

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO PARA IMPLEMENTAR RECUPERACIÓN MEJORADA
POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO DEL
ORIENTE ECUATORIANO**

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERA EN PETRÓLEOS**

JESÚS JESSENIA ROJAS CASTILLO
jesseniarjs@gmail.com

DIRECTOR: ING. IGNACIO BLADIMIR CERÓN GUERRA
ivcgoil@yahoo.es

Quito, Octubre 2013

DECLARACIÓN

Yo, Jesús Jessenia Rojas Castillo declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mi derecho de propiedad intelectual correspondiente a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley, Reglamento de Propiedad Intelectual y por la normatividad institucional vigente.

Jesús Jessenia Rojas Castillo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por JESÚS JESSENIA ROJAS CASTILLO, bajo mi supervisión.

Ing. Bladimir Cerón G.
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradezco a la empresa WEST OIL SERVICIOS WESTSERVIS S.A. y su personal por dar la facilidad para realizar este proyecto.

Un agradecimiento muy especial al Ingeniero Freddy Molina, las Ingenieras Nathalia Guerra y Johana Salazar, al igual que a los ingenieros de la empresa Geoconsult, por su ayuda y en especial por su amistad.

Al Ingeniero Bladimir Cerón director del proyecto, quien siempre supo brindarme una mano amiga, tuvo paciencia y confió hasta el final colaborando de manera indiscutible.

Agradezco a la Escuela Politécnica Nacional, a los profesores, trabajadores y compañeros de mi querida facultad por la convivencia de tantos años.

A mis familiares que me han apoyado en cada momento y me han sabido dar una palabra de aliento, en especial a mi chaparrita Lesly, mi padre Ramón, mi tía Rocío y a mi prima Karina.

A mis amigos quienes han hecho estos momentos más llevaderos. Muchas gracias a todos ellos.

J. Jessenia Rojas

DEDICATORIA

*A ti mi pequeño retoño quisiera regalarte el mundo entero,
bajarte las estrellas y hasta el mismo universo,
crearte la canción más hermosa con una simple tonada de mi voz...
a ti mi pequeña princesa lo mejor quiero regalarte...*

*Tú eres la luz de mis ojos, eres mi motor para seguir cada día,
ilumíname con tu sonrisa, con tu alegría, lléname de tu inocencia...
corro a la puerta de la casa para verte dormir en las tardes,
me siento a tu lado y te platico de mis días a tu lado...*

*Tú mi pequeña bendición que hace latir a mi corazón,
quiero regalarte la perfección de la vida y compartirla a tu lado...
quiero mostrarte las cosas bellas y lindas que nos conllevan día a día,
a ti mi pequeña muñeca mis mejores tesoros te entregaré...*

*Deseo cada día verte despertar y sonreír,
quiero guardar de ti cada instante, cada momento en los que te veo feliz...
eres tú mi mayor felicidad, eres mi triunfo y mi verdad
para ti mi pequeña hija te daría mi vida entera....te quiero princesa....*

Autor: Saguí (Seudónimo)

Con todo mi amor para mi chaparrita..... Lesly!

J. Jessenia Rojas

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	V
CONTENIDO.....	VI – XXI
SIMBOLOGÍA Y SIGLAS.....	XXII – XXV
RESUMEN	XXVI – XXVII
PRESENTACIÓN	XXVIII
CAPÍTULO 1	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO, CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS.....	1
1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	1
1.2 UBICACIÓN.....	1
1.3 GEOLOGÍA.....	2
1.3.1 ESTRUCTURAL.....	2
1.3.2 LITOLOGÍA.....	3
1.3.2.1 Formación Hollín	3
1.3.2.1.1 Arenisca Hollín Superior	3
1.3.2.1.2 Arenisca Hollín Inferior.....	4
1.3.2.2 Formación Napo.....	4
1.3.2.2.1 Arenisca U	4
1.3.2.2.2 Arenisca T	4
1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA.....	6
1.4.1 VOLUMEN DE ARCILLA	6
1.4.2 POROSIDAD.....	8
1.4.2.1 Porosidad efectiva.....	10
1.4.2.2 Porosidad a partir del perfil de densidad	10
1.4.2.3 Porosidad a partir del perfil neutrónico.....	10

1.4.3	SATURACIÓN DE AGUA	12
1.5	PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	17
1.5.1	VISCOSIDAD	17
1.5.1.1	Viscosidad del Petróleo	17
1.5.1.2	Viscosidad del Gas.....	19
1.5.1.3	Viscosidad del Agua	21
1.5.2	DENSIDAD	22
1.5.3	COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO.....	22
1.5.4	SOLUBILIDAD DEL GAS	23
1.5.5	PRESIÓN DE BURBUJA.....	25
1.5.6	FACTOR VOLUMÉTRICO	25
1.5.6.1	Factor volumétrico del Petróleo.....	25
1.5.6.2	Factor volumétrico del Gas.....	28
1.5.6.3	Factor volumétrico del Agua	30
1.6	PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO	30
1.6.1	PERMEABILIDAD RELATIVA.....	30
1.6.2	PRESIÓN CAPILAR	33
1.7	ANÁLISIS PVT	36
1.8	MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN	37
1.9	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN.....	39
1.10	FACILIDADES DE PRODUCCIÓN	39
1.11	REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN	40
1.12	HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN.....	40
1.12.1	PRUEBAS INICIALES	40
1.12.2	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	40
1.13	ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	42
1.14	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN	43
1.15	PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU POES	45
1.15.1	FACTOR DE RECOBRO	46
1.15.2	RESERVAS ORIGINALES Y REMANENTES	47
1.16	ANÁLISIS DE PRESIONES	47
1.16.1	ARENA U.....	48
1.16.2	ARENA T	48

CAPÍTULO 2	50
DEFINICIONES FUNDAMENTALES DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE POLÍMERO	50
2.1 INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN MEJORADA.....	50
2.2 PRINCIPALES PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDOS QUE INCIDEN EN LA EFECTIVIDAD DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA.....	53
2.2.1 PERMEABILIDAD.....	53
2.2.2 HUMECTABILIDAD	53
2.2.3 PRESIÓN CAPILAR.....	55
2.2.4 VISCOSIDAD	55
2.2.5 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO.....	55
2.2.6 PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO.....	56
2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA	56
2.3.1 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL (E_A).....	56
2.3.2 EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL (E_V).....	57
2.3.3 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (E_D).....	58
2.3.4 EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO (E_S).....	58
2.4 PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS	63
2.4.1 REFERENCIAS	63
2.4.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS	65
2.4.2.1 Definición de Polímeros	65
2.4.2.2 Clasificación de los Polímeros.....	65
2.4.2.2.1 Polímeros Naturales o Biopolímeros.....	65
2.4.2.2.2 Polímeros Semi-Sintéticos.....	66
2.4.2.2.3 Polímeros Sintéticos o Artificiales	66
2.4.2.3 Propiedades Químicas de los Polímeros utilizados en Procesos de Recuperación Mejorada.....	67
2.4.2.3.1 Las Poliácridamidas	67
2.4.2.3.2 Los Polisacáridos.....	69

2.4.2.3.3 Nuevos Polímeros para la Aplicación en Recuperación Mejorada	70
2.5 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS EN EL MEDIO POROSO	71
2.5.1 MECANISMOS DE REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD	73
2.5.1.1 Retención de las moléculas de Polímeros	74
2.5.1.1.1 Volumen Poroso Inaccesible.....	74
2.5.1.1.2 Adsorción.....	75
2.5.1.1.3 Entrampamiento.....	75
2.6 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO	76
2.6.1 TASA DE CORTE	76
2.6.2 EFECTO SALINO.....	77
2.6.2.1 Efecto sobre la Viscosidad	77
2.6.2.2 Efecto sobre la Adsorción del Polímero.....	77
2.6.2.3 Reducción de la Permeabilidad.....	77
2.7 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	78
CAPÍTULO 3.....	79
 APLICACIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN MATEMÁTICA EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	79
3.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS	79
3.2 ASPECTOS BÁSICOS.....	80
3.3 ANTECEDENTES.....	80
3.4 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO	82
3.4.1 ECUACIONES MATEMÁTICAS FUNDAMENTALES DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO	83
3.4.1.1 Tratamiento de Viscosidad de los Fluidos	87
3.4.1.2 Tratamiento de Adsorción del Polímero.....	89

3.4.1.3 Tratamiento de Reducción de Permeabilidad y Volumen Poroso muerto	89
3.4.1.4 Tratamiento de Reducción de la Viscosidad por Corte.....	90
3.4.2 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA	91
3.4.2.1 Inicialización	92
3.4.2.2 Ajuste Histórico	92
3.4.2.3 Predicciones.....	93
3.4.3 TIPOS DE SIMULADORES.....	93
3.4.3.1 Simulador Black-Oil.....	93
3.4.3.2 Composicional.....	94
3.4.3.3 Modelo Térmico.....	94
3.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS	94
3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PETREL.....	94
3.5.1.1 Interface del Usuario	96
3.5.1.1.1 Exploradores de Petrel	96
3.5.1.1.2 Ventana de visualización	96
3.5.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE BLACK OIL (ECLIPSE 100).....	97
3.5.2.1 Cómo trabaja ECLIPSE.....	97
3.5.2.2 Launcher de ECLIPSE	98
3.6 MODELO DE SIMULACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO	99
3.6.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO	99
3.6.1.1 Recopilación de la Información	99
3.6.1.2 Modelo Estructural y Geológico.....	100
3.6.1.2.1 Distribución vertical.....	101
3.6.1.2.2 Zonas y capas.....	101
3.6.1.3 Continuidad de las Arenas.....	103
3.6.1.4 Modelo Petrofísico.....	105
3.6.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO	109
3.6.2.1 Recolección de la Información	109
3.6.2.2 Inicialización del Modelo Dinámico.....	110
3.6.2.2.1 Presiones Iniciales	111
3.6.2.2.2 Contacto Agua – Petróleo	111
3.6.2.2.3 Análisis PVT.....	112

3.6.2.2.4	Análisis de las Propiedades de la Roca (SCAL)	113
3.6.2.2.5	Datos de Completación y Producción (SCHEDULE)	113
3.6.2.3	Ajuste del Modelo	114
3.6.2.3.1	Ajuste de la Tasa líquida	115
3.6.2.3.2	Ajuste de Presiones	116
3.6.2.3.3	Ajuste de la Presión de Fondo fluvente (Pwf)	119
3.6.2.3.4	Ajuste Global/Regional de las Producciones Históricas del petróleo y agua	119
3.6.2.4	Modelo Dinámico Ajustado	122
3.6.2.5	Límites para el pozo productor	126
3.7	ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ÁREA DE INYECCIÓN	127
3.8	USO DE LA OPCIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN ECLIPSE	131
3.8.1	CARGA DE DATA EN OFFICE	131
3.8.2	INTRODUCCIÓN DE DATOS CORRESPONDIENTES A LA OPCIÓN	134
3.9	DEFINICIÓN DEL CASO BASE	142
3.10	CASO I (INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL)	143
3.11	CASO II (INYECCIÓN DE POLÍMEROS)	144
3.12	CASO III (INYECCIÓN DE POLÍMEROS + POZOS PERFORADOS)	145
3.13	EVALUACIÓN DE LOS CASOS MEDIANTE EL SIMULADOR	146
	CAPÍTULO 4	147
	PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS	147
4.1	COMPARACIÓN ENTRE EL CASO DE MANTENER LAS CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN (CASO BASE) CON LOS MODELOS DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL (CASO I) Y EL MODELO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO (CASO II)	147
4.2	SENSIBILIDADES DE PARÁMETROS EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS (CASO II)	151
4.2.1	CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO (Cp)	151
4.2.2	TAMAÑOS DE BACHES DE POLÍMERO	158
4.3	COMPLETACIÓN DE POZOS PERFORADOS (CASO III)	166

CAPÍTULO 5	171
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	171
5.1 CONCLUSIONES	171
5.2 RECOMENDACIONES.....	175
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	178
ANEXOS	180

ÍNDICE DE TABLAS

CAPÍTULO 1

TABLA 1.1 Métodos de estimación de Porosidad.....	9
TABLA 1.2 Resultados de análisis convencionales	9
TABLA 1.3 Valores de Salinidad	13
TABLA 1.4 Resultado del análisis petrofísico de la zona de pago	14
TABLA 1.5 Viscosidad del petróleo.....	18
TABLA 1.6 Viscosidad del gas.....	19
TABLA 1.7 Viscosidad del Agua	21
TABLA 1.8 Densidad de los fluidos.....	22
TABLA 1.9 Compresibilidad de los fluidos	23
TABLA 1.10 Solubilidad del gas.....	24
TABLA 1.11 Presión de burbuja.....	25
TABLA 1.12 Factor volumétrico del petróleo.....	26
TABLA 1.13 Factor volumétrico del gas.....	29
TABLA 1.14 Factor volumétrico del agua	30
TABLA 1.15 Permeabilidad Relativa – Arena U.....	31
TABLA 1.16 Permeabilidad Relativa – Arena T	32
TABLA 1.17 Presión Capilar – Arena U	34
TABLA 1.18 Presión Capilar – Arena T.....	34
TABLA 1.19 Datos PVT promedio del Campo	36
TABLA 1.20 Características de los Mecanismos Naturales de Producción	38
TABLA 1.21 Producción Estimada 2013 – 2016.....	41
TABLA 1.22 Resumen general del estado de los pozos.....	42
TABLA 1.23 Pruebas de producción por pozo	44
TABLA 1.24 Producción diaria por Arena	44
TABLA 1.25 Reservas Originales y Remanentes para las arenas U y T	47

CAPÍTULO 2

TABLA 2.1 Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos.....	52
TABLA 2.2 Efectos de la Humectabilidad en la Saturación	54

TABLA 2.3 Relación de Movilidades.....	60
TABLA 2.4 Factibilidad de Aplicación para procesos de Recuperación Mejorada	61

CAPÍTULO 3

TABLA 3.1 Información disponible para la construcción del Modelo Estático..	100
TABLA 3.2 División vertical de las celdas.....	101
TABLA 3.3 Distribución de la Malla Geológica.....	103
TABLA 3.4 Litotipos para el Modelo de Facies	105
TABLA 3.5 Cálculo del POES.....	108
TABLA 3.6 Información PVT.....	109
TABLA 3.7 Información Núcleos.....	109
TABLA 3.8 Información Eventos y Producción	110
TABLA 3.9 Presiones Iniciales a un Datum	111
TABLA 3.10 CAP para la Arena U	111
TABLA 3.11 Propiedades del Acuífero del Modelo Dinámico	117
TABLA 3.12 Puntos de conexiones del Acuífero del Modelo Dinámico	117
TABLA 3.13 POES y FR – Arena U y Modelo de Inyección.....	126
TABLA 3.14 Límites en las Predicciones para el pozo productor	126
TABLA 3.15 Condiciones Actuales de los Pozos seleccionados	128
TABLA 3.16 Distribución areal del Modelo de Inyección	129
TABLA 3.17 Áreas de Drenaje.....	130
TABLA 3.18 Volumen Poroso	130
TABLA 3.19 Resumen de los keyword	135
TABLA 3.20 Controles de salida para la sección SUMMARY	136
TABLA 3.21 Distancia entre pozos	143
TABLA 3.22 Ubicación y Completación de los pozos seleccionados.....	144
TABLA 3.23 Límites en las Predicciones para el CASO I	144
TABLA 3.24 Límites en las Predicciones para el CASO II	145

CAPÍTULO 4

TABLA 4.1 Factor de recobro y corte de agua a diferentes concentraciones ..	152
------------------------------------------------------------------------------------	-----

TABLA 4.2 Factor de recobro y corte de agua a diferentes tamaños de baches de Polímero 161

TABLA 4.3 VPxppm para diferentes tamaños de baches de Polímero 165

TABLA 4.4 Ubicación y Completación de los pozos 167

CAPÍTULO 5

TABLA 5.1 POES – Modelo de Inyección 172

TABLA 5.2 Producción estimada y factor de recobro 173

TABLA 5.3 Ubicación y Completación de los pozos 176

ÍNDICE DE FIGURAS

CAPÍTULO 1

FIGURA 1.1	Ubicación del Campo.....	2
FIGURA 1.2	Columna Estratigráfica Cuenca Oriente.....	5
FIGURA 1.3	Cuadro de diálogo para indicadores de arcilla.....	7
FIGURA 1.4	Plot cálculo del volumen de arcilla.....	8
FIGURA 1.5	Cuadro de diálogo para porosidad y saturación de agua.....	11
FIGURA 1.7	Plot de resultados de las propiedades petrofísicas.....	16
FIGURA 1.8	Viscosidad del petróleo – Arena U.....	17
FIGURA 1.9	Viscosidad del petróleo – Arena T.....	18
FIGURA 1.10	Viscosidad del gas – Arena U.....	20
FIGURA 1.11	Viscosidad del gas – Arena T.....	20
FIGURA 1.12	Solubilidad del gas – Arena U.....	23
FIGURA 1.13	Solubilidad del gas – Arena T.....	24
FIGURA 1.14	Factor volumétrico del petróleo – Arena U.....	27
FIGURA 1.15	Factor volumétrico del petróleo – Arena T.....	27
FIGURA 1.16	Factor volumétrico del gas – Arena U.....	28
FIGURA 1.17	Factor volumétrico del gas – Arena T.....	29
FIGURA 1.18	Curva de Permeabilidades Relativas – Arena U.....	31
FIGURA 1.19	Curva de Permeabilidades Relativas – Arena T.....	32
FIGURA 1.20	Curva de Presión Capilar – Arena U.....	35
FIGURA 1.21	Curva de Presión Capilar – Arena T.....	35
FIGURA 1.22	Producción Estimada 2013 – 2016.....	42
FIGURA 1.23	Distribución de la Producción diaria por Arena.....	45
FIGURA 1.24	Sistema de Clasificación de Recursos.....	46
FIGURA 1.25	Historial de Presiones para la Arena U.....	48
FIGURA 1.26	Historial de Presiones para la Arena T.....	49

CAPÍTULO 2

FIGURA 2.1	Esquemas de Mecanismos de Producción.....	51
FIGURA 2.2	Esquema de la distribución de fluidos en sistemas mojados por agua o petróleo durante la inyección de agua.....	54

FIGURA 2.3	Eficiencia vertical de barrido	58
FIGURA 2.4	Procesos de Inyección	64
FIGURA 2.5	Clasificación de los Polímeros	66
FIGURA 2.6	Estructura Primaria de la Poliacrilamida	68
FIGURA 2.7	Estructura de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada	68
FIGURA 2.8	Estructura Primaria de la Molécula Xantano	70
FIGURA 2.9	Estructura molecular de nuevos Polímeros para EOR.....	71
FIGURA 2.10	Esquema del Proceso de Inyección de Polímeros.....	73
FIGURA 2.11	Diagrama de los Mecanismos de Retención de Polímeros.....	75

