

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra



**“GERENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN UN
MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO
ROMA”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

LEWIS OMAR ANDRADE BRAVO

Guayaquil – Ecuador

2014

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra



**“GERENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN UN
MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA
OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO
ROMA”**

TESIS DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

Presentado por:

LEWIS OMAR ANDRADE BRAVO

Guayaquil – Ecuador

2014

AGRADECIMIENTO

A Schlumberger del Ecuador por la confianza depositada en mí.

A Geosciences & Petroleum Engineering por su colaboración durante el desarrollo de esta tesis.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral por haber sido la institución que me formó académicamente y en donde compartí gratos momentos.

DEDICATORIA

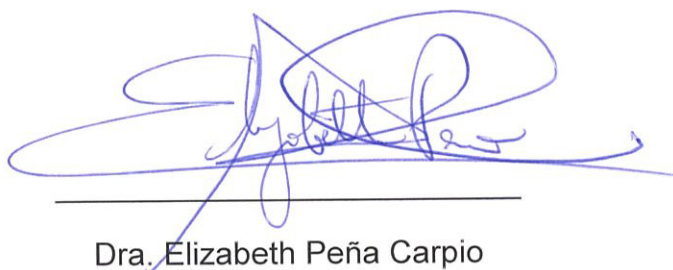
A Dios por ser mi guía y bendecirme cada día.

A mi familia por haberme educado e inculcado buenos valores y por siempre apoyarme en todas mis metas propuestas.

A todas las personas que me han brindado su ayuda durante estos años.

Lewis Omar

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN



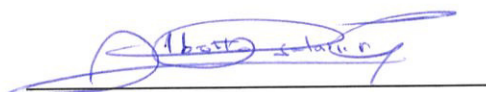
Dra. Elizabeth Peña Carpio

PRESIDENTE



Dr. Eddy Sanclemente

DIRECTOR DE TESIS



Ing. Alberto Galarza

VOCAL PRINCIPAL

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, me corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”.

(Reglamento de Graduación de la ESPOL).



Lewis Omar Andrade Bravo

RESUMEN

La **“GERENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA BASADA EN UN MODELO DE SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA LA OPTIMIZACIÓN DEL PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO ROMA”** se realiza con la finalidad de construir un flujo de trabajo que permita generar un modelo conceptual de la inyección de agua aplicando la simulación numérica de yacimientos. A su vez, esto permitirá obtener el mayor factor de recuperación posible y un mejor monitoreo del proceso.

La metodología contempla la recopilación y análisis de la información del modelo estático-dinámico, PVT, SCAL para posteriormente con el modelo ya ajustado, evaluar parámetros y con base a criterios ingenieriles determinar zonas en donde aplicar la inyección de agua. Además de generar corridas de simulación para conocer un estimado de la eficiencia del proceso. Para el desarrollo del proyecto de tesis, se dispone de las herramientas Petrel y Eclipse de Schlumberger.

ÍNDICE GENERAL

	Pág.
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XVII
ÍNDICE DE GRÁFICOS	XIX
ÍNDICE DE MAPAS	XXIII
INTRODUCCIÓN	24
CAPITULO I	27
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	27
1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA.....	27
1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA	27
1.3 OBJETIVOS	28
1.3.1 Objetivo General.....	28
1.3.2 Objetivos Específicos.....	28
1.4 JUSTIFICACIÓN.....	29
CAPITULO II	31
MARCO TEÓRICO	31
2.1 MARCO INSTITUCIONAL.....	31

2.2 MARCO DE REFERENCIA.....	33
2.2.1 Propiedades de la Roca y de los Fluidos	33
2.2.2 Petróleo Original En Sitio	42
2.2.3 Factor de Recobro.....	42
2.2.4 Factor de Recuperación	43
2.2.5 Recuperación Primaria	44
2.2.5.1 Expansión de Fluido y Reducción del Volumen Poroso	44
2.2.5.2 Gas en Solución	47
2.2.5.3 Empuje por Capa de Gas.....	49
2.2.5.4 Empuje por Acuífero	51
2.2.5.5 Segregación Gravitacional.....	54
2.2.6 Análisis Especiales de Núcleos, SCAL	55
2.2.6.1 Presión Capilar	56
2.2.6.2 Permeabilidades Relativas.....	57
2.2.6.3 Histéresis Capilar	59
2.2.7 Eficiencia de Desplazamiento.....	60
2.2.8 Flujo Fraccional.....	61
2.2.9 Curva de Flujo Fraccional.....	62
2.2.10 Factores que Influyen en el Flujo Fraccional.....	66

2.2.11 Teoría de Avance Frontal.....	70
2.2.12 Etapas del Proceso de Inyección de Agua	72
2.2.13 Eficiencia Areal de Barrido.....	76
2.2.14 Razón de Movilidad, M	77
2.2.15 Arreglos de Pozos	80
2.2.15.1 Inyección Periférica.....	81
2.2.15.2 Arreglos Regulares	82
2.2.16 Heterogeneidad del Yacimiento	84
2.2.17 Eficiencia Vertical de Barrido.....	86
2.2.18 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico.....	87
2.2.19 Eficiencia Total de Inyección de Agua.....	88
2.2.20 Dedificación.....	88
2.2.21 Ambientes de Depositación Para Yacimientos Clásticos	89
CAPITULO III.....	91
METODOLOGÍA.....	91
3.1 TIPO DE ESTUDIO	91
3.2 UNIVERSO Y MUESTRA.....	92
3.3 INSTRUMENTOS	92
3.4 FLUJO DE TRABAJO	96
CAPITULO IV.....	99

RECOLECCIÓN DE DATOS.....	99
4.1 Generalidades	100
4.2 Mapa Estructural del Campo ROMA.....	102
4.4 Modelo Estático de la Arena L5 del Campo ROMA.....	104
4.5 Modelo Dinámico de la Arena L5 del Campo ROMA.....	104
CAPITULO V.....	112
ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN.....	112
5.1 MATRIZ DE EVALUACIÓN TÉCNICA.....	112
5.1.1 Historia de Producción.....	112
5.1.2 Factor de Recuperación Primario.....	121
5.1.3 Historia de Presión	123
5.1.4 Balance de Materia.....	126
5.1.5 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional	132
5.1.6 Permeabilidad	143
5.1.7 Indicador de Calidad de Roca, RQI	145
5.1.8 Volumen Poroso de Petróleo, HCPV	147
5.2 SELECCIÓN DE ZONAS PILOTO	151
5.2.1 Mapa Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV.....	151
5.2.2 Mapa Promedio de Indicador de Calidad de Roca, RQI	152
5.2.3 Mapa Promedio de Indicador de Capacidad de Flujo, FCI.....	154

5.2.4 Mapa Promedio de Saturación de Petróleo, SO	155
5.2.5 Mapa Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM.....	155
5.3 SCREENING ANALÍTICO Y NUMÉRICO	156
5.3.1 Screening Analítico Previo	157
5.3.2 Distribución Vertical de Calidad de Roca y Petróleo Móvil.....	158
5.3.3 Screening Analítico de Métodos EOR	160
5.3.4 Screening Numérico.....	162
5.4 SELECCIÓN DE ARREGLOS DE POZOS	172
5.4.1 Criterios de Selección	172
5.4.2 Integración de la Geología con los Patrones (Arreglos).....	176
5.5 PREDICCIONES.....	179
5.5.1 Caso Base	179
5.5.2 Caso Inyección de Agua.....	180
5.5.3 Caso Inyección de Polímeros	182
5.5.4 Monitoreo Conceptual.....	186
5.6 EVALUACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES.....	194
5.6.1 Evaluación de Pozos Productores	194
5.6.2 Evaluación de Pozos Inyectores	197
CAPITULO VI.....	205

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	205
6.1 CONCLUSIONES.....	205
6.2 RECOMENDACIONES.....	209
APÉNDICES	210
APÉNDICE No. 1 - GLOSARIO.....	211
APÉNDICE No. 2 - ESTADÍSTICAS DE INYECCIÓN DE AGUA	214
APÉNDICE No. 3 - BALANCE DE MATERIA.....	215
APÉNDICE No. 4 - LISTADO DE POZOS.....	218
APÉNDICE No. 5 - DEMOSTRACIONES.....	219
BIBLIOGRAFÍA	226

ABREVIATURAS

API: American Petroleum Institute	GPE: Geosciences & Petroleum Engineering
ASP: Álcali, Surfactante, Polímero	SOM: Movable Oil Saturation
BAPD: Barriles de Agua Por Día	OFM: OilField Manager
BFPD: Barriles de Fluido Por Día	POES: Petróleo Original En Sitio
BPPD: Barriles de Petróleo Por Día	PVT: Presión, Volumen, Temperatura
BLS: Barriles normales de petróleo	RCAL: Routine Core Analysis
BR: Barriles a condiciones de yacimiento	RFT: Repeat Formation Tester
CAP: Contacto Agua Petróleo	RQI: Indicador de Calidad de Roca
EOR: Enhanced Oil Recovery	SCAL: Special Core Analysis
FCI: Indicador de Capacidad de Flujo	SPE: Society of Petroleum Engineers
FR: Factor de Recuperación	WOR: Relación Agua Petróleo
GOR: Relación Gas Petróleo	

SIMBOLOGÍA

A: Area, acres

B_g: Factor volumétrico de formación del gas, cf/scf

B_o: Factor volumétrico de formación del petróleo, br/bls

B_w: Factor volumétrico de formación del agua, br/bls

B_{wi}: Factor volumétrico de agua inyectada, br/bls

cf: Compresibilidad de la roca, psi⁻¹

ET: Eficiencia total de inyección de agua, fracción

E_A: Eficiencia areal de barrido, fracción

E_D: Eficiencia de desplazamiento, fracción

E_{fw}: Factor de expansión del agua connata y reducción de V_p, br/bls

E_o: Factor de expansión del petróleo y su gas en solución, br/bls

E_v: Eficiencia vertical de barrido, fracción

F: Volumen de fluido a condiciones de yacimiento, br

Fr: Factor de Recobro, fracción

fw: Flujo fraccional de agua, fracción

fwf: Flujo fraccional de agua en el frente de invasión, fracción

h: Espesor del yacimiento, pies

ipa: Tasa de inyección de pozos actuales, BAPD

iw: Tasa de inyección de agua, BAPD

k: Permeabilidad absoluta, mD

kr: Permeabilidad relativa, fracción

M: Razón de movilidad, adimensional

Np: Petróleo producido acumulado, bls

Pc: Presión capilar, psia

P_m: Presión de la fase mojante, psia

P_{nm}: Presión de la fase no mojante, psia

Qe: Tasa de influjo de agua, BAPD

Qo: Tasa de petróleo, BPPD

Qw: Tasa de agua, BAPD

Qwi: Tasa de agua inyectada, BAPD

r: Radio de garganta poral, cm

Rs: Solubilidad del gas, scf/bls

Sf: Saturación del fluido, fracción

Sor: Saturación de petróleo residual, fracción

Swc: Saturación de agua connata, fracción

Swcr: Saturación de agua crítica, fracción

Swf: Saturación de agua en el frente de invasión, fracción

Swi: Saturación de agua inicial, fracción

Swirr: Saturación de agua irreductible, fracción

Swm: Saturación de agua promedio atrás del frente de invasión, fracción

t: Tiempo de inyección, días

Vf: Volumen de fluido

Vp: Volumen poroso

Vt: Volumen total de la roca

Wp: Agua producida acumulada, bls

LETRAS GRIEGAS

α : Ángulo de buzamiento, grados

θ_c : Ángulo de contacto, grados

Δ : Diferencia

Φ : Porosidad, fracción

μ : Viscosidad, cP

ρ : Densidad, lb/pe³

σ : Tensión interfacial, dinas/cm

λ : Movilidad, mD/cP

SUBFIJOS

c: capilar

d: desplazante

f: fluido, frente de invasión

g: gas

h: horizontal

i: inicial, inyectado

m: promedio, fase mojante

o: petróleo

p: poroso, producido acumulado

r: relativo, residual

t: total

v: vertical

w: agua

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla I: Rangos de Porosidad	35
Tabla II: Rangos de Permeabilidad.....	37
Tabla III: Compresibilidad Según el Tipo de Roca y Grado de Consolidación	46
Tabla IV: Características de los Mecanismos de Producción Primaria	55
Tabla V: Tipos de Pozos	103
Tabla VII: Tipos de Roca del Modelo Estático	104
Tabla VIII: Funciones de Saturación – Tipo Roca 1	105
Tabla IX: Funciones de Saturación – Tipo Roca 2	106
Tabla X: Funciones de Saturación – Tipo Roca 3	107
Tabla X: Historia de Presiones de L5 del Campo ROMA.....	108
Tabla XI: Caída de Presión por Barril Producido	124
Tabla XII: Índices de Eficiencia de los Mecanismos de Producción	130
Tabla XIII: Tasa de Inyección para Mantenimiento de Presión	132
Tabla XIV: Datos de las Muestras.....	136
Tabla XV: Matriz de Evaluación Técnica	150
Tabla XVI: Información del Yacimiento L5 Utilizada en Análisis Convencional.....	157
Tabla XVII: Distribución Vertical de Petróleo.....	159
Tabla XVIII: Screening Analítico de L5 por Petrel.....	160
Tabla XIX: Zonas Seleccionadas por Petrel.....	162

Tabla XX: Eficiencia de Desplazamiento y Eficiencia Incremental en Zonas Seleccionada	165
Tabla XXI: Factor de Recuperación en Casos de Predicción	186
Tabla XXII: Resultados por Zona Seleccionada	192

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Figura 1: Porosidad.....	34
Figura 2: Permeabilidad	36
Figura 3: Mojabilidad en Función del Ángulo de Contacto	38
Figura 4: Representación de un Tubo Capilar	39
Figura 5: Viscosidad del Petróleo	41
Figura 6: Factor de Recobro Según el Mecanismo de Producción Primaria	43
Figura 7: Expansión de Fluido y Reducción del Volumen Poroso.....	45
Figura 8: Yacimiento Volumétrico	47
Figura 9: Comportamiento de Yacimiento Volumétrico.....	49
Figura 10: Yacimiento con Capa de Gas	50
Figura 11: Comportamiento de Yacimiento con Capa de Gas.....	51
Figura 12: Yacimiento con Acuífero Lateral.....	52
Figura 13: Yacimiento con Acuífero de Fondo.....	53
Figura 14: Comportamiento de Yacimiento con Empuje Hidráulico	54
Figura 15: Curva de Presión Capilar	56
Figura 16: Curvas de Permeabilidades Relativas.....	58
Figura 17: Histéresis de la Curva de Presión Capilar	60
Figura 18: Tangente de la Curva de Flujo Fraccional	64
Figura 19: Efecto de la Viscosidad del Petróleo	67
Figura 20: Efecto del Ángulo de Buzamiento	68

Figura 21: Efecto de la Tasa de Inyección.....	69
Figura 22: Principio de Conservación de la Masa	70
Figura 23: Yacimiento Antes de la Inyección de Agua.....	73
Figura 24: Invasión del Frente de Agua Antes de la Ruptura	74
Figura 25: Frente de Agua Alcanza el Punto de Ruptura	75
Figura 26: Inyección de Agua Posterior a la Ruptura.....	76
Figura 27: Área Invasada por el Fluido Desplazante	77
Figura 28: Movilidad del Fluido Desplazante y Desplazado Hasta la Ruptura	79
Figura 29: Razón de Movilidad Antes y Después del Punto de Ruptura.....	80
Figura 30: Inyección Periférica	81
Figura 31: Tipos de Arreglos Regulares	83
Figura 32: Fuente de Estimación de Heterogeneidad.....	85
Figura 33: Fuente de Estimación de Heterogeneidad Areal	86
Figura 34: Heterogeneidad Vertical del Yacimiento	87
Figura 35: Variación de la Permeabilidad Horizontal	89
Figura 36: Flujo de Trabajo Propuesto.....	96
Figura 37: Generalidades del Campo ROMA.....	101
Figura 38: Inicialización - Modelo 3D de Saturación de Agua.	109
Figura 39: Caso de Ajuste de Historia.....	110
Figura 40: Historia de Producción de L5.....	114
Figura 41: Producción Acumulada de Petróleo del Campo ROMA.....	122
Figura 42: Modelo 3D de Presión Inicial	123
Figura 43: Declinación de Presión por Barril de Petróleo Producido	124

Figura 44: Evaluación del Acuífero	128
Figura 45: Muestras Tomadas en el Pozo ROMAA-043.....	133
Figura 46: Curva de Permeabilidades Relativas (Arriba) y Flujo Fraccional (Abajo), Roca Tipo 1.....	134
Figura 47: Curva de Permeabilidades Relativas (Arriba) y Flujo Fraccional (Abajo), Roca Tipo 2.....	135
Figura 48: Corte en la Zona Norte	139
Figura 49: Comportamiento del Acuífero	140
Figura 50: Streamlines de Saturación de Petróleo	141
Figura 51: Modelo 3D de Permeabilidad Horizontal (Arriba), Permeabilidad Vertical (Abajo)	144
Figura 52: Screening Analítico Convencional de L5.....	158
Figura 53: Distribución Vertical de Calidad de Roca (Izquierda) y Petróleo Móvil (Derecha).....	159
Figura 54: Screening Numérico en las Zonas Seleccionadas por Petrel	163
Figura 55: Eficiencia de Desplazamiento vs tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Norte).....	167
Figura 56: Eficiencia de Desplazamiento vs Tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Sur).....	169
Figura 57: Eficiencia de Desplazamiento vs Tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Centro).....	171
Figura 58: Pozo Inyector en Cada Zona Seleccionada.....	173
Figura 59: Arreglo en Zona Norte	174

Figura 60: Arreglo en Zona Centro	175
Figura 61: Arreglo en Zona Sur.....	176
Figura 62: Sección de Pozo.....	178
Figura 63: Predicción del Caso Base	179
Figura 64: Caso Inyección de Agua, 1 Pozo Inyector en Cada Zona	180
Figura 65: Caso Inyección de Agua y Polímero.....	181
Figura 66: Caso Inyección de Polímero - Factor de Resistencia Residual de 0.15.	182
Figura 67: Caso Inyección de Polímero - Factor de Resistencia Residual de 0.30.	183
Figura 68: Comparación Caso Inyección Polímero	184
Figura 69: Casos de Predicción	185
Figura 70: Zona Norte – Año 2016	187
Figura 71: Diferentes Casos en la Zona Norte – Año 2026.....	188
Figura 72: Monitoreo de la Inyección de Agua, Año 2030.....	190
Figura 73: Curvas de Chan Indicando Conificación de Agua.....	194
Figura 74: Curvas de Chan Indicando Frente de Invasión Cercano	195
Figura 75: Conificación.....	196
Figura 76: Gráfico de Hall	198
Figura 77: Fractura Térmica en un Pozo Inyector	200
Figura 78: Sistema de Agua en un Campo Maduro	202

ÍNDICE DE MAPAS

	Pág.
Mapa I: Localización del Campo ROMA	100
Mapa II: Mapa Estructural del Campo ROMA	102
Mapa III: Producción Acumulada Petróleo – Agua al 1 Feb. 2014.....	116
Mapa IV: Producción Acumulada de Petróleo al 1 Feb. 2014	117
Mapa V: Producción Acumulada de Petróleo al 1 Feb. 2014 - Filtrada a 2MMbbl...118	118
Mapa VI: Producción Acumulada de Agua al 1 Feb. 2014.....	119
Mapa VII: Producción Acumulada Agua al 1 Feb. 2014 – Filtrada 5MMbbl.....	121
Mapa VIII: Presión Promedio – 2014.....	125
Mapa IX: Promedio de Saturación de Agua	138
Mapa X: Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM.....	142
Mapa XI: Promedio de Indicador Calidad de Roca, RQI	146
Mapa XII: Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV	148
Mapa XIII: Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV	152
Mapa XIV: Promedio de Indicador Calidad de Roca, RQI.....	153
Mapa XV: Promedio de Indicador de Capacidad de Flujo, FCI	154
Mapa XVI: Promedio de Saturación de Petróleo, SO	155
Mapa XVII: Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM.....	156
Mapa XVIII: Zonas Seleccionadas del Screening Analítico.....	161

INTRODUCCIÓN

Aspectos tales como, zonas sin drenar de las formaciones productoras de hidrocarburos y la declinación energética de los yacimientos para poder continuar con la explotación de los campos maduros, generan la posibilidad de implementar tecnologías, que garanticen un mejor aprovechamiento de los hidrocarburos almacenados en el subsuelo para obtener el mayor porcentaje de ganancias posibles.

Cuando la etapa de explotación primaria de un campo, la cual se fundamenta en el accionar de mecanismos asociados, se vuelve ineficiente viéndose reflejado en el factor de recuperación, un proyecto de recuperación secundaria mediante inyección de agua o gas inmiscible se presentan como una opción a tener en cuenta para continuar con el plan de desarrollo del campo.

Sin lugar a dudas, la inyección de agua se ha convertido desde hace más de medio siglo, en el método que más contribuye al incremento de la producción de petróleo debido a cuatro factores importantes a considerar: disponibilidad del agua, menor costo en comparación con métodos EOR, aceptable eficiencia de barrido para petróleos medianos y livianos, y la relativa facilidad de inyección.

Por lo mencionado anteriormente, y con el objetivo de incrementar la producción de petróleo, el monitoreo de un yacimiento juega un papel preponderan-

te en el gerenciamiento de la inyección de agua, indicando cuán importante es tener amplio conocimiento del mismo y la mejor manera de hacerlo es a través de un modelo de simulación numérica, herramienta que se ha convertido en una manera sofisticada y de detalle para el desarrollo, planificación y manejo de yacimientos de petróleo y de gas.

Esta optimización se basa en la búsqueda de zonas piloto con base en la calidad de roca y la saturación de petróleo móvil, para luego realizar sensibilidades en factores operativos, todo con el fin de incrementar el factor de recuperación.

Partiendo de un modelo geológico con la menor incertidumbre posible el cual contempla un modelo estructural, estratigráfico, sedimentológico y petrofísico generados gracias a la información obtenida a través de la sísmica, análisis de los ambientes de depositación, núcleos, registros de pozos, pruebas de presión, entre otros, se va a desarrollar el estudio de la aplicación de inyección de agua en el yacimiento L5 del campo ROMA.

El presente proyecto de tesis se encuentra estructurado como se muestra a continuación:

En el Capítulo I se detalla el planteamiento del problema haciendo referencia al enunciado y la descripción del mismo. Además, los objetivos tanto el general como los específicos y la respectiva justificación.

El Capítulo II describe el marco de referencia de la tesis, en donde se hace énfasis en los fundamentos básicos que rigen el desarrollo del proyecto.

La metodología aplicada para alcanzar los objetivos propuestos es explicada en el Capítulo III. Se hace mención a las herramientas computacionales utilizadas y al flujo de trabajo propuesto.

El Capítulo IV se refiere a la recolección de datos, los mismos que son ilustrados a través de gráficos y tablas. Estos serán parte importante en el análisis e interpretación.

El desarrollo del proyecto de tesis se detalla en el Capítulo V. Sección en la que se explica el flujo de trabajo a seguir en inyección de agua utilizando un modelo de simulación.

El Capítulo VI muestra las recomendaciones y conclusiones del autor una vez terminado el análisis y la interpretación de los datos.

Para finalizar el trabajo escrito, se adjuntan los apéndices y la bibliografía consultada durante el tiempo de desarrollo.

CAPITULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

1.1 ENUNCIADO DEL PROBLEMA

¿Cuándo implementar la inyección de agua y qué flujo de trabajo seguir utilizando la simulación numérica para optimizar el plan de desarrollo de un campo?

1.2 DESCRIPCIÓN DEL PROBLEMA

Gerencia de la inyección de agua basada en un modelo de simulación numérica para la optimización del plan de desarrollo del campo ROMA.

1.3 OBJETIVOS

1.3.1 Objetivo General

Realizar la gerencia de la inyección de agua basada en un modelo de simulación numérica aplicando un flujo de trabajo para la optimización del plan de desarrollo del campo ROMA.

1.3.2 Objetivos Específicos

- Analizar los fundamentos teóricos sobre caracterización estática, dinámica y el proceso de inyección de agua.
- Evaluar las condiciones actuales del yacimiento por medio de una matriz técnica que determine el enfoque de un proyecto de inyección de agua.
- Estimar zonas piloto a través de mapas promedio de variables estáticas y dinámicas.
- Establecer patrones de inyección de agua en el modelo de estudio mediante oportunidades en pozos existentes y proponiendo pozos inyectoros en las zonas piloto.
- Generar predicciones de las estrategias de inyección de agua aplicadas al campo ROMA utilizando la simulación numérica.
- Seleccionar el agente químico EOR que pudiese ser aplicado para incrementar el factor de recuperación.

1.4 JUSTIFICACIÓN

La inyección de agua como método de recuperación secundaria fue implementada por primera vez en el año de 1907 en el campo Bradford de USA con un importante impacto en la producción de petróleo. A partir de 1921, la práctica de la inyección de agua se expandió rápidamente.

En la mayor parte de los campos en la actualidad, la presión ha declinado debido a la producción continua y muchas veces, al ineficiente control del agua que se ofrece en los mismos. Por otra parte, cuando los mecanismos de producción primaria se vuelven ineficientes sin poder obtener el volumen de crudo requerido, se pretende pasar a otra etapa de explotación dentro del plan de desarrollo del campo, pensando en mejorar la eficiencia de desplazamiento en el yacimiento y así, aumentar la producción de petróleo. Una interrogante surge cuando se presentan estos dos escenarios, ¿qué proceso de inyección implementar en el yacimiento?

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria aplicada para el mantenimiento de presión y para optimizar el barrido en zonas donde existe petróleo móvil. Sin embargo, la aplicación de esta técnica muchas veces no trae consigo el resultado esperado si no se ejecuta un flujo de trabajo eficaz aplicando la simulación numérica que garantice tanto la evaluación del campo candidato como la búsqueda de oportunidades para inyectar agua al medio poroso eficientemente.

La simulación numérica de yacimientos se ha convertido en la herramienta de predicción que contribuye al gerenciamiento de cualquier fluido que se pretenda inyectar al medio poroso seleccionando zonas favorables y estrategias oportunas para alcanzar la máxima eficiencia del proceso.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 MARCO INSTITUCIONAL

Schlumberger (NYSE: SLB) es uno de los principales proveedores a nivel mundial de tecnología, gestión de proyectos integrados y de información a los clientes que trabajan en la industria del petróleo y el gas en todo el mundo. Empleando aproximadamente a 126,000 personas en representación de más de 140 nacionalidades y trabajan en más de 85 países, Schlumberger ofrece la gama más amplia de la industria de productos y servicios, desde la exploración hasta la producción.

A través de su sitio de operaciones, área de investigación y servicios de ingeniería, la compañía trabaja para desarrollar productos, servicios y soluciones que optimizan el rendimiento del cliente de una manera segura y ambientalmente racional.

Schlumberger tiene oficinas principales en París, Houston, Londres y La Haya. Los ingresos por operaciones continuas fue de 45,27 mil millones dólares en 2013. Schlumberger acciones se cotizan en la Bolsa de Nueva York, símbolo ticker SLB, en el Euronext París, Euronext Amsterdam, Londres y las seis bolsas suizas (SCHLUMBERGER, 2014).

Dentro de Schlumberger, GPE (Geoservices Petroleum Engineering) proporciona servicios de consultoría técnica en todo el ciclo de vida de E&P aplicando conocimientos multidisciplinarios, flujos de trabajo únicos y soluciones de software.

Servicios Integrados Incluyen:

- Servicios de exploración
- Estudios de yacimientos
- Simulación de yacimientos
- Planificación del desarrollo del campo
- Planificación de perforación y completación
- Evaluación de riesgos geológicos

- Análisis de producción y optimización
- Estudios EOR
- Evaluación de recursos no convencionales

2.2 MARCO DE REFERENCIA

2.2.1 Propiedades de la Roca y de los Fluidos

Algo que debe ser fundamento en el entendimiento de los procesos de desplazamiento inmisible de un fluido por otro, son las propiedades de la roca yacimiento, en especial las que hacen referencia al flujo de dos o más fases.

2.2.1.1 Porosidad

Se denomina porosidad a la fracción de volumen vacío de la roca en donde se almacenan los fluidos.

$$\Phi = \frac{V_p}{V_t}$$

Ec. 1

Donde:

Φ : Porosidad, fracción

V_p : Volumen poroso de la roca

V_t : Volumen total de la roca

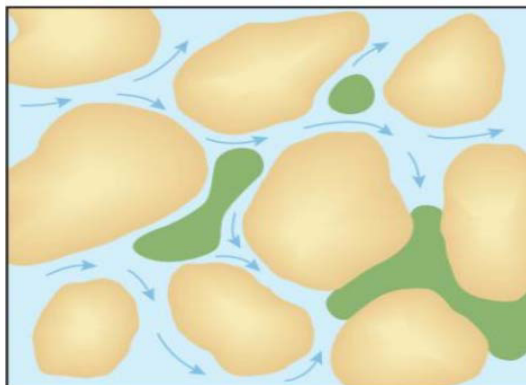


Figura 1: Porosidad
Fuente: KUZNETZOV, D. EOR Simulation.

La porosidad puede ser estimada en núcleos mediante pruebas de laboratorio denominadas Análisis Convencional de Núcleos (RCAL -Routine Core Analysis) y a través de la interpretación de registros de porosidad (Sónico, Densidad y Neutrón) y resonancia magnética nuclear.

Según la interconexión de los poros, la porosidad es clasificada en:

- **Porosidad Absoluta.-** Definida como la porosidad que considera tanto los poros conectados como los no conectados.
- **Porosidad Efectiva.-** Porosidad que considera solo los poros conectados.

- **Porosidad No Efectiva.**- Es la diferencia entre la porosidad absoluta y la porosidad efectiva.

De igual manera, la porosidad se clasifica según el valor de la misma, tal como se muestra a continuación:

RANGOS DE POROSIDAD	
Clasificación	Rango, %
Muy Baja	0 – 5
Baja	5 – 10
Promedio	10 – 15
Buena	15 – 20
Muy Buena	20 – 30

Tabla I: Rangos de Porosidad

Fuente: Gonzáles, M. Caracterización Dinámica de Yacimientos de Hidrocarburos. 2012. Pág. 55

2.2.1.2 Permeabilidad

Representa la capacidad que posee la roca para permitir el paso de los fluidos a través de los poros interconectados de la misma. Si no existe conexión entre los poros no habrá permeabilidad.

La permeabilidad en yacimientos clásticos tiene un valor representativo según la dirección requerida: k_x , k_y y k_z . Lo cual, en yacimientos carbonatados no sucede debido a que

en este tipo rocas sedimentarias, la permeabilidad se define tanto para la matriz como para las fracturas.

Al igual que la porosidad, puede ser estimada mediante análisis convencional de núcleos, registros de pozos usando correlaciones empíricas o a través de la interpretación de pruebas de presión.

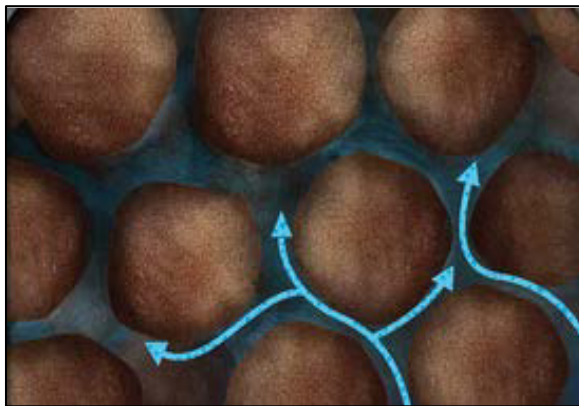


Figura 2: Permeabilidad

Para expresar la permeabilidad del medio poroso, por lo general se utiliza la unidad denominada Darcy.

Según el valor estimado de permeabilidad, una roca yacimiento puede ser clasificada de la siguiente manera:

RANGOS DE PERMEABILIDAD	
Clasificación	Rango, mD
Muy Baja	0 – 0.01
Baja	0.01 – 1
Promedio	1 – 100
Alta	100 – 10 000
Muy Alta	10 000 – 100 000

Tabla II: Rangos de Permeabilidad
Fuente: Gonzáles, M. Caracterización Dinámica de Yacimientos de Hidrocarburos. 2012. Pág. 66

2.2.1.3 Saturación de Fluido

Fracción del volumen poroso ocupado por algún fluido. Matemáticamente se la estima como se muestra a continuación:

$$S_f = \frac{V_f}{V_p}$$

Ec. 2

Donde:

Sf: Saturación del fluido, fracción

Vf: Volumen del fluido

Vp: Volumen poroso de la roca

2.2.1.4 Mojabilidad

En cuestión de Ingeniería de Yacimientos, es la preferencia de la roca a hacer mojada por un fluido en presencia de otro fluido inmisible. En teoría, la mojabilidad depende del ángulo de contacto entre la interface de los fluidos y la superficie, el cual varía en un rango de 0° a 180° .

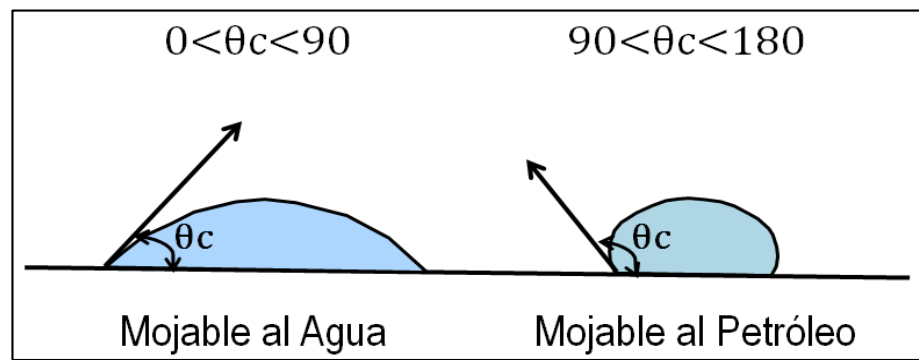


Figura 3: Mojabilidad en Función del Ángulo de Contacto
Fuente: CRAIG, F. The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding. 1971. Pág. 13

2.2.1.5 Tensión Superficial

Se define como la fuerza por unidad de longitud ejercida en las regiones limítrofes entre una fase líquida y una fase de vapor, causada por la diferencia entre las fuerzas moleculares de ambas fases, y también por su desbalance en la interface (BEDOYA, GUTIERREZ, 2014).

2.2.1.6 Presión Capilar

La presión capilar se la puede definir como la diferencia de presión entre el fluido no mojante y el fluido mojante. Una de sus aplicaciones dentro de la Ingeniería de Yacimientos es la estimación del espesor de la zona de transición y la saturación de agua irreducible.

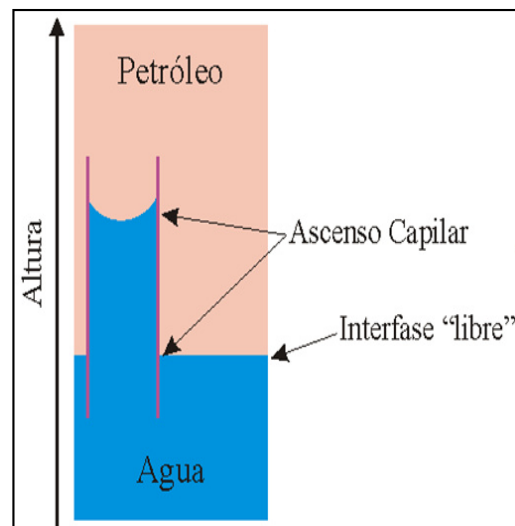


Figura 4: Representación de un Tubo Capilar

$$P_c = P_{nm} - P_m$$

Ec. 3

Donde:

P_c : Presión capilar, psia

P_{nm} : Presión de la fase no mojante, psia

P_m : Presión de la fase mojante, psia

Esta ecuación es aplicada tanto a sistemas de capilares cilíndricos como a sistemas de geometría variable como es el caso del medio poroso.

Además, se puede expresar la presión capilar de tal manera que se logre analizar los fenómenos capilares como se muestra a continuación, en donde se aprecia que es inversamente proporcional al radio de garganta poral.

$$P_c = \frac{2 \sigma_{wo} \cos(\theta)}{r}$$

Ec. 4

Donde:

P_c: Presión capilar, dina/cm²

σ_{wo}: Tensión interfacial, dinas/cm

θ: Angulo entre la interface de los fluidos y el medio poroso, grados

r: Radio de garganta poral, cm

2.2.1.7 Viscosidad

Se define como la medida de la resistencia que presentan los fluidos al flujo. Esta propiedad de los fluidos es medida en cP (gr/cm*seg).

El principal factor que afecta a la viscosidad sin duda alguna es la temperatura siendo inversamente proporcional a la misma.

En Ingeniería de Yacimientos, este parámetro generalmente se lo estima por medio de un análisis de laboratorio PVT (Presión, volumen, temperatura) en donde se registra la viscosidad del gas y petróleo a diferentes presiones representando el comportamiento de los fluidos en el yacimiento.



Figura 5: Viscosidad del Petróleo
Fuente: KUZNETZOV, D. EOR Simulation.

2.2.2 Petróleo Original En Sitio

Se considera así al volumen de petróleo bruto que se encuentra almacenado en el yacimiento.

$$POES = 7758 \frac{A h \Phi (1 - Swi)}{Bo}$$

Ec. 5

Donde:

POES: Petróleo Original En Sitio, bls

A: Área, acres

h: Espesor del yacimiento, pies

Φ : Porosidad, fracción

Swi: Saturación de agua inicial, fracción

Bo: Factor volumétrico de formación del petróleo, br/bls

2.2.3 Factor de Recobro

Fracción del volumen de petróleo almacenado en el yacimiento que puede ser recuperado en superficie. Matemáticamente se lo representa se la siguiente manera:

$$Fr = \frac{N_{pt}}{POES}$$

Ec. 6

Donde:

Fr: Factor de recobro, fracción

N_{pt}: Producción total acumulado de petróleo, bls

POES: Petróleo Original En Sitio, bls

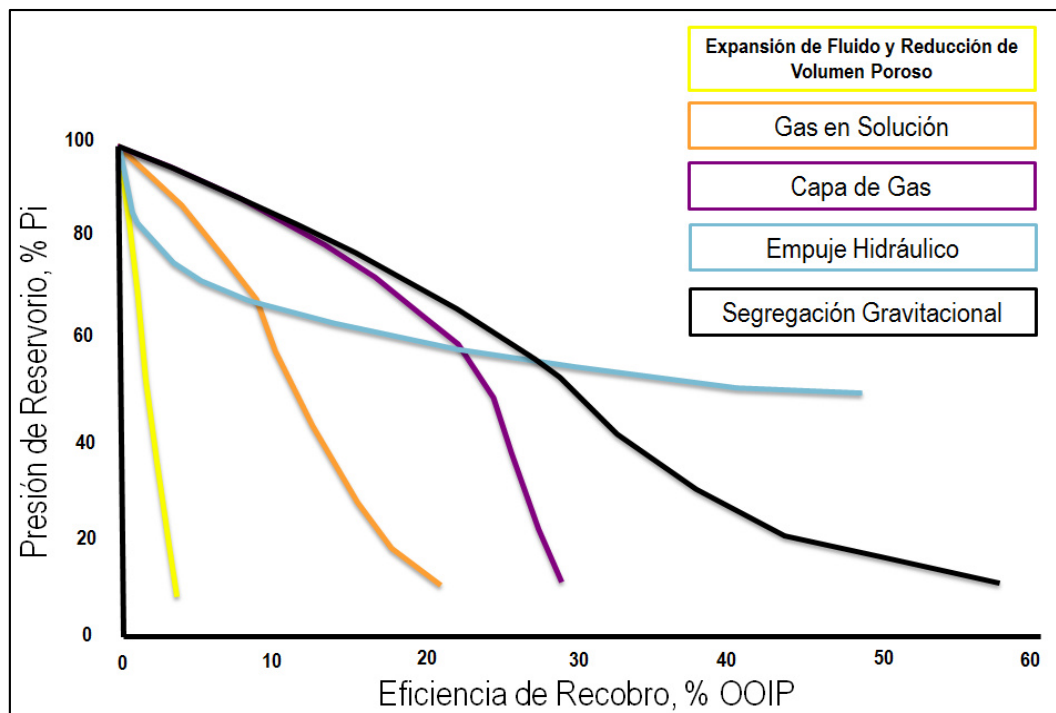


Figura 6: Factor de Recobro Según el Mecanismo de Producción Primaria
Fuente: ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. 2004.
 Pág. 27

2.2.4 Factor de Recuperación

Corresponde a la fracción del volumen de petróleo almacenado en el yacimiento, el mismo que ha sido recuperado en superficie hasta un tiempo determinado.

$$FR = \frac{N_p}{POES}$$

Ec. 7

Donde:

FR: Factor de recuperación, fracción

N_p: Producción acumulada de petróleo, bls

POES: Petróleo Original En Sitio, bls

2.2.5 Recuperación Primaria

Etapa de explotación de un yacimiento aprovechando su energía natural la cual puede ser generada debido a la acción de uno o varios mecanismos de empuje, entre los cuales se dispone de: expansión de fluido y reducción del volumen poroso, gas en solución, empuje por capa de gas o acuífero y segregación gravitacional.

2.2.5.1 Expansión de Fluido y Reducción del Volumen Poroso

Sin duda alguna, es el mecanismo de producción primaria que se da en todos los yacimientos ya sea de petróleo o de gas, generalmente al inicio de la explotación, en donde por efecto de la declinación de la presión a causa de la producción, los fluidos en el yacimiento se expanden provocando un desequilibrio entre la presión de sobrecarga y la presión de los fluidos, provocando la reducción del volumen poroso.

Cuando el yacimiento tiene asociado un acuífero o una capa de gas altamente activa, se suele despreciar la contribución de este mecanismo por ser mínimo en comparación con los antes mencionado.

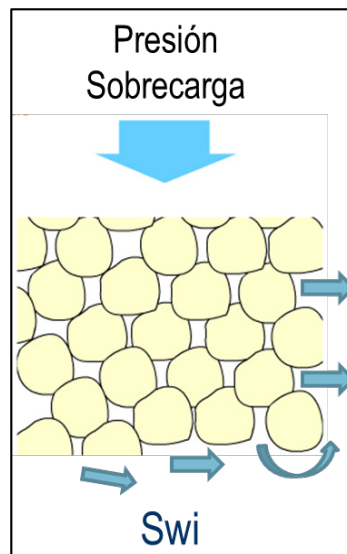


Figura 7: Expansión de Fluido y Reducción del Volumen Poroso

Según el tipo de roca yacimiento y el grado de consolidación que presentan éstas, se puede hablar de un valor de compresibilidad del cual va a depender este mecanismo de producción primaria.

Tipo de Roca	Compresibilidad $\times 10^{-6}$ (psi ⁻¹)
Arena Consolidada	3 – 5
Calizas	5 – 6
Arenas Semiconsolidadas	20
Arenas No Consolidadas	30
Arenas Altamente No Consolidadas	100

Tabla III: Compresibilidad Según el Tipo de Roca y Grado de Consolidación
Fuente: La Comunidad Petrolera. 2014

En donde la compresibilidad de la roca representa el cambio del volumen poroso a una determinada variación de presión. Matemáticamente se la representa con la siguiente ecuación:

$$cf = -\frac{1}{V_p} \frac{\Delta V_p}{\Delta P}$$

Ec. 8

Donde:

cf: Compresibilidad de la roca, psi⁻¹

V_p: Volumen poroso inicial, cm³

ΔV: Variación de volumen poroso, cm³

ΔP: Variación de presión, psi

2.2.5.2 Gas en Solución

En yacimientos de este tipo, el petróleo en un inicio se encuentra a altas presiones conteniendo grandes cantidades de gas en solución. Cuando la presión declina alcanzado el punto de burbuja, el gas que se encontraba en solución se libera en el espacio poroso, luego se expande y se convierte en la fuerza propulsora que desplaza al petróleo hacia los pozos productores. Este mecanismo prevalece en yacimientos volumétricos siendo los mejores candidatos para la implementación de inyección de agua debido al bajo factor de recuperación que presentan (5 – 20%).

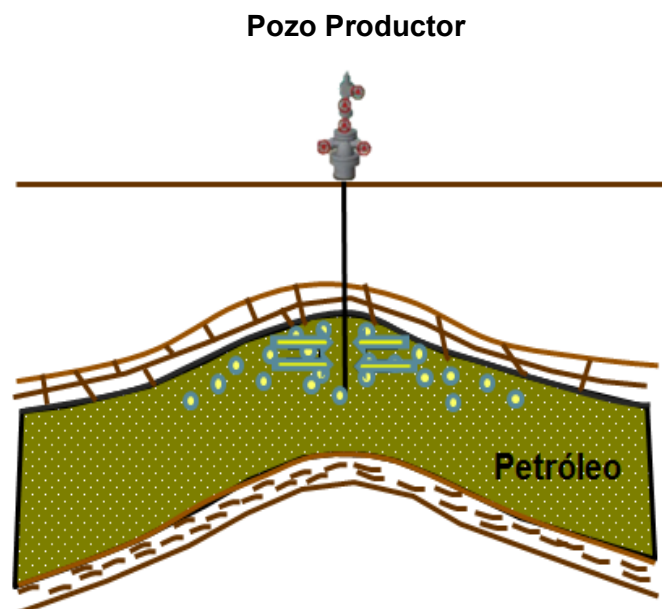


Figura 8: Yacimiento Volumétrico

Yacimientos cuyo mecanismo principal es el gas en solución presentan las siguientes características:

- La presión declina rápidamente y constantemente.
- Antes de que se presente el mecanismo de gas en solución, se produce mediante expansión de fluidos.
- La producción de agua será mínima debido a que en yacimientos volumétricos no hay empuje hidráulico.
- La relación gas - petróleo antes del punto de burbuja se mantiene constante, una vez que se alcanza tal punto, se empiezan a liberar burbujas de gas. Cuando la saturación de gas sobrepasa la saturación de gas crítica, el gas empieza a fluir hacia los pozos productores haciendo que el GOR incremente hasta llegar a un punto máximo desde donde empezará a declinar.

