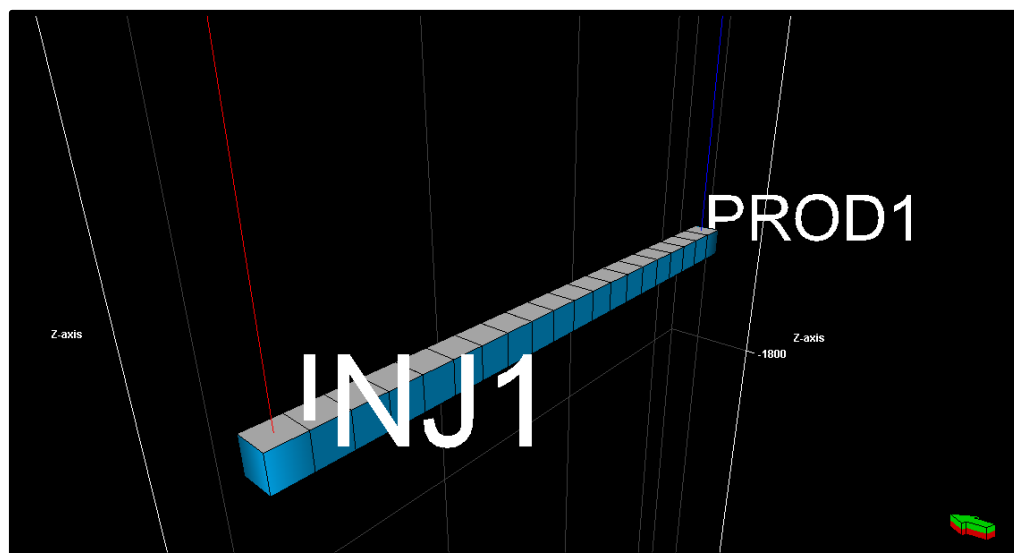
**Tabla 7** Eficiencia de la inyección de agua durante y después de la irrupción.

<i>Ex %</i>	<i>Bt</i>	<i>Wid=1</i>	<i>Estimación</i>
<i>Ea (%)</i>	0,9213	0,9881	Estimada por gráfico
<i>Ez (%)</i>	0,7	0,78	Estimada por gráfico
<i>Ev (%)</i>	0,6449	0,7707	$Ev = Ea * Ez$
<i>Em (%)</i>	0,6775	0,7014	Em por el flujo fraccional
<i>Et (%)</i>	0,4370	0,5406	$Rf = Ev * Em$

#### 5.4.4 Simulación de celdas con características de la arena L4 para verificar el funcionamiento de la inyección de agua con polímero.

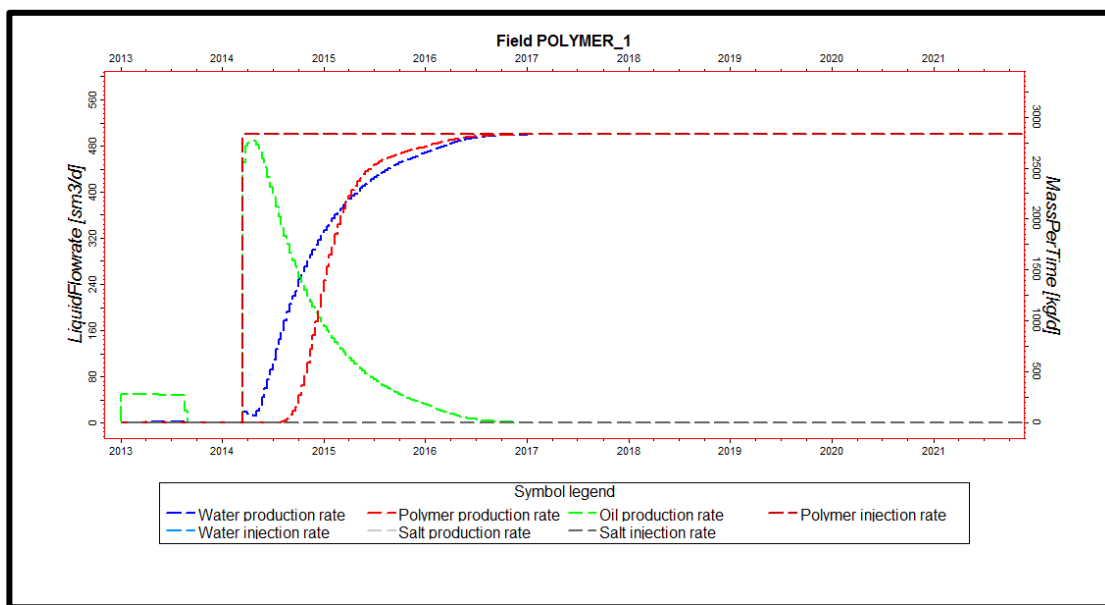
Para comenzar la fase en la cual se implementa un agente para aumentar la viscosidad del agua como lo es la poliacrilamida hidrolizada, fue necesario simular su comportamiento y como influiría la producción en el yacimiento L4 pero antes de esto se debió usar un modelo con 20 celdas así poder evaluar la condición de inyección en un modelo menos amplio, aún más rápido para simular y con la facilidad de estudiar cómo actúa el polímero en cualquier celda específica del modelo, en la cercanía del pozo inyector o delo pozo productor. Inyectando con tasas promedios 480 metros cúbicos por día el agua y comenzando con unos 2500 Kg/d de poliacrilamida se obtiene un aumento considerado en la producción del pozos PROD1 como se aprecia en la **Figura 74**. Para este tipo de arreglo entre dos pozos se estableció la profundidad del datum del yacimiento L4, los valores promedio para las propiedades de la roca y se tomaron las propiedades de los fluidos como tablas PVT y permeabilidades relativas de la roca y los fluidos se dejaron fijas. Los pozos se establecieron a hoyo desnudo dado que en promedio un

buen número de pozos del yacimiento L4 no fueron completados, por tener poca información debido a lo antiguo de los pozos completados en la arena.



**Figura 74** Modelo para evaluar la efectividad de la inyección de polímero.

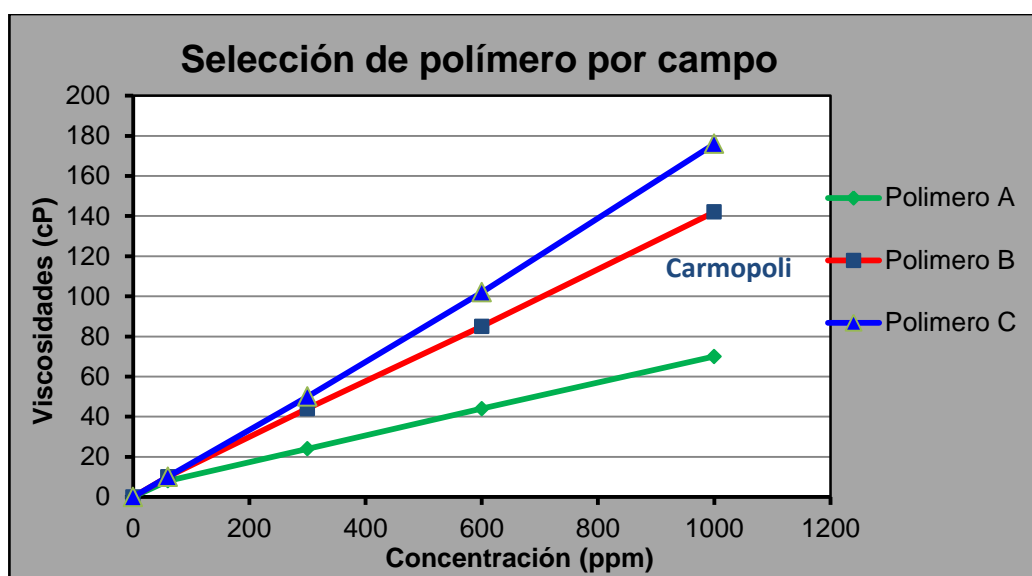
Por otra parte es importante mencionar en como inicio el proyecto de inyección de polímeros, debido principalmente a la ventana de aplicación que poseía el yacimiento L4 para arenas con temperaturas menores a los 250°F con baja salinidad presente, permeabilidades moderadas debido a la canalización que puede ocurrir del fluido inyectado en los canales preferenciales debido a la densidad de los fluidos y la heterogeneidad del yacimiento. Se puede notar el alza en la producción de crudo como se muestra en la **Figura 75**, como la curva de tasa de petróleo posee una tendencia relativamente baja de unos 60 metros cúbicos por día el primer año de producción, y posterior a la irrupción del agua junto al polímero por el efecto de barrido alcanza los 480 BPD.



**Figura 75** Simulación del comportamiento de las tasas de producción de polímero.

Para poder establecer un proyecto a partir de recuperación mejorada mediante el uso de polímeros en el programa *ECLIPSE*, es necesario insertar ciertos *keywords* para la elaboración del mismo, entre los cuales están en la sección de PROPS los siguientes: PLYVICS donde se puede definir las propiedades de viscosidad de la mezcla en un rango con respecto a un factor multiplicador para el agua, PLYROCK que depende de las propiedades del polímero con respecto a la roca donde destacan los ítems de espacio poroso muerto y el factor de resistencia residual para los tipos de roca para el proyecto fueron respectivamente 0.16 y 1.5, PLYADS la función de adsorción del polímero, donde encontramos los ítems de la concentración del polímero alrededor de la roca y lo correspondiente concentración absorbida del polímero por la roca, para este proyecto de simulación el segundo ítem fue establecido en 0 por lo que la roca no absorbería parte del polímero inyectado. Además está la concentración del polímero para la mezcla con el keyword PLYMAX teniendo un valor de 5.0 lb/bbl este valor es usado para el cálculo del máximo contenido de polímero en el fluido.

Para tener una noción de cómo se planteó la viscosidad de la poliacrilamida hidrolizada, es necesario observar la **Figura 76** en donde fue seleccionado el modelo de polímero empleado en Brasil para el campo Carmopolis por este poseer una ventana de aplicación con respecto al campo Chimire muy similar y en ese caso presentar favorables resultados para la producción de crudo asociado a reservas que no eran posibles de extraer, un yacimiento como el del campo Carmopolis con extensas dimensiones y condiciones de temperatura, salinidad, permeabilidad y heterogeneidad.

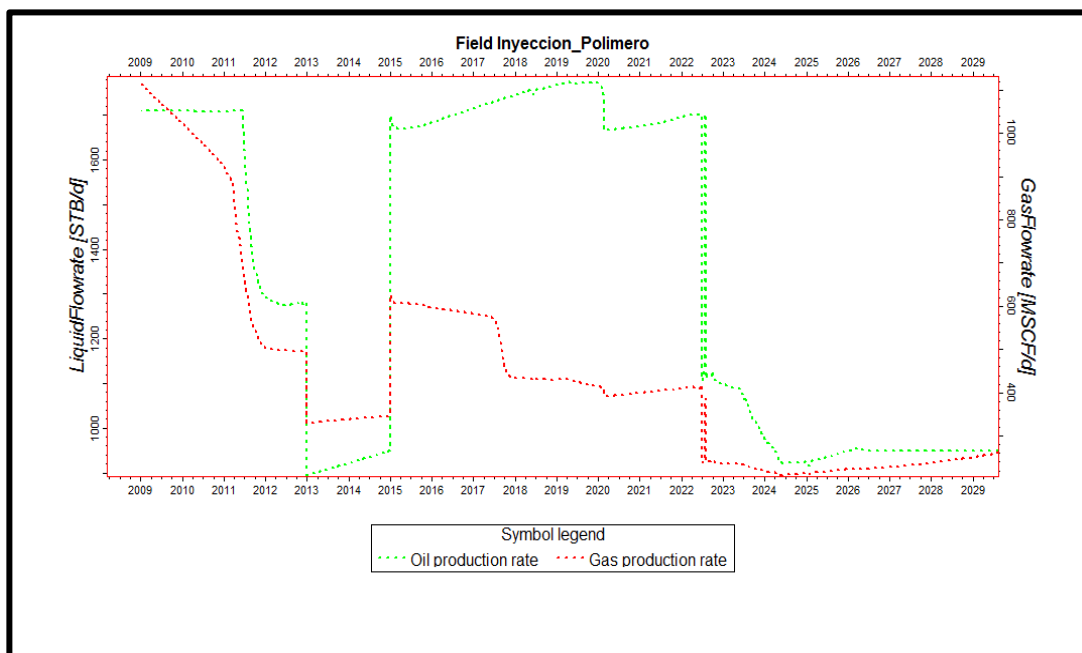


**Figura 76** Simulación del comportamiento de las viscosidades del polímero.

Como se mencionó sobre el uso de los keywords empleados para inyectar polímeros en el yacimiento L4 para uno en específico el PLYVICS establece la relación existente entre estos dos parámetros la viscosidad de la fase acuosa junto con la concentración por lo que se estableció una tabla en la cual estos dos parámetros relacionados por la **Figura 76** con los puntos que se destacan para esta relación exponencial.

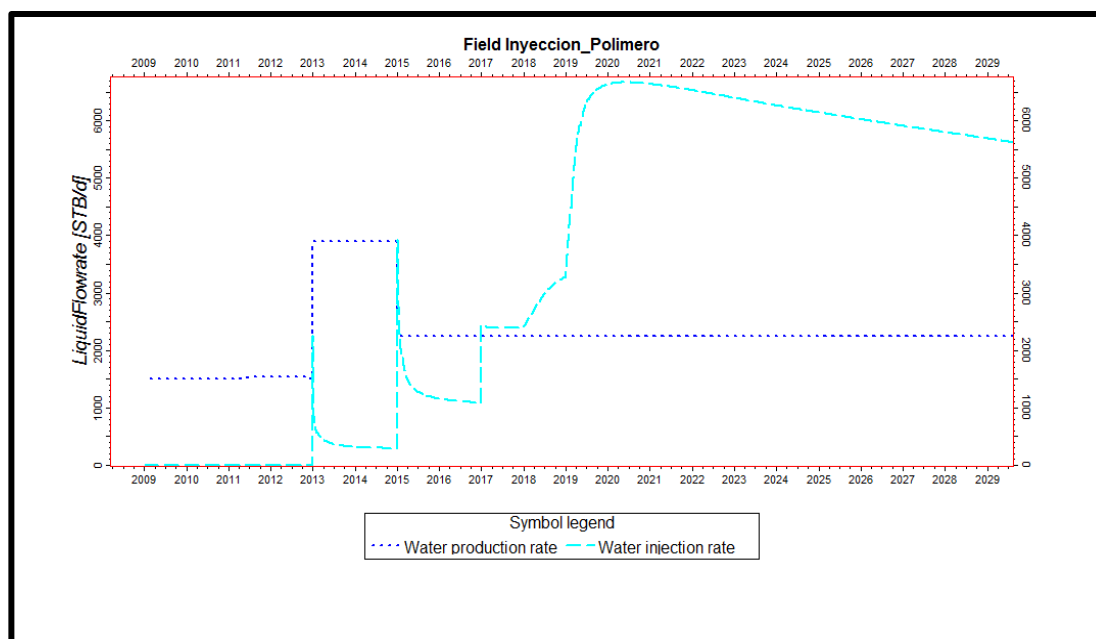
### 5.4.5 Simulación de Yacimiento L4 tercera etapa de producción por predicción de recuperación secundaria con inyección de polímero.

Para demostrar la factibilidad del proyecto de inyección por medio de polímeros en fase acuosa, se debe recapitular los gráficos de producción e inyección del proyecto. En primer lugar mostrando la **Figura 77** mostrando el incremento en la producción constante de crudo para los pozos establecidos en los arreglos, los cuales fueron también implementados en el proyecto de inyección de agua. Como se aprecia además en el incremento a partir del año 2015 momento en el cual se dio abertura a un mayor número de pozos tanto inyectoros como productores y para el año 2013 comienzo de la inyección se estableció una propuesta en el caso de plantear un proyecto piloto con un solo arreglo funcionando en el campo Chimire. Reportándose una tasa máxima de 1800 BPD en 2020. Como tasa máxima de producción de gas reportada en el mismo año 2015 con casi 700 MPCND, luego la curva muestra un comportamiento de mantener la producción de crudo cercana a las 1000 BPD.



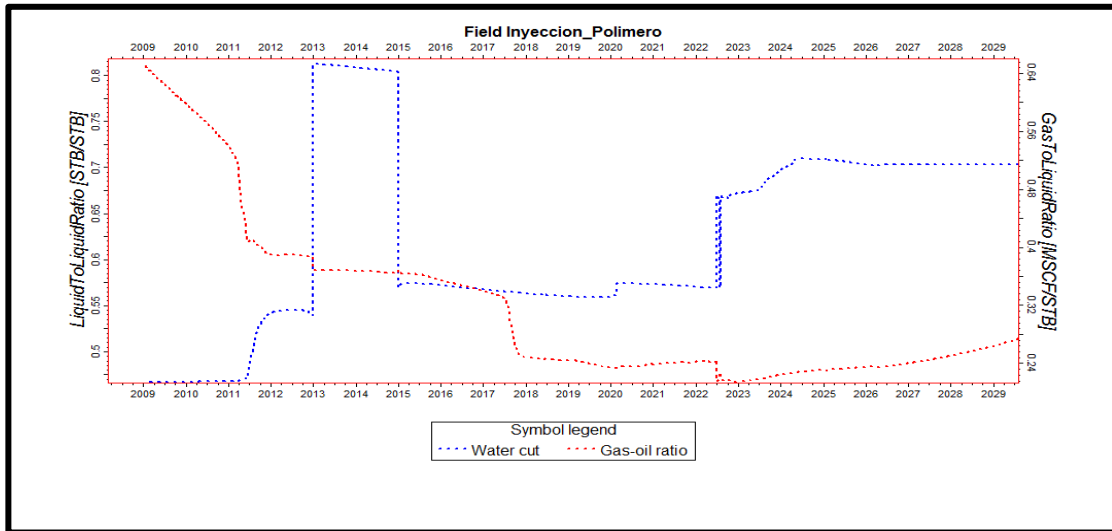
**Figura 77** Simulación del comportamiento de las tasas de producción.

