



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE MAESTRÍA Y DOCTORADO EN INGENIERÍA
INGENIERÍA PETROLERA Y GAS NATURAL – YACIMIENTOS

ANÁLISIS DE INCERTIDUMBRE Y FACTIBILIDAD DE INYECCIÓN DE FLUIDOS EN
EL CAMPO OGARRIO, BLOQUE A

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN INGENIERÍA

PRESENTA:
RAFAEL ADRIÁN ROMERO CRUZ

TUTOR PRINCIPAL
Dr. JOSÉ LUIS BASHBUSH BAUZA, FACULTAD DE INGENIERÍA

MÉXICO, D. F. ABRIL 2014



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

JURADO ASIGNADO:

Presidente: Dr. Samaniego Verduzco Fernando
Secretario: Dr. Domínguez Vargas Guillermo Cruz
Vocal: Dr. Bashbush Bauza José Luis
1er. Suplente: Dr. Arana Ortiz Víctor Hugo
2do. Suplente: M. I. Leon García Alfredo

Lugar o lugares donde se realizó la tesis: MÉXICO, D.F.

TUTOR DE TESIS:
Dr. JOSÉ LUIS BASHBUSH BAUZA

FIRMA

Dedicatoria

Este trabajo está dedicado a mis padres: Rafael Adrián Romero Deyá y María del Rosario Cruz Barrera, y a mis hermanos Adriana, Lindy y Pablo, los cuales son la razón de mi existencia y fuerza que me impulsa para seguir superándome.

Ya toda mi familia quien me sigue dando muchos de los mejores momentos de mi vida.

Agradecimientos

Esta tesis es el producto final de un conjunto de esfuerzos y sacrificios de mi familia y un servidor.

Agradezco el apoyo y la confianza que me brindó el Dr. Jose Luis Bashbush Bauza. Su acertada dirección representó un punto clave en la culminación de este trabajo.

A los miembros del jurado, doctores Fernando Samaniego Verduzco, Guillermo Dominguez Vargas, al maestro Alfredo León y en especial al doctor Victor Hugo Arana por su apoyo en mi formación laboral.

A las autoridades del CONACYT, quienes hacen posible que existan este tipo de becas para estudios de posgrado.

También expreso mi más sincero agradecimiento a todas las personas que directa o indirectamente contribuyeron para que realizara mis estudios de maestría.

Contenido

Título	i
Jurado	ii
Dedicatoria.....	iii
Agradecimientos	iv
Lista de Tablas	viii
Lista de Figuras	x
Lista de Ecuaciones	xiv
Resumen	xvi
Objetivo	xviii
1. Introducción.....	1
2. Escrutinio de Procesos de Recuperación Mejorada.....	13
3. Estudios de Laboratorio	24
3.1. Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT)	25
3.1.1. Análisis PVT en el Campo Ogarrio.....	29
3.2. Análisis Roca-Fluidos.....	30
3.2.1. Análisis Roca-Fluidos en el Campo Ogarrio	32
3.3. Análisis del Agua de Formación	35
3.3.1. Análisis del Agua de Formación en el Campo Ogarrio	37
3.4. Pruebas Especiales para Inyección de Agua.....	39
3.4.1. Prueba Especiales para Inyección de Agua en el Campo Ogarrio	39
3.5. Pruebas Especiales para Inyección de Gas	40
3.5.1. Prueba Especiales para Inyección de Gas en el Campo Ogarrio.	41
3.6. Escalamiento de Estudios de Laboratorio	42
4. Mecanismos de Desplazamiento	43
4.1. Tipos de Desplazamiento	43
4.1.1. Desplazamiento Inmiscible.....	43
4.1.2. Desplazamiento Miscible	45
4.1.2.1. Miscibilidad de Primer Contacto	47
4.1.2.2. Miscibilidad Dinámica	48
4.1.2.3. Presión Mínima de Miscibilidad	53
4.1.2.3.1. Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad	57

4.2. Inyección de Agua.....	63
4.3. Inyección de CO ₂	66
4.4. Inyección de N ₂	72
5. Modelo Estático	76
5.1. Flujo de Trabajo para Elaborar el Modelo Estático	79
5.1.1. Modelado de Fallas.....	80
5.1.2. Definición del Área de la Malla	80
5.1.3. Modelado de Horizontes, Zonas y Capas	82
5.1.3.1. Control de Calidad de la Malla.....	82
5.1.3.2. Datos de la Malla.....	83
5.1.4. Modelado de Propiedades Petrofísicas	84
5.1.4.1. Escalamiento de Registros	84
5.1.4.2. Distribución de Propiedades	85
5.1.4.2.1. Facies	85
5.1.4.3. Porosidad y Volumen de Arcilla	86
5.1.4.4. Permeabilidad	88
5.2. Modelo Arena E-180 - Zona Propuesta para la Inyección de Fluidos	89
5.2.1. Porosidad	90
5.2.2. Permeabilidad	90
5.2.3. Saturación Inicial de Agua	91
5.2.4. Espesor Neto a Bruto	91
5.2.5. Dominios	92
5.2.6. Cálculo del Volumen Original	93
6. Modelo Dinámico	94
6.1. Caracterización de la Roca.....	95
6.1.1. Compresibilidad de la Formación	98
6.2. Caracterización Composicional del Fluido de Yacimiento	103
6.2.1. Agrupamiento de Componentes	103
6.2.2. Ajuste del Fluido a Datos de Campo.....	108
6.3. Caracterización del Agua de Formación	110
6.3.1. Solubilidad del Gas en el Agua	110
6.3.2. Viscosidad del Agua.....	111
6.3.3. Factor de Volumen del Agua	112
6.3.4. Compresibilidad del Agua.....	113

6.4. Caracterización de las Propiedades Roca – Fluido	114
6.4.1. Curvas de Permeabilidad Relativa	115
6.4.2. Curvas de Presión Capilar	120
6.4.2.1. Mojabilidad	123
6.4.2.2. Tensión Interfacial	126
6.4.2.3. Conversión de la Presión Capilar	128
6.4.3. Histéresis	130
6.5. Inicialización	132
6.5.1. Malla de Simulación	135
6.5.2. Ajuste de Historia	138
6.5.2.1. Historia de Producción	140
6.5.2.2. Historia de presión	143
6.5.2.3. Ajuste de Historia Presión – Producción.....	146
7. Análisis de Incertidumbre	148
7.1. Selección de Variables	152
7.2. Análisis de Sensibilidad	153
7.2.1. Diagramas de Tornado.....	154
7.3. Simulación Monte Carlo	156
7.4. Evolución Estratégica.....	159
7.5. Selección del Caso Óptimo	162
7.6. Análisis de los Pronósticos de Producción.....	166
7.7. Análisis Económico de los Pronósticos de Producción.....	169
Conclusiones	177
Recomendaciones	179
Nomenclatura	181
Símbolos Griegos	184
Referencias	185
Apéndice A: Metodología para obtener la composición sintética de un fluido. 195	
Apéndice B: Prueba de la burbuja ascendente.....	200

Lista de Tablas

1.1. Fr al 01 de Enero del 2014 y final para los Campos: Ogarrio, Blasillo, Rodador y San Ramón. .	3
1.2. Volumetría de las 28 arenas que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio.	8
1.3. Volumetría de las 16 arenas principales que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio.	9
1.4. Volumetría de los dominios de la arena E-180 que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio.	10
2.1. Campos ordenados de acuerdo al método de RM.	14
2.2. Propiedades divididas por su factor común.	15
2.3. Valores normalizados para las tres propiedades seleccionadas de cada campo.	15
2.4. Comparación de los valores de las propiedades de acuerdo a los criterios para la inyección de CO ₂ miscible empleados por diferentes autores.	20
2.5. Comparación de los valores de las propiedades de acuerdo a los criterios para la inyección de GH miscible empleados por diferentes autores.	21
2.6. Comparación de los valores de las propiedades del Campo Ogarrio con proyectos realizados en el mundo y con los criterios para inyección de CO ₂ miscible.	22
3.1. Análisis mineralógicos del Campo Ogarrio, Bloque A.	32
3.2. Análisis granulométricos del Campo Ogarrio, Bloque A.	33
3.3. Análisis químico del agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.	37
3.4. Análisis físico del agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.	37
3.5. Análisis de los sólidos contenidos en el agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.	38
4.1. PMM obtenidas a partir de correlaciones para los 7 PVT'S convencionales del Bloque A del Campo Ogarrio.	57
4.2. Composición de la fracción intermedia de los Pozos del Campo Ogarrio, Bloque A.	58
4.3. Presión de miscibilidad vs densidad.	61
4.4. Corrección por temperatura de la PMM.	61
4.5. PMM simulando la prueba de tubo delgado "slim tube", Guaricho 1 es el PVT semilla, Ogarrio 817_S es el PVT sintético.	62
6.1. Rango de compresibilidades de formación.	101
6.2. Composición original del fluido del pozo Ogarrio 817_S.	104
6.3. Componentes que incluyen los grupos, reduciendo de 15 componentes a 8 pseudocomponentes.	105
6.4. Información y fuentes de adquisición de datos para la sección de interacción roca-fluido del modelo dinámico del Campo Ogarrio, Bloque A.	114

6.5. Valores Típicos de ángulo de contacto y tensión interfacial .	129
6.6. Compación de los volúmenes originales a condiciones estándar de petróleo del dominio C3 de la Arena E-180.	138
6.7. Resumen de los pozos ubicados en la zona norte del Bloque A.	144
6.8. Pozos candidatos para toma de registros de presión de fondo cerrado.	144
7.1. Valores base y rangos de las variables del modelo del dominio C3.	153
7.2. Valores base y ajuste de los rangos de las variables del modelo del dominio C3.	156
7.3. Ejemplo de los valores de la función objetivo para cada caso de EE	163
7.4. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de CO ₂ .	173
7.5. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de N ₂ .	173
7.6. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de agua.	174
7.7. Indicadores económicos para los fluidos de inyección (CO ₂ , N ₂ y agua).	176
A.1. Datos del fluido original del pozo Guaricho 1	195
A.2. Propiedades del Fluido del pozo Guaricho 1 caracterizado	196
A.3. Composición del pozo Ogarrío 817_S	198

Lista de Figuras

1.1. Volumetría del APCP.....	3
1.2. Volumen original, producción acumulada y reserva remanente de los Campos Ogarrio Rodador, Blasillo y San Ramón.....	4
1.3. Posicionamiento de la reserva remanente de los Campos principales del APCP.....	4
1.4. Mapa de localización del Campo Ogarrio.....	6
1.5. Estructura del Campo Ogarrio.....	7
1.6. Representación de las edades del Campo Ogarrio.....	7
1.7. Mapa de dominios de la zona Norte de la arena E-180 del Campo Ogarrio.....	11
1.8. Mapa de dominios de la zona Central de la arena E-180 del Campo Ogarrio.....	11
1.9. Mapa de dominios de la zona Sur de la arena E-180 del Campo Ogarrio.....	12
2.1. Diagrama Ternario: Viscosidad-densidad <i>API</i> -Temperatura para el Campo Ogarrio.....	17
2.2. Diagrama Ternario: Viscosidad-densidad <i>API</i> -Permeabilidad para el Campo Ogarrio.....	18
2.3. Viscosidad contra profundidad para el Campo Ogarrio y proyectos realizados en el mundo..	19
3.1. Flujo de trabajo para los estudios de laboratorio.....	25
3.2. Estudio de permeabilidades realizadas en núcleos del Campo Ogarrio, Bloque A.....	34
3.3. Diagrama de Stiff – Davis del Campo Ogarrio, Bloque A.....	38
4.1. Proceso de miscibilidad al primer contacto.....	48
4.2. Mecanismo de condensación de CO ₂ en el petróleo a temperatura y presión de yacimiento...51	
4.3. Mecanismo de vaporización del petróleo por el CO ₂ a temperatura y presión de yacimiento. .52	
4.4. PMM contra peso molecular de las fracciones (C ₅₊) intermedias para los 7 pozos del Campo Ogarrio.....	59
4.5. PMM contra temperatura para los pozos del Campo Ogarrio.....	61
4.6. Porcentaje en Volumen de líquido Recuperado vs Presión de la simulación del experimento “Slim tube”, para el fluido del pozo Guaricho 1.....	62
4.7. Porcentaje en Volumen de líquido recuperado vs Presión de la simulación del experimento “Slim Tube” para el fluido del pozo Ogarrio 817_S.....	62
4.8. Proceso de inyección de Agua.....	63
4.9. Proceso de inyección de CO ₂	67
4.10. Curva de equilibrio del CO ₂	68
4.11. Proceso de inyección de N ₂	72

5.1. Flujo de trabajo para la elaboración de un modelo geológico.	79
5.2. Modelo de fallas del Campo Ogarrio, Bloque A.	80
5.3. Límites del modelo del Campo Ogarrio, Bloque A.	81
5.4. Elaboración de la malla (pilares y esqueleto) del modelo. Zoom vertical 2X.	81
5.5. Modelado de horizontes, zonas y capas – Modelo 25mx25mx15m.	82
5.6. Propiedades geométricas para el control de calidad de la malla.	83
5.7. Modelo del Campo Ogarrio Bloque A.	83
5.8. Escalamiento de registros – Ejemplo de porosidad y volumen de arcilla.	84
5.9. Datos de entrada para la elaboración del modelo de facies – Ejemplo Arena E-180.	85
5.10. Modelo de Facies del Campo Ogarrio, Bloque A.	86
5.11. Análisis de anisotropía y variogramas – Ejemplo de análisis de porosidad para la Arena E-180.	87
5.12. Valores en celdas para el modelo de arcilla.	87
5.13. Valores en celdas para el modelo de porosidad.	88
5.14. Funciones de correlación de porosidad vs permeabilidad – Arena E-180.	88
5.15. Valores en celdas para el modelo de permeabilidad.	89
5.16. A modelo del Bloque A, B Modelo de la Arena E-180.	89
5.17. Modelo de porosidad – Arena E-180.	90
5.18. Modelo de permeabilidad – Arena E-180.	90
5.19. Modelo de saturación de agua – Arena E-180.	91
5.20. Modelo de NTG – Arena E-180.	92
5.21. Modelo de dominios para la Arena E-180 del Bloque A, del Campo Ogarrio, y delimitación del dominio C3.	92
5.22. Resultados del cálculo de volumen original – Arena E-180.	93
6.1. Diagrama esquemático de la porosidad de una roca.	96
6.2. Correlación porosidad-permeabilidad del Campo Ogarrio Bloque A.	97
6.3. Envoltente de fase p - T	106
6.4. Densidad de líquido vs. presión del experimento DLE.	106
6.5. Factor de volumen del petróleo vs. presión del experimento DLE.	107
6.6. Relación gas-petróleo vs. Presión del experimento DLE.	107
6.7. Prueba de Separadores.	109
6.8. Estudio de separadores en dos etapas.	109

6.9. Datos de saturación de agua y permeabilidades relativas gas-petróleo de la ecuación de Corey graficados.	119
6.10. Permeabilidades relativas agua-petróleo generadas a partir de la gráfica del reporte de núcleo del pozo Ogarrio 1247.	120
6.11. Interfase petróleo/agua en un tubo capilar.....	122
6.12. Tipos de mojabilidad en un yacimiento.	126
6.13. Presiones capilares convertidas de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.	129
6.14. Gráfica esquemática de medidas de p_c vs s_w	131
6.15. Gráfica esquemática de las curvas de permeabilidad relativa (Imbibición y Drene), para un medio fuertemente mojado por agua.	132
6.16. Malla de Simulación del dominio C3 de la Arena E-180, Ogarrio.....	136
6.17. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Norte-Sur.	137
6.18. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Noroeste-Sureste.	137
6.19. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Oeste-Este.	137
6.20. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Norte-Sur.	138
6.21. Producción de petróleo de la Arena E-180 y la producción del dominio C3.	141
6.22. Producción de petróleo de la Arena E-180 y del dominio C3.	142
6.23. Producción de agua de la Arena E-180 y del dominio C3.....	142
6.24. Producción de petróleo, gas y agua del dominio C3.	143
6.25. Tendencia de presión para la Arena E-180 a partir de los Datos PFC disponibles.....	145
6.26. Norte del Bloque A de la Arena E-180 del Campo Ogarrio.	145
6.27. Datos de PFC del dominio C3 de la Arena E-180 del Campo Ogarrio.	146
6.28. Ajuste de historia de producción de petróleo, para el dominio C3 de la Arena E-180.	146
6.29. Ajuste de historia de producción de gas, para el dominio C3 de la Arena E-180.	147
6.30. Ajuste de historia de producción de agua, para el dominio C3 de la Arena E-180.	147
7.1. Flujo de trabajo empleado para la elección del escenario óptimo de inyección.	151
7.2. Diagrama de tornado del dominio C3 de la Arena E-180.	155
7.3. Comportamiento de presión del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.	158
7.4. Comportamiento de producción de petróleo del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando SMC.....	158
7.5. Comportamiento de producción de gas del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando SMC.....	159

7.6. Comportamiento de producción de agua del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando SMC.....	159
7.7. Comportamiento de presión del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.	161
7.8. Comportamiento de producción de petróleo del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.....	161
7.9. Comportamiento de producción de gas del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.....	162
7.10. Comportamiento de producción de agua del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.....	162
7.11. Compación del comportamiento de producción de petróleo para los mejores casos.....	164
7.12. Comparación del comportamiento de producción de gas para los mejores casos.	164
7.13. Comparación del comportamiento de producción de agua para los mejores casos.	165
7.14. Comparación del comportamiento de presión para los mejores casos.	165
7.15. Presión de yacimiento e Inyección de agua para 5,000 y 5,500 bpd.	167
7.16. Inyección de N ₂ a 20 MMft ³ /d.....	167
7.17. Inyección de CO ₂ a 20 MMft ³ /d.....	168
7.18. Comparación de los fluidos de Inyección (CO ₂ , N ₂ , agua) para el dominio C3 del Campo Ogarrio.....	169
7.19. Volumen de petróleo atribuible a los fluidos de inyección (CO ₂ , N ₂ y agua) para el dominio C3 de la Arena E-180.	171
7.20. Flujo de efectivo anual (VPN) con impuestos para los fluidos de inyección (CO ₂ , N ₂ y agua).175	
7.21. Flujo de efectivo anual (VPN) sin impuestos para los fluidos de inyección (CO ₂ , N ₂ y agua).175	
A.1. Envolvente de fases calculada para el fluido del pozo Guaricho 1.	197
A.2. Propiedades del experimento PVT, CCE y DLE del fluido del pozo Guaricho 1.....	197
B.1. Diagrama esquemático del aparato de la burbuja ascendente.....	200

Lista de Ecuaciones

(4.1): Correlación de Lasater para MWC_{5+}	57
(4.2): Correlación modificada de Mungan para MWC_{5+}	57
(4.3): Correlación de Alston, Kokolis y James para PMM.....	58
(4.4): Correlación de Cronquist para PMM.....	59
(4.5): Correlación de Mungan para PMM.....	59
(4.6): Correlación del Petroleum Recovery Institute para PMM.	60
(4.7): Correlación de Yellig y Metcalfe para PMM.....	60
(6.1): Ecuación general de compresibilidad.	98
(6.2): Ecuación general de compresibilidad de formación.	99
(6.3): Ecuación general de compresibilidad de volumen poroso.....	99
(6.4): Correlación de Hall para c_f	100
(6.5): Correlación de Newman para c_f en arenas.	101
(6.6): Correlación de Newman para c_f en calizas.	101
(6.7): Correlación de Horne para c_f en calizas.....	101
(6.8): Correlación de Horne para c_f en arenas consolidadas.....	101
(6.9): Correlación de Horne para c_f en arenas no consolidadas.....	101
(6.10): Correlación de Horne modificada para c_f en calizas.	102
(6.11): Correlación de Horne modificada para c_f en arenas.....	102
(6.12): Correlación de Jalalh para c_f en calizas.	102
(6.13): Correlación de Jalalh para c_f en arenas... ..	102
(6.14): Regla de mezclado de Whitson.	104
(6.15): Ecuación de McCain para solubilidad del gas en el agua.....	110
(6.16): Ecuación de McCain para solubilidad del gas en el agua pura.	110
(6.17): Ecuación de McCain para viscosidad del agua a @atmosféricas.....	111
(6.18): Ecuación de McCain para viscosidad del agua a @yacimientos.	112
(6.19): Ecuación de McCain para factor de volumen del agua.	112
(6.20): Correlación de Osif para compresibilidad del agua.	113
(6.21): Correlación de McCain para compresibilidad del agua.....	113
(6.22): Ecuación general para permeabilidad relativa al petróleo.....	115

(6.23): Ecuación general para permeabilidad relativa al agua.....	115
(6.24): Ecuación general para permeabilidad relativa al gas.....	115
(6.25): Ecuación de Corey para permeabilidad relativa al gas.	118
(6.26): Ecuación de Corey para permeabilidad relativa al petróleo.	119
(6.27): Ecuación de Laplace para presión capilar.....	122
(6.28): Ecuación de Laplace para un sistema agua-petróleo.....	122
(6.29): Ecuación de Laplace para un sistema gas-petróleo.....	122
(6.30): Relación de radios para la ecuación de Laplace.....	123
(6.31): Relación de radios para la ecuación de Laplace.....	123
(6.32): Ecuación general para la presión capilar.....	123
(6.33): Ecuación general de Young-Dupre.....	127
(6.34): Ángulo de contacto en función de las fuerzas interfaciales entre un sólido y dos fluidos inmiscibles en contacto.....	127
(6.35): Ecuación de Young-Dupre para un sistema agua-petróleo-roca.	127
(6.36): Conversión de presión capilar a condiciones de yacimiento.....	128
(7.1): Ecuación para el cálculo del valor presente negro.....	170
(7.2): Ecuación para el cálculo de los ingresos.	170

Resumen

Varios campos del Activo de Producción Cinco Presidentes (**APCP**), por sus características de explotación, son susceptibles a la implementación de recuperación secundaria y/o mejorada. El Campo Ogarrio, en particular, presenta excelentes características petrofísicas y su volumen de petróleo remanente es considerable. El Campo Ogarrio tiene un factor de recuperación actual (al 31 de Diciembre de 2013) del 19% y el final será de 26%. El resto, es el potencial para proyectos de recuperación secundaria y/o mejorada.

El objetivo del desarrollo de este trabajo de tesis fue obtener la mejor opción técnico-económica para incrementar la recuperación de petróleo en el Campo Ogarrio, mediante: el análisis de inyección de **CO₂**, **N₂** y agua, en el dominio C3 de la Arena E-180 del Campo Ogarrio, Bloque A.

Se documentó el escrutinio de procesos de **RM**, el desarrollo del modelo estático, la construcción del modelo dinámico y la elaboración de pronósticos de producción, empleando tres fluidos de inyección (**CO₂**, **N₂** y agua) en un área del Campo Ogarrio.

La construcción del modelo de simulación incluye el procedimiento para la elaboración de un **PVT** composicional sintético que se ajustó a los parámetros volumétricos del Campo.

Se realizó una metodología para identificar, cuantificar y evaluar las variables que intervienen en el modelo de simulación, el cual servirá para el diseño de una prueba piloto de recuperación secundaria, para consiguientemente diseñar un proyecto a escala de campo, mediante el empleo de un análisis de incertidumbre (Montecarlo y Evolución Estratégica), y así determinar su influencia en los resultados de los pronósticos de producción.

Los resultados muestran que debido a las condiciones de presión en el yacimiento, la inyección de **CO₂** deja de ser una opción para incrementar la recuperación de petróleo. Se muestran resultados donde la inyección de agua es una opción a considerar para incrementar la producción de petróleo.

Se recomienda inyectar agua para incrementar la presión y posteriormente analizar la opción de inyectar **CO₂** en forma cercana a la miscibilidad.

Objetivo

El desarrollo de este trabajo de tesis tiene como objetivos:

- Obtener la mejor opción técnico-económica para incrementar la recuperación de petróleo en el Campo Ogarrio, mediante: el análisis de la inyección de **CO₂**, **N₂** y Agua, en el dominio C3 de la Arena **E-180** del Campo Ogarrio, Bloque A.
- Identificación, cuantificación y evaluación de las variables que intervienen en una prueba piloto, mediante el empleo de un análisis de incertidumbre para determinar su influencia en los resultados.

1. Introducción

Al descubrir un yacimiento, se genera una serie de planes posibles de explotación, con el objetivo de determinar las maneras de realizar su explotación económicamente rentable y entre ellas, maximizar el factor de recuperación (**Fr**) de los yacimientos manteniendo o mejorando la rentabilidad. Para optimizar el proceso de producción de hidrocarburos en los campos de petróleo, es necesario caracterizar correctamente al yacimiento, lo que involucra entender la estructura geológica del subsuelo y sus propiedades físicas, tal que, éste conocimiento pueda incorporarse en los modelos de simulación del yacimiento, los cuales servirán para fundamentar las estrategias de explotación de los campos.

Un proyecto de recuperación mejorada (**RM**) inicia con un análisis detallado de la información existente del yacimiento, los estudios previos, el comportamiento de presión y producción de cada uno de los pozos y del yacimiento, incorporando una revisión detallada de los fluidos y de las propiedades de la roca que sirven de base para un escrutinio de los métodos de **RM** aplicables, seguido por pruebas especializadas de laboratorio a núcleos y fluido para obtener información que sea de utilidad, y que además, reduzca la incertidumbre y ayude a la toma de decisiones.

Normalmente la información previa en un proyecto de simulación de yacimientos está basada en resultados de los datos sísmicos, electromagnéticos, registros de pozos, producción y comportamiento de presiones y comportamiento **PVT** de sus fluidos, entre otros.

Los registros son medidas tomadas a lo largo de la profundidad del pozo y proveen una fuente de información en sus cercanías, tales como propiedades físicas de las rocas y tipos de fluidos. La información previa disponible, no permite la caracterización completa del yacimiento para obtener un modelo estático que satisfaga los datos de producción al momento de realizar la simulación numérica. Por lo tanto, en el proceso de ajuste histórico de producción se modifican en forma sistemática, los parámetros

físicos del yacimiento, para que los resultados del modelo de simulación se aproximen a los datos de presión-producción real (de referencia). Este proceso representa la solución de un problema inverso, en el que los datos son las historias de presión y producción en los pozos y las incógnitas vienen son los rangos de variación de las propiedades físicas del yacimiento, inherentes por la incertidumbre que presenta su medición y entendimiento de su variación espacial (ejemplo, permeabilidad, k , representa la conectividad existente entre los poros de las rocas presentes en el subsuelo; porosidad, ϕ , representa la relación entre el volumen poroso, y el volumen total del yacimiento) , las propiedades fisicoquímicas del fluido (relación gas- petróleo, R_g , factor de volumen del petróleo B_o , entre otros) y las propiedades roca-fluido (presiones capilares, p_c , permeabilidades relativas, k_r).

Los estudios de laboratorio forman parte de la base del modelo dinámico de simulación que evalúa las diferentes alternativas consideradas como viables, para pronosticar producciones de petróleo, volúmenes de fluido a inyectar, Fr , requerimientos operativos, y en general resolver incertidumbres técnicas y económicas que ayuden a mitigar el riesgo asociado a un proyecto.

Una prueba piloto es completamente de carácter formativo, pues su objetivo fundamental es la recopilación a lo largo de toda su vida útil, de datos de todas las variables generadas (producción de hidrocarburos, emisiones, comportamiento de los fluidos, etc.), con el objeto de tener una base de datos veraz para precisar el diseño de procesos y tecnologías para aplicaciones futuras, así como la implantación a escala de campo, previo al haber enfrentado, y resuelto diversos problemas operacionales.

Para disminuir la incertidumbre, acotar el riesgo del proyecto, y aprender en forma acelerada a resolver los problemas inherentes; es necesario llevar a cabo una prueba piloto en un área representativa del campo, para obtener más información que resuelva riesgos operativos, técnicos y económicos. Generalmente una prueba piloto es conveniente, obtiene información a escala de campo para así calibrar el modelo dinámico y ser, en general, más preciso en la simulación del proceso. Una evaluación

técnico-económica de los resultados de la prueba piloto será muy útil para su extensión a escala de campo.

En México [2014], el 49% de las reservas certificadas se encuentran en yacimientos siliciclásticos y el resto, 51%, en carbonatos naturalmente fracturados. Para el caso del **APCP** los yacimientos son formaciones siliciclásticas. La Fig. 1.1, muestra las condiciones al 01 de Enero de 2014 del **APCP** en términos de volumen original, reservas y volumen producido.

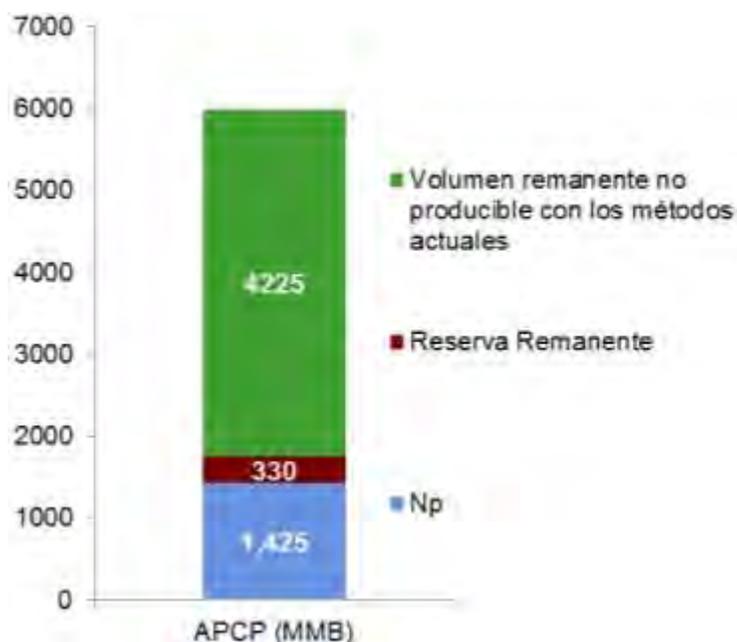


Fig. 0.1. Volumetría del APCP, volumen remanente no producible con los métodos actuales, producción acumulada y reserva remanente del APCP [Enero de 2014].

La Tabla 0.1 muestra los **Fr** actual y final para los Campos: Ogarrio, Blasillo, Rodador y San Ramón, pertenecientes al **APCP** cuyos **Fr**, se encuentran muy por debajo del promedio del activo.

Tabla 0.1. **Fr** al 01 de Enero del 2014 y final para los Campos: Ogarrio, Blasillo, Rodador y San Ramón.

Campo	Fr actual (%)	Fr Final (%)
Blasillo	22	27
Ogarrio	20	27
Rodador	25	36
San Ramón	21	29

El **Fr** de petróleo al 01 de Enero de 2014 para el **APCP** es 24% y el final calculado será del 30%. Es decir, parte del 70% del volumen original tendrá que recuperarse por alguna otra tecnología. Debido a esta oportunidad, se ha propuesto realizar un análisis de incertidumbre y factibilidad de Inyección de fluidos al Campo Ogarrío; las Fig. 1.2 y Fig. 1.3, muestran que existen oportunidades significativas en términos volumétricos para este Campo.

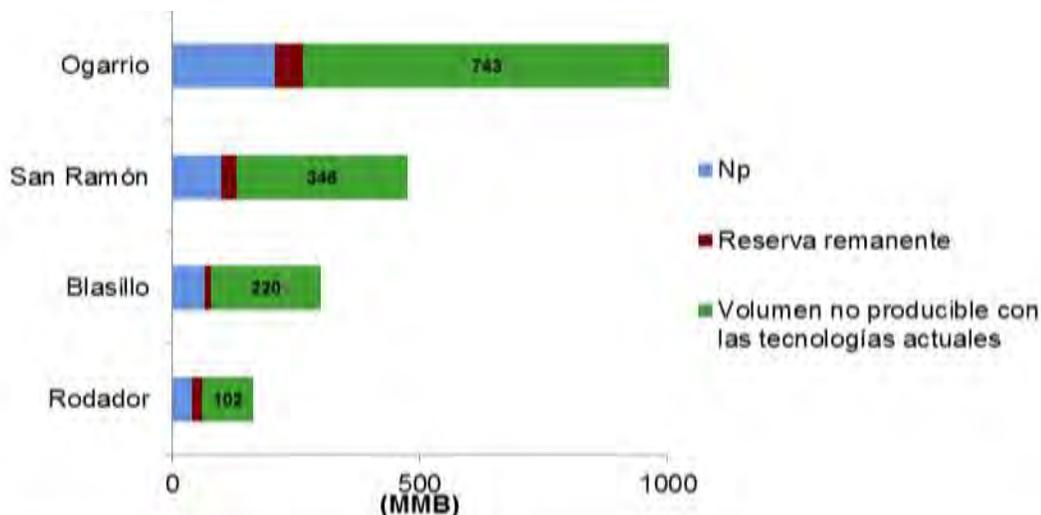


Fig. 0.2. Volumen original, producción acumulada y reserva remanente de los Campos Ogarrío Rodador, Blasillo y San Ramón.

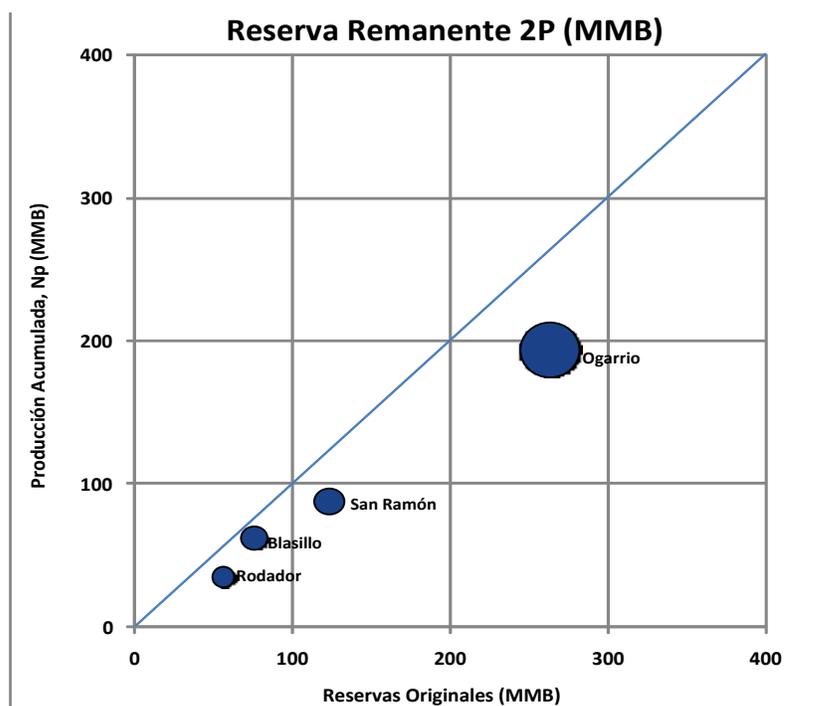


Fig. 0.3. Posicionamiento de la reserva remanente de los Campos principales del APCP.

El volumen disponible en el Campo Ogarrio es considerable. En la Fig. 1.3, se observa que los cuatro Campos indicados del **APCP** están cercanos a la línea de 45°, lo que indica que se están por agotar las reservas originales establecidas. Por lo tanto, el resto del petróleo tendrá que extraerse con tecnologías no convencionales. Se estima que el Campo Ogarrio alcanzará un **Fr** final del 27%; es decir, parte del 73% del volumen original deberá obtenerse por medio de alguna otra tecnología, incluyendo recuperación secundaria y/o mejorada.

Se realizó un análisis de incertidumbre de las variables que afectan una prueba piloto y de factibilidad de inyección de **CO₂**, **N₂** y agua en un área (dominio C3 de la Arena **E-180**, se presenta en detalle en la sección 5.2) del Bloque A del Campo Rodolfo Ogarrio, el cual es administrado por el Activo de Producción Cinco Presidentes (**APCP**), perteneciente a la Región Sur (**RSur**) de Pemex Exploración y Producción (**PEP**).

El Campo Ogarrio fue descubierto en el año de 1957, se encuentra emplazado dentro de la Cuenca Salina del Istmo de Tehuantepec, localizado en la parte occidental del estado de Tabasco, entre los ríos Zanapa y Blasillo, (ambos tributarios del río Tonalá el cual sirve de límite entre los estados de Veracruz y Tabasco) y su límite norte es el Golfo de México; dista del poblado y Campo petrolero de Agua Dulce, Veracruz, aproximadamente 30 Km., hacia el sureste. Geográficamente, el área queda situada entre los paralelos 18° 00' y 18° 08' de latitud norte y entre los meridianos 93° 50' y 93° 58' de longitud oeste del meridiano de Greenwich. La Fig. 1.4 muestra su localización.

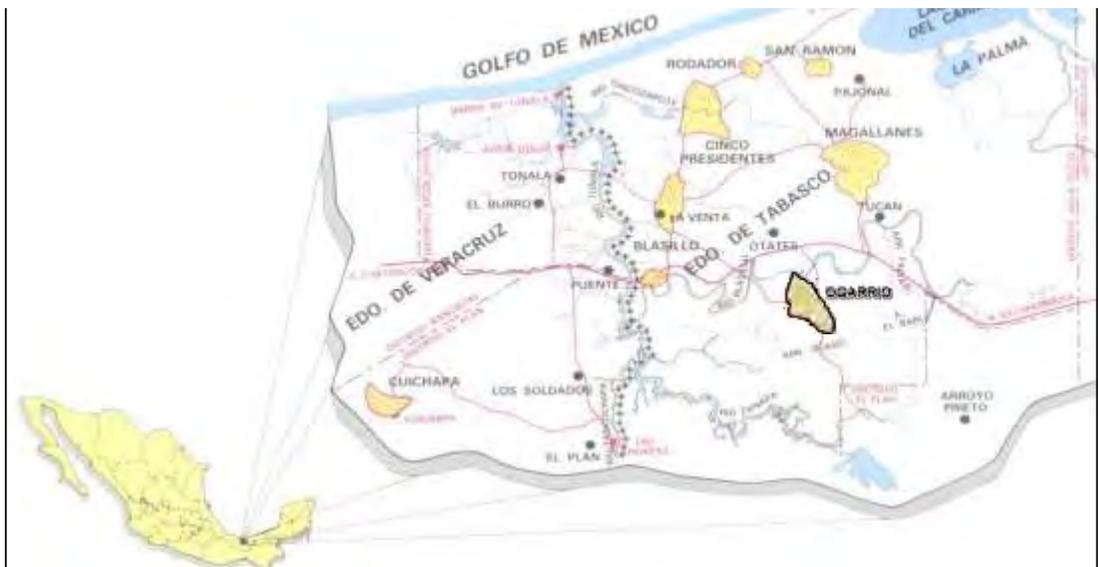


Fig. 0.4. Mapa de localización del Campo Ogarrio, perteneciente al APCP de la RS; se localiza a 90 Km., al Sureste de Coatzacoalcos, Veracruz, y a 98 Km. al Noreste de Villahermosa, Tabasco.

El área probada del Campo Ogarrio es de 18 Km²; tiene una permeabilidad que varía de 10 a 200 md con un espesor neto de 5 a 70 m. La profundidad media de sus yacimientos varía desde 1600 m hasta 3200 m. La porosidad promedio es de 22% y cuenta con 510 pozos perforados, de los cuales 102 se encuentran activos. El Campo Ogarrio inicio su producción el mes de octubre de 1960. A 01 de Enero de 2014 se han producido 206 MMB de petróleo y 357 MMM ft³ de gas. Sus reservas probadas remanentes son de 57 MMB de petróleo y 97.7 MMM ft³ de gas. El Bloque A ha producido aproximadamente 95 MMB de petróleo, a partir de 28 yacimientos de las formaciones Encanto, Concepción y Filisola, PEMEX, (2009).

El Campo Ogarrio se encuentra dividido en tres bloques, debido a una estructura salina en la parte Norte del Campo, que ha causado una compartimentalización intrínseca, separando, en zonas a lo largo de la cresta, los Bloques del campo de áreas “antiguas” (Bloques B y C) y área “nueva” (Bloque A); la Fig. 1.5 muestra esta división.

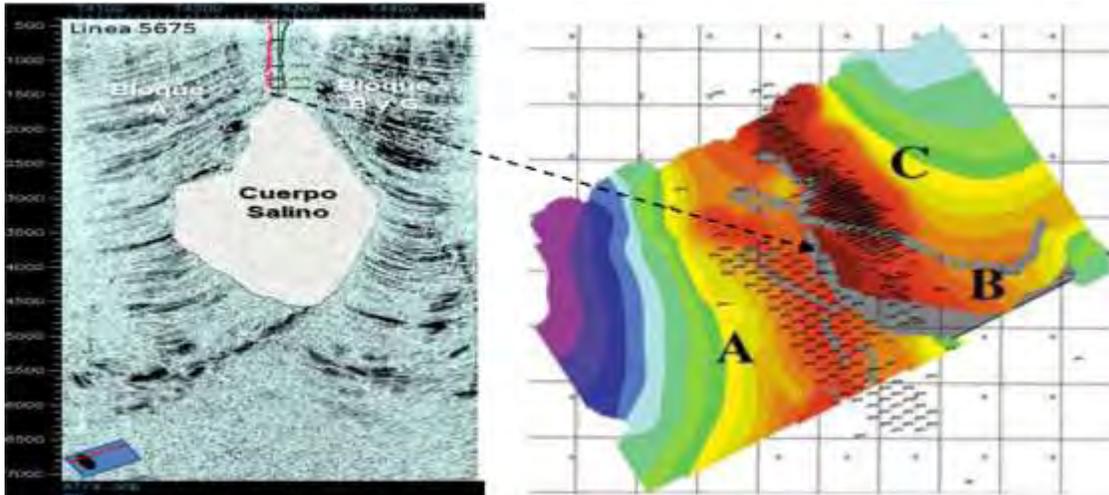


Fig. 0.5. Estructura del Campo Ogarrio.

Los bloques antiguos (B y C), y nuevo (A), se encuentran separados por fallas de desplazamiento normal, debido al cuerpo salino que ocasionó el efecto de compartimentalización, PEMEX, (2009).

El tipo de roca del Campo Ogarrio son areniscas del Terciario, dentro de una serie de trampas de tipo estructural y estratigráfica, con edades que van del Mioceno Inferior en la formación Depósito hasta el Plioceno Medio-inferior, representado por la formación Filisola (Fig. 1.6). El tipo de fluido que tiene el yacimiento es de petróleo negro, de tipo ligero, con una densidad de 38° - 39° API.

EDAD		NERITICO INTERNO	NERITICO MEDIO	NERITICO EXTERNO	BATIAL SUPERIOR	BATIAL INFERIOR
		PLATAFORMA			BAYONA	
TERCIARIO	PLIOC	CEDRAL				
		AGUENGUE-PARAJE SOLO				
		FILISOLA > CONCEPCION UP.				
	CONCEPCION					
	MIOC	ENCANTO				
	OLIGO				DEPOSITO	
					LA LAJA	
	EOCE				LUTITAS NANCHITAL	
	PALEO				LUTITAS NANCHITAL	

Fig. 0.6. Representación de las edades del Campo Ogarrio, las cuales van del Mioceno Inferior en la formación Depósito hasta la cima el Plioceno Medio-inferior, representado por la formación Filisola, Cabrera Castro y Lugo Rivera, (1984).

La formación más importante del Campo Ogarrío tiene por nombre Encanto (**E**), localizada en el Mioceno Superior. Esta formación, litológicamente está constituida por lutitas de color verde olivo y gris verdoso suave a dura, con alternancia de cuerpos arenosos de color gris claro de grano medio a fino. Desde el punto de vista económico petrolero es una de las litofacies más importantes, ya que es la principal roca almacén del campo en general y de campos aledaños. Forma parte de la provincia geológica Cuencas Terciarias del Sureste, la cual corresponde a una estructura anticlinal asociada a la tectónica salina. El Bloque A del Campo Ogarrío, se encuentra conformado por 28 intervalos geológicos (arenas), como se aprecian en la Tabla 1.2.

Tabla 0.2. Volumetría de las 28 arenas que conforman el Bloque A del Campo Ogarrío.

Arena	Volumen Original de Petróleo (MMbbls)	Volumen Original de Gas (MMMft ³)
FIL_150	3.716	2.464
E_10	0.000	0.000
E_20	1.460	3.334
E_30	2.872	6.541
E_40	2.171	2.268
E_50	0.395	15.601
E_60	2.916	4.408
E_70	0.931	8.518
E_80	1.798	8.703
E_90	5.816	7.035
E_100	38.116	41.410
E_110	11.097	12.056
E_120	32.244	35.031
E_130	33.874	36.801
E_140	51.068	55.482
E_145	26.147	28.407
E_150	29.133	31.651
E_155	39.906	43.355
E_160	13.780	14.971
E_165	37.866	41.138
E_170	15.239	16.556
E_180	39.286	42.681
E_190	11.679	12.688
E_200	37.913	41.190
E_210	8.587	9.329
E_220	2.353	2.556
DISC_10	5.488	5.962
DISC_20	19.178	20.836
Total:	492.427	562.279

Los 28 intervalos geológicos (arenas), que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio, poseen un rango de porosidades de 10 a 20%, y un 30% de saturación de agua congénita y valores de 10 a 140 md de permeabilidad. Este bloque ha producido 89.2 MMbbls y se estima que la recuperación con las condiciones actuales será de 61.5 MMbbls ($Fr = 18.2$), dando como resultado una recuperación final de 150.7 MMbbls ($Fr_{final} = 30.7$), PEMEX, (2009), siendo un factor de recuperación alto para un yacimiento con mecanismo de empuje de gas en solución.

De las 28 arenas que conforman el Bloque A, 16 representan aproximadamente el 90% de su volumen original, las cuales se emplearon en los modelos, estático y dinámico. La Tabla 0.3 muestra la volumetría de cada arena.

Tabla 0.3. Volumetría de las 16 arenas principales que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio.

Arena	Volumen Original (MMbbls)	Corte de Agua (%)	Relación Gas-Petróleo (m^3/m^3)	Factor de Recuperación
E_100	38.116	16.9	290.8	8.1
E_110	11.097	9.5	344.7	16.4
E_120	32.244	11.3	240.9	12.9
E_130	33.874	17.5	259.6	12.0
E_140	51.068	9.3	232.9	18.8
E_145	26.147	5.0	312.8	21.8
E_150	29.133	8.6	253.7	24.3
E_155	39.906	8.1	196.4	50.0
E_160	13.780	9.4	229.6	11.6
E_165	37.866	17.2	241.2	23.9
E_170	15.239	22.5	266.3	21.3
E_180	39.286	19.5	221.7	19.3
E_190	11.679	15.8	200.5	25.4
E_200	37.913	21.5	212.4	16.4
E_210	8.587	12.4	241.4	10.1
E_220	2.353	30.4	123.6	1.2

Cualquiera de las arenas presentadas en la Tabla 1.3 podrían ser candidatas para realizar algún tipo de inyección de fluidos. Para un mejor análisis, se seleccionó solo una, para observar la eficiencia de barrido volumétrico y la producción de agua.

La selección de la Arena **E-180**, perteneciente al paquete inferior, se basó en las consideraciones siguientes:

1. Presenta un mecanismo de producción por entrada de agua, lo cual ayudaría a la eficiencia de la inyección de agua.
2. Como bien se conoce la presión cambia conforme la profundidad; la arena presenta una presión inicial de 313 kg/cm² (la presión actual varía entre 200 – 300 kg/cm²), la cual ayudaría en comparación con alguna otra arena de menor profundidad a que si se inyectara **CO₂** se podría alcanzar miscibilidad dinámica con menos volumen de inyección.
3. Es la segunda arena en orden de magnitud de volumen original.

La arena **E-180** seleccionada, se encuentra dividida por nueve dominios, se divide de esa manera debido a sus límites convencionales (contactos agua-petróleo, cercanías a fallas, cambio de facies, entre otros) y el comportamiento de producción de los pozos; las Fig. 1.7, 1.8 y 1.9, muestran los dominios, la Tabla 1.4 indica los datos volumétricos más representativos.

Tabla 0.4. Volumetría de los dominios de la arena E-180 que conforman el Bloque A del Campo Ogarrio.

Arena	Dominio	Volumen Original (MMbbls)	Producción de Petróleo (MMbbls)	Relación Gas-Petróleo (m3/m3)	Fr actual
E_180	B1	1.683	0.085	142	5.0
E_180	B2	1.543	0.241	659	15.6
E_180	B3	1.519	0.109	740	7.2
E_180	B4	2.402	0.154	256	6.4
E_180	B5	1.582	0.126	196	8.0
E_180	B6	13.646	4.150	192	30.4
E_180	C1	2.005	0.083	179	4.1
E_180	C2	0.358	0.008	413	2.2
E_180	C3	14.548	2.634	210	18.1

Para fines de este estudio, la selección del dominio C3 para desarrollo de este proyecto se efectuó tomando en cuenta que presenta el volumen original mayor de esta zona, ya que para esta área no se tienen valores de presión recientes. La sección 5.2 explica la delimitación del dominio C3.

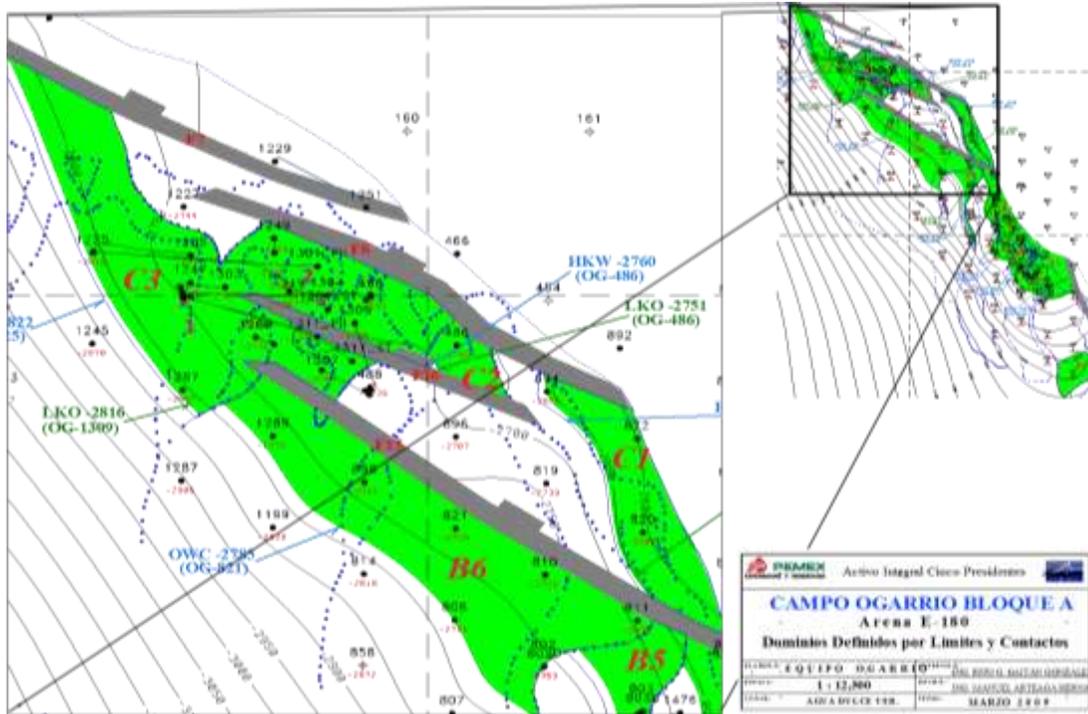


Fig. 0.7. Mapa de dominios de la zona Norte de la arena E-180 del Campo Ogarrío, PEMEX, (2009).

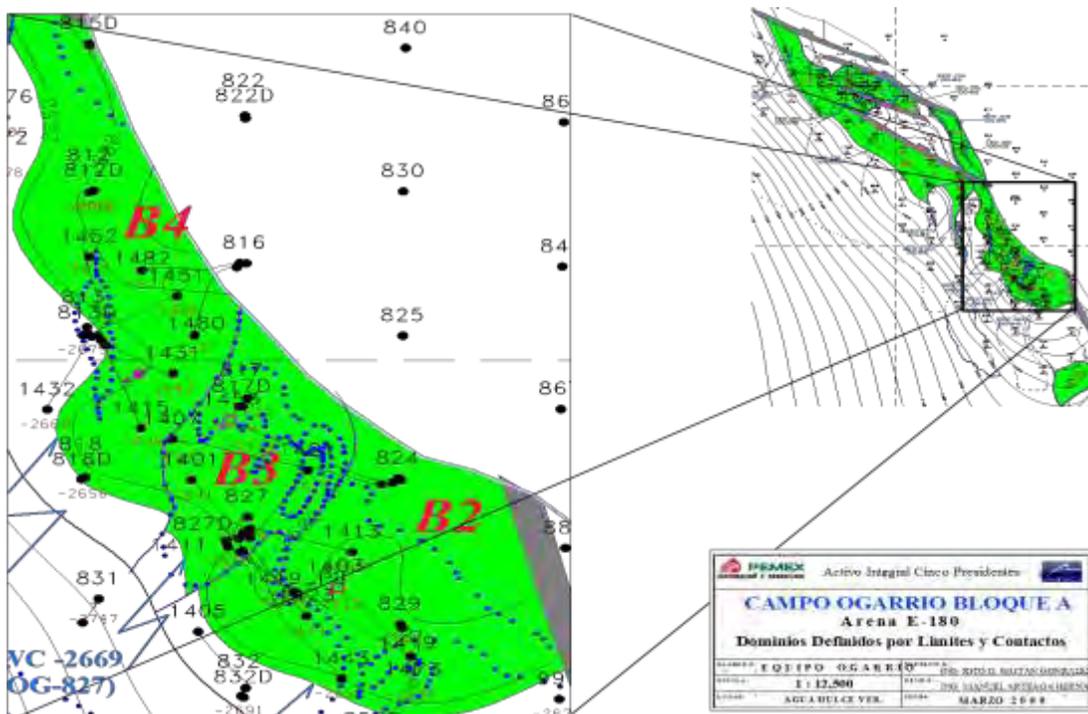


Fig. 0.8. Mapa de dominios de la zona Central de la arena E-180 del Campo Ogarrío, PEMEX, (2009).

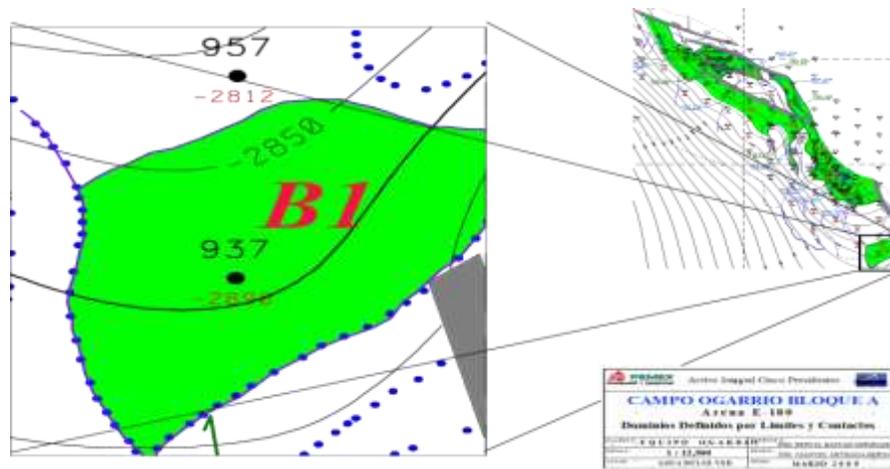


Fig. 0.9. Mapa de dominios de la zona Sur de la arena E-180 del Campo Ogarrío, PEMEX, (2009).

El alcance de este trabajo de tesis ayudará a visualizar en el futuro procesos de recuperación secundaria y/o mejorada aplicables a la Arena **E-180**, del Bloque A del Campo Ogarrío, mediante la inyección de fluidos (agua, **N₂**, **CO₂**), así como también conocer la variables que más impactan en la construcción de un modelo de simulación, el cual se utilizará para diseñar una prueba piloto.

2. Escrutinio de Procesos de Recuperación Mejorada

El término Recuperación Mejorada (**RM**) se usa para describir un conjunto de procesos para incrementar el Factor de recuperación final (**Fr_f**) de hidrocarburos. Mientras las tecnologías convencionales, estadísticamente, pueden recuperar menos del 35% del volumen de petróleo original, la aplicación de un proceso de **RM**, puede incrementar, adicionalmente, del 5 a 15% de este volumen, representando una alternativa real de incrementar el **Fr** de petróleo.

El **Fr** promedio de petróleo al 01 de Enero de 2014 del **APCP** es 35% y el final será el 40%. Es decir, parte del 60% del volumen original que se estima permanecerá en los yacimientos podría recuperarse por medio de alguna otra tecnología. Debido a esta oportunidad, se muestran los métodos potenciales de **RM** que podrían aplicarse en el Campo Ogarrío del **APCP**.

Los criterios de selección para procesos de **RM**, se utilizan ampliamente para obtener una visión general de los procesos posibles a implementar en un determinado campo antes de seleccionar el más adecuado. Estos criterios de evaluación, se basan en un grupo de parámetros del yacimiento y propiedades de los fluidos que contiene el yacimiento (profundidad, temperatura, presión, permeabilidad, saturación de petróleo, viscosidad, etc.), generalmente obtenidos de la experiencia de campo (éxitos y fracasos), o bien apoyados un entendimiento de las características y de la física de cada uno de los procesos de **RM**.

Tratando de realizar un escrutinio de métodos de **RM** susceptibles de aplicarse en el campo mencionado, se consideró la base de datos que publica la revista *Oil Gas Journal*, Koottungal, (2012). En esta base de datos se muestran los métodos de **RM** realizados en el contexto mundial y que han sido exitosos: Dióxido de Carbono (**CO₂**) miscible e inmiscible, combustión in situ, Gas Hidrocarburo (**GH**) miscible e inmiscible, químicos, agua caliente y vapor. También, se tomaron datos representativos del Campo Ogarrío.

Las propiedades de la última base de datos que publica la revista *Oil Gas Journal* cada dos años se trataron mediante el procedimiento siguiente:

1. Se toman y ordenan por método de **RM** todos los campos obtenidos de la base de datos, y se eligen solo aquellos que tengan formaciones semejantes al yacimiento de estudio, en este caso Arenas, como se muestra en la Tabla 2.1.

Tabla 2.1. Campos ordenados de acuerdo al método de RM.

Metodo de RM	Campo	Formación	Porosidad [%]	Densidad [°API]	Viscosidad [cp]	Temperatura [°F]
Vapor	Midway-Sunset	Arena	30	13	4,000	90
Vapor	Midway-Sunset	Arena	30	11	10,000	130
Vapor	Midway-Sunset	Arena	30	13	3,500	104
Vapor	Midway-Sunset	Arena	31	14	6,000	90
Vapor	San Ardo	Arena	34.5	12	1,000	130
Vapor	San Ardo	Arena	32.5	11	3,000	125
Vapor	Midway-Sunset	Arena	30	10	10,000	90
Vapor	North Midway-Sunset	Arena	30	14	4,000	85
Vapor	SouthMidway-Sunset	Arena	30	13	8,000	80
Vapor	Placerita	Arena	27	13	10,000	90
Vapor	Midway-Sunset-South	Arena	30	13	8,000	80
Vapor	Poso Creek	Arena	33	13	2,800	110
Vapor	Midway-Sunset-South	Arena	30	14	4,000	90
Vapor	Camp Hill	Arena	37	19	1,200	75
CO ₂ miscible	Salt Creek Southem Unit	Arena	17	39	0.6	105
CO ₂ miscible	Salt Creek Southem Unit	Arena	18	39	0.6	112
CO ₂ miscible	Salt Creek	Arena	18	37	0.6	105
CO ₂ miscible	Salt Creek	Arena	17	35	0.6	99
CO ₂ miscible	Salt Creek	Arena	17	35	0.6	99
CO ₂ miscible	Sussex	Arena	10	30	2.0	200

2. Se seleccionan las propiedades de interés y se asigna a cada propiedad un divisor. Este divisor se elige a criterio personal y no se rige bajo alguna regla, los valores de las propiedades de la base de datos se dividen por su divisor asignado; en nuestro caso estas fueron las cuatro propiedades y sus divisores °API/60°, temperatura/130°C, permeabilidad/200md y viscosidad/100cp.
3. Se escogen tres de las cuatro propiedades seleccionadas (ya divididas por su divisor) y se suman los tres valores para cada campo, como se muestra en la Tabla 2.2.

Tabla 2.2. Propiedades divididas por su factor común.

Metodo de RM	Densidad [°API]	Viscosidad [cp]	Temperatura [°F]	°API/60	Visc/100	Temp/130	Suma 1
Vapor	13	4,000	90	0.2	40.0	0.7	40.9
Vapor	11	10,000	130	0.2	100.0	1.0	101.2
Vapor	13	3,500	104	0.2	35.0	0.8	36.0
Vapor	14	6,000	90	0.2	60.0	0.7	60.9
Vapor	12	1,000	130	0.2	10.0	1.0	11.2
Vapor	11	3,000	125	0.2	30.0	1.0	31.1
Vapor	10	10,000	90	0.2	100.0	0.7	100.9
Vapor	14	4,000	85	0.2	40.0	0.7	40.9
Vapor	13	8,000	80	0.2	80.0	0.6	80.8
Vapor	13	10,000	90	0.2	100.0	0.7	100.9
Vapor	13	8,000	80	0.2	80.0	0.6	80.8
Vapor	13	2,800	110	0.2	28.0	0.8	29.1
Vapor	14	4,000	90	0.2	40.0	0.7	40.9
Vapor	19	1,200	75	0.3	12.0	0.6	12.9
CO ₂ miscible	39	0.6	105	0.7	0.01	0.8	1.5
CO ₂ miscible	39	0.6	112	0.7	0.01	0.9	1.5
CO ₂ miscible	37	0.6	105	0.6	0.01	0.8	1.4
CO ₂ miscible	35	0.6	99	0.6	0.01	0.8	1.4
CO ₂ miscible	35	0.6	99	0.6	0.01	0.8	1.4
CO ₂ miscible	30	2.0	200	0.5	0.02	1.5	2.1

4. Por último se normalizan los valores (la suma de los tres valores de las propiedades para cada campo seleccionadas debe ser igual a la unidad), mediante la división de cada propiedad entre la suma de las tres propiedades, como se muestra en la Tabla 2.3.

5. A los puntos normalizados obtenidos se les asigna por propiedad un pseudo nombre, para nuestro caso se muestra a continuación: ***A=** Valores de °API divididos por 60°API, y normalizados a 1; ***V=** Valores de Viscosidad divididos por 100 cp, y normalizados a 1; ***T=** Valores de temperatura divididos por 130°C, y normalizados a 1; ***k=** Cada valor de Permeabilidad divididos por 200md, y normalizados a 1.

Tabla 2.3. Valores normalizados para las tres propiedades seleccionadas de cada campo.

°API/60	Visc/100	Temp/130	Suma 1	(°API/60)/ Suma 1	(Visc/100)/ Suma 1	(Temp/130)/ Suma 1	Suma 2
0.2	40.0	0.7	40.9	0.005	0.978	0.017	1
0.2	100.0	1.0	101.2	0.002	0.988	0.010	1
0.2	35.0	0.8	36.0	0.006	0.972	0.022	1
0.2	60.0	0.7	60.9	0.004	0.985	0.011	1
0.2	10.0	1.0	11.2	0.018	0.893	0.089	1
0.2	30.0	1.0	31.1	0.006	0.963	0.031	1
0.2	100.0	0.7	100.9	0.002	0.991	0.007	1
0.2	40.0	0.7	40.9	0.006	0.978	0.016	1
0.2	80.0	0.6	80.8	0.003	0.990	0.008	1
0.2	100.0	0.7	100.9	0.002	0.991	0.007	1
0.2	80.0	0.6	80.8	0.003	0.990	0.008	1
0.2	28.0	0.8	29.1	0.007	0.963	0.029	1
0.2	40.0	0.7	40.9	0.006	0.977	0.017	1
0.3	12.0	0.6	12.9	0.025	0.931	0.045	1
0.7	0.01	0.8	1.5	0.444	0.004	0.552	1
0.7	0.01	0.9	1.5	0.428	0.004	0.568	1
0.6	0.01	0.8	1.4	0.431	0.004	0.565	1
0.6	0.01	0.8	1.4	0.432	0.004	0.564	1
0.6	0.01	0.8	1.4	0.432	0.004	0.564	1
0.5	0.02	1.5	2.1	0.243	0.010	0.747	1

6. Los pasos 3 y 4, se repiten de acuerdo a las combinaciones posibles entre las propiedades seleccionadas en el paso 2, en el caso solo se realizaron 2 combinaciones; viscosidad-temperatura-**API** y viscosidad-permeabilidad-**API**.