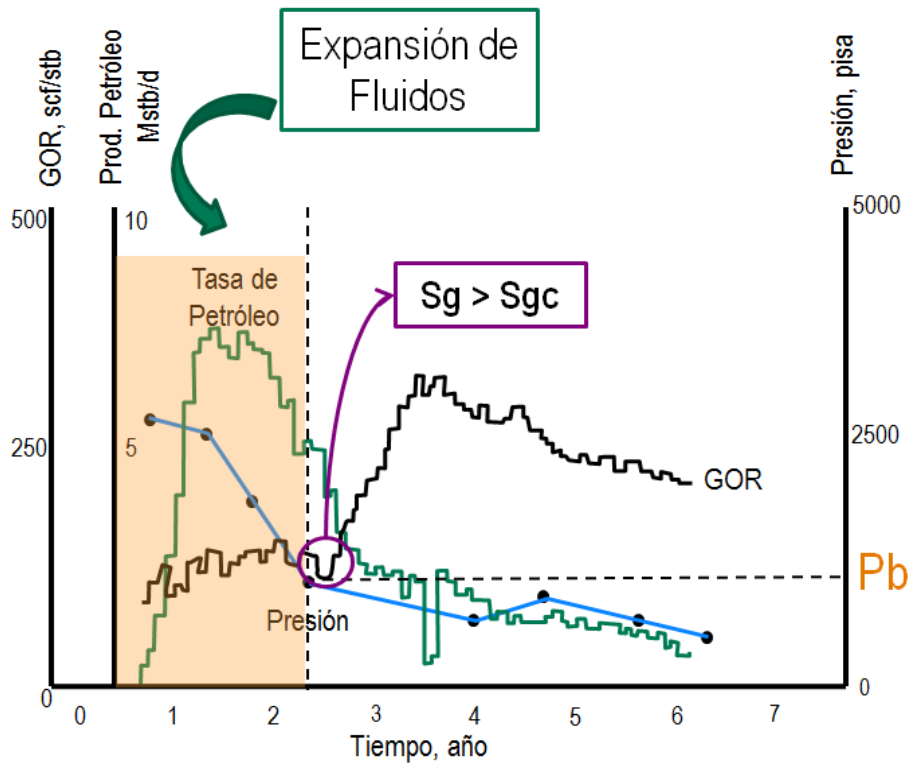


Figura 9: Comportamiento de Yacimiento Volumétrico
Fuente: Heriot-Watt University. Production Technology I. Pág. 5

2.2.5.3 Empuje por Capa de Gas

En yacimientos con capa de gas se dispone de una presión inicial igual o menor a la presión de burbuja. La capa de gas va a ejercer un efecto tipo pistón hacia abajo contribuyendo así a que el petróleo sea desplazado hacia los pozos productores.

El grado de eficiencia en el desplazamiento de petróleo se verá afectado principalmente por el tamaño de la capa de

gas y la permeabilidad vertical. Generalmente se da el caso que un yacimiento que está produciendo por gas en solución, contenga en la parte superior una capa de gas debido a la migración de este una vez superada la saturación de gas crítica. En teoría, la eficiencia de este mecanismo se encuentra en el rango de 20 - 30%.

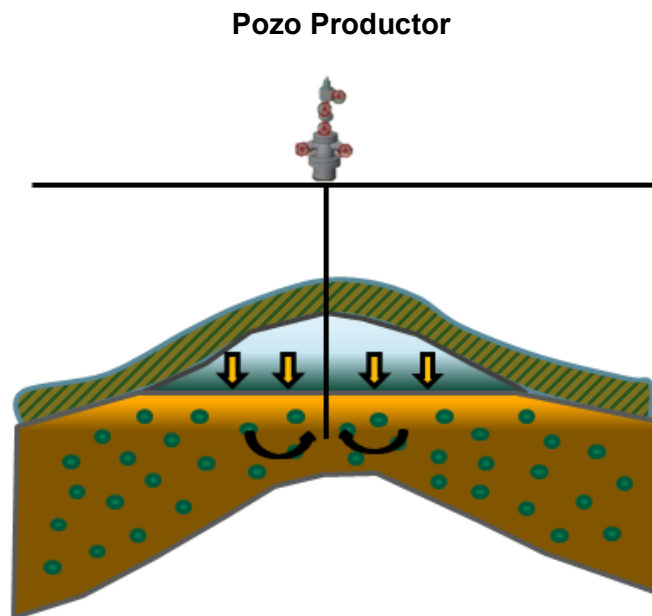


Figura 10: Yacimiento con Capa de Gas

Yacimientos con capa de gas presentan las siguientes características:

- La presión declina lentamente dependiendo del tamaño y la eficiencia de la capa de gas, y además del control de la

tasas de producción en superficie sin olvidar de la localización de los pozos productores.

- La producción de agua tiende a ser mínima a menos de que exista un acuífero activo asociado.
- El GOR tenderá siempre a incrementar.

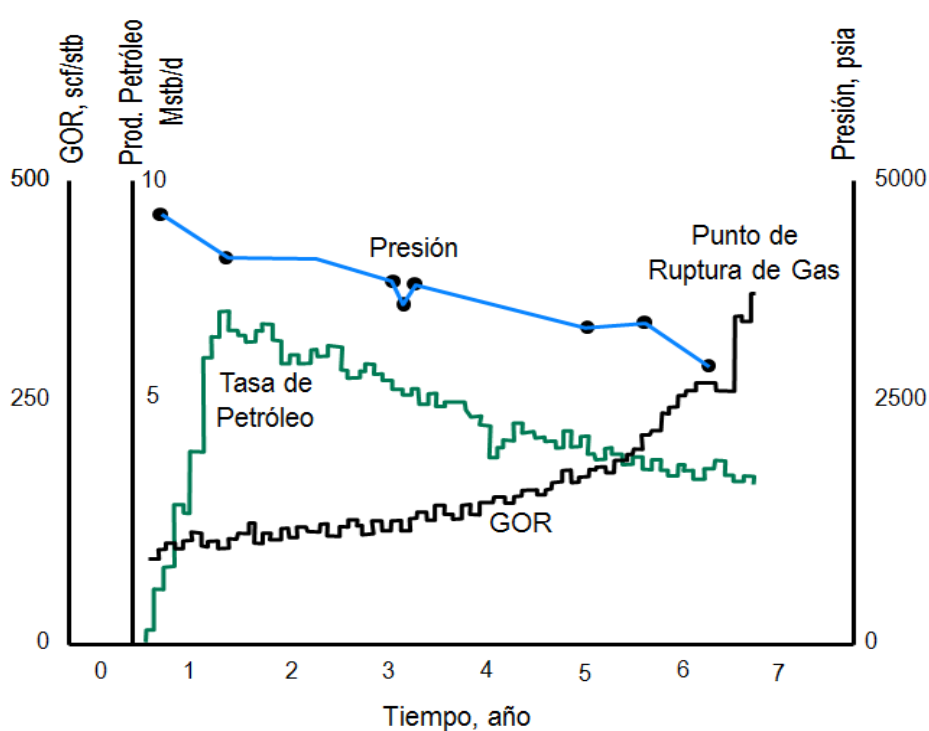


Figura 11: Comportamiento de Yacimiento con Capa de Gas
Fuente: Heriot-Watt University. Production Technology I. Pág. 6

2.2.5.4 Empuje por Acuífero

Un acuífero puede estar asociado a un yacimiento como acuífero lateral o como acuífero de fondo. El acuífero cumple la función de reponer el volumen de fluido producido, es

decir, ofrecer un mantenimiento de presión y a la vez contribuir al desplazamiento inmisible de petróleo. El factor de recuperación de este mecanismo se verá afectado principalmente por las heterogeneidades que presente el yacimiento y por el grado de actividad del acuífero.

a. Acuífero Lateral

Se considera un acuífero lateral al que contacta la zona de petróleo a través de los flancos de la estructura geológica.

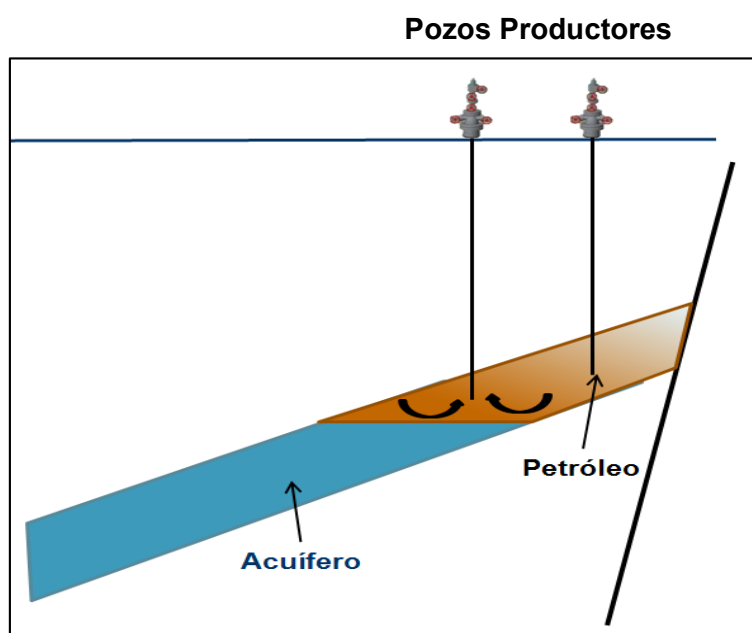


Figura 12: Yacimiento con Acuífero Lateral

b. Acuífero de Fondo

Un acuífero de fondo contacta toda la zona de petróleo. Generalmente aportan un buen mantenimiento de presión

siempre y cuando la permeabilidad vertical favorezca a este fin.

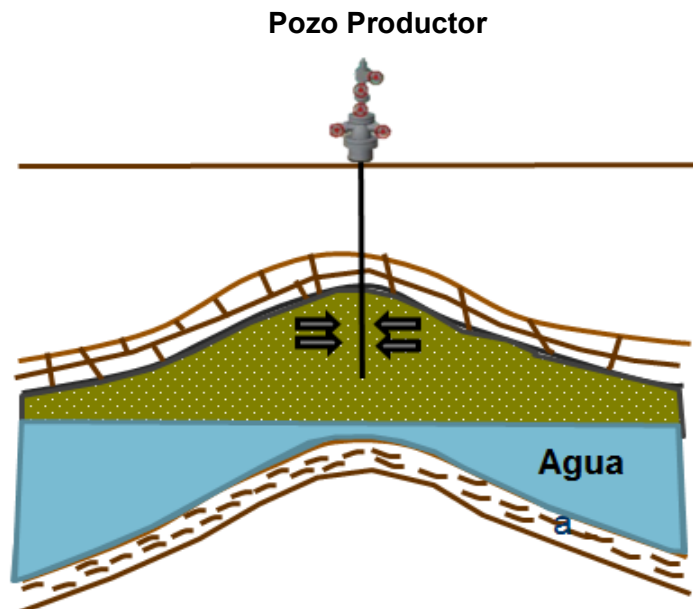


Figura 13: Yacimiento con Acuífero de Fondo

Yacimientos con empuje hidráulico poseen las siguientes características:

- La presión declina gradualmente dependiendo de cuán activo sea el acuífero.
- La producción de agua tiende a aumentar rápidamente en los pozos productores por efecto de la conificación o simplemente por un ineficiente control de las tasas.
- El GOR permanece bajo, siempre y cuando el mantenimiento de presión sea bueno.

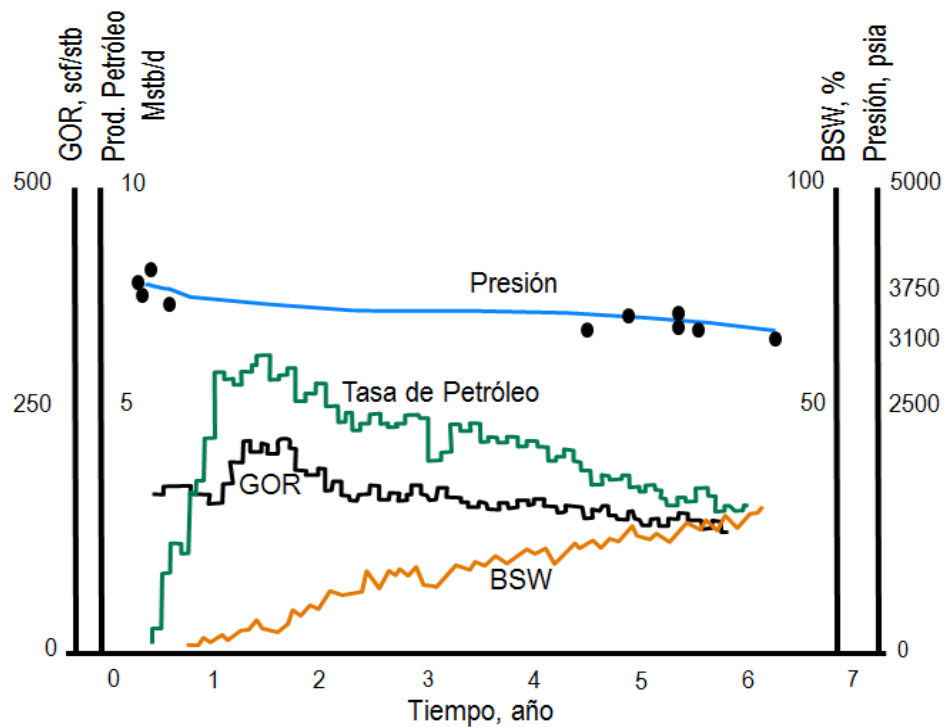


Figura 14: Comportamiento de Yacimiento con Empuje Hidráulico
Fuente: Heriot-Watt University. Production Technology I. Pág. 7

2.2.5.5 Segregación Gravitacional

Este mecanismo se presenta en yacimientos con alto bu-
 zamiento permitiendo de esta manera que las fuerzas gravi-
 tacionales superen a las viscosas y por ende se efectúe la
 segregación debido a la diferencia de densidades que pre-
 sentan los fluidos en el medio poroso.

A continuación en la Tabla IV, se detallan las principales ca-
 racterísticas de los mecanismos de producción primaria ci-
 tados anteriormente.

Mecanismo	Presión Yacimiento	GOR	Wp	Facto de Recobro	Otros
Expansión de fluidos y reducción de Vp	Declina rápida y continuo $P_i > P_b$	Permanece bajo y constante	No, excepto alto Sw	1 – 10% Promedio: 3%	
Gas en Solución	Declina rápida y continuo	Alto, incrementa y cae	No, excepto alto Sw	5 – 35% Promedio: 20%	Requiere levantamiento artificial temprano
Capa de Gas	Declina lenta y continuo	Incrementa constantemente	Despreciable	20 – 40% Promedio: 25%	
Empuje Hidráulico	Permanece alta	Permanece bajo si el mantenimiento de P es bueno	En pozos buzamiento bajo incrementa	35 – 80% Promedio: 50%	N de BM crece si We es cero
Segregación Gravitacional	Declina rápida y continuo	Bajo en formaciones con poco buzamiento. Alto en formaciones con considerable buzamiento.	Despreciable	40 – 80% Promedio: 60%	

Tabla IV: Características de los Mecanismos de Producción Primaria
Fuente: ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. 2004.
 Pág. 27

2.2.6 Análisis Especiales de Núcleos, SCAL

Se define como la serie de análisis especiales de laboratorio que permiten la obtención de datos que son de gran importancia para la

caracterización de yacimientos tales como permeabilidades relativas, presiones capilares, compresibilidad de la roca, entre otros.

2.2.6.1 Presión Capilar

Las pruebas de presión capilar identifican la fracción de fluidos que se retienen en el medio poroso luego del desplazamiento, en otras palabras, si la prueba ejecutada es un proceso de drenaje, la saturación que ya no podrá ser desplazada será la saturación de agua irreductible (S_{wirr}). En caso de que la prueba sea un proceso de imbibición, la saturación que no podrá ser desplazada será la saturación de petróleo residual (S_{or}).

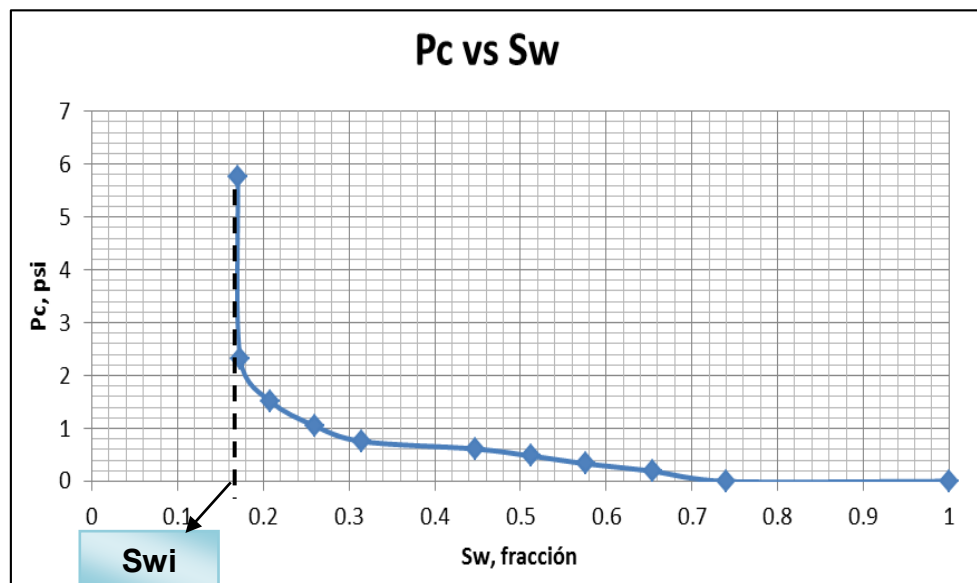


Figura 15: Curva de Presión Capilar

2.2.6.2 Permeabilidades Relativas

Es la relación entre la permeabilidad efectiva de un fluido a una determinada saturación con respecto a la permeabilidad absoluta. Matemáticamente se dispone de la siguiente expresión para cada uno de los fluidos del yacimiento:

$$k_{rg} = \frac{k_g}{k}$$

Ec. 9

$$k_{rw} = \frac{k_w}{k}$$

Ec. 10

$$k_{ro} = \frac{k_o}{k}$$

Ec. 11

Donde:

k_{rg} : Permeabilidad relativa al gas, fracción

k_{rw} : Permeabilidad relativa al agua, fracción

k_{ro} : Permeabilidad relativa al petróleo, fracción

k : Permeabilidad absoluta, mD

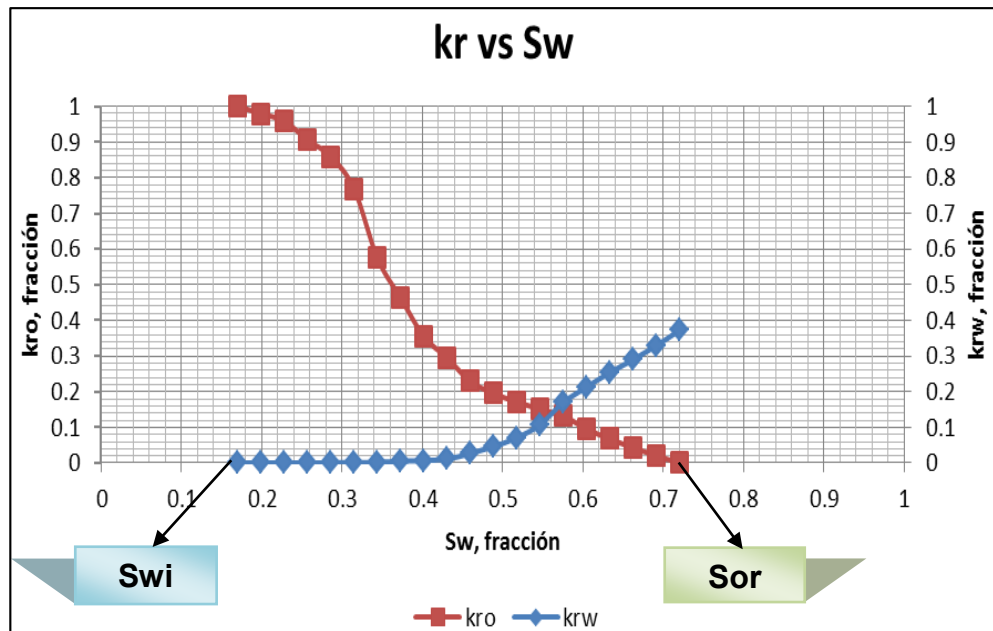


Figura 16: Curvas de Permeabilidades Relativas

- **Saturación de Agua Irreducible, Sw_{irr}**

Definida como la saturación de agua que no puede ser reducida bajo ningún método, la misma que es estimada mediante pruebas de laboratorio.

- **Saturación de Agua Crítica, Sw_{cr}**

Conocida como la mínima saturación a la cual el agua se empieza a mover.

- **Saturación de Agua Inicial, S_{wi}**

Representa la saturación de agua debido a la presión capilar que se tiene en el yacimiento, por efecto del espesor y calidad de las rocas.

- **Saturación de Agua Connata, S_{wc}**

Por definición es la saturación de agua al momento de la depositación de los sedimentos.

- **Saturación de Petróleo Residual, S_{or}**

La saturación de petróleo que permanece en el yacimiento luego de haberse llevado a cabo un proceso de recuperación secundaria. La importancia de este parámetro radica en que establece la máxima eficiencia de desplazamiento de petróleo por agua y marca el punto inicial de saturación para procesos EOR (CRAIG, 1971).

2.2.6.3 Histéresis Capilar

Representa la diferencia en valores de presión capilar entre el proceso de drenaje e imbibición para iguales puntos de saturación de agua.

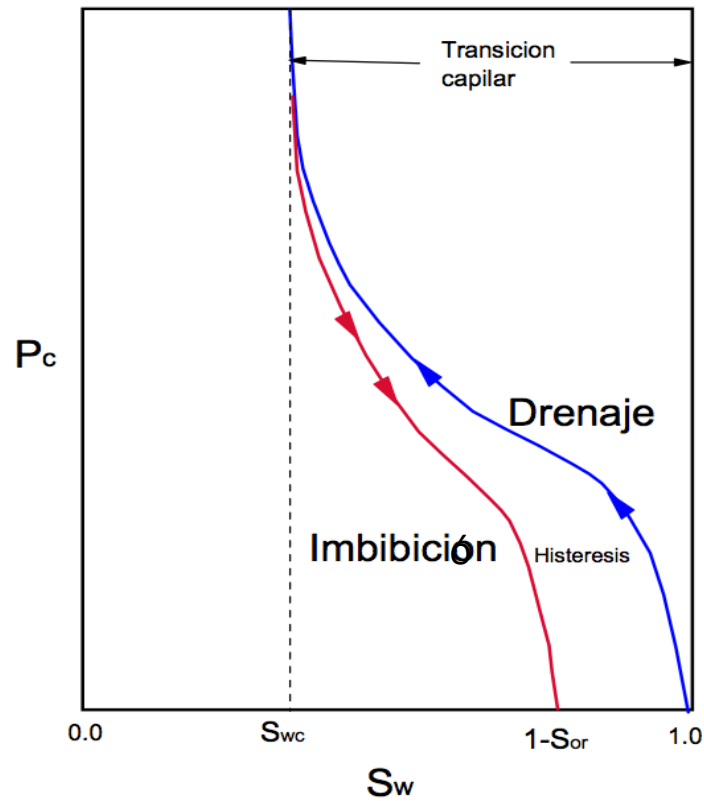


Figura 17: Histéresis de la Curva de Presión Capilar
Fuente: ESCOBAR, F. Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. 2004. Pág. 121

2.2.7 Eficiencia de Desplazamiento

Representa la fracción de petróleo movable que ha sido recuperado de la zona barrida.

$$ED = \frac{S_{wm} - S_{wi}}{1 - S_{wi}}$$

Ec. 12

Donde:

ED: Eficiencia de desplazamiento, fracción

Swm: Saturación de agua promedio en el yacimiento, fracción

Swi: Saturación de agua inicial, fracción

2.2.8 Flujo Fraccional

Se define como la fracción de un fluido fluyendo a través del medio poroso.

Puede ser representado mediante la siguiente ecuación (Demostración en Apéndice 5):

$$f_d = \frac{1 + \left(\frac{0.001127 k k_{ro} A}{\mu_o i_d} \right) \left[\frac{dP_c}{dx} - 0.433 (\rho_d - \rho_o) \sin \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_d k_{ro}}{\mu_o k_{rd}}}$$

Ec. 13

Donde:

id: Tasa de inyección del desplazante, BPD

dPc/dx: Gradiente de presión capilar, psi/ft

k: Permeabilidad absoluta, mD

kro; Permeabilidad relativa al petróleo, fracción

krd: Permeabilidad relativa al desplazante, fracción

μo: Viscosidad de petróleo, cP

μd: Viscosidad del desplazante, cP

A: Área de la sección transversal del yacimiento, ft²

ρo: Densidad del petróleo, lbm/ft³

ρ_d : Densidad del desplazante, lbm/ft³

α : Ángulo medio entre la horizontal y la dirección del flujo, grados

0.001127: Factor de conversión a unidades de campo, Bls/día-ft²

0.433: Factor de conversión, psi/ft

Si se considera un sistema horizontal y despreciando los efectos capilares, la ecuación anterior se reduce a:

$$f_d = \frac{1}{1 + \frac{\mu_d k_{ro}}{\mu_o k_{rd}}}$$

Ec. 14

La misma que indica que para este tipo de casos, el flujo fraccional no depende de la tasa de inyección, depende solamente de las permeabilidades relativas y viscosidades de los fluidos tanto desplazante como del desplazado.

2.2.9 Curva de Flujo Fraccional

La curva de flujo fraccional se construye a partir de las curvas de permeabilidades relativas ya ajustadas a los puntos críticos de la curva de presión capilar obtenidas en el SCAL.

La curva de flujo fraccional se convierte en una herramienta importante al momento de realizar un análisis de los parámetros que in-

tervienen en la ecuación de flujo fraccional, tanto parámetros del yacimiento como parámetros operativos.

2.2.9.1 Saturación en el Frente de Invasión

Se refiere a aquella saturación de fluido desplazante con la que avanza el frente de invasión a lo largo del medio poroso, la cual es constante a medida que avanza el fluido desplazante desde el pozo inyector hasta el pozo productor (TAREK, 2010).

Para el caso de inyección de agua, se la calcula mediante la siguiente expresión:

$$S_{wf} = S_{wi} + \frac{f_{wf}}{\left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_{S_{wf}}}$$

Ec. 15

Donde:

S_{wf}: Saturación de agua en el frente de invasión, fracción

S_{wi}: Saturación de agua inicial en el yacimiento, fracción

f_{wf}: Flujo fraccional de agua en el frente de invasión, fracción

$(\delta f_w / \delta S_w)_{S_{wf}}$: Pendiente de la curva de flujo fraccional del agua en el frente invasión, adimensional

Esta expresión representa la pendiente de la recta tangente a la curva de flujo fraccional.

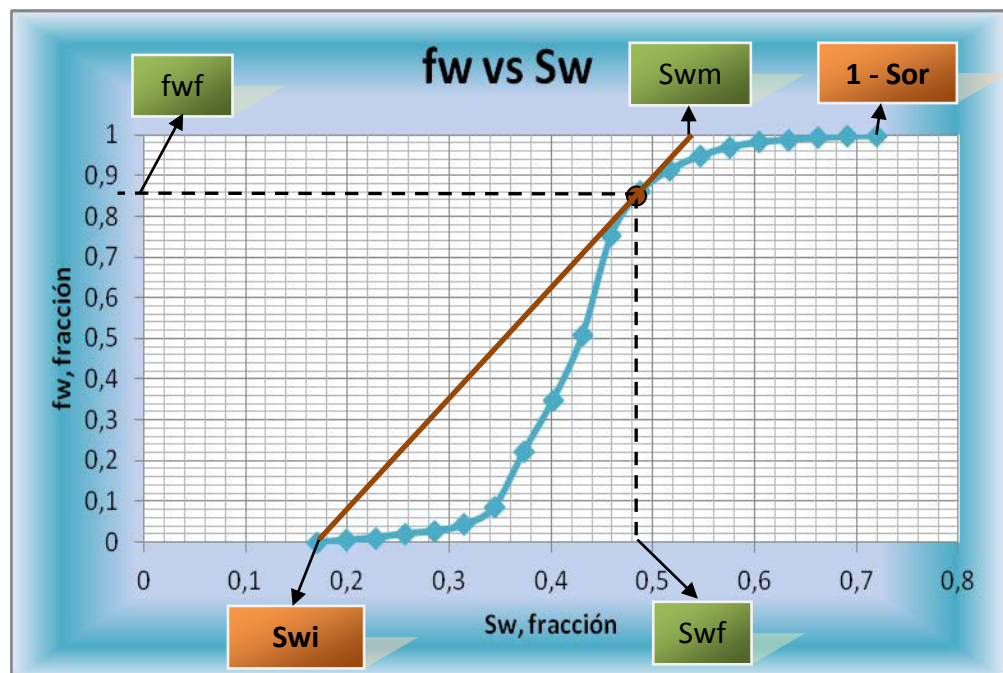


Figura 18: Tangente de la Curva de Flujo Fraccional

2.2.9.2 Saturación de Agua Promedio Atrás del Frente de Invasión

Se refiere al volumen de fluido desplazante que se aloja en el medio poroso, el cual ocupa el espacio del petróleo recuperado durante la invasión. Se la obtiene de la pendiente de

la recta tangente a la curva de flujo fraccional, cuando el valor del flujo fraccional del fluido desplazante es igual a uno como se muestra en la Figura 18 (TAREK, 2010).

Es obtenida mediante la siguiente expresión:

$$S_{wm} = S_{wi} + \frac{1}{\left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_{S_{wf}}}$$

Ec. 16

Donde:

S_{wm} : Saturación de agua promedio atrás del frente de invasión, fracción

S_{wf} : Saturación de agua en el frente de invasión, fracción

S_{wi} : Saturación de agua inicial, fracción

$(\delta f_w / \delta S_w)_{S_{wf}}$: Pendiente de la curva de flujo fraccional del agua en el frente de invasión, adimensional

2.2.9.3 Saturación Promedio Atrás del Frente de Invasión luego de la Ruptura

Después de la ruptura, la cantidad de agua producida empieza a aumentar continuamente y el volumen que ocupa el medio poroso aumenta desde S_{wf} hasta la $S_w = 1 - S_{or}$. Pa-

ra determinar el valor de S_{wm2} se identifica una nueva recta tangente a la curva de flujo fraccional en puntos que se encuentran entre S_{wf} y $S_w = 1 - S_{or}$ y se obtiene el valor de S_{wm2} cuando el flujo fraccional del fluido desplazante es igual a la unidad (TAREK, 2010).

$$S_{wm2} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w}\right)_{S_{w2}}}$$

Ec. 17

Donde:

S_{wm2} : Saturación de agua promedio en un punto luego de la ruptura, fracción

S_{w2} : Saturación de agua en un punto luego de la ruptura, fracción

$(\delta f_w / \delta S_w)_{S_{w2}}$: Pendiente de la curva de flujo fraccional del agua en un punto luego de la ruptura, dimensional

2.2.10 Factores que Influyen en el Flujo Fraccional

Dentro de los factores que afectan el flujo fraccional están los propios de la formación y los operativos. Estos últimos son analizados a continuación:

- a. Viscosidad del petróleo y del agua
- b. Angulo de buzamiento

c. Tasa de inyección

a. Viscosidad del Petróleo

La viscosidad del petróleo es uno de los primeros parámetros que se analiza al momento de pensar en inyección de agua. En un yacimiento de petróleo de baja viscosidad, el flujo fraccional al agua será menor en comparación con uno de alta viscosidad en donde el agua atraviesa el petróleo dando como resultado un barrido ineficiente.

Esto puede ser corroborado analizando la Ec. 13.

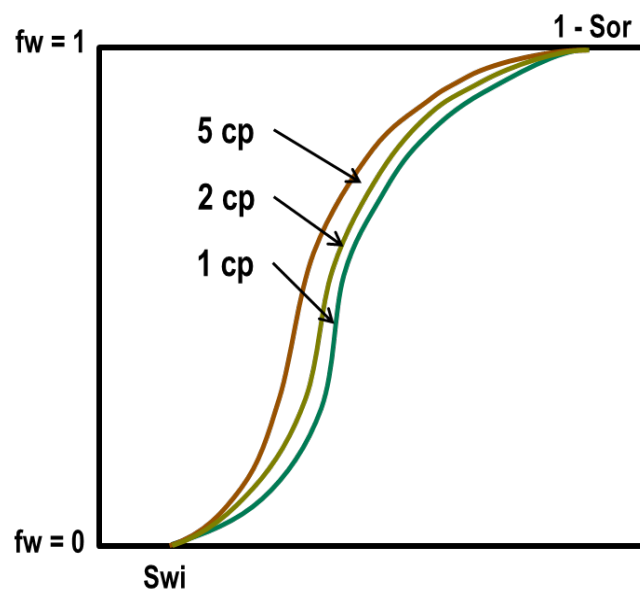


Figura 19: Efecto de la Viscosidad del Petróleo

b. Ángulo de Buzamiento

Si el $\sin\alpha_d$ es positivo, es decir, el desplazamiento de petróleo mediante el agua inyectada genera flujo buzamiento arriba (pozo inyector en la parte baja de la estructura), el flujo fraccional obtenido será menor.

Si el $\sin\alpha_d$ es negativo, es decir, el flujo generado es buzamiento abajo (pozo inyector en la parte alta de la estructura) provocará que el flujo fraccional sea mayor.

Revisar Ec. 13.

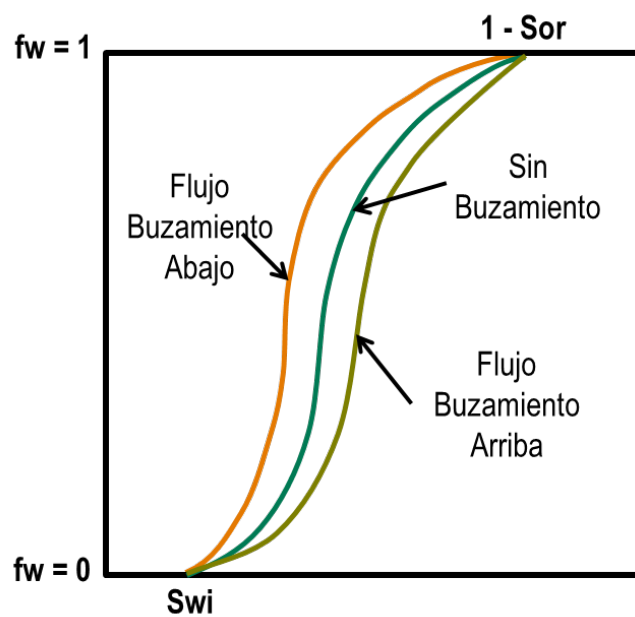


Figura 20: Efecto del Ángulo de Buzamiento

c. Tasa de Inyección

El ángulo de buzamiento afecta directamente al flujo fraccional, una manera de mejorar el rendimiento de la inyección es combinando el efecto del α_d con la tasa de inyección, siendo el caso de que si se inyecta buzamiento arriba, una tasa menor daría como resultado un menor flujo fraccional de agua y si la inyección es buzamiento abajo, una tasa de inyección mayor mitigaría el efecto negativo del α_d . Revisar Ec. 13.

En caso de inyectar algún fluido inmisible a una formación considerada horizontal, según la Ec. 14 se puede deducir que la tasa de inyección es indiferente en los resultados (PARIS, 2001).

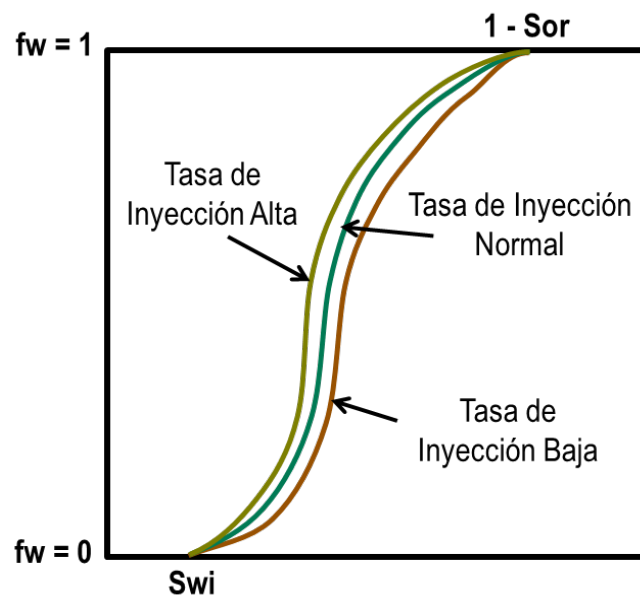


Figura 21: Efecto de la Tasa de Inyección

2.2.11 Teoría de Avance Frontal

Se la define como un modelo que recrea el desplazamiento de dos fluidos inmiscibles en una sola dirección a través del medio poroso.

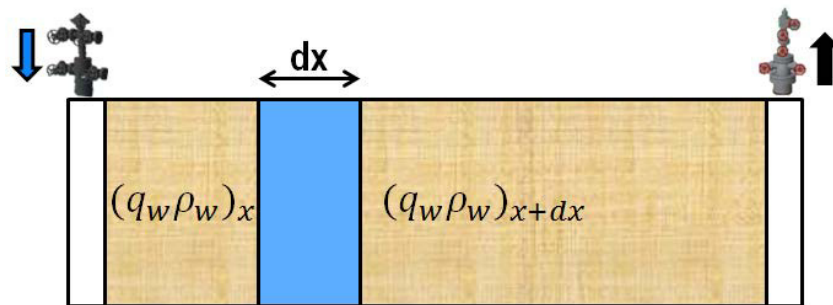


Figura 22: Principio de Conservación de la Masa

Fuente: PARIS, M. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2001. Pág. 89

Aplicando el principio de conservación de la masa, se logra obtener una ecuación que representa la velocidad de un punto de saturación específico que se mueve a través del medio poroso, la misma que es proporcional a la derivada del flujo fraccional evaluada en tal saturación.

$$v_{S_w} = \left(\frac{\partial x}{\partial t}\right)_{S_w} = \frac{5.615 i_w}{A \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_t$$

Ec. 18

Donde:

5.615: Factor de conversión de bls a ft³

iw: Tasa de inyección de agua, BAPD

A: Área de la sección transversal del yacimiento, ft²

Φ: Porosidad efectiva del yacimiento, fracción

(δfw/δSw)_{swsf}: Pendiente de la curva de flujo fraccional del agua en el frente invasión, adimensional

Integrando la ecuación anterior, se puede determinar la posición de un punto de saturación de agua para cualquier tiempo dado, durante el proceso de inyección.

En unidades prácticas se tiene que:

$$X_{Sw} = 5.615 \frac{iw t}{A \Phi} \left(\frac{\delta fw}{\delta Sw} \right)_{sdi}$$

Ec. 19

Usando la Ec. 19, se logra construir el perfil de saturación de agua considerando tanto la zona estable en donde la velocidad de $Sw_i < Sw < Sw_f$ es constante, al igual que la zona no estable en donde la velocidad varía para $Sw_f < Sw < 1 - S_{or}$.

Expresada en términos de W_i :

$$(X)_{sw} = 5.615 \frac{W_i}{A \Phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w} \right)_{sdi}$$

Ec. 20

Donde:

5.615: Factor de conversión de bls a ft³

W_i: Volumen de agua inyectada a un tiempo dado, bls

A: Área de la sección transversal del yacimiento, ft²

Φ: Porosidad efectiva del yacimiento, fracción

(δf_w/δS_w)_{swsf}: Pendiente de la curva de flujo fraccional del agua en el frente invasión, adimensional

La Ec. 20 permite conocer la posición del frente de invasión a un determinado tiempo, haciendo sensibilidades en la tasa de inyección del fluido desplazante con el objetivo de optimizar el barrido en función del tiempo de ruptura.

2.2.12 Etapas del Proceso de Inyección de Agua

Dentro del proceso de inyección de agua se presentan 4 etapas:

a. Condiciones Iniciales

Un yacimiento subsaturado candidato a la inyección de agua, presentará dos fases. La fase de agua estará a la saturación de agua inicial mientras que en la fase de petróleo destaca tanto la fracción móvil que es la misma que tratará de barrer el agua inyectada y la fracción no móvil, S_{or} (Saturación de petróleo residual).

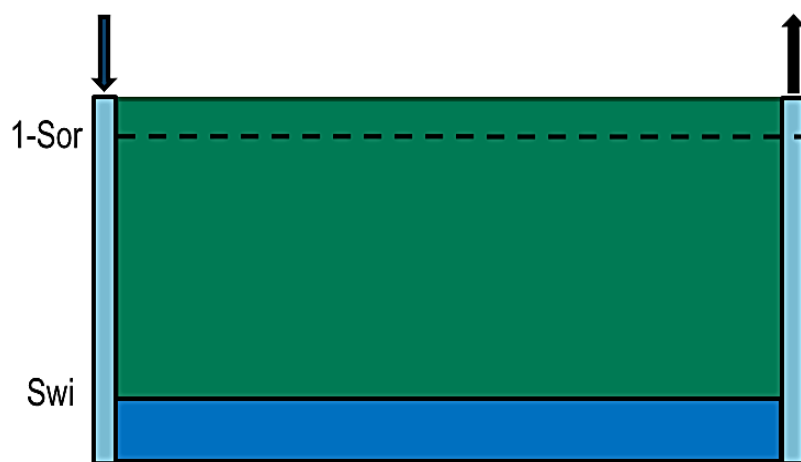


Figura 23: Yacimiento Antes de la Inyección de Agua

b. Invasión

Una vez iniciada la inyección de agua, un perfil de saturación de agua tendrá lugar en el medio poroso el mismo que formando un banco de agua desplazará al banco de petróleo. El frente de invasión que se forma producto del volumen de agua inyectado, se moverá a través del medio poroso a una velocidad constante ya que su saturación también permanecerá constante hasta alcanzar

el punto de ruptura. En esta etapa la producción corresponde solamente a petróleo.

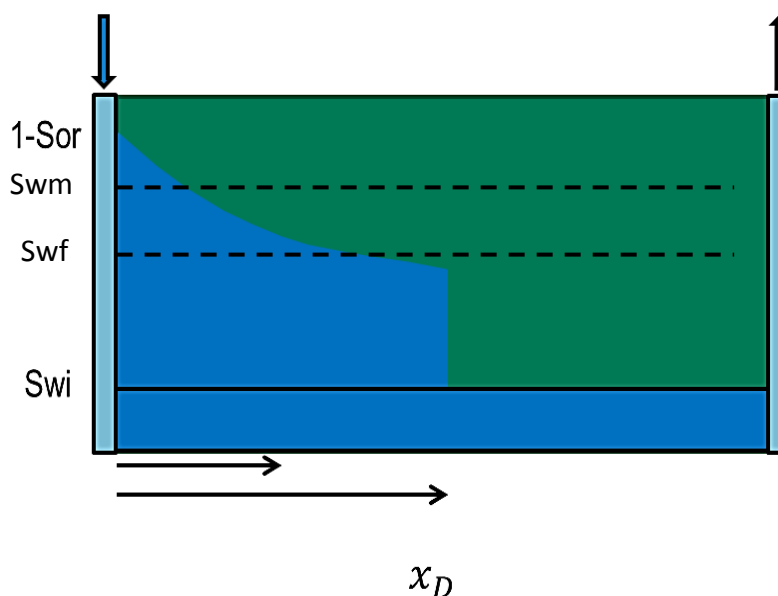


Figura 24: Invasión del Frente de Agua Antes de la Ruptura

c. Punto de Ruptura

Se presenta cuando el agua a través de la capa de mayor permeabilidad, irrumpe en el pozo productor.

El tiempo de respuesta del petróleo, la irrupción del agua y la magnitud de los picos más altos de producción dependen de las características del yacimiento y de las tasas de inyección.

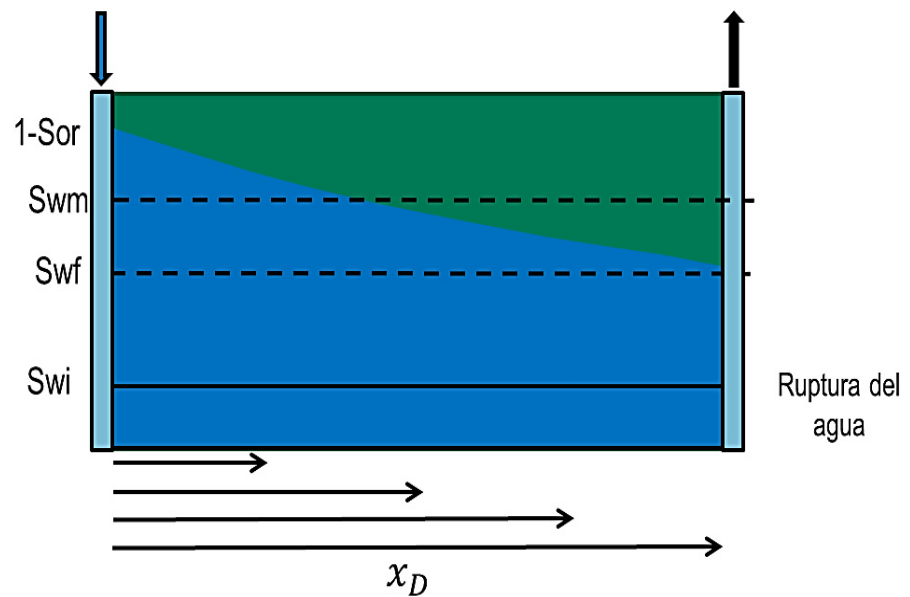


Figura 25: Frente de Agua Alcanza el Punto de Ruptura

d. Posterior a la Ruptura

Luego de haber alcanzado el punto de ruptura, la relación agua - petróleo (WOR) tiende a incrementar abruptamente mientras disminuye la tasa de petróleo. No está demás mencionar que en esta etapa la Sw_m incrementa hasta alcanzar el punto máximo 1-Sor ó el límite económico del proyecto.