Para verificar el cambio en la permeabilidad relativa con respecto a la producción de agua mostrando la eficiencia del polímero como un agente que permite el sello de los canales preferenciales del medio poroso, y la movilidad del agua inyectada hacia los pozos productores se puede observar la **Figura 78** donde las curvas de agua producida como también agua inyectada muestran la caída de producción de agua para el año 2015 esto permite mayor factibilidad de movilidad del crudo en el sistema y un mejor uso de la disponibilidad de los equipos en superficie para el manejo de fluidos, con un tope de producción máxima de agua para la simulación de 4000 BPD se observa como este baja hasta los 2000 BPD, para el agua inyectada comenzando desde 2013 se ve la tendencia de la curva a incrementar y luego mantenerse debido a la inyección del polímero, posterior a 2017 se visualiza como la tendencia solo implica el aumento debido a que se ha finalizado la inyección de polímero en la fase acuosa.

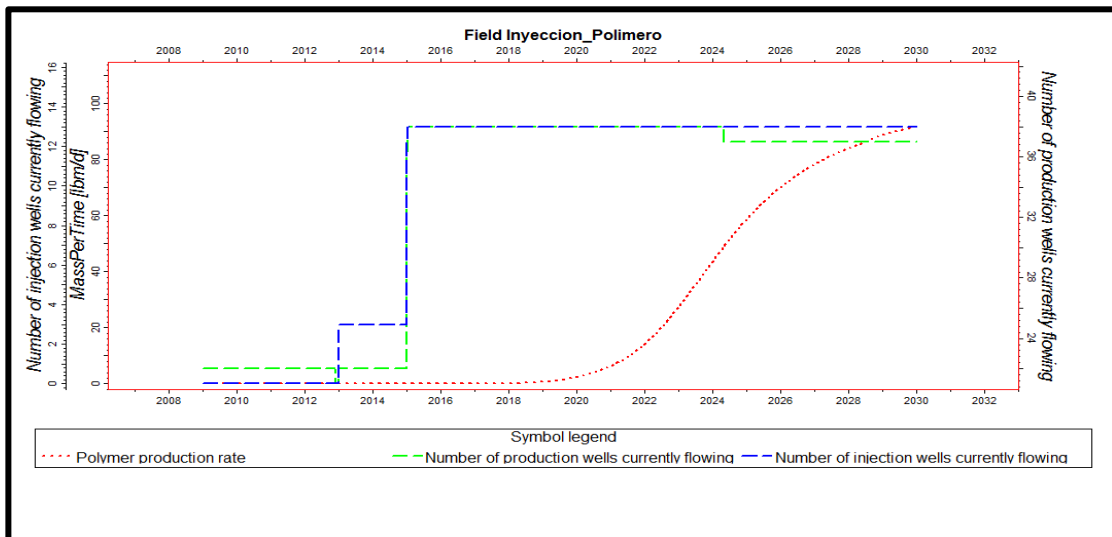


**Figura 78** Simulación del comportamiento de las tasas de inyección de agua.

Para tener una idea clara del cambio en la producción de las relaciones de fluidos que se venían obteniendo antes del año 2013 es necesario ver la **Figura 79** donde la curva de corte de agua ve un aumento progresivo para el año 2013.



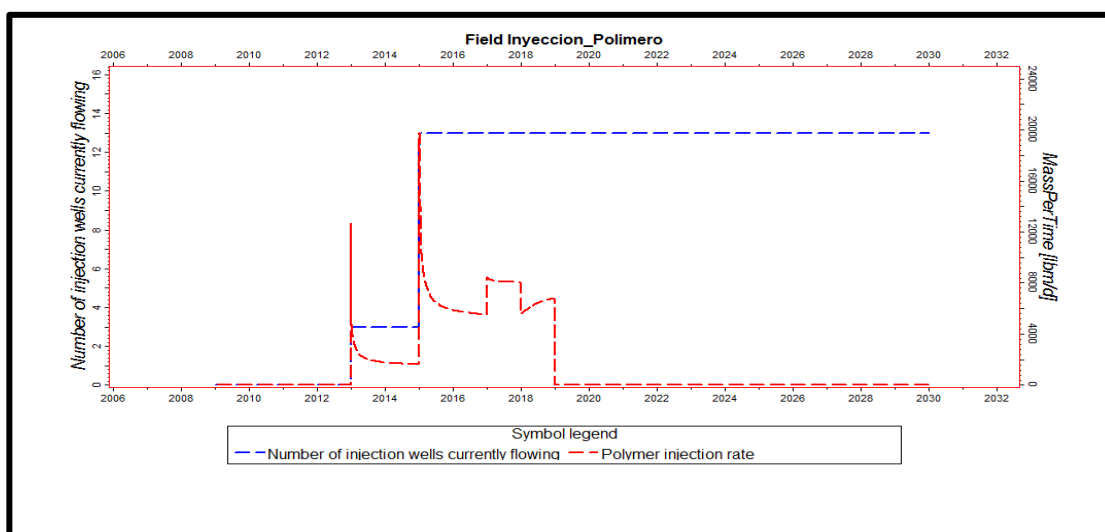
**Figura 79** Simulación del comportamiento de relaciones de producción.



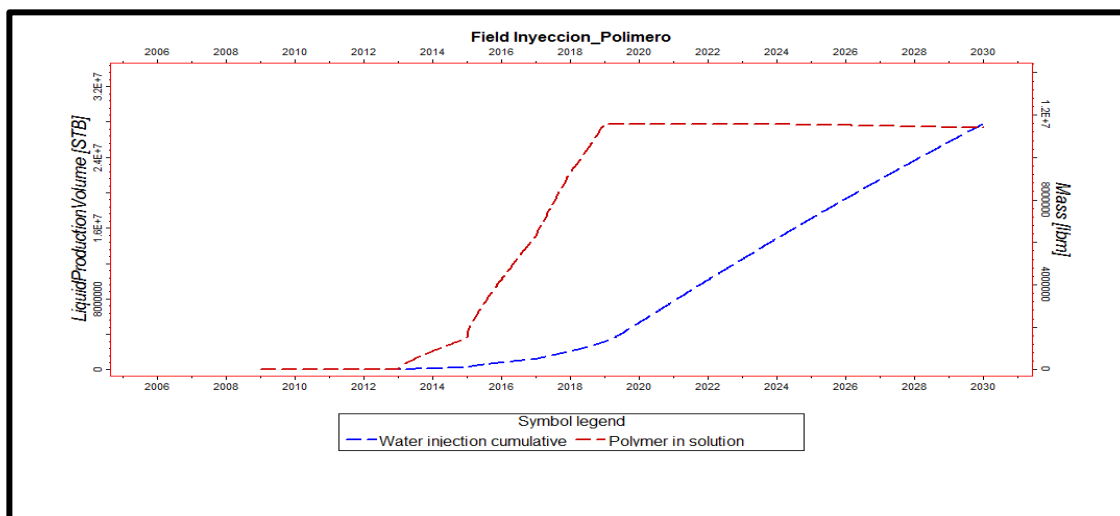
**Figura 80** Producción de polímero y apertura de pozos en producción.

Para tener claro la producción del polímero inyectado lo cual sería contraproducente debido a que no es lo ideal en el sistema, es necesario detallar la **Figura 80**, en los pozos productores se comienza a observar esta producción a partir de 2019 con una cantidad mínima comparando con la inyectada es prácticamente despreciable, lo cual enfoca un poco lo que es el alto rendimiento del polímero en solo sellar canales preferenciales.

Para observar en detalle como transcurrió la inyección de polímero y los pozos inyectoros abiertos se puede detallar esto en la **Figura 81** donde se visualiza la cantidad inyectada de polímero en lb másica por día. Mediante la apertura de pozos en el caso de predicción se observa como para distintas fechas se planteó inyectar con mayor concentración de polímero por lo tanto esto reduciría los costos y a su vez permitiría producir zonas del yacimiento, en distintos periodos de tiempo.



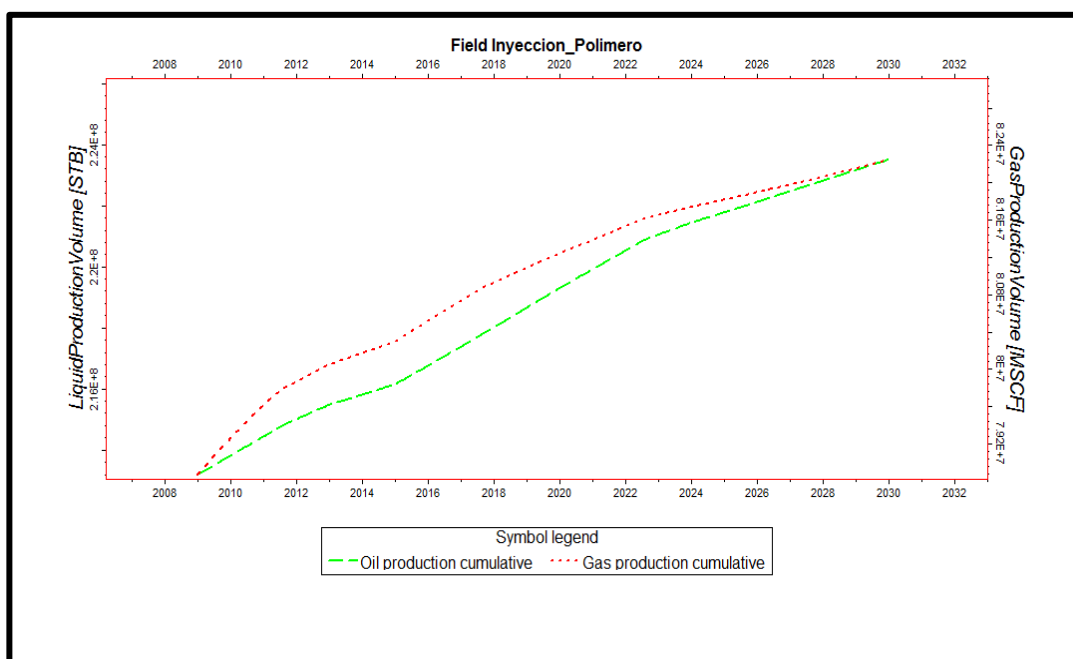
**Figura 81** Inyección de polímero y apertura de pozos en producción.



**Figura 82** Acumulado de agua inyectada y polímero en solución.



Para establecer la cantidad de polímero disuelto en el agua a cada paso de tiempo en el proyecto de inyección y observar la cantidad de agua inyectada se ejemplifica la **Figura 82** para tener la relación como se va agregando el polímero por cierta cantidad de agua inyectada. Teniendo en cuenta que esto se estable por medio de la viscosidad a la cual se desea llevar el agua por un rango de tiempo. Se puede apreciar que el acumulado de polímero inyectado fue de 12 MM de lb másica para junio de 2018 donde solo se habían inyectado 4 MMBN de agua.

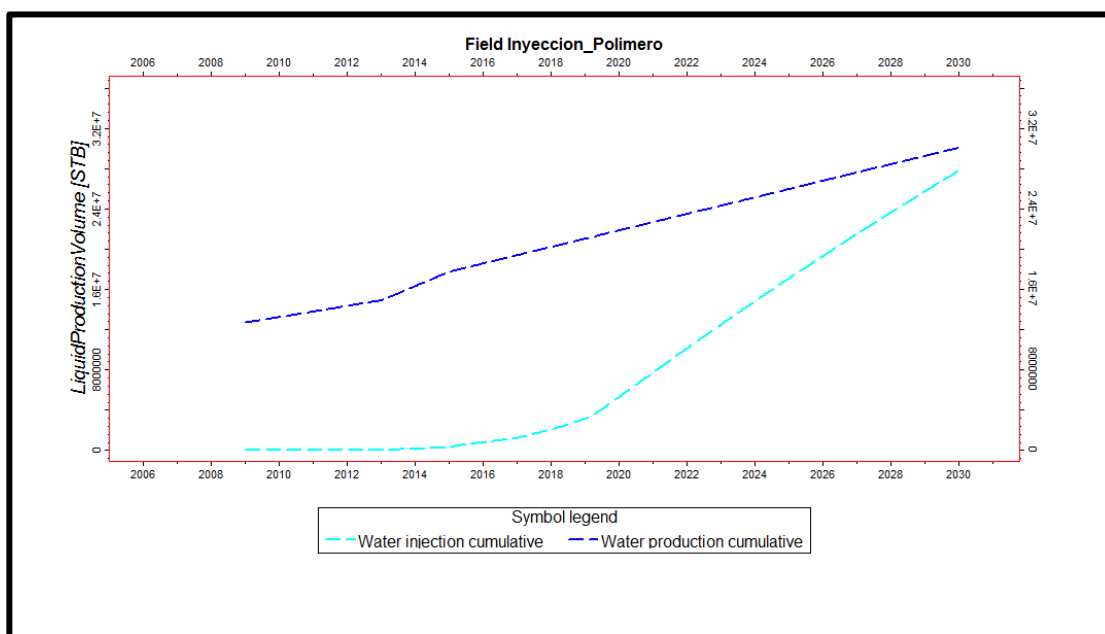


**Figura 83** Producción de petróleo y gas acumulado.

Si se desea observar el cambio en las tendencias de los acumulados de producción se debe visualizar la **Figura 83** en donde se detallan precisamente las curvas de producción de petróleo y gas acumulado en el tiempo. Se visualiza que para el año 2015 es que se ven afectada las tendencias de las mismas y reportando un incremento, posteriormente para el año 2022 se estabiliza la curva de producción de gas acumulado debido principalmente que el proyecto fue elaborado para realizar un barrido a los alrededores de los pozos puestos en arreglos drenando así

el crudo residual, dando finalmente una producción acumulada de crudo de 224.00 MMBNP y unos 82.400 MMMPCN.

Para el proyecto de evaluación económica por medio de la inyección de polímeros es necesario los acumulados de agua producida e inyectada en el yacimiento L4, debido a que estos parámetros están asociados a los costos por parte del tratamiento de agua necesario para la inyección, dando como resultado casi 30 MMBN para el año 2030, como también se puede apreciar en la curva de agua producida se ven los cambios de tendencia dependiendo principalmente del uso de polímero como un agente de cambio en la permeabilidad relativa, para este valor se obtiene una cifra cercana a los 32 MMBN producidos de agua, lo cual infiere en una reducción de los costos por el manejo en superficie de esta agua en caso podría representar una dificultad esto reseñándose en la **Figura 84**.



**Figura 84** Producción de petróleo y gas acumulado.

Además para obtener un mejor entendimiento de lo que fue la inyección y producción por pozos activos en los arreglos como se muestran en las **Figuras 85** y **86** respectivamente para el caso más general en la producción se puede observar el

pozo OZ-310, como el pozo CHV-6 para los inyectores describen el comportamiento general de las curvas del campo.

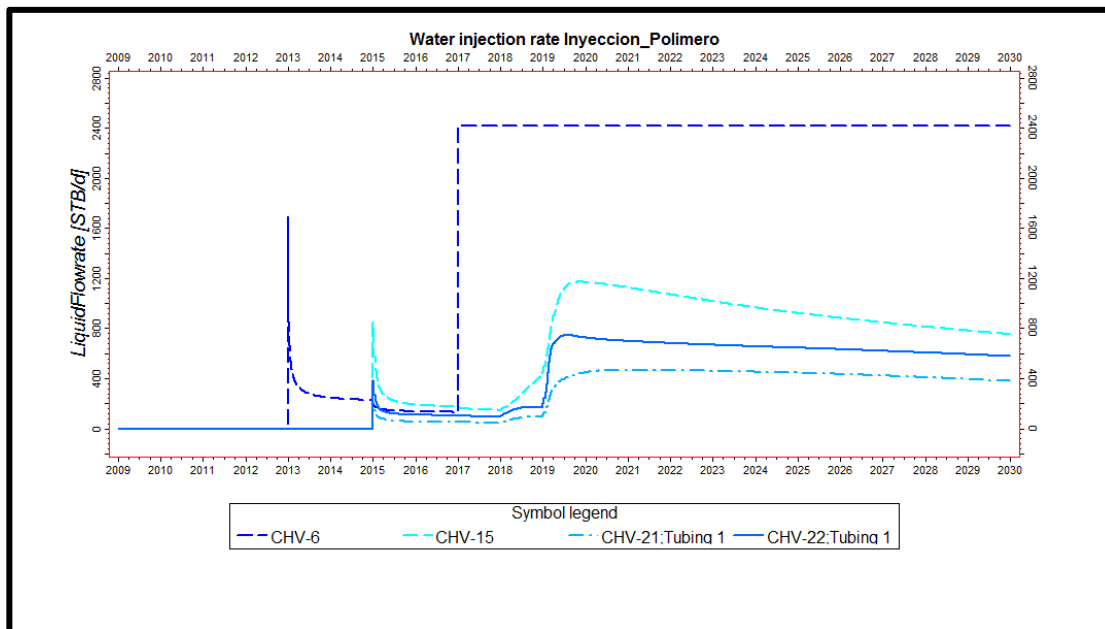


Figura 85 Inyección acumulada para las tasas de agua por pozos.