CAPÍTULO 3

FIGURA 3.1	Flujo dentro de una celda	83
FIGURA 3.2	Ventana de inicio de PETREL.....	95
FIGURA 3.3	Interface de Usuario.....	97
FIGURA 3.4	Launcher o Plataforma de Eclipse	98
FIGURA 3.5	Distribución espacial de la Falla	100
FIGURA 3.6	Malla Geológica del Modelo.....	102
FIGURA 3.7	Distribución de las capas generadas en 3D.....	102
FIGURA 3.8	Dimensionamiento de Celda.....	103
FIGURA 3.9	Corte Estructural – Arena U	104
FIGURA 3.10	Escalamiento del Modelo de Porosidad.....	106
FIGURA 3.11	Escalamiento del Modelo de Saturación de Agua.....	106
FIGURA 3.12	Distribución espacial de la Porosidad	107
FIGURA 3.13	Distribución espacial de la Permeabilidad	107
FIGURA 3.14	Distribución espacial de la Saturación de Agua	108
FIGURA 3.15	Distribución de celdas – Keyword ACNUM.....	110
FIGURA 3.16	Contacto Agua – Petróleo / Registro eléctrico	112
FIGURA 3.17	Carga de eventos de Producción.....	113
FIGURA 3.18	Producción del Campo.....	114
FIGURA 3.19	Saturación de Agua y Petróleo (Inicial)	115
FIGURA 3.20	Tasa líquida del Modelo Ajustado a la Tasa líquida Histórica	116
FIGURA 3.21	Puntos de Conexión del Acuífero Analítico del área de estudio...	118
FIGURA 3.22	Ajuste de Presión de la unidad U.....	118

FIGURA 3.23	CAP – Regiones de Equilibrio.....	120
FIGURA 3.24	Curvas de Permeabilidades Relativas Agua – Petróleo Finales .	121
FIGURA 3.25	Curva de Presión Capilar Final	122
FIGURA 3.26	Ajuste de Global de la Producción Petróleo – Agua	123
FIGURA 3.27	POES – Arena U.....	124
FIGURA 3.28	Factor de Recobro – Arena U	124
FIGURA 3.29	POES – Modelo Dinámico	125
FIGURA 3.30	Factor de Recobro del Modelo.....	125
FIGURA 3.31	Ubicación de los pozos – Modelo de Inyección	127
FIGURA 3.32	Ventana principal Office	131
FIGURA 3.33	Proyecto creado en Office	132
FIGURA 3.34	Importando un archivo de datos en Office	133
FIGURA 3.35	Archivo de datos cargado en Office	133
FIGURA 3.36	Ventana para activar la opción Polymer Flood Model	137
FIGURA 3.37	Ventana del keyword PLYMAX	137
FIGURA 3.38	Ventana del keyword PLYVISC.....	138
FIGURA 3.39	Ventana del keyword Todd- Longstaff	139
FIGURA 3.40	Ventana del keyword PLYROCK.....	140
FIGURA 3.41	Ventana del keyword PLYROCK.....	141

CAPÍTULO 4

FIGURA 4.1	Producción acumulada de petróleo de la inyección de agua convencional, inyección de polímero y condiciones actuales.....	148
FIGURA 4.2	Corte de agua de la inyección de agua convencional, inyección de polímero y condiciones actuales	149
FIGURA 4.3	Producción de petróleo en la inyección de agua convencional, inyección de polímero y condiciones actuales	150
FIGURA 4.4	Factor de recobro para diferentes concentraciones de Polímero .	151
FIGURA 4.5	Factor de recobro para diferentes concentraciones de Polímero .	152
FIGURA 4.6	Comportamiento del factor de recobro a diferentes concentraciones de Polímero.....	153
FIGURA 4.7	Adsorción del Polímero vs Polímero en solución	154

FIGURA 4.8 Efectos de la adsorción del Polímero a diferentes concentraciones	155
FIGURA 4.9 Corte de agua para diferentes concentraciones de Polímero	156
FIGURA 4.10 Corte de agua para concentraciones de solución polimérica menores a 800 ppm	156
FIGURA 4.11 Corte de agua para concentraciones de solución polimérica mayores a 800 ppm.....	157
FIGURA 4.12 Comportamiento del corte de agua a diferentes concentraciones de Polímero.....	158
FIGURA 4.13 Factor de recobro de petróleo para diferentes tamaños de baches de Polímero.....	159
FIGURA 4.14 Factor de recobro de petróleo para diferentes tamaños de baches de Polímero.....	160
FIGURA 4.15 Comportamiento del factor de recobro en función de tamaños de baches de Polímero	162
FIGURA 4.16 Corte de agua para diferentes tamaños de baches de Polímero	163
FIGURA 4.17 Corte de agua para diferentes tamaños de baches de Polímero	163
FIGURA 4.18 Distribución de la Solución Polimérica a diferentes tiempos de inyección	164
FIGURA 4.19 Comportamiento del corte de agua en función de tamaños de baches de Polímero	166
FIGURA 4.20 Producción Acumulada de petróleo CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III	167
FIGURA 4.21 Factor de recobro CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III	168
FIGURA 4.22 Producción acumulada de agua CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III	169
FIGURA 4.23 Modelo de Saturación de petróleo 3D – CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III	170
FIGURA 4.24 Modelo de Distribución del Polímero 3D – CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III	170

ÍNDICE DE ANEXOS

CAPÍTULO 1

ANEXO 1.1 Propiedades Petrofísicas	182
ANEXO 1.2 Pruebas Iniciales de pozos seleccionados	183
ANEXO 1.3 Trabajos de reacondicionamiento de pozos seleccionados	184
ANEXO 1.4 Historial de Producción del Campo.....	190
ANEXO 1.5 Diagramas de Completaciones de los pozos seleccionados	191

CAPÍTULO 2

ANEXO 2.1 Eficiencia vertical de barrido en la Inyección de Polímeros	196
ANEXO 2.2 Eficiencia areal de barrido en la Inyección de Polímeros	197
ANEXO 2.3 Infraestructura de Poliacrilamidas.....	198
ANEXO 2.4 Vías de Producción de Policrilamidas.....	199
ANEXO 2.5 Etapas en la Manufactura de Goma Xantano.....	200
ANEXO 2.6 Requerimientos de Materia prima para la Producción de Xantano	201
ANEXO 2.7 Materia Prima para la Producción de Xantano	202
ANEXO 2.8 Materias Primas Necesarias para la producción de Acrilamida	203
ANEXO 2.9 Materias Primas Necesarias para la producción de Poliacrilamida	203

CAPÍTULO 3

ANEXO 3.1 Concentración del polímero en función del factor multiplicador de viscosidad	205
ANEXO 3.2 Adsorción del polímero para valores de concentración	205
ANEXO 3.3 Concentración máxima de polímero y sal.....	206
ANEXO 3.4 Propiedades Roca - Polímero.....	206
ANEXO 3.5 Valor del parámetro de mezcla	206

CAPÍTULO 4

ANEXO 4.1 Incrementos de producción	208
ANEXO 4.2 Factor de Recobro y Corte de Agua	208
ANEXO 4.3 Concentraciones del polímero (Cp	209
ANEXO 4.4 Adsorción isotérmica (Ca.....	209
ANEXO 4.5 Factor de resistencia residual (RRF)	210

ANEXO 4.6	Parámetros de mezcla (ω).....	210
ANEXO 4.7	Producción de petróleo y agua a diferentes concentraciones de polímero	210
ANEXO 4.8A	Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua a diferentes concentraciones	211
ANEXO 4.8B	Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua para diferentes tamaños de baches	212
ANEXO 4.8C	Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua para diferentes tamaños de baches	213
ANEXO 4.9A	Producción de petróleo y agua a diferentes tamaños de baches	214
ANEXO 4.9B	Producción de petróleo y agua a diferentes tamaños de baches	215
ANEXO 4.10	Completación usada para celdas de los pozos perforados	216
ANEXO 4.11	Incrementos de producción – CASO II y CASO III.....	216
ANEXO 4.12	Factor de Recobro y Corte de Agua– CASO II y CASO III	216

SIMBOLOGÍA Y SIGLAS

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
A:	Área (acres)
°API:	Grado API del petróleo
BAPD:	Barriles de agua por día
BAACUM:	Barriles de agua acumulada
BCN:	Barriles a condiciones normales (14,7 Psi y 60°F)
BES, ESP, SP:	Bombeo Electrosumergible
BF:	Barril fiscal
BFPD:	Barriles de fluido por día
BH:	Bombeo Hidráulico
BIPD:	Barriles inyectados por día
Bls:	Barriles
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW:	Corte de agua
BT:	Arena Basal Tena
B'Up:	Prueba de restauración de presión
BY:	Barriles a condiciones de Yacimiento
C:	Compresibilidad
CAP:	Contacto agua petróleo
Co:	Compresibilidad del petróleo
cp:	Centipoise
cm:	Centímetros
Eas:	Eficiencia areal de barrido
Easbt:	Eficiencia areal de barrido a la ruptura
EOR:	Enhanced Oil Recovery
FN:	Flujo Natural
FR:	Factor de recobro
ft:	Pies
FW:	Corte de agua
GOR:	Relación gas – petróleo

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
gr:	Gramos
HCL:	Acido clorhídrico
h:	Espesor neto (pies)
ho:	Espesor neto de arena saturada de petróleo
HI:	Hollín Inferior
HS:	Hollín Superior
Hz:	Hertz
inch:	Pulgada
K:	Permeabilidad
Kg:	Kilogramo
Km:	Kilómetro
kro:	Permeabilidad relativa al petróleo
krw:	Permeabilidad relativa al agua
lbf:	Libra-fuerza
lbm:	Libra-masa
m:	Metros
md:	Milidarcys
l:	Litro
lb:	Libra
LIP:	Límite inferior probado
MMBbl:	Millones de barriles
MPCS:	Mil pies cúbicos estándar
Ni:	Reservas Iniciales
Np:	Producción de petróleo acumulada
Pb:	Presión de burbuja (psia)
PCS:	Pies cúbicos estándar
PCY:	Pies cúbicos a condiciones de Yacimiento
Pi:	Presión inicial
Piny:	Presión de inyección
PI:	Pozo inyector
POES:	Petróleo original in situ

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
PP:	Pozo productor
PPG:	Libra por gallon
PPM:	Partes por millón
Pr:	Presión de reservorio
Psi:	Libras por pulgada cuadrada
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf:	Presión de fondo fluyente
Pwh:	Presión de cabeza
Q, q:	Caudal
R:	Resistividad
Rs:	Solubilidad del gas
Rw:	Resistividad del agua de formación
s:	Segundo
S:	Daño
Sg:	Saturación de gas
So:	Saturación de petróleo
Sor:	Saturación residual de petróleo
Sq:	Squeeze
ST:	Sidetrack
Sw:	Saturación de agua
Swc:	Saturación de agua connate
T:	Temperatura
TI:	T Inferior
TS:	T Superior
TVD:	Profundidad vertical verdadera
UI:	U Inferior
US:	U Superior
UTM:	Universal Transverse Mercator
V:	Volumen
Vr:	Volumen de la roca
W.O.:	Workover

SÍMBOLO	SIGNIFICADO
\emptyset :	Porosidad
β_o :	Factor volumétrico de petróleo
β_{ob} :	Factor volumétrico de petróleo a la presión de burbuja
β_g :	Factor volumétrico del gas
β_w :	Factor volumétrico de agua
ρ_o :	Densidad del petróleo
ρ_{ob} :	Densidad del petróleo a la presión de burbuja
ρ_g :	Densidad del gas
μ :	Viscosidad
μ_o :	Viscosidad del petróleo
μ_{ob} :	Viscosidad del petróleo a la presión de burbuja
μ_w :	Viscosidad del agua
γ_g :	Gravedad específica del gas
γ_o :	Gravedad específica del petróleo
Z:	Factor de compresibilidad

RESUMEN

El proyecto de titulación denominado “ESTUDIO PARA IMPLEMENTAR RECUPERACIÓN MEJORADA POR INYECCIÓN DE POLÍMEROS EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO” se lo dividió en cinco capítulos que sintetizan el análisis realizado para determinar el mejor escenario posible de producción para el campo.

El capítulo uno contiene una breve descripción y ubicación del campo, se recopiló información geológica generalizada, la caracterización de los yacimientos se realizó considerando las propiedades de las rocas y fluidos obtenidos de los análisis convencionales de núcleos y análisis PVT respectivamente, de igual manera se presenta una breve reseña histórica del campo, información de pruebas iniciales, historial de reacondicionamientos, pruebas de presión (Build Up), historial de producción y datos oficiales de reservas remanentes; información usada para determinar el estado actual de los pozos, la presión de reservorio promedio y describir los mecanismos de producción de los reservorios, así como el estado actual del mismo.

En el capítulo dos se describe los fundamentos teóricos de la recuperación mejorada por inyección de polímeros; así como una descripción y definición de las características principales que intervienen, como los factores y propiedades que afectan dicho proceso. De igual manera, se expone los criterios tomados en cuenta para el diseño de un proyecto de este tipo.

El capítulo tres inicia con el marco teórico de la simulación matemática de yacimientos y una breve descripción de los programas petrel y el simulador eclipse. Posteriormente, se delimita el área de estudio en una arena y se procede a la construcción del modelo de inyección y determinación del CASO BASE que representa el punto de partida para la realización de la simulación del modelo de inyección de polímeros, por último se realiza la evaluación del mismo mediante el simulador.

El capítulo cuatro se realiza el análisis de las predicciones que son los resultados generados por las diferentes corridas del simulador que provienen de las diferentes variaciones que se hicieron en las propiedades más relevantes en dicho proceso, mediante la evaluación del factor de recobro. También se tomó en cuenta la comparación con un modelo de inyección de agua convencional.

Para finalizar en el capítulo cinco se presentan las conclusiones finales y las recomendaciones necesarias del proyecto desarrollado.

PRESENTACIÓN

A nivel mundial se han implementado técnicas alternas para mejorar las condiciones de producción y obtener más altos rangos de factores de recobro. En miras a aumentar el porcentaje de petróleo que es posible recuperar en los yacimientos surge la necesidad de estudiar nuevas tecnologías para la recuperación de hidrocarburos en el oriente ecuatoriano bajo las normas de la industria hidrocarburífera.

El presente proyecto tiene como objetivo analizar y proponer el mejor escenario posible para el incremento de producción de petróleo mediante la inyección de polímeros como técnica de recuperación mejorada, considerando todos los requerimientos necesarios para una evaluación conceptual mediante la utilización de paquetes computacionales como lo son petrel y eclipse para la elaboración del modelo de simulación del proceso.

La inyección de polímeros es una de las alternativas, ya que ofrece un incremento de la producción en menor tiempo, lo que puede ser traducido en menores costos por tiempo de utilización de equipos en superficie, mejorando la economía del proceso.

En este aspecto se consideró criterios importantes relacionados con las características del campo, las ideas y recomendaciones del presente trabajo son consecuencia de la recolección, clasificación, análisis y resultado de la información obtenida.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL CAMPO, CARACTERIZACIÓN DEL YACIMIENTO Y DE LOS FLUIDOS

En este capítulo se presenta una descripción de las características geológicas, geofísicas, litológicas y ubicación geográfica de un Campo del Oriente Ecuatoriano que a partir de este momento se lo denominará como Campo “X”.

1.1 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

Este Campo Petrolero fue descubierto en 1970 por la compañía Texaco con la perforación del pozo exploratorio X-01 que se inició el 31 de octubre, alcanzando profundidad de 10.426 pies, el cual atravesó los yacimientos U y T de la formación Napo y la formación Hollín y fue completado el 12 de diciembre de 1970.

Las pruebas iniciales dieron como resultado 1.044 BPPD de los reservorios Hollín Superior (340 BPPD, 23°API y 50% BSW), “T” (520 BPPD, 30°API y 2% BSW) y “U” (184 BPPD, 27°API y 0.3% BSW).

1.2 UBICACIÓN

Geográficamente, el Campo se encuentra en la región Amazónica, está ubicado en la Provincia de Orellana a unos 80 Km. de la ciudad de Nueva Loja, en el centro-oeste de la Cuenca Oriente y al norte con el río Napo, como se muestra en la Figura 1.1, enmarcándose dentro de las coordenadas UTM:

9954000 m	297000 m W	9954000 m	307000 m E
9944000 m	297000 m W	9944000 m	307000 m E

FIGURA 1.1 Ubicación del Campo



FUENTE: <http://profonian.nativeweb.org/amazonia/mapas.htm>

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.3 GEOLOGÍA

1.3.1 ESTRUCTURAL

La estructura del campo está constituida por un anticlinal fallado, asimétrico y de relieve bajo y buzamientos suaves, con orientación noroeste-suroeste de aproximadamente 6 Km. de largo y 3 Km. de ancho con un cierre vertical de 110 pies.

Los espesores netos saturados promedio para las arenas de los diferentes yacimientos productores son de 35 pies para la arena U, 25 pies para la arena T y 18 pies para la formación Hollín.

El pozo X-03 estaría ubicado en una pequeña estructura desplazada de la principal y separada posiblemente por una falla, observándose además que su contacto agua-petróleo (CAP) se encuentra a 8782 pies en la arena U inferior, mientras que en la estructura principal el mismo se localiza a 8760 pies.

Los cierres estructurales del campo están en relación a los diferentes niveles productivos; para U inferior el cierre estructural está a 8746 pies referida a un LIP que se lo determinó a partir del pozo X-13, con un cierre vertical de 110 pies. El cierre estructural para la arena T inferior está a 9051 pies referida a un LIP que se lo determinó a partir del pozo X-05, con un cierre vertical de 120 pies.

1.3.2 LITOLOGÍA

En el campo los yacimientos productivos son las areniscas U, T de la formación Napo y Hollín Superior de la Formación Hollín. A continuación se hace una breve descripción sedimentológica y estratigráfica de las formaciones. En la Figura 1.2 se muestra la columna estratigráfica de la Cuenca Oriente.

1.3.2.1 Formación Hollín

Subyacente a la formación Napo, fue atravesada por el pozo X-01, es una formación compuesta de arenisca blanca. Esta formación se depositó en un ambiente fluvial a marino de poca profundidad, su espesor es de aproximadamente 301 pies.

1.3.2.1.1 Arenisca Hollín Superior

Este yacimiento está formado por areniscas cuarzosas de color café claro, de grano fino a medio, subangular y subredondeado, medianamente clasificada, friable cemento silicio menormente calcáreo, presencia de glauconita al tope, buena saturación de hidrocarburos, fluorescencia amarillo dorado, corte rápido blanquecino sin residuo, su desarrollo es bastante irregular en el Campo.

1.3.2.1.2 Arenisca Hollín Inferior

Está formada por areniscas de grano grueso y es de ambiente continental. Son depósitos fluviales de relleno de valles seguido por una depositación de ríos entrelazados y diacrónicos de planicies aluviales que se desarrollan hacia el oeste de la Cuenca. Este sistema pasa a ser progresivamente de tipo de llanura de inundación por la influencia de la transgresión marina.

1.3.2.2 Formación Napo

Es la más importante debido a las posibilidades de acumulación de hidrocarburos, en esta zona el espesor varía aproximadamente 40 pies de Oeste a Este.

Consiste de una serie variable de calizas, grises a negras, intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras. Descansa concordantemente sobre la formación Hollín y está cubierta por las capas rojas de la formación Tena con ligera discordancia erosional.