7. Se grafican las tres propiedades seleccionadas en el paso 3 y se obtiene una gráfica para cada combinación posible. Debe recordarse que un valor puntual en un gráfico ternario genera un dato compuesto de tres valores, los cuales son las propiedades seleccionadas en el paso 3. Una vez que se genera el gráfico triangular, resulta sencillo visualizar e identificar los procesos aplicables para el Campo Ogarrio, así como los límites en los cuales se podría utilizar cada uno de los procesos **RM**, como se puede apreciar en las Fig. 2.1 y 2.2.

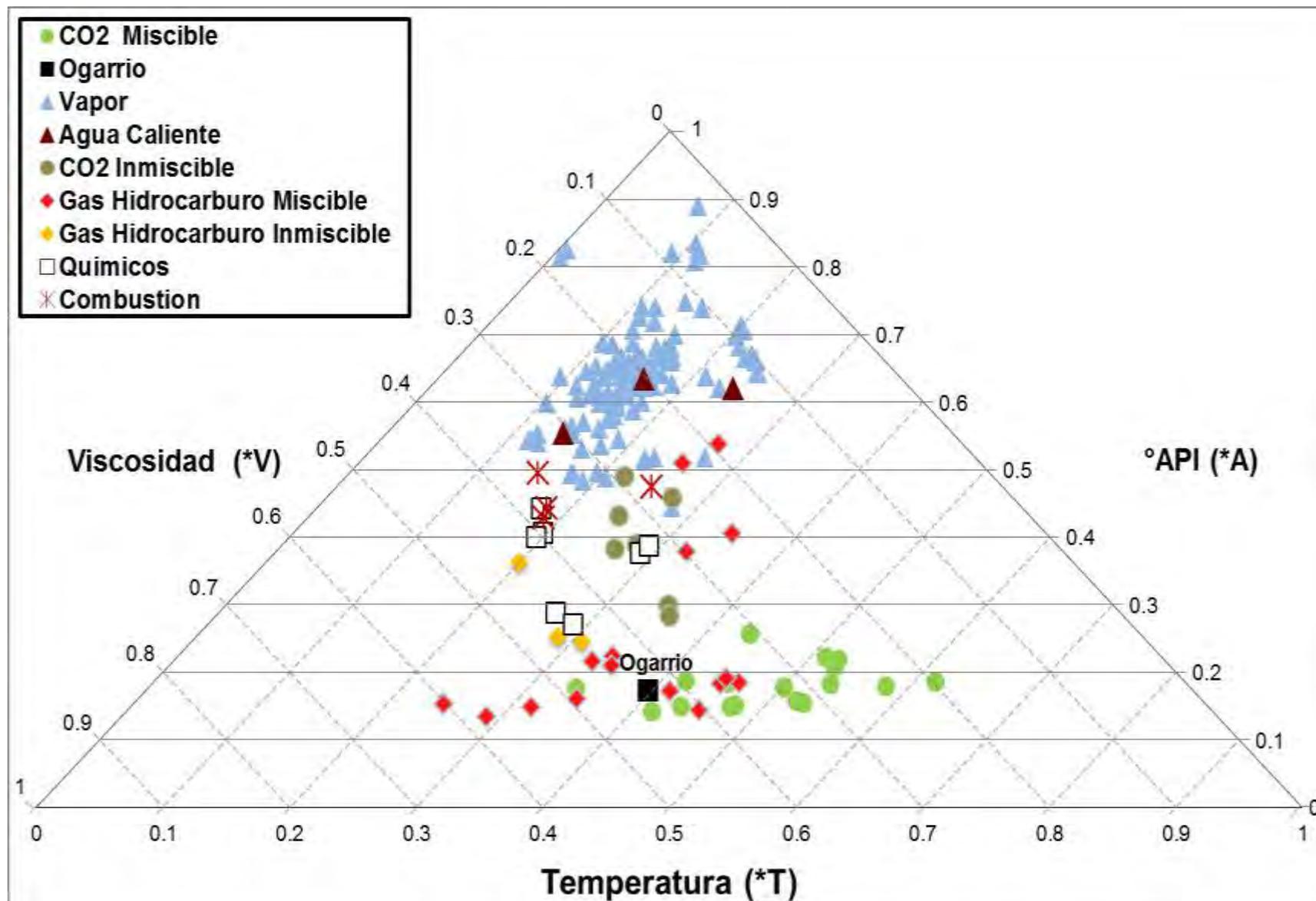


Fig. 2.1. Diagrama Ternario: Viscosidad-densidad API-Temperatura para el Campo Ogarrio. *V, *A, *T = Normalización de los valores en la bibliografía para los casos representados.

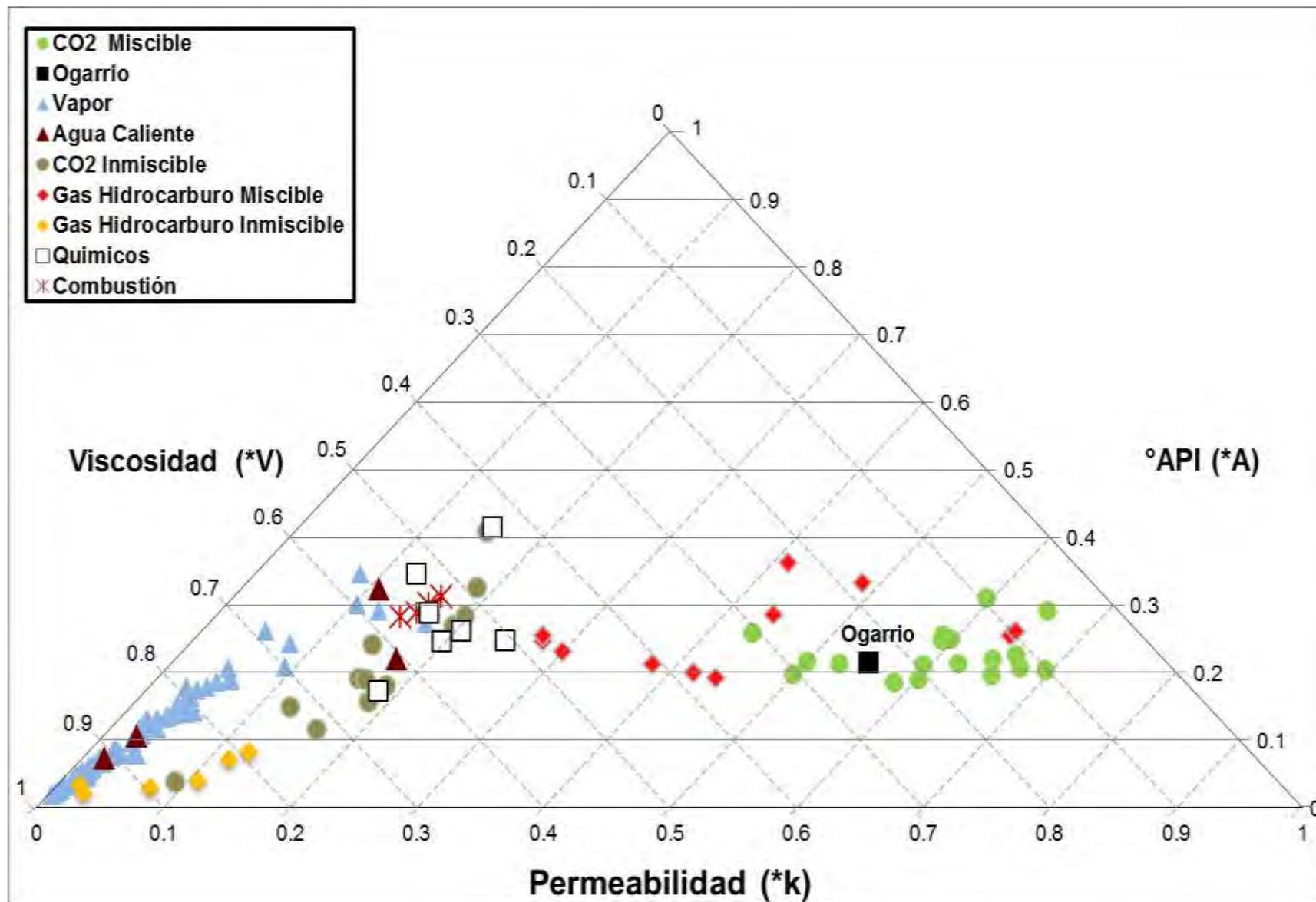


Fig. 2.2. Diagrama Ternario: Viscosidad-densidad API-Permeabilidad para el Campo Ogarrio. *V, *k, *A = Normalización de los valores en la bibliografía para los casos representados

En la Fig. 2.3, se considera la variación de la viscosidad contra profundidad, para proyectos realizados en el mundo y datos del Campo Ogarrío. Debido a que son yacimientos someros, la temperatura no será factor a considerar.

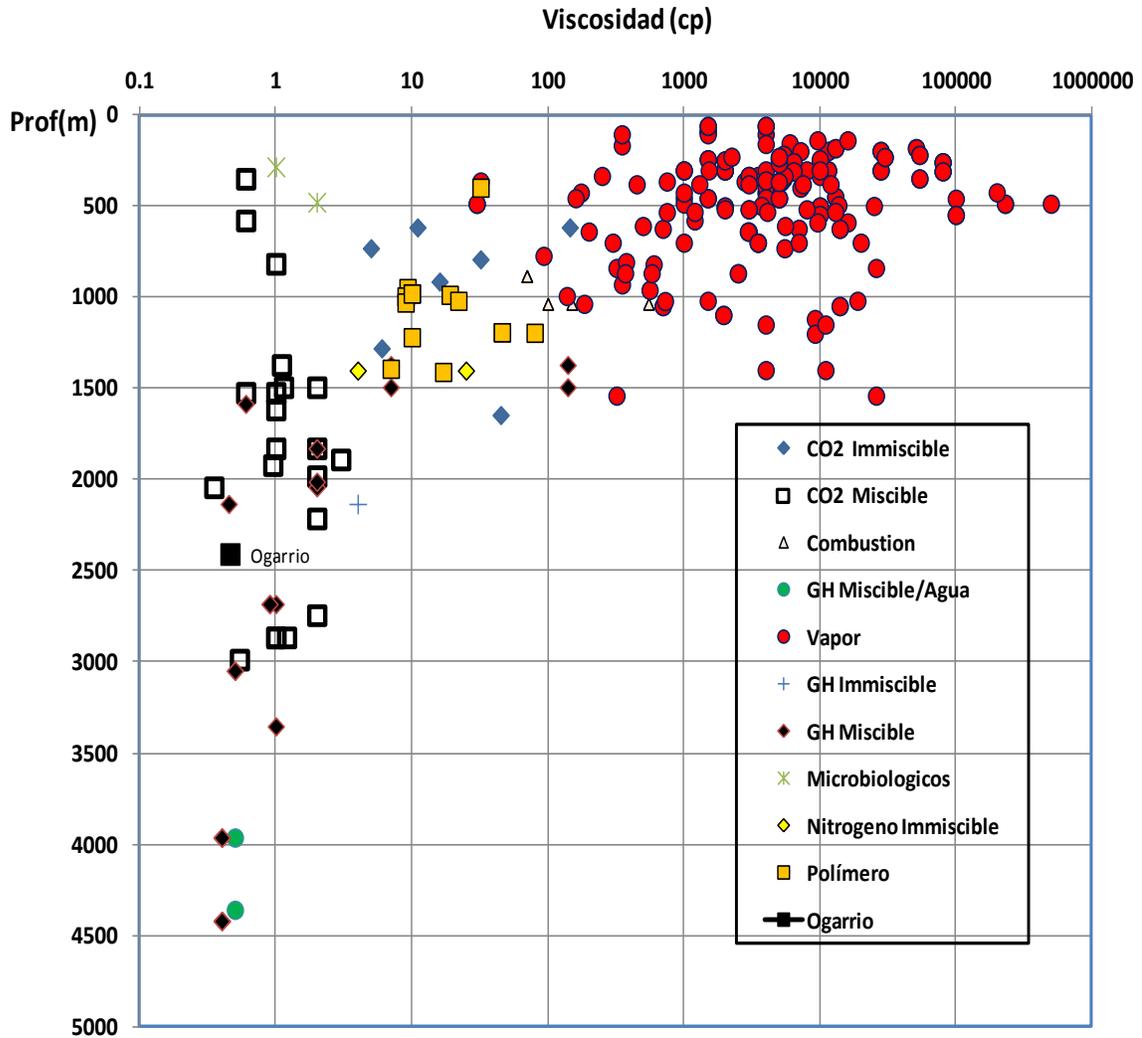


Fig. 2.3. Viscosidad contra profundidad para el Campo Ogarrío y proyectos realizados en el mundo.

Las Fig. 2.1 y 2.2, muestran que, para los datos suministrados del Campo Ogarrío, es decir, viscosidad del petróleo, densidad **API**, temperatura y permeabilidad, los puntos caen en el clúster de los procesos de **CO₂** miscible y **GH** miscible, así como, se observa en la Fig. 2.3, a la profundidad del Campo considerado han existido proyectos exitosos de inyección de **CO₂** miscible e inyección de **GH** miscible.

Diferentes autores proponen criterios para realizar la selección de procesos de **RM**, pero basándonos en los resultados en las Fig. 2.1 a 2.3, se eligió los que consideren únicamente **CO₂** miscible (Tabla 2.4) y/o **GH** miscible (Tabla 2.5).

Tabla 2.4. Comparación de los valores de las propiedades de acuerdo a los criterios para la inyección de CO₂ miscible empleados por diferentes autores, modificado de Awan, (2006).

Propiedad	Brashear, (1978)	Klins, (1984)	Goodlett, (1986)	Carcoana, (1982)	Díaz, (1996)	Taber, (1997)	Al-Bahar, (2004)
Fluidos							
Densidad [°API]	>26	>30	>25	>40	24 a 48	>22	>22
Viscosidad, μ_o [cp]	<12	<12	<15	<10	NC	<10	<10
Presión, [psi]	>1,500	>1,500	≥PMM	≥PMM	≥PMM	>22	≥PMM
Peso molecular promedio de C ₅ a C ₁₂ [gr/grmol] **	NC	NC	> 160	NC	NC	> 160	NC
Yacimiento							
Saturación de petróleo, s_o [%]	NC	>25	>30	>30	8 a 80	>20	>25
Litología*	NC	NC	NC	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad, k [md]	NC	NC	NC	≥1	10 a 3,500	NC	NC
Porosidad, [%]	NC	NC	NC	NC	20 a 34	NC	NC
Profundidad, [m]	NC	>900	>600	<3,000	NC	> 750	>600
Temperatura, [°C]	NC	NC	NC	≤90	30 a 136	NC	>30

*Carbonatos con un bajo índice de fracturas

**valor estimado

NC = No es un parámetro Crítico

Tabla 2.5. Comparación de los valores de las propiedades de acuerdo a los criterios para la inyección de GH miscible empleados por diferentes autores, modificado de Awan, (2006).

Propiedad	Taber, (1983)	Goodlett, (1986)	Taber, (1997)	Mohammad, (2004)
Fluidos				
Densidad [$^{\circ}$ API]	>35	>38	>23	>24
Viscosidad, μ_o [cp]	<10	<10	<3	<5
Presión, [psi]	NC	NC	NC	NC
Peso molecular promedio de C_2 a C_7 [gr/grmol] **	>120	>120	>120	NC
Yacimiento				
Saturación de petróleo, s_o [%]	>30	>30	>30	>30
Litología*	NC	NC	NC	NC
Permeabilidad, k [md]	NC	NC	NC	NC
Porosidad, [%]	NC	NC	NC	NC
Profundidad, [m]	>2,000 (LPG) >5,000 (gas a alta presión)	>2,000 (LPG) >5,000 (gas a alta presión)	>1,200	>1,200
Temperatura, [$^{\circ}$ C]	NC	NC	NC	>30

*Carbonatos con un bajo índice de fracturas

**valor estimado

NC = No es un parámetro Crítico.

Con base en los criterios empleados, se debe establecer que los procesos potenciales que podrían implementarse en el Campo Ogarrio son aquellos que involucran la inyección de gas miscible (**GH** y **CO₂**), debido a que el Campo contiene un petróleo ligero y de baja viscosidad, así como también, que para estos procesos la permeabilidad y la temperatura no son parámetros críticos. Por otro lado, se tiene que los otros procesos analizados pueden descartarse debido a que existen diferentes limitaciones para poder llevar a cabo su implementación.

Es importante mencionar que los criterios de las Tablas 2.4 y Tabla 2.4, se cumplen para el caso de los procesos de inyección miscible de **CO₂** e inyección miscible de **GH** para el Campo Ogarrio. Sin embargo, se eligió la inyección de **CO₂** por las razones siguientes:

1. La cercanía al Campo Ogarrio (≈ 50 km) de fuentes antropogénicas (plantas de Amoniaco y Óxido de Etileno) de CO_2 operadas por PEMEX, las cuales proporcionarían el CO_2 a un precio simbólico (6 dólares por tonelada).
2. La eficiencia de barrido es limitada en un método de inyección de **GH**, debido a que se aplica con mayor éxito a yacimientos con inclinaciones fuertes.
3. Determinar el tamaño de los baches de **GH** es difícil debido a la dispersión
4. El **GH** producido en el Campo Ogarrio, se utiliza para bombeo neumático en algunos de sus pozos y en campos vecinos del **APCP**.

Tabla 2.6. Comparación de los valores de las propiedades del Campo Ogarrio con proyectos realizados en el mundo y con los criterios para inyección de CO_2 miscible, modificado de Taber, (1997).

Propiedad	Valor Recomendado de los Criterios	Proyectos Realizados en el Mundo, Awan, (2006); O&GJ ,(2012)	Campo Ogarrio
Fluidos			
Densidad [$^{\circ}\text{API}$]	>22	27 a 44	38 a 39
Viscosidad, μ_o [cp]	<10	0.1 a 50	0.6
Presión, [psi]	>1200	>1000	2560
Peso molecular promedio de C_5 a C_{12} [gr/grmol]**	> 160 y < 300	161 a 267	-----
Yacimiento			
Saturación de petróleo, s_o [%]	>40	15 a 70	28 a 40
Litología*	Arenas y Carbonatos	Arenas, Carbonatos y Basamento	Arenas
Permeabilidad, k [md]	≥ 100 NC	10 a 1200	100 a 200
Porosidad, [%]	≥ 20	8 a 35	10 a 25
Profundidad, [m]	>600; <3000	>1200	2500
Temperatura, [°C]	<125 NC	25 a 155	87
Miscibilidad			
CO_2 Inmiscible	10 a 22 [$^{\circ}\text{API}$]	-----	-----
CO_2 Inmiscible	100 a 1000 [cp]	-----	-----
CO_2 Miscible	>100 [cp]	-----	-----
CO_2 Miscible	>22 [$^{\circ}\text{API}$]	-----	-----

*Carbonatos con un bajo índice de fracturas

**valor estimado

NC = No es un parámetro Crítico.

El proceso principal de **RM** para aplicar al Campo Ogarrío es la inyección de **CO₂** miscible, como se observa en la Tabla 2.6, para esto se debe cumplir que la Presión Mínima de Miscibilidad (**PMM**) \leq presión de yacimiento; y eso sería aplicable si y solo si este proceso se hubiese implementado antes de agotar significativamente el Campo.

La selección de un método de **RM** para su aplicación en un yacimiento en particular depende de muchos factores, tal es el caso del Campo analizado, ya que posee buenas propiedades petrofísicas (permeabilidad, porosidad, entre otros), además de cumplir el escrutinio preliminar, con todas las variables analizadas, pero con un gran problema, que se debió realizar antes de que la presión inicial del Campo bajaran de 317 kg/cm² a 160 kg/cm² (aproximada) y se alcanzará la presión de burbuja, p_b (evitando que se alcance la **PMM**), por lo cual el yacimiento pudo ser un excelente candidato para una prueba piloto de inyección de **CO₂** miscible, como lo muestra el escrutinio realizado con proyectos que se han ejecutado exitosamente en el mundo en las mismas condiciones de viscosidad, densidad **API**, temperatura y permeabilidad.

Las decisiones de **RM** se basan más en aspectos económicos que en criterios de selección, por lo que los precios futuros del petróleo y del fluido a inyectarse cobran gran importancia en este tipo de proyectos.

3. Estudios de Laboratorio

La producción de petróleo y gas natural constituye sin duda el motor de la economía mundial. La creciente actividad de la industria petrolera nos obliga a contar con datos de fluidos representativos, obtenidos de pruebas de laboratorio, para evitar criterios erróneos en la caracterización de los fluidos que pudieran afectar el desarrollo de los campos, e incluso la creación innecesaria de plantas. Los experimentos de laboratorio se deben realizar empleando muestras obtenidas en el campo de interés y las pruebas efectuadas deben tratar de reproducir las condiciones de campo.

Los estudios de laboratorio se llevan a cabo con el propósito de simular físicamente el comportamiento de los yacimientos, y partiendo de los resultados obtenidos, determinar los diversos parámetros y metodologías que se desarrollarán para producir el yacimiento. Por lo tanto, idealmente el muestreo de fluidos se realiza al principio de la vida productiva del yacimiento, o bien que $p_i > p_b$, de no ser así, la muestra dejaría de ser representativa, por lo que se alterarían las propiedades de los fluidos y, por consiguiente, no se obtendrían resultados aplicables a los procesos del comportamiento de fases del fluido en el yacimiento.

Las pruebas en el laboratorio son una técnica importante de apoyo en la industria petrolera en todos los estudios que se realizan para la explotación de los campos, para evaluar y llevar a cabo el diseño de instalaciones de producción, diversas actividades de la ingeniería de yacimientos; predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción, métodos de **RM** y demás propiedades que emulan el comportamiento de los pozos durante su explotación. Los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio realizadas tanto a la formación como a los fluidos, además de su interacción, frecuentemente se emplean como variables de entrada en los simuladores; por ello es necesario contar con la caracterización y preparación de los sistemas: roca, fluido y roca-fluido. Las nuevas herramientas y equipos disponibles de manejo automatizado y computarizado, hacen más factibles la realización de estos estudios.

En la Fig. 3.1 se resume la información de los estudios de laboratorio que normalmente se han llevado a cabo durante la etapa de explotación primaria de un campo, la cual se refiere a los experimentos básicos de las propiedades de los fluidos, el análisis formación-fluido convencional y los estudios que deben realizarse al agua de formación. Posteriormente se hace referencia a los estudios especializados (de acuerdo al tipo de fluido a inyectar en el yacimiento), que deben efectuarse (tubo delgado: “slim tube”, hinchamiento, envoltante de asfaltenos, compatibilidad del agua de formación). Después se menciona el escalamiento de los estudios de laboratorio, donde ocupan una parte preponderante los estudios de desplazamiento llevados a cabo en núcleos de la formación productora, en los que interactúan en combinación el fluido y la roca a condiciones de yacimiento.

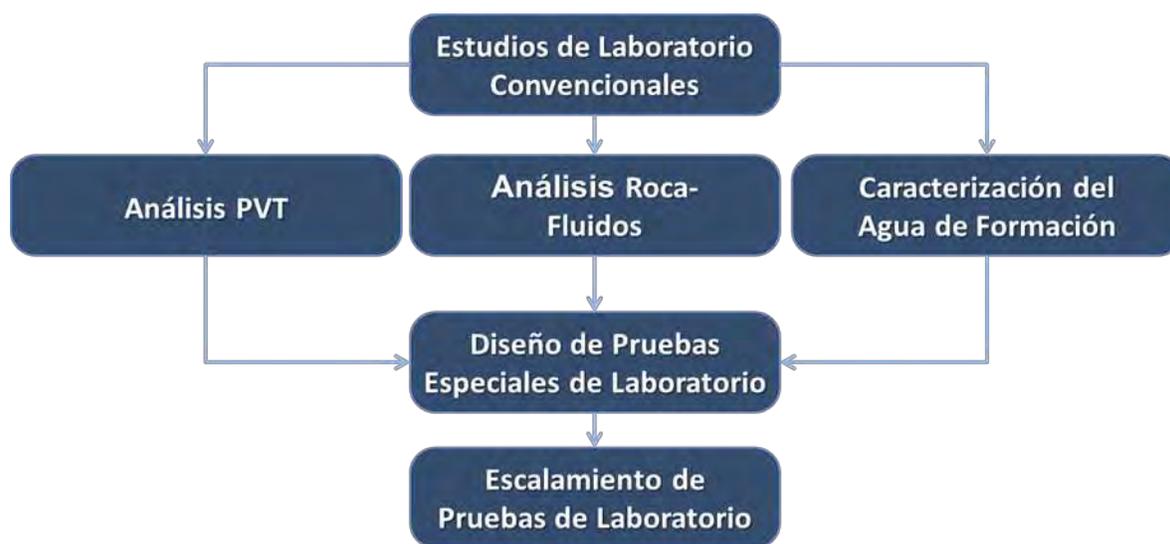


Fig. 3.1. Flujo de trabajo para los estudios de laboratorio.

3.1. Análisis Presión-Volumen-Temperatura (PVT)

Los análisis **PVT** (Presión, Volumen y Temperatura) permiten obtener información del comportamiento volumétrico y los cambios composicionales de una muestra representativa de los fluidos presentes en un yacimiento petrolero. El análisis de los hidrocarburos producidos es de suma importancia, ya que de ello dependerá la evaluación correcta y elección de los diferentes esquemas de explotación aplicables a los Campos petroleros en México.

Los fluidos del yacimiento se alteran por cambios de presión y temperatura durante su extracción, así como en su traslado a la superficie. Para conocer las condiciones que estos fluidos mantienen en el yacimiento y su comportamiento durante la explotación, se requiere de un análisis volumétrico y composicional. En el laboratorio, a través de un análisis **PVT** composicional, se simulan experimentalmente a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas, los cambios en las condiciones de explotación del yacimiento y la forma en que afectan a los fluidos.

Las pruebas **PVT** se pueden dividir dependiendo del tipo de fluido ya sea petróleo o gas en la forma siguiente:

Para **Petróleo Negro**:

- Composición original de los fluidos.
- Expansión a masa constante.
- Liberación diferencial convencional.
- Separación en etapas en superficie.
- Determinación de propiedades físicas (viscosidad, densidad).
- Determinación de la envolvente de fases
- Optimización de las condiciones de separación

Para fluidos de **Petróleo Negro Pesado**, aparte de realizar los estudios anteriores, es necesaria la realización de análisis complementarios, como son:

- Análisis para la determinación de compuestos: Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfaltenos (**SARA**).
- La determinación del punto de escurrimiento (parafinas).
- La determinación del contenido de agua en emulsión.
- La determinación de la salinidad del agua en emulsión.
- Espectroscopía de absorción atómica para la determinación de contenido de metales.

Para fluidos de **Petróleo Volátil**:

- Composición original de los fluidos.
- Expansión a masa constante.
- Expansión diferencial a volumen constante.
- Separación en etapas en superficie.
- Determinación de propiedades físicas (viscosidad, densidad).
- Determinación de la envolvente de fases

Para fluidos de **Gas y Condensado**:

- Análisis composicional de la muestra de gas.
- Análisis composicional de la muestra de líquido.
- Recombinado de fluidos.
- Determinación de la envolvente de fases.
- Expansión a masa constante.
- Expansión diferencial a volumen constante.

Para fluidos de **Gas Seco**:

- Análisis composicional de la muestra de gas.
- Expansión a masa constante.

Para fluidos de **Gas Húmedo**:

- Análisis composicional de la muestra de gas.
- Determinación de la envolvente de fases.
- Expansión a masa constante.
- Expansión diferencial a volumen constante.

En el caso de existir la duda ($B_{ob} > 1.6$) de que si el yacimiento es de **Petróleo Volátil** o de **Petróleo Ligero** deben realizarse:

- Expansión a masa constante.
- Expansión diferencial convencional.
- Liberación diferencial a volumen constante.
- Separación en etapas en superficie.

Los análisis **PVT** son absolutamente necesarios; la finalidad de realizar estos experimentos es conocer las propiedades físicas y químicas de los fluidos del yacimiento, como son: R_s , B_o , z , B_g , densidad **API**, c_o , p_b . En cada uno de los experimentos, se obtiene información del fluido que es de gran importancia en todos los estudios que se realicen para la explotación de los campos, tales como: análisis nodal, balance de materia, cálculo de volúmenes originales de petróleo, N y gas G , cálculo de las reservas, en la administración del yacimiento, en el diseño de trenes de separación en la superficie, predecir su vida productiva; definir los esquemas óptimos de producción la implementación de métodos de **RM** y en la aplicación de simuladores numéricos de yacimientos para optimizar los planes de explotación de los yacimientos.

Los resultados de estos experimentos, se utilizan en modelos de simulación petróleo negro y/o composicionales, pero requieren de una validación previa tanto volumétrica (función y , prueba de desigualdad, prueba de densidad, etc.), como composicional (balance molar), Bashbush, (1981), Whitson, (1983), y en la caracterización de los fluidos mediante la ecuación de estado (**EDE**).

Una vez que se determina el estado del fluido presente en el yacimiento a través de los estudios experimentales para fluidos de yacimiento (**PVT**), se procede a recopilar y estudiar toda la información acerca de su comportamiento en función de las variaciones de la presión, temperatura y volumen. Esto pasa a ser de importancia vital para la vida productiva del yacimiento, ya que con estos estudios y trabajo se puede predecir cómo será el comportamiento del fluido, buscando la manera de mantener la energía del

pozo, para obtener así una mayor producción. Aplicando lo anterior con una buena política de explotación, se puede evitar producir de una manera ineficiente, alargando la vida del yacimiento, manteniendo al máximo posible la presión.

Cuando se analizan pruebas **PVT** existe un porcentaje que resultan no útiles, debido a que pudiera haber contaminación de los recipientes donde se tomaron las muestras, mala obtención de la muestra o inestabilidad de la producción a nivel de toma de muestreo, entre otros problemas. Es por ello que en el análisis **PVT** hay que considerar sumamente importante los datos que se están registrando, de modo que sean representativos, y de esta manera lograr la seguridad de tener información veraz para planificar un desarrollo óptimo del campo.

3.1.1. Análisis PVT en el Campo Ogarrio

Para realizar los estudios **PVT** en el laboratorio es necesario tener una muestra representativa del fluido que se encuentra en el yacimiento; por lo tanto se debe obtener la muestra al **inicio de la producción** cuando la presión de fondo fluyente esté todavía por arriba de la presión de saturación. De no ser así, la muestra dejaría de ser representativa, por lo que se alterarían las propiedades del fluido, y por consiguiente no se obtendrían resultados representativos del comportamiento de fases del fluido en el yacimiento. El yacimiento en estudio cuenta con muy poca información y en el reporte **PVT** de este yacimiento no se encuentra el experimento de Separación Diferencial a Volumen Constante, ni un análisis composicional a detalle.

De los fluidos del Campo Ogarrio solo se tienen disponibles **PVT's** convencionales correspondientes a los pozos 801_S, 801-D_I, 801-D_S, 802_I, 802-D_S y 817_S. Por tal motivo, se necesitaría una muestra de fondo del fluido del Campo Ogarrio para realizar los análisis **PVT**, lo cual es imposible realizar debido a que $p_{actual} < p_b$ y la muestra no sería representativa del Campo.

Debido a que no es factible realizar un muestreo de fondo y a problemas registrados (trazas, sedimentos y emulsiones en los fluidos) en Campos (San Ramón, Rodador,

entre otros) del **APCP** para efectuar los experimentos a partir de un fluido recombinado se decidió no llevarlos a cabo en el Campo Ogarrio, se optó por elaborar un fluido sintético basándose en el fluido del Campo Guaricho un Campo análogo de la misma zona. La metodología se puede apreciar en el Apéndice A, y la caracterización realizada al fluido en la Unidad 6.

3.2. Análisis Roca-Fluidos

Los análisis Roca-Fluidos tienen como objetivo evaluar la formación, para lo cual se mide y estudian las propiedades físicas y químicas de las rocas y sus interacciones con los fluidos (gases, hidrocarburos líquidos y soluciones acuosas).

La descripción del yacimiento, por lo que se refiere a las propiedades Roca-Fluidos, se realiza considerando la distribución de los parámetros geológicos determinados durante la etapa de caracterización y los aspectos que identifican la distribución de los fluidos.

La información al inicio de la vida de un yacimiento, se refina mediante la incorporación de datos Roca-Fluidos para cuantificar las propiedades de la formación, y así reducir la incertidumbre en el desarrollo del campo mediante el análisis de su comportamiento; sin embargo, el análisis petrofísico no está limitado a una etapa inicial, sino a toda la vida de un campo, ya que las propiedades de la formación podrían cambiar con el tiempo.

El conocimiento de las propiedades roca-fluidos ayuda a: la determinación del volumen de hidrocarburos existentes en una estructura almacenadora, seleccionar un posible proyecto de recuperación secundaria y/o mejorada, la evaluación y calibración de registros eléctricos (por medio de los resultados del análisis de núcleos), inicializar un modelo de simulación numérica (se debe contar con la determinación de las presiones capilares, y con los valores de permeabilidades relativas para llevar a cabo el ajuste de producción).

Algunas propiedades físicas y químicas, pueden medirse en el laboratorio analizando sus núcleos. Los análisis roca-fluidos que se recomiendan son:

- Análisis de Difracción de rayos X y Fluorescencia.
 - Contenido de anhidrita.
 - Contenido de minerales: arcillas y carbonatos
- Condiciones de movilidad.
- Estudios mineralógicos/petrografía (XRD, SEM, láminas delgadas).
- Pruebas de Desplazamiento.
- Isotermas de Densidad y Viscosidad.
- Mojabilidad/Tensión superficial (sólido-líquido) e interfacial (líquido-líquido).
- SCAL.
 - Presión capilar.
 - Saturación de fluidos (agua, petróleo y gas).
 - Saturación de petróleo residual.
 - Permeabilidad relativa.
 - Compresibilidad de la roca.
 - Identificación de arcillas.
 - Propiedades eléctricas y acústicas.
 - Determinación de curvas de permeabilidad relativa de imbibición y/o drene, (dependiendo del tipo de proceso esperado).
- Tomografía de rayos X y rayos gama para heterogeneidades.
 - Fisuras.
 - Fracturas.
 - Tortuosidad.
 - Vúgulos.
- Granulometría.
 - Análisis del tamaño de grano.
 - Distribución de tamaño de poros.
- Porosidades.
- Permeabilidades.
- Velocidad crítica de inyección de **CO₂**.

3.2.1. Análisis Roca-Fluidos en el Campo Ogarrio

El estudio referente a los análisis Roca-Fluidos correspondientes al Bloque A del Campo Ogarrio, para los yacimientos en los intervalos correspondientes a las Formaciones Filisola, Concepción Superior, Concepción Inferior y Encanto, que se tienen realizados son los siguientes:

- **Estudios mineralógicos/petrografía:** Incluye clasificación petrográfica, de la geometría interna y externa de los cristales, identificación de minerales (masa fundamental, minerales arcillosos) presentes, su porcentaje en volumen estimativo con base en el tamaño de la muestra, el estudio de la estructura química y física de las propiedades de los minerales y su modo de ocurrencia; el conocimiento mineralógico es indispensable para el entendimiento de las rocas, el cual se muestra en la Tabla 3.1.

Tabla 3.1. Análisis mineralógicos del Campo Ogarrio, Bloque A.

Campo	Ogarrio					
Pozo	Ogarrio 1415					
Bloque	A					
Núcleo	No. 1			No. 2		
Profundidad	2410-2419.3			2634-2643		
Muestra	SP001	SP010	SP039	SP001	SP028	SP033
Profundidad	2410.4	2413.32	2419.01	2634.32	2636.27	2641.91
Mineralogía (%)						
Cuarzo	39.00	46.00	32.00	57.00	45.00	52.00
Plagioclasa	18.00	23.00	19.00	17.00	15.00	17.00
Feldespato potásico	13.00	12.00	11.00	11.00	9.00	13.00
Calcita	2.00	4.00	2.00	1.00	5.00	2.00
Dolomita	3.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
Muscovita	3.00	3.00	2.00	0.00	2.00	2.00
Pirita	0.00	0.00	0.00	0.00	2.00	1.00
Siderita	2.00	0.00	1.00	0.00	0.00	0.00
Total arcillas	20.00	14.00	33.00	15.00	21.00	13.00
Minerales Arcillosos (%)						
Illita	2.00	2.00	9.00	1.00	5.00	1.00
Caolinita	14.00	7.00	6.00	11.00	9.00	8.00
Montmorillonita (esmectita)	4.00	3.00	10.00	0.00	0.00	0.00
Clorita	0.00	2.00	8.00	3.00	7.00	4.00

- Pruebas en núcleos:** se utilizan para la caracterización del yacimiento, permitir mejores predicciones de la explotación del yacimiento a partir de muestras de núcleo, y evaluar cualquier efecto perjudicial al exponer el yacimiento a fluidos extraños y así, evitar o eliminar problemas de producción. Algunas pruebas que se realizan en los núcleos son: medición de la porosidad por inyección de Hg, medición de p_c y permeabilidades relativas, evaluación de mojabilidad, parámetros de la resistividad de la formación, pruebas de recuperación de la permeabilidad líquida, pruebas de pérdida de lodo de perforación, entre otros. La Fig. 3.2 muestra el resultado de una de las pruebas realizadas en los núcleos del Campo Ogarrio, Bloque A.
- Granulometría:** Este análisis se realiza en muestras de rocas no consolidadas o friables que pueden disgregarse, manteniendo la integridad de los granos. La muestra disgregada, limpia y seca se pasa por una serie de tamices de diferentes tamaños, para obtener la distribución de los tamaños de los granos; los estudios de granulometría realizados al Campo Ogarrio, Bloque A se muestran en la Tabla 3.2.

Tabla 3.2. Análisis Granulométricos del Campo Ogarrio, Bloque A.

Material	Grano	Grados Granulométricos	
		f* [-LOG2 Diámetro (mm)]	Diámetro (mm)
A R E N A S	Muy grueso	-1.00 a -0.75	2.00 a 1.68
		-0.75 a -0.50	1.68 a 1.41
		-0.50 a -0.25	1.41 a 1.19
		-0.25 a 0.00	1.19 a 1.00
	Grueso	0.00 a 0.25	1.00 a 0.84
		0.25 a 0.050	0.84 a 0.71
		0.50 a 0.75	0.71 a 0.59
	Medio	0.75 a 1.00	0.59 a 1/2
		1.00 a 1.25	0.50 a 0.42
		1.25 a 1.50	0.42 a 0.35
		1.50 a 1.75	0.35 a 0.30
	Fino	1.75 a 2.00	0.30 a 1/4
		2.00 a 2.25	0.25 a 0.21
		2.25 a 2.50	0.21 a 0.177
		2.50 a 2.75	0.177 a 0.149
	Muy fino	2.75 a 3.00	0.149 a 1/8
3.00 a 3.25		0.125 a 0.105	
3.25 a 3.50		0.105 a 0.088	
3.50 a 3.75		0.088 a 0.074	
L I M O S	Grueso	3.75 a 4.00	0.074 a 1/16
		4.00 a 4.25	0.0625 a 0.053
		4.25 a 4.50	0.053 a 0.044
		4.50 a 4.75	0.044 a 0.037
	Medio	4.75 a 5.00	0.037 a 1/32
	5.00 a 6.00	1/32 a 1/64	
	Fino	6.00 a 7.00	1/64 a 1/128
	Muy fino	7.00 a 8.00	1/128 a 1/256
A R C I L L A S		8.00 a 14.00	< a 1/256

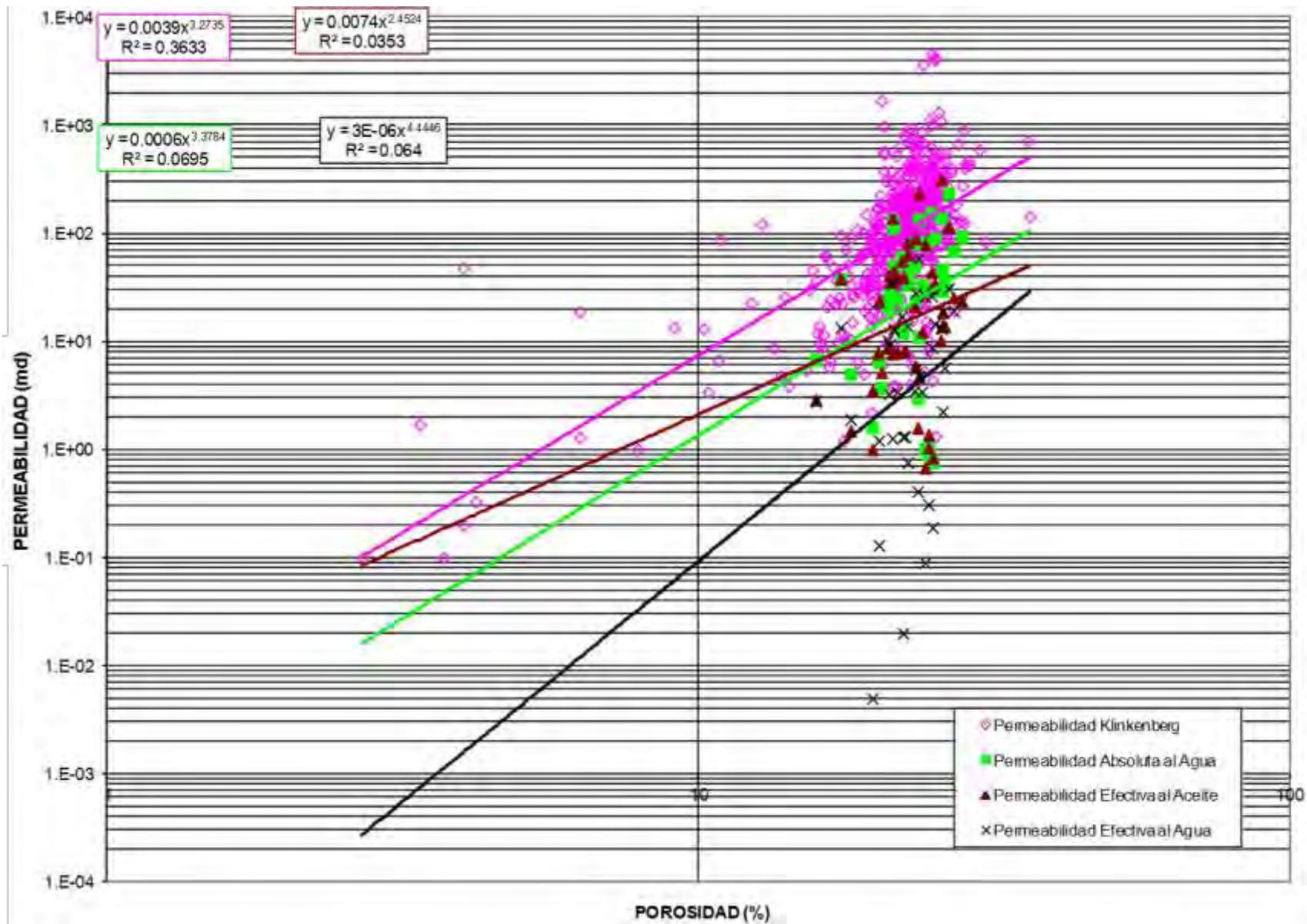


Fig. 3.2. Estudio de permeabilidades realizadas en núcleos del Campo Ogarrio, Bloque A.

3.3. Análisis del Agua de Formación

Comúnmente el petróleo que proviene de un yacimiento viene asociado con agua en forma libre o emulsionada, debido a que el volumen poroso de las rocas se encuentra ocupado por fracciones de la misma que quedaron entrampadas durante el proceso geológico de depositación de los sedimentos. Ésta, es denominada agua de formación y puede ser clasificada o caracterizada dependiendo de su composición química, producto principalmente del ambiente de depositación y la interacción con el yacimiento.

El agua de formación en los yacimientos petroleros típicamente se encuentra en el rango de 200 a 300,000 **ppm**; el agua de mar contiene aproximadamente 35,000 **ppm** de sólidos totales. El agua de formación se caracteriza por:

- Estar a la temperatura de yacimiento y con contenido de sales dependiendo de la formación que provenga.
- Contener metales pesados y fracciones de crudo en emulsión o dilución.
- Debe ser reinyectada o tratada apropiadamente para evitar daños ambientales y a la salud.

Las pruebas de laboratorio que se deben aplicar para el agua de formación, McCain, (1990) son las siguientes:

- Determinación de metales.
- Sólidos sedimentables.
- Materia flotante.
- Demanda Bioquímica de Oxígeno (**DBO**).
- Demanda Química de Oxígeno (**DQO**).
- Grasas y Aceites.
- Sulfuro.

- Distribución de tamaño de partículas.
- Análisis Fisicoquímico (Stiff & Davis).
 - Índice de estabilidad.
 - pH.
 - Conductividad.
 - Color.
 - Turbidez.
 - Sólidos suspendidos totales (**SST**).
 - Sólidos disueltos totales (**SDT**).
 - Sólidos totales (**ST**).
 - Dureza total.
 - Dureza de calcio.
 - Dureza de magnesio.
 - Cloruros.
 - Sulfatos.
 - Salinidad.
 - Olor.
 - Determinación de cationes.
 - Determinación de aniones.
- Viscosidad y Densidad.
- Factor de volumen.
- Compresibilidad.

A pesar de que se pueden generar salmueras sintéticas a partir de los estudios Stiff-Davis, es altamente recomendable muestrear salmuera de la formación para realizar los estudios de laboratorio.

3.3.1. Análisis del Agua de Formación en el Campo Ogarrio

El análisis Físico-Químico del agua de formación expresa la concentración de los diferentes constituyentes, salinidad del agua de formación, así como, determinar cuantitativamente los diferentes elementos que contiene el agua (iones disueltos en el agua), que inciden directamente en la formación de precipitados (sólidos, e incrustaciones) de sales en las instalaciones de producción y plantas de campo. Estas incrustaciones son diferentes, dependiendo de la composición del agua; por tanto los primeros problemas en las instalaciones de producción de petróleo con entrada de agua o en los sistemas de reinyección de agua, son las precipitaciones de las diferentes sales; por tal motivo un análisis Físico-Químico del agua de formación es de suma importancia realizarlo para cuantificar este problema.

Los análisis Físico-Químicos del agua de formación del Campo Ogarrio, Bloque A que se tienen realizados se muestran en las Tablas 3.3 a 3.5.

Tabla 3.3. Análisis químico del agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.

PROPIEDADES QUÍMICAS				
CATIONES:	<i>(mg/L)</i>	<i>(meq/L)</i>	ANIONES:	<i>(meq/L)</i>
SODIO (Na ⁺)	56,533.44	2,459.15	CLORUROS (Cl ⁻)	4,061.72
POTASIO (K ⁺)	0.00	0.00	SULFATOS (SO ₄ ²⁻)	0.52
CALCIO (Ca ⁺⁺)	26,000.00	1,297.41	CARBONATOS (CO ₃ ²⁻)	0.00
MAGNESIO (Mg ⁺⁺)	3,768.05	309.97	BICARBONATOS (HCO ₃ ⁻)	4.40
HIERRO (Fe ⁺⁺)	2.89	0.10	HIDRÓXIDOS (OH ⁻)	0.00
TOTAL:	86,304.38	4,066.63	TOTAL:	4,066.63

Tabla 3.4. Análisis físico del agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.

PROPIEDADES FÍSICAS		
TEMPERATURA	20	°C
DENSIDAD	1.1603	g/cm ³ @ 20.0 °C
pH	4.76	@ 20.0 °C
CONDUCTIVIDAD	NO SE MIDIÓ	µS/cm, @ 20.0 °C
TURBIDEZ	5	FTU
COLOR	28	PtCo
OLOR	INCOLORA	

Tabla 3.5. Análisis de los sólidos contenidos en el agua de formación del Campo Ogarrio Bloque A.

SÓLIDOS DISUELTOS Y EN SUSPENSIÓN			
	(mg/L)		(mg/L)
SÓLIDOS TOTALES	230,598	DUREZA TOTAL como CaCO ₃	80,500
SÓLIDOS DISUELTOS TOTALES (SDT)	230,598	DUREZA DE CALCIO como CaCO ₃	65,000
SÓLIDOS EN SUSPENSIÓN (SST)	0	DUREZA DE MAGNESIO como CaCO ₃	15,500
GRASAS Y ACEITES	0	ALCALINIDAD A LA "F" como CaCO ₃	0
SILICE SOLUBLE (SiO ₂)	0	ALCALINIDAD A LA "M" como CaCO ₃	220
ÓXIDO FERRICO (Fe ₂ O ₃)	0	SALINIDAD como NaCl	237,375
ACIDEZ como CaCO ₃	0	INDICE DE ESTABILIDAD	0.31
	0	TENDENCIA	INCRUSTANTE

Las concentraciones de los sólidos disueltos en el agua de formación se reportan en partes por millón, ppm, miligramos por litro, mg/lt, y % peso de los sólidos.

La representación gráfica de los resultados de los principales iones (aniones, y cationes) se realiza mediante una gráfica llamada Stiff–Davis; su finalidad es, comparar visualmente con otros resultados, como se muestra en la Fig. 3.3.

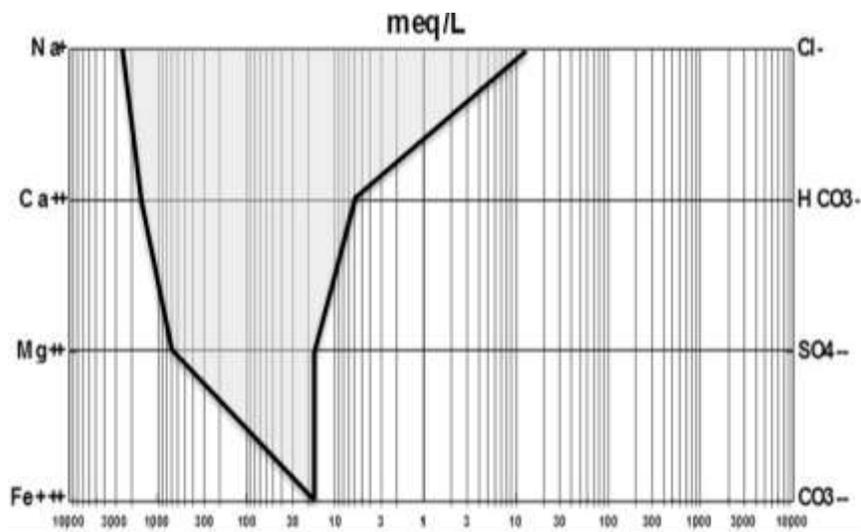


Fig. 3.3. Diagrama de Stiff – Davis del Campo Ogarrio, Bloque A.

Los iones positivos (cationes) se representan a la izquierda de la línea vertical (sodio, calcio, magnesio, y fierro) y los iones negativos (aniones) y/o radicales a la derecha (cloruro, bicarbonato, sulfato, y carbonato). En caso de que exista una diferencia entre los iones positivos y negativos, está se representa como el sodio.

El agua que se observa en la Fig. 3.3 es de tipo incrustante, la cual por los sólidos suspendidos podrían taponar la tubería; se tendrían que considerar estimulaciones con inhibidores de incrustaciones, para evitar la depositación de solidos inorgánicos durante la producción y la inyección de agua, en caso de que se consideré como método de **RS**.

3.4. Pruebas Especiales para Inyección de Agua

El proceso de recuperación secundaria más aplicado es la inyección de agua; este mecanismo se emplea para mantener la presión del yacimiento e incrementar la recuperación de aceite, sobre todo en yacimientos siliciclásticos carbonatados de una sola porosidad mojables por agua.

Los dos aspectos más importantes para el estudio de factibilidad de inyección de agua son los factores de recuperación de aceite y la compatibilidad entre el agua de inyección con la roca y los fluidos del yacimiento.

Las pruebas requeridas para aplicar en un proceso de inyección de agua son las siguientes:

- Pruebas básicas para análisis del agua de formación y de inyección (sección 3.3)
- PVT Convencional.
- Pruebas de velocidad crítica (para arenas deleznales).
- Compatibilidad de agua de inyección-agua de formación.
- Control de filtración.
- Densidad **API**.
- Hinchamiento o expansión del petróleo.

3.4.1. Prueba Especiales para Inyección de Agua en el Campo Ogarrio

No se realizaron en su totalidad las pruebas especiales para inyección de agua en el Campo Ogarrio, Bloque A, y solo se cuentan con las Pruebas básicas para análisis del agua de formación, **PVT** Convencional, pruebas de Control de filtración y **°API**, por lo cual se recopilaron y se utilizarán los datos obtenidos de Campos análogos.

3.5. Pruebas Especiales para Inyección de Gas

Es una práctica común evaluar diferentes fluidos de inyección al yacimiento, tanto para mejorar la recuperación y productividad del yacimiento, como para mantenimiento de presión. La inyección de gas (**CO₂**, **GH** o **N₂**) es un método probado por la industria y ampliamente documentado en la literatura.

Para definir el esquema de inyección en el campo, el gas puede inyectarse directamente al petróleo bajo procesos de desplazamiento miscible y/o inmisible dependiendo de la presión y temperatura del yacimiento o bien como estimulación cíclica (“huff and puff”, para el caso del **CO₂**). En el caso de yacimientos de poco espesor y probablemente bajosaturados y a presiones mayores que la **PMM**, el tipo de inyección, el esquema y el yacimiento mismo, juegan un papel fundamental en el diseño de los protocolos de la pruebas en el laboratorio.

Uno de los protocolos de diseño más importantes para el desplazamiento de petróleo por gas es determinar si se debe hacer en condiciones miscibles o inmiscibles. Esto obliga a definir la **PMM** entre el gas y el fluido del yacimiento para realizar adecuadamente el protocolo de desplazamiento.

El desplazamiento del petróleo por gas a través del núcleo del yacimiento intenta reproducir los procesos de inyección de gas con más veracidad que otras pruebas. El desplazamiento es conducido en un núcleo extraído del yacimiento. Otro usa un empaquetamiento de arena dentro de un tubo delgado, conocido como tubo delgado (“slim tube”). Pruebas estáticas donde el gas inyectado y el petróleo en el yacimiento están en equilibrio en una celda, son también conducidas para determinar el comportamiento de fase de una mezcla. Aunque estas pruebas no simulan con tanta precisión las condiciones dinámicas de un yacimiento, proveen exactitud para utilizar y calibrar una **EDE** requerida para los estudios de simulación composicional de los yacimientos.

Los estudios de laboratorio especiales que se recomiendan hacer para la inyección de gas miscible o inmisible (Donaldson, 1985; Moses, 1986) son los siguientes:

- Desplazamiento en núcleos.
- Hinchamiento o Expansión del petróleo.
- Solubilidad del gas en el agua.
- Titulación del petróleo por gas.
- Viscosidad a 4 relaciones de gas.
- Envolvente de depositación de asfaltenos.
- Fluido recombinado de superficie (en caso que no se cuente con un análisis **PVT** composicional).
- Pruebas de difusión molecular.
- Pruebas de Presión mínima de miscibilidad (**PMM**):
 - 1) Prueba de la Burbuja Ascendente (ver Apéndice B).
 - 2) Prueba del Tubo Delgado “Slim Tube”.

Es recomendable realizar estos experimentos, porque los resultados obtenidos son útiles para determinar si el método **RM** elegido tendrá los resultados esperados, además, proporcionar una aproximación razonable para el proceso de desplazamiento y determinar si el comportamiento de fase realizado en un software comercial es capaz de describir el comportamiento dinámico de los fluidos, y así obtener una impresión general de sus efectos y el rendimiento de inyección previsto.

3.5.1. Prueba Especiales para Inyección de Gas en el Campo Ogarrio.

No se realizaron las pruebas especiales para inyección de gas en el Campo Ogarrio, Bloque A porque no se cuentan con muestras, ni con datos de fluidos de fondo; además por los problemas ocurridos (emulsiones, trazas y deficiencias para determinar la **RGA** correcta del Campo) con fluidos recombinados de otros Campos del **APCP**, no se podrán realizar pruebas especiales de laboratorio, quedando como única opción simularlas con correlaciones o mediante algún programa comercial.

3.6. Escalamiento de Estudios de Laboratorio

En estudios de factibilidad para la implementación de procesos **RM** es común desarrollar pruebas de laboratorio en patrones a pequeña escala conocidos como modelos físicos, los cuales basados en principios de similitud son representativos del comportamiento del yacimiento. El propósito del escalamiento es extrapolar el comportamiento físico que se presenta a escala fina (escalas micro y macro) a escalas mayores, sin la necesidad de modelar todos los detalles que se presentan a escala fina. Se han desarrollado y aplicado técnicas para transferir la información que se obtiene en laboratorio a escala de modelos dinámicos de simulación, éstas se conocen como técnicas de escalamiento y pueden clasificarse en:

- **Métodos de simulación.** Se basan en los resultados de un número intenso de realizaciones usando modelos de simulación.
- **Método dimensional.** Está basado en el teorema π de Buckingham y en la determinación de las variables relevantes al problema en estudio, Farouq, (2010).
- **Método inspeccional.** Su formulación está basada en las ecuaciones básicas, condiciones iniciales y de frontera que describen el fenómeno, Farouq, (2010).

Las principales limitantes de los modelos físicos están ligadas a la escasa disponibilidad de materiales y fluidos con propiedades físicas que puedan satisfacer todos los requerimientos del escalamiento, así como la imposibilidad para reproducir exactamente la porosidad y el comportamiento de las curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares del prototipo de campo.

No se realizaron escalamientos de los estudios de laboratorio en el Campo Ogarrio, Bloque A porque no se cuenta con experimentos de laboratorio, esta parte aunque es indispensable no se realizó.

4. Mecanismos de Desplazamiento

4.1. Tipos de Desplazamiento

El desplazamiento de un fluido por otro es un proceso de flujo continuo, ya que las saturaciones de los fluidos cambian en el transcurso del tiempo. Esto causa modificaciones en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases.

El desplazamiento de petróleo por algún fluido (agua, **N₂**, **CO₂**, **GH**) puede ser clasificado como inmisible o miscible, dependiendo de las propiedades del fluido inyectado y de las condiciones y los fluidos del yacimiento.

Los problemas encontrados durante la aplicación de estos procesos son los siguientes:

- Digitación viscosa, cuando la relación de movilidades es desfavorable y la eficiencia de barrido areal o vertical es pobre.
- Se deben separar los gases no hidrocarburos del gas producido susceptible de comercializarse.
- La inyección de gases de combustión está generalmente asociada con problemas de corrosión.
- Se pueden tener problemas de corrosión con el **CO₂**, particularmente si irrumpe tempranamente en pozos productores y hay agua en el sistema.

4.1.1. Desplazamiento Inmisible

El desplazamiento inmisible, se considera como proceso de recuperación secundaria, que consiste básicamente en inyectar gas o agua en el yacimiento para mantener la presión (generalmente el **GH** y **N₂** se usan para mantener la presión) o desplazar el petróleo móvil; estos fluidos se inyectan a través de pozos ubicados estratégicamente en el yacimiento, de tal forma que el petróleo contenido en el yacimiento sea desplazado hacia los pozos productores.

En un proceso de recuperación secundaria, las propiedades de los fluidos y del medio poroso no se alteran o modifican significativamente. Los yacimientos con una condición de desplazamiento inmiscible, pueden conducir a mejoras significativas en la recuperación de petróleo, aunque menores que en un desplazamiento miscible. La inyección inmiscible de **CO₂** se mantiene en niveles superiores que los procesos de recuperación secundaria, debido a que el **CO₂** (Holm, 1974; 1982):

1. Es muy soluble en el petróleo y el agua (ocasiona el incremento en el factor de volumen (**B_o**), y la reducción de la viscosidad del petróleo, **μ_o**).
2. En estudios de laboratorio la presión de desplazamiento para el **CO₂** es menor en comparación con **GH** y **N₂**, respectivamente.
3. La liberación de presión de petróleo saturado con **CO₂** (empuje del gas disuelto liberado) causa que la recuperación en el yacimiento apalanque este mecanismo recuperación primaria.
4. La expansión del petróleo (hinchamiento) conforme el **CO₂** se disuelve en él, resultó ser un factor para la liberación de petróleo atrapado, particularmente en el caso de petróleos pesados.
5. Cuando la presión de desplazamiento es suficientemente alta, después de contactos múltiples del **CO₂** con el petróleo del yacimiento, la fase de **CO₂** enriquecida con hidrocarburos puede llegar a desplazar misciblemente al petróleo (Miscibilidad dinámica).

El desplazamiento inmiscible ocurre cuando la presión del yacimiento no es suficiente (presiones menores a **PMM**) o la composición del petróleo es desfavorable (petróleo pesado), en el cual hay menor intercambio de componentes o zonas mezcladas entre el gas inyectado y los fluidos del yacimiento. En un proceso de inyección de gas inmiscible, el gas y el petróleo permanecen como fases diferentes. El gas invade la roca como una fase no mojante, mediante el desplazamiento del petróleo de los poros.

La inyección inmiscible al yacimiento puede ser en la capa de gas, si existe, o en la zona de petróleo. Los beneficios obtenidos de la inyección de gas dependen de las eficiencias de barrido vertical y horizontal.

Las aplicaciones en campo del proceso inmisible con CO_2 se han efectuado con petróleos ligeros de alta viscosidad, en los que el efecto de reducción de densidad es el que domina. Varios de estos proyectos de Campo (Saner, 1986; Kantar, 1985) han sido al menos técnicamente exitosos. Se obtuvieron bajas relaciones de volumen de CO_2 inyectado respecto a los barriles de petróleo recuperado; se afirmó que las altas saturaciones de petróleo (50% V_p) en las zonas de interés, presentes después de los procesos de recuperación primaria, ayudaron a conseguir tales relaciones más que una inherente eficiencia del mecanismo de recuperación.

4.1.2. Desplazamiento Miscible

Los procesos de desplazamiento de petróleo en el yacimiento en forma miscible, ocurren cuando el fluido desplazante es un gas lo suficiente afín con el petróleo para alcanzar miscibilidad a la temperatura del yacimiento. Cuando se habla de desplazamiento miscible siempre surgen algunos conceptos básicos, como son, la solubilidad, la miscibilidad y la tensión interfacial, los cuales se procederán a definir.

La solubilidad: es una propiedad que se puede medir, es la medida de la capacidad de una determinada sustancia para disolverse en otra a una determinada temperatura, puede expresarse en moles por litro (mol/lit), en gramos por litro (gr/lit), o en porcentaje de soluto (% de gas inyectado); por ejemplo, el CO_2 es soluble en agua y el petróleo a una cierta cantidad. Cuando la solución (CO_2 -agua o CO_2 -petróleo) está saturada (es cuando el agua o el petróleo ya no admite mas CO_2), el CO_2 deja de ser soluble y se va acumulando en la capa de gas (si es que hay) o canalizando a los pozos productores.

La miscibilidad: es una propiedad adimensional, la cual está definida como la condición física entre dos o más fluidos para que se mezclen entre sí en cualquier proporción, que establece una condición de tensión interfacial igual a cero entre ellos formándose con esto una fase homogénea (el disolvente y petróleo son un fluido de una sola fase) a una presión y temperatura específicas, Holm, (1986). "Si dos fases se forman después de que cierta cantidad de un fluido se añade a otro, estos fluidos son considerados inmiscibles", Meyer, (2007). La miscibilidad es un fenómeno

fisicoquímico y no de carácter químico, ya que no hay reacción química alguna. Sin embargo, otra condición para que dos fluidos sean miscibles es que exista una determinada afinidad química entre ellos.

La tensión interfacial: es la energía libre (es consecuencia de las tensiones superficiales de dos o más fluidos) existente en la zona de contacto de dos fluidos inmiscibles, se puede definir como la cantidad de energía por unidad de área (Dina/cm^2) necesaria para formar una interfase, la reducción de la tensión interfacial da origen a la reducción del petróleo residual retenido en el medio poroso del yacimiento, obteniéndose con esto altas recuperaciones de petróleo que era inmóvil (residual). Si dos fluidos son miscibles no existe tensión interfacial.

El desplazamiento miscible y la alta recuperación requieren la inyección de un fluido que forme una sola fase con el petróleo o que genere a partir de él un solvente que ayude a formar una fase homogénea, eliminando así la retención capilar del petróleo por la roca.

Los mecanismos que contribuyen a mejorar el **Fr** por el proceso de desplazamiento miscible de gas involucran:

1. Reducción de la viscosidad: lo cual mejora las características del flujo de petróleo y la relación de movilidades de la inyección.
2. Reducción de Tensión Interfacial: lo que permite al petróleo ser liberado de la roca, en una inyección miscible esta reducción ocurre por debajo de 0.1 (Dina/cm^2) permitiendo eficiencias en el desplazamiento de hasta el 90%, pero reducciones significativas también se pueden alcanzar en la inyección inmisible.
3. Hinchamiento: lo que reduce la cantidad de petróleo; en la saturación residual y puede mejorar la permeabilidad relativa del petróleo.
4. Vaporización/Condensación: la cual es especialmente importante en petróleos que tienen altos % de componentes intermedios que pueden ser extraídos a la

fase de gas, la extracción también permite la recuperación de una porción no movable del petróleo.