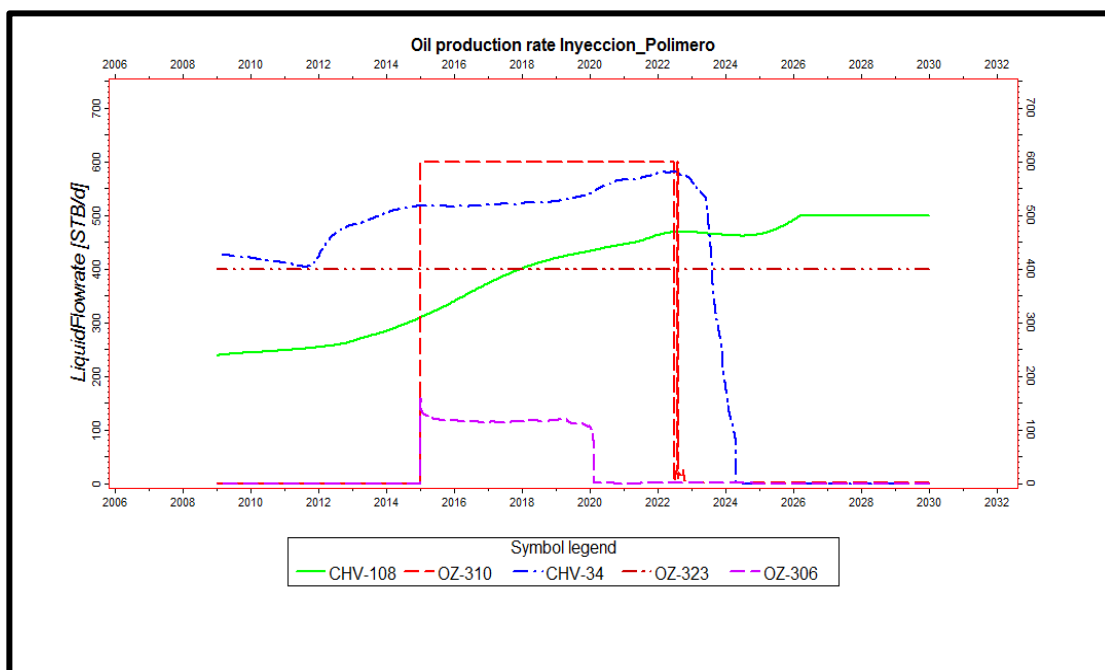


Figura 86 Producción para las tasas de petróleo por pozos.

## 5.5 Evaluación Económica

**Tabla 8** Proyecto de Inyección de agua.

<b>Proyecto:</b>	Continuidad de Proyecto de inyección Chimire		
<b>Número Renglon:</b>	2012131N2910		
<b>Fecha/Hora:</b>	20/05/2013 08:02		
<b>Alternativa:</b>	INYECCION DE AGUA POR ARREGLOS		
<b>Plan de Negocio:</b>	Escenario de Precios 2013-2028 (OFICIAL - CASO BASE)		

Para definir la rentabilidad del proyecto de inyección es necesario el uso de la herramienta *SEE PLUS*. Como se muestra en la **Tabla 8** en donde se toma como referencia los precios que tendrá el crudo entre los años 2013-2028, esto debido al escenario de referencia a los precios dispuestos por PDVSA para esos años.

### 5.5.1 Costos de Tratamiento de agua

Para evaluar cuál debería ser el tratamiento del agua inyectada se tomó como referencia de la revista técnica de la SPE-107727 para los cual solo era necesario el oxidante y bactericida en donde se puede apreciar los costos en moneda local, como también en dólares por barril inyectado de agua en la **Tabla 9** se pueden apreciar estos datos que sirvieron como parámetros de costos en la evaluación económica del proyecto de inyección de agua.

**Tabla 9** Costos del tratamiento para el agua de inyección.

<b>Costo del tratamiento para la inyección de agua</b>		
<b>Producto</b>	<b>Bsf. Producto/ Bbl inyectados de agua</b>	<b>\$. Producto/Bbl inyectados de agua</b>
<b>Oxidante</b>	0.0063	0.001
<b>Bactericida</b>	1.7829	0.283
<b>Total</b>	1.638	0.284

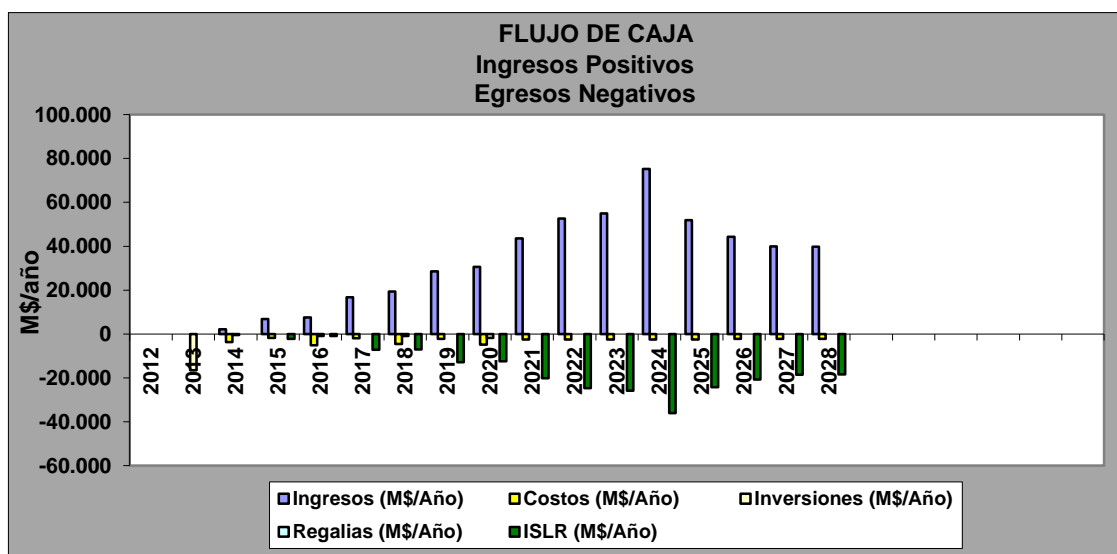
### 5.5.2 Curvas de Ingresos y Egresos

**Tabla 10** Ingresos y costos asociados al proyecto de inyección.

<b>Años</b>	<b>Ingresos (M\$/Año)</b>	<b>Costos (M\$/Año)</b>	<b>Inversiones (M\$/Año)</b>	<b>Regalías (M\$/Año)</b>	<b>ISLR (M\$/Año)</b>
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	-16,440.15	0.00	0.00
2014	2,233.83	-3,662.46	-441.00	0.00	0.00
2015	6,790.78	-1,799.15	0.00	0.00	-2,220.78
2016	7,638.84	-5,155.76	-882.00	0.00	-851.09
2017	16,816.34	-1,908.65	0.00	0.00	-7,144.57
2018	19,450.99	-4,525.23	-882.00	0.00	-7,056.69
2019	28,534.73	-2,127.65	0.00	0.00	-12,857.29
2020	30,548.63	-4,853.73	-1,764.00	0.00	-12,370.05
2021	43,558.30	-2,456.15	0.00	0.00	-20,133.61
2022	52,585.86	-2,456.15	0.00	0.00	-24,647.39
2023	54,920.93	-2,456.15	0.00	0.00	-25,814.93
2024	75,274.60	-2,456.15	0.00	0.00	-35,991.76
2025	51,848.90	-2,456.15	0.00	0.00	-24,278.91
2026	44,340.17	-2,127.65	0.00	0.00	-20,697.01
2027	39,966.19	-2,127.65	0.00	0.00	-18,510.02
2028	39,793.40	-2,127.65	0.00	0.00	-18,439.37

### 5.5.3 Inversión de equipos

Los equipos necesarios para realizar el proyecto de inyección de agua en el campo Chimire son: Planta de inyección de agua, 2 Bombas para el traslado del agua, unos 5 Km en líneas de flujo, y una planta de tratamiento para el agua dando un total en costos de unos 16.440 MM\$, además de estos gastos iniciales se asumen como estos equipos tienen una cierta cantidad de años útiles que son tomados en cuenta a la hora de tomar decisiones de inversión y por la depreciación que tengan. Se debe tener en cuenta también el costo asociado al cambiar un tipo de pozos productor a un pozo inyector con un coste asociado de 441.0 M\$ y el costo de rehabilitar los pozos productores que se encuentran produciendo otras arenas o están cerrados por el aumento en el corte de agua, o altos valores de RGP.



**Figura 87** Simulación del comportamiento de los flujos de caja.

En la **Figura 87** se muestran los años en la predicción por inyección el cual comienza con poca producción y posteriormente se aumenta las tasas mediante más pozos son puestos a producir en la arena y se activan, pero posteriormente la producción comienza a decaer teniendo como año de mayor ganancias el 2023 con alrededor de unos 78.00 MM\$. Cabe destacar que el proyecto empezaría en 2013 con la inversión de los equipos que hacen falta para la inyección del agua.

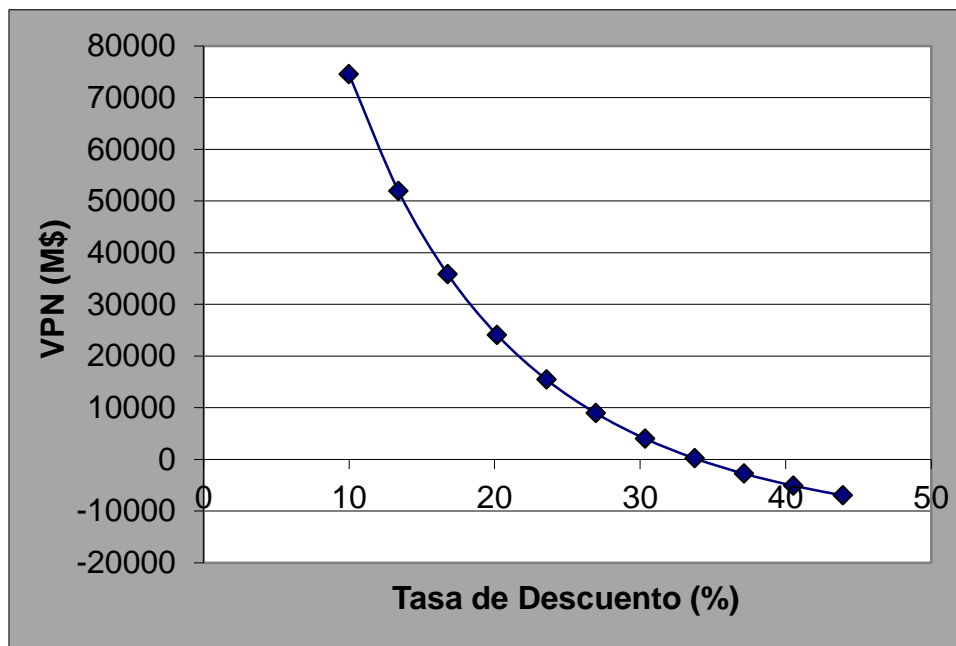
**5.5.4 Parámetros Indicativos**

- **Tasa Interna de Retorno**

**Tabla 11** Tasas de descuento y valor presente neto.

Tasa (%)	VPN (M\$)
10.00	74,485.40
13.39	51,914.83
16.79	35,783.60
20.18	24,058.36
23.58	15,399.58
26.97	8,909.53
30.36	3,976.71
33.76	178.13
37.15	-2,783.06
40.55	-5,118.10
43.94	-6,979.28

Como parámetros indicativos de que tan rentable es un proyecto de inversión se tiene los parámetros como valor presente neto o tasa interna de retorno, esta última representa un porcentaje de descuento del total del valor presente neto, en si equivale lo que se debe descontar del proyecto para que este tenga un valor neto de 0. Para el proyecto de inyección de agua se tiene un porcentaje de descuento del 36% esto deja un alto margen para cualquier tipo de inversión que se desee realizar en el proyecto con un considerable margen de ganancias hasta los 74.485 MM\$ como se puede visualizar en la **Figura 88** de VPN y % de descuento. Estos parámetros son simulados de acuerdo a los ingresos y costos establecidos por la predicción de cuánta agua fue inyectada, además de la producción de crudo asociado a la misma.



**Figura 88** Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.

- **Valor Presente Neto**

Además se evaluó el parámetro indicativo de valor presente neto, este representando un parámetro de intersección entre la producción, inversión, precios y gastos conocido como diagrama araña en cual el punto en donde coinciden estos parámetros es conocido como el valor presente neto del proyecto, llevando cada uno de los flujos de efectivo por ganancias o costos a un momento en el tiempo y tener un único valor que represente la rentabilidad del proyecto y si es factible invertir en el para aumentar las ganancias. Para el caso de la inyección de agua este valor fue de 74.485 MM\$. Como se observa detalladamente en la **Figura 89** y en la **Tabla 12**.



Tabla 12 Valor presente neto.

Tabla VPN Resultante para las Desviaciones en las Variables de Impacto (MUS\$)				
Variación %	Inversion	Produccion	Precios	Gastos
-40	84067.06895	32,802.77	31906.17704	80005.98255
-30	81671.6506	43,383.29	42,710.84	78625.83579
-20	79276.23224	53,881.01	53,449.99	77245.68904
-10	76,880.81	64,183.20	63,967.69	75,865.54
0	<b>74,485.40</b>	<b>74,485.40</b>	<b>74,485.40</b>	<b>74,485.40</b>
10	72,089.98	84,787.59	85,003.10	73,105.25
20	69,694.56	95,089.78	95,520.80	71,725.10
30	67,299.14	105391.9773	106038.5082	70,344.96
40	64,903.72	115694.1713	116556.2124	68,790.79
50	62,508.30	125996.3652	127073.9166	67,207.27
60	60,112.89	136298.5591	137591.6208	65,623.76
70	57717.46708	146600.7531	148109.325	64,040.25
80	55305.65084	156902.947	158627.0293	62,456.74

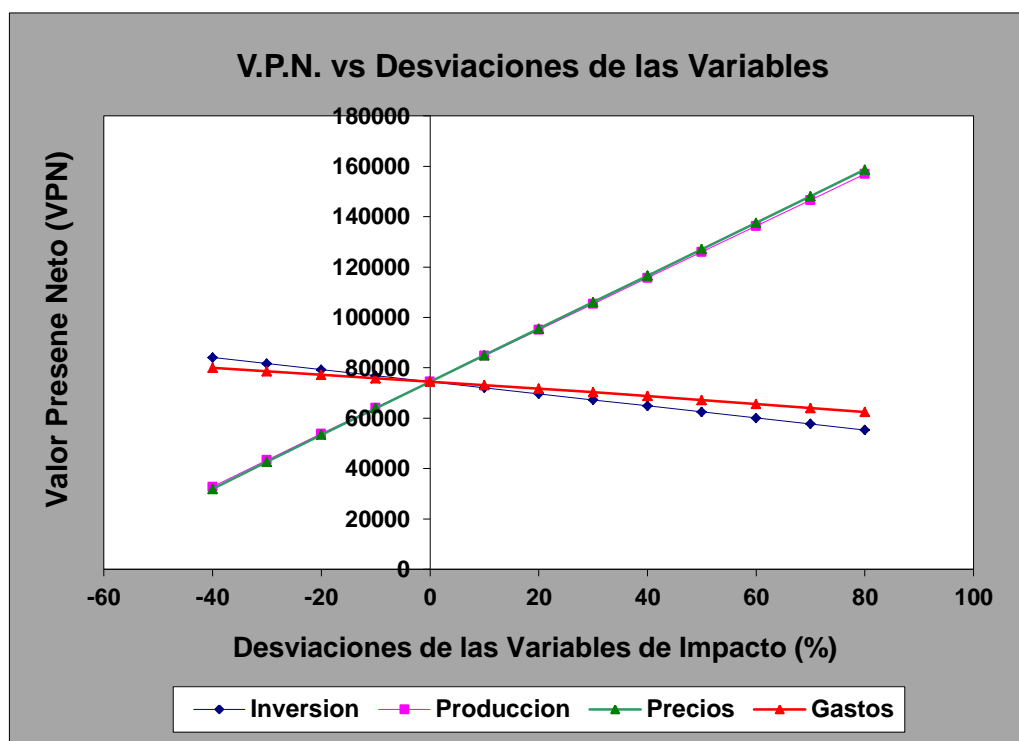
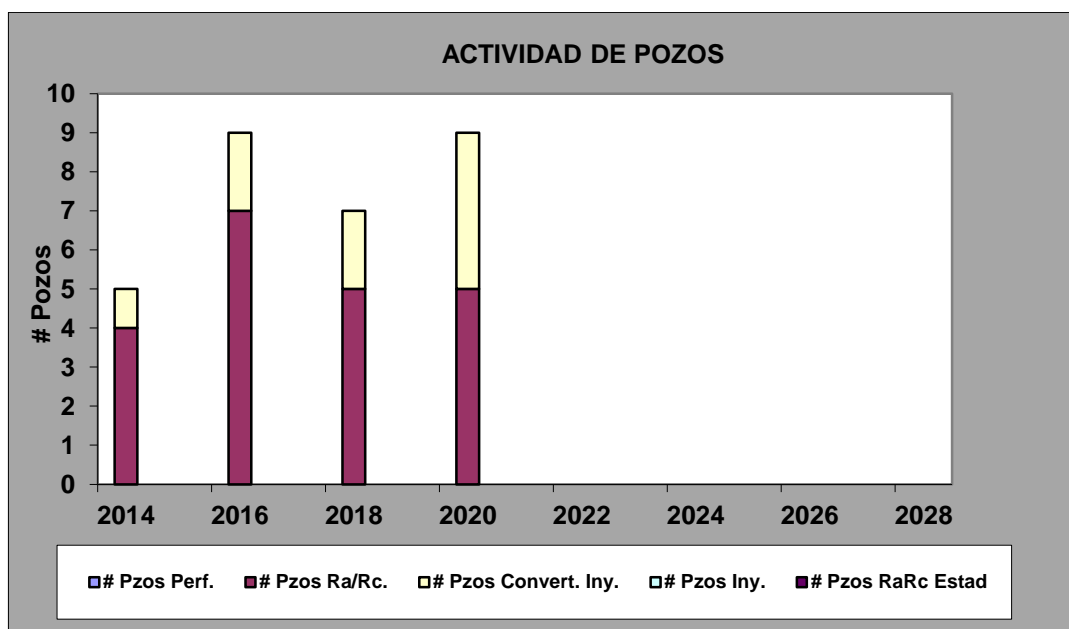


Figura 89 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.