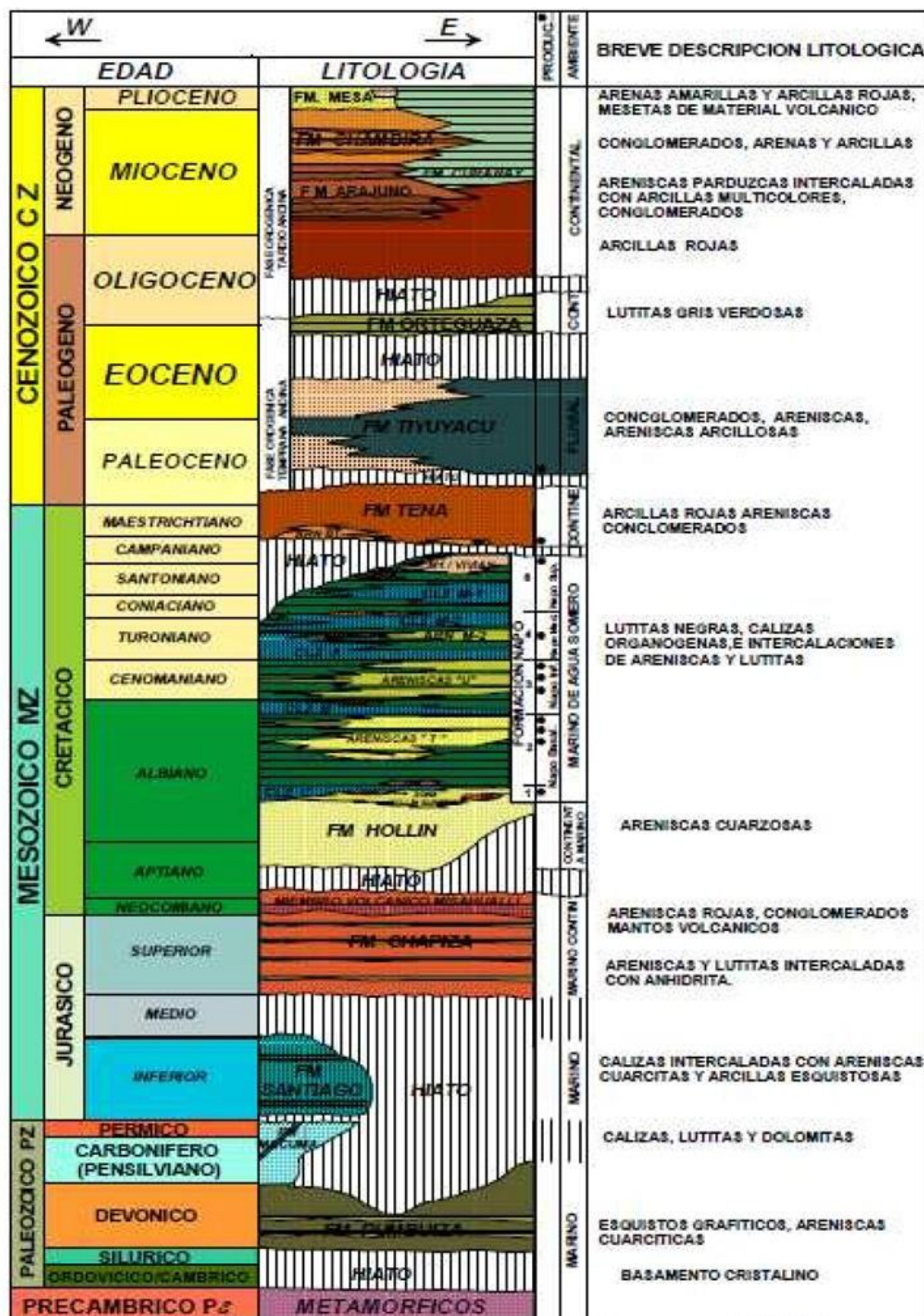
1.3.2.2.1 Arenisca U

Se trata de una arenisca cuarzosa translúcida, friable, grano fino a medio, subredondeada a redondeada, subangular, regular a buena selección ligeramente calcárea, de matriz arcillosa, regular porosidad visible con manchas de hidrocarburo con fluorescencia natural débil amarillenta.

1.3.2.2.2 Arenisca T

Es una arenisca cuarzosa transparente, grano medio a fino, subredondeada, porosidad regular, cemento ligeramente calcáreo, saturada de hidrocarburos con fluorescencia amarilla blanquecina, corte rápido, residuo café oscuro.

FIGURA 1.2 Columna Estratigráfica Cuenca Oriente



FUENTE: Departamento de Yacimientos. Petroproducción.

1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

La evaluación petrofísica se realizó con la información de los registros eléctricos tomados en cada pozo utilizando el programa IP (Interactive Petrophysics). Este programa permite cuantificar parámetros petrofísicos, tales como: volumen de arcilla, porosidad, saturación de agua, espesor neto y litología. Las formaciones de interés en el análisis son las arenas U y T. La formación Hollín no fue tomada en cuenta para el presente estudio por no poseer las condiciones necesarias y la falta de información actualizada de la misma. Se evaluaron los pozos que contenían curvas de registros necesarias, a fin de permitir una evaluación adecuada.

1.4.1 VOLUMEN DE ARCILLA

El volumen de arcilla es un indicador que nos ayuda a determinar si una arena es limpia o no. Además nos da un estimado de la cantidad de arcilla presente en una formación. El cálculo de volumen de arcilla se lo realiza mediante las curvas GR y Neutrón – Density.

$$V_{cl} = \frac{GR_{log} - GR_{clean}}{GR_{clay} - GR_{clean}} \quad (1.1)$$

En dónde:

V_{cl} : Volumen de Arcilla

GR_{log} : Valor del Gamma Ray leído en el Registro Eléctrico

GR_{clean} : Valor del Gamma Ray de arena limpia (libre de lutita)

GR_{clay} : Valor del Gamma Ray en zona 100% de lutita

En la Figura 1.3 se muestra la ventana del programa IP donde se escoge los indicadores a utilizarse en el análisis, estos pueden ser indicador simple (Se utiliza Gamma Ray) y el indicador doble que está compuesto por: densidad (RHOB) y neutrónico (NPHI).

FIGURA 1.3 Cuadro de diálogo para indicadores de arcilla

Use	Name	Input Curves	Output Curves	
Single Clay Indicators				
<input checked="" type="checkbox"/>	Gamma Ray	GR	VCLGR	
<input type="checkbox"/>	Neutron	TNPH	VCLN	
<input type="checkbox"/>	Resistivity		VCLR	
<input type="checkbox"/>	SP	SP	VCLSP	
<input type="checkbox"/>				
Double Clay Indicator				
<input checked="" type="checkbox"/>	Density	RHOZ	Neutron TNPH	VCLND
<input type="checkbox"/>	Density	RHOZ	Sonic DTLF	VCLSD
<input type="checkbox"/>	Sonic	DTLF	Neutron TNPH	VCLNS
<input type="checkbox"/>			Other 2	
Bad Hole Indicators for Double Clay Indicators				
<input type="checkbox"/>	Name		Minimum Clay Volume	VCL
<input type="checkbox"/>	Name		Average Clay Volume	VCLAV
Parameter set name		ClayVol	Load / Save Parameter Sets	
SM	<input checked="" type="checkbox"/> Run	<input checked="" type="checkbox"/> Cancel	<input type="checkbox"/> Help	

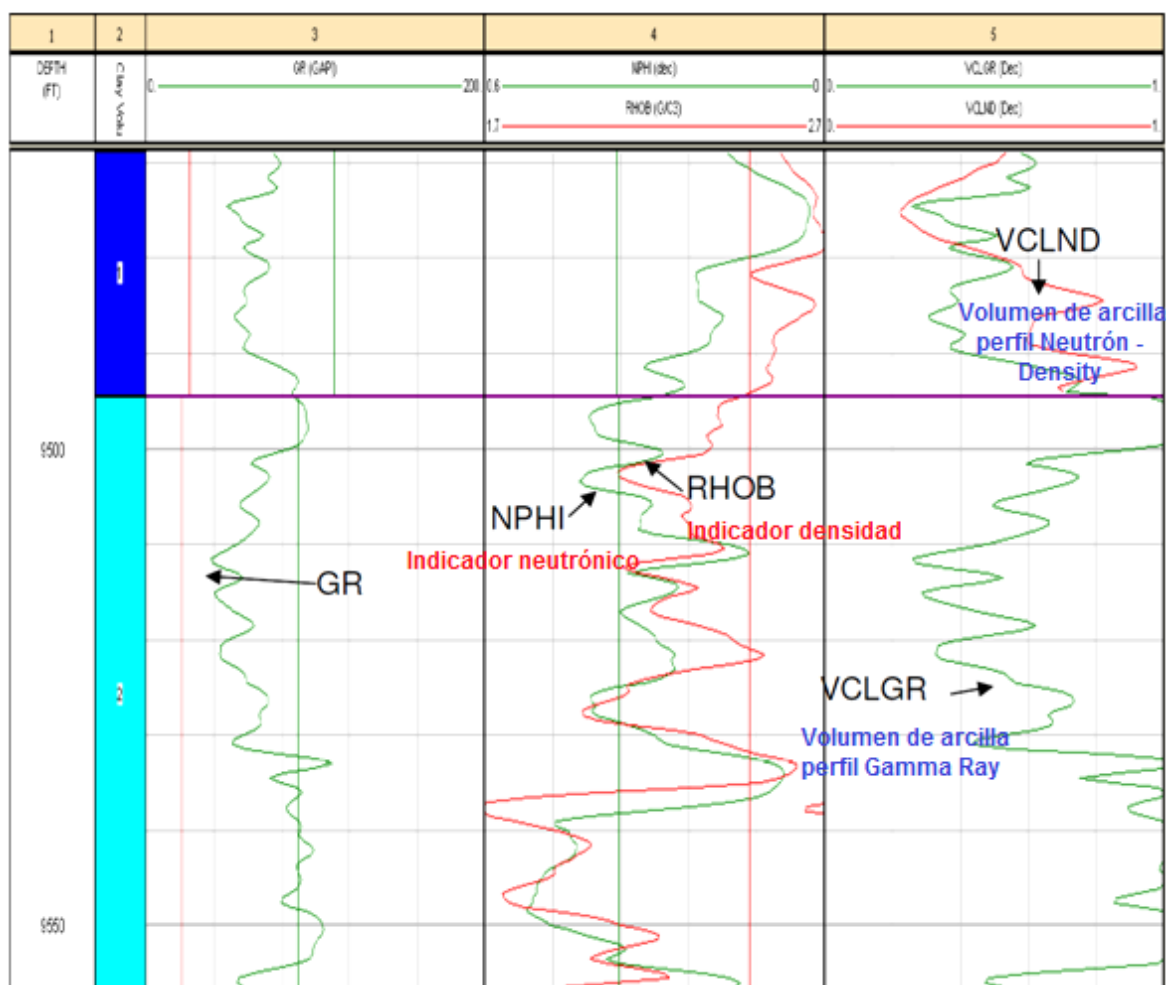
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

Para este cálculo se toma la lectura del GR de la base de la lutita para obtener el GR_{clay} y la lectura del valor mínimo de GR en cada zona de interés y así obtener el GR_{clean}. Con estos datos el programa determina el volumen de arcilla. Para el caso del Neutrón – Density, se ubica una zona de lutita y se identifican las tendencias de las curvas para de esta manera determinar el volumen de arcilla. (Figura 1.4).

Cuando se utilizan estas dos herramientas para calcular el volumen de arcilla, el programa determina un promedio de los resultados caso contrario se utiliza el valor de la herramienta utilizada.

Es importante indicar que en zonas arcillosas se utilizó el indicador de GR ya que en este tipo de litología el indicador Neutrón – Density se ve afectado por la presencia de cavernas.

FIGURA 1.4 Plot cálculo del volumen de arcilla



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

1.4.2 POROSIDAD

Es el volumen de los poros por cada unidad volumétrica de formación; es la fracción del volumen total de una muestra que es ocupada por poros o huecos.¹

¹ Schlumberger. PRINCIPIOS / APLICACIONES DE LA INTERPRETACIÓN DE REGISTROS. 2002.

Se la representa con el símbolo ϕ . La porosidad es una propiedad estadística que depende del volumen de roca tomado en consideración y puede ser estimada de núcleos y de perfiles tal como se resume en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1 Métodos de estimación de Porosidad

NUCLEOS	PERFILES
Convencionales	Factor de Resistividad de formación (F)
De Pared (SWC)	Microresistividad (del cual se obtiene F)
	Gamma – Neutrón
	Gamma – Densidad
	Acústico (Sónico)

FUENTE: Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos. LUCIO CARRILLO BARANDIARAN - 2006
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Los análisis convencionales de núcleos disponibles para el campo son: para la arena “U” del pozo X-02, para la arena “T” de los pozos X-02 y X-13. También se tiene un análisis de núcleos especiales para la arena “U inferior” proveniente del pozo X-17.

TABLA 1.2 Resultados de análisis convencionales

Pozo	Fecha	Zona	Intervalo	Φ (%)	k (md)	Den. Grano (g/cc)
X-02	Jul – 1979	U+T	9539 – 10014	13,90	691,57	2,58
X-02	Abr – 2007	TS	9767 – 9795	10,87	36,44	2,67
X-13	Sep – 2005	TI	9792 – 9821	12,14	362,61	2,70
X-17	Feb – 2003	UI	9545 – 9550	17,57	1570,52	2,63

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En el caso del análisis realizado para el X-02 en la arena “T Superior” se tiene valores de porosidad y permeabilidad que no son considerados para un reservorio, y se confirma posteriormente ya que este pozo produce actualmente de la arena “U”.

1.4.2.1 Porosidad efectiva

Volumen total de los espacios porosos, interconectados de manera que permiten el paso de fluidos a través de ellos.²

1.4.2.2 Porosidad a partir del perfil de densidad

$$\phi_D = \frac{\rho_{ma} - \rho_b}{\rho_{ma} - \rho_f} \quad (1.2)$$

En dónde:

ϕ_D : Porosidad de densidad

ρ_{ma} : Densidad de matriz de la arenisca (2,65 g/cm³)

ρ_b : Densidad de registro

ρ_f : Densidad del fluido (agua dulce = 1,00 g/cm³)

1.4.2.3 Porosidad a partir del perfil neutrónico

El valor de porosidad se toma directamente de la lectura del registro neutrónico. Para obtener el valor de porosidad total es mediante la siguiente fórmula:

$$\phi_T = \frac{\phi_N^2 + \phi_D^2}{2} \quad (1.3)$$

En dónde:

ϕ_T : Porosidad total

ϕ_N : Porosidad neutrónica

ϕ_D : Porosidad de densidad

² Glosario de la industria Hidrocarburífera. Petroecuador. 2001

La porosidad efectiva se la calcula mediante la siguiente ecuación:

$$\phi_{eff} = \phi_T (1 - V_{cl}) \quad (1.4)$$

En dónde:

ϕ_{eff} : Porosidad efectiva

ϕ_T : Porosidad total

V_{cl} : Volumen de Arcilla

La Figura 1.5 muestra los parámetros escogidos para la evaluación donde se debe establecer las herramientas a utilizarse. Las herramientas de porosidad: Densidad (RHOB) y Neutrónico (NPHI); Herramientas de resistividad profunda (RESM) y somera (RESM).

FIGURA 1.5 Cuadro de diálogo para porosidad y saturación de agua

Name	Snd	Lm	Dol	Clay	Other
Sand	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Lime	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Dol	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
Clay	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

1.4.3 SATURACIÓN DE AGUA

La saturación de agua S_w , es la fracción de agua que ocupa un espacio de volumen poroso dado.³

Para determinar la saturación de agua es necesario conocer los datos de temperatura en función de profundidad. Además los valores de salinidad y resistividad de la costra de lodo (R_{mf}).

Se utilizó el método de Indonesia, aplicado mediante la Ec. 1.5, que por experiencia es el que más se ajusta a los parámetros petrofísicos obtenidos de núcleos.

$$S_w^{n/2} = \frac{1 / \overline{R_t}}{\frac{V_{cl}^{1-V_{cl}/2}}{R_{cl}} + \frac{\overline{\phi_t^m}}{aR_w}} \quad (1.5)$$

En dónde:

S_w : Saturación de Agua

R_t : Resistividad de la formación

\emptyset : Porosidad

m : Exponente de Cementación

a : Factor de Cementación

R_w : Resistividad del Agua

V_{cl} : Volumen de Arcilla

R_{cl} : Resistividad de la Arcilla

n : Exponente de Saturación

Para realizar la interpretación petrofísica se tomaron los parámetros: $a=1$, $m=2$ y $n=2$.

³ <http://www.glossary.oilfield.slb.com>

En la Tabla 1.3, se muestran los valores de salinidad utilizados, expresados en partes por millón de Cloruro de Sodio (ppm NaCl) que fueron tomados de pruebas iniciales y de los historiales de producción de cada pozo y promediados de acuerdo a cada arena, además comparados con datos del Departamento de Yacimientos.

TABLA 1.3 Valores de Salinidad

ARENA	SALINIDAD (ppm NaCl)	
	DESDE	HASTA
U	47000	50000
T	35000	40000
HS	3000	4000
HI	500	2400

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Los valores de costra de lodo, se los toma de los registros y son necesarios para calcular la resistividad del agua a una determinada temperatura de formación, mediante la siguiente fórmula:

$$R_2 = R_1 \frac{T_1 + 6.77}{T_2 + 6.77} \quad (1.6)$$

En dónde:

R_1 y R_2 : Resistividades en ohm

T_1 y T_2 : Temperaturas en °F.

Los valores de corte se definen como un valor específico aplicado a los parámetros del reservorio para separar la formación en zonas de pago (zona de interés).⁴

⁴ CONSENTINO LUCA, Integrated Reservoir Studies, Editorial Technip. Francia 2001. Pág. 139.

Los cut off utilizados para la evaluación petrofísica son: porosidad mayor o igual a 8%, saturación de agua menor o igual a 50% y volumen de arcilla menor o igual a 50%. De esta manera se determina las zonas de pago.

En la siguiente tabla se presenta los valores promedios de porosidad, saturación de agua y volumen de arcilla de las arenas U y T obtenidos de la evaluación.

La Tabla 1.4 muestra en promedio los resultados de la evaluación petrofísica, es importante indicar que se promediaron los resultados >2 ft de la zona de pago.