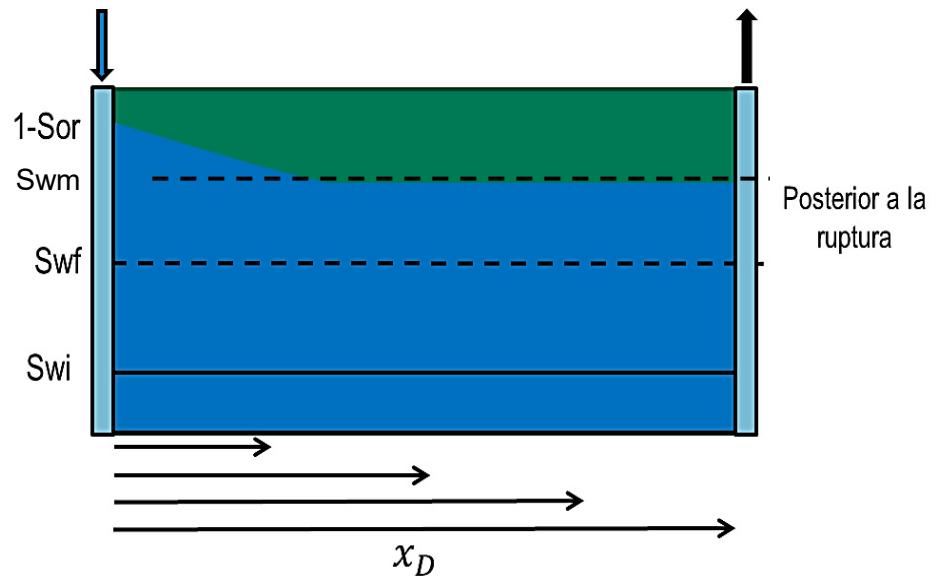


Figura 26: Inyección de Agua Posterior a la Ruptura

2.2.13 Eficiencia Areal de Barrido

La eficiencia areal de barrido representa la fracción del área del arreglo que es contactada por el fluido desplazante.

Incrementa a medida que pasa el tiempo durante todo el proceso de inyección de agua, aunque a una tasa menor luego del punto de ruptura.

$$E_A = \frac{\text{Área horizontal invadida}}{\text{Área horizontal total invadible}}$$

Ec. 21

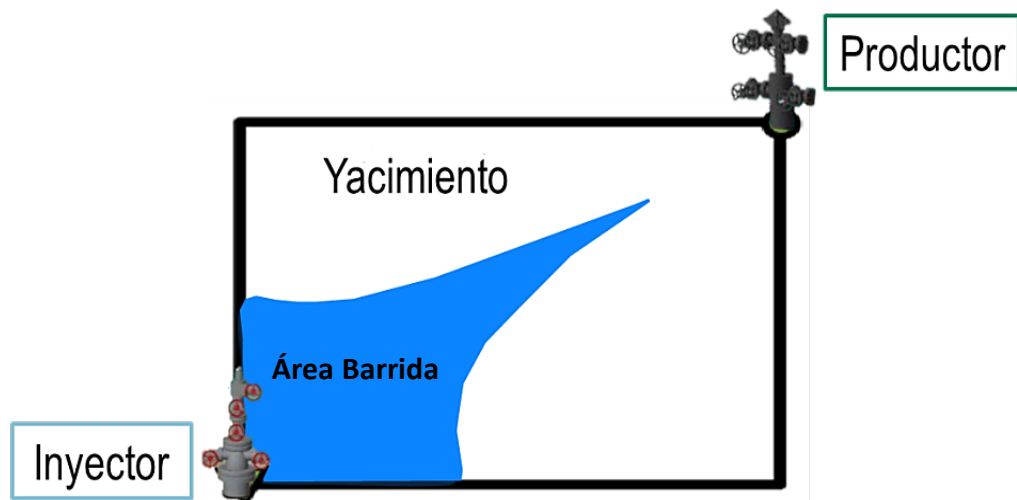


Figura 27: Área Invadida por el Fluido Desplazante
Fuente: PARIS, M. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2001. Pág. 154

2.2.13.1 Factores que Influyen en la Eficiencia Areal de Barrido

- a. Razón de movilidad, M
- b. Tipo de arreglo seleccionado
- c. Heterogeneidad areal (Más importante)
- d. Volumen de inyección acumulado

2.2.14 Razón de Movilidad, M

La razón de movilidad es definida matemáticamente como la relación entre la movilidad del fluido desplazante y la del fluido desplazado.

$$M = \frac{\lambda_{\text{Desplazante}}}{\lambda_{\text{Desplazado}}}$$

Ec. 22

En el caso de inyección de agua, la razón de movilidad será:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o}$$

Ec. 23

Conociendo que la movilidad de un fluido es $\lambda_f = \frac{k_f}{\mu_f}$, M queda expresado de la siguiente manera:

$$M = \frac{k_{rw} \mu_o}{k_{ro} \mu_w}$$

Ec. 24

La importancia de trabajar con un $M < 1$ (petróleo de baja viscosidad) radica en que según ensayos de laboratorio en un sistema lineal, al inyectar agua a un núcleo relativamente homogéneo se ejecuta un desplazamiento estable lo cual significa que el agua no viaja más rápido que el petróleo efectuándose así un desplazamiento tipo pistón, el más favorable que incluso podría mitigar el efecto de heterogeneidad y el efecto de gravedad (DAKE, 2001).

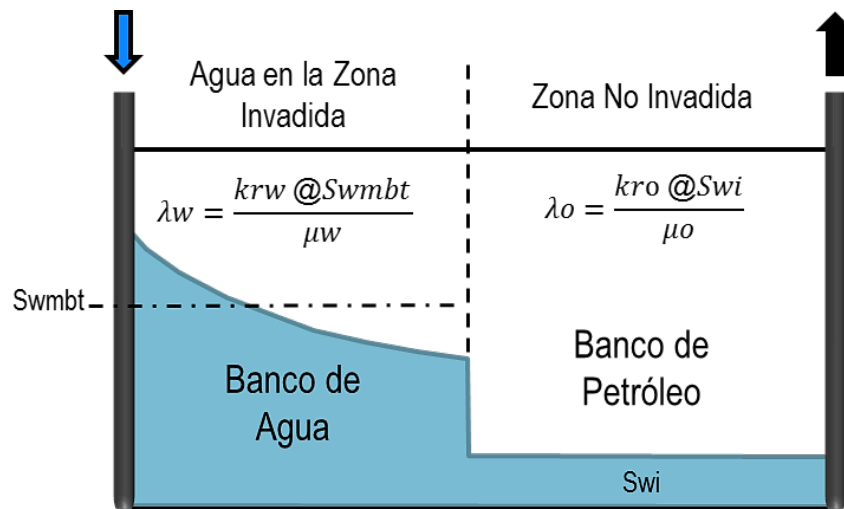


Figura 28: Movilidad del Fluido Desplazante y Desplazado Hasta la Ruptura
Fuente: TAREK, A. Reservoir Engineering Handbook. 2010. Pág. 987

Como se observa en la figura anterior, durante la inyección de agua se forma un banco de petróleo debido al desplazamiento que genera el agua inyectada, es así como se requiere de kro estimado a la Swi en el banco de petróleo y krw estimado a Swm en el banco de agua (TAREK, 2010).

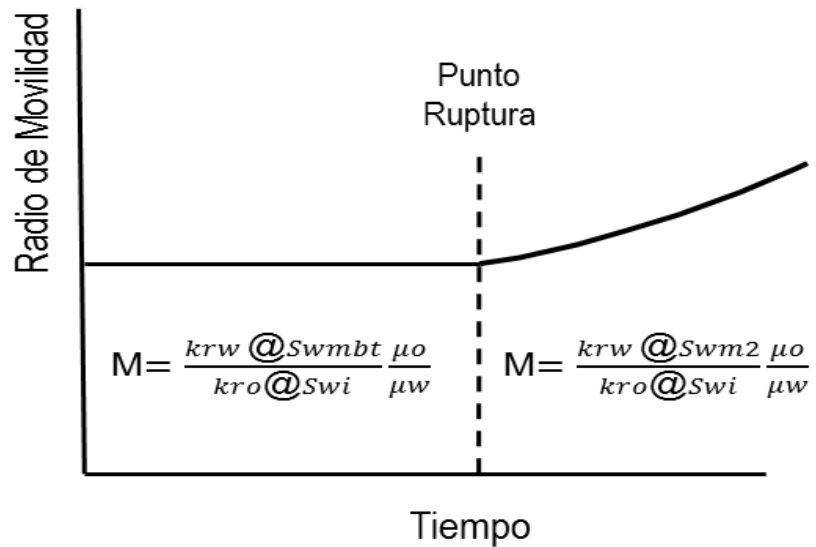


Figura 29: Razón de Movilidad Antes y Después del Punto de Ruptura

Fuente: TAREK, A. Reservoir Engineering Handbook. 2010. Pág. 988

La razón de movilidad permanecerá constante hasta el punto de ruptura dado que S_{wm} no varía durante toda esta etapa, sin embargo, luego empezará a incrementar y por efecto M también lo hará.

2.2.15 Arreglos de Pozos

Una de las etapas más críticas en el diseño de inyección de agua es sin duda la selección del arreglo a emplear, es así como se dispone de arreglos periféricos y arreglos regulares según el objetivo planteado del proceso, ya sea este para mantenimiento de presión

inyectando a un acuífero o para mejorar el barrido en la zona de petróleo y aumentar las reservas.

El arreglo que se desea implementar puede ser generado gracias a la conversión de pozos productores existentes con alto corte de agua y poco rentables, en pozos inyectores, o a su vez, proponiendo pozos nuevos

2.2.15.1 Inyección Periférica

Ejecutada generalmente con fines de mantenimiento de presión inyectando agua al acuífero.

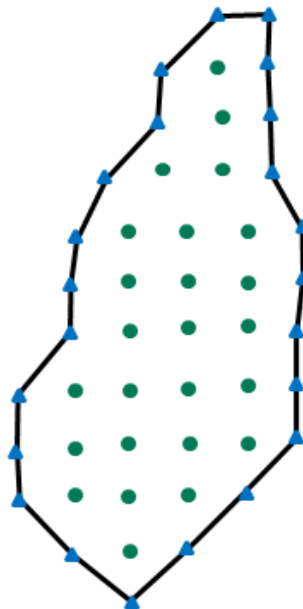


Figura 30: Inyección Periférica
Fuente: TAREK, A. Reservoir Engineering Handbook.
2010. Pág. 928

Este tipo de arreglo presenta las siguientes características:

- Aceptable recobro de petróleo con baja producción de agua
- El yacimiento debe poseer buena permeabilidad para permitir el movimiento del agua inyectada a todos los pozos productores
- Resulta complicado definir la tasa de inyección
- El seguimiento del frente de invasión se torna más complejo en comparación con los arreglos regulares
- La predicción de la inyección necesita de un trabajo arduo
- En ciertos yacimientos, el mantenimiento de presión en la parte central se vuelve ineficiente

2.2.15.2 Arreglos Regulares

Se los emplea en la zona de petróleo para generar un desplazamiento de este hacia los pozos productores los cuales se encuentran posicionados en arreglo geométrico en relación a los inyectores.

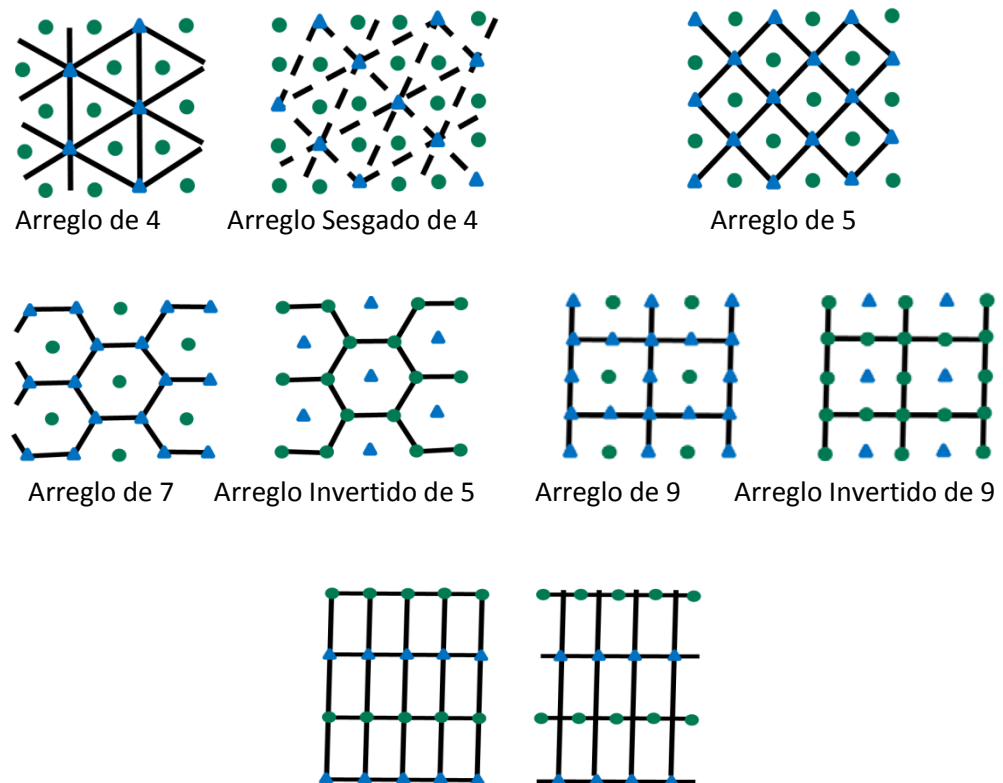


Figura 31: Tipos de Arreglos Regulares
Fuente: TAREK, A. Reservoir Engineering Handbook.
 2010. Pág. 929

Dentro de las características más importantes en tener en cuenta al momento de plantearse un arreglo regular, se detalla las siguientes:

- El proponer un arreglo regular para un proyecto de inyección de agua, trae consigo una rápida respuesta a la estimación del comportamiento del yacimiento bajo este procedimiento

- Mejor control y seguimiento del frente de invasión
- Volumen de petróleo recuperado en menor tiempo
- El tener un arreglo implica disponer de un número mayor de pozos lo cual se verá reflejado en una mayor inversión
- Recomendado en yacimientos con poco buzamiento y extensos

2.2.16 Heterogeneidad del Yacimiento

Uno de los parámetros determinantes en el factor de recuperación en procesos de recuperación secundaria y mejorada, es probablemente la heterogeneidad del yacimiento, la misma que es clasificada en heterogeneidad vertical y areal (TAREK, 2010).

2.2.16.1 Heterogeneidad Vertical

Considerando que todos los yacimientos son heterogéneos, es decir, están formados por un sistema de capas con diferentes propiedades petrofísicas, lo cual ocasiona que el agua inyectada preferencialmente se mueva por las capas de mayor per-

meabilidad a mayor rapidez generando de esta manera una invasión irregular a través del medio poroso. Es estimada mediante la información obtenida por el análisis de núcleos, registros de pozos y RFT (Repeat Formation Tester).



Figura 32: Fuente de Estimación de Heterogeneidad Vertical

2.2.16.2 Heterogeneidad Areal

Representa la variación de las propiedades petrofísicas en términos del área, además de la presencia de fallas o límites. Por lo general, existe mayor incertidumbre en su estimación debido a que se usan pruebas de presión (método indirecto) y el análisis del ambiente de depositación.

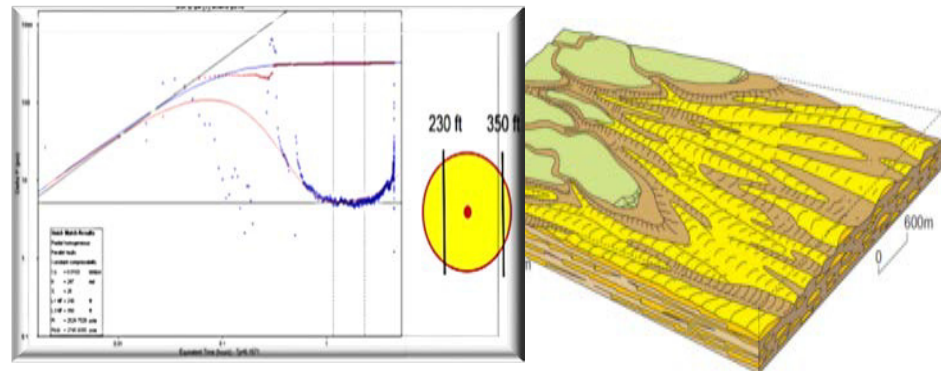


Figura 33: Fuente de Estimación de Heterogeneidad Areal
Fuente: SLATT, R. Stratigraphic Reservoir Characterization. Pág. 332

2.2.17 Eficiencia Vertical de Barrido

Definido como la fracción de la sección vertical que es contactado por el fluido desplazante.

El grado de variación de la permeabilidad es considerada por lejos el parámetro más influyente en la estimación de la eficiencia vertical de barrido (TAREK, 2010).

$$E_v = \frac{\text{Area vertical invadida}}{\text{Area vertical total invadible}}$$

Ec. 25

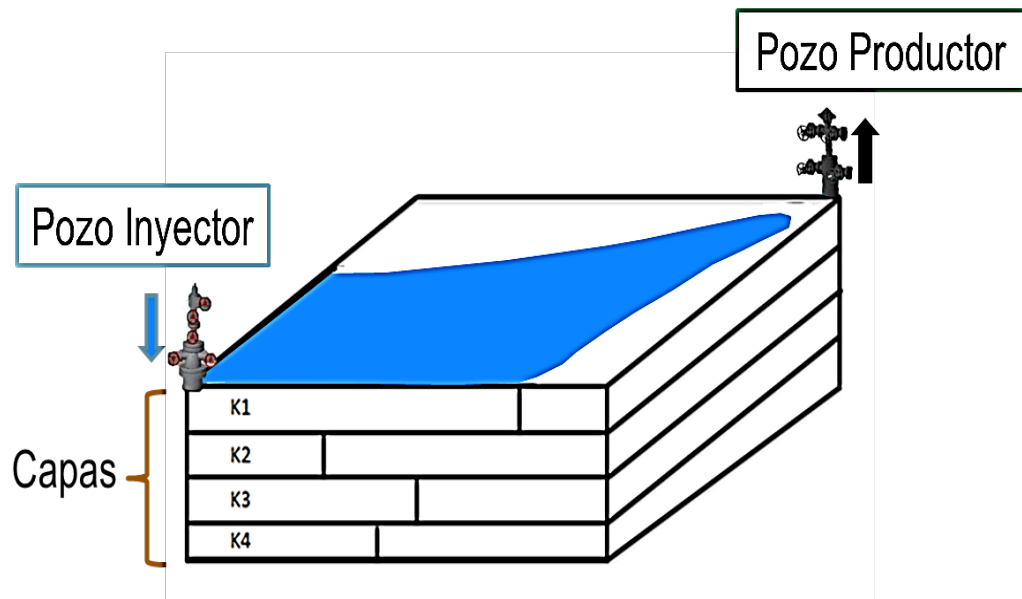


Figura 34: Heterogeneidad Vertical del Yacimiento
Fuente: PARIS, M. Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos. 2001. Pág.152

2.2.18 Eficiencia de Desplazamiento Volumétrico

Fracción del volumen del yacimiento que es invadida por el fluido desplazante. Se la obtiene por medio de la siguiente expresión:

$$EV = E_A E_V$$

Ec. 26

Donde:

EV: Eficiencia de desplazamiento volumétrica, fracción

E_A: Eficiencia Areal de Barrido, fracción

E_V: Eficiencia Vertical de Barrido, fracción

2.2.19 Eficiencia Total de Inyección de Agua

En todo proyecto de inyección de agua generalmente se maneja un valor teórico aproximado que representa la eficiencia de este proceso y que muchas veces se ve ligado a la razón de movilidad, heterogeneidad y gravedad (DAKE, 2001).

$$ET = E_D EV$$

Donde:

ET: Eficiencia total de inyección de agua, fracción

E_D: Eficiencia de desplazamiento o microscópica, fracción

EV: Eficiencia volumétrica o macroscópica, fracción

2.2.20 Dedificación

Se genera debido a la heterogeneidad vertical del yacimiento. El agua inyectada se moviliza con mayor rapidez a través de las capas de mayor conductividad (permeabilidad) provocando una especie de dedificación (avance irregular) en el yacimiento. En estas capas, la irrupción en los pozos productores se efectuará primero.

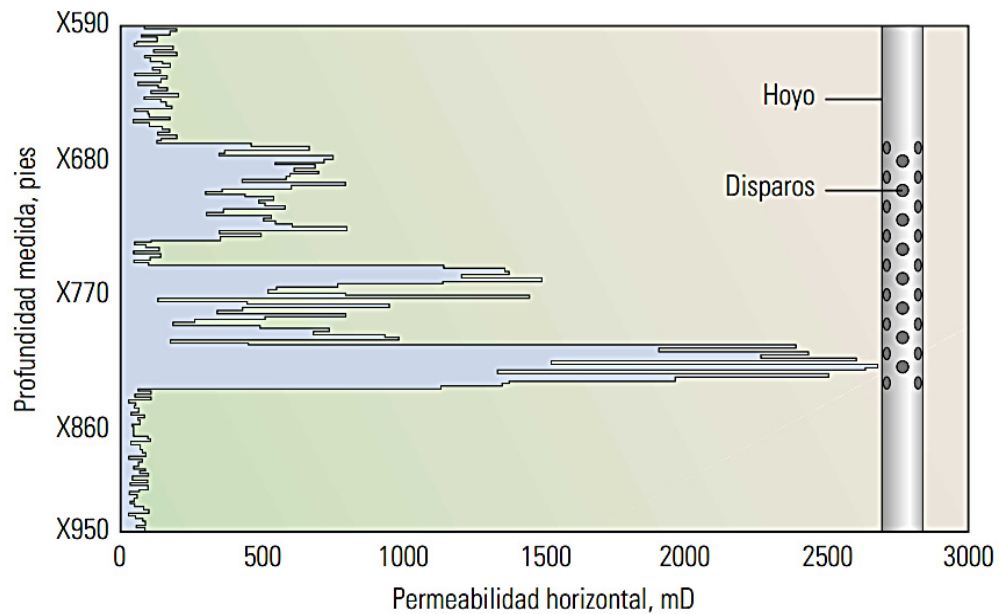


Figura 35: Variación de la Permeabilidad Horizontal
Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J.,
 KUCHUK F., ROMANO C. & ROODHART L., Control del Agua.

2.2.21 Ambientes de Deposición Para Yacimientos Clásticos

El reconocimiento del ambiente de deposición es una etapa principal dentro del estudio geológico debido a que la distribución y continuidad del yacimiento usualmente están relacionados a las condiciones de deposición (WILLHITE, 1986).

En **ambientes de deposición calmos**, como las áreas marinas poco profundas, a menudo se encuentran arcillas continuas que proporcionan un buen aislamiento vertical entre las capas, por lo cual el aumento del barrido vertical re-

sulta conveniente. Cualquier problema existente con las capas inundadas sin flujo transversal se puede corregir fácilmente en el pozo y en este tipo de ambiente, este problema es más habitual que el problema de las capas inundadas con flujo transversal, que resulta más difícil de solucionar.

Las **arenas eólicas**, que a menudo tienen buen espesor y buena permeabilidad vertical, presentan problemas con respecto al control del agua. Puede existir segregación gravitacional de fluidos, causando invasión de agua en los pozos productores.

En **ambientes con depositación fluvial y deltaica**, por lo general, se crean canales de arenas, que pueden variar desde arenas bien apiladas con buena continuidad vertical y horizontal hasta canales aislados con escasa comunicación. (BAILEY, y otros).

CAPITULO III

METODOLOGÍA

3.1 TIPO DE ESTUDIO

El presente proyecto de tesis es aplicado al área de la simulación numérica de yacimientos en un campo de petróleo negro. El estudio realizado es de carácter explicativo debido a que establece un flujo de trabajo generando un modelo conceptual de la inyección de agua con base en la simulación numérica.

El estudio contempla cuatro meses de análisis en donde se analiza un yacimiento bajo una matriz de evaluación cualitativa dentro del flujo de trabajo propuesto de la inyección de agua.

3.2 UNIVERSO Y MUESTRA

El universo corresponde a todos los yacimientos con declinación energética y/o que posean volúmenes comerciales de petróleo móvil que pudiesen ser barridos de manera que se incremente la producción en campos maduros alrededor del mundo y la muestra está representada por la caracterización de la arena L5 del campo ROMA ubicado en la cuenca oriente ecuatoriana.

3.3 INSTRUMENTOS

El proyecto de tesis es desarrollado utilizando los siguientes programas computacionales, los mismos que son propiedad de la empresa de servicios petroleros Schlumberger.

- **OFM, OilField Manager:** Herramienta de análisis reservorio - pozo que ofrece un entorno rentable e integrado para lograr flujos de trabajo complejos, análisis de predicción de la producción y visualización de los datos de yacimientos y producción. Además permite llevar a cabo lo siguiente:
 - ✓ Supervisión y análisis, ajuste de historia interactivo, predicción y cálculos de reservas.
 - ✓ Tendencia de producción 3D Y 4D, mapas de burbujas, análisis de tipo de curvas de declinación.
 - ✓ Detección temprana y diagnóstico de producción y problemas de inyección.

- ✓ Se integra con otras aplicaciones para flujos de trabajos ampliados, elimina duplicación de datos
- ✓ Espacios de trabajo de colaboración para el intercambio de las mejores práctica (SCHLUMBERGER, 2014).



- **PETREL:** Petrel es un software que permite la visualización, realización de mapas y la creación de modelos y simulación de reservorios en 3D. Sirve para la interpretación sísmica usando cubos en 2D y 3D SEG-Y y ZGY, crear grillas 3D para la modelación de reservorios y simulación de flujo, visualizar en 3D información geofísica, geológica, petrofísica y de producción, realizar una mejorada zonificación de reservorios usando correlación entre pozos, realizar el modelamiento de facies, calcular volúmenes, diseño de pozos, ajuste histórico de producción, entre otros (SCHLUMBERGER, 2014).



- **ECLIPSE:** La suite simulador ECLIPSE consta de dos simuladores diferentes: ECLIPSE 100 se especializa en el modelado de petróleo negro, y Eclipse 300 se especializa en el modelado composicional. ECLIPSE 100 es un totalmente implícito, trifásico, de tres dimensiones, de uso general simulador de petróleo negro con opciones de gas condensado. ECLIPSE 300 es un simulador composicional con la ecuación cúbica de estado, presión K-valor dependiente y tratamientos de fluidos de petróleo negro (SCHLUMBERGER, 2014).
Para el desarrollo de la tesis se utilizará ECLIPSE 100.



- **FRONTSIM:** Es un simulador que permite cuantificar el monto de fluidos inyectados y producidos entre pares de pozos mediante el WAF (Well Allocation Factor) el cual facilita la estimación de la eficiencia de inyección de los pozos como el radio de agua inyectada para el petróleo producido.

3.4 FLUJO DE TRABAJO

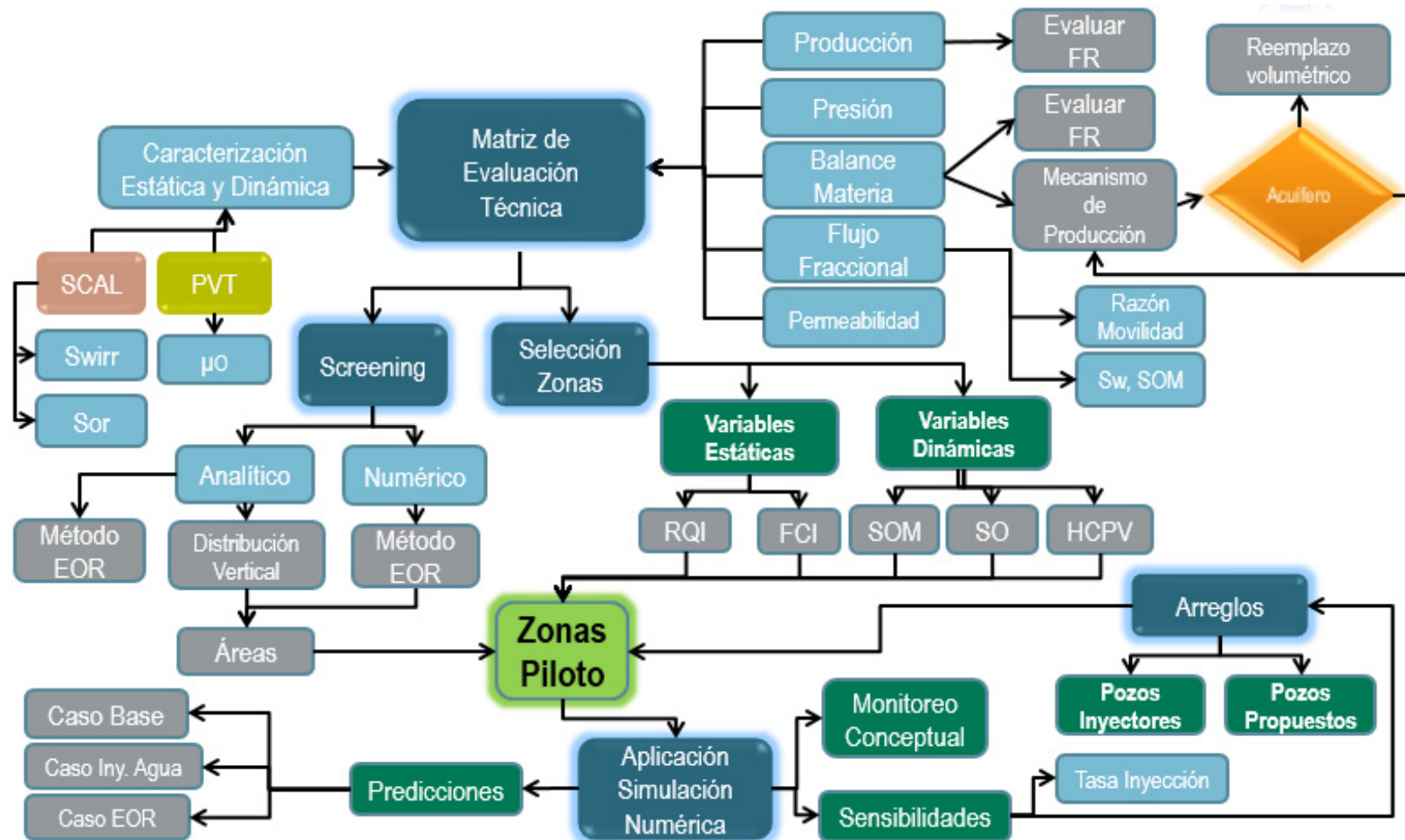


Figura 36: Flujo de Trabajo Propuesto

El flujo de trabajo propuesto de inyección de agua basado en un modelo de simulación dinámico de yacimientos, parte desde la revisión de los fundamentos teóricos de la caracterización estática y dinámica, y el flujo fraccional. Dentro de la caracterización dinámica dos inputs de gran importancia que se revisan son el PVT y el SCAL.

Luego se procede a generar una matriz de evaluación técnica en donde se analiza las características y condiciones que posee el yacimiento candidato a la inyección de agua como la siguiente etapa de explotación dentro del plan de desarrollo del campo. Una vez realizada la evaluación del campo, se define si se inyecta agua para mantenimiento de presión y/o se aplica arreglos para barrer petróleo móvil en zonas estratégicas.

Para llevar a cabo esto deben quedar definidas las zonas piloto, las mismas que son seleccionadas mediante mapas promedio de variables estáticas y variables dinámicas, en conjunto con las mejores áreas que propone Petrel mediante un screening analítico y numérico al modelo ajustado.

Dentro del screening, se selecciona el método de recuperación mejorada que garantice ser la siguiente etapa de explotación y de esta manera completar el gerenciamiento de la inyección de agua.

Como siguiente paso se busca la posibilidad de convertir pozos productores en pozos inyectores o a su vez, se propone nuevos pozos inyectores en las áreas seleccionadas anteriormente.

Se generan predicciones usando la simulación numérica de yacimientos, para evaluar el caso base y el caso de inyección de agua haciendo sensibilidades en factores operativos como tasa de inyección y viscosidad del agua.

En el flujo propuesto, existe un espacio asignado para la evaluación de pozos productores y pozos inyectores en donde se hace referencia a las causas del ineficiente control del agua y a problemas comunes en pozos inyectores.

CAPITULO IV

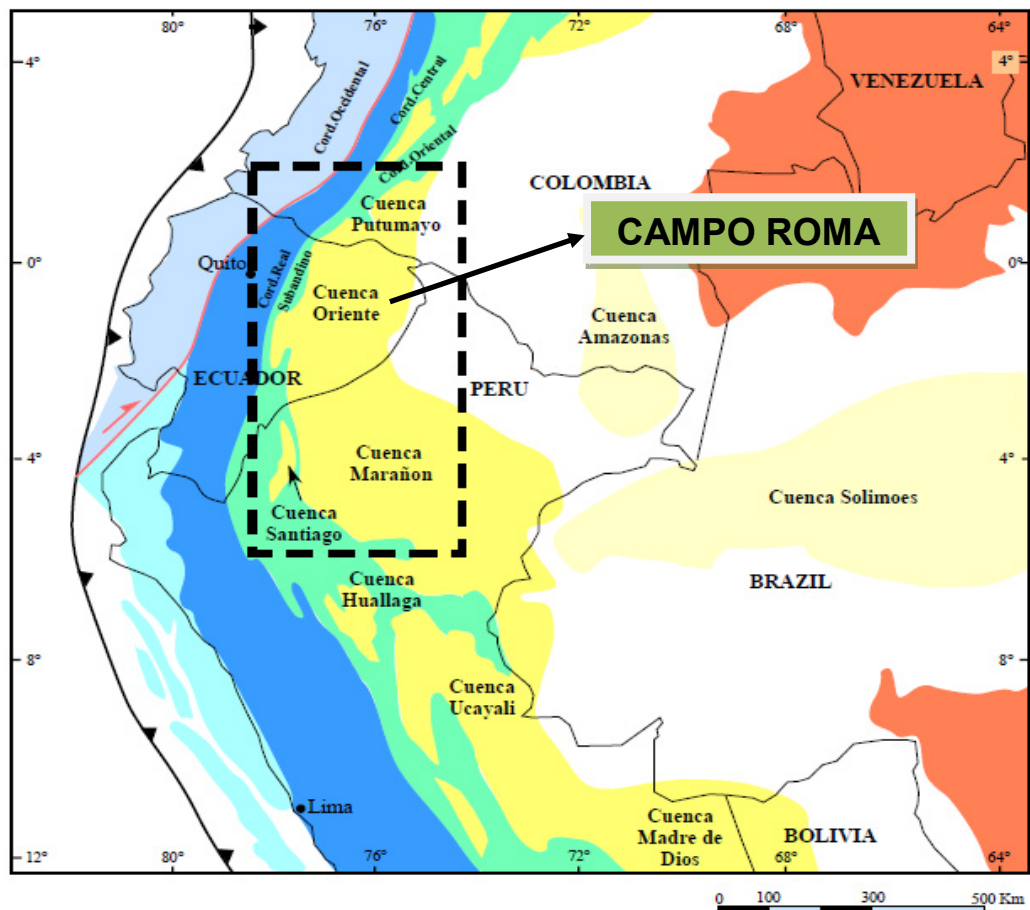
RECOLECCIÓN DE DATOS

Con el auspicio del Segmento Geosciences & Petroleum Engineering (GPE) de Schlumberger, se logra recolectar los siguientes datos:

- Modelo estático – dinámico de la arena L5 del campo ROMA
- Reportes de laboratorio de permeabilidades relativas y presiones capilares de la arena L5 del campo ROMA
- Reportes PVT de muestras tomadas en la arena L5 del campo ROMA
- Historial de producción de la arena L5 del campo ROMA
- Datos de presión de la arena L5 del campo ROMA
- Diagramas de completaciones de pozos y registros electricos

4.1 Generalidades

El campo ROMA se localiza en la cuenca Oriente, depocentro desarrollado al este del frente andino, desde el norte en Colombia, en donde recibe el nombre de Putumayo, hasta el sur en Perú, en donde es conocida como Marañón. Para la zona de Ecuador, también se la denomina cuenca Napo



Mapa I: Localización del Campo ROMA

Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

El yacimiento escogido para la búsqueda de oportunidades de inyección de agua cuenta con las siguientes características:

Yacimiento L5 – Campo ROMA

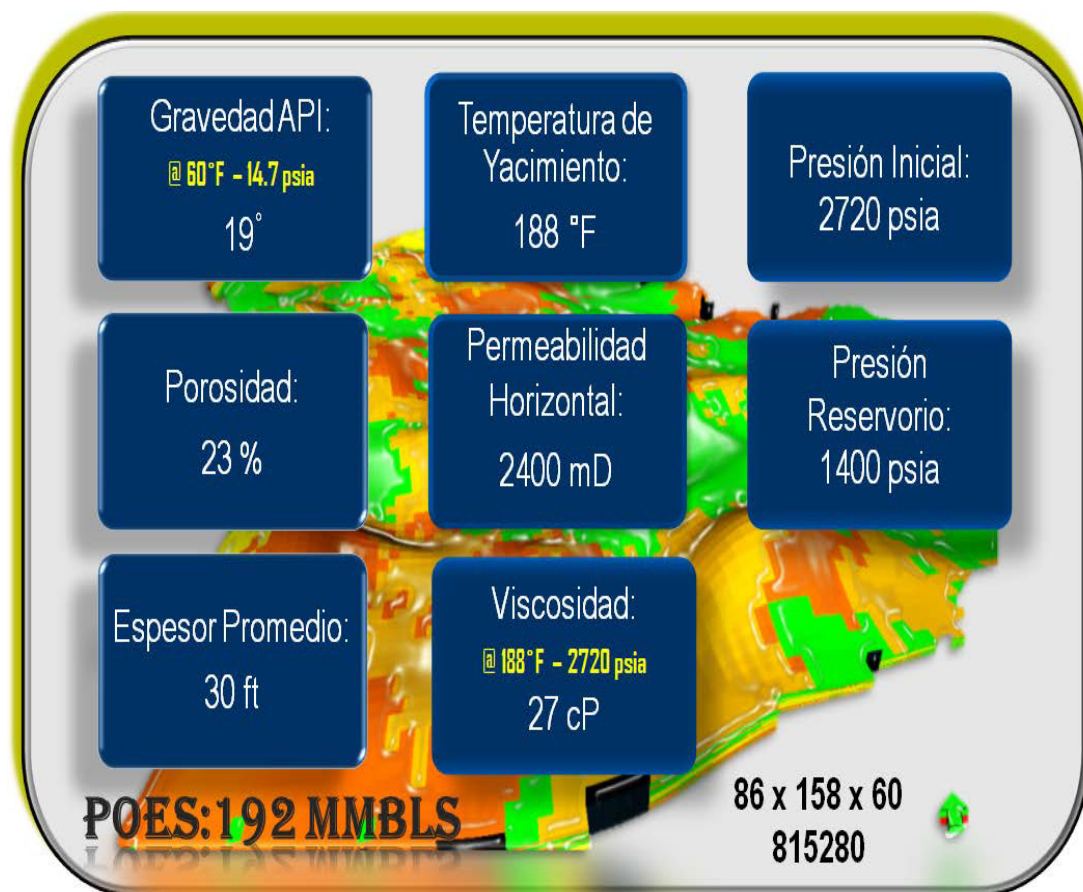


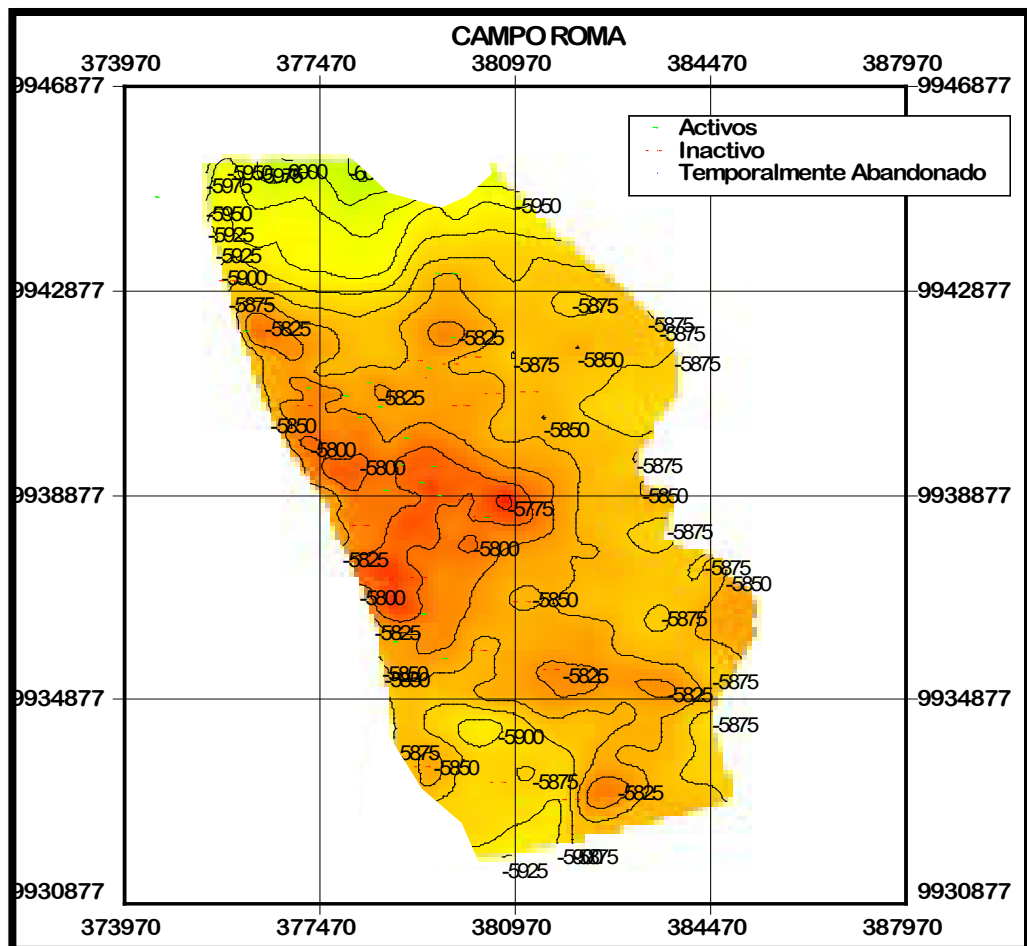
Figura 37: Generalidades del Campo ROMA

Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

4.2 Mapa Estructural del Campo ROMA

En el Mapa II se muestra el tope del yacimiento L5 (mapa estructural) y la localización de los pozos dentro del campo ROMA que han producido de L5.

Se consideran en el modelo de la arena L5 42 pozos de los cuales 22 son activos, 19 inactivos y 1 abandonado. El pozo ROMAF-180 ubicado en la zona noreste fue convertido a pozo inyector en Octubre de 2013.



Mapa II: Mapa Estructural del Campo ROMA

Los pozos que han producido de la arena L5 se clasifican según su diseño de la siguiente manera:

TIPO	CANTIDAD
Vertical	27
Direccional S	4
Horizontal	10
Inyector (Vertical)	1
TOTAL	42

Tabla V: Tipos de Pozos

4.4 Modelo Estático de la Arena L5 del Campo ROMA

Tipos de Roca del Modelo Estático

Dentro de una misma facie se puede disponer de varios tipos de roca con diferentes características. Para cada tipo de roca es necesario contar con curvas de presión capilar y permeabilidades relativas que generen la distribución de los fluidos más representativa posible en el modelo, las mismas que son obtenidas mediante análisis SCAL.

El modelo de simulación consta de cuatro tipos de roca que son detallados a continuación:

TIPOS DE ROCA		
	Roca 1	Muy Buena
	Roca 2	Buena
	Roca 3	Regular
	Roca 4	Lutita

Tabla VI: Tipos de Roca del Modelo Estático
Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

4.5 Modelo Dinámico de la Arena L5 del Campo ROMA

4.5.1 SCAL

El modelo dinámico posee 3 funciones de saturación, cada uno correspondiente a un tipo de roca reservorio.