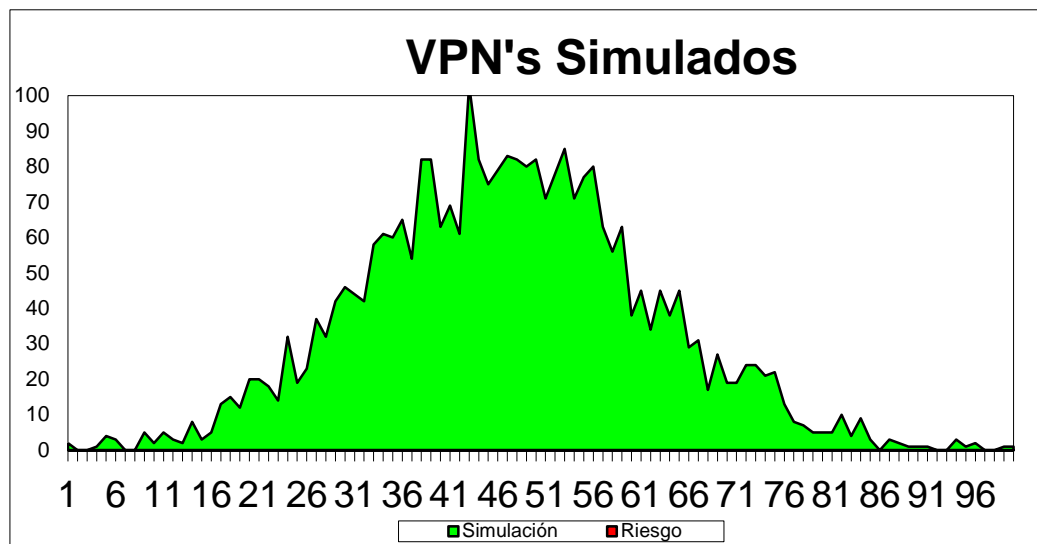
### 5.5.5 Actividad de Pozos en producción

Para identificar la actividad de los pozos puestos en producción se toma en consideración los trabajos realizados en el transcurso del tiempo del proyecto y así identificar en cuales años se debe dar apertura a las cabrias para trabajar en proyectos de RA/RC o para cambiar un tipo de pozo de productor a inyector, como es el caso del proyecto de inyección de agua en el campo Chimire. Como se muestra en la **Figura 90** en el cual se puede apreciar que la mayor cantidad de pozos llevados a inyectores fue en el año 2020 para la predicción lo que deje un amplio margen de años para trabajar en las actividades de superficie.



**Figura 90** Simulación del comportamiento de los pozos.

Para tener otro parámetro con respecto al riesgo de invertir en el proyecto de inyección de agua, se simulo en porcentajes la posibilidad de tener una certeza de que el proyecto será rentable, por lo tanto se utiliza la **Figura 91** dando como resultado un 43% para el proyecto de inyección de agua en el campo Chimire.



**Figura 91** Riesgo simulado para el valor presente neto.

### 5.5.6 Ingeniería Económica para el proyecto de inyección por medio de polímeros.

Para el proyecto de inyección de polímeros se implementó el escenario de precios entre los años 2013-2032 para tener una idea exacta de como variaría en el tiempo las ganancias asociadas a la venta del crudo producido en esta región del país, con un crudo de gravedad API° entre los 35°, y con un precio del aditivo de polímero rondando los 3.15 \$/Kg hacen de esta evaluación un soporte para la toma de decisiones al momento de invertir en este tipo de tecnologías.

**Tabla 13** Proyecto de Inyección de polímeros.

<b>Proyecto:</b>	Continuidad de Proyecto de inyección Chimire		
<b>Número Renglon:</b>	2012131N2910		
<b>Fecha/Hora:</b>	20/05/2013 08:02		
<b>Alternativa:</b>	INYECCION DE AGUA POR ARREGLOS		
<b>Plan de Negocio:</b>	Escenario de Precios 2013-2032 (OFICIAL)		

**5.5.6.1 Costos del tratamiento de agua y polímeros.**

**Tabla 14** Costos del tratamiento para el agua de inyección.

<b>Costo del tratamiento para la inyección de agua</b>		
<b>Producto</b>	<b>Bsf. Producto/ Bbl inyectados de agua</b>	<b>\$. Producto/Bbl inyectados de agua</b>
<b>Oxidante</b>	0.0063	0.001
<b>Removedor de oxígeno</b>	0.0189	0.003
<b>Bactericida</b>	1.7829	0.283
<b>Total</b>	1.827	0.29

Para evaluar cuál debería ser el tratamiento del agua inyectada para ser usada como solvente del polímero para obtener una solución gelatinosa y se tomó como referencia de la revista técnica de la SPE-107727 donde solo era necesario el oxidante, removedor de oxígeno y bactericida en donde se puede apreciar los costos en moneda local, como también en dólares por barril inyectado de agua en la **Tabla 14** se pueden apreciar estos datos que sirvieron como parámetros de costos en la evaluación económica del proyecto de inyección de agua.

Como parámetros indicativos de que tan rentable es un proyecto de inversión se tiene los parámetros como valor presente neto o tasa interna de retorno, esta última representa un porcentaje de descuento del total del valor presente neto, en si equivale lo que se debe descontar del proyecto para que este tenga un valor neto de 0. Para el proyecto de inyección de agua se tiene un porcentaje de descuento del 57% esto deja un alto margen para cualquier tipo de inversión que se desee realizar en el proyecto con un considerable margen de ganancias hasta los 287.115 MM\$

como se puede visualizar en la **Figura 92** de VPN y % de descuento. Estos parámetros son simulados de acuerdo a los ingresos y costos establecidos por la predicción de cuánta agua fue inyectada, además de la producción de crudo asociado a la misma.

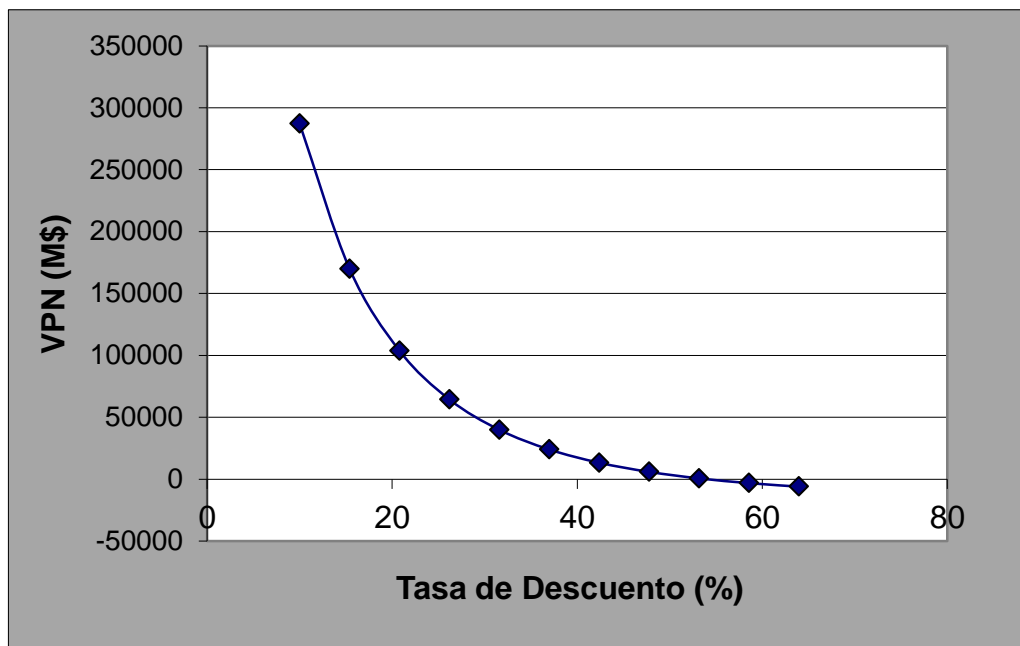
**5.5.6.2 Parámetros indicativos:**

- **Tasa Interna de Retorno**

**Tabla 15** Tasas de descuento y valor presente neto.

Tasa (%)	VPN (M\$)
10.00	287,115.93
15.39	169,912.00
20.79	103,769.12
26.18	64,407.15
31.58	39,879.17
36.97	23,971.46
42.37	13,289.05
47.76	5,894.13
53.16	636.78
58.55	-3,189.48
63.95	-6,032.33

Como se muestra en la **Tabla 15** se definen los valores que representan los % de descuentos con respecto al valor presente neto donde se puede realizar una interpolación desde los valores positivos a negativos, para visualizar gráficamente y analíticamente en que rango se encuentra el valor de % de descuento para el cual su VPN (M\$) representa 0, en donde ampliamente se observa una diferencia con respecto al proyecto de inyección de agua, dejando un mayor margen para posibles futuras inversiones en el proyecto de inyección de polímeros.



**Figura 92** Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.

Otro parámetro indicativo como es el valor presente neto, este representando una intersección entre la producción, inversión, precios y gastos conocido como diagrama araña en cual el punto en donde coinciden estos parámetros es conocido como el valor presente neto del proyecto, llevando cada uno de los flujos de efectivo por ganancias o costos a un momento en el tiempo y tener un único valor que represente la rentabilidad del proyecto y si es factible invertir en el para aumentar las ganancias. Para el caso de la inyección de agua este valor fue de 287.115 MM\$. Como se observa detalladamente en la **Figura 93** y en la **Tabla 16**. Se puede visualizar también en la **Tabla 16** o gráficamente como la variación entre los parámetros de impacto a su vez se debe tener en cuenta como los precios del producto comercializado afectan claramente en la producción debido a como varían los mismos de acuerdo al mercado internacional.

- Valor presente Neto

Tabla 16 Valor presente neto.

Tabla VPN Resultante para las Desviaciones en las Variables de Impacto (MUS\$)				
Variación %	Inversion	Produccion	Precios	Gastos
-40	293568.6869	164,627.90	122610.7017	329035.0635
-30	291955.4978	195,249.91	164,866.90	318555.2802
-20	290342.3087	225,871.91	205,973.24	308075.497
-10	288,729.12	256,493.92	246,544.58	297,595.71
<b>0</b>	<b>287,115.93</b>	<b>287,115.93</b>	<b>287,115.93</b>	<b>287,115.93</b>
10	285,502.74	317,737.94	327,687.28	276,636.15
20	283,889.55	348,359.95	368,258.62	266,156.36
30	282,276.36	378981.9545	408829.9711	255,676.58
40	280,663.17	409603.9625	449401.318	244,745.51
50	279,049.98	440225.9705	489972.6649	233,554.62
60	277,436.80	470847.9786	530544.0118	221,768.65
70	275823.6065	501469.9866	571069.7044	209,931.30
80	274210.4174	532091.9946	611264.1095	198,093.94

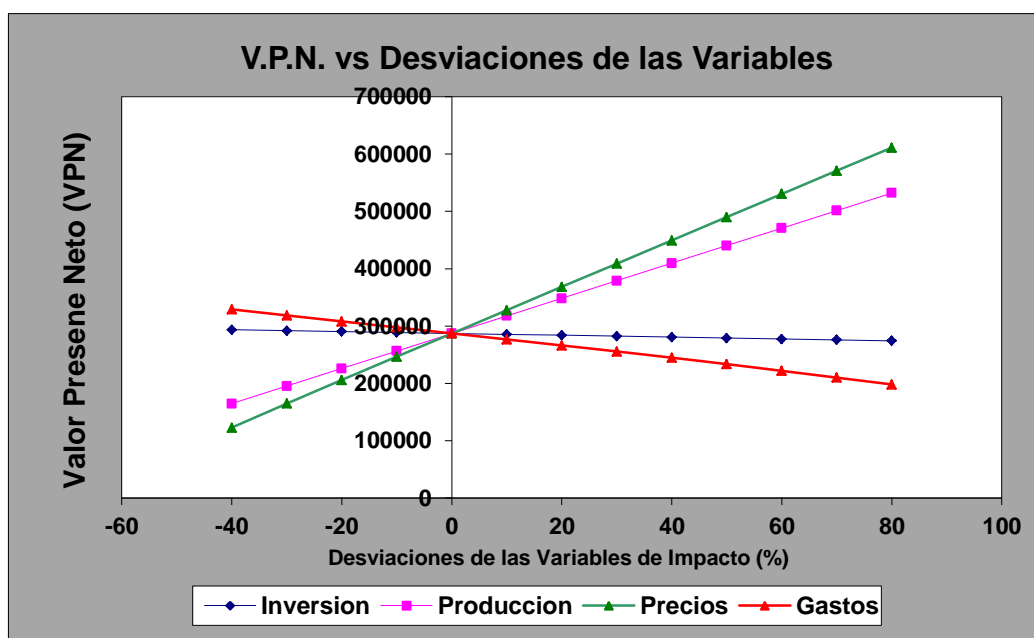


Figura 93 Simulación del comportamiento de la tasa interna de retorno.

5.5.6.3 Curvas de ingresos y Egresos.

Tabla 17 Ingresos y costos asociados al proyecto de inyección.

Años	Ingresos (M\$/Año)	Costos (M\$/Año)	Inversiones (M\$/Año)	Regalías (M\$/Año)	ISLR (M\$/Año)
2012	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013	0.00	0.00	-16,101.00	0.00	0.00
2014	8,292.72	-12,740.10	0.00	0.00	0.00
2015	23,620.35	-16,389.38	0.00	0.00	-2,895.72
2016	26,570.14	-16,389.38	0.00	0.00	-4,370.61
2017	58,492.17	-24,047.93	0.00	0.00	-16,310.88
2018	67,656.30	-24,245.03	0.00	0.00	-20,789.47
2019	99,251.52	-24,245.03	0.00	0.00	-36,587.08
2020	106,256.08	-31,740.68	0.00	0.00	-36,154.15
2021	151,507.20	-31,740.68	0.00	0.00	-58,779.71
2022	182,907.40	-31,740.68	0.00	0.00	-74,479.81
2023	191,029.44	-31,740.68	0.00	0.00	-78,540.83
2024	261,824.85	-31,740.68	0.00	0.00	-113,938.53
2025	180,344.02	-31,740.68	0.00	0.00	-73,198.12
2026	154,226.69	-24,245.03	0.00	0.00	-64,074.67
2027	139,013.12	-24,245.03	0.00	0.00	-56,467.88
2028	138,412.09	-24,245.03	0.00	0.00	-56,167.37
2029	127,839.00	-9,125.03	0.00	0.00	-58,880.95
2030	99,858.37	-9,125.03	0.00	0.00	-44,890.63
2031	70,079.27	-8,927.93	0.00	0.00	-30,104.56
2032	63,082.88	-8,927.93	0.00	0.00	-26,606.37
2033	55,914.38	-8,927.93	0.00	0.00	-23,022.12

En la **Figura 94** se muestran los años que en la predicción por inyección comienzan con poca producción y posteriormente se aumenta las tasas mediante más pozos son puestos a producir en la arena y se activan, pero posteriormente la producción comienza a decaer teniendo como año de mayor ganancias el 2023 con alrededor de unos 260.00 MM\$. Cabe destacar que el proyecto empezaría en 2013 con la inversión de los equipos que hacen falta para la inyección del agua. También es importante resaltar que para el año 2024 se tiene la mayor cantidad de gastos asociados con respecto al costo y al impuesto sobre la renta con un estimado de 140 MM\$ aun así los altos costos asociados se mantiene una buena tendencia de producción y una rentabilidad fija del proyecto de inversión por medio de la inyección de polímeros.