TABLA 1.4 Resultado del análisis petrofísico de la zona de pago

ZONA	Net Pay (ft)	PROMEDIO (%)		
		Phi	Sw	V _{CL}
U superior	8,44	17,66	36,03	34,26
U inferior	28,75	17,26	17,65	14,9
T superior	5,73	13,74	37,73	33,34
T inferior	19,73	14,05	24,4	16,69

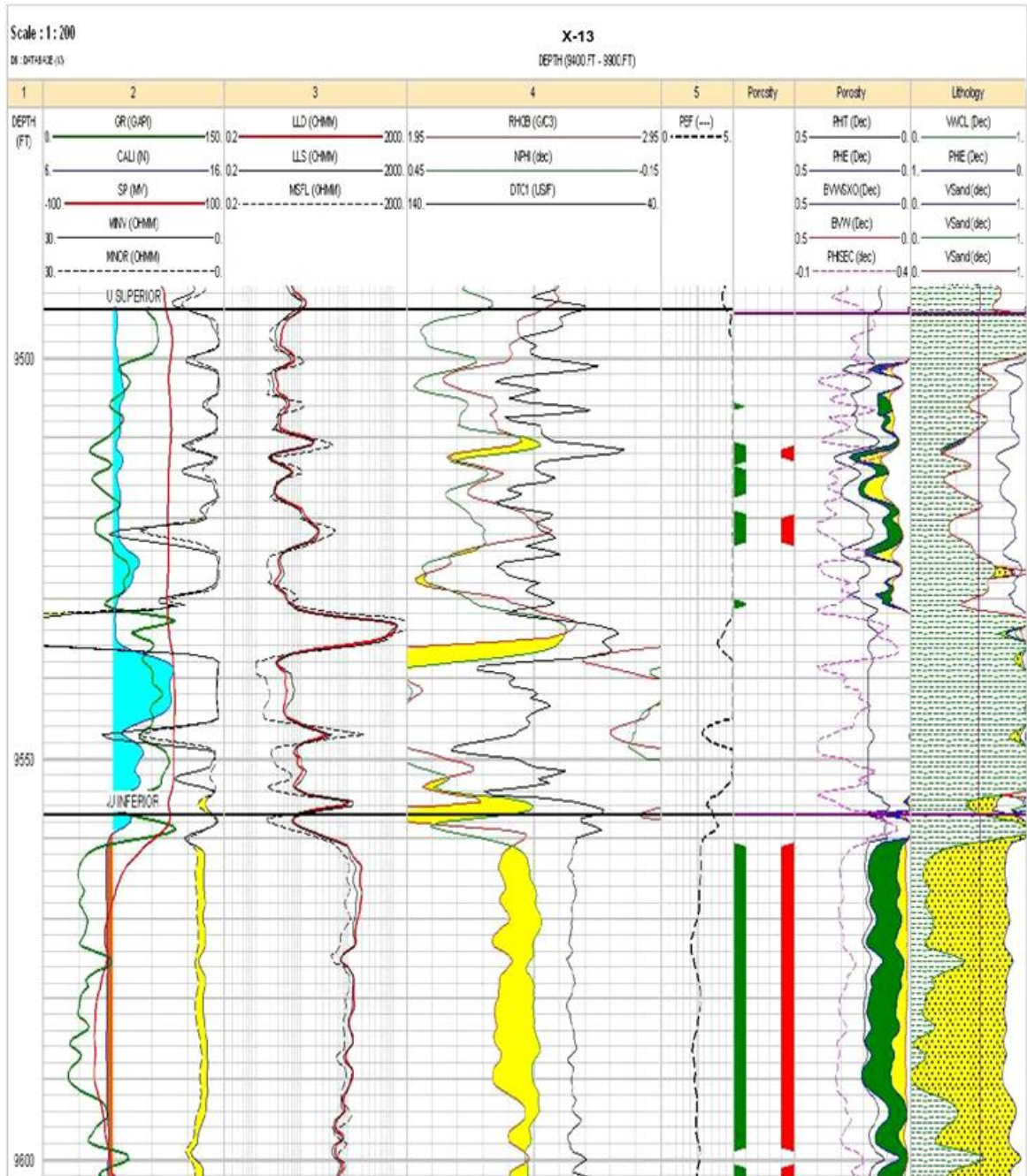
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La Figura 1.6 muestra los resultados de la evaluación petrofísica del pozo X-13 en la arena U. La arena U superior tiene valores de porosidad altos y un gran contenido de arcilla, además las zonas de pago son pequeñas, mientras que en la unidad U inferior se observa una arena de buena calidad con valores bajos de saturación de agua y de contenido de arcilla.

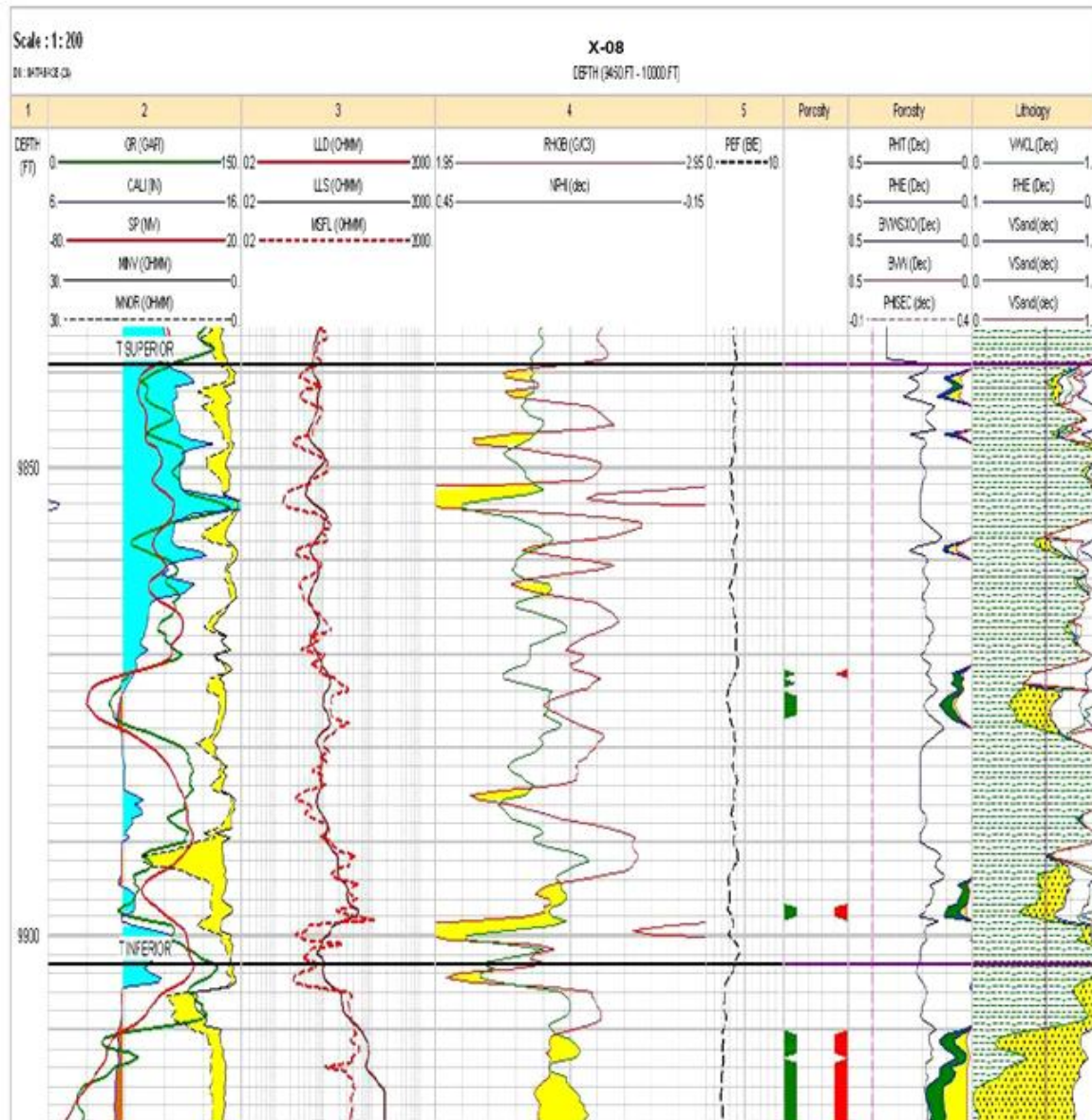
En la Figura 1.7 se observa los resultados del pozo X-08 en la arena T. La unidad T inferior muestra una arena de un espesor considerable y con valores bajos de saturación de agua, además una buena porosidad.

FIGURA 1.6 Plot de resultados de las propiedades petrofísicas



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

FIGURA 1.7 Plot de resultados de las propiedades petrofísicas



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

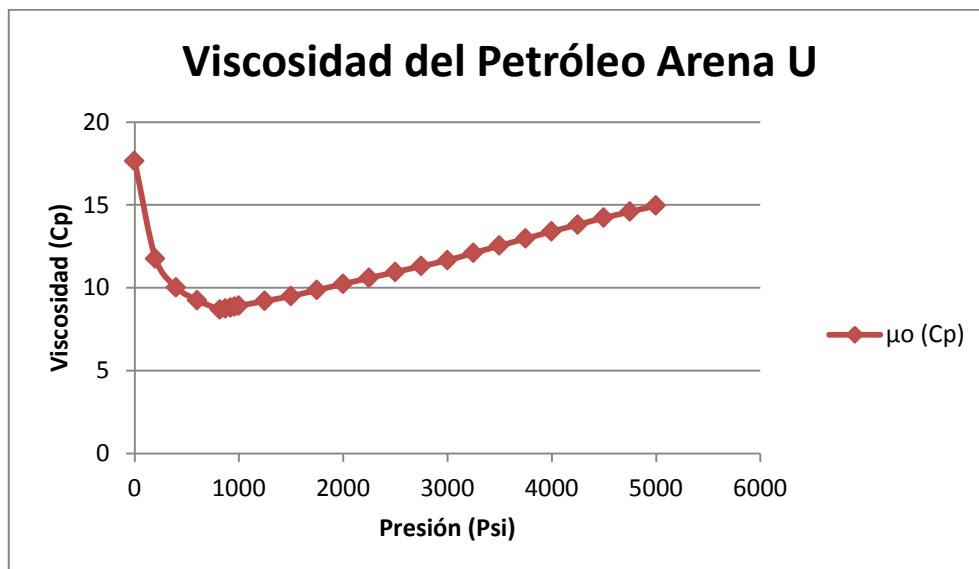
1.5.1 VISCOSIDAD

La viscosidad se define como la resistencia interna de los líquidos al flujo y es afectada por tres factores fundamentales: la temperatura, el gas que contenga en solución y la presión, se simboliza con μ y se la expresa en cp.

1.5.1.1 Viscosidad del Petróleo

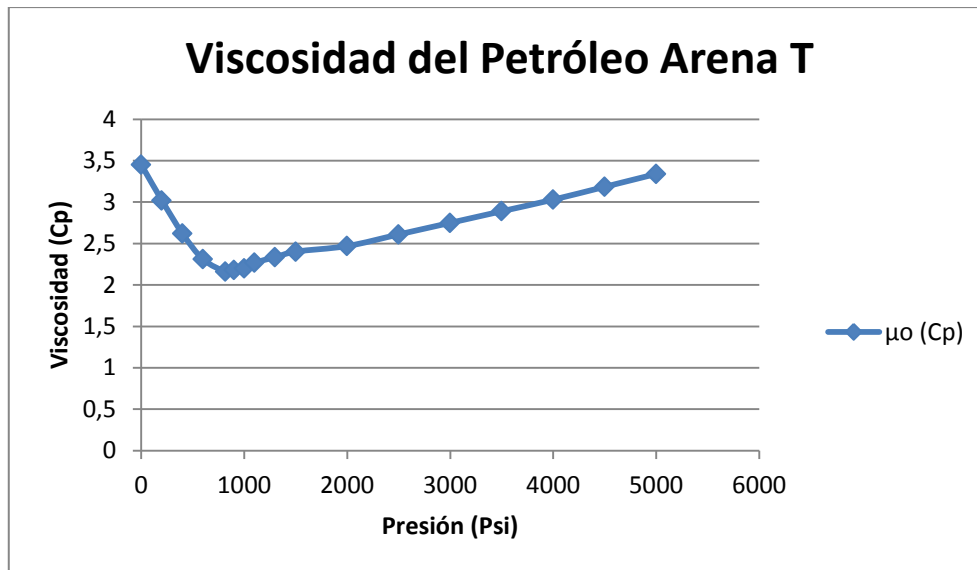
Los datos de viscosidad del petróleo utilizados en el presente estudio se tomaron de los análisis obtenidos de los núcleos de corona disponibles, las Figuras 1.8 y 1.9; así como la Tabla 1.5, muestran las curvas de viscosidad del petróleo y datos utilizados para las unidades U y T respectivamente.

FIGURA 1.8 Viscosidad del petróleo – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.9 Viscosidad del petróleo – Arena T

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 1.5 Viscosidad del petróleo

Arena U		Arena T	
Presión (Psi)	μ_o (Cp)	Presión (Psi)	μ_o (Cp)
0	17,640	0	3,450
200	11,750	200	3,020
400	10,010	400	2,620
600	9,250	600	2,310
820	8,680	819	2,160
870	8,737	900	2,180
920	8,795	1000	2,200
960	8,852	1100	2,267
1000	8,910	1300	2,335
1250	9,205	1500	2,402
1500	9,500	2000	2,470
1750	9,865	2500	2,610
2000	10,230	3000	2,750
2250	10,590	3500	2,890
2500	10,950	4000	3,030
2750	11,305	4500	3,185
3000	11,660	5000	3,340
3250	12,100		
3500	12,540		
3750	12,970		
4000	13,400		
4250	13,810		
4500	14,220		
4750	14,590		
5000	14,960		

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.1.2 Viscosidad del Gas

Los datos de viscosidad del gas se obtuvieron en el programa Eclipse mediante la correlación de LEE. En las Figuras 1.10 y 1.11 se observan las curvas de viscosidad del gas para la arena U y T respectivamente. Mientras que en la Tabla 1.6 se muestran los valores generados de viscosidad del gas.

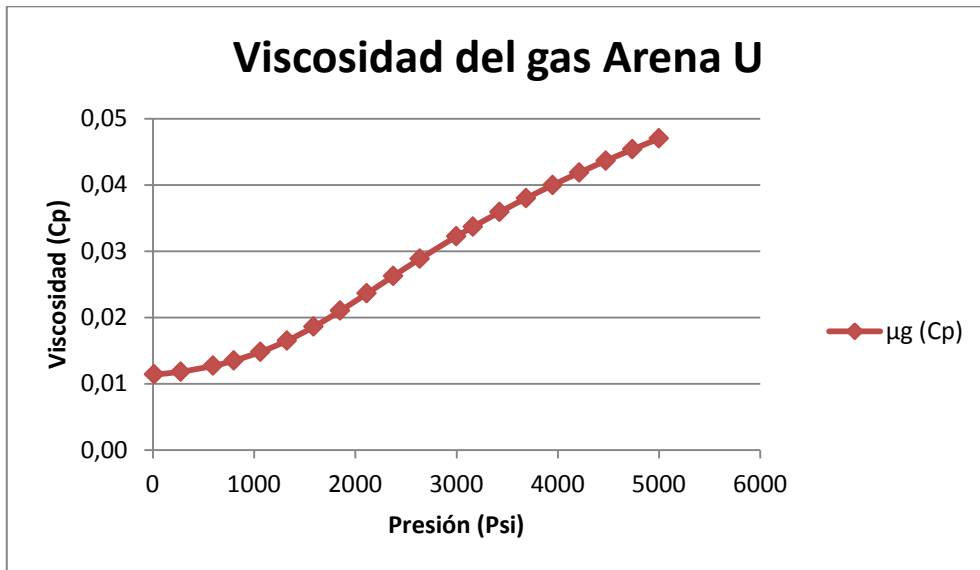
TABLA 1.6 Viscosidad del gas

Arena U		Arena T	
Presión (Psi)	Mg (Cp)	Presión (Psi)	µg (Cp)
14,70	0,01139	14,70	0,01148
277,08	0,01182	277,08	0,01190
596,40	0,01270	539,47	0,01259
801,85	0,01350	677,47	0,01305
1064,24	0,01481	1064,24	0,01482
1326,62	0,01650	1326,62	0,01646
1589,01	0,01859	1589,01	0,01847
1851,39	0,02101	1851,39	0,02080
2113,77	0,02361	2113,77	0,02332
2376,16	0,02626	2376,16	0,02589
2638,54	0,02886	2638,54	0,02843
3000,00	0,03224	3000	0,03175
3163,31	0,03369	3163,31	0,03318
3425,69	0,03590	3425,69	0,03537
3688,08	0,03800	3688,08	0,03744
3950,46	0,03998	3950,46	0,03941
4212,85	0,04186	4212,85	0,04127
4475,23	0,04365	4475,23	0,04305
4737,62	0,04536	4737,62	0,04475
5000,00	0,04700	5000	0,04638

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

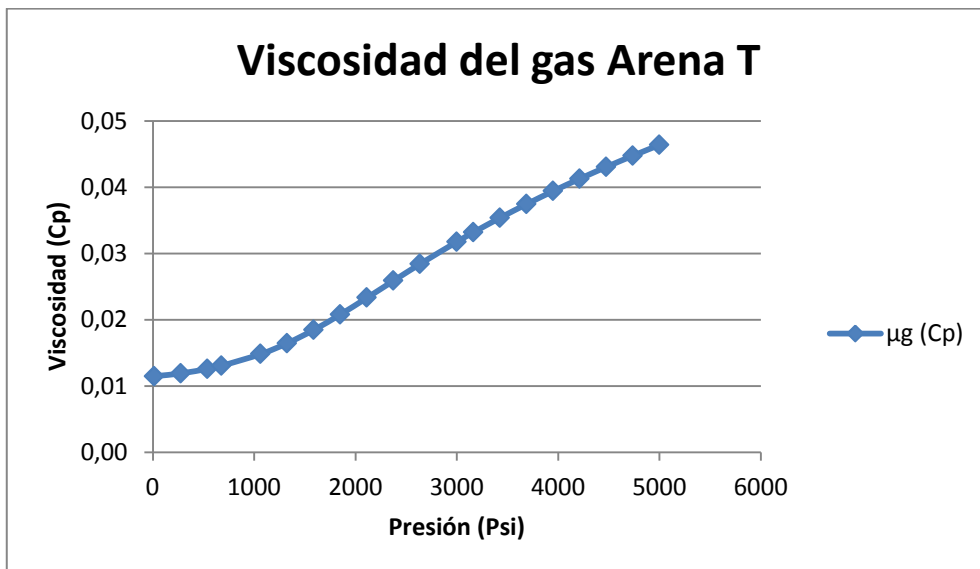
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.10 Viscosidad del gas – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.11 Viscosidad del gas – Arena T



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.1.3 Viscosidad del Agua

La viscosidad del agua en función de temperatura puede estimarse mediante la siguiente ecuación presentada por Gottfried:

$$\mu_w = \frac{1776 - T}{26,5T - 89} \quad (1.7)$$

En dónde:

μ_w : Viscosidad del Agua (Cp)

T : Temperatura en °F.

Tomando en cuenta los datos de la Tabla 1.18 se tiene 199°F y 202°F de temperatura para la arena U y T respectivamente. Los resultados obtenidos se presentan en la Tabla 1.7.

$$\mu_{w-Arena U} = \frac{1776 - 199}{26,5 \times 199 - 89} = 0,3041759$$

$$\mu_{w-Arena T} = \frac{1776 - 202}{26,5 \times 202 - 89} = 0,2990122$$

TABLA 1.7 Viscosidad del Agua

Arena U		Arena T	
Temperatura (°F)	μ_w (Cp)	Temperatura (°F)	μ_w (Cp)
199	0,304176	202	0,299012

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Es importante analizar la viscosidad de los fluidos del yacimiento; esto es, viscosidad del petróleo (μ_o), gas (μ_g) y agua (μ_w), ya que permitirá analizar el comportamiento de las movilidades de los fluidos y saber algunas de las razones por las cuales se tienen altos cortes en la producción del Campo.