5. Empuje por gas, aprovechando que se rellena el yacimiento con un fluido de bajo costo.
6. Mejoramiento del drenaje gravitacional en yacimientos con echados fuertes, en condiciones miscibles o inmiscibles.

En general, todos los mecanismos de desplazamiento actúan, pero en el proceso miscible los principales mecanismos de desplazamiento actuando son la reducción de la tensión interfacial y el proceso de vaporización/condensación, que también son conocidos como efectos de la miscibilidad.

4.1.2.1. Miscibilidad de Primer Contacto

En este tipo de proceso, el gas inyectado es miscible en todas proporciones, en cuanto se pone en contacto con el petróleo, a presión y temperatura de yacimiento. Los gases más comunes utilizados en este proceso son: butano (C_4), propano (C_3), y mezclas de **GLP** (gas licuado del petróleo). La Fig. 4.1, representa el diagrama pseudoternario para un proceso de miscibilidad de primer contacto. Debido a que inyectar un solvente rico en componentes intermedios resulta costoso, la miscibilidad al primer contacto no es un proceso de **RM** aplicable comercialmente a nivel de campo. Lo usual es inyectar gases secos, siendo necesarios varios pasos de transferencia de masa (miscibilidad dinámica), previo a la obtención de condiciones miscibles.

Teóricamente el proceso se caracteriza porque al ponerse en contacto el petróleo con el gas arriba de la **PMM**, se mezclan en todas las proporciones sin que se observe una interfase entre ellos, Stalkup, Jr., (1983); para que esto suceda se necesitan las adecuadas condiciones de presión ($p_{\text{actual}} \geq \text{PMM}$), temperatura y composición del petróleo (alto % de fracciones intermedias).

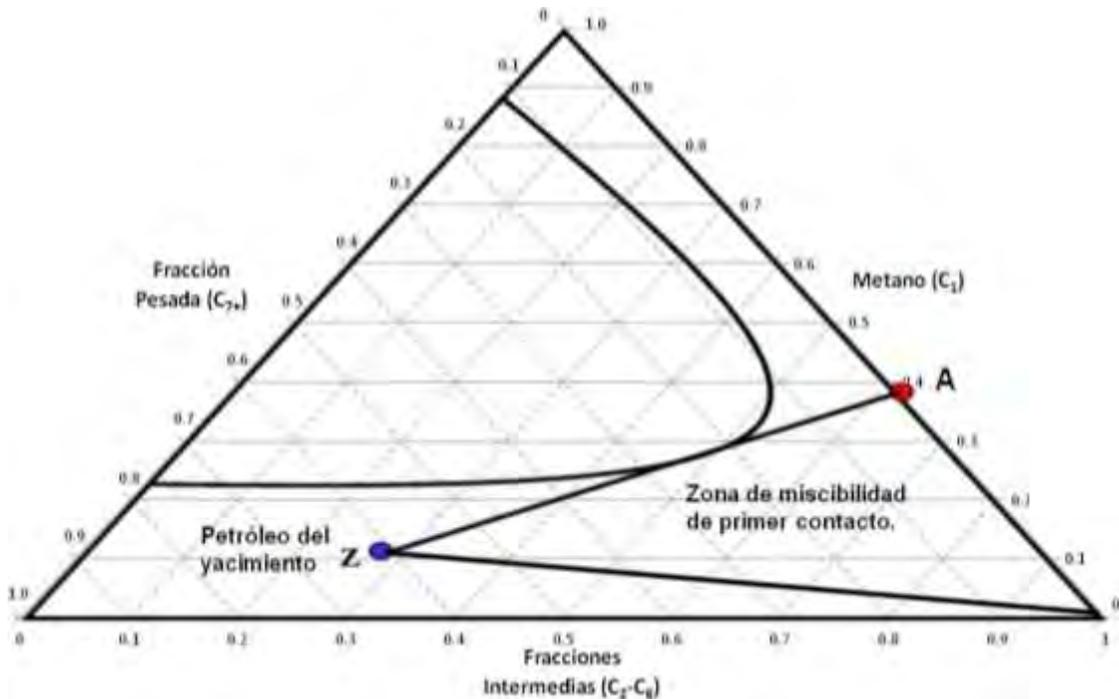


Fig. 4.1. Proceso de miscibilidad al primer contacto, la composición del petróleo del yacimiento se representa en el punto Z y la composición del gas en el punto A. Al ponerse en contacto ambos fluidos cualquier punto en la línea de unión ZA caerá en la región de una sola fase, lográndose la miscibilidad del sistema al primer contacto.

4.1.2.2. Miscibilidad Dinámica

El proceso consiste básicamente en que el petróleo del yacimiento, que no es miscible de primer contacto con el gas desplazante, a través de un proceso dinámico de contactos múltiples (entre el gas y los componentes ligeros e intermedios), se pueda llegar a establecer una zona de transición y una zona de miscibilidad contigua entre los fluidos desplazados y desplazante.

El fluido que mejores características de miscibilidad presenta es el CO_2 , además que este fluido es el que presenta mayores recuperaciones de petróleo, debido a esto se explicará el proceso empleando el CO_2 .

El CO_2 , no es miscible al primer contacto con el petróleo, pero es capaz de generar un frente miscible (extrayendo hidrocarburos ligeros e intermedios del petróleo) dentro del medio poroso durante el proceso de desplazamiento, logrando que el CO_2 y el petróleo se vuelvan miscibles.

Cuando la presión de desplazamiento es lo suficientemente alta como para comprimir el CO_2 por encima de su densidad crítica (0.42 gr/cm^3), él extraerá cantidades importantes de C_{5+} del petróleo del yacimiento. Después de contactos múltiples del CO_2 con el petróleo, la fase de CO_2 enriquecida con hidrocarburos desplaza misciblemente al petróleo. En estos contactos el petróleo y el CO_2 transfieren componentes hasta que el petróleo enriquecido de CO_2 no puede ser distinguido del CO_2 enriquecido de petróleo. Este mecanismo de transferencia de masa de los hidrocarburos del petróleo al CO_2 es conocido como miscibilidad dinámica o de contacto múltiple, el cual genera un frente miscible que desplaza el petróleo residual.

La miscibilidad de contacto múltiple entre el CO_2 y el petróleo empieza con una fase densa de CO_2 y de hidrocarburos líquidos. El CO_2 primero se condensa hacia el petróleo, fraccionándolo y haciéndolo más ligero, empujando el Metano (C_1) fuera del banco de petróleo. El C_1 y el Nitrógeno (N_2) presentes en el petróleo del yacimiento tienden a vaporizar y transferirse a la fase rica de CO_2 junto con algunos componentes hidrocarburos intermedios, haciéndola, más pesada, casi como el petróleo, y por lo tanto es más soluble en él. La transferencia de masa continua entre el CO_2 y el petróleo hasta que las mezclas resultantes se vuelven indistinguibles en términos de propiedades de fluidos. En este momento no existe interfase entre el CO_2 y el petróleo, y da como resultado una sola fase.

En la zona de mezcla, los hidrocarburos intermedios y el CO_2 hacen que el petróleo se vuelva más ligero, el caso contrario ocurre en la zona detrás del frente de petróleo, ya que este se vuelve más pesado y saturado en CO_2 , resultando una muy baja movilidad debido a la pérdida de todos sus componentes ligeros.

Los mecanismos para obtener la miscibilidad dinámica son:

1. **Condensación de CO_2 en el petróleo.**
2. **Vaporización del petróleo por el CO_2 .**

En el proceso **Condensación de CO₂ en el petróleo**, el petróleo del yacimiento cercano al pozo inyector se enriquece en su composición por el contacto con el primer fluido inyectado al yacimiento. Los componentes hidrocarburos son condensados del fluido inyectado hacia el petróleo. Conforme a la inyección continúa, la condensación de los componentes ligeros en el **CO₂** inyectado disminuye porque el petróleo se vuelve saturado, pero la vaporización de los componentes intermedios continúa. En la Fig. 4.2, se ilustra el mecanismo de condensación para obtener miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, utilizando un diagrama pseudoternario.

En el proceso **vaporización del petróleo por el CO₂**, el **CO₂** se enriquece en su composición a través de múltiples contactos con el petróleo, durante los cuales el **C₁**, **N₂** y los componentes intermedios en el petróleo tienden a vaporizar y transferirse al **CO₂**. Por causa de la gran cantidad de **C₁** en este mecanismo la **PMM** es mayor que la obtenida por condensación. En la Fig. 4.3, se explica mecanismo de vaporización para obtener miscibilidad por múltiples contactos a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento, utilizando un diagrama pseudoternario.

Una forma de analizar cualitativamente los procesos miscibles es mediante los diagramas ternarios, el cual representa la composición de un sistema de tres componentes bajo ciertas condiciones de presión y temperatura.

El área del triángulo representa todas las posibles combinaciones que pueden existir entre los tres componentes; a cada vértice le corresponde el 100% de los componentes indicados. La concentración de cada uno de estos componentes disminuye en forma lineal a partir de los vértices, siendo de 0% en los lados opuestos respectivos. Todas las combinaciones de estos componentes que originan un sistema de dos fases; gas y líquido en equilibrio, quedan comprendidas bajo el área de la curva, el resto de las combinaciones representadas en el triángulo existen en una sola fase.

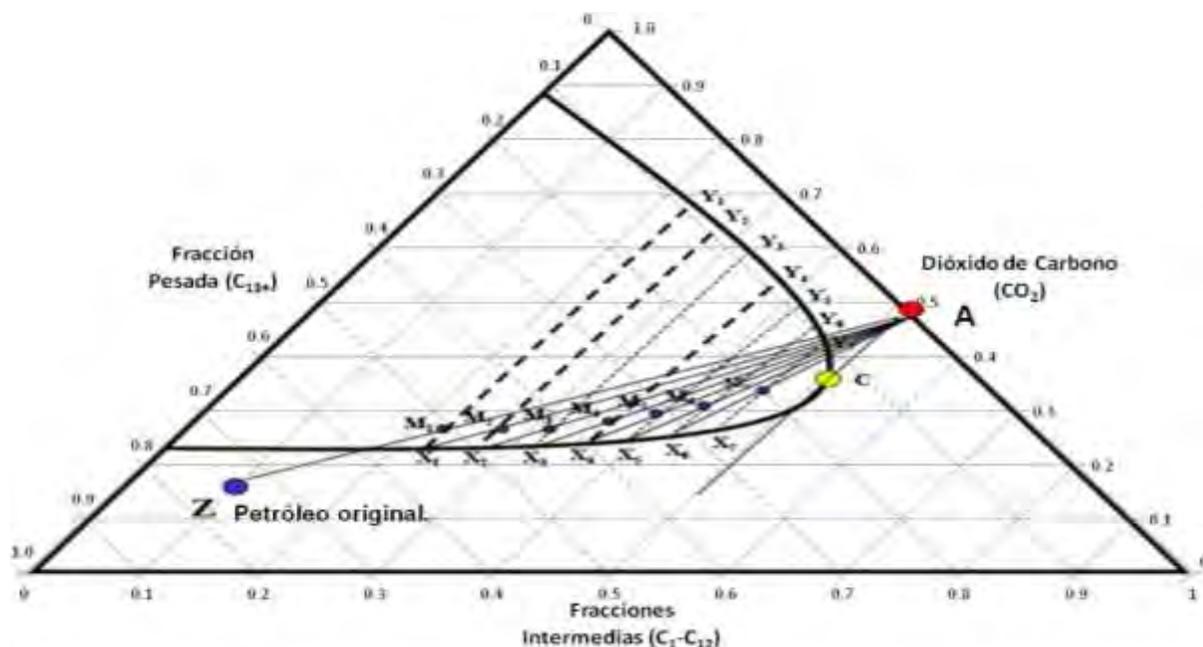


Fig. 4.2. Mecanismo de condensación de CO_2 en el petróleo a temperatura y presión de yacimiento.

La secuencia idealizada para este proceso:

1. En la Fig. 4.2 se representa la composición del petróleo en el punto **Z** y el CO_2 de inyección en el punto **A**.
2. **A** se mezcla con **Z**, formando una mezcla de dos fases de composición **M₁**, a través de este punto pasa la línea de equilibrio **Y₁X₁**.
3. La mezcla "**M₁**", se separa en vapor **Y₁** y líquido **X₁**.
4. **Y₁** se mueva al frente de **X₁**, puede ser visto que **X₁** está inmóvil en este punto del proceso (por ser condensante). **X₁** se mezcla con **A** que se sigue inyectando y resultando en una mezcla **M₂**.
5. A través de **M₂** pasa la línea de equilibrio **Y₂X₂**, y se separa en **Y₂** y **X₂**.
6. Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite (es la línea que conforman punto crítico y el CO_2 de inyección). Si la última línea de equilibrio coincide o converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad.
7. A partir de este momento, el proceso será miscible y continuara así porque la mezcla resultante a lo largo de la línea límite será miscible con los fluidos enfrente de este punto.

En el proceso vaporizante existirán pequeñas cantidades de líquido, así como en el proceso condensante existirán pequeñas cantidades de vapor.

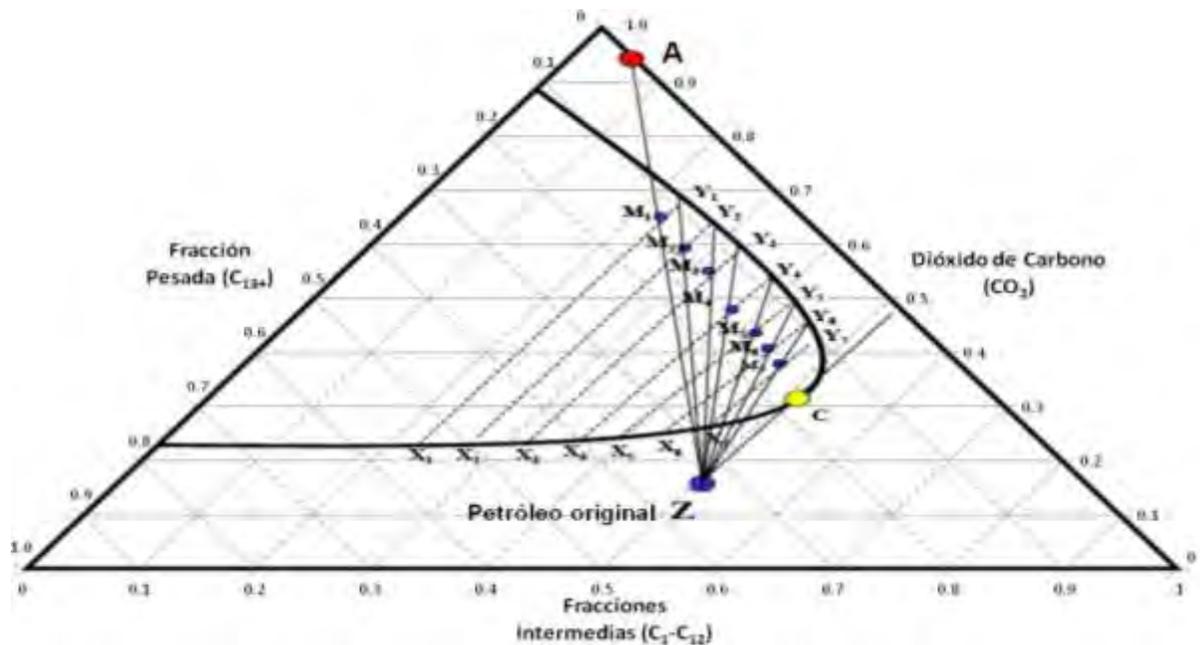


Fig. 4.3. Mecanismo de vaporización del petróleo por el CO_2 a temperatura y presión de yacimiento.

La secuencia idealizada para este proceso:

1. En la Fig. 4.3, se representa la composición del petróleo en el punto **Z** y el **CO₂** de inyección en el punto **A**.
2. **A** se mezcla con **Z**, formando una mezcla de dos fases de composición **M₁**, a través de este punto pasa la línea de equilibrio **Y₁X₁**.
3. La mezcla "**M₁**", se separa en vapor **Y₁** y líquido **X₁**.
4. **Y₁** se mueve más rápido que **X₁**(por ser vaporizante), **Y₁** se mezcla con **Z** y resultando en una mezcla **M₂**.
5. A través de **M₂** pasa la línea de equilibrio **Y₂X₂**, y se separa en **Y₂** y **X₂**.
6. Este proceso se repite hasta que la última línea de unión coincida con la línea de unión límite (es la línea que conforman el punto crítico y el petróleo). Si la última línea de equilibrio converge con la línea límite entonces el sistema ha llegado a condiciones de miscibilidad.

7. A partir de este momento, el proceso será miscible y continuara así porque la mezcla resultante a lo largo de la línea límite será miscible con los fluidos enfrente de este punto.

Si no se llega a la línea límite se tiene que incrementar la presión, manteniendo la temperatura constante, lo que reduce la región de dos fases y facilita que se llegue a las condiciones de miscibilidad.

En ambos procesos conforme el desplazamiento sea continuo será miscible para un proceso ideal, y como resultado de las mezclas en el yacimiento, la miscibilidad puede ser sucesivamente perdida y re-desarrollada.

4.1.2.3. Presión Mínima de Miscibilidad

La **PMM** es una propiedad termodinámica y clave en los procesos miscibles de **RM**. Depende fundamentalmente de la temperatura, la composición del gas de inyección y la composición del crudo en el yacimiento (% de impurezas, intermedios y pesados).

La presión mínima a la cual ocurre desplazamiento miscible por **CO₂** se denomina Presión Mínima de Miscibilidad (**PMM**), la **PMM** es la presión más baja a la cual cerca del 95% del petróleo en contacto con el **CO₂** puede recuperarse a una temperatura dada en un tubo delgado, Zhao, (2006). También se puede definir como “La presión a la cual el petróleo y el **CO₂** son miscibles”, Jarrell, (2002).

Los factores que tienen un efecto directo sobre la magnitud de la **PMM** son los siguientes:

- a) La magnitud de la **PMM** es directamente proporcional a la fracción de componentes volátiles tales como el **C₁**, (Alston, 1985; Sebastian, 1985).
- b) La densidad del **CO₂** (líquido o gaseoso) debe ser lo suficientemente alta para que pueda disolver las fracciones **C₅** a **C₃₀** contenidas en el petróleo del yacimiento.

- c) La **PMM** se incrementa al aumentar la temperatura, debido a su efecto sobre la presión requerida para alcanzar la solubilidad apropiada del **CO₂** y con ello la densidad requerida para un desplazamiento miscible.
- d) La magnitud de la **PMM** es inversamente proporcional a la cantidad de hidrocarburos intermedios (**C₂-C₄**) presentes en el petróleo, (Alston, 1985; Sebastian, 1985).
- e) La **PMM** es sensible a la estructura molecular de la fracción **C₅ - C₁₂**, (parafínicos o asfálticos) (Holm, 1984).
- f) La **PMM** y la densidad del **CO₂** es directamente proporcional al peso molecular de la fracción de pesada (**C₅₊- C₇₊**) del petróleo en el yacimiento, Holm, (1984).
- g) La **PMM** es afectada por la distribución del peso molecular de los hidrocarburos individuales desde **C₅** hasta **C₃₀** y la cantidad en que se encuentren en el petróleo, Holm, (1984).
- h) La magnitud de la **PMM** es inversamente proporcional a la temperatura media del **CO₂** impuro (**T_{cm}**), Sebastian, (1985).

Si la presión de desplazamiento es menor que la **PMM**, se logrará una recuperación menor, pues el desplazamiento no miscible es menos eficiente. Aunque el volumen de **CO₂** necesario en superficie para ocupar determinado volumen a condiciones de yacimiento es menor a presiones menos altas, la menor recuperación de petróleo que se obtiene con presiones debajo de la **PMM** hace difícil que la utilización de **CO₂** sea favorable.

La **PMM** se estima con buena precisión mediante pruebas experimentales como las de tubo delgado o de la Burbuja Ascendente. Asimismo, puede estimarse (dentro de un mayor rango de error) a partir de correlaciones publicadas en la literatura. Recientemente, con el desarrollo de nuevas ecuaciones de estado, incorporadas a modelos computarizados de caracterización de fluidos, se ha comenzado a estimar valores analíticos de **PMM** con aceptable precisión basados en relaciones termodinámicas que consisten en ajustar una **EDE** a los valores experimentales obtenidos en el análisis **PVT** con el fin de obtener la **PMM**.

.Los métodos para estimar la **PMM** se clasifican en:

- **Experimentales:** Pruebas que se hacen a nivel de laboratorio utilizando muestras de petróleo y gas de inyección (**CO₂**, **N₂**, **C₁**). En estas pruebas la temperatura se mantiene constante y equivalente a la temperatura del yacimiento. Entre estas pruebas se encuentran:
 - Prueba de tubo delgado (Slim Tube)
 - Prueba de Burbuja ascendente (raising bubble apparatus)

- **Empíricos y analíticos:** Estos métodos son correlaciones matemáticas, basados en los métodos experimentales que tienen como finalidad estimar la **PMM** de acuerdo al tipo de gas de inyección involucrando parámetros como: temperatura del yacimiento, composición del crudo y composición del gas de inyección, además de sus respectivas temperatura y presión críticas.
 - Correlaciones empíricas
 - **EDE**, basadas en relaciones termodinámicas
 - Modelos matemáticos y/o Algoritmos basados en la prueba de tubo delgado

El método más común y más exacto usado para determinar la presión a la que se alcanza el desplazamiento miscible por contacto múltiple, es un desplazamiento en laboratorio con **CO₂** conocido como tubo delgado.

Las correlaciones numéricas se pueden desarrollar o formular utilizando valores experimentales de **PMM** obtenidos por la prueba del tubo delgado. Las correlaciones que consideraron tanto la temperatura como la distribución de hidrocarburos tuvieron las predicciones más exactas y son más útiles para estimaciones iniciales de la presión. Sin embargo, no ha podido predecir de manera exacta la **PMM** para petróleos más pesados (< 25° **API** (0.9 gr/cm³)).

Se han hecho varios intentos para presentar una correlación que determine la **PMM** para distintos yacimientos.

- **PMM vs Temperatura, Yellig, (1980)**
- **PMM vs Temperatura, PRI, (1979)**
- **PMM vs Temperatura y Peso Molecular del C₅₊, Holm, (1974)**
- **PMM vs Temperatura y ° API, NPC, (1976)**
- **PMM vs Densidad CO₂ y Contenido de C₅ a C₃₀, Holm, (1982)**
- **PMM vs Distribución del Tamaño Molecular y Estructura, Orr, (1987)**
- **PMM en función de Impurezas del CO₂, Taber, (1983)**
- **PMM vs Temperatura, el porcentaje de hidrocarburos intermedios (C₂-C₆) y el peso molecular del C₇₊, Yuan, (2004)**
- **PMM vs Temperatura y tipo de petróleo, Alston, (1985)**
- **PMM en función de la presión de vapor del CO₂, Orr, (1984)**
- **PMM en función de la Temperatura y presión crítica, la composición y el peso molecular del gas de inyección de mezclas binarias (CO₂-N₂ o CO₂-C₁), la temperatura del yacimiento, los °API, densidad y peso molecular promedio del petróleo, Johnson y Pollin, (1981)**
- **PMM en función de la Temperatura, la fracción de C₁ en el petróleo y el peso molecular de la fracción C₅₊, Cronquist,(1977; 1978)**
- **PMM en función depende fundamentalmente del peso molecular de la fracción pesada C₇₊, temperatura del yacimiento y la fracción de los componentes intermedios (C₂-C₆ incluyendo el CO₂), Glaso, (1985).**
- **PMM en función de la impurezas del CO₂, Sebastian,(1985)**

Nota: las correlaciones que se encuentran resaltadas fueron aplicadas en el desarrollo de este trabajo.

Estas correlaciones son fáciles de usar, pero tienen sus propias limitaciones tales como temperatura del yacimiento, composición del petróleo, y el peso molecular de los diferentes componentes hidrocarburos en el petróleo, la densidad del CO₂, y las impurezas en el fluido inyectado.

4.1.2.3.1. Cálculo de la Presión Mínima de Miscibilidad

El valor de **PMM** para el diseño de un proceso de inyección de **CO₂**, puede estimarse por medio de las correlaciones publicadas antes mencionadas o, incluso, mediante la aplicación de modelos numéricos composicionales. Para el análisis de la factibilidad de inyección de **CO₂** en el Campo Ogarrio la Tabla 4.1 muestra los resultados a partir de correlaciones.

Tabla 4.1. PMM obtenidas a partir de correlaciones para los 7 PVT'S convencionales del Bloque A del Campo Ogarrio.

Pozo	Alston [psi]		Cronquist [psi]		Mungan [psi]		Yellig [psi]	Petroleum Council [psi]	Petroleum Recovery Institute [psi]	Promedio [psi]
	MW _{C5+} Lasater	MW _{C5+} Mungan	MW _{C5+} Lasater	MW _{C5+} Mungan	MW _{C5+} Lasater	MW _{C5+} Mungan				
801_S	2053	2264	2075	2192	2246	2392	2427	1900	2885	2235
801-D_I	1917	2120	1973	2084	2092	2233	2230	1900	2716	2093
801-D_S	1955	2166	2022	2138	2177	2325	2427	1900	2885	2173
802_I	1909	2111	1968	2079	2086	2227	2230	1900	2716	2087
802-D_I	2009	2225	2065	2184	2245	2397	2525	1900	2972	2236
802-D_S	1846	2057	1962	2077	2097	2249	2427	1900	2885	2102
817_S	1787	1998	1930	2045	2053	2207	2427	1900	2885	2064

Como se mencionó en la sección 3.1.1, los **PVT's** de este Campo son convencionales, por lo tanto no se cuenta con la composición del fluido, la cual se necesita para determinar el peso molecular de la fracción intermedia (**MW_{C5+}**), indispensable para determinar **PMM** por medio de correlaciones (algunas correlaciones solo utilizan como dato de entrada la temperatura del yacimiento). En vista de ello se utilizaron correlaciones que a partir de los **°API** del petróleo y temperatura de yacimiento, nos diera como resultado el peso molecular de la fracción intermedia.

La correlación de **Lasater** (1958):

$$MW_{C5+} = \left(\frac{7864.9}{API} \right)^{\frac{1}{1.0386}} \quad (4.1)$$

La correlación modificada de **Mungan** (1981):

$$MW_{C5+} = 4247.98641 \text{°API}^{-0.87022} \quad (4.2)$$

De acuerdo con estas correlaciones, el efecto de la composición del petróleo en la **PMM** no es grande a temperaturas bajas, 100 °F, pero este efecto se hace más pronunciado al incrementarse. La Tabla 4.2 indica los valores de $MW_{C_{5+}}$ para cada pozo

Tabla 4.2. Composición de la fracción intermedia de los Pozos del Campo Ogarrio, Bloque A.

Pozo	° API	Temperatura (°F)	$MW_{C_{5+}}$ (Ecuación 4.1)	$MW_{C_{5+}}$ (Ecuación 4.2)
801_S	39	189	167	177
801-D_I	39	181	165	174
801-D_S	40	189	163	172
802_I	39	181	164	174
802-D_I	40	192	163	173
802-D_S	41	189	157	167
817_S	42	189	155	165

Teniendo los valores de $MW_{C_{5+}}$, se calculó la **PMM** utilizando las correlaciones siguientes:

Alston, Kokolis y James, (1985), proponen una correlación tomando en cuenta que los parámetros que mayor afectan a la **PMM** son: la temperatura del yacimiento, el peso molecular C_{5+} , la fracción mol de los componentes ligeros (N_2 y C_1), fracción mol de los componentes intermedios ($C_1 - C_4$, CO_2 y H_2S):

$$PMM = 8.78E^{-4}T_0^{1.06}(MC_{5+})^{1.78}. \quad (4.3)$$

Limitaciones:

$$p_b < 7290 [psi],$$

$$90 \leq T_0 \leq 243 [^{\circ}F],$$

$$169.2 \leq MC_{5+} \leq 302.5 \left[\frac{lb}{lbmol} \right],$$

$$70.7 \leq T_c \leq 115.7 [^{\circ}F].$$

Cronquist, (1978), propone una correlación empírica la cual fue generada con una regresión utilizando 58 puntos de experimentales de **PMM**. Caracterizó la **PMM** como función de la temperatura del yacimiento, la fracción de **C₁** en el petróleo y el peso molecular de la fracción **C₅₊**:

$$PMM = 15.988T_y^{0.744206+0.0011038C_{5+}+0.0015279C_{1+N_2}} \quad (4.4)$$

Limitaciones:

$$110 \leq T_0 \leq 295 \text{ } ^\circ F .$$

Mungan (1981), esta correlación expresa como función de la temperatura, densidad y de la fracción **C₅₊**.

$$PMM = -329.558 + (7.727 * MWC_{5+} * 1.005^{T_y}) - (4.377 * MWC_{5+}) \quad (4.5)$$

La Fig. 4.4., muestra las **PMM** calculadas, de las correlaciones descritas que están en función de la temperatura y el peso molecular de la fracción intermedia, los datos obtenidos de las correlaciones se sometieron a un proceso de suavizado de datos.

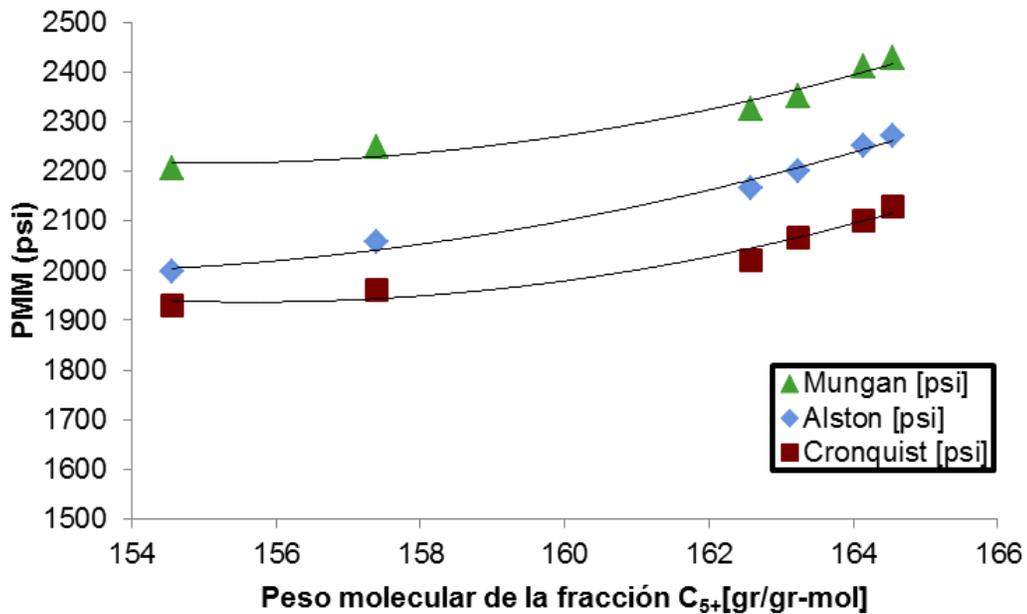


Fig. 4.4. PMM contra peso molecular de las fracciones (**C₅₊**) intermedias para los 7 pozos del Campo Ogarrio.

También se utilizaron dos correlaciones que solo consideran la temperatura del yacimiento como variable principal para determinar la **PMM**:

Petroleum Recovery Institute, PRI, (1979), propone una correlación sencilla para el cálculo de la **PMM** con inyección de **CO₂**, sólo toma en cuenta la temperatura del yacimiento; es ideal para temperaturas mayores que la temperatura crítica del **CO₂** de inyección:

$$PMM = 1071.82893 \times 10^{\left(2.772 - \frac{1519}{T_0 + 460}\right)}. \quad (4.6)$$

Yellig y Metcalfe, (1980), proponen una correlación con inyección de **CO₂** puro. Para esta correlación se toma en cuenta la temperatura del yacimiento, con respecto a la composición del petróleo, ya que a mayor temperatura aumenta significativamente la **PMM**.

$$PMM = 1833.7217 + 2.2518055 T_0 + 0.1800674 T_0^2 - \frac{103949.93}{T_0}. \quad (4.7)$$

Limitaciones

$$95 \leq T_0 \leq 192 \text{ } ^\circ F .$$

Se realizaron cálculos usando la siguiente correlación que solo considera la densidad **API** del petróleo como variable principal para determinar la **PMM**, pero da como resultado valores muy bajos:

National Petroleum Council, NPC, (1976), dicha correlación solo requiere conocer la densidad del petróleo y la temperatura del yacimiento. El procedimiento es el siguiente:

1. Tomando los **°API** del petróleo y entrar en la Tabla 4.3., y seleccionar de **PMM** correspondiente.

Tabla 4.3. Presión de miscibilidad vs densidad.

°API	PMM [psi]
<27	4000
27-30	3000
>30	1200

- El valor que se estime en el paso anterior se corrige por temperatura, la Tabla 4.4, proporciona la magnitud de la corrección que debe sumarse.

Tabla 4.4. Corrección por temperatura de la PMM.

Temperatura [°F]	Presion Adicional [psi]
<49	0
49-66	200
66-93	350
93-121	500
122-140	600
141-172	750
173-205	900

La Fig. 4.5., muestra las **PMM** calculadas, de las correlaciones descritas que están en función de la temperatura y la densidad °API.

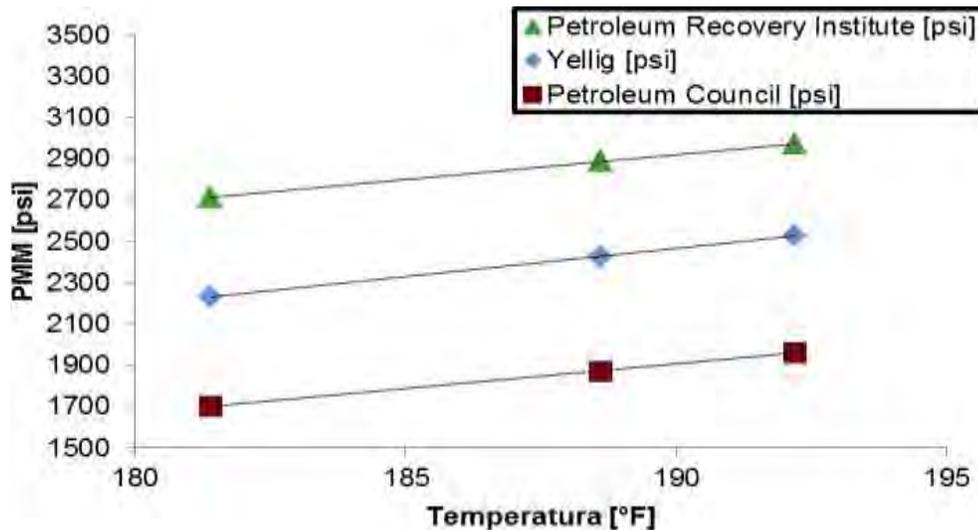


Fig. 4.5. PMM contra temperatura para los pozos del Campo Ogarrio.

La **PMM** se obtuvo también simulando la prueba de Tubo Delgado para Guaricho 1 (**PVT** semilla) y Ogarrio 817_S (**PVT** sintético) como se muestra en las Fig. 4.6 y 4.5.

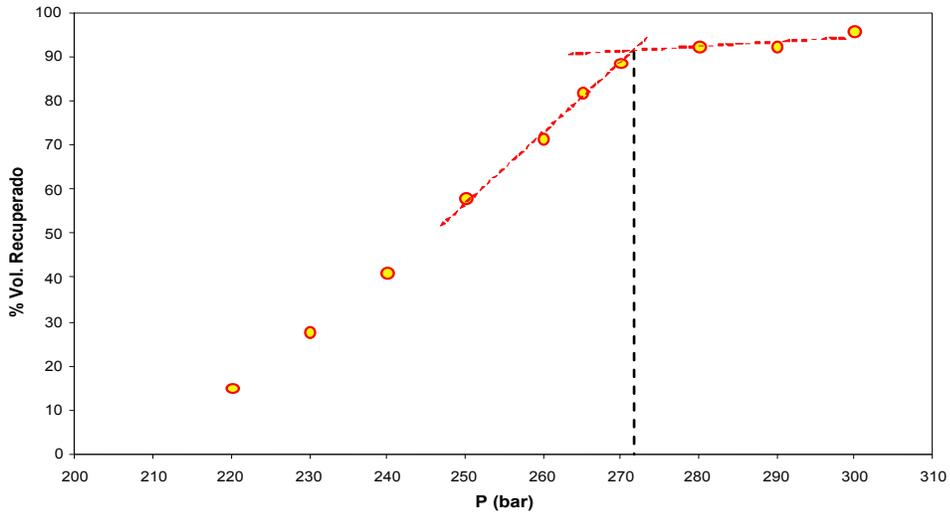


Fig. 4.6. Porcentaje en Volumen de líquido Recuperado vs Presión de la simulación del experimento “Slim tube”, para el fluido del pozo Guaricho 1, (Puntos – Datos calculados con la EDE).

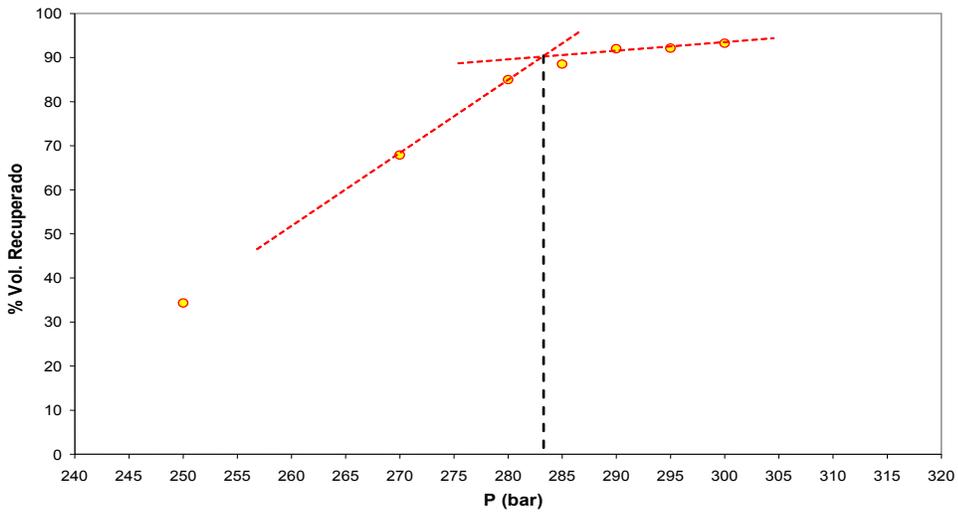


Fig. 4.7. Porcentaje en Volumen de líquido recuperado vs Presión de la simulación del experimento “Slim Tube” para el fluido del pozo Ogarrio 817_S (Puntos: Datos calculados con la EDE).

Tabla 4.5. PMM simulando la prueba de tubo delgado “slim tube”, Guaricho 1 es el PVT semilla, Ogarrio 817_S es el PVT sintético.

Pozo	Slim Tube [psi]
Guaricho 1	3945
817_S	4105

Tabla 4.5 muestra los valores obtenidos para el **PVT** semilla y el **PVT** sintético. Aunque los valores de **PMM** obtenidos por las correlaciones son aproximados entre sí, son muy bajos, por lo cual se utilizará la **PMM** de 4,105 psi, obtenido de la prueba “slim tube” simulado.

4.2. Inyección de Agua

La inyección de agua es un método que tiene efectividad en las arenas, ya que su mojabilidad es generalmente al agua. Las principales razones por las que la inyección de agua es el proceso de recuperación más utilizado son, Smith, (1999):

1. Disponibilidad general de agua, tanto en tierra como en el mar.
2. Bajo costo del agua con relación a otros fluidos de inyección.
3. Facilidad de inyección del agua en gran variedad de yacimientos petroleros.
4. Relativa buena eficiencia con la que el agua desplaza al petróleo en medios homogéneos.

Existen algunas tecnologías adicionales que hacen los proyectos de inyección de agua más atractivos, entre las que destacan las siguientes: a) pozos horizontales o multilaterales, y b) tratamientos selectivo de zonas de alta conductividad de fluidos con geles.

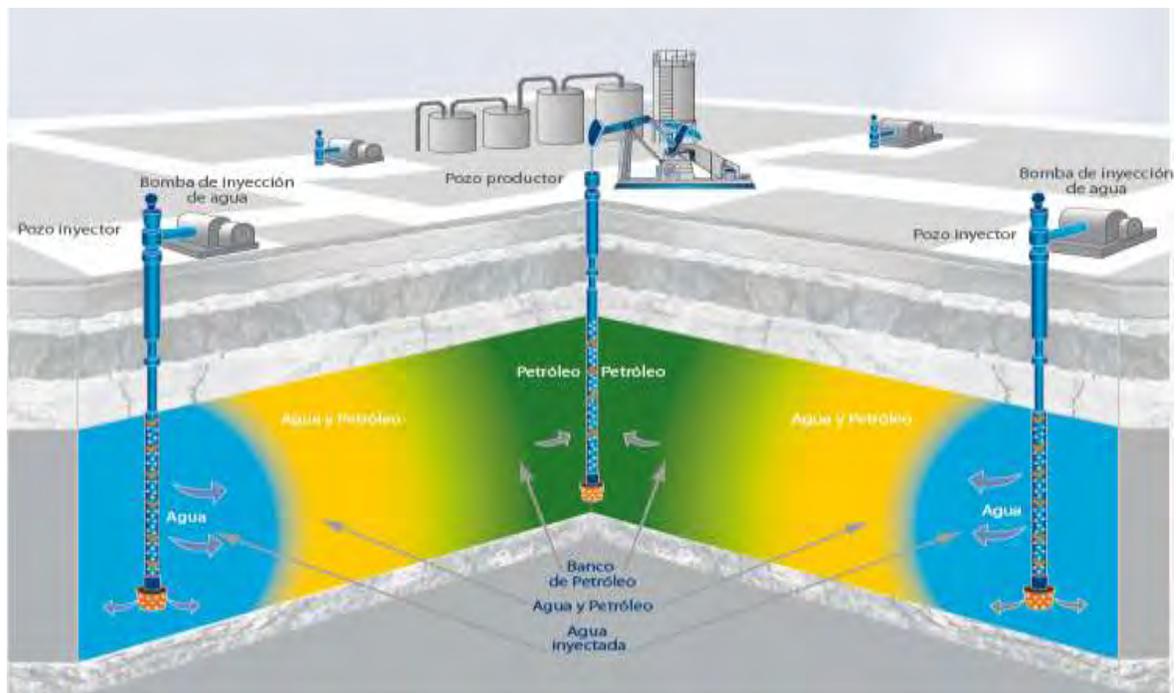


Fig. 4.8. Proceso de inyección de Agua. El agua que se produce con el petróleo se separa y se reinyectada. El reciclaje de agua producida disminuye la cantidad de agua que debe ser desechada, modificado de GRSyM/PEP-IMP, (2011).

Lo anterior hace particularmente valiosa la inyección de agua como un medio de recuperar hidrocarburos a un bajo costo, comparada con la inyección de otros fluidos. Así, cuando el agua se inyecta en forma eficiente se pueden obtener factores de recuperación del orden del 50%, Schulte, (1994). La Fig. 4.8 muestra esquemáticamente el proceso de inyección de agua. Se ha observado que la máxima recuperación de petróleo por proceso primario y secundario, se produce cuando la inyección de agua inicia en la etapa en la que la presión del yacimiento es mayor o muy cercana a la presión de burbuja.

Cuando comienza la inyección de agua en esta etapa, el proceso de inyección se denomina proyecto de mantenimiento de presión, Smith, (1999). Por otro lado, si inicia en un yacimiento cuya presión ha disminuido a un nivel bajo debido a su explotación, se denomina proceso de inyección de agua. En ambos casos, el agua inyectada desplaza petróleo y es un proceso de desplazamiento dinámico. Sin embargo, hay diferencias importantes en el proceso de desplazamiento cuando el agua desplaza el aceite a altas presiones en comparación con el proceso que ocurre a baja presión.

Un factor importante para el éxito de un proyecto de inyección de agua es la saturación remanente de petróleo al comienzo de la inyección, Thakur, (1998). Es muy difícil tener un proyecto exitoso cuando la saturación de agua sea del 50% o mayor. En estas condiciones de alta saturación de agua, la permeabilidad relativa al agua tendrá un efecto negativo, lo que dificulta la recuperación de petróleo. Sin embargo, es posible llevar a cabo una inyección de agua exitosa con saturaciones de agua congénita de 50% o más, sólo si la combinación de varios efectos favorables está presente. En general, la alta saturación de agua aumenta el riesgo de fracaso involucrado en la inyección de agua.

Otro factor importante para seleccionar el proceso de inyección de agua, es la saturación de gas al inicio de la inyección. El gas que se libera en el yacimiento por el agotamiento de presión debe ser disuelto nuevamente en el petróleo, con lo cual se logra incrementar la presión. Los yacimientos con B_o altos y altas R_s , deben tener una

presión de yacimiento ligeramente arriba de la de saturación al inicio de la inyección, ya que a esta presión la viscosidad del petróleo tiene su mínimo valor.

En yacimientos de alto relieve estructural con petróleo ligero y con alta permeabilidad horizontal y vertical, los fluidos tendrán valores diferentes de saturación de fluidos durante su explotación. En este tipo de yacimientos, a presiones bajas en la parte superior del yacimiento, se tendrá una alta saturación de gas, y hacia la base se tendrá una saturación de petróleo mayor. El agua inyectada en este tipo de yacimiento tiende a entrar en las zonas con saturación de gas alta y dejar atrapado el petróleo. Las propiedades de los fluidos del yacimiento y el fluido de inyección en particular afectan el comportamiento de la inyección. En general, los yacimientos que tienen petróleo muy viscoso tendrán relativamente baja respuesta a la inyección de agua.

Durante el proceso de desplazamiento de petróleo en el medio poroso por el agua inyectada, si el petróleo es menos móvil que el agua, el frente de desplazamiento es inestable, y el agua tendrá una tendencia a avanzar más rápido en el yacimiento formando canales preferenciales de flujo, provocando una producción excesiva de agua. En yacimientos con fracturas naturales, si los pozos inyectoros y productores se encuentran a lo largo de una línea en la misma dirección al plano de fracturamiento, existirá una surgencia rápida del agua en los pozos productores. En cambio, si los pozos inyectoros y productores se ubican en una dirección perpendicular a la orientación de las fracturas, la eficiencia de barrido será mejor. Por lo tanto, es importante, antes de diseñar un patrón de inyección en un **YNF**, considerar la orientación e intensidad del fracturamiento, ya que esto puede dictar el éxito o fracaso de un proyecto de inyección de agua, especialmente cuando la intensidad del fracturamiento es alta; este efecto adverso será magnificado si además la roca de la matriz de los bloques es mojada por aceite.

Las zonas de alta y baja permeabilidad y la alta estratificación en un yacimiento, pueden provocar digitaciones en el yacimiento. Además de estos factores, también se debe considerar el nivel de continuidad en el yacimiento, para ubicar los patrones de inyección de una manera adecuada para la máxima eficiencia de desplazamiento.

4.3. Inyección de CO₂

Al producirse el aceite, la presión y saturación disminuyen quedando el aceite remanente atrapado con una mayor viscosidad en el yacimiento, causando que la producción disminuya o pare totalmente. Para aplicar un proceso de desplazamiento del petróleo mediante un gas en forma miscible, se requiere inyectarlo a una presión mayor que la **PMM**. En la mayoría de los casos, este valor es menor cuando el desplazamiento se realiza con **CO₂**, siguiendo en orden de magnitud el desplazamiento con **GH**, resultando el valor más alto cuando se utiliza el **N₂** como agente desplazante.

La inyección de gas se considera más efectiva que la de agua en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Este tipo de inyección proporciona una ventaja en los procesos de recuperación por drenaje gravitacional en este tipo de yacimientos, por lo que requiere una buena permeabilidad vertical del mismo.

La inyección de **CO₂** es uno de los más prometedores métodos de recuperación, se sabe que estos procesos funcionan mejor en yacimientos con petróleo de baja viscosidad, presiones mayores a 140 kg/cm² y con profundidades lo suficientemente grandes que permitan la inyección a esas presiones y que ayuden a mantener el frente de desplazamiento, Taber, (1983).

La Fig. 4.9 muestra esquemáticamente el proceso de inyección de **CO₂**. Este proceso se lleva a cabo mediante la inyección de grandes cantidades de **CO₂** al yacimiento, aproximadamente 30% o más del volumen poroso ocupado por hidrocarburos seguidos por agua o un gas de relleno. El **CO₂** extrae los componentes ligeros e intermedios del petróleo y si la presión es lo suficientemente alta, se alcanza la miscibilidad para desplazar el petróleo del yacimiento.

Los desplazamientos inmiscibles son menos efectivos pero estos suelen tener una mejor recuperación que la inyección de agua.

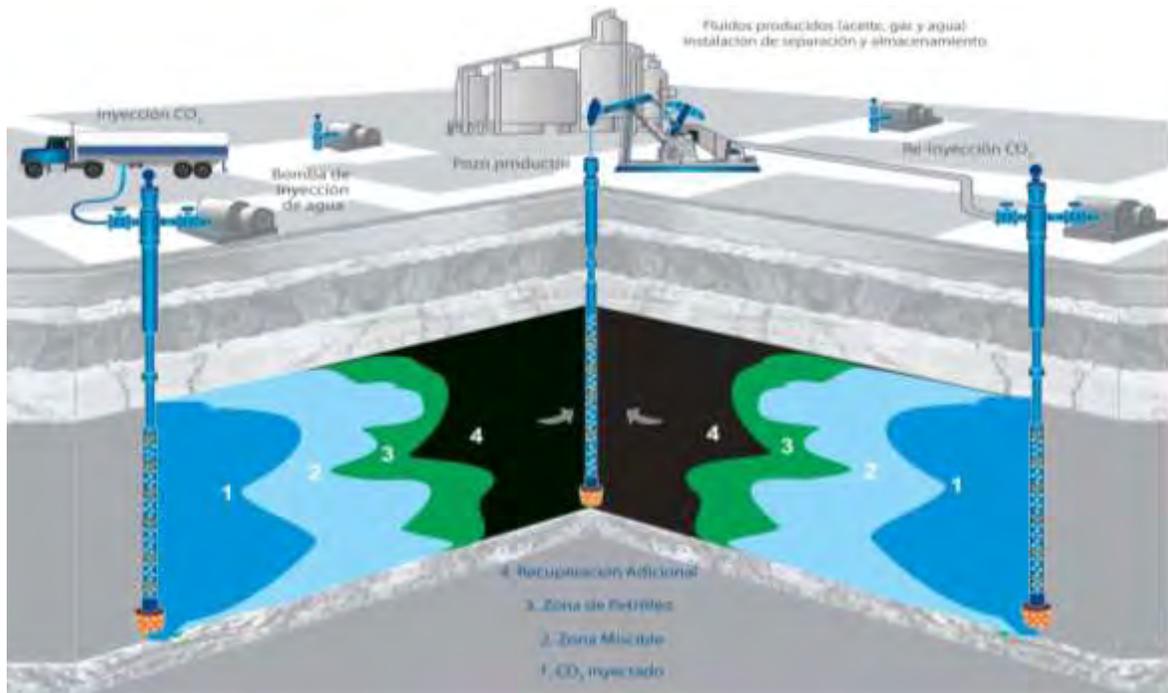


Fig. 4.9. Proceso de inyección de CO₂. El CO₂ que se produce con el petróleo es separado y reinyectado. El reciclaje de CO₂ producido disminuye la cantidad de CO₂ que debe ser comprado y reduce las emisiones a la atmósfera, modificado de GRSyM/PEP-IMP, (2011)

El **CO₂**, es uno de los compuestos más abundantes de la tierra, es un gas incoloro e inodoro, es un elemento natural de la atmósfera. Se desprende a través de diversos procesos naturales y humanos. Entre las fuentes más comunes de **CO₂** procedentes de la actividad humana son la respiración, los combustibles fósiles, como petróleo, gas y carbón, que se queman para el transporte y la generación de energía. El **CO₂** es uno de varios gases de efecto invernadero que son esenciales para mantener la temperatura y mantener la vida en la tierra, pero demasiado **CO₂** en la atmósfera podría tener un impacto perjudicial sobre el medio ambiente, E.U.A. Departamento de Energía, (2011).

Las investigaciones de laboratorio realizadas en la décadas de los 50's (Johnson, 1952; Holm, 1959; Beeson, 1959), demostraron que la alta solubilidad del **CO₂** en el petróleo a presiones >700 psi (49 kg/cm²) y la reducción de su viscosidad, facilitan su extracción. Al notarse que el **CO₂** era soluble en agua, aparecieron otras publicaciones recomendando la inyección de agua saturada con **CO₂**, efectuándose varias pruebas, Powell, (1959), pero los desplazamientos fallaron pues no lograron aumentar las

producciones significativamente, porque para saturar el petróleo residual, disminuir su viscosidad y provocar su flujo se requieren importantes volúmenes de agua carbonatada.

A condiciones de yacimiento, CO_2 es muy soluble en el petróleo, por consiguiente el CO_2 aumenta el volumen de petróleo y reduce su viscosidad. Cuando la miscibilidad está próxima, tanto la fase de petróleo como la fase de CO_2 (la cual ha recogido contiene muchos de los componentes intermedios del petróleo) pueden fluir simultáneamente debido a la baja tensión interfacial y el relativo incremento en los volúmenes totales de las fases combinadas de CO_2 y petróleo, en comparación con la fase de agua. Sin embargo, la generación de miscibilidad entre el petróleo y el CO_2 ocurrirá siempre y cuando la presión sea lo suficientemente alta.

El comportamiento de fase del CO_2 , Fig. 4.10, muestra que sus aplicaciones en la industria petrolera existe como un fluido supercrítico, por encima de su temperatura y presión crítica de 88°F y $1,070$ psi respectivamente (31.15°C y 75.23 kg/cm^2). El incremento en la densidad del CO_2 a presiones elevadas revela su poder de solubilidad en varios líquidos.

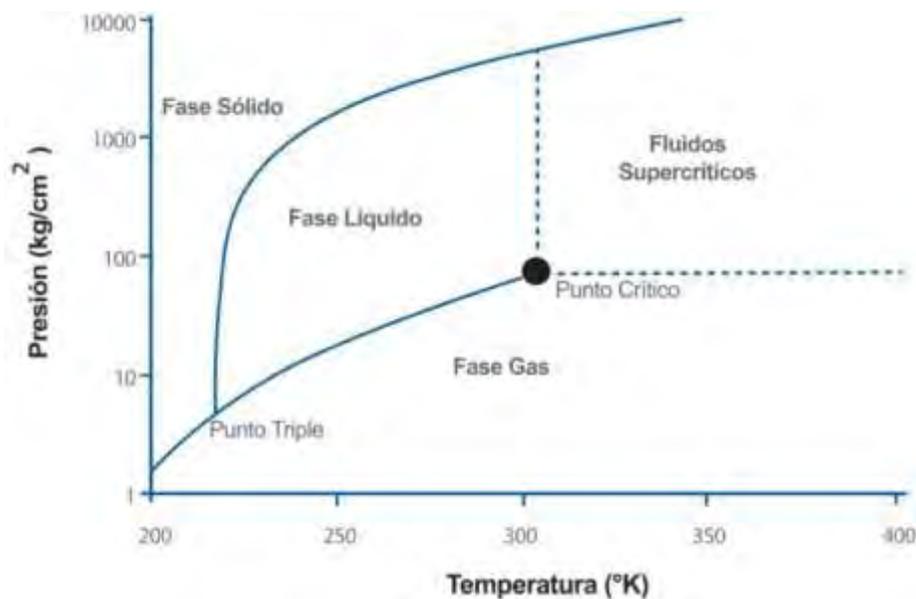


Fig. 4.10. Curva de equilibrio del CO_2 , modificado de GRSyM/PEP-IMP, (2011).

La **PMM** ha sido el objetivo en muchas investigaciones de laboratorio. La presión requerida debe ser lo suficientemente alta para alcanzar una densidad mínima en la fase de **CO₂**. A ésta densidad mínima, la cual varía respecto a la composición del petróleo, el **CO₂** llega a ser un buen disolvente especialmente para los componentes intermedios y la miscibilidad requerida puede ser alcanzada para ofrecer un desplazamiento eficiente Taber, (1983).

La prueba en el Campo Mead Strawn comenzó en 1964 e implicó la inyección de un bache de **CO₂** (25% de **V_p**) a condiciones de yacimiento), seguido de agua carbonatada a condiciones de yacimiento de 125°F (52°C) y 2,000 lb/pg² (141 kg/cm²). Los resultados de estas pruebas mostraron un incremento en la recuperación de petróleo de más del 35% en comparación con el desplazamiento convencional. Aún más alentadoras fueron las **s_{or}** menores a 5% **V_p** en toda la zona muestreada, determinadas para núcleos presurizados obtenidos de este yacimiento en las zonas barridas por el **CO₂** a una distancia de hasta 400 ft (122 m) de los pozos inyectoros.

Debido a los requerimientos de presión en este proceso, se necesita que la profundidad sea lo suficiente que permita una alta presión (>760 m), esta presión se requiere para optimizar la producción (alcanzar la **PMM**) el rango de presión va desde 85 kg/cm² (1,200 lb/pg²) para petróleos con más de 30°**API** y bajas temperaturas hasta 316 kg/cm² (4,500 lb/pg²) para petróleos pesados a altas temperaturas. La temperatura no es un parámetro crítico pero la presión requerida aumenta con la temperatura, Taber, (1983).

Entre las limitaciones de la inyección de **CO₂** están, la baja viscosidad del **CO₂** resulta en un pobre control de la movilidad, al igual que la disponibilidad del **CO₂** y la producción de agua que al disolver **CO₂** incrementa la corrosividad del proyecto y fuerza al uso de aleaciones especiales que incrementan considerablemente el costo del proyecto.

Un temprano avance del **CO₂** puede ocasionar muchos problemas tales como: corrosión en los pozos productores; la necesidad de separar el **CO₂** de los

hidrocarburos; represurización del **CO₂** para su reciclaje; un alto requerimiento de **CO₂** para la producción incremental de petróleo; la miscibilidad en la inyección de **CO₂** puede mantenerse reinyectando el **CO₂** impuro producido, Sebastian, (1985).

La aplicación de esta tecnología continúa en aumento y así seguirá siempre y cuando los precios del petróleo no bajen, y se cuenten con opciones para reducir los costos de compra del **CO₂** y costos operativos y manejo del **CO₂** producido.

La aplicación del proceso de inyección miscible de **CO₂** para mejorar la recuperación de petróleo ha venido creciendo, con algún altibajo regional, desde su inicio en 1972 hasta la fecha. La disponibilidad de fuentes confiables de **CO₂** en grandes volúmenes es reconocida como una de las principales razones de la instalación de muchos proyectos. La inyección miscible de **CO₂** en la actualidad se usa principalmente en yacimientos agotados por inyección de agua.

En el yacimiento el **CO₂** funciona como un solvente que hace disminuir las fuerzas interfaciales que, durante una etapa de agotamiento primario o durante el desplazamiento por agua, retienen al petróleo. En la mayor parte de los casos el **CO₂** no es miscible al primer contacto. Por la acción del solvente se forma un banco de petróleo que es impulsado con agua hacia los pozos productores. Además el **CO₂** también hace que el petróleo se expanda y le reduce la viscosidad. La experiencia acumulada en muchos proyectos de desplazamiento miscible con **CO₂** ha permitido establecer algunos criterios para saber anticipadamente en qué tipo de yacimiento se tendrá una mejor respuesta.

La estratificación es una de las características de los yacimientos que más afectan la eficiencia de barrido. La recuperación de petróleo es de 7 a 23% del volumen original con una relación de 6,000 a 7,000 ft³ de gas inyectado por barril de petróleo adicional producido.

Son muchos los factores que influyen en la cantidad de petróleo adicional que puede obtenerse por la inyección de gas. Los más importantes son: las propiedades de los fluidos del yacimiento, el tipo de empuje, la geometría del yacimiento, la continuidad de la Arena, el relieve estructural, las propiedades de la roca y la temperatura y presión del yacimiento.

El CO_2 en estado líquido (temperatura crítica 88°F y presión crítica de 1,073 psi) es el agente miscible preferido para la recuperación de petróleo, pero debido a su baja temperatura crítica generalmente se encuentra en estado gaseoso. El desplazamiento miscible con CO_2 es similar al empuje por gas vaporizante, pero en este caso se extraen fracciones desde el etano hasta C_{30} . Como resultado, la inyección de CO_2 se aplica a un amplio rango de yacimientos, a presiones de miscibilidad mucho más bajas que las requeridas en los procesos con gas vaporizante. **PMM** se puede determinar en el laboratorio o bien, utilizando correlaciones presentadas.

El CO_2 también reduce la viscosidad del petróleo (un efecto que es muy importante en crudos pesados) y causa su hinchamiento, pero el principal mecanismo en el caso de petróleos livianos es el desplazamiento miscible. Se han propuesto varios esquemas de inyección con CO_2 y, a menos que la permeabilidad del yacimiento al agua sea muy baja, un esquema recomendable es la inyección de un bache de CO_2 de 5% de V_p , seguido por agua (de la forma **WAG**), hasta que cerca del 20% de CO_2 se haya inyectado.

Este método se debe usar en yacimientos con crudos desde moderadamente livianos hasta livianos (densidad **API** > 25°), lo suficientemente profundos como para estar por encima de la **PMM**; y si existe disponibilidad del CO_2 , es una mejor selección que otros métodos miscibles en vista de su alta viscosidad y mayor densidad que el C_1 , por ejemplo. Debe hacerse notar que el CO_2 es soluble en agua, lo cual ocasiona algunas pérdidas y las soluciones acidas pueden causar severos problemas de corrosión, el proceso es sumamente atractivo, pero que requiere una ingeniería cuidadosa.

4.4. Inyección de N_2

Los procesos de **RM** por inyección de Nitrógeno (N_2) constituyen un método viable si el yacimiento cumple con las condiciones que se describen de manera resumida a continuación, el petróleo del yacimiento:

- Debe ser rico en fracciones comprendidas entre el etano y el hexano (C_2-C_6) o hidrocarburos livianos. Estos se caracterizan por ser crudos livianos con densidades **API** > 35°.
- Tiene un factor volumétrico alto o la capacidad de absorber el gas inyectado en condiciones de yacimiento.
- Está saturado de metano (C_1)
- El yacimiento debe estar a una profundidad igual (o mayor) a los 5,000 ft, a fin de soportar sin fugas las altas presiones de inyección (> 5,000 psi) necesarias para alcanzar la miscibilidad del petróleo con el N_2 sin fracturar la formación.

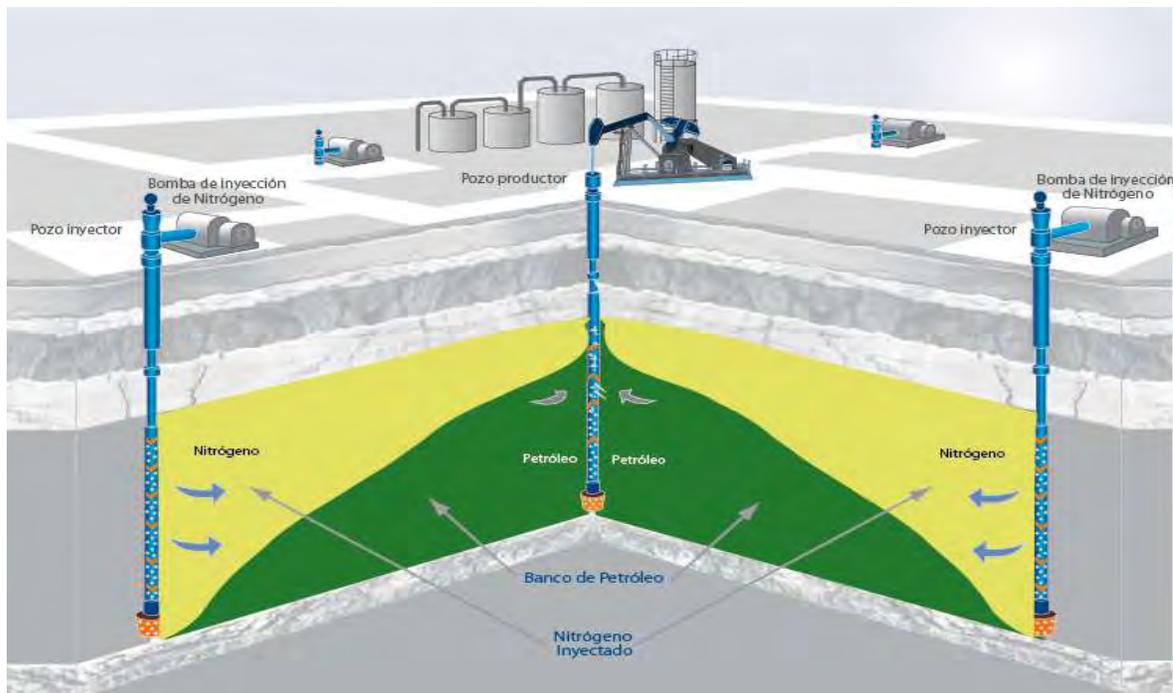


Fig. 4.11. Proceso de inyección de N_2 . El N_2 que se produce con el petróleo es separado y reinyectado. El reciclaje de N_2 producido disminuye la cantidad de N_2 que debe ser comprado y reduce las emisiones a la atmósfera, modificado de GRSyM/PEP-IMP, (2011).

