

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**IMPLANTACIÓN DE UN ALGORITMO DE INICIALIZACIÓN
EN EL SIMULADOR DE YACIMIENTOS SYEP**

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bárcenas R. Luis A.
Para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

IMPLANTACIÓN DE UN ALGORITMO DE INICIALIZACIÓN EN EL SIMULADOR DE YACIMIENTOS SYEP

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Pedro Vaca

Presentado ante la ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Bárcenas R. Luis A.
Para optar al título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, 2006

Caracas, Junio 2006

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 Br. Bárcenas Raguá Luis Alfonso, titulado:

**“IMPLANTACIÓN DE UN ALGORITMO DE INICIALIZACIÓN
EN EL SIMULADOR DE YACIMIENTOS SYEP”**

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



Prof. José R. Villa
Jurado



Prof. Angel Da Silva
Jurado



Prof. Pedro Vaca
Tutor Académico



DEDICATORIA

A mi familia, y muy en especial a mis tres compañeros de siempre: Mary, Luis Antonio y Luis Arturo.

Y a todas aquellas personas que, de una u otra forma, han compartido conmigo durante todo este tiempo.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a mi mamá, a mi papá y a mi hermano, los cuales me han apoyado incondicionalmente durante toda mi formación académica.

También quiero agradecer a esa muchacha especial, por su amistad, afecto y apoyo mostrados hacia mi persona.

A mis amigos y compañeros de estudio, con los cuales compartí todo mi tiempo de permanencia en la Universidad Central de Venezuela.

Quiero hacer una mención especial a mi tutor Msc. Pedro Vaca, quien me brindo su invaluable apoyo durante la elaboración de este trabajo.

Y a todos aquellos que, de una u otra forma, estuvieron involucrados en la elaboración del presente trabajo. Sinceramente, infinitas gracias.

Bárcenas R. Luis A.

**IMPLANTACIÓN DE UN ALGORITMO DE INICIALIZACIÓN
EN EL SIMULADOR DE YACIMIENTOS SYEP**

Tutor académico: MSc. Pedro Vaca

Tesis. Caracas. U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de petróleo.

Año 2006, 167 páginas

Palabras Claves: Simulación Numérica de Yacimientos, Simulador SYEP, Algoritmos, Saturaciones Iniciales, Presiones Iniciales, Validación de Programas.

Resumen: La simulación de yacimientos es una importante herramienta que permite visualizar y pronosticar el comportamiento futuro de un yacimiento. La simulación parte de la construcción de un modelo que representa al yacimiento como tal. La inicialización de dichos modelos de simulación consiste en la reconstrucción de las condiciones iniciales de saturación y presión en que se encontraba el modelo al momento de su descubrimiento, y es una de las etapas primarias de la simulación de yacimientos. El simulador numérico SYEP es una herramienta de simulación de yacimientos de uso público, desarrollado en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV, cuya formulación del módulo de inicialización presenta limitaciones importantes. Este trabajo tiene por finalidad programar, implantar y comprobar la funcionalidad de un algoritmo novedoso de inicialización en el simulador SYEP, el cual permitirá establecer con razonable exactitud la distribución inicial de presiones y saturaciones iniciales de los modelos a simular.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	16
CAPÍTULO I	
MARCO TEÓRICO.....	18
1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS.....	20
2. ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	20
2.1 INICIALIZACIÓN DEL MODELO.....	20
2.2 COTEJO HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DEL MODELO.....	21
2.3 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DEL YACIMIENTO.....	21
3. INICIALIZACIÓN DEL MODELO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS.....	22
3.1 REVISIÓN DE PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA INICIALIZACIÓN.....	22
3.2 VALIDACIÓN DE LA INICIALIZACIÓN DEL MODELO.....	25
4. CONDICIONES DE EQUILIBRIO REQUERIDAS EN LA INICIALIZACIÓN.....	26
5. PROPIEDADES USADAS EN LA INICIALIZACIÓN DE UN SIMULADOR DE PETRÓLEO NEGRO.....	31
5.1 PROPIEDADES DE LA ROCA.....	31
5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS.....	35
6. ECUACIONES FUNDAMENTALES.....	41
6.1 AJUSTE DE CURVAS POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS.....	41
6.2 EVALUACIÓN NUMÉRICA DE INTEGRALES.....	43
6.3 CÁLCULO DE RAÍCES DE POLINOMIOS DE 2º GRADO.....	46

6.4 EVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE LAS FASES EN FUNCIÓN DE LA COORDENADA Z'	46
---	----

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA.....63

1. SELECCIÓN DE ALGORITMOS PARA LA NUEVA INICIALIZACIÓN.....	63
2. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBROUTINAS INSERTADAS EN EL SIMULADOR NUMÉRICO SYEP.....	64
3. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS MODIFICADOS EN EL EDITOR DE DATOS SYEP.....	66
4. OPCIONES DE INICIALIZACIÓN MODIFICADAS E IMPLANTADAS.....	68
4.1 OPCIONES DE INICIALIZACIÓN ORIGINALES DEL SIMULADOR SYEP.....	68
4.2 OPCIÓN MODIFICADA PARA LA INICIALIZACIÓN DE PRESIONES.....	70
4.3 OPCIONES IMPLANTADAS PARA LA INICIALIZACIÓN DE SATURACIONES.....	75
4.4 MODIFICACIONES EN LA INICIALIZACIÓN DE PRESIONES.....	90

CAPÍTULO III

VALIDACIÓN DE LA FORMULACIÓN IMPLANTADA.....92

1. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS INICIALIZADOS.....	93
1.1 CASO 1.....	95
1.2 CASO 2.....	97
1.3 CASO 3.....	100
1.4 CASO 4.....	103
1.5 CASO 5.....	105
1.6 CASO 6.....	108

1.7 CASO 7.....	110
1.8 CASO 8.....	112
1.9 CASO 9.....	115
1.10 CASO 10.....	118
1.11 CASO 11.....	120
1.12 CASO 12.....	123
2. FIGURAS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS.....	126
2.1 CASO 1.....	126
2.2 CASO 2.....	128
2.3 CASO 3.....	130
2.4 CASO 4.....	133
2.5 CASO 5.....	137
2.6 CASO 6.....	139
2.7 CASO 7.....	141
2.8 CASO 8.....	144
2.9 CASO 9.....	146
2.10 CASO 10.....	147
2.11 CASO 11.....	150
2.12 CASO 12.....	153
3. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	161
3.1 OPCIÓN DE INICIALIZACIÓN DE PRESIONES (POR CONDICIONES DE EQUILIBRIO).....	161
3.2 OPCIONES DE INICIALIZACIÓN DE SATURACIONES.....	161
CONCLUSIONES.....	163
RECOMENDACIONES.....	164
BIBLIOGRAFÍA.....	166

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO II

Tabla 2.1 Ejemplo de tabla de presión capilar gas – agua.....	81
Tabla 2.2 Presiones capilares calculadas.....	82
Tabla 2.3 Evaluación del área ZSw (Z').....	83
Tabla 2.4 Evaluación del área ZSg (Z').....	83
Tabla 2.5 Presión capilar agua – gas calculada en función de Z'.....	89

CAPÍTULO III

Tabla 3.1 Datos del Yacimiento (CASO 1).....	94
Tabla 3.2 Número de Celdas (CASO 1).....	94
Tabla 3.3 Espesor Bruto (CASO 1).....	94
Tabla 3.4 Propiedades PVT (CASO 1).....	94
Tabla 3.5 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 1).....	96
Tabla 3.6 Presiones Capilares (CASO 1).....	96
Tabla 3.7 Datos de Inicialización (CASO 1).....	97
Tabla 3.8 Datos del Yacimiento (CASO 2).....	97
Tabla 3.9 Número de Celdas (CASO 2).....	98
Tabla 3.10 Espesor Bruto (CASO 2).....	98
Tabla 3.11 Propiedades PVT (CASO 2).....	98
Tabla 3.12 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 2).....	98
Tabla 3.13 Presiones Capilares (CASO 2).....	99
Tabla 3.14 Datos de Inicialización (CASO 2).....	99
Tabla 3.15 Datos del Yacimiento (CASO 3).....	100
Tabla 3.16 Número de Celdas (CASO 3).....	100
Tabla 3.17 Espesor Bruto (CASO 3).....	100
Tabla 3.18 Propiedades PVT (CASO 3).....	101
Tabla 3.19 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 3).....	101
Tabla 3.20 Presiones Capilares (CASO 3).....	101
Tabla 3.21 Datos de Inicialización (CASO 3).....	102

Tabla 3.22 Datos del Yacimiento (CASO 4).....	103
Tabla 3.23 Número de Celdas (CASO 4).....	103
Tabla 3.24 Espesor Bruto (CASO 4).....	103
Tabla 3.25 Propiedades PVT (CASO 4).....	103
Tabla 3.26 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 4).....	104
Tabla 3.27 Presiones Capilares (CASO 4).....	104
Tabla 3.28 Datos de Inicialización (CASO 4).....	105
Tabla 3.29 Datos del Yacimiento (CASO 5)	105
Tabla 3.30 Número de Celdas (CASO 5).....	106
Tabla 3.31 Espesor Bruto (CASO 5).....	106
Tabla 3.32 Propiedades PVT (CASO 5).....	106
Tabla 3.33 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 5).....	107
Tabla 3.34 Presiones Capilares (CASO 5).....	107
Tabla 3.35 Datos de Inicialización (CASO 5).....	108
Tabla 3.36 Datos del Yacimiento (CASO 6)	108
Tabla 3.37 Número de Celdas (CASO 6).....	108
Tabla 3.38 Espesor Bruto (CASO 6).....	108
Tabla 3.39 Propiedades PVT (CASO 6).....	109
Tabla 3.40 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 6).....	109
Tabla 3.41 Datos de Inicialización (CASO 6).....	109
Tabla 3.42 Datos del Yacimiento (CASO 7)	110
Tabla 3.43 Número de Celdas (CASO 7).....	110
Tabla 3.44 Espesor Bruto (CASO 7).....	110
Tabla 3.45 Propiedades PVT (CASO 7).....	110
Tabla 3.46 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 7).....	111
Tabla 3.47 Presiones Capilares (CASO 7).....	111
Tabla 3.48 Datos de Inicialización (CASO 7).....	112
Tabla 3.49 Datos del Yacimiento (CASO 8)	112
Tabla 3.50 Número de Celdas (CASO 8).....	113
Tabla 3.51 Espesor Bruto (CASO 8).....	113
Tabla 3.52 Propiedades PVT (CASO 8).....	113

Tabla 3.53 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 8).....	114
Tabla 3.54 Presiones Capilares (CASO 8).....	114
Tabla 3.55 Datos de Inicialización (CASO 8).....	115
Tabla 3.56 Datos del Yacimiento (CASO 9)	115
Tabla 3.57 Número de Celdas (CASO 9).....	115
Tabla 3.58 Espesor Bruto (CASO 9).....	116
Tabla 3.59 Propiedades PVT (CASO 9).....	116
Tabla 3.60 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 9).....	116
Tabla 3.61 Presiones Capilares (CASO 9).....	116
Tabla 3.62 Datos de Inicialización (CASO 9).....	117
Tabla 3.63 Datos del Yacimiento (CASO 10)	118
Tabla 3.64 Número de Celdas (CASO 10).....	118
Tabla 3.65 Espesor Bruto (CASO 10).....	118
Tabla 3.66 Propiedades PVT (CASO 10).....	118
Tabla 3.67 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 10).....	119
Tabla 3.68 Presiones Capilares (CASO 10).....	119
Tabla 3.69 Datos de Inicialización (CASO 10).....	120
Tabla 3.70 Datos del Yacimiento (CASO 11).	120
Tabla 3.71 Número de Celdas (CASO 11).....	120
Tabla 3.72 Espesor Bruto (CASO 11).....	121
Tabla 3.73 Propiedades PVT (CASO 11).....	121
Tabla 3.74 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 11).....	121
Tabla 3.75 Presiones Capilares (CASO 11).....	122
Tabla 3.76 Datos de Inicialización (CASO 11).....	122
Tabla 3.77 Datos del Yacimiento (CASO 12)	123
Tabla 3.78 Número de Celdas (CASO 12).....	123
Tabla 3.79 Espesor Bruto (CASO 12).....	123
Tabla 3.80 Propiedades PVT (CASO 12).....	123
Tabla 3.81 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado (CASO 12).....	124
Tabla 3.82 Presiones Capilares (CASO 12).....	124
Tabla 3.83 Datos de Inicialización (CASO 12).....	125

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO I

Figura 1.1 Curvas de presión capilar, según la dirección de desplazamiento.....	33
Figura 1.2 Factor volumétrico de formación del petróleo vs. Presión.....	37
Figura 1.3 Relación gas-petróleo en solución vs. Presión.....	38
Figura 1.4 Factor volumétrico de formación del gas vs. Presión.....	39
Figura 1.5 Factor volumétrico de formación del agua vs. Presión.....	41
Figura 1.6 Representación geométrica del problema de integración numérica.....	44
Figura 1.7 Intervalo de $f(x)$ de amplitud h	45
Figura 1.8 Representación gráfica de la coordenada Z'	49

CAPÍTULO II

Figura 2.1 Interpretación gráfica de la opción “por condiciones de equilibrio”.....	75
Figura 2.2 Interpretación gráfica de la opción GBC.....	79
Figura 2.3 Zonas de transición solapadas.....	80
Figura 2.4 Saturación inicial del petróleo y del gas en función de la coordenada Z'	85

CAPÍTULO III

Figura 3.1 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 1).....	126
Figura 3.2 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 1).....	126
Figura 3.3 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 1).....	127
Figura 3.4 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 1).....	127
Figura 3.5 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 1).....	127
Figura 3.6 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 2).....	128
Figura 3.7 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 2).....	128
Figura 3.8 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 2).....	129
Figura 3.9 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 2).....	129
Figura 3.10 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 2).....	129
Figura 3.11 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 3).....	130
Figura 3.12 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 3).....	130

Figura 3.13 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 3).....	131
Figura 3.14 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 3).....	131
Figura 3.15 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 3).....	131
Figura 3.16 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 3).....	132
Figura 3.17 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 3).....	132
Figura 3.18 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 4).....	133
Figura 3.19 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 4).....	133
Figura 3.20 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 4).....	134
Figura 3.21 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 4).....	134
Figura 3.22 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 4).....	134
Figura 3.23 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 4).....	135
Figura 3.24 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 4).....	135
Figura 3.25 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 5).....	136
Figura 3.26 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 5).....	136
Figura 3.27 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 5).....	137
Figura 3.28 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 5).....	137
Figura 3.29 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 5).....	137
Figura 3.30 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 5).....	138
Figura 3.31 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 5).....	138
Figura 3.32 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 6).....	139
Figura 3.33 Saturación de petróleo (GBC e INSAT) vs. Profundidad (CASO 6)....	139
Figura 3.34 Saturación de agua (GBC e INSAT) vs. Profundidad (CASO 6).....	140
Figura 3.35 Saturación de gas (GBC e INSAT) vs. Profundidad (CASO 6).....	140
Figura 3.36 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 7).....	141
Figura 3.37 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 7).....	141
Figura 3.38 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 7).....	142
Figura 3.39 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 7).....	142
Figura 3.40 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 7).....	142
Figura 3.41 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 7).....	143
Figura 3.42 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 7).....	143
Figura 3.43 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 8).....	144

Figura 3.44 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 8).....	144
Figura 3.45 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 8).....	145
Figura 3.46 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 8).....	145
Figura 3.47 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 8).....	145
Figura 3.48 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 9).....	146
Figura 3.49 Saturación de petróleo (GBC e INSAT) vs. Profundidad (CASO 9)....	146
Figura 3.50 Saturación de agua (GBC e INSAT) vs. Profundidad (CASO 9).....	147
Figura 3.51 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 10).....	147
Figura 3.52 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 10).....	148
Figura 3.53 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 10).....	148
Figura 3.54 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 10).....	148
Figura 3.55 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 10).....	149
Figura 3.56 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 10).....	149
Figura 3.57 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 10).....	149
Figura 3.58 Presiones de las fases vs. Profundidad (CASO 11).....	150
Figura 3.59 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 11).....	150
Figura 3.60 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 11).....	151
Figura 3.61 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 11).....	151
Figura 3.62 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 11).....	152
Figura 3.63 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 11).....	152
Figura 3.64 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 11).....	153
Figura 3.65 Presión de petróleo vs. Profundidad (CASO 12).....	153
Figura 3.66 Presión de agua vs. Profundidad (CASO 12).....	154
Figura 3.67 Presión de gas vs. Profundidad (CASO 12).....	154
Figura 3.68 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad (CASO 12).....	155
Figura 3.69 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad (CASO 12).....	156
Figura 3.70 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad (CASO 12).....	157
Figura 3.71 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad (CASO 12).....	158
Figura 3.72 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad (CASO 12).....	159
Figura 3.73 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad (CASO 12).....	160

INTRODUCCIÓN

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta que permite recrear, a partir de modelos matemáticos, el comportamiento futuro de los yacimientos que serán sometidos a diversos procesos de desarrollo y explotación. Una de sus aplicaciones fundamentales radica en la construcción del modelo matemático de simulación. Dicho modelo contiene toda la información requerida por el simulador

El simulador de yacimientos es un conjunto de algoritmos y rutinas programados con la finalidad de resolver las ecuaciones generadas por el modelo matemático. Las soluciones arrojadas no son soluciones exactas, son soluciones aproximadas.

Una de las etapas que involucra la simulación de yacimientos es la inicialización del modelo. El objeto de esta fase es la generación de la distribución inicial de presiones y saturaciones a lo largo de todos los elementos geométricos del modelo. Dichos elementos geométricos reciben el nombre de celdas.

El simulador de yacimientos SYEP es una herramienta de simulación de uso público, desarrollada en la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la UCV, con la finalidad de ofrecer un programa de simulación de fácil acceso, que permite simular yacimientos sencillos, con un buen rango de aplicabilidad y funcionalidad.

Sin embargo éste presenta muchas limitaciones inherentes a su formulación y codificación. Una de sus debilidades radica en el hecho de que su algoritmo de inicialización es excesivamente sencillo y poco preciso, lo cual no permite establecer de manera confiable y aceptable las condiciones iniciales de las celdas del modelo. La principal finalidad de este trabajo es el diseño e implantación de un algoritmo de inicialización que permita generar una distribución inicial de presiones y saturaciones

que satisfaga ciertas consideraciones matemáticas y físicas, con el propósito de ofrecer confiabilidad al momento de inicializar cualquier modelo que se pretenda simular.

Para ello se debe realizar el desarrollo de rutinas de inicialización nuevas, que permitan establecer la base matemática del nuevo algoritmo que se desea implantar. Luego de establecida la base matemática del algoritmo, éste debe ser programado e implantado en el código del simulador SYEP. Paralelamente a esto, es necesario adaptar la estructura de datos del código original a la nueva formulación.

Posterior a todo esto, se debe comprobar la efectividad y funcionalidad del nuevo algoritmo implantado. Para ello se deben inicializar con el simulador SYEP diverso número de casos, que cubran un alto espectro de posibilidades y variantes, para luego comparar estos resultados con aquellos que genere la inicialización de los mismos casos el simulador de petróleo negro ECLIPSE, el cual es tomado como referencia.

Todos los fundamentos matemáticos, fundamentos teóricos, aspectos metodológicos, resultados, análisis y conclusiones involucradas en las fases de diseño e implantación del algoritmo, son recogidos en el presente informe.

CAPÍTULO I

MARCO TEÓRICO

La simulación de yacimientos es una poderosa herramienta, que permite determinar cuantitativamente el flujo de fluidos (petróleo, agua, gas y fluidos inyectados) a través de un medio poroso, según un patrón de producción determinado por diversas variables, como por ejemplo: las propiedades del yacimiento, las demandas del mercado y las condiciones de inversión.

Cuando se pretende realizar estudios en diversas áreas, tales como el desarrollo de nuevos campos petroleros (instalaciones de superficie, sistemas de compresión y almacenamiento, etc.), estimación de los niveles de producción de pozos y optimización del recobro de yacimientos, la simulación numérica de yacimientos despeja muchas de las incógnitas previas a la inversión en cualquiera de estos aspectos.

Por medio de la simulación de yacimientos es posible obtener una respuesta rápida, económica y confiable en cualquier estudio, lo cual representa una ventaja comparativa con respecto a otros métodos empleados para tales propósitos, entre los cuales se pueden mencionar: pruebas de pozos, observación en el campo, análisis de laboratorio, etc. Sin embargo, es el ingeniero el encargado de decidir cuál es el mejor método para resolver su problema.

Una de las variantes que tienen mayor relevancia son los estudios de sensibilidad, sobre todo cuando no se tiene totalmente definido, en detalle, el modelo del yacimiento en estudio. Considerando rangos lógicos y razonables, se hacen variaciones en ciertas propiedades del yacimiento y en las condiciones de producción, con el objeto de estimar la influencia de estas variaciones, tanto en el comportamiento futuro del yacimiento, como en el aspecto económico.

Los simuladores de yacimientos pueden dividirse en dos categorías principales:

a) Simuladores de petróleo negro

Estos simuladores son capaces de simular el flujo de petróleo, gas y agua en el medio poroso con bastante exactitud. Mas sin embargo, no pueden representar cambios en la composición de ninguna de estas fases.

b) Simuladores con propósitos determinados

Distintos paquetes de simulación han sido confeccionados con el objeto de proveer soluciones a problemas más complejos, que no pueden ser resueltos con simuladores convencionales de petróleo negro. Básicamente, estos programas son empleados en la simulación de procesos de recuperación secundaria o mejorada. Entre ellos se encuentran los simuladores composicionales, los simuladores térmicos y los simuladores químicos.

Los simuladores composicionales modelan los procesos en los cuales existen cambios de composición en algunas de las fases presentes en el yacimiento. Se usan particularmente en simulaciones de yacimientos de gas condensado y de petróleo volátil.

Los simuladores térmicos simulan procesos de inyección de vapor, usados en yacimientos de petróleo de bajo °API (petróleo pesado y extrapesado), así como otros procesos térmicos.

Los simuladores químicos pueden modelar yacimientos en los que ocurren reacciones químicas, generadas por la inyección de fluidos (polímeros, surfactantes y soluciones alcalinas). Su precisión aún es un tanto cuestionada, por el grado de complejidad de los procesos que manejan.

1. SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación numérica de yacimientos es una herramienta de uso generalizado en la industria petrolera, que permite evaluar el estado actual y el comportamiento futuro de los yacimientos. Se efectúa partiendo de la construcción de un modelo matemático del yacimiento, generando una serie de ecuaciones que se resuelven por métodos numéricos directos o iterativos.

Dicho modelo consiste en la descripción matemática del flujo de agua, petróleo y gas en el medio poroso. Conceptualmente, esta descripción considera el flujo de fluidos en las tres direcciones básicas del espacio tridimensional e incluye los efectos en el comportamiento del yacimiento de los siguientes parámetros: compresibilidad de la roca y de los fluidos, viscosidades de los fluidos, gravedad, presiones capilares, permeabilidades relativas y solubilidad del petróleo al gas.

Un simulador de yacimientos es una herramienta computacional que por medio de algoritmos y rutinas, resuelve las ecuaciones matemáticas generadas por el modelo matemático. Las soluciones reportadas son soluciones aproximadas y no respuestas exactas.

2. ETAPAS DE LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

Dentro de la metodología general para el desarrollo de la simulación de cualquier yacimiento en particular, se pueden distinguir tres etapas fundamentales: inicialización del modelo del yacimiento, cotejo histórico del comportamiento pasado del yacimiento y predicción del comportamiento futuro del yacimiento.

2.1 INICIALIZACIÓN DEL MODELO

El proceso de inicialización consiste en la validación del modelo del yacimiento, a través del cálculo de los volúmenes de los fluidos presentes en el yacimiento. La inicialización permite establecer las saturaciones iniciales de los fluidos y la distribución de presiones dentro del yacimiento.

2.2 COTEJO HISTÓRICO DEL COMPORTAMIENTO DEL MODELO

Una manera de reproducir el comportamiento histórico del yacimiento, consiste en ingresar las condiciones históricas de producción y/o inyección de los pozos, permitiendo que el modelo simule y genere el comportamiento de presiones, producción de fluidos, relación gas-petróleo y corte de agua. Los resultados de esta simulación son comparados con los datos históricos de producción ya reportados para determinar el grado de semejanza entre el comportamiento del modelo generado y el comportamiento real del yacimiento.

Para alcanzar un buen ajuste, generalmente es necesario realizar modificaciones en ciertos parámetros referentes a la descripción estática o a las propiedades de los fluidos presentes en el yacimiento. Estos cambios deben hacerse en las variables requeridas hasta obtener un cotejo suficientemente satisfactorio.

2.3 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO FUTURO DEL YACIMIENTO

Después de que se ha alcanzado un cotejo histórico satisfactorio, el modelo se considera válido para realizar predicciones del comportamiento del yacimiento.

En general, el simulador calcula tres variables principales, todas referidas en el tiempo y en el espacio. Las saturaciones, las presiones y el comportamiento de los pozos (si los hay) son las grandes incógnitas calculadas por el simulador.

Las características del yacimiento, el conocimiento del ingeniero acerca del área de estudio, las condiciones de producción y la estrategia de producción son los factores que determinan las opciones de explotación del yacimiento. Algunas de las alternativas que pueden ser simuladas son:

- Evaluación del comportamiento del yacimiento bajo agotamiento natural e inyección de fluidos (gas o agua).
- Determinación del efecto de la ubicación de pozos y su espaciamento.

- Comportamiento de presiones, pozos y yacimiento.
- Evaluación del efecto que produce en el recobro la variación de tasas de producción o de inyección.
- Definición de esquemas de completación de pozos en yacimientos estratificados.
- Estudio de factibilidad de mejorar el recobro mediante métodos de recuperación secundaria.
- Posición de los frentes de fluidos.
- Eficiencia de los recobros por zonas.

Las predicciones generadas en la simulación del yacimiento proveen la base para el análisis económico, que en definitiva será el que permitirá seleccionar el esquema de explotación óptimo.

3. INICIALIZACIÓN DEL MODELO EN LA SIMULACIÓN DE YACIMIENTOS

La inicialización del modelo del yacimiento es un proceso que comprende un conjunto de pasos orientados a asegurar la representatividad, consistencia y estabilidad del modelo (Sánchez N., Martínez y Rattia, 1992). Luego de corregidos todos los errores en los datos de entrada, se generan con el simulador todos los datos de roca y de fluidos para el tiempo cero, y se comparan con la data inicial para verificar el ajuste del modelo.

3.1 REVISIÓN DE PARÁMETROS INVOLUCRADOS EN LA INICIALIZACIÓN

También Sánchez N y otros llegaron a la conclusión de que la construcción de modelos detallados de yacimientos a simular, exige trabajar con una cantidad voluminosa de datos, los cuales pueden ser inconsistentes. Por ello, se debe realizar la inicialización de forma tal que se preserve el detalle y la consistencia de los datos ingresados en el simulador para tal fin.

Los parámetros que deben ser revisados, para llevar a cabo la inicialización del modelo son:

a) Datos de entrada

Normalmente existen errores en los datos de entrada o inconsistencia en las permeabilidades relativas o de los datos PVT de los fluidos.

Los errores en los datos usados en la inicialización, normalmente pueden ser encontrados en los siguientes parámetros: tablas de propiedades de los fluidos, tablas de saturación, tablas de condiciones de equilibrio, definición de los acuíferos y definiciones de arreglos.

Cuando estos errores son encontrados, deben ser corregidos hasta que la inicialización se ejecute satisfactoriamente.

b) Datos que afectan el POES

Se debe comparar el valor del POES calculado en la inicialización con aquellos valores que han sido estimados usando cálculos volumétricos y de balance de materiales.

Si existen diferencias numéricas muy significativas entre los valores calculados, éstas generalmente obedecen a las siguientes causas:

- Valores de porosidad altos o bajos.
- Mala ubicación de los contactos agua - petróleo y/o gas - petróleo.
- Inclusión o exclusión de bloques de celda que pertenezcan o no al modelo del yacimiento.
- Altos o bajos valores en las curvas de presión capilar.
- Errores en la estimación de los valores de arena neta petrolífera.

c) Datos PVT

Durante la construcción del modelo del yacimiento se debe verificar que la relación gas-petróleo inicial calculada en la inicialización, reproduce satisfactoriamente el valor establecido en los análisis PVT. En caso de existir diferencias significativas, los datos de los fluidos deben ser revisados.

d) Tamaño de la capa de gas

La relación inicial entre el volumen de la capa de gas y volumen de la zona de petróleo, reportada por la inicialización del modelo, debe ser cotejada con los cálculos hechos a través de métodos volumétricos y de balance de materiales. Si hay discrepancias en los valores, se debe revisar los parámetros que afectan el tamaño de la capa de gas, los cuales son: valores y distribución de porosidad, valores de arena neta petrolífera y localización del contacto gas - petróleo.

Se debe tomar en cuenta que, al modificar alguno de los parámetros antes mencionados, el valor del POES se puede ver afectado. Esto implica que se deben realizar los ajustes necesarios de manera tal que, al ser inicializado el modelo, tanto el POES como el tamaño de la capa de gas sean reproducidos satisfactoriamente.

e) Tamaño del acuífero

La relación inicial entre el volumen del acuífero y el volumen del yacimiento, reportada por la inicialización del modelo, debe ser comparada con los valores reportados usando balance de materiales. Esto es sumamente importante, ya que esta relación tiene una gran incidencia en el nivel de energía del yacimiento.

Los parámetros que deben ser considerados en la modificación del tamaño del acuífero son: el número y tamaño de las celdas usadas para representar el acuífero, la porosidad, los valores de arena neta petrolífera y la ubicación del contacto agua - petróleo.

Las alteraciones en el tamaño de la zona de transición y sus respectiva distribución de saturaciones pueden ser prevenidas si las dimensiones de las celdas usadas para reproducir el acuífero son incrementadas gradualmente (entre 1.5 y 2 veces el tamaño de las celdas en la zona de petróleo, para las primeras 2 capas del acuífero), con lo cual los errores de estabilidad numérica son prevenidos.

Cuando se realizan los ajustes requeridos, el valor del POES reportado en la inicialización debe ser recalculado y cotejado. Esto debe hacerse tantas veces como sea necesario, hasta obtener un cotejo satisfactorio.

f) Presiones iniciales de los fluidos

Se debe verificar la distribución inicial de presiones generadas por el simulador, llevando las presiones a un datum referencial y comparándolas con el valor de presión promedio reportado. Si el cotejo no es exitoso, se deben revisar los parámetros de las tablas de equilibrio, propiedades de los fluidos (densidades), geometría del modelo (profundidades y/o elevaciones de las estructuras) y espesores brutos de arena.

3.2 VALIDACIÓN DE LA INICIALIZACIÓN DEL MODELO

En otras páginas del trabajo Sánchez N. y otros explican que la validación de la inicialización del modelo, incluye el chequeo de datos de presión, saturaciones y fluidos en sitio, generados por el simulador en el tiempo cero. Entre las acciones involucradas para efectuar la validación se destacan las siguientes:

- Elaboración de perfiles de presión inicial del yacimiento y presión de burbujeo versus profundidad, con la finalidad de chequear la ubicación del contacto gas-petróleo y del nivel de agua libre.
- Cálculo de los gradientes de los fluidos presentes en el modelo del yacimiento, para establecer la comparación con los datos obtenidos de mediciones de campo.

- Usando las condiciones de equilibrio de la inicialización, se calculan los volúmenes móviles de petróleo para cada capa del modelo y el volumen móvil total de todo el modelo y se comparan.
- Se grafican datos de roca introducidos en el simulador, tales como espesores, porosidad y permeabilidad horizontal y vertical, y se comparan con los datos reportados por el simulador, para chequear la consistencia de los mismos.
- Se realiza una corrida de simulación de los últimos cinco años de historia de producción, para comprobar la estabilidad del modelo en cuanto a las condiciones iniciales de los fluidos (volúmenes, saturaciones y presiones).

4. CONDICIONES DE EQUILIBRIO REQUERIDAS EN LA INICIALIZACIÓN

La inicialización requiere, para su construcción y aplicación, que el yacimiento esté en equilibrio. Un proceso de inicialización debe estimar los volúmenes correctos de fluidos en sitio en cada celda, mantener las condiciones de equilibrio y la consistencia en las propiedades de la roca y los fluidos, así como también las leyes físicas que gobiernan la distribución inicial de fluidos en el yacimiento.

Cuando el yacimiento se asume en estado de equilibrio, la velocidad (o tasa de flujo) de cualquier fase en todas las conexiones entre celdas adyacentes se considera cero. La tasa de flujo de cualquier fase que fluye a través del medio poroso se puede deducir así:

El potencial de un fluido en cualquier punto del yacimiento, el cual es expresado con respecto a un datum o plano de referencia, se define según Dake L. P. (1998) como:

$$\Phi = \frac{P}{\rho} + gZ \quad (1.1)$$

donde:

Φ = potencial del fluido

P = presión del fluido

ρ = densidad del fluido

g = gravedad

Z = elevación del punto (en el cual se requiere calcular el potencial) con respecto al datum: El valor de Z es creciente hacia arriba (no debe confundirse con profundidad)

La velocidad de un fluido, fluyendo en flujo lineal a través del medio poroso, según la ley de Darcy, es:

$$v = -\frac{K\rho}{\mu} \frac{\Delta\Phi}{L} \quad (1.2)$$

donde:

v = velocidad del fluido

K = permeabilidad absoluta

μ = viscosidad del fluido

L = distancia recorrida por el flujo del fluido

ρ = densidad del fluido

$\Delta\Phi$ = diferencial de potencial del fluido

Relacionando la velocidad con la tasa de fluido, tenemos:

$$v = \frac{q}{A} \quad (1.3)$$

donde:

q = tasa del fluido

A = área transversal atravesada por el fluido

Sustituyendo (1.3) en (1.2) se obtiene

$$q = -\frac{AK\rho}{\mu} \frac{\Delta\Phi}{L} \quad (1.4)$$

Cuando en el medio poroso se encuentran fluyendo dos o más fases, se debe considerar la permeabilidad efectiva de la fase (subíndice f) en sustitución de la permeabilidad absoluta:

$$Ke_f = K * Kr_f \quad (1.5)$$

donde:

Kr_f = permeabilidad relativa de la fase

Ke_f = permeabilidad efectiva de la fase

La ecuación (1.4) queda entonces expresada así:

$$q = -\frac{AK * Kr_f * \rho}{\mu} \frac{\Delta\Phi}{L} \quad (1.6)$$

Refiriendo todas las variables a la fase f (subíndice f) queda:

$$q = -\frac{AK * Kr_f * \rho_f}{\mu_f} \frac{\Delta\Phi_f}{L} \quad (1.7)$$

La transmisibilidad se expresa matemáticamente así:

$$T = \frac{K * A}{L} \quad (1.8)$$

siendo:

T = transmisibilidad en la dirección de flujo

A = área transversal atravesada por el fluido

L = longitud recorrida por el flujo

Relacionando (1.8) con (1.7) teniendo en cuenta que el gradiente de potencial $\Delta\Phi/L$ debe ser negativo en la dirección de flujo, ya que el flujo se mueve de un mayor potencial a un menor potencial, tenemos:

$$q_f = T * \left(\frac{Kr_f}{\mu_f} \right) * \rho_f * \Delta\Phi_f \quad (1.9)$$

Finalmente, según la ecuación (1.9) la tasa de flujo para una fase f a través de una conexión ij (frontera entre los bloques adyacentes i y j) es:

$$q_f = T_{ij} * \left(\frac{Kr_f}{\mu_f} \right)_{ij} * \rho_f * (\Phi_{f,j} - \Phi_{f,i}) \quad (1.10)$$

Según Aziz y Durlfolsky (2002) para mantener el equilibrio en cada fase f con respecto a cada conexión ij se debe satisfacer al menos una de las siguientes condiciones:

1. $T_{ij} = 0$
2. $Kr_f = 0$
3. $\Phi_{f,j} = \Phi_{f,i}$

La base del proceso de inicialización radica en garantizar que al menos una de las condiciones expuestas anteriormente sea satisfecha en cada conexión del sistema de celdas que representan al modelo. Las fuerzas capilares y gravitacionales deben ser satisfechas.

Si se cumple con la primera condición ($T_{ij} = 0$) entonces se está garantizando que no existe flujo de ninguna de las fases a través del arreglo de celdas. Esto usualmente ocurre por la ubicación de bloques a los lados opuestos de una falla sellante o en capas que no son comunicantes. Cuando se cumple con la primera condición, $\Phi_{f,j}$ no necesariamente debe ser igual a $\Phi_{f,i}$.

La presencia de comunicación entre los bloques ($T_{ij} \neq 0$) requiere de un tratamiento especial en los términos de fuerzas capilares y gravitacionales que garanticen las condiciones 2 ó 3.