1.5.2 DENSIDAD

Expresa la cantidad de masa contenida por unidad de volumen. Depende de varios parámetros como son la presión, temperatura. Se la simboliza con ρ . Dentro de la industria petrolera se mide en $^{\circ}$ API. La densidad de un crudo es de vital importancia, no existe una relación directa entre la densidad de un crudo y su viscosidad, sin embargo es una medida para caracterizar al tipo de crudo que se tiene y determinar si es un crudo liviano, pesado o ultrapesado. En la Tabla 1.8 se muestran los valores de densidad utilizados.

TABLA 1.8 Densidad de los fluidos

Arena U			Arena T		
Densidad (lb/PC)			Densidad (lb/PC)		
Petróleo	Agua	Gas	Petróleo	Agua	Gas
55,29	62,4	0,05863	54,71	62,4	0,05863

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.3 COMPRESIBILIDAD DEL FLUIDO

La compresibilidad es una propiedad debido a la cual los fluidos disminuyen su volumen al ser sometidos a una presión o compresión determinada manteniendo constante otros parámetros.

El petróleo es un fluido ligeramente compresible, su volumen varía con el cambio de la presión. Los valores de compresibilidad del petróleo y agua para cada arena se observan en la Tabla 1.9.

TABLA 1.9 Compresibilidad de los fluidos

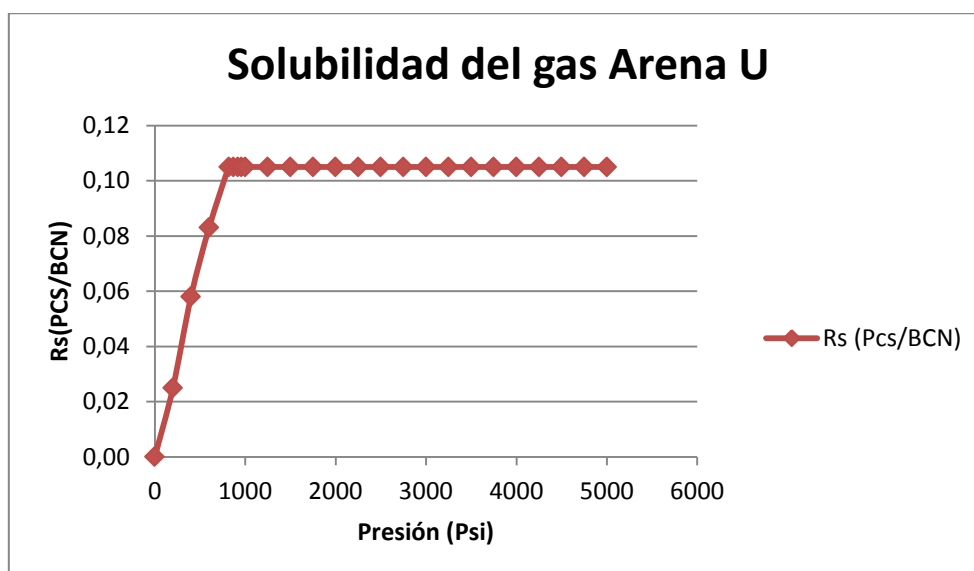
Arena U		Arena T	
Compresibilidad (Psi ⁻¹)		Compresibilidad (Psi ⁻¹)	
Petróleo	Agua	Petróleo	Agua
6X10 ⁻⁶	3,4X10 ⁻⁶	7X10 ⁻⁶	3,5710 ⁻⁶

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.4 SOLUBILIDAD DEL GAS

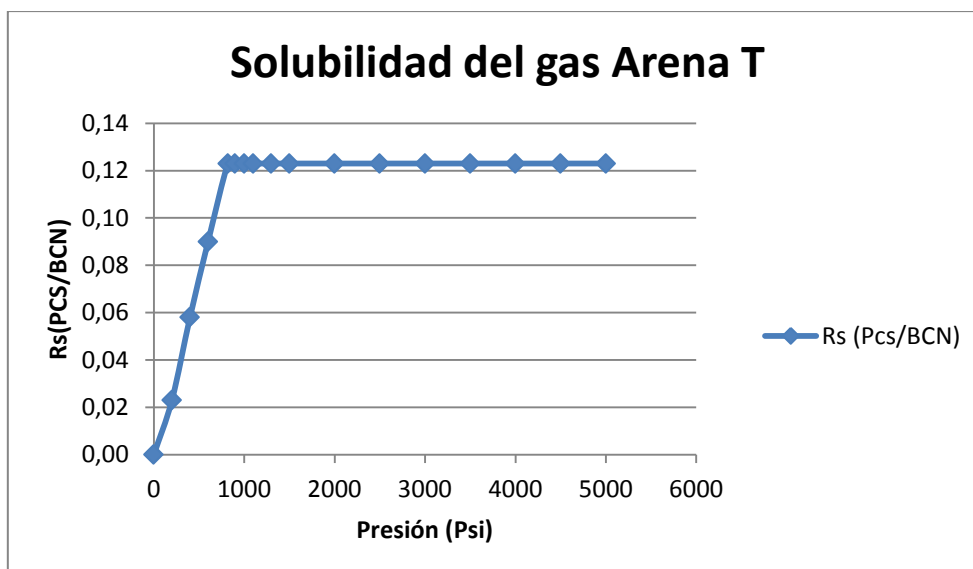
La solubilidad del gas R_s se define como el número de pies cúbicos estándar de gas que se encuentra disuelto en un barril de petróleo a cierta presión y temperatura. La solubilidad del gas natural en el petróleo crudo es una fuerte función de la presión, temperatura, gravedad API, y gravedad del gas. Mientras menor sea la gravedad API de un crudo menor es la solubilidad del gas en el crudo. Los datos de solubilidad para las Arenas U y T se presentan gráficamente en las Figura 1.12 y 1.13; así como en la Tabla 1.10.

FIGURA 1.12 Solubilidad del gas – Arena U

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.13 Solubilidad del gas – Arena T



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 1.10 Solubilidad del gas

Arena U		Arena T	
Presión (Psi)	Rs (Pcs/BCN)	Presión (Psi)	Rs (Pcs/BCN)
0	0	0	0
200	0,025	200	0,023
400	0,058	400	0,058
600	0,083	600	0,090
820	0,105	819	0,123
870	0,105	900	0,123
920	0,105	1000	0,123
960	0,105	1100	0,123
1000	0,105	1300	0,123
1250	0,105	1500	0,123
1500	0,105	2000	0,123
1750	0,105	2500	0,123
2000	0,105	3000	0,123
2250	0,105	3500	0,123
2500	0,105	4000	0,123
2750	0,105	4500	0,123
3000	0,105	5000	0,123
3250	0,105		
3500	0,105		
3750	0,105		
4000	0,105		
4250	0,105		
4500	0,105		
4750	0,105		
5000	0,105		

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.5 PRESIÓN DE BURBUJA

La presión de burbuja P_b de un hidrocarburo se define como presión a la cual se libera la primera burbuja de gas que se encuentra disuelto en el petróleo, esta propiedad del petróleo puede ser medida experimentalmente o a partir de diferentes correlaciones matemáticas. La Tabla 1.11 muestra los datos de presión de burbuja para las dos arenas.

TABLA 1.11 Presión de burbuja

Presión de burbuja (Psi)	
Arena U	Arena T
830	743

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.6 FACTOR VOLUMÉTRICO

El factor volumétrico de los fluidos del yacimiento, se define como la relación que existe entre el volumen del fluido que se encuentra a condiciones de presión y temperatura del yacimiento y el volumen de fluido en superficie a condiciones normales ($P = 14,7$ psi y $T = 60^\circ\text{F}$). Para el presente estudio se requiere información de: factor volumétrico de cada fase (β_o , β_g , β_w).

1.5.6.1 Factor volumétrico del Petróleo

También llamado factor volumétrico del fluido de la formación que se representa con el símbolo β_o . Es el volumen en barriles (Bls), que un barril en condiciones normales ocupa en la formación, es decir, a la presión y temperatura del yacimiento y con el gas disuelto que puede retener el petróleo.

El volumen de petróleo es menor en superficie comparado con el de la formación debido a diversos factores. El factor de merma (shrinkage) ($1/\beta_o$) es el recíproco del factor volumétrico del petróleo.

El factor volumétrico de petróleo siempre es mayor o igual que la unidad. Los datos de Factor volumétrico para la arena U fueron tomados del análisis PVT del pozo X-07 y para la arena T del análisis PVT del pozo X-01, se muestran en la Tabla 1.12; y gráficamente en las Figuras 1.14 y 1.15.

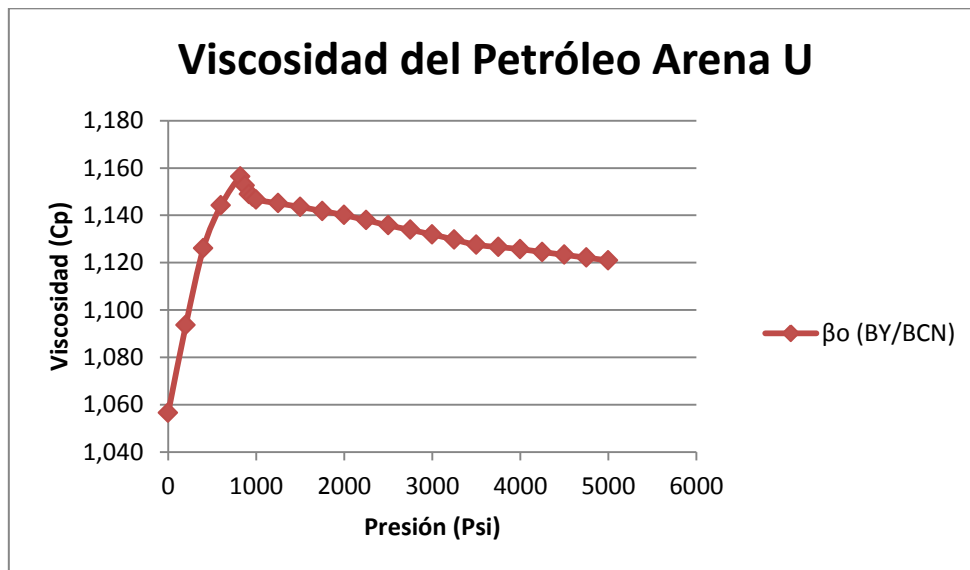
TABLA 1.12 Factor volumétrico del petróleo

Arena U		Arena T	
Presión (Psi)	β_o (BY/BCN)	Presión (Psi)	B_o (BY/BCN)
0	1,056549	0	1,030067
200	1,093597	200	1,083413
400	1,126087	400	1,100872
600	1,144116	600	1,115421
820	1,156300	819	1,129000
870	1,152623	900	1,128097
920	1,148946	1000	1,127081
960	1,147772	1100	1,126065
1000	1,146599	1300	1,124032
1250	1,145067	1500	1,122000
1500	1,143534	2000	1,117146
1750	1,141806	2500	1,112517
2000	1,140077	3000	1,108339
2250	1,137921	3500	1,104275
2500	1,135764	4000	1,100323
2750	1,133839	4500	1,096598
3000	1,131914	5000	1,092759
3250	1,129734		
3500	1,127554		
3750	1,126624		
4000	1,125693		
4250	1,124496		
4500	1,123299		
4750	1,122120		
5000	1,120940		

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

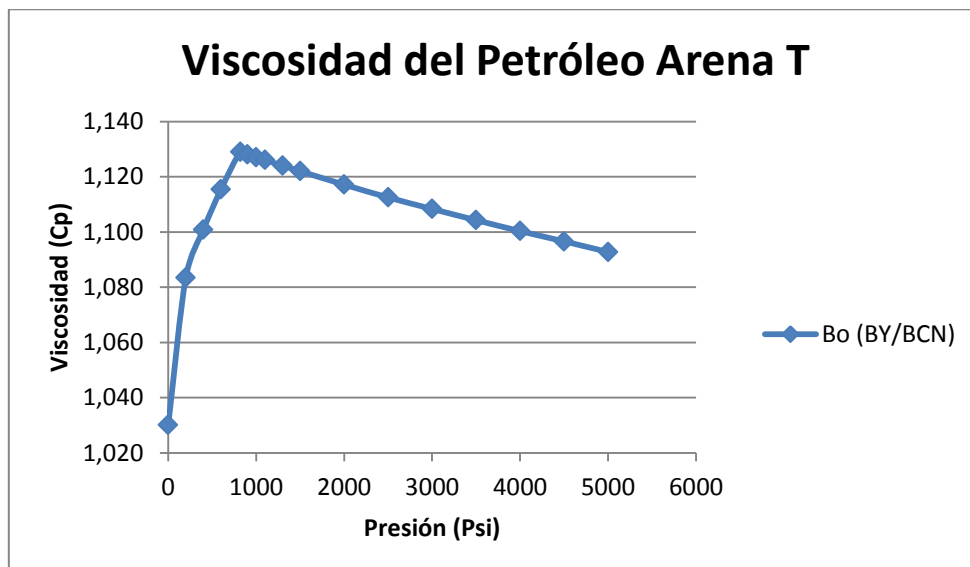
FIGURA 1.14 Factor volumétrico del petróleo – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.15 Factor volumétrico del petróleo – Arena T



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

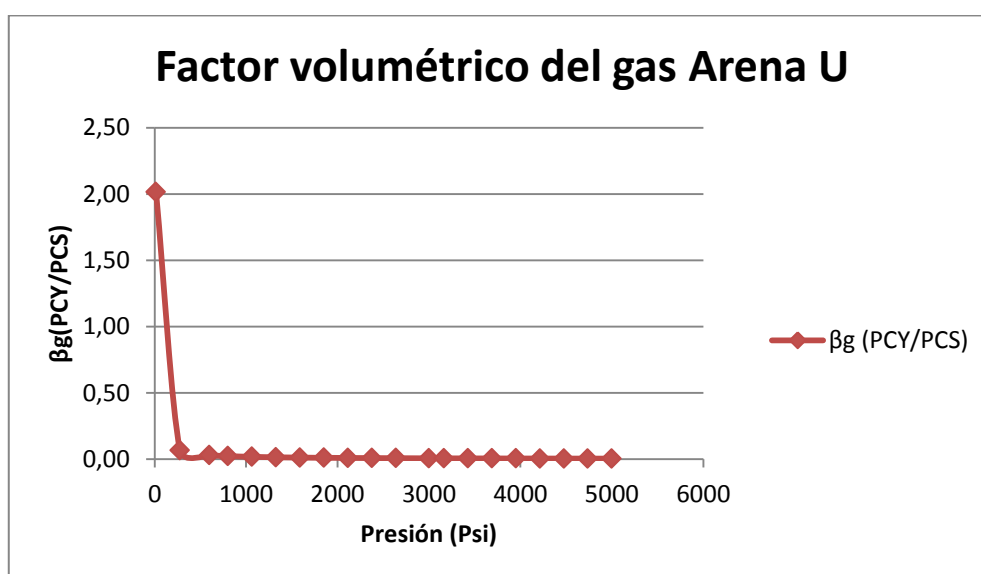
1.5.6.2 Factor volumétrico del Gas

Se representa con el símbolo β_g , es un factor que relaciona el volumen de gas en el yacimiento, el cual está a determinadas condiciones de presión y temperatura, con el volumen de la misma masa de gas en superficie a condiciones normales.

El volumen de gas es mayor en superficie comparado con el de la formación. El gas se expande debido a la reducción de temperatura y presión de condición de reservorio a superficie. Adicionalmente, cualquier fluido producido puede contener gas inicialmente disuelto en el mismo, pero con la reducción en presión y temperatura el gas saldrá de solución.

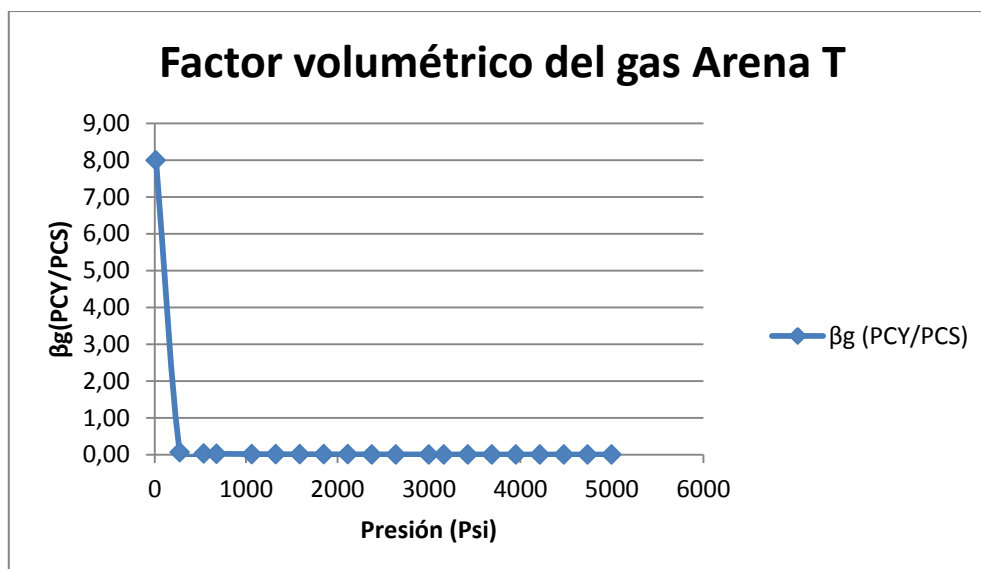
Los valores de Factor volumétrico final del gas a presiones sobre el punto de burbujeo para las dos arenas se obtuvieron mediante extrapolación de la curva $1/\beta_g$ de los datos obtenidos en análisis PVT de laboratorio. En las Figuras 1.16 y 1.17 se observa las curvas de factor volumétrico del gas utilizados en la inicialización. En la Tabla 1.13 se observan los valores del factor volumétrico del gas a diferentes presiones.

FIGURA 1.16 Factor volumétrico del gas – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.17 Factor volumétrico del gas – Arena T

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 1.13 Factor volumétrico del gas

Arena U		Arena T	
Presión (Psi)	β_g (PCY/PCS)	Presión (Psi)	β_g (PCY/PCS)
14,70	2,01484	14,70	7,99335
277,08	0,06625	277,08	0,05946
596,40	0,03043	539,47	0,02984
801,85	0,02258	677,47	0,02365
1064,24	0,01698	1064,24	0,01495
1326,62	0,01361	1326,62	0,01196
1589,01	0,01135	1589,01	0,00997
1851,39	0,00974	1851,39	0,00855
2113,77	0,00853	2113,77	0,00748
2376,16	0,00758	2376,16	0,00665
2638,54	0,00683	2638,54	0,00599
3000,00	0,00600	3000	0,00526
3163,31	0,00569	3163,31	0,00499
3425,69	0,00526	3425,69	0,00461
3688,08	0,00488	3688,08	0,00428
3950,46	0,00456	3950,46	0,00399
4212,85	0,00427	4212,85	0,00374
4475,23	0,00402	4475,23	0,00352
4737,62	0,00380	4737,62	0,00333
5000,00	0,00360	5000	0,00315

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.5.6.3 Factor volumétrico del Agua

Los valores de factor volumétrico del agua β_w para las dos arenas se indican en la Tabla 1.14.