La inyección de N_2 se emplea con el propósito de desplazar petróleo, puede darse tanto bajo condiciones miscibles o inmiscibles, dependiendo sobre todo de la composición del aceite y de la presión y temperatura del sistema. La Fig. 4.11 muestra esquemáticamente el proceso de inyección de N_2 . Se emplean también como fluido de empuje del bache principal en proyectos de inyección de gases hidrocarburos y CO_2 en condiciones miscibles.

En general, cuando se inyecta N_2 en un yacimiento, éste forma un frente miscible por vaporización de componentes livianos presentes en el crudo. Este gas, ahora enriquecido en cierta magnitud, continúa su movimiento desde los pozos inyectoros y así va contactando con el banco de petróleo, vaporizando más componentes, lo cual lo enriquece a medida que avanza el frente. Como consecuencia, el primer frente de gas puede alcanzar tan alto grado de enriquecimiento que se mete en solución o se hace miscible con el petróleo de la formación. En esta etapa, la interfase entre el petróleo y el gas desaparece, formándose una mezcla homogénea de ambos fluidos. Con la inyección continua de N_2 se logra desplazar el frente miscible a lo largo del yacimiento, moviendo un banco de petróleo hacia los pozos productores. La inyección de este gas también puede alternarse con la inyección de agua (proceso **WAG**) para incrementar la eficiencia de barrido y la recuperación de petróleo.

La viscosidad del N_2 es ligeramente mayor que la del C_1 , pero para altas presiones presentan valores de viscosidad bajos, infiriendo que ambos gases presentarían la desventaja de una movilidad muy alta en los yacimientos de petróleo, lo que provocaría digitación viscosa y en consecuencia una surgencia rápida de éstos en los pozos; por lo que se recomienda la inyección con agua en forma alternada.

A presiones y temperaturas altas, la densidad del C_1 y del N_2 son por lo menos dos veces menor que la del petróleo. La eficiencia volumétrica de un desplazamiento miscible horizontal puede ser afectada por los efectos gravitacionales, canalizándose el fluido con menor densidad a través de las fracturas y zonas de alta permeabilidad, así como una conificación en los pozos productores, esto como consecuencia de una

mayor diferencia de densidades entre los fluidos desplazado y desplazante, este fenómeno se tiene que de tomar en cuenta cuando se diseña una aplicación frontal, pero en el caso de un desplazamiento vertical se puede tener la mayor ventaja de la baja densidad de estos gases. El N_2 tiene mayor densidad que el C_1 , lo que ocasiona que el N_2 se conifique hacia abajo y contamine el gas producido (como sucedió en Cantarell).

Una de las ventajas para considerar el N_2 como fluido de inyección es debido a que es un gas menos compresible que el C_1 , lo que implica que la cantidad de N_2 requerido para desplazar gas natural a condiciones de yacimiento, será menor que la cantidad de gas producido.

La solubilidad del N_2 en los hidrocarburos aumenta para temperaturas mayores a los 87.6 °C (190°F). Los valores de las constantes de equilibrio, k_i , para el C_1 son menores que las correspondientes al N_2 , por lo que en general se requiere una presión mayor para alcanzar miscibilidad con N_2 que con gas natural; por lo tanto, la región de dos fases es mayor para mezclas petróleo- N_2 que para mezclas petróleo- C_1 . Sin embargo, experimentalmente se ha encontrado que la presión requerida para obtener desplazamiento miscible de petróleo con N_2 , es ligeramente mayor que la correspondiente al C_1 .

El N_2 a una presión suficientemente alta, consigue desarrollar miscibilidad.

Los mecanismos que actúan durante la inyección de N_2 son los siguientes:

- Vaporización de componentes ligeros del crudo y generación de una zona de transición miscible, cuando la presión es suficientemente alta.
- Empuje por gas, aprovechando que se rellena el yacimiento con un fluido de menor costo.
- Mejoramiento del drene gravitacional en yacimientos con echados fuertes, en condiciones miscibles o inmiscibles.

Las limitaciones para la aplicación del proceso son las siguientes:

- La miscibilidad puede alcanzarse solamente con crudos ligeros, a presiones muy altas, para lo cual es necesario que el yacimiento sea profundo.
- Para yacimientos con ligero echado estructural, es preferible que el desplazamiento sea gravitacionalmente estable; sin embargo, es necesario considerar una relación de movilidades desfavorable.
- Para proyectos donde actúa el drene gravitacional (bajo condiciones miscibles o inmiscibles), es fundamental que el yacimiento tenga un fuerte echado estructural.

Los problemas encontrados durante la aplicación del proceso son los siguientes:

- Digitación viscosa, cuando la eficiencia de barrido areal o vertical es pobre.
- El N_2 se debe separar del gas producido (este proceso de separación es muy costoso), y disminuye la rentabilidad del proyecto.
- Actualmente se inyecta N_2 en proyectos exitosos que inicialmente usaban gases de combustión.

5. Modelo Estático

Una de las primeras etapas para crear un modelo estático consiste en integrar la información sísmica con el marco sedimentológico (realizado por el **APCP**). A esta integración inicial continúa el empleo de la arquitectura del yacimiento (incluyendo los componentes estructurales y estratigráficos), para llevar a cabo el mapeo de la distribución de las propiedades petrofísicas dentro de ese marco estructural. A esta etapa, le sigue la evaluación de los niveles de fluidos de agua y de hidrocarburos, con base en las evidencias determinadas en los registros, interpretación de compartimentalización del yacimiento (estructural y estratigráfico) y datos de ingeniería de producción.

Para evaluar las oportunidades potenciales en el campo, se generaron mapas de propiedades para cada una de las 16 Arenas más importantes del Campo Ogarrio, Bloque A, se cartografiaron a mano, y sus tendencias y orientaciones se guiaron por los mapas de espesor neto y facies. Los mapas de propiedades sobrepuestos sobre los mapas estructurales del yacimiento, incluyeron:

- Porosidad del yacimiento.
- Saturación de agua (de la arena impregnada).
- Mapas de espesor neto impregnado.
- Índice de hidrocarburos (**IH**).

Estos se desarrollaron a través de una síntesis de los resultados obtenidos de los análisis sedimentológicos, estructurales, petrofísicos y de ingeniería. La composición de las facies y la interconectividad controlan aspectos de variabilidad en el comportamiento dinámico del yacimiento, tales como corte de agua, presión y tendencias de producción en cada yacimiento.

El modelado petrofísico determinístico se desarrolló conjuntamente en las plataformas de interpretación de registros de pozos Hydrocarbon Data System, Inc. (**HDS™**) y la

GeoFrame (**ELAN™**). Por otra parte, el análisis estadístico de la información de núcleos y perfiles, enfocado a la interpretación de tipos de roca y unidades hidráulicas de flujo, se desarrolló en aplicaciones propias del equipo de trabajo.

La construcción del modelo geológico del Campo Ogarrio, cuyo objetivo fue el de desarrollar un modelo estático del área, como soporte para definir un modelo de simulación para la factibilidad de inyección de fluidos. Para lo anterior, se presentaron los requerimientos necesarios, su prioridad y formatos compatibles para migrar a Petrel la información disponible del modelo estructural y petrofísico, y se procedió con el desarrollo del modelo estructural, el cual constituye la fase inicial de la representación 3D del modelo estático del campo. Adicionalmente, se realizaron algunos avances del modelado petrofísico.

Como herramienta de trabajo, se emplearon las aplicaciones y flujos de trabajo del programa Petrel, desde el modelado de fallas hasta la definición de horizontes y zonas estratigráficas. En el modelo estructural del Bloque A del Campo Ogarrio, se configuraron las fallas que se incluyen dentro de los límites y se modelaron y editaron horizontes y capas. El modelo cuenta con 16 superficies cimas de los cuerpos de arena, específicamente de la cima Encanto-100 (**E-100**) a Encanto-220 (**E-220**) y la superficie base, conformada por la Discordancia-20 (**Disc-20**) y la cima del cuerpo de sal. La configuración estructural se adaptó para la fase de simulación corrigiendo distorsiones en las celdas, resultando una malla con una resolución promedio de 25x25x15m y con un total de 1,440,000 celdas activas. Se definieron 8 fallas, 17 horizontes y sus respectivas 16 zonas estratigráficas o arenas.

Se respaldó la información proporcionada por el APCP (archivos en formato ASCII) que se lista a continuación:

- 36 archivos de puntos de superficies.
- 35 archivos de polígonos de fallas.
- 30 archivos de contornos de sal.

- 1 archivo de coordenadas origen y desviaciones de pozos.
- 1 archivo de marcas estratigráficas.
- 1 archivo de intervalos de pozos.
- 97 archivos de puntos sobre los contornos de mapas de las siguientes propiedades para las Arenas **E-100** a la **E-220**:
 - Facies.
 - Porosidad.
 - Permeabilidad.
 - Saturación de agua.
 - **IH**.
 - Espesor Total (Bruto).
 - Intervalos productivos (Espesor Neto).

Una vez construido el modelo estructural, se procedió con la siguiente fase de la representación 3D del modelo estático del Campo, el modelo petrofísico. Como punto de partida, se elaboró el modelo de facies para definir la geometría del yacimiento. Posteriormente, se realizó el escalamiento de los registros. Se realizó el control de calidad de los datos escalados y su análisis de anisotropías, distribución, tendencias, variogramas horizontales y verticales por arena. Después, se distribuyeron las propiedades de porosidad, permeabilidad y volumen de arcilla mediante métodos geoestadísticos.

Finalmente, para el propósito del estudio de factibilidad de inyección de fluidos y el análisis de incertidumbre, se separó del Bloque A del Campo Ogarrío el modelo de la Arena Encanto-180 (**E-180**) de las 15 arenas restantes y se generó un modelo de la misma con ajustes en la porosidad y permeabilidad de acuerdo a los mapas de isopropiedades proporcionados por el **APCP**. Adicionalmente, se elaboraron los modelos de saturación de agua, espesor neto a bruto (**NTG** por “net to gross”) y dominios como parte de las propiedades necesarias para generar un modelo numérico del yacimiento.

5.1. Flujo de Trabajo para Elaborar el Modelo Estático

Inicialmente, se modelaron las fallas a partir de los polígonos que surgen de la interpretación sísmica. Se realizó el control de calidad de cada una de las fallas y de sus conexiones para definir el esqueleto de la malla. Una vez definido el esqueleto del modelo se realizó su control de calidad para eliminar distorsiones en la malla y se insertaron los horizontes de interés y sus capas (arenas) Fig. 5.1.

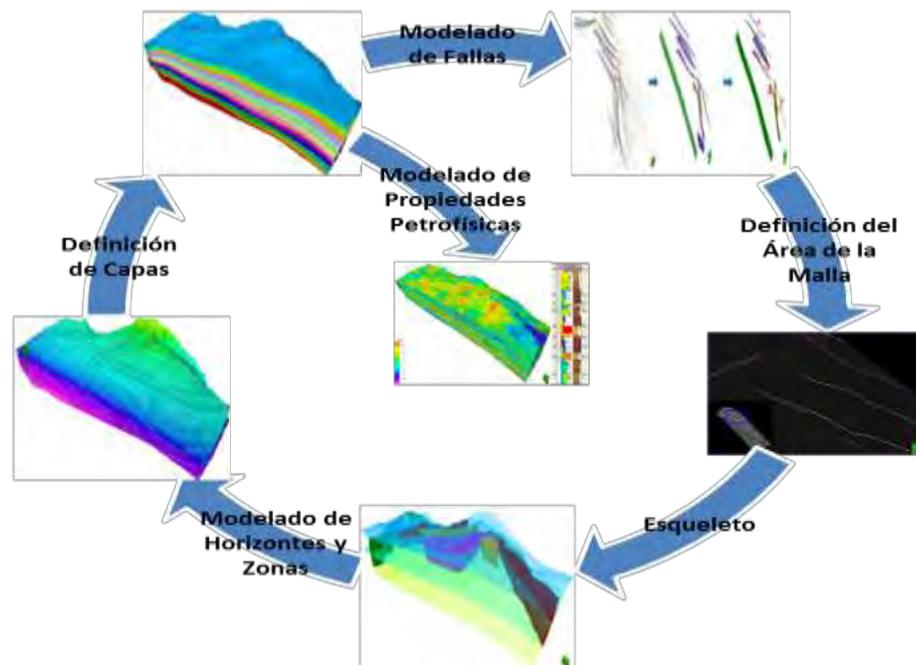


Fig. 5.1. Flujo de trabajo para la elaboración de un modelo geológico.

Posteriormente, se realizó el escalamiento y distribución de propiedades petrofísicas y de facies a partir de métodos geoestadísticos. Finalmente, se separó el modelo de la Arena **E-180** de las 15 arenas restantes para fines de la simulación numérica y se generó un modelo de la misma con sus propiedades.

Se realizaron ajustes en la malla para condicionarla para el modelado dinámico. Adicionalmente, se delimitó el dominio C3 del Bloque A, del Campo Ogarrío para el análisis de incertidumbre y factibilidad de inyección de fluidos, se generó una malla local en el área y se realizó la distribución de facies y porosidad a partir de los datos de los mapas 2D de isopropiedades proporcionados por el **APCP**.

5.1.1. Modelado de Fallas

Para el modelado de fallas se emplearon los polígonos de fallas de 28 superficies o cimas que delimitan cada cuerpo de arena. Se procedió con el modelado de cada falla seleccionando el polígono correspondiente. Finalmente, se modelaron 8 fallas normales y se realizaron las conexiones existentes entre ellas compartiendo sus pilares como se muestra en la Fig. 5.2.

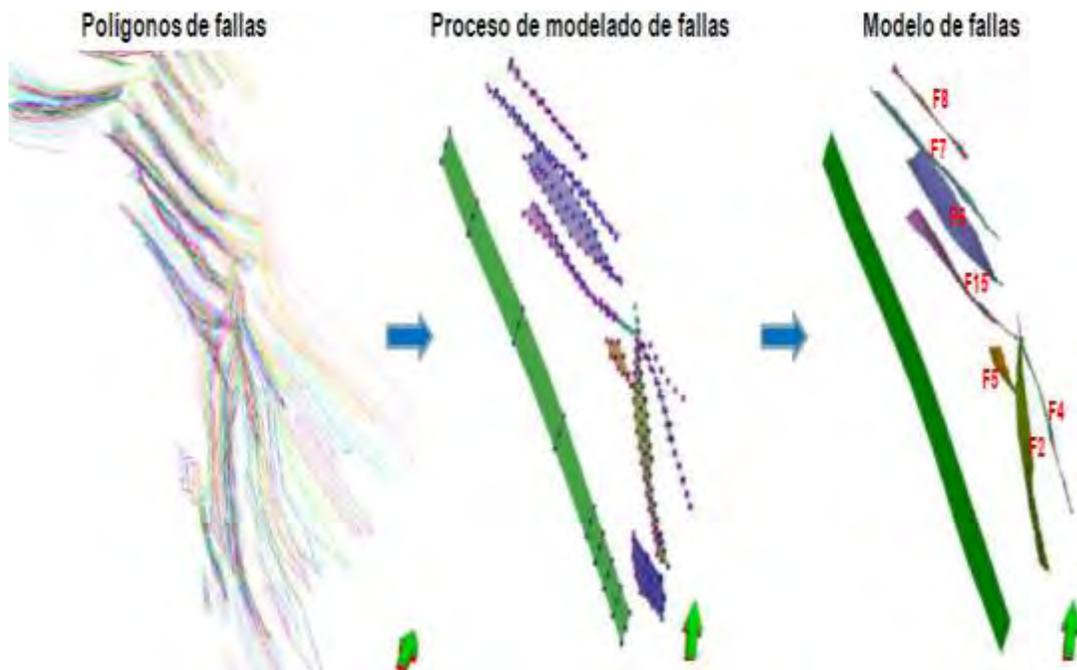


Fig. 5.2. Modelo de fallas del Campo Ogarrio, Bloque A.

5.1.2. Definición del Área de la Malla

La construcción de este modelo se limitó al Bloque A del Campo Ogarrio. Por lo tanto, se establecieron los límites del modelo considerando la ubicación de 125 pozos del Bloque A (59 pozos Ogarrios 800's, 48 pozos Ogarrios 1000's y 18 pozos del área) y las fallas más cercanas, como se muestra en la Fig. 5.3.

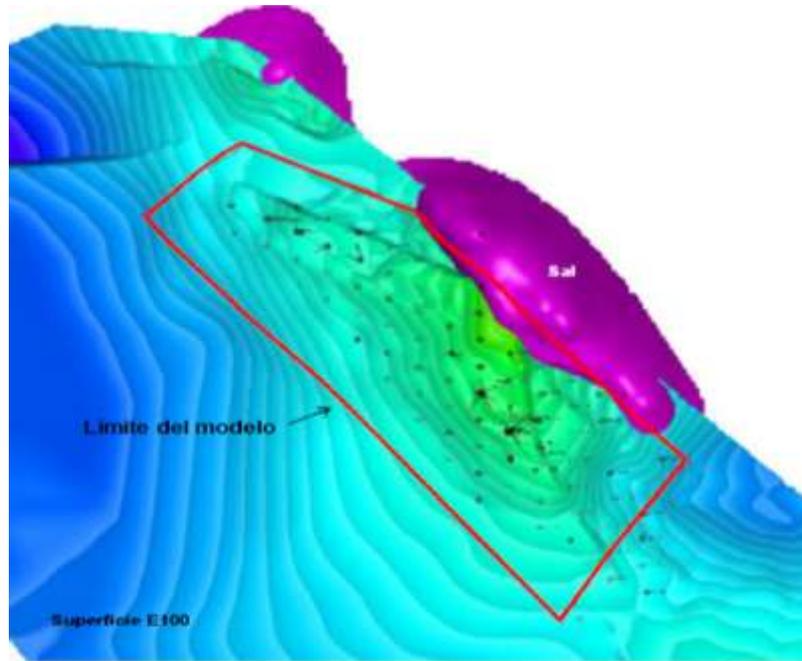


Fig. 5.3. Límites del modelo del Campo Ogarrio, Bloque A.

Durante este proceso se asignó un tamaño de celdas de 50mx50m, pero debido a consideraciones para el modelado dinámico se cambió a celdas de 25mx25m. Se establecieron tendencias para orientar a las celdas según la orientación principal de las fallas y como el modelo debe ser apropiado para la fase de simulación, se transformaron las fallas a tipo zig-zag. Durante este proceso se realizó el control de calidad del esqueleto para eliminar los picos, celdas torcidas y visualizaciones extrañas (Fig. 5.4).

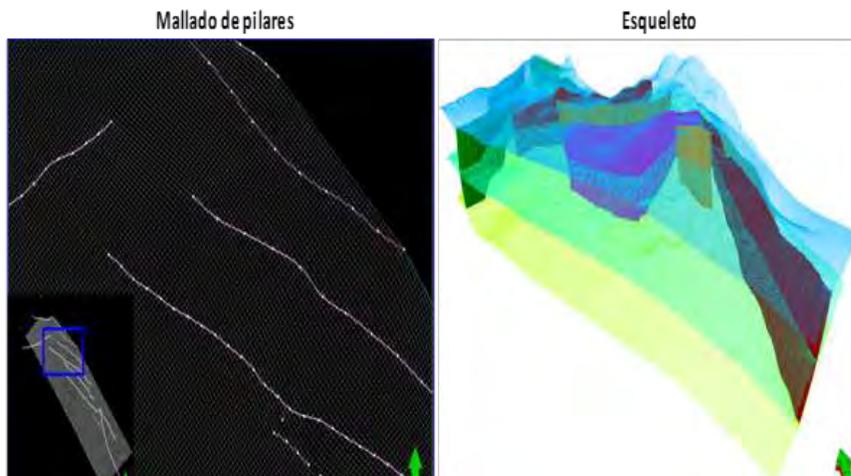


Fig. 5.4. Elaboración de la malla (pilares y esqueleto) del modelo. Zoom vertical 2X.

5.1.3. Modelado de Horizontes, Zonas y Capas

Los datos de entrada para el modelado de horizontes fueron 28 intervalos geológicos, de los cuales se seleccionaron solo 16 superficies cimas de los cuerpos de arenas, como se mencionó en la Introducción, específicamente de la cima **E-100** a la **E-220** y la superficie base conformada por la **Discor_20** y la cima del cuerpo de sal. Adicionalmente, se emplearon las marcas de estas superficies en 150 pozos para un mejor ajuste a nivel de pozo.

Se insertaron los horizontes que dividen a las 16 zonas estratigráficas o arenas dentro del esqueleto y 49 capas dentro del esqueleto, respetando el incremento de las celdas, las fallas definidas en los pasos anteriores y los saltos de falla (Fig. 5.5). Cada una de estas arenas se subdividió en capas dependiendo de su espesor.

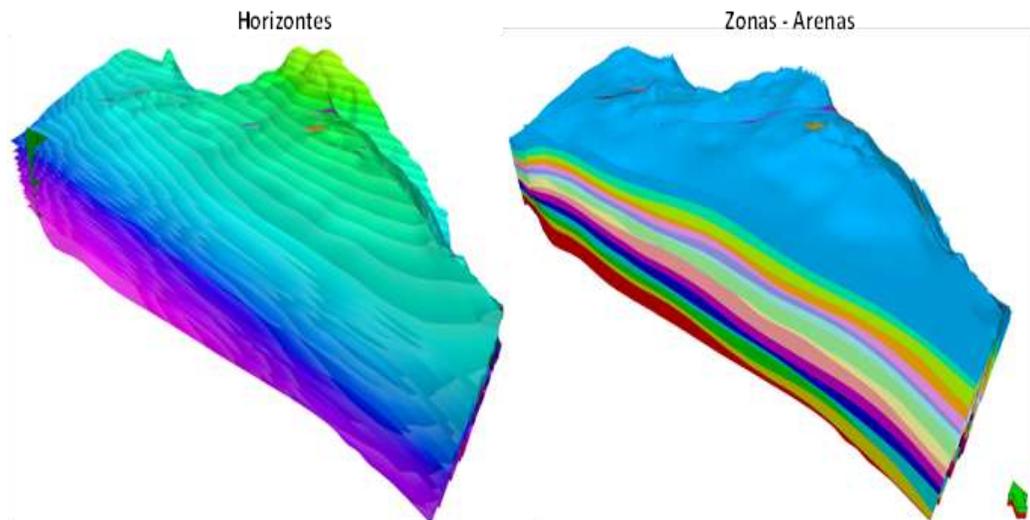


Fig. 5.5. Modelado de horizontes, zonas y capas – Modelo 25mx25mx15m.

5.1.3.1. Control de Calidad de la Malla

Se calcularon propiedades geométricas que permiten visualizar la calidad de la malla. Se determinó si existían celdas dentro de otras (“Cell inside out”), donde los valores iguales y cercanos a cero indican celdas de buena calidad, también se detectaron volúmenes de celdas negativos (“Bulk volumen”) y se calculó la desviación de 90 grados en el ángulo de cada celda (“Cell angle”) (Fig. 5.6).

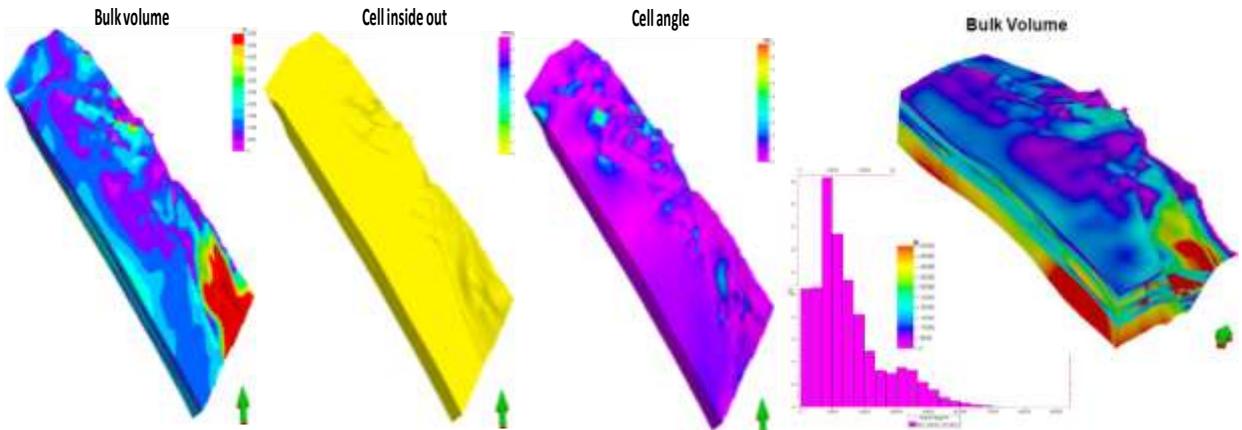


Fig. 5.6. Propiedades geométricas para el control de calidad de la malla.

De acuerdo a los resultados obtenidos se consideró que la malla del modelo presenta una buena calidad geométrica (99.9%).

5.1.3.2. Datos de la Malla

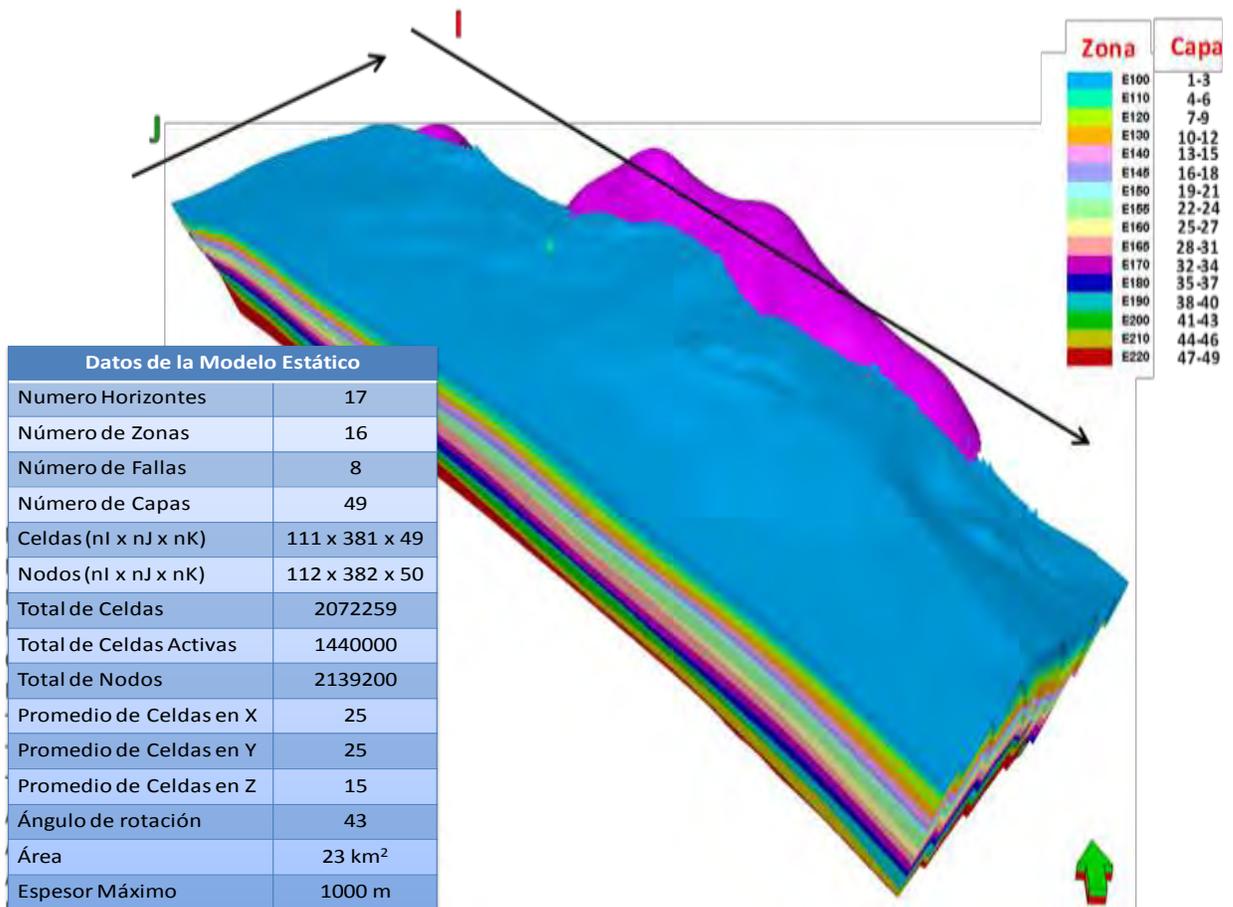


Fig. 5.7. Modelo del Campo Ogario Bloque A.

5.1.4. Modelado de Propiedades Petrofísicas

5.1.4.1. Escalamiento de Registros

Se importaron al modelo estático del Bloque A del Campo Ogarrio los registros provenientes de la evaluación petrofísica proporcionados por el área de caracterización del **APCP**. Específicamente, se cargaron los registros de porosidad, volumen de arcilla, permeabilidad y saturación de agua de 150 pozos para el escalamiento y distribución de propiedades. Del control de calidad de estos registros se consideró escalar solo los registros de porosidad y volumen de arcilla.

Se empleó el promedio aritmético como método de escalamiento, es decir, se promediaron por facies los valores de los registros ubicados en todas las celdas inmediatamente adyacentes al pozo y que pertenecen a la misma capa (Fig. 5.8).

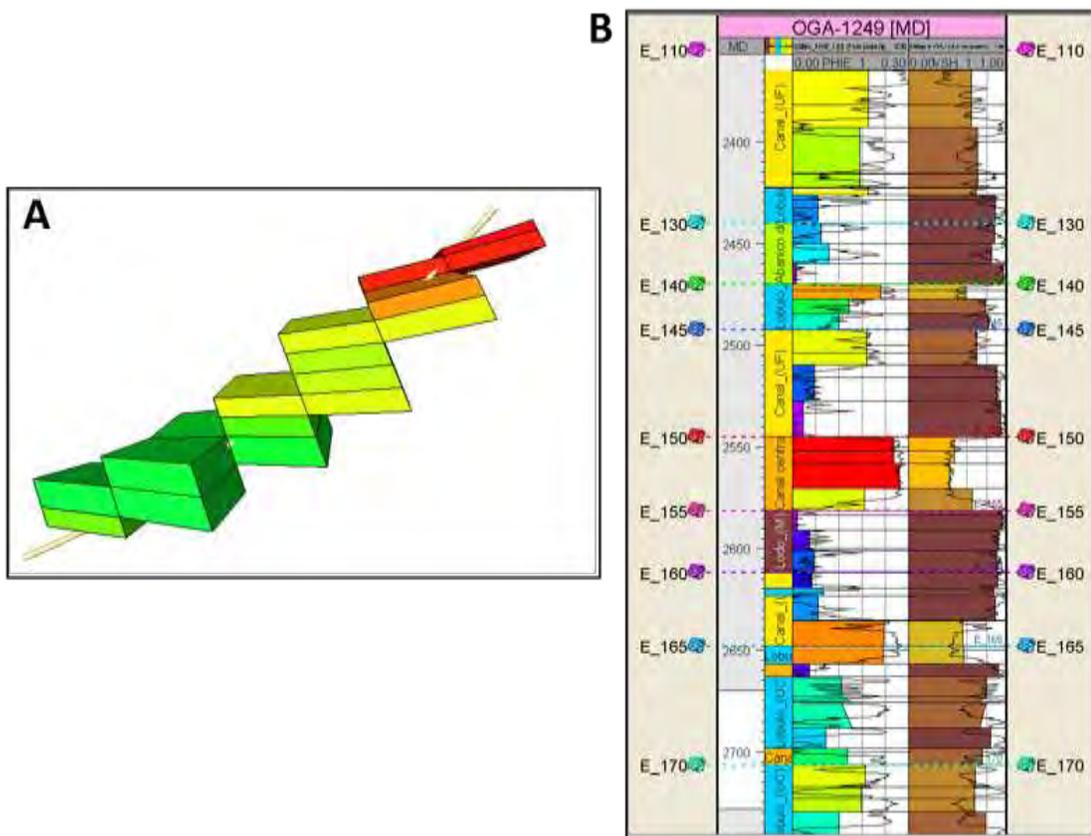


Fig. 5.8. Escalamiento de registros – Ejemplo de porosidad y volumen de arcilla: A. Método de celdas vecinas, B. Sección de pozo donde se observa el registro continuo y el escalado.

5.1.4.2. Distribución de Propiedades

5.1.4.2.1. Facies

Se generó la propiedad geométrica de facies para las 16 arenas comprendidas entre la Arena E-100 a la E-220, a partir de los contornos del mapa de isopropiedades (Fig. 5.9).

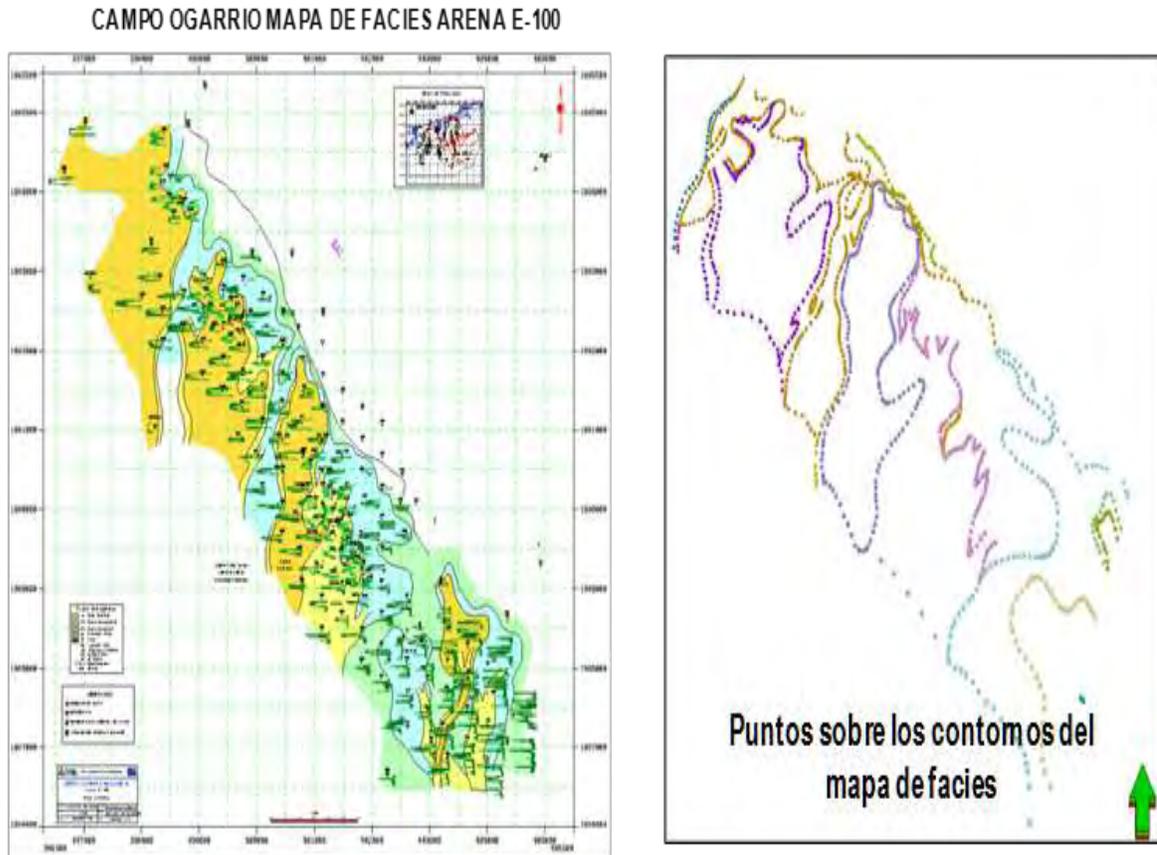


Fig. 5.9. Datos de entrada para la elaboración del modelo de facies – Ejemplo Arena E-180, PEMEX (2009).

Se le asignó un valor a cada tipo de facies definidas por el área de caracterización del APCP:

- Lodo = 0.
- Canal central = 1.
- Lóbulo = 2.
- Abanico distal = 3.
- Canal secundario = 4.

Posteriormente, mediante el uso de la calculadora de propiedades se establecieron condicionantes para incorporar cada una de las facies por arena y para compilarlas en una sola propiedad. Este modelo permite visualizar la geometría del yacimiento según los mapas 2D de facies proporcionados por el **APCP** (Fig. 5.10).

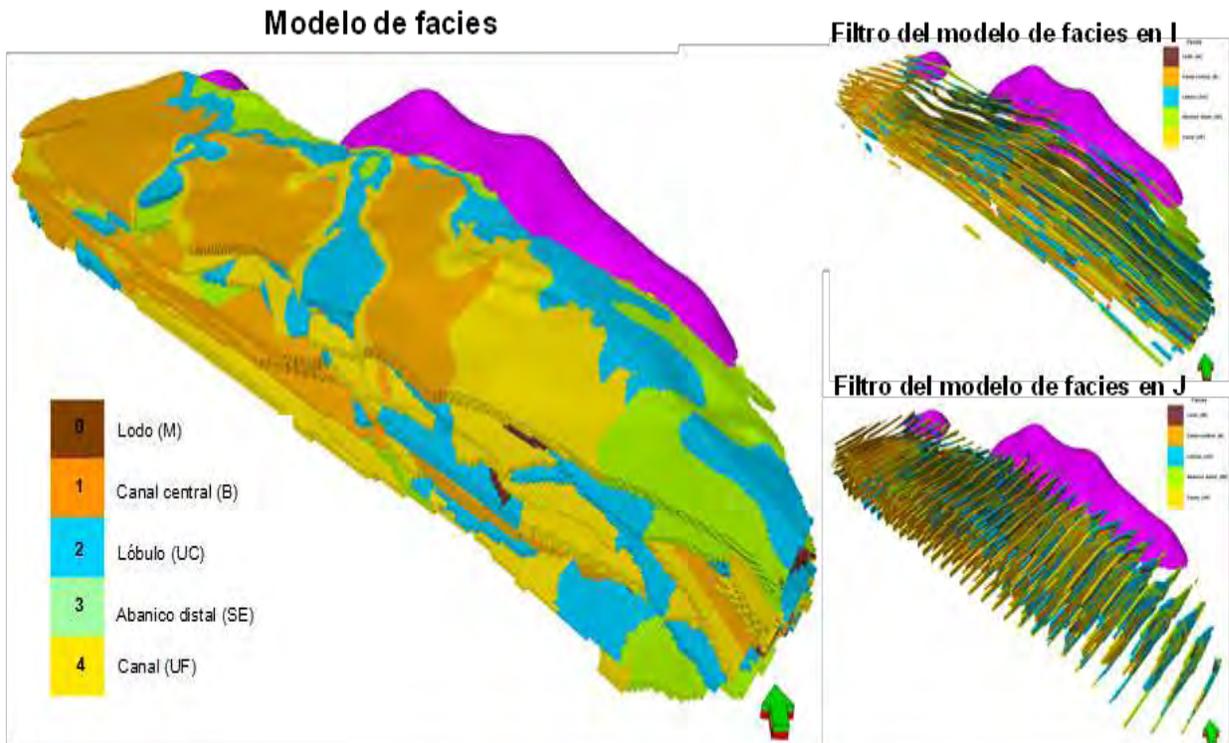


Fig. 5.10. Modelo de Facies del Campo Ogarrío, Bloque A.

5.1.4.3. Porosidad y Volumen de Arcilla

Se empleó el método estocástico de Simulación Gaussiana Secuencial como método para el modelado petrofísico de las propiedades, que valora a las distribuciones, variogramas y las tendencias de los datos de entrada.

Como punto de partida, se realizó el análisis de los registros escalados de porosidad y volumen de arcilla, el cual consiste en el análisis de distribuciones, variogramas horizontales y verticales y tendencias por arena con el fin de preparar los datos de entrada para el método estocástico (Fig. 5.11). Estos datos requieren la transformación de grado normal ya que la simulación Gaussiana supone datos con distribución normal y estacionarios (sin tendencia).

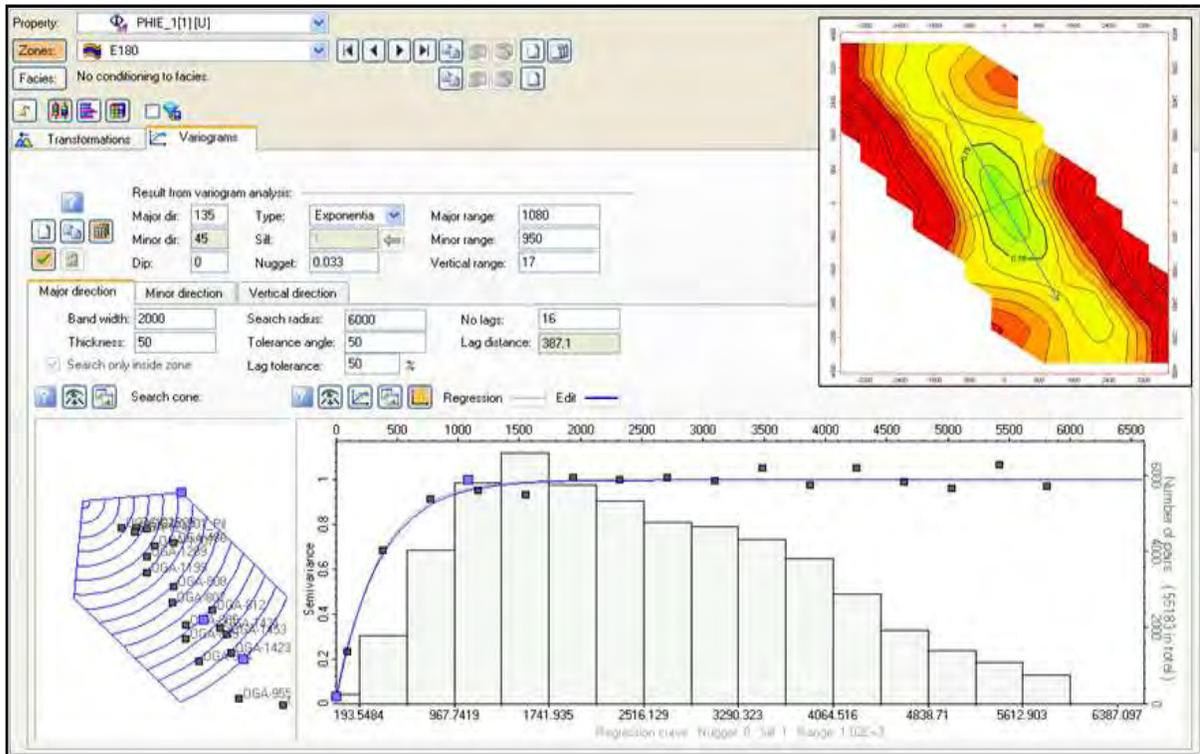


Fig. 5.11. Análisis de anisotropía y variogramas – Ejemplo de análisis de porosidad para la Arena E-180.

Se ejecutaron 5 realizaciones igualmente probables tanto para el modelo de porosidad como para el de volumen de arcilla (Fig. 5.12) y finalmente se calculó el promedio entre estas realizaciones (Fig. 5.13).

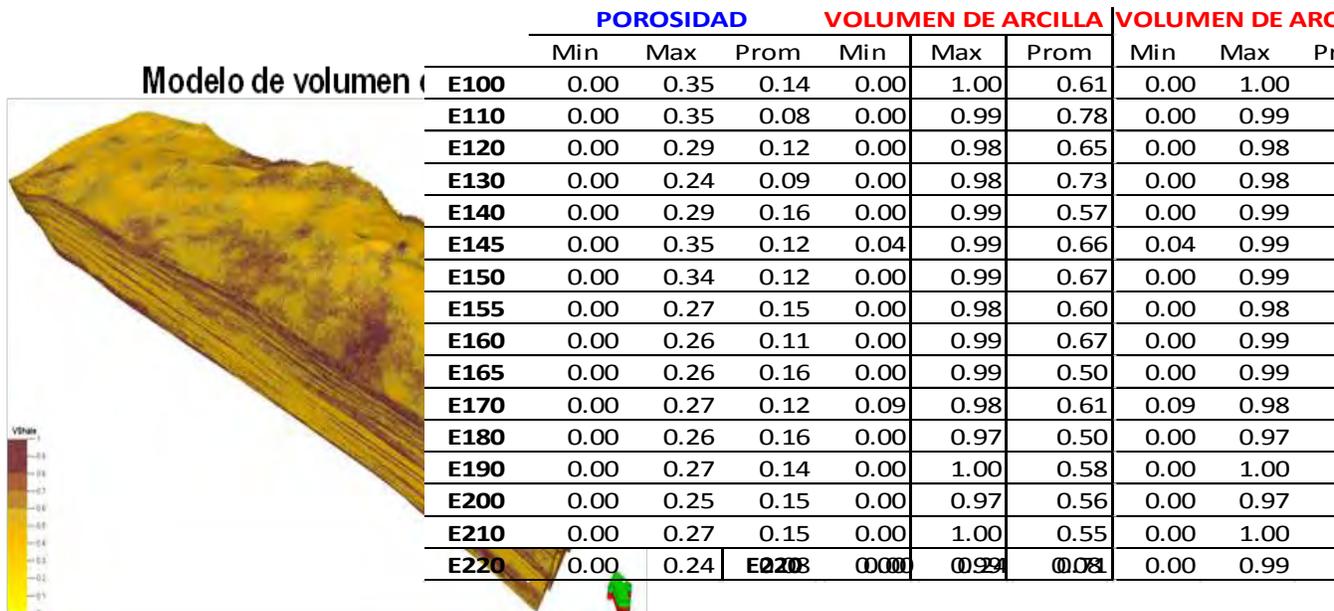


Fig. 5.12. Valores en celdas para el modelo de arcilla.

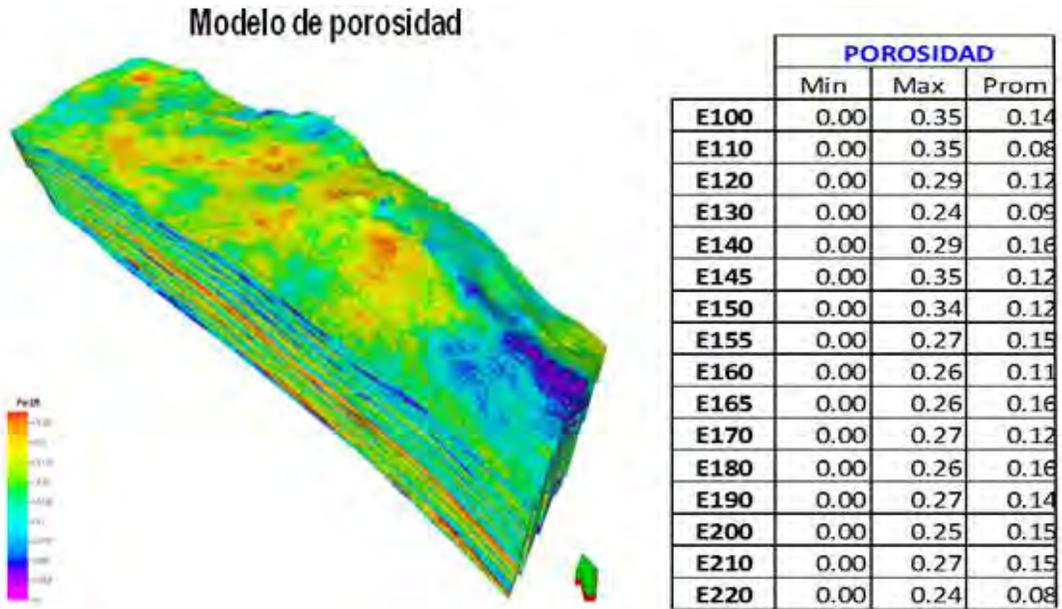


Fig. 5.13. Valores en celdas para el modelo de porosidad.

5.1.4.4. Permeabilidad

El modelo de permeabilidad se generó a partir de las funciones de correlación proporcionadas por el **APCP**, la Fig. 5.14 muestra la función. Se empleó la calculadora de propiedades para relacionar por arena su función correspondiente con el modelo de porosidad elaborado (Fig. 5.15).

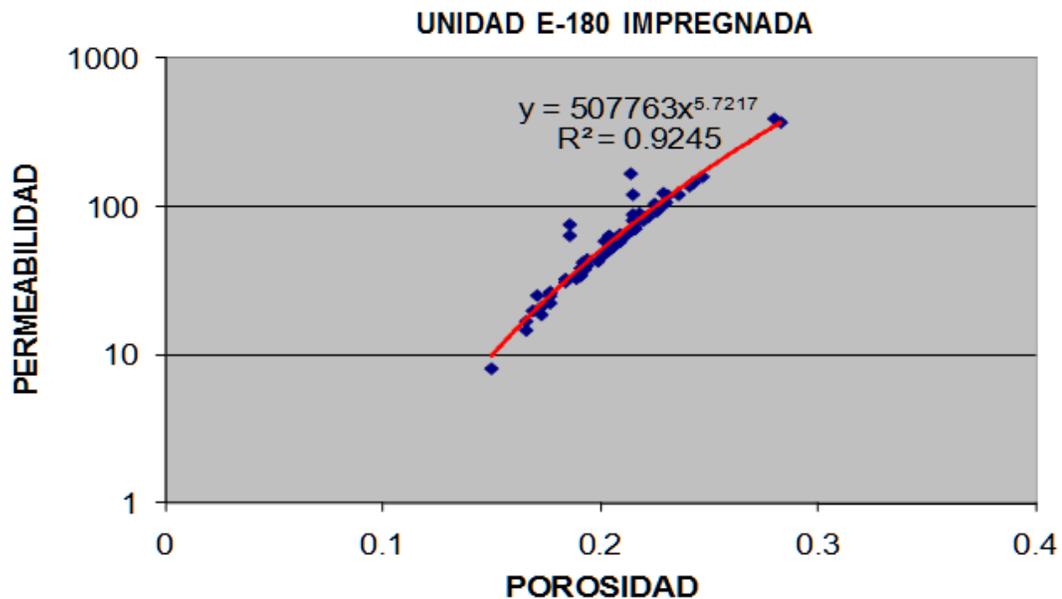


Fig. 5.14. Funciones de correlación de porosidad vs permeabilidad – Arena E-180.

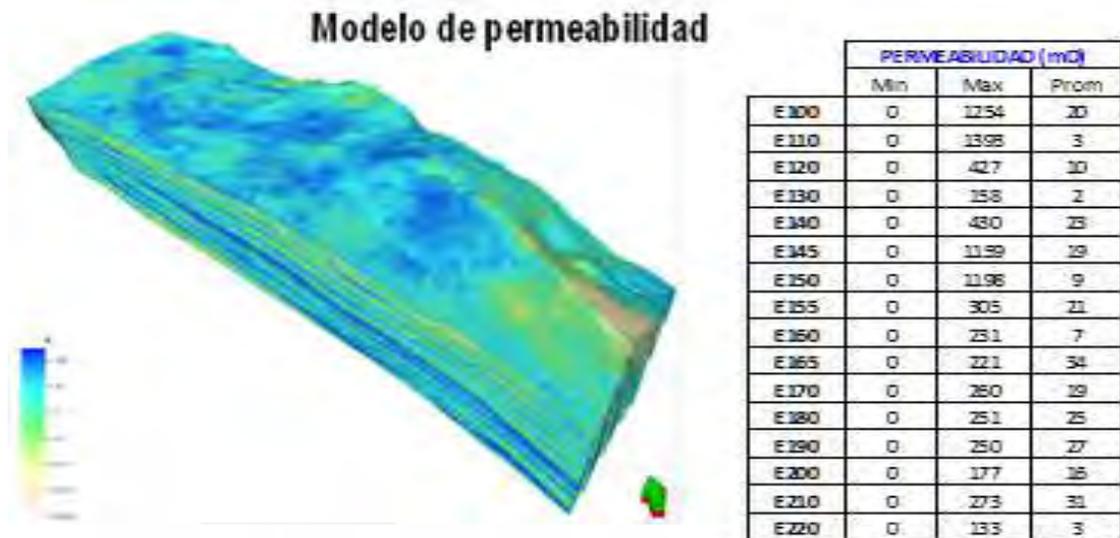


Fig. 5.15. Valores en celdas para el modelo de permeabilidad.

5.2. Modelo Arena E-180 - Zona Propuesta para la Inyección de Fluidos

Para el estudio de factibilidad de inyección de fluidos, se consideró la Arena **E-180** como zona de interés, por tal motivo, se separó el modelo de esta arena de las 15 arenas restantes (Fig. 5.16). Asimismo, se realizó un ajuste en el modelo de propiedades tomando en cuenta, como variable primaria o secundaria, los datos de los mapas de isopropiedades proporcionados por el **APCP**.

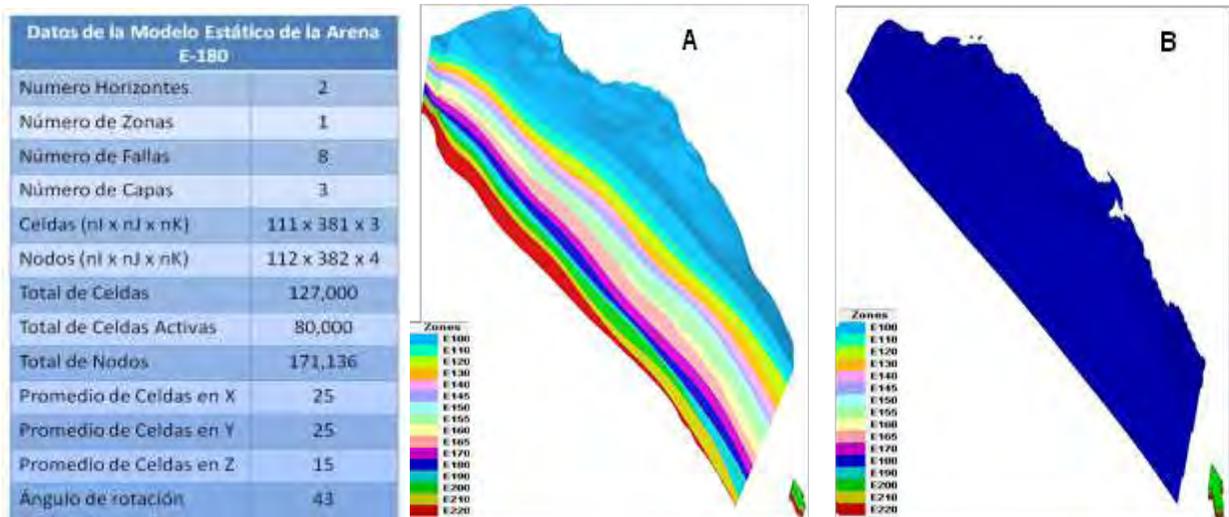


Fig. 5.16. A modelo del Bloque A, B Modelo de la Arena E-180.

5.2.1. Porosidad

Se escalaron a la malla datos de porosidad del mapa 2D de isopropiedades. Las celdas adquirieron el valor de la propiedad de acuerdo a la ubicación espacial de los datos de entrada (Fig. 5.17).

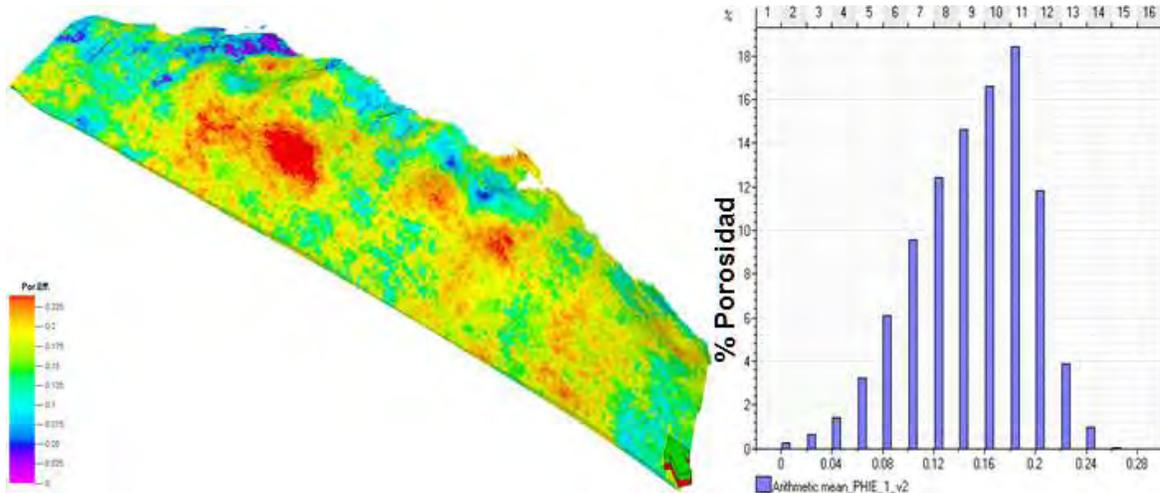


Fig. 5.17. Modelo de porosidad – Arena E-180.

5.2.2. Permeabilidad

Se escalaron a la malla datos de permeabilidad a partir de la correlación con la porosidad. Las celdas adquirieron el valor de la propiedad de acuerdo a la ubicación espacial de los datos de entrada (Fig. 5.18).

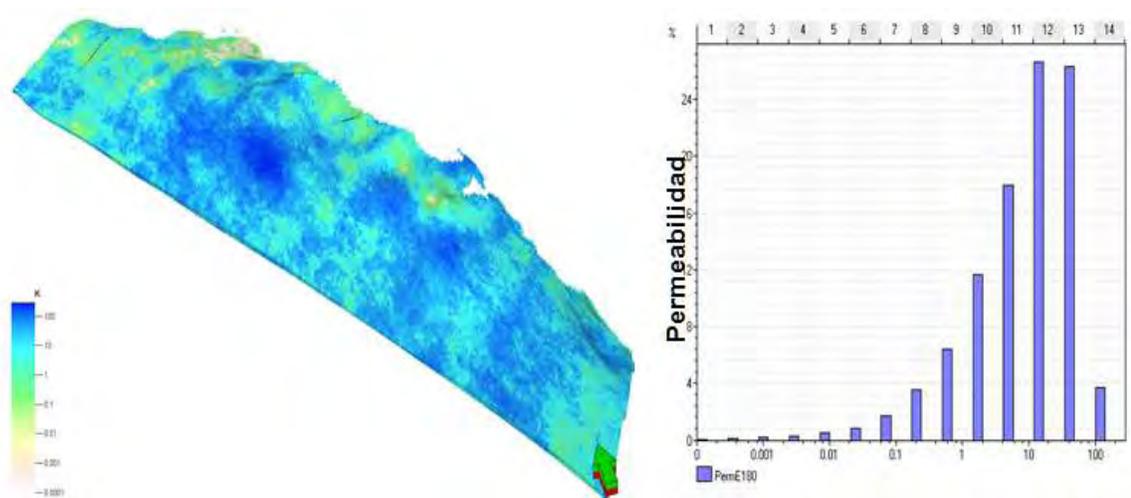


Fig. 5.18. Modelo de permeabilidad – Arena E-180.

5.2.3. Saturación Inicial de Agua

Se escalaron a la malla datos de saturación de agua del mapa 2D de isopropiedades. Las celdas adquirieron el valor de la propiedad de acuerdo a la ubicación espacial de los datos de entrada. Estos datos escalados fueron empleados como variable primaria para generar el modelo (Fig. 5.19). No se emplearon los registros de saturación pues no corresponden a las saturaciones de agua inicial.

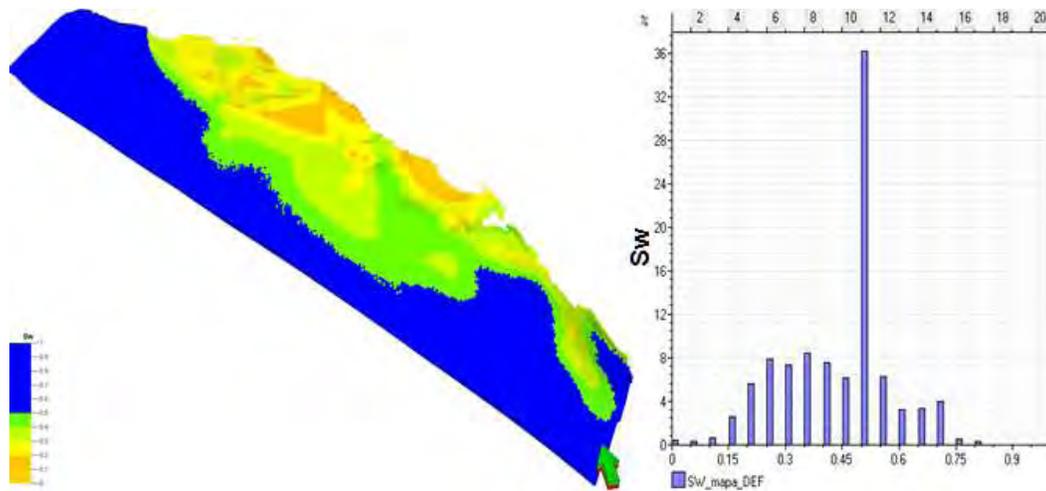


Fig. 5.19. Modelo de saturación de agua – Arena E-180.

5.2.4. Espesor Neto a Bruto

Se calculó el modelo NTG como parte de las propiedades necesarias para la fase de simulación numérica (Fig. 5.20). Esta propiedad permite discriminar la porción considerada como potencial yacimiento de acuerdo a los delimitadores proporcionados de porosidad (>0.1), volumen de arcilla (<0.8) y saturación de agua (<0.5). El cálculo se realizó en los registros continuos, lo cual permitió obtener por pozo un registro **NTG** variable entre 0 y 1. Este registro se escaló en la malla y se realizó la distribución de esta propiedad empleando métodos geoestadísticos.

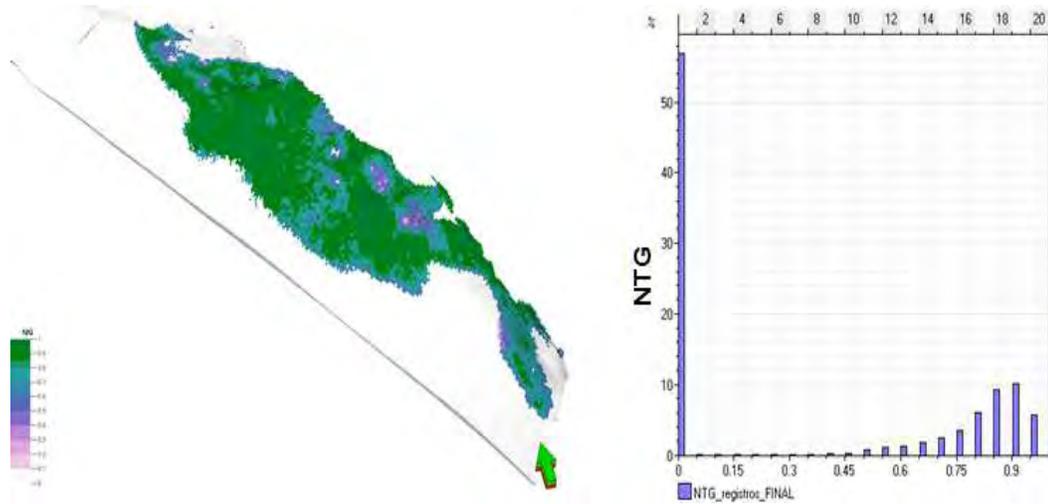


Fig. 5.20. Modelo de NTG – Arena E-180.

5.2.5. Dominios

Se emplearon los polígonos provenientes del mapa 2D de dominios de la Arena **E-180**. Se asignó un valor a las celdas ubicadas dentro de cada polígono mediante el cálculo de propiedades geométricas y, posteriormente, se establecieron condicionantes para incorporar a todos los dominios en esta propiedad (Fig. 5.21).