Tipo de Roca 1

Permeabilidades Relativas			Presión Capilar	
Sw	Krw	Kro	Sw	Pcow psi
0.17	0	1	0.17	5.7532
0.199	0.0002	0.9798	0.173	2.31
0.228	0.000413	0.9585	0.208	1.516
0.257	0.000742	0.906	0.26	1.048
0.286	0.000907	0.85925	0.315	0.757
0.315	0.001305	0.76802	0.447	0.613
0.344	0.0020206	0.57469	0.513	0.48
0.373	0.0049285	0.4626	0.576	0.335
0.402	0.0071314	0.35419	0.654	0.194
0.431	0.011479	0.2946	0.74	0
0.459	0.02635	0.2304	1	0
0.488	0.045812	0.19533		
0.517	0.070423	0.17226		
0.546	0.10659	0.15062		
0.575	0.1692	0.1327		
0.604	0.21211	0.096		
0.633	0.2533	0.068		
0.662	0.2891	0.043		
0.691	0.3286	0.021		
0.72	0.3721	0		
1	1	0		

Tabla VII: Funciones de Saturación – Tipo Roca 1

Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

Tipo de Roca 2

Permeabilidades Relativas			Presión Capilar	
Sw	Krw	Kro	Sw	Pcow psi
0.24	0	1	0.25	5.7697
0.273	0.001	0.903	0.263	2.398
0.296	0.002	0.7814	0.278	1.654
0.319	0.004	0.6732	0.325	1.431
0.343	0.005	0.5656	0.38	1.256
0.366	0.007	0.489	0.452	1.185
0.389	0.016	0.41528	0.527	0.998
0.412	0.018	0.371	0.592	0.791
0.435	0.024	0.3419	0.674	0.326
0.458	0.073	0.3369	0.722	0
0.482	0.127	0.321	1	0
0.505	0.147	0.275		
0.528	0.168	0.232		
0.551	0.1789	0.19		
0.574	0.18672	0.175		
0.597	0.19237	0.1612		
0.621	0.2063	0.15077		
0.644	0.2291	0.147		
0.667	0.25323	0.13023		
0.69	0.27357	0.12		
1	1	0		

Tabla VIII: Funciones de Saturación – Tipo Roca 2

Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

Tipo de Roca 3

Permeabilidades Relativas			Presión Capilar	
Sw	Krw	Kro	Sw	Pcow psi
0.54	0	1	0.9	0
0.543	0.003	0.907	0.95	0
0.546	0.007	0.83	1	0
0.549	0.011	0.759		
0.553	0.015	0.694		
0.556	0.02	0.635		
0.559	0.027	0.579		
0.562	0.034	0.525		
0.565	0.042	0.473		
0.568	0.052	0.422		
0.572	0.063	0.372		
0.575	0.075	0.323		
0.578	0.089	0.275		
0.581	0.104	0.227		
0.584	0.121	0.179		
0.587	0.139	0.131		
0.591	0.16	0.085		
0.594	0.182	0.045		
0.597	0.206	0.017		
0.6	0.233	0		
1	1	0		

Tabla IX: Funciones de Saturación – Tipo Roca 3

Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

4.5.2 Historia de Presiones de la Arena L5 del Campo ROMA

Fecha	Presión (psia)
3/1/2003	2712
1/12/2004	2634
3/4/2004	2267
7/4/2004	2510
9/1/2004	2439
12/1/2004	2197
7/1/2005	2224
12/1/2005	2218
1/4/2006	2022
1/6/2006	2215
3/1/2006	2049
4/17/2007	2222
5/7/2007	2231
7/16/2007	1916
1/1/2008	2097
3/23/2008	1400
4/27/2008	1455
7/1/2008	1520
11/19/2008	1337
12/21/2008	1269
2/19/2009	1055
4/9/2009	1925
5/9/2009	1997
5/30/2009	1865
8/11/2009	1783
8/13/2009	1610
9/10/2009	1446
9/27/2009	2477
1/4/2010	1040
2/14/2010	1325
4/26/2010	1180
5/17/2010	1607
6/27/2010	1307
7/3/2010	1290
11/1/2011	992
11/3/2011	1299

Tabla X: Historia de Presiones de L5 del Campo ROMA
Fuente: Schlumberger – GPE. 2014

4.5.3 Inicialización

La inicialización del modelo de simulación, siguió un enfoque no tradicional al presentar en la conceptualización geológica un contacto inclinado, como parte del cierre estructural del campo. La inicialización fue realizada considerando enumeración, este tipo de inicialización se basa principalmente en conocer la Swi, como input a la corrida de inicialización.

La inicialización arrojó un POES dinámico de aproximadamente 192 MMbbls.

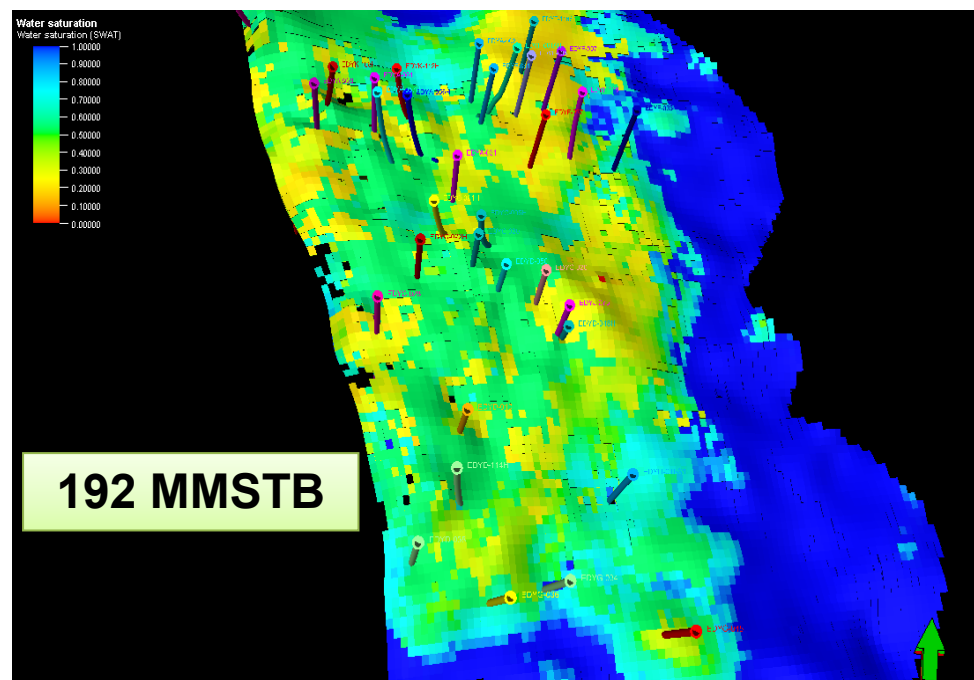


Figura 38: Inicialización - Modelo 3D de Saturación de Agua.
Azul: 1, Rojo: 0
Flecha verde señalando hacia el norte

4.5.4 Ajuste del Modelo de Simulación de la Arena L5

El ajuste del modelo global, es logrado prácticamente en todas sus variables básicas: tasa líquida, petróleo y agua, así como un muy buen resultado de las presiones de fondo suministradas para el presente estudio, esto principalmente en la zona central del reservorio. Para el ajuste del modelo se asumió la interacción de un acuífero lateral infinito como es mostrado en la Figura 38.

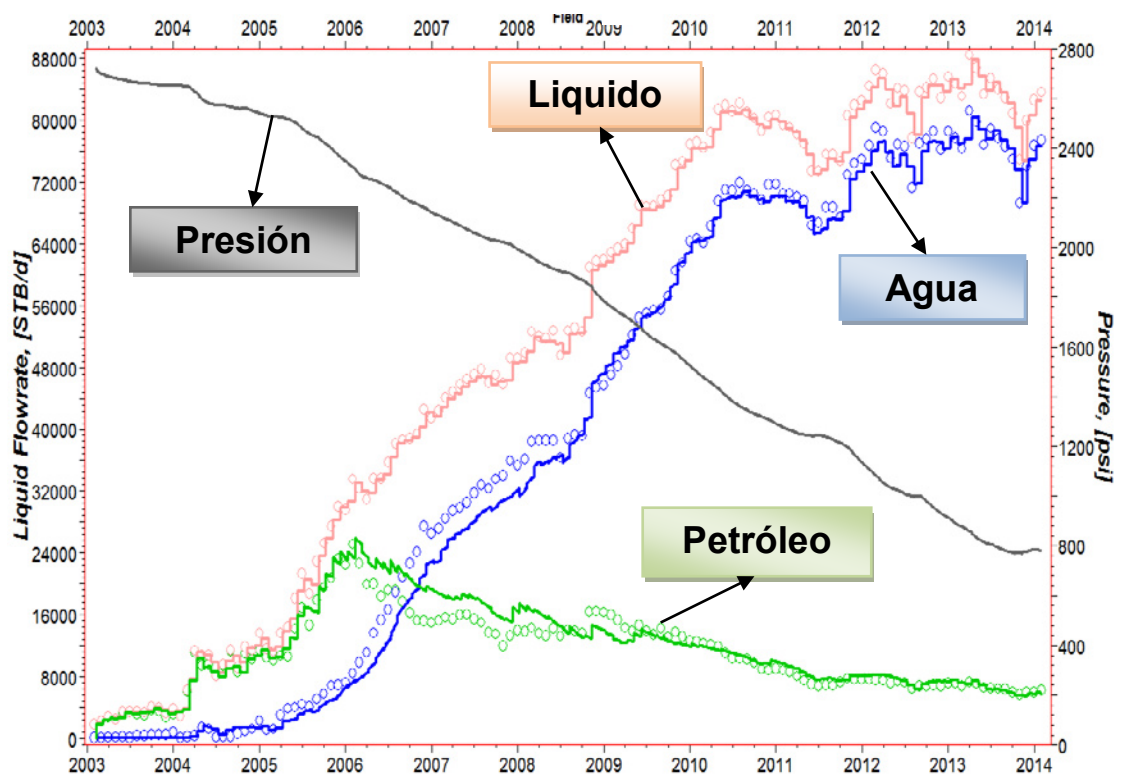


Figura 39: Caso de Ajuste de Historia
Círculos: datos observados, Línea: comportamiento del modelo

El ajuste de historia del modelo de la arena L5 se lo realizó hasta la fecha del 31 de Enero de 2014 como se muestra en la Figura 39, en donde los círculos representan los datos observados y las líneas el comportamiento del modelo dinámico.

CAPITULO V

ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN

5.1 MATRIZ DE EVALUACIÓN TÉCNICA

La presente matriz de evaluación técnica permitirá analizar ciertos parámetros del yacimiento con la finalidad de buscar oportunidad para la implementación de la inyección de agua. A continuación se detalla los parámetros en consideración.

5.1.1 Historia de Producción

La Figura 40 detalla como la tasa de producción diaria de petróleo a nivel del campo desde el inicio de la explotación (año 2003) registra

una tendencia a incrementar, teniendo su pico más alto (26,000 BPPD) a inicios del año 2006 debido a la perforación de 11 pozos.

A partir de esta fecha, la producción de petróleo empezó a declinar para luego mantenerse relativamente constante hasta el año 2009 con 18 pozos activos y desde entonces ha declinado continuamente alcanzando a mediados del 2014 un valor aproximado de 5,500 BPPD, es decir, hubo una reducción del 79% en 8 años tomando como referencia el valor más elevado.

RESERVORIO: L5

Produccion Acumulada de Liquido - Mensual : 218368591.45
 Produccion Acumulada de Petroleo : 44914 Mbbl
 PRD. DIARIA PETROLEO : 5523.78 bbl/d

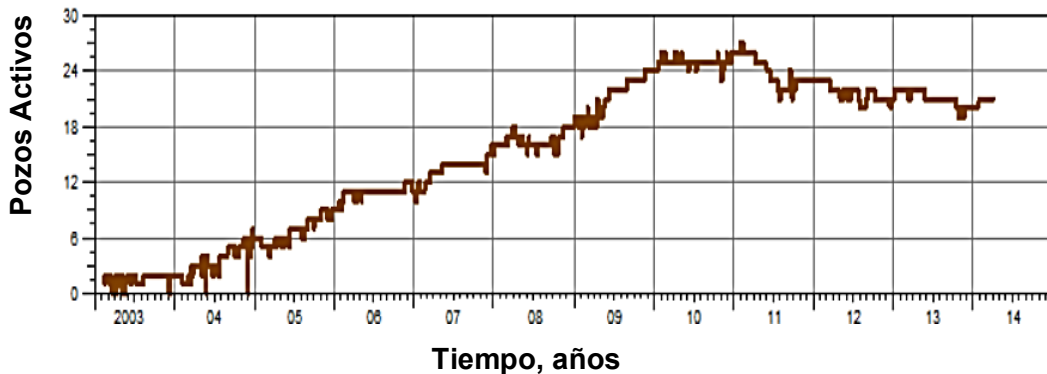
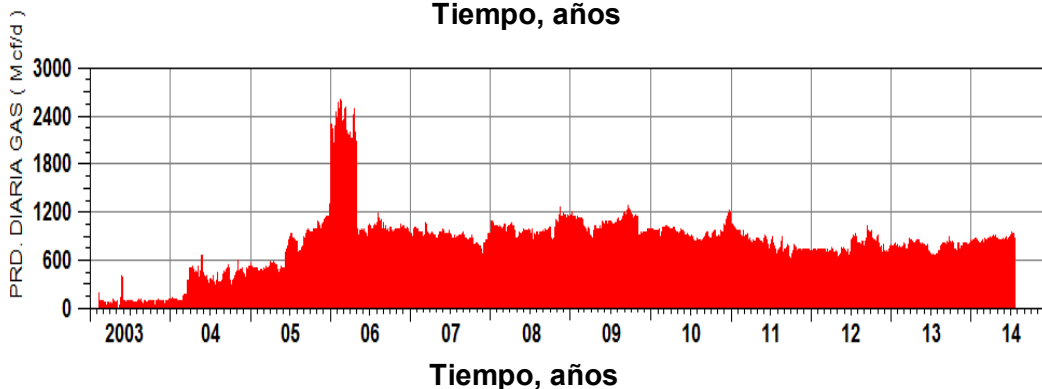
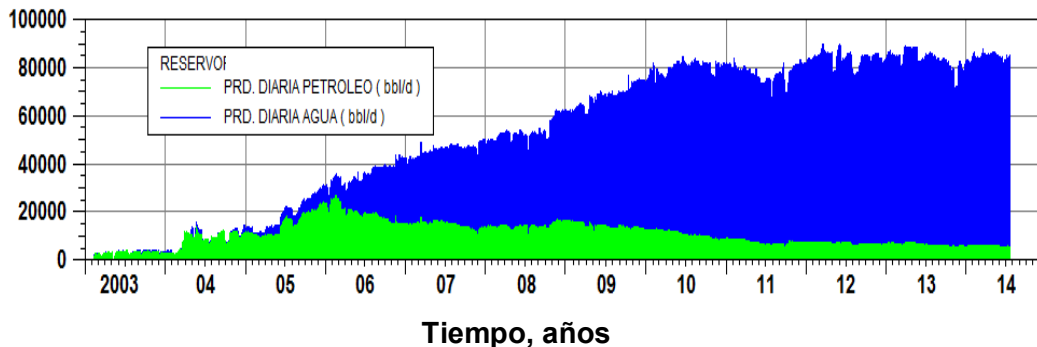


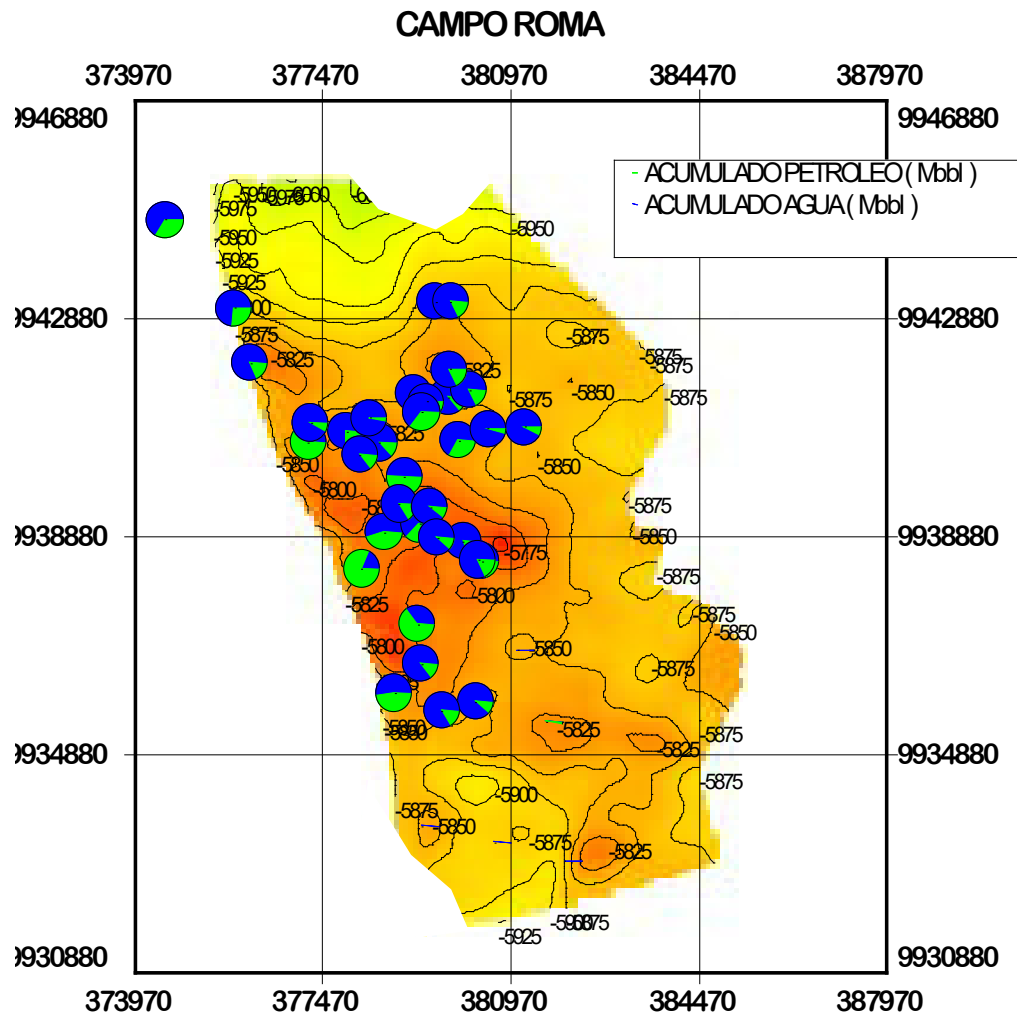
Figura 40: Historia de Producción de L5

Se aprecia como en 2007 (4 años de producción) ya se manejaba corte de agua mayor al 60%. El corte de agua registrado en el 2014 ha sido de 93% lo cual da a entender los altos volúmenes de agua que se manejan en superficie en la actualidad.

La producción de gas se ha mantenido en un aproximado de 900 Mcf/d en los últimos años.

5.1.1.1 Producción Acumulada de Petróleo y Agua

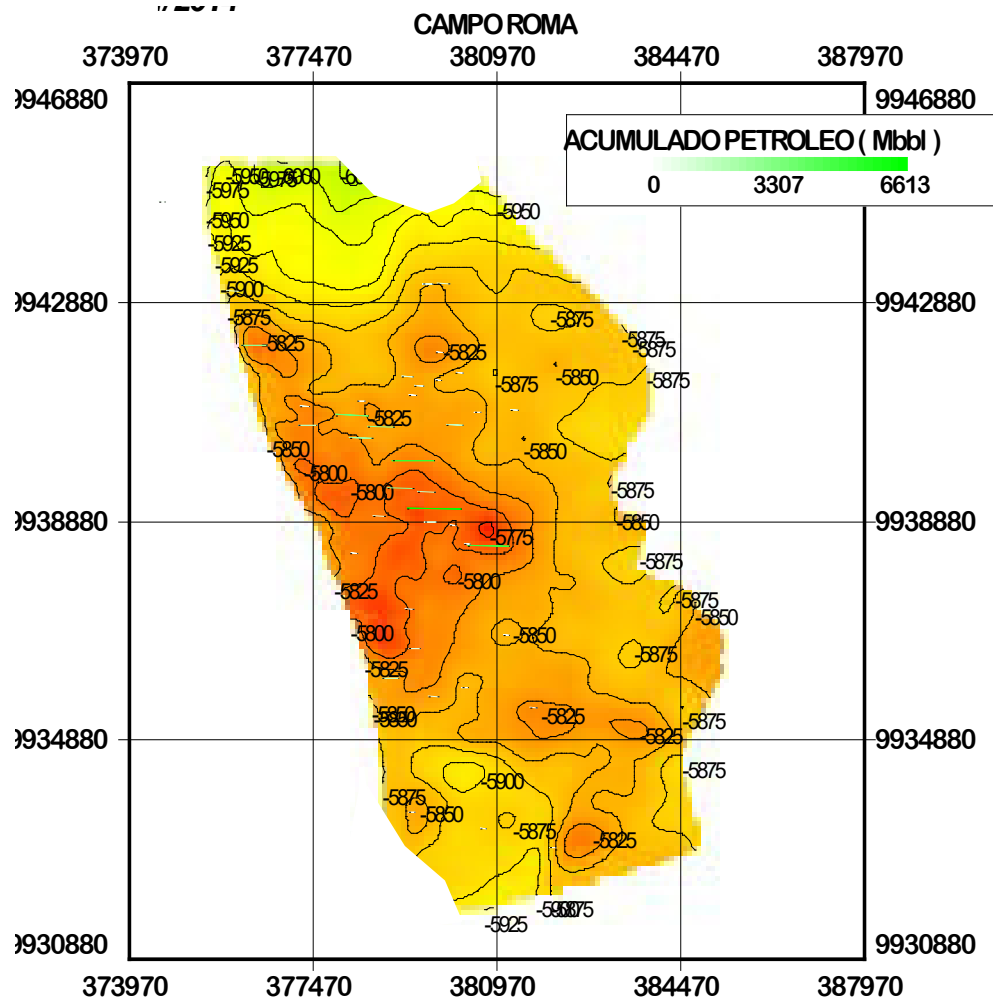
A través de un mapa de burbujas generado en el programa OFM, se muestra los pozos que solo han producido agua y por ende fueron puestos en inactividad. Tal como ocurrió con pozos perforados en la zona sur del mapa y alguno más en la zona norte, todos perforados cercanos al acuífero. Estos pozos podrían ser candidatos a convertirse en pozos inyectoros siempre y cuando las condiciones mecánicas que presenten se ajusten a las requeridas para llevarlo a cabo.



Mapa III: Producción Acumulada Petróleo – Agua al 1 Feb. 2014

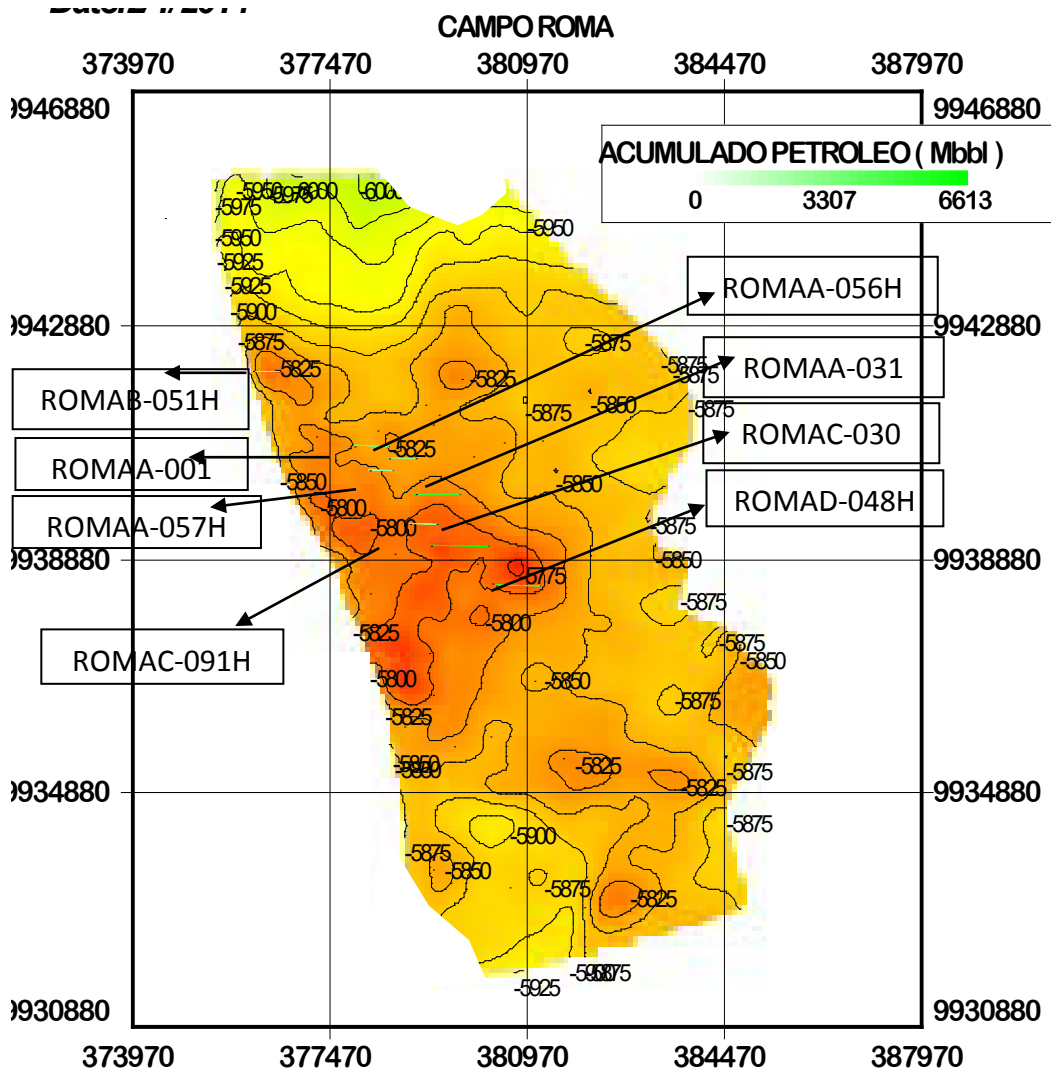
5.1.1.2 Producción Acumulada de Petróleo

De igual forma se genera un mapa de burbujas de la producción acumulada de petróleo con el objetivo de visualizar en la superficie de la arena (exportada desde Petrel), la ubicación de los pozos y el volumen de petróleo que aportaron desde que fueron puestos en producción.



Mapa IV: Producción Acumulada de Petróleo al 1 Feb. 2014

Una vez generado el mapa, se procede a filtrar los pozos de mayor contribución al volumen de petróleo para ir diferenciando zonas como se muestra en el Mapa IV . En este caso se filtró los pozos con petróleo acumulado mayor a 2 MMbbls.

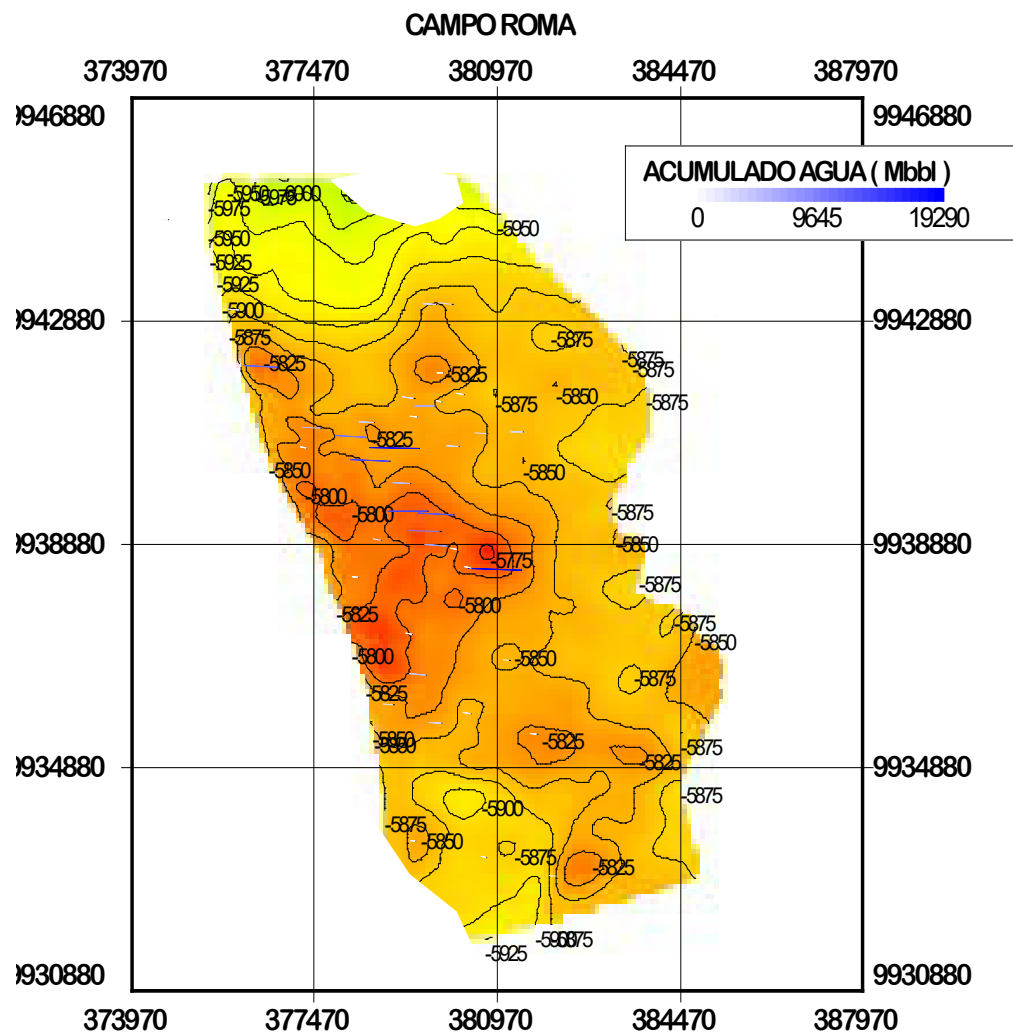


Mapa V: Producción Acumulada de Petróleo al 1 Feb. 2014 - Filtrada a 2MMbbbl

Realizado el filtro, se aprecia en la zona central del mapa a los pozos de mayor aporte a la producción acumulada del campo ROMA. Vale destacar que estos pozos fueron perforados entre los años 2009 y 2010 y la mayoría son del tipo horizontal.

5.1.1.3 Producción Acumulada de Agua

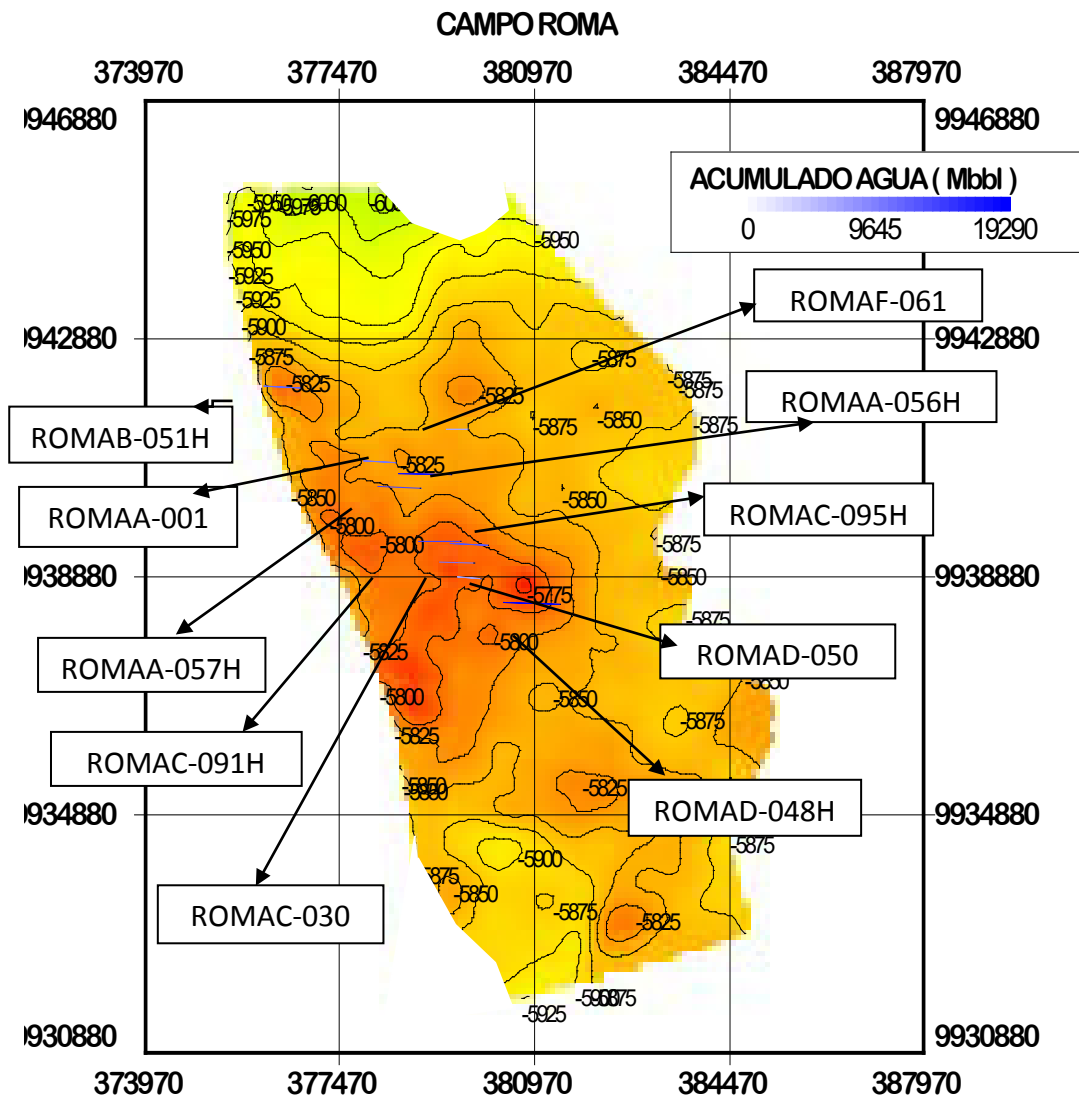
De igual manera se procede a generar un mapa de burbujas de la producción acumulada de agua para los pozos que producen de la arena L5.



Mapa VI: Producción Acumulada de Agua al 1 Feb. 2014

El Mapa VI dice que los pozos de mayor producción acumulada de agua se encuentran localizados en la zona central, la misma zona que ha producido más petróleo y que fue corroborado anteriormente.

Según el filtro realizado se puede mencionar que en la zona central, el control del agua ha sido ineficiente y esto repercute en el mantenimiento de presión debiendo ser la zona que más se despresurice debido al gran volumen de líquido que ha sido producido de la misma.



Mapa VII: Producción Acumulada Agua al 1 Feb. 2014 – Filtrada 5MMbbl

5.1.2 Factor de Recuperación Primario

Como se observa en la Figura 41, la producción acumulada de petróleo del campo ROMA hasta la fecha del 01 Enero de 2014 registró 45 MMbbls.

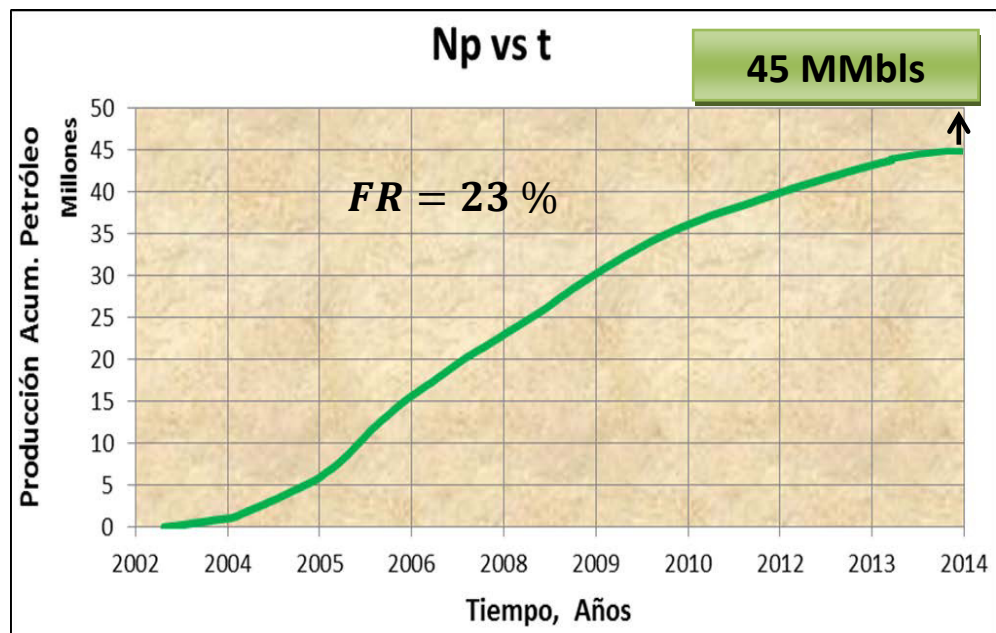


Figura 41: Producción Acumulada de Petróleo del Campo ROMA
 Np: Producción Acumulada de Petróleo, t: tiempo

Tomando en cuenta el POES dinámico obtenido mediante el modelo de simulación, el mismo que considera presiones capilares, se estima el siguiente factor de recuperación primario a la fecha antes mencionada. Aplicando la Ec. 7:

$$FR = \frac{N_p}{POES}$$

$$FR = \frac{45 \text{ MMbbls}}{192 \text{ MMbbls}}$$

$$FR = 23 \%$$

5.1.3 Historia de Presión

Acorde al modelo de simulación en el 2003, la presión inicial promedio del yacimiento fue aproximadamente 2720 psia.

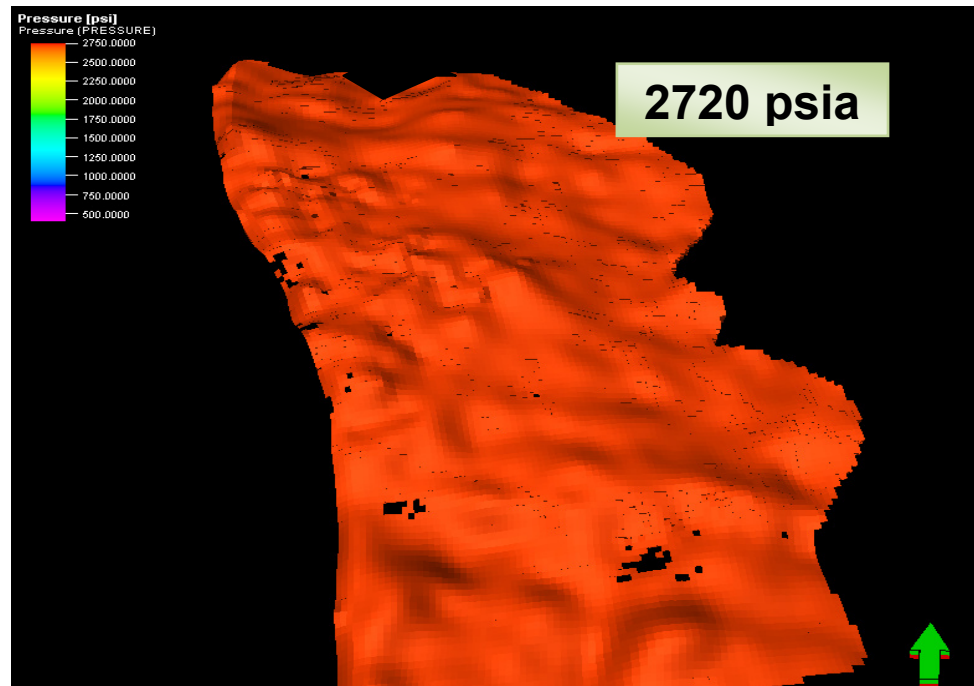


Figura 42: Modelo 3D de Presión Inicial
Flecha verde señalando hacia el norte

La presión promedio de la arena L5 tuvo una declinación marcada hasta Enero de 2004 lo que podría haber sido a causa de que el mecanismo de producción que estaba actuando era la expansión de fluido y reducción del volumen poroso. Luego se aprecia la expansión de fluido y el accionar del acuífero, continuando con el incremento de la intensidad del acuífero hasta llegar a un punto en el cual la depletación se hace mayor por barril de petróleo producido

debido a la excesiva producción de agua la cual ha seguido incrementando hasta la fecha actual.

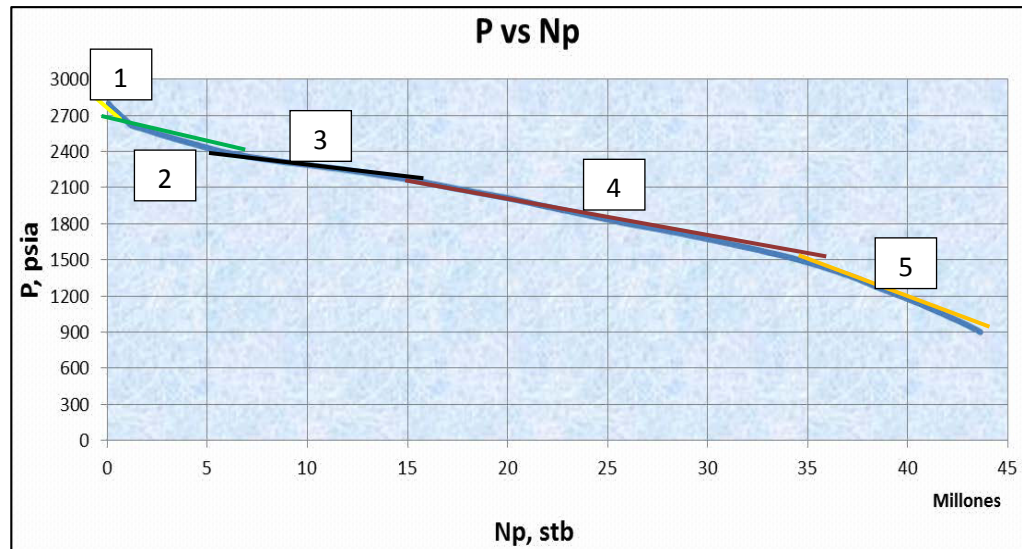


Figura 43: Declinación de Presión por Barril de Petróleo Producido
P: Presión Promedio, Np: Producción Acumulada de Petróleo

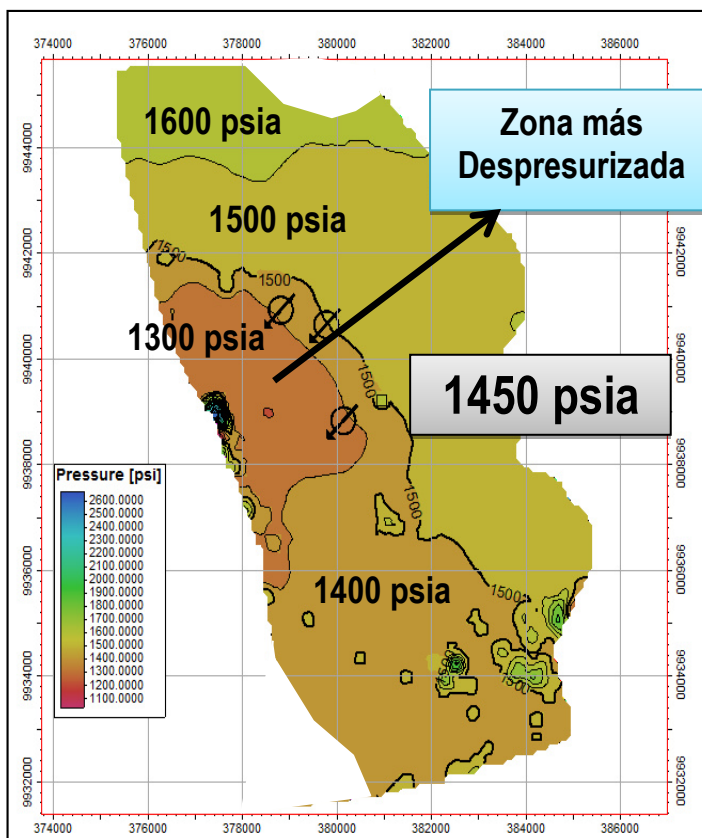
Dentro de la historia de presión de la arena L5, resaltan cinco comportamientos diferentes en la Figura 43.

N°	ΔP Psia	ΔNp MMBP	Caída de Presión por Barril Producido (psia/MMBP)
1	177	1.1	156
2	262	6.4	41
3	200	9.5	21
4	600	18	33
5	600	8.5	68
TOTAL			40

Tabla XI: Caída de Presión por Barril Producido

Sin tomar en cuenta la caída de presión al inicio a causa de la expansión de fluido y reducción del volumen poroso, el yacimiento L5 ha tenido un promedio de caída de presión de 40 psia/MMBP.

Luego de haber corrido el caso de historia y por ende contar con el modelo de simulación ajustado a los datos observados, a la fecha de Enero de 2014 la presión promedio de la arena L5 se encontraba en 1450 psia.



Mapa VIII: Presión Promedio – 2014

Se observa en el Mapa VI que las mejores presiones están sobre la periferia del campo y una caída fuerte de presión en la zona más prospectiva por el no control del agua lo cual fue mencionado en el análisis de mapa de burbujas de producción acumulada de agua.

5.1.4 Balance de Materia

El balance de materia y la simulación numérica deben ser vistos como dos herramientas complementarias dentro de la ingeniería de yacimientos (EZEKWE).

Por tal razón, paralelamente a la simulación numérica es recomendable poner en práctica un balance de materia para conocer un estimado del POES, evaluar el acuífero, la eficiencia de los mecanismos primarios que actúan en el yacimiento y el reemplazo volumétrico necesario para mantenimiento de la presión.