TABLA 1.14 Factor volumétrico del agua

β_w (BY/BCN)		β_w (BY/BCN)	
Presión (Psi)	Arena U	Presión (Psi)	Arena T
4000	1,04482	4100	1,04663

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.6 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDO

1.6.1 PERMEABILIDAD RELATIVA

Es la razón entre la permeabilidad efectiva y una permeabilidad base (absoluta).

$$K_{ro} = \frac{K_o}{K} \quad (1.8)$$

La permeabilidad relativa es el factor más importante en lo que respecta al movimiento de las fases inmiscibles (petróleo, agua y gas) dentro del medio poroso. Las curvas de permeabilidad relativa es un resultado simple de análisis de laboratorio (experimentales). Con las curva de permeabilidades relativas, podemos identificar cuatro puntos importantes: Swc (Saturación de agua connata), Sor (Saturación residual de petróleo), Kro' (permeabilidad relativa del petróleo en el punto de Swc) y Krw' (permeabilidad relativa del agua en el punto de Sor) que constituyen los puntos finales de las curvas.

En las Tablas 1.15 y 1.16; así como las Figuras 1.18 y 1.19 muestran los datos y las curvas de permeabilidad relativa para las formaciones de interés en el presente estudio, las arenas U y T respectivamente.

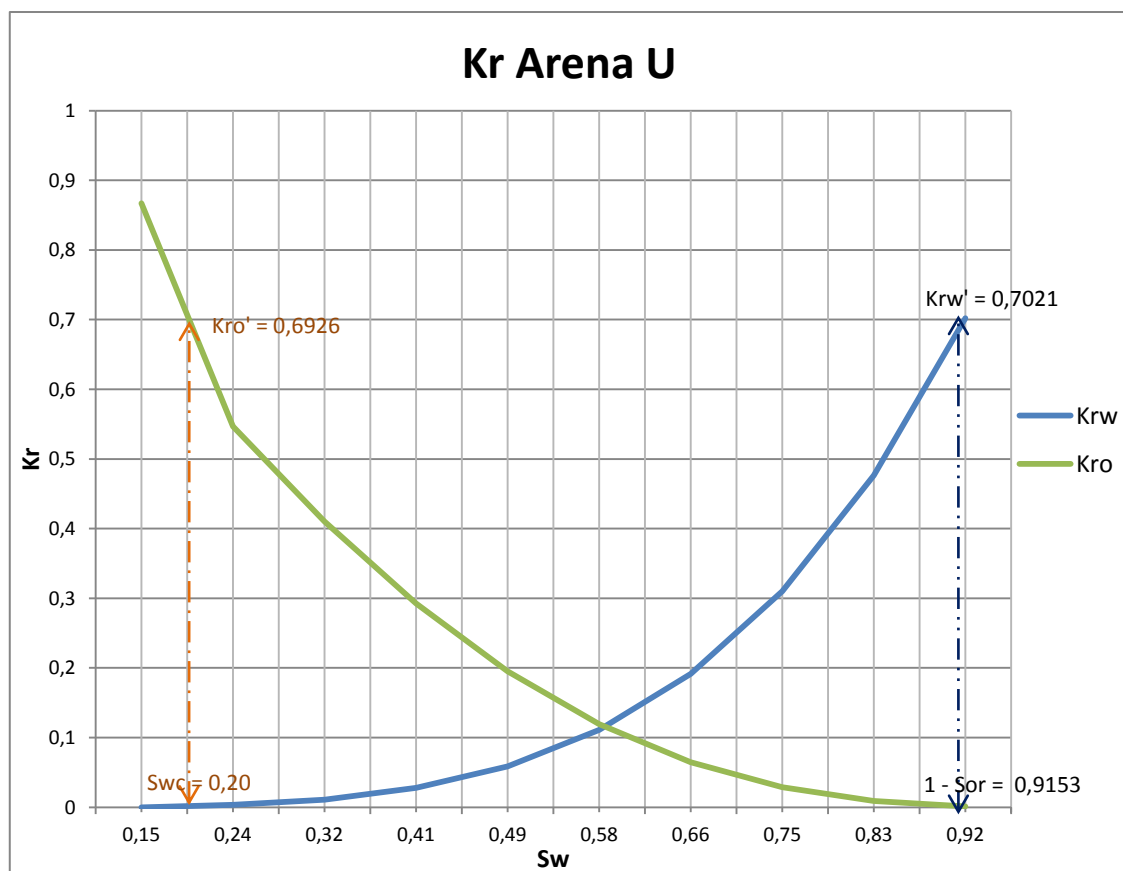
TABLA 1.15 Permeabilidad Relativa – Arena U

Sw	Krw	Kro
0,1539	0	0,867000
0,2385	0,003236	0,546878
0,3231	0,010901	0,410329
0,4077	0,027637	0,292467
0,4923	0,058758	0,195247
0,5769	0,110804	0,119396
0,6616	0,191548	0,064411
0,7462	0,309993	0,028557
0,8307	0,476370	0,008871
0,9153	0,702142	0,001160

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.18 Curva de Permeabilidades Relativas – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

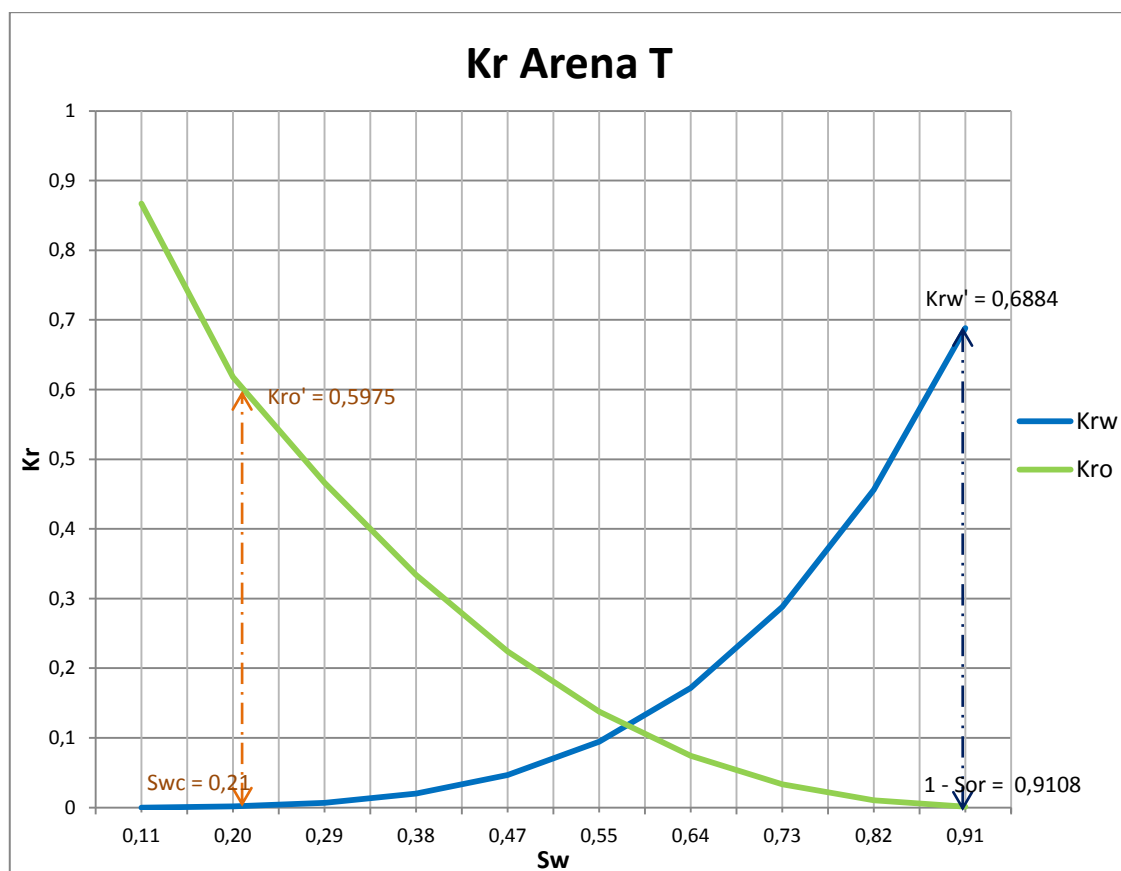
TABLA 1.16 Permeabilidad Relativa – Arena T

Sw	Krw	Kro
0,1088	0	0,867000
0,1979	0,001534	0,618132
0,2870	0,006788	0,466431
0,3762	0,020021	0,334109
0,4653	0,046866	0,224027
0,5544	0,094470	0,137530
0,6435	0,171494	0,074453
0,7326	0,288113	0,033113
0,8217	0,456016	0,010316
0,9108	0,688406	0,001353

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.19 Curva de Permeabilidades Relativas – Arena T



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Para cualquier medio poroso donde se tiene un proceso de desplazamiento es necesario determinar las curvas de permeabilidad relativa para cada par de fluidos. La permeabilidad relativa está controlada por los siguientes factores:

- Geometría del poro.
- Humectabilidad.
- Distribución de fluidos
- Saturaciones e historia de saturación.

De acuerdo a estudios realizados en los yacimientos petroleros del oriente ecuatoriano, se ha concluido que los reservorios son preferentemente hidrófilos, es decir humectados por agua y no por petróleo. Esto queda en evidencia al observar las curvas de permeabilidad relativa al agua y al petróleo que se cruzan en un valor de saturación de agua mayor a 50%, como se muestra en las Figuras 1.18 y 1.19, para la arena U y T respectivamente.

1.6.2 PRESIÓN CAPILAR

La presión capilar es la diferencia de presión que existe a lo largo de la interfase que separa a dos fluidos inmiscibles. Se define como la diferencia de presión entre las fases no-mojante y mojante (la presión capilar siempre será positiva).⁵

Existe una relación inversa entre la presión capilar y la saturación de agua, dicha relación es llamada curva de presión capilar, la cual es medida rutinariamente en laboratorio. Para tal experimento típicamente se emplea aire vs salmuera o aire vs mercurio y la curva resultante se convierte al sistema agua-petróleo del yacimiento.

La presión capilar es de importancia para nuestro estudio, ya que el espesor de la zona de transición va a depender del valor de presión capilar.

⁵ FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA EN YACIMIENTOS. Lucio Carrillo Barandiaran – 2006.
Pág.17.

Los valores obtenidos de laboratorio se los utiliza en la inicialización, luego se los compara con la zona de transición de los registros eléctricos a fin de validar los datos obtenidos.

Las presiones capilares para la arena U fueron obtenidas a partir de análisis especiales de núcleos para el pozo X-17. De las curvas de presión capilar se obtienen los valores de saturación de agua irreductible de un yacimiento. A continuación en las Tablas 1.17 y 1.18; así como en las Figuras 1.20 y 1.21 se muestran los datos y las curvas de presión capilar vs la saturación de agua para las arenas U y T.

TABLA 1.17 Presión Capilar – Arena U

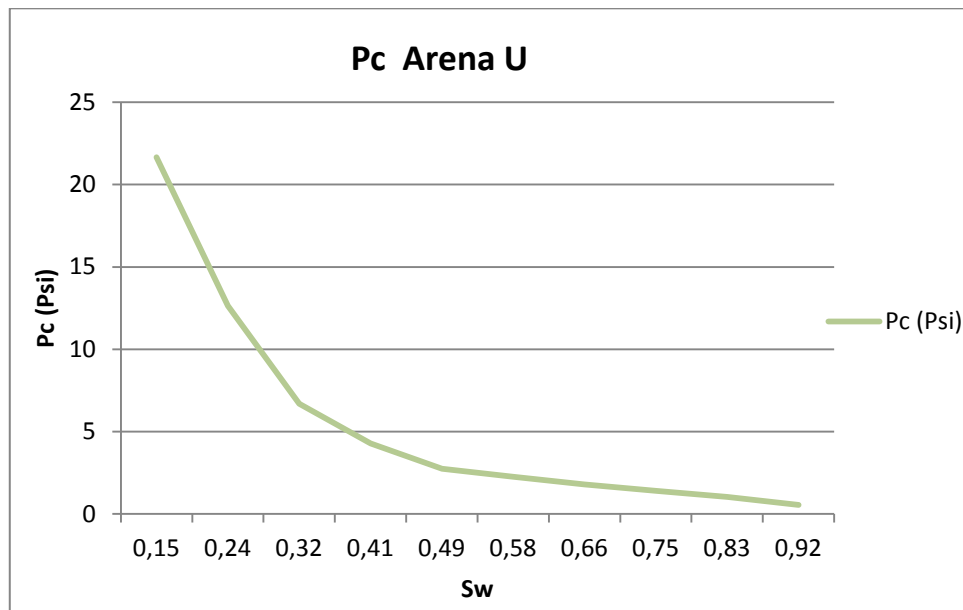
Pc (Psi)	Saturación de Agua (%)
21,660	0,1539
12,635	0,2385
6,6833	0,3231
4,2743	0,4077
2,7476	0,4923
2,2663	0,5769
1,7849	0,6616
1,4039	0,7462
1,0329	0,8307
0,5415	0,9153

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 1.18 Presión Capilar – Arena T

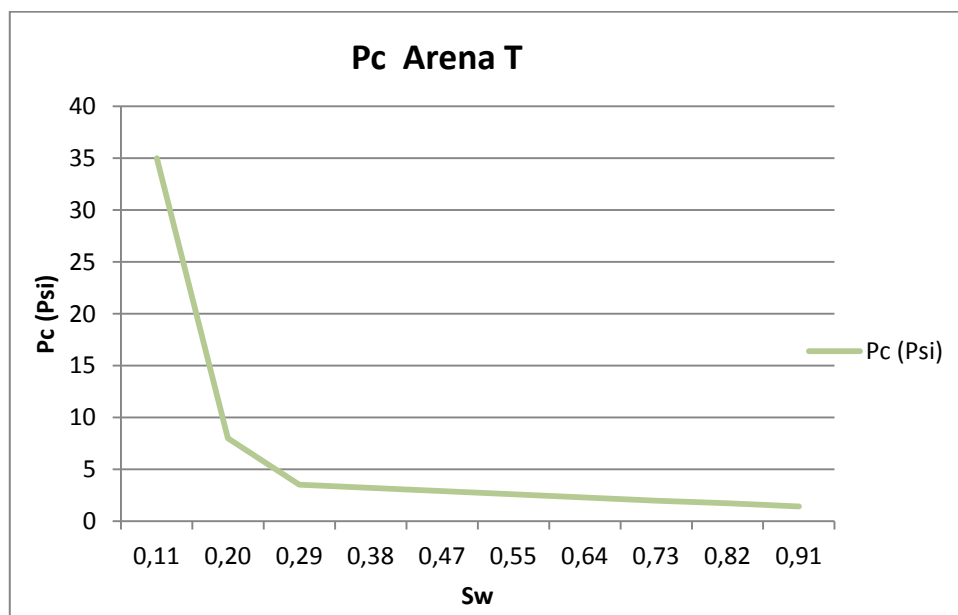
Pc (Psi)	Saturación de Agua (%)
35,000	0,1088
8,0000	0,1979
3,5200	0,2870
3,2076	0,3762
2,8952	0,4653
2,5829	0,5544
2,2705	0,6435
1,9881	0,7326
1,7190	0,8217
1,4167	0,9108

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.20 Curva de Presión Capilar – Arena U

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.21 Curva de Presión Capilar – Arena T

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.7 ANÁLISIS PVT

En todo estudio de ingeniería de yacimientos es requisito indispensable contar con las propiedades tanto de los fluidos como de la roca, lo cual implica que la toma de muestras de fluido y núcleos debe realizarse en la etapa inicial del desarrollo de un campo.

El principal propósito del muestreo es obtener las características de los fluidos del yacimiento, las cuales se obtienen en el laboratorio por medio de los estudios o análisis PVT. Estos estudios son absolutamente necesarios para llevar a cabo toda la actividad de ingeniería de yacimientos.

En la Tabla 1.19 se muestra los datos promedios correspondientes a las arenas de interés U y T, estos datos fueron obtenidos de estudios PVT disponibles.

TABLA 1.19 Datos PVT promedio del Campo

PARÁMETROS	YACIMIENTOS	
	U	T
Porosidad	18,5	14,2
Pi, psia	3796	4100
Pb, psi	830	743
Compresibilidad del petróleo ($*10^{-6}$)	6,00E-06	7,00E-06
Factor volumétrico inicial del petróleo; Bls/BF	1,136	1,145
Factor volumétrico del petróleo a Pb; Bls/BF	1,12	1,164
viscosidad del petróleo; cp	6,67	1,36
Compresibilidad del agua de formación ($*10^{-6}$)	3,00E-06	3,00E-06
Temperatura del yacimiento; °F	199	202
Permeabilidad promedio del reservorio; md	368	257

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.8 MECANISMOS NATURALES DE PRODUCCIÓN

Con la finalidad de pronosticar el funcionamiento de un yacimiento petrolífero, es importante conocer los volúmenes de petróleo que originalmente se encuentra en el yacimiento, así como el conocimiento de la energía disponible para expulsar el petróleo, la variación de presión en el reservorio, relación agua petróleo, ya que estos factores influyen su comportamiento.

Los mecanismos naturales de producción que influyen en el comportamiento del reservorio son los siguientes:

- Expansión de roca y fluido
- Empuje por gas en solución
- Empuje por capa de gas
- Empuje hidrostático
- Segregación gravitacional
- Empuje combinado

Es conveniente aclarar que en la mayoría de yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea en forma alternada o simultánea.

Arenisca U: Este reservorio es altamente subsaturado, siendo su presión actual superior a la presión de burbuja, por lo que uno de los mecanismos actuantes es la expansión roca-fluido. De acuerdo al comportamiento de producción-presión pareciera existir una contribución importante de empuje hidráulico proveniente del flanco Nor-Oeste en ciertos sectores del reservorio. De esta manera se puede inferir una combinación de mecanismos de producción actuantes en el reservorio.

Arenisca T: Este reservorio es subsaturado, la presión actual es mayor a la presión de burbuja; uno de los mecanismos actuantes en el reservorio es el de expansión roca-fluido. De acuerdo al comportamiento de producción-presión, se evidencia la influencia de un empuje hidráulico por el flanco Sur-Este.

Las presiones iniciales del reservorio son de 4000 y 4100 psi para las arenas U y T respectivamente. Estas presiones son mayores a las presiones de punto de burbuja de cada unidad, y como el reservorio es inicialmente subsaturado no se espera la existencia de saturación de gas libre en el reservorio.

En la Tabla 1.20 se presentan las características de los mecanismos naturales de producción.