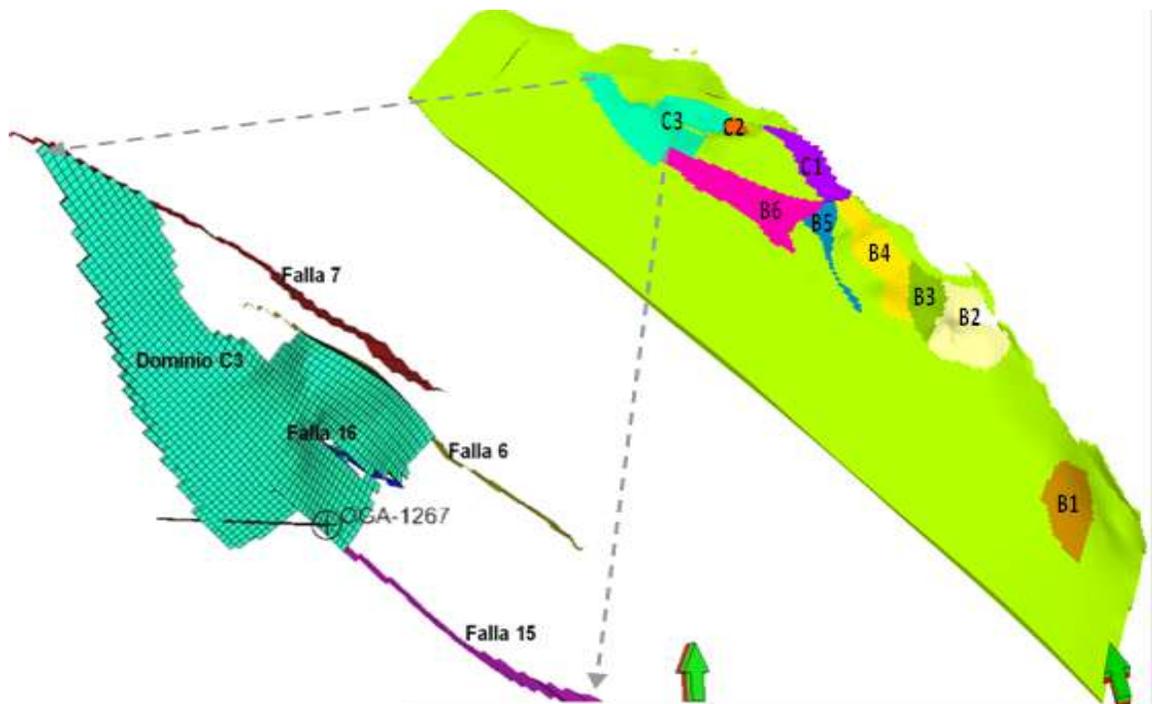


Fig. 5.21. Modelo de dominios para la Arena E-180 del Bloque A, del Campo Ogarrio, y delimitación del dominio C3 el cual será el área para el análisis de incertidumbre y la factibilidad de inyección de fluidos.

Los dominios enmarcan las características que definen la producción en el campo, se encuentran delimitados por las fallas, las facies estratigráficas y los contactos agua-petróleo (**CAP**).

Para el análisis de incertidumbre y factibilidad de inyección de fluidos, se consideró el dominio C3 de la Arena **E-180** del Bloque A del Campo Ogarrio, como zona de interés, el cual se muestra en la Fig. 5.21. El dominio C3 se encuentra delimitado por la configuración de facies, por las fallas **F7, F6, F15** y **F16**, y por un **CAP** de **-2822** asignado por el pozo Ogarrio 1267 (OGA-1267).

5.2.6. Cálculo del Volumen Original

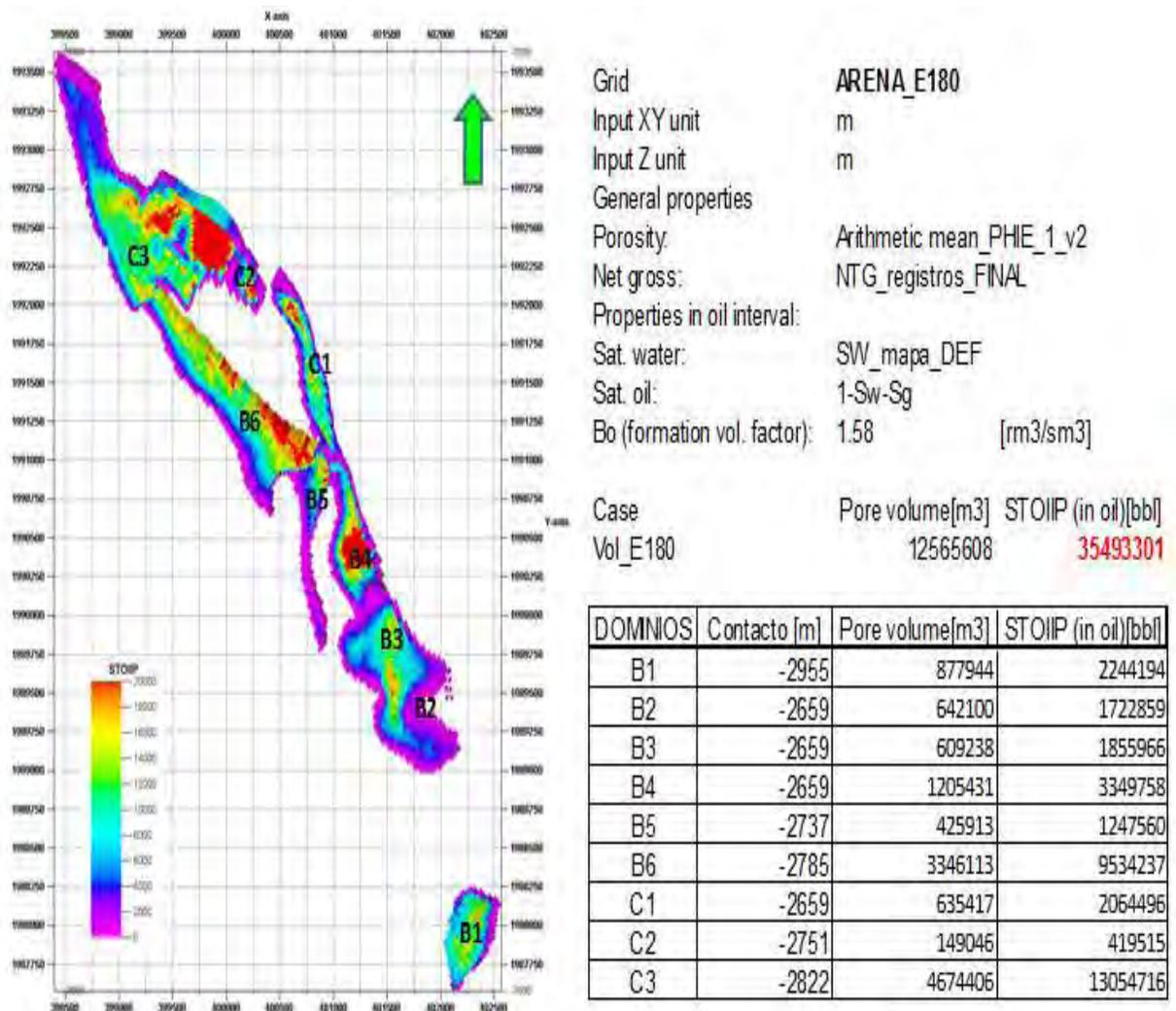


Fig. 5.22. Resultados del cálculo de volumen original – Arena E-180.

6. Modelo Dinámico

Para comprender y predecir el comportamiento de los yacimientos de petróleo y gas en función de la presión, es importante el conocimiento de las propiedades de la roca, del agua de formación, del petróleo y las propiedades roca-fluido; en particular, las propiedades relativas al flujo de dos o más fases, debido a sus efectos sobre la eficiencia de un proceso de inyección de fluidos en un yacimiento.

En las rocas que constituyen a los yacimientos siempre están presentes dos tipos de fases al momento de iniciar su explotación, agua y petróleo (para yacimientos de petróleo). Dependiendo de los cambios en la presión y la temperatura causarán por la producción, ocurrirán fenómenos fisicoquímicos que permitirán la liberación del gas que se encuentra en solución en el petróleo, el cual al alcanzar su saturación crítica fluirá como una tercera fase a través de los poros, provocando una disminución de la permeabilidad efectiva al petróleo; con lo que se tiene entonces un sistema multifásico, por lo cual es necesario considerar el efecto de las fuerzas que actúan en la interfase de los fluidos inmiscibles que están en contacto, las cuales ocasionarán los fenómenos de la presión capilar, la mojabilidad y las permeabilidades relativas.

En un estudio de simulación numérica, para inicializar el modelo de simulación se debe contar con la determinación del equilibrio capilar gravitacional, y con los valores de permeabilidades relativas para llevar a cabo el ajuste de producción.

El estudio de las rocas se efectúa en muestras obtenidas de la roca del yacimiento conocidas como núcleos, los cuales son medios porosos cuya característica intergranular es fundamental en lo que concierne a su definición y propiedades. Los resultados del análisis de núcleos se utilizan en la evaluación y calibración de registros eléctricos y de las propiedades roca-fluidos.

La descripción del yacimiento por lo que se refiere a las propiedades roca-fluidos, se realiza considerando la distribución de los parámetros geológicos determinados durante

la etapa de caracterización y los aspectos que identifican la distribución y tipo de flujo, así como los mecanismos de empuje predominantes.

Durante la vida productiva de un yacimiento, el conocimiento de estas propiedades servirá para seleccionar un posible proyecto de recuperación secundaria y/o mejorada.

6.1. Caracterización de la Roca

El yacimiento es un medio heterogéneo compuesto de diferentes tipos de roca, los cuales pueden ser clasificadas y discretizados siguiendo criterios geológicos-petrofísicos (facies, litofacies, electrofacies) y luego mapeadas por métodos determinísticos y/o estocásticos. Las propiedades roca-fluido en el yacimiento están controladas por los tipos de roca. Las más importantes son:

- **Porosidad (ϕ):** es la fracción de una roca que es espacio de poro, el cual representa el espacio disponible para el almacenamiento de hidrocarburos. Es una propiedad petrofísica estática y depende de la distribución de tamaños de poros, del tamaño de los granos y de la cantidad y tipo de material cementante. Se encuentra controlada por la sedimentación y la diagénesis. Al referirse a la porosidad, se pueden encontrar los siguientes casos: **total (ϕ_t)** incluye poros interconectados y aislados (el cementante puede aislar parte del volumen poroso); **efectiva (ϕ_e)** incluye solo los poros interconectados, la cual permite el flujo de los fluidos que contiene la roca, como se muestra en la Fig. 6.1; **primaria** se refiere a la porosidad que resulta de los procesos de la sedimentación, compactación y cementación de la roca cuando se formó originalmente; **secundaria** es la producida por procesos geológicos posteriores (diagenéticos), tales como el fracturamiento, la re-cementación y la disolución en el caso de los carbonatos. La ϕ se puede determinar con el análisis de núcleos o bien por registros de pozos sínicos y de densidad. La ϕ depende de la presión debido a la compresibilidad de la formación (c_f), la cual varía con la presión de los fluidos en el yacimiento (aproximadamente entre $10^{-5} - 10^{-7}$ 1/psi).

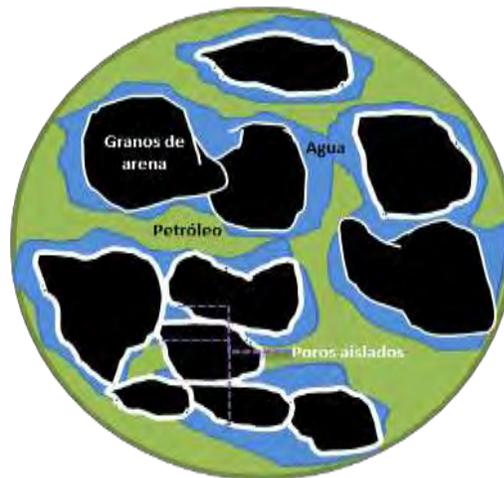


Fig. 6.1. Diagrama esquemático de la porosidad de una roca, donde se aprecian poros aislados y conectados.

- Permeabilidad (k):** Es la propiedad petrofísica dinámica que indica la capacidad de una roca de conducir fluidos a través de sus poros interconectados. Es intrínseca del medio poroso y no depende del fluido, su tasa o la presión diferencial. Es una constante de proporcionalidad K , que relaciona la tasa de flujo y un diferencial de presión aplicada (flujo Darciano). Se pueden definir tres tipos de permeabilidades:
 - absoluta (k_{abs})** es una propiedad de la roca, y ocurre si solo existe un fluido en el medio poroso y este es incompresible y lo satura al 100% sin reaccionar con la roca, normalmente, el fluido presente es agua,
 - efectiva (k_w, k_o y k_g)** es una propiedad de la roca y los fluidos presentes en la roca, el medio debe estar saturado con más de un fluido y sucede cuando el fluido mojante no satura al 100% a la roca ocasionando saturaciones parcialmente de agua, petróleo o gas, esto implica que es una propiedad asociada con cada fluido del yacimiento (gas, petróleo, y agua). Un principio fundamental es que la suma de las permeabilidades efectivas siempre es menor o igual que k , y
 - relativa (k_{rw}, k_{ro} y k_{rg})** k_{ro} = a la reducción de k esperada por presencia de otra fase, es la relación entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base (Permeabilidad al aire, k_a , medida a presión atmosférica, k_{abs} , Permeabilidad efectiva a los hidrocarburos, medida a la saturación de agua irreductible, s_{wi} , comúnmente se emplea k_{abs}), cuando la roca se encuentra saturada con dos o más fluidos, ésta indica la capacidad relativa del petróleo y agua a fluir simultáneamente en un medio poroso. La sumatoria de las permeabilidades relativas es menor de 1.0. Las variables que afectan a la permeabilidad son: **el tamaño y distribución de los poros** (es la variable que más le afecta y puede variar en varios

órdenes de magnitud en un mismo yacimiento), **saturaciones de los fluidos** (iniciales y sus cambios), **la cementación, la porosidad, y la textura de la roca.**

- **Correlación Porosidad-Permeabilidad:** La imposibilidad (hasta el momento) de medir k mediante herramientas de perfiles de pozo, lleva a utilizar correlaciones $k-\phi$ para cada tipo de facie, debido que k es de naturaleza dinámica y depende de varios factores, no sólo de ϕ , por lo que no es posible una correlación perfecta. Una buena correlación $k-\phi$ indica que no hay variaciones de tamaño y distribución de grano, cementación, textura entre las muestras, y determinando que todas la muestras provienen de la misma facie. En núcleos no consolidados y deleznales su recuperación y las pruebas de laboratorio son muy difíciles de realizar, además de ser costosas, por estos motivos es crucial tener una correlación aceptable entre ϕ y k , como se muestra en la Fig. 6.2. Si se considera que no existen poros interconectados en una roca, esta sería impermeable. Existe en general una cierta correlación entre la permeabilidad y la porosidad efectiva, y por lo tanto, todos los factores que afectan a la porosidad afectan de igual manera a la permeabilidad pero en mayor grado. En este sentido, y considerando que la medida de permeabilidad es difícil de obtener, a menudo se utiliza la porosidad correlacionada a la permeabilidad para obtener la permeabilidad entre pozos.

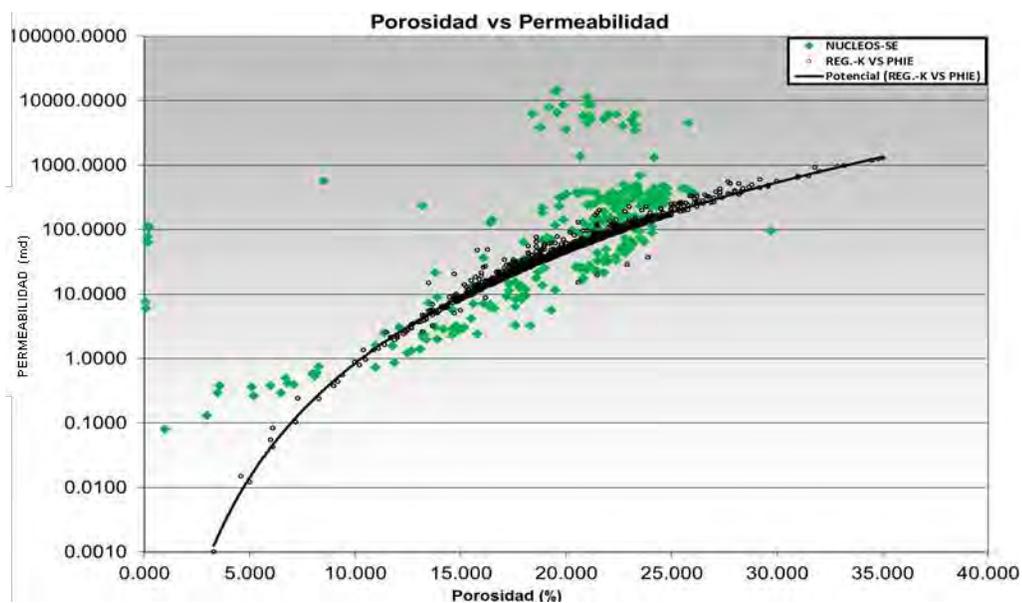


Fig. 6.2. Correlación porosidad-permeabilidad del Campo Ogarrío Bloque A.

6.1.1. Compresibilidad de la Formación

Al comenzar la explotación de un yacimiento y caer la presión se expande la roca y los fluidos. Cuando se extrae fluido de la matriz, la presión interna cambia, ocasionando que aumente la presión diferencial entre la presión interna y la presión externa (sobrecarga) que permanece casi constante. El cambio de la presión debido a la producción impacta en el volumen de poro. Los parámetros de ingeniería que cuantificación de estas variaciones volumétricas son conocidas como compresibilidades.

Para las formaciones que estarán sujetos a la elasticidad no lineal o la deformación inelástica de los poros con los cambios en la presión del yacimiento, es necesario determinar su compresibilidad debido a los cambios de la historia de presión encontradas durante la producción o bien durante la inyección de algún fluido.

La compresibilidad, c , puede definirse como el cambio de volumen poroso, ∂V_p , con respecto a la presión aplicada, p , por unidad de volumen, v :

$$c = - \left[\frac{1}{v} \frac{\partial V_p}{\partial p} \right]. \quad (6.1)$$

De acuerdo al volumen de referencia c puede representarse como una característica de un volumen de roca. El cambio de volumen debido a la variación de la presión efectiva, es el resultado de un cambio, ya sea en el esfuerzo de sobrecargar (mientras que la presión de poro permanece constante) o un cambio en la presión de poro (mientras que la presión de sobrecarga permanece constante). El caso usual durante la historia de producción es el cambio en el volumen debido al cambio en la presión de poro, como resultado de una declinación natural.

Hay tres tipos de compresibilidad cuando se realiza la caracterización de un medio poroso:

- Compresibilidad total (c_B): representa los cambios relativos en el volumen total del medio.
- Compresibilidad de Matriz (c_a): describe los cambios relativos en la porción sólida del medio.
- Compresibilidad del volumen Poroso (c_p): describe los cambios relativos en el volumen poroso, denominada compresibilidad de la formación, c_f .

Las compresibilidades se diferencian por el cambio en volumen que se analiza, durante el cambio (disminución) de la presión, los cuales pueden ser: volumen total (V_B), un V_p , es la parte del volumen de la roca que no es ocupada por minerales de la roca., o un volumen de roca (V_r), es el volumen que se mide si se ignora la presencia de poros.

c_p es fundamental desde un punto de vista de producción, sólo puede determinarse indirectamente a través de la medición de los cambios de volumen de fluido contenidos en el poro. Por lo tanto, su medición se complica por los siguientes factores: la compresibilidad de los fluidos contenidos en el poro, la saturación, la interconectividad de los poros, la morfología, la distribución y la estructura de poros. Para minimizar el efecto de estos factores y para simplificar los procedimientos de prueba, la mayoría de rutinas industriales para las mediciones se realizan sometiendo una muestra a presión hidrostática con la presión de poro constante, normalmente la presión atmosférica, para así no tomar en cuenta la compresibilidad del fluido.

La compresibilidad de la Formación (c_f) se define como el cambio en el volumen poroso dividido por el cambio en la presión del yacimiento que causó el cambio en el volumen de poro:

$$c_f = - \left[\frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta P_e} \right]_T, \quad (6.2)$$

$$c_p = c_f = - \left[\frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta P_e} \right]_T. \quad (6.3)$$

Sin muestras de núcleos disponibles para realizar pruebas de laboratorio, existen correlaciones para determinar c_f en rocas clásticas (Yale et al.1993) y rocas

consolidadas y no consolidadas (Newman, 1973; Horne, 1997), de las cuales se han generado curvas tipo para cada clase de roca (carbonatos, arenas, etc.). Estas correlaciones facilitan el escalamiento de las pruebas de laboratorio, y algunas (Newman, 1973) muestran la necesidad de obtener datos experimentales para cada yacimiento particular.

Hall (1953) relaciono c_p con ϕ inicial, se creía que su relación era válida para cualquier tipo de roca consolidada, pero en realidad sobre estima el valor de c_p , y se limita a formaciones poco profundas, basada en datos experimentales la ecuación es:

$$c_p = \frac{1.78 \times 10^{-6}}{\phi^{0.4358}} \left[\frac{1}{psi} \right]. \quad (6.4)$$

Van der Knaap (1959) indicó que el cambio en la porosidad para una roca dada depende sólo de la diferencia entre las presiones interna y externa y no del valor absoluto de las presiones. Además notó que la c_p incrementa conforme decrece ϕ . Su correlación es similar a la de Hall, pero realizadas con muestras de calizas de un solo pozo, observado que a presiones mínimas y máximas, la relación entre c_p y el logaritmo de la presión se pueden aproximar por una línea recta. Una relación en línea recta existe entre c_p y la presión efectiva, que en este caso era igual a la carga axial aplicada, debido a la presión atmosférica de poro.

Newman (1973), hizo pruebas de laboratorio para calcular c_p para varias muestras de rocas consolidadas y no consolidadas (se utilizaron en total 256 muestras de rocas procedentes de 40 yacimientos donde 197 muestras procedentes de 29 de arenas y 59 muestras procedentes de 11 yacimientos de caliza, así como 79 valores de compresibilidad de la literatura), y los resultados se compararon con las correlaciones de Hall (1953) y Van der Knaap (1959). Las pruebas realizadas por Newman no coincidían con las correlaciones publicadas. Se recomendó medir en laboratorio la c_p para cada yacimiento formación. Observándose una relación entre c_p y ϕ , sin embargo, existe un amplio rango de valores c_p para una determinada porosidad, ver Tabla 6.1, además que c_p varía ampliamente con el tipo de roca, y que los datos (utilizados para obtener las correlaciones) se encuentran muy dispersos como para obtener valores confiables, la correlación es la siguiente:

Para arenas se tiene:

$$c_f = \frac{97.32 \times 10^{-6}}{(1 + 55.8721\phi)^{1.42859}} ; \quad (6.5)$$

Para calizas se tiene:

$$c_f = \frac{0.853531}{(1 + 2.47664 \times 10^6 \phi)^{0.92990}} . \quad (6.6)$$

Tabla 6.1. Rango de compresibilidades de formación, Newman, (1973).

Tipo de Roca*	Rango de c_f [1/psi]	
	Mínimo	Máximo
Arenas Consolidadas	1.5×10^{-6}	20×10^{-6}
Calizas	2.0×10^{-6}	35×10^{-6}
Arenas Deleznables	2.5×10^{-6}	45×10^{-6}
Arenas no consolidadas	5.5×10^{-6}	85×10^{-6}

*se emplearon porosidades de 1 a 35%

Horne (1990), correlacionó c_p con ϕ inicial de acuerdo al tipo de roca: calizas, arenas consolidadas y arenas no consolidadas. Las fórmulas empíricas establecidas para los tipos de litologías se mencionan a continuación:

Para calizas:

$$c_p = \exp(4.026 - 23.07\phi + 44.28\phi^2) \times 10^{-6}; \quad (6.7)$$

Para arenas consolidadas:

$$c_p = \exp(5.118 - 36.26\phi + 63.98\phi^2) \times 10^{-6}; \quad (6.8)$$

Para arenas no consolidadas:

$$c_p = \exp(534.01 \times (\phi - 0.2)) \times 10^{-6} \quad (6.9)$$

Jalalh (2006) incorporando datos más recientes publicados en la literatura de c_f y resultados de laboratorio para calizas y arenas, encontró nuevas constantes para un mejor ajuste de la correlación de Horne. La siguiente correlación se denomina correlación de Horne modificada, y puede servir como una fórmula empírica para la obtener un mejor valor de c_f en calizas y arenas:

Para calizas:

$$c_p = \exp(3.9952 - 33.933\phi + 98.04\phi^2) \times 10^{-6}; \quad (6.10)$$

Para arenas:

$$c_p = \exp(3.4895 - 15.249\phi + 31.599\phi^2) \times 10^{-6}; \quad (6.11)$$

Jalalh (2006) mediante el uso de la regresión estándar trató de encontrar una fórmula sencilla y falló, que proporcionara datos precisos de c_f , tomando como datos de entrada los datos de c_f experimentales y disponibles en la literatura. Obteniendo una nueva correlación de c_f con ϕ :

Para calizas:

$$c_p = \frac{1}{(1.022^{-2} + 1.681^{-2}(\phi^{1.05}))} \times 10^{-6}; \quad (6.12)$$

Para arenas:

$$c_p = \frac{1}{(-2.141^{-2} + 4.064^{-2}(\phi^{0.4652}))} \times 10^{-6}; \quad (6.13)$$

Para la simulación del Campo Ogarrío y a falta de núcleos y datos reales medidos en el laboratorio se empleó la correlación de Newman ecuación que utilizó formaciones similares (arenas no consolidadas), dando como resultado:

$$c_f = 6 \times 10^{-6} \left[\frac{1}{psi} \right].$$

Aun cuando la compresibilidad de la roca es pequeña, su efecto es significativo, se debe medir directamente de muestras de núcleos en el laboratorio y de registros sísmicos.

El uso de correlaciones solo deben de emplearse si se carece de datos experimentales de compresibilidad en núcleos. Se debe tomar en cuenta que no son del todo completas ya que no incluyen los efectos de los esfuerzos deformante (plástico) e hidrostático (elástico), ni del tipo de minerales de la formación, ni su distribución geométrica.

6.2. Caracterización Composicional del Fluido de Yacimiento

En el proceso de caracterización del fluido se definen las propiedades físicas del fluido, tales como la densidad y la viscosidad y como varían con la presión y la temperatura, las condiciones iniciales, mediante la especificación de los contactos de fluidos, la variación de la presión y composición con la profundidad.

Un modelo composicional de un fluido se representa por un conjunto de componentes (6 -12 para simulación de yacimientos), una **EDE** se utiliza para determinar las propiedades físicas de las mezclas de estos componentes en función de la presión y la temperatura y las propiedades de los componentes individuales. La forma más confiable para obtener esta información es de un estudio de fluido del yacimiento utilizando muestras de fondo, muestras de fluido recombinado, o en su caso una composición sintética basada de un campo análogo al de estudio.

6.2.1. Agrupamiento de Componentes

La caracterización del fluido del pozo Ogarrio 817_S implicó el manejo de 15 componentes (Tabla 6.2) lo cual se refleja en un número grande de ecuaciones a resolver durante el proceso de simulación. Lo anterior, llevó a la reducción del número de componentes que caracterizan a este fluido mediante el uso del concepto de agrupamiento de componentes.

Los aspectos considerados en cada uno de los agrupamientos realizados fueron los siguientes:

- agrupar los componentes con temperaturas de ebullición muy parecidas,
- envolvente de fases del nuevo fluido similar a la del fluido original, y
- ajuste del nuevo fluido a cada uno de los experimentos establecidos para el fluido original.

Tabla 6.2. Composición original del fluido del pozo Ogarrio 817_S (obtenida empleando la metodología del Apéndice A).

Componente	% mol
N ₂	0.100
CO ₂	0.093
C ₁	46.524
C ₂	5.354
C ₃	6.235
iC ₄	2.048
nC ₄	3.840
iC ₅	1.981
nC ₅	2.204
C ₆	3.484
Pseudo C ₇₊	4.826
Pseudo C ₁₀₊	8.546
Pseudo C ₁₅₊	8.031
Pseudo C ₂₀₊	4.897
Pseudo C ₃₀₊	1.839

Para el cálculo del peso molecular de los pseudocomponentes, se utilizó el método de Whitson el cual usa la regla de mezclado:

$$M_l = \sum_l \left(\frac{Z_l}{Z_l} \right) M_i. \quad (6.14)$$

Donde:

l = número de pseudocomponentes de **NMC**.

Z_i = suma de Z_i encontrado para cada pseudocomponente l.

Es de uso común agruparla en tres o cinco pseudocomponentes de un número múltiple de carbono (**NMC**), como se muestra en la Tabla 6.3 para el fluido del yacimiento en estudio.

Con base en lo anterior, se realizaron diferentes agrupamientos observándose comportamientos similares al del fluido original al enfocarse únicamente de los componentes **C₁** a **C₆**. A partir del manejo de los pseudocomponentes, los comportamientos dependían del agrupamiento hecho, por lo que se observaron comportamientos diferentes y en ocasiones se alejaron del correspondiente del fluido original.

De acuerdo a los dos aspectos anteriormente citados, el agrupamiento que de mejor manera se apegó a éstos corresponde a 8 nuevos pseudocomponentes, como se muestra en la Tabla 6.3.

La Tabla 6.3 muestra los componentes que conforman cada uno de los pseudocomponentes.

Tabla 6.3. Componentes que incluyen los grupos, reduciendo de 15 componentes a 8 pseudocomponentes.

Número de Pseudos	Nombre de los Pseudos	% mol de los Pseudos	Componentes que incluyen los Pseudos
1	CO ₂	0.093	CO ₂
2	N ₂	0.100	N ₂
3	C ₁	46.524	C ₁
4	Pseudo C ₂₊	11.589	C ₂ y C ₃
5	Pseudo C ₄₊	10.072	iC ₄ , nC ₄ , iC ₅ y nC ₅
6	Pseudo C ₆₊	8.310	C ₆ y Pseudo C ₇₊
7	Pseudo C ₁₀₊	16.576	Pseudo C ₁₀₊ y Pseudo C ₁₅₊
8	Pseudo C ₃₀₊	6.736	Pseudo C ₂₀₊ y Pseudo C ₃₀₊

Para el presente trabajo, se realizó la caracterización con la **EDE** de Peng-Robinson de tres Parámetros, Peneloux, Rauzy y Freze que consiste en el uso de un volumen modificado, que se puede considerar una traslación de volumen que no afecta el cálculo de la presión de vapor. El siguiente paso fue comparar los resultados proporcionados por la **EDE** con los datos de los experimentos realizados en el laboratorio. Para el caso del Campo Ogarrío, solo se cuenta con el experimento separación diferencial convencional.

En las Fig. 6.3 a 6.6, se muestra la comparación de los valores obtenidos en el laboratorio con los calculados con la **EDE** de Peng-Robinson de tres parámetros ya ajustada.

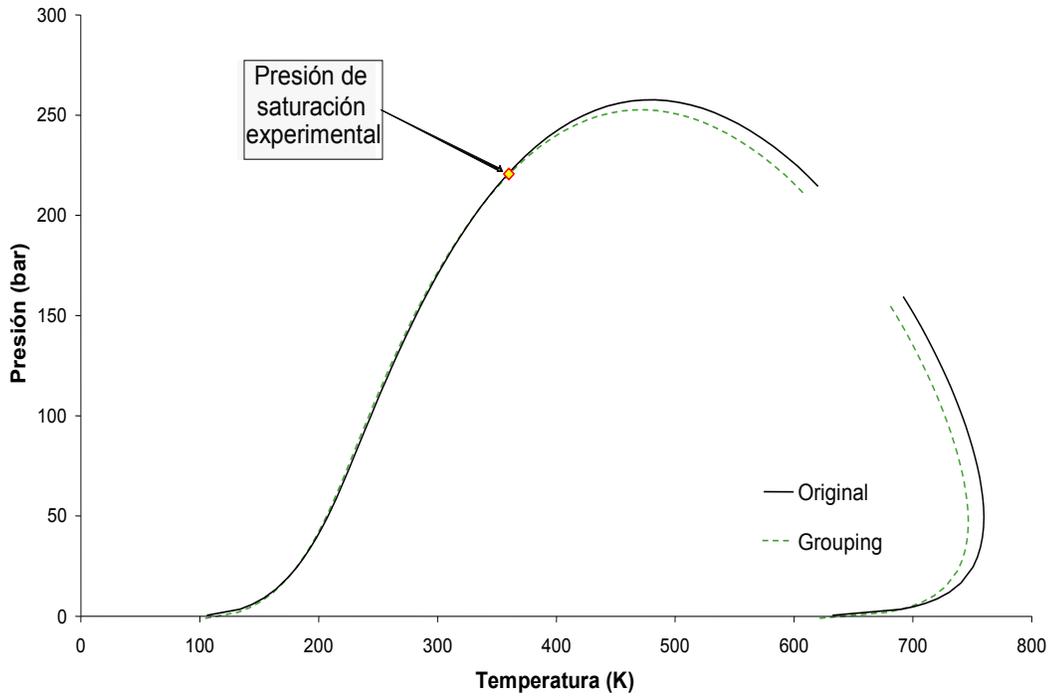


Fig. 6.3. Envolvente de fase P-T (Línea sólida: envolvente con 15 componentes; línea Punteada: agrupamiento con 8 pseudocomponentes).

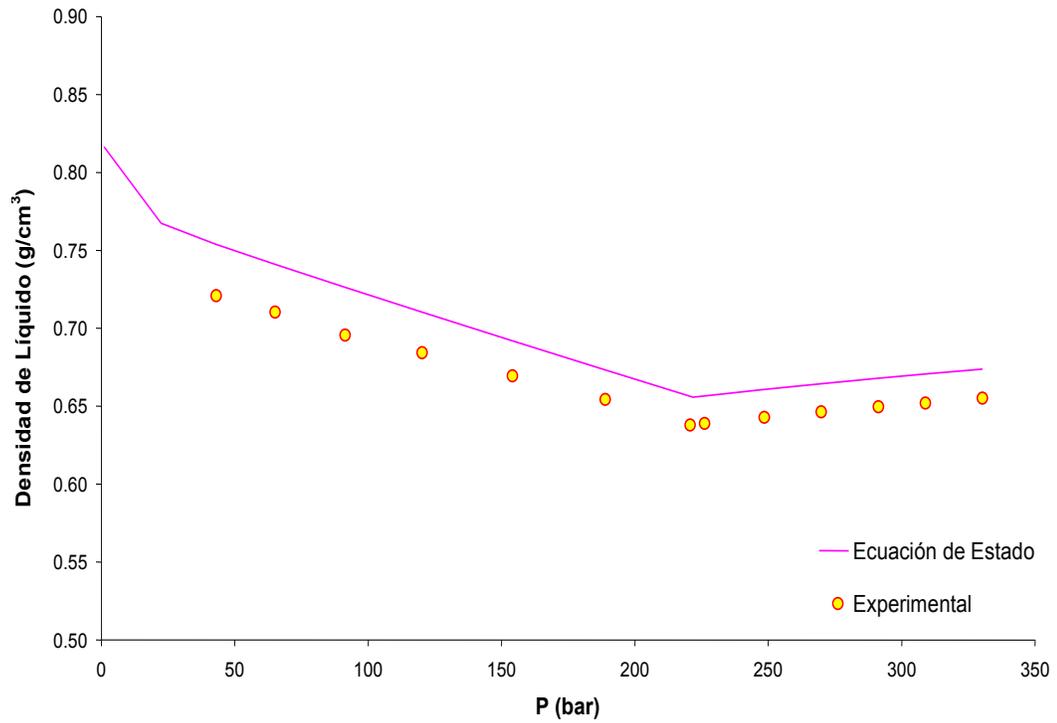


Fig. 6.4. Densidad de líquido vs. Presión del experimento DLE.

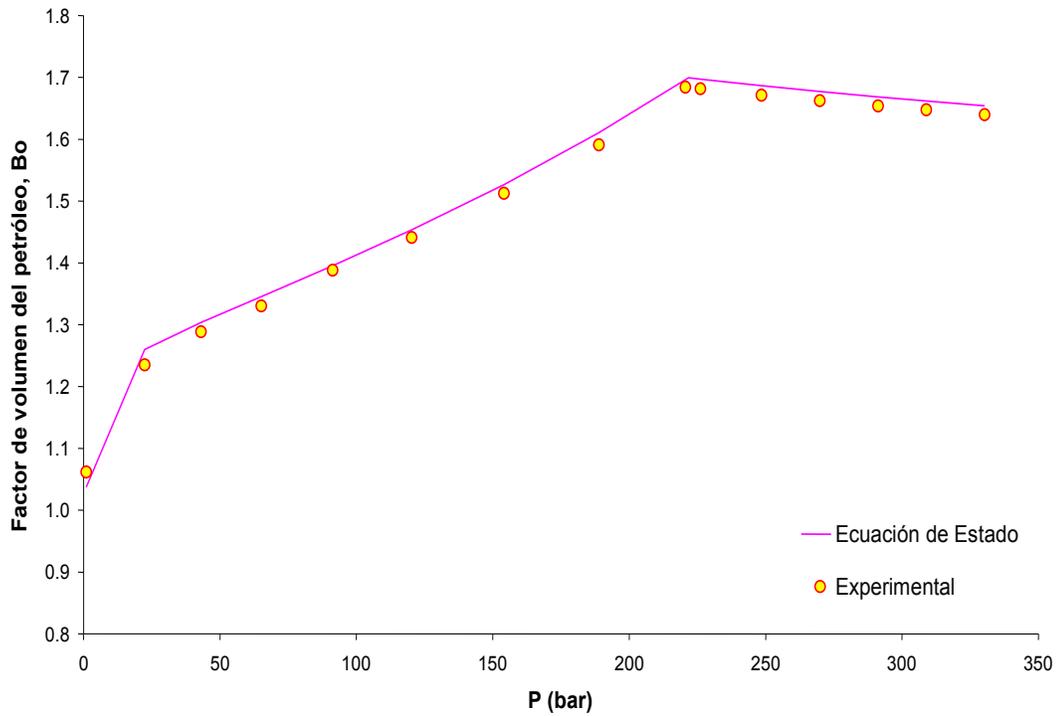


Fig. 6.5. Factor de volumen del petróleo vs. Presión del experimento DLE.

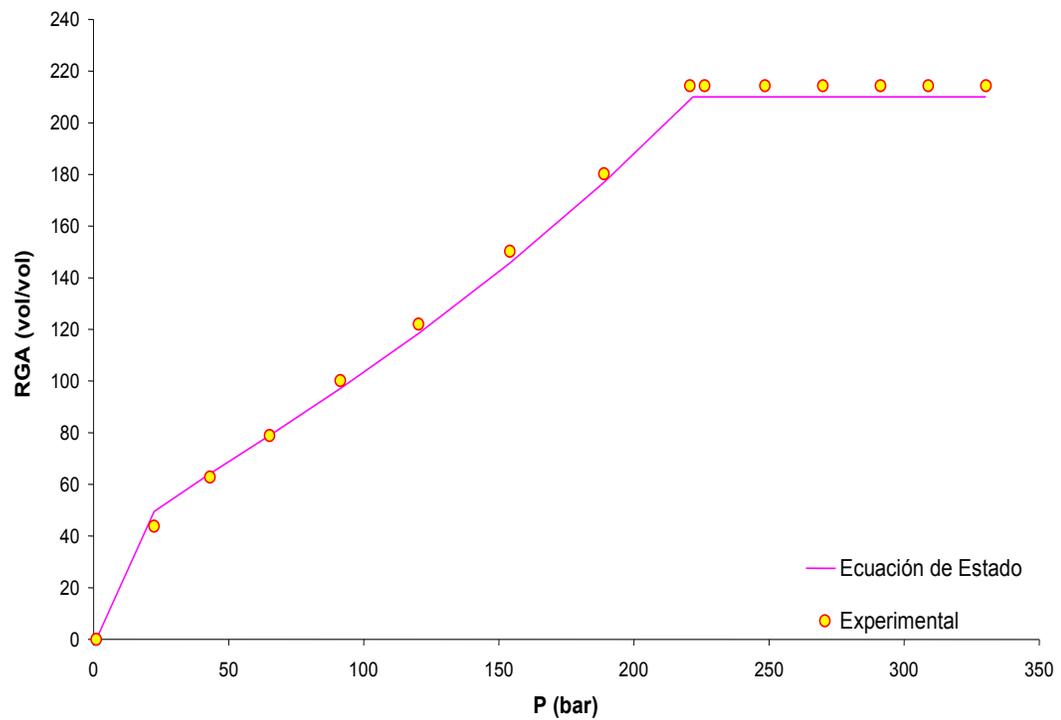


Fig. 6.6. Relación gas-petróleo vs. Presión del experimento DLE.

Los resultados obtenidos con el agrupamiento a 8 pseudo componentes para el fluido del pozo Ogarrio 817_S, son los siguientes:

- Presión de Saturación:

Experimental: 220.69 [bar] = 225.04 [kg/cm²]

Calculada: 216.98 [bar] = 221.26 [kg/cm²]

- Densidad de líquido a Temperatura de yacimiento y Presión de saturación:

Experimental: 0.6379 [g/cm³]

Calculada: 0.6557 [g/cm³]

- Relación Gas/Petróleo, **RGA**:

Experimental: 214.30 [m³/m³]

Calculada: 211.33 [m³/m³]

- Factor de volumen del petróleo, **B_o**:

Experimental: 1.6841 [m³/m³]

Calculada: 1.6996 [m³/m³]

6.2.2. Ajuste del Fluido a Datos de Campo

Los datos de laboratorio del PVT convencional del fluido del pozo 817_S del Campo Ogarrio no representan en su totalidad los datos de producción del Campo Ogarrio Bloque A, sin embargo la caracterización y ajuste a una **EDE** si se puede utilizar para fluidos similares de otras arenas. Una posible causa por la que esto sucede se debe a que las pozos se encuentran abiertos a múltiples intervalos y la producción para una determinada arena se tienen que ponderar por su índice de hidrocarburos (**IH**), lo que produce incertidumbre en los resultados, o bien el tener ajustada una **EDE** para el yacimiento, en muchas ocasiones, no implica que prediga correctamente el comportamiento de los fluidos en la superficie por lo cual es necesario ajustar la **EDE** con diferentes valores en los parámetros.

Para esto, una de las maneras en que se puede saber si está ajustada para el yacimiento funciona también para la superficie, es comparando el proceso flash o de separadores realizado en el laboratorio con el ejecutado en el simulador por medio de la **EDE**. Si los resultados de **RGA** son muy parecidos, se puede concluir que la **EDE** sirve tanto para el yacimiento como para la superficie (Los trabajos presentados por Coats, 1986) discuten el ajuste de la **EDE**, tanto para el yacimiento como para la superficie).

Datos de estudios de separadores en dos etapas obtenidos en el laboratorio, la Fig. 6.7 lo esquematiza, y comparado con los valores calculados con la **EDE** Peng-Robinson en el simulador del fluido sintético del pozo Ogarrío 817_S se muestra en la Fig. 6.8, en donde se observa cómo la **EDE** elegida también se ajusta muy bien a condiciones de superficie.

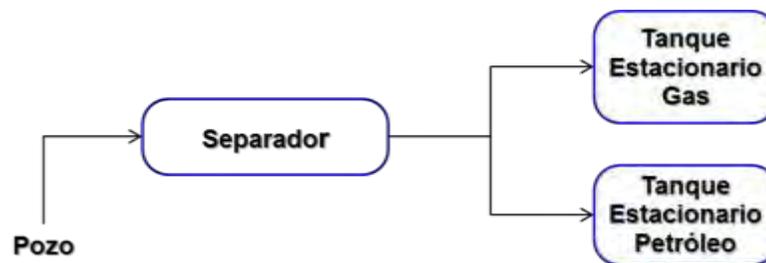


Fig. 6.7. Prueba de Separadores.

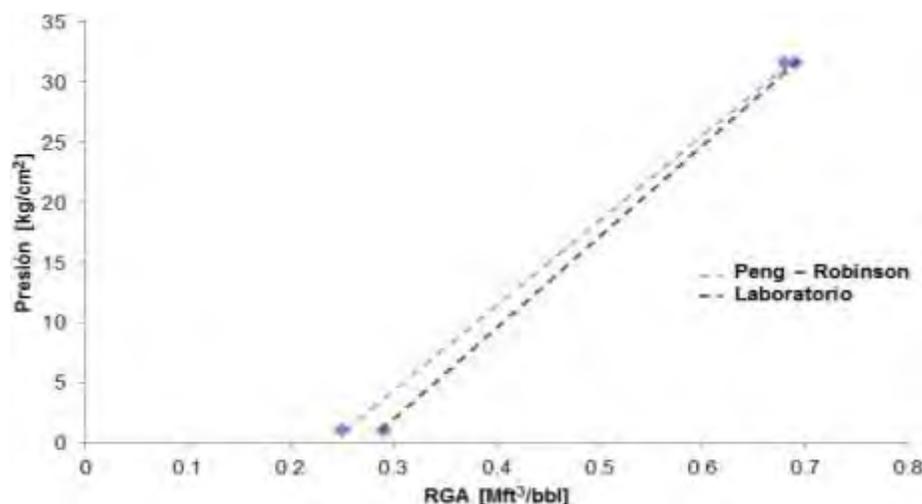


Fig. 6.8. Estudio de separadores en dos etapas.

6.3. Caracterización del Agua de Formación

Las propiedades del agua de formación, son afectadas por la temperatura, presión, y la cantidad de gas y sólidos disueltos. El agua invariablemente se encuentra asociada a los yacimientos, esta es comúnmente referida como agua; congénita, intersticial o simplemente como salmuera debido a su contenido en sales (altos en los yacimientos de la Cuenca Salina del Golfo), principalmente sales de Cloruro de Sodio (**NaCl**). Su presencia influye en la mojabilidad, a su vez afectan las permeabilidades relativas. Generalmente el agua de formación, tiene una mayor concentración de sólidos respecto al agua de mar, en esta Cuenca.

Frecuentemente en el laboratorio no se cuenta con el volumen suficiente de agua de formación, muestreada del pozo requerida para las pruebas experimentales, existen correlaciones que proporcionan valores cercanos a sus propiedades (viscosidad, solubilidad, factor de volumen, compresibilidad). Por ejemplo, la densidad del agua de formación, a las condiciones estándar, es una función de los sólidos totales disueltos, o bien la densidad, a condiciones de yacimiento, puede aproximarse dividiendo la densidad del agua a condiciones estándar entre el factor de volumen del agua de formación.

Para el agua de formación del modelo dinámico del Campo Ogarrio, Bloque A se utilizaron las siguientes correlaciones para las diferentes propiedades:

6.3.1. Solubilidad del Gas en el Agua

Para determinar la solubilidad del gas en el agua (R_{sw}) se utilizó la correlación de **McCain (1990)**:

$$\frac{R_{sw}}{R_{swp}} = 10^{(-0.0840655 \times S \times T^{-0.285854})} \left[\frac{ft^3}{bb} \right], \quad (6.15)$$

$$R_{swp} = A + BP + CP^2. \quad (6.16)$$

Donde:

$$A = 8.15839 - 6.12265 \times 10^{-2}T + 1.91663 \times 10^{-4}T^2 - 2.1654 \times 10^{-7} T^3$$

$$B = 1.01021 \times 10^{-2} - 7.44241 \times 10^{-5}T + 3.05553 \times 10^{-7} T^2 - 2.94883 \times 10^{-10} T^3$$

$$C = -10^{-7}(9.02505 - 0.130237 T + 8.53425 \times 10^{-4} T^2 - 2.34122 \times 10^{-6}T^3 + 2.37049 \times 10^{-9}T^4)$$

S = salinidad en % en peso de sólidos

T = Temperatura, °F

R_{swp} = solubilidad del gas en el agua pura, ft^3/bbl

R_{swp} = solubilidad del gas en el agua

La ecuación 6.15, la tiene una precisión del 3%, y fue desarrollada para el rango de datos:

$$0 < s(\%) < 30,$$

$$70 < T(^{\circ}F) < 250.$$

La correlación de la ecuación 6.16, maneja un error del 5% y fue desarrollada para el rango de datos:

$$1000 < p(\text{psia}) < 10,000,$$

$$100 < T(^{\circ}F) < 340.$$

6.3.2. Viscosidad del Agua

La viscosidad del agua (μ_w) es función de la presión, la temperatura y la salinidad, (μ_w aumenta al disminuir la temperatura y μ_w aumenta al aumentar la presión y la salinidad). La presión por debajo de los 70 °F causa una reducción de μ_w , y concentraciones altas de sales (por ejemplo, **KCl**) reducen μ_w . El efecto de los gases disueltos causa una pequeña reducción en μ_w **McCain (1990)**, desarrolló la siguiente correlación para la μ_w a presión atmosférica y temperatura del yacimiento:

$$\mu_{wl} = AT^B [cP], \quad (6.17)$$

Donde:

$$A = 109.574 - 8.40564 S + 0.313314 T^2 + 8.72213 \times 10^{-3} S^3$$

$$B = -1.12166 + 2.63951 \times 10^{-2} S - 6.79461 \times 10^{-4} S^2 - 5.47119 \times 10^{-5} S^3 + 1.55586 \times 10^{-6} S^4$$

S = salinidad en % en peso de sólidos

T = Temperatura, °F

Esta correlación se desarrolló para el rango de datos:

$$100 < T(^{\circ}\text{F}) < 400,$$

$$0 < S(\%) < 26.$$

μ_w a la presión del yacimiento se puede estimar con la correlación de **McCain (1990)**:

$$\frac{\mu_w}{\mu_{wl}} = 0.9994 + 4.0295 \times 10^{-5} P + 3.1062 \times 10^{-9} P^2 [cP], \quad (6.18)$$

La correlación ofrece una precisión de 4% para $P > 10,000$ psia y de 7% para $10,000 \leq P \leq 15,000$ psia, con respecto a los datos en la literatura. Esta correlación fue desarrollada para el rango de temperatura:

$$86 < T(^{\circ}\text{F}) < 167.$$

El intervalo de temperatura de esta correlación es limitada. El valor obtenido de $\mu_w=0.67$ cp empleando la ecuación (6.18), para el Campo Ogarrio utilizando $p=4,452$ psi.

6.3.3. Factor de Volumen del Agua

Para determinar el factor de volumen del agua (B_w) se utilizó la correlación de **McCain (1990)**:

$$B_w = (1 + \Delta V_{wt})(1 + \Delta V_{wp}) \left[\frac{bbl@yacimiento}{bbl@estandar} \right], \quad (6.19)$$

Donde:

$$\Delta V_{wt} = -1.00010 \times 10^{-2} + 1.33391 \times 10^{-4} T + 5.50654 \times 10^{-7} T^2$$

$$\Delta V_{wp} = -1.95301 \times 10^{-9} PT - 1.72834 \times 10^{-13} P^2 T - 3.58922 \times 10^{-7} P - 2.25341 \times 10^{-10} P^2$$

$T = \text{Temperatura}, ^\circ\text{F}$
 $P = \text{presión}, \text{psia}$

El valor obtenido de $B_w=1.036$, empleando la ecuación (6.19), para la arena **E-180** del Campo Ogarrio, Bloque A utilizando $p_i=4,452$ psi (313 kg/cm²), y $T=189^\circ\text{F}$ (87.22°C).

La correlación tiene una precisión de 2%, aunque no toma en cuenta la salinidad del yacimiento de forma explícita, pero McCain señaló que las variaciones en la salinidad causan errores mínimos de compensación en los términos ΔV_{wt} y ΔV_{wp} , ocasionando que la precisión disminuya.

6.3.4. Compresibilidad del Agua

Osif (1984) desarrolló una correlación para la compresibilidad isotérmica del agua (c_w), para $p \geq p_b$ La ecuación es:

$$c_w = \frac{1}{[7.033p + 541.5C_{NaCl} - 537.0T + 403,300]} \left[\frac{1}{\text{psi}} \right] \quad (6.20)$$

Donde:

$$C_{NaCl} = \text{Salinidad, gr de NaCl/Lt}$$

$$T = \text{Temperatura, } ^\circ\text{F}$$

La correlación fue desarrollada para el rango de datos:

$$1000 < p(\text{psig}) < 20,000,$$

$$200 < T(^{\circ}\text{F}) < 270,$$

$$0 < C_{NaCl}(\text{gr de NaCl/Lt}) < 200.$$

c_w es afectada por la presencia de gas libre. Por lo tanto, **McCain (1990)**, propuso la siguiente expresión estimarla para $p \leq p_b$:

$$c_w = \frac{1}{[7.033p + 541.5C_{NaCl} - 537.0T + 403,300]} + \frac{B_g}{B_w} + B + 2Cp. \quad (6.21)$$

El valor obtenido de c_w , empleando la Ecuación 6.21, para el Campo Ogarrio utilizando $P=4,452$ psi, y $T=189^\circ\text{F}$ es:

$$c_w = 2.96004 \times 10^{-6} \left[\frac{1}{\text{psi}} \right].$$

Para esta correlación, se utilizó B_g con una densidad (γ_g) de 0.63, esta densidad de gas se basa en la suposición de que el gas disuelto en el agua será principalmente C_1 ($\gamma_g = 0.554$) con algo de C_3 ($\gamma_g = 1.04$).

En algunos casos que no se puede determinar c_w , por falta de algún dato, se puede emplear el valor de 3×10^{-6} [1/psi], como una buena aproximación.

6.4. Caracterización de las Propiedades Roca – Fluido

La caracterización de las propiedades roca-fluido ayuda a entender la interacción entre roca y el fluido en el modelo de simulación, usando una variedad de parámetros físicos que incluyen porosidad, permeabilidad, saturación y distribución de fluidos, curvas de permeabilidad relativa, presión capilar (para las diferentes fases), entre otros, algunos se especifican para cada celda, otros para una determinada región o sector, o bien para todo un modelo, en adición a los datos referidos a geometría y límites tales como: fallas, comportamiento de la presión, etc. La información obtenida viene de diversas fuentes, núcleos, estudios geológicos del área, registros de pozo, Sísmica 3D, analogía de yacimientos y correlaciones. Para disponer en el modelo dinámico se utilizaron datos de las fuentes que se mencionan en la Tabla 6.4.

Tabla 6.4. Información y fuentes de adquisición de datos para la sección de interacción roca-fluido del modelo dinámico del Campo Ogarrio, Bloque A.

Información Requerida	Fuente
Presión capilar agua-petróleo.	Núcleos del pozo Ogarrio 1247
Presión capilar gas-petróleo.	-----
Permeabilidad relativa petróleo-gas.	Correlación de Corey, (1954)
Permeabilidad relativa petróleo- agua.	Núcleos del pozo Ogarrio 1247

Las curvas de presión capilar (p_c) y de permeabilidad relativa (k_r) son importantes para describir y simular el movimiento de fluidos en el yacimiento, su forma depende de características microscópicas de la roca-fluidos tales como: tamaño de poros, distribución de poros, mojabilidad, saturación.

Estas curvas se obtienen de análisis de laboratorio de núcleos, que “intentan” replicar las condiciones de yacimiento, cuando son representativas, arrojan información que permite:

- Cálculo del Fr y los factores que lo afectan
- Identificar unidades de flujo hidráulico.
- Estimar petróleo original.

6.4.1. Curvas de Permeabilidad Relativa

Se entiende por permeabilidad relativa el cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta; es decir la permeabilidad efectiva del mismo fluido a una saturación de 100%. Así, se tiene que:

$$k_{ro} = \frac{K_o}{K}; \quad (6.22)$$

$$k_{rw} = \frac{K_w}{K}; \quad (6.23)$$

$$k_{rg} = \frac{K_g}{K}. \quad (6.24)$$

Donde la k_{ro} , k_{rw} , k_{rg} son las permeabilidades relativas al petróleo, agua y gas respectivamente. Las permeabilidades relativas se determinan por lo general para sistemas bifásicos agua – petróleo y gas – petróleo, con agua Intersticial inmóvil, representándose gráficamente un par de curvas de permeabilidades relativas de las fases mojante y no-mojante vs. Saturación de la fase mojante, es decir, curvas de k_{ro} y k_{rw} vs s_w , k_{ro} y k_{rg} vs. s_o ó s_L (donde $s_L = s_o + s_{wc}$).

La **permeabilidad relativa** (k_{ro} , k_{rw} , k_{rg}) es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa se obtiene en el laboratorio (experimentales), pero su forma incorpora los parámetros de flujo de fluidos dentro del yacimiento y dependen de variables tales como:

- Geometría del sistema poroso.
- Mineral de la roca.
- Permeabilidad absoluta y porosidad.
- Mojabilidad de la roca.
- Viscosidad del fluido.
- Tensión interferencial.
- Tasas de desplazamiento.
- Presión.
- Presencia de fases inmóviles.

La permeabilidad relativa es función de los sistemas de dos o más fluidos y el medio poroso, se emplea para describir cuantitativamente el flujo simultáneo de las fases a través de un medio poroso. Depende de los niveles de saturación, porque el flujo de un fluido se ve obstaculizado y reducido, por la presencia de uno o más fluidos. Las k_r reportadas por el laboratorio pueden ser relativas a (base):

- Permeabilidad absoluta al aire
- Permeabilidad absoluta al agua (Klinkenberg)
- Permeabilidad del petróleo @ saturación de agua crítica, s_{wc} (comúnmente usada)

Es preciso que las curvas introducidas al simulador sean consistentes con la k absoluta introducida en los mapas (véase Modelo Estático).

Factores a considerar en las curvas de permeabilidades relativas:

- Las saturaciones residuales son mayores que cero (usualmente $s_{or} > s_{wirr}$)
- Las curvas son monotónicas y no-lineales.
- La fase no-mojante exhibe una curva-S, mientras que la mojante es una curva cóncava
- La k_r máxima de la fase mojante (ejemplo k_{rw}) menor que la k_r máxima de la fase no mojante (ejemplo k_{ro}).
- Las curvas obtenidas son afectadas por la histéresis (usualmente la fase no mojante es la más afectada), donde puede ocurrir dos fenómenos:
 - Drene: petróleo desplazando agua, mecanismos de gas en solución, capa de gas, inyección de gas
 - Imbibición: avance del acuífero, inyección de agua
- Para sistemas agua - petróleo el agua es mojante (normalmente), en sistemas petróleo-gas, el petróleo es la fase mojante.

Existen diversos tipos de k_r , los cuales dependen de su aplicación, por ejemplo:

- k_r agua/petróleo: modelar el avance del acuífero, conificación del agua al pozo, para la inyección de agua como mantenimiento de presión y para procesos de **RM** y/o secundaria (banco de petróleo desplazado por agua)
- k_r gas/petróleo: para modelar la expansión de la capa de gas, el gas en solución, la conificación de gas, modelar el efecto del petróleo en la capa de gas (declinación) y para **RM** y/o secundaria mediante inyección gas.
- k_r agua/gas: calcular y determinar la saturación de gas atrapado, posterior a inyección de agua, simulación de inyección alternada de agua y gas (**WAG**) considerando histéresis.
- k_r de 3-fases: simular procesos de **RM** y/o secundaria, por ejemplo inyección de agua en yacimientos debajo p_b , flujo trifásico.

Las curvas de permeabilidades relativas se pueden obtener de diferentes formas:

1. Procesos de flujo continuo (prueba de laboratorio)
2. Procesos de desplazamiento o de flujo no continuo (prueba de laboratorio)
3. Métodos utilizando datos de presión capilar
4. Utilizando datos de campo y/o correlaciones empíricas.

Considerando que la permeabilidad relativa es un importante factor para determinar el comportamiento del yacimiento, se requiere de una exacta determinación, a fin de poder lograr una buena predicción y optimización. Existe una serie de correlaciones que nos permiten disponer de datos para llevar a cabo las estimaciones, pero es necesario disponer de medidas experimentales y la correcta aplicación de los procesos de ajuste de la historia para lograr mejores resultados en las estimaciones.

Para el caso de la permeabilidad relativa gas-petróleo se utilizó la correlación de **Corey (1954)**, esta correlación requiere de limitados datos de entrada (S_{wc} , S_{orw} , S_{org} , S_{gc}). Relaciona la permeabilidad relativa del petróleo y el gas en función de la saturación de líquido basándose en numerosas mediciones del flujo de petróleo y gas en núcleos, cuya validez se limita al depósito de materiales que no tengan grandes cantidades de material cementante, estratificación marcada o canales de gran solución.

Las ecuaciones de **Corey (1954)** sirven para calcular la permeabilidad relativa de yacimientos sujetos a procesos de drene o a una inyección de gas. Este método de cálculo se basa en los conceptos de presión capilar y en realidad en ciertos casos, es aproximadamente una función lineal de la saturación efectiva sobre un rango considerable de saturaciones. En base a esta observación y a la respectiva naturaleza de la función tortuosidad-saturación, se derivaron las siguientes expresiones:

$$k_{rg} = \left[1 - \frac{s_o}{1-s_{gc}-s_{wi}} \right]^2 \left[1 - \frac{s_o}{1-s_{wi}} \right]^2, \quad (6.25)$$

$$k_{ro} = k_{ro}(s_{gmin}) \left[\frac{s_w - s_{wi} - s_{org}}{1 - s_{wi} - s_{org}} \right]^{C_o} \quad (6.26)$$

Datos de entrada utilizados para la Correlación de Corey aplicada al Campo Ogarrio, $s_{wc} = 20\%$, $s_{gc} = 32\%$.

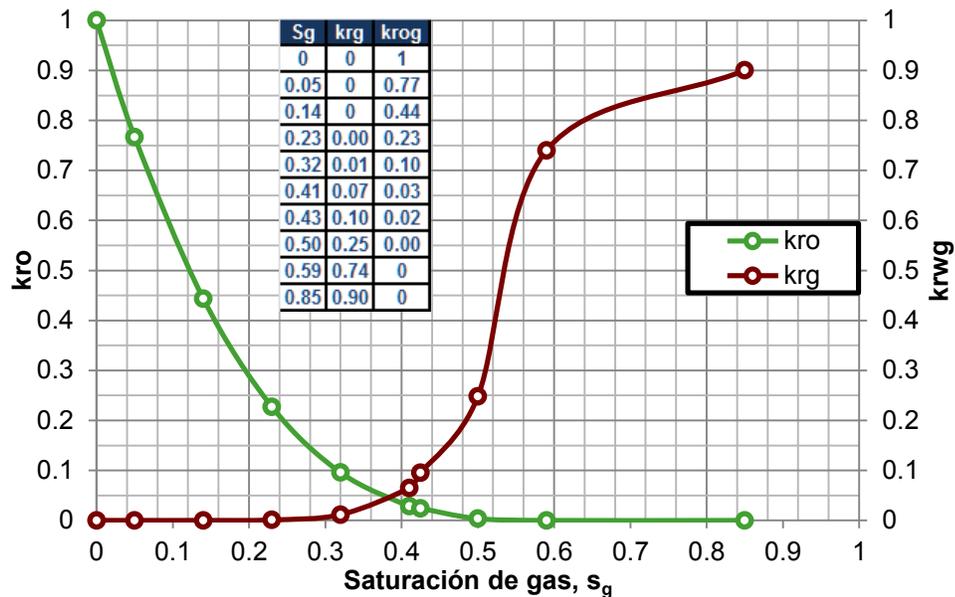


Fig. 6.9. Datos de saturación de agua y permeabilidades relativas gas-petróleo de la ecuación de Corey graficados.

La Fig. 6.9 ilustra los resultados de aplicar la ecuación de permeabilidad relativa gas-petróleo, la cual sirve a menudo para prueba, extrapolación, y para suavizar datos experimentales. Es también una expresión conveniente que puede ser usada en la simulación por medio de programas adecuados del comportamiento de yacimientos.

La permeabilidad relativa agua-petróleo se obtuvo del reporte de núcleos del pozo Ogarrio 1247, la cual fue escaneada y representada en forma de grafica para así reproducir el mismo comportamiento, el resultado se ilustra en la Fig. 6.10.

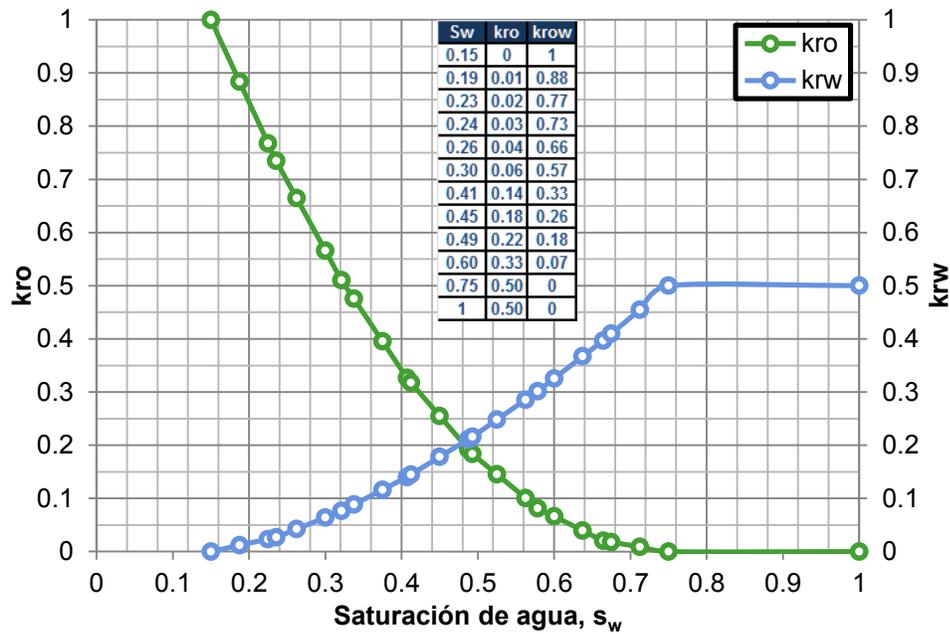


Fig. 6.10. Permeabilidades relativas agua-petróleo generadas a partir de la gráfica del reporte de núcleo del pozo Ogarrío 1247.