Ajuste Usando el Modelo de Acuífero de Carter – Tracy y la Técnica de Havlena y Odeh

La técnica de Havlena y Odeh permite realizar un ajuste del accionar del acuífero con la historia de producción - presión.

$$F = N(E_o + E_{fw}) + We$$

Ec. 27

Donde:

F: Volumen de fluidos a condiciones de yacimiento, br

N: barriles de petróleo iniciales a condiciones de superficie, bls

E_o: Factor de expansión del petróleo y su gas en solución, br/bls

E_{fw}: Factor de expansión del agua connata y reducción de V_p

We: Influjo acumulado de agua, br

Asumiendo influjo de agua proveniente de un acuífero nulo (We) y luego realizando el grafico mostrado en la Figura 44, se verifica si el yacimiento produce por empuje hidráulico o es tipo volumétrico. Para el análisis de la arena L5, se observa el accionar de un acuífero debido a que el POES incrementa para mantener la igualdad de la ecuación utilizada.

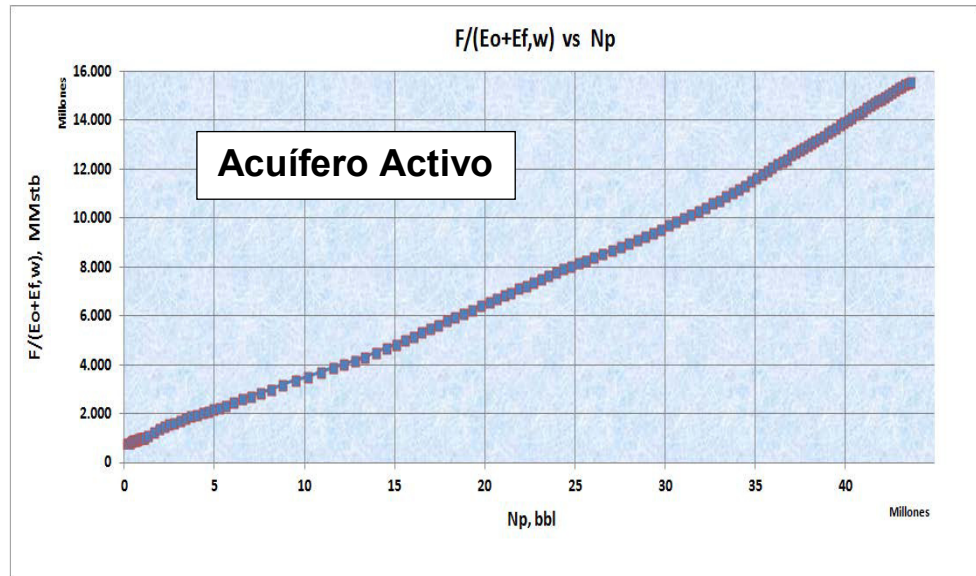


Figura 44: Evaluación del Acuífero

Una vez ejecutado el paso anterior, se necesita disponer de la historia de producción – presión para llevar a cabo el balance de materia. Estos datos son exportados desde OFM.

Los datos de producción deben estar expresados en sus respectivos acumulados de acuerdo al fluido: gas, petróleo y agua. Revisar Apéndice 3.

En lo que respecta a datos de presión, de preferencia se debe tratar de obtener una tendencia del comportamiento de declinación de la presión representativo de todo el yacimiento.

De igual manera, es importante contar con un PVT debidamente validado que represente la variación del volumen de los fluidos a medida que se da la declinación energética en el yacimiento.

Ya que el yacimiento en consideración es del tipo subsaturado, el único parámetro PVT a tener en cuenta será el factor volumétrico de formación del petróleo (B_o). Revisar Apéndice 3

Como quedó demostrado en la Figura 44, el yacimiento está siendo energizado por algún tipo de acuífero activo. Para representar este aporte se requiere de un modelo matemático que permite estimar el influjo de agua al yacimiento. Para efectuar este proceso se utilizó el modelo de Carter – Tracy. Revisar Apéndice 3

Al momento de realizar el ajuste de la historia de producción con el aporte del acuífero, quedó representado que a un cierto tiempo la tendencia del gráfico incrementaba rápidamente, lo cual da a entender que a partir de ese momento se producía más agua de la necesaria para desplazar el volumen de petróleo producido.

El balance de materia arrojó POES estimado de 240 MMBLS, valor que supera al obtenido una vez ejecutada la inicialización del modelo dinámico.

La razón principal podría ser a causa del CAP inclinado utilizado en el modelo.

INDICES DE LOS MECANISMOS			
DDI	WDI	EDI	1
0,550	0,049	0,402	1,0
0,661	0,085	0,254	1,0
0,705	0,122	0,174	1,0
0,727	0,137	0,137	1,0
0,731	0,163	0,107	1,0
0,734	0,175	0,092	1,0
0,732	0,190	0,078	1,0
0,737	0,198	0,067	1,0
0,733	0,207	0,061	1,0
0,724	0,225	0,052	1,0
0,722	0,231	0,049	1,0
0,700	0,259	0,043	1,0
0,703	0,261	0,038	1,0
0,724	0,239	0,039	1,0
0,750	0,215	0,036	1,0
0,764	0,202	0,036	1,0
0,761	0,209	0,032	1,0
0,758	0,212	0,031	1,0
0,760	0,211	0,030	1,0

Tabla XII: Índices de Eficiencia de los Mecanismos de Producción Primaria

Además, el balance de materia es una herramienta que facilita entender los mecanismos de producción primaria que actúan en el yacimiento. En este caso, los resultados permitieron conocer que el yacimiento L5 ha producido debido a la energía que aportan la expansión de fluidos y reducción del volumen poroso en un inicio y con empuje hidráulico hasta la actualidad.

Posteriormente, aprovechando el balance de materia efectuado para conocer una estimación del POES y de la eficiencia de los mecanismos de producción primaria, se logró ajustar el influjo de agua proveniente del acuífero, para luego aproximar la tasa de inyección para soporte de presión en el yacimiento.

$$iw = Q_o B_o + Q_w B_w - Q_e - ipa$$

Ec. 28

Donde:

iw: Tasa de inyección de agua, BAPD

Qo: Tasa de petróleo, BPPD

Bo: Factor volumétrico del petróleo, br/bls

Qw: Tasa de agua, BAPD

Bw: Factor volumétrico del agua, br/bls

Qe: Tasa de influjo de agua, BAPD

ipa: Tasa de inyección de pozos actuales, BAPD

REEMPLAZO VOLUMETRICO		
Tasa Agua	69.110	BAPD
Tasa Petróleo	6.000	BPPD
Tasa Fluido	75.110	BFPD
Tasa Influjó	12.111	BAPD
Tasa Inyección Actual	15.000	BAPD
Iw	48.000	BAPD

Tabla XIII: Tasa de Inyección para Mantenimiento de Presión

5.1.5 Curvas de Permeabilidad Relativa y Flujo Fraccional

Se revisó los reportes SCAL realizados a 17 muestras tomadas de dos pozos, el ROMAA-043 (15 muestras) y el ROMAD-010 (2 muestras) como se muestra en la Figura 45 donde se escogió la más representativa para cada tipo de roca.

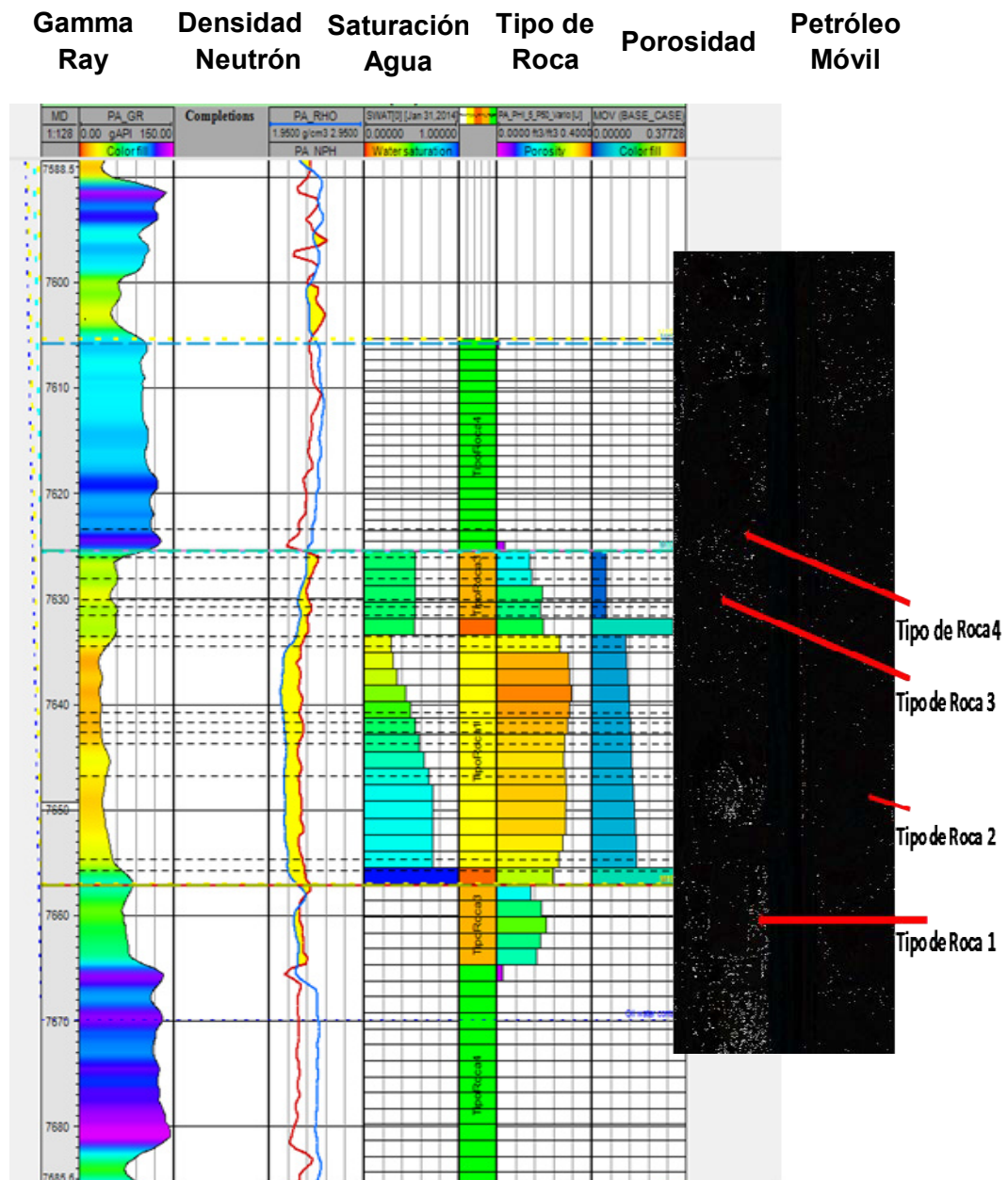


Figura 45: Muestras Tomadas en el Pozo ROMAA-043

Para la roca tipo 1 las curvas de permeabilidad relativa son tal cual se muestra en la Figura 46. En la figura de arriba se observa que las muestras son tomadas de un yacimiento en donde la mojabili-

dad es de preferencia al agua y que la permeabilidad relativa al agua incrementa rápidamente a medida que la saturación de esta aumenta.

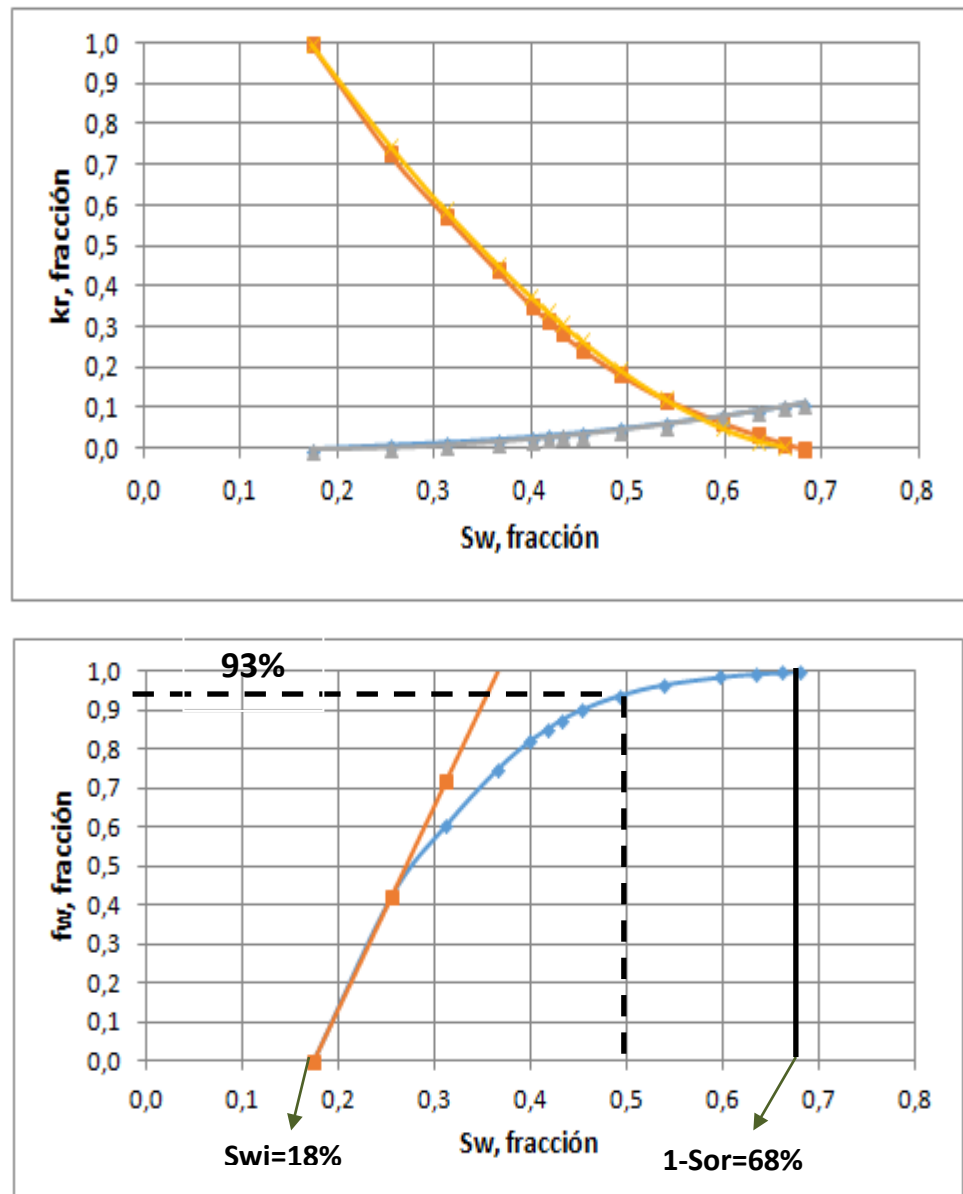


Figura 46: Curva de Permeabilidades Relativas (Arriba) y Flujo Fraccional (Abajo), Roca Tipo 1

Se aprecia que la curva de flujo fraccional no es tan alentadora debido a que con una S_w de 25% ya irrumpe en los pozos productores.

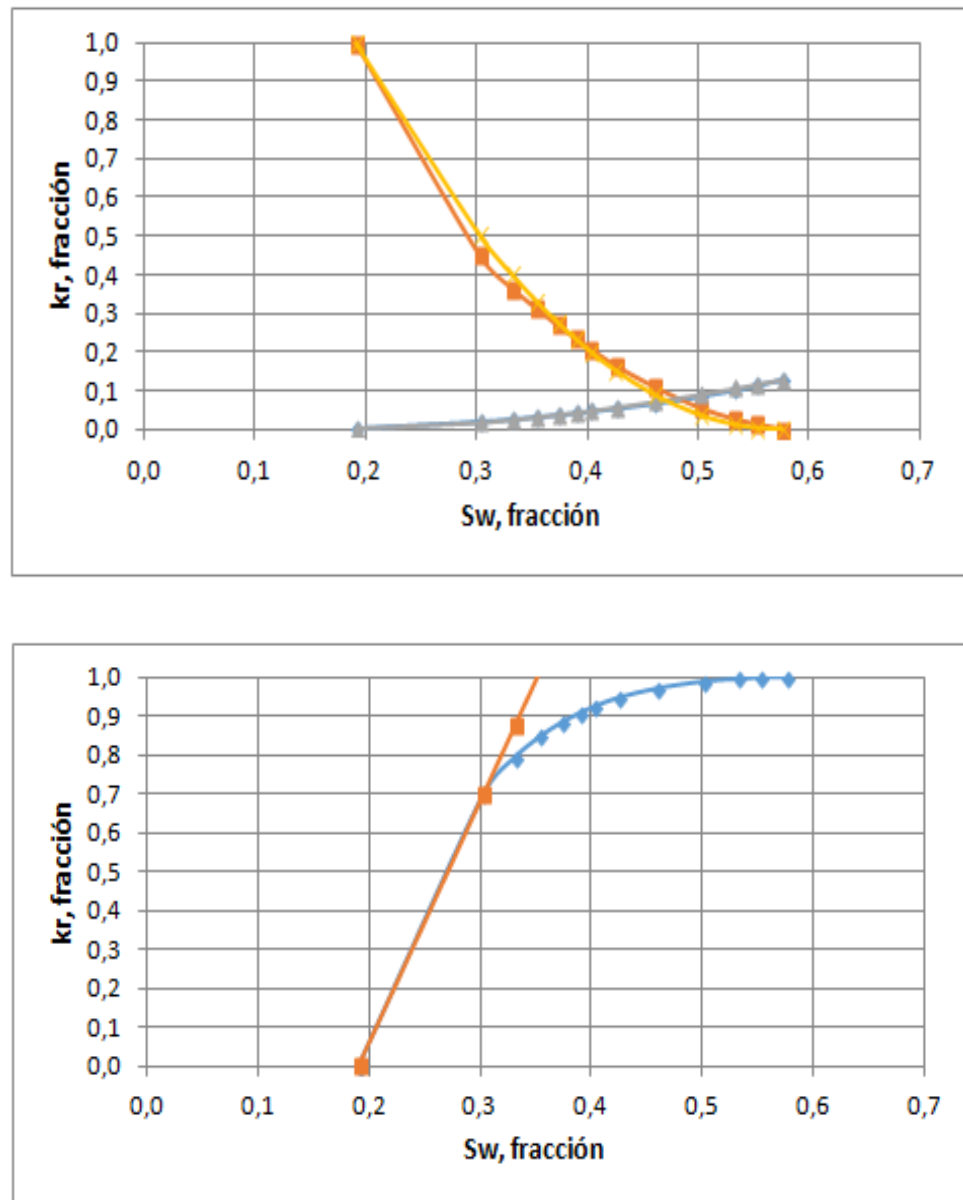


Figura 47: Curva de Permeabilidades Relativas (Arriba) y Flujo Fraccional (Abajo), Roca Tipo 2

De igual manera para la roca tipo 2, las curvas de permeabilidad relativa muestran que la movilidad al agua incrementa rápidamente a medida que la saturación de agua también lo hace.

La curva de flujo fraccional para la roca tipo 2 es un poco más alentadora en comparación a la roca tipo 1. Se visualiza que el agua irrumpe con una saturación de 32% lo cual indica que el agua avanza más rápido en el medio poroso.

	ROCA TIPO 1	ROCA TIPO 2	ROCA TIPO 3
Profundidad MD, pies	7641	7656	7626
Viscosidad Agua, cP	0,48	0,48	0,48
Viscosidad Petróleo, cP	21	21	21
Swirr, fracción	0,17	0,19	0,19
Sor, fracción	0,320	0,39	0,38
Kro max, fracción	1	1	1
Krw max, fracción	0,11	0,13	0,25
Razón Movilidad	4,9	5,6	10,9
Swm, fracción	0,39	0,37	0,39
Eficiencia Desplazamiento, fracción	0,66	0,66	0,66

Tabla XIV: Datos de las Muestras

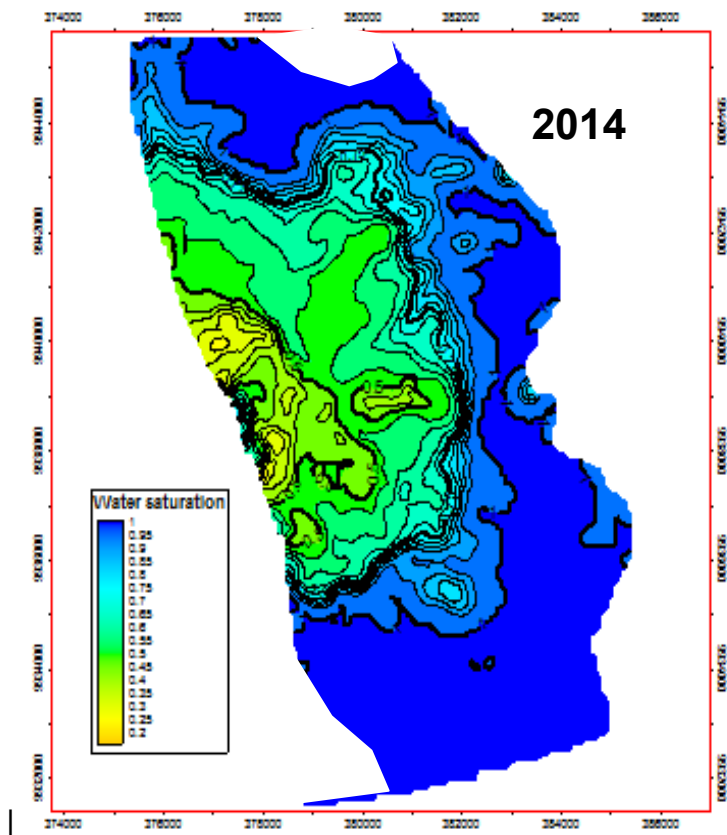
Entre los datos más resaltantes de la Tabla XIV, se observa que el Sor en ambas muestras están por arriba del 30% y una Swi que bordea el 20%. Es decir, existe un 50% de saturación de petróleo

móvil del cual un 30% ya ha sido barrido mediante recuperación primaria. Esto quiere decir que hay un porcentaje del 20% idealmente de saturación de petróleo móvil el cual podría ser barrido pero considerando las heterogeneidades y el efecto gravitacional resulta complicado alcanzar dicho porcentaje, es decir, sería menor.

Otro dato a tomar en consideración es la razón de movilidad que arrojó el valor de 8 promediando las 17 muestras, el mismo que se considera desfavorable siendo el principal motivo para que las curvas de flujo fraccional mostradas anteriormente sean poco alentadoras.

5.1.5.1 Saturación de Agua

A través de un mapa promedio, puede ser revidada la saturación de agua en diferentes regiones a la fecha actual. Se obtuvo que la saturación de agua promedio al año 2014 es 52% en las zonas más cercanas al acuífero



Mapa IX: Promedio de Saturación de Agua

Considerando la cercanía y el grado de actividad del acuífero lateral, se procede a realizar un corte para observar el comportamiento de este último en la zona norte.

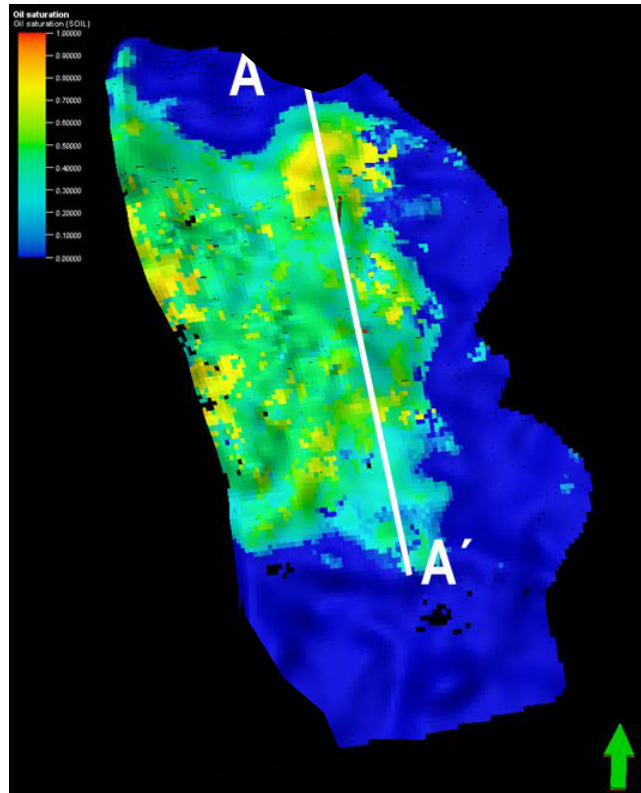


Figura 48: Corte en la Zona Norte
Azul: 1, Rojo: 0 (Sw)
Flecha verde señalando hacia el norte

Revisando el corte efectuado para el año 2003 y para la fecha actual (2014) se logra observar el comportamiento del acuífero, ingresando de manera lateral por las capas de mayor permeabilidad lo que dejó como resultado 14 capas inundadas y 6 con petróleo in situ. Considerando que cada capa en esta zona tiene un espesor de 4.5 pies, lo cual significa 27 pies de espesor.

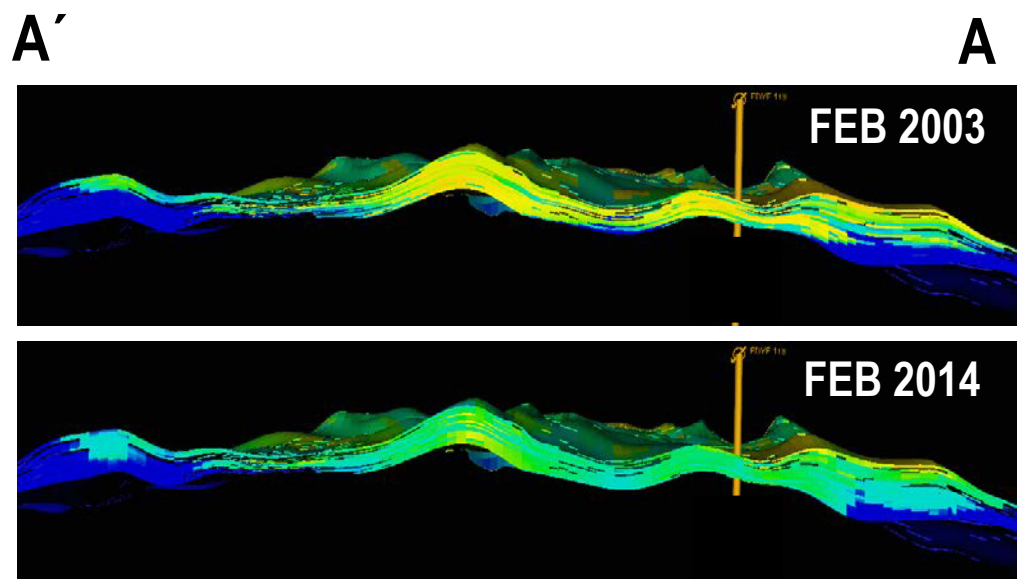


Figura 49: Comportamiento del Acuífero.
Azul: 1, Rojo: 0 (Sw)
Revisar Figura 57

El modelo de streamlines es muy útil al momento de analizar cómo se mueven los fluidos en el medio poroso. Según la Figura 50, el acuífero lateral actúa con mayor intensidad viniendo de Noreste a Suroeste y con menor intensidad en la zona sur. La zona que se remarca en la Figura 50, es la de mayor comunicación (conexión) en todo el modelo.

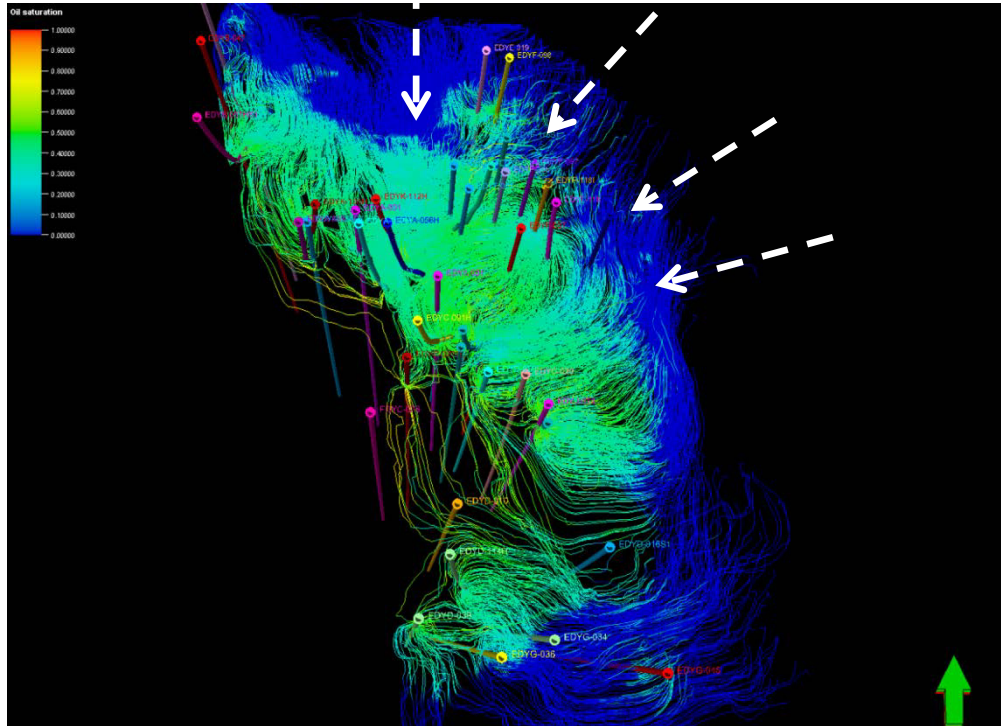


Figura 50: Streamlines de Saturación de Petróleo
 Rojo: 1, Azul: 0
 Flecha verde señalando hacia el norte

5.1.5.2 Saturación de Petróleo Móvil, SOM

Define la saturación de petróleo móvil en cada una de las celdas del modelo de simulación, permitiendo de esta manera identificar áreas de interés en búsqueda de barrer el petróleo que aún no ha sido desplazado e incrementar la producción de petróleo.

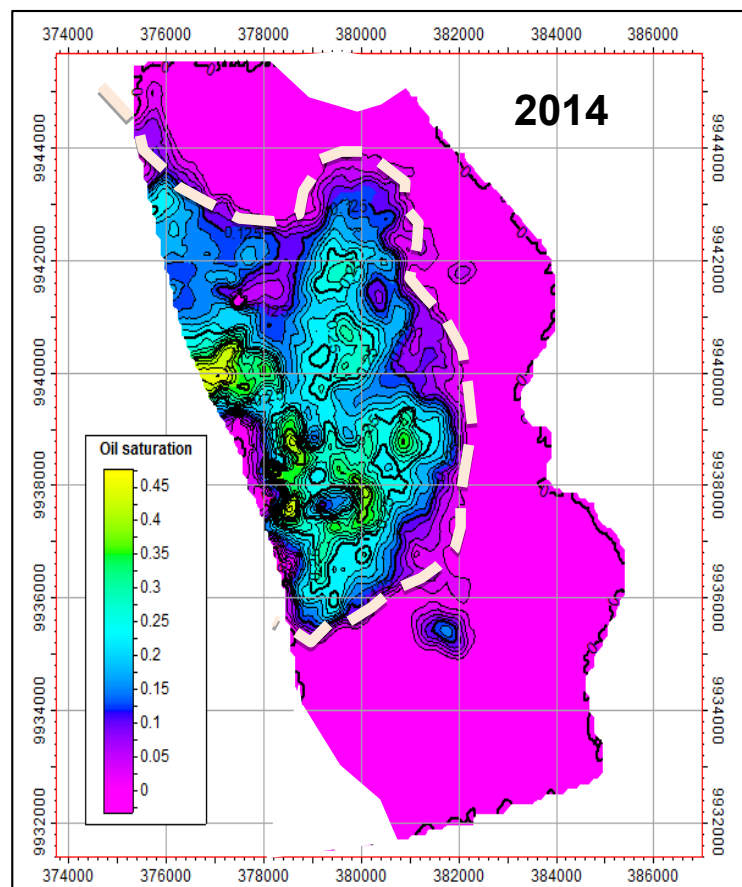
$$\text{SOM} = \text{So} - \text{Sor}$$

Donde:

SOM: Saturación de petróleo móvil, fracción

So: Saturación de petróleo, fracción

Sor: Saturación de petróleo residual, fracción



Mapa X: Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM
CAP: 5906 pies (línea segmentada)

En el modelo de la arena L5 se diferencian regiones en la zona centro norte en donde se almacenan volúmenes de petróleo móvil que podrían ser drenados.

5.1.6 Permeabilidad

La permeabilidad horizontal promedio registra el valor de 2400 mD. Se visualiza en la Figura 51 que la permeabilidad ronda preferencialmente entre 100 - 10000 mD lo cual da a entender que el yacimiento L5 posee alta permeabilidad, factor clave al momento de establecer los patrones de inyección.

Además, revisando por capa el modelo se encuentra que la permeabilidad horizontal varía mucho. Esto indica que la arena L5 es un yacimiento muy estratigráfico.

De igual manera que en la permeabilidad horizontal, la permeabilidad vertical registra un valor promedio de 800 mD. En la Figura 51, se visualiza que en ciertas zonas especialmente en donde se encuentran ubicados la mayor parte de los pozos, la permeabilidad vertical es baja, lo cual puede ser uno de los motivos por lo cual el acuífero no actúa de fondo, pero si lateralmente y ocasiona que en la parte central no se dé el mantenimiento de presión esperado.

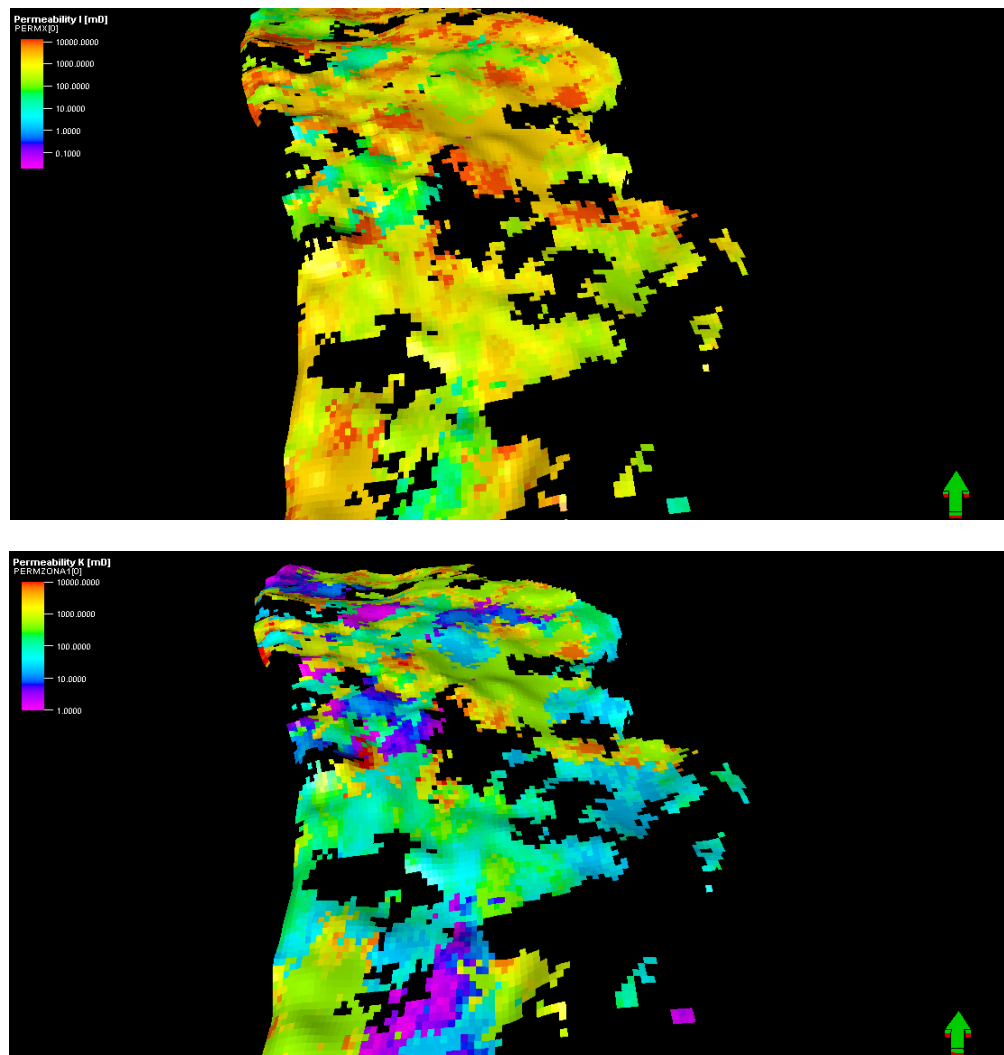


Figura 51: Modelo 3D de Permeabilidad Horizontal (Arriba), Permeabilidad Vertical (Abajo)
Rojo: 10000 mD, Azul: 1 mD
Flecha verde señalando hacia el norte

5.1.7 Indicador de Calidad de Roca, RQI

Define un índice de calidad de roca en función de la porosidad y permeabilidad con el fin de diferenciar las áreas de mejores características petrofísicas de las peores, para luego evaluar la inyección de agua o algún agente EOR en distintos escenarios de calidad de roca.

$$RQI = 0,0314 \sqrt{k/\Phi}$$

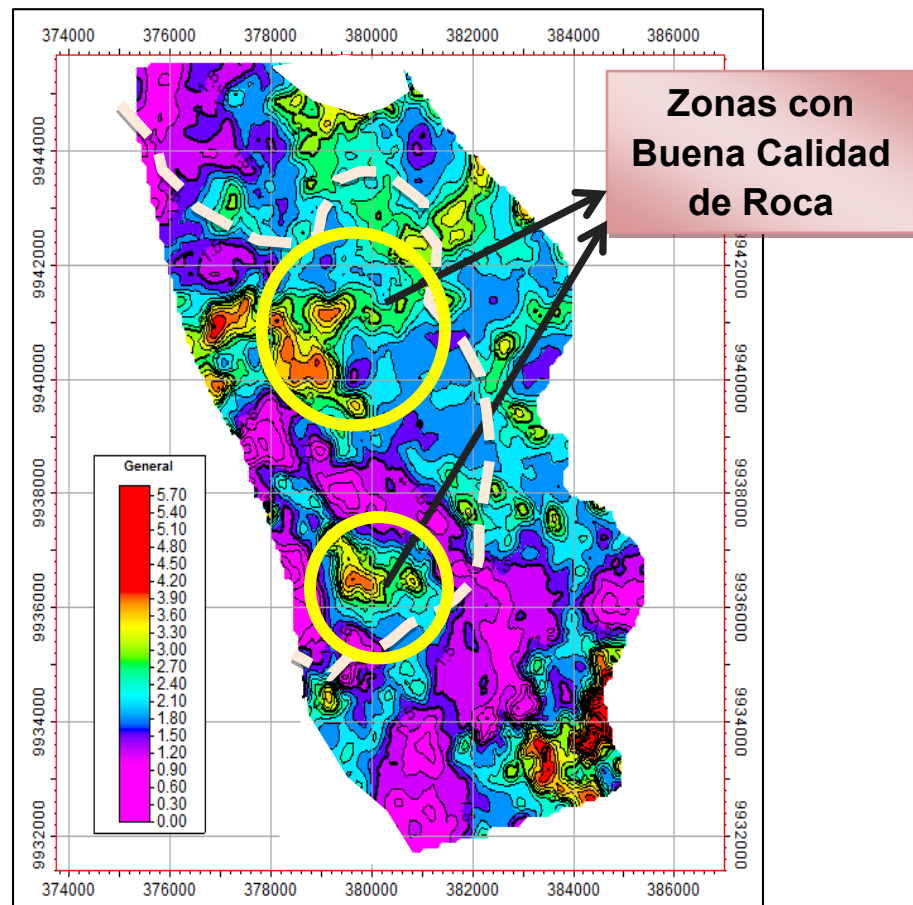
Ec. 30

Donde:

RQI: Indicador de calidad de roca, micrones

k: Permeabilidad, mD

Φ : Porosidad, fracción



Mapa XI: Promedio de Indicador Calidad de Roca, RQI
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Rojo: >4 micrones, Morado: <1 micrones

En el mapa se diferencian zonas de buena calidad de roca en la parte norte y otra al sur. Es oportuno recalcar que en áreas donde no existen pozos, la incertidumbre aumenta y por tal razón se las descarta.

5.1.8 Volumen Poroso de Petróleo, HCPV

Indica el volumen de petróleo que se almacena en el volumen poroso promediando el número de capas que posea el modelo, de tal manera que para el modelo del yacimiento L5 son 20 capas.

$$\text{HCPV} = \text{SOM} * \text{Vp}$$

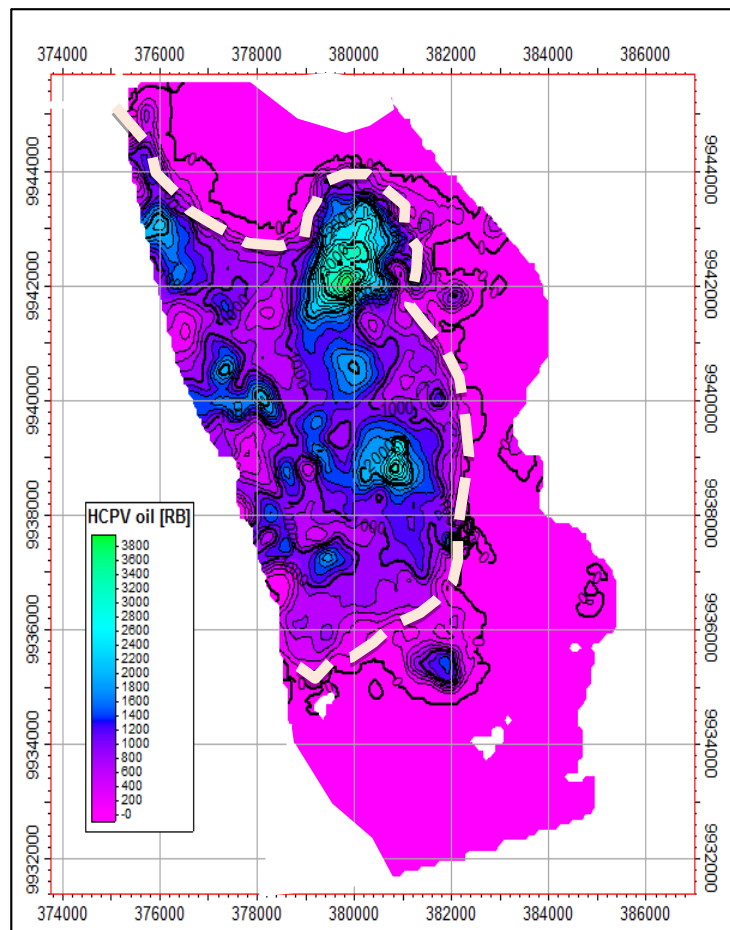
Ec. 31

Donde:

HCPV: Volumen poroso de petróleo, br

SOM: Saturación de petróleo móvil, fracción

Vp: Volumen poroso, br



Mapa XII: Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Verde: >3800 br, Morado: <1000 br

Se alcanza a divisar que el mayor potencial de hidrocarburo se encuentra en un sector de la parte norte del modelo. Si comparamos con el modelo de SOM, en donde se mostraba varias zonas, se llega a la conclusión que esta zona posee capas de mayor tamaño lo cual representa un mayor espesor en esta parte del yacimiento.

Concluida la revisión de cada uno de los parámetros anteriormente mencionados, se construye la matriz de evaluación que resume lo principal y basado en esto, inferir si técnicamente se puede inyectar agua.

Tipo	Parámetro	Limitante	Pond. Maxima	Puntaje	Observación
Evaluación del Campo	Historia de Producción	Disponibilidad de facilidades	100	70	Aceptable
	Factor de Recuperación Primario	Bajo	100	80	Si
	Presión	Caída de presión por MMBP	100	80	40 psia/MMBP Pr~1400 psia
	Mecanismo Primario	Evaluación del mecanismo primario	100	40	Acuífero lateral activo
Comportamiento de los Fluidos	Flujo Fraccional	Flujo fraccional favorable	100	40	No
	Razón de Movilidad	$M \leq 1$	100	50	M~8 Desfavorable
Condiciones Estáticas	Permeabilidad	Permeabilidad horizontal promedio	100	40	Kh ~ 2400 mD Alta
	Calidad de Roca	Roca promedio	100	60	Presencia de barreras
	Temperatura de Yacimiento	$T_y < 200$ F	100	90	188 F Cercano al limite
Condiciones Dinámicas	Saturación de Petróleo Actual (2014)	SO > 50%	100	60	SO > 40% (Riesgoso)
	Saturación de Petróleo Móvil Actual (2014)	SOM > 30%	100	60	SOM > 20% (Riesgoso)
	Volumen Poroso de Petróleo Actual (2014)	Presenta zonas de buen potencial	100	60	Zona de mayor potencial cercana al acuífero
TOTAL			100	61	RIESGOSO

Tabla XV: Matriz de Evaluación Técnica

La matriz de evaluación técnica de manera cualitativa indica que la inyección de agua en el yacimiento L5 resulta riesgosa por tener un acuífero activo actuando lateralmente, alta permeabilidad, razón de movilidad desfavorable y un corte de agua del 93%. Por tal razón es conveniente buscar zonas que no estén muy conectadas con el acuífero para intentar llevar a cabo el proyecto.