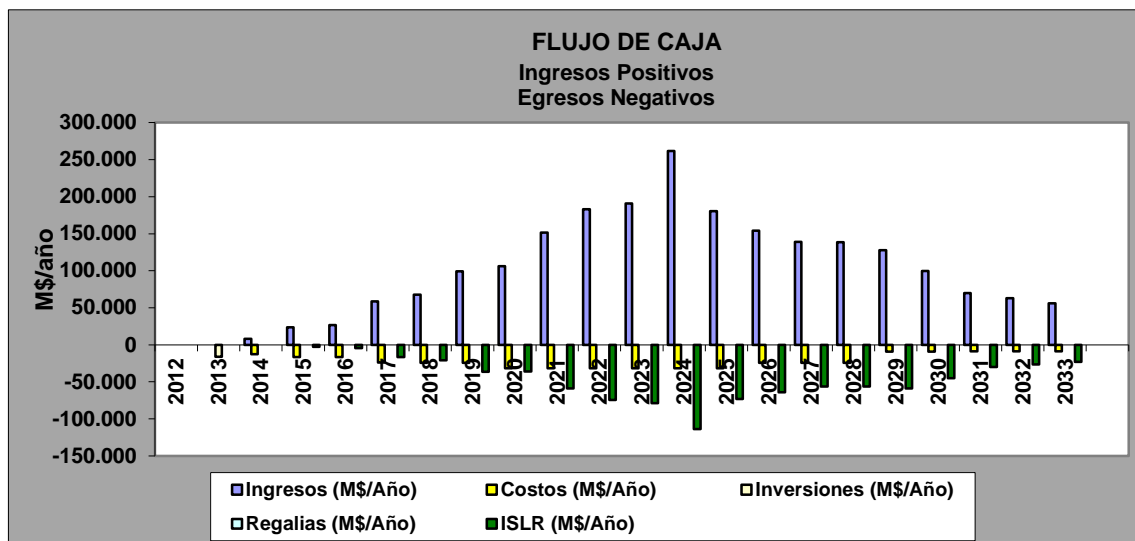


Figura 94 Simulación del comportamiento de los flujos de caja.

#### 5.5.6.4 Actividad de Pozos en producción

Para identificar la actividad de los pozos puestos en producción se toma en consideración los trabajos realizados en el transcurso del tiempo del proyecto y así identificar en cuales años se debe dar la apertura a las cabrias para trabajar en proyectos de RA/RC o para cambiar un tipo de pozo de productor a inyector, como es el caso del proyecto de inyección de agua en el campo Chimire. Como se muestra en la **Figura 95** en el cual se puede apreciar que la mayor cantidad de pozos llevados a inyectores fue en el año 2020 para la predicción lo que deje un amplio margen de años para trabajar en las actividades de superficie. Así como también tener un tiempo para dar plazos al proyecto, en donde se podría obtener la materia prima para preparar la solución gelatinosa por medio de la poliacrilamida hidrolizada, y los componentes asociados al agua que se debe usar en la inyección.

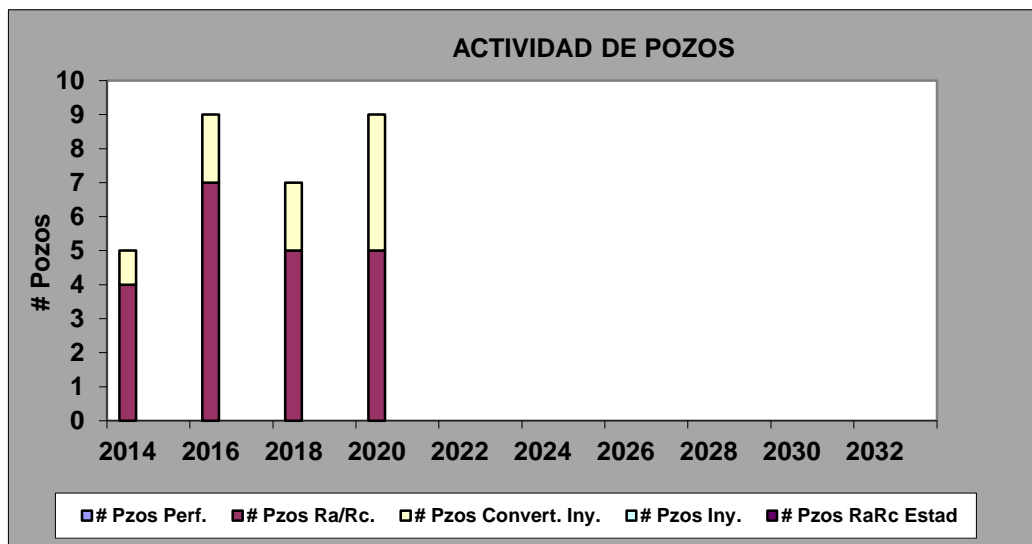


Figura 95 Simulación del comportamiento de los pozos.

#### 5.5.6.5 Riesgos del Proyecto.

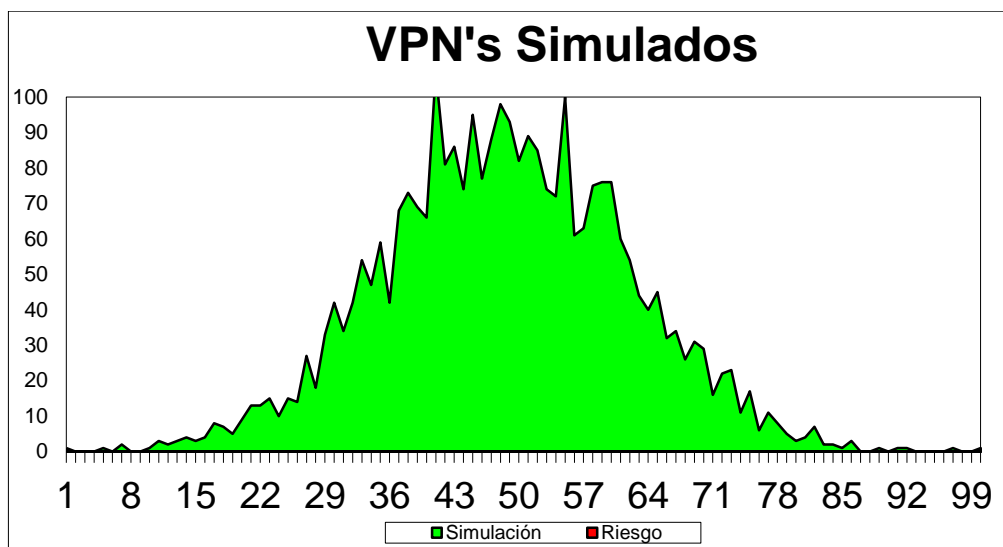


Figura 96 Riesgo simulado para el valor presente neto.

Para tener otro parámetro con respecto al riesgo de invertir en el proyecto de inyección de agua, se simuló en porcentajes la posibilidad de tener una certeza de que el proyecto será rentable, por lo tanto se utiliza la **Figura 96** dando como resultado un 49% para el proyecto de inyección de agua en el campo Chimire.

## **CONCLUSIONES**

- El mecanismo de drenaje predominante antes y después de la inyección de gas en el yacimiento L4 NS 301 fue por la compresibilidad de la roca y los fluidos.
- Con la inyección de agua se puede obtener un aumento en el factor de recobro actual del 2.93%, equivalente a 11.609 MMBN.
- Por medio de la inyección de la poliacrilamida hidrolizada se puede obtener aumento en el factor de recobro actual del 5.85%, equivalente a 23.191 MMBN.
- La inyección de gas oficial registrada en libro de reservas, no representa la cantidad real de gas inyectado, sólo un 49.67% del gas se inyectó.
- Ambos proyectos de inyección tanto de agua y polímero, resultaron rentables con respecto a la inversión realizada y los costos variables en el tiempo, debido a que se obtuvo un valor presente neto de 74.485 y 287.115 MM\$ respectivamente para ambos.
- El valor del POES con menor grado de incertidumbre calculado por Petrel es de *402 MMBN*.
- El yacimiento según el estudio inicialmente se encontraba en estado subsaturado mostrando presiones superiores a la presión de burbuja (*P<sub>b</sub> de 2464 LPC*).

## **RECOMENDACIONES**

- Apreciar el desplazamiento del crudo en laboratorio, mediante la inyección de polímeros en un núcleo de la arena L4 con distintas concentraciones y variando la presión de inyección entre 2000 – 2500 Lpc.
- Establecer las petrofacies en la estructura de la arena L4 yacimiento NS 301.
- Trabajar con Sísmica 3D en el área de estudio para verificar el Modelo Estructural planteado.
- Validar el sello de las fallas internas a través de pruebas de interferencia de presión.
- Implementar casos de simulación usando pozos planteados con trayectorias horizontales.
- Diseñar un método de levantamiento artificial por gas intermitente, en los pozos del área Chimire-Boca para los pozos seleccionados como productores en los arreglos por inyección de polímeros.
- Evaluar la rentabilidad de un proyecto de recuperación mejorada en el yacimiento por inyección de CO<sub>2</sub>, mediante simulación de yacimientos.

**REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS**

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering*. ELSEVIER.
- Craft, B. C., & Hawkins, M. (1991). *Applied Petroleum Reservoir Engineering second edition*. New Jersey: Prentice Hall PTR.
- Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Maracaibo: Astro Data S.A.
- Gang, T., & Kelkar, M. (2007). A more general capillarity pressure curver and its estimation from production data . *SPE-108180*, 2-3.
- Gorgal, I. R. (2012). *Análisis Económico*. Caracas.
- Magoon, L. B., & Beaumont, E. A. (1999). *Sistema Petrolero*. American Association.
- Martín, E. (2006). *Yacimientos de Hidrocarburos Tomo III*. Juan Jones Parra.
- Melo, M. d., Holleben, C. d., Silva, I. d., & Petrobras. (2005). Evaluation the polymer injection projects in Brazil. *SPE-94898*.
- SALAGER, J.-L. (2005). *RECUPERACIÓN MEJORADA DEL PETRÓLEO*. Mérida: CUADERNO FIRP S357-C.
- Schlumberger . (2003). *PVTi Reference Manual*. Training Guide.
- Schlumberger. (2007). *PETREL siesmic-to-simulation software version 1.2*. Training Guide.
- Schlumberger. (2008). *ECLIPSE Blackoil Reservoir Simulation*. Training and Exercise Guide.
- Silva, ♣. I., Melo, M. A., & S.A., P. (2007). Polymer Flooding: A sustainable Enhanced Oil Recovery in the Current Scenario . *SPE-107727*.
- Whiston, C. H., & Brulé, M. R. (2000). *PHASE BEHAVIOR Monografía Vol.20 SPE*. Richardson, Texas: HENRY L. DOHERTY SERIES.

**NOMENCLATURA**

*N<sub>p</sub>*: Petróleo acumulado, MBN

*B<sub>o</sub>*: Factor volumétrico de formación del crudo, BY/BN

*W<sub>e</sub>*: Influjo de agua proveniente del acuífero, MBN

*W<sub>p</sub>*: Agua producida por el yacimiento, MBN

*G<sub>p</sub>*: Gas producido, MPCN

*G<sub>piny</sub>*: Gas inyectado, MPCN

*W<sub>iny</sub>*: Agua inyectada, MBN

*W<sub>piny</sub>*: Solución de polímero inyectada, MBN

*RGP*: Relación Gas Petróleo, PCN/BN

*ΔP*: Diferencial de presión, Lpc

*R<sub>s</sub>*: Relación Gas Petróleo en solución, PCN/BN

*m*: Factor de aumento en la capa de gas

*C<sub>e</sub>*: Coeficiente de compresibilidad, Lpc<sup>-1</sup>

*Z*: Factor de los gases ideales, Adimensional

*Ln(re/rw)*: Relación entre el radio del pozo y radio de drenaje

*F<sub>g</sub>*: Flujo fraccional para la inyección de gas, Adimensional

*B<sub>t</sub>*: Depreciación lineal

*D<sub>t</sub>*: Depreciación acelerada

$VFn$ : Valor futuro neto, dólares [\$]

$VP$ : Valor presente neto, dólares [\$]

$i$  efectiva: Tasa efectiva de interés, adimensional

$\beta^*$ : Parámetro de modificación usado en el modelo de cuadrados Gaussianos

$\delta$ : Parámetro de modificación usado en el modelo de cuadrados Gaussianos

$Z$ : Factor de compresibilidad o desviación

$X_i$ : punto de cuadrado Gaussiano.

$X_i$ : Componente  $i$  en la fracción molar de la fase de crudo

$\Gamma(1)$ : Función Gamma con un valor de 1

$T_b$ : Temperatura de ebullición

$\omega$ : Factor acéntrico

$m_i$ : Fracción másica del componente  $i$  de la fase de crudo

$T_r$ : Temperatura reducida a 1 atm, °F

$s$ : Factor Skin, adimensional

$si$ : Volumen de traslación usado en la ecuación de estado =  $c_i/b_i$ , adimensional

$v_{ci}$ : Volumen molar crítico,  $\text{ft}^3 / \text{lbm mol}$

$K_{ij}$ : Parámetros de iteración binaria entre el par de componentes  $i, j$  en la EOS.

$Z_i$ : El componente  $i$  de la fracción molar en la mezcla global, adimensional

## APÉNDICE

**A.** Para los cálculos de las funciones físicas de las rocas.

Con el simulador **PETREL** para calcular funciones físicas de las rocas se tienen las siguientes correlaciones para los distintos sistemas roca fluido.

**Para el gas:**

$$Krg = Krg (Sorg) \left[ \frac{1 - Sw - Sgcr}{1 - Swi - Sorg - Sgcr} \right]^{Cg}$$

**Para el crudo:**

$$Kro = Kro (Swmin) \left[ \frac{Swmax - Sw - Sorw}{Swmax - Swi - Sorw} \right]^{Co}$$

$$Kro = Kro (Sgmin) \left[ \frac{Sw - Swi - Sorg}{1 - Swi - Sorg} \right]^{Co}$$

**Para el agua:**

$$Krw = Krw (Sorw) \left[ \frac{Sw - Swcr}{Swmax - Swcr - Sorw} \right]^{Cw}$$

**Ecuación 47** Correlaciones para el cálculo de permeabilidades del sistema.

**B.** Caracterización General de la fracción pesada

La fracción molar del componente  $C_{6+}$ , ha sido dividida en tres pseudo componentes, usando los tres parámetros de la distribución de la función Gamma, la cual describe la relación entre la fracción molar y el peso molecular para la fracción pesada siguiendo los siguientes pasos:

El primer paso en la caracterización de los sub componentes del  $C_{6+}$  (hexano plus), dentro de tres fracciones por el uso del modelo de cuadrados Gaussiano, para lo que los siguientes parámetros fueron asumidos  $\alpha = 1$ ,  $\eta=90$ , y  $N=3$ , conjunto al peso



molecular tomado de la prueba PVT  $M_{C6+}$  y corregido por el simulador de comportamiento de fases junto a la gravedad específica  $\gamma_{C6+}$ .