En la literatura se encuentra diferentes aproximaciones (**Gates y Lietz, 1950; Torcaso y Wyllie, 1958; Pirson, 1958; Rose, 1949; Wyllie y Gardner, 1958; Thomas, 1992**) de los modelos matemáticos usados en la Industria Petrolera para la obtención de permeabilidades relativas, tanto para la fase mojante como para la fase no-mojante, en sistemas de imbibición y drene, los cuales pueden ser aplicados de acuerdo al sistema existente en el yacimiento.

Se escogió la correlación de Corey (1954), porque es la que presenta los mejores resultados para yacimientos como Ogarrío, además las ecuaciones de Corey han sido utilizadas en la Industria petrolera, por la simplicidad de su uso.

6.4.2. Curvas de Presión Capilar

El yacimiento contiene tres fases (petróleo, agua y gas) y las fuerzas que mantienen a estos fluidos en equilibrio (entre sí y con la roca) son expresiones de fuerzas capilares. por ejemplo, durante el proceso de inyección de agua, pueden actuar junto con las fuerzas de fricción para alterar el flujo de petróleo. Es por la tanto importante entender la naturaleza de las fuerzas capilares.

Existen varios métodos experimentales para obtener los datos necesarios para construir las curvas de presión capilar vs saturación de la fase mojante, estos métodos son:

1. Método de Inyección de **Hg**
2. Método de Membrana Porosa
3. Método Dinámico
4. Método de Centrifugación

Dentro de las aplicaciones de la presión capilar se encuentran:

1. Inicialización de fluidos / cálculo del volumen original
2. Impacto en reservas recuperables
3. Identificación de distribución de tamaño de poros
4. Identificación de tipos de roca
5. Determinación de la curva de permeabilidades relativas.

La presión capilar (p_c) es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles (por ejemplo agua y petróleo), esto es una consecuencia de la tensión interfacial que existe en dicha interfase.

Los fenómenos capilares, pueden observarse al colocar un tubo delgado (tubo capilar) en un recipiente con agua y ver como el agua sube por el tubo, hasta alcanzar el equilibrio, esta situación es similar a la que ocurre en un yacimiento, si se consideran los poros interconectados como tubos capilares de diferentes diámetros, distribuidos irregularmente a través del yacimiento y conteniendo tres fluidos inmiscibles: agua, petróleo y gas.

Si en un recipiente que contiene petróleo y agua, se introduce un tubo de vidrio de diámetro pequeño, el agua ascenderá en el tubo, a una altura h por encima su nivel en el recipiente, este ascenso se debe a las fuerzas de adhesión entre el tubo y los líquidos inmiscibles. La condición de equilibrio es este sistema, se logra cuando las

fuerzas que empujan el agua hacia arriba, sean iguales a las fuerzas que tienden a mantener los fluidos (petróleo y agua) en equilibrio hidrostático, la Fig. 6.11 muestra estos fenómenos que ocurren con la p_c .

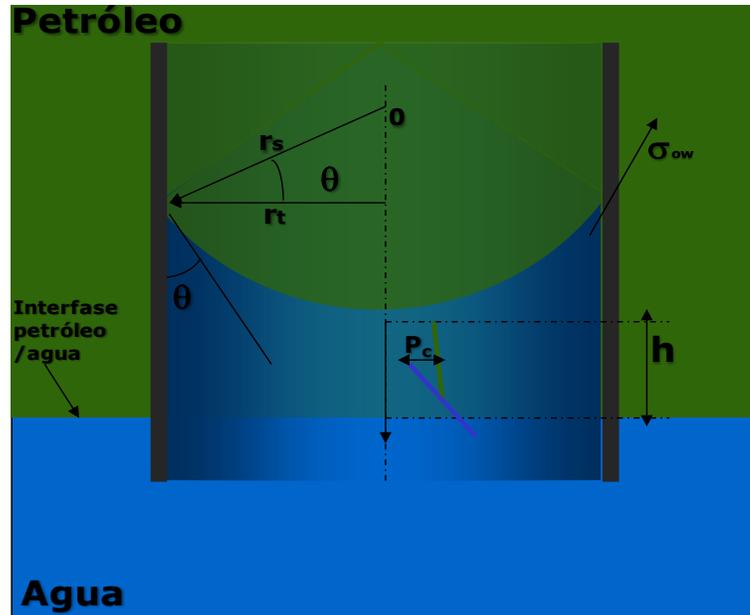


Fig. 6.11. Interfase petróleo/agua en un tubo capilar.

De acuerdo a la ecuación de Laplace, la diferencia de presión en la interfase entre dos fluidos inmiscible es:

$$p_c = p_1 - p_2 = \sigma \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]; \quad (6.27)$$

Por convención P_2 es la presión de la fase más densa, no necesariamente mojante, por lo que p_c puede ser negativa. Por lo tanto, para un sistema Agua-Petróleo es:

$$p_c = p_o - p_w = \sigma \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]; \quad (6.28)$$

Y para un sistema Gas-Petróleo es:

$$p_c = p_g - p_o = \sigma \left[\frac{1}{r_1} + \frac{1}{r_2} \right]. \quad (6.29)$$

La relación que existe en los dos radios se muestra en la Fig. 6.11,

$$\frac{r_t}{r_s} = \cos \theta, \quad (6.30)$$

$$\frac{1}{r_s} = \frac{\cos \theta}{r_t}. \quad (6.31)$$

Asignado a los radios r_1 y r_2 , como r_s , y sustituyendo la ecuación 6.9, en la ecuación 6.7, se obtiene:

$$p_c = \frac{2\sigma \cos \theta}{r_t}; \quad (6.32)$$

Donde:

p_c = Presión capilar

p_1 = Presión de la fase no-mojante

p_2 = Presión de la fase mojanante

σ = Tensión Interfacial (fluido-fluido)

r_1, r_2 = son los radios de curvatura de la interfase medidos en planos perpendiculares entre sí, en caso de no tener un tubo circular.

r_t = radio de curvatura de la interfase medido, en caso de tener un tubo circular.

r_s = componente del radio r_t en el eje.

θ = Ángulo de Contacto (fluido-medio)

6.4.2.1. Mojabilidad

A diferencia de la p_c que se logra como consecuencia de la interacción de dos fluidos en presencia de un sólido, el concepto de mojabilidad se refiere a la interacción de un sólido y un fluido (líquido o gas), la mojabilidad de las formaciones afecta la distribución de la saturación, las presiones capilares y la capacidad de producción de fluidos.

La mojabilidad es la capacidad de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido inmisible, tratando de ocupar la mayor área de contacto posible con dicho sólido, Esta tensión de adhesión ocurre cuando existe más de un fluido saturando el yacimiento, y es función de la tensión interfacial.

La mojabilidad de un núcleo afectará fuertemente su comportamiento de flujo de agua y su permeabilidad relativa, propiedades eléctricas, presión capilar, dispersión y simulación de los procesos de **RM**. Para que los resultados del análisis de un núcleo puedan predecir el comportamiento del yacimiento, la mojabilidad del núcleo debe de ser la misma que la del yacimiento.

La mojabilidad afectará la permeabilidad relativa debido a que es un factor principal en el control de la localización flujo y distribución de fluidos en un medio poroso. En un sistema de mojabilidad intermedia o neutra los caminos continuos mojados por petróleo en los poros mayores alterarán las curvas de permeabilidad relativa y permitirán al sistema ser llenado hasta una muy baja saturación de petróleo residual después de la inyección de volúmenes de agua.

La más confiable medición de la mojabilidad es aquella que se realiza en núcleos donde la mojabilidad del yacimiento ha sido preservada. Grandes errores pueden resultar cuando las mediciones se hacen sobre núcleos con mojabilidad alterada tales como núcleos sometidos a limpieza o núcleos contaminados con lodo de perforación.

Los métodos para medir la mojabilidad se pueden clasificar en cuantitativos y cualitativos.

1.- Los métodos cuantitativos son:

- Ángulo de contacto.
- Imbibición y desplazamiento forzado (Amott).
- Método de la USBM (United States Bureau of Mines).

2.- Los métodos cualitativos son:

- Gastos de imbibición.
- Examinación microscópica.
- Flotación.
- Vidrio pulido.

- Curvas de permeabilidad relativa.
- Relaciones permeabilidad/saturación.
- Curvas de presión capilar.
- Método de medición capilar.
- Presión de desplazamiento capilar.
- Registros de yacimiento.
- Resonancia magnética nuclear.
- Adsorción de tinta.

La mejor forma para determinar la mojabilidad es medir el ángulo de contacto (θ) en el laboratorio.

Cuando dos fluidos inmiscibles están en contacto, el ángulo formado por ellos se llama ángulo de contacto (θ). El método es también utilizado para determinar los efectos de la temperatura, presión y composición química de la salmuera sobre la mojabilidad.

El grado de mojabilidad está relacionado de la siguiente forma:

Gas < Petróleo < Agua

El ángulo de contacto es una medida indirecta de mojabilidad, para un sistema agua-petróleo el θ define el tipo de mojabilidad, como se muestra en la Fig. 6.12 las condiciones de mojabilidad con respecto al ángulo son:

- Mojante, $0 < \theta < 70$ a 80
- Intermedio o neutro, 70 a $80 < \theta < 100$ a 110
- No mojante, 100 a $110 < \theta < 180$

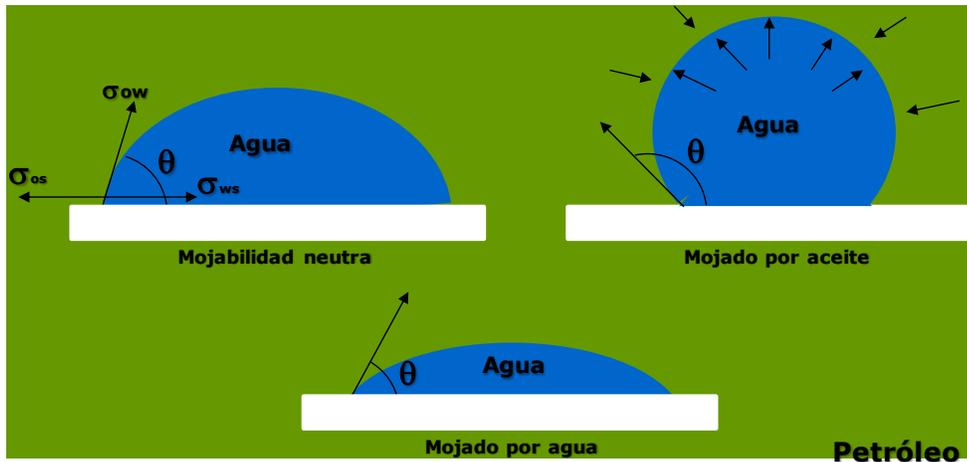


Fig. 6.12. Tipos de mojabilidad en un yacimiento, mojado por petróleo, mojado por agua y mojabilidad intermedia, la mojabilidad de un gas no existe, esto hace que el gas se localice en las zonas de mayor permeabilidad y porosidad.

6.4.2.2. Tensión Interfacial

Cuando fluidos inmiscibles se ponen en contacto con una superficie sólida, se genera una diferencia de fuerzas entre las fases a lo largo de las interfases, que se denomina tensión interfacial (σ), la cual se define como una fuerza por unidad de longitud, comúnmente expresada en unidades de dinas/cm. La σ , es el resultado de los efectos moleculares por los cuales se forma una interfase o superficie que separa dos líquidos.

En otras palabras, la tensión interfacial es la fuerza requerida para romper la superficie entre dos fluidos inmiscibles. El valor de la tensión interfacial entre petróleo y agua, a condiciones de yacimiento, σ_{ow} , típicamente oscila entre 20 y 30 dinas/cm (20 a 30 mN/m).

σ es una propiedad termodinámica fundamental de la interfase. Se define como la energía disponible para incrementar el área de la interfase en una unidad, es decir, la magnitud de la fuerza que controla la forma del líquido. La tensión interfacial entre el líquido y el aire, es la tensión superficial.

A medida que la tensión interfacial se hace más baja, las dos fases se aproximan más a la miscibilidad (el valor de σ entre dos fluidos miscibles es igual a cero) por lo que juega un papel importante en el flujo de fluidos en el medio poroso y en la recuperación de

petróleo o eficiencia de desplazamiento de procesos **RM**, ya que si este parámetro se hace despreciable, entonces existirá un único fluido saturando el medio, el cual no tendría restricción a fluir. Su efecto se observa en forma directa en la mojabilidad y en la presión capilar.

La ecuación de Young-Dupre, **Adam, (1941)**, relaciona el balance de fuerzas interfaciales entre un sólido y dos fluidos inmiscibles en contacto, en la Fig. 6.12 se esquematiza el caso de un sistema petróleo-agua-roca, dicha expresión tiene la siguiente forma:

$$\sum F = -\sigma_{os} + \sigma_{ow} \cos \theta + \sigma_{ws}, \quad (6.33)$$

Despejando el ángulo de contacto, se tiene:

$$\theta = \cos^{-1} \left[\frac{\sigma_{os} - \sigma_{ws}}{\sigma_{ow}} \right]; \quad (6.34)$$

Si se consideran las tensiones de adhesión son iguales, $\theta=90^\circ$. Se obtiene que:

$$\sigma_{os} - \sigma_{ow} = \sigma_{wo} \cos \theta \text{ que equivale a } \sigma_{or} - \sigma_{wr} = \sigma_{ow} \cos \theta. \quad (6.35)$$

Donde:

$\sigma_{os} = \sigma_{or}$ = Fuerza por unidad de longitud en la interfase petróleo/roca o tensión interfacial entre el petróleo y la superficie del sólido, dinas/cm.

σ_{wr} = Fuerza por unidad de longitud en la interfase agua/roca o tensión interfacial entre el agua y la superficie del sólido, dinas/cm.

σ_{ow} = Fuerza por unidad de longitud en la interfase petróleo/agua o tensión interfacial entre el agua y petróleo, dinas/cm.

θ = Ángulo de contacto en la interfase petróleo-agua-superficie sólida, puede variar entre 0 y 180°.

La fuerza de adhesión, ($\sigma_{or}, -\sigma_{wr}$) no puede medirse directamente. Sin embargo, los términos equivalentes σ_{or} y θ pueden determinarse en el laboratorio.

En el caso que el petróleo es absorbido por la superficie de la roca, este equilibrio interfacial se rompe. Cuando la tensión es positiva el sistema es mojado por agua y negativo si el sistema es mojado por petróleo, en los casos en que es neutralmente mojado la tensión se hace cercana a cero.

6.4.2.3. Conversión de la Presión Capilar

Muchos yacimientos no cuentan con datos de presión capilar. Una fuente de estos datos son las mediciones de laboratorio realizadas en muestras de núcleos.

Para usar las curvas de presión obtenidas en el laboratorio, es necesario convertirlas a condiciones de yacimiento, debido a que las mediciones de laboratorio se realizan en sistemas aire-salmuera o aire-mercurio (**Hg**); en estas mediciones, la muestra de núcleo limpia de los fluidos del yacimiento, se satura completamente con salmuera o Hg y el aire desplaza al agua de la roca. En consecuencia, los datos resultantes deben ser convertidos a condiciones de yacimiento, teniendo en cuenta la diferencia entre la tensión interfacial de laboratorio y los fluidos del yacimiento y la diferencia en los efectos mojabilidad de los fluidos.

Puesto que el **Hg** no moja las superficies de las rocas, se obtiene una curva tipo drene. La ventaja de utilizar la técnica de la inyección de **Hg** es que es posible usar muestras de roca de forma irregular, quizás recortes de la barrena o núcleos de pared. Los datos de la presión capilar aire-Hg reflejan la distribución de los fluidos en los sistemas de agua-petróleo únicamente en condiciones de marcada mojabilidad.

Los datos para la curva de presión capilar agua-petróleo se obtuvieron del reporte de núcleos del pozo Ogarrio 1247, la cual se realizó en el laboratorio para un sistema aire-**Hg**, el núcleo empleado en el laboratorio es representativo del sistema poroso del yacimiento, por lo tanto se puede convertir a condiciones de yacimiento mediante la relación:

$$p_{cR} = p_{cL} \frac{(\sigma \cos \theta)_R}{(\sigma \cos \theta)_L} \quad (6.36)$$

Empleando la Ecuación 6.36, y los datos de la Tabla 6.5, se obtuvo p_c a condiciones de yacimiento, para las condiciones de laboratorio se utilizaron los valores para el sistema Hg-aire, $\sigma = 480$ y $\theta = 140$, y a condiciones de yacimiento se utilizaron los datos $\sigma = 30^\circ$ y $\theta = 30^\circ$, del sistema petróleo-agua, obteniéndose los resultados mostrados en la Fig. 6.13.

Tabla 6.5. Valores Típicos de ángulo de contacto y tensión interfacial, Van, (1982).

Sistema	Ángulo de Contacto, θ (grados)	Tensión Interfacial, σ (dinas/cm)
Laboratorio		
Aire-Agua	0	72
Petróleo-Agua	30	48
Aire-Hg	140	480
Aire-Petróleo	0	24
Yacimiento		
Agua-Petróleo	30	30
Agua-Gas	0	50*

*estimado para una profundidad promedio de 5000 ft

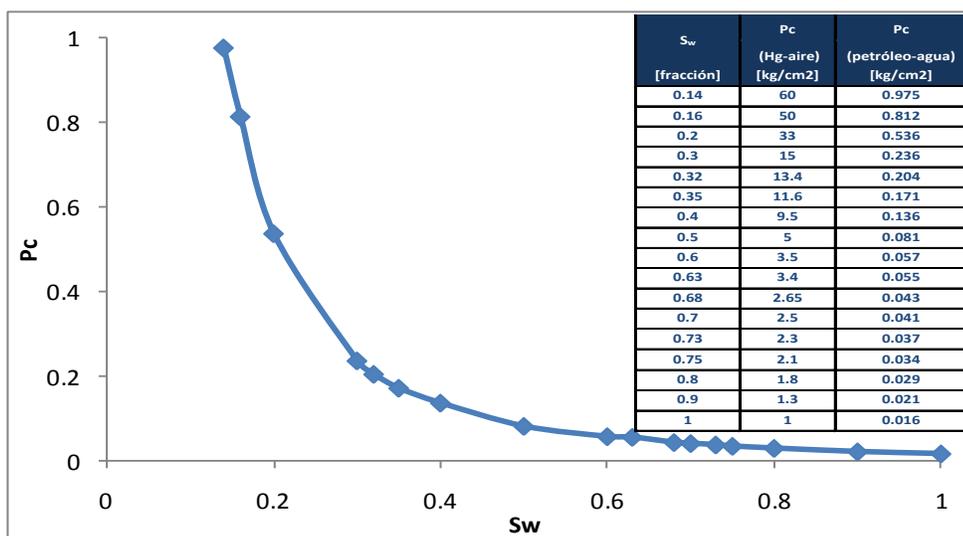


Fig. 6.13. Presiones capilares convertidas de condiciones de laboratorio a condiciones de yacimiento.

Brown (1951) demostró que los datos de p_c , realizados en laboratorio con inyección de Hg, si se utilizan apropiados valores de σ y θ , corresponden a los datos de p_c del sistema gas-petróleo. En el caso del Campo Ogarrío no se cuenta con datos de presión capilar gas-petróleo ni de algún campo análogo, por lo cual se tomó el valor de $p_c = 0$, suponiendo que no hay una fase de transición entre el gas y el petróleo.

6.4.3. Histéresis

Cuando un yacimiento es preferentemente mojado a una fase en especial y se experimenta un cambio en la historia de saturación (desde un proceso de drene hasta uno de imbibición), esta fase mojantera al encontrarse adherida a las paredes de los poros, ocasiona la acumulación dentro de los poros de la fase no mojantera en el centro de los mismos. A este fenómeno se le conoce como histéresis, Carlson, (1981).

La acumulación gradual dentro de los poros de la fase no mojantera, durante un proceso de imbibición, en sistemas fuertemente mojados por una fase, influye en las curvas de imbibición disminuyendo la permeabilidad relativa de la fase no mojantera hasta llegar a la saturación residual de la fase no mojantera, (s_{nwr}). La acumulación dentro de los poros de la fase no mojantera ocurre cuando ésta es adelantada por la fase mojantera durante un proceso de imbibición, dejándola como una fase discontinua e inmóvil. A mayor saturación de la fase no mojantera atrapada, mayor será la reducción de la k_r de la fase no mojantera durante el proceso de imbibición. Al contrario, la fase mojantera sufre un incremento de su k_r durante el proceso de imbibición, comparado con su respectiva curva de drene.

La tensión interfacial y la mojanteridad pueden proporcionar resultados diferentes cuando la interfase fluido-fluido está avanzando o retrocediendo sobre una superficie sólida, esto ocasionado porque la histéresis afecta el θ , ya que el ángulo de contacto es una función de la dirección del desplazamiento: el ángulo puede tener diferentes valores si el equilibrio es alcanzado por avanzar o retroceder sobre la superficie del contacto agua-petróleo. El ángulo de avance (θ_{adv}), es medido jalando la periferia de una gota sobre una superficie, mientras que el ángulo de contacto de retroceso (θ_{rec}), se mide empujando de regreso. La diferencia ($\theta_{adv} - \theta_{rec}$) es θ y puede ser mayor a 60° .

La heterogeneidad, la rugosidad y tortuosidad del medio poroso son factores que influyen en el fenómeno de histéresis, la cual se ve incrementada en la medida en que estos factores se incrementan en el medio poroso.

El efecto de cambio de saturación sobre las curvas de permeabilidades relativas, al igual que las de presión capilar, en un sistema agua-petróleo genera el fenómeno de histéresis que depende de la dirección del cambio de saturación, por lo que estas difieren de acuerdo al proceso de saturación, existiendo así, curvas de drene y curvas de imbibición, en referencia así la saturación de la fase mojante va disminuyendo o aumentando durante la obtención de las curvas.

Dependiendo de la dirección de cambio en la saturación, el movimiento de fluidos dentro del medio poroso se clasifica en mecanismos de imbibición o de drene: mecanismo de imbibición tiene lugar cuando la saturación de la fase mojante aumenta y la saturación de la fase no mojante disminuye. Por ejemplo, la Inyección de agua en un yacimiento fuertemente mojado por agua; mecanismo de drene tiene lugar cuando la saturación de la fase mojante disminuye y el aumento de saturación de la fase no mojante. Por ejemplo, la expansión de crudo durante la producción, la inyección de agua en un yacimiento mojado por crudo.

Experimentalmente se ha comprobado que la relación de p_c vs. s_w obtenida durante un proceso de “drene”, es diferente a la obtenida mediante un proceso de “imbibición”, como se esquematiza en la Fig. 6.14.

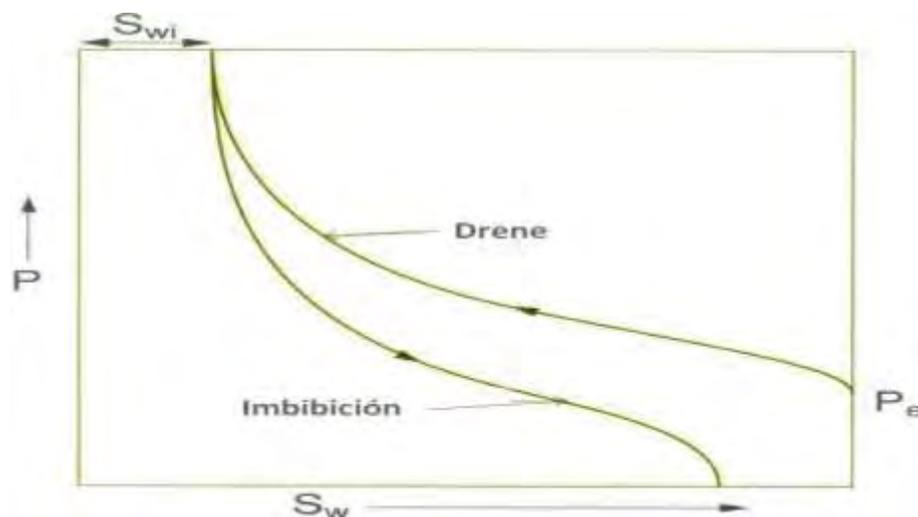


Fig. 6.14. Gráfica esquemática de medidas de p_c vs s_w . Las cuales dependen de la historia del proceso, a este efecto se conoce como histéresis.

Típicamente para el agua se hace el experimento de imbibición y para el gas se hacen experimentos de drene. Aunque la histéresis puede afectar el comportamiento de flujo de ambas fases, se ha observado que la histéresis es más significativa para la fase no-mojante que para la fase mojannte. En sistemas fuertemente mojados por una fase, la k_r , tiende a ser mayor en la dirección en que aumenta la saturación de dicha fase, que en la dirección en que ésta disminuye, la Fig. 6.15 se presenta, un ejemplo de curva típica de drene e imbibición de k_r , para un medio fuertemente mojado por agua.

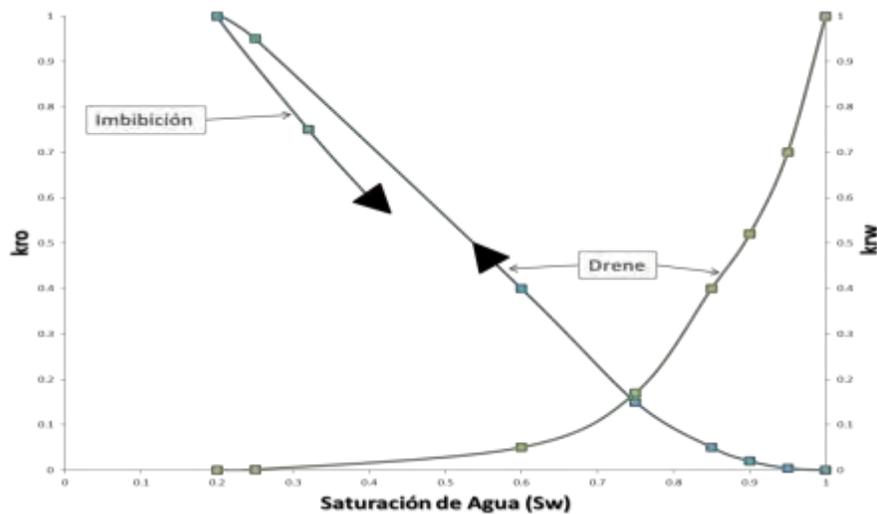


Fig. 6.15. Gráfica esquemática de las curvas de permeabilidad relativa (Imbibición y Dreine), para un medio fuertemente mojado por agua.

6.5. Inicialización

En esta etapa se integra el módulo geológico (estático) con el modelo de fluido en el simulador, con la finalidad de definir parámetros fundamentales antes de iniciar las corridas de simulación, tales como: volumen poroso, petróleo original en sitio (N), volumen de gas libre y disuelto en sitio (G), volumen de agua en sitio, presión y permeabilidades promedios del yacimiento entre otros. El proceso de inicialización consiste en la validación del modelo de yacimiento a través del cálculo de volúmenes originales de fluidos en sitio (N y G). El proceso de inicialización permite establecer la saturación inicial de fluidos y la distribución de la presión dentro del yacimiento, Bashbush, (2013):

1. **Verificación de los datos de entrada:** Normalmente, la corrida inicial de un modelo de simulación genera errores debido a inconsistencias en el formato de los datos de entrada, por ejemplo en las permeabilidades relativas y/o de la sección del **PVT**. Los problemas pueden ser: métricos, en las tablas de propiedades de fluidos, en las tablas de saturaciones, en las tablas de condiciones de equilibrio o con el acuífero. En caso de que efectivamente se encuentren errores deben ser corregidos y repetir la verificación preliminar hasta que se encuentre un código de datos sin errores.
2. **Revisión de las presiones iniciales de los fluidos:** Se debe verificar que la presión inicial a la profundidad de referencia coincida con el valor de presión medido. Si no es así, se deben verificar los valores de las tablas de equilibrio, las presiones capilares para cada region, propiedades de fluidos, elevaciones de la estructura y espesores de arena.
3. **Revisión de los datos de la sección PVT:** Durante el desarrollo del modelo de simulación, es de vital importancia verificar que la R_{si} reproduce satisfactoriamente los valores establecidos de la caracterización del fluido. Si hay diferencias significativas de los datos iniciales y la simulación se debe llevar a cabo una exhaustiva revisión de esta sección. Si no hay capa de gas presente en el yacimiento se pasa a la revisión de la dimensión del acuífero.
4. **Revisión del tamaño de la capa de gas:** La relación inicial entre la capa de gas y el volumen de petróleo en el yacimiento debe ajustarse al calculado por el método volumétrico y/o el balance de materia, sino es así, los parámetros que afectan las dimensiones de la capa de gas y las interpretaciones de los registros deben ser revisados. Una vez que el ajuste necesario se ha llevado a cabo la corrida de inicialización debe ser repetida y los valores de **N** y **G** nuevamente verificados. Este proceso se repite hasta que se logre una concordancia.
5. **Corrida preliminar de inicialización:** se lleva a cabo para detectar errores en el formato de los datos de entrada. Como resultado se obtiene la presión, la

distribución de saturaciones de fluidos, y los volúmenes de fluidos en sitio para los diferentes fluidos dentro del yacimiento.

6. **Revisión del volumen original (N):** Se debe verificar que el cálculo de N calculado con el modelo sea coherente con el obtenido mediante métodos volumétricos o balance de materia. Si el valor obtenido es muy alto o bajo, posiblemente sea debido a los siguientes factores:

- Alta o baja porosidad (errores en los mapas de propiedades del modelo estático).
- Contactos de fluidos mal localizados (gas-petróleo o agua-petróleo).
- Incluir o excluir celdas que pertenezcan o no al yacimiento.
- Altos o bajos valores en las curvas p_c y puntos extremos de las curvas k_r .
- Errores en los espesores de arena neta, obtenida de los registros.
- Compresibilidad de la roca

7. **Revisión de las dimensiones del acuífero:** La relación inicial entre el volumen de acuífero y el volumen del yacimiento, debe también coincidir con el calculado usando por el método volumétrico y/o balance de materia. Esta relación tiene un gran efecto sobre el nivel de energía del yacimiento. Para modificar las dimensiones del acuífero se deben tener en cuenta los siguientes parámetros: El número y tamaño de las celdas usadas para reproducir el acuífero, la porosidad, espesor de arena, y localización del contacto agua-petróleo. Las alteraciones de las dimensiones de la zona de transición agua-petróleo y sus distribuciones de saturación pueden ser prevenidas, si el tamaño de las celdas usadas para representar el acuífero se incrementa gradualmente. Una vez realizados los ajustes necesarios se deben realizar nuevas corridas hasta verificar la coincidencia en los valores de N y G .

El proceso de inicialización se divide en dos etapas básicas:

- La primera consiste en preparar y cargar todos los datos (no recurrentes) de entradas mínimos necesarios que requiere el simulador (definición del modelo, mallado de simulación, datos **PVT**, historia de producción y eventos por pozo).
- En la segunda parte se busca establecer el equilibrio de las propiedades roca-fluido del modelo, con el objeto de establecer las condiciones iniciales de la acumulación de los fluidos, para esto, se toma como punto de partida las propiedades de los fluidos y las presiones capilares y el nivel libre de agua para el cual la presión capilar es igual a cero ($p_c = 0$). Esta sección se da por culminada cuando se aceptan los valores de **N** y **G** calculados por el simulador y las condiciones de equilibrio inicial no varían con respecto a los datos de entrada; tomando como referencia los resultados obtenidos en la Fase de construcción del modelo estático/dinámico.

6.5.1. Malla de Simulación

En la construcción del modelo de simulación para el Campo Ogarrio se empleó una malla de simulación cartesiana de 111 x 83 x 83 celdas totales (modelo de la Arena **E-180**), del cual se utilizó solo un dominio, quedando en total 3645 celdas activas en el modelo del dominio C3 (las demás celdas se aislaron porque no influyen en esta área-dominio). La malla de simulación fue creada desde la malla del modelo geológico en la cual fue construida con las siguientes medidas 25m x 25m x 15m. La malla fue orientada en sentido de las facies como se muestra en la Fig. 6.16.

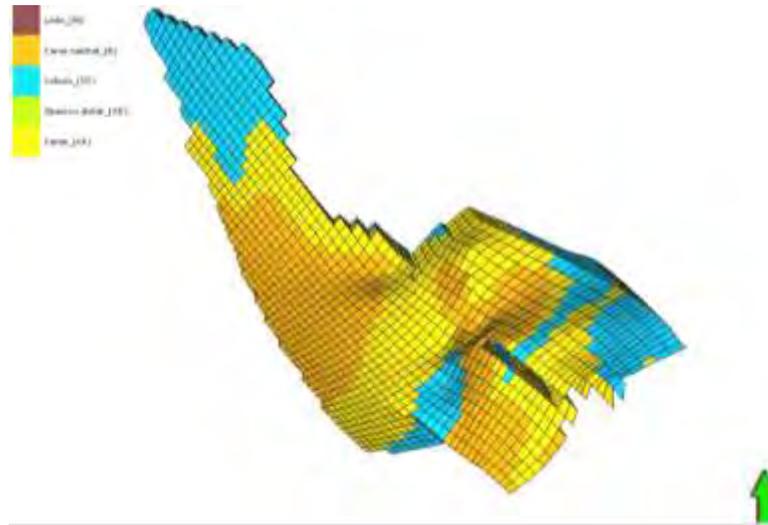


Fig. 6.16. Malla de Simulación del dominio C3 de la Arena E-180, Ogarrio.

Las secciones estructurales se utilizan para representar un perfil del subsuelo referenciado a una profundidad (profundidad media de disparos) o un marcador estratigráfico de gran extensión lateral, dichos marcadores representan generalmente eventos regionales.

El objetivo principal de las secciones estructurales es reconstruir la geometría de las arenas de interés y verificar la continuidad lateral y vertical de las mismas. Para ello se debe:

1. Identificar los estratos.
2. Definir los límites verticales y laterales del nivel o de los niveles estratigráficos.
3. Visualizar las variaciones cualitativas de los espesores.
4. Identificar la distribución de las facies, entre otros.

Las secciones estructurales deben ser ubicadas en toda la extensión del área de estudio de manera tal que resulten representativas, cubran la mayor parte posible del área en estudio y representen así los horizontes geológicos de interés, la comunicación o conexión entre pozos en un mismo yacimiento. Se logra observar en las Fig. 6.17 a 6.20 la continuidad lateral y vertical del dominio C3 de la Arena **E-180** en las diferentes direcciones geográficas.

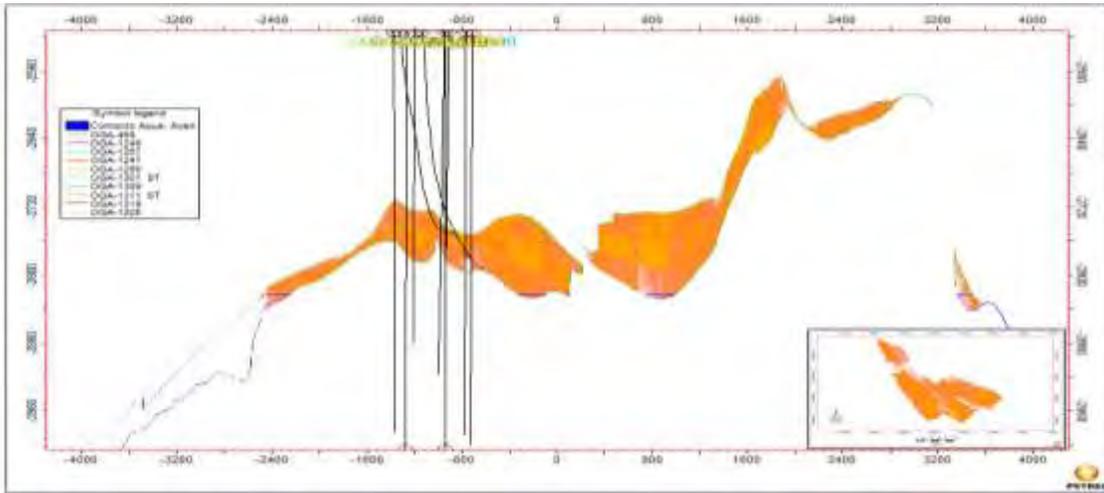


Fig. 6.17. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Norte-Sur.

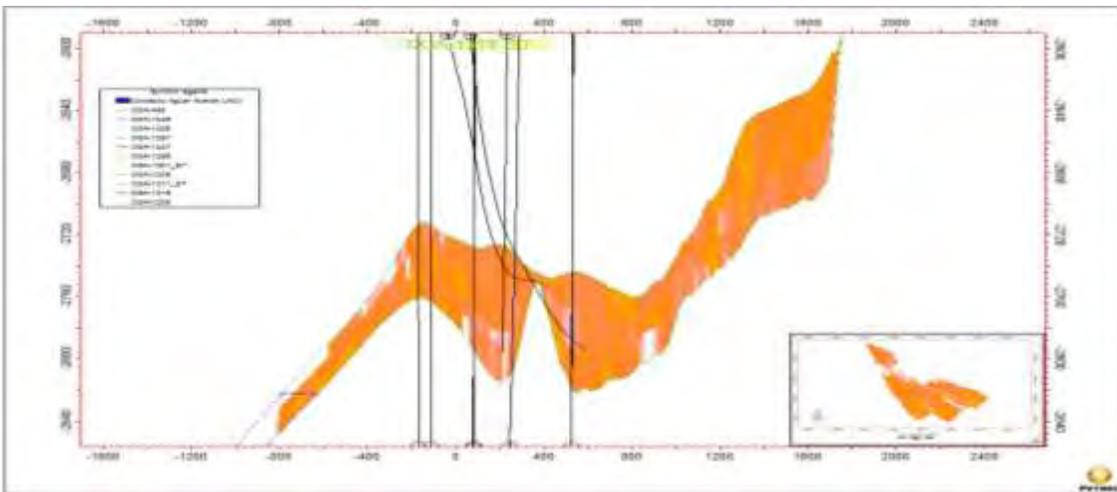


Fig. 6.18. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Noroeste-Sureste.

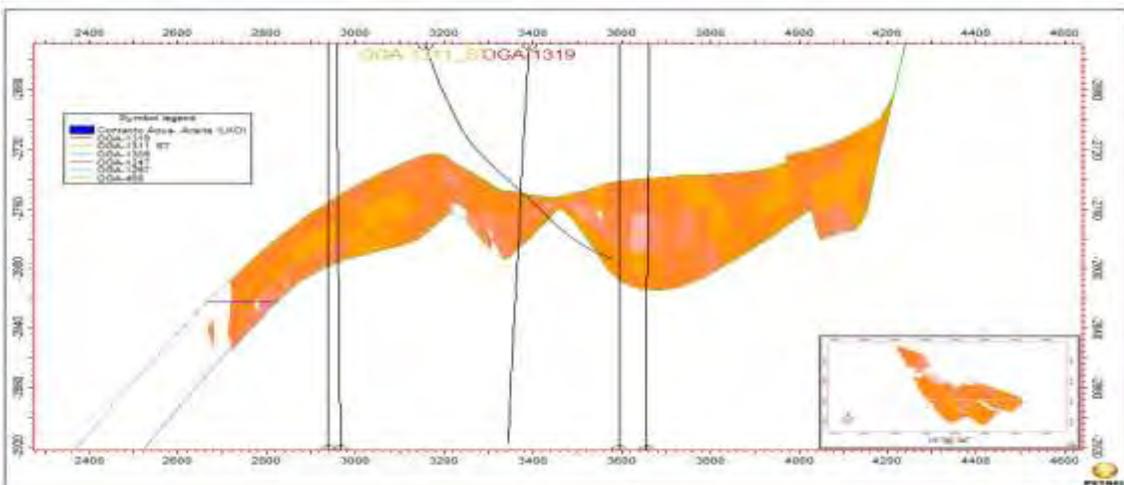


Fig. 6.19. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Oeste-Este.

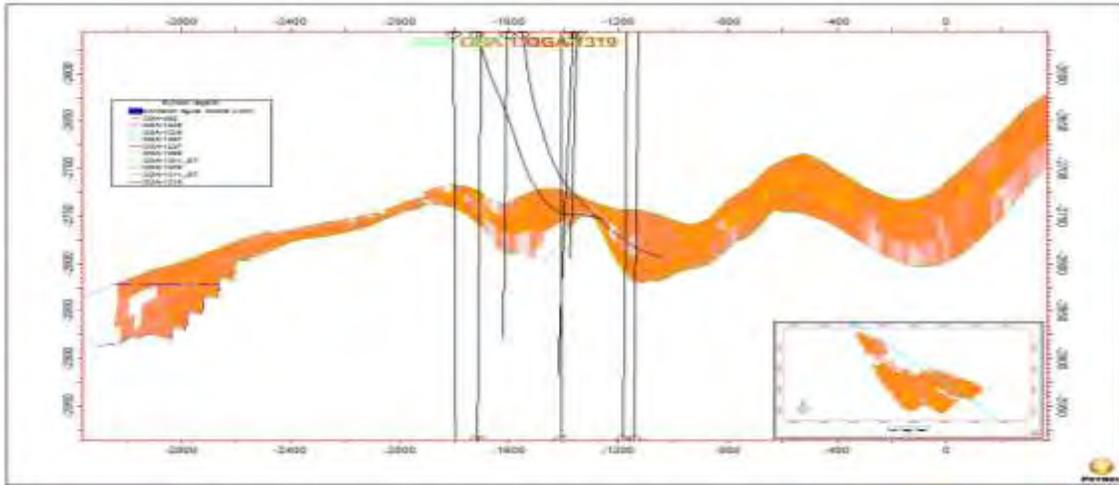


Fig. 6.20. Sección transversal del dominio C3 de la Arena E-180 dirección Norte-Sur.

Las secciones estructurales permiten visualizar la continuidad de la Arena, y a su vez dan una idea al momento de la inyección por donde podría irse el fluido de inyección.

Se realizó la inicialización del modelo de simulación obteniendo un volumen original de 2.29 MMm³ para el dominio C3 de la Arena **E-180**. La Tabla 6.6 muestra la comparación de los volúmenes.

Tabla 6.6. Comparación de los volúmenes originales a condiciones estándar de petróleo del dominio C3 de la Arena E-180.

Modelo Estático @condiciones estándar	Modelo Dinámico @condiciones estándar	Reportado por APCP @condiciones estándar
2.1 MM m ³	2.29 MM m ³	2.31 MM m ³

6.5.2. Ajuste de Historia

El comportamiento de los yacimientos durante su explotación se encuentra influenciado por las características de la roca, la presencia de flujo multifásico a través del medio poroso, así como el desarrollo del campo. El ajuste de la historia es un proceso iterativo racional en el que se calibran las variables estáticas y dinámicas del modelo para reproducir la historia de presiones, gastos de fluidos, **RGA** y **RAA** para todo el yacimiento/pozo; ajustando el conjunto de propiedades de roca/fluido y permeabilidades relativas que reproducen los resultados de manera razonable.

En el desarrollo de un modelo de simulación representativo del yacimiento, se utilizan datos derivados de interpretaciones geológicas (modelo estático) y mediciones de laboratorio. El modelo geológico es sujeto a discusión, debido a que es el producto de la interpretación de información obtenida indirectamente, como lo es la sísmica, registros eléctricos de pozos espaciados a cientos de metros, etc.

La forma común de reproducir el comportamiento histórico de un yacimiento, consiste en especificar el caudal de producción de petróleo medido para cada pozo, Q_o y dejar que el modelo simule el comportamiento de p , RG_A y del % de agua. Para lograr esto, generalmente es necesario hacer ajustes o cambios en algunos parámetros del yacimiento (geológicos o de fluidos, mediante sensibilidades de los mismos).

Inicialmente el simulador calcula el comportamiento del yacimiento utilizando la mejor información disponible. Si los resultados calculados no corresponden al comportamiento histórico, los datos del modelo deben ser modificados hasta obtener un ajuste aceptable entre los resultados simulados y el comportamiento observado del yacimiento. Este procedimiento, conocido como “ajuste histórico”, lleva a una representación matemática del yacimiento, la cual permite predecir su comportamiento futuro sujeto a diferentes esquemas de explotación.

Después de ajustar el comportamiento del yacimiento, se procede a validar el modelo del yacimiento para comprobar si este reproduce el comportamiento de los pozos. Este se realiza simulando los últimos cinco años de historia sin asignar valores a Q_o , sino seguir las restricciones impuestas por el sistema de producción. La reproducción de Q_o confirmará, que el modelo es adecuado para simular el comportamiento del yacimiento.

Las diferentes etapas involucradas son:

1. **Seleccionar el método de solución**, a fin de escoger el método que proporciona menor tiempo de corrida y mayor estabilidad.
2. **Efectuar corrida para ajuste de presiones promedio.**

- a. Revisar Q_o , intervalos de disparos y valores de arena neta permeable.
 - b. Ajustar energía del modelo.
 - c. Ajustar fluidos por regiones.
3. **Ajuste del comportamiento histórico de RGA y el % agua y sedimentos:**
- a. incluye los mencionados para el ajuste de presión.
 - b. Modificar curvas de p_c y k_r .
 - c. distribución vertical y horizontal de k .
4. **Ajuste por pozo:**
- a. ajustar la presión del pozo.
 - b. ajustar **RGA**.
 - c. ajustar el corte de agua y sedimentos.
5. **Validar modelo.**
6. **Documentar el ajuste histórico del yacimiento**, resaltar todas las dificultades encontradas durante el proceso y como fueron solucionadas.

6.5.2.1. Historia de Producción

La explotación convencional, incluye la recuperación natural o primaria, que puede ocurrir con flujo natural o bien con sistemas artificiales de producción.

El análisis de datos de producción de petróleo, agua y gas se realizó para los pozos que se encuentran operando en la Arena **E-180** con la finalidad de conocer las condiciones actuales de los mismos así como determinar los pozos factibles a ser utilizados durante la prueba.

Los pozos del Campo Ogarrío tienen más de una terminación lo cual implica que su producción total proviene de la aportación de las distintas arenas que están abiertas a producción. Por lo tanto, es importante determinar cuál es la aportación individual de cada arena para de esta forma realizar un mejor análisis de las características de la Arena **E-180** en sus pozos productores.

La forma empleada para llevar a cabo esta diferenciación de producciones de las arenas respecto a la producción total fue mediante el uso de la capacidad de flujo (*kh*) y la capacidad de almacenamiento (*IH*) de la arena en análisis para cada uno de los pozos ubicados en ésta.

El procedimiento se efectuó para las terminaciones que implicaban la aportación de la arena bajo análisis. Este procedimiento fue el siguiente:

1. Cálculo de la capacidad de flujo y/o almacenamiento total de cada terminación que implicase la producción de la arena bajo análisis.
2. Cálculo de la capacidad de flujo y/o almacenamiento de la arena bajo análisis.
3. Normalización de la capacidad de flujo y/o almacenamiento mediante el cociente capacidad de flujo de la arena respecto a la capacidad de flujo total de cada terminación.
4. Multiplicación del total de la producción del pozo por el cociente antes calculado, lo cual representa la fracción de la misma correspondiente a la arena bajo análisis.

Para fines prácticos y de comparar la producción que se obtuvo con la reportada por el **APCP**, se usó el **IH**. Las Fig. 6.21 a 6.23, muestran las producciones de la Arena **E-180** y el dominio C3, determinadas a partir del **IH**.

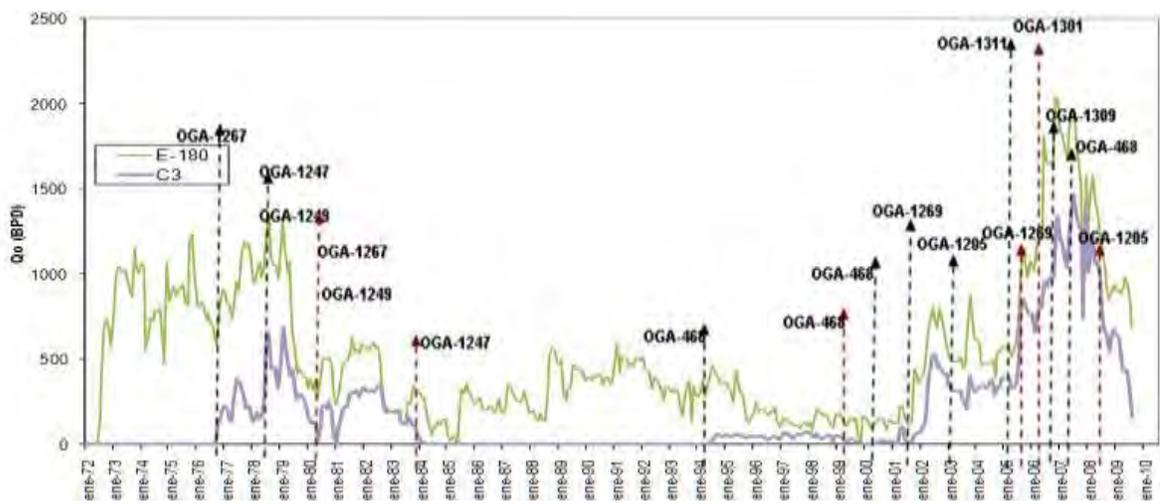


Fig. 6.21. Producción de petróleo de la Arena E-180 y la producción del dominio C3.

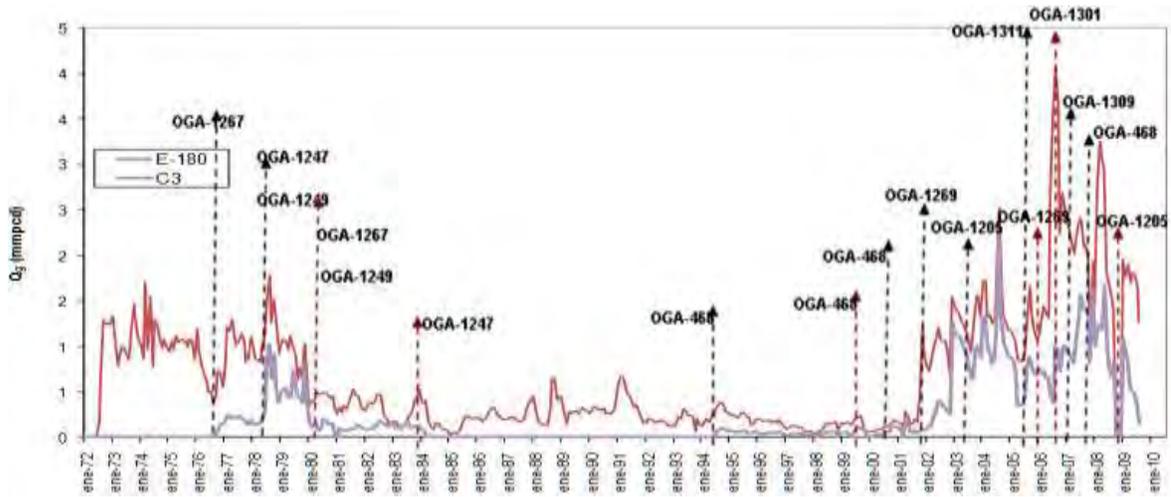


Fig. 6.22. Producción de petróleo de la Arena E-180 y del dominio C3, indicando la fecha en que entran en operación los pozos.

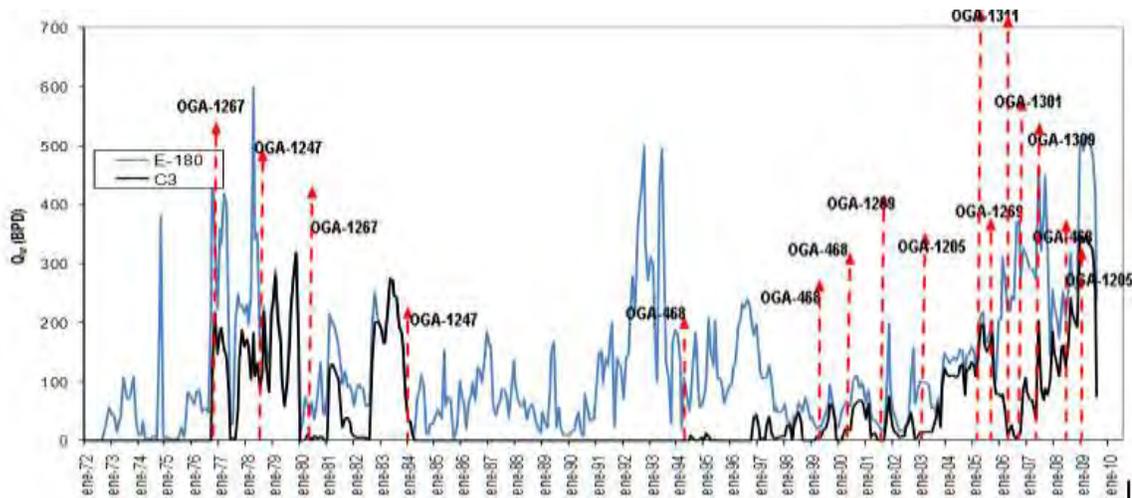


Fig. 6.23. Producción de agua de la Arena E-180 y del dominio C3, indicando la fecha en que entran en operación los pozos.

La Fig. 6.24, muestra las producciones de petróleo, gas y agua del dominio C3, representadas como dato de entrada para el modelo de simulación del dominio C3 del Campo Ogarrio.

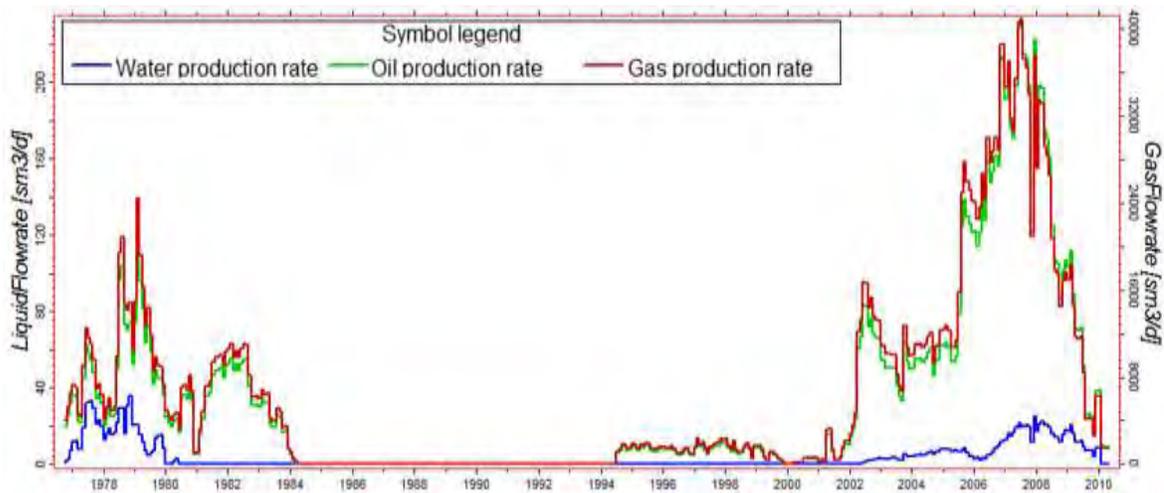


Fig. 6.24. Producción de petróleo, gas y agua del dominio C3.

6.5.2.2. Historia de presión

Los datos disponibles de presión de fondo cerrado (**PFC**) se organizaron por zonas (dominio) para cada arena en la que fue disparado el pozo. El análisis de presiones estáticas (p_s) del dominio C3 de la Arena **E-180** se realizó comparando las presiones a un **plano de referencia de 2700 metros** verticalizados bajo el nivel del mar (**mvbnm**). Esta información se presenta en la Fig. 6.26; en la cual se observa que los pozos a la fecha tienen comportamientos independientes debido a que las presiones no se ajustan en una sola tendencia. A la fecha se pueden observar presiones cercanas a la inicial (313.5 kg/cm^2) y presiones del orden desde 40 hasta los 200 kg/cm^2 .

El Campo Ogarrío es un yacimiento con múltiples zonas (dominios), para ello se requieren para cada una de las profundidades de referencia, considerar las variaciones de las propiedades de los fluidos (balance de materia, volumetría) entre las diferentes zonas. Para este caso las diferencias se consideran insignificantes para propósitos de comportamiento de pozo y yacimiento.

La Tabla 6.7, muestra la comparación de las condiciones actuales de los pozos analizados para la Arena **E-180**. Para cada uno de éstos se plantean sus condiciones de producción y presión respectivamente.

De acuerdo a la información de la Tabla 6.8 se plantea que es necesario la toma de información de **PFC** con la finalidad de conocer las condiciones actuales en cuanto a

este parámetro de cada uno de los pozos de la Zona Norte del Bloque A del Campo Ogarrío puesto que la información más reciente disponible en el 2013 corresponde de dos a cuatro años anteriores.

Tabla 6.7. Resumen de los pozos ubicados en la zona norte del Bloque A.

Pozo	Arena	Estado	Comentario
468	E-180	BNI	Produce de las Arenas E-140, E-165 y E-190. Presiones por debajo de los 100 [kg/cm ²].
1205	E-180	BN	La mayoría de la producción proviene de la Arena E-165.
1247	E-180	Cerrado	Taponado por accidente mecánico.
1249	E-180	Cerrado	Sin posibilidades de explotación por baja rentabilidad. Los intervalos de esta Arena están cerrados. Pozo con pescado.
1267	E-180	Cerrado	Solo producía en la E-140. Su último registro (2008) fue de 177.8 [kg/cm ²].
1269	E-180	Cerrado	Produjo de las Arenas E-180 y E-150 hasta el 2008. La mayoría de la producción provino de la E-150.
1289	E-180	Cerrado en esta Arena	Solo produce en la Arena E-140 (BN).
1301	E-180	BN	BN. Produce de las Arenas E-180 y E-190. El 8 de junio de 2007 registró una presión de 215.2 [kg/cm ²].
1304	E-180	Cerrado en esta Arena	Pozo cerrado desde la Arena E-170. Su intervalo de producción es el de la E-160 (fluyente).
1309	E-180	BN	Disminución en su producción debido al incremento en % de agua. No tiene registro de presión.
1311	E-180	Cerrado en esta Arena	Tiene presiones por debajo de los 170 [kg/cm ²]. Solo produce de la Arena E-150 (BN).
1319	E-180	BNI	Baja producción por incremento en % de agua. No tiene registro de presión.

*BN = Bombeo Neumático; *BNI = Bombeo Neumático Intermitente

Los pozos candidatos para la toma de registros de presión se enlistan en la Tabla 6.8.

Tabla 6.8. Pozos candidatos para toma de registros de presión de fondo cerrado.

Pozo	Fecha	Presión [kg/cm ²]	Arena	Comentario
468	20-Jul-08	43.3	E-160	Se requiere para la Arena E-180
1205	13-Ene-07	209.7	E-180	PFC al nivel medio de disparos
1269	10-Feb-06	182	E-180	PFC al nivel medio de disparos
1301	08-Jun-07	215.2	E-180 y E-190	PFC al nivel medio de disparos
1309	No se tiene	--	E-180 y E-190	Se requiere para la Arena E-180
1319	No se tiene	--	E-180 y E-190	Se requiere para la Arena E-180

Se logra observar en la Fig. 6.25, que existen variaciones de presión en la Arena **E-180** indicando abatimiento de presión variable debido a las 9 zonas o dominios que la integran (ver Tabla 1.4) Al igual, las variaciones en tiempo de la presión indican un abatimiento de presión debido a la producción de fluidos, y en algunas zonas se logra apreciar un acuífero activo.

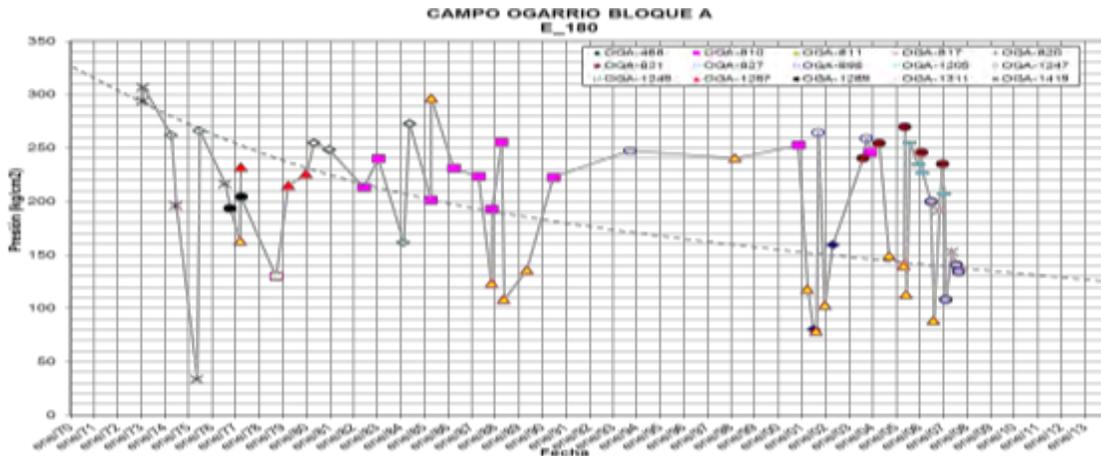


Fig. 6.25. Tendencia de presión para la Arena E-180 a partir de los Datos PFC disponibles.

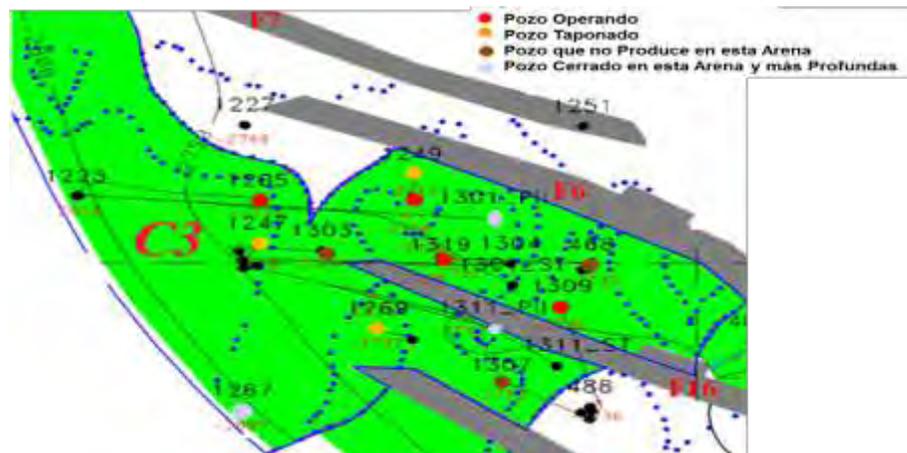


Fig. 6.26. Norte del Bloque A de la Arena E-180 del Campo Ogarrio, pozos que exhiben valores altos de presión. PEMEX, (2009)

Los pozos que exhiben mayores valores de presión corresponden a los que se encuentran ubicados en el dominio C3 (zona norte) de la Arena **E-180** del Bloque A del Campo Ogarrio, Fig. 6.26, como por ejemplo: OGA-1205 y OGA-1301, por lo que esta área (dominio C3) se consideró como el más adecuado para la factibilidad de inyección de fluidos.

La Fig. 6.27, muestra los datos de presión disponibles para el dominio C3 de la Arena **E-180**, en donde se observa que los datos disponibles muestran valores de presión dispersos y sin una tendencia definida (la línea punteada esquematiza una tendencia esperada). Además los valores de presión se encuentran por debajo de la **PMM** obtenida a partir de las correlaciones utilizadas (ver sección 4.1.2.3.1), por lo que esto fue un aspecto importante a considerar en una posible inyección de **CO₂**, no miscible.

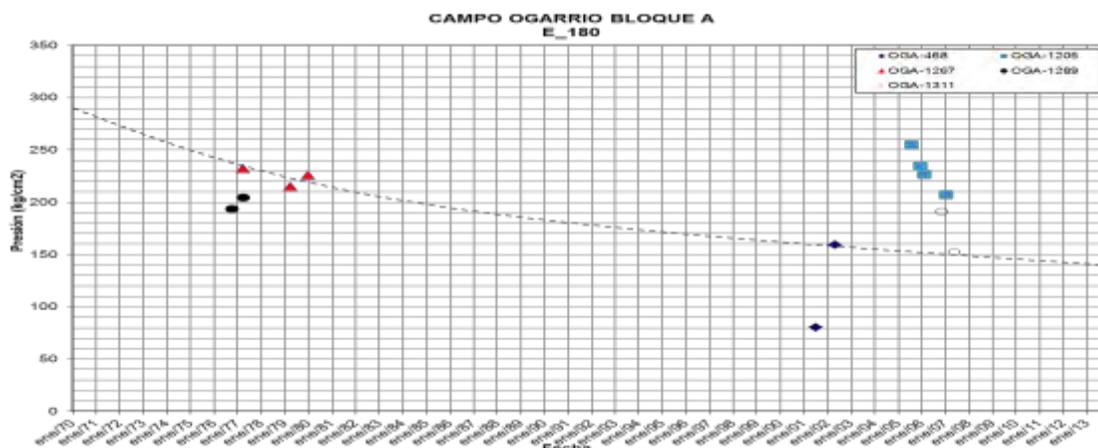


Fig. 6.27. Datos de PFC del dominio C3 de la Arena E-180 del Campo Ogarrio.