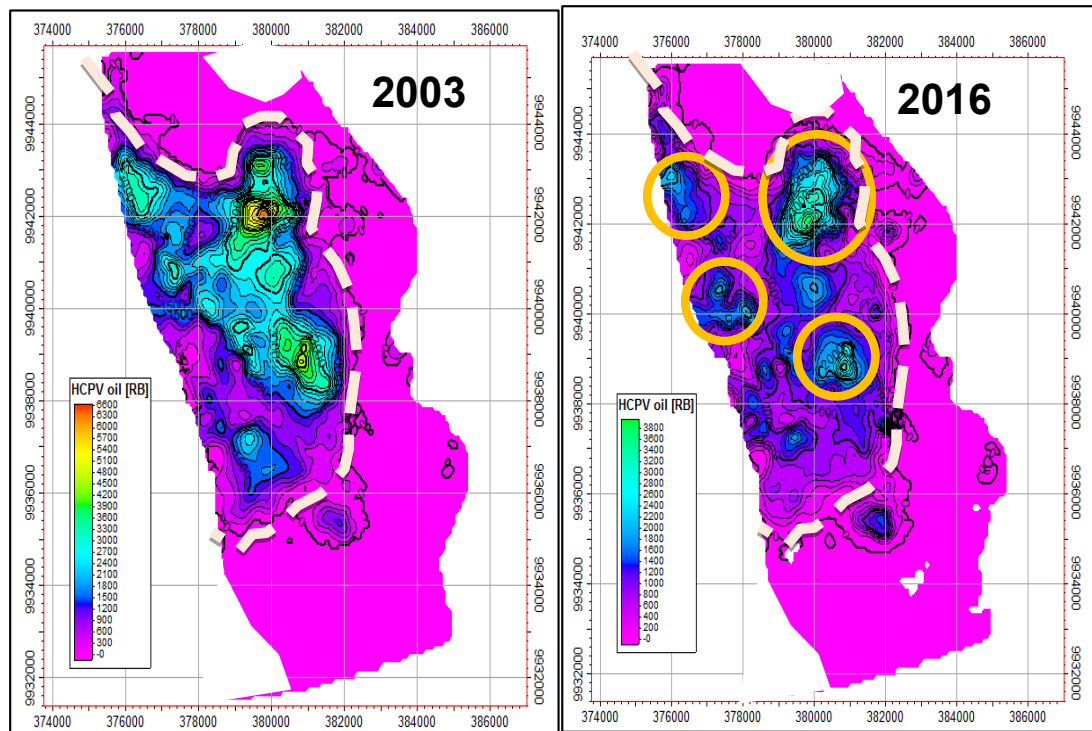
5.2 SELECCIÓN DE ZONAS PILOTO

La selección de zonas piloto se efectuó con la ayuda de mapas promedio de variables estáticas como el RQI y el FCI, conjuntamente con mapas promedio de variables dinámicas tales como el HCPV, SO y SOM.

Estos mapas representan el promedio de una propiedad considerando las n capas con las que se ha caracterizado el yacimiento. Se generan a partir de un modelo 3D y permiten una visualización más contundente debido a que no se necesita de revisión capa por capa.

5.2.1 Mapa Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV

Como se muestra en el Mapa XIII, comparando el HCPV al inicio de la explotación y al año en que se planea la inyección de agua (2016), se puede verificar cómo el acuífero ha barrido hidrocarburo generando entradas que han disminuido el HCPV.



Mapa XIII: Promedio de Volumen Poroso de Petróleo, HCPV
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Verde: >3800 br, Morado: <1000 br
 Círculos: Zonas con Potencial Hidrocarburiífero

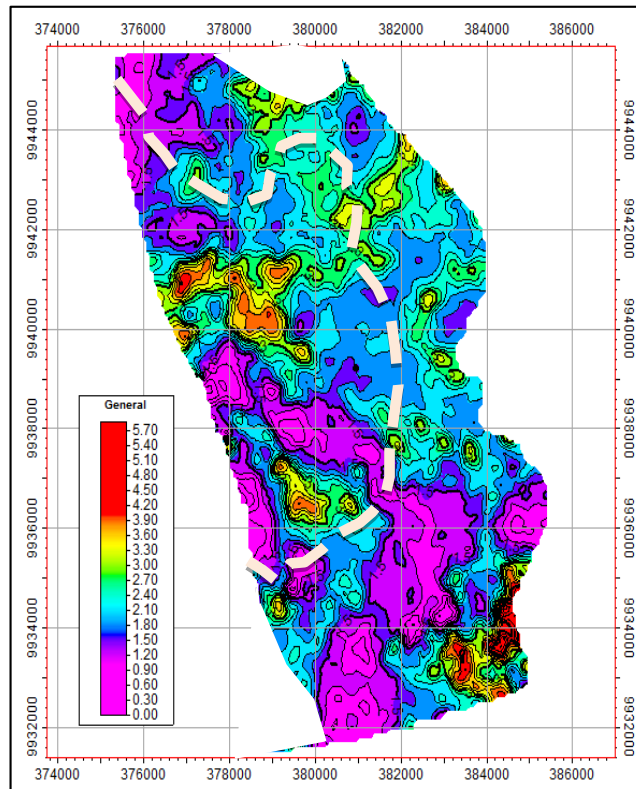
En el año 2016 se observa oportunidades en las zonas encerradas.

5.2.2 Mapa Promedio de Indicador de Calidad de Roca, RQI

El mapa promedio generado de esta variable estática considerando los tres tipos de roca, muestra como una barrera (baja calidad de roca) divide el yacimiento en dos partes.

Si se revisa conjuntamente con el mapa de HCPV se concluye que al norte es en donde se almacenó la mayor cantidad de petróleo.

Además se logra diferenciar zonas con buena calidad de roca en ambos sectores divididos por la barrera. Esto se corrobora en el Mapa XIV.

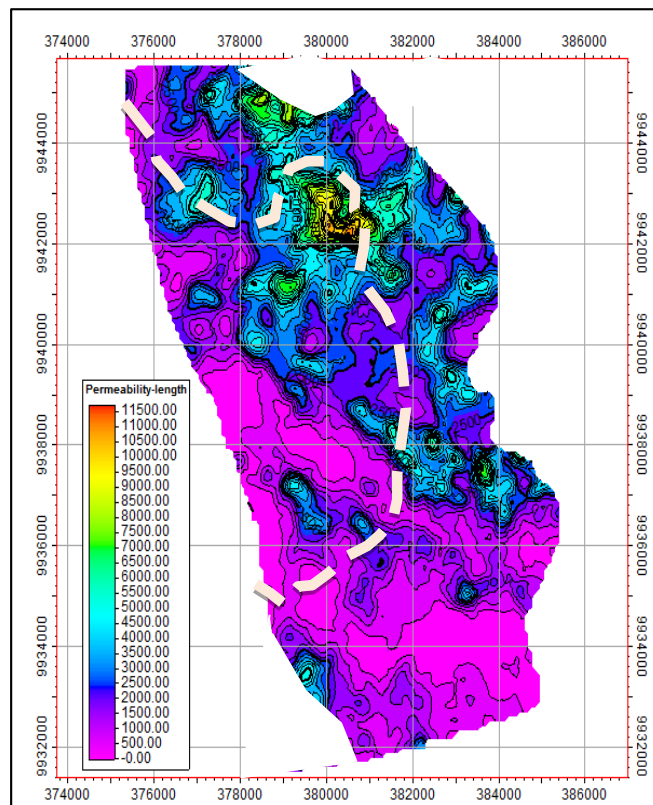


Mapa XIV: Promedio de Indicador Calidad de Roca, RQI
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Rojo: >4 micrones, Morado: <1 micrones

Para una mejor diferenciación de zonas se pide al programa Petrel modificar la escala, para este caso se creyó apropiado contar con el RQI entre 1 y 4.

5.2.3 Mapa Promedio de Indicador de Capacidad de Flujo, FCI

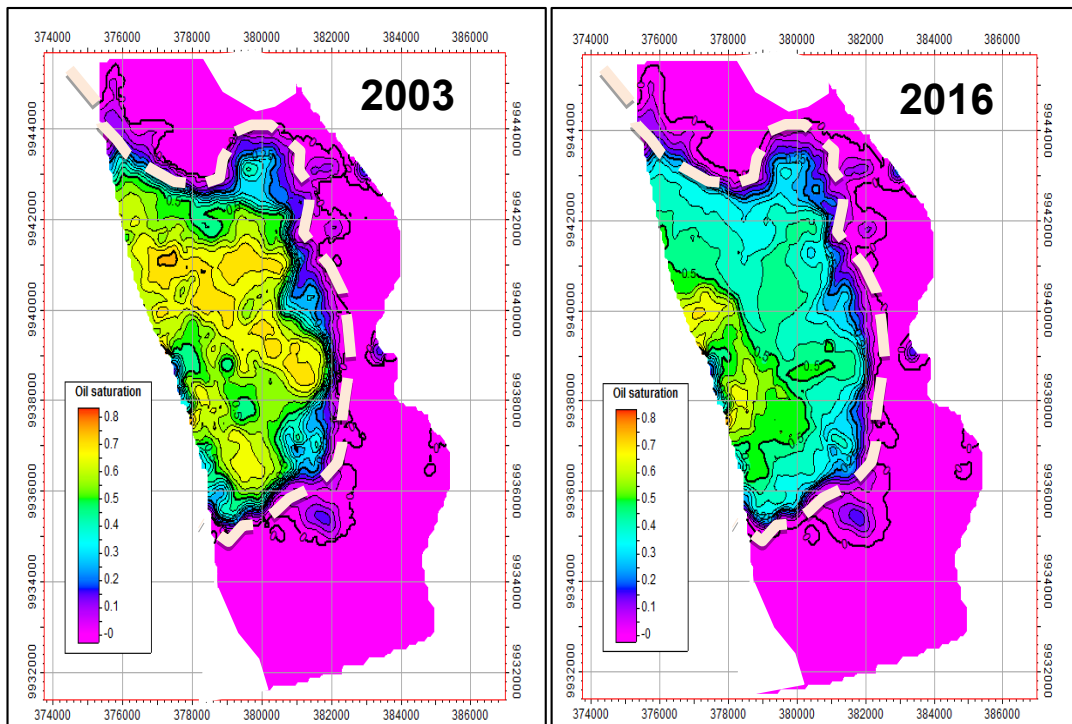
El mapa promedio de FCI (Indicador de Capacidad de Flujo) permite conocer las zonas por donde preferencialmente los fluidos pueden desplazarse. Este mapa también deja en evidencia la barrera de la cual se manifestó cuando se revisó el mapa promedio de RQI. Además se visualiza que el acuífero probablemente ingresa en sentido noreste – suroeste.



Mapa XV: Promedio de Indicador de Capacidad de Flujo, FCI
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Rojo: 12000 mD.ft, Morado: 0 mD.ft

5.2.4 Mapa Promedio de Saturación de Petróleo, SO

Mapa promedio de la saturación de petróleo, el mismo que va variando a medida que pasa el tiempo. Un criterio usado para la selección de áreas es que éstas posean un SO mayor o igual a 50% a la fecha en que se planea la inyección.



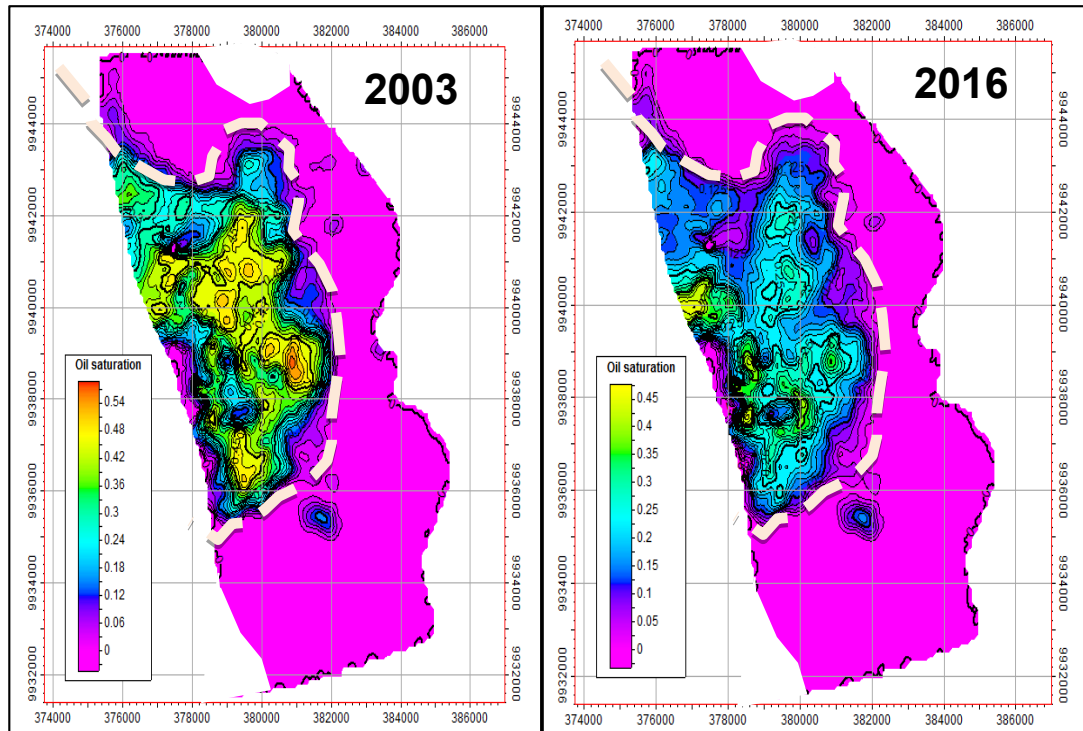
Mapa XVI: Promedio de Saturación de Petróleo, SO

CAP: 5906 pies (línea segmentada)

Rojo: 1, Morado: 0

5.2.5 Mapa Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM

Mapa promedio de variable dinámica. Se recomienda seleccionar áreas con una saturación de petróleo móvil mayor o igual a 30%.



Mapa XVII: Promedio de Saturación de Petróleo Móvil, SOM
 CAP: 5906 pies (línea segmentada)
 Rojo: 1, Morado: 0

5.3 SCREENING ANALÍTICO Y NUMÉRICO

El screening analítico permite seleccionar el método EOR que más se ajusta a las características del yacimiento basándose en tablas establecidas por proyectos anteriores, ejecutados exitosamente y a la vez selecciona áreas representativas dentro del modelo del yacimiento.

El screening numérico simula la inyección de agua y de varios agentes en las zonas seleccionadas en el screening analítico para luego mostrar

la eficiencia de desplazamiento, tasa de producción, corte de agua, etc, obtenida en cada una de las áreas.

5.3.1 Screening Analítico Previo

Para llevar a cabo el screening analítico convencional se ingresó como input los siguientes datos promedios referente a las características del yacimiento L5.

Parámetro	Valor
Porosidad	23 %
Gravedad API	19 API
Temperatura	188 F
Salinidad	6500 ppm
Tipo de Yacimiento	Clástico
Ambiente de Depositación	Deltaico con influencia de marea
% Molares	...

Tabla XVI: Información del Yacimiento L5 Utilizada en Análisis Convencional

Dentro de este análisis en donde se compara las características del yacimiento L5 con tablas específicas para cada método EOR generadas gracias a proyectos ejecutados anteriormente de manera exitosa, el plug-in muestra los métodos que se ajustan de mejor manera según las características ingresadas anteriormente.

Este screening previo proporciona una idea rápida sobre los métodos EOR a utilizar, siendo el de mayor aceptación la aplicación de los métodos químicos, dentro de los cuales se encuentra como principal la inyección de polímeros.

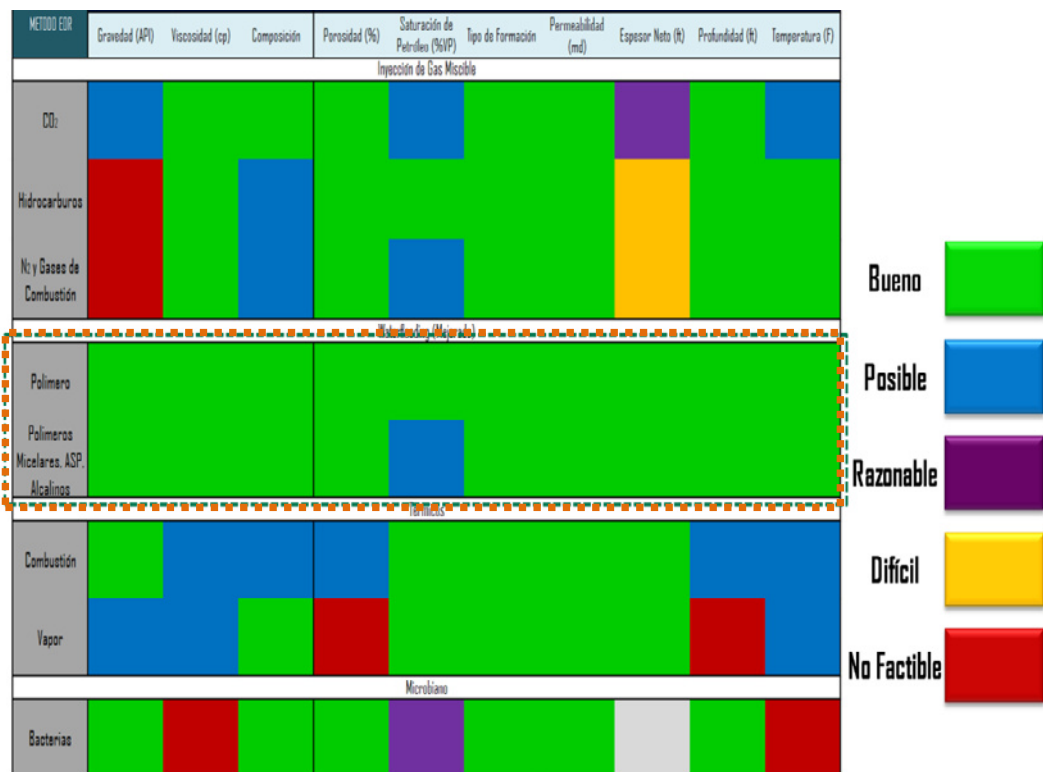


Figura 52: Screening Analítico Convencional de L5

5.3.2 Distribución Vertical de Calidad de Roca y Petróleo Móvil

Siguiendo el flujo de trabajo, al yacimiento L5 se lo dividió de forma vertical en una sola unidad de flujo para posteriormente identificar las capas que posean buena calidad de roca y aceptable volumen

de petróleo móvil dentro de las 20 capas del modelo de simulación de L5.

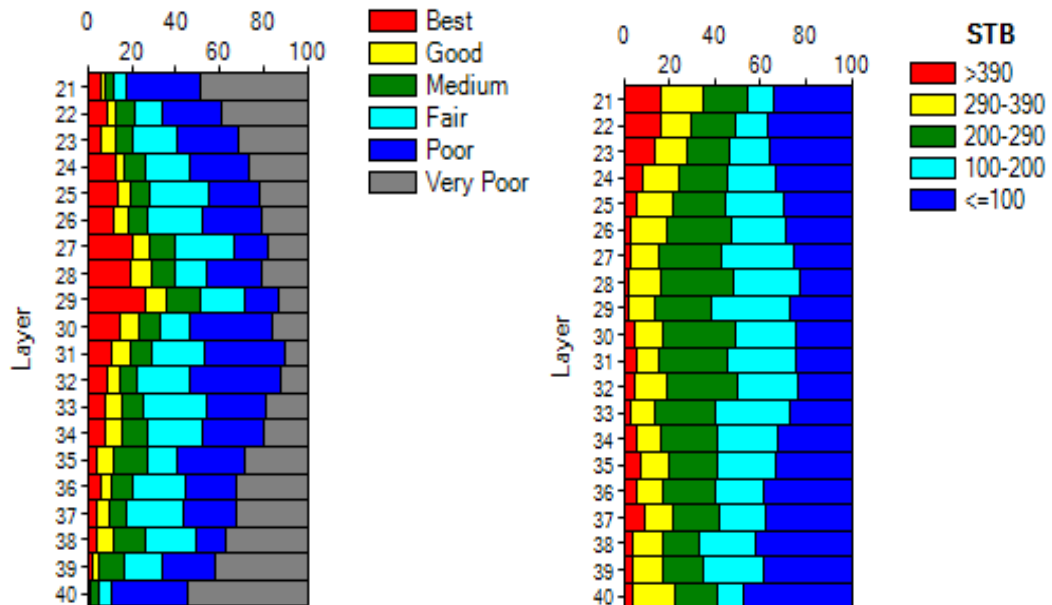


Figura 53: Distribución Vertical de Calidad de Roca (Izquierda) y Petróleo Móvil (Derecha)

Al finalizar esta etapa, se genera una tabla detallando la distribución de petróleo al inicio y a la última fecha del ajuste en las tres áreas divididas por el programa.

Formación	Área	POES (MMSTB)	POES 2014 (MMSTB)
F2	Área 1	35	27
F2	Área 2	104	81
F2	Área 3	51	40
F2	Total	190	148

Tabla XVII: Distribución Vertical de Petróleo

Según la Tabla XVII, el mayor porcentaje de POES se encuentra almacenado en el area 2.

5.3.3 Screening Analítico de Métodos EOR

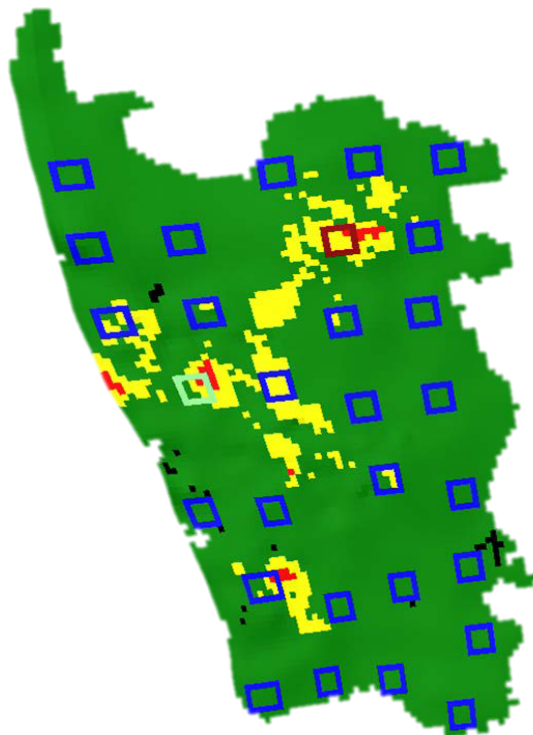
Luego del análisis convencional del yacimiento L5, se realizó un screening analítico con la ayuda del plug-in de Petrel. Se utilizan las características del modelo de simulación, compatibilidad por salinidad y condiciones operativas para compararlas con una base de datos de proyectos EOR y se seleccionan los métodos óptimos a utilizar.

Agente EOR	Ranking a Escala Poral	Compatibilidad	Filtro a Escala Macro
AS	0.48		
Surfactante	0.48		
Agua Baja Salinidad	0.41		
Agua	0.38		
ASP	0.77		
Polímero	0.61		

Tabla XVIII: Screening Analítico de L5 por Petrel
Verde: Si, Rojo: No

Se obtienen resultados parecidos al screening analítico previo en el mostrando que los métodos químicos son los más óptimos para el yacimiento L5.

Esta herramienta utiliza el modelo numérico y con base a las propiedades del yacimiento (calidad de roca y petróleo móvil), selecciona dos zonas de forma arbitraria (una excelente y una buena) para realizar la evaluación de los agentes EOR. Cabe recalcar que se puede variar las zonas seleccionadas por Petrel ya que éste escoge varias zonas y los ordena empezando por la mejor.



Mapa XVIII: Zonas Seleccionadas del Screening Analítico
Cuadro Rojo: mejor zona, Cuadro Turqueza: zona buena

Para el presente estudio se escogió las 3 mejores zonas según Petrel.

Según el análisis de las 20 capas realizada al modelo de simulación, Petrel selecciona las zonas de estudio considerándolas como se muestra en la Tabla XIX.

Zona	Calidad de Roca	Petróleo Móvil
Norte	Mejor	Mejor
Sur	Buena	Buena
Centro	Buena	Buena

Tabla XIX: Zonas Seleccionadas por Petrel

5.3.4 Screening Numérico

Luego del screening analítico se realiza un screening numérico, el cual consiste en la simulación de los métodos EOR en las dos mejores zonas del yacimiento L5, para poder identificar estas regiones se toma en cuenta la saturación de petróleo móvil, el índice de calidad de roca y la capacidad de flujo.

Para el screening numérico se propone un pozo inyector y un pozo productor en cada zona seleccionada del yacimiento L5 como se muestra en la Figura 54.

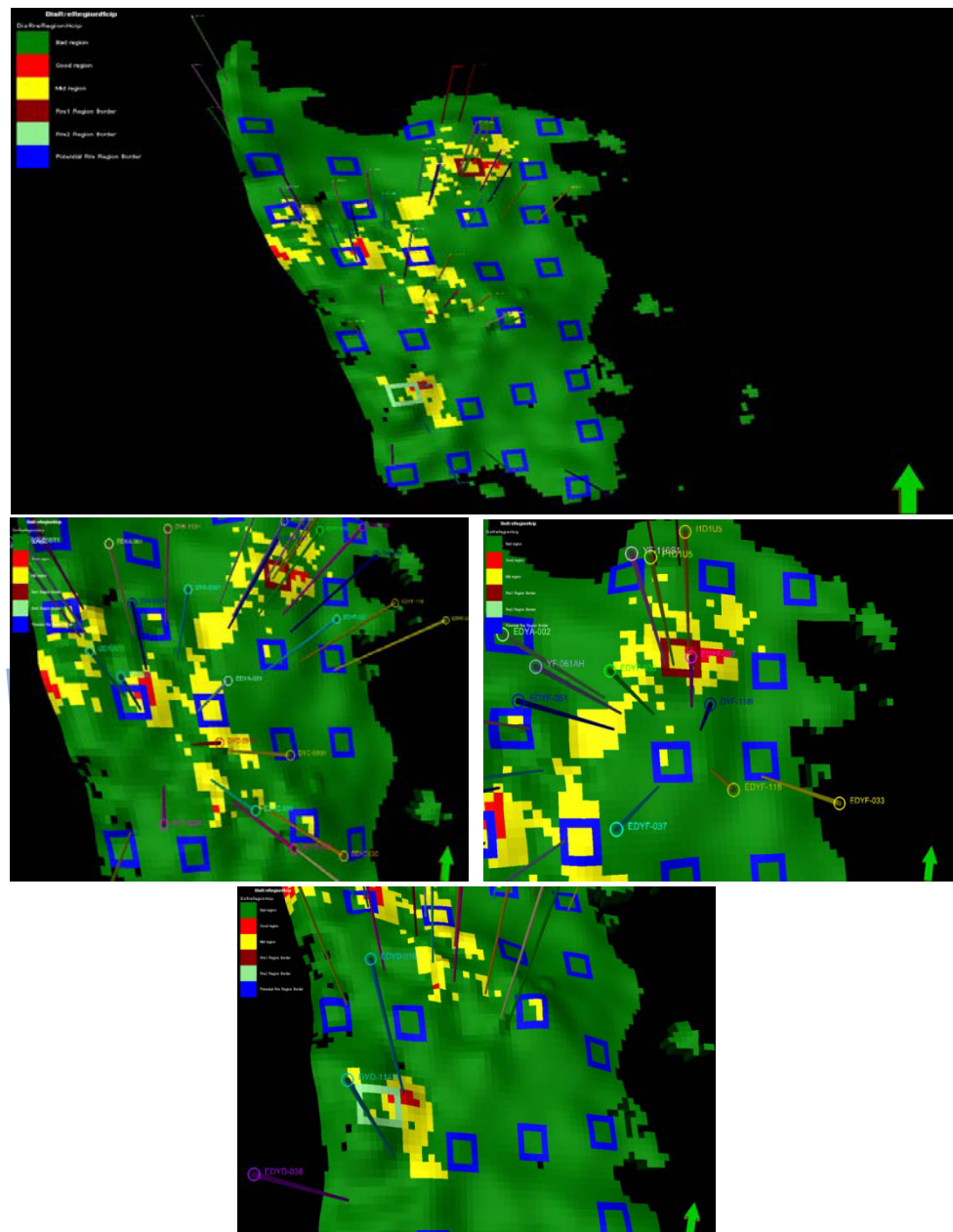


Figura 54: Screening Numérico en las Zonas Seleccionadas por Petrel
 Cuadro Rojo: mejor zona, Cuadro Turquesa: zona buena
 Flecha verde señalando hacia el norte

Esto se lleva a cabo con el fin de poder estimar la eficiencia de desplazamiento, la producción de petróleo, tasa de inyección óptima, etc. en cada zona seleccionada.

Para las tres zonas seleccionadas del screening analítico, la tasa de inyección propuesta luego de un proceso de optimización fue de 4500 BAPD.

Una vez finalizado el screening numérico, se genera una tabla en donde se detalla la eficiencia de desplazamiento y la eficiencia incremental de la inyección de agua y de cada uno de los agentes para cada zona piloto.

Método EOR	RRE 1 Eficiencia de Desplazamiento (%)	RRE 1 Eficiencia Incremental (%)	RRE 2 Eficiencia de Desplazamiento (%)	RRE 2 Eficiencia Incremental (%)	RRE 3 Eficiencia de Desplazamiento (%)	RRE 3 Eficiencia Incremental (%)
AS	29	12	68	17	54	25
Surfactante	28	11	67	16	54	25
Agua Baja Salinidad	20	3	54	3	41	12
ASP (Bache)	55	38	62	11	55	26
ASP (Mezcla)	76	59	73	22	75	46
Polímero	52	35	53	2	51	22
Caso Base	5	0	9	0	4	0
Inyección de Agua	17	0	51	0	29	0

Tabla XX: Eficiencia de Desplazamiento y Eficiencia Incremental en Zonas Seleccionada

Como se muestra en la Tabla XX, en la zona centro (RRE3) y en la zona sur (RRE2) existe oportunidad de inyectar agua según la eficiencia de desplazamiento indicada y a su vez, mejorar dicha eficiencia a un valor aproximado de 52% inyectando polímeros.

Para la zona norte (RRE1), la eficiencia de desplazamiento inyectando agua es poco alentadora (17%) tal vez debido a que ésta zona cuenta con la permeabilidad más alta de todo el modelo, pero el polímero incrementa esta eficiencia a 52%.

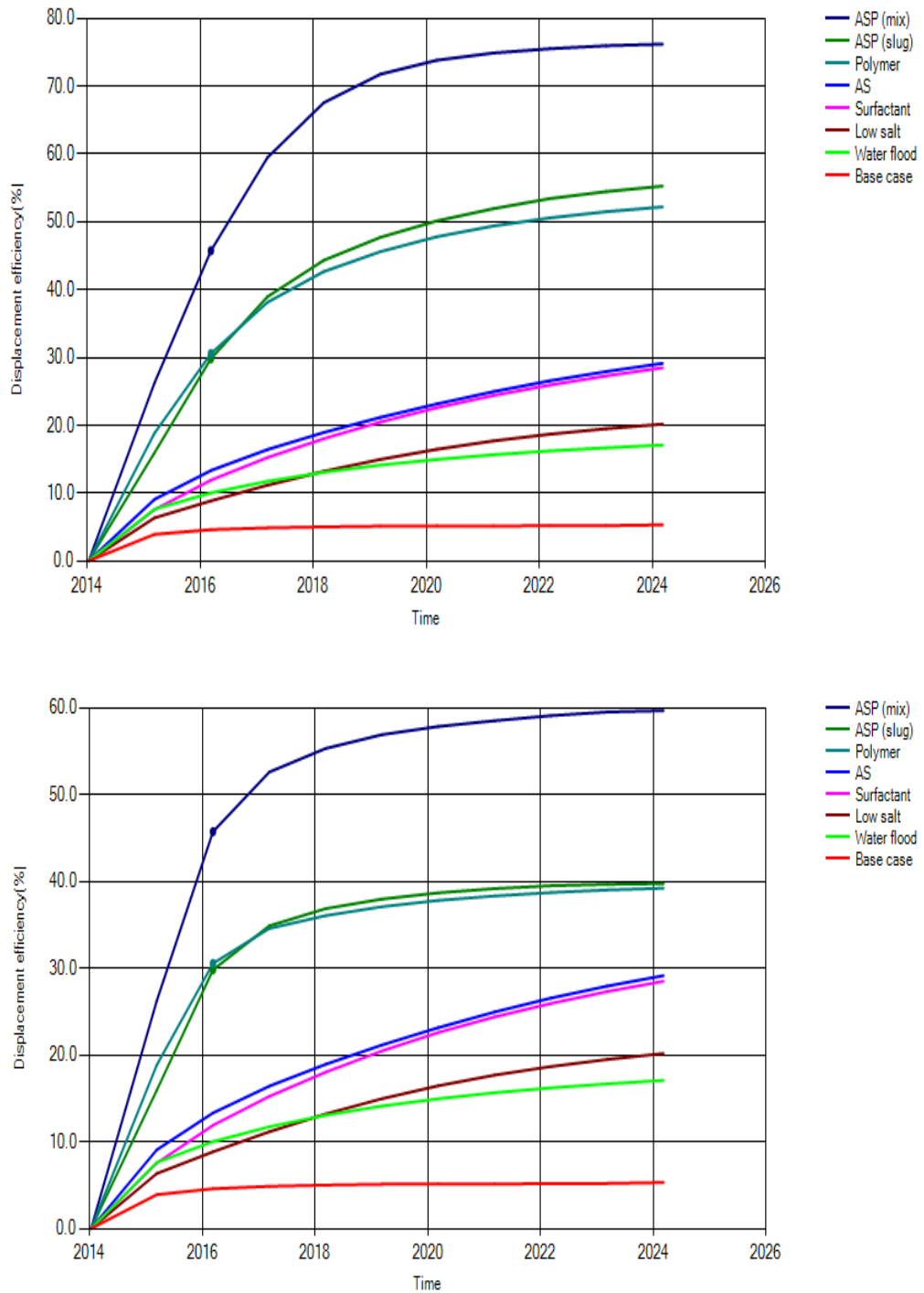


Figura 55: Eficiencia de Desplazamiento vs tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Norte)

Para el análisis cualitativo, la Figura 55 indica que para la zona norte (RRE1) del yacimiento L5, la mayor eficiencia de desplazamiento se obtiene con ASP y polímero.

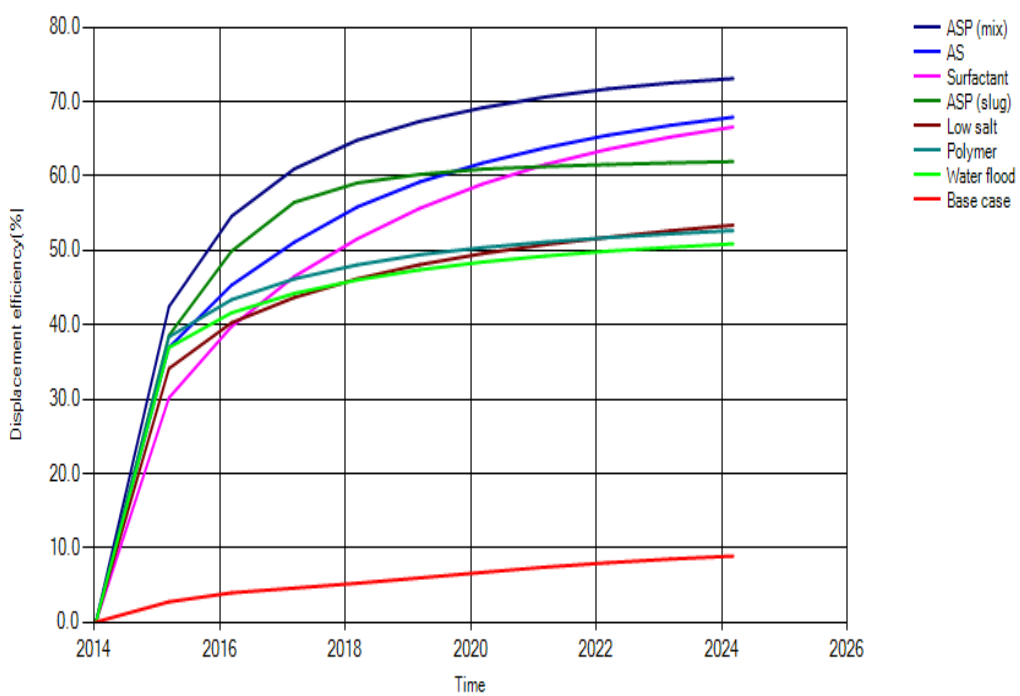
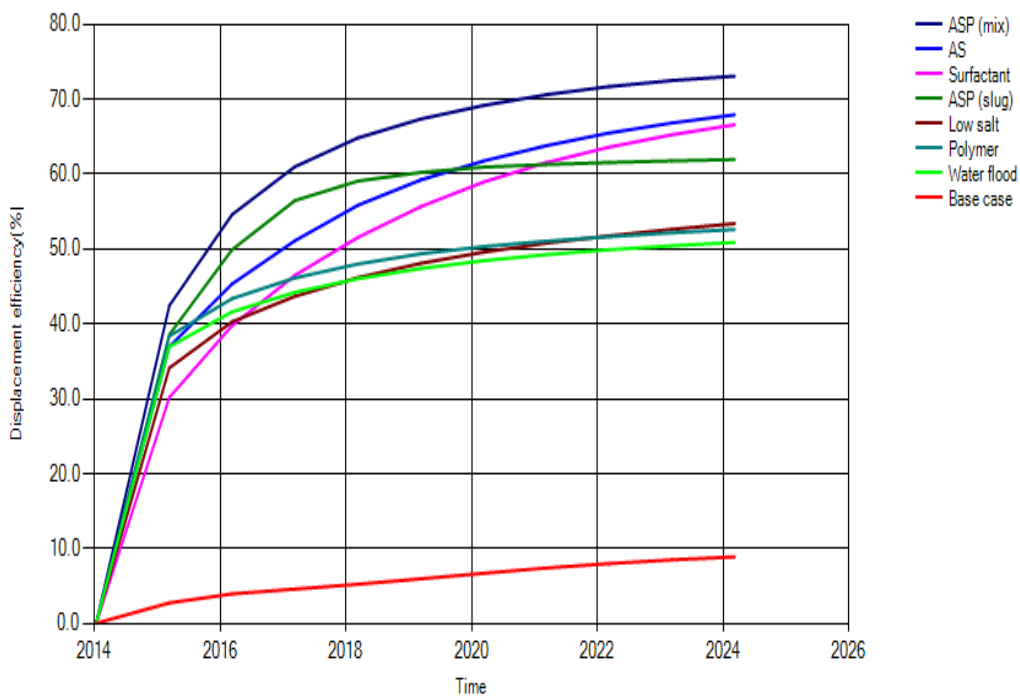


Figura 56: Eficiencia de Desplazamiento vs Tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Sur)

En la Figura 56 se observa que para la zona sur (RRE2) del yacimiento L5, la mayor eficiencia se obtiene mediante los métodos ASP, surfactante y polimero.

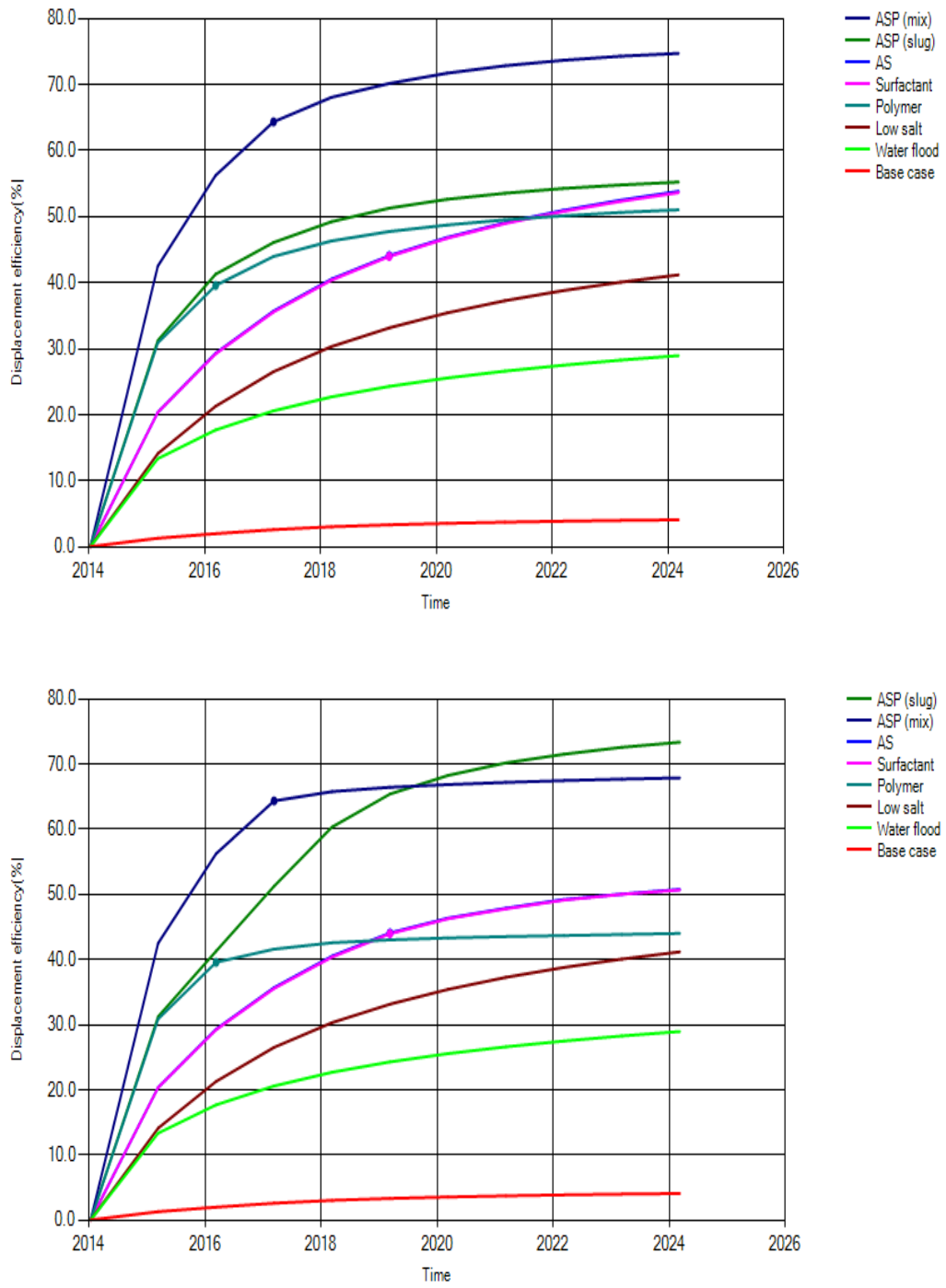


Figura 57: Eficiencia de Desplazamiento vs Tiempo, inyección continua (Arriba), inyección en baches (Abajo), (Zona Centro)

Como indica la Figura 57, para la zona centro (RRE3) se obtiene la mayor eficiencia de desplazamiento inyectando ASP y polímero.

Concluido el screening numérico en las tres zonas piloto seleccionadas anteriormente, el análisis cualitativo en términos de eficiencia de desplazamiento arrojó que la inyección de ASP y polímeros aportan resultados positivos.

5.4 SELECCIÓN DE ARREGLOS DE POZOS

Luego de haber seleccionado las zonas piloto utilizando los mapas promedio de variables estáticas y dinámicas conjuntamente con el análisis analítico y numérico efectuado por el plug-in de Petrel, es necesario revisar ciertos aspectos para escoger el arreglo apropiado en cada una de las zonas antes mencionadas.

5.4.1 Criterios de Selección

La selección del arreglo de pozos se la lleva a cabo bajo los siguientes criterios:

- Estructura y límites del yacimiento
- Número y posición de pozos existentes
- Objetivo de la inyección: soporte de presión para energizar el sistema o mejoramiento del barrido en la zona de petróleo

- Tasas de inyección - producción requeridas
- Heterogeneidad areal y vertical del yacimiento
- Dirección de las fracturas o fallas
- Propiedades petrofísicas como porosidad y permeabilidad siendo las tendencias de esta última, un factor importante para seleccionar un correcto patrón de inyección
- Continuidad de los estratos en donde se piensa inyectar la cual puede ser revisada a través de una sección de pozo.

Se decidió empezar la evaluación de las zonas piloto proponiendo un pozo inyector en cada una, tal como se muestra en la Figura 58.

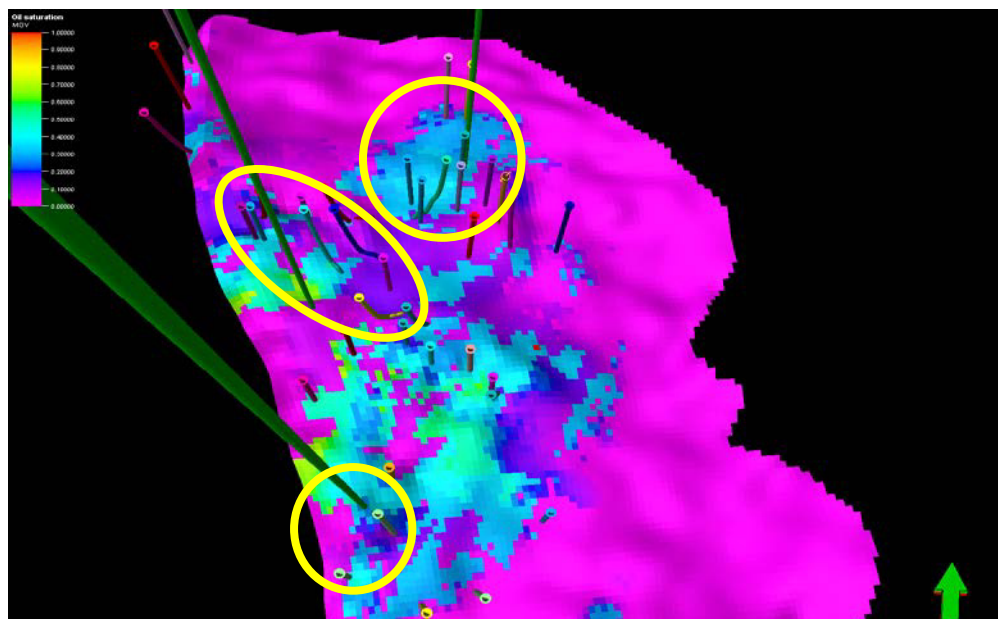


Figura 58: Pozo Inyector en Cada Zona Seleccionada
 Rojo: 1, Morado: 0 (SOM)
 Círculo Amarillo: Zonas Seleccionadas
 Flecha verde señalando hacia el norte

Revisando el estado de los pozos cercanos a la zona norte, se pudo notar que la mayoría se encuentran cerrados excepto los dos que se ven al norte y un horizontal.