Los valores seleccionados para para las fracciones más pesadas,  $MN$  toman una relación de  $MN = 2.5M_{C6+}$ , para el caso de líquidos se debe tomar un peso aproximadamente de  $MN = 500$ , lo cual permite una mejor caracterización particularmente para el comportamiento de líquido en la curva de envolvente de fases.

$$\beta^* = \frac{(MN - \eta)}{X_N}$$

$$\delta = \exp\left(\frac{\alpha\beta^*}{M_{C6+} - \eta} - 1\right)$$

**Ecuación 48** Correlaciones para el cálculo de puntos cuadrados.

$$Z_i = z_{C6+} [W_i f(X_i)]$$

$$M_i = \eta + \beta^* X_i$$

$$f(X) = \frac{(X)^{\alpha-1} (1 + \ln \delta)^\alpha}{\Gamma(\alpha) \delta^x}$$

$$\Gamma(x + 1) = 1 + \sum_{i=1}^n A_i x^i$$

$$\Gamma(1) = 1$$

$$\gamma_i = 0.2855 + Cf (M_i - 66)^{0.13}$$

$$\gamma_{C7+} = \frac{z_{C6+} M_{C6+}}{\sum_{i=1}^N \left(\frac{z_i M_i}{\gamma_i}\right)}$$

**Ecuación 49** Correlaciones másicas de componentes para el cálculo de puntos cuadrados.

$$Tb = 1928.3 - (1.695 \times 10^5) M^{-0.03522} \gamma^{3.266} \\ \times \exp[-(4.922 \times 10^{-3})M - 4.7685 + (3.462 \times 10^{-3})M\gamma]$$

**Ecuación 50** Correlación para la temperatura de ebullición.

$$\omega = -7.904 + 0.1352 K_w - 0.007465K_w^2 + 8.359T_{br} \\ + (1.408 - 0.01063K_w)T_{br}^{-1}$$

**Ecuación 51** Correlación para el cálculo del factor acéntrico.

$$v = v^{EOS} - c \\ a = \Omega_a^0 \frac{R^2 T_c^2}{P_c} \alpha \\ b = \Omega_b^0 \frac{R T_c}{P_c} \\ \alpha = [1 + m (1 - \sqrt{Tr})]^2$$

$$m = 0.3796 + 1.485\omega - 0.1644\omega^2 + 0.01667\omega^3$$

$$m = 0.3764 + 1.54226\omega - 0.26992\omega^2$$

$$Tr = \frac{T}{T_c} \\ s = \frac{c}{b}$$

$$v_{ci} \approx 0.4804 + 0.06011Mi + 0.00001076 Mi^2$$

**Ecuación 52** Correlación para el cálculo de las constantes a y b en una ecuación de estado.

$$K_{ij} = A \left[ 1 - \left( \frac{2v_{ci}^{\frac{1}{6}} v_{cj}^{\frac{1}{6}}}{v_{ci}^{\frac{1}{3}} + v_{cj}^{\frac{1}{3}}} \right)^B \right]$$

$$p(MW) = \frac{(MW - \eta)^{\alpha-1} \exp\left(\frac{MW-\eta}{\beta}\right)}{\beta^{\alpha} \gamma(\alpha)}$$

**Ecuación 53** Cálculos para los coeficientes de iteración binaria.

Donde  $\gamma$  es la función gamma,  $\alpha$  es la medida de configuración de distribución,  $\eta$  es el menor peso molecular de la fracción pesada y  $\beta$  viene siendo la condición normalizada.  $MW_{Cn+}$  es el peso molecular de la fracción pesada.

$$MW_{Cn+} - \eta = \alpha\beta$$

Para la caracterización de la fracción pesada en la ecuación de esta de Soave Redlich Kwong **SRK**, se implementó la metodología, de distribución exponencial, el cálculo del volumen de traslación y el ajuste de las constantes  $A$  y  $B$  en la ecuación de estado.

$$Z_i = Z_{Cn} \exp A [i - n]$$

$$M_i = 14 i + h$$

$$Z_{Cn} = \frac{14}{M_{Cn+} - 14 (n - 1) - h}$$

$$A = \ln(1 - Z_{Cn+})$$

$$\sum_{i=n}^{\infty} Z_i = 1$$

$$\sum_{i=n}^{\infty} Z_i M_i = M_{Cn+}$$

**Ecuación 54** Cálculos para caracterización exponencial de la fracción pesada C6+.

### C. Fracción de Masa y Fracción Molar

La composición molar de los fluidos está determinada y definida con la fracción de masas obtenidas de las pruebas de laboratorio. Esto facilita la modificación reajustando el peso molecular de la fracción del  $C_{6+}$ , que se utiliza como un parámetro de ajuste que está asociado con un alto peso y grado de incertidumbre.

La fracción molar de ( $Z_i$ ) fue calculada desde el peso molecular de cada componente ( $M_{wi}$ ).

$$z_i = \frac{\frac{w_i}{M_{wi}}}{\sum \frac{w_i}{M_{wi}}}$$

**Ecuación 55** Correlación para la fracción molar.

De la misma manera la fracción másica ( $w_i$ ) fue calculada a partir de la fracción molar, por la siguiente ecuación:

$$w_i = \frac{\frac{z_i}{M_{zi}}}{\sum \frac{z_i}{M_{zi}}}$$

**Ecuación 56** Correlación para la fracción másica.

Para las muestras de fondo, se muestra en los reportes de composición la fracción del compuesto pesado  $C_{6+}$ , su gravedad específica y peso molecular. Por lo que muchos laboratorios sólo reportan el peso molecular y la composición, la medida del peso molecular puede no ser la correcta para el valor de presión al que se tomó la muestra. Experimentalmente, la composición de una muestra de fondo es determinada por lo siguiente.

1. Liberación de la muestra a condiciones atmosféricas.
2. Medición del volumen de gas y crudo en superficie,  $V_g$  y  $V_o$ .

3. Determinación de la fracción de peso normalizada,  $w_{\bar{g}i}$  y  $w_{\bar{o}i}$ , de las muestras en superficie por la cromatografía del gas.
4. Medición del peso molecular del crudo en superficie,  $M_{\bar{o}}$ , y la gravedad específica,  $\gamma_{\bar{o}}$
5. Conversión de la fracción de peso  $w_{\bar{g}i}$  a fracciones normalizadas  $y_i$  y  $x_i$ .
6. Recombinación matemática de la composición de la fracción molar  $z_i$ , a través de las siguientes ecuaciones matemáticas.

$$Z_i = Fg \gamma_i + (1 - Fg)x_i$$

$$Fg = \frac{1}{1 + \left[ 133300 \left( \frac{\gamma}{M} \right)_{\bar{o}} / R_s \right]}$$

$$y_i = \frac{\frac{w_{\bar{g}i}}{M_i}}{\sum_{j \neq C6+} \left( \frac{w_{\bar{g}j}}{M_j} \right) + \left( \frac{w_{\bar{g}C6+}}{M_{\bar{g}C6+}} \right)}$$

$$x_i = \frac{\frac{w_{\bar{o}i}}{M_i}}{\sum_{j \neq C6+} \left( \frac{w_{\bar{o}j}}{M_j} \right) + \left( \frac{w_{\bar{o}C6+}}{M_{\bar{o}C6+}} \right)}$$

$$M_{\bar{o}C6+} = \frac{w_{\bar{o}C6+}}{\left( \frac{1}{M_{\bar{o}}} \right) - \sum_{j \neq C6+} \left( \frac{w_{\bar{o}j}}{M_j} \right)}$$

**Ecuación 57** Correlación para la recombinación matemática.

#### D. Calculo de las pruebas de fluido especial

Para las pruebas de fluidos especiales, es necesario el uso de regresiones matemáticas, con los parámetros críticos del fluido, para lo que se debe tener en cuenta los parámetros de error en la incertidumbre de cada regresión ajustando los valores calculados con los observados. Por lo que se deben escoger las variables indicadas para realizar la regresión y que esta no desvíe de los parámetros reales.

Entre esas variables están las propiedades críticas y los coeficientes de iteración binarios. Por lo que para cada ecuación de estado es necesario un ajuste de variables diferentes, el uso de ecuaciones que representen el error es necesario, para el uso de cada ecuación de estado: Peng Robinson (PR) y Soave Redlich Kwong (SRK). El principal objetivo es disminuir la función normalizada para así obtener un valor preciso de los parámetros del PVT descrita por la siguiente expresión.

$$F_{ssQ} = \sum_i^M ri^2$$

También se normaliza la función de acuerdo al peso específico que tenga la variable en regresión por:

$$ri = \left( \frac{d_{xi} - d_{ci}}{d_{xi}} \right) w_i$$

$$ri = (d_{xi} - d_{ci}) w_i$$

**Ecuación 58** Función Normalizada.

**E.** Caracterización de la fracción pesada C6+

Se debió caracterizar la fracción pesada de los compuestos que conforman la mezcla de crudo, por lo tanto se hizo uso de dos métodos, cuadrados Gaussianos y distribución exponencial, dependiendo el tipo de ecuación a caracterizar. Dado el resultado obtenido se eligió la ecuación de Peng Robinson de tres parámetros. De acuerdo a la metodología definida por *Whiston* se tomaron valores constantes de  $\alpha$ ,  $\eta$  y se dividió el componente de fracción pesada en tres sub componentes, los valores constantes son asumidos cuando no se poseen de los reportes de análisis de fluidos. A continuación se muestran las tablas de resultados donde se puede apreciar los pasos a seguir.

**Tabla 18** Caracterización de la fracción C6+ en la muestra.

<b>Caracterización de las Fracciones de C6+</b>							
$\beta^*$	$\delta$	Zi	Mi	f(x)	Wi	Xi	C6+fracción i
<b>45.819</b>	0.584	23.323	109.047	0.578	0.711	0.416	1
<b>45.819</b>	0.584	50.417	195.122	1.496	0.279	2.294	2
<b>45.819</b>	0.584	5.156	378.200	4.678	0.010	6.290	3
$\alpha$	$\eta$	N	MC6+	$\gamma_{C6+}$	Xn	Mn	zC6+
<b>1</b>	90	3	189.1	0.81	6.2899	378.2	78.9

Como la arena inicialmente tenía una alta relación gas-petróleo en solución con un promedio de 1300 PCN/BN y parte de este gas posee una mayor concentración de metano fue necesario caracterizar cada uno de los coeficientes de iteración binaria de la fracción pesada, con respecto a la fracción de metano. Para ello se realizaron los cálculos de las propiedades críticas, pero antes de esto se calculó el peso molecular de cada fracción, la masa

**Tabla 19** Propiedades de cada sub componente de la fracción C6+.

<b>Propiedades de Crudo para la fracción de C6+</b>					
<b><i>C6+fracción</i></b> <i>i</i>	<b><i>Molecular</i></b> <i>Weight <math>M_i</math></i>	<b><i>Mass</i></b> <i><math>m_i = z_i M_i</math></i>	<b><i>Specific</i></b> <i>Gravity <math>\gamma_i^*</math></i>	<b><i>Ideal</i></b> <i>Volumen</i> <i><math>V = Z_i M_i / \gamma_i</math></i>	<b><i>Boiling</i></b> <i>Point <math>T_b</math> °R</i>
<b>1</b>	109.05	2543.30	0.751	3386.07	709.30
<b>2</b>	195.12	9837.43	0.823	11959.28	946.10
<b>3</b>	378.20	1949.98	0.888	2196.18	1256.24

Para verificar la precisión de la ecuación de estado de Peng Robinson fue necesario realizar un ajuste de las propiedades críticas calculadas por un factor de caracterización, entre estas propiedades se escogieron la  $T_c$  (temperatura crítica),  $P_c$  (presión crítica), y el  $V_c$  (volumen crítico). Además de corregir los parámetros en correlaciones basadas en la perturbación de la expansión, que son usadas normalmente para parafinas normales (alcanos). Luego de esto, se calculó la fracción de  $T_b/T_c$  por lo que dependiendo del valor obtenido se escogió una correlación adecuada para el factor de caracterización de Watson y el cálculo del factor acéntrico.



**Tabla 20** Propiedades críticas de la fracción C6+.

<i>Propiedades Críticas de la fracción C6+</i>								
<i>C6+fracción i</i>	<i>Boiling Point Tb •R</i>	<i>TcP</i>	<i>α</i>	<i>γP</i>	<i>γ*</i>	<i>ΔγT</i>	<i>fT</i>	<i>Tc •R</i>
<b>1</b>	709.300	1016.424	0.302	0.704	0.751	-0.21	-0.007	960.56
<b>2</b>	946.105	1245.364	0.240	0.766	0.823	-0.24	-0.009	1160.17
<b>3</b>	1256.240	1495.699	0.160	0.809	0.888	-0.32	-0.012	1353.79

**Tabla 21** Propiedades críticas de la fracción C6+ (continuación).

<i>C6+fracción i</i>	<i>VcP</i>	<i>Δγv</i>	<i>fv</i>	<i>Vc</i>	<i>PcP</i>	<i>Δγp</i>	<i>fp</i>	<i>Pc (psia)</i>
<b>1</b>	7.556	-0.172	-0.005	7.257	368.888	-0.023	0.002	366.416
<b>2</b>	13.333	-0.204	-0.007	12.647	232.293	-0.028	0.004	232.019
<b>3</b>	25.364	-0.270	-0.011	23.292	118.680	-0.039	0.012	122.948

**Tabla 22** Puntos cuadrados para la caracterización de la fracción pesada C6+.

	$X_n$	$W_n$
<b>1</b>	0.4157	0.711093
<b>2</b>	2.29428036	0.278517
<b>3</b>	6.289945082	0.010389265
Cinco puntos cuadrados para la fracción pesada		
<b>1</b>	0.26356	0.521755
<b>2</b>	1.4134	0.398666
<b>3</b>	3.5964	0.07594
<b>4</b>	7.08581	0.003611
<b>5</b>	12.6408	0.00002336

Para realizar la caracterización se usaron datos obtenidos a partir de la prueba PVT tomada en el pozo CHV-16. Los valores reportados y extraídos fueron la gravedad específica de la fracción pesada,  $\gamma_{C6+}$  de 0-81, la fracción molar del ZC6+ de 78.9, además de estos valores se usó el peso molar ajustado por  $PVT_i$  para la fracción pesada, con una presión de saturación observada de 2464 Lpc, obteniendo un peso molecular de la fracción pesada equivalente a  $MC6+$  es de 189.1. Los datos se emplearon para el cálculo de las propiedades críticas, así como también las constantes de los puntos cuadrados de acuerdo a los sub componentes.

**Tabla 23** Cálculos para el factor acéntrico del C6+.

<i>Cálculos para el factor acéntrico del C6+</i>			
<i>C6+fracción i</i>	<i>Tb/Tc</i>	<i>Kw</i>	<i>w (Kesler-Lee)</i>
<b>1</b>	0.738	11.873	0.557
<b>2</b>	0.815	11.934	1.034
<b>3</b>	0.928	12.152	1.771

**Tabla 24** Cálculos para la Ecuación de estado Peng Robinson.

<i>Cálculo para la EOS por la fracción C6+</i>										
<i>iC6+</i>	<i>v= M/ρ*</i>	<i>Tr</i>	<i>m</i>	<i>a</i>	<i>a</i>	<i>b</i>	<i>c</i>	<i>VEOS</i>	<i>Pcal</i>	<i>s=c/b</i>
<b>1</b>	2.328	0.541	1.150	2.333	3.09E+05	2.189	0.067	2.395	14.712	0.031
<b>2</b>	3.803	0.448	1.681	3.715	1.135E+06	4.175	0.558	4.369	14.763	0.134
<b>3</b>	6.829	0.384	2.260	5.720	4.490E+06	9.193	2.584	9.413	14.778	0.281

**Tabla 25** Resultados para la Ecuación de estado Peng Robinson.

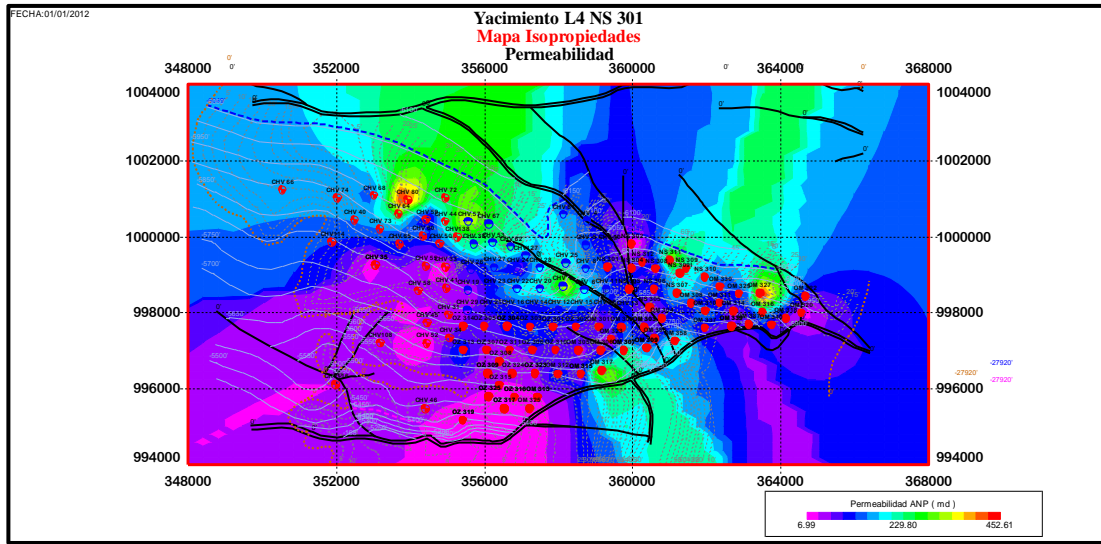
<i>EOS Peng Robinson</i>		
<i>P = 14.7</i>	<i>c</i>	<i>vEOS</i>
<i>14.712</i>	0.066970	2.395
<i>14.763</i>	0.558429	4.362
<i>14.778</i>	2.583967	9.413