Siendo γ_f el gradiente hidrostático de una fase f , la diferencia de potencial ($\Delta\Phi_f$), para una fase entre 2 profundidades distintas, se expresa:

$$\Phi_{f,j} - \Phi_{f,i} = P_{f,j} - P_{f,i} + (Z_i - Z_j) * \gamma_{f,ij} \quad (1.11)$$

La tercera condición ($\Phi_{f,j} = \Phi_{f,i}$) es satisfecha para todas las fronteras ij que cumplan con $Kr_{f,ij} \neq 0$. Partiendo de la ecuación (1.11) tenemos:

$$P_{f,j} - P_{f,i} + (Z_i - Z_j) * \gamma_{f,ij} = 0 \quad (1.12)$$

Obviamente, la ecuación (1.12) es la forma discreta de la condición de equilibrio hidrostático, la cual es expresada con mayor exactitud de la siguiente manera:

$$P_{f,j} = P_{f,i} - \int_{Z_j}^{Z_i} \gamma_f dz \quad (1.13)$$

La permeabilidad relativa de cualquier fase depende de su saturación, por ende para que exista el flujo de dicha fase a través del medio poroso, es necesario que la fase sea continua. Esto se logra cuando se está en presencia de saturaciones mayores a la saturación crítica de la fase.

Todas las conexiones ij que cumplen con la condición $\Phi_{f,j} \neq \Phi_{f,i}$ al momento de la inicialización, satisfacen la segunda condición ($Kr_f = 0$), debido a que en las celdas involucradas en dichas conexiones no se alcanzan saturaciones mayores a la saturación crítica. Generalmente, esto ocurre en bloques localizados fuera de las zonas de transición gas/petróleo y agua/petróleo.

5. PROPIEDADES USADAS EN LA INICIALIZACIÓN DE UN SIMULADOR DE PETRÓLEO NEGRO

5.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

Las principales propiedades de la roca son las siguientes:

a) Porosidad

La porosidad de una roca es la medida de su capacidad de almacenamiento. La porosidad se expresa como la fracción del volumen total de la roca que está compuesta por espacio vacío. Sus valores se expresan en forma fraccional o porcentual.

Se reconocen dos tipos de porosidad: absoluta o total, en cuya estimación se considera el volumen total de poros, estén o no interconectados; y efectiva, en la cual sólo se consideran los poros interconectados para el cálculo del volumen poroso. La diferencia entre ambas se denomina porosidad no efectiva.

La porosidad efectiva es la que se mide en la mayoría de los análisis de núcleos, y es en realidad la que interesa para las estimaciones de petróleo y gas en sitio. Sólo los volúmenes de hidrocarburos almacenados en los poros interconectados pueden ser extraídos parcialmente del yacimiento.

Cuando esta propiedad es introducida en el simulador, generalmente se suele asignar un valor de porosidad para el conjunto del yacimiento, para cada capa o para cada celda. También existe la posibilidad, si el simulador lo permite, de elaborar mapas de isoporosidades compatibles con la herramienta computacional. Con esto se evitará el trabajo iterativo de determinar la porosidad, para cada celda del modelo.

b) Presiones capilares

Las fuerzas capilares presentes en el yacimiento, se originan por la acción molecular de dos o más fluidos inmiscibles (petróleo, agua y gas), que coexisten en dicho medio poroso (Jones Parra Juan, 1994).

Éstas son realmente las fuerzas retentivas que impiden el vaciamiento total del yacimiento.

La interfaz que separa un fluido del otro dentro de los capilares del medio poroso, tiene propiedades similares a los de una membrana elástica. Las moléculas que se encuentran en la interfaz y suficientemente cerca de esta, no se comportan de la misma manera que las moléculas ubicadas en el seno del fluido. En este punto, las fuerzas de atracción por parte de las otras moléculas que actúan sobre una de ellas, son iguales en todas las direcciones y por lo tanto se neutralizan.

En contraste, una molécula situada en la interfaz es atraída hacia el seno del fluido, por no haber suficientes moléculas de su especie al otro lado de la interfaz que puedan contrarrestar esta atracción. La distancia entre las moléculas suficientemente cerca de la interfaz se acorta debido a esta fuerza de atracción, que actúa como si se le aplicara presión al líquido, siendo necesario hacer trabajo para aumentar la superficie interfacial.

Se entiende como presión capilar a la diferencia de presión entre los dos fluidos separados por la interfaz. Este parámetro está asociado a los cambios de saturación de las fases, y es obtenido por medio de análisis de laboratorio practicados a muestras de núcleo. Se expresa en L_{pc} .

La presión capilar afecta la distribución inicial de los fluidos, pudiéndose calcular la zona de transición entre el petróleo y el gas y entre el agua y el petróleo.

La relación que existe entre la saturación y la presión capilar depende de la dirección en la que ocurre el desplazamiento. Cuando se considera el desplazamiento

de de la fase mojante del sistema por la fase no mojante, dicho fenómeno corresponde al proceso de drenaje. Cuando la fase encargada del desplazamiento es la fase mojante del sistema, se habla de imbibición.

Al fenómeno de trasladarse de una curva a otra se le conoce como histéresis. Ambas curvas (imbibición y drenaje) pueden ser representadas en un simulador de petróleo negro. Ambos fenómenos de desplazamiento se aprecian en la figura 1.1.

Generalmente suelen asignarse valores de presión capilar acompañados con tablas de saturación. También se asignan los valores de presión capilar en los contactos agua-petróleo y gas-petróleo. Estos valores son usados para calcular las presiones de las fases en dichos contactos.

Para propósitos de la inicialización, se utiliza la curva de presión capilar correspondiente al fenómeno de drenaje. Se puede incluir en el código del simulador la histéresis de la presión capilar; sin embargo, la curva de imbibición no afecta el establecimiento y cálculo de las condiciones iniciales.

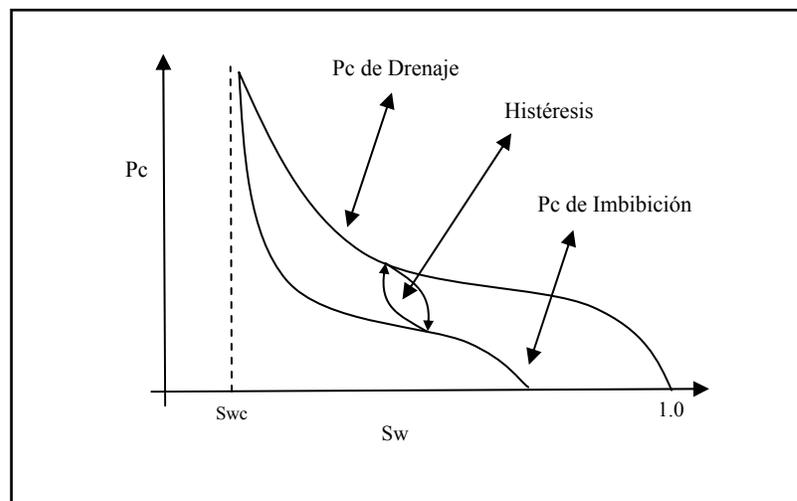


Figura 1.1 Curvas de presión capilar, según la dirección de desplazamiento

c) Espesores y profundidades

Esesores y profundidades de las celdas del modelo

Las profundidades, por lo general, suelen asignarse a la capa superior del modelo a simular. La profundidad puede ser igual para toda la capa o puede asignarse a cada celda en particular. La herramienta determina las profundidades de las otras capas usando los espesores de cada una de ellas.

Los espesores se pueden asignar por capas o por bloques. Se asignan dos valores de espesores: netos y brutos. Los espesores brutos son empleados en los cálculos de presión. Los espesores netos determinan el volumen poroso y las transmisibilidades, ya que el flujo sólo se da a través de espesores netos. Suelen expresarse en pies o metros

Profundidades de los contactos

Deben ser introducidas las profundidades del contacto agua-petróleo y gas-petróleo. Si no hay capa de gas, el contacto gas-petróleo debe ser ubicado por encima del tope del modelo a simular; e igualmente, si no hay agua móvil dentro del yacimiento, el contacto agua-petróleo debe ser ubicado muy por debajo del fondo del modelo, con la finalidad de excluir la posible zona de transición calculada por el simulador (ECLIPSE, Technical Description, 2002). Sus unidades también suelen estar dadas en pies o metros.

Profundidad y presión al datum

El datum es un plano horizontal referencial que debe estar ubicado dentro del yacimiento. La profundidad y la presión al datum deben ser introducidas en el simulador. Dicha presión corresponde al valor de presión de la fase que satura al medio poroso en la profundidad asignada a dicho nivel de referencia. La profundidad del datum se expresa en pies o metros.

En algunos simuladores la profundidad del datum debe cumplir con esta restricción:

$$WOC \geq DATUM \geq GOC \quad (1.14)$$

siendo:

WOC: profundidad del contacto agua-petróleo

DATUM: profundidad del datum

GOC: profundidad del contacto gas-petróleo

5.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

a) Petróleo

Las principales propiedades del petróleo son las siguientes:

Densidad del petróleo

La densidad es definida (McCain William, 1990) como la masa de fluido por unidad de volumen. Este valor debe ser introducido en el simulador a condiciones estándar (o normales). Dichas condiciones usualmente corresponden a 14,7 psia de presión y 60° F de temperatura. Sus unidades suelen expresarse en Libras/pie cúbico normal.

Se relaciona con el β_o mediante la siguiente ecuación matemática:

$$\rho_o = \frac{1}{\beta_o} (\rho_{osc} + R_s * \rho_{GSC}) \quad (1.15)$$

siendo:

ρ_o = densidad del petróleo a la presión P

ρ_{osc} = densidad del petróleo a condiciones normales

β_o = factor volumétrico de formación del petróleo a la presión P

ρ_{GSC} = densidad del gas a condiciones normales

R_s = solubilidad del gas a la presión P

Presión de burbujeo

La presión de burbujeo es la presión, en un yacimiento subsaturado, a la cual el petróleo libera la primera burbuja de gas. También es conocida como presión de saturación. Dicha presión puede variar de acuerdo a la profundidad, por lo que es necesario que al ser introducida en el simulador se deben especificar: el valor de la presión, la profundidad a la cual es reportada y su razón de cambio (o gradiente). Se expresa en Libras/pulgada cuadrada.

Factor volumétrico de formación del petróleo (β_o)

Es el volumen ocupado en el yacimiento a una presión P por un barril normal de petróleo más el gas que contiene en solución a esa presión. Se expresa en Barriles de yacimiento/Barriles normales. La figura 1.2 muestra la curva típica de esta propiedad como función de la presión a temperatura constante.

Para analizar el comportamiento del β_o (McCain William, 1990) hay que tomar en cuenta el concepto de compresibilidad, especialmente la de los líquidos, la cual es relativamente baja en comparación a la de los gases. Antes de alcanzar el punto de burbujeo, el hidrocarburo es monofásico (líquido); al haber una caída de presión hasta alcanzar la presión de burbujeo, se experimenta una expansión del fluido, la cual se refleja como un leve aumento del volumen, es por ello que se observa un comportamiento ascendente en esta parte de la curva.

Una vez que empieza la liberación del gas en solución, se produce una disminución del β_o , debido a que la liberación de gas disminuye el volumen de hidrocarburo, aumentándose proporcionalmente el volumen del gas libre. Esta propiedad se ingresa al simulador de forma tabular.

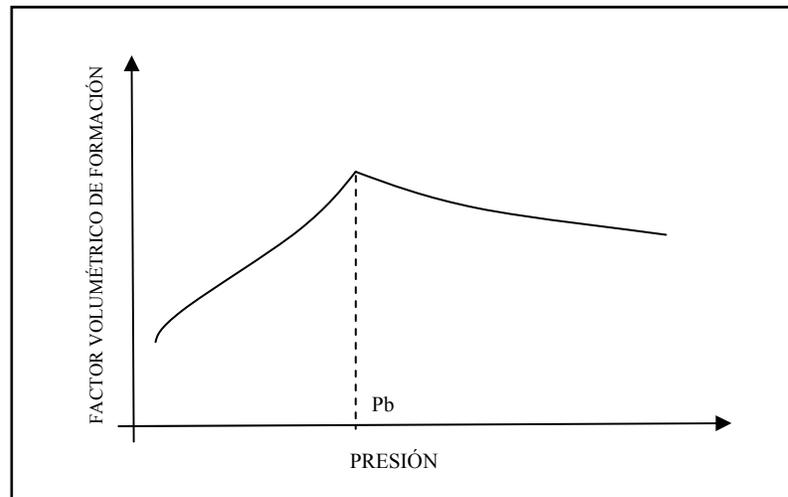


Figura 1.2 Factor volumétrico de formación del petróleo vs. Presión

Relación gas-petróleo en solución (R_s)

Es el volumen en pies cúbicos normales que se encuentran en solución en el yacimiento, a una presión P , en cada barril de petróleo normal. Se expresa en unidades de pies cúbicos normales/Barriles normales. La figura 1.3 muestra el comportamiento del R_s en función de la presión a temperatura constante.

Esta gráfica se puede dividir en dos partes: presiones menores a la presión de burbujeo y presiones mayores a la presión de burbujeo (McCain William, 1990). El comportamiento de la gráfica por encima del punto de burbujeo es horizontal, es decir, todo el gas presente en el yacimiento está disuelto en el petróleo (petróleo subsaturado). El valor del R_s en esta etapa se conoce como R_{si} .

Una vez alcanzado el punto de burbujeo, el petróleo no admite más gas en solución (petróleo saturado). En este punto se desprende la primera burbuja de gas y la curva adopta un comportamiento descendente totalmente lógico, ya que a medida que va disminuyendo la presión se va liberando mayor cantidad de gas. Por lo tanto, $R_s < R_{si}$ para toda presión por debajo de la presión de burbujeo. También esta propiedad se da en forma tabular.

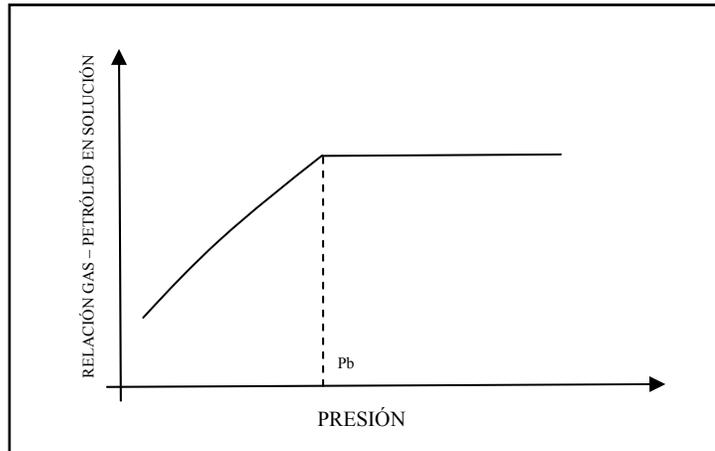


Figura 1.3 Relación gas-petróleo en solución vs. Presión

No se consideró necesario incluir el concepto de viscosidad, por ser este un parámetro que no interviene en la inicialización.

b) Gas

Densidad

El valor de densidad del gas que se le suministra al simulador debe estar reportado a condiciones normales, generalmente 14,7 psia y 60° F. Se expresa en Libras/pie cúbico normal. La ecuación que permite al simulador calcular la densidad del gas a condiciones de yacimiento es:

$$\rho_G = \frac{\rho_{GSC}}{\beta_G} \quad (1.16)$$

donde:

ρ_G = densidad del gas a la presión P

ρ_{GSC} = densidad del gas a condiciones normales

β_G = factor volumétrico de formación del gas a la presión P

Factor volumétrico de formación del gas (β_G)

Es definido (McCain William, 1990) como el volumen de gas a condiciones de yacimiento requerido para producir un pie cúbico normal de gas en la superficie. Se expresa en Barriles de yacimiento/pie cúbico normal. Matemáticamente se expresa así:

$$\beta_G = \frac{Z * T * P_{SC}}{Z_{SC} * T_{SC} * P} \quad (1.17)$$

siendo:

β_G = factor volumétrico de formación del gas a la presión P

Z = factor de compresibilidad a la presión P y temperatura T

Z_{SC} = factor de compresibilidad a condiciones estándar ($Z_{SC} = 1$)

T = temperatura del gas

T_{SC} = temperatura estándar (60° F)

P_{SC} = presión estándar (14,7 psia)

P = presión del gas

La figura 1.3 nos muestra la curva típica del factor volumétrico de formación del gas como función de la presión a temperatura constante. Esta propiedad se da al simulador de forma tabular.

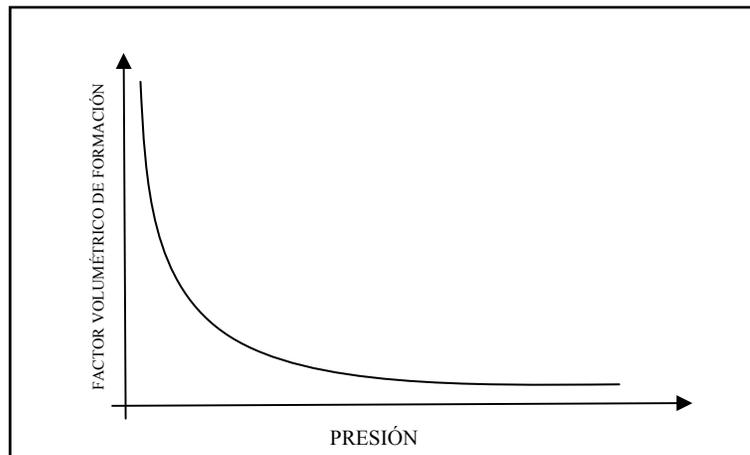


Figura 1.4 Factor volumétrico de formación del gas vs. Presión

No se consideró necesario incluir el concepto de viscosidad, por ser este un parámetro que no interviene en la inicialización.

c) Agua

Densidad

Al igual que con el petróleo y el gas, la densidad del agua debe estar dada a condiciones normales. Sus unidades son Libras/pie cúbico normal. Se expresa de la siguiente forma a otras condiciones:

$$\rho_w = \frac{\rho_{wsc}}{\beta_w} \quad (1.18)$$

donde:

ρ_w = densidad del agua a la presión P

ρ_{wsc} = densidad del agua a la condiciones estándar

β_w = factor volumétrico de formación del agua a la presión P

Factor volumétrico de formación del agua (β_w)

Según McCain William, 1990, representa el cambio en el volumen del agua cuando ésta es transportada desde las condiciones del yacimiento hasta las condiciones de superficie. Suele darse como un valor constante. Su comportamiento se puede visualizar en la figura 1.5. No se consideró la viscosidad como un parámetro que interviniese en la inicialización.

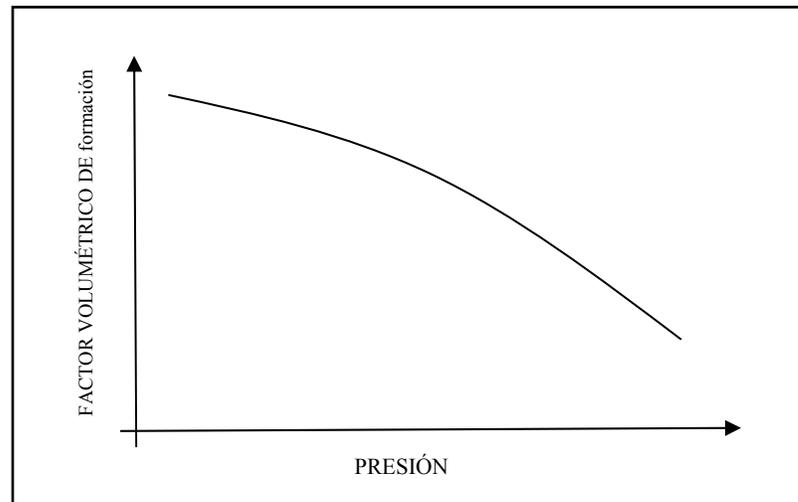


Figura 1.5 Factor volumétrico de formación del agua vs. Presión

6. ECUACIONES FUNDAMENTALES

6.1 AJUSTE DE CURVAS POR EL MÉTODO DE MÍNIMOS CUADRADOS

Con frecuencia es necesario representar mediante una relación fundamental datos que han sido dados como un conjunto de puntos $x - y$. La cuestión es determinar una curva que aproxime los datos con suficiente precisión.

Sea la desviación en un punto dado la diferencia numérica entre el valor experimental y el valor calculado a partir de la relación. Supongamos que y_i' son los valores calculados de y a partir de la relación fundamental que se busca, y_i son los valores tabulados de y y N es el número de datos. Entonces la suma de las desviaciones viene dada por:

$$\sum_{i=1}^N |y_i - y_i'| \quad (1.19)$$

Según McCracken y Dorn (1976), el problema se reduce a encontrar la mejor relación funcional de forma tal que la suma de las desviaciones sea mínima. Esta expresión no se puede derivar para encontrar un mínimo porque la función valor

absoluto no tiene derivada en su mínimo. Se llega así al criterio de los mínimos cuadrados, en que se pide un valor mínimo de S:

$$S = \sum_{i=1}^N (y_i - y_i')^2 \quad (1.20)$$

La ecuación (1.20) se puede diferenciar para determinar su mínimo. Conduce a ecuaciones que son lineales en muchos casos de interés práctico, y que en principio son fáciles de resolver.

Una relación lineal es de la forma:

$$y_i' = c_1 + c_2 x_i \quad (1.21)$$

Sustituyendo la ecuación (1.21) en (1.20)

$$S = \sum_{i=1}^N (y_i - c_1 - c_2 x_i)^2 \quad (1.22)$$

El objetivo es determinar c_1 y c_2 tales que minimicen S. Se sabe que para minimizar la ecuación (1.22) se iguala a cero tanto la derivada parcial de S con respecto a c_1 como la derivada parcial de S con respecto a c_2 . El resultado de es:

$$\frac{\partial S}{\partial c_1} = 2 \sum_{i=1}^N (y_i - c_1 - c_2 x_i) * (-1) = 0 \quad (1.23)$$

$$\frac{\partial S}{\partial c_2} = 2 \sum_{i=1}^N (y_i - c_1 - c_2 x_i) * (-x_i) = 0 \quad (1.24)$$

Desarrollando y reacomodando ambas ecuaciones se tiene:

$$Nc_1 + \left(\sum x_i\right)c_2 = \sum y_i \quad (1.25)$$

$$\left(\sum x_i\right)c_1 + \left(\sum x_i^2\right)c_2 = \sum x_i y_i \quad (1.26)$$

Las ecuaciones (1.25) y (1.26) se denominan ecuaciones normales para ajustar una ecuación lineal a un conjunto de datos. Para encontrar la mejor recta que se ajuste a los datos, se necesita únicamente resolver el sistema de ecuaciones formado por las ecuaciones (1.25) y (1.26), cuyas soluciones serán las expresiones matemáticas de c_1 y c_2 . Esas expresiones son las siguientes:

$$c_1 = \frac{\sum y_i \sum x_i^2 - \sum x_i y_i \sum x_i}{N \sum x_i^2 - \left(\sum x_i\right)^2} \quad (1.27)$$

$$c_2 = \frac{N \sum x_i y_i - \sum y_i \sum x_i}{N \sum x_i^2 - \left(\sum x_i\right)^2} \quad (1.28)$$

6.2 EVALUACIÓN NUMÉRICA DE INTEGRALES

Consideramos la valuación de una integral definida en un intervalo finito:

$$I = \int_a^b f(x) dx \quad (1.29)$$

en donde a y b son los límites inferior y superior, respectivamente, y $f(x)$ es una función continua de x en el intervalo $a \leq x \leq b$.

En muchas situaciones prácticas no es posible determinar el valor de una integral usando métodos convencionales de integración. En tales casos, se recurre a métodos de integración numérica, en los que se parte de la definición de integral como límite de una suma de áreas y se trabaja con métodos que aproximan el valor de esta suma con suficiente precisión.

a) La regla trapezoidal

Considere la integral de la ecuación (1.29) que representa el área sombreada de la figura 1.6.

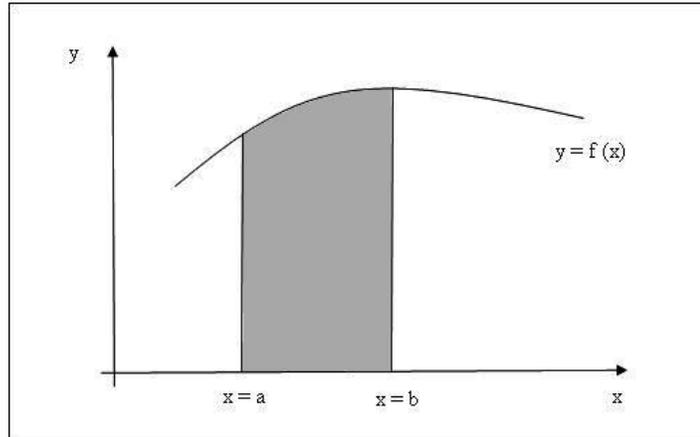


Figura 1.6 Interpretación geométrica del problema de integración numérica

El camino a seguir, según McCracken y Dorn (1976), es el siguiente:

Dividiremos el intervalo en n intervalos iguales, cada uno de amplitud $h = (b - a)/n$. Considérese ahora uno de esos intervalos, como se muestra en la figura 1.7.

El área bajo la curva $y = f(x)$ comprendida entre x_i y x_{i+1} es

$$I_i = \int_{x_i}^{x_{i+1}} f(x) dx \quad (1.30)$$

Si h es lo suficientemente pequeño, entonces I_i puede aproximarse suficientemente por medio del área del trapecio ABCD. Si se escribe $y_i = f(x_i)$, el área del rectángulo ABED es $y_i h$, y el área del triángulo BEC es $\frac{1}{2}(y_{i+1} - y_i)h$, así que:

$$I_i \approx \frac{1}{2} * h * (y_i + y_{i+1}) \quad (1.31)$$

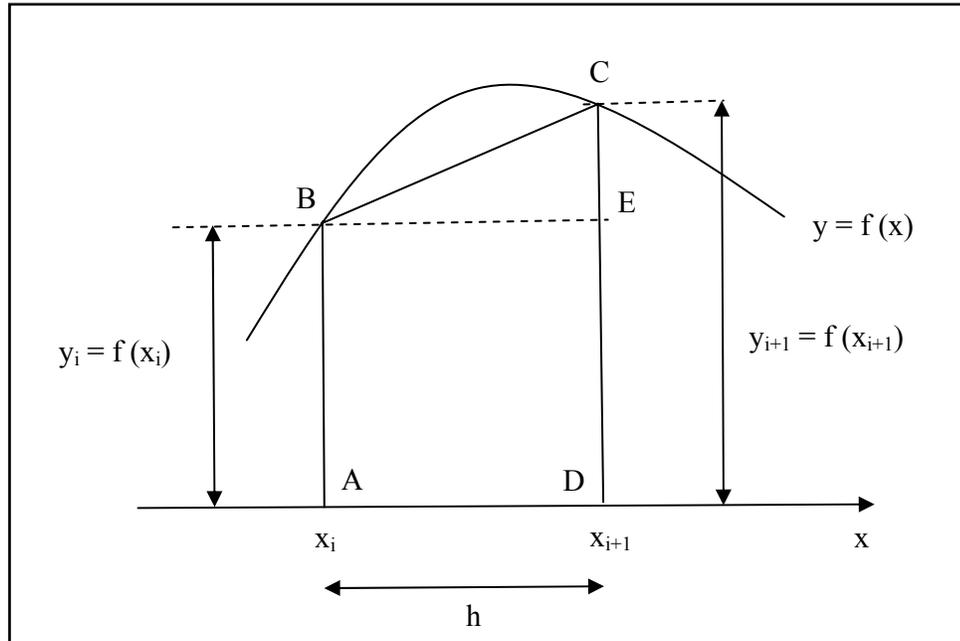


Figura 1.7 Intervalo de $f(x)$ de amplitud h

Por propiedades de la integral se tiene que:

$$\int_a^b f(x)dx = \int_a^c f(x)dx + \int_c^b f(x)dx \quad (1.32)$$

Entonces; dividiendo el intervalo $[a,b]$ en un número grande de subintervalos donde $[a=X_0, X_1, X_2, \dots, X_n=b]$, se tiene que:

$$I = \sum_{i=0}^{n-1} I_i \quad (1.33)$$

De las ecuaciones 1.31 y 1.33 tenemos:

$$I \approx \frac{h}{2}(y_0 + 2y_1 + 2y_2 + \dots + 2y_{n-2} + 2y_{n-1} + y_n) \quad (1.34)$$

Esta es la fórmula general de la regla trapezoidal, llamada así porque aproxima la integral de la ecuación (1.29) mediante la suma de n trapecios. Es una de

las fórmulas de integración numérica más sencilla. En esencia, la técnica consiste en dividir el intervalo total en intervalos pequeños y aproximar la curva $y=f(x)$ en los diversos intervalos pequeños mediante alguna curva más simple, cuya integral puede calcularse utilizando solamente las ordenadas de los puntos extremos de los intervalos.

6.3 CÁLCULO DE RAÍCES DE POLINOMIOS DE 2º GRADO

Sea $f(x)$ un polinomio de 2º grado de la forma:

$$f(x) = Ax^2 + Bx + C \quad (1.35)$$

Tenemos que las raíces de $f(x)$ vienen dadas por la ecuación 1.36

$$x = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (1.36)$$

6.4 EVALUACIÓN DE LAS PRESIONES DE LAS FASES EN FUNCIÓN DE LA COORDENADA Z'

La ecuación (1.13) representa la condición de equilibrio hidrostático para la fase f:

$$P_{f,j} = P_{f,i} - \int_{Z_j}^{Z_i} \gamma_f dz$$

Esta ecuación expresada en su forma discreta se muestra en la ecuación (1.12):

$$P_{f,j} - P_{f,i} + (Z_i - Z_j) * \gamma_{f,ij} = 0$$

donde:

$P_{f,j}$ = presión de la fase f en la posición j

$P_{f,i}$ = presión de la fase f en la posición i

Z_j = profundidad de la posición j

Z_i = profundidad de la posición i

$\gamma_{f,ij}$ = gradiente de la fase f entre las posiciones i y j

Reagrupando la ecuación (1.12) se obtiene:

$$P_{f,j} = P_{f,i} - (Z_i - Z_j) * \gamma_{f,ij} \quad (1.37)$$

Tomando como referencia la ecuación (1.37) se redefinen las siguientes variables:

- $P_{f,i}$ como la presión de la fase a la profundidad de un plano de referencia o datum ($P_{f,DATUM}$)

- El término $(Z_i - Z_j)$ como la diferencia de profundidad entre el datum y la profundidad a la cual se desea conocer la presión (ΔZ)

- $P_{f,j}$ como la presión P que se desea conocer

- $\gamma_{f,ij}$ como γ_f

Aplicando los cambios se tiene:

$$P = P_{f,DATUM} - \Delta Z * \gamma_f \quad (1.38)$$

Aziz y Durlofsky (2002) definen Z' como la altura medida por encima del datum:

$$Z' = Z_{DATUM} - Z \quad (1.39)$$

siendo:

Z' = altura medida por encima del datum

Z_{DATUM} = profundidad del datum

Z = profundidad del punto a la cual se quiere conocer la coordenada Z'

En la figura (1.8) se pueden visualizar los elementos que intervienen en la definición de la coordenada Z' . En dicha figura, el punto al cual se desea conocer la coordenada Z' se representa con un asterisco (*).

Relacionando las ecuaciones (1.38) y (1.39) y expresando P en función de Z' tenemos:

$$P_f = P_{fDATUM} - \gamma_f * Z' \quad (1.40)$$

donde:

$P_f(Z')$ = presión de la fase f en función de la altura medida por encima del datum

P_{fDATUM} = presión de la fase f a la profundidad del datum

γ_f = gradiente de la fase f

Z' = altura medida por encima del datum

La ecuación (1.40) es la ecuación general de la presión de la fase f en función de la altura Z' .

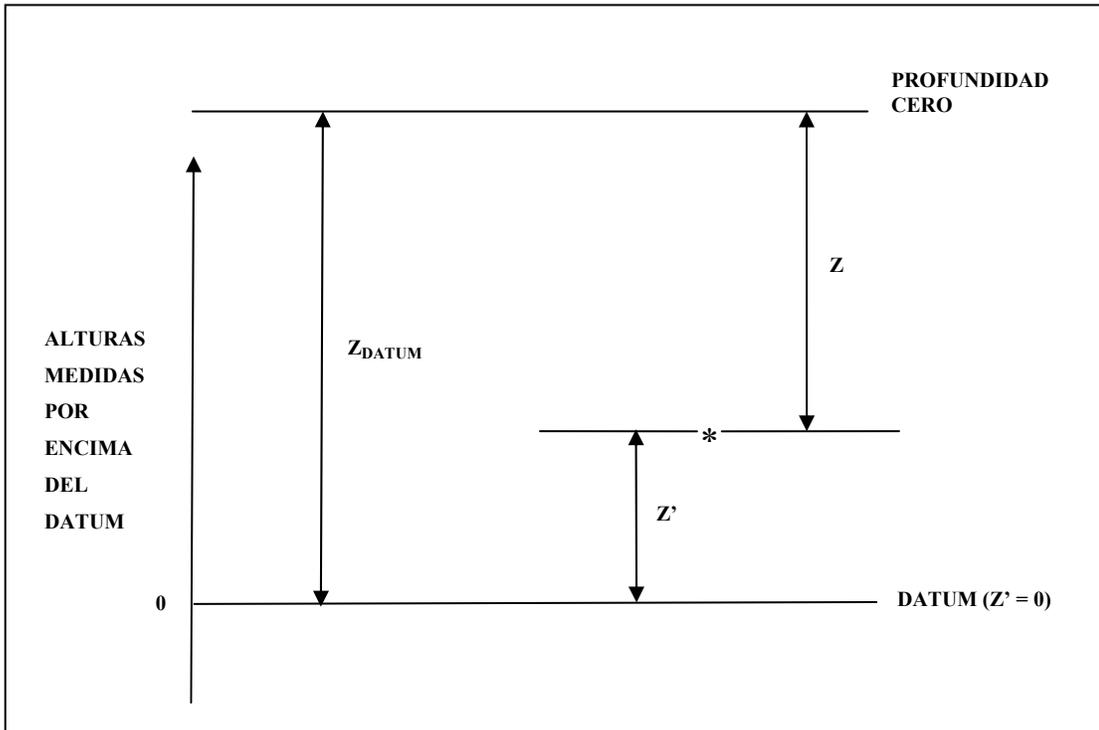


Figura 1.8 Representación gráfica de la coordenada Z'

a) Cálculo de la presión del petróleo en función de la altura Z'

Refiriendo la ecuación (1.40) a la fase petróleo tenemos:

$$P_O = P_{ODATUM} - \gamma_O * Z' \quad (1.41)$$

siendo:

P_O = presión del petróleo a la altura Z'

P_{ODATUM} = presión del petróleo a la profundidad del datum

γ_O = gradiente hidrostático del petróleo

Z' = altura medida por encima del datum

De la ecuación (1.14) se tiene que:

$$WOC \geq DATUM \geq GOC$$

Por esta ecuación (1.14) se deduce que el datum está ubicado en la zona de petróleo, entre la capa de gas y el acuífero (en caso de existir). Por lo tanto, la presión al datum corresponde a la presión del petróleo a la profundidad del datum. Es decir:

$$P_{ODATUM} = P_{DATUM} \quad (1.42)$$

La densidad del petróleo a una presión P viene dada por la ecuación (1.15)

$$\rho_o = \frac{1}{\beta_o} (\rho_{OSC} + R_s * \rho_{GSC})$$

El gradiente hidrostático de una fase se relaciona con su densidad en unidades de campo, por:

$$\gamma_f = \frac{\rho_f}{144} \quad (1.43)$$

Relacionando la ecuación (1.43) con la ecuación (1.15) se tiene:

$$\gamma_o = \frac{1}{\beta_o} (\gamma_{OSC} + R_s * \gamma_{GSC}) \quad (1.44)$$

donde:

γ_o = gradiente hidrostático del petróleo a la presión P

γ_{OSC} = gradiente hidrostático del petróleo a condiciones normales

β_o = factor volumétrico de formación del petróleo a la presión P

γ_{OSC} = gradiente hidrostático del gas a condiciones normales

R_s = solubilidad del gas a la presión P

De la ecuación (1.44) se deduce que el gradiente hidrostático del petróleo es función de la presión. Si suponemos que esta dependencia es lineal, podemos

expresar el factor volumétrico de formación del petróleo (β_o) y la solubilidad del gas (R_s) en función de la presión de la siguiente manera:

$$\beta_o = m * P_o + b \quad (1.45)$$

$$R_s = n * P_o + c \quad \text{para } P_o < P_b \quad (1.46)$$

donde:

P_o = presión del petróleo

m = pendiente obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva β_o vs P_o

b = ordenada en el origen obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva β_o vs. P_o

n = pendiente obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva R_s vs. P_o

c = ordenada en el origen obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva R_s vs. P_o

Sustituyendo las ecuaciones (1.45) y (1.46) en la ecuación (1.44) y expresando el gradiente hidrostático del petróleo en función de la presión del petróleo, se tiene:

$$\gamma_o(P_o) = \frac{1}{m * P_o + b} [\gamma_{OSC} + (n * P_o + c) * \gamma_{GSC}] \quad (1.47)$$

Insertando las ecuaciones (1.42) y (1.47) en la ecuación (1.41) se obtiene:

$$P_o = P_{DATUM} - \left\{ \frac{1}{m * P_o + b} [\gamma_{OSC} + (n * P_o + c) * \gamma_{GSC}] \right\} * Z' \quad (1.48)$$

Reacomodando los términos de la ecuación anterior en función de P_o obtenemos:

$$mP_o^2 + (b - mP_{DATUM} + n\gamma_{GSC} * Z')P_o - bP_{DATUM} + (\gamma_{OSC} + c\gamma_{GSC})Z' = 0 \quad (1.49)$$

La ecuación (1.49) será para efectos de este estudio, la ecuación de la presión del petróleo en función de la altura Z' .