TABLA 1.20 Características de los Mecanismos Naturales de Producción

MECANISMO	PRESIÓN DEL RESERVORIO	RELACIÓN GAS-PETRÓLEO	PRODUCCIÓN DE AGUA	EFICIENCIA
Expansión de roca y fluido	Declina rápida y continuamente	Permanece baja y constante	Ninguna (excepto en reservorios con alto SW)	1-10% Promedio 3%
Empuje por gas en solución	Declina rápida y continuamente	Primero baja, incrementa a un máximo y cae	Ninguna (excepto en reservorios con alto SW)	5-35% Promedio 20%
Expansión por capa de gas	Cae lenta y continuamente	Incrementa continuamente	Ausente o despreciable	20-40% Promedio 25%
Empuje hidráulico	Permanece alta. Varía de acuerdo a la producción	Permanece baja si la presión es alta	La producción de agua puede llegar a ser considerable	35-80% Promedio 50%
Drenaje gravitacional	Declina rápida y continuamente	Permanece baja en pozos profundos y alta en pozos superficiales	Ausente o despreciable	40-80% Promedio 50%

FUENTE: Satter, A y G. C. Thakur, Integrated Petroleum Reservoir Management.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.9 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

El Sistema de Producción del Campo es únicamente por Bombeo Electrosumergible (ESP). Es un sistema levantamiento artificial muy eficiente, que extrae crudo de los pozos. Sus características respecto a otros sistemas de bombeo son:

- Maneja altos caudales de fluido.
- Su mantenimiento es rápido.
- Permite una pronta atención a los pozos que requieren asistencia.
- Pronta recuperación de la inversión inicial de los equipos.

1.10 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

El Campo al momento cuenta con facilidades de producción para una capacidad de procesamiento de 20.000 BFPD. Las instalaciones de producción se componen de las siguientes partes:

- Un manifold de distribución de 15 líneas de flujo.
- Un separador horizontal trifásico de prueba, de 10.000 BFPD.
- Un separador horizontal trifásico de producción, de 15.000 BFPD.
- Un separador horizontal trifásico de producción, de 15.000 BFPD.
- Un separador horizontal trifásico de producción, de 20.000 BFPD.
- Un tanque de lavado, con capacidad de 24.680 Bls.
- Un tanque de reposo, con capacidad de 20.000 Bls.
- Una bota de gas.
- Una planta de procesamiento de gas.
- Un tanque de almacenamiento de diesel, con capacidad para 4.000 Bls.
- Un tanque de almacenamiento de gasolina, con capacidad para 4.000 Bls.
- Un mechero.
- Dos tanques de almacenamiento de agua de reinyección, con capacidad de 500 Bls c/u.

- Sistema de reinyección de agua, compuesto por: dos bombas booster, dos bombas reda de alta presión.
- Una línea de 8" para transporte del agua de formación desde la Estación de Producción hasta los pozos X-05, y X-06.

1.11 REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Toda el agua de formación producida por los pozos del Campo se reinyecta a la formación Tiyuyacu a través de los pozos reinyectores X-05, y X-06.

El volumen de agua de formación reinyectado por el pozo X-05 es de 1500 BIPD aproximadamente con una presión de inyección de 1600 psi, mientras que el pozo X-06 tiene una capacidad aproximada de reinyección de 8000 BIPD con una presión de inyección de 2350 psi.

1.12 HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN

1.12.1 PRUEBAS INICIALES

Las pruebas iniciales contienen datos de la producción de agua y petróleo del pozo en sus inicios, intervalos perforados y otros parámetros de importancia. Las pruebas de producción correspondientes a este campo se las observa en el Anexo 1.2.

1.12.2 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Los historiales de producción proporcionan información del comportamiento productivo de la arena, cambios de zonas productivas, el agotamiento e incrementos de BSW.

El campo inicia su vida productiva en diciembre de 1980, con 1.150 BPPD. Al igual que algunos otros campos, muestra dos reactivaciones en su perfil de producción: la primera caracterizada por un incremento acelerado hasta rebasar los 6.000 BPPD (febrero-agosto de 1981), seguido por una declinación hasta los 1.166 BPPD en mayo de 1989.

Una segunda que alcanza el record histórico de 8.304 BPPD en mayo de 1997, declinando hasta 4.200 BPPD en junio de 2000. La última reactivación encuentra al campo con producciones superiores a los 7.000 BPPD a inicios del 2003 y a finales del 2005 se ubica con una producción de 4000 BPPD.

En el 2006 su promedio de producción fue de 4.511 BPPD. Al 31 de julio del 2011 la producción total diaria del campo es de 4.241 BPPD y en la actualidad la producción promedio del campo es de 3.800 BPPD. (Ver Anexo 1.4).

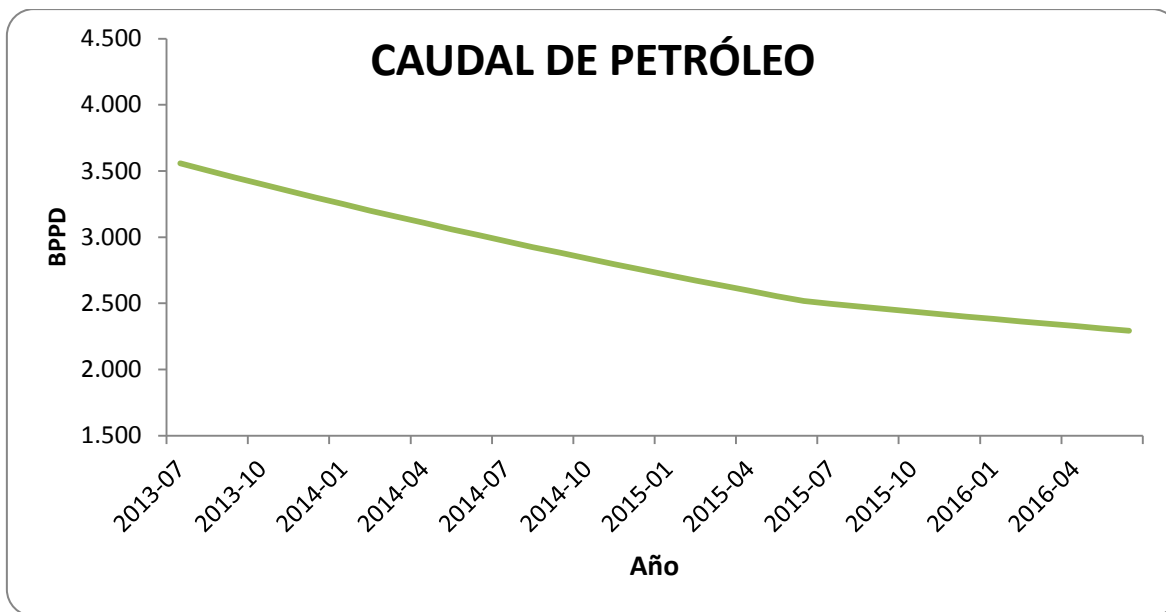
En base a los historiales de producción y estudios realizados se han obtenido pronósticos para la producción del campo, los barriles de petróleo producidos por día que se espera poder recuperar en los siguientes 3 años se presenta en la Tabla 1.21 y en la Figura 1.22.

TABLA 1.21 Producción Estimada 2013 – 2016

FECHA	BPPD	FECHA	BPPD
2013-07	3.557	2015-01	2.713
2013-08	3.504	2015-02	2.673
2013-09	3.451	2015-03	2.633
2013-10	3.400	2015-04	2.594
2013-11	3.349	2015-05	2.555
2013-12	3.299	2015-06	2.517
2014-01	3.250	2015-07	2.497
2014-02	3.201	2015-08	2.477
2014-03	3.154	2015-09	2.457
2014-04	3.107	2015-10	2.437
2014-05	3.060	2015-11	2.419
2014-06	3.015	2015-12	2.400
2014-07	2.970	2016-01	2.381
2014-08	2.925	2016-02	2.363
2014-09	2.882	2016-03	2.345
2014-10	2.839	2016-04	2.328
2014-11	2.796	2016-05	2.309
2014-12	2.755	2016-06	2.292

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.22 Producción Estimada 2013 – 2016

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.13 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

A continuación en la Tabla 1.22 se resume el estado de los 25 pozos perforados en el Campo.

TABLA 1.22 Resumen general del estado de los pozos

TIPO DE POZOS	TOTAL
Productores	12
Cerrados	9
Abandonados definitivamente	2
Reinyectores	2
TOTAL	25

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

De la tabla anterior además podemos decir: 12 pozos son productores (8 pozos producen de la arena U y 4 pozos de la Arena T) todos producen mediante bombeo electrosumergible, 2 pozos secos (X-06 y X-10), 2 pozos abandonados por problemas mecánicos (X-01 y X-02), los mismos que fueron sustituidos por los pozos (X-1B y X-2B), dos reinyectores (X-05, y X06) y 7 pozos direccionales (X-19D, X-20D, X-21D, X-22D, X-23D, X-24D y X-25D).

1.14 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

En la Tabla 1.23 se puede observar datos de producción actual de petróleo, agua y fluido; corte de agua, gravedad específica, tipo de levantamiento (el campo solo dispone de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible), tipo de bomba y presión de cabeza de cada pozo productor del campo.

De la Tabla 1.23 se extrajo un resumen el mismo que se presenta en la Tabla 1.24 en la cual se aprecia la cantidad de petróleo, agua y fluido producido diariamente por cada arena que está siendo explotada actualmente en el campo, adicionalmente nos permite ver la cantidad de pozos que se encuentran produciendo de cada arena.

Con los datos obtenidos se elaboró la Figura 1.23 en la cual se observa que el Campo se encuentra produciendo con un alto corte de agua.

Actualmente el reservorio con mayor aporte de petróleo neto en el campo es U inferior, aportando el 84,32%, seguido por T inferior el mismo que produce el 13,05% y T superior con un aporte del 2,63%.

Cabe mencionar que no se encuentra produciendo de Hollín, una más de las razones por las que no fue tomada en cuenta esta arena para el presente estudio.

TABLA 1.23 Pruebas de producción por pozo

Pozo	Arena	Presión Cabezal (Psi)	Producción				Bomba	Método
			BFPD	BPPD	BSW (%)	°API		
X-01B	UI	85	2044,00	408,80	80,00	19,20	P23X	ESP
X-02B	UI	75	1166,00	291,50	75,00	17,50	P12HX6	ESP
X-07	UI	155	1756,00	351,20	80,00	21,80	P23X	ESP
X-12	TI	150	727,00	218,10	70,00	29,50	DN-1100	ESP
X-14	UI	140	163,00	65,20	60,00	24,80	DN-1100	ESP
X-15	UI	120	1089,00	272,25	75,00	17,80	P12X	ESP
X-16	TS	150	1691,00	101,46	94,00	25,90	TE-1500	ESP
X-21D	TI	75	1080,00	237,60	78,00	29,00	P11X	ESP
X-22D	UI	122	1026,00	779,76	24,00	18,50	P12X	ESP
X-23D	UI	90	775,00	759,50	2,00	17,80	P8X	ESP
X-24D	TI	65	97,00	48,50	50,00	27,6	TD-150	ESP
X-25D	UI	80	513,00	328,32	36,00	16,00	DN-1100	ESP
TOTAL			12127,00	3862,19				

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

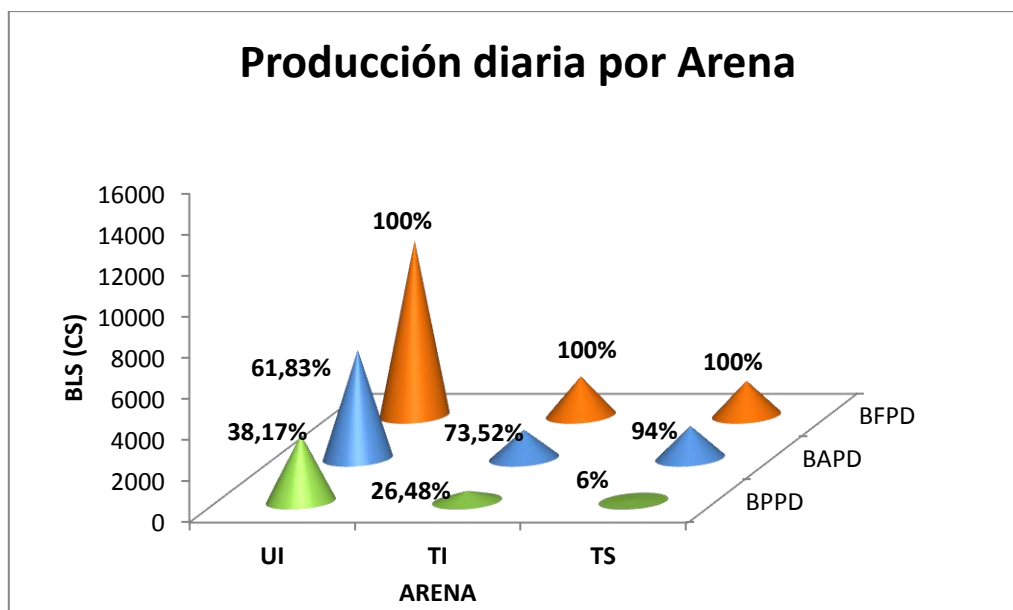
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 1.24 Producción diaria por Arena

Arena	Nro Pozos	Producción		
		BFPD	BPPD	BAPD
UI	8	8532	3256,53	5275,47
TI	3	1904	504,20	1399,80
TS	1	1691	101,46	1589,54
TOTAL		12127	3862,19	8264,81

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 1.23 Distribución de la Producción diaria por Arena

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

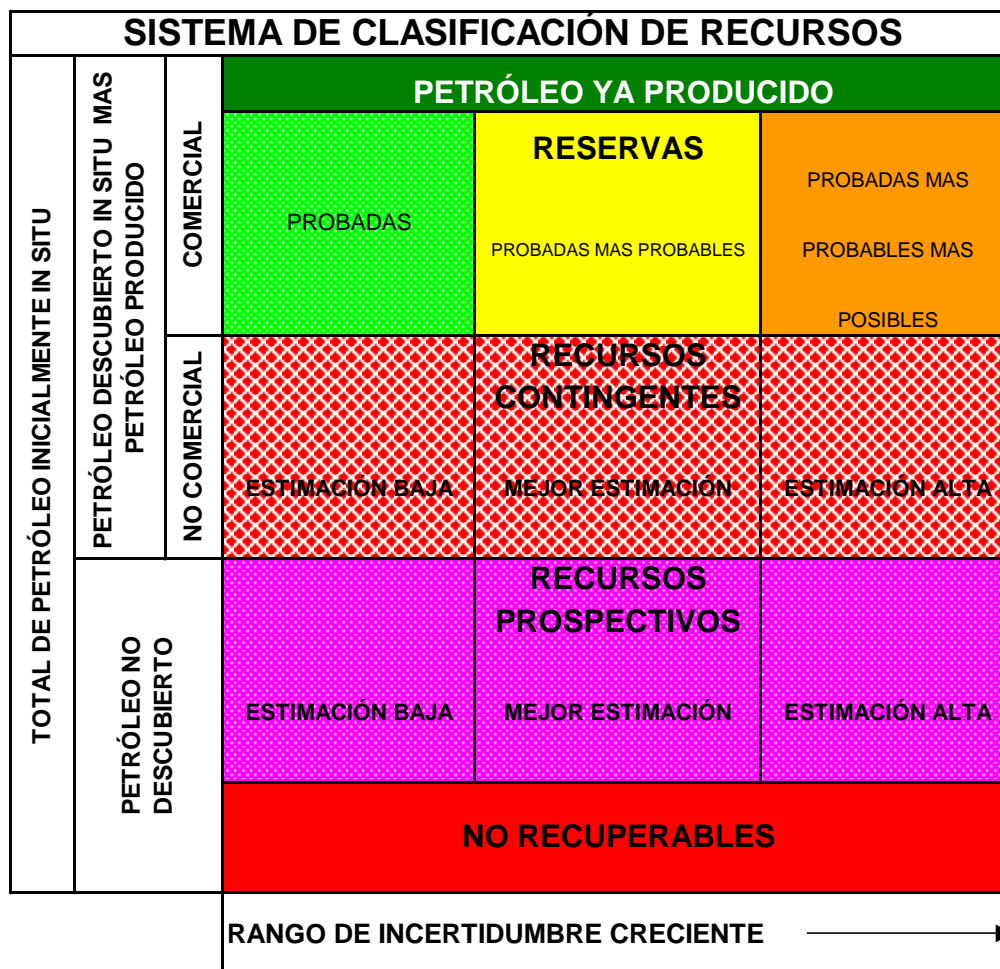
1.15 PETRÓLEO ORIGINAL IN SITU POES

Se reconoce que todas las cantidades del Petróleo inicialmente in situ pueden constituir recursos potencialmente recuperables; pero la estimación de la proporción que puede ser recuperable está sujeta a incertidumbres significativas y cambiará con las variaciones en las circunstancias comerciales, desarrollos tecnológicos y disponibilidad de los datos. Una porción de esas cantidades clasificadas como irrecuperables pueden volverse recuperables en el futuro si las circunstancias comerciales cambian, ocurren desarrollos tecnológicos, o son adquiridos datos adicionales.⁶

En la Figura 1.24 se puede apreciar la clasificación de los recursos de manera más detallada.

⁶ <http://www.spe.org/cda/content/0,1085,286,00.html>

FIGURA 1.24 Sistema de Clasificación de Recursos



FUENTE: <http://www.spe.org/cda/content/0,1085,284,00.html>

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.15.1 FACTOR DE RECOBRO

Se define al factor de recobro como el porcentaje de hidrocarburo que se estima es recuperable de un reservorio con respecto al petróleo original in situ (POES). Éste depende de los mecanismos de producción y del comportamiento de los reservorios.⁷

⁷ "ACTUALIZACIÓN DE RESERVAS DEL CAMPO CONONACO". García Julio, Rodríguez. 2011

1.15.2 RESERVAS ORIGINALES Y REMANENTES

El volumen de reservas originales del Campo para las arenas U y T, son valores obtenidos de los archivos historiales de producción, en la Tabla 1.25 se presentan resultados de las reservas remanentes que se obtienen de la diferencia entre las reservas probadas y la producción acumulada a diciembre del 2012.

TABLA 1.25 Reservas Originales y Remanentes para las arenas U y T

Yacimiento	POES	Fr (%)	° API	Reservas Probadas (Bls)	Producción Acumulada (Bls)	Reservas Remanentes (Bls)
U	90'618.990	35,9	16,9	32'532.217	31'519.512	1'012.705
T	59'766.074	45,0	29,5	26'894.283	20'953.517	5'940.766
SUBTOTAL	150'385.064			59'426.500	52'473.029	6'953.471

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.16 ANÁLISIS DE PRESIONES

Las presiones para la arena U y T han sido obtenidas de pruebas de Build Up que se llevaron a cabo en diferentes etapas de la vida del campo, para los casos en los cuales las presiones no pudieron ser corregidas al datum del reservorio o no se dispone de suficientes datos para la creación de una línea de tendencia, se utilizó el valor de presión extrapolada para cada reservorio.