**Tabla 26** Cálculos para los coeficientes de iteración binaria.

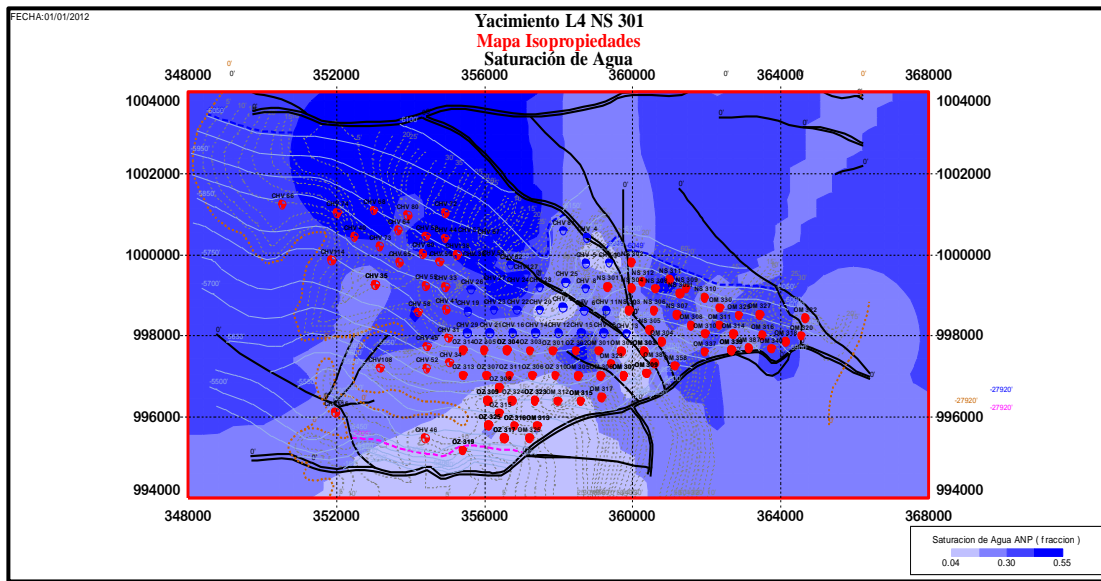
<i>Cálculos para los BIP's</i>			
<i>Componentes</i>	<i>Aproximación Vc</i>	<i>Metano Kij</i>	<i>Vc CI</i>
<i>CI</i>			1.447
<i>FSR1</i>	7.163	0.034	
<i>FSR2</i>	12.619	0.057	
<i>FSR3</i>	24.753	0.086	

**ANEXOS**

**Anexos A. Mapas para las Isopropiedades en el yacimiento L4 NS 301**



**Figura 97** Mapa para la permeabilidad en la arena L4.



**Figura 98** Mapa para la saturación de agua en la arena L4.

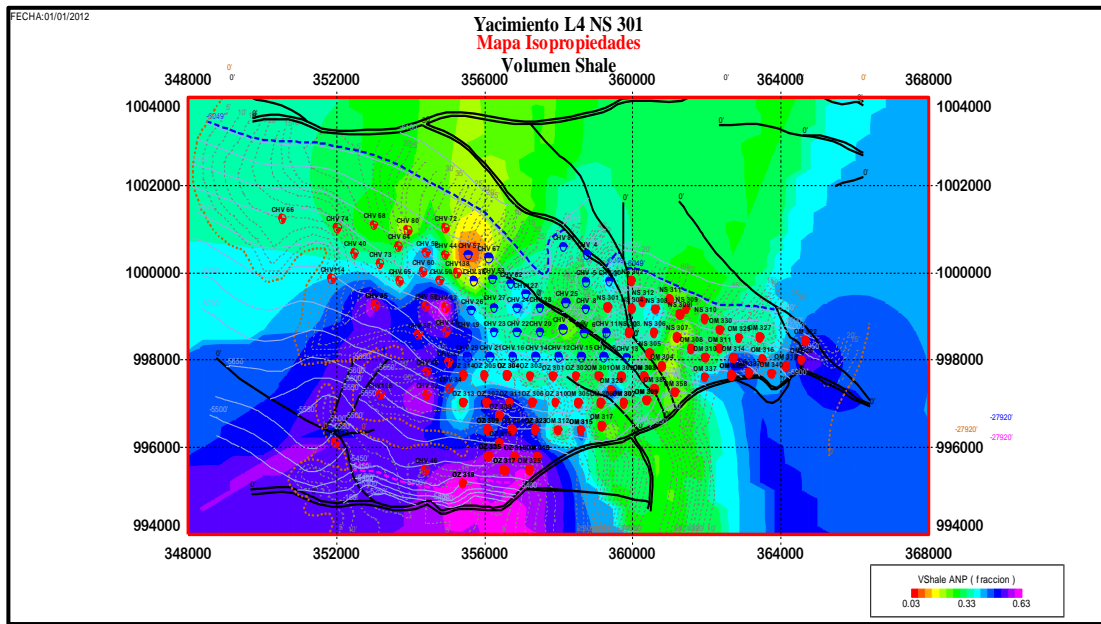


Figura 99 Mapa para el volumen de arcilla en la arena L4.

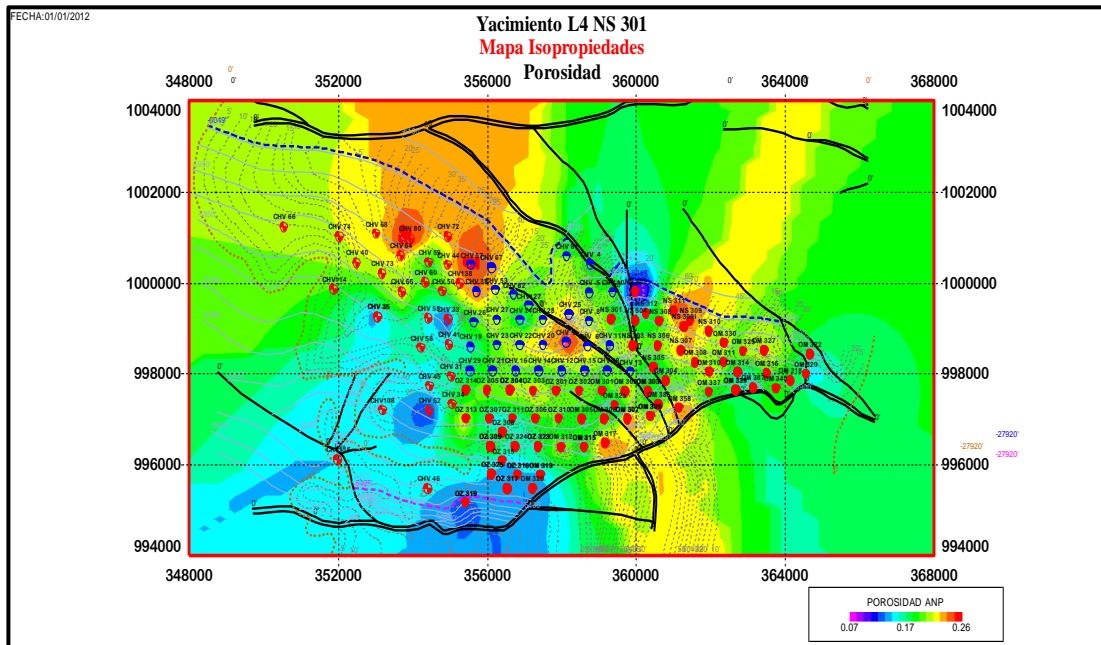


Figura 100 Mapa para la porosidad en la arena L4.

Anexos B. Mapas Burbujas para la producción en el yacimiento L4 NS 301

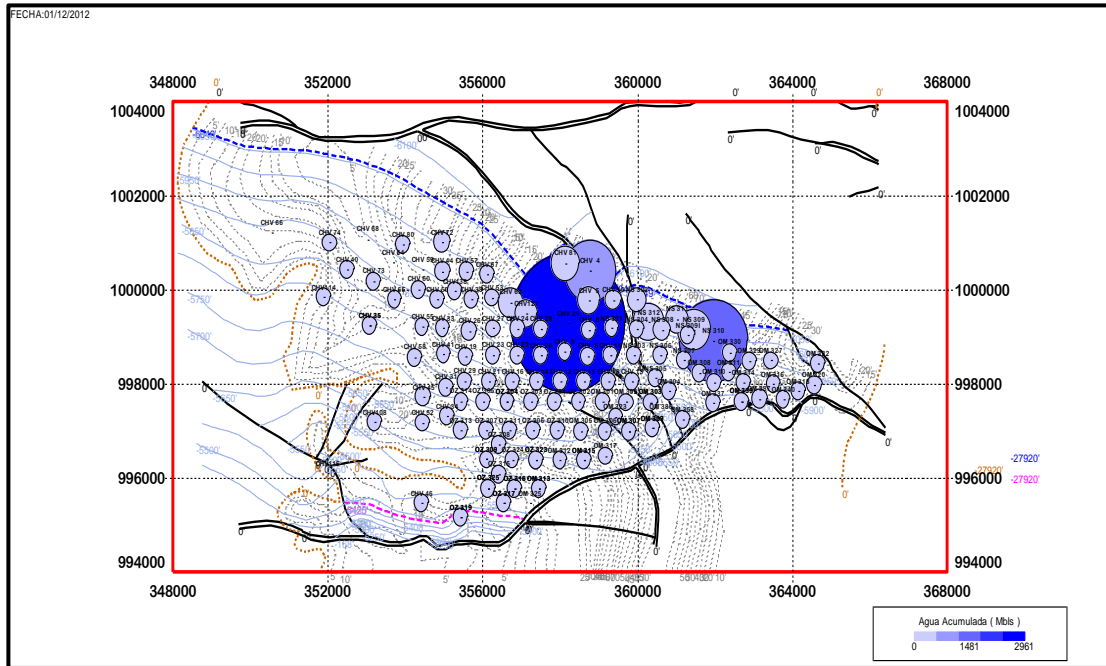


Figura 101 Diagrama burbuja para la producción de agua en la arena L4.

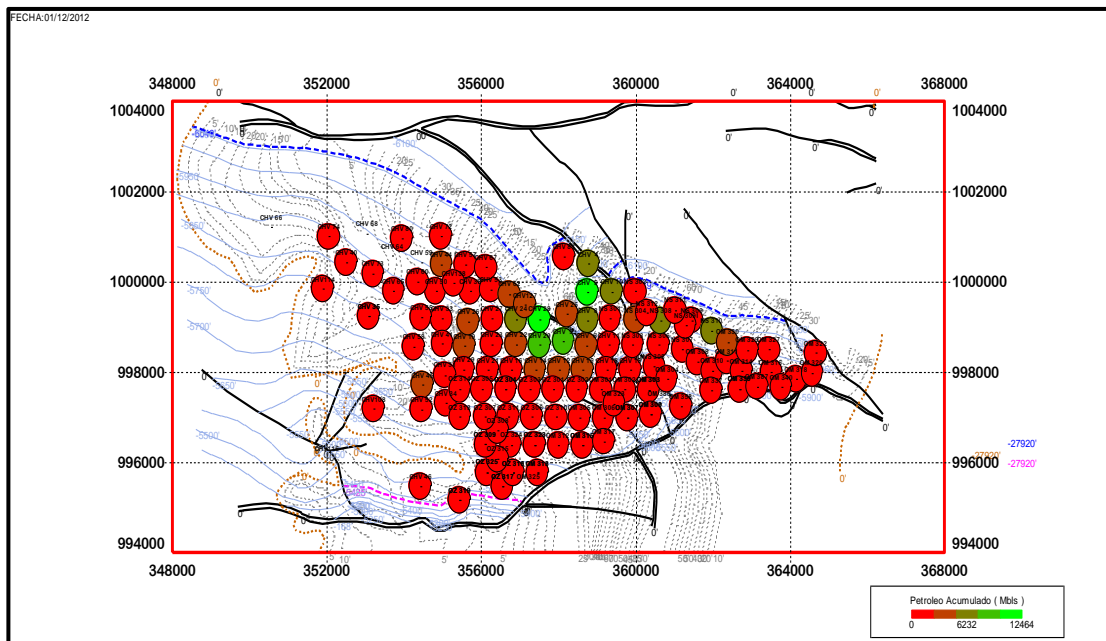
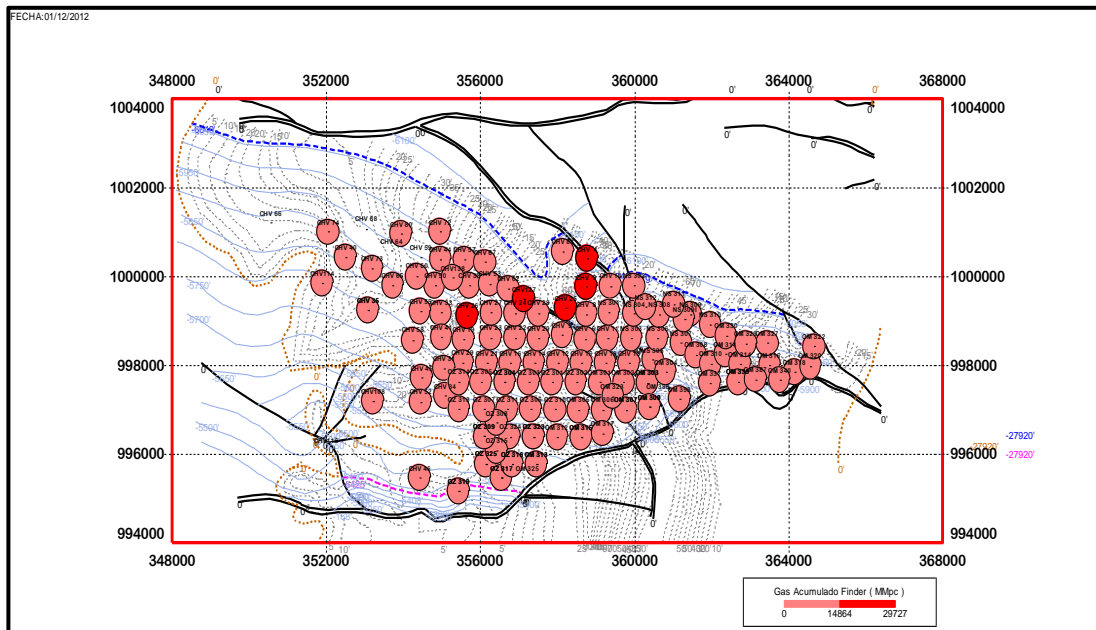
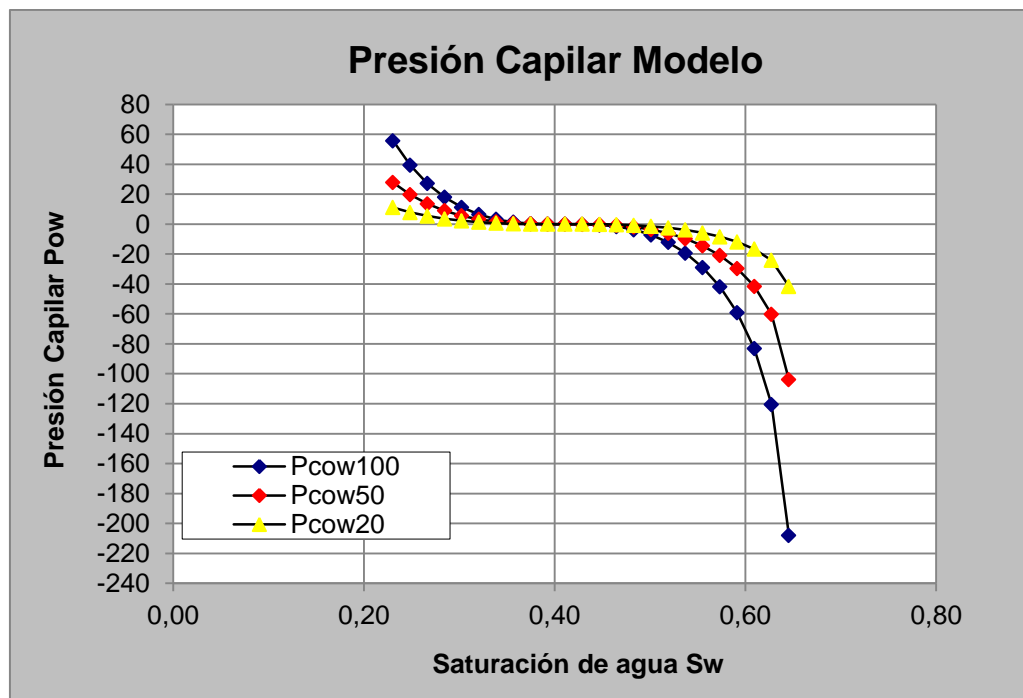


Figura 102 Diagrama burbuja para la producción de petróleo en la arena L4.



**Figura 103** Diagrama burbuja para la producción de gas en la arena L4.

**Anexos C. Gráficos para la curva de presión capilar en el yacimiento**



**Figura 104** Modelo de presión capilar para diferentes presiones sistema agua-crudo.



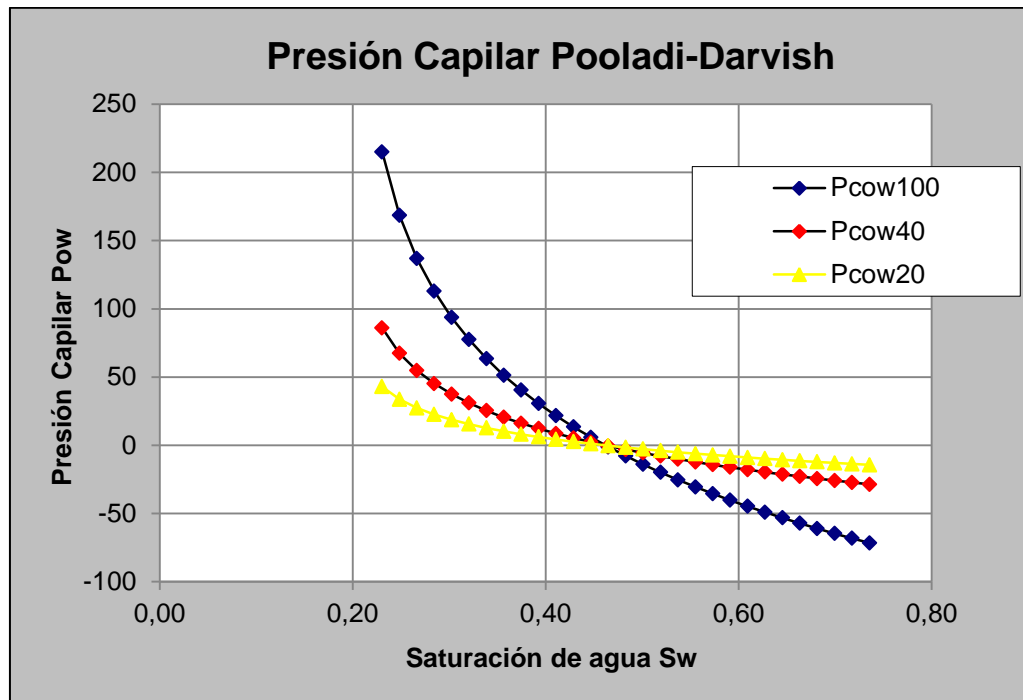


Figura 105 Modelo de presión capilar por la correlación de Pooladi-Darvish.