Para cualquier valor de Z' , la ecuación (1.49) es un polinomio de segundo grado de de la forma

$$A * P_o^2 + B * P_o + C = 0 \quad (1.50)$$

donde:

$$A = m$$

$$B = b - mP_{DATUM} + n\gamma_{GSC} * Z'$$

$$C = -bP_{DATUM} + (\gamma_{OSC} + c\gamma_{GSC})Z'$$

Las raíces de la ecuación (1.49) vienen dadas por la ecuación (1.51)

$$P_o = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (1.51)$$

La resolución de la ecuación (1.51) genera dos soluciones para P_o . Dichas soluciones pueden ser iguales o distintas de cero. El nuevo módulo de inicialización contiene una rutina que se encarga de la correcta selección del valor que debe ser asignado a P_o .

b) Cálculo de la presión del agua en función de la altura Z'

Refiriendo la ecuación (1.40) a la fase agua tenemos:

$$P_w = P_{WDATUM} - \gamma_w * Z' \quad (1.52)$$

donde:

P_w = presión del agua a la altura Z'

P_{WDATUM} = presión del agua a la profundidad del datum

γ_w = gradiente hidrostático del agua

Z' = altura medida por encima del datum

La presión del agua en el contacto agua – petróleo se define como:

$$P_{W(WOC)} = P_{O(WOC)} - P_{CWO(WOC)} \quad (1.53)$$

siendo:

$P_{W(WOC)}$ = presión del agua en el contacto agua – petróleo.

$P_{O(WOC)}$ = presión del petróleo en el contacto agua – petróleo

$P_{CWO(WOC)}$ = presión capilar agua – petróleo en el contacto agua – petróleo

La ecuación (1.52) está referenciada a la presión del agua a la profundidad del datum. Sin embargo, la ecuación puede ser redefinida a través de la presión del agua en el contacto agua – petróleo. Considerando esto, se tiene:

$$P_w = P_{W(WOC)} - \gamma_w * (Z' - Z'_{WOC}) \quad (1.54)$$

siendo:

P_w = presión del agua a la altura Z'

$P_{W(WOC)}$ = presión del agua en el contacto agua – petróleo

γ_w = gradiente hidrostático del agua

Z' = altura medida por encima del datum

Z'_{WOC} = altura del contacto agua – petróleo medida por encima del datum.

La densidad del agua a una presión P viene dada por la ecuación (1.18)

$$\rho_w = \frac{\rho_{WSC}}{\beta_w}$$

El gradiente hidrostático de una fase se relaciona con su densidad en unidades de campo, por la ecuación (1.43):

$$\gamma_f = \frac{\rho_f}{144}$$

Expresando la ecuación (1.43) en función del agua y relacionándola con la ecuación (1.18):

$$\gamma_w = \frac{\gamma_{WSC}}{\beta_w} \quad (1.55)$$

donde:

γ_w = gradiente hidrostático del agua a la presión P

γ_{WSC} = gradiente hidrostático del agua a condiciones normales

β_w = factor volumétrico de formación del agua a la presión P

El factor volumétrico de formación del agua depende de la presión. Por lo tanto, el gradiente hidrostático del agua es dependiente de la presión. Si la dependencia es lineal, se puede expresar el factor volumétrico de formación del agua (β_w) en función de la presión como sigue:

$$\beta_w = e * P_w + f \quad (1.56)$$

siendo:

P_w = presión del agua

e = pendiente obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva β_w vs P_w

f = ordenada en el origen obtenida del ajuste por mínimos cuadrados de la curva β_w vs. P_w

Sustituyendo la ecuación (1.56) en la ecuación (1.55) y expresando el gradiente hidrostático del agua en función de la presión de agua se tiene:

$$\gamma_w(P_w) = \frac{\gamma_{WSC}}{e * P_w + f} \quad (1.57)$$

Sustituyendo la ecuación (1.57) en la ecuación (1.54) se obtiene la ecuación:

$$P_w = P_{w(woc)} - \frac{\gamma_{wsc}}{e * P_w + f} (Z' - Z'_{woc}) \quad (1.58)$$

Reacomodando la ecuación (1.58) tenemos:

$$eP_w^2 + (f - eP_{w(woc)}) * P_w + \gamma_{wsc}(Z' - Z'_{woc}) - f * P_{w(woc)} = 0 \quad (1.59)$$

La ecuación (1.59) será para efectos de este estudio, la ecuación general de la presión del agua en función de Z' .

Para cualquier valor de Z' , la ecuación (1.59) es un polinomio de segundo grado de de la forma

$$A * P_w^2 + BP_w + C = 0 \quad (1.60)$$

donde:

$$A = e$$

$$B = f - e * P_{w(woc)}$$

$$C = \gamma_{wsc}(Z' - Z'_{woc}) - f * P_{w(woc)}$$

Las raíces de la ecuación (1.59) vienen dadas por la ecuación (1.61)

$$P_w = \frac{-B \pm \sqrt{B^2 - 4AC}}{2A} \quad (1.61)$$

De la misma manera que sucede con la ecuación (1.51), la resolución de la ecuación (1.61) genera dos soluciones para P_w . El nuevo módulo de inicialización

emplea una rutina que se encarga de la correcta selección del valor que debe ser asignado a Pw.

c) Cálculo de la presión del gas en función de la altura Z'

Expresión del factor volumétrico de formación del gas (B_G) en función de la presión del gas.

La compresibilidad isotérmica del gas es definida (McCain William, 1990) como el cambio fraccional del volumen como consecuencia del cambio de presión a temperatura constante. Matemáticamente se define como:

$$c_g = \frac{-1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial p} \right)_T \quad (1.62)$$

La ecuación de estado para los gases reales se describe a continuación:

$$V = nRT \frac{z}{p} \quad (1.63)$$

siendo:

V = volumen del gas

n = número de moles

R = constante de los gases reales

T = temperatura

z = factor de compresibilidad del gas

p = presión del gas

Derivando parcialmente la ecuación (1.63) con respecto a la presión, asumiendo la temperatura como constante, se tiene:

$$\left(\frac{\partial V}{\partial p}\right)_T = nRT \frac{p \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z}{p^2} \quad (1.64)$$

Sustituyendo las ecuaciones (1.63) y (1.64) en la ecuación (1.62)

$$c_g = \left[\frac{-p}{znRT} \right] \left\{ \frac{nRT}{p^2} \left[p \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T - z \right] \right\} \quad (1.65)$$

Simplificando se obtiene:

$$c_g = \frac{1}{p} - \frac{1}{z} \left(\frac{\partial z}{\partial p}\right)_T \quad (1.66)$$

La ecuación (1.66) es la expresión matemática del coeficiente de compresibilidad isotérmica de los gases reales.

Tenemos que el factor volumétrico de formación del gas (β_G) se puede expresar como:

$$\beta_G = \frac{V_R}{V_{SC}} \quad (1.67)$$

donde:

β_G = factor volumétrico de formación del gas

V_R = volumen ocupado por el gas a la temperatura y presión del yacimiento

V_{SC} = volumen ocupado por el gas a condiciones estándar (normales)

De la ecuación (1.67) se tiene que:

$$V_R = V_{SC} * \beta_G \quad (1.68)$$

Sustituyendo (1.68) en la ecuación (1.62) se tiene:

$$c_g = \frac{-1}{V_{SC} * \beta_G} \left[\frac{d(V_{SC} * \beta_G)}{dp} \right] \quad (1.69)$$

Simplificando la ecuación (1.69), se obtiene la ecuación (1.70)

$$c_g = \frac{-1}{\beta_G} \frac{d\beta_G}{dp} \quad (1.70)$$

Igualando las ecuaciones (1.66) y (1.70) y asumiendo que $(\partial z / \partial p)$ es aproximadamente cero (aproximación razonable asumida usualmente en la simulación de yacimientos), se tiene:

$$\frac{1}{p} = \frac{-1}{\beta_G} \frac{d\beta_G}{dp} \quad (1.71)$$

Reagrupando la ecuación (1.71):

$$\int \frac{dp}{p} = - \int \frac{d\beta_G}{\beta_G} \quad (1.72)$$

Resolviendo la ecuación (1.72) se tiene que:

$$\ln p = - \ln \beta_G + \ln A \quad (1.73)$$

Aplicando propiedades logarítmicas se tiene:

$$p = A * \beta_G^{-1} \quad (1.74)$$

$$\beta_G = \frac{A}{P_G} \quad (1.75)$$

donde:

P_G = presión del gas

A = constante que depende del factor volumétrico de formación del gas y de la presión del gas

β_G = factor volumétrico de formación del gas

Partiendo de que los datos de β_G suelen darse en forma tabulada con la presión, la constante A se calcula de la siguiente manera:

Para un conjunto de datos de β_G y P_G se realiza la siguiente sumatoria:

$$S = \sum_{i=1}^N \beta_{Gi} * P_{Gi} \quad (1.76)$$

donde:

N = número de pares de datos P_G y β_G

$\beta_{Gi} * P_{Gi}$ = producto del par de datos i -ésimo

S = sumatoria de los productos de los n -ésimos pares de datos

Luego A viene dado por:

$$A = \frac{S}{N} \quad (1.77)$$

Ecuación general de la presión del gas en función de la altura Z'

Expresando la ecuación (1.40) en función de la fase gas se tiene:

$$P_G = P_{GDATUM} - \gamma_G * Z' \quad (1.78)$$

donde:

P_G = presión del gas a la altura Z'

P_{GDATUM} = presión del gas a la profundidad del datum

γ_G = gradiente hidrostático del gas

Z' = altura medida por encima del datum

La presión del gas en el contacto gas – petróleo se expresa matemáticamente como:

$$P_{G(GOC)} = P_{O(GOC)} + P_{CGO(GOC)} \quad (1.79)$$

siendo:

$P_{G(GOC)}$ = presión del gas en el contacto gas – petróleo

$P_{O(GOC)}$ = presión del petróleo en el contacto gas – petróleo

$P_{CGO(GOC)}$ = presión capilar gas – petróleo en el contacto gas – petróleo

La ecuación (1.78) tiene como referencia la presión del gas a la profundidad del datum. Sin embargo, esta expresión puede ser redefinida por medio de la presión del gas en el contacto gas – petróleo de la siguiente manera:

$$P_G = P_{G(GOC)} - \gamma_G * (Z' - Z'_{GOC}) \quad (1.80)$$

donde:

P_G = presión del gas a la altura Z'

$P_{G(GOC)}$ = presión del gas en el contacto gas – petróleo

γ_G = gradiente hidrostático del gas

Z' = altura medida por encima del datum

Z'_{GOC} = altura del contacto gas – petróleo medida por encima del datum

La densidad del gas a una presión P viene dada por la ecuación (1.16)

$$\rho_G = \frac{\rho_{GSC}}{\beta_G}$$

El gradiente hidrostático de una fase se relaciona con su densidad en unidades de campo, por la ecuación (1.43):

$$\gamma_f = \frac{\rho_f}{144}$$

Expresando la ecuación (1.43) en función del gas e insertándola en la ecuación (1.16):

$$\gamma_G = \frac{\gamma_{GSC}}{\beta_G} \quad (1.81)$$

donde:

γ_G = gradiente hidrostático del gas a la presión P

γ_{GSC} = gradiente hidrostático del gas a condiciones normales

β_G = factor volumétrico de formación del gas a la presión P

El factor volumétrico de formación del gas depende de la presión. Puede expresarse según la ecuación (1.75) como sigue:

$$\beta_G = \frac{A}{P_G}$$

Relacionando las ecuaciones (1.75) y (1.81) por medio del β_G y expresando el gradiente hidrostático del gas en función de la presión del gas, se tiene:

$$\gamma_G(P_G) = \frac{\gamma_{GSC} * P_G}{A} \quad (1.82)$$

Insertando la ecuación (1.82) en la ecuación (1.80) tenemos:

$$P_G = P_{G(GOC)} - \frac{\gamma_{GSC} * P_G}{A} (Z' - Z'_{GOC}) \quad (1.83)$$

Reagrupando los términos de la ecuación (1.83) se tiene:

$$P_G = \frac{A * P_{G(GOC)}}{A + \gamma_{GSC} * (Z' - Z'_{GOC})} \quad (1.84)$$

La ecuación (1.84) será para efectos de este estudio, la expresión general de la presión del gas en función de la altura Z' .

CAPÍTULO II

METODOLOGÍA

1. SELECCIÓN DE ALGORITMOS PARA LA NUEVA INICIALIZACIÓN

El simulador numérico SYEP es un simulador de yacimientos desarrollado en lenguaje FORTRAN, cuya interfase con el usuario está programada en lenguaje BASIC. La base matemática del simulador SYEP es producto de la depuración del código original del simulador BOAST98, el cual es de dominio público.

El simulador de yacimientos BOAST98 está totalmente desarrollado en lenguaje FORTRAN 77 y presenta muchas limitaciones, sobre todo en los aspectos que se refieren a la introducción de información necesaria en la simulación y en la presentación de los resultados de la misma.

El código del simulador numérico SYEP está contenido en 39 subrutinas. Dichas subrutinas están ubicadas en 3 archivos de extensión “.FOR” (SIMULADOR.FOR, SYEPA.FOR y SYEPB.FOR). La subrutina **UNITL** está encargada del establecimiento de las presiones y las saturaciones iniciales del modelo. Dicha subrutina está ubicada en el archivo SYEPB.FOR.

El algoritmo empleado originalmente por el simulador SYEP en la inicialización de la presión es sumamente simplificado y está basado en las ubicaciones de los contactos agua – petróleo y gas – petróleo. Asume que no existen variaciones en la densidad de los fluidos con respecto a la profundidad. Tampoco considera la influencia de las fuerzas capilares en la diferenciación de las presiones y saturaciones en las distintas fases.

En cuanto al cálculo de las saturaciones iniciales de los fluidos, las rutinas empleadas originalmente por el simulador no consideran el efecto de las presiones capilares en la distribución inicial de los fluidos, lo cual no permite el establecimiento y definición de las zonas de transición.

Con el fin de generar la base matemática de un algoritmo de inicialización para el simulador de yacimientos SYEP, que considere en su formulación las presiones capilares y los gradientes de las densidades de los fluidos con respecto a la presión, se realizó una revisión de algunas de las rutinas de inicialización que han sido desarrolladas en paquetes comerciales de simulación de yacimientos (ECLIPSE, Stars, VIP-EXECUTIVE) y de aquellas que han sido propuestas por ciertos autores en diversos trabajos (Khalid Aziz y Lou Durlofsky. "Notes on Reservoir Simulation". Stanford University. 2002). Luego de esta revisión, se tomaron los procedimientos de inicialización utilizados por los simuladores de yacimientos VIP-EXECUTIVE y ECLIPSE, así como los métodos de inicialización propuestos por Aziz y Durlofsky, como base para crear el nuevo algoritmo de inicialización del simulador de yacimientos SYEP. Más adelante se describirán estos métodos ampliamente.

Una vez generado y programado el algoritmo, se realizó la depuración en el código original de la subrutina UINITL, eliminando procedimientos y variables, con la finalidad de implantar el módulo que contiene la nueva inicialización. También se modificó la interfase de los datos de entrada y su código (Editor de Datos SYEP), con el objeto de adaptarla a la nueva programación.

2. DESCRIPCIÓN DE LAS SUBRUTINAS INSERTADAS EN EL SIMULADOR NUMÉRICO SYEP

El código del nuevo módulo de inicialización está contenido en 15 subrutinas, las cuales se insertaron en el archivo SYEPB.FOR. Estas subrutinas son empleadas por la subrutina UINITL, que contiene el cuerpo del esquema de la inicialización. A continuación se hace una breve descripción de cada una de esas subrutinas.

AGENERA: Subrutina para el cálculo del valor de la constante A, siendo $\beta_g = A/P_g$.

ALTURA: Subrutina para generar un vector de alturas medidas a partir de un plano referencial (datum), el cual es usado en la construcción de las tablas de P_o , P_w y P_g vs. profundidad. Las alturas medidas por debajo del datum son negativas y positivas por encima del datum.

CREAPCGO: Subrutina para la creación de arreglos unidimensionales de la presión capilar gas - petróleo en función de la saturación de gas.

CREAPCWO: Subrutina para la creación de arreglos unidimensionales de la presión capilar agua - petróleo en función de la saturación de agua.

GENPG: Subrutina para generar los valores de la presión del gas en función de la altura medida a partir de un plano referencial (datum). Es usada para todas las regiones PVT y de roca.

GENPO: Subrutina para generar los valores de la presión del petróleo en función de la altura medida a partir de un plano referencial (datum). Es usada para todas las regiones PVT y de roca.

GENPW: Subrutina para generar los valores de la presión del agua en función de la altura medida a partir de un plano referencial (datum). Es usada para todas las regiones PVT y de roca.

GIVE: Subrutina para el cálculo de interpolaciones lineales cuando se usan vectores. Es empleada para determinar las presiones de las fases en los centros de las celdas del modelo.

INTERSAT: Subrutina usada para el ajuste de un conjunto de datos, agrupados en arreglos matriciales, a la ecuación $y = mx+b$, usando mínimos cuadrados. Es usada para determinar el ajuste lineal de ciertas propiedades PVT (β_o y R_s) en condiciones de petróleo subsaturado. también se emplea en el ajuste lineal del PVT del agua (β_w).

MAXARREGLO3: Subrutina para el hallazgo del valor máximo de un arreglo tridimensional. Es usada para hallar el valor del máximo espesor bruto de las celdas del modelo.

MINARREGLO2: Subrutina para el hallazgo del mínimo valor de una matriz. Es usada para hallar el valor de la menor profundidad del tope de las celdas.

ZGAS: Subrutina para el cálculo del área bajo una curva según el método de los trapecios. Es usada para generar los valores de la saturación de gas (S_g) en función de la altura medida a partir de un plano referencial (datum).

ZGAS1: Subrutina para el cálculo del área bajo una curva según el método de los trapecios. Es usada para generar los valores de la saturación de gas (S_g) en función de la profundidad, cuando la zona de transición agua-petróleo se prolonga por encima de la zona de transición gas-petróleo (zonas de transición solapadas).

ZWATER: Subrutina para el cálculo del área bajo una curva según el método de los trapecios. Es usada para generar los valores de la saturación de agua (S_w) en función de la altura medida a partir de un plano referencial (datum).

ZWATER1: Subrutina para el cálculo del área bajo una curva según el método de los trapecios. Es usada para generar los valores de la saturación de agua (S_w) en función de la profundidad, cuando la zona de transición agua-petróleo se prolonga por encima de la zona de transición gas-petróleo (zonas de transición solapadas).

3. DESCRIPCIÓN DE LOS ELEMENTOS MODIFICADOS EN EL EDITOR DE DATOS SYEP

El Editor de Datos SYEP es un programa desarrollado en ambiente VISUAL BASIC, el cual permite la introducción en pantalla de los datos y variables necesarias para realizar la simulación. Este editor genera una base de datos que es almacenada como un archivo plano de llenado y lectura secuencial. Dicho archivo plano contiene toda la información requerida por el simulador para efectuar la simulación.

Dicho editor está conformado por 31 archivos de extensión “.FRM” y 7 archivos de extensión “.BAS”. Algunos de estos archivos y sus respectivos códigos debieron ser modificados, con el objeto de adaptar la estructura de datos a la formulación implantada.

a) Archivos modificados tipo formulario (.FRM):

INICIALIZACIÓN.FRМ: Archivo que contiene el formulario con la información de los datos para la inicialización del modelo.

MOD_INIC.FRМ: Archivo que contiene el formulario para la modificación de la información de los datos para la inicialización del modelo.

AGREGAR_REG_ROCA2.FRМ: Archivo que contiene el formulario para modificar los datos de una región de roca.

b) Archivos modificados tipo módulo (.BAS)

CARGA.BAS: Archivo que contiene las rutinas de cambios de variable de la información manipulada en el editor de datos.

CREAR_CASO.BAS: Archivo que contiene la rutina para crear un caso nuevo.

ESCRITURA.BAS: Archivo que contiene las rutinas para la escritura del archivo de datos.

LECTURA_DATOS.BAS: Archivo que contiene las rutinas para la lectura del archivo de datos.

c) Datos de entrada sustituidos, insertados y suprimidos del Editor de Datos SYEP

Datos sustituidos: los datos modificados en la interfase de la inicialización son los siguientes:

La *presión en el contacto agua – petróleo (PWOC)* fue sustituida por la *presión capilar en el contacto agua – petróleo (PCWOC)*.

La *presión en el contacto gas – petróleo (PGOC)* fue sustituida por la *presión capilar en el contacto agua – petróleo (PCGOC)*.

Datos insertados: los datos insertados en la interfase de la inicialización son los siguientes:

Datum (DATUM): es la profundidad a la cual está ubicado un plano horizontal de referencia, el cual es usado en el cálculo de presiones. Debe estar ubicado entre el contacto agua – petróleo y el contacto gas – petróleo. Cabe acotar que a cada región de roca se le asigna un Datum.

Presión al Datum (PRESDAT): es el valor de presión de la fase petróleo a dicho nivel de referencia. Cabe destacar que a cada región de roca se le asigna una Presión al Datum.

Datos suprimidos: los datos de la interfase de la inicialización que han sido suprimidos son los siguientes:

Gradiente del fluido (GRAD): valor del gradiente usado para la corrección de las presiones al nivel de referencia.

Profundidad del Datum (PDATUM): nivel de referencia a la cual es dada la presión. Cabe señalar que el valor de la Profundidad del Datum es único e igual para todas las regiones de roca. No debe confundirse con “Datum”

4. OPCIONES DE INICIALIZACIÓN MODIFICADAS E IMPLANTADAS

4.1 OPCIONES DE INICIALIZACIÓN ORIGINALES DEL SIMULADOR SYEP

El simulador SYEP permitía al usuario ejecutar tres opciones distintas de inicialización de presiones e igual número de opciones diferentes de inicialización de saturaciones.

Las opciones de inicialización anteriormente empleadas por el simulador SYEP para la inicialización de presiones son las siguientes:

- **Por condiciones de equilibrio:** con esta opción la presión fluido a fluido en los contactos agua – petróleo y gas – petróleo es usada para el cálculo de presiones, basado en la condición de equilibrio hidrostático. El simulador SYEP asume como la presión de la celda la presión de la fase existente en el punto medio de cada celda del modelo. La presión en el contacto agua – petróleo era denotada como PWOC y la presión en el contacto gas – petróleo como PGOC. La profundidad del contacto agua – petróleo es denotada como WOC y la profundidad del contacto gas – petróleo es denotada como GOC. Además se asume que no existen cambios en la densidad de los fluidos con la presión.

La profundidad del punto medio de la celda es definida como EL_{ijk} . Partiendo de todas las consideraciones anteriormente descritas, el algoritmo mediante el cual se ejecutaba el cálculo de la presión en el punto medio de la celda funcionaba así:

1. Si $EL_{ijk} < GOC$, entonces $\rho_g = \rho_{gsc} / B_g$ y $P_{ijk} = PGOC + \rho_g (EL_{ijk} - GOC) / 144$

siendo $B_g = B_g(PGOC)$

2. Si $EL_{ijk} > WOC$, entonces $\rho_w = \rho_{wsc} / B_w$ y $P_{ijk} = PWOC + \rho_w (EL_{ijk} - WOC) / 144$

siendo $B_w = B_w(PWOC)$

3. Si $GOC \leq EL_{ijk} \leq WOC$, entonces $\rho_o = \frac{1}{B_o} (\rho_{osc} + R_{so} \rho_{gsc})$ y

$$P_{ijk} = PWOC + \rho_o (EL_{ijk} - WOC) / 144 \text{ siendo } B_o = B_o(PWOC) \text{ y } R_{so} = R_{so}(PWOC)$$

- **Por celdas:** con esta opción las presiones de cada fase presente en el modelo a simular son especificadas para cada una de las celdas del mismo.

- **Por capas:** con esta opción las presiones de cada fase presente en el modelo a simular son especificadas para cada una de las capas del mismo. Utilizable en yacimientos sin buzamiento.

Las opciones de inicialización anteriormente empleadas por el simulador SYEP para la inicialización de saturaciones son las siguientes:

- **Por región de roca:** las saturaciones iniciales de cada una de las fases (S_{oi} , S_{wi} y S_{gi}) son ingresadas para cada región de roca.

- **Por celdas:** las saturaciones iniciales de petróleo y agua son especificadas para cada una de las celdas del modelo. La saturación inicial de gas para cada celda del modelo es calculada según la siguiente ecuación:

$$S_{gi} = 1 - (S_{wi} + S_{oi}) \quad (2.1)$$

- **Por capas:** las saturaciones iniciales de cada fluido (S_{oi} , S_{wi} y S_{gi}) son especificadas para cada capa del modelo a simular.

El simulador SYEP no realizaba ningún tipo de operación que permitiese el establecimiento de zonas de transición.

4.2 OPCIÓN MODIFICADA PARA LA INICIALIZACIÓN DE PRESIONES

La única opción para el establecimiento de las presiones iniciales que sufrió modificaciones es la inicialización de presiones por “condiciones de equilibrio”. Cabe señalar que el resto de las opciones disponibles para la asignación de las presiones iniciales (por celdas y por capas) no fueron suprimidas, debido a que se consideró el hecho de que pudiesen ser empleadas en experimentos de laboratorio, modelos de simulación cuyas presiones hayan sido determinadas usando cierta metodología, etc.

Para cada región de roca y para cada región PVT, el cálculo de las presiones iniciales se efectúa en dos etapas. Siendo NROCK el número de regiones de roca del modelo y NPVT el número de regiones PVT del modelo, ambas etapas se ejecutan NROCK * NPVT veces.

La primera etapa consiste en la generación de tablas de presión para cada una de las fases en función de la altura Z' (ver figura 1.8). Recuérdese que Z' se define, según la ecuación (1.39) como:

$$Z' = Z_{DATUM} - Z$$

siendo:

Z' = altura medida por encima del datum

Z_{DATUM} = profundidad del datum

Z = profundidad del punto a la cual se quiere conocer la coordenada Z'

La segunda etapa consiste en interpolar esas tablas de presión con el fin de obtener las presiones de los fluidos en cada uno de los centros de las celdas que componen el modelo.

La **primera etapa** se efectúa de la siguiente manera:

1) Se genera un arreglo unidimensional de alturas llamado $Z1$, cuyos elementos (Z_i') son valores de alturas medidas por encima del datum.

2) Se efectúa el ajuste lineal de los parámetros PVT del petróleo (B_o y R_s) obteniéndose expresiones matemáticas similares a las de las ecuaciones (1.45) y (1.46), siendo éstas:

$$\beta_o = m * P_o + b$$

$$R_s = n * P_o + c$$

Este ajuste se efectúa tanto para condiciones de petróleo saturado como para condiciones de petróleo subsaturado.

Se efectúa el ajuste lineal del factor volumétrico de formación del agua (B_w) obteniéndose una expresión matemática similar a la ecuación (1.56):

$$\beta_w = e * P_w + f$$

El factor volumétrico de formación del gas (B_G) es ajustado a una función inversa, tal como lo expresa la ecuación (1.75):

$$\beta_G = \frac{A}{P_G}$$

3) Empleando cada uno de los elementos del vector Z1 se construye un arreglo unidimensional de presiones de petróleo llamado RON, cuya dimensión es igual a la del vector Z1. Cada elemento del arreglo Z1 (Z_i') está asociado a un elemento del vector RON (Poi). Para ello se procede de la siguiente manera:

- Para cada elemento del vector Z1 es calculado un valor de presión de petróleo preliminar $POC(Z_i')$ usando la siguiente ecuación

$$POC(Z_i') = P_{ODATUM} - \gamma_{OSC} * Z_i' \quad (2.2)$$

siendo:

P_{ODATUM} = presión del petróleo a la profundidad del datum

γ_{OSC} = gradiente hidrostático del petróleo a condiciones estándar

Z' = altura medida por encima del datum

- Cada valor de la presión preliminar $POC(Z_i')$ es comparado con la presión de burbujeo P_b , con el fin de determinar para cuáles elementos del vector Z1 debe emplearse el ajuste del PVT de petróleo subsaturado y para cuáles debe usarse el ajuste de PVT del petróleo saturado. Dicha comparación se realiza de la siguiente forma:

Si $POC(Z_i') > P_b$, entonces se emplea el ajuste del PVT de petróleo subsaturado en el cálculo del elemento del vector RON asociado a Z_i' .

Si $POC(Z_i') \leq P_b$, entonces se emplea el ajuste del PVT de petróleo saturado en el cálculo del elemento del vector RON asociado a Z_i' .

El valor de cada uno de los elementos del arreglo RON se determina resolviendo la ecuación (1.49):

$$mP_o^2 + (b - mP_{DATUM} + n\gamma_{GSC} * Z')P_o - bP_{DATUM} + (\gamma_{OSC} + c\gamma_{GSC})Z' = 0$$

Los elementos Poi del vector RON se denotan en la ecuación (1.49) como Po. Obsérvese que para cada uno de los elementos del vector Z1, que en la ecuación (1.49) se denotan como Z', se genera un valor de presión de petróleo Po.

Los vectores Z1 y RON conforman la tabla de presión de la fase petróleo vs. Z'.

4) Se calcula la presión del petróleo en los contactos agua – petróleo y gas petróleo. Haciendo uso de las ecuaciones (1.52) y (1.79) se calcula la presión del agua en el contacto agua – petróleo y la presión del gas en el contacto gas – petróleo. Dichas ecuaciones como se recordará, se expresan de la siguiente manera:

$$P_{W(WOC)} = P_{O(WOC)} - P_{CWO(WOC)}$$

$$P_{G(GOC)} = P_{O(GOC)} + P_{CGO(GOC)}$$

5) Haciendo uso de $P_{W(WOC)}$ y el ajuste del factor volumétrico de formación del agua a una función lineal, se construye el arreglo unidimensional de presiones de agua llamado RWN, cuya dimensión es igual a la del vector Z1. Cada elemento del arreglo Z1 (Z_i') está asociado a un elemento del vector RWN (P_{wi}).

El valor de cada uno de los elementos del arreglo RWN se determina resolviendo la ecuación (1.59):

$$eP_w^2 + (f - eP_{W(WOC)}) * P_w + \gamma_{WSC}(Z' - Z'_{WOC}) - f * P_{W(WOC)} = 0$$

Los elementos P_{wi} del vector RWN se denotan en la ecuación (1.59) como Pw. Obsérvese que para cada uno de los elementos del vector Z1, que en la ecuación (1.59) se denotan como Z', se genera un valor de presión de agua Pw.

Los vectores Z1 y RWN conforman la tabla de presión de la fase agua vs. Z'

6) Usando $P_{G(GOC)}$ y el ajuste del factor volumétrico de formación del gas a una función inversa, se genera el arreglo unidimensional de presiones de gas llamado RGN, cuya dimensión es igual a la del vector Z1. Cada elemento del arreglo Z1 (Z_i') está asociado a un elemento del vector RGN (P_{gi}).

El valor de cada uno de los elementos del arreglo RGN se determina resolviendo la ecuación (1.84):

$$P_G = \frac{A * P_{G(GOC)}}{A + \gamma_{GSC} * (Z' - Z'_{GOC})}$$

Los elementos P_{gi} del vector RGN se denotan en la ecuación (1.84) como P_g . Obsérvese que para cada uno de los elementos del vector Z1, que en la ecuación (1.84) se denotan como Z' , se genera un valor de presión de gas P_g .

Los vectores Z1 y RGN conforman la tabla de presión de la fase gas vs. Z'.

La **segunda etapa** se realiza de la siguiente manera:

- Se calcula la altura Z' correspondiente al centro geométrico de la celda ijk , haciendo uso de la ecuación (1.39).
- Con este valor se interpolan en las tablas de presión de los fluidos vs. Z' las presiones de petróleo, agua y gas para la celda ijk .

En la figura 2.1 se puede apreciar el procedimiento descrito anteriormente.

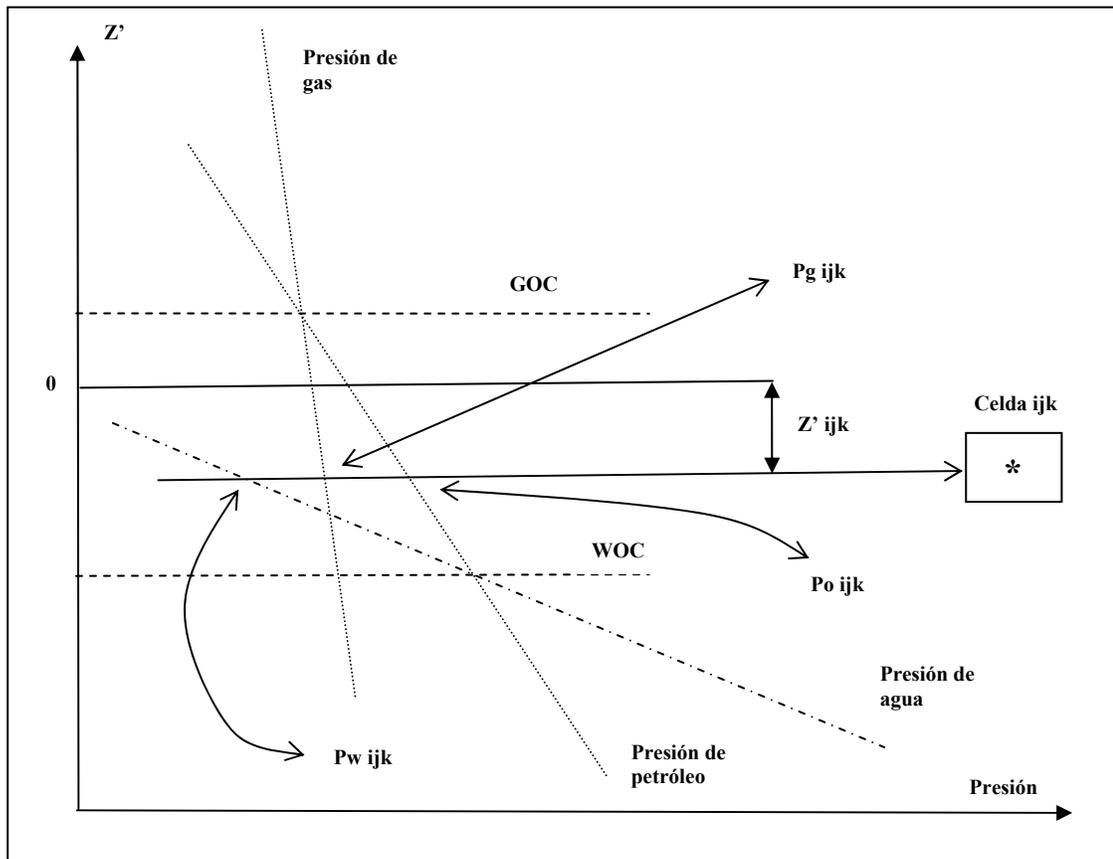


Figura 2.1 Interpretación gráfica de la opción “por condiciones de equilibrio”

4.3 OPCIONES IMPLANTADAS PARA LA INICIALIZACIÓN DE SATURACIONES

Se codificaron e insertaron dos nuevas opciones para el establecimiento de las saturaciones iniciales. Dichas opciones reciben los nombres de GBC (Gridblock Center) e INSAT (Integrated Saturation). La opción GBC se fundamenta en los algoritmos de inicialización de saturaciones empleados por los simuladores comerciales ECLIPSE y VIP-EXECUTIVE. La opción INSAT tiene su base matemática en un algoritmo de inicialización de saturaciones propuesto en el trabajo de Khalid Aziz y Lou Durlofsky “Notes on Reservoir Simulation” (Stanford University, 2002). Dicho algoritmo también es empleado por el simulador VIP-EXECUTIVE y es incluido dentro de sus opciones de inicialización de saturaciones.

Tanto la opción GBC como la opción INSAT sólo pueden y deben ser ejecutadas cuando se ha seleccionado la opción de inicialización de presiones “por condiciones de equilibrio”. Esta restricción fue insertada con el propósito de impedir la vulneración de las condiciones de equilibrio hidrostático, así como también para evitar efectos negativos en la distribución inicial de los fluidos, lo cual no permitiría la correcta definición de las zonas de transición. Ambas opciones han sido codificadas de tal manera que puedan manejar modelos de simulación cuyas zonas de transición estén solapadas. Es útil mencionar que al momento de ejecutar cualquiera de las opciones de cálculo de saturaciones implantadas, el simulador previamente ha determinado las presiones iniciales de las fases para cada celda del modelo. Posteriormente, dichas presiones son modificadas según las restricciones impuestas por las curvas de presión capilar.