6.5.2.3. Ajuste de Historia Presión – Producción

Se realizó el ajuste de historia de presión-producción al mes de Mayo del año 2010, debido a que esta área se encuentra cerrada, las Fig. 6.28 a 6.30 muestran el ajuste histórico para el dominio C3 de la Arena **E-180**.

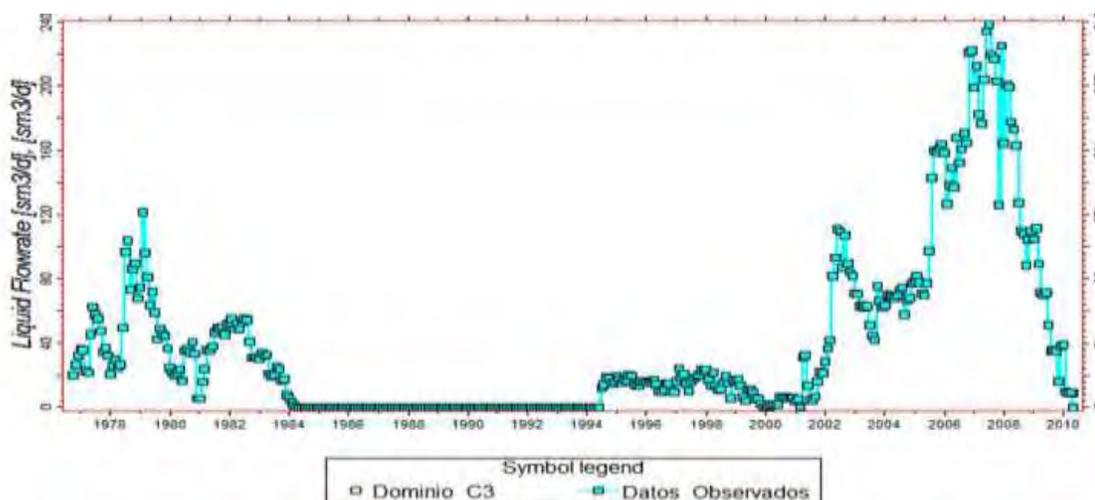


Fig. 6.28. Ajuste de historia de producción de petróleo, para el dominio C3 de la Arena E-180.

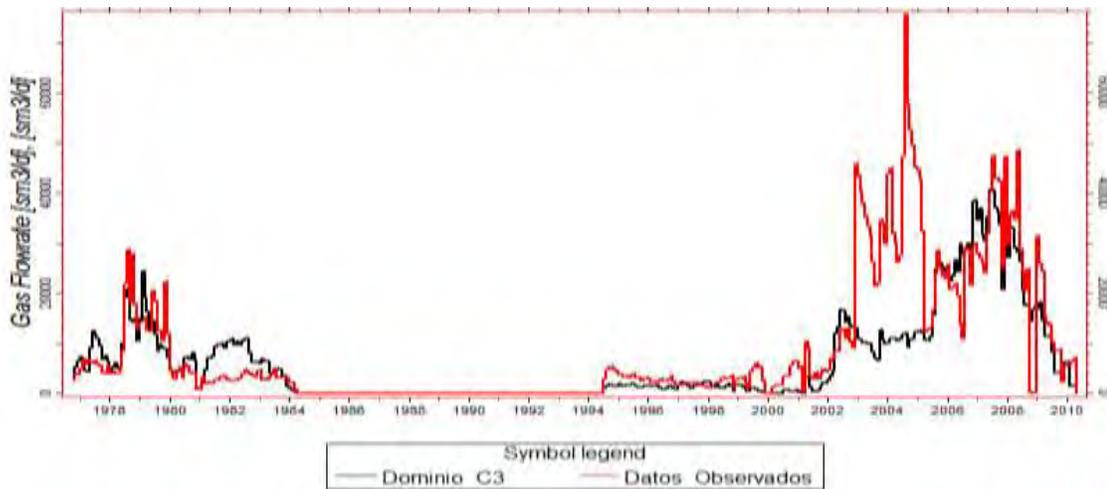


Fig. 6.29. Ajuste de historia de producción de gas, para el dominio C3 de la Arena E-180.

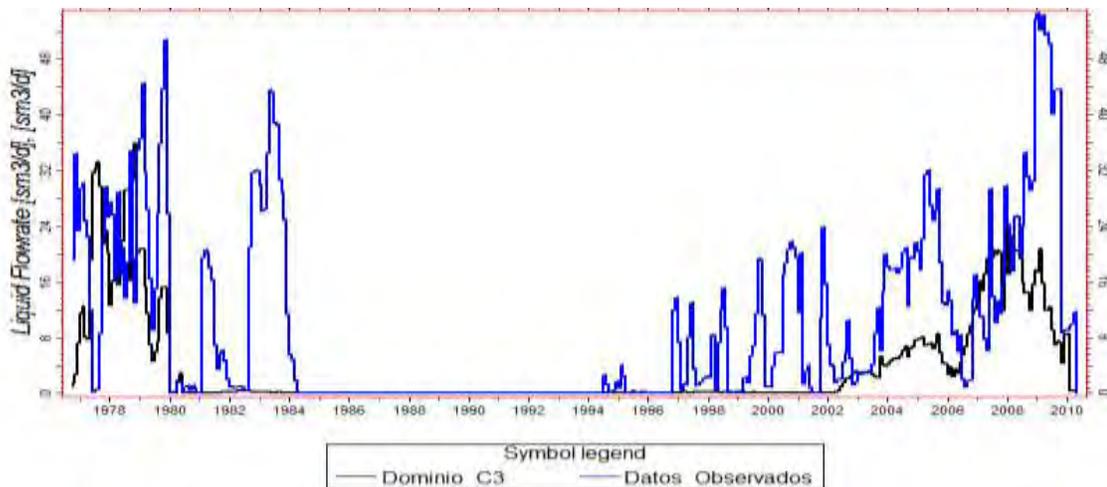


Fig. 6.30. Ajuste de historia de producción de agua, para el dominio C3 de la Arena E-180.

Para realizar el proceso de ajuste de historia, los parámetros modificados fueron: ϕ (por lo tanto la permeabilidad porque está estimada a partir de la correlación $\phi-k$), **NTG**, p_c , curvas kr^*s , donde se logró observar la importancia de los parámetros petrofísicos.

El ajuste de la historia es aceptable, a pesar que se tiene una alta incertidumbre en los datos de entrada (algunos datos se emplearon de Campos vecinos y otros calculados), excepto en el caso del agua aún puede mejorarse el ajuste, se trató modificando con las permeabilidades relativas, pero se observó que al efectuarlo se modificaba completamente el comportamiento del dominio, al igual se presentan comportamientos de producción diferentes de los pozos, estando próximos y en el mismo dominio.

7. Análisis de Incertidumbre

La incertidumbre se define como la expresión del grado de desconocimiento de una condición. La incertidumbre puede derivarse de una falta de información o incluso porque exista desacuerdo sobre lo que se sabe o lo que podría saberse. Puede tener varios tipos de origen, desde errores cuantificables en los datos hasta terminología definida de forma ambigua o previsiones inciertas de algún comportamiento. La incertidumbre puede, por lo tanto, ser representada por medidas cuantitativas (por ejemplo, un rango de valores calculados según distintos modelos) o por afirmaciones cualitativas (por ejemplo, al reflejar el juicio de un grupo de expertos).

La incertidumbre es una medida de la inseguridad o grado de desconocimiento acerca de una variable, proceso o fenómeno bajo estudio. Existen dos tipos:

- Incertidumbre Fundamental o Epistémica, que depende del nivel de conocimiento de los sistemas y procesos, y es reducible a través de estudio o mediciones.
- Incertidumbre Aleatoria o Estocástica, depende de la variabilidad inherente a los sistemas y procesos, y por lo tanto, no es reducible mediante estudios o mediciones.

En la mayoría de los procesos y/o estudios no es necesario saber la cantidad del error, sino poder tener la confianza de que el error y la incertidumbre a esos niveles no ponga en duda la validez de los resultados en una situación específica, Hunter, (1999).

El proceso general para el desarrollo de estrategias de explotación de yacimientos requiere del uso de la simulación numérica de yacimientos para desarrollar modelos representativos que permitan generar pronósticos del comportamiento futuro bajo distintos planes de explotación con el fin de seleccionar la estrategia óptima de explotación.

Es ampliamente reconocido en la industria petrolera que el comportamiento de producción futuro de yacimientos no puede ser estimado de manera exacta. Siempre habrá una incertidumbre asociada. Recientemente, en el ámbito de la industria petrolera internacional, se ha dedicado mucho esfuerzo a la cuantificación de esta incertidumbre.

La incertidumbre asociada al comportamiento de producción en yacimientos es una parte importante en la toma de decisiones, basadas en indicadores económicos. En el pasado reciente, el foco de atención técnica en la industria petrolera mundial ha estado concentrado en nuevos enfoques y metodologías dirigidas principalmente a la coherencia técnica en la toma de decisiones asociadas al desarrollo de campos, tomando en consideración el análisis sistemático de las incertidumbres; para propagar las incertidumbres asociadas al subsuelo tanto para campos maduros, como para nuevos desarrollos.

El problema inicial es lograr un ajuste histórico, lo cual comúnmente resulta en una sola solución que eventualmente se usará para predecir los pronósticos de producción. Las incertidumbres en la simulación numérica de yacimientos están asociadas básicamente a dos factores importantes:

- 1) Incertidumbre y/o errores de los datos o información
- 2) Incertidumbre y/o errores en el proceso de modelaje para la representación de un problema específico.

Los errores de los datos se refieren a los inherentes a la medición o determinación de los mismos y su desviación, la cual puede ser cuantificada generalmente a través de análisis estadístico de la información. Por otro lado, el error en el modelaje es difícil de cuantificar, y está normalmente constituido por múltiples fuentes de incertidumbre (modelo sedimentológico, escalamiento de propiedades, validez de las permeabilidades relativas, esquemas de discretización, condiciones de frontera, artificios numéricos para la representación de fenómenos, entre otros).

En resumen, un modelo de simulación es una representación de un problema particular producto de la integración de datos e información con cierta dispersión incluida en un modelo matemático o numérico que igualmente incluye parámetros que contienen incertidumbre. Por lo anteriormente descrito, la predicción del comportamiento de producción de yacimientos como fuente de información para la toma de decisiones, es un proceso con un cierto contenido de riesgo, el cual debe ser cuantificado.

Aún con el mejor modelo posible, las incertidumbres continúan. Uno de los mayores trabajos de simulación es evaluar las implicaciones de las incertidumbres en el modelo estático del yacimiento. Algunas veces la incertidumbre o errores son debidas a la baja calidad de los datos. Otra fuente de error es debida a que los experimentos de laboratorio, registros e información geofísica no pueden medir directamente la propiedad de interés o a la escala correcta; y algunas otras propiedades son medidas y transformadas para reducir incertidumbres.

Una forma de reducir la incertidumbre es exponer las inconsistencias de las propiedades del modelo de yacimiento antes de realizar simulación. Una corrida de simulación por sí misma **NO** puede ayudar a reducir las incertidumbres.

En la industria petrolera, para la aplicación de un proceso de **RM**, se estudia con detenimiento, tratando de reducir las dudas sobre la ubicación, disposición, cantidad y calidad del hidrocarburo en el yacimiento; sin embargo, reducir al mínimo esta incertidumbre podría tomar muchos años y representar una inversión de dinero tal que la explotación del yacimiento se convierta en una actividad no rentable o bien con rentabilidades marginales.

Para mitigar la incertidumbre en el modelo de simulación del Campo Ogarrío Bloque A, cuya historia de producción ya acumula más de tres décadas y ha sufrido un agotamiento considerable, y obtener el pronóstico de producción óptimo de explotación, se elaboró un flujo de trabajo con sustento técnico que apoyará la selección y el diseño de un proceso de **RM**. Este flujo de trabajo puede ser empleado para otros proyectos de

explotación siempre y cuando se disponga de un modelo de simulación con un ajuste histórico aceptable y validado. La Fig. 7.1 muestra el flujo de trabajo. El flujo de trabajo no solo se limita en la cuantificación de la incertidumbre, sino que además toma en cuenta el análisis económico, el cual es el soporte en la toma de decisiones para la explotación rentable de los yacimientos.

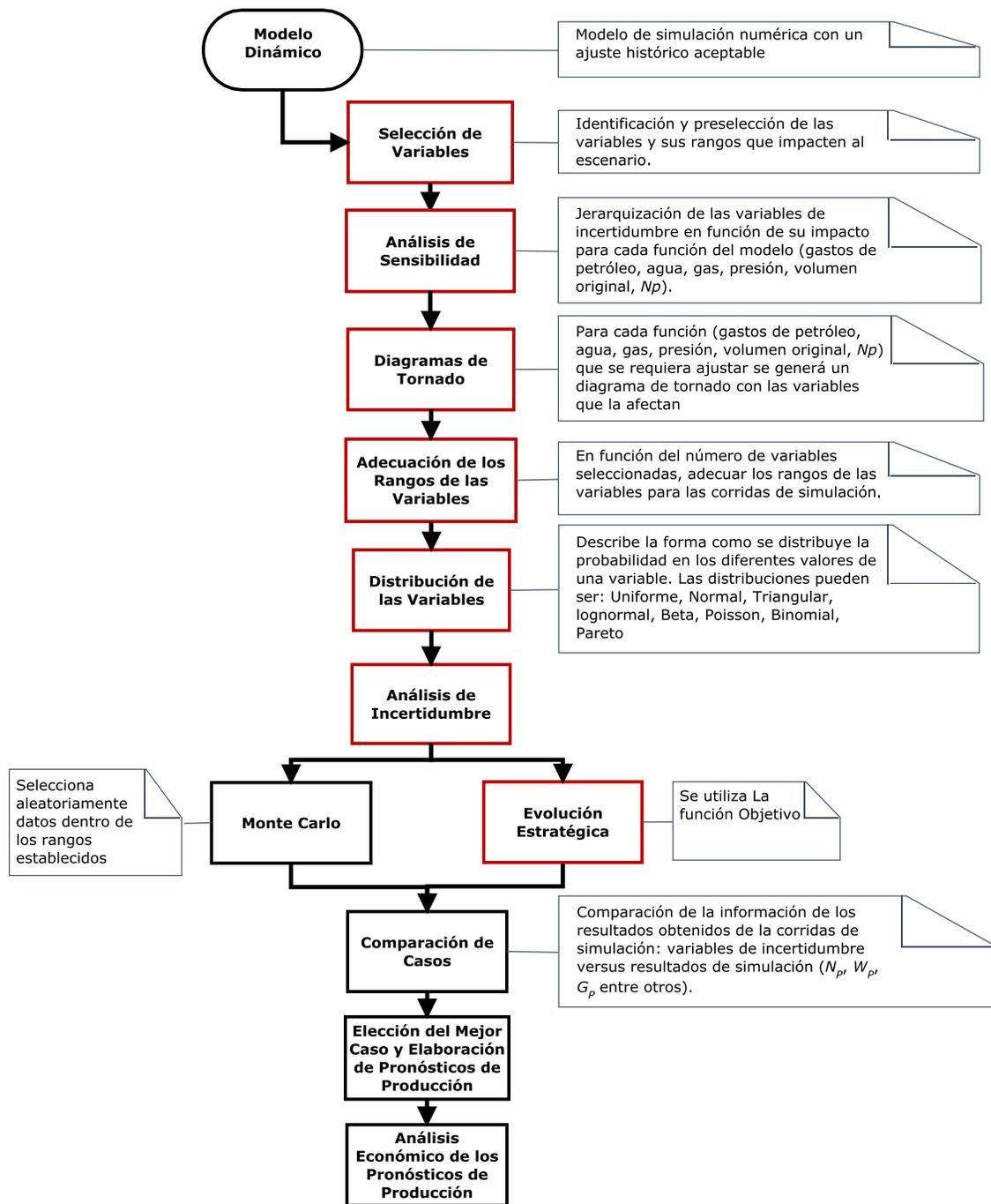


Fig. 7.1. Flujo de trabajo empleado para la elección del escenario óptimo de inyección.

7.1. Selección de Variables

La selección de las variables se basó en las propiedades que se modificaron durante el ajuste histórico, y para racionalizar la cantidad y los tiempos en las simulaciones, se seleccionaron las variables más relevantes quedando las listadas a continuación:

- Porosidad, ϕ
- Compresibilidad de la formación, c_f
- Permeabilidad en la dirección x, k_x
- Permeabilidad en la dirección y, k_y
- Permeabilidad en la dirección z, k_z
- Numero de capas en la dirección z, **NZ**
- % mol del metano, $\%C_1$
- % mol de la fracción pesada, $\%C_{7+}$
- Contacto agua-petróleo, **CAP**
- Permeabilidades relativas agua-petróleo (Coeficiente de Corey-agua, saturación de agua mínima, k_{rw} a s_{orw})
- Permeabilidades relativas gas-petróleo (Coeficiente de Corey-gas, saturación de gas crítico)
- Presiones capilares agua-petróleo (Máxima Presión capilar)
- Volumen del acuífero
- Permeabilidad del acuífero

Los rangos de las variables que se muestran en la Tabla 7.1, se asignaron en base a los máximos y mínimos que se podrían esperar debido a la naturaleza del Campo Ogarrio y se complementaron con datos de literatura y de Campos análogos.

Tabla 7.1. Valores base y rangos de las variables del modelo del dominio C3.

Variables	Valor Mínimo	Valor Base	Valor Máximo
CAP (m)	-2,832	-2,822	-2,802
%C₁	40.000	46.524	60.000
%C₇₊	3.100	16.576	23.100
c_f (1/psi)	5.000E-06	4.900E-05	9.000E-05
Mult Poro	0.800	1.000	1.500
Max p_c, Petróleo-agua	0.600	0.980	2.000
k_{rw} a s_{orw}	0.300	0.500	1.000
Corey Gas	1.500	4.000	6.000
Corey Agua	0.500	1.500	3.000
s_{wmin}	0.100	0.150	0.400
s_{gcr}	0.010	0.040	0.100
Número de capas en Z	3	10	20
Mult Permeabilidad en X	0.900	1.000	1.200
Mult Permeabilidad en Y	0.900	1.000	1.200
Mult Permeabilidad en Z	0.050	0.1	0.200
Volumen del Acuífero (m³)	50,000	500,000	1,000,000
Permeabilidad del Acuífero (md)	50	150	500

7.2. Análisis de Sensibilidad

Este proceso se refiere al impacto que tienen las variables de incertidumbre sobre la respuesta del modelo de simulación. Este impacto se evaluó mediante un análisis de los cambios en la respuesta del modelo de simulación para diferentes combinaciones de los datos de entrada. El Análisis de Sensibilidad, explora que tan sensibles son los resultados de simulación a la variación de los parámetros del modelo.

El análisis de sensibilidad se puede realizar de dos formas:

- Por Variación de Escenarios: se selecciona el elemento a analizar y se pueden manipular los escenarios existentes para el modelo.
- Por Variación de Parámetros: define el comportamiento de la variable a analizar, al modificar el valor de uno de los parámetros del modelo.

El Análisis de Sensibilidad revela puntos de apalancamiento claves y puede incluir la condición óptima del modelo.

Para el Campo Ogarrio se llevó a cabo el análisis de sensibilidad por variación de parámetros con base en los diagramas de tornado, empleando como referencia los valores de los parámetros obtenidos en el ajuste de historia listados en la Tabla 7.1. Se optó por emplear los diagramas de tornado debido a que proporcionan una forma visual de observar los parámetros que tienen la mayor influencia en los resultados de una simulación.

7.2.1. Diagramas de Tornado

Los diagramas de tornado muestran gráficamente el impacto de cada variable cuando varía una cantidad o valor específico sobre el modelo de simulación.

Si se seleccionan varios parámetros (un parámetro es cualquier valor susceptible de cambio) y se cambian cada uno de ellos (en su valor) mientras los demás se dejan en su valor original, se obtendrá un rango de resultados para cada uno de los parámetros. Estos rangos se representan como barras en una gráfica. Estas barras se ordenan de arriba a abajo y de más larga a menos larga (esa gráfica se parece a un tornado) y así se pueden comparar los impactos relativos de variación de cada variable. Las más largas indican que el cambio de los valores del parámetro que representan implica un mayor cambio en los resultados de la simulación.

Es decir, que el efecto de ese parámetro para obtener una salida es más grande cuanto más grande sea la barra correspondiente en el diagrama de tornado.

La Fig. 7.2 muestra el impacto del cambio en las variables listadas en la Tabla 7.1 sobre el modelo dinámico del dominio C3 de la Arena **E-180**. Las variables que más afectan los resultados del modelo de simulación son: la profundidad del contacto agua-petróleo **CAP**, la permeabilidad relativa al agua a la saturación de petróleo residual, el porcentaje de **C₁** en el fluido del yacimiento, la compresibilidad de la formación, **c_f**, la porosidad, el valor máximo de presión capilar y volumen del acuífero.

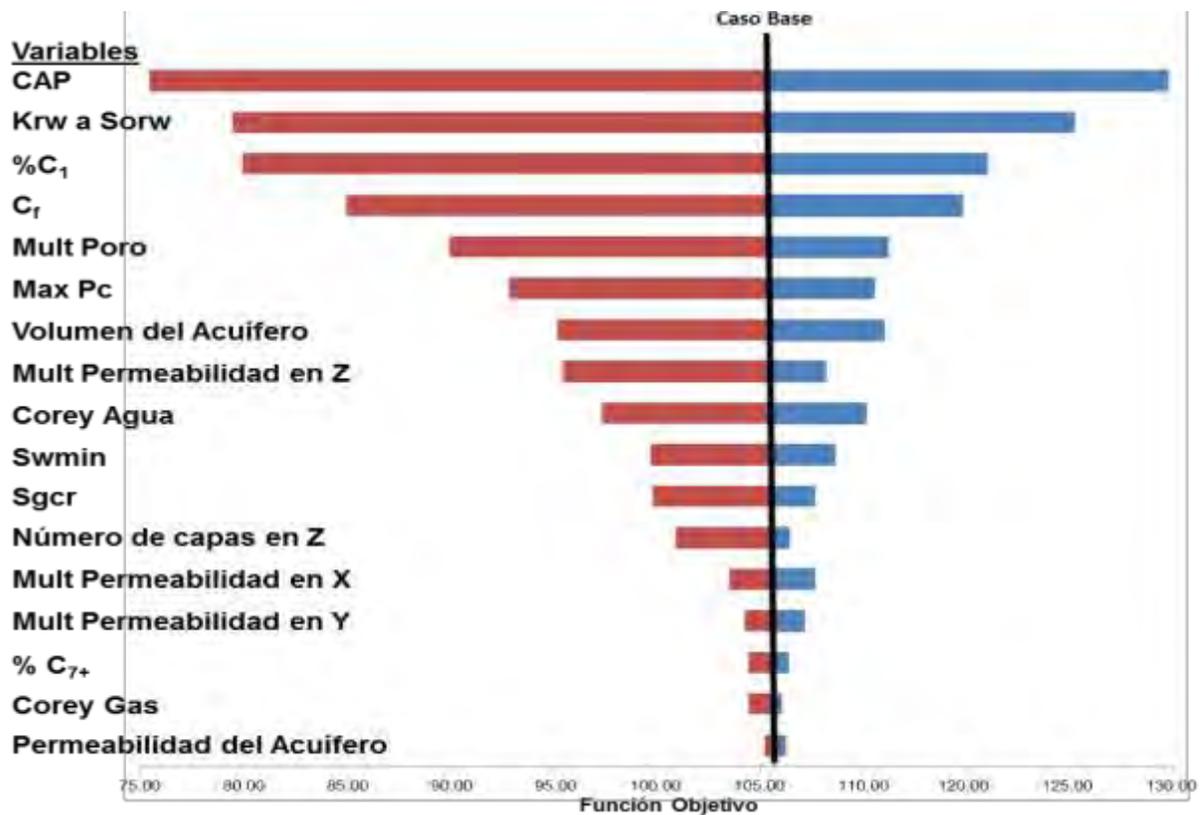


Fig. 7.2. Diagrama de tornado del dominio C3 de la Arena E-180.

Analizando las primeras cinco variables del diagrama de tornado de la Figura 7.2, se observa claramente que el parámetro que más afecta la recuperación es la posición del contacto original agua-petróleo. Este valor no solo afecta el volumen original de hidrocarburos (**N** y **G**), lo que altera la energía inicial de la acumulación, sino también la cercanía del agua a los pozos de flanco lo que acelera el tiempo en que estos empiezan a producir agua y por ende la velocidad de agotamiento de la energía del yacimiento.

La tercer variable es el porcentaje del metano en la composición inicial del fluido del yacimiento. Este valor afecta directamente la viscosidad del fluido del yacimiento y por lo tanto la relación de movilidades, influenciando la efectividad de barrido del acuífero.

La cuarta variable, la comprensibilidad de la formación, nuevamente está relacionada con la energía global del yacimiento. La quinta variable, la porosidad del yacimiento, apunta directamente a la energía de la acumulación y su efecto sobre el comportamiento de la producción y el ajuste de la historia.

Empleando el diagrama de Tornado de la Fig. 7.2 se adecuaron los rangos y se eliminaron las variables que menos impactan al modelo de simulación para reducir tiempos y números de corridas de simulación. La Tabla 7.2, muestra la adecuación de los rangos.

Tabla 7.2. Valores base y ajuste de los rangos de las variables del modelo del dominio C3.

Variables	Valor Mínimo	Valor Base	Valor Máximo
CAP (m)	-2,832	-2,822	-2,812
%C ₁	40.000	46.524	50.000
c _f (1/psi)	5.000E-06	4.900E-05	9.000E-05
Mult Poro	0.900	1.000	1.100
Max p _c , Petróleo-Agua	0.700	0.980	1.140
k _{rw} a s _{orw}	0.300	0.500	1.000
Corey Agua	0.500	1.500	3.000
s _{wmin}	0.100	0.150	0.350
s _{gcr}	0.010	0.040	0.100
Número de capas en Z	5.000	10.000	15.000
Mult Permeabilidad en Z	0.005	0.1000	0.200
Volumen del Acuífero (m ³)	50,000	500,000	1,000,000

7.3. Simulación Monte Carlo

Para los análisis de incertidumbre, es recomendable emplear una Simulación Montecarlo (**SMC**).

La **SMC** lleva a cabo el análisis de incertidumbre con la creación de diferentes modelos de posibles resultados mediante la sustitución de un rango de valores de una distribución de probabilidad para cualquier variable con incertidumbre inherente. Después se calculan los resultados una y otra vez, cada vez usando un grupo diferente de valores aleatorios de las funciones de probabilidad.

Por lo tanto, se puede decir que dependiendo del número de variables con incertidumbre y de los rangos especificados, para completar una **SMC** pueda ser necesario realizar un número enorme de corridas de simulación.

Las distribuciones de probabilidad son una forma mucho más efectiva de describir la incertidumbre en las variables. La **SMC** se lleva a cabo mediante el uso de distintas distribuciones de probabilidad, las variables pueden generar diferentes probabilidades a fin de analizar diferentes variables en los resultados.

La **SMC** en el programa PETREL de la compañía Schlumberger contiene algoritmos de muestreo estocástico que seleccionan las variables inciertas al azar en función de sus distribuciones asignadas.

Debido a que el método de muestreo de MonteCarlo es totalmente aleatorio, (esto implica que si el número de iteraciones no es suficientemente, es posible que se bajó estimen o sobre estimen los resultados de la simulación). Por lo cual se utilizó la opción de muestreo por Hipercubo Latino, el cual es un método de muestreo estratificado sin reemplazo (muestreo con memoria) que asegura que los valores muestreados para cada parámetro se distribuyan en todo el rango de dicho parámetro, minimizando el número de escenarios requeridos para lograr una buena representatividad y evitando al mismo tiempo la conglomeración de las muestras en un área o valor de los rangos y descarta el valor ya muestreado.

Identificadas las variables de mayor sensibilidad y desactivando las de menor impacto en los resultados, lo cual se observa en el diagrama de tornado, Fig. 7.2. Para iniciar la **SMC** se utilizaron como **Caso Base** los valores de las variables obtenidas del modelo de ajuste de historia, el cual fue bastante aceptable debido al cuidado que se puso para lograrlo y al considerar los 35 años de historia del campo. Los rangos de las variables se muestran en la Tabla 7.2, y los parámetros que se emplearon para la **SMC** aplicada al dominio C3 del Campo Ogarrio fueron los siguientes:

- Hipercubo Latino, como método de muestreo.
- 5 muestras de cada variable.
- Distribución triangular.
- 200 simulaciones en total.

Los resultados de las 200 simulaciones empleando la **SMC** se muestran en las Fig. 7.3 a 7.6, donde se observa que algunos resultados se han aproximado de manera favorable a lo reportado en la historia de producción y otros se han separado de los datos históricos. Para la **SMC** el mejor caso de simulación es aquel que muestra el mejor ajuste de los datos históricos y que mejore el comportamiento del **Caso Base**.

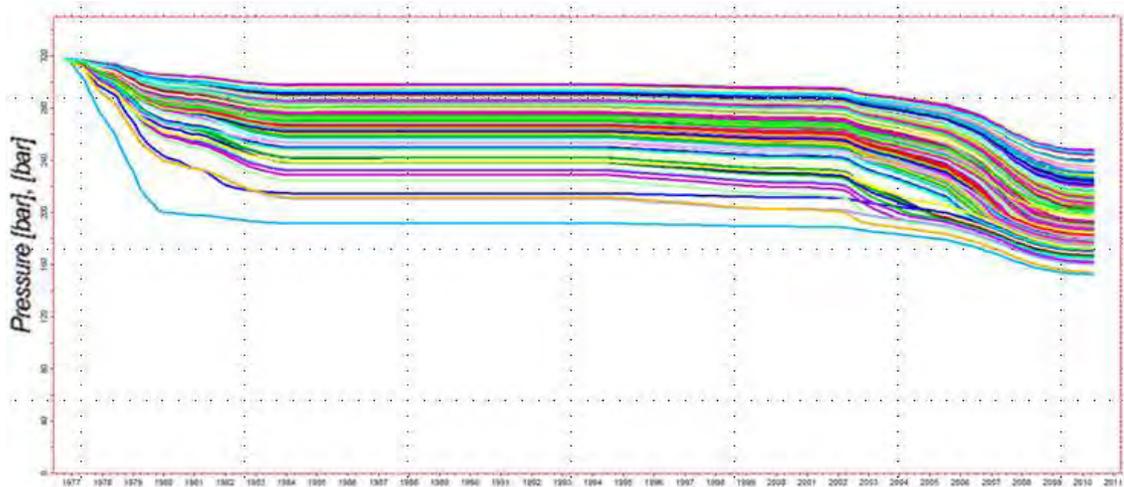


Fig. 7.3. Comportamiento de presión del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.



Fig. 7.4. Comportamiento de producción de petróleo del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.

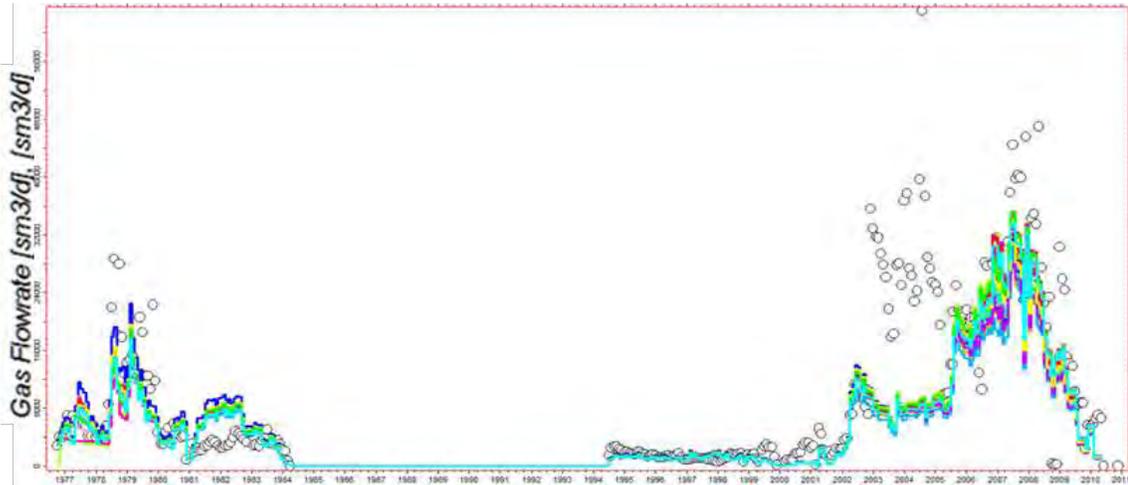


Fig. 7.5. Comportamiento de producción de gas del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.

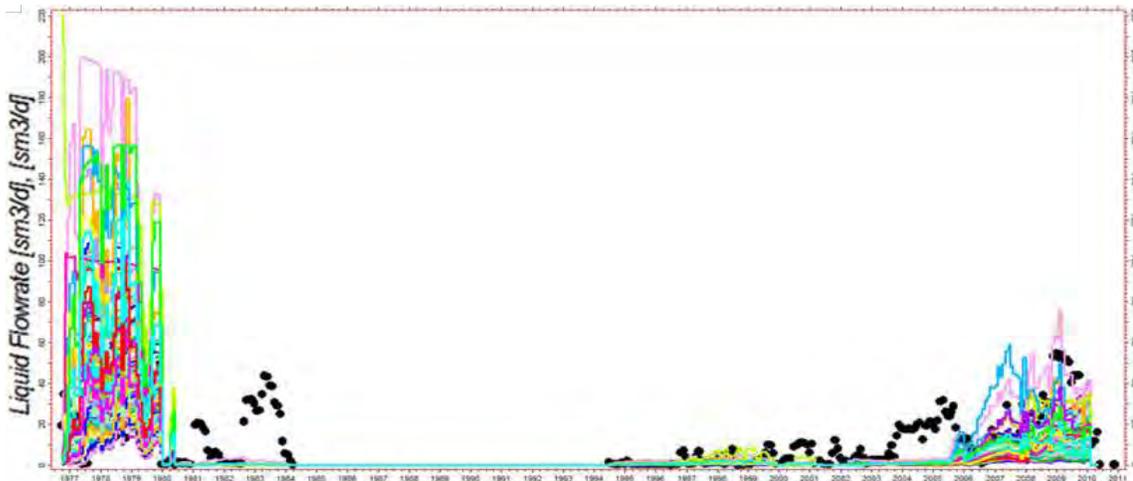


Fig. 7.6. Comportamiento de producción de agua del dominio C3 de las 200 simulaciones empleando SMC.

7.4. Evolución Estratégica

La evolución estratégica (**EE**) fue desarrollada en 1964 por un grupo de estudiantes alemanes de ingeniería encabezado por Ingo Rechenberg y Hans-Paul Schwefel, su objetivo era resolver problemas hidrodinámicos de alto grado de complejidad.

La **EE** es una técnica heurística que imita los procesos evolutivos de las especies en la naturaleza, y que se utilizan en la solución de problemas de optimización. Están basadas en una población de individuos, y utilizan los operadores de recombinación, mutación y selección en la búsqueda de la mejor solución en variables reales.

En este trabajo se empleó una evolución estratégica **EE-($\mu+\lambda$)**, incorporada como una de las opciones del programa PETREL de la compañía Schlumberger, donde un conjunto de μ padres se utiliza para generar λ hijos en cada generación. En dicha estrategia, los μ padres junto con todos sus λ hijos son reunidos en un mismo conjunto del cual se seleccionan los individuos mejor evaluados, es decir, con mejor aptitud. Para la generación de los λ hijos, se utilizan los operadores de recombinación y mutación aplicados sobre los μ padres.

La recombinación consiste en el intercambio de información entre las variables objetivo de los padres para así producir λ hijos. La mutación consiste en realizar pequeños cambios aleatorios en las variables objetivo a cada uno de los λ hijos. Las mutaciones en la evolución estratégica utilizan un control sobre el tamaño del cambio aleatorio (desviación estándar). Dichas desviaciones estándar (llamadas variables de control) forman parte de la información de cada uno de los individuos de la población, y por lo tanto también se les aplican los operadores de recombinación y mutación para modificarlas, teniéndose entonces un proceso auto-adaptable. En cada individuo, se tiene una variable de control por cada variable objetivo.

La selección es imparcial, cada individuo tiene la misma probabilidad de ser seleccionado, y se aplica una vez que se crean los λ hijos de los μ padres usando mutación y recombinación. Cuando se elimina más de una población de casos válidos, se da preferencia a los casos con los mejores valores de la función objetivo. Para generar una nueva población de soluciones, la evolución estratégica utiliza tres operadores inspirados en la evolución darwiniana: selección, recombinación y mutación. Identificadas las variables de mayor sensibilidad y desactivando las de menor impacto en los resultados, lo cual se observa en la Fig. 7.2. Para iniciar la **EE** se utilizaron como **Caso Base** los valores de las variables del modelo de ajuste histórico logrado con la cuidadosa evaluación de los parámetros clave del yacimiento, los rangos de las variables se muestran en la Tabla 7.2, y los parámetros que se emplearon para la **EE** aplicada al dominio C3 del Campo Ogarrío fueron los siguientes:

- 4 padres y 8 hijos.
- 24 generaciones como máximo para alcanzar la convergencia de la solución.

- Para mutaciones y combinaciones se empleó una desviación estándar de 0.45, y como máximo de 4 padres por hijo.
- 4 generaciones de convergencia, es decir, 4 generaciones atrás se buscara el valor mínimo de la función objetivo.
- 295 simulaciones genéticas en total.

Los resultados de las 295 simulaciones genéticas empleando la **EE** se muestran en las Fig. 7.7 a 7.10, para la **EE** el caso de simulación que presente el menor valor en la función objetivo es aquel que muestra el mejor ajuste de los datos históricos.

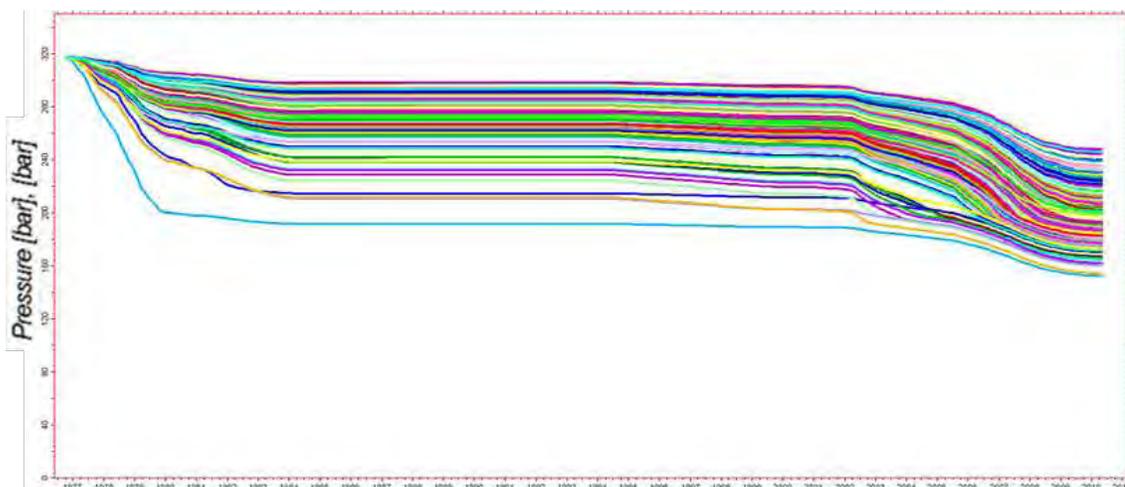


Fig. 7.7. Comportamiento de presión del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.



Fig. 7.8. Comportamiento de producción de petróleo del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.



Fig. 7.9. Comportamiento de producción de gas del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.

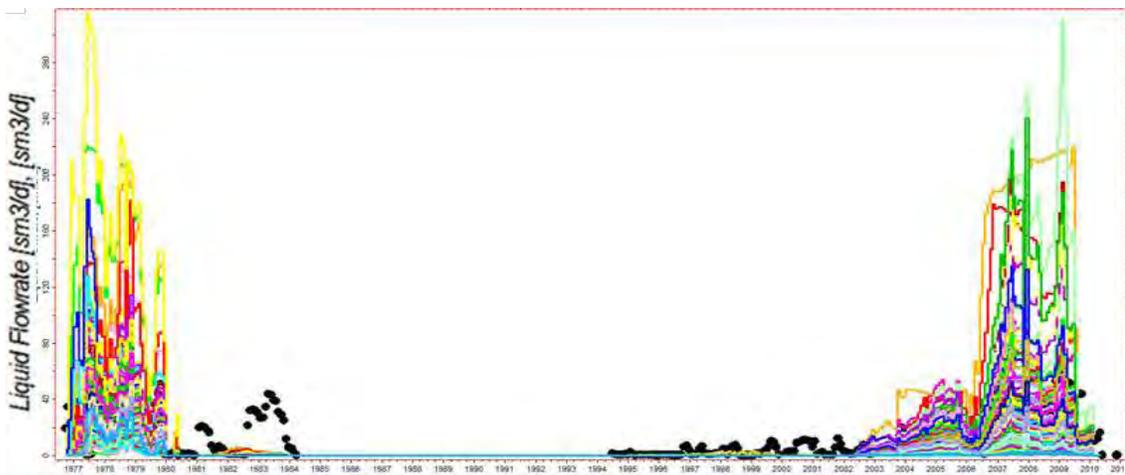


Fig. 7.10. Comportamiento de producción de agua del dominio C3 de las 295 simulaciones empleando EE.

En las Fig. 7.7 a 7.10 se logra observar que algunos resultados se han aproximado de manera favorable a lo reportado en los datos históricos y otros casos se han separado, esto debido a las combinaciones que generó la **EE** creando y optimizando las simulaciones genéticas para acercarse lo más posible al valor de la función objetivo del Caso Base (108.5).

7.5. Selección del Caso Óptimo

Para realizar esta selección se comparó: volumen original, presión, producción de petróleo, gas y agua, tanto a nivel campo como a nivel pozo, caso por caso con el ajustado manualmente y a su vez con los datos históricos.

La selección del caso óptimo se llevó a cabo mediante el análisis de los 495 casos: 295 casos de **EE** y 200 casos de **SMC**, cada corrida de simulación se comparó con el comportamiento del **Caso Base** (ajuste histórico por el método tradicional) y con los datos históricos. Complementariamente para los casos de **EE** se utilizó el valor de la función objetivo del **Caso Base**, el cual se comparó con el calculado para cada caso de simulación, en la columna 7 de la Tabla 7.3 se muestra el valor objetivo para un grupo de casos, el mejor caso de simulación fue el que se acercó al valor del **Caso Base** (108.5).

Tabla 7.3. Ejemplo de los valores de la función objetivo para cada caso de EE

Generación	\$Capas	\$C ₁	\$WOC	\$Swmin	\$MultPoro	Valor de la función Objetivo	Nombre del Caso
22	11	0.49	-2816	0.34	1.06	155.27	Optimizacion_266
22	9	0.41	-2814	0.10	0.91	267.67	Optimizacion_267
22	7	0.40	-2812	0.27	1.01	334.61	Optimizacion_268
22	6	0.49	-2819	0.22	0.94	257.11	Optimizacion_269
22	6	0.46	-2821	0.13	0.98	150.68	Optimizacion_270
22	11	0.47	-2818	0.20	1.07	118.05	Optimizacion_271
22	7	0.51	-2824	0.14	0.96	113.65	Optimizacion_272
22	8	0.52	-2815	0.10	0.96	123.31	Optimizacion_273
22	4	0.47	-2816	0.16	0.94	172.64	Optimizacion_274
23	9	0.47	-2824	0.18	0.99	104.19	Optimizacion_234
23	11	0.47	-2818	0.20	1.07	118.05	Optimizacion_275
23	8	0.52	-2815	0.10	0.96	123.31	Optimizacion_276
23	9	0.42	-2820	0.14	1.01	117.09	Optimizacion_277
23	10	0.41	-2822	0.17	1.00	113.09	Optimizacion_278
23	9	0.41	-2821	0.14	0.97	109.93	Optimizacion_279
23	9	0.50	-2821	0.16	1.00	114.09	Optimizacion_280
23	10	0.54	-2819	0.13	0.98	114.59	Optimizacion_281
23	9	0.53	-2821	0.14	1.00	112.42	Optimizacion_282
23	10	0.50	-2818	0.17	0.99	125.63	Optimizacion_283
23	9	0.49	-2818	0.14	0.98	124.10	Optimizacion_284
23	9	0.47	-2824	0.18	0.99	104.19	Optimizacion_234
24	8	0.52	-2823	0.14	0.99	103.76	Optimizacion_285
24	8	0.5	-2822	0.15	1.02	115.82	Optimizacion_286
24	9	0.48	-2823	0.17	1.01	117.01	Optimizacion_287
24	9	0.5	-2822	0.16	0.99	114.94	Optimizacion_288
24	8	0.51	-2821	0.15	0.99	111.23	Optimizacion_289
24	9	0.51	-2823	0.14	1.01	116.19	Optimizacion_290
24	9	0.51	-2822	0.14	0.99	113.43	Optimizacion_291
24	8	0.52	-2823	0.16	0.99	113.76	Optimizacion_292
24	9	0.47	-2824	0.18	0.99	104.19	Optimizacion_234
24	9	0.5	-2822	0.15	0.98	114.94	Optimizacion_293
24	7	0.52	-2825	0.22	0.99	111.67	Optimizacion_294
24	7	0.53	-2823	0.1	0.98	110.29	Optimizacion_295

La selección del caso óptimo no se basó únicamente en aquel que dio un ajuste matemáticamente perfecto, sino en el cual el valor de cada variable y sus combinaciones fuesen físicamente posibles.

Las Fig. 7.11 a 7.14 muestran el comportamiento de los datos observados, el **Caso Base**, el mejor caso de **EE** y el mejor caso de **SMC**, donde se observa la mejora en el ajuste de los datos histórico al utilizar el flujo de trabajo de la Fig. 7.1.



Fig. 7.11. Comparación del comportamiento de producción de petróleo para los mejores casos.

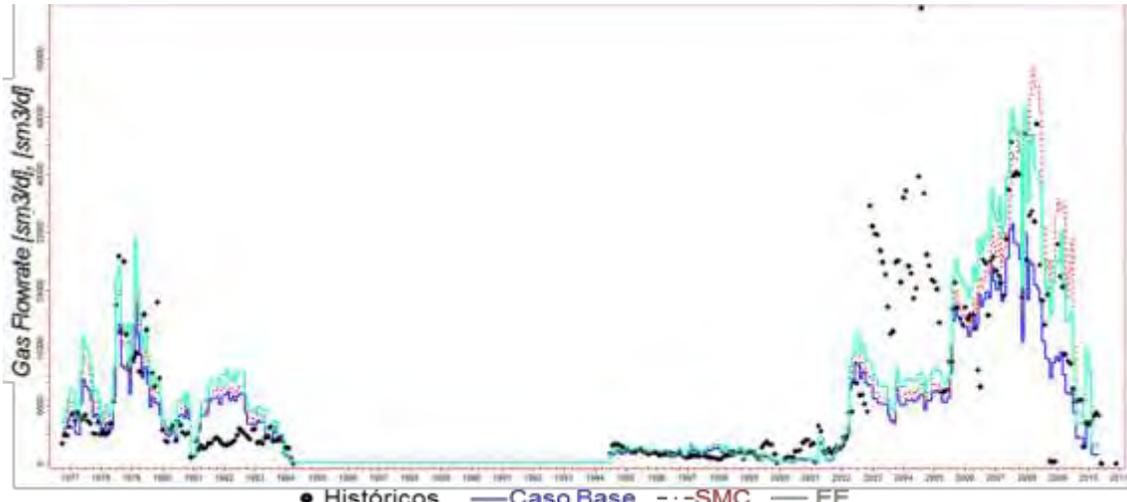


Fig. 7.12. Comparación del comportamiento de producción de gas para los mejores casos.

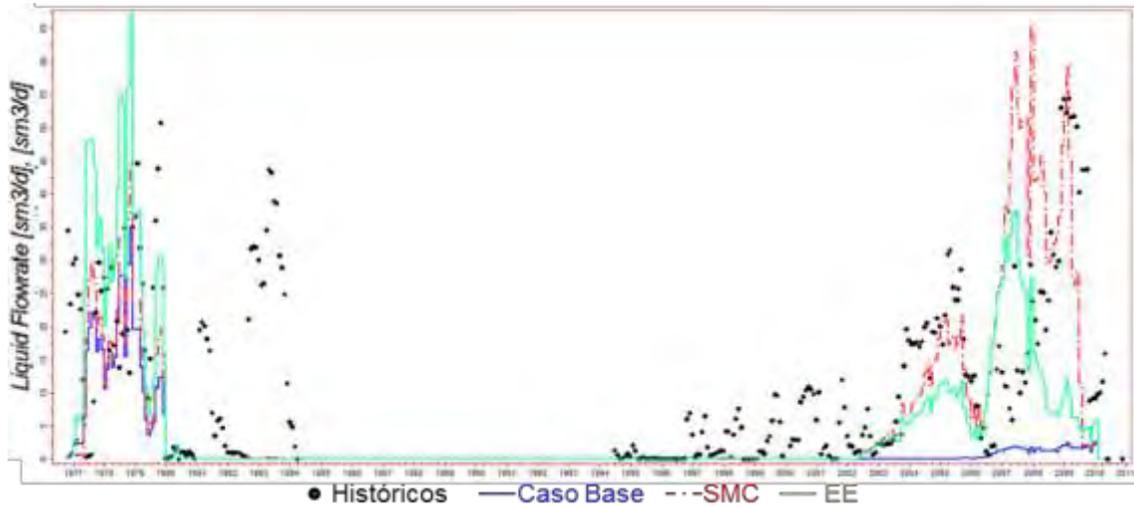


Fig. 7.13. Comparación del comportamiento de producción de agua para los mejores casos.

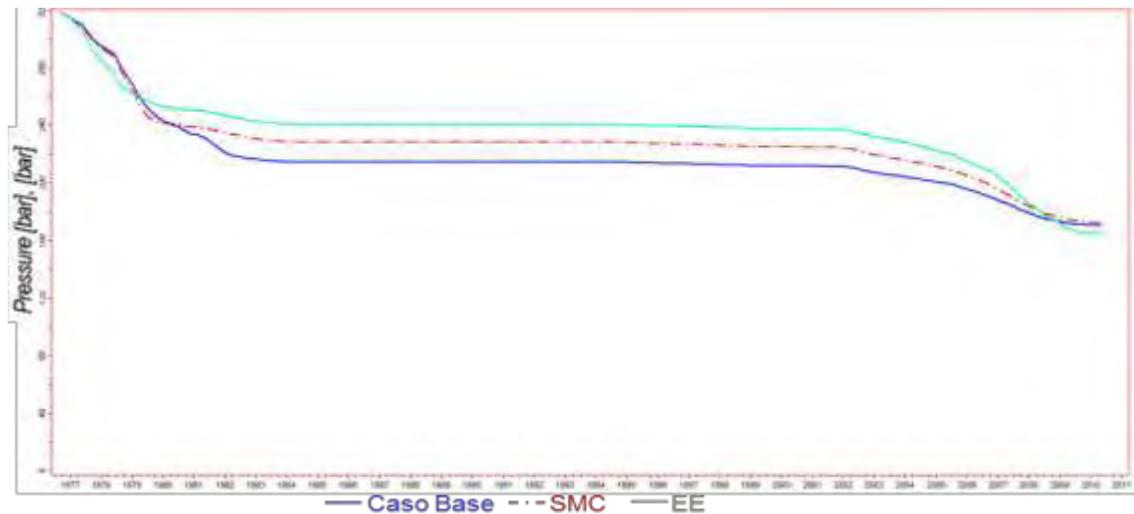


Fig. 7.14. Comparación del comportamiento de presión para los mejores casos.

Para el comportamiento de producción de petróleo (Fig. 7.11) no hubo cambio significativo, debido a que los casos de simulación están controlados por gastos de petróleo (se obliga al modelo dinámico a que su variable independiente sea la producción de petróleo).

El mejor caso de simulación fue empleando **SMC** (Línea roja en las Fig. 7.11 a 7.14), el cual se empleó para realizar la factibilidad de inyección y la evaluación económica. El caso óptimo no fue exacto debido a que se respetó el valor de cada variable en un rango físicamente aceptable, si se requiere mejorar el ajuste se tendría que proceder a un ajuste secundario a nivel pozo.

7.6. Análisis de los Pronósticos de Producción del Caso Óptimo

Para comparar las diferentes opciones de factibilidad de inyección de fluidos, las condiciones de inyección y producción deben ser establecidas similarmente, como por ejemplo, mismo arreglo de pozos y mismo horizonte de evaluación. De esta manera, se podrán comparar todas las opciones sobre bases equitativas.

En el modelo de simulación del dominio C3 del Campo Ogarrio, se realizaron corridas de simulación bajo diferentes pronósticos de producción para tres fluidos de inyección (**CO₂**, **N₂**, agua), en un período de tiempo de 20 años, para observar los efectos de estos procesos en el yacimiento. Se evitó la declinación natural del yacimiento por la razón que esta área se encuentra con un alto porcentaje de agua y **RGA**, quedando solo como opciones la recuperación secundaria y/o mejorada.

Para propósitos de este trabajo se supuso que el tiempo de inicio para las simulaciones fue el 1 de Enero de 2015, debido a que los tiempos propuestos para la implementación de los procesos de **RM** y/o **RS** se lleva alrededor de 1 año y 6 meses, además que están supeditados a su rentabilidad y aprobación de organismos como el **GEDI** (Grupo de Especialistas de Iniciativas), **GADTP** (Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos) y **SHCP** (Secretaría de Hacienda y Crédito Público).

La inyección de agua en la actualidad, es el principal y más conocido de los métodos de recuperación secundaria, por lo tanto se empleó como el primer método a utilizar en la simulación para el dominio C3 del Campo Ogarrio Bloque A y se comparó con los demás fluidos de inyección, se emplearon caudales de inyección de agua diaria entre 5,000 bpd y 5,500 bpd, mostrándose los resultados en la Fig. 7.15, así como un arreglo de pozos de un inyector y un productor.

Se logra observar en la Fig. 7.15 que inyectando 5,000 o 5,500 bpd la diferencia en el aumento de producción ya no es significativa.



Fig. 7.15. Presión de yacimiento e Inyección de agua para 5,000 y 5,500 bpd.

Para comparar los beneficios de la inyección de agua con otros fluidos, se emplearon dos gases, CO_2 y N_2 con un gasto de $20 \text{ MMft}^3/\text{d}$ y un arreglo de pozos de un productor y un inyector. La Fig. 7.16 Muestra una recuperación no rentable y la canalización del N_2 , después de 12 años de inyección, debido al agotamiento actual mostrado por el dominio C3 del Campo Ogarrio.

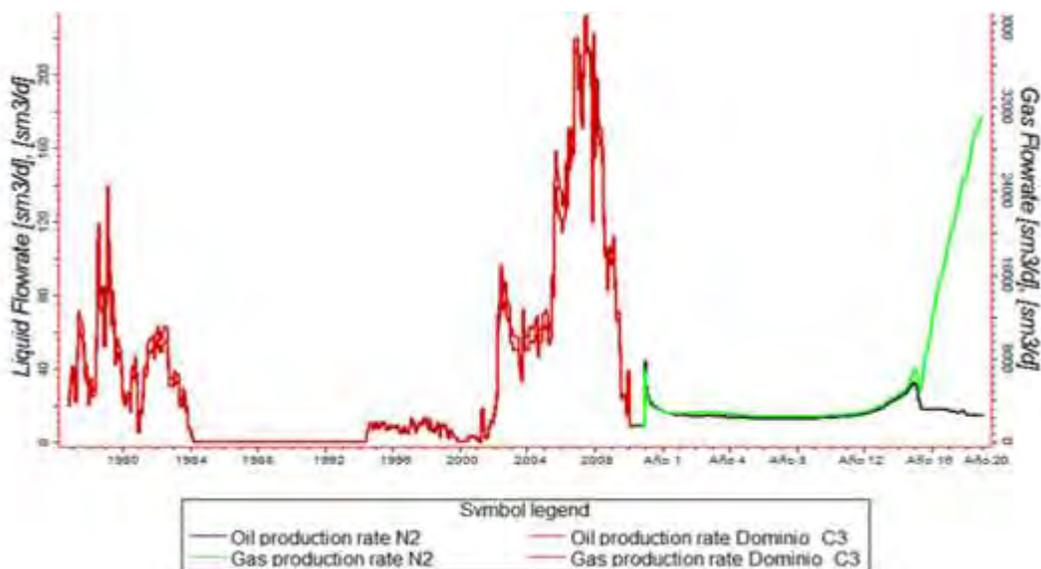


Fig. 7.16. Inyección de N_2 a $20 \text{ MMft}^3/\text{d}$.

La Fig. 7.17 muestra una recuperación no rentable de petróleo debido a que el CO_2 es inmisible a las bajas presiones actuales del yacimiento.

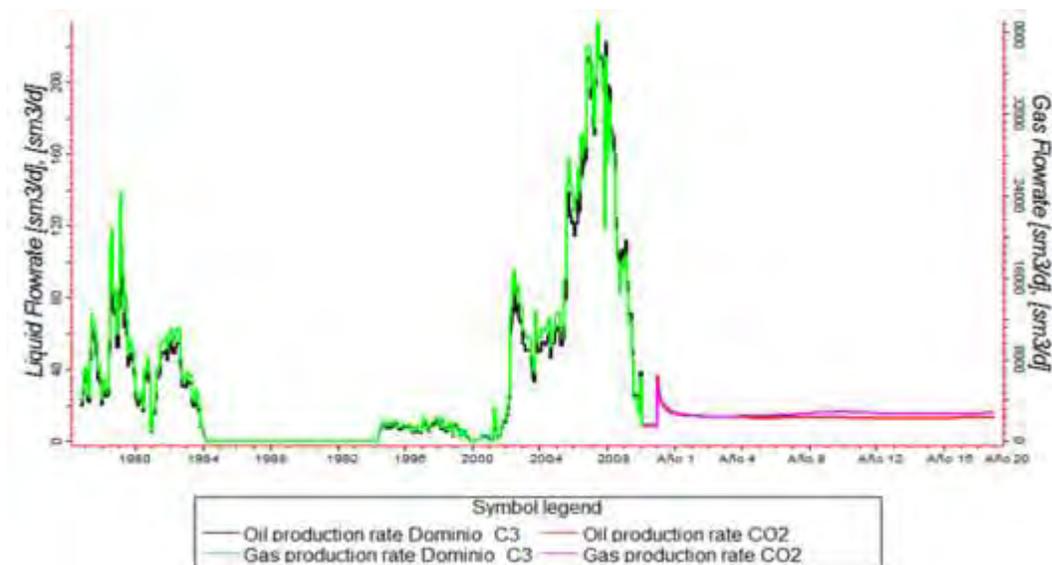


Fig. 7.17. Inyección de CO_2 a 20 MMft^3/d .

La inyección de agua para el dominio C3 de la Arena **E-180** del Campo Ogarrio, fue el proceso que mejor trabaja en este yacimiento, debido a las condiciones de depresionamiento actual de este. Debido a una relación de movilidades más favorable respecto al uso de gases a las presiones actuales del yacimiento, el agua ayuda a mantener la presión y soportar un ritmo de producción durante los 20 años de duración de la inyección.

La Fig. 7.18 muestra los resultados obtenidos de las simulaciones para los diferentes pronósticos de producción de petróleo y gas, determinando que el mejor candidato para aumentar el **Fr** en el dominio C3 de la Arena **E-180** del Campo Ogarrio, es la inyección de agua, confirmando las expectativas, acerca de la eficiencia de los procesos de recuperación secundaria en yacimientos siliciclásticos.

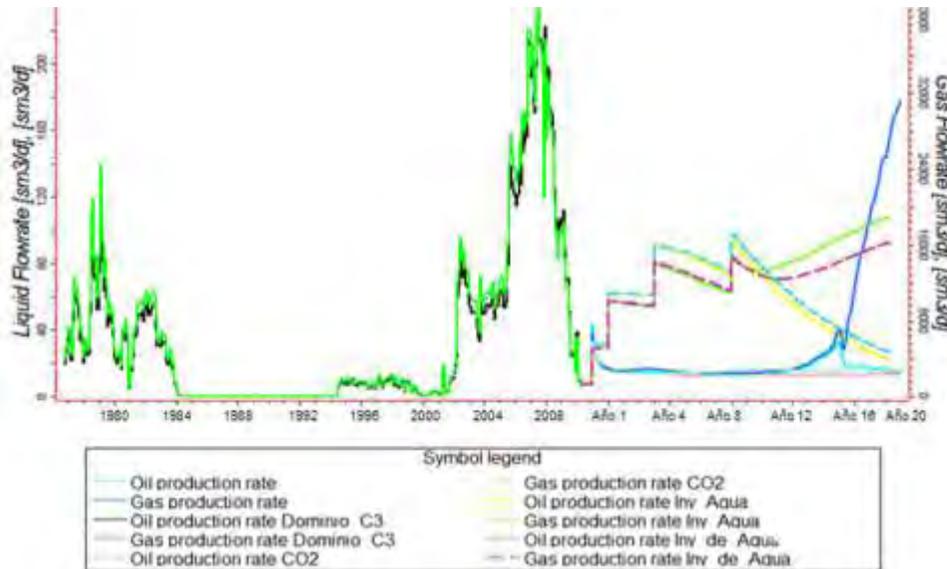


Fig. 7.18. Comparación de los fluidos de Inyección (CO₂, N₂, agua) para el dominio C3 del Campo Ogarrío.

7.7. Análisis Económico de los Pronósticos de Producción

Realizar una decisión de negocios requiere de la medición del valor de la inversión propuesta y de las oportunidades financieras. Cada compañía tiene sus propios criterios económicos con un valor mínimo requerido para establecer sus estrategias y hacer el negocio rentable. La aceptación o rechazo de una propuesta está gobernada por el criterio económico de la compañía.

El análisis económico involucra más de un escenario o alternativa, que se acerque a la mejor solución. El análisis económico y la comparación de los resultados de las diferentes opciones pueden dar la respuesta para tomar la mejor decisión y así maximizar los beneficios.

Un modelo eficiente de simulación es el que satisface los objetivos del estudio al más bajo costo y con las mayores ganancias. Realizar una buena decisión de negocios requiere que el proyecto sea económicamente viable, es decir, que produzca beneficios económicos a la compañía responsable de ejecutarlo.

Se realizó la evaluación sobre los diferentes fluidos de inyección y los resultados de las mismas. Con la finalidad obtener el escenario óptimo, se presentan las evaluaciones y análisis económicos; considerando los volúmenes incrementales de producción de petróleo y gas pronosticado, así como la inversión requerida para la realización de las actividades que involucren la implementación de un proceso de inyección de fluidos (**CO₂**, **N₂** y agua).

El modelo financiero simula las variables económicas asociadas a cada escenario durante su operación futura, conformado por:

- Ingresos.
- Costos CAPEX, a valor actual
- Costos OPEX, a valor actual.

$$VPN = \text{Ingresos} + OPEX + CAPEX \quad (7.1)$$

El valor presente neto se calcula por facilidad para determinar el excedente que se tendría al momento de realizar la inversión una vez que se han cubierto todos los egresos.

Los ingresos son directamente proporcionales a la producción de petróleo acumulado (**R**) atribuible a la inyección por el valor del petróleo en el fondo a la cabeza de pozo (**L**), es decir, el precio del crudo no incluye costos de producción.

$$\text{Ingresos} = R [b/D] * L [USD/b] \quad (7.2)$$

La Fig. 7.19 muestra los caudales de petróleo producido atribuible a los fluidos de inyección (**CO₂**, **N₂** y agua), estos datos se tomaron en base a la simulación. Los dos tipos de costos en el análisis económico son: gastos de capital de inversión (**CAPEX**) y gastos de operación (**OPEX**).