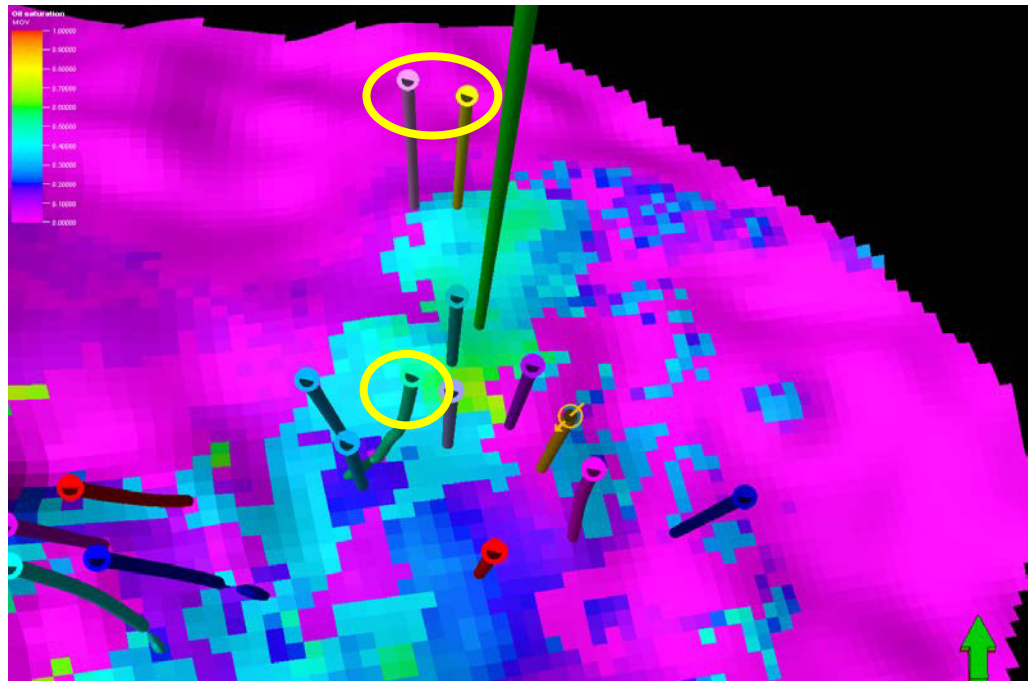


Figura 59: Arreglo en Zona Norte
 Rojo: 1, Morado: 0 (SOM)
 Círculo Amarillo: Pozos Activos
 Flecha verde señalando hacia el norte

De igual manera para la zona centro, quedo evidenciado que el pozo inyector propuesto actuara sobre la línea de pozos horizontales.

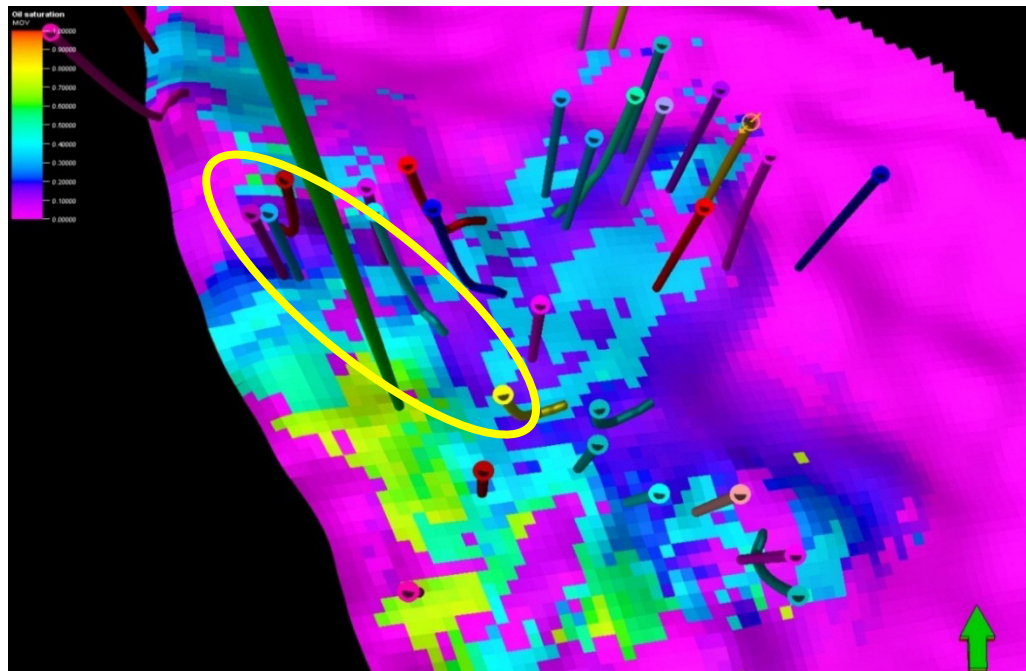


Figura 60: Arreglo en Zona Centro
Rojo: 1, Morado: 0 (SOM)
Círculo Amarillo: Pozos Activos
Flecha verde señalando hacia el norte

En la zona sur, el pozo inyector propuesto afectara a los dos pozos productores que se encuentran al sur.

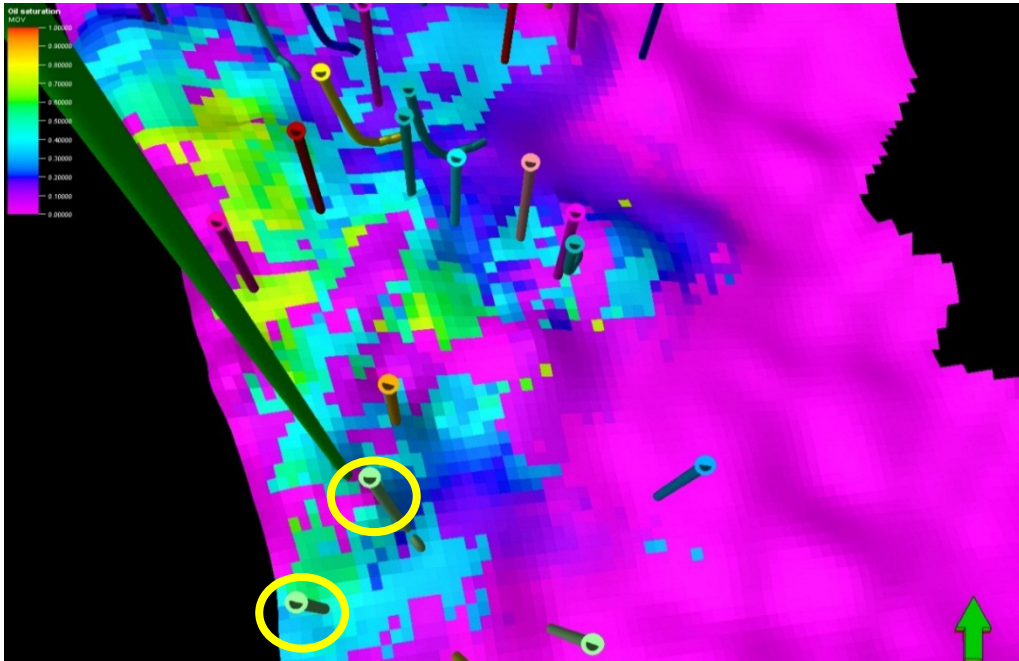


Figura 61: Arreglo en Zona Sur
 Rojo: 1, Morado: 0 (SOM)
 Círculo Amarillo: Pozos Activos
 Flecha verde señalando hacia el norte

5.4.2 Integración de la Geología con los Patrones (Arreglos)

Una vez generados los modelos de presión, índice de calidad de roca y petróleo móvil que contribuyeron para definir zonas de interés, se procede a revisar en los pozos inyectores propuestos la comunicación o continuidad de las capas en donde se podría punzonar (cañonear) para llevar a cabo la inyección de agua. De igual manera se lo haría en caso de proponer pozos productores.

Para lograr este cometido, se genera una sección de pozo en donde se pueda visualizar un conjunto de registros y ciertos modelos

obtenidos como resultado de la simulación específicamente al hacer la corrida del caso base.

Entre los registros de pozos y modelos usados, se destacan los siguientes:

Pista 1: Registros de densidad y neutrón

Pista 2: Modelo de tipo de roca

Pista 3: Modelo de saturación de agua

Pista 4: Registro de porosidad

Pista 5: Registro de gamma ray

Pista 6: Modelo de tipo de roca entre pozo y pozo

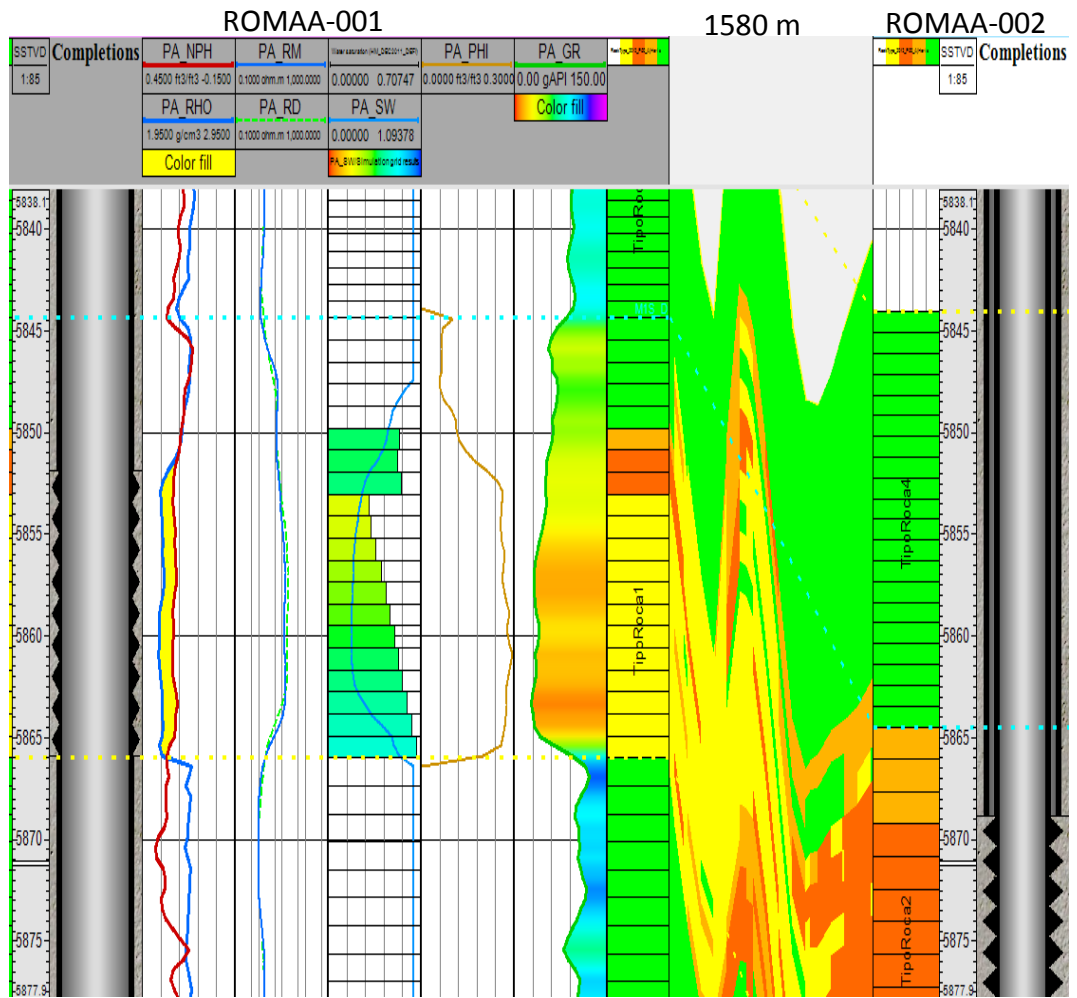


Figura 62: Sección de Pozo

Se recomienda que el intervalo a punzonar sea entre 6 y 25 pies de espesor.

5.5 PREDICCIONES

Luego de los resultados obtenidos del screening analítico y numérico, y una vez seleccionado el método EOR a ser implementado luego o conjuntamente con la inyección de agua, se procede a realizar las predicciones aplicando la simulación numérica.

5.5.1 Caso Base

El caso base representa la predicción de la producción y la presión promedio considerando la misma estrategia de explotación que se ha venido aplicando. El resultado de esta predicción se muestra en la Figura 63.

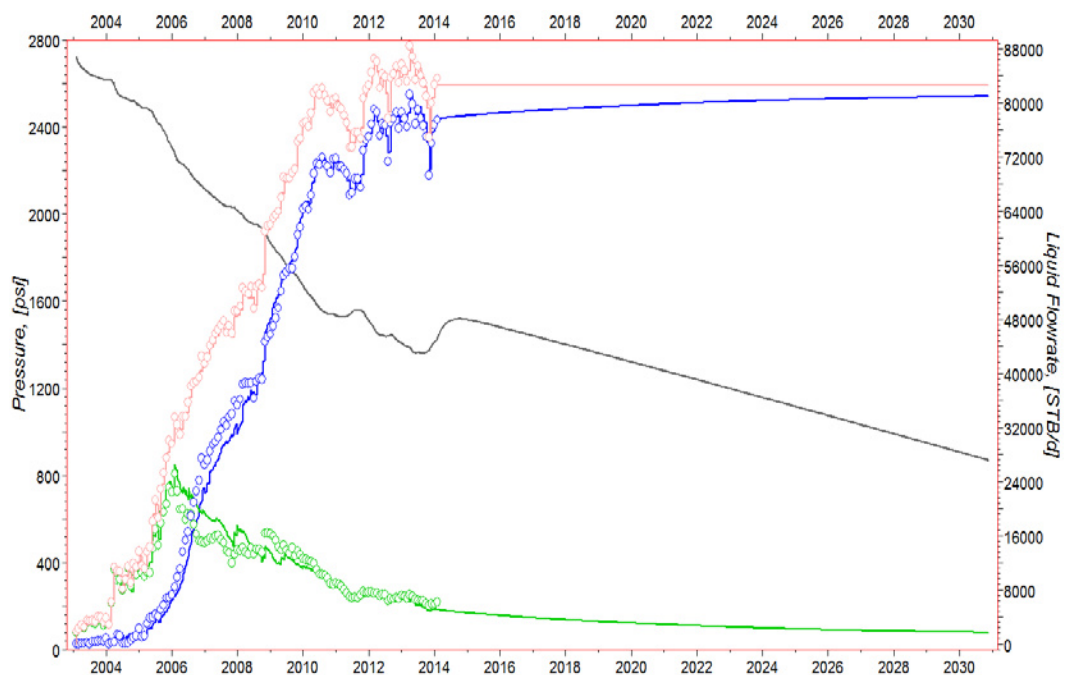


Figura 63: Predicción del Caso Base
Círculos: datos observados, Línea: comportamiento del modelo
Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

5.5.2 Caso Inyección de Agua

Se realiza una predicción de la producción a 15 años usando una estrategia de pozos inyectoros en las zonas piloto ya establecidas anteriormente.

Así para un caso de inyección de agua, la recuperación de petróleo se representa en función de la razón de movilidad y los volúmenes de fluido inyectado.

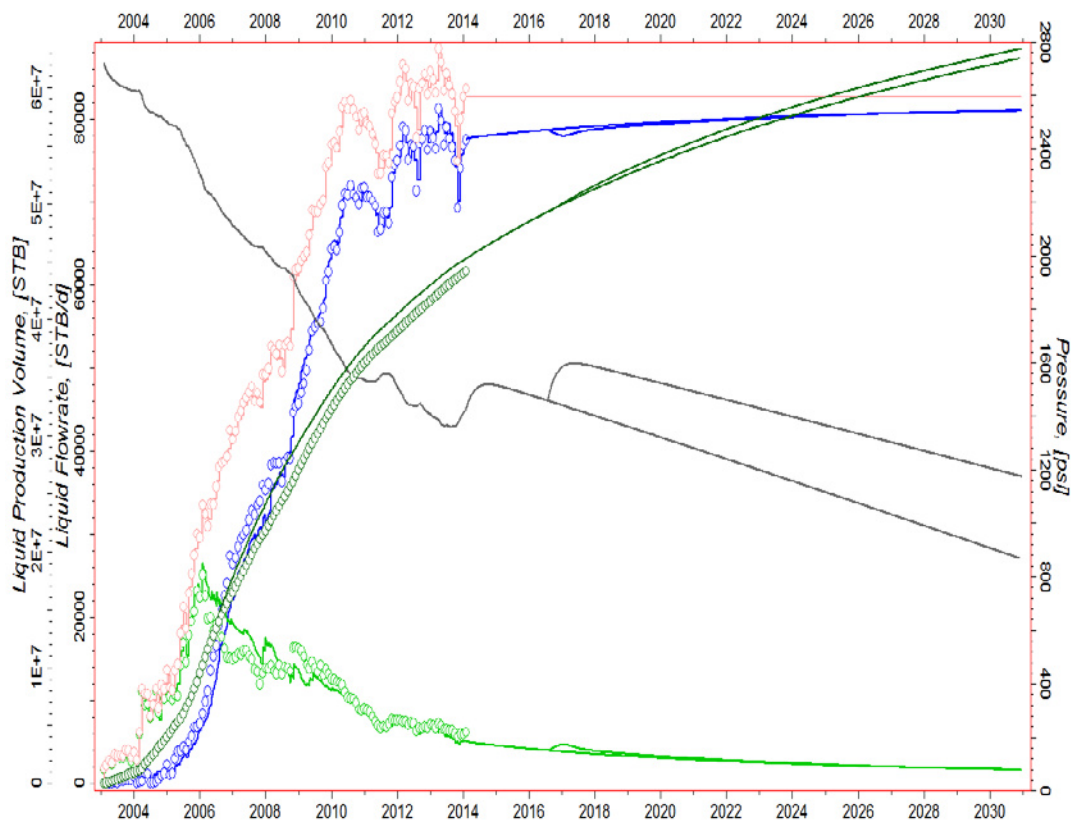


Figura 64: Caso Inyección de Agua, 1 Pozo Inyector en Cada Zona
 Círculos: datos observados, Línea: comportamiento del modelo
 Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

Para la predicción de la Figura 64, se propuso un pozo inyector en cada una de las tres zonas piloto.

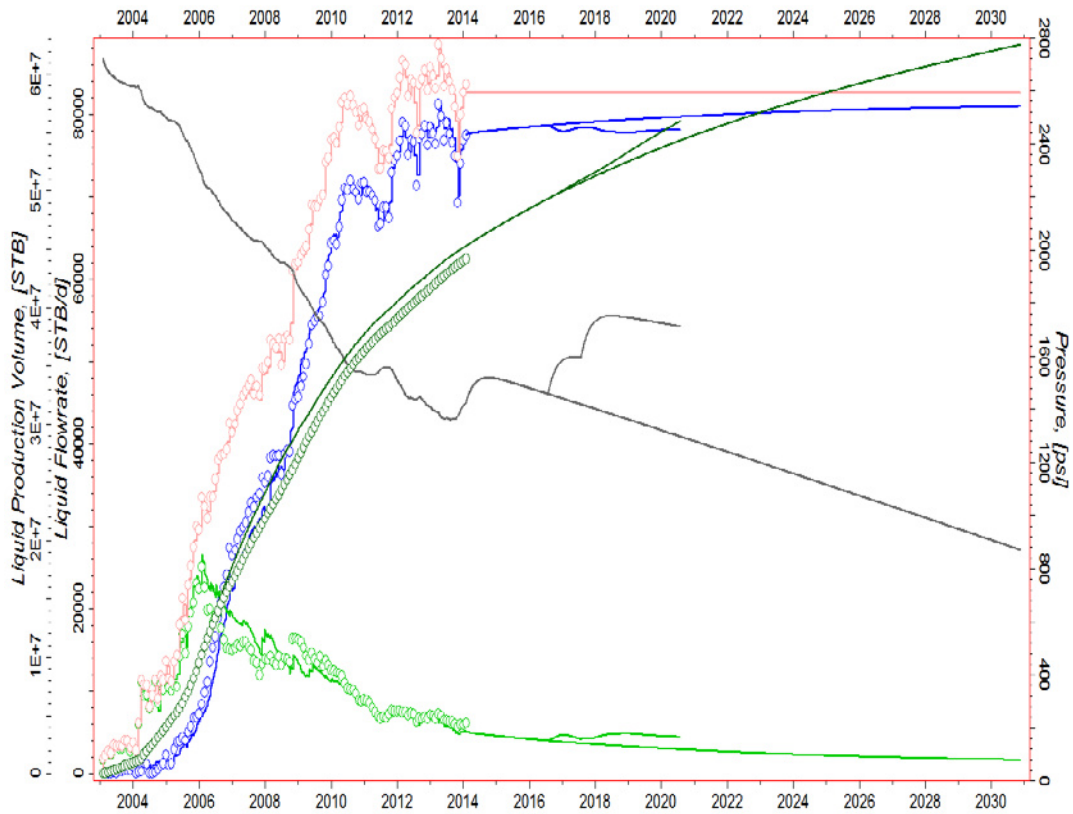


Figura 65: Caso Inyección de Agua y Polímero
 Círculos: datos observados, línea: comportamiento del modelo
 Rosado: liquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

La predicción de la Figura 65, fue llevada a cabo bajo una estrategia de un pozo inyector para cada zona piloto, inyectando el primer año solamente agua y los tres siguientes años agua con polímero para mejorar la razón de movilidad, tener un mejor control de barrido y reducir el corte de agua.

Se observa que el acumulado de petróleo incremento con relación al caso base especialmente cuando empezó la inyección de agua con polímero.

5.5.3 Caso Inyección de Polímeros

El principal objetivo de la inyección de polímeros durante el programa de inyección de agua es disminuir la movilidad del agua inyectada. Esta disminución resulta en una curva de flujo fraccional del agua mucho más favorable para el agua inyectada, llevando a un patrón de barrido más eficiente y a un dedamamiento viscoso reducido.

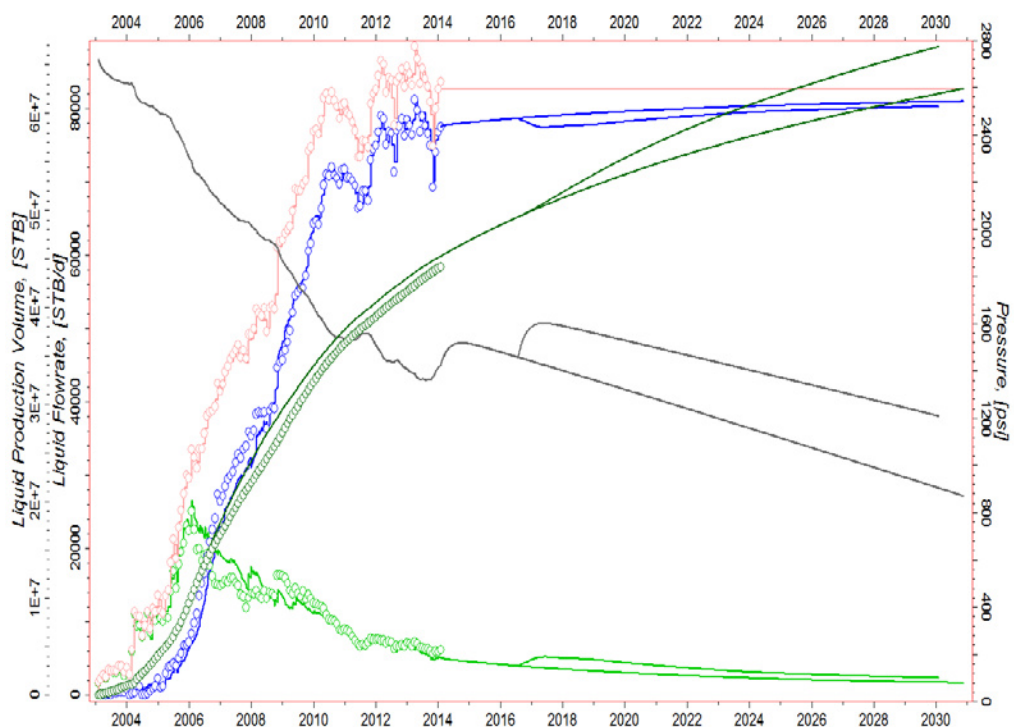


Figura 66: Caso Inyección de Polímero - Factor de Resistencia Residual de 0.15

Círculos: datos observados, Línea: comportamiento del modelo
Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

La Figura 66 muestra una predicción basado en una estrategia de un pozo inyector en cada una de las zonas piloto inyectando agua con polímero con factor de resistencia residual de 0.15. Este tipo de estrategia es ideal debido a que inyectar continuamente agua con polímero resulta costoso.

El ejercicio permitió corroborar el comportamiento del medio poroso al inyectar este químico conjuntamente con el agua.

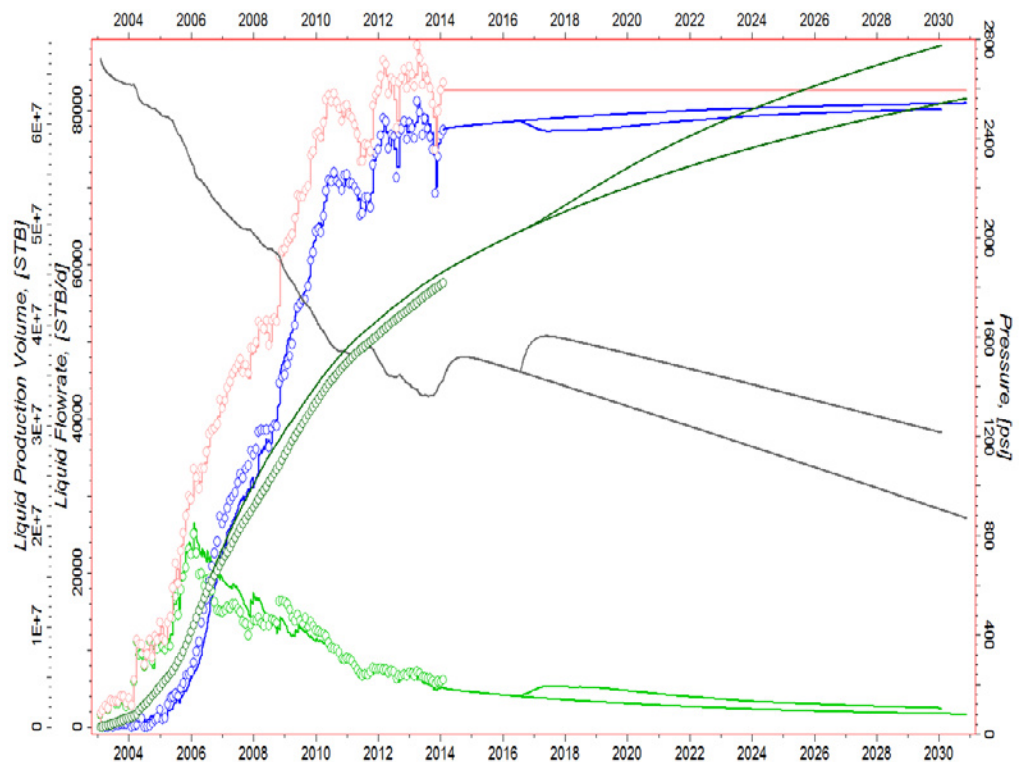


Figura 67: Caso Inyección de Polímero - Factor de Resistencia Residual de 0.30

Círculos: datos observados, Línea: comportamiento del modelo
Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

Se observa en la Figura 67 una predicción similar a la anterior, con la única diferencia de que se hizo una sensibilidad al variar el factor de resistencia residual de 1.5 a 3.

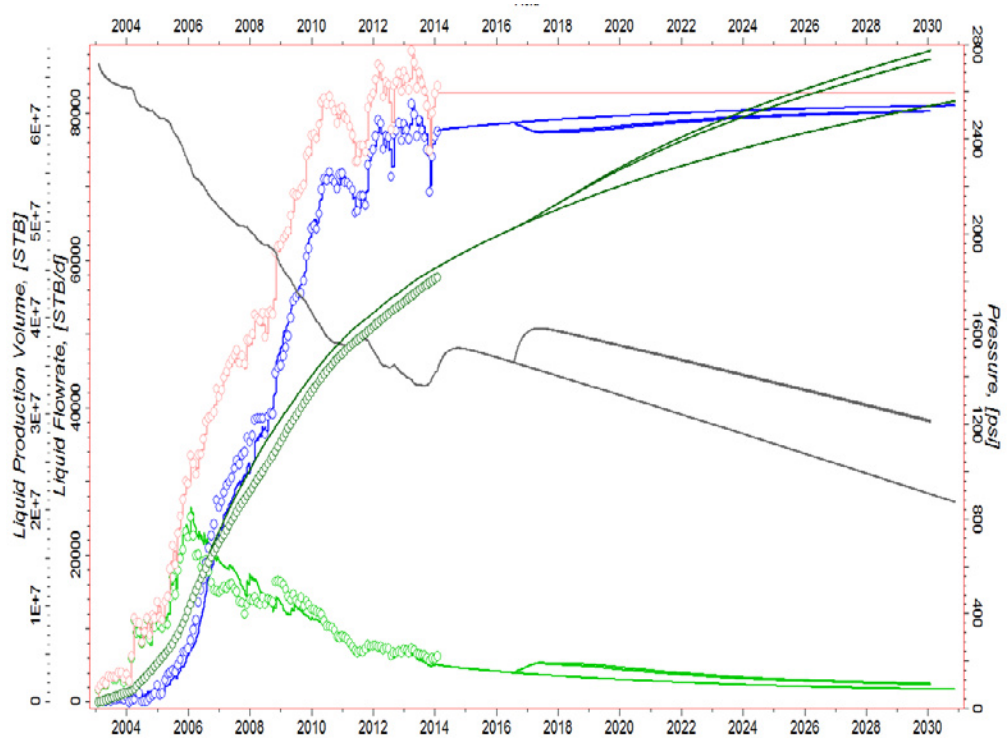


Figura 68: Comparación Caso Inyección Polímero
 Círculos: datos observados, línea: comportamiento del modelo
 Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

Según la Figura 68, inyectando con agua con polímero con un factor de resistencia residual de 3, el acumulado de petróleo a una misma fecha es mayor que inyectando con 1.5.

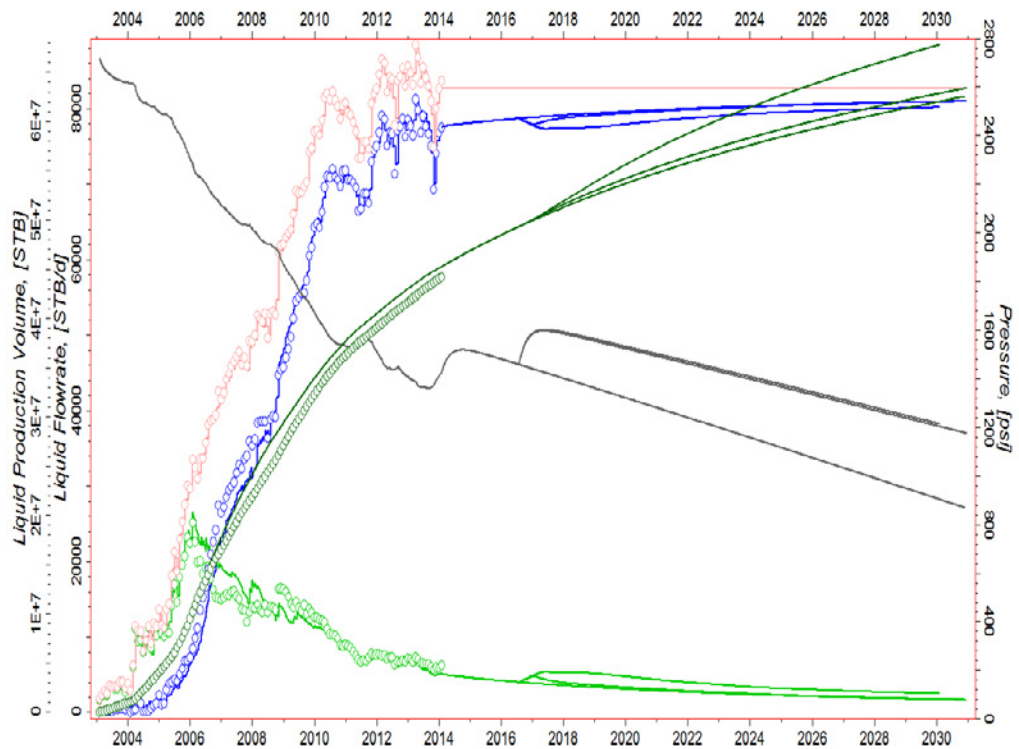


Figura 69: Casos de Predicción

Círculos: datos observados, línea: comportamiento del modelo
 Rosado: líquido, Azul: agua, Verde: Petróleo, Negro: Presión Promedio

Se visualiza que la inyección de agua con polímero cualitativamente resulta mejor si la fijación está en el petróleo acumulado además del menor corte de agua que se manejaría en superficie. Esto podría ser debido a que si se inyecta solamente agua, ésta rápidamente llega a los pozos productores por canales de alta permeabilidad. Al inyectar agua con polímero, este último bloquea esos canales generando un barrido más controlado tanto areal como vertical.

Caso	Producción Acumulada (MMBLS) 2030-01-31	Factor de Recuperación (%)
Base	62	32
Inyección de Agua	63	33
Inyección de Polímeros	68	35

Tabla XXI: Factor de Recuperación en Casos de Predicción

Se puede observar en la Tabla XXI que la mejor estrategia de recuperación de petróleo es la inyección de agua con polímeros.

5.5.4 Monitoreo Conceptual

Continuando con el flujo de trabajo propuesto, para empezar el monitoreo conceptual de la inyección de agua se crea un polígono que permita cortar el modelo dejando el área de interés para el análisis.

La Figura 70 indica el POES en la zona norte justamente antes de empezar la inyección de agua.

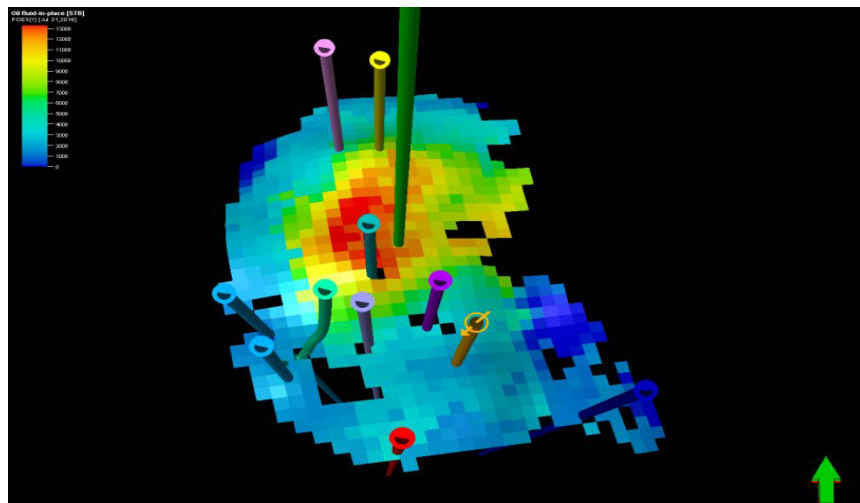


Figura 70: Zona Norte – Año 2016
Rojo: 13000 bls, Azul: 0 bls
Flecha verde señalando hacia el norte

Luego de haber propuesto un pozo inyector en las tres zonas piloto y haber corrido los casos de simulación inyectando agua y agua con polímero, se procede a monitorear el POES por zona a través del modelo de simulación en el año 2026 tal como se muestra en la Figura 71.

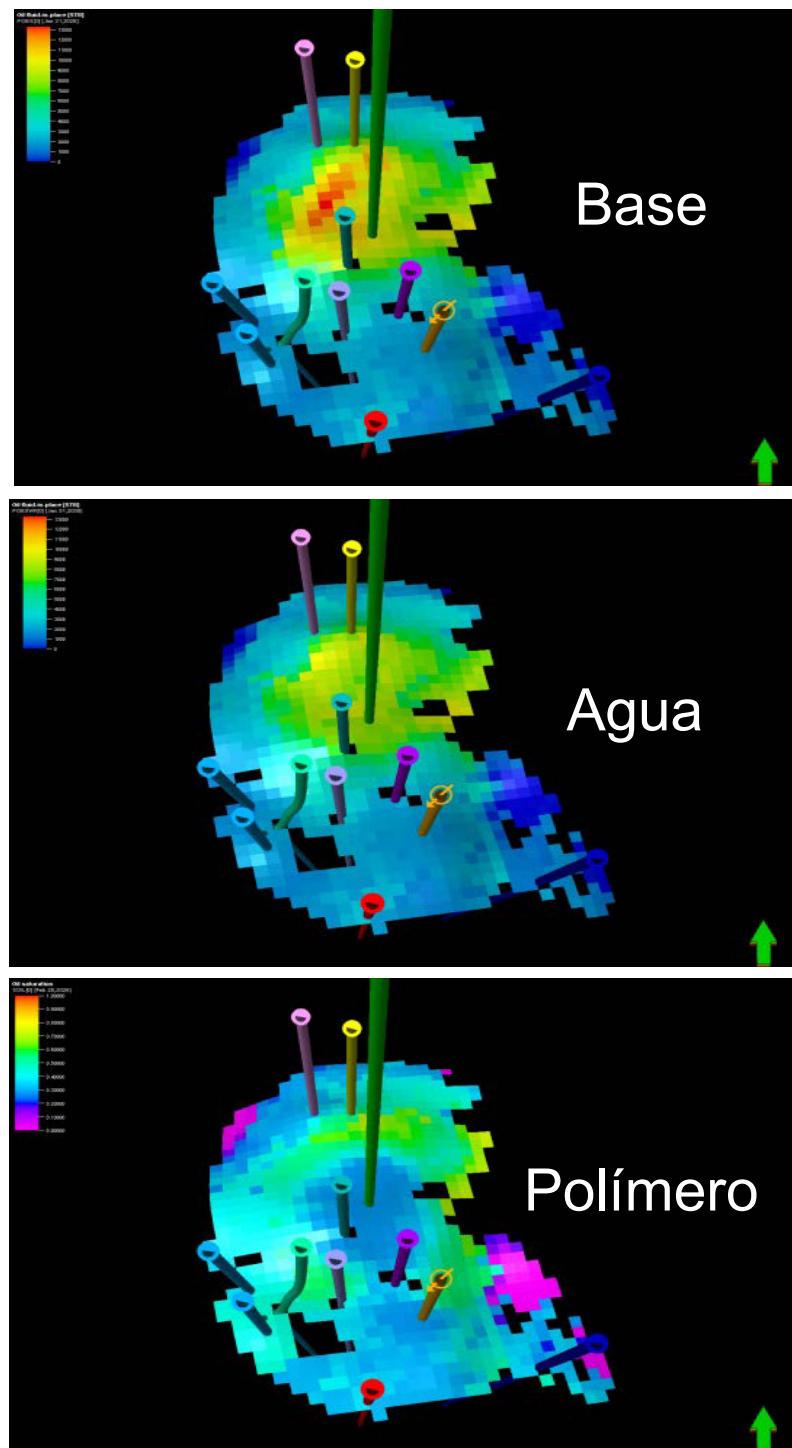


Figura 71: Diferentes Casos en la Zona Norte – Año 2026
Rojo: 13000 bls, Azul: 0 bls
Flecha verde señalando hacia el norte

Según la Figura 71, inyectar agua más polímero permite recuperar más volumen de petróleo en comparación con las otras dos estrategias de explotación.

De la misma forma, se debe aplicar el mismo análisis para la zona centro y zona sur.

Si se desea monitorear por donde los fluidos tanto inyectado como producido se desplazan en el medio poroso, se utiliza las streamlines las cuales son generadas por el simulador FrontSim.

Esta herramienta permite ubicar en el mejor sitio posible, algún pozo productor de tal manera que se configure un arreglo que facilite el drene del mayor volumen de petróleo que se encuentra en la zona piloto aumentando así la eficiencia areal de barrido.

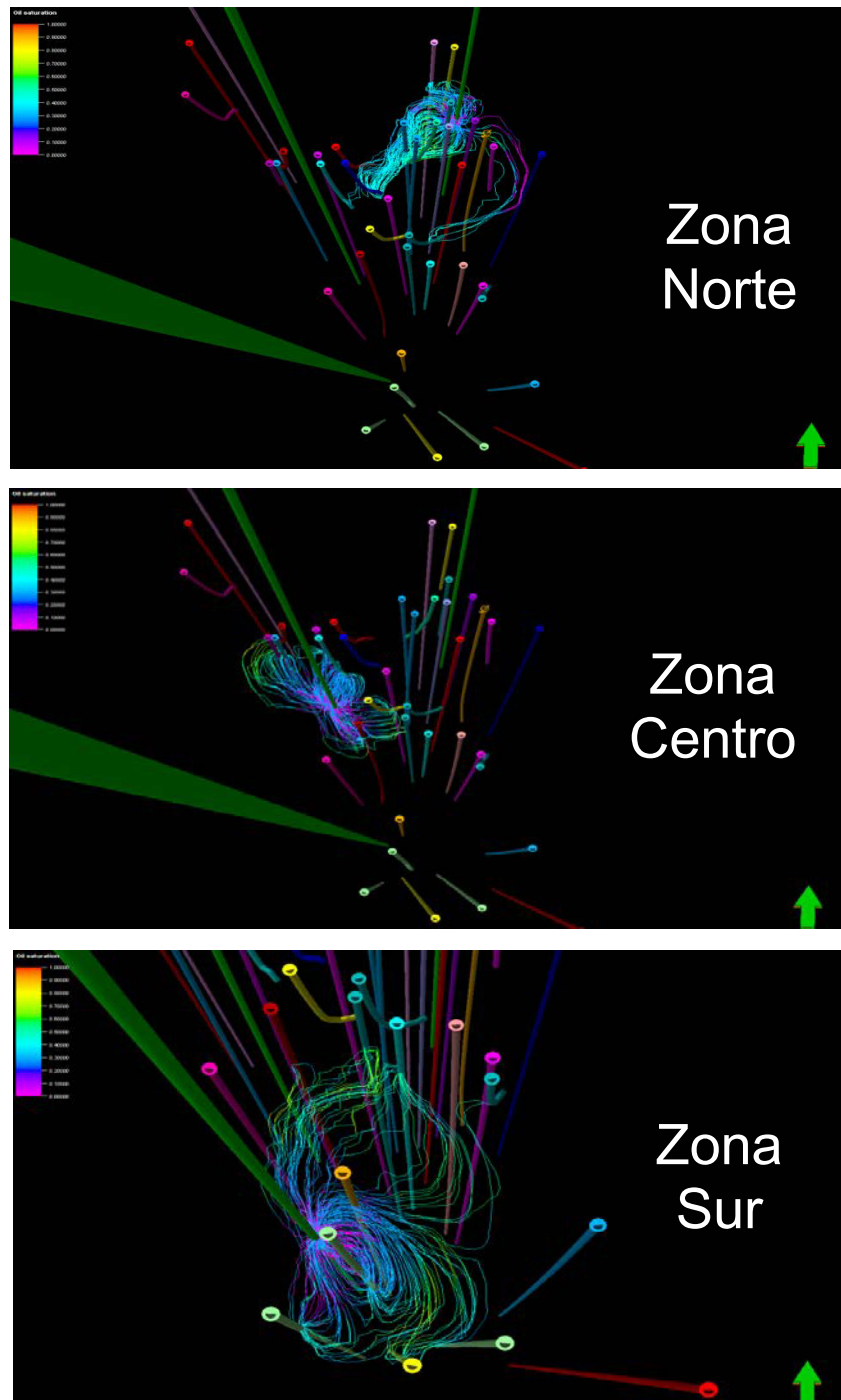


Figura 72: Monitoreo de la Inyección de Agua, Año 2026
Saturación de Petróleo - Rojo: 1, Morado: 0
Flecha verde señalando hacia el norte

Revisando las streamlines en la zona norte, se visualiza que la mayor parte del fluido desplazado es drenado por medio del pozo ROMAF-061AH. Aquí podría proponerse algún pozo productor que aproveche el fluido desplazado que no está siendo drenado debido al pobre número de pozos productores en la zona.

En la zona centro, el pozo inyector que fue propuesto afecta a la mayoría de pozos horizontales que se encuentran cercanos al mismo, unos en mayor grado que a otros. Se podría proponer un pozo productor formando así un arreglo invertido de 7.

En la zona sur, se aprecia que la inyección de agua afecta principalmente a los pozos ROMAD-114H y ROMAD-038 y en menor proporción debido a la distancia y a las heterogeneidades, a pozos ubicados en la zona centro. Se podría proponer un pozo productor que configure un arreglo invertido de 4.