Es preciso señalar que el resto de las opciones disponibles para la asignación de las saturaciones iniciales (por región de roca, por celdas y por capas) no fueron suprimidas ni modificadas, debido a que se consideró el hecho de que pudiesen ser empleadas en experimentos de laboratorio, modelos de simulación cuyas saturaciones hayan sido determinadas usando cierta metodología, etc.

a) Opción GBC

La opción GBC (Gridblock center) se ejecuta NROCK veces (siendo NROCK el número de regiones de roca) de la siguiente manera:

1) Para cada celda del modelo se calcula la presión capilar agua - petróleo según la siguiente ecuación:

$$P_{cwo}(S_w) = P_o - P_w \quad (2.3)$$

donde:

$P_{cwo}(S_w)$ = presión capilar agua – petróleo en función de la saturación del agua para la celda ijk

P_o = presión de la fase petróleo en la celda ijk

P_w = presión de la fase agua en la celda ijk

2) Empleando la tabla de presión capilar agua – petróleo vs. saturación de agua, se interpola la saturación de agua para cada celda, usando el valor de $P_{cwo}(S_w)$. Las siguientes restricciones aplican en el cálculo de la saturación de agua:

- Si $P_{cwo}(S_w)$ excede el valor máximo de la tabla de presión capilar agua – petróleo, el valor de la saturación de agua es igual a la saturación de agua connata (S_{wc}).

- Si $P_{cwo}(S_w)$ es menor al valor mínimo de la tabla de presión capilar agua – petróleo, el valor de la saturación de agua es igual a la saturación de agua máxima.

3) La saturación de gas es calculada de manera similar. Para cada celda del modelo se calcula la presión capilar gas - petróleo según la siguiente ecuación:

$$P_{cgo}(S_g) = P_g - P_o \quad (2.4)$$

donde:

$P_{cgo}(S_g)$ = presión capilar gas – petróleo en función de la saturación del gas para la celda ijk

P_g = presión de la fase gas en la celda ijk

P_o = presión de la fase petróleo en la celda ijk

4) Usando la tabla de presión capilar gas – petróleo vs. saturación de gas, se interpola la saturación de gas para cada celda, empleando para ello el valor de $P_{cgo}(S_g)$. Las siguientes restricciones aplican en el cálculo de la saturación de gas:

- Si $P_{cgo}(S_g)$ excede el valor máximo de la tabla de presión capilar gas – petróleo, el valor de la saturación de gas es igual a $1-S_{wc}$.

- Si $P_{cgo}(S_g)$ es menor al valor mínimo de la tabla de presión capilar gas – petróleo, el valor de la saturación de gas es igual a cero.

La saturación de petróleo para cada celda se calcula empleando la ecuación (2.5):

$$S_{o_{ijk}} = 1 - (S_{w_{ijk}} + S_{g_{ijk}}) \quad (2.5)$$

siendo:

$S_{o_{ijk}}$ = saturación inicial de petróleo en la celda ijk

$S_{w_{ijk}}$ = saturación inicial de agua en la celda ijk

$S_{g_{ijk}}$ = saturación inicial de gas en la celda ijk

En la figura 2.2 se puede visualizar el procedimiento descrito para el cálculo de saturaciones iniciales, empleando la opción GBC.

El procedimiento anterior (comprendido entre los pasos 1 al 4) es útil sólo en la inicialización de modelos en los cuales existen zonas de transición parcialmente solapadas (la altura de la zona de transición agua – petróleo sólo supera la altura del contacto gas – petróleo, ver figura 2.3) y en aquellos que no presentan tal condición.

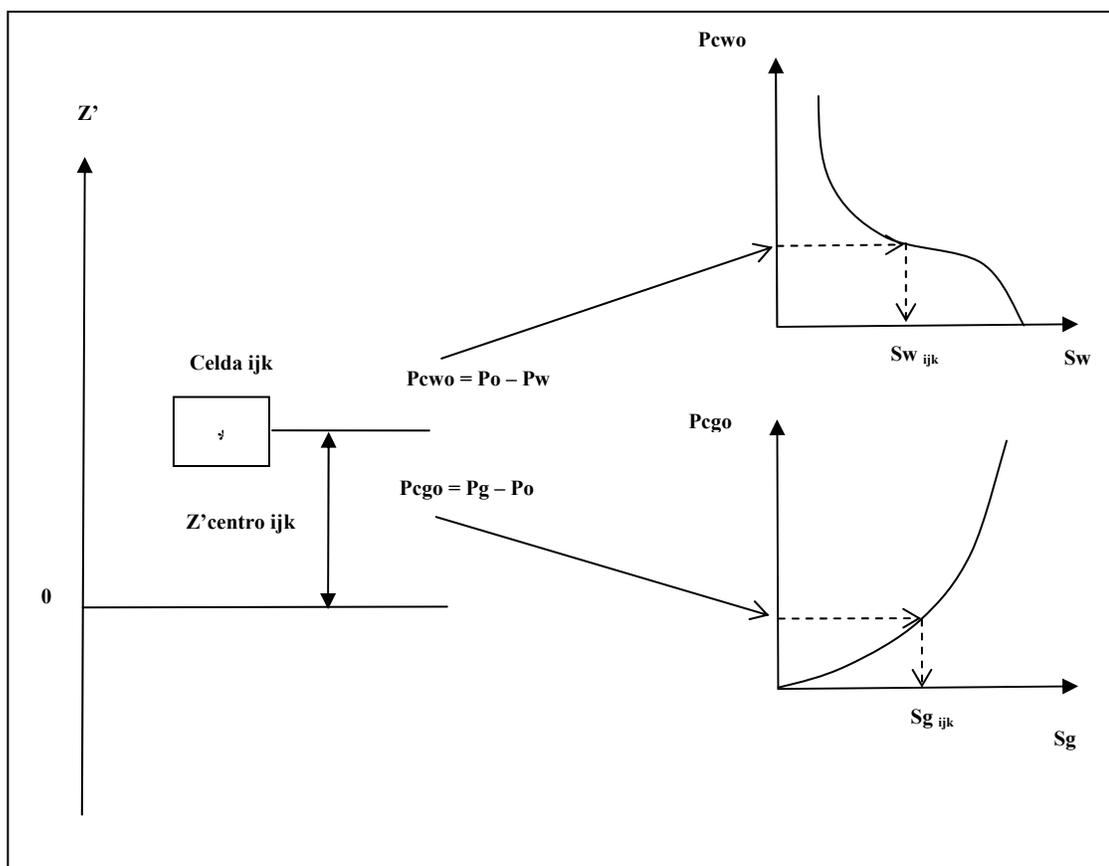


Figura 2.2 Interpretación gráfica de la opción GBC

5) Cuando se están inicializando modelos en los cuales la altura de la zona de transición agua – petróleo supera la altura de la zona de transición gas – petróleo, (zonas de transición totalmente solapadas, ver figura 2.3), se debe aplicar un tratamiento distinto al procedimiento anterior, debido a que su aplicación puede arrojar valores de saturación de petróleo negativas. Por ejemplo cuando la zona de transición agua – petróleo se extiende por encima de la zona de transición gas – petróleo, la saturación de agua cumple con la relación $S_w > S_{wc}$ y la saturación de gas es igual a $S_g = 1 - S_{wc}$, dando como resultado que $S_w + S_g > 1$. En aquellas celdas donde esto ocurra, las saturaciones de agua y gas son recalculadas usando la presión capilar gas – agua.

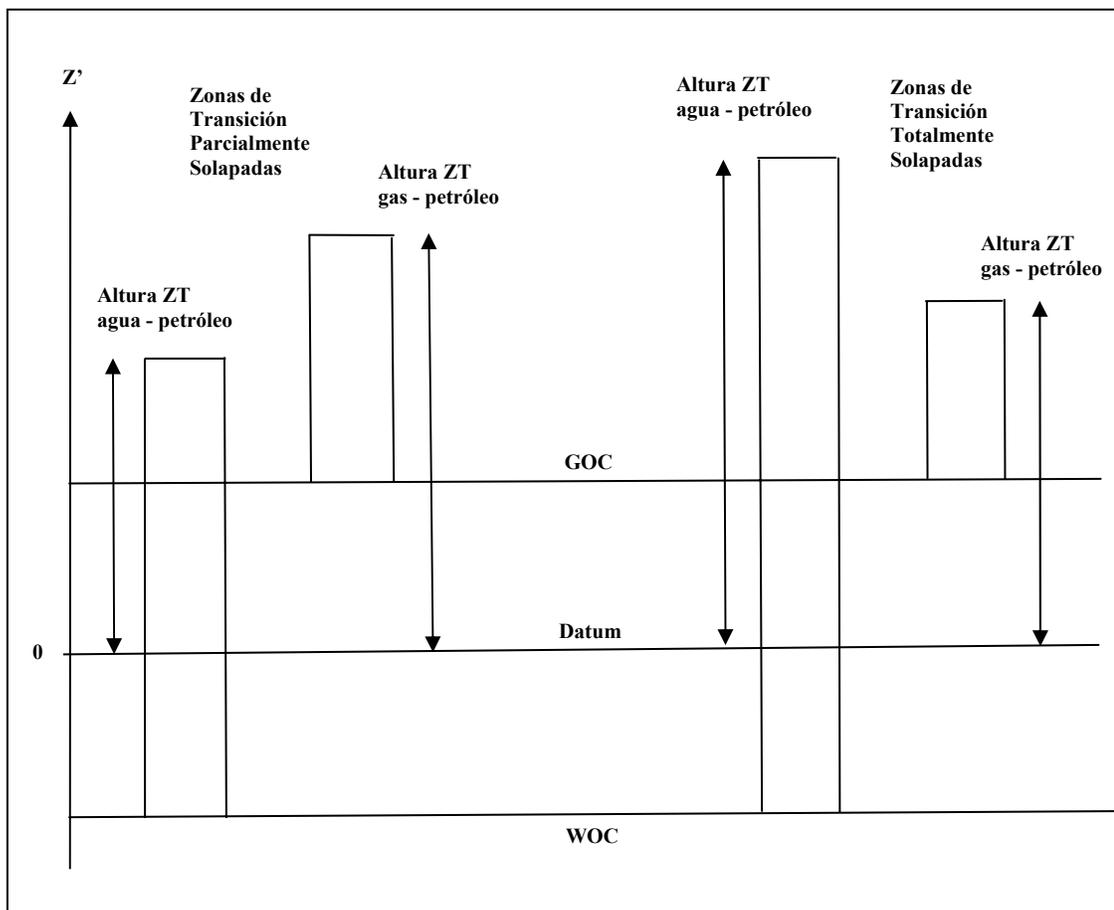


Figura 2.3 Zonas de transición solapadas

El procedimiento empleado en este tipo de situaciones es el siguiente:

- La tabla de presión capilar gas – agua en función de la saturación de agua se construye aplicando la siguiente ecuación:

$$P_{cgw}(S_w) = P_{cgo}(1 - S_w) + P_{cwo}(S_w) \quad (2.6)$$

siendo:

$P_{cgw}(S_w)$ = presión capilar gas – agua en función de la saturación de agua

$P_{cgo}(1-S_w)$ = presión capilar gas – petróleo en función de la saturación de gas, siendo ésta igual a $S_g = 1-S_w$

$P_{cwo}(S_w)$ = presión capilar agua – petróleo en función de la saturación de agua

En la tabla 2.1 se ilustra el procedimiento para la construcción de curvas de presión capilar agua – gas

Tabla 2.1 Ejemplo de tabla de presión capilar gas - agua

S_w	P_{cwo}	$S_g = 1 - S_w$	P_{cgo}	$P_{cgw} = P_{cwo} + P_{cgo}$
0,22	10	0,78	5	15
0,25	8	0,75	3,7	11,7
0,3	7	0,7	2,9	9,9
0,4	4	0,6	1,8	5,8
0,45	3	0,55	1,1	4,1
0,5	2	0,5	0,6	2,6
0,55	1,5	0,45	0,363	1,863
0,6	1	0,4	0,2	1,2
0,7	0,5	0,3	0,063	0,563
0,75	0,35	0,25	0,025	0,375
1	0	0	0	0

- Se calcula la presión capilar gas – agua para cada celda según la siguiente ecuación:

$$P_{cgw_{ijk}}(S_w) = P_g - P_w \quad (2.7)$$

siendo:

$P_{cgw_{ijk}}(S_w)$ = presión capilar gas – agua en función de la saturación del agua para la celda ijk

P_g = presión de la fase gas en la celda ijk

P_w = presión de la fase agua en la celda ijk

- Usando la tabla de presión capilar gas – agua vs. saturación de agua, se interpola la saturación de agua para cada celda, empleando el valor de $P_{cgw_{ijk}}$. Posteriormente la saturación de gas es recalculada como:

$$S_g = 1 - S_w \quad (2.8)$$

siendo:

S_g = saturación de la fase gas en la celda ijk

S_w = saturación de la fase agua en la celda ijk

La saturación de petróleo para todas aquellas celdas que reciban este tratamiento es igual a cero.

b) Opción INSAT

Esta opción requiere para su ejecución de las tablas de presión de las fases petróleo, agua y gas vs. Z' , siendo Z' según la ecuación (1.39):

$$Z' = Z_{DATUM} - Z$$

La opción INSAT (Integrated saturation) se ejecuta $NROCK * NPVT$ veces (siendo $NROCK$ el número de regiones de roca y $NPVT$ el número de regiones PVT) de la siguiente manera:

1) Partiendo de las tablas de presión de petróleo, agua y gas vs. Z' (columnas 1, 2, 3 y 4 de la tabla 2.2), se construye la tabla de presiones capilares calculadas (columnas 5 y 6) tal como se muestra:

Tabla 2.2 Presiones capilares calculadas

Z' (1)	P_o (2)	P_w (3)	P_g (4)	P_{cwo} (calculada) (5)	P_{cgo} (calculada) (6)
Z'_1	P_{o1}	P_{w1}	P_{g1}	$P_{o1} - P_{w1}$	$P_{g1} - P_{o1}$
Z'_2	P_{o2}	P_{w2}	P_{g2}	$P_{o2} - P_{w2}$	$P_{g2} - P_{o2}$
.
0 (datum)	P_{datum}	P_{wdatum}	P_{gdatum}	$P_{cwo} \text{ (datum)}$	$P_{cgo} \text{ (datum)}$
.
Z'_{N-1}	P_{oN-1}	P_{wN-1}	P_{gN-1}	$P_{oN-1} - P_{wN-1}$	$P_{gN-1} - P_{oN-1}$
Z'_N	P_{oN}	P_{wN}	P_{gN}	$P_{oN} - P_{wN}$	$P_{gN} - P_{oN}$

2) Haciendo uso de la anterior tabla y de las tablas de presiones capilares tabuladas (ingresadas como datos en el simulador, columnas 1 y 2 de las tablas 2.3 y 2.4) se construye el resto de las tablas 2.3 y 2.4

Tabla 2.3 Evaluación del área ZSw (Z')

Sw (1)	Pcwo (2)	Z'w (3)	$\Delta Z'$ (4)	$\Delta Z'Sw$ (5)	ZSw (6)
Swc	Pcwo ₁	Z'w ₁	Z'w ₁ - Z'w ₂	(Swc+Sw ₂)* $\Delta Z'_1/2$	$\Delta Z'Sw_1 + \Delta Z'Sw_2 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-1}$
Sw ₂	Pcwo ₂	Z'w ₂	Z'w ₂ - Z'w ₃	(Sw ₂ +Sw ₃)* $\Delta Z'_2/2$	$\Delta Z'Sw_2 + \Delta Z'Sw_3 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-1}$
Sw ₃	Pcwo ₃	Z'w ₃	Z'w ₃ - Z'w ₄	(Sw ₃ +Sw ₄)* $\Delta Z'_3/2$	$\Delta Z'Sw_3 + \Delta Z'Sw_4 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-1}$
Sw ₄	Pcwo ₄	Z'w ₄	Z'w ₄ - Z'w ₅	(Sw ₄ +Sw ₅)* $\Delta Z'_4/2$	$\Delta Z'Sw_4 + \Delta Z'Sw_5 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-1}$
.
.
Sw _{N-1}	Pcwo _{N-1}	Z'w _{N-1}	Z'w _{N-1} - Z'woc	(Sw _{N-1} +1)* $\Delta Z'_{N-1}/2$	$\Delta Z'Sw_{N-1}$
1	Pcwo _N	Z'woc	0	0	0

Tabla 2.4 Evaluación del área ZSg (Z')

Sg (1)	Pcgo (2)	Z'g (3)	$\Delta Z'$ (4)	$\Delta Z'Sg$ (5)	ZSg (6)
0	Pcgo ₁	Z'goc	Z'g ₂ - Z'goc	Sg ₂ * $\Delta Z'_1/2$	0
Sg ₂	Pcgo ₂	Z'g ₂	Z'g ₃ - Z'g ₂	(Sg ₃ +Sg ₂)* $\Delta Z'_2/2$	$\Delta Z'Sg_1$
Sg ₃	Pcgo ₃	Z'g ₃	Z'g ₄ - Z'g ₃	(Sg ₄ +Sg ₃)* $\Delta Z'_3/2$	$\Delta Z'Sg_1 + \Delta Z'Sg_2$
Sg ₄	Pcgo ₄	Z'g ₄	Z'g ₅ - Z'g ₄	(Sg ₅ +Sg ₄)* $\Delta Z'_4/2$	$\Delta Z'Sg_1 + \Delta Z'Sg_2 + \Delta Z'Sg_3$
.
.
Sg _{N-1}	Pcgo _{N-1}	Z'g _{N-1}	Z'g _N - Z'g _{N-1}	(Sg _N +Sw _{N-1})* $\Delta Z'_{N-1}/2$	$\Delta Z'Sg_1 + \Delta Z'Sg_2 + \Delta Z'Sg_3 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-2}$
1-Swc	Pcgo _N	Z'g _N	0	0	$\Delta Z'Sg_1 + \Delta Z'Sg_2 + \Delta Z'Sg_3 + \dots + \Delta Z'Sw_{N-2} + \Delta Z'Sw_{N-1}$

Para el cálculo de los valores de la tercera columna en cada tabla, se procede como sigue:

- En la tabla 2.3 cada valor de Sw está asociado a un valor de Pcwo. Con cada valor de Pcwo se ingresa en la tabla de presión capilar calculada (columna 5 de la tabla 2.2) y se interpola el valor de Z' correspondiente a esa saturación Sw.

- En la tabla 2.4 cada valor de S_g está asociado a un valor de P_{cgo} . Con cada valor de P_{cgo} se ingresa en la tabla de presión capilar calculada (columna 6 de la tabla 2.2) y se interpola el valor de Z' correspondiente a esa saturación S_g .

Los valores de las columnas 5 ($\Delta Z'S_w$ y $\Delta Z'S_g$) de las tablas 2.3 y 2.4 respectivamente, son valores aproximados de áreas que han sido calculados empleando el método de los trapecios. Corresponden a las áreas de los trapecios que se forman entre cada par de puntos de saturación, tal como se muestra en la figura 2.1. Es pertinente señalar que las unidades bajo las cuales están dados estos valores son unidades de longitud, ya que son el producto de unidades de longitud por saturaciones.

Todos y cada uno de los elementos expresados en las tablas 2.3 y 2.4 se aprecian en la figura 2.4. De dicha figura se pueden distinguir elementos importantes:

- Z_{w1} es el valor de la coordenada Z' correspondiente a la altura de la zona de transición agua – petróleo. Recibe el nombre de **Z_{womax}** .

- Z_{gN} es el valor de la coordenada Z' correspondiente a la altura de la zona de transición gas – petróleo. Recibe el nombre de **Z_{gomax}** .

- El valor de $Z'=0$ corresponde a la posición del Datum.

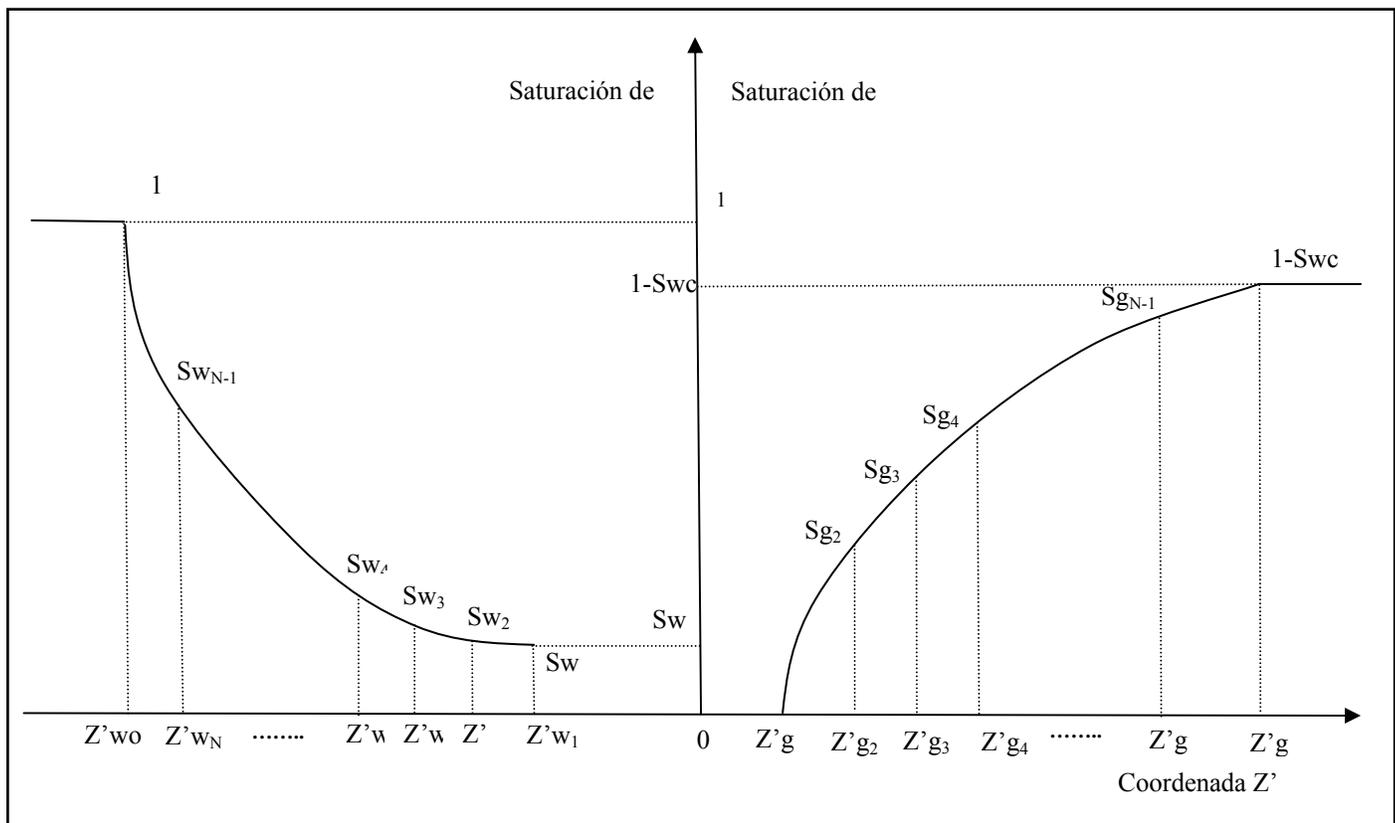


Figura 2.4 Saturación inicial del petróleo y del gas en función de la coordenada Z'

3) Se calcula el valor de Z' correspondiente al plano tope y al plano base de cada celda ijk . Para ello se hace uso de la ecuación (1.39) con la siguiente consideración:

$$Z' = Z_{DATUM} - Z$$

siendo:

Z' = altura (del plano tope o del plano base de la celda ijk) medida por encima del datum

Z_{DATUM} = profundidad del datum

Z = profundidad del plano tope o del plano base de la celda ijk .

El valor de Z' correspondiente al plano tope se denota como Z'_{TOPE} y al valor de Z' correspondiente al plano base como Z'_{BASE} . Como es lógico suponer, a cada celda del modelo le corresponde un valor de Z'_{TOPE} y un valor de Z'_{BASE} .

Luego, tomando los valores de Z'_{TOPE} y Z'_{BASE} para cada celda, se interpolan usando la tabla 2.3 los valores de $ZS_{W_{TOPE}}$ y $ZS_{W_{BASE}}$. Posteriormente, empleando los valores de Z'_{TOPE} y Z'_{BASE} para cada celda, se interpolan usando la tabla 2.4 los valores de $ZS_{g_{TOPE}}$ y $ZS_{g_{BASE}}$.

Las restricciones que aplican para la interpolación de los valores de $ZS_{W_{TOPE}}$, $ZS_{W_{BASE}}$, $ZS_{g_{TOPE}}$ y $ZS_{g_{BASE}}$ son las siguientes:

- Si $Z' > Z_{ow\ max}$, entonces $ZS_w(Z') = ZS_w(Z_{ow\ max}) + Swc(Z' - Z_{ow\ max})$
- Si $Z' < Z_{woc}$, entonces $ZS_w(Z') = Z' - Z_{woc}$
- Si $Z' < Z_{goc}$, entonces $ZS_g(Z') = 0$
- Si $Z' > Z_{go\ max}$, entonces $ZS_g(Z') = (Z' - Z_{go\ max})(1 - Swc) + ZS_g(Z_{go\ max})$

4) La ecuación (2.9) expresa la saturación inicial de una fase f en la celda ijk como:

$$S_{f,ijk} = \frac{1}{H_{ijk}} [ZSf_{TOPE} - ZSf_{BASE}] \quad (2.9)$$

siendo:

$S_{f,ijk}$ = saturación inicial de la fase f en la celda ijk

H_{ijk} = espesor bruto de la celda ijk

ZSf_{TOPE} = valor de ZSw o ZSg (según sea el caso) para la coordenada Z' correspondiente al plano tope de la celda ijk.

ZSf_{BASE} = valor de ZSw o ZSg (según sea el caso) para la coordenada Z' correspondiente al plano base de la celda ijk.

Haciendo uso de la ecuación (2.9) se calcula la saturación inicial de agua y la saturación inicial de gas para cada celda ijk de la siguiente forma:

$$S_{w,ijk} = \frac{1}{H_{ijk}} [ZSw_{TOPE} - ZSw_{BASE}] \quad (2.10)$$

$$S_{g,ijk} = \frac{1}{H_{ijk}} [ZSg_{TOPE} - ZSg_{BASE}] \quad (2.11)$$

donde:

$S_{w,ijk}$ = saturación inicial de agua en la celda ijk

$S_{g,ijk}$ = saturación inicial de gas en la celda ijk

H_{ijk} = espesor bruto de la celda ijk

ZSw_{TOPE} = valor de ZSw para la coordenada Z' correspondiente al plano tope de la celda ijk.

$Z_{SW_{BASE}}$ = valor de Z_{Sw} para la coordenada Z' correspondiente al plano base de la celda ijk .

$Z_{Sg_{BASE}}$ = valor de Z_{Sg} para la coordenada Z' correspondiente al plano base de la celda ijk .

$Z_{Sg_{TOPE}}$ = valor de Z_{Sg} para la coordenada Z' correspondiente al plano tope de la celda ijk .

La saturación inicial de petróleo para cada celda ijk se calcula usando la ecuación (2.5):

$$S_{o_{ijk}} = 1 - (S_{w_{ijk}} + S_{g_{ijk}})$$

5) En aquellos modelos en los cuales hay presencia de agua móvil por encima de la zona de transición gas – petróleo (zonas de transición totalmente solapadas, ver figura 2.3), se crean ciertas dificultades en los procedimientos de inicialización, que el algoritmo antes descrito no es capaz de solventar. El problema surge debido a que el usuario ingresa los datos de presión capilar agua – petróleo y gas – petróleo de manera independiente. La presión capilar agua – petróleo es usada para hallar S_w y la presión capilar gas – petróleo es usada para hallar S_g , surgiendo inconvenientes cuando $S_w + S_g > 1$.

Para inicializar las saturaciones en este tipo de casos, se requiere del ajuste de ciertos valores de las tablas 2.3 y 2.4. Para ello se procede de la siguiente forma:

- El primer paso es construir las tablas de evaluación de Z_{Sw} y de Z_{Sg} (tablas 2.3 y 2.4) y determinar la existencia del solape total de las zonas de transición

- Luego se construye la tabla de presión capilar gas – agua (ver tabla 2.1), usando para ello la ecuación (2.6), la cual reza lo siguiente:

$$P_{cgw}(S_w) = P_{cgo}(1 - S_w) + P_{cwo}(S_w)$$

- Seguidamente se construye la tabla de presión capilar gas – agua calculada vs. Z' , tal como se muestra en la tabla 2.5

Tabla 2.5 Presión capilar agua – gas calculada en función de Z'

Z' (1)	P_w (2)	P_g (3)	P_{cgw} (calculada) (4)
Z'_1	P_{w1}	P_{g1}	$P_{g1}-P_{w1}$
Z'_2	P_{w2}	P_{g2}	$P_{g2}-P_{w2}$
.	.	.	.
0 (datum)	P_{wdatum}	P_{gdatum}	P_{cgw} (datum)
.	.	.	.
Z'_{N-1}	P_{wN-1}	P_{gN-1}	$P_{gN-1}-P_{wN-1}$
Z'_N	P_{wN}	P_{gN}	$P_{gN}-P_{wN}$

- Para todos los valores de $Z'_w > Z'_{gmax}$ (ver tabla 2.3) los valores de Z'_w deben ser recalculados. Para ello primero se toma cada valor de saturación S_w correspondiente a cada valor de Z'_w , que cumple con la condición anterior y se interpola de la tabla de presión capilar gas – agua (construida a partir de la suma de las presiones capilares, ver tabla 2.1) el valor de presión capilar gas - agua correspondiente a esa saturación S_w . Con este valor de presión capilar agua – gas se interpola de la tabla 2.5 la nueva coordenada Z'_w .

- Siendo S_{wK} el menor valor de saturación S_w cuya coordenada Z'_w ha sido ajustada (según el procedimiento anterior), todos aquellos valores Z'_g (ver tabla 2.4) cuya saturación S_g sea mayor a $1-S_{wK}$, deben ser ajustados. Para ello primero se toma cada valor de saturación S_g que cumple con la condición anterior y se interpola de la tabla de presión capilar gas – agua (construida a partir de la suma de las presiones capilares, ver tabla 2.1) el valor de presión capilar gas - agua correspondiente a esa saturación S_g (recuérdese que la tabla 2.1 es construida bajo la condición de que $S_g = 1-S_w$). Con este valor de presión capilar agua – gas se interpola de la tabla 2.5 la nueva coordenada Z'_g . A partir de acá, el proceso de inicialización de saturaciones puede realizarse sin ninguna novedad.

4.4 MODIFICACIONES EN LA INICIALIZACIÓN DE PRESIONES

Con el propósito de mantener la compatibilidad entre las curvas de presión capilar y las presiones de las fases para cada celda, se deben realizar algunos ajustes en las presiones iniciales de petróleo, gas y agua para cada celda del modelo. Cabe señalar que el primer ajuste debe efectuarse en la presión inicial de petróleo.

Haciendo las siguientes definiciones:

$P_{o_{ijk}}$ = presión inicial de petróleo en la celda ijk .

$P_{w_{ijk}}$ = presión inicial de agua en la celda ijk

$P_{g_{ijk}}$ = presión inicial de gas en la celda ijk

$P_{cwo_{ijk}}$ = presión capilar agua - petróleo de la celda ijk , calculada como $P_{o_{ijk}} - P_{w_{ijk}}$.

$P_{cgo_{ijk}}$ = presión capilar gas - petróleo de la celda ijk , calculada como $P_{g_{ijk}} - P_{o_{ijk}}$

P_{cowmax} = presión capilar agua – petróleo máxima, según la tabla de presión capilar agua – petróleo ingresada por el usuario.

P_{cgomax} = presión capilar gas – petróleo máxima, según la tabla de presión capilar gas – petróleo ingresada por el usuario.

Las condiciones para las modificaciones de las presiones iniciales de los fluidos son las siguientes:

a) Cambios en la presión inicial de petróleo en la celda ijk :

1) $P_{cwo_{ijk}} < 0$ entonces $P_{o_{ijk}} = P_{w_{ijk}}$

2) $P_{cgo_{ijk}} > P_{cgomax}$ entonces $P_{o_{ijk}} = P_{g_{ijk}} - P_{cgomax}$

b) Cambio en la presión inicial de agua en la celda ijk :

1) $P_{cwo_{ijk}} > P_{cowmax}$ entonces $P_{w_{ijk}} = P_{o_{ijk}} - P_{cowmax}$

c) Cambio en la presión inicial de gas en la celda ijk

1) $P_{cgo_{ijk}} < 0$ entonces $P_{g_{ijk}} = P_{o_{ijk}}$

CAPÍTULO III

VALIDACIÓN DE LA FORMULACIÓN IMPLANTADA

En el siguiente capítulo se mostrarán los resultados de la inicialización de algunos modelos de simulación. Todos los modelos se inicializaron tanto con el simulador SYEP (empleando la nueva formulación implantada) como con el simulador de petróleo negro ECLIPSE 100 (simulador que ha sido lo suficientemente probado como para servir de referencia). La fuente de los datos usados para construir dichos modelos corresponde a los casos que acompañan a los archivos del simulador ECLIPSE 100.

Los objetivos de este capítulo se pueden resumir de la siguiente forma:

1) Comprobar la funcionalidad del algoritmo de inicialización implantado en el simulador SYEP, por medio de la comparación de los resultados generados por ambos simuladores al momento de inicializar los modelos construidos para tal fin.

2) determinar las virtudes y limitaciones que presenta la nueva formulación implantada en el simulador SYEP.

3) Identificar y corregir las posibles fallas en la programación del algoritmo, las cuales pueden de una u otra forma incidir en los resultados esperados en la inicialización de los modelos.

Es importante destacar que los modelos empleados en las comparaciones presentadas en este capítulo han sido construidos sólo para ser inicializados, por ende no se presentan resultados inherentes a las corridas realizadas durante una simulación convencional.

También los mallados cartesianos de estos modelos han sido construidos de tal manera que el número de celdas en dirección X y en dirección Y es igual a 1 para

todos los modelos. Sin embargo esto no ocurre ni con el número de celdas en dirección Z y ni con los espesores de las mismas, debido a que estos datos, que son parte de la geometría del modelo, son los que inciden en la inicialización del mismo.

1. DESCRIPCIÓN DE LOS MODELOS INICIALIZADOS

Los modelos usados son los siguientes:

CASO 1: Modelo bifásico agua – petróleo, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies.

CASO 2: Modelo bifásico gas – petróleo con presencia de agua irreducible, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies.

CASO 3: Modelo trifásico, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. El espesor de la zona de petróleo es de 100 pies.

CASO 4: Modelo trifásico, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. El espesor de la zona de petróleo es de 40 pies. En este caso hay presencia de zonas de transición totalmente solapadas.

CASO 5: Modelo trifásico, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. El espesor de la zona de petróleo es de 40 pies. En este caso hay presencia de zonas de transición parcialmente solapadas.

CASO 6: Modelo trifásico, con 15 celdas (1x1x15). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. Su particularidad radica en que no hay presencia de zonas de transición, debido a que sus curvas de presión capilar son iguales a cero para todos los valores de saturación.

CASO 7: Modelo trifásico, con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. Los valores de presión capilar en los contactos agua – petróleo y gas – petróleo son distintos a cero.

CASO 8: Modelo bifásico agua – petróleo, con 5 celdas (1x1x5). El espesor bruto es distinto para todas las celdas.

CASO 9: Modelo bifásico agua – petróleo, con 10 celdas (1x1x10). Se considera la presencia de saturación de agua irreducible. No posee contactos agua – petróleo y gas – petróleo. El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies.

CASO 10: Modelo trifásico con 10 celdas (1x1x10). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies.

CASO 11: Modelo trifásico con 30 celdas (1x1x30). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies. Sus zonas de transición son bastantes extensas, debido a que sus curvas de presión capilar toman valores bastantes altos.

CASO 12: Modelo trifásico con 100 celdas (1x1x100). El espesor bruto para todas las celdas es de 20 pies.

Para la generación de los modelos se usaron 2 conjuntos distintos de datos PVT y 3 conjuntos distintos de datos de presión capilar. En cuanto a los datos propios de la inicialización (profundidad del datum, presión al datum, profundidades de los contactos y presiones capilares en los contactos) varían de acuerdo a cada uno de los modelos. A todos los modelos les fueron aplicadas las 2 nuevas metodologías implantadas para el cálculo de saturaciones iniciales (GBC e INSAT) y la nueva metodología para el cálculo de presiones iniciales (Por condiciones de equilibrio).

Se estima que este conjunto de casos de prueba es suficiente para validar las formulaciones implantadas.