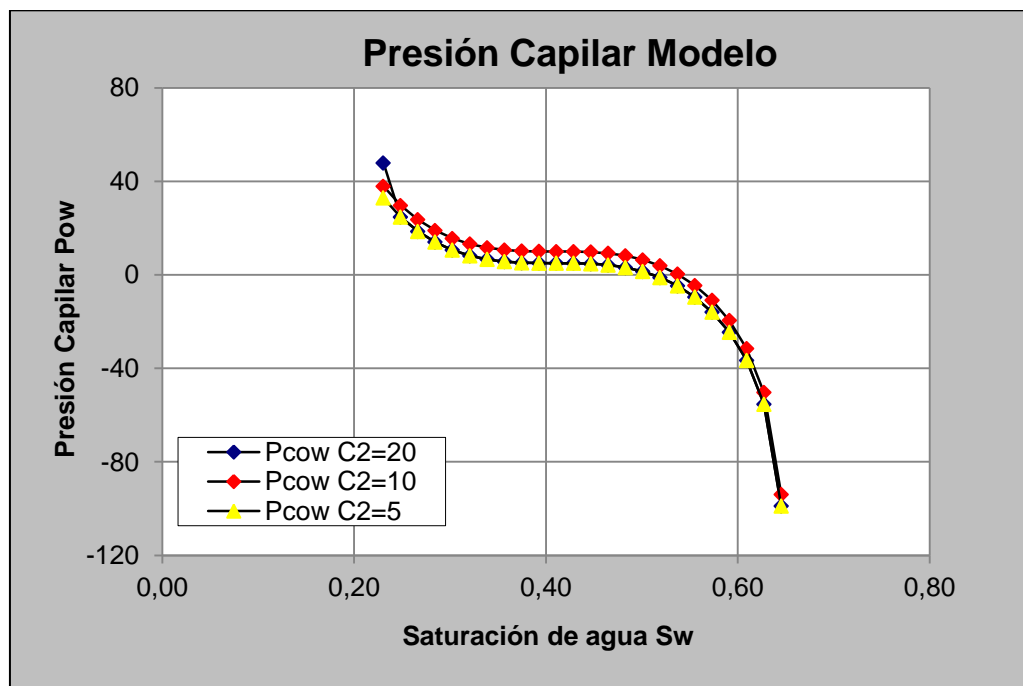
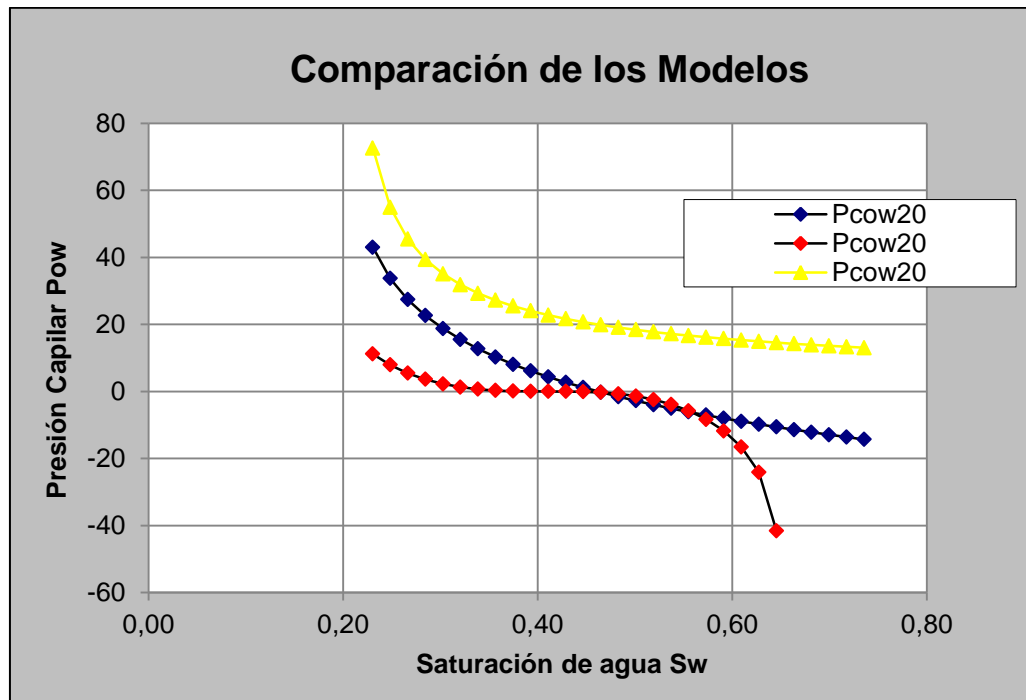
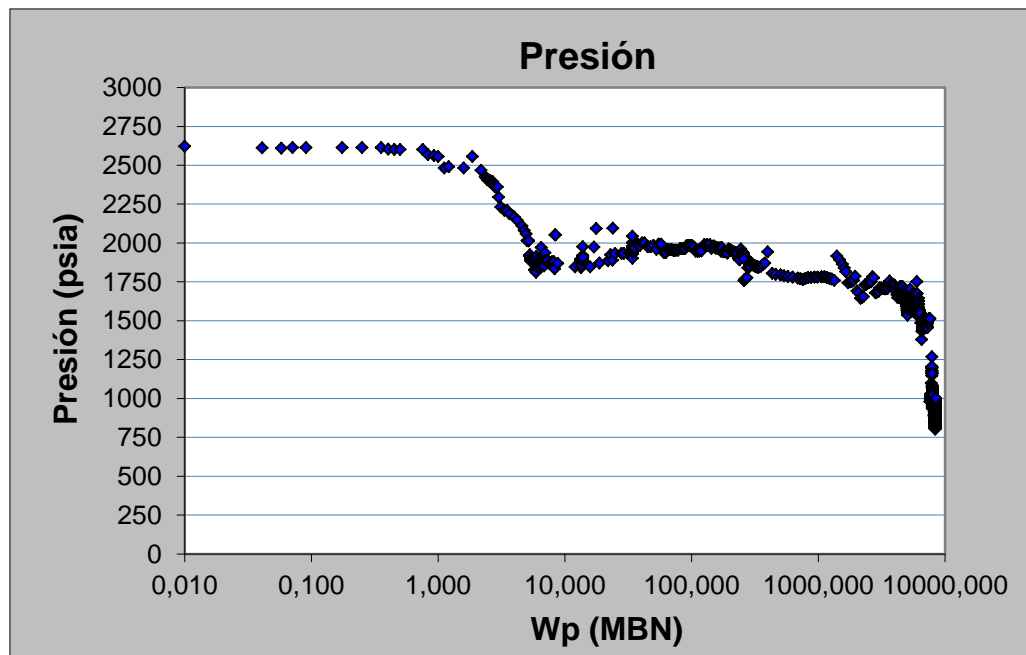


Figura 106 Modelo de presión capilar modificando la constante C<sub>2</sub>.

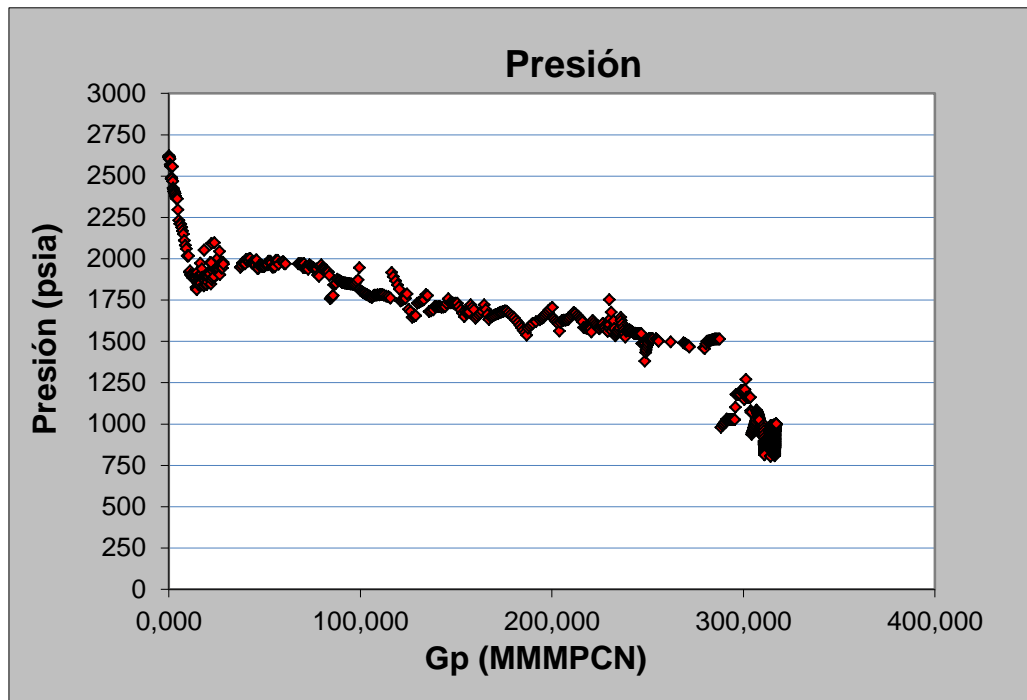


**Figura 107** Presiones capilares por las diferentes correlaciones.

**Anexos D.** Gráficos para la curva de Presión vs. Producción en el yacimiento



**Figura 108** Presión vs Agua producida (Wp) para el yacimiento L4 NS 301.



**Figura 109** Presión vs Gas producido (Gp) para el yacimiento L4 NS 301.

## Anexos E. Razón de Movilidad de desplazamiento por gas

Tabla 27 Razón de movilidad del gas inyectado en la arena L4.

<b>Razón de Movilidad desplazamiento por gas</b>						
<b>Sg</b>	<b>Krg</b>	<b>Kro</b>	<b>µg</b>	<b>µo</b>	<b>Mg/o</b>	<b>Desplazamiento</b>
0.46171	0.32506	0.00000	0.01402456	0.08025431	1860148793	Desfavorable
0.44579	0.30285	0.00010	0.01405635	0.08021798	16514.862	Desfavorable
0.42987	0.28099	0.00047	0.01408821	0.08018167	3437.52392	Desfavorable
0.41395	0.25951	0.00116	0.01412014	0.08014537	1272.32709	Desfavorable
0.39803	0.23848	0.00227	0.01415215	0.08010909	595.668532	Desfavorable
0.38211	0.21797	0.00388	0.01418422	0.08007283	316.869902	Desfavorable
0.36619	0.19807	0.00611	0.01421637	0.08003658	182.516024	Desfavorable
0.35026	0.17886	0.00906	0.01424859	0.08000035	110.903975	Desfavorable
0.33434	0.16042	0.01284	0.01428089	0.07996413	69.9713595	Desfavorable
0.31842	0.14281	0.01758	0.01431326	0.07992793	45.355558	Desfavorable
0.30250	0.12611	0.02343	0.0143457	0.07989175	29.9778817	Desfavorable
0.28658	0.11038	0.03052	0.01437821	0.07985558	20.0883269	Desfavorable
0.27066	0.09566	0.03900	0.0144108	0.07981943	13.5849521	Desfavorable
0.25474	0.08200	0.04905	0.01444347	0.0797833	9.2350883	Desfavorable
0.23882	0.06943	0.06082	0.0144762	0.07974718	6.28866481	Desfavorable
0.22290	0.05798	0.07451	0.01450901	0.07971108	4.27510506	Desfavorable
0.20697	0.04766	0.09030	0.0145419	0.07967499	2.89153543	Desfavorable
0.19105	0.03846	0.10840	0.01457486	0.07963893	1.93877594	Desfavorable
0.17513	0.03038	0.12900	0.01460789	0.07960287	1.28343255	Desfavorable
0.15921	0.02340	0.15234	0.014641	0.07956684	0.83478401	Favorable
0.14329	0.01748	0.17863	0.01467419	0.07953082	0.53032742	Favorable
0.12737	0.01257	0.20812	0.01470745	0.07949482	0.3265355	Favorable
0.11145	0.00862	0.24105	0.01474078	0.07945883	0.19282934	Favorable
0.09553	0.00556	0.27768	0.01477419	0.07942286	0.10757915	Favorable
0.07961	0.00329	0.31828	0.01480768	0.0793869	0.05540934	Favorable
0.06368	0.00172	0.36312	0.01484124	0.07935097	0.02535721	Favorable
0.04776	0.00074	0.41250	0.01487488	0.07931504	0.00959948	Favorable
0.03184	0.00022	0.46670	0.01490859	0.07927914	0.0025617	Favorable
0.01592	0.00003	0.52604	0.01494239	0.07924325	0.00028939	Favorable

**Tabla 28** Razón de movilidad del gas inyectado en la arena L4.

**Anexos F.** Validación de pruebas PVT

Donde los errores relativos para el volumen relativo y la función *Y* calculada son de 2.7092 y 5.3567 % respectivamente.

Número	Prión	Vr/Vb	Vr/Vsat	Función Y	Pi < Pb	Pi*Yi	Pi^2	Función Ycal	Vr/ Vbcal	Error Vr	Error FunY
0	2479	1.0000									
1	2452	1.0041	1.0041	2.686	2,451.700	6,585.366	6,010,832.890	2.689	1.004	0,000	0,100
2	2438	1.0066	1.0066	2.548	2,437.700	6,212.121	5,942,381.290	2.681	1.006	0,032	5,205
3	2410	1.0118	1.0118	2.427	2,409.700	5,847.458	5,806,654.090	2.666	1.011	0,105	9,846
4	2355	1.0221	1.0221	2.383	2,354.700	5,610.860	5,544,612.090	2.635	1.020	0,207	10,591
5	2233	1.0428	1.0428	2.574	2,232.700	5,747.664	4,984,949.290	2.568	1.043	0,010	0,250
6	2140	1.0638	1.0638	2.483	2,139.700	5,313.480	4,578,316.090	2.517	1.063	0,079	1,339
7	2010	1.0948	1.0948	2.462	2,009.700	4,947.257	4,038,894.090	2.445	1.095	0,060	0,687
8	1861	1.1363	1.1363	2.437	1,860.700	4,534.116	3,462,204.490	2.363	1.141	0,377	3,046
9	1716	1.1885	1.1885	2.359	1,715.700	4,047.745	2,943,626.490	2.283	1.195	0,533	3,251
10	1503	1.2934	1.2934	2.214	1,502.700	3,326.517	2,258,107.290	2.165	1.300	0,510	2,201
11	1330	1.3984	1.3984	2.169	1,329.700	2,884.036	1,768,102.090	2.069	1.418	1,369	4,585
12	1197	1.5035	1.5035	2.128	1,196.700	2,546.177	1,432,090.890	1.996	1.537	2,207	6,184
13	1055	1.6616	1.6616	2.041	1,054.700	2,152.358	1,112,392.090	1.918	1.704	2,554	6,028
15	962	1.8200	1.8200	1.924	961.700	1,850.000	924,866.890	1.866	1.845	1,383	2,978
16	827	2.0308	2.0308	1.939	826.700	1,602.639	683,432.890	1.792	2.115	4,156	7,568
17	737	2.2420	2.2420	1.904	736.700	1,402.576	542,726.890	1.742	2.357	5,140	8,490
18	676	2.4535	2.4535	1.836	675.700	1,240.454	456,570.490	1.709	2.562	4,412	6,932
19	596	2.7705	2.7705	1.785	595.700	1,063.541	354,858.490	1.664	2.899	4,645	6,775
20	505	3.2463	3.2463	1.741	504.700	878.778	254,722.090	1.614	3.423	5,445	7,295
21	434	3.7220	3.7220	1.732	433.700	751.286	188,095.690	1.575	3.994	7,303	9,079
22	388	4.1980	4.1980	1.686	387.700	653.846	150,311.290	1.550	4.480	6,729	8,116
23	352	4.6740	4.6740	1.646	351.700	578.933	123,692.890	1.530	4.953	5,979	7,069
24	320	5.1499	5.1499	1.627	319.700	520.254	102,208.090	1.512	5.466	6,142	7,082
25	288	5.6260	5.6260	1.646	287.700	473.627	82,771.290	1.494	6.096	8,355	9,223
25				50.3771	30,777.80	70,771.09	53,747,420.16				