Arreglo	Caso	Volumen Poroso (MMBR)	POES 2016 (MMBLS)	POES 2026 (MMBLS)	POES 2030 (MMBLS)	FR (%)	FR (%)
Norte	Base	136,3	40,1	37,721	37,165	1,2	1,5
	Agua			37,718	37,142	1,2	1,5
	Polímero			37,713	36,845	1,3	1,7
Centro	Base	35,7	18,7	17,439	17,409	0,7	0,7
	Agua			16,350	15,895	1,2	1,5
	Polímero			13,778	12,833	2,6	3,1
Sur	Base	29	14,7	13,495	13,405	0,6	0,7
	Agua			12,858	12,530	0,9	1,1
	Polímero			11,098	10,200	1,9	2,3
Total	Base	201	73,5	68,654	67,978	2,5	2,9
	Agua			66,926	65,567	3,4	4,1
	Polímero			62,589	59,879	5,7	7,1

Tabla XXII: Resultados por Zona Seleccionada

Según los resultados obtenidos proponiendo un pozo inyector en cada una de las zonas seleccionadas y que son detallados en la Tabla XXII, la zona norte arroja los resultados más modestos pudiendo ser por la presencia de un solo pozo productor (ROMAF-061AH).

5.6 EVALUACIÓN DE POZOS PRODUCTORES E INYECTORES

5.6.1 Evaluación de Pozos Productores

La evaluación de pozos productores puede ser realizada utilizando las curvas de Chan.

Las curvas de Chan es un método para determinar los mecanismos de producción de agua en el pozo basado en la forma de la curva de WOR y la de su derivada a través del tiempo.

Siendo las dos causas más importantes de la excesiva producción de agua la conificación y la canalización.

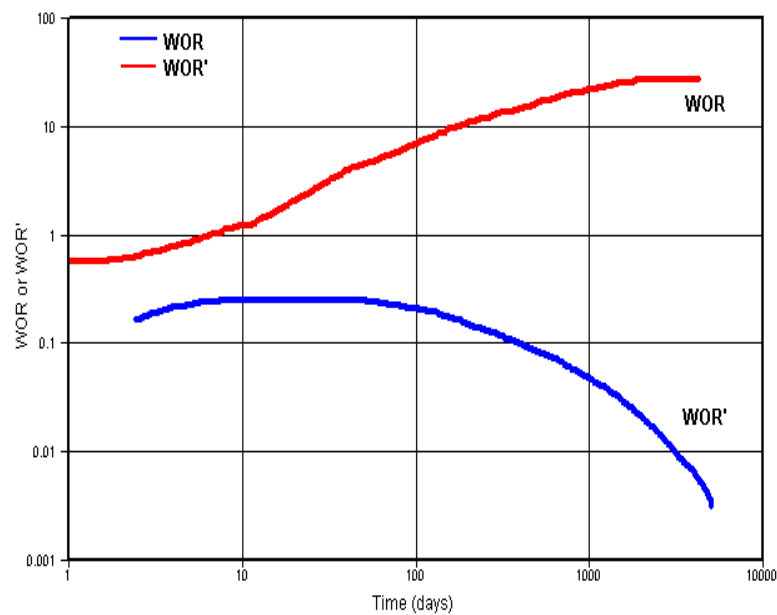


Figura 73: Curvas de Chan Indicando Conificación de Agua

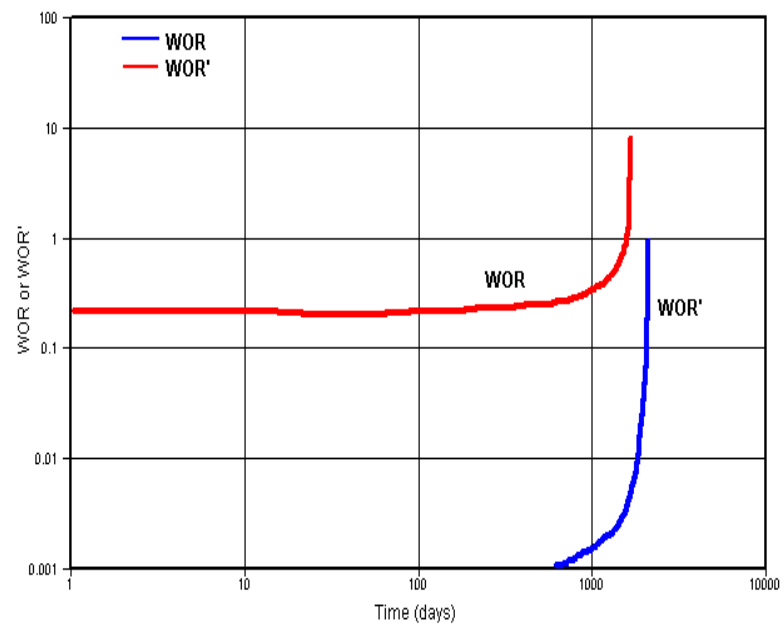


Figura 74: Curvas de Chan Indicando Frente de Invasión Cercano

Control del Agua

La **conificación** ocurre cuando el contacto agua petróleo CAP se eleva a nivel local hacia el intervalo completado en un pozo que penetra parcialmente la zona productiva.

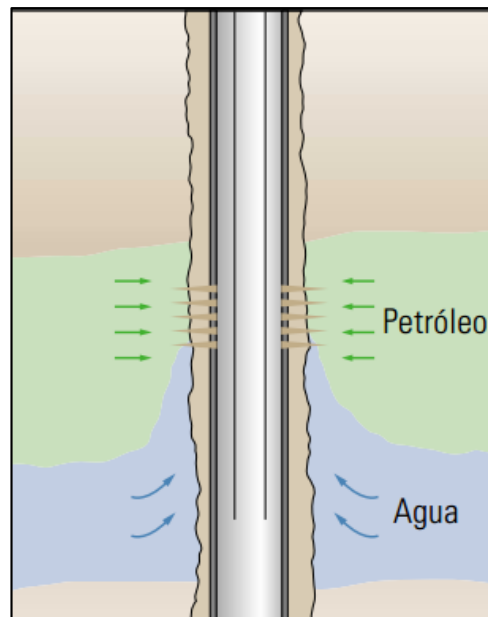


Figura 75: Conificación

Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C. & ROODHART L., Control del Agua.

La **canalización** es común cuando las capas de alta permeabilidad o fracturas permiten irrupción temprana durante la inyección de agua.

Tratamientos de gel se han aplicado a muchos pozos para reducir el corte de agua. Aunque muchas aplicaciones de gel de éxito han sido reportadas en la literatura, la tasa global de éxito ha sido baja. Para mejorar la tasa de éxito de los tratamientos de gel futuros, se deben identificar el origen y la naturaleza del exceso de la producción de agua. Para hacerlo, los gráficos de Chan de la relación agua petróleo en función del tiempo se puede utilizar para diagnosticar

los mecanismos de producción de agua excesiva en función de los perfiles de WOR a través del tiempo

5.6.2 Evaluación de Pozos Inyectores

El uso del **gráfico de Hall** es un método de estado continuo desarrollado para analizar el comportamiento del pozo inyector en aplicaciones de inyección de agua (HALL, 1963).

Además, permite monitorear la inyektividad del agua y la eficiencia de inyección continuamente y provee recursos para identificar las variaciones en algunas propiedades del yacimiento que ocurren después del periodo extendido de una prueba de inyección.

La pendiente de la línea incrementa con el incremento del daño y decremento de la permeabilidad efectiva al agua inyectada.

La pendiente de la línea decrece con el decremento del daño e incremento de la permeabilidad efectiva al agua inyectada.

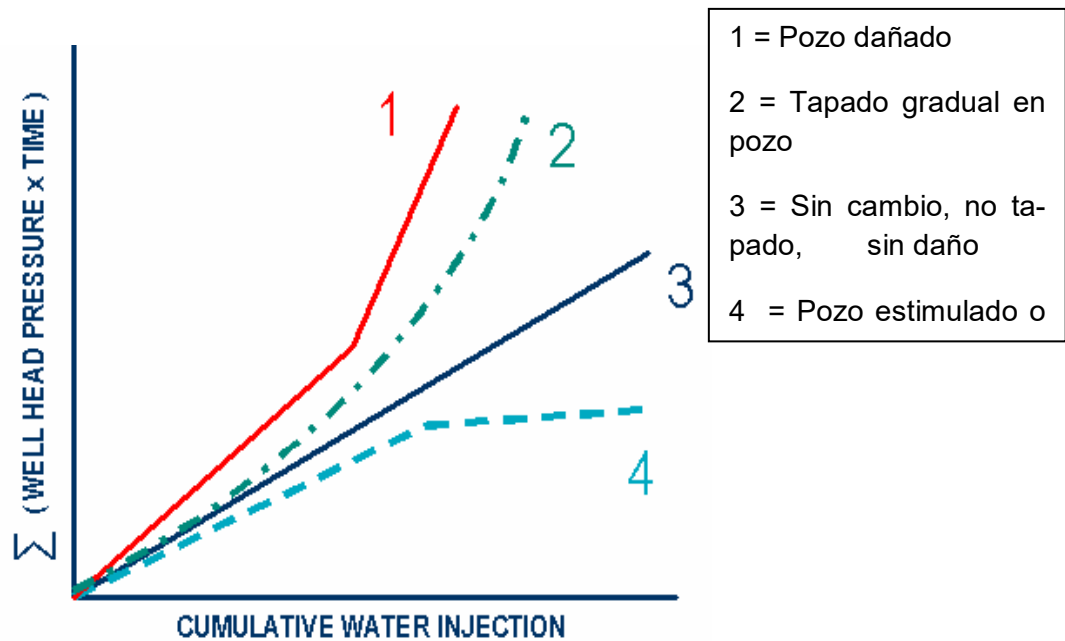


Figura 76: Gráfico de Hall

Problemas de Pozos Inyectores

a. Calidad del Agua

Se pueden generar problemas en los pozos inyectores si el agua de inyección no se encuentra filtrada de manera correcta, debido a que la presencia de partículas de gran tamaño puede provocar el tapo-namiento de la matriz.

Por otro lado, si no se trata en forma adecuada con químicos de producción como bactericidas y secuestrantes de oxígeno, el daño podría ser mayor.

Los dos factores antes mencionados, pueden generar un aumento en la presión de inyección provocando una fractura, que en un principio es corta, pero luego crece en longitud y en altura para mantener la inyectividad a medida que las caras de la fractura se taponan.

Cuando las fracturas inducidas se extienden en forma vertical a través de varias capas, se pierde el control del barrido vertical y resulta más complicado recuperar el control del perfil de inyección (ROCHON, CREUSOT, RIVET, ROQUE, & RENARD, 1996).

b. Fractura Térmica

Las fracturas de este tipo se generan debido a la presión y el esfuerzo térmico inducido por la entrada de agua fría. Esto a su vez, provoca un perfil de barrido vertical ineficiente.

La zona que posee mayor inyectividad se enfría en primer lugar y luego se fractura, tomando aún más fluido de inyección y provocando un frente de invasión irregular.

Generalmente resulta complicado evitar este problema, es así como se recomienda realizar un fracturamiento (hidráulico o térmico) a todas las zonas para obtener un perfil de inyección más parejo.

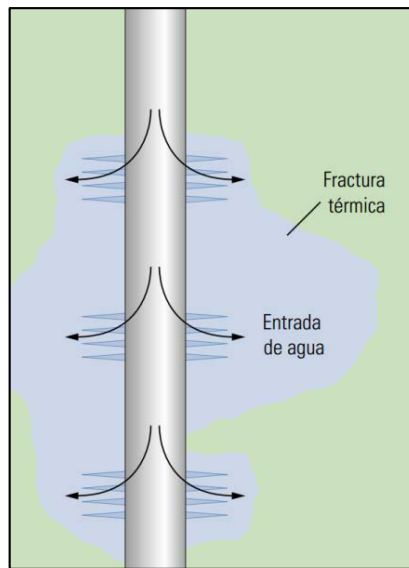


Figura 77: Fractura Térmica en un Pozo Inyector
Fuente: BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C. & ROODHART L., Control del Agua.

Los pozos inyectoros son cerrados principalmente por:

- Baja inyectividad debido a penetración parcial en el cañoneo
- Taponamiento por sólidos y formación de precipitados por incompatibilidad de fluidos
- Canalizaciones debido a las arenas con alta permeabilidad y fracturamiento hidráulico por las altas presiones de inyección
- Colapsos relacionados a la inyectividad preferencial
- Alto contenido de arcillas hinchables (casos donde se utiliza agua de inyección de baja salinidad)
- Problemas mecánicos en pozos

- Baja inyectividad
- Deterioro de la calidad del agua de inyección principalmente por corrosión
- Perdida de presión por conexiones fraudulentas
- Baja eficiencia de barrido o baja eficiencia vertical
- Recirculación de agua de inyección (unidades con inyección preferencial)

Agua de Inyección

El transporte del agua en un campo empieza con el flujo en el yacimiento, prosigue con la producción a través de los pozos y luego con su procesamiento y tratamiento en la superficie. Por último, el agua es reinyectada en formaciones superficiales o se inyecta para soporte de presión o barrido tal como se muestra en la Figura 78.

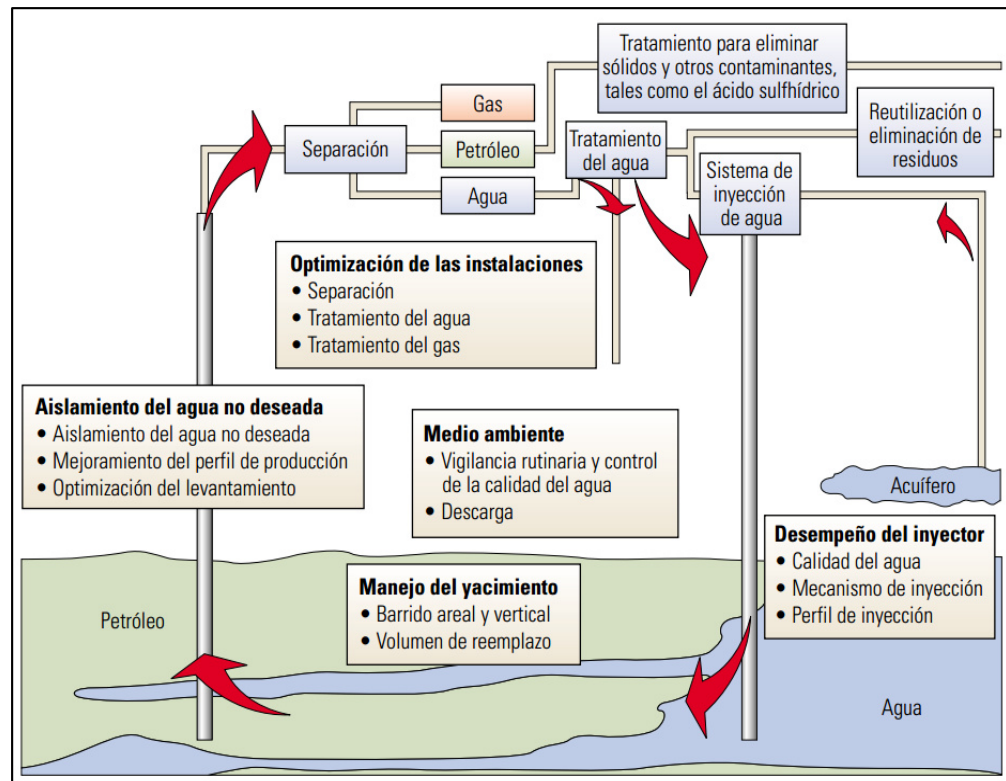


Figura 78: Sistema de Agua en un Campo Maduro
Fuente: SCHLUMBERGER. Manejo de la Producción de Agua

La calidad del agua producida varía con la geología, la geografía, las técnicas de producción y el tipo de hidrocarburo producido.

La disminución de la calidad del agua está asociada principalmente a la presencia de petróleo disperso, metales (hierro disuelto), sales, materiales orgánicos (CO₂) e inorgánicos (H₂S), bacterias, y altos contenidos de sólidos suspendidos que provienen principalmente del agua de producción o se originan en las unidades de tratamien-

to debido a los cambios de presión, temperatura y pH (CASTRO, y otros, 2014).

En la mayoría de campos, el tratamiento del agua de inyección consiste de tres etapas: desoxigenación, filtración y cloración. El tratamiento del agua viene a ser una de las etapas más costosas dentro de un proyecto, por tal motivo la idea siempre será disponer del menor límite requerido.

Por otro lado, se puede decir que si el agua no posee el tratamiento adecuado, esta provocará un daño considerable en la formación. Es así como la optimización de la calidad del agua es un procedimiento del cual depende el diseño de las facilidades (ROCHON, CREUSOT, RIVET, ROQUE, & RENARD, 1996).

Los costos relacionados con el tratamiento y la eliminación del agua varían significativamente, pero prevalecen estimaciones que oscilan entre \$0.10 y \$2.00 por barril.

El agua para que sea aceptable al ambiente debe estar cerca de los 50 ppm de petróleo.

Hoy en día, las compañías petroleras producen un promedio de 3 barriles de agua por cada barril de petróleo que extraen de los yacimientos.

Fuentes del Agua de Inyección

Uno de los principales factores que se discute cuando se piensa en inyectar agua a un yacimiento, es la fuente que proporcione el volumen de agua requerido para el plan de inyección. Es de esta manera como la mayoría de proyectos llevados a cabo alrededor del mundo han usado agua de diferente origen, tales como:

- Agua fresca proveniente de ríos
- Agua producida.- generalmente debido a altos volúmenes de agua producidos y a las reglamentaciones ambientales para vertimientos.
- Mezclas de agua producida con agua fresca
- Mezclas de agua producida con agua de captación
- Agua proveniente de mar.- bombeada a superficie desde una profundidad usualmente entre 100 – 200 pies a la cual el contenido de plancton es aceptablemente bajo.

El tamaño mínimo aceptable de las partículas sólidas depende principalmente de la naturaleza de la formación y en particular, del tamaño de garganta poral. De tal manera que el tamaño de los sólidos en el agua inyectada no debería exceder 1/3 del tamaño de poro según valores referenciales (DAKE, 2001).

CAPITULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES

Luego de haber realizado el estudio de gerenciamiento de inyección de agua de la arena L5 basado en un modelo de simulación numérica aplicando un flujo de trabajo propuesto, se pudo conocer lo siguiente:

1. Mediante el balance de materia y la simulación numérica se tiene:
 - a. POES en un rango estimado de 190 a 250 MMSTB
 - b. Acuífero activo caracterizado por el modelo de Carter - Tracy

c. Se necesita cerca de 50 MBPD para mantenimiento de presión

2. La matriz de evaluación técnica de manera cualitativa indicó que la inyección de agua en el yacimiento L5 resulta riesgoso por tener un acuífero lateral activo, alta permeabilidad, razón de movilidad desfavorable y un corte de agua del 93%. Por tal razón es conveniente buscar zonas que no estén tan conectadas con el acuífero ya que zonas dedadas de un yacimiento cuyo mecanismo es empuje hidráulico son contempladas para procesos EOR (agentes químicos).

3. Inyectar agua a un yacimiento con empuje hidráulico activo proporciona un pobre incremento del factor de recuperación debido a que el empuje natural ya realizó el barrido durante la recuperación primaria, por lo que mejorar la curva de flujo fraccional del fluido desplazante inyectando químicos es la opción a tomar en cuenta.

4. Las predicciones ejecutadas muestran que en un yacimiento con alta permeabilidad resulta complejo configurar un patrón de inyección debido a que el frente de invasión alcanza los pozos productores en

cuestión de días. Arrojó mejores resultados intentar utilizar pozos existentes para configurar los arreglos.

5. El screening numérico efectuado en las áreas seleccionadas muestra que los químicos entre ellos el polímero y el ASP se presentan como oportunidades para mejorar los resultados de la inyección de agua.

6. La caracterización geológica del campo es fundamental para definir las principales zonas de inyección no recomendándose en los modelos de simulación zonas cercanas a las fallas ni alejadas de la población de pozos puesto que un modelo de simulación se basa en un algoritmo.

7. Es recomendable para la selección de zonas pilotos los siguientes criterios:
 - a. Saturación de petróleo debe ser mayor de 50%.
 - b. Saturación de petróleo móvil debe ser mayor al 30%
 - c. Descartar zonas cercanas a barreras o fallas.

Una vez concluido el presente estudio aplicando el flujo de trabajo propuesto, el mismo que permitió realizar varios análisis de manera simplificada y concisa, optimizando tiempo y dejando el camino abierto para seguir estudiando más aspectos dentro de la arena L5, se llegó a la conclusión general de que inyectar agua convencional en un campo maduro en las zonas de mejor potencial hidrocarburífero considerando un yacimiento con empuje hidráulico, no genera un apreciable incremento de la producción pudiendo aplicarse para cuestiones de mantenimiento de presión en zonas despresurizadas para alargar la vida productiva de los pozos. Pero si dicha agua es inyectada en zonas cercanas al acuífero con agentes químicos como es el caso del polímero, el incremento del factor de recuperación será favorable.

6.2 RECOMENDACIONES

Concluido el presente proyecto de tesis, se recomienda lo siguiente:

1. Uno de los intereses de la inyección es distinguir el movimiento de los fluidos, por lo que se recomienda analizar los núcleos de manera direccional, para poder tener mayor conocimiento de las permeabilidades y no inferir dicha información en función de la permeabilidad absoluta.
2. Recaracterizar las zonas patrones, evaluar el factor de recuperación en zonas promedio y en tres zonas de distinta calidad de roca.
3. En campos maduros con empuje hidráulico, se recomienda perforar pozos productores del tipo horizontal en lugar de verticales.
4. Usar trazadores para de esta manera integrar el monitoreo de campo con el monitoreo usando la simulación numérica de yacimiento.

APÉNDICES

APÉNDICE No. 1 - GLOSARIO

Agua de Barrido.- Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo en el yacimiento.

Agua Buena.- También conocida como agua aceptable la cual es producida a una tasa inferior al límite económico del WOR. La producción de agua buena se da cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación, es decir, contribuye a la producción de crudo.

Agua Mala.- También conocida como agua excesiva la cual es producida a una tasa superior al límite económico del WOR. Agua que no contribuye a la producción de petróleo y provoca la disminución de la presión.

Drenaje.- Se refiere a la disminución de la fase mojante en el medio poroso.

Facie: Las características generales de una unidad de roca, que reflejan su origen y la diferencian de otras unidades adyacentes. La fuente mineralógica y sedimentaria, el contenido fósil, las estructuras sedimentarias y la textura distinguen una facie de otra.

Histéresis Capilar.- Es la diferencia que existe entre las curvas de drenaje e imbibición debido al cambio de saturación de una fase determinada.

Imbibición.- Se refiere al aumento de la fase mojante en un medio poroso.

Inyectividad.- Medida de la cantidad de líquido que se puede bombear en un pozo (o en una zona) con una diferencia dada entre la presión del fluido de inyección y la presión de la formación.

Polímero.- Químico ampliamente usado dentro del EOR para reducir la razón de movilidad y obtener un mejor control del barrido.

Presión de Burbuja.- Presión a la cual se libera la primera burbuja de gas en el petróleo.

Punto de Ruptura.- Tiempo a la cual el agua inyectada irrumpe en los pozos productores a través de la capa de mayor conductividad (permeabilidad).

PVT.- Serie de análisis que se realizan en laboratorio para determinar propiedades de los fluidos que permiten relacionar los volúmenes a ciertas condiciones de presión y temperatura del yacimiento.

Recuperación Secundaria de Petróleo.- Se refiere a técnicas como, inyección de agua o gas, cuyo propósito en parte es mantener la presión del reservorio.

Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR - Enhanced Oil Recovery).- Es el recobro de petróleo por la inyección de materiales que no se encuentran normalmente presentes en el yacimiento, y que no se enfocan en el mantenimiento de la presión.

Reservas.- Define como la cantidad de petróleo recuperable de yacimientos conocidos bajo la tecnología existente y consideraciones económicas.

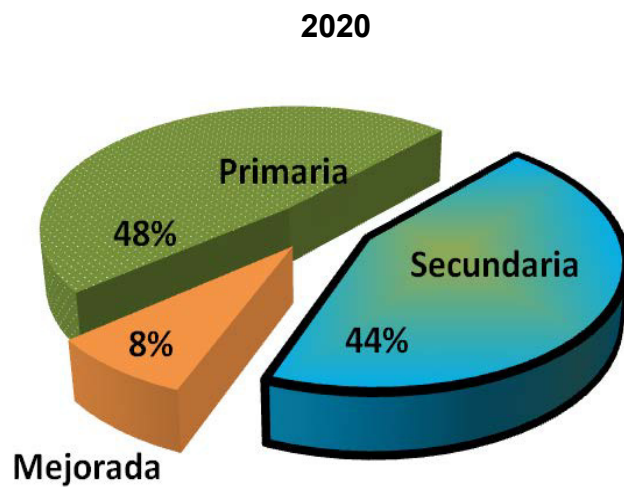
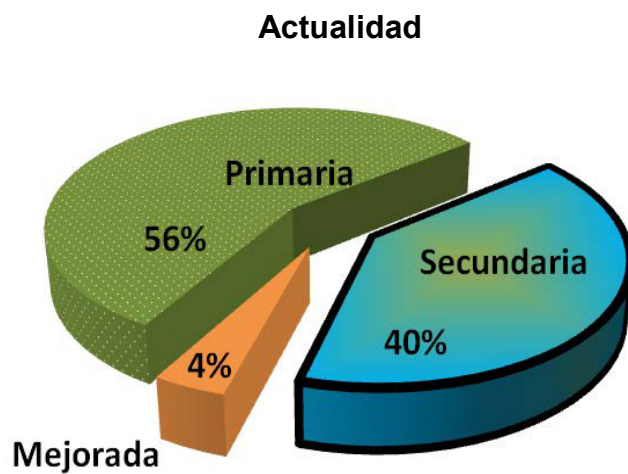
Yacimiento Subsaturado.- Yacimiento cuya presión se encuentra por encima del punto de burbuja lo cual indica que no hay gas libre, es decir, solo agua y petróleo con gas en solución.

Zona de Pago Continua.- Definido como la porción de la zona total de pago que está conectada hidráulicamente entre dos pozos.

Zona de Pago Discontinua.- Fracción de la zona total de pago que se conecta a un solo pozo.

APÉNDICE No. 2 - ESTADÍSTICAS DE INYECCIÓN DE AGUA

Datos tomados del Paper SPE-169459-MS, Waterflooding in Colombia: Past, Present and Future, 2014.



APÉNDICE No. 3 - BALANCE DE MATERIA

Tabla 3A: Datos de Producción como Input del Balance de Materia

N Pozos Activos	Fecha	Np		Wp		Qw	Qw	Gp	Tiempo (días)
		ACUMULADO PETROLEO (MbbL)	ACUMULADO PETROLEO bbl	ACUMULADO AGUA (MbbL)	ACUMULADO AGUA bbl	Tasa Agua bbl/m	Tasa Agua bbl/d	ACUMULADO GAS (Mcf)	
2	01/02/2003	48	48.052	1	991	991		1593	0
2	01/03/2003	116	116.414	2	2.278	1287	42	3313	31
2	01/04/2003	197	197.071	5	4.976	2698	90	5236	30
2	01/05/2003	270	269.881	8	7.997	3021	97	8759	31
2	01/06/2003	368	368.055	14	13.806	5809	194	11326	30
2	01/07/2003	471	470.818	15	15.159	1353	44	13803	31
2	01/08/2003	567	566.940	25	25.118	9959	321	15973	31
2	01/09/2003	657	657.190	35	34.711	9593	320	18204	30
2	01/10/2003	768	767.772	48	48.332	13621	439	20671	31
2	01/11/2003	874	873.526	62	61.914	13582	453	23462	30
2	01/12/2003	958	958.129	75	74.780	12866	415	25882	31
2	01/01/2004	1052	1.051.890	99	98.828	24048	776	29516	31
3	01/02/2004	1134	1.133.804	99	99.163	335	12	32236	29
3	01/03/2004	1319	1.318.934	105	105.071	5908	191	39865	31
4	01/04/2004	1650	1.650.216	114	113.947	8876	296	53450	30
4	01/05/2004	1942	1.942.498	156	156.398	42451	1369	65874	31
4	01/06/2004	2228	2.228.206	192	191.659	35261	1175	76847	30
4	01/07/2004	2476	2.475.979	194	194.267	2608	84	86494	31
5	01/08/2004	2767	2.766.629	198	197.887	3620	117	96946	31
5	01/09/2004	3104	3.103.819	203	202.618	4731	158	110513	30
5	01/10/2004	3369	3.368.848	219	219.283	16665	538	121508	31
6	01/11/2004	3696	3.696.173	247	246.879	27596	920	134424	30
7	01/12/2004	4011	4.010.858	283	283.418	36539	1179	147785	31

Tabla 3B: Datos de Presión y PVT como Input del Balance de Materia

Tiempo días (acum.)	Presión Yacimiento (psia)	Fecha	Presión Yacimiento (psia)	ΔP (psia)	Bo rb/stb	F (rb)
0	2799,24	01/02/2003	2799,24	0	1,069	52393
31	2785,70	01/03/2003	2785,70	13,54	1,069	126816
61	2770,71	01/04/2003	2770,71	14,99	1,069	215849
92	2756,19	01/05/2003	2756,19	14,51	1,070	296836
122	2741,20	01/06/2003	2741,20	14,99	1,070	407827
153	2726,69	01/07/2003	2726,69	14,51	1,070	519178
184	2711,69	01/08/2003	2711,69	14,99	1,070	632269
214	2696,70	01/09/2003	2696,70	14,99	1,070	738722
245	2682,19	01/10/2003	2682,19	14,51	1,070	871075
275	2667,19	01/11/2003	2667,19	14,99	1,070	998248
306	2652,68	01/12/2003	2652,68	14,51	1,070	1102069
337	2637,69	01/01/2004	2637,69	14,99	1,070	1227174
366	2622,69	01/02/2004	2622,69	14,99	1,070	1315312
397	2608,67	01/03/2004	2608,67	14,03	1,071	1519668
427	2593,67	01/04/2004	2593,67	14,99	1,071	1883590
458	2579,16	01/05/2004	2579,16	14,51	1,071	2240230
488	2564,17	01/06/2004	2564,17	14,99	1,071	2582527
519	2549,65	01/07/2004	2549,65	14,51	1,071	2850779
550	2534,66	01/08/2004	2534,66	14,99	1,071	3166052
580	2519,67	01/09/2004	2519,67	14,99	1,071	3532378
611	2505,15	01/10/2004	2505,15	14,51	1,071	3833690
641	2490,16	01/11/2004	2490,16	14,99	1,071	4213016
672	2475,65	01/12/2004	2475,65	14,51	1,071	4588020

Tabla 3C: Modelo de Acuífero de Carter - Tracy

j	tj (dias)	Pj (psia)	ΔPj (psia)	tDj	PD(tj)	PD'(tj)	We rb/mes	We rb/dia	We(rb) Acum	We/(Eo+Efw) stb	N stb
0	0	2799	0	0,00	0,000	#DIV/0!					
1	31	2786	13,54	1,32	0,887	0,2351			8.326	50.718.714	721.757.918
2	61	2771	28,54	2,60	1,115	0,1376	14.573	486	22.900	82.800.991	697.668.004
3	92	2756	43,05	3,93	1,268	0,0978	20.245	653	43.144	114.848.186	675.318.466
4	122	2741	58,04	5,21	1,379	0,0769	24.499	817	67.643	140.017.310	704.164.637
5	153	2727	72,55	6,53	1,471	0,0631	29.691	958	97.334	167.182.023	724.565.706
6	184	2712	87,55	7,85	1,548	0,0536	34.094	1.100	131.428	190.573.468	726.232.044
7	214	2697	102,54	9,13	1,612	0,0469	37.158	1.239	168.586	212.162.456	717.507.703
8	245	2682	117,06	10,46	1,670	0,0415	42.257	1.363	210.843	235.919.854	738.758.053
9	275	2667	132,05	11,74	1,721	0,0374	44.804	1.493	255.647	255.354.061	741.751.217
10	306	2653	146,56	13,06	1,768	0,0339	49.962	1.612	305.609	277.763.920	723.893.327
11	337	2638	161,56	14,38	1,811	0,0310	53.747	1.734	359.356	297.557.101	718.579.946
12	366	2623	176,55	15,62	1,848	0,0287	53.876	1.858	413.231	314.807.128	687.221.905
13	397	2609	190,58	16,94	1,884	0,0267	60.865	1.963	474.096	337.222.169	743.711.015
14	427	2594	205,57	18,22	1,917	0,0249	62.437	2.081	536.533	353.959.771	888.675.250
15	458	2579	220,08	19,54	1,949	0,0233	67.879	2.190	604.412	374.271.773	1.012.951.327
16	488	2564	235,08	20,83	1,978	0,0220	69.127	2.304	673.539	391.060.096	1.108.366.911
17	519	2550	249,59	22,15	2,006	0,0208	74.708	2.410	748.248	410.799.552	1.154.322.116
18	550	2535	264,58	23,47	2,033	0,0197	78.118	2.520	826.366	428.416.983	1.212.974.875
19	580	2520	279,58	24,75	2,057	0,0187	78.916	2.631	905.282	445.108.649	1.291.688.910
20	611	2505	294,09	26,07	2,082	0,0178	84.721	2.733	990.003	464.148.422	1.333.220.874
21	641	2490	309,08	27,35	2,104	0,0170	85.240	2.841	1.075.243	479.936.853	1.400.550.411
22	672	2476	323,60	28,68	2,126	0,0163	91.199	2.942	1.166.443	498.589.483	1.462.534.193

APÉNDICE No. 4 - LISTADO DE POZOS

Tabla 4A: Pozos que Han Producido de L5

#	POZO	COORDENADA EN X	COORDENADA EN Y	ESTADO
1	ROMAA-031M1	378989.5042	9939973.154	ACTIVO
2	ROMAA-002M1	379162.795	9941503.454	INACTIVO
3	ROMAA-001M1	377907.1236	9940807.347	ACTIVO
4	ROMAB-047M1	375827.0697	9943076.435	INACTIVO
5	ROMAA-057HM1	378167.5257	9940385.181	ACTIVO
6	ROMAA-058M1	377204.6389	9940612.773	INACTIVO
7	ROMAA-056HM1	378527.6219	9940599.188	ACTIVO
8	ROMAC-030M1	379274.0281	9939113.001	ACTIVO
9	ROMAB-051HS1M1	376120.5034	9942068.055	ACTIVO
10	ROMAC-028M1	378195.6794	9938283.005	INACTIVO
11	ROMAC-022HM1	378615.2402	9938955.54	ACTIVO
12	ROMAC-020M1	380088.2098	9938796.878	INACTIVO
13	ROMAD-010M1	379231.4227	9937274.062	INACTIVO
14	ROMAC-095HM1	379468.4338	9939419.691	ACTIVO
15	ROMAC-091HM1	378893.0527	9939474.028	ACTIVO
16	ROMAD-038M1	378805.8775	9935998.136	ACTIVO
17	ROMAD-048HM1	380423.0345	9938431.459	ACTIVO
18	ROMAD-050M1	379599.2932	9938853.28	ACTIVO
19	ROMAD-016S1M1	381094.614	9936788.761	INACTIVO
20	ROMAF-037M1	380004.1653	9940637.802	INACTIVO
21	ROMAG-046M1	381978.0812	9932915.978	INACTIVO
22	ROMAF-033M1	381230.9287	9940886.251	INACTIVO
23	ROMAG-044S1M1	380668.7253	9933265.319	INACTIVO
24	ROMAG-045M1	381618.9285	9935474.86	INACTIVO
25	ROMAF-035M1	379810.2435	9941441.731	INACTIVO
26	ROMAE-019M1	379561.4212	9943190.196	ACTIVO
27	ROMAF-098M1	379856.9225	9943192.141	ACTIVO
28	ROMAD-114HM1	379307.9556	9936542.341	ACTIVO
29	ROMAG-036M1	379679.3772	9935672.427	ACTIVO
30	ROMAF-061M1	379311.4897	9941162.108	ABANDONADO
31	ROMAF-061AHM1	379405.8276	9941348.791	ACTIVO
32	ROMAF-116S1M1	379828.334	9941946.133	ACTIVO
33	ROMAF-097M1	380199.147	9941576.75	INACTIVO
34	ROMAG-034M1	380311.5583	9935843.64	INACTIVO
35	ROMAF-118M1	380555.07	9940861.51	INACTIVO
36	ROMAK-108HM1	377244.98	9940967	ACTIVO
37	ROMAL-132M1	374537.34	9944689.71	ACTIVO
38	ROMAJ-073M1	380358.1072	9938451.285	INACTIVO
39	ROMAI-115M1	379311.946	9933557.525	INACTIVO
40	ROMAK-112HM1	378335.05	9941060.77	ACTIVO
41	INJ_3_F118			INYECTOR

APÉNDICE No. 5 - DEMOSTRACIONES

3.1 Ecuación de Flujo Fraccional

Expresando las velocidades de cada fluido con la ecuación de Darcy:

$$u_o = -\frac{k_o}{\mu_o} \left(\frac{\partial P_o}{\partial L} + g \rho_o \sin \alpha \right)$$

$$u_w = -\frac{k_w}{\mu_w} \left(\frac{\partial P_w}{\partial L} + g \rho_w \sin \alpha \right)$$

Ordenando las ecuaciones anteriores:

$$u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\frac{\partial P_o}{\partial L} - g \rho_o \sin \alpha$$

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} = -\frac{\partial P_w}{\partial L} - g \rho_w \sin \alpha$$

Restando las ecuaciones, se obtiene:

$$u_w \frac{\mu_w}{k_w} - u_o \frac{\mu_o}{k_o} = -\left(\frac{\partial P_w}{\partial L} - \frac{\partial P_o}{\partial L} \right) - g (\rho_w - \rho_o) \sin \alpha$$

La presión capilar es definida como:

$$P_c = P_o - P_w$$

Sustituyendo se obtiene:

$$uw \frac{\mu w}{kw} - uo \frac{\mu o}{ko} = \frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha$$

La velocidad del flujo puede ser expresada así:

$$ut = uo + uw$$

Sustituyendo:

$$uw \frac{\mu w}{kw} - (ut - uw) \frac{\mu o}{ko} = \frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha$$

Ordenando:

$$uw \left(\frac{\mu w}{kw} + \frac{\mu o}{ko} \right) - ut \frac{\mu o}{ko} = \frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha$$

Dividiendo para ut:

$$\frac{uw}{ut} \left(\frac{\mu w}{kw} + \frac{\mu o}{ko} \right) - \frac{\mu o}{ko} = \frac{1}{ut} \left(\frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)$$

Despejando la ecuación para $\frac{uw}{ut}$, se obtiene:

$$\frac{uw}{ut} = \frac{\frac{\mu o}{ko} + \frac{1}{ut} \left(\frac{\partial Pc}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{\frac{\mu w}{kw} + \frac{\mu o}{ko}}$$

El flujo fraccional del agua puede ser expresado en función de velocidades:

$$f_w = \frac{uw}{ut}$$

Sustituyendo f_w y dividiendo para $\frac{\mu_o}{k_o}$, se obtiene como resultado la siguiente ecuación de flujo fraccional:

$$f_w = \frac{1 + \frac{k_o}{ut \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - g \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w}}$$

Expresada en unidades de campo y en función de i_w en lugar de ut :

$$f_w = \frac{1 + \frac{0.001127 k_{ro} A}{i_w \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - 0.433 \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}}$$

Si se desea, la ecuación puede ser expresada de una forma generalizada:

$$f_d = \frac{1 + \frac{0.001127 k_{ro} A}{i_d \mu_o} \left(\frac{\partial P_c}{\partial L} - 0.433 \Delta \rho \sin \alpha \right)}{1 + \frac{\mu_d k_{ro}}{\mu_o k_{rd}}}$$

Donde:

i_d : Tasa de inyección, BFPD

dP_c/dx : Gradiente de presión capilar, psi/ft

k : Permeabilidad absoluta, mD

kro; Permeabilidad relativa del petróleo, fracción

krd: Permeabilidad relativa del desplazante, fracción

μ_o : Viscosidad de lpetróleo, cP

μ_d : Viscosidad del desplazante, cP

A: Área de la sección transversal del yacimiento, ft²

ρ_o : Densidad de petróleo, lbm/ft³

ρ_d : Densidad del desplazante, lbm/ft³

α : Ángulo medio entre la horizontal (eje positivo) y la dirección del flujo,
grados

0,001127: Factor de conversión en unidades de campo, bls/día-ft²

0,00694: Factor de conversión, psi/ft

3.2 Ecuación de Avance Frontal

$$Q_T = Q_w + Q_o$$

Otra forma de escribir la ecuación de flujo fraccional:

$$fd = \frac{Q_w}{Q_T} = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w}$$

Para un medio poroso lineal se tiene:

$$Q_{we} = Q_T f_{we}$$

$$Q_{ws} = Q_T f_{ws}$$

Caudal de agua en el medio poroso:

$$Q_{we} - Q_{ws} = Q_T (f_{we} - f_{ws})$$

Considerando el volumen del medio poroso, se identifica el volumen de agua que ingresa al elemento poroso mediante la ecuación:

$$V_{we} = A \Delta x \Phi S_{w_x}$$

Mientras que el volumen de agua que sale del elemento poroso es:

$$V_{ws} = A \Delta x \Phi S_{w_{x+\Delta x}}$$

Por lo que el volumen de agua que se aloja en el medio poroso es:

$$V_w = A \Delta x \Phi (S_{w_x} - S_{w_{x+\Delta x}})$$

Con esto se deriva la ecuación de continuidad:

$$\frac{A \Delta x \Phi (S_{w_x} - S_{w_{x+\Delta x}})}{\Delta t} = Q_T (f_{we} - f_{ws})$$

Ordenando e integrando la expresión se obtiene la ecuación de avance frontal:

$$X = \frac{Q_T t}{A \Phi} \left(\frac{\delta f_w}{\delta S_w} \right)_{S_{wi}}$$

Esta ecuación es válida para cualquier fluido desplazante

$$X = \frac{Q_T t}{A \Phi} \left(\frac{\delta f_d}{\delta S_d} \right)_{S_{di}}$$

En unidades prácticas se tiene:

$$X = 5,615 \frac{Q_T t}{A \Phi} \left(\frac{\delta f_d}{\delta S_d} \right)_{S_{di}}$$

Donde:

5,615: Factor de conversión de bls a ft³

X: Distancia del yacimiento invadida por el desplazante a un tiempo determinado, ft

Q_T: Tasa total de inyección, BFPD

Q_w: Tasa de agua, BAPD

Q_o: Tasa de petróleo, BPPD

Q_{ws}: Tasa de agua que sale del medio poroso, BAPD

Q_{we}: Tasa de agua que entra al medio poroso, BAPD

t: Tiempo de inyección, días

A: Área de la sección transversal del yacimiento, ft²

Φ: Porosidad efectiva del yacimiento, fracción

($\frac{\partial f_d}{\partial S_d}$)_{sd}: Pendiente de la curva de flujo fraccional para el fluido desplazante a una saturación determinada, adimensional

Sw_x: Saturación de agua en el medio poroso, fracción

BIBLIOGRAFÍA

1. Slb.com. (2014, 24 de Agosto). Información General [Schlumberger] de: <http://www.slb.com/about/who/backgrounder.aspx>.
2. KUZNETZOV, D. *EOR Simulation*,
3. GONZALES, M. *Caracterización Dinámica de Yacimientos de Hidrocarburos*. 2012. p 55, 66.
4. CRAIG, F. *The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding*. Texas, USA. 1971. p 12 – 18, 29 – 30, 103 – 106.
5. GUTIERREZ, P., BEDOYA, R. *Optimización de Flujos de Trabajo para la Simulación de Yacimientos y Procesos de Recuperación Mejorada, Aplicados a un Campo de Petróleo Negro*. 2014. p 132.
6. ESCOBAR, H. *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva, Colombia. p 27, 121.
7. Lacomunidadpetrolera.com. (2014, 9 de Agosto). Curso de Propiedades de la Roca Yacimiento [La Comunidad Petrolera] de:

<http://www.lacomunidadpetrolera.com/cursos/propiedades-de-la-roca-yacimiento/definicion-de-compresibilidad.php>.

8. HERIOT-Watt University. *Production Technology I*. p 5 – 7.
9. TAREK, A. *Reservoir Engineering Handbook*. Burlington, USA. 2010. p 927 - 935, 942 - 945, 985 - 989.
10. PARIS, M. *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela. 2001. p 75 – 77, 89, 152 – 154, 203.
11. DAKE L, P. *The Practice of Reservoir Engineering*. 2001. p 110 – 116.
12. SLATT, R. *Stratigraphic Reservoir Characterization*. p 332.
13. BAILEY B., CRABTREE M., TYRIE J., ELPHICK J., KUCHUK F., ROMANO C., ROODHART L., *Control del Agua*.
14. WILLHITE, P. *Waterflooding*. Texas, USA. 1986. p 1 – 4, 32 – 34, 240.
15. EZEKWE, N. *Petroleum Reservoir Engineering Practice*. p 563 – 568.
16. HALL, H.N. *How to Analyze Waterflood Injection Well Performance*. 1963. p 128 - 130.
17. ROCHON J., CREUSOT M. R. & RIVET P., ROQUE C., RENARD M. *Water Quality for Water Injection Wells*. 1996.
18. SCHLUMBERGER. *Manejo de la Producción de Agua: De Residuo a Recurso*.
19. CASTRO, R. MAYA, G. MANTILLA, J. DIAZ, V. AMAYA, R. LOBO, A. ORDONEZ, A. & VILLAR, A. *Waterflooding in Colombia: Past, Present, and Future*. 2014. p 1 -3, 6 - 7.