1.1 CASO 1 (modelo bifásico agua – petróleo)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.1 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.2 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.3 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.4 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029
1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029

2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.5 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.6 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,901	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0396
0,18	11,4868	0,18	0,1514
0,2	10,5812	0,2	0,1952
0,22	9,7235	0,22	0,2461
0,25	8,5231	0,25	0,3102
0,3	6,7462	0,3	0,4267
0,4	3,9729	0,4	0,6698
0,45	2,9405	0,45	0,8189
0,5	2,1181	0,5	1,0147
0,55	1,4839	0,55	1,2885
0,6	1,0152	0,6	1,6796
0,65	0,6867	0,65	2,2328
0,7	0,4753	0,7	3,0112
0,75	0,3512	0,75	4,0702
0,8	0,2865	0,8	5,4839

0,85	0,2514	0,85	7,3315
0,95	0,1426	0,95	12,6861
0,98	0,0687	0,98	14,8162
0,999	0,0056	0,999	16,3099
1	0	1	16,3918

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.7 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9080
Presión al Datum (lpc)	4500
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9150
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	5000
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.2 CASO 2 (modelo bifásico gas petróleo con presencia de agua irreducible)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.8 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.9 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.10 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.11 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029
1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029
2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.12 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.13 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,901	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0396
0,18	11,4868	0,18	0,1514
0,2	10,5812	0,2	0,1952
0,22	9,7235	0,22	0,2461
0,25	8,5231	0,25	0,3102
0,3	6,7462	0,3	0,4267
0,4	3,9729	0,4	0,6698
0,45	2,9405	0,45	0,8189
0,5	2,1181	0,5	1,0147
0,55	1,4839	0,55	1,2885
0,6	1,0152	0,6	1,6796
0,65	0,6867	0,65	2,2328
0,7	0,4753	0,7	3,0112
0,75	0,3512	0,75	4,0702
0,8	0,2865	0,8	5,4839
0,85	0,2514	0,85	7,3315
0,95	0,1426	0,95	12,6861
0,98	0,0687	0,98	14,8162
0,999	0,0056	0,999	16,3099
1	0	1	16,3918

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.14 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	10000
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0

Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9150
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.3 CASO 3 (modelo trifásico)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.15 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455
Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.16 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.17 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.18 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029
1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029
2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.19 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.20 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,902	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0382
0,18	11,4868	0,18	0,1494
0,2	10	0,2	0,2

0,22	9,7235	0,22	0,2375
0,25	8	0,25	0,3057
0,3	7	0,3	0,3625
0,4	3,9729	0,4	0,6
0,45	3	0,45	0,7781
0,5	2	0,5	1,1
0,55	1,5	0,55	1,197
0,6	1	0,6	1,8
0,65	0,687	0,65	2,0566
0,7	0,5	0,7	2,9
0,75	0,35	0,75	3,7537
0,8	0,286	0,8	5,075
0,85	0,2514	0,85	6,811
0,95	0,1426	0,95	11,877
0,98	0,0687	0,98	13,902
0,999	0,0056	0,999	15,324
1	0	1	15,402

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.21 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9165
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9065
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.4 CASO 4 (modelo trifásico con zonas de transición totalmente solapadas)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.22 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455
Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.23 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.24 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.25 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029

1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029
2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.26 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.27 Presiones capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,902	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0382
0,18	11,4868	0,18	0,1494
0,2	10	0,2	0,2
0,22	9,7235	0,22	0,2375
0,25	8	0,25	0,3057
0,3	7	0,3	0,3625
0,4	3,9729	0,4	0,6
0,45	3	0,45	0,7781
0,5	2	0,5	1,1
0,55	1,5	0,55	1,197

0,6	1	0,6	1,8
0,65	0,687	0,65	2,0566
0,7	0,5	0,7	2,9
0,75	0,35	0,75	3,7537
0,8	0,286	0,8	5,075
0,85	0,2514	0,85	6,811
0,95	0,1426	0,95	11,877
0,98	0,0687	0,98	13,902
0,999	0,0056	0,999	15,324
1	0	1	15,402

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.28 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9165
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9125
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.5 CASO 5 (modelo trifásico con zonas de transición parcialmente solapadas)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.29 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455

Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.30 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.31 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.32 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029
1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029
2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.33 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.34 Presiones capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,902	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0382
0,18	11,4868	0,18	0,1494
0,2	10	0,2	0,2
0,22	9,7235	0,22	0,2375
0,25	8	0,25	0,3057
0,3	7	0,3	0,3625
0,4	3,9729	0,4	0,6
0,45	3	0,45	0,7781
0,5	2	0,5	1,1
0,55	1,5	0,55	1,197
0,6	1	0,6	1,8
0,65	0,687	0,65	2,0566
0,7	0,5	0,7	2,9
0,75	0,35	0,75	3,7537
0,8	0,286	0,8	5,075
0,85	0,2514	0,85	6,811
0,95	0,1426	0,95	11,877
0,98	0,0687	0,98	13,902
0,999	0,0056	0,999	15,324
1	0	1	15,402

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.35 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9165
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9095
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.6 CASO 6 (modelo trifásico sin zonas de transición)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.36 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.37 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	15

Tabla 3.38 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x15	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.39 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029
1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029
2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.40 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.41 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9150
Presión al Datum (lpc)	3900
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9200
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas – petróleo (pies)	9100
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.7 CASO 7 (modelo trifásico con presiones capilares en los contactos distintas de cero)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.42 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.43 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.44 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.45 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029

1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029
2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.46 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.47 Presiones capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,901	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0396
0,18	11,4868	0,18	0,1514
0,2	10,5812	0,2	0,1952
0,22	9,7235	0,22	0,2461
0,25	8,5231	0,25	0,3102
0,3	6,7462	0,3	0,4267
0,4	3,9729	0,4	0,6698
0,45	2,9405	0,45	0,8189
0,5	2,1181	0,5	1,0147
0,55	1,4839	0,55	1,2885
0,6	1,0152	0,6	1,6796
0,65	0,6867	0,65	2,2328
0,7	0,4753	0,7	3,0112
0,75	0,3512	0,75	4,0702

0,8	0,2865	0,8	5,4839
0,85	0,2514	0,85	7,3315
0,95	0,1426	0,95	12,6861
0,98	0,0687	0,98	14,8162
0,999	0,0056	0,999	16,3099
1	0	1	16,3918

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.48 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9165
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	3.5
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9065
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	4.2

1.8 CASO 8 (modelo bifásico de pocas capas de distinto espesor)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.49 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455
Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.50 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	5

Tabla 3.51 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1-1-1	21
1-1-2	26
1-1-3	22
1-1-4	46
1-1-5	51

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.52 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029
1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029
2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.53 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.54 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,902	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0382
0,18	11,4868	0,18	0,1494
0,2	10	0,2	0,2
0,22	9,7235	0,22	0,2375
0,25	8	0,25	0,3057
0,3	7	0,3	0,3625
0,4	3,9729	0,4	0,6
0,45	3	0,45	0,7781
0,5	2	0,5	1,1
0,55	1,5	0,55	1,197
0,6	1	0,6	1,8
0,65	0,687	0,65	2,0566
0,7	0,5	0,7	2,9
0,75	0,35	0,75	3,7537
0,8	0,286	0,8	5,075
0,85	0,2514	0,85	6,811
0,95	0,1426	0,95	11,877
0,98	0,0687	0,98	13,902
0,999	0,0056	0,999	15,324
1	0	1	15,402

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.55 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9083
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9120
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	3000
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.9 CASO 9 (modelo que carece de contactos, considera la presencia de agua irreducible)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.56 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.57 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.58 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.59 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029
1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029
2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.60 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.61 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,901	0	0

0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0396
0,18	11,4868	0,18	0,1514
0,2	10,5812	0,2	0,1952
0,22	9,7235	0,22	0,2461
0,25	8,5231	0,25	0,3102
0,3	6,7462	0,3	0,4267
0,4	3,9729	0,4	0,6698
0,45	2,9405	0,45	0,8189
0,5	2,1181	0,5	1,0147
0,55	1,4839	0,55	1,2885
0,6	1,0152	0,6	1,6796
0,65	0,6867	0,65	2,2328
0,7	0,4753	0,7	3,0112
0,75	0,3512	0,75	4,0702
0,8	0,2865	0,8	5,4839
0,85	0,2514	0,85	7,3315
0,95	0,1426	0,95	12,6861
0,98	0,0687	0,98	14,8162
0,999	0,0056	0,999	16,3099
1	0	1	16,3918

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.62 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	10000
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	5000
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.10 CASO 10 (modelo trifásico)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.63 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	46.244
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	62.238
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.0647
Presión de burbujeo (lpca)	4014,7
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.64 Número de celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	10

Tabla 3.65 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x10	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.66 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
14,7	1,062	0,001	166,66	1,029
264,7	1,15	0,0905	12,093	1,029
514,7	1,207	0,18	6,2739	1,029
1014,7	1,295	0,371	3,197	1,029

2014,7	1,435	0,636	1,6141	1,029
2514,7	1,5	0,775	1,294	1,029
3014,7	1,565	0,93	1,08	1,029
4014,7	1,695	1,27	0,811	1,029
5014,7	1,671	1,27	0,649	1,029
9014,7	1,579	1,27	0,386	1,029

Tabla 3.67 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.68 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,901	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0396
0,18	11,4868	0,18	0,1514
0,2	10,5812	0,2	0,1952
0,22	9,7235	0,22	0,2461
0,25	8,5231	0,25	0,3102
0,3	6,7462	0,3	0,4267
0,4	3,9729	0,4	0,6698
0,45	2,9405	0,45	0,8189
0,5	2,1181	0,5	1,0147
0,55	1,4839	0,55	1,2885
0,6	1,0152	0,6	1,6796
0,65	0,6867	0,65	2,2328
0,7	0,4753	0,7	3,0112
0,75	0,3512	0,75	4,0702
0,8	0,2865	0,8	5,4839
0,85	0,2514	0,85	7,3315
0,95	0,1426	0,95	12,6861

0,98	0,0687	0,98	14,8162
0,999	0,0056	0,999	16,3099
1	0	1	16,3918

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.69 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9165
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9165
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9065
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.11 CASO 11 (modelo trifásico con zonas de transición extensas)

a) DATOS GENERALES

Tabla 3.70 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455
Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.71 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1

Z	20
---	----

Tabla 3.72 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x20	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.73 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029
1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029
2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.74 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.75 Presiones Capilares

Sw (fracción)	P _{cwo} (lpc)	Sg (fracción)	P _{cgo} (lpc)
0	32	0	0
0,04	28,16	0,04	0,972
0,1	23,13	0,1	2,295
0,2	16,47	0,2	4,264
0,25	13,85	0,25	5,191
0,3	11,65	0,3	6,115
0,4	8,332	0,4	8,052
0,45	7,121	0,45	9,117
0,5	6,151	0,5	10,28
0,6	4,756	0,6	13
0,65	4,242	0,65	14,61
0,7	3,793	0,7	16,42
0,78	3,096	0,78	19,79
0,8	2,908	0,8	20,74
0,9	1,748	0,9	26,16
1	0	1	32,89

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.76 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9300
Presión al Datum (lpc)	4000
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	9500
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9250
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

1.12 CASO 12 (modelo trifásico de 100 capas)

12.1 DATOS GENERALES

Tabla 3.77 Datos del Yacimiento

Densidad del petróleo a condiciones de superficie (Lbm/pc)	45.80299
Densidad del agua a condiciones de superficie (Lbm/pc)	66.21212
Densidad del gas a condiciones de superficie (Lbm/pc)	0.05455
Presión de burbujeo (lpca)	4800
Saturación de agua irreducible (fracción)	0,22
Profundidad del tope del yacimiento (pies)	9000

Tabla 3.78 Número de Celdas

Dirección	Número de celdas
X	1
Y	1
Z	100

Tabla 3.79 Espesor Bruto

Celda I - J - K	Espesor Bruto (pies)
1x1-1x1-1x100	20

b) PROPIEDADES PVT

Tabla 3.80 Propiedades PVT

Presión (lpc)	Bo (BY/BN)	Rs (MPCN/BN)	Bg (BY/MPCN)	Bw (BY/BN)
400	1,012	0,0825	5,9	1,029
800	1,0255	0,1675	2,95	1,029
1200	1,038	0,25	1,96	1,029
1600	1,051	0,3325	1,47	1,029

2000	1,063	0,414	1,18	1,029
2400	1,075	0,4925	0,98	1,029
2800	1,087	0,565	0,84	1,029
3200	1,0985	0,635	0,74	1,029
3600	1,11	0,695	0,65	1,029
4000	1,12	0,75	0,59	1,029
4400	1,13	0,8	0,54	1,029
4800	1,14	0,838	0,49	1,029
5200	1,13	0,838	0,45	1,029
5600	1,12	0,838	0,42	1,029

Tabla 3.81 Propiedades PVT del Petróleo Subsaturado

Pendientes de propiedades PVT para petróleo subsaturado	Valor
Pendiente de curva de Bo vs. Presión (BY/BN)/lpc	-0,000023278
Pendiente de curva de Rs vs. Presión (PCN/BN)/lpc	0

c) PRESIONES CAPILARES

Tabla 3.82 Presiones Capilares

Sw (fracción)	Pcwo (lpc)	Sg (fracción)	Pcgo (lpc)
0	21,902	0	0
0,05	18,585	0,05	0,0122
0,12	14,4966	0,12	0,0382
0,18	11,4868	0,18	0,1494
0,2	10	0,2	0,2
0,22	9,7235	0,22	0,2375
0,25	8	0,25	0,3057
0,3	7	0,3	0,3625
0,4	3,9729	0,4	0,6
0,45	3	0,45	0,7781
0,5	2	0,5	1,1
0,55	1,5	0,55	1,197
0,6	1	0,6	1,8
0,65	0,687	0,65	2,0566

0,7	0,5	0,7	2,9
0,75	0,35	0,75	3,7537
0,8	0,286	0,8	5,075
0,85	0,2514	0,85	6,811
0,95	0,1426	0,95	11,877
0,98	0,0687	0,98	13,902
0,999	0,0056	0,999	15,324
1	0	1	15,402

d) DATOS DE INICIALIZACIÓN

Tabla 3.83 Datos de Inicialización

Datos de inicialización	Valor
Profundidad del Datum (pies)	9700
Presión al Datum (lpc)	3600
Profundidad del contacto agua - petróleo (pies)	10500
Presión capilar en el contacto agua - petróleo (lpc)	0
Profundidad del contacto gas - petróleo (pies)	9500
Presión capilar en el contacto gas - petróleo (lpc)	0

2. FIGURAS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS

2.1 CASO 1 (modelo bifásico agua – petróleo)

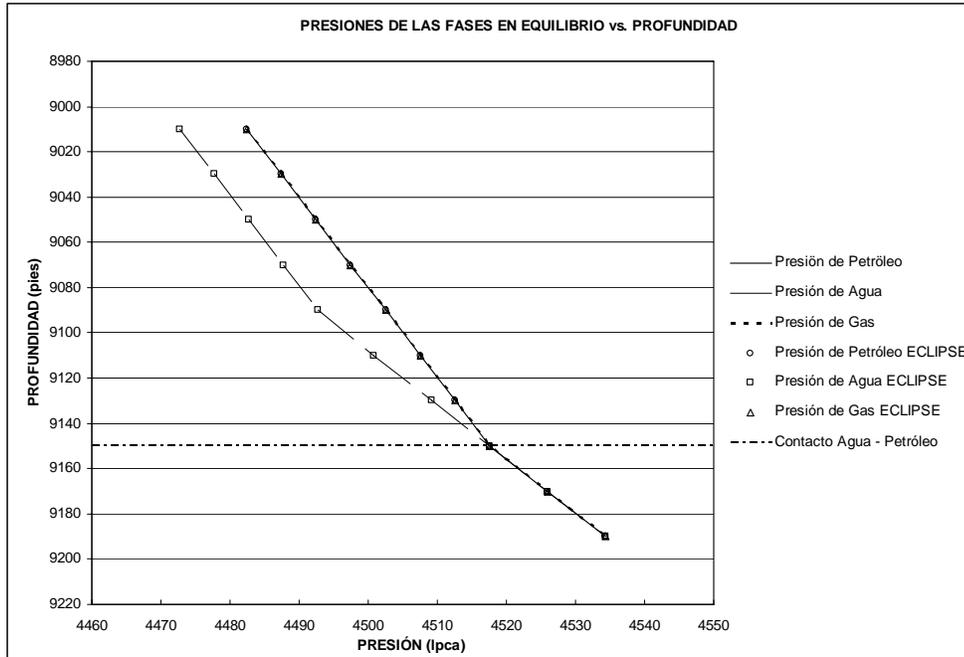


Figura 3.1 Presiones de las fases vs. Profundidad

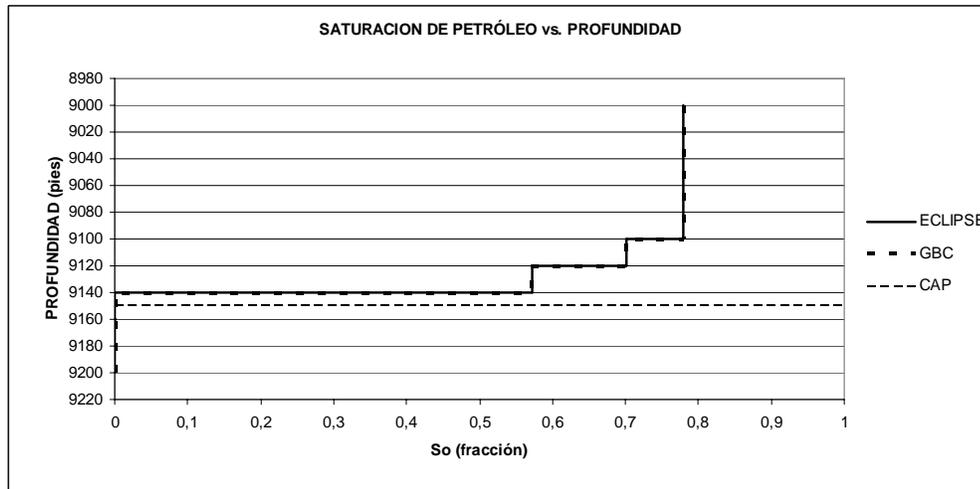


Figura 3.2 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

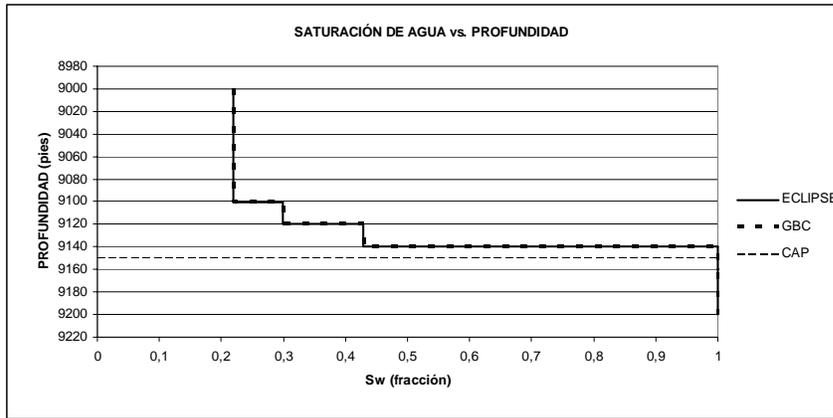


Figura 3.3 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

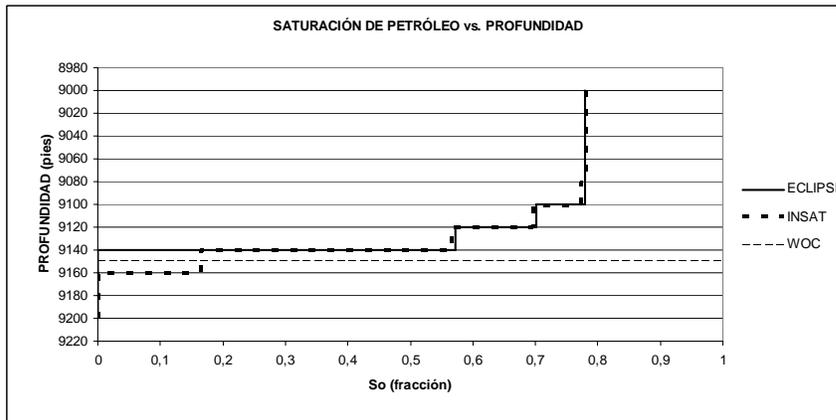


Figura 3.4 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

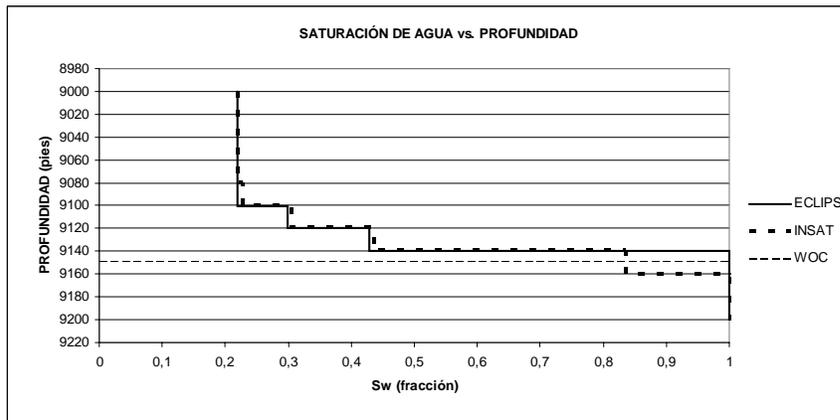


Figura 3.5 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

2.2 CASO 2 (modelo bifásico gas – petróleo)

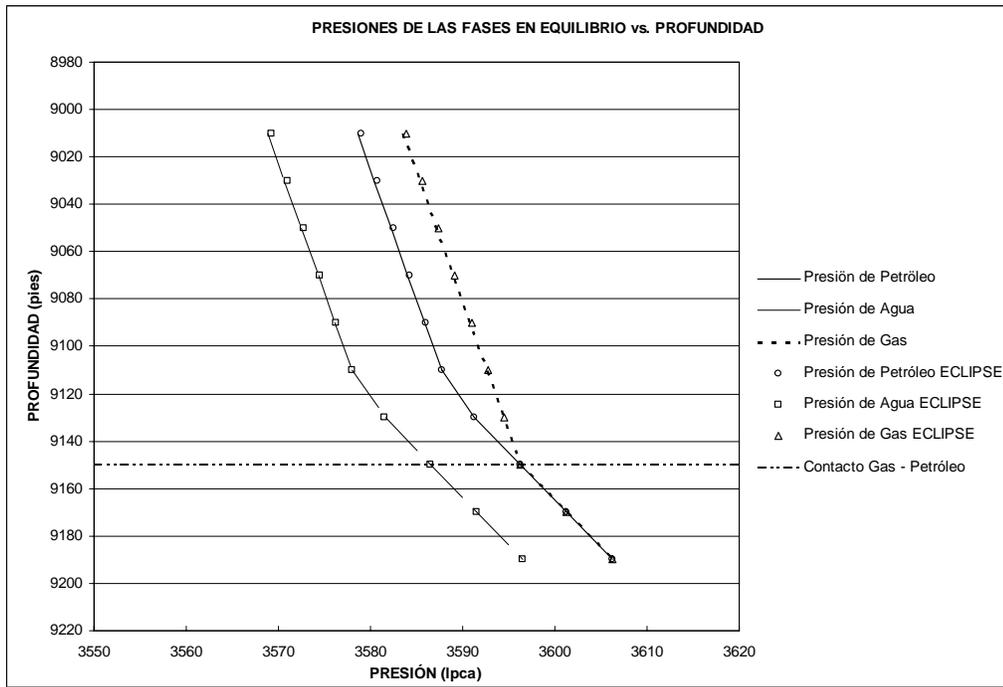


Figura 3.6 Presiones de las fases vs. Profundidad

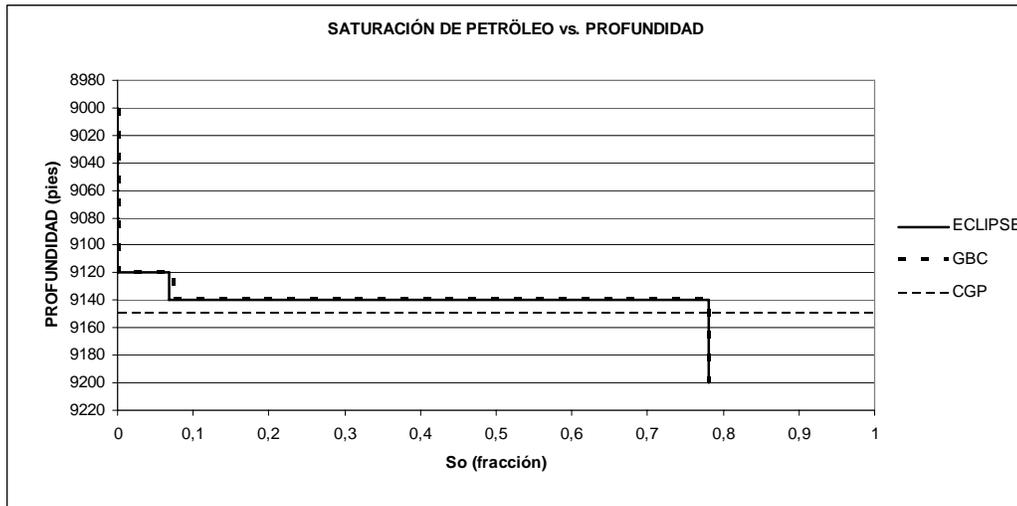


Figura 3.7 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

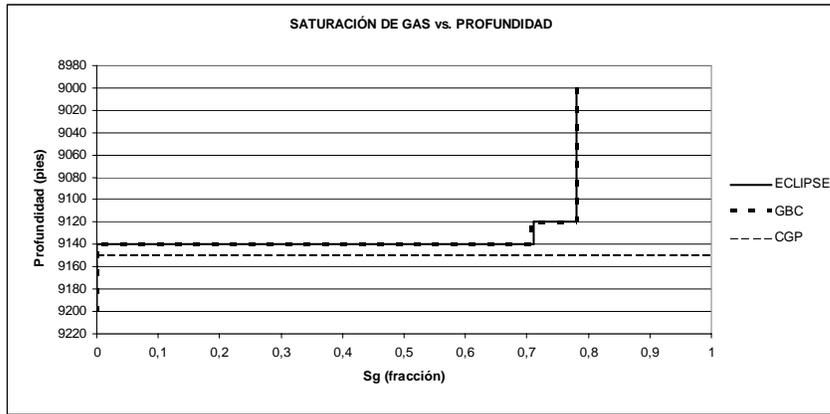


Figura 3.8 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

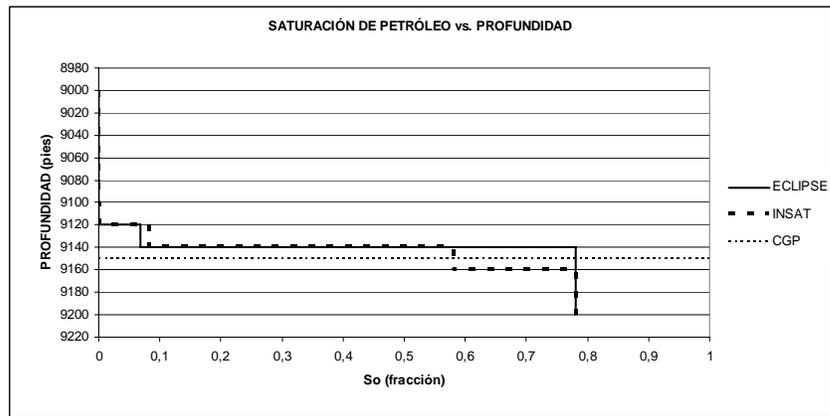


Figura 3.9 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

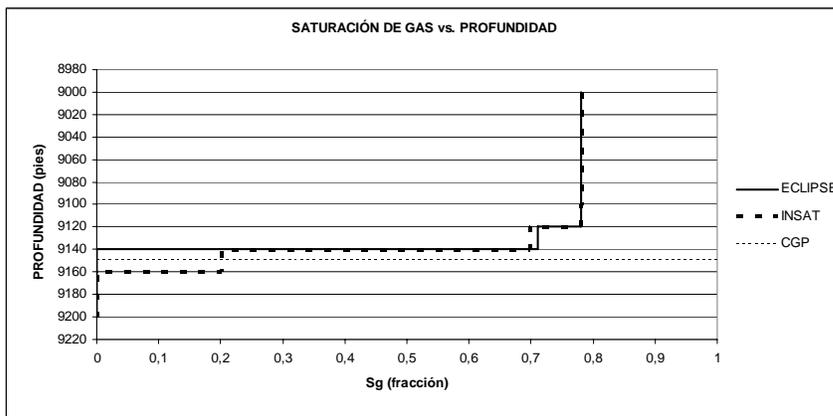


Figura 3.10 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.3 CASO 3 (modelo trifásico)

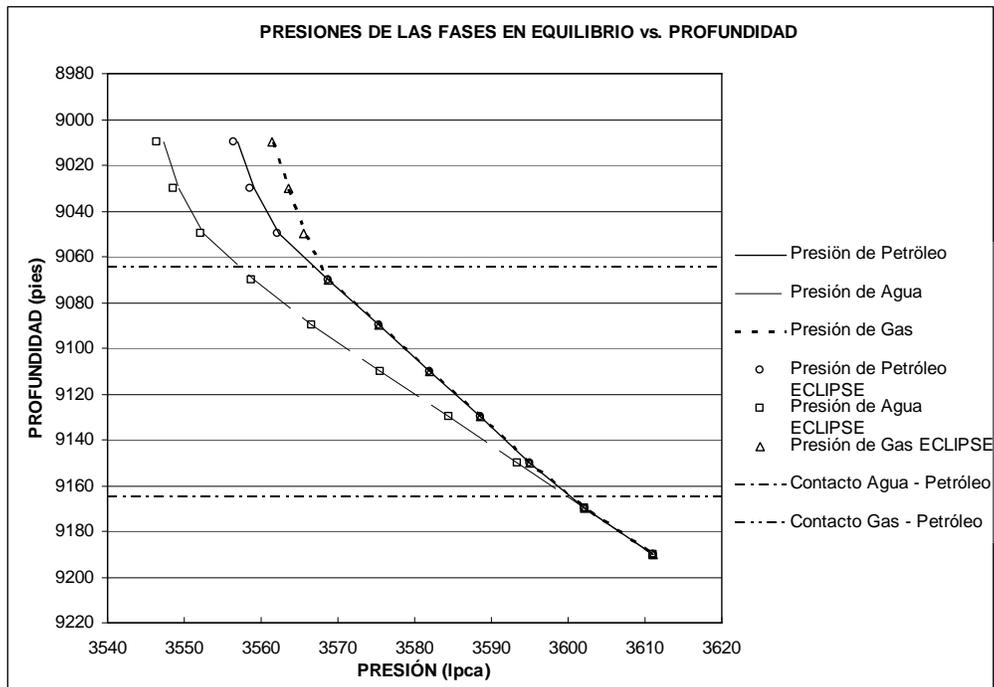


Figura 3.11 Presiones de las fases vs. Profundidad

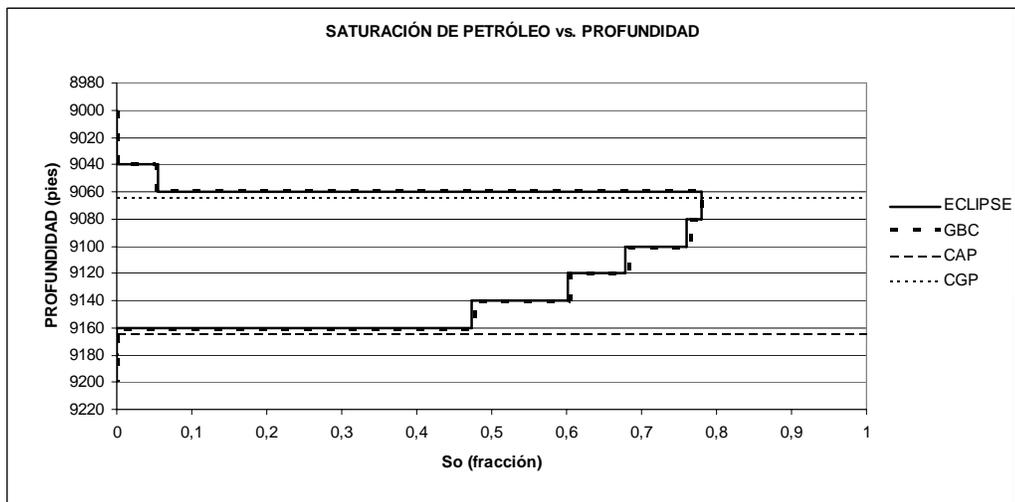


Figura 3.12 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

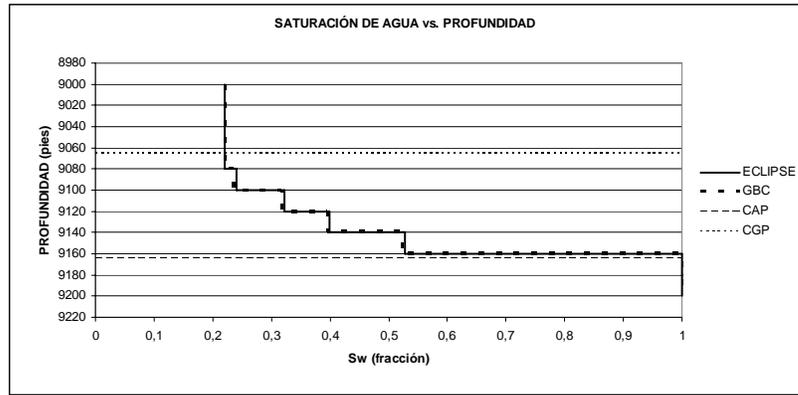


Figura 3.13 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

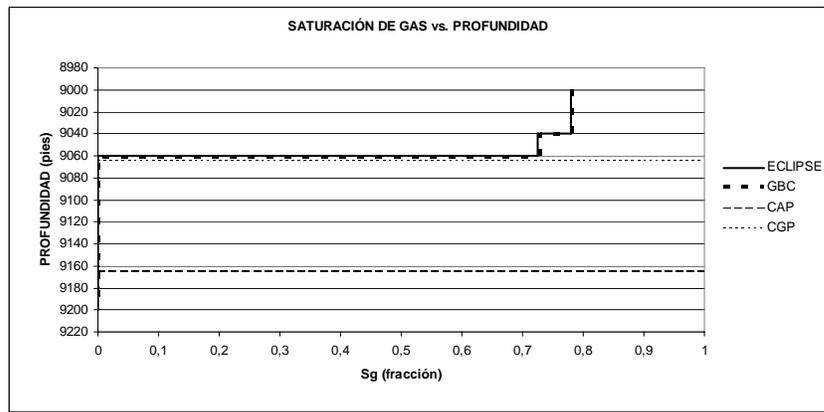


Figura 3.14 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

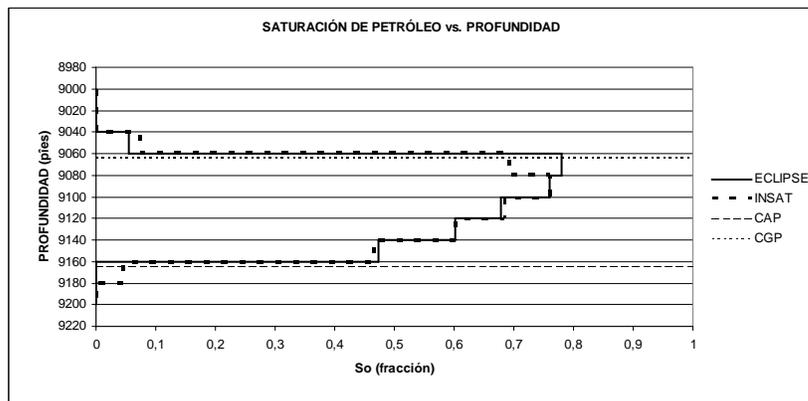


Figura 3.15 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

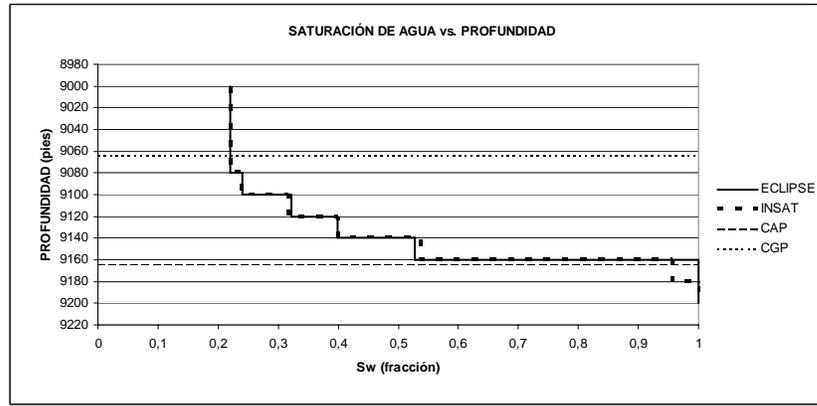


Figura 3.16 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

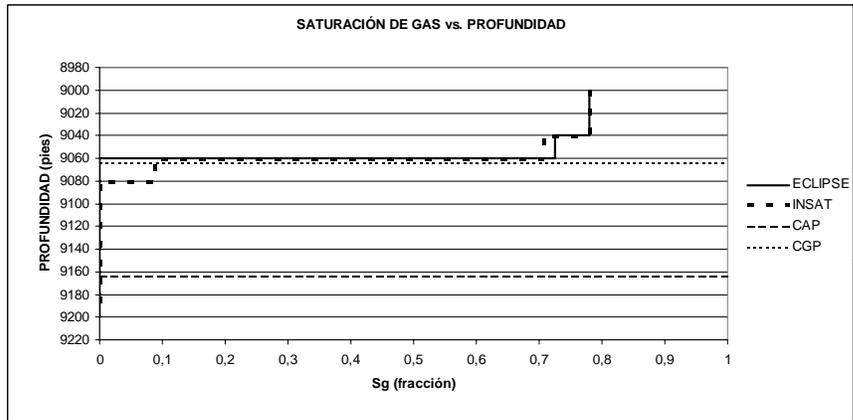


Figura 3.17 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.4 CASO 4 (modelo trifásico con zonas de transición parcialmente solapadas)