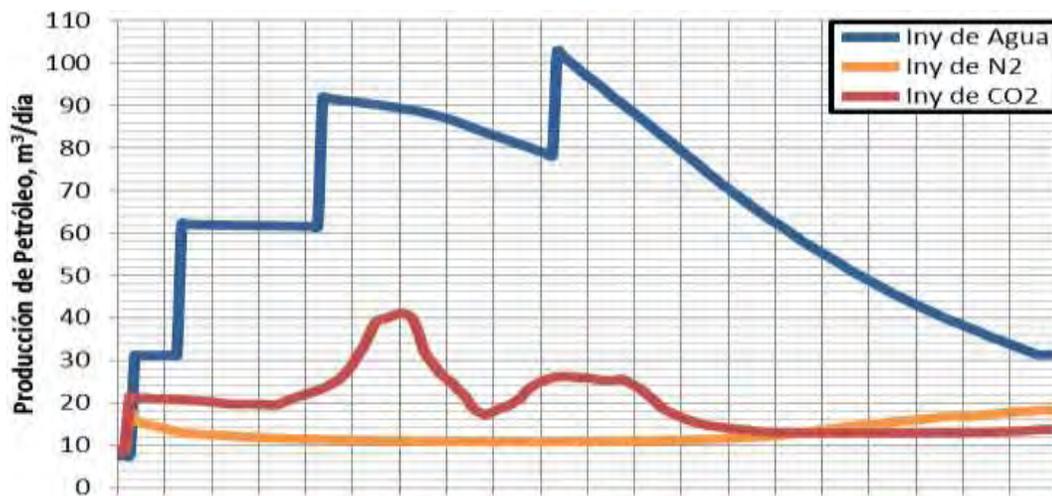


Fig. 7.19. Volumen de petróleo atribuible a los fluidos de inyección (CO_2 , N_2 y agua) para el dominio C3 de la Arena E-180.

Los componentes que contribuyen a los costos de un proyecto, generalmente son elevados, debido al volumen de fluidos (CO_2 , N_2 y agua) que se debe llevar a la superficie, separarlo del petróleo, tratar y entonces inyectar o eliminar; el cual involucra:

- Acondicionamiento del sitio
- Conversión de pozo productor a inyector, después de haber evaluado su integridad mecánica y de su cementación para poder utilizarlo como inyector.
- Cambio de cabezal de pozo
- Casing y accesorios
- Sistema de equipo de bombeo
- Electricidad
- Servicios auxiliares
- Planta y equipo de tratamiento del fluido de inyección
- Análisis periódico del fluido de inyección, pruebas de laboratorio
- Equipo de almacenamiento del fluido de inyección
- Eliminación o tratamiento para los residuos
- Diámetro y longitud de tuberías y ductos
- Mantenimiento y actualización de infraestructura
- Estimulación de pozos inyectores
- Químicos (biocidas, inhibidores de corrosión, incrustaciones, entre otros)

- Mano de obra y consultores
- Permisos
- Monitoreo y reporte
- Tiempo de inactividad debido a fallas y/o reparaciones
- Costos de personal

Para la factibilidad de inyección de fluidos, el modelo paramétrico fue el valor presente neto (**VPN**), que se alimenta del **CAPEX**, **OPEX** y de los pronósticos de producción que resultan del modelo óptimo seleccionado.

El **VPN** es la diferencia entre el flujo de caja generado por una inversión y la propia inversión inicial. El **VPN**, por tanto, permite determinar si una inversión cumple con el objetivo de maximizar la rentabilidad, Zekri, (2002).

Para evaluar la inversión y seleccionar el escenario que representa la oportunidad de negocio, se determinó el **VPN** para cada opción. Por tanto, se supuso que todos los parámetros de entrada son conocidos, esto es: **CAPEX**, **OPEX**, pronóstico de producción, tasa de descuento, costo del petróleo, etc. y se escogió el mejor escenario a través de la cuantificación de la incertidumbre y evaluación económica.

Las premisas económicas consideradas para los indicadores económicos, son:

- Tasa de Descuento: 12%
- Costo de Barril de aceite: 70 USD/barril
- Paridad peso-dólar: 12.8 pesos/USD (Reportado por el Banco de México).
- Horizonte de tiempo: 20 años.
- Tasa gravable : 0.7 y 0.0

Los escenarios de inyección de **CO₂** y **N₂** incluyen la inyección de 20 MMft³/d de gas, un arreglo de pozos de un productor y un inyector, un horizonte a 20 años y el reciclaje de los gases de producción, las Tablas 7.4 y 7.5 muestran las infraestructura requeridas para realizar la inyección de estos gases las cuales se emplearon para realizar el análisis económico.

Tabla 7.4. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de CO₂.

Concepto	Valor
Suplemento de CO₂	
Tecnología de Captura (Oxy-combustión) [US\$/tCO ₂]	60
Transporte (ducto, mantenimiento y operación) [US\$/tCO ₂]	67.40
Secuestro del CO ₂ [US\$/tCO ₂]	4.25
Costos Capitales	
Estudios de laboratorio y diseño [US\$]	590,000
Provisión de Instalaciones Superficiales de Inyección [US\$/pozo]	22,000
Equipo de Inyección [US\$/pozo]	224,000
Reparación de Instalaciones Superficiales de Producción [US\$/pozo]	10,000
Planta de Reciclaje de CO ₂ (incluye monitoreo) [US\$]	868,300
Conversión de pozos productores a inyectoros [US\$/pozo]	190,000
Costos de Operación y Mantenimiento	
Compresión del CO ₂ reciclado [US\$/Año]	138,700
Gastos Diarios Normales [US\$/pozo]	6,700
Consumibles [US\$/pozo]	17,900
Mantenimiento en Superficie (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	49,000
Transporte (ducto, mantenimiento y operación) [US\$/tN ₂]	47.40
Mantenimiento en Subsuelo (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	34,900

Tabla 7.5. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de N₂.

Concepto	Valor
Costos Capitales	
Estudios de laboratorio y diseño [US\$]	590,000
Provisión de Instalaciones Superficiales de Inyección [US\$/pozo]	22,000
Equipo de Inyección [US\$/pozo]	224,000
Reparación de Instalaciones Superficiales de Producción [US\$/pozo]	10,000
Planta Provedora y de Reciclaje de N ₂ (incluye monitoreo) [US\$]	2,810,000
Conversión de pozos productores a inyectoros [US\$/pozo]	190,000
Costos de Operación y Mantenimiento	
Compresión del N ₂ reciclado [US\$/Año]	139,000
Gastos Diarios Normales [US\$/pozo]	6,700
Consumibles [US\$/pozo]	17,900
Mantenimiento en Superficie (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	49,000
Mantenimiento en Subsuelo (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	35,000

El escenario de inyección de agua incluye la inyección de 5,000 bpd, un arreglo de pozos de un productor y un inyector, un horizonte a 20 años y el reciclaje del agua de producción. La Tabla 7.6 muestra la infraestructura requerida la cual se empleó para realizar el análisis económico.

Tabla 7.6. Costos capitales y costos de operación y mantenimiento para la inyección de agua.

Concepto	Valor
Costos Capitales	
Estudios de laboratorio y diseño [US\$]	590,000
Reparación de Instalaciones Superficiales de Producción [US\$/pozo]	10,000
Equipo de Inyección [US\$/pozo]	105,000
Conversión de pozos productores a inyectores [US\$/pozo]	190,000
Separación de Agua Libre [US\$/b]	0.05
Eliminación de Restos de Crudo [US\$/b]	0.08
Filtrado [US\$/b]	0.07
Bombeo [US\$/b]	0.13
Costos de Operación y Mantenimiento	
Levantamiento [US\$/Año]	0.05
Separación de Agua Libre (productos químicos) [US\$/pozo]	0.04
Eliminación de Restos de Crudo (filtrado y bombeo) [US\$/pozo]	0.09
Mantenimiento en Superficie (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	29,400
Mantenimiento en Subsuelo (Reparación y Servicio) [US\$/pozo]	14,864

El análisis económico consistió básicamente en medir, comparar y establecer el balance entre costos y beneficios. En las Fig. 7.20 y 7.21, los valores en negativo describen la inversión del proyecto según corresponda el color para cada caso. Los valores negativos más altos son los que requieren una inversión mayor.

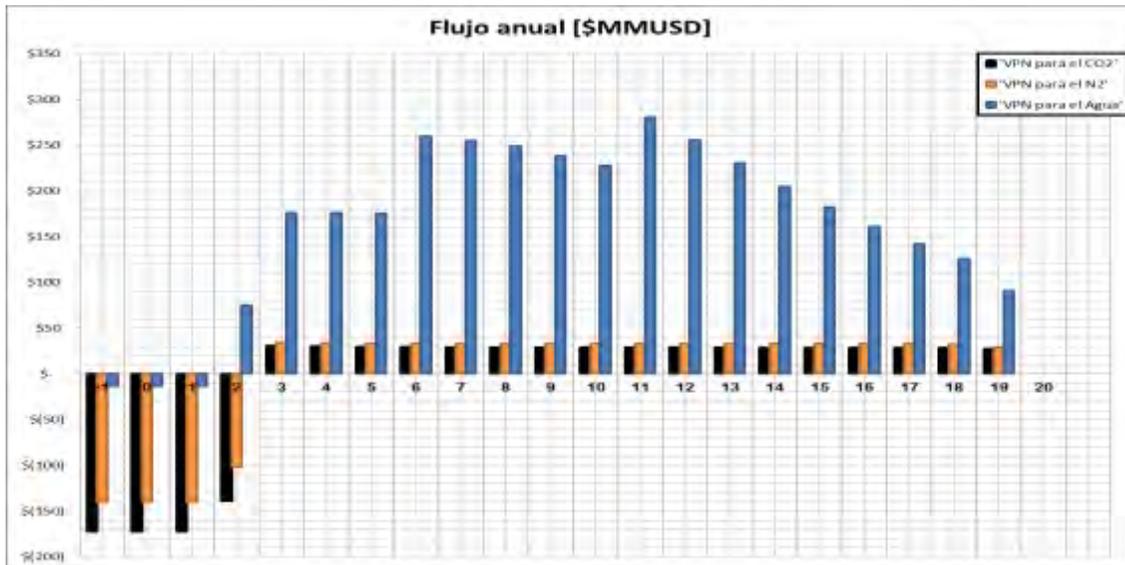


Fig. 7.20. Flujo de efectivo anual (VPN) con impuestos para los fluidos de inyección (CO₂, N₂ y agua).

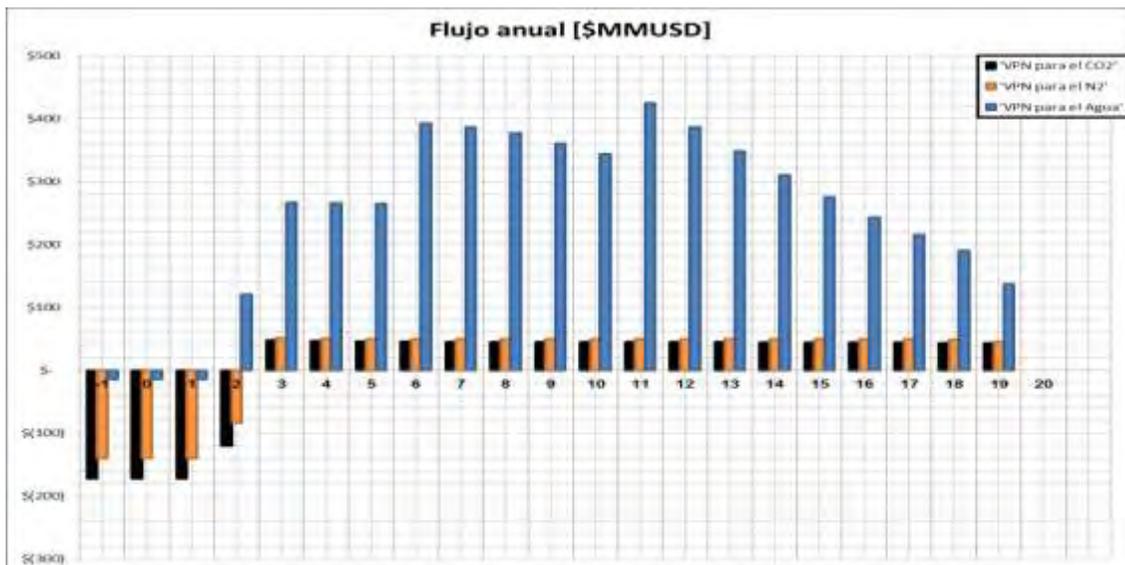


Fig. 7.21. Flujo de efectivo anual (VPN) sin impuestos para los fluidos de inyección (CO₂, N₂ y agua).

Los flujos de efectivo del proyecto fueron calculados considerando la información de las Tablas 7.4, 7.5 y 7.6. Para todos los casos planteados, se determinaron los indicadores económicos los cuales se muestran en la Tabla 7.7, la inversión estimada varió dependiendo del caso de inyección que se aplique, por lo tanto el valor presente neto varió.

Tabla 7.7. Indicadores económicos para los fluidos de inyección (CO₂, N₂ y agua).

N ₂		
Indicador	Sin Impuestos	Con Impuestos
VPN (MMMUSD)	\$ - 0.12496	\$ - 0.19560
VPI (MMMUSD)	\$ 0.34	\$ 0.34
VPN/VPI	-0.37	-0.58
TIR	6%	2%
CO ₂		
Indicador	Sin Impuestos	Con Impuestos
VPN (MMMUSD)	\$ - 0.22117	\$ - 0.29182
VPI (MMMUSD)	\$ 0.44	\$ 0.44
VPN/VPI	-0.51	-0.67
TIR	3%	-2%
Agua		
Indicador	Sin Impuestos	Con Impuestos
VPN (MMMUSD)	\$ 1.19955	\$ 0.73808
VPI (MMMUSD)	\$ 0.20	\$ 0.20
VPN/VPI	6.03	3.71
TIR	243%	197%

Los procesos de inyección de gases no son rentables, debido a que no recuperan su inversión. El proceso que proporciona mayor rentabilidad es la inyección de agua con un **VPN** de \$1.2 MMMUSD (sin impuestos) y un **VPN** de \$0.74 MMMUSD (con impuestos), así como la mejor relación **VPI**. Para los casos de inyección de gases, la tasa interna de retorno **TIR** es muy baja en algunos casos negativa y en otros menores al 10%, excepto en el escenario de inyección de agua en donde la **TIR** es de 243% (sin impuesto) 197% (con impuesto).

El escenario ganador tanto técnica como económicamente fue la inyección de agua, la cual se recomienda implementar en el Campo Ogarrio, Bloque A, a la brevedad posible; ya que proporciona mayor tolerancia en sus costos y principalmente porque es rentable después de impuestos.

La metodología empleada permitió identificar los procesos de recuperación secundaria y/o mejorada en el Campo Ogarrio y puede ser el sustento técnico para que la empresa tome la decisión de implementarlos. Así mismo con la aplicación de esta metodología se realizó una evaluación que permitió conocer los incrementos de recuperación de hidrocarburos, atribuible a la implantación de este tipo de procesos y establecer su rentabilidad como una etapa de visualización.

Conclusiones

Los análisis de yacimientos, incluyendo incertidumbre y factibilidad de inyección de diferentes tipos de fluidos, y los análisis económicos realizados para el **dominio C3** de la Arena **E-180** del **Campo Ogarrio**, proporcionan las siguientes conclusiones:

- a. El análisis de sensibilidad de las variables principales del yacimiento, sustentarán la selección de la inyección de agua como el mejor proceso tanto técnica como económicamente, para las condiciones actuales de agotamiento de este yacimiento.
- b. La presión actual del yacimiento de solo 160 kg/cm^2 (estimada), siendo inferior a la presión de saturación de 225 kg/cm^2 , no es conducente a un desplazamiento eficiente por inyección de gases.
- c. Este estudio y la metodología esbozada en la tesis proporcionan un sustento para la implementación de los procesos de inyección de agua y recuperación mejorada a escala de campo los cuales deben de ser acompañados de modelos físicos en el laboratorio y de simulación numérica para integrar, evaluar y corroborar el comportamiento de los procesos en el yacimiento.
- d. La inyección de agua presenta la mejor opción tanto técnica como económica que la inyección de gases (**CO₂** y **N₂**), debido a que la presión actual del yacimiento de 160 kg/cm^2 y la declinación adicional que ocurrirá mientras se implementa cualquier proceso, hace que los gases se canalicen y no se pueda razonablemente alcanzar la miscibilidad con el fluido del yacimiento. Además la inyección de gases requieren de una inversión mucho mayor en comparación con la inyección de agua. Básicamente, se carece de una fuente constante y económica de gas comprimido, a una presión ligeramente superior a la presión del yacimiento (que a finales del 2013 se estima en 120 kg/cm^2).

- e. El escrutinio inicial realizado en el Capítulo 2, basado en las propiedades promedio de la roca y los fluidos, determinaron que procesos podrían ser candidatos para su aplicación en la arena. El mejor podría haber sido la inyección de gases miscibles. Pero como el yacimiento está depresionado, no es posible alcanzar en una manera económica la **Presión Mínima de Miscibilidad**. Por lo tanto, actualmente la inyección de gases en forma miscible no es una opción viable para incrementar la producción y el **Factor de Recuperación**.

Se comprobó que la inyección de gases no es económicamente rentable, debido a los altos costos para la instalación de tuberías de suministro y compra de gases, o bien de las plantas generadoras. La metodología de este trabajo ayudará a identificar rápidamente y calificar, los yacimientos con potencial de usar algún proceso de **RM** y/o **Recuperación Secundaria**.

La construcción de los escenarios se basó en la combinación de las diferentes categorías y opciones posibles. En el proceso de toma de decisiones, se plasmaron todas las combinaciones posibles contempladas tanto en los pronósticos de producción como en los escenarios. La elaboración de análisis futuros debe considerar un trabajo en equipo, como se acotó en el cuerpo de este trabajo.

Recomendaciones

1. Para afinar las conclusiones se recomienda realizar estudios de laboratorio **PVT** con un fluido re combinado representativo del campo, que permitan verificar las propiedades actuales de los fluidos del yacimiento, ya que la información data desde 1975.
2. Los datos de compresibilidad de la formación y las propiedades roca-fluido deben verificarse por nuevos datos petrofísicos para la mitigación de la incertidumbre.
3. Implementar la metodología propuesta para el análisis de incertidumbre a todos los campos que estén por analizar algún proceso de **RS** y/o **RM**. La metodología propuesta ayudaría a mitigar el riesgo e implantar una opción cercana a la óptima, tomando en cuenta las circunstancias específicas de cada caso.
4. La metodología para obtener un **PVT** composicional a partir de datos **PVT'S** convencionales, es útil y se tendría que utilizar en campos que no cuenten con composiciones originales.
5. Cerrar los pozos que producen con valores altos de **RGA** ($> 500 \text{ m}^3/\text{m}^3$) para evitar seguir desperdiciando la energía del yacimiento, para minimizar la declinación adicional de la presión del yacimiento.
6. Previamente a la implementación de la inyección de agua, llevar a cabo pruebas de inyektividad, pruebas de interferencia y de trazadores. La información que se obtenga disminuirá el riesgo del proyecto.
7. Una posible variación podría contemplar inyectar agua para incrementar la presión y posteriormente, dependiendo de la respuesta de presión de la Arena E-180, analizar la opción de inyectar **CO₂** en forma inmiscible, o bien como parte de un proceso de inyección alternada de agua y gas (**WAG**).

8. Para la implementación de los procesos de **RM** y/o **RS** en arenas del Campo Ogarrío, se recomienda realizar terminaciones efectivas analizando la distribución de los arreglos, para tomar en cuenta los diferentes cuerpos productores que atraviesen los pozos.

9. Se recomienda implementar a la brevedad posible el proyecto de inyección de agua en el Campo Ogarrío. Entre más se retrase, se acelera su depresionamiento y se reducirá su potencialidad para incrementar económicamente su factor de recuperación. Debido a lo probado que ha sido la inyección de agua para este tipo de yacimientos de relativamente buena permeabilidad y viscosidad de petróleo, no es necesaria una prueba piloto. Esta última solo disminuiría la viabilidad del negocio.

Nomenclatura

APCP	=	A ctivo de P roducción C inco P residentes
B_g	=	Factor de volumen del gas
BN	=	Bombeo Neumático
BNI	=	Bombeo Neumático Intermitente
B_o	=	Factor de Volumen de petróleo, m ³ /m ³
B_{ob}	=	Factor de volumen de petróleo a presión de burbuja.
B_{oi}	=	Factor de Volumen de petróleo a presión inicial del yacimiento, m ³ /m ³
C₄	=	Butano
C₅	=	Pentano
C₃₀₊	=	Triacotanos y más
C₇₊	=	Heptano y más pesados
C₅₊	=	Pentanos y más pesados
C₄₊	=	Butanos y más pesados
CAP	=	Contacto agua-petróleo
CAPEX	=	Gastos de capital de inversión, (CAPEX de sus siglas en inglés de “ C apital E xpenditures”)
c_e	=	Compresibilidad efectiva, 1/(kg/cm ²)
c_f	=	Compresibilidad de la formación, 1/(kg/cm ²)
c_g	=	Compresibilidad del gas, 1/(kg/cm ²)
CMM	=	Composición Mínima de Miscibilidad, fracción mol
c_o	=	Compresibilidad del petróleo, 1/(kg/cm ²)
CO₂	=	Dióxido de Carbono
CO₃	=	Carbonato, ppm
c_t	=	Compresibilidad total, 1/(kg/cm ²)
c_w	=	Compresibilidad del agua, 1/(kg/cm ²)
DBO	=	Demanda Biológica de Oxígeno
Disc	=	D iscordancia
DQO	=	Demanda Química de Oxígeno
E	=	E ncanto
EDE	=	E cuación D e E stado
EE	=	E volución E stratégica
E-180	=	Arena Encanto-180
FIL	=	F ilisola
Fr	=	F actor de recuperación
Fr_f	=	F actor de recuperación f inal
FTU	=	Unidades de Turbidez Formazin, (FTU de sus siglas en inglés de Formazin Turbidity Units)
G	=	Volumen de gas original en sitio
GADTP	=	Gerencia de Análisis y Dictamen Técnico de Proyectos
GEDI	=	Grupo de Especialistas de Iniciativas
GH	=	G as H idrocarburo
GLP	=	G as L icuado del P etróleo
G_p	=	Producción acumulada de gas, MMM m ³
GRSyM	=	Grupo de Recuperación Secundaria y Mejorada

H₂S	=	Sulfuro de Hidrógeno, denominado ácido sulfhídrico, %
IH	=	Índice de Hidrocarburos, capacidad de almacenamiento, adim
k	=	Permeabilidad, md
k_{abs}	=	Permeabilidad absoluta, md
KCl	=	Cloruro de Potasio
kh	=	Capacidad de flujo
ki	=	Relación de equilibrio líquido-vapor.
k_o	=	Permeabilidad efectiva al aceite, md
k_r	=	Permeabilidad Relativa, adim
k_{rg}	=	Permeabilidad relativa al gas, adim
k_{ro}	=	Permeabilidad relativa al petróleo, adim
k_{ro} a S_w	=	Permeabilidad relativa al petróleo para cada dato disponible de S _w , adim
k_{rw}	=	Permeabilidad relativa al agua, adim
k_{rw} a S_{orw}	=	Permeabilidad relativa del agua para el valor de saturación de petróleo residual, adim
k_w	=	Permeabilidad efectiva al agua, adim
kx	=	Permeabilidad en la dirección x, md
ky	=	Permeabilidad en la dirección y, md
kz	=	Permeabilidad en la dirección z, md
L	=	Valor del petróleo en el fondo a la cabeza de pozo
Mvbnm	=	M etros v erticalizados b ajo el n ivel del m ar
MWC₅₊	=	Peso molecular de la fracción intermedia C5+
N	=	Volumen de petróleo original en sitio
N₂	=	Nitrógeno
N_p	=	Producción acumulada de petróleo, MM m ³
NPC	=	N ational P etroleum C ouncil
NTG	=	Espesor neto a bruto, (NTG de sus siglas en ingles de “ N et T o G ross”)
OPEX	=	Gastos de operación, (OPEX de sus siglas en inglés de “ O perational E xpenditure”)
ρ	=	Presión, kg/cm ²
ρ_{actual}	=	Presión actual del yacimiento, kg/cm ²
ρ_b	=	Presión de Burbuja, kg/cm ²
ρ_c	=	Presión Capilar, kg/cm ²
ρ_{cghg}	=	Presión capilar gas-mercurio, kg/cm ²
ρ_{cgo}	=	Presión en la interfase gas-petróleo, kg/cm ²
ρ_{cgw}	=	Presión en la interfase gas-agua, kg/cm ²
ρ_{cma}	=	Presión capilar mercurio-aire, kg/cm ²
ρ_{cwo}	=	Presión capilar agua-petróleo, kg/cm ²
ρ_{cow}	=	Presión en la interfase petróleo-agua, kg/cm ²
ρ_e	=	Presión del grano de la roca = <i>P_{sed} - P_p</i>
PEP	=	Pemex E xploración y P roducción
PFC	=	P resión de F ondo C errado, kg/cm ²
ρ_g	=	Presión en el lado de la fase gas, kg/cm ²
ρ_{gr}	=	Presión al plano de referencia, kg/cm ²
pH	=	Potencial de Hidrógeno
ρ_i	=	Presión inicial del yacimiento, kg/cm ²
ρ_m	=	Presión en la interfase de la fase mojante, kg/cm ²

p_{nm}	=	Presión en la interfase de la fase no mojante, kg/cm^2
p_o	=	Presión en el lado de la fase petróleo, kg/cm^2
PMM	=	Presión Mínima de Miscibilidad , kg/cm^2
p_p	=	Presión de poro
ppm	=	partes por millón, [$ppm = gr \text{ sólidos} / 10^6 gr \text{ de agua de formación}$]
PRI	=	P etroleum R ecovery I nstitute
p_s	=	presiones estáticas, kg/cm^2
p_{sat}	=	Presión de saturación, kg/cm^2
p_{sed}	=	Presión ejercida por los sedimentos subyacentes
Pt/co	=	plomo/ cadmio
PVT	=	Experimento P resión- V olumen- T emperatura
p_w	=	Presión en el lado de la fase agua, kg/cm^2
p_{wf}	=	Presión de fondo fluyendo, kg/cm^2
Q_o	=	Caudal de petróleo, $\text{m}^3/\text{día}$
Q_g	=	Caudal de gas, $\text{m}^3/\text{día}$
Q_w	=	Caudal de agua, $\text{m}^3/\text{día}$
R	=	Producción de petróleo acumulado atribuible a la inyección
RGA	=	Relación gas-petróleo, m^3/m^3
RM	=	R ecuperación M ejorada
RS	=	R ecuperación S ecundaria
R_s	=	Relación gas disuelto- petróleo,
R_{sb}	=	Relación de solubilidad en el punto de burbuja, $\text{m}^3/\text{m}^3 @ p_b$
R_{si}	=	Relación de solubilidad inicial, $\text{m}^3/\text{m}^3 @ P_i$
Rsur	=	R egión S ur
R_{sw}	=	Relación gas-agua.
R_{swp}	=	Relación de solubilidad del agua pura.
R_{wCO_2}	=	Relación de solubilidad del petróleo saturado con CO_2
SARA	=	Saturados, Aromáticos, Resinas y Asfáltenos
SDT	=	Sólidos Disueltos Totales
S_g	=	Saturación de gas, %
S_{gc}	=	Saturación Crítica de gas, %
SHCP	=	Secretaría de Hacienda y Crédito Público
SMC	=	S imulación M onte C arlo
S_o	=	Saturación de petróleo, %
S_{oc}	=	Saturación Crítica de petróleo, %
S_{or}	=	Saturación de petróleo residual
S_{nwr}	=	La saturación residual de la fase no mojante
SST	=	Sólidos Suspendedos Totales
ST	=	Sólidos Totales
S_w	=	Saturación de agua, %
S_{wi}	=	Saturación de agua inicial, %
Swc	=	Saturación Crítica de agua, %
T	=	Temperatura, $^{\circ}\text{C}$
T_c	=	Temperatura Crítica, $^{\circ}\text{C}$
TCM	=	Temperatura media del componente impuro, $^{\circ}\text{C}$
TIR	=	T asa I nterna de R etorno
T_{pc}	=	Temperatura pseudocrítica, $^{\circ}\text{C}$
T_r	=	Temperatura reducida, $^{\circ}\text{C}$
T_{sep}	=	Temperatura de separación, $^{\circ}\text{C}$
T_{yac}	=	Temperatura del yacimiento, $^{\circ}\text{C}$

V_B	=	Volumen total, (V_B de sus siglas en inglés de “Bulk volume”), m^3
V_p	=	Volumen poroso, m^3
VPI	=	Valor Presente de Inversión
VPN	=	Valor Presente Neto
WAG	=	inyección alternada de agua y gas, (WAG de sus siglas en inglés de “Water-Alternating-Gas”)
W_p	=	Producción acumulada de agua, MM m^3
YNF	=	Yacimientos Naturalmente Fracturados
z	=	Factor de compresibilidad del gas

Símbolos Griegos

ϕ	=	Porosidad, %
ϕ_t	=	Porosidad total, %
ϕ_e	=	Porosidad efectiva
*A	=	Valores de °API divididos por 60 °API, y normalizados
*V	=	Valores de viscosidad divididos por 100 cp, y normalizados
*T	=	Valores de temperatura divididos por 130 °C, y normalizados
*k	=	Valores de permeabilidad divididos por 200 md, y normalizados
γ_g	=	Densidad relativa del gas, adim
γ_o	=	Densidad relativa del petróleo, adim
ρ	=	Densidad, g/cm^3
ρ_o	=	Densidad del petróleo, g/cm^3
ρ_g	=	Densidad del gas, g/cm^3
ρ_w	=	Densidad del agua, g/cm^3
μ_o	=	Viscosidad del petróleo, cp
μ_g	=	Viscosidad del gas, cp
μ_w	=	Viscosidad del agua, cp
°API	=	Densidad API, o grados API, (API de sus siglas en inglés “American Petroleum Institute”)
%C₁	=	% mol del metano,
%C₇₊	=	% mol de la fracción pesada,
θ_{adv}	=	El ángulo de avance
θ_{rec}	=	El ángulo de contacto de retroceso
θ	=	Ángulo de Contacto
ω	=	Factor Acéntrico
λ	=	Número de hijos considerados para la Evolución Estratégica
μ	=	Número de padres considerados para la Evolución Estratégica

Referencias

- Adam, N.K. 1941. *The Physics and Chemistry of Surfaces*, third edition. London: Oxford University Press.
- Ahmed, T.H. 1997. *Hydrocarbon Phase Behavior*. Houston, Texas: Gulf Publishing Company.
- Ahmed, T.H. 2006. *Reservoir Engineering Handbook*, third edition. Burlington, Massachusetts: Elsevier/Gulf Professional Publishing.
- Alston, R.B., Kokolis, J.P. y James, C.F. 1985. CO₂ Minimum Miscibility Pressure: A Correlation for Impure CO₂ Streams and Live Oil Systems. *SPE J.* **25** (2): 268-74. SPE-11959-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11959-PA>.
- Amyx, J.W., Bass, D.M. Jr. y Whiting, R.L. 1960. *Petroleum Reservoir Engineering: Physical Properties*. New York: McGraw-Hill Book Company.
- Awan, A.R., Teigland, R., Kleppe, J. 2006. EOR Survey in the North Sea. Artículo SPE 99546, presentado en SPE/DOE Symposium on Improved Oil Recovery, Tulsa, Oklahoma, USA, Abril 22-26. <http://dx.doi.org/10.2118/99546-MS>.
- Bashbush, J.L. 1981. A Method to Determine K-Values from Laboratory Data and its Applications. Artículo SPE 10127, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, octubre 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/10127-MS>.
- Bashbush, J.L. 2013. Optimization of HP/HT Gas-Condensate Reservoirs, Taller de Optimización de la Explotación de Yacimientos de Gas y Condensado. Paraíso, Tabasco, México, abril 10-12.
- Beeson, D.M. y Ortloff, G.D. 1959. Laboratory Investigation of the Water-Driven Carbon Dioxide Process for Oil Recovery. *J. Pet Tech* **11** (4): 63-66. SPE-1100-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1100-G>.

- Beyer, H.G. y Schwefel, H.P. 2002. Evolution Strategies: A Comprehensive Introduction. *Natural Computing* **1** (1): 3-52. <http://dx.doi.org/10.1023/A:1015059928466>.
- Brashear, J.P., Lewin and Assocs., Inc. 1978. The Potential and Economics of Enhanced Oil Recovery. *J. Pet Tech* **30** (5): 1231-1239. SPE-6350-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/6350-PA>.
- Brown, H.W. 1951. Capillary Pressure Investigations. *J. Pet Tech* **3** (3): 67-74. SPE-951067-G. <http://dx.doi.org/10.2118/951067-G>.
- Cabrera-Castro, R. y Lugo-Rivera, J.E. 1984. Estratigrafía y Sedimentología de las Cuencas Terciarias de México. *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros* **36** (2): 3-55.
- Carcoana, Aurel N. 1982. Enhanced Oil Recovery in Rumania. Artículo SPE 10699, presentado en SPE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, EUA, Abril 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/10699-MS>.
- Carlson, F.M. 1981. Simulation of Relative Permeability Hysteresis to the Nonwetting Phase. Artículo SPE 10157, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Antonio, Texas, EUA, Octubre 4-7. <http://dx.doi.org/10.2118/10157-MS>.
- Coats, K.H. y Smart, G.T. 1986. Application of a Regression-Based EOS PVT Program to Laboratory Data. *SPE Res Eng* **1** (3): 277-299. SPE-11197-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11197-PA>.
- Corey, A.T. 1954. The Interrelation Between Gas and Oil Relative Permeabilities. *Producers Monthly* **19** (1): 38-41. http://www.discovery-group.com/pdfs/Corey_1954.pdf. (descargado 01 de Noviembre de 2010)
- Craft, B.C. y Hawkins, M. 1991. *Applied Petroleum Reservoir Engineering*, second edition. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.

- Craig, F.F. Jr. 1993. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*, Vol. 3. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
- Croquist, C. 1978. Carbon Dioxide Dynamic Miscibility with Light Reservoir Oils. Proc. Fourth Annual U.S. DOE Symposium, Tulsa, Oklahoma, august 28-30.
- Danesh, A. 1998. *PVT and Phase Behavior of Petroleum Reservoir Fluids*. Amsterdam: Elsevier.
- Díaz, D., Bassiouni, Z., Kimbrell, W., et al. 1996. Screening Criteria for Application of Carbon Dioxide Miscible Displacement in Waterflooded Reservoirs Containing Light Oil. Artículo SPE 35431, presentado SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 21-24. <http://dx.doi.org/10.2118/35431-MS>.
- Donaldson, E.C., Chilingarian, G.V., and Yen, T.F. eds. 1985. *Enhanced Oil Recovery. II: Processes and Operations*. Amsterdam: Elsevier.
- Dong, M., Huang, S., Dyer, S.B., et al. 2001. A Comparison of CO₂ Minimum Miscibility Pressure Determinations for Weyburn Crude Oil. *J. Pet. Sci. Eng.* **31** (1): 13–22. [http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105\(01\)00135-8](http://dx.doi.org/10.1016/S0920-4105(01)00135-8).
- EOR/IOR. 2001. *J. Pet Tech* **53** (1): 49-58.
- Farouq Ali, S.M. 2010. *Taller de Escalamiento de Pruebas de Laboratorio a Escala de Campo*. Villahermosa, Tabasco: Gerencia de Proyectos de Explotación Sur, Subdirección Técnica de Explotación.
- Gates, J.I. y Leitz, W.T. 1950. Relative Permeabilities of California Cores by the Capillary - Pressure Method. Proc. API Meeting, Los Angeles, California, EUA, Mayo 11.
- Glass, O. 1985. Generalized Minimum Miscibility Pressure Correlation. *SPE J.* **25** (6): 927-934. SPE-12893-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12893-PA>.

- Goodlett, G.O., Honarpour, M.M., Chung, F.T., et al. 1986. Evaluation of IOR Potential within Kuwait. Artículo SPE 88716, presentado en SPE Rocky Mountain Regional Meeting, Billings, Montana, Mayo 19-21. <http://dx.doi.org/10.2118/15172-MS>.
- Green, D. y Willhite, G.P. 1998. *Enhanced Oil Recovery*, Vol. 6. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
- Grupo de Recuperación Secundaria y Mejorada/PEP-IMP. 2011. Diseño de Procesos de Recuperación Adicional de Hidrocarburos: Documento Guía, edición 2011. PEMEX Exploración y Producción, Subdirección de Gestión de Recursos Técnicos, México, D.F. (diciembre de 2011).
- Hall, H.N. 1953. Compressibility of Reservoir Rocks. *J. Pet Tech* **5** (1): 17-19. SPE-953309-G. <http://dx.doi.org/10.2118/953309-G>.
- Holm, L.W. 1959. Carbon Dioxide Solvent Flooding for Increased Oil Recovery. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 216, 225-231. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Holm, L.W. 1982. CO₂ Flooding: Its Time has Come. *J. Pet Tech* **34** (12): 2739-2745. SPE-11592-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11592-PA>.
- Holm, L.W. 1986. Miscibility and Miscible Displacement. *J. Pet Tech* **38** (8): 817-818. SPE-15794-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15794-PA>.
- Holm L.W. y Josendal, V.A. 1974. Mechanisms of Oil Displacement by Carbon Dioxide. *J. Pet Tech* **26** (12): 1427-1438. SPE-4736-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/4736-PA>.
- Holm, L.W. y Josendal, V.A. 1984. Study Shows Best Use of CO₂ as EOR Agent. *Oil & Gas J.* **82** (Oct. 22): 131–134.
- Horne, R.N. 1990. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*. Palo Alto, California: Petroway, Inc.

- Horne, R.N. 1997. *Modern Well Test Analysis: A Computer-Aided Approach*, second edition. Palo Alto, California: Petroway, Inc.
- Hunter, G.J. 1999. Managing Uncertainty. En *Geographical Information Systems*, eds. P.A. Longley, M.F Goodchild, D.J. Maguire y D.W. Rhind, Vol.2, 633-641. New York: John Wiley & Sons.
- Instituto Mexicano del Petróleo. 2011. Propuesta Técnico-Económica: Selección y Validación a Escala de Laboratorio de Procesos de Recuperación Mejorada Miscible, Térmico o Químico para Yacimientos del Activo Integral Poza Rica–Altamira. Instituto Mexicano del Petróleo, México, D.F.
- Jalalh, A.A. 2006a. Compressibility of Porous Rocks: Part I. Measurements Hungarian Reservoir Rock Samples. *Acta Geophysica* **54** (3): 319-332. <http://dx.doi.org/10.2478/s11600-006-0025-8>.
- Jalalh, A.A. 2006b. Compressibility of Porous Rocks: Part II. New Relationships. *Acta Geophysica* **54** (4): 399-412. <http://dx.doi.org/10.2478/s11600-006-0029-4>.
- Jarrell, P.M., Fox, C.E., Stein, M.H. y Webb, S.L. 2002. *Practical Aspects of CO₂ Flooding*, Vol. 22. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.
- Johnson, J.P y Polling, J.S. 1981. Measurement and Correlation of CO₂ Miscibility Pressures. Artículo SPE 9790, presentado en SPE/DOE Enhanced Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, abril 5-8. <http://dx.doi.org/10.2118/9790-MS>.
- Johnson, W.E., Macfarlane, R.M. y Breston, J.N. 1952. Changes in Physical Properties of Bradford Crude Oil When Contacted with CO₂ and Carbonated Water. *Producers Monthly* **17** (1): 16-23.
- Kantar. K., Karaoguz, D., Issever, K. y Varana, L. 1985. Design Concepts of a Heavy-Oil Recovery Process by an Immiscible CO₂ Application. *J. Pet Tech* **37** (2): 275-283. SPE-11475-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11475-PA>.

- Klins, Mark A. 1984. *Carbon Dioxide Flooding. Basic Mechanisms and Project Design*. Boston: International Human Resources Development Corporation Publishers.
- Koottungal, L. 2012. 2012 Worldwide EOR Survey. *Oil & Gas J.* **110** (4): 57-69.
- Kunkel, G.C. y Bagley, J.W. Jr. 1965. Controlled Waterflooding, Means Queen Reservoir. *J. Pet Tech* **17** (12): 1385-1390. SPE-1211-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/1211-PA>.
- Lake, L.W. 1989. *Enhanced Oil Recovery*. Englewood Cliffs, New Jersey: Prentice Hall.
- Lasater, J.A. 1958. Bubble Point Pressure Correlation. *J. Pet Tech* **10** (5): 65-67. SPE-957-G. <http://dx.doi.org/10.2118/957-G>.
- Lee, J.I. 1979. Effectiveness of Carbon Dioxide Displacement under Miscible and Immiscible Conditions. Research Report RR-40, Petroleum Recovery Institute, Calgary, Alberta.
- McCain, W.D. 1990. *The Properties of Petroleum Fluids*, second edition. Tulsa Oklahoma: PennWell Books.
- Meyer, J.P. 2007. Summary of Carbon Dioxide Enhanced Oil Recovery (CO₂EOR) Injection Well Technology. Background Report, American Petroleum Institute, Washington, D.C. <http://www.api.org/environment-health-and-safety/environmental-performance/~media/d68de1954b8e4905a961572b3d7a967a.ashx> (descargado 01 de Octubre de 2010)
- Mohammad A. A., Robert, M., William P., et al. 2004. Evaluation of IOR Potential within Kuwait. Artículo SPE 88716, presentado en Abu Dhabi International Conference and Exhibition, Abu Dhabi, United Arab Emirates, Octubre 10-13. <http://dx.doi.org/10.2118/88716-MS>.
- Moritts, G. 2000. EOR Weathers Low Oil Prices. *Oil & Gas J.* **98** (12) 39-44.

- Moses, P.L. 1986. Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems. *J. Pet Tech* **38** (7): 715-723. SPE-15835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/15835-PA>.
- Mungan, N. 1981. Carbon Dioxide Flooding – Fundamentals. *J. Cdn. Pet. Tech.* **20** (1): 87 – 92. SPE- 81-01-03. <http://dx.doi.org/10.2118/81-01-03>.
- National Petroleum Council. 1976. Enhanced Oil Recovery, EOR: An Analysis of the Potential for Enhanced Oil Recovery from Known Fields in the United States, 1976 to 2000. Washington, D.C. (diciembre 1976). http://www.npc.org/reports/1976-Enhanced_Oil_Recovery.pdf (descargado 01 de Julio de 2011).
- Newman, G.H. 1973. Pore-Volume Compressibility of Consolidated, Friable, and Unconsolidated Reservoir Rocks Under Hydrostatic Loading. *J. Pet Tech* **25** (2): 129-134. SPE-3835-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/3835-PA>.
- Orr, F.M. Jr. y Jessen, C.M. 1984. Interpretation of Pressure Composition Phase Diagrams for CO₂/Crude-Oil System. *SPE J.* **24** (5): 485-497. SPE-11125-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/11125-PA>.
- Orr, F.M. Jr. y Silva, M.K. 1987. Effect of Oil Composition on Minimum Miscibility Pressure-Part 2: Correlation. *SPE Res Eng* **2** (4): 479-491. SPE-14150-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/14150-PA>.
- Osif, T.L. 1988. The Effects of Salt, Gas, Temperature, and Pressure on the Compressibility of Water. *SPE Res Eng* **3** (1): 175-181. SPE-13174-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/13174-PA>.
- PEMEX y ARC GROUP, L.L.C. 2009. Estudio de caracterización integral del Campo Ogarrio Bloque “A”. Agua Dulce, Veracruz, Mex., 1 de Marzo.
- Pirson, S.J. 1958. *Oil Reservoir Engineering*, second edition. New York: McGraw-Hill Book Company.
- Powell, J.P. 1959. Orco Process, K and S Project. *Producers Monthly* **23** (6).

- Reed, P.W. 1955. The Efficiency of Fluid Displacement in Water-Wet Porous Media as Affected by Interfacial Tension and Pressure Gradient. MS thesis, The Pennsylvania State University, University Park, Pennsylvania.
- Rose, W.D. y Bruce, W.A. 1949. Evaluation of Capillary Character in Petroleum Reservoir Rock. *J. Pet Tech* **1** (5): 127-142. SPE-949127-G. <http://dx.doi.org/10.2118/949127-G>.
- Saner, W.B. y Patton, J.B. 1986. CO₂ Recovery of Heavy Oil: Wilmington Field Test. *J. Pet Tech* **38** (7): 769-776. SPE-12082-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12082-PA>.
- Satter, A. y Thakur, G.C. 1994. *Integrated Petroleum Reservoir Management: A Team Approach*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Books Publishing Company.
- Schulte, W.R., Van Rossem P.A.H. y Van der Vijver, W. 1994. Current Challenges in the Brent Field. *J. Pet Tech* **46** (12): 1073-1079. SPE-26788-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/26788-PA>.
- Schwefel, H.P. 1995. *Evolution and Optimum Seeking*. New York: John Wiley & Sons.
- Sebastian, H.M., Wenger, R.S. y Renner, T.A. 1985. Correlation of Minimum Miscibility Pressure for Impure CO₂ Streams. *J. Pet Tech* **37** (12): 2076-2082. SPE-12648-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/12648-PA>.
- Smith, J.T. y Cobb, W.M. 1999. *Waterflooding Notebook*. Lubbock, Texas: W.M. Cobb & Associates, Inc.
- Stalkup, F.I. Jr. 1983. Status of Miscible Displacement. *J. Pet Tech* **35** (4): 815-826. SPE-9992-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/9992-PA>.
- Stalkup, F.I. Jr. 1992. *Miscible Displacement*, Vol. 8. Richardson, Texas: Monograph Series, SPE.

- Taber, J.J. 1983. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. Artículo SPE 12069, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, California, Octubre 5-8. <http://dx.doi.org/10.2118/12069-MS>.
- Taber, J.J., Martin, F.D. y Seright, R.S. 1997. EOR Screening Criteria Revisited—Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. *SPE Res Eng* **12** (3): 189-198. SPE-35385-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/35385-PA>.
- Thakur, G.C. 1991. Waterflood Surveillance Techniques-A Reservoir Management Approach. *J. Pet Tech* **43** (10): 1180-1188. SPE-23471-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/23471-PA>.
- Thakur, G.C. y Satter, A. 1988. *Integrated Waterflood Asset Management*. Tulsa, Oklahoma: PennWell Publishing Company.
- Thomas, F.B., Bennion, D.W., Bennion, D.B. y Hunter, B.E. 1992. Experimental and Theoretical Studies of Solids Precipitation from Reservoir Fluid. *J. Cdn. Pet. Tech.* **31** (1). SPE-92-01-02. <http://dx.doi.org/10.2118/92-01-02>.
- Torcaso, M.A. y Wyllie, M.R.J. 1958. A Comparison of Calculated krg/kro Ratios with Field Data. *J. Pet Tech* **10** (12): 57-58. SPE-1180-G. <http://dx.doi.org/10.2118/1180-G>.
- Van der Knaap, W. 1959. Nonlinear Behavior of Elastic Porous Media. En *Transactions of the Society of Petroleum Engineers*, Vol. 216, 179-187. Richardson, Texas: Society of Petroleum Engineers.
- Van Golf-Racht, T.D. 1982. *Fundamentals of Fractured Reservoir Engineering*. Amsterdam: Elsevier.
- Walsh, B.W. and Orr Jr., F.M., 1990. Prediction of Miscible Flood Performance, the Effect of Dispersion on Composition Paths in Ternary Systems, *In Situ*, **14** (1), pp.19-47.
- Whitson, C.H. y Torp, S.B. 1983. Evaluating Constant Volume Depletion Data. *J. Pet Tech* **35** (3): 610-620. SPE-10067-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/10067-PA>.

- Willhite, G.P. 1986. *Waterflooding*, Vol. 3. Richardson, Texas: Textbook Series, SPE.
- Wong, P., Aminzadeh, F. y Nikraves, M., eds. 2002. *Soft Computing for Reservoir Characterization and Modeling*. Heidelberg: Physica-Verlag.
- Wyllie, M.R.J. y Gardner, G.H.F. 1958a. The Generalized Kozeny-Carmen Equation. Part 1: Review of Existing Theories. *World Oil* **146**: 121-128.
- Wyllie, M.R.J. y Gardner, G.H.F. 1958b. The Generalized Kozeny-Carmen Equation. Part 2: A Novel Approach to Problems of Fluid Flow. *World Oil* **146**: 210-228.
- Yale, D.P., Nabor G.W., Russell, J.A., Pham, H.D. y Yousef, M. 1993. Application of Variable Formation Compressibility for Improved Reservoir Analysis. Artículo SPE 26647, presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, EUA, Octubre 3-6. <http://dx.doi.org/10.2118/26647-MS>.
- Yellig, W.F. y Metcalfe, R.S. 1980. Determination and Prediction of CO₂ Minimum Miscibility Pressure. *J. Pet Tech* **32** (1): 160-168. SPE-7477-PA. <http://dx.doi.org/10.2118/7477-PA>.
- Yuan, H., Johns, R.T., Ekwuenu, A.M. y Dindoruk, B. 2004. Improved MMP Correlation for Miscible Gas Floods, Using Analytical Gas Theory. Artículo SPE 89359, presentado en SPR/DOE Symposium on EOR, Tulsa, Oklahoma, EUA, Abril 17-21. <http://dx.doi.org/10.2118/89359-MS>.
- Zhao, G.-B., Adidharma, H., Towler, B.F. y Radosz, M. 2006. Using a Multiple-Mixing-Cell Model to Study Minimum Pressure Controlled by Thermodynamic Equilibrium Tie Lines. *Ind. Eng. Chem. Res.* **45** (23): 7913-7923. <http://dx.doi.org/10.1021/ie0606237>.
- Zekri, A.Y. y Jerbi, K.K. 2002. Economic Evaluation of Enhanced Oil Recovery. *Oil Gas Sci. Technol.* **57** (3): 259-267. <http://dx.doi.org/10.2516/ogst:2002018>.

Apéndice A

Metodología para encontrar la composición de un fluido a partir de datos de PVT convencionales, probada en el yacimiento Ogarrio, Bloque A:

1. Se seleccionó el Campo Guaricho como análogo al Campo Ogarrio, Bloque A; se utilizó el fluido representativo del pozo Guaricho 1, el cual fue el PVT semilla y se eligió el PVT convencional del pozo Ogarrio 817_S como datos experimentales.
2. Se ajustó y caracterizó el fluido del pozo Guaricho 1, el cual fue el PVT semilla.

Tabla A.1. Datos del fluido original del pozo Guaricho 1

Componente	% mol
N ₂	0.100
CO ₂	0.090
H ₂ S	0.000
C ₁	45.440
C ₂	5.230
C ₃	6.090
iC ₄	1.840
nC ₄	3.450
iC ₅	1.780
nC ₅	1.980
C ₆	3.130
C ₇₊	30.870
Densidad C ₇₊ (g/cm ³)	0.8552
Peso Molecular C ₇₊	240.11

Temperatura del yacimiento: 75 °C (167.1 °F).

La fracción C₇₊ se caracterizó utilizando la metodología siguiente:

- cinco pseudocomponentes.
- Densidad relativa y temperatura normal de ebullición a partir de la correlación de Sørenseide.
- T_c y p_c de la correlación de Lee – Kesler.
- ω ajustado a la T normal de ebullición.

Tabla A.2. Propiedades del Fluido del pozo Guaricho 1 caracterizado

Componente	% mol	PM (g/mol)	T_c (K)	p_c (bar)	ω	Peneloux, C
N ₂	0.000	28.010	126.20	34.00	0.0373	-0.1927
CO ₂	0.090	44.010	304.21	73.83	0.2236	-0.0817
H ₂ S	0.000	34.080	373.53	89.63	0.0942	-0.1288
C ₁	45.540	16.040	190.56	45.99	0.0115	-0.1595
C ₂	5.230	30.070	305.32	48.72	0.0995	-0.1134
C ₃	6.090	44.100	369.83	42.48	0.1523	-0.0863
iC ₄	1.840	58.120	407.80	36.40	0.1835	-0.0844
nC ₄	3.450	58.120	425.12	37.96	0.2002	-0.0675
iC ₅	1.780	72.150	460.40	33.80	0.2279	-0.0608
nC ₅	1.980	72.150	469.70	33.70	0.2515	-0.0390
C ₆	3.130	84.000	509.51	32.48	0.2796	-0.0114
Pseudo C ₇₊	5.294	103.39	553.37	32.13	0.3200	-0.0910
Pseudo C ₁₀₊	9.376	151.08	621.62	27.40	0.4150	-0.1778
Pseudo C ₁₅₊	8.811	241.61	731.11	18.30	0.6618	-0.0329
Pseudo C ₂₀₊	5.372	386.33	832.11	12.52	0.9617	0.0396
Pseudo C ₃₀₊	2.017	616.70	947.49	7.70	1.4453	0.2030

La caracterización del fluido del pozo Guaricho 1 se realizó empleando las consideraciones siguientes:

Ecuación de estado (**EDE**):

Peng – Robinson

Alpha del parámetro de atracción:

Gasem – Gao – Robinson

La densidad fue corregida con el parámetro de traslado de Penelux.

El dato de presión de saturación experimental se ajustó empleando los parámetros de interacción binarios:

$$k_{CO_2-Pseudos} = 0.1$$

$$k_{CH_4-Pseudos} = 0.04007$$

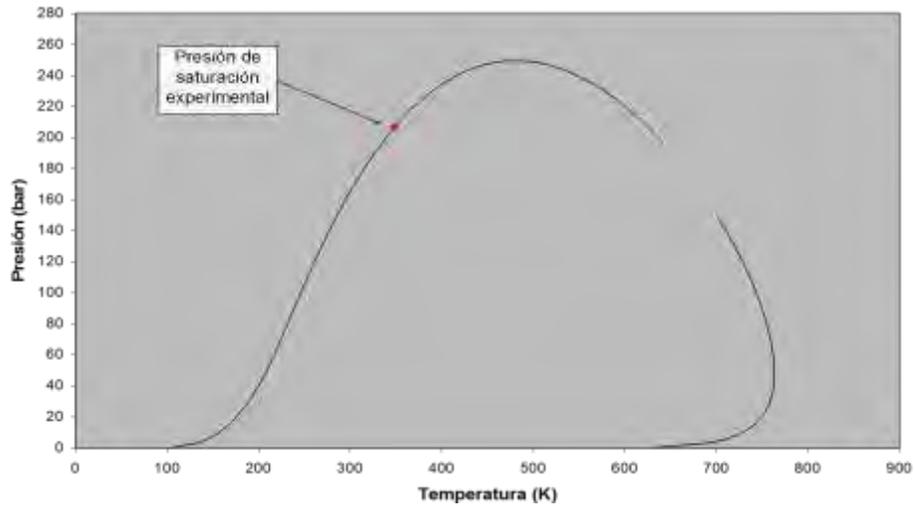


Fig. A.1. Envolvente de fases calculada para el fluido del pozo Guaricho 1.

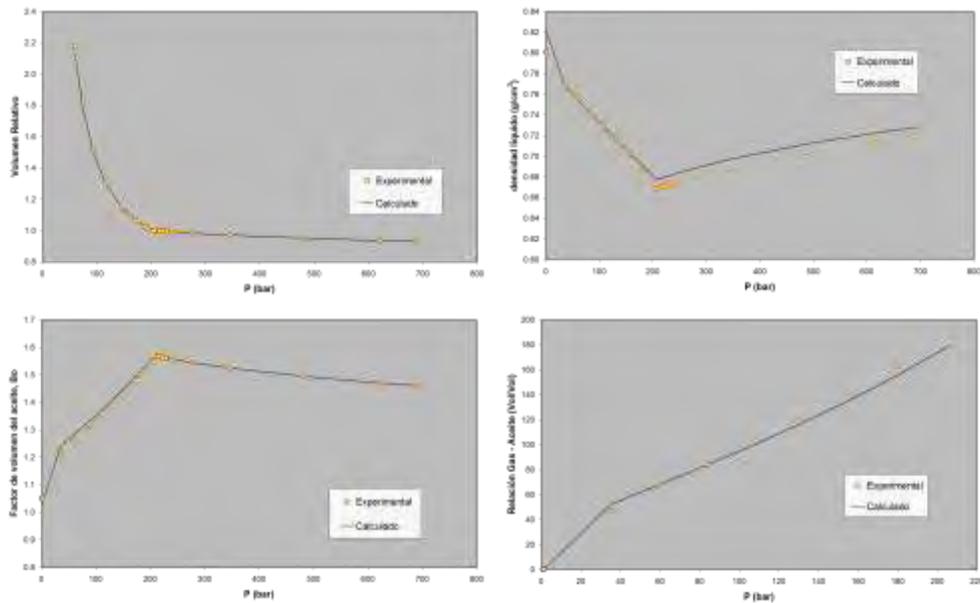


Fig. A.2. Propiedades del experimento PVT CCE y DLE del fluido del pozo Guaricho 1, Volumen Relativo, Densidad de líquido, factor de volumen del petróleo relación gas-petróleo respectivamente.

3. El estimado inicial es la composición para el fluido del pozo Ogarrio 817_S, la cual se muestra en la Tabla A.2, considerada como el fluido caracterizado del pozo Guaricho 1. La composición sintética del pozo Ogarrio 817_S se obtuvo mediante un ajuste simultáneo de los cuatro datos disponibles a la temperatura de 87 °C:

- Presión de Saturación: 225.04 kg/cm^2
- Densidad del líquido a presión de saturación: 0.6379 g/cm^3

- Factor de volumen del petróleo, B_o , a presión de saturación: 1.6841
- Relación gas/petróleo, RGA : 214.30 m³/m³

4. La composición del pozo Guaricho 1 se dividió en cuatro grupos que contienen a los componentes siguientes:

Grupo 1:	N ₂ , CO ₂
Grupo 2:	C ₁ a C ₃
Grupo 3:	iC ₄ a C ₆
Grupo 4:	Pseudos

La composición molar dentro de cada grupo se mantuvo constante; esto es, la relación entre los componentes en un grupo es la misma que la mostrada para el fluido del pozo Guaricho 1.

5. Para encontrar la cantidad de cada uno de estos grupos, se utilizó un optimizador no lineal para minimizar el error absoluto promedio entre los datos experimentales y los calculados con la **EDE**, sujeto a la restricción de que la sumatoria de la fracción mol de todos los componentes es 1.0.

La composición encontrada para el pozo Ogarrio 817_S es la mostrada en la Tabla A.3

Tabla A.3. Composición del pozo Ogarrio 817_S

Componente	% mol
N ₂	0.100
CO ₂	0.093
H ₂ S	0.000
C ₁	46.524
C ₂	5.354
C ₃	6.235
iC ₄	2.048
nC ₄	3.840
iC ₅	1.981
nC ₅	2.204
C ₆	3.484
Pseudo C ₇₊	4.826
Pseudo C ₁₀₊	8.546
Pseudo C ₁₅₊	8.031
Pseudo C ₂₀₊	4.897
Pseudo C ₃₀₊	1.839

Las propiedades críticas, peso molecular y parámetro de traslado de Peneloux de cada uno de los componentes definidos y pseudocomponentes, son los mismos que los reportados para el fluido del Guaricho 1.

6. Por último se comparan los datos experimentales del punto 3 con los calculados, tomando como consideración que el error debe ser menor o igual al 2%.

Resultados:

Presión de Saturación:

Experimental:	225.04 kg/cm ²
Calculada:	225.64 kg/cm ²
% Error (Absoluto):	0.26

Densidad del líquido a presión de saturación:

Experimental:	0.6379 g/cm ³
Calculada:	0.6457 g/cm ³
% Error (Absoluto):	1.22

Relación gas/petróleo, **RGA**:

Experimental:	214.30 m ³ /m ³
Calculado:	210.03 m ³ /m ³
% Error (Absoluto):	1.99

Factor de volumen del petróleo, **B_o**, a presión de saturación:

Experimental:	1.6841
Calculado:	1.6995
% Error (Absoluto):	0.91

Apéndice B

Prueba de la Burbuja Ascendente: La prueba de la “Rising Bubble apparatus” es un método fácil y seguro para determinar la **PMM** y la Composición Mínima de Miscibilidad (**CMM**), durante el estudio de vaporización de inyección de **CO₂**. El aparato consiste principalmente en un tubo transparente, montado verticalmente que trabaja a altas presiones, dentro de un horno con controlador de temperatura. En la parte inferior del tubo se encuentra un agujero por donde se inyecta el **CO₂** con una aguja. La longitud de la aguja es alrededor de 2.5 -5 cm. El diámetro de la aguja puede variar con el fin de controlar el tamaño de la burbuja. Para obtener un mejor registro el equipo cuenta con una cámara que graba el proceso de evolución de la burbuja; la Fig. B.1 muestra un diagrama esquemático del aparato de la burbuja ascendente

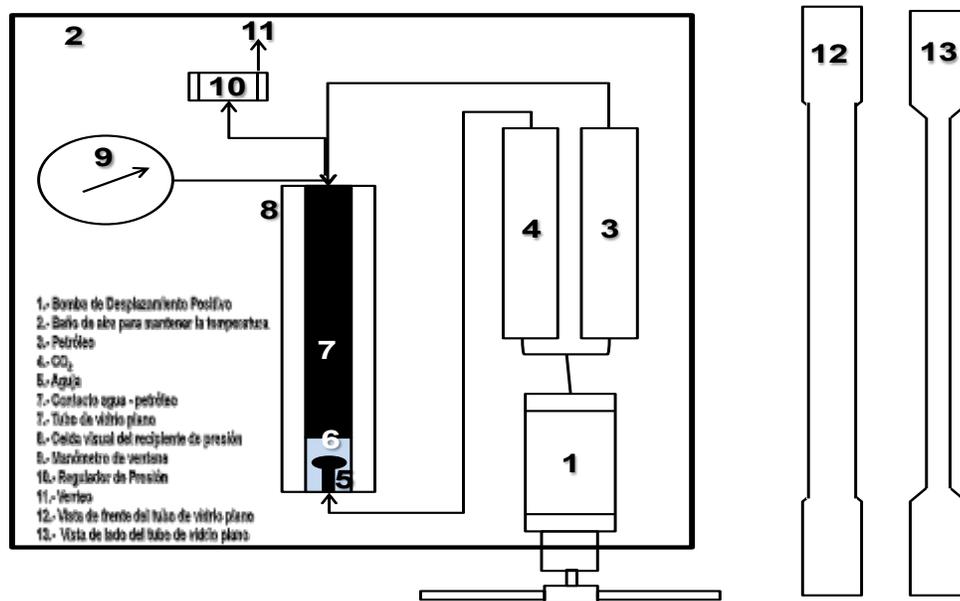


Fig. B.1. Diagrama esquemático del aparato de la burbuja ascendente

El procedimiento consiste en:

- Llenar el tubo con agua des-ionizada y destilada.
- Se inyecta suficiente petróleo dentro de la celda para desplazar la columna de la celda.

- c. La presión dentro del equipo puede ser regulada añadiendo o quitando agua.
- d. Después, se inyecta una burbuja de **CO₂** a presión y temperatura definidas. La burbuja asciende a través de la columna. Mientras que la burbuja asciende a través del petróleo, su forma y movimiento se observan y fotografían por cámaras. Se necesitan entre 3 y 30 segundos para que la burbuja se desplace a lo largo de la columna de petróleo.
- e. Si la burbuja llega al tope de la columna el **CO₂** es inmisible con el petróleo, a la presión del experimento, por lo que hay que aumentar la presión hasta que la burbuja no llegue al tope de la columna. Cuando suceda esto, se está trabajado a las condiciones de miscibilidad entre el petróleo y el **CO₂** de inyección.
- f. Se realizan una serie de pruebas a diferentes presiones, y la forma de la burbuja se monitorea durante su movimiento ascendente. A medida que la presión del experimento se acerca a la **PMM** la frontera de la burbuja ascendente se desvanece hasta lograrlo hacer totalmente al llegar a la **PMM**.
- g. Entonces, la **PMM** se deduce de la relación existente entre la presión y el comportamiento de la burbuja ascendente. Esta prueba es recomendada debido a que la obtención de la **PMM** es en orden de magnitud de horas.

A presiones muy por debajo de la **PMM**, la burbuja conserva su forma casi esférica, pero su tamaño es reducido debido a que el gas está parcialmente disuelto en el petróleo; a la **PMM** o ligeramente por debajo de ella, la burbuja desarrolla en su parte inferior una cola ondulante con la interfase **CO₂**/petróleo que va desapareciendo. A presiones más altas que la **PMM**, la burbuja se dispersa muy rápidamente y desaparece dentro del petróleo. Una burbuja de gas que no logra la miscibilidad, también desaparecerá dentro de un petróleo subsaturado, pero no se dispersará. El método sólo es aplicable para procesos de vaporización, donde el enriquecimiento del gas crea el fluido miscible. La **PMM** obtenida por este método está razonablemente en el mismo rango que la obtenida en un desplazamiento usando el experimento del tubo delgado, Walsh y Orr Jr., (1990).