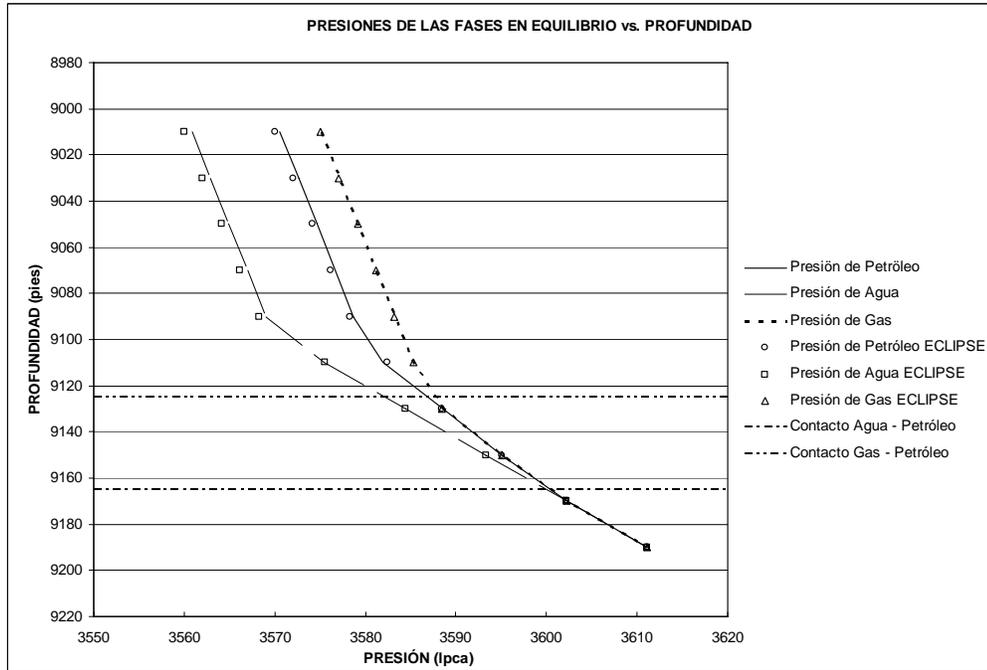


Figura 3.18 Presiones de las fases vs. Profundidad

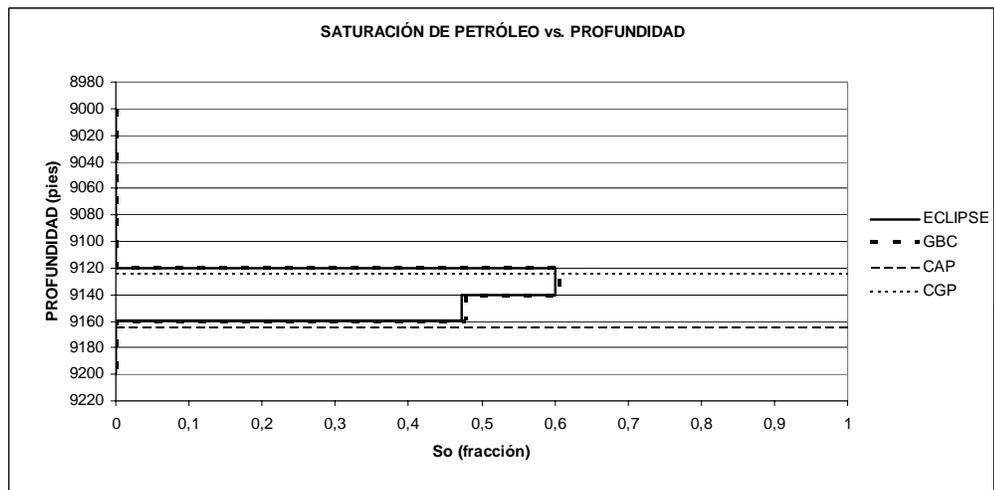


Figura 3.19 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

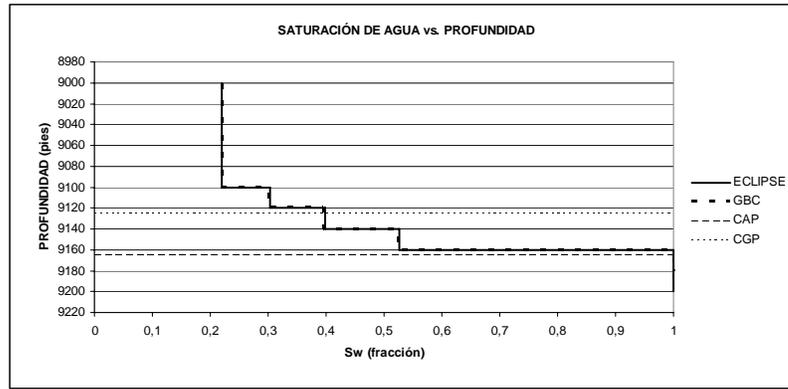


Figura 3.20 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

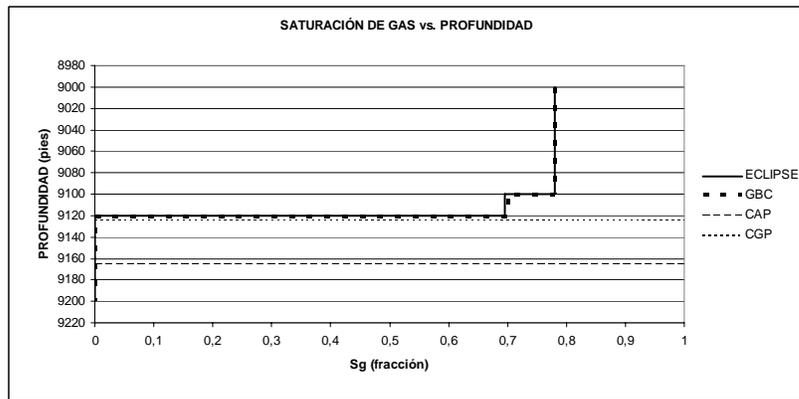


Figura 3.21 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

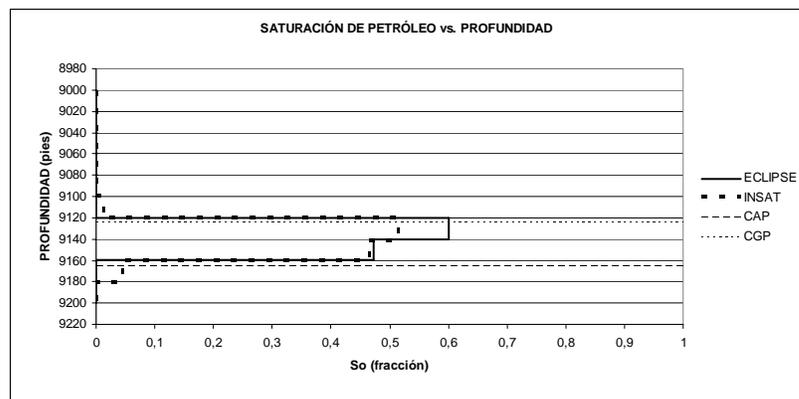


Figura 3.22 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

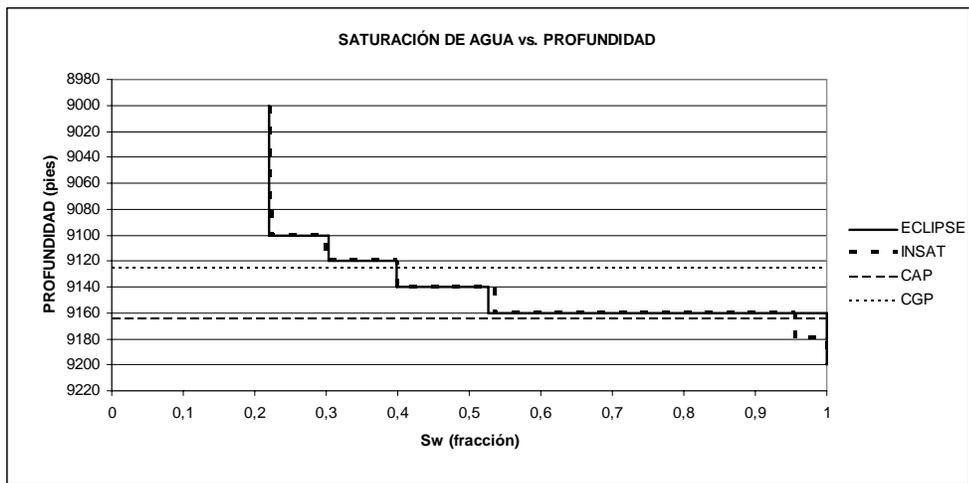


Figura 3.23 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

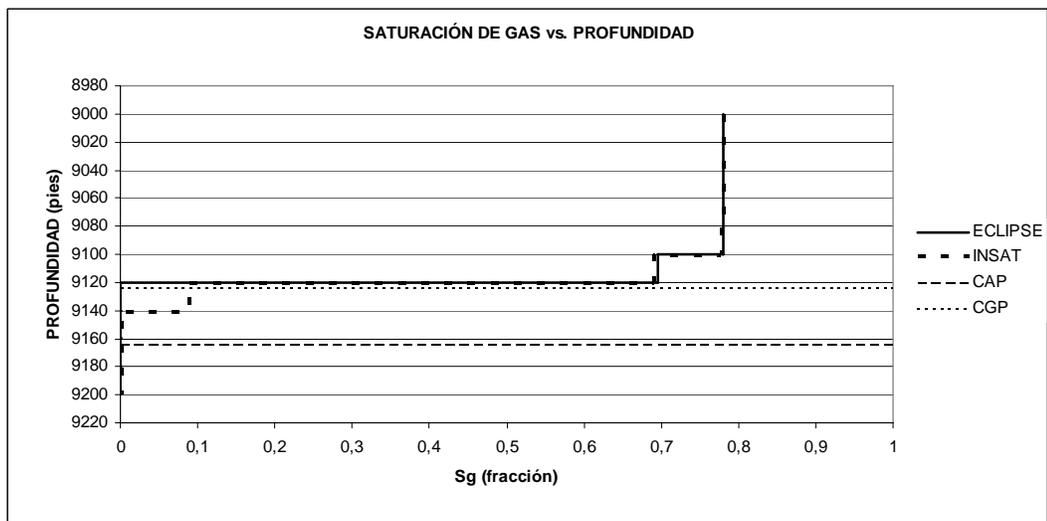


Figura 3.24 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.5 CASO 5 (modelo trifásico con zonas de transición totalmente solapadas)

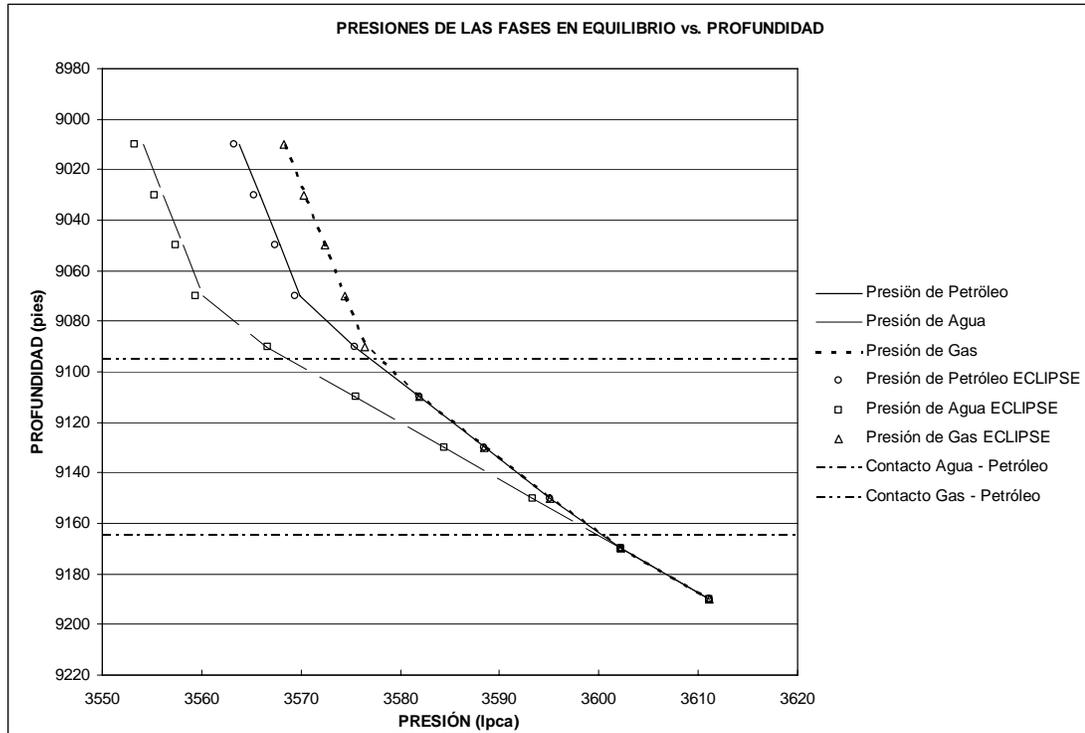


Figura 3.25 Presiones de las fases vs. Profundidad

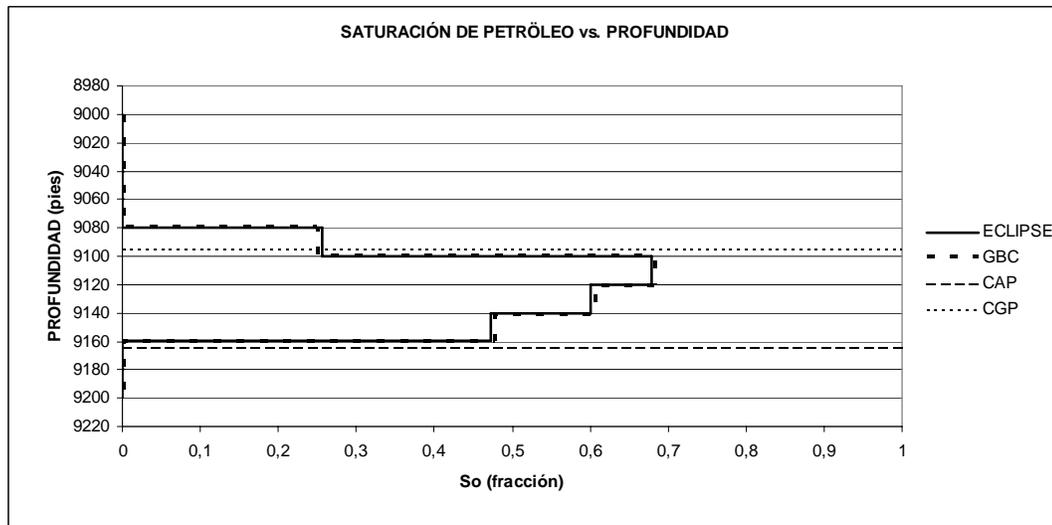


Figura 3.26 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

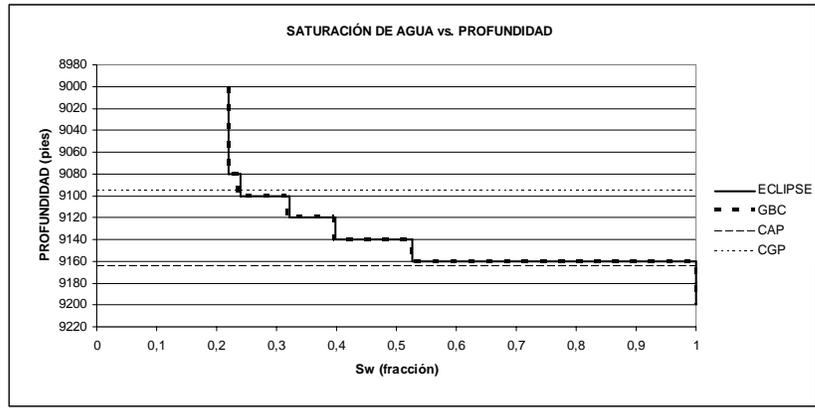


Figura 3.27 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

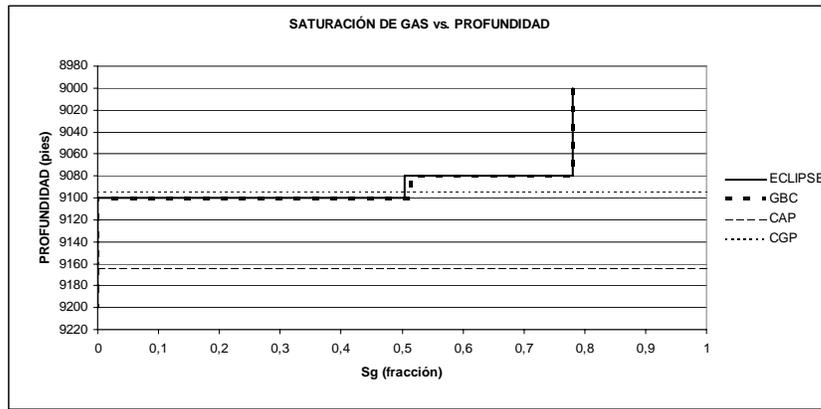


Figura 3.28 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

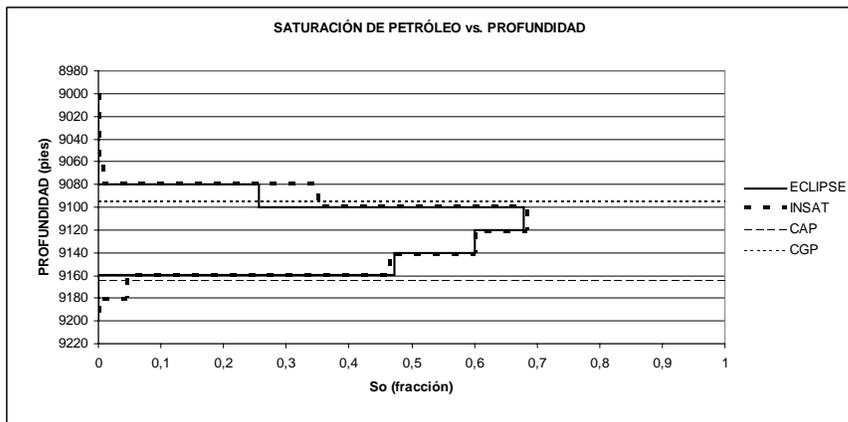


Figura 3.29 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

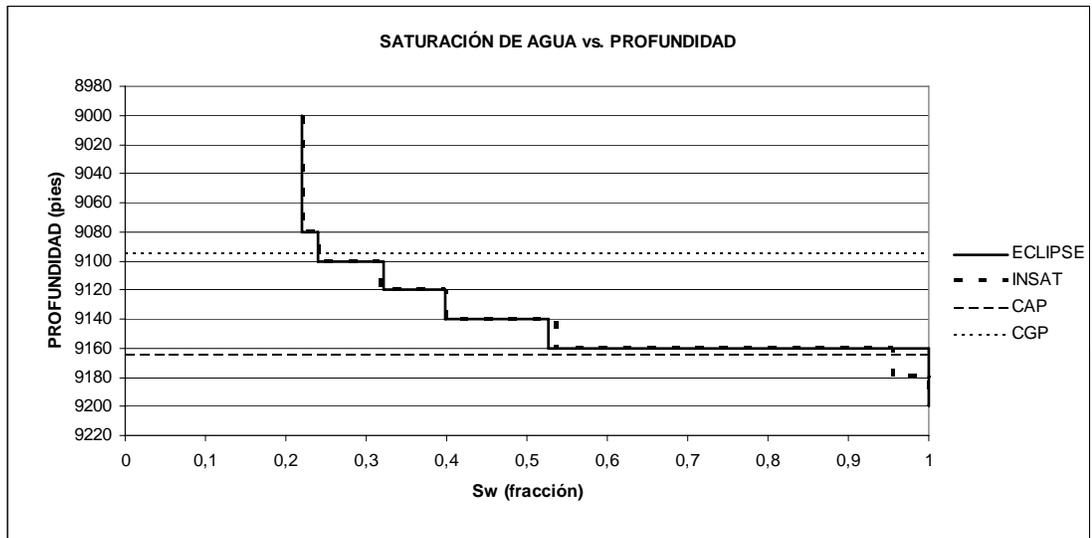


Figura 3.30 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

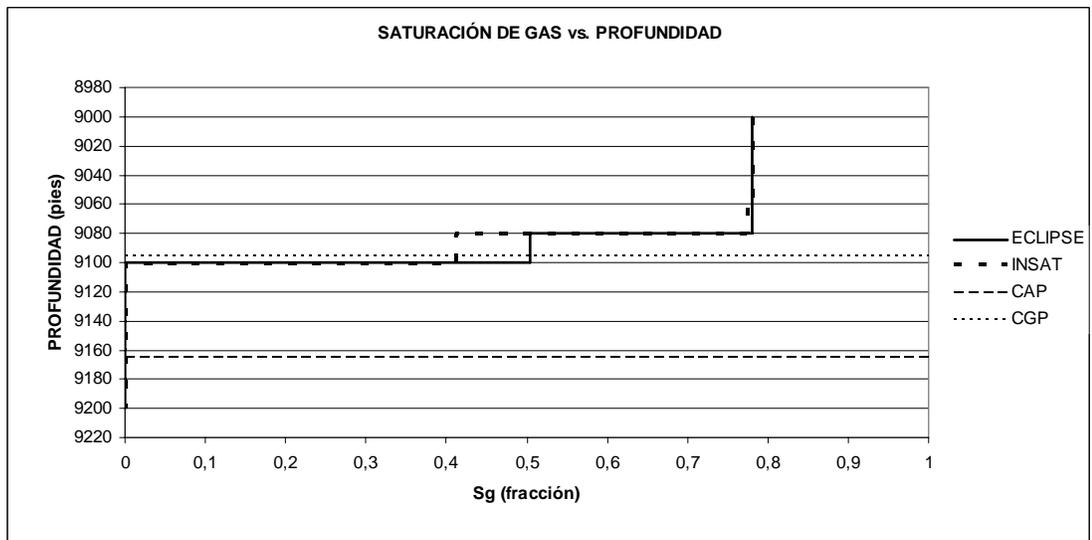


Figura 3.31 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.6 CASO 6 (modelo trifásico sin zonas de transición)

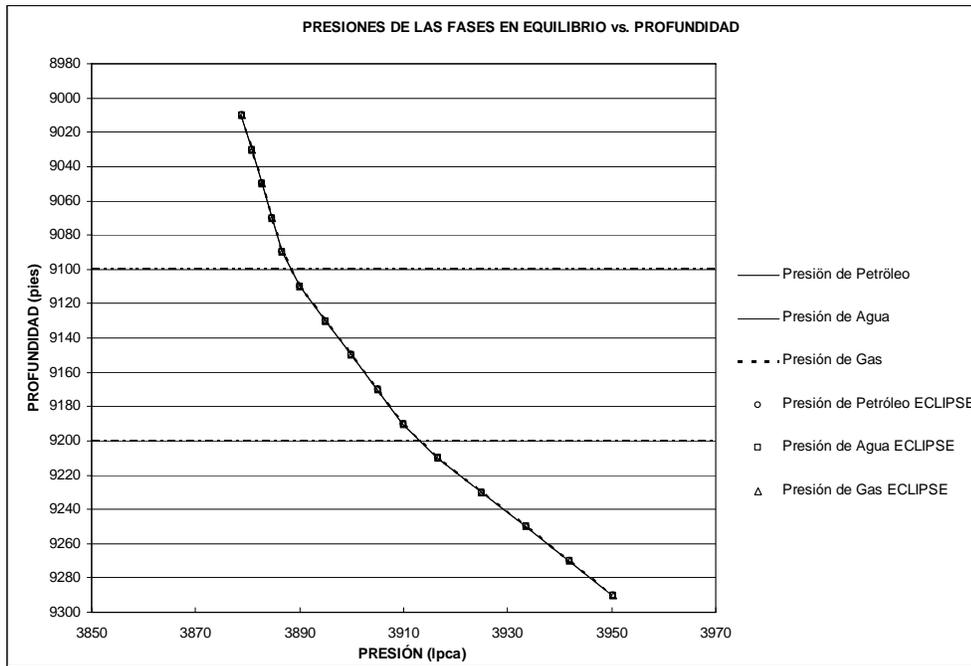


Figura 3.32 Presiones de las fases vs. Profundidad

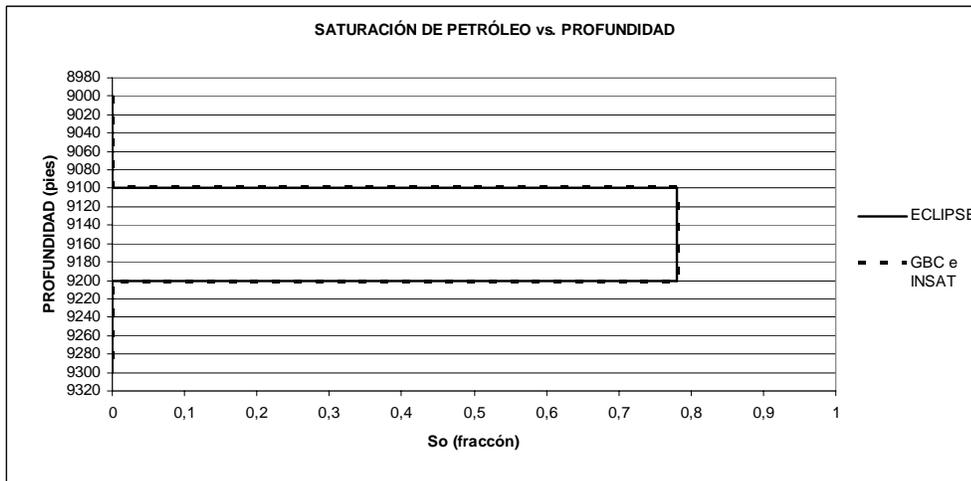


Figura 3.33 Saturación de petróleo (GBC e INSAT) vs. Profundidad

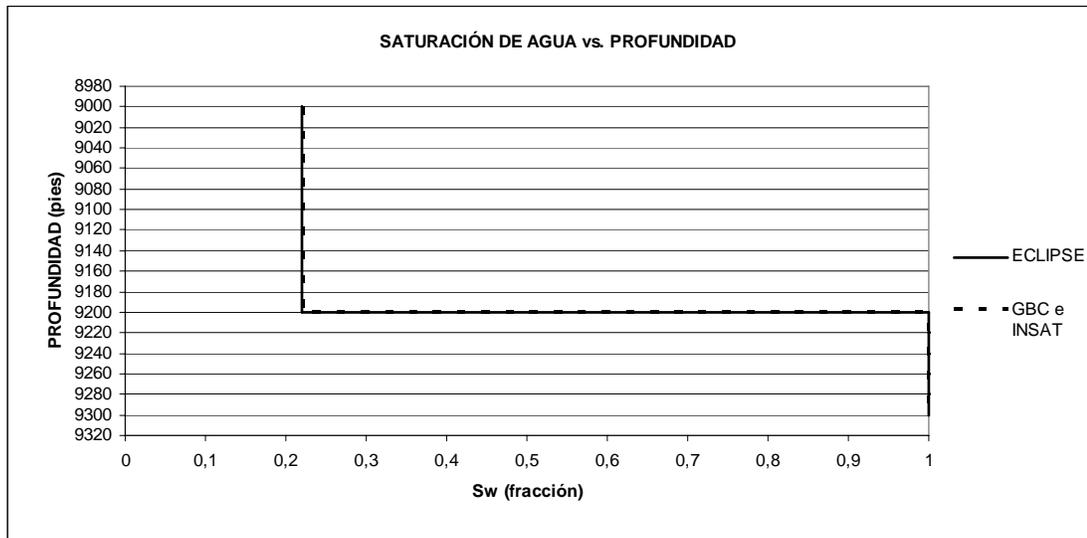


Figura 3.34 Saturación de agua (GBC e INSAT) vs. Profundidad

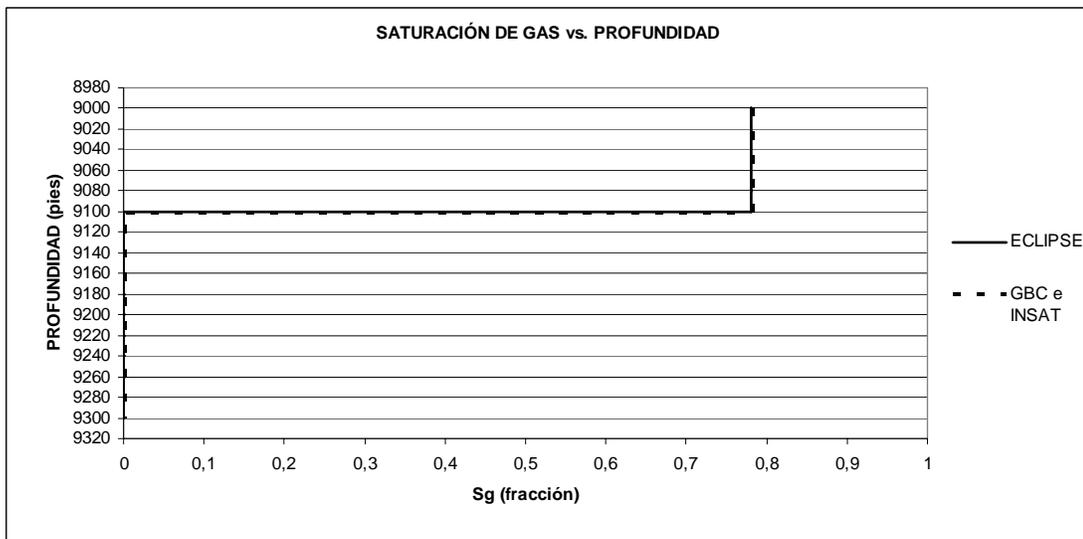


Figura 3.35 Saturación de gas (GBC e INSAT) vs. Profundidad

2.7 CASO 7 (modelo trifásico con presiones capilares en los contactos distintas de cero)

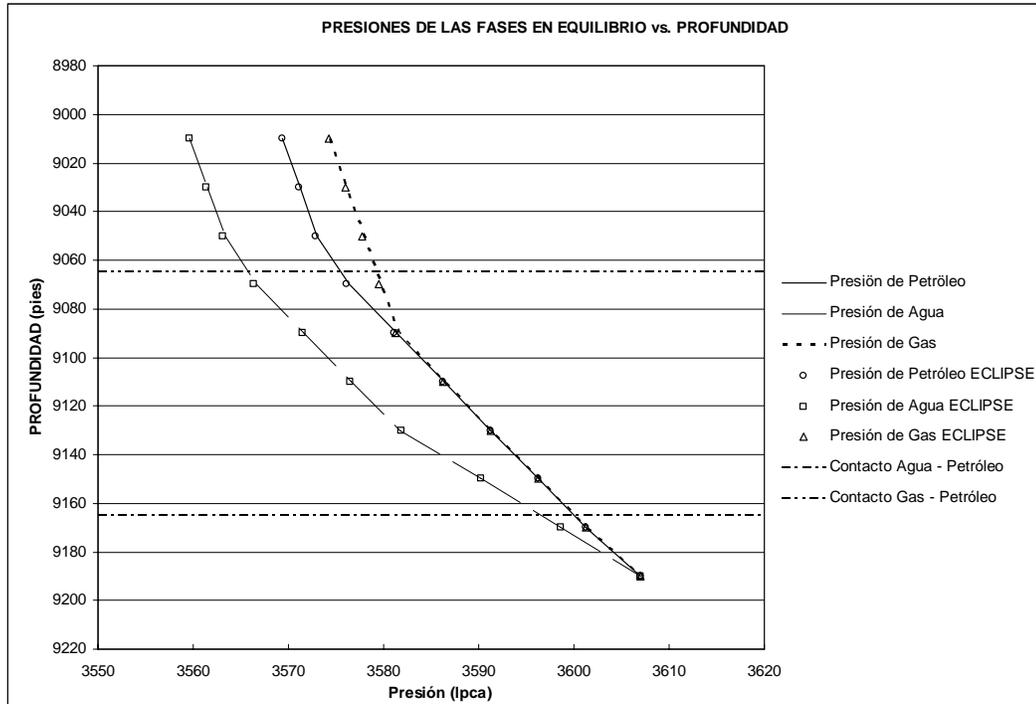


Figura 3.36 Presiones de las fases vs. Profundidad

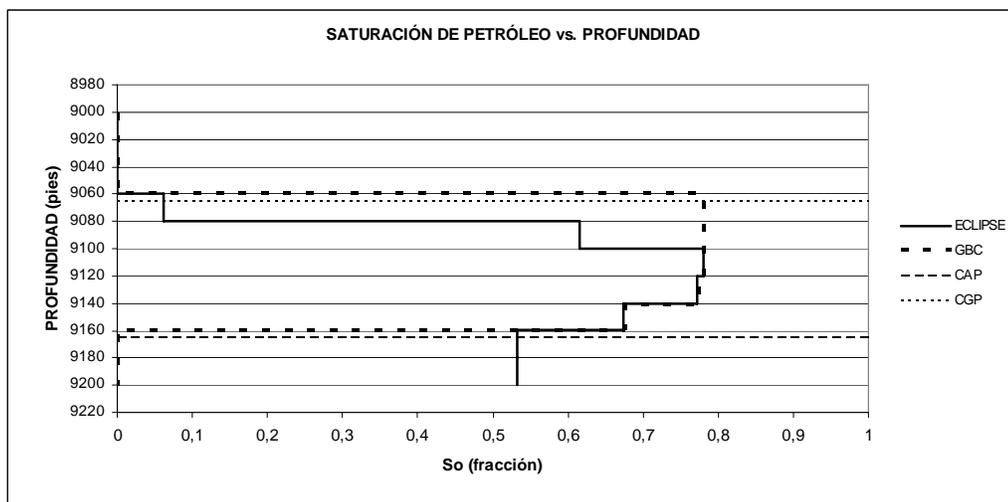


Figura 3.37 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

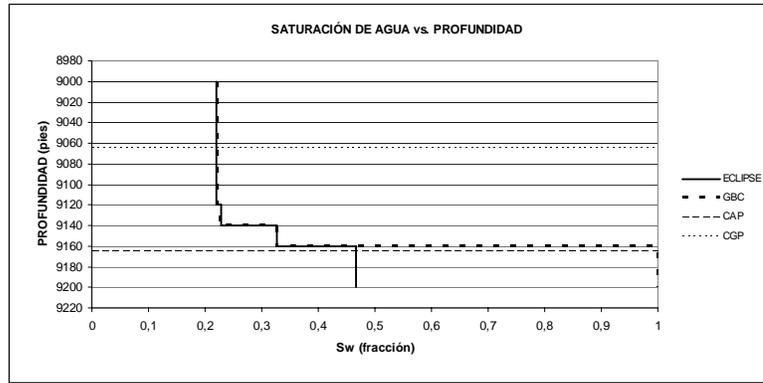


Figura 3.38 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

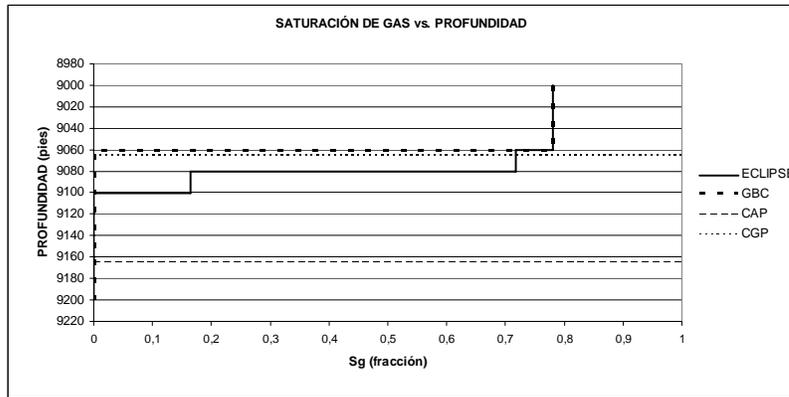


Figura 3.39 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

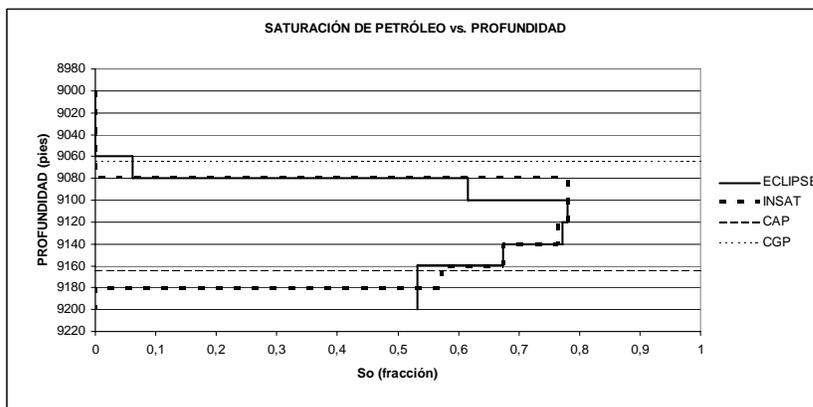


Figura 3.40 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

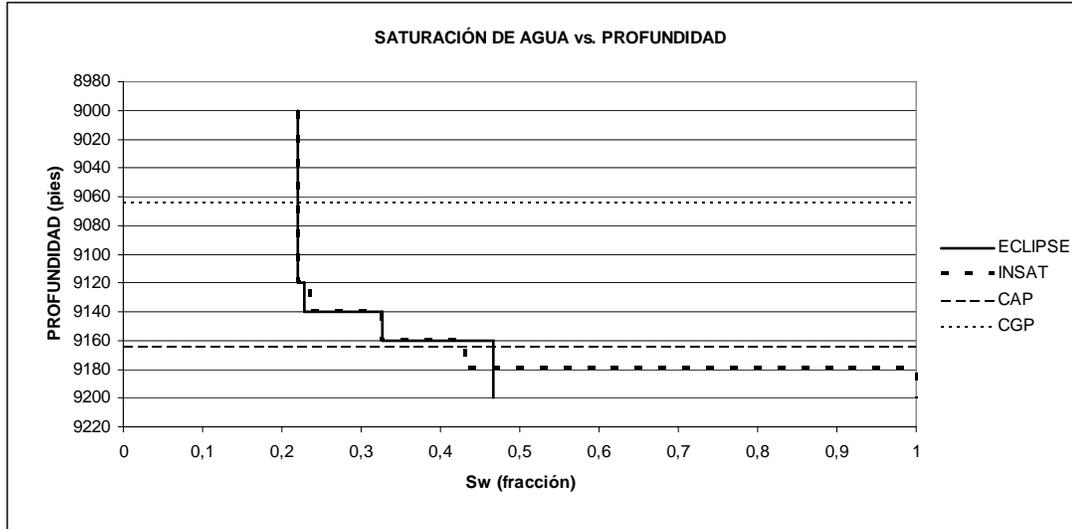


Figura 3.41 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

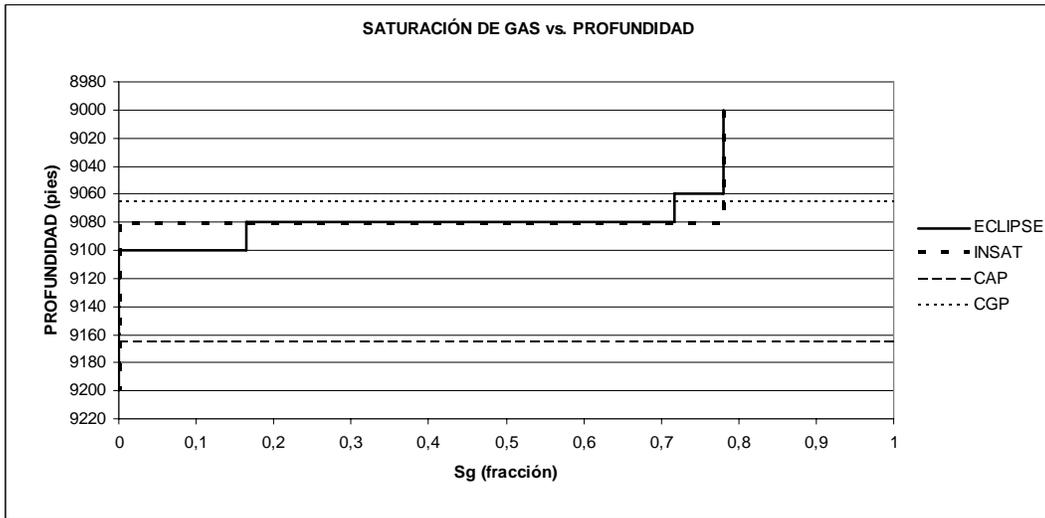


Figura 3.42 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.8 CASO 8 (modelo bifásico agua – petróleo de 5 capas)

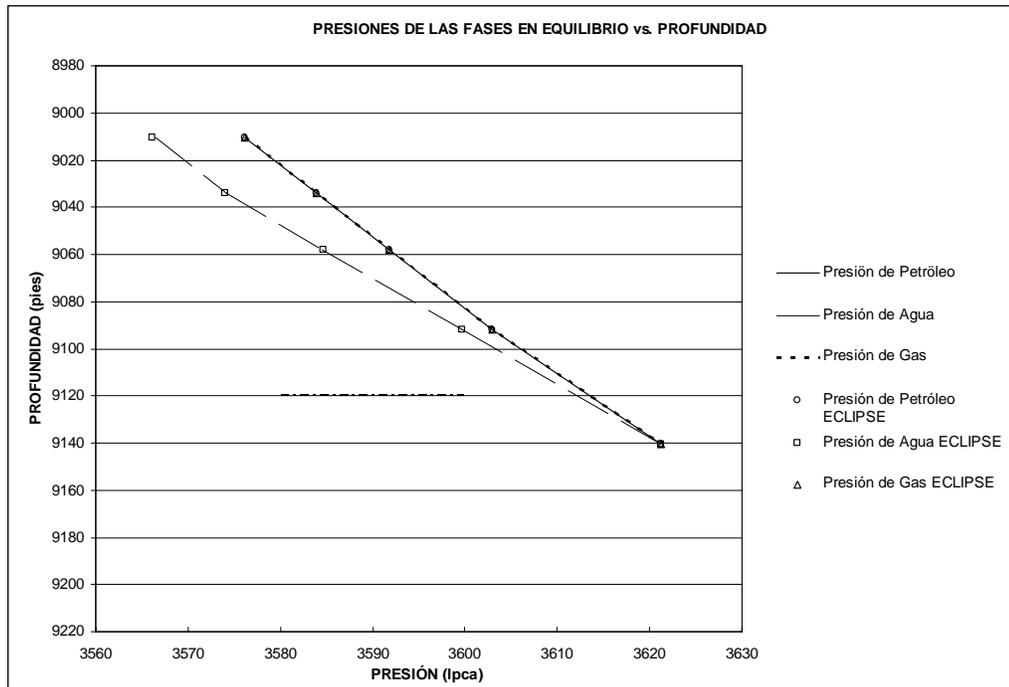


Figura 3.43 Presiones de las fases vs. Profundidad

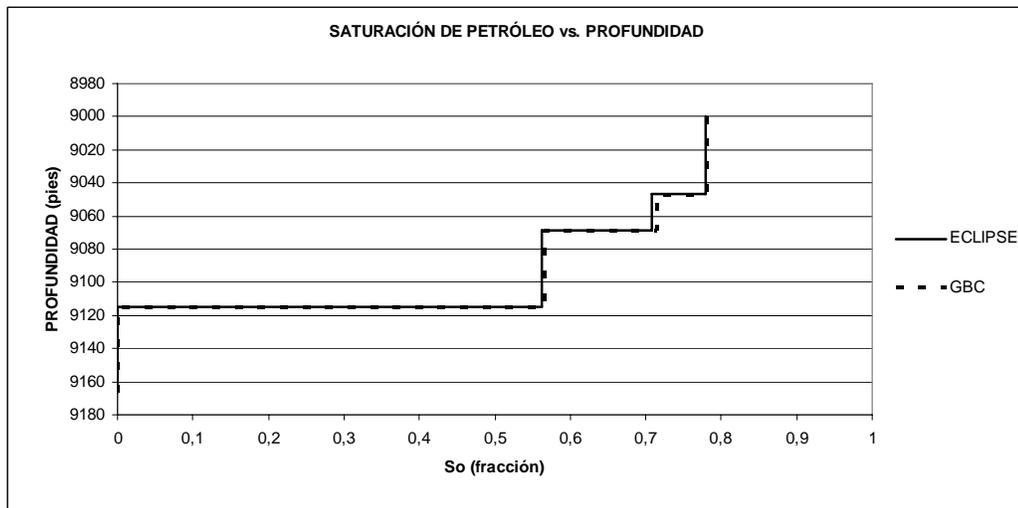


Figura 3.44 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

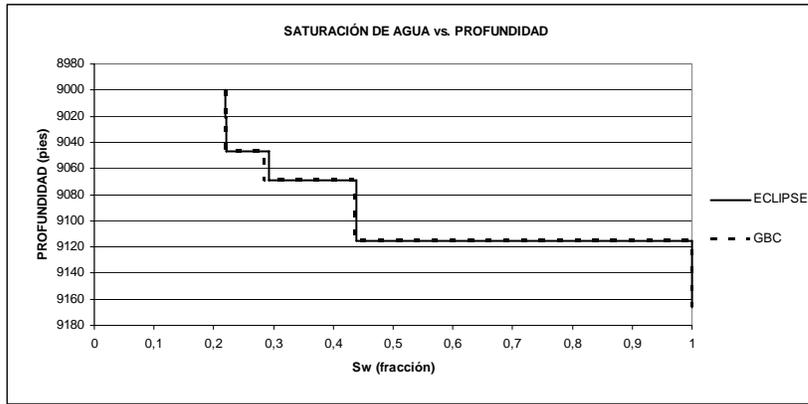


Figura 3.45 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

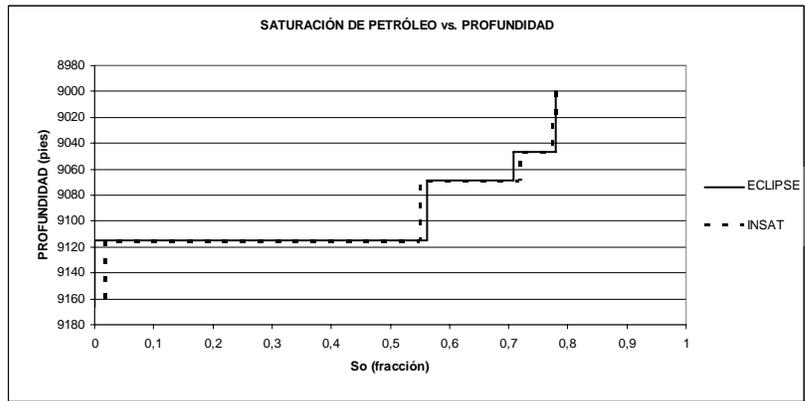


Figura 3.46 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

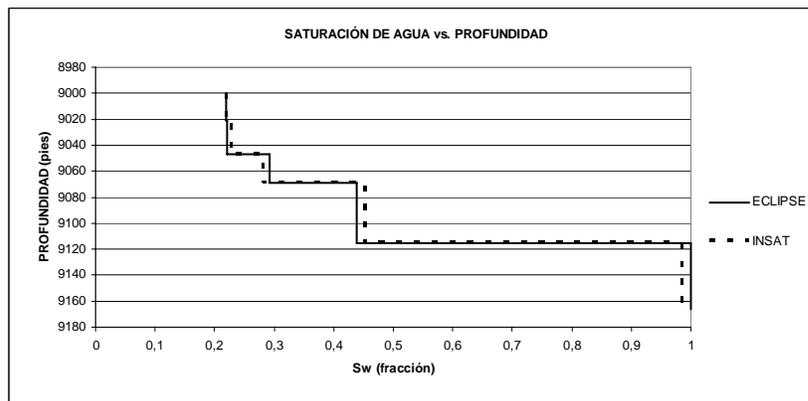


Figura 3.47 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

2.9 CASO 9 (modelo que carece de contactos)

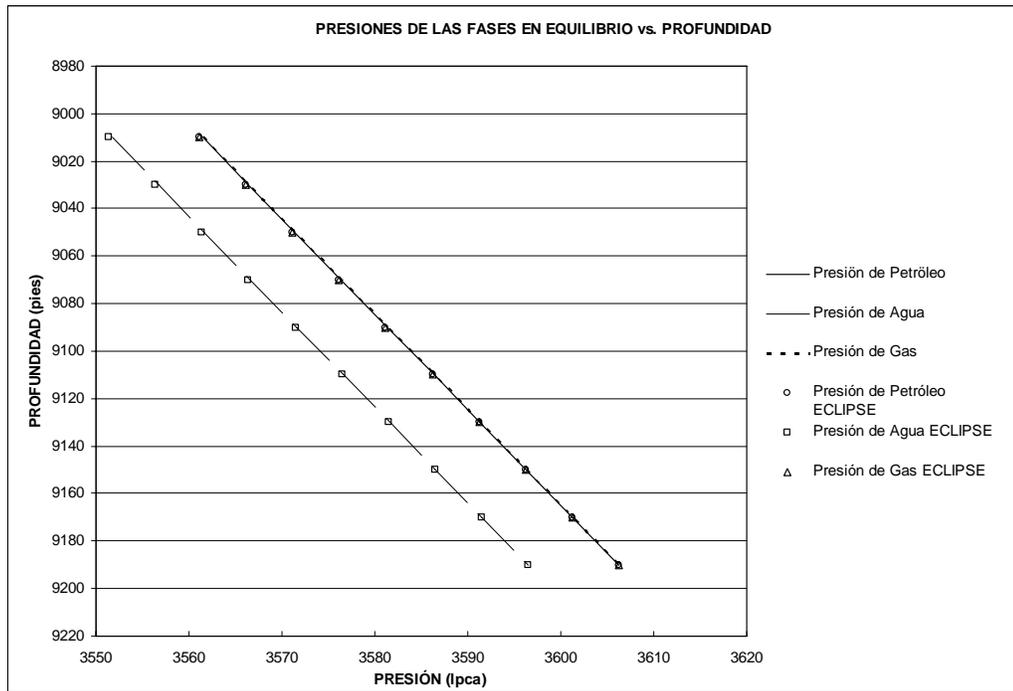


Figura 3.48 Presiones de las fases vs. Profundidad

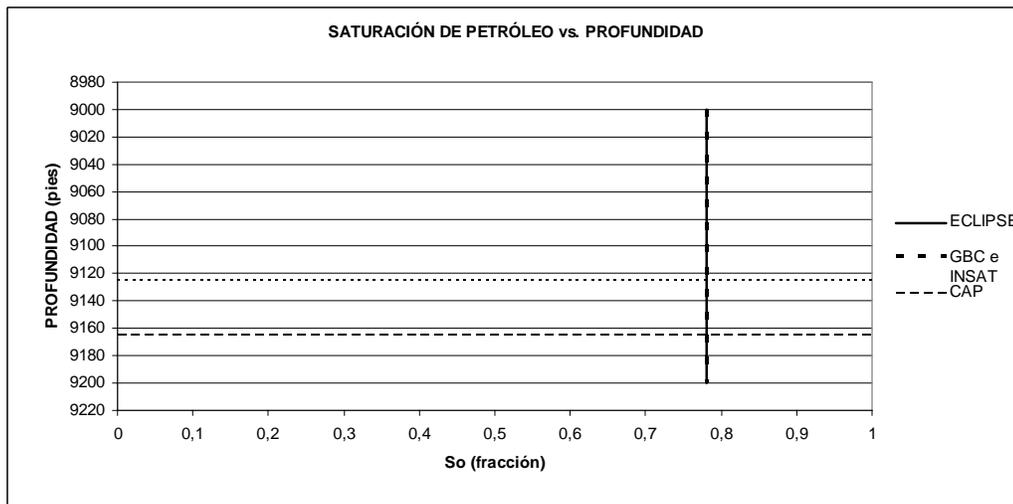


Figura 3.49 Saturación de petróleo (GBC e INSAT) vs. Profundidad

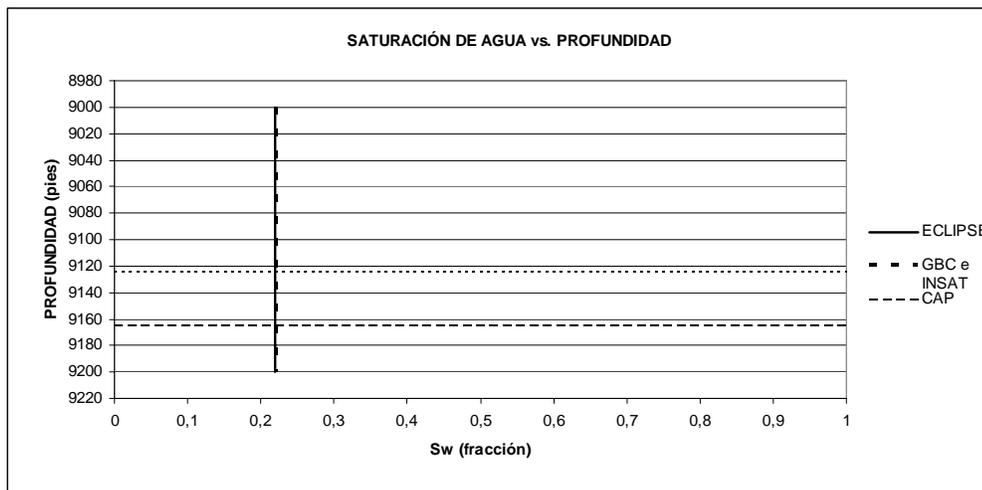


Figura 3.50 Saturación de agua (GBC e INSAT) vs. Profundidad

2.10 CASO 10 (modelo trifásico)

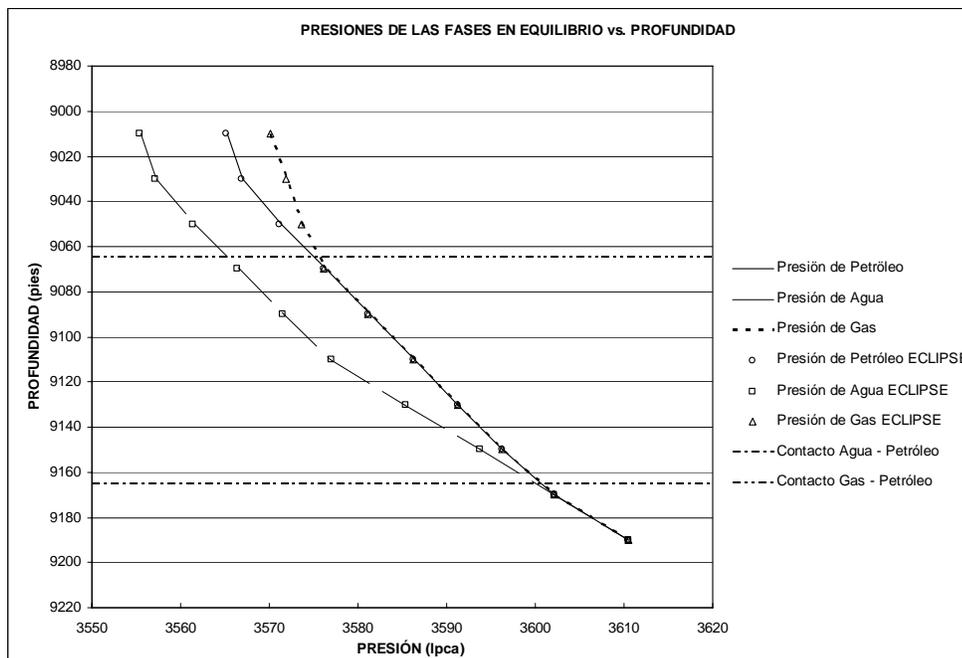


Figura 3.51 Presiones de las fases vs. Profundidad

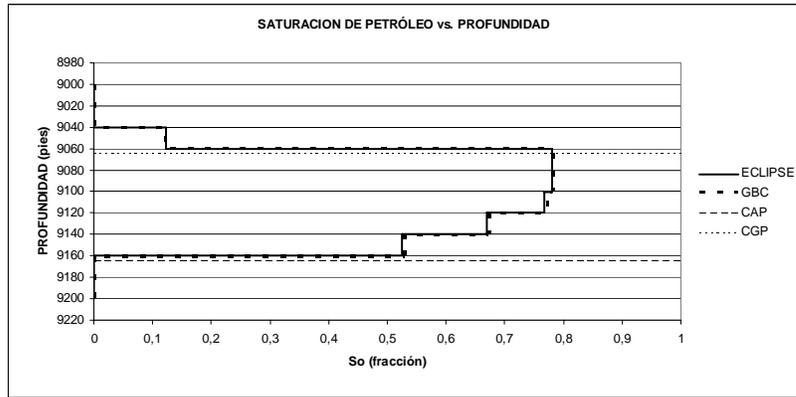


Figura 3.52 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

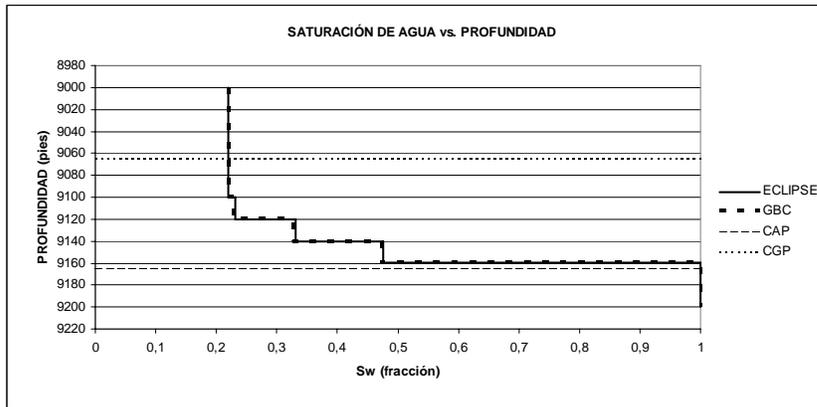


Figura 3.53 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

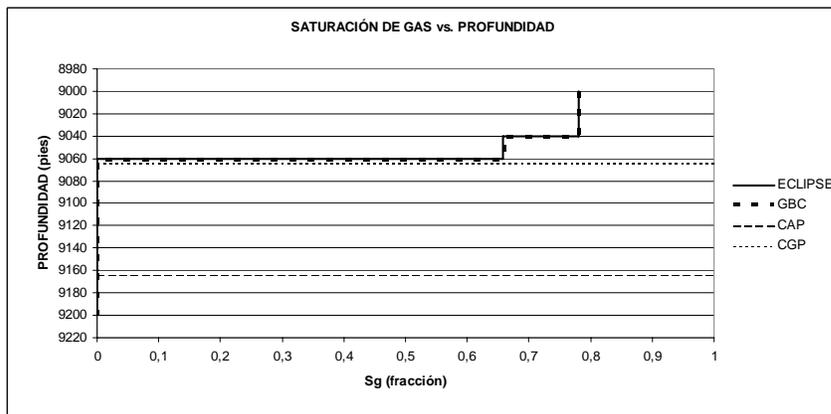


Figura 3.54 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

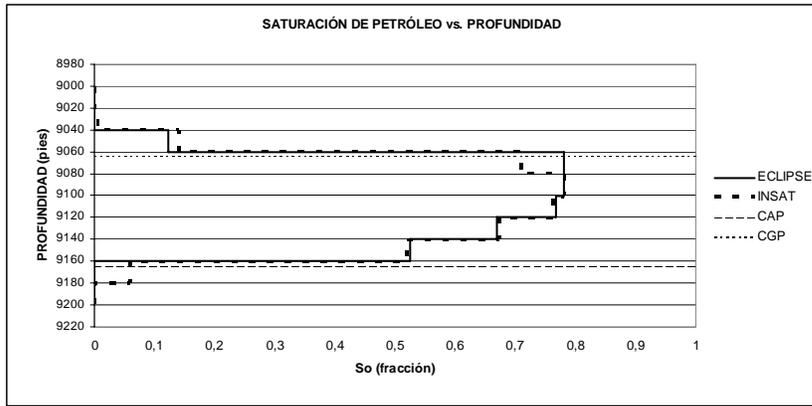


Figura 3.55 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

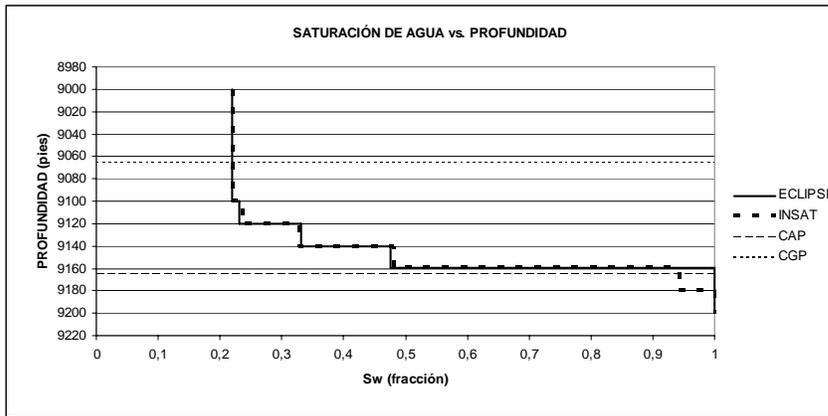


Figura 3.56 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

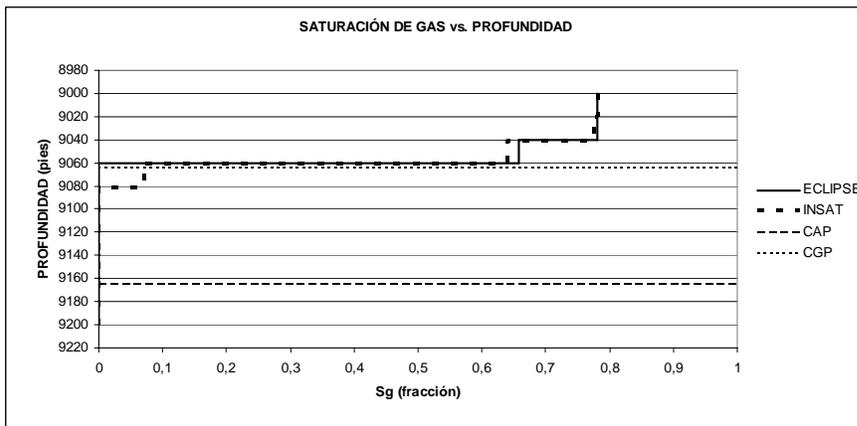


Figura 3.57 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.11 CASO 11 (modelo trifásico con zonas de transición extensas)

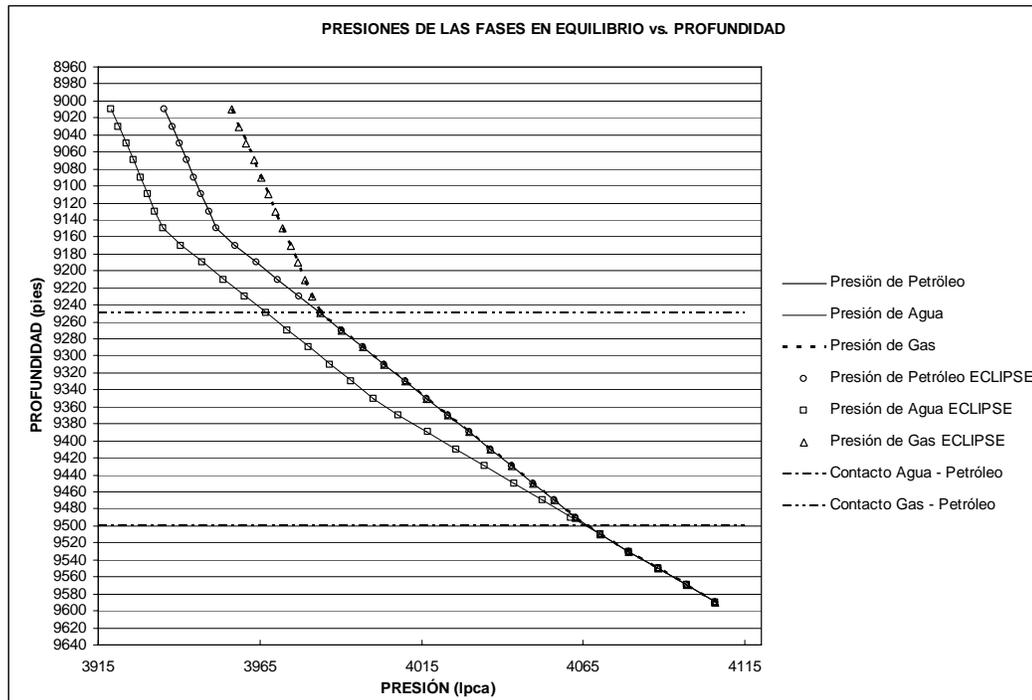


Figura 3.58 Presiones de las fases vs. Profundidad

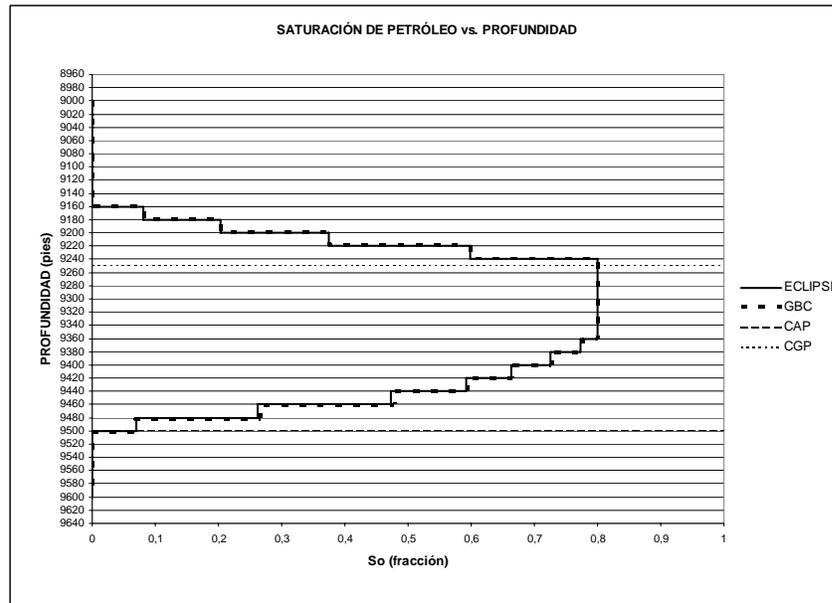


Figura 3.59 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

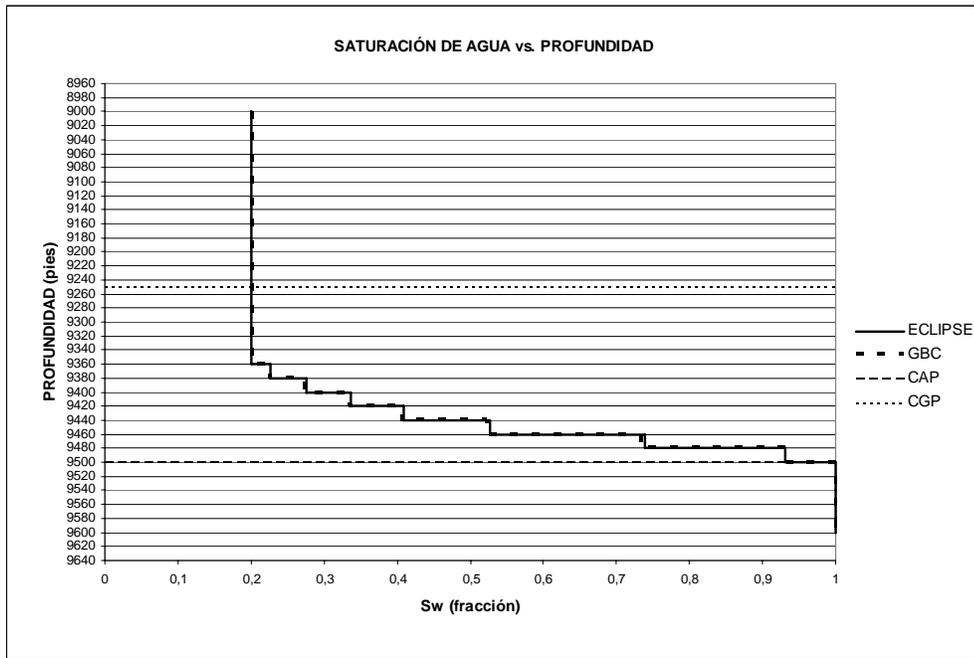


Figura 3.60 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

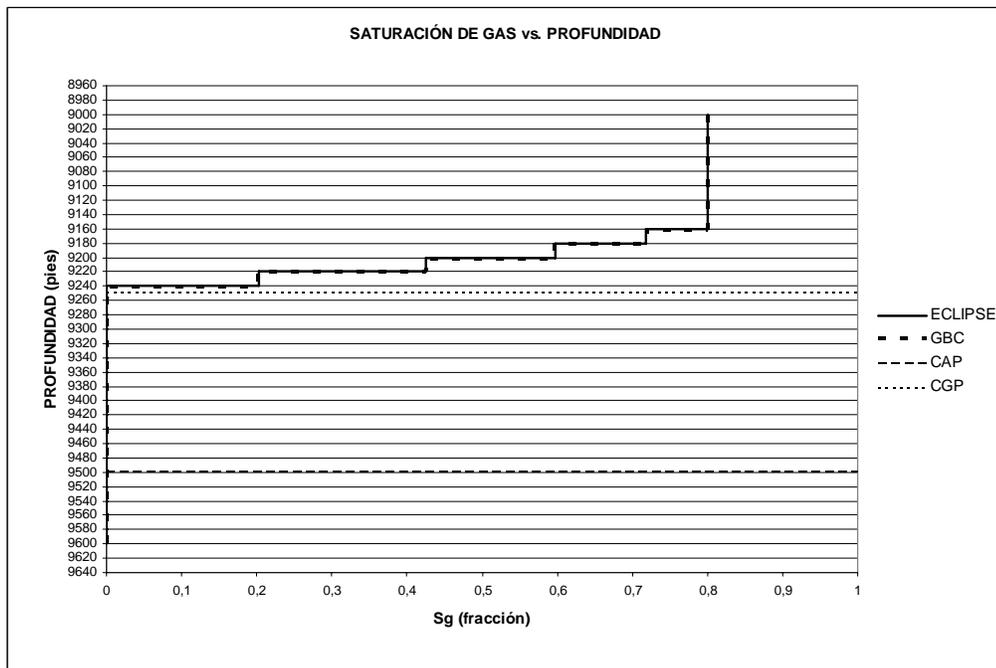


Figura 3.61 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

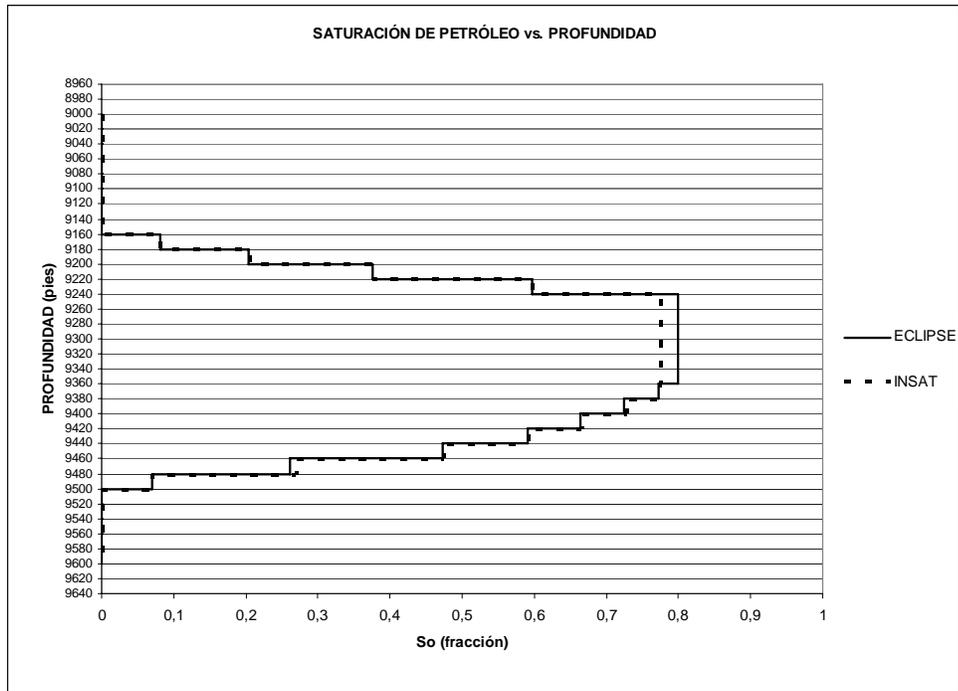


Figura 3.62 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

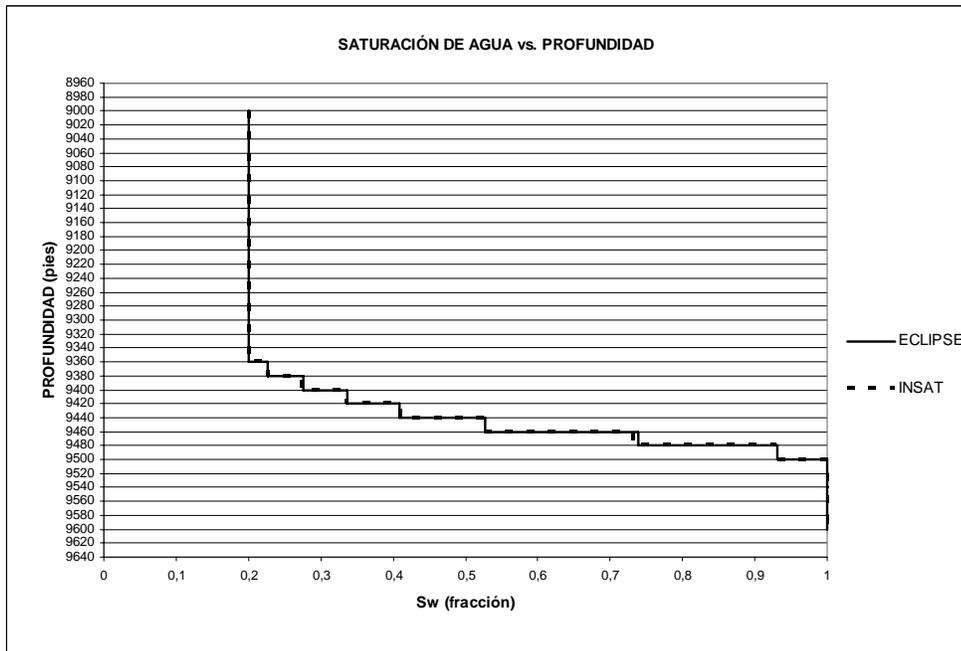


Figura 3.63 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

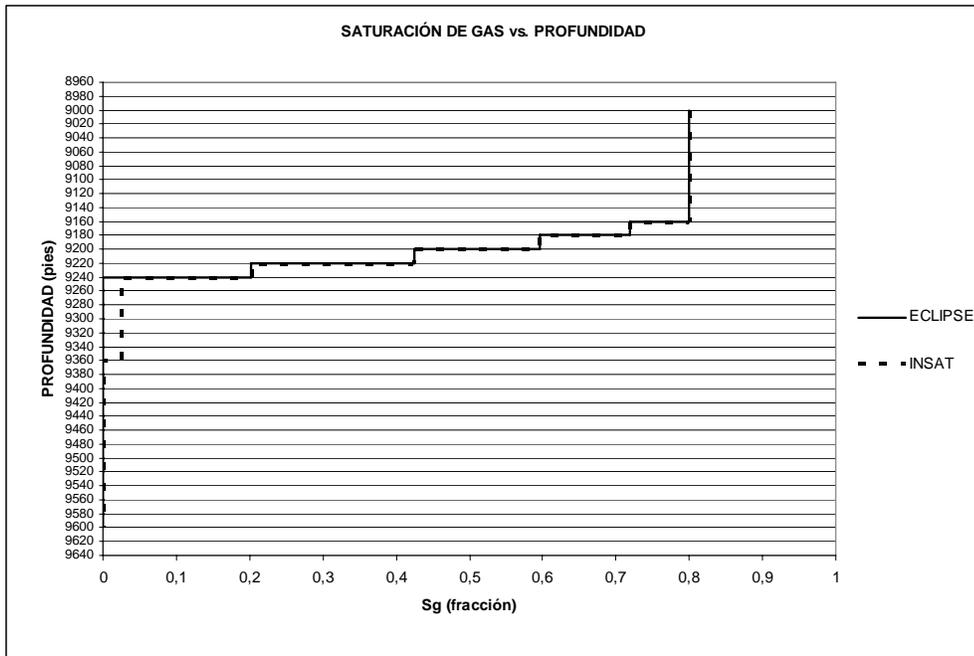


Figura 3.64 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

2.12 CASO 12 (modelo trifásico de 100 capas)

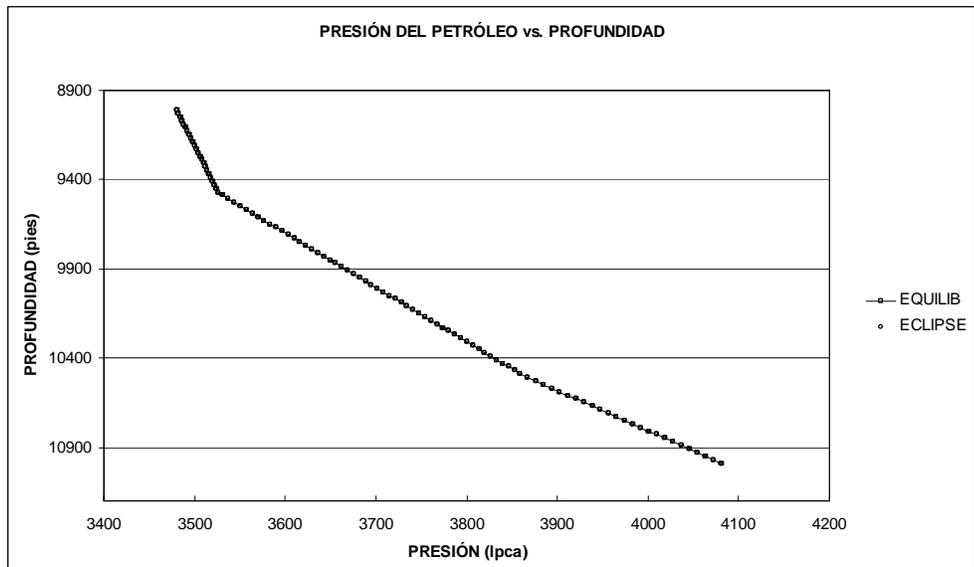


Figura 3.65 Presión de petróleo vs. Profundidad

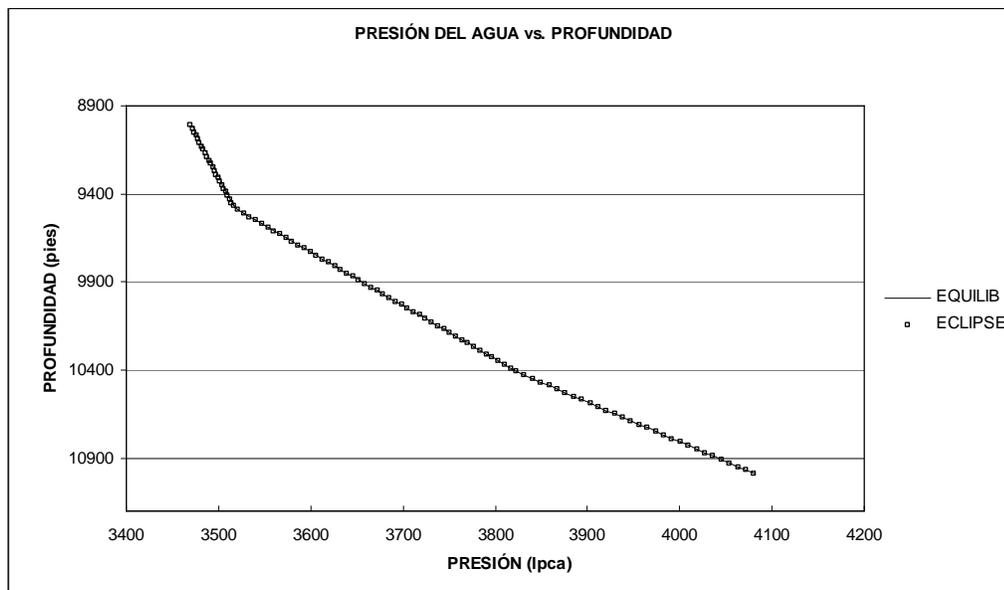


Figura 3.66 Presión de agua vs. Profundidad

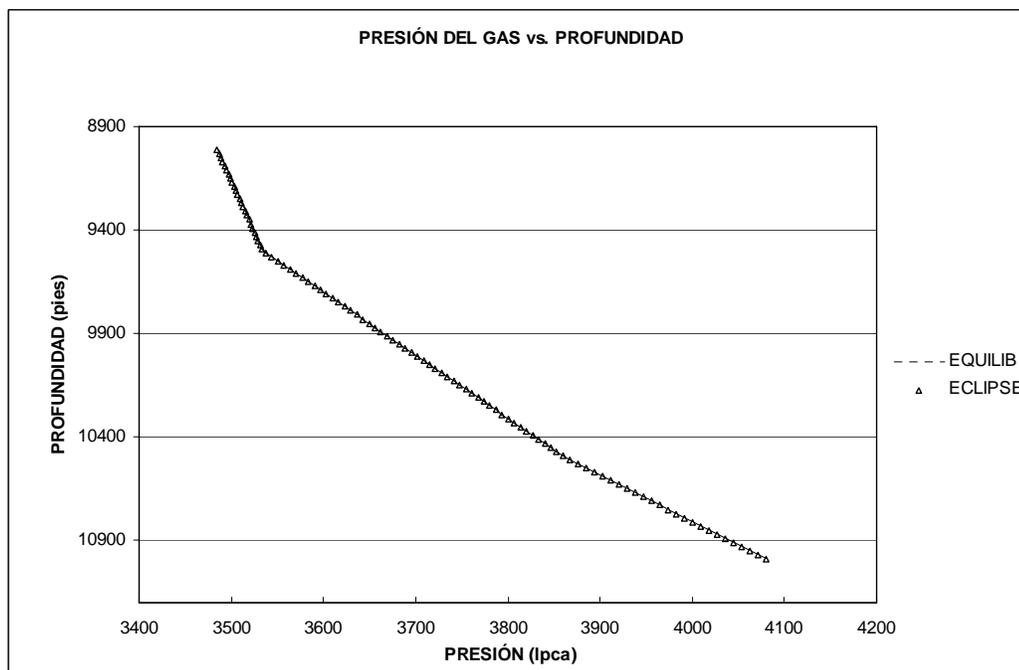


Figura 3.67 Presión de gas vs. Profundidad

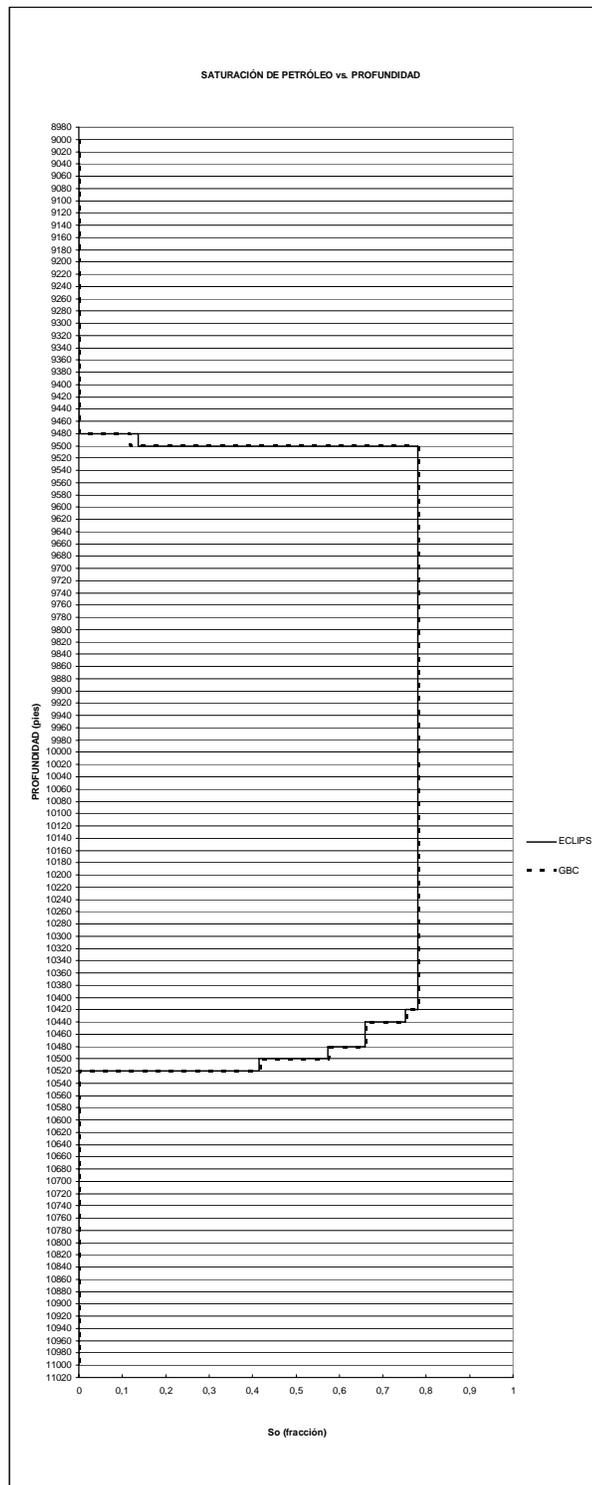


Figura 3.68 Saturación de petróleo (GBC) vs. Profundidad

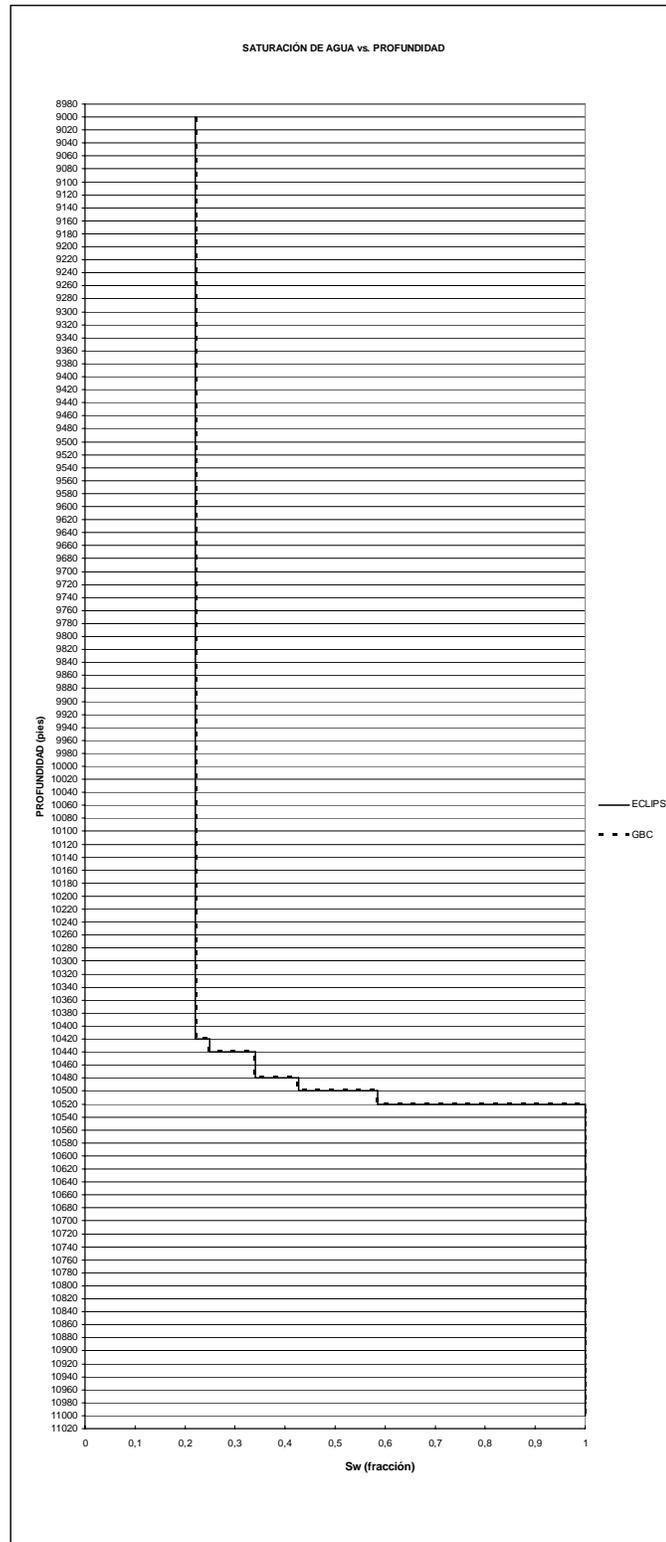


Figura 3.69 Saturación de agua (GBC) vs. Profundidad

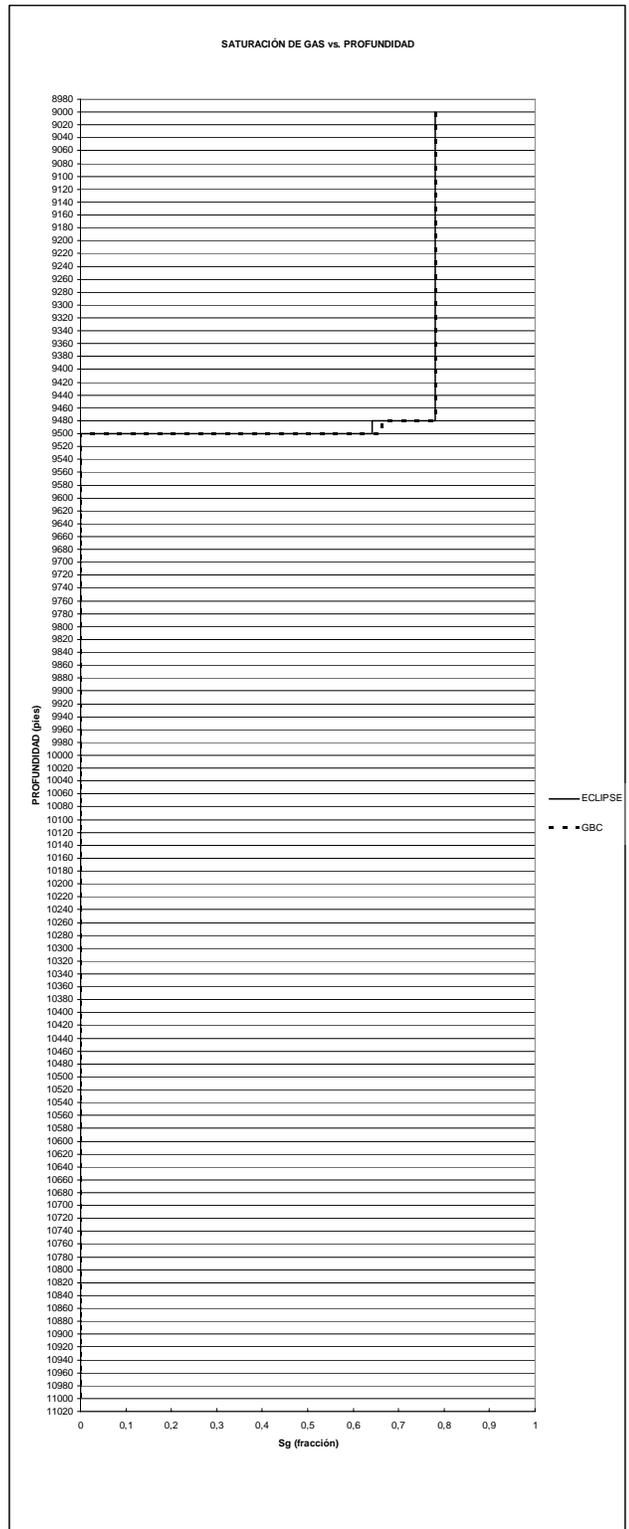


Figura 3.70 Saturación de gas (GBC) vs. Profundidad

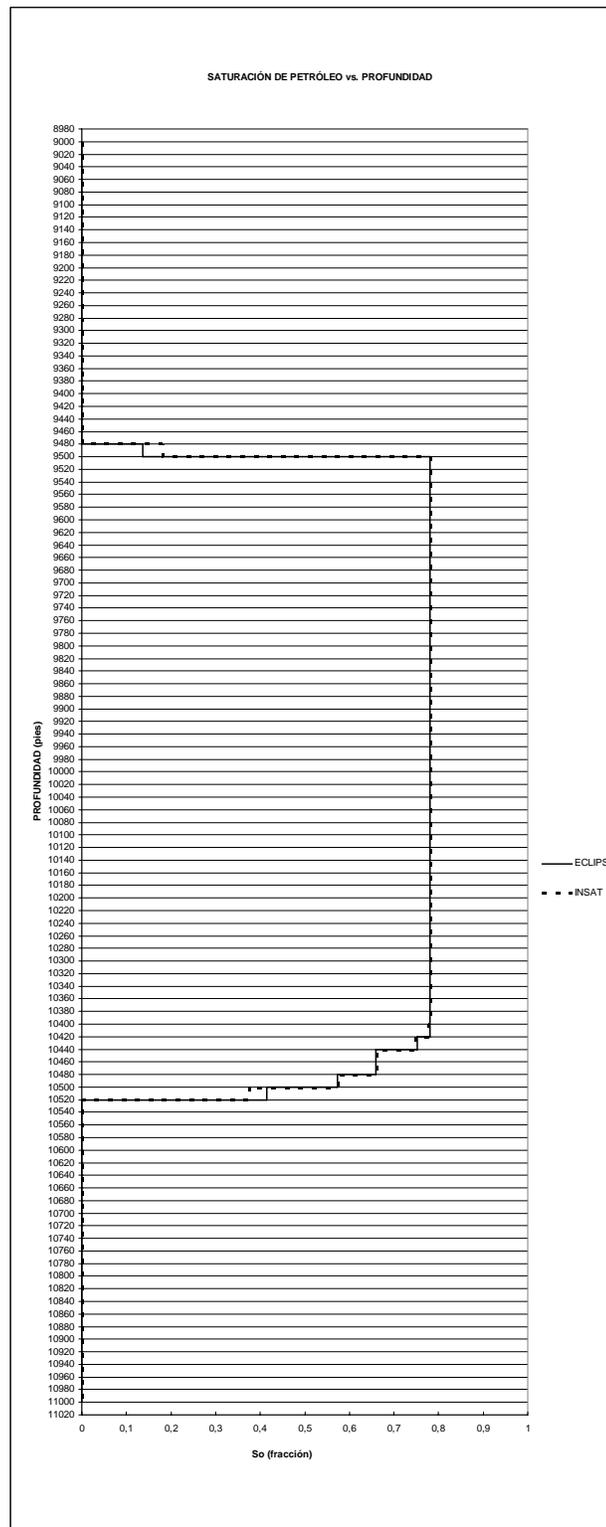


Figura 3.71 Saturación de petróleo (INSAT) vs. Profundidad

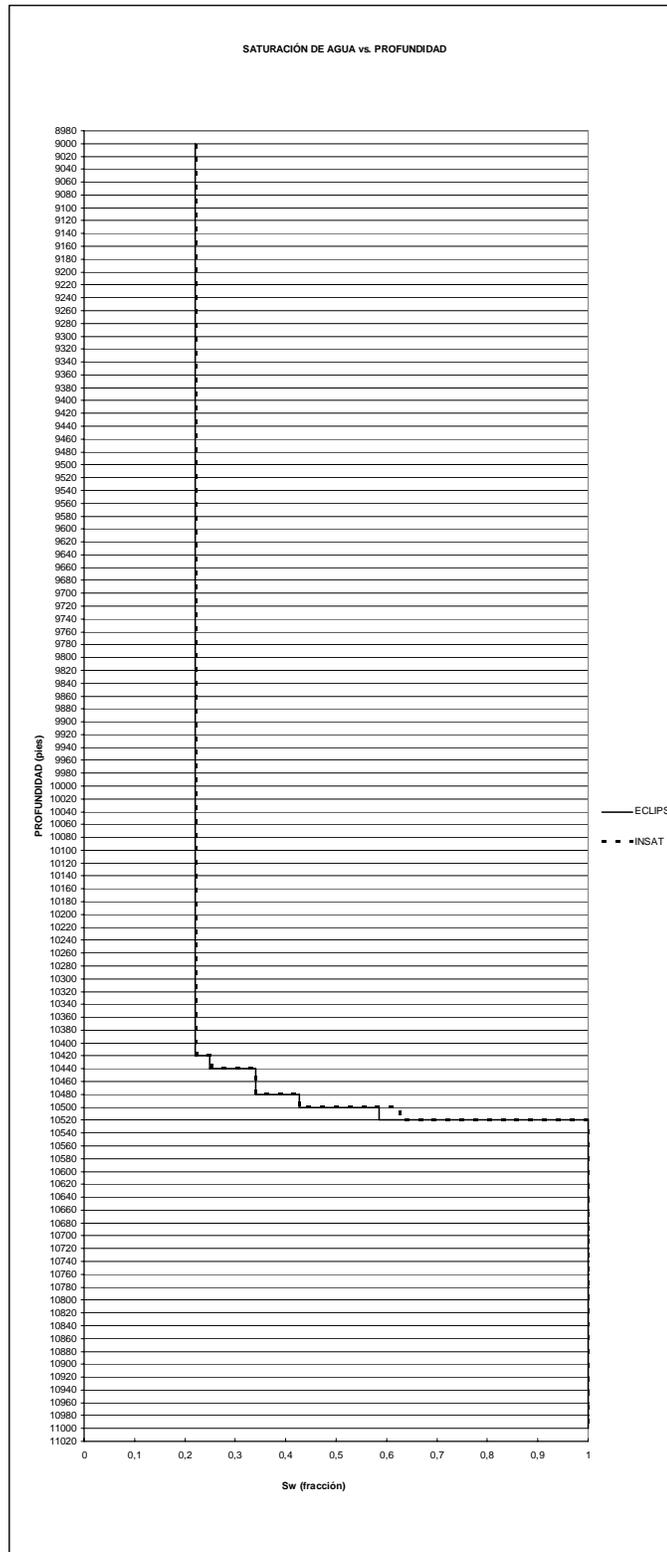


Figura 3.72 Saturación de agua (INSAT) vs. Profundidad

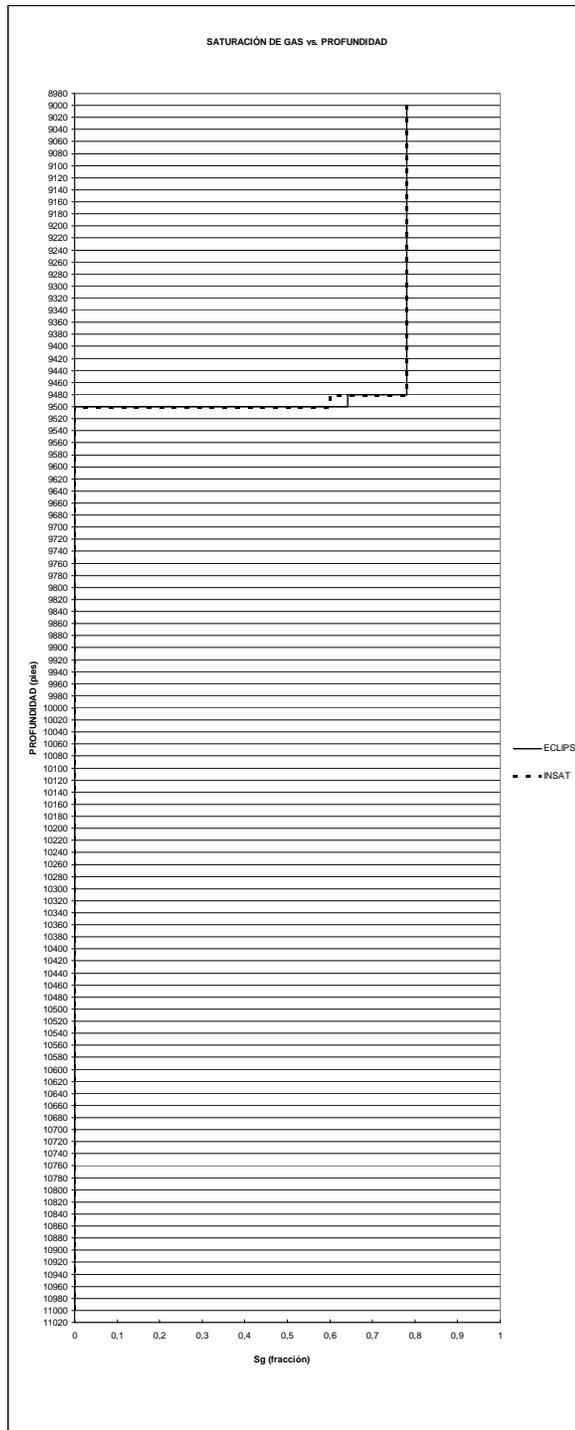


Figura 3.73 Saturación de gas (INSAT) vs. Profundidad

3. ANÁLISIS DE RESULTADOS

Los análisis de resultados que se muestran a continuación son necesarios para comprobar la funcionalidad de las formulaciones implantadas. El análisis se hará por opciones de inicialización implantadas.

3.1 OPCIÓN DE INICIALIZACIÓN DE PRESIONES (POR CONDICIONES DE EQUILIBRIO)

Los resultados generados por esta opción de inicialización del simulador SYEP presentan un ajuste bastante fiel a los resultados generados por ECLIPSE. En ninguno de los ejemplos inicializados se presentaron inconvenientes o resultados distintos a los esperados. Es importante señalar que uno de los aspectos en los cuales hay un muy buen ajuste entre los resultados generados por ambos simuladores (SYEP y ECLIPSE), es el referente al cambio de pendientes en las curvas de presión de las fases, el cual es necesario para mantener el equilibrio capilar en las celdas del modelo. En general, con estos resultados se demuestra que la programación e implantación del nuevo algoritmo de inicialización de presiones y las suposiciones que dicha formulación implica (ajuste lineal del PVT del petróleo y del factor volumétrico de formación del agua, ajuste a una función inversa del factor volumétrico de formación del gas, establecimiento de la coordenada Z') son correctas y permiten inicializar las presiones de un modelo de simulación de manera confiable.

3.2 OPCIONES DE INICIALIZACIÓN DE SATURACIONES

a) GBC (Gridblock Center)

De acuerdo a los resultados mostrados en la inicialización de saturaciones de los distintos ejemplos, aquellos generados por la opción GBC son los que presentan una mejor correspondencia con los resultados generados por ECLIPSE. Sin embargo es importante destacar que la opción GBC fue programada tomando como base

matemática la formulación usada por ECLIPSE en su proceso de inicialización de saturaciones. Esta opción define las zonas de transición sin ningún tipo de inconvenientes.

Es de suma importancia destacar que, a pesar de que la gran mayoría de las inicializaciones de presiones realizadas bajo esta opción generaron resultados coherentes con los de ECLIPSE, el caso en donde las presiones capilares en los contactos agua – petróleo y gas – petróleo eran distintas de cero (**CASO 7**) no generó los resultados que de él se esperaban. Esto obedece a que en la programación de esta opción, no se consideraron en profundidad todas las variantes e implicaciones propias de un caso con estas características.

En líneas generales se puede afirmar que la opción GBC es bastante confiable en la inicialización de saturaciones de un alto espectro de modelos de simulación.

b) Opción INSAT (Integrated Saturation)

La mayoría de los resultados que produjo la opción de inicialización de saturaciones INSAT no ofrece un ajuste tan preciso con respecto a los resultados generados por ECLIPSE, aunque aquellos ejemplos en donde existe un número considerable de capas (**CASO 11 y CASO 12**), los resultados arrojados por esta opción se ajustan muy bien a los que produjo ECLIPSE.

Es importante mencionar que la base matemática de esta opción es muy distinta a la formulación empleada por ECLIPSE en la inicialización de saturaciones. Esto trae como consecuencia que exista la dificultad de determinar, a ciencia cierta, hasta qué punto esta opción es confiable o no, debido a que a pesar de que se está empleando una herramienta muy confiable como lo es ECLIPSE, dicha herramienta no permite calibrar la metodología empleada por la opción INSAT. Esta opción también define las zonas de transición sin ningún tipo de inconvenientes.

CONCLUSIONES

1) El simulador de yacimientos SYEP está ahora en la capacidad de generar una distribución de presiones y saturaciones iniciales de manera confiable y precisa.

2) Los resultados arrojados por el simulador SYEP, referentes a la inicialización de los distintos casos, muestra que los cambios introducidos en la interfaz del simulador SYEP no perjudicó el buen funcionamiento de dicha interfaz.

3) La opción de inicialización de presiones “por condiciones de equilibrio” está diseñada de tal manera que sus resultados son altamente confiables. Esto está fundamentado en las comparaciones de los mismos con aquellos que son generados por ECLIPSE.

4) La opción de inicialización GBC, a pesar de que presenta dificultades en la inicialización de saturaciones de ciertos modelos, es muy eficiente en la definición y asignación de saturaciones iniciales a las celdas de un modelo de simulación.

5) La opción de inicialización INSAT es capaz de definir un mapa de saturaciones lógico para gran cantidad de casos de simulación. Sin embargo, el hecho de estar programada bajo consideraciones matemáticas bastante particulares, no permitió calibrar en su justa medida su efectividad.

6) Los nuevos módulos de inicialización de saturaciones permiten establecer y definir la distribución de saturaciones en las zonas de transición.

7) El algoritmo de inicialización de saturaciones permite trabajar con modelos cuyas zonas de transición estén solapadas total o parcialmente.

8) Los casos bajo los cuales se validaron los algoritmos de inicialización implantados, cubren un amplio espectro de posibilidades y variantes que permiten asegurar la correcta funcionalidad de los mismos.

RECOMENDACIONES

1) A pesar de que ya se comprobó la funcionalidad de la formulación implantada, se recomienda realizar pruebas periódicas y sucesivas que permitan detectar y corregir posibles fallas del algoritmo.

2) Se recomienda realizar pruebas de inicialización empleando la opción INSAT y compararlas con los resultados que arrojen simuladores comerciales, que empleen fundamentos matemáticos afines a la base matemática usada por la opción INSAT. Uno de estos simuladores es VIP-EXECUTIVE.

3) El simulador sólo permite construir mallados cartesianos sin buzamiento. Se recomienda implantar la programación para nuevos tipos de mallados y, paralelamente a ello, comprobar el funcionamiento de la nueva formulación en el establecimiento de presiones y saturaciones iniciales en modelos no cartesianos.

4) La opción INSAT requiere del método de trapecios para la resolución numérica de integrales. Se recomienda evaluar la posibilidad de usar en esta opción otro método de integración numérica.

5) En la nueva formulación, ciertos parámetros PVT (β_0 , R_s y B_w) se ajustan de forma lineal. Se recomienda evaluar otro tipo de ajuste que permita aproximar mejor estos parámetros PVT.

6) Para la construcción de la tabla de presión de petróleo, se debe seleccionar bajo qué condiciones se usan parámetros PVT para petróleo saturado y bajo cuales se usan los parámetros PVT para petróleo subsaturado. Se recomienda mejorar el algoritmo que permite esta discriminación.

7) Se recomienda programar un módulo de inicialización de saturaciones, que permita inicializar modelos cuyas presiones capilares en los contactos, sean distintas de cero.

8) Se recomienda insertar una opción que permita al usuario visualizar la distribución inicial de presiones y saturaciones, independientemente de la geometría de los modelos de simulación.

9) La formulación implantada supone la presencia de la fase petróleo en los modelos a inicializar. Se recomienda evaluar los procedimientos de inicialización que deben aplicarse en aquellos modelos que no cumplan con esta suposición (yacimientos de gas con acuífero asociado).

BIBLIOGRAFÍA

- Abu Dhabi Natl. Oil Co. (1989). Procedures for Initializing Reservoir Simulation Models. Manama, Bahrain: Fawakhiri, A.Y., Hassan, I.M. y Abed, A.F.A.R.
- Arias, D. y Da Silva A. (2004). Implantación, actualización y mejora de un simulador de yacimientos de dominio público. Trabajo especial de grado. Inédito. Universidad Central de Venezuela. Caracas.
- Craft, B. C. y Hawkins M. F. (1991). Applied Petroleum Reservoir Engineering. 2da ed. New Jersey. Editorial Prentice – Hall. 431 p.
- Cress, P., Dirksen, P. y Graham, W. (1973). Fortran IV con Watfor y Watfiv. 2da ed. Madrid. Editorial Prentice Hall Internacional. 407 p.
- Dake, L. P. (1998). Fundamentals of reservoir engineering,. Amsterdam. ELSEVIER SCIENCE. 443 p.
- Halvorson, Michael (1998). Manual del Programador Visual Basic 5. 2da ed. Madrid. Editorial McGraw – Hill. 650 p.
- Jones Parra, Juan. (1994). Elementos de Ingeniería de Yacimientos. 2da ed. Caracas. Editorial Innovación Tecnológica.
- Maraven, S.A. (1992). Methodological Approach for Reservoir Simulation. Caracas: Sanchez, N., Martinez C. y Rattia A.
- McCracken, D. y Dorn, W. (1976). Métodos numéricos y programación Fortran con aplicaciones en ingeniería y ciencias. 9na ed. México. Editorial Limusa. 476p
- Schlumberger. (2002). ECLIPSE Reference Manual.
- Schlumberger. (2002). ECLIPSE Technical Description.

Stanford University. (2002). Notes on Reservoir Simulation. Aziz Khalid y
Durlinsky Lou.