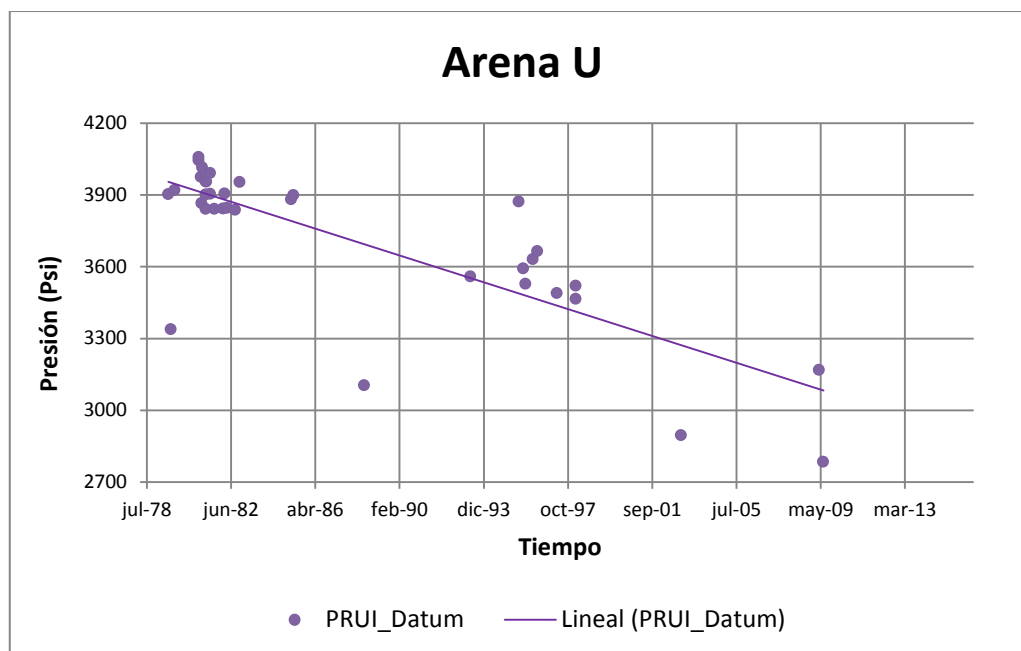
En base a estos análisis se establece una relación de presión vs tiempo para cada arena productora de las presiones registradas históricamente.

De igual manera se evidencia la presencia de dos unidades hidráulicas para cada arena, siendo la más activa la correspondiente a la arena U.

1.16.1 ARENA U

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4.000 psi. Se cuenta con medidas de presión de este reservorio obtenidas de las pruebas realizadas. Como se observa en la Figura 1.25, no se posee un valor actual aunque puede extrapolarse un valor en el orden de 2.512 psi.

FIGURA 1.25 Historial de Presiones para la Arena U

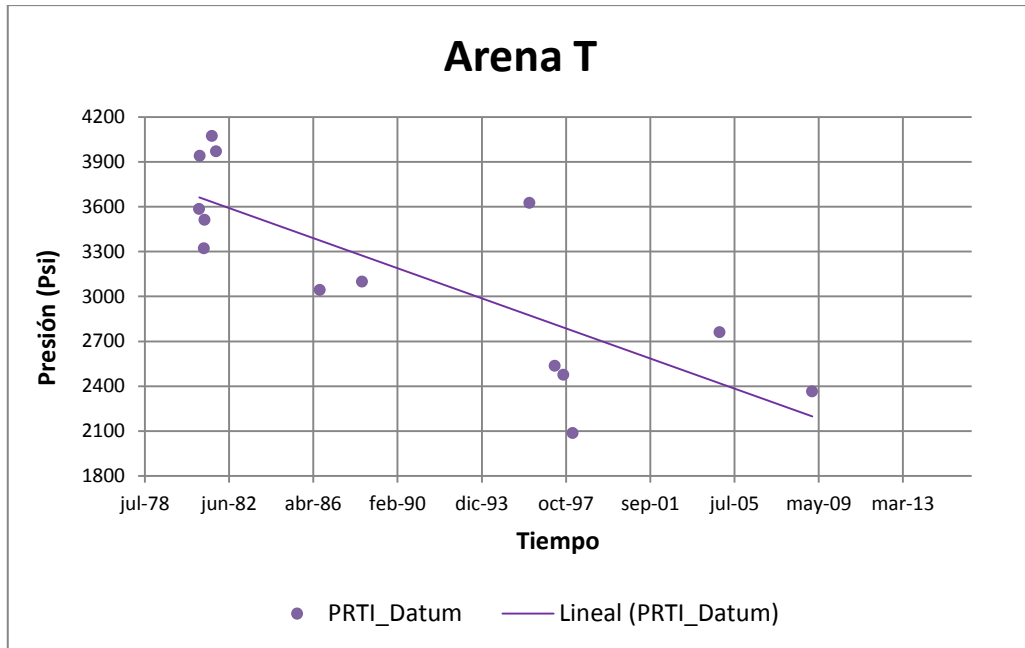


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

1.16.2 ARENA T

La presión inicial del reservorio fue reportada en 4.100 psi. En la Figura 1.26, se observa las presiones históricas para esta arena, así como el valor extrapolado de 2.360 psi.

FIGURA 1.26 Historial de Presiones para la Arena T

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

CAPÍTULO 2

DEFINICIONES FUNDAMENTALES DE LA RECUPERACIÓN MEJORADA DE PETRÓLEO POR INYECCIÓN DE POLÍMERO

2.1 INTRODUCCIÓN A LA RECUPERACIÓN MEJORADA

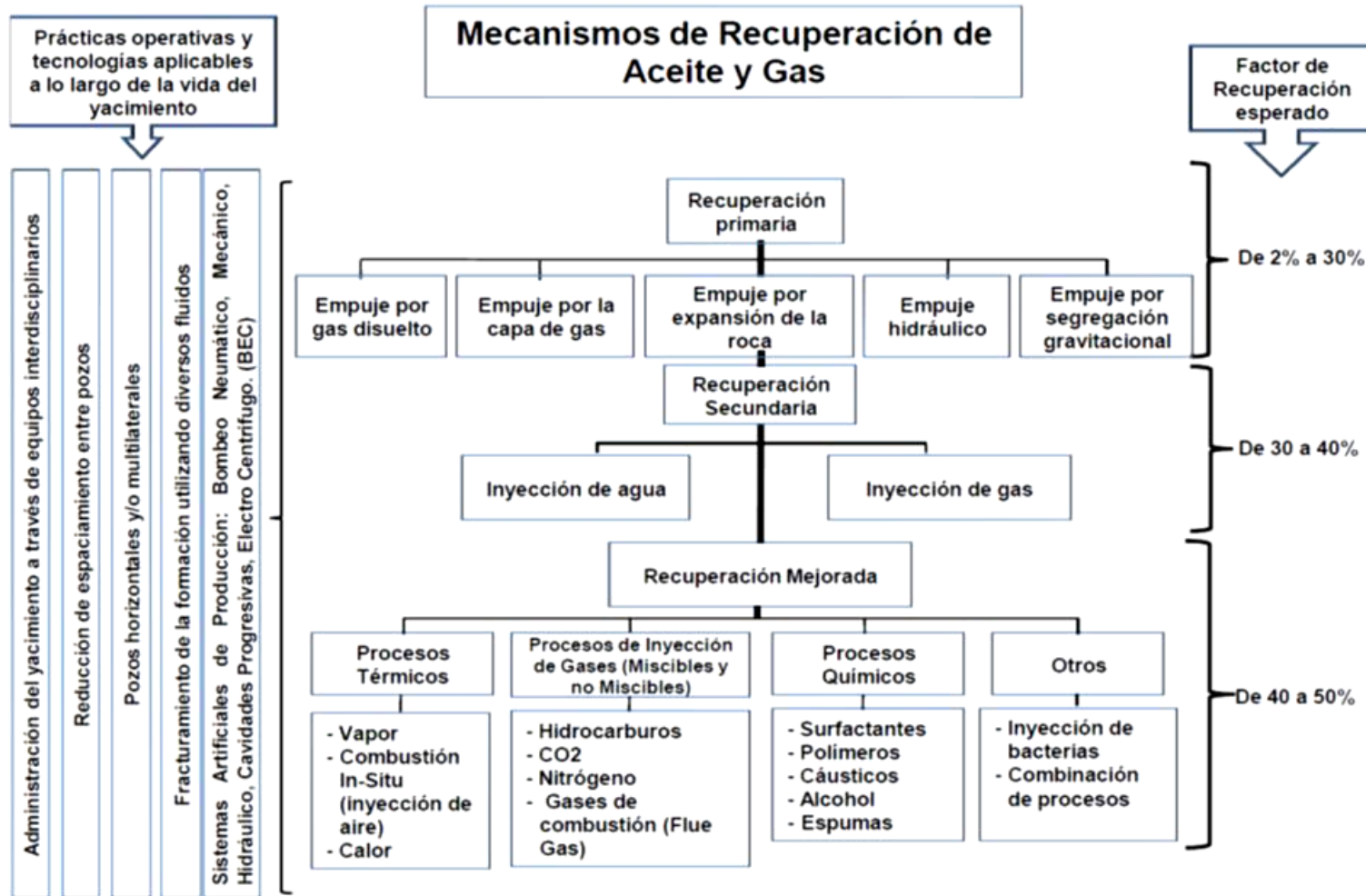
Las técnicas de recuperación primaria y secundaria en conjunto permiten recuperar sólo un 35-50% de petróleo del yacimiento. Esto hace que quede una cantidad importante de petróleo remanente en el yacimiento.⁸

Según las experiencias de campo, con estos procesos se puede aumentar el recobro hasta el 50% del POES, sin embargo, estos porcentajes siguen siendo bajos ya que el 50% o más se queda en el yacimiento cuando la producción llega a su límite económico, debido a la baja productividad y altas tasas de producción de agua y/o gas.

Como la tasa de recobro se considera baja, se han implementado otros métodos y sistemas de recobro mejorado de petróleo, también se conocen como procesos de recuperación adicional, los cuales se definen, como procesos que incrementan económicamente el recobro de hidrocarburos, mediante la inyección de fluidos y/o energía al yacimiento. En la Figura 2.1 podemos observar los procesos de recuperación y posibles factores de recuperación final que se pueden obtener en las etapas durante la vida de un yacimiento.

⁸ <http://es-la.tiorco.com/tio/products/asp-sp.htm>

FIGURA 2.1 Esquema de Mecanismos de Producción



FUENTE: Documento técnico (DT-1). Factores de recuperación de petróleo y gas en México. Junio 2010.

En la actualidad, también se aplican otros procesos de recuperación mejorada como inyección de microorganismos, emulsiones y vibrosísmica.

El principal objetivo de la aplicación de las técnicas de recuperación mejorada, es incrementar la recuperación de petróleo de aquellos reservorios para los que las características del petróleo, así como la cantidad y eficiencia de la energía natural que lo moviliza, no resulten suficientes para obtener rendimientos satisfactorios.⁹

Muchos de estos procesos actualmente pueden ser simulados con la finalidad de optimizar el proceso de recuperación tomando en cuenta las diferentes complejidades propias del yacimiento.

TABLA 2.1 Criterios básicos de selección para el desarrollo de proyectos de recuperación mejorada basado en métodos químicos

Método	°API	Viscos (cp)	Permeab. (md)	Temp. (°F)
Inyección de Polímeros	15-40	< 126	> 20	< 229
Inyección de Surfactantes	25-40	< 15	< 500	< 150
Inyección de Soluciones Alcalinas	15-35	< 150	< 1000	< 200

FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos11/metods/metods.shtml>

⁹ WATERFLOODING- VYP Consultores, Buenos Aires Julio 2004. Pág. 05.

2.2 PRINCIPALES PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA – FLUIDOS QUE INCIDEN EN LA EFECTIVIDAD DE UN PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.2.1 PERMEABILIDAD

La permeabilidad absoluta es considerada buena entre 50 y 250 md. Valores de permeabilidad moderada están entre 15 y 50 md causan presiones de inyección más altas. Los valores de permeabilidad son considerados muy buenos entre los 250 y 1000 md, excelentes los mayores a 1000 md aseguran mayores recobros con una inyección de agua convencional y hacen que la inyección de polímeros sea costosa y difícil de justificar.

Para la arena U se tiene una permeabilidad de 368 md, y para la arena T se tiene 257 md, valores considerados muy buenos para este tipo de procesos.

Los datos de permeabilidad relativa, en cambio expresan los efectos de humectabilidad. Mediante las curvas de permeabilidad relativa para las dos arenas U y T, se concluye que estamos en presencia de dos reservorios con humectabilidad al agua. Para la arena U tenemos que el cruce se da en $S_w = 58,5\%$ y para la arena T, $S_w = 57,5\%$.

2.2.2 HUMECTABILIDAD

La humectabilidad de la roca afecta las saturaciones del fluido y las características de permeabilidad relativa de un sistema fluido - roca. Considerando el efecto de la humectabilidad en la distribución de los fluidos, es fácil justificar que las curvas de permeabilidad relativa están en función de la humectabilidad.

En la Tabla 2.2, se muestra parámetros para determinar el tipo de humectabilidad de un sistema.

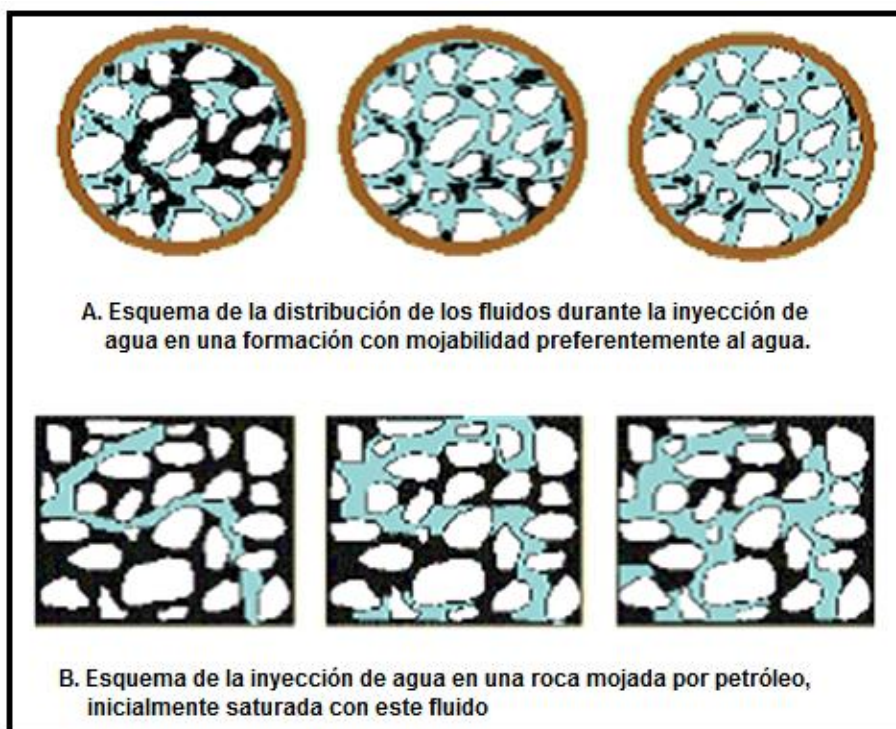
TABLA 2.2 Efectos de la Humectabilidad en la Saturación

Humectabilidad	Sw irreducible	So residual	Intersección curvas Kr
Petróleo	< 15% VP	> 50%	< 50% de Sw
Agua	> 15% VP	< 30%	> 50% de Sw

FUENTE: Aspectos de Ingeniería de inyección de agua. Craig.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Cuando la superficie de la roca es preferencialmente mojada por agua, como es el caso de las arenas U y T, el proceso de inyección de agua en la formación es más favorable que en el caso en que dicha superficie es preferencialmente mojada por petróleo, tal como se puede observar en la Figura 2.2.

FIGURA 2.2 Esquema de la distribución de fluidos en sistemas mojados por agua o petróleo durante la inyección de agua

FUENTE: LAKE, L. "Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1989.

2.2.3 PRESIÓN CAPILAR

De la curva promedio de presión capilar se determinó que la saturación de agua connata es del 20% y se estima una saturación de petróleo residual alrededor del 8,47% para la arena U. Para la arena T, se tiene que la saturación de agua connata de 21% y se estima una saturación de petróleo residual alrededor del 8,92%. De acuerdo a los estudios obtenidos en el análisis petrofísico de las dos arenas, presentan una tendencia homogénea, son areniscas de grano fino y están humectadas por agua.

2.2.4 VISCOSIDAD

Uno de los principales propósitos del proceso de recuperación mejorada es aumentar la viscosidad del agua y así mejorar la relación de movilidades del agua con respecto al aceite, por los valores registrados de viscosidad para las arenas U y T no se justifica aplicar este tipo de procesos para la arena T ya que tiene un valor de viscosidad de 1,36 cp que es muy bajo, permitiendo pequeñas mejoras. De igual manera, los valores de viscosidad de las dos arenas no inciden en el proceso de recuperación mejorada, ya que para la factibilidad de aplicación se tiene como parámetro valores de viscosidad menores de los 100 cp. Para la arena U se tiene una viscosidad de 6,67 cp, razón por la cual el estudio se realizará a esta arena debido a que el petróleo que se encuentra en este yacimiento tiene una viscosidad relativamente mayor a la que se encuentra en la arena T.

2.2.5 GEOMETRÍA DEL YACIMIENTO

Se sabe que existe la presencia de una barrera la cual divide al yacimiento en dos partes quedando una hacia el lado norte y la otra hacia el sur, la presencia de esta barrera nos indica que nuestro estudio debe concentrarse al lado norte de la barrera, debido a que es donde se encuentran casi la totalidad de los pozos. De igual manera la determinación de un buen espesor, así como la continuidad de la arena determinaron la aplicación del estudio en el sector.

2.2.6 PROFUNDIDAD DEL YACIMIENTO

Cuando se tiene un yacimiento profundo las saturaciones de petróleo residual son más bajas que en un yacimiento somero después de culminada la producción primaria, esto se debe a que estuvo disponible un gran volumen de gas en solución para expulsar el petróleo y a que el factor de compresibilidad fue grande y, en consecuencia se ha producido más petróleo. Además, grandes profundidades permiten usar mayores presiones en superficie para inyectar la solución polimérica y dependiendo de las condiciones del yacimiento varía la selección del equipo de producción, la completación para incorporar el proceso de inyección, número y localización de pozos. En consecuencia la recuperación de petróleo extra se ve influenciada por la profundidad del yacimiento.¹⁰

Es un factor crítico solo cuando este tiene que ver con la temperatura del yacimiento, la presión de inyección y la presión de fractura. Temperaturas menores a 200 °F aseguran una solución polimérica estable, tomando en consideración los parámetros de factibilidad de aplicación, se tiene que es aconsejable realizar en formaciones menores a los 9000 pies de profundidad.

Para la arena U, se tiene una temperatura de 199 °F a una profundidad entre 8710 – 8802 pies, en cambio para la arena T se tiene una temperatura de 202 °F a una profundidad entre 8940 – 9051 pies. Se puede concluir que la arena U es la más idónea, pues cumple con los requerimientos de profundidad y temperatura.

2.3 FACTORES QUE AFECTAN EL PROCESO DE RECUPERACIÓN MEJORADA

2.3.1 EFICIENCIA DE BARRIDO AREAL (E_A)

La eficiencia areal de barrido se define como la fracción invadida respecto al área horizontal del yacimiento donde ha ocurrido el proceso de recuperación mejorada.

¹⁰ PARIS de F., Magdalena. "Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos". Pág. 1.

$$E_A = \frac{\text{área horizontal invadida}}{\text{área horizontal total invadible}} \quad (2.1)$$

La eficiencia de barrido areal depende básicamente de tres factores principales.

- Relación de movilidad.
- Modelo de inyección.
- Acumulación del agua inyectada.

2.3.2 EFICIENCIA DE BARRIDO VERTICAL (E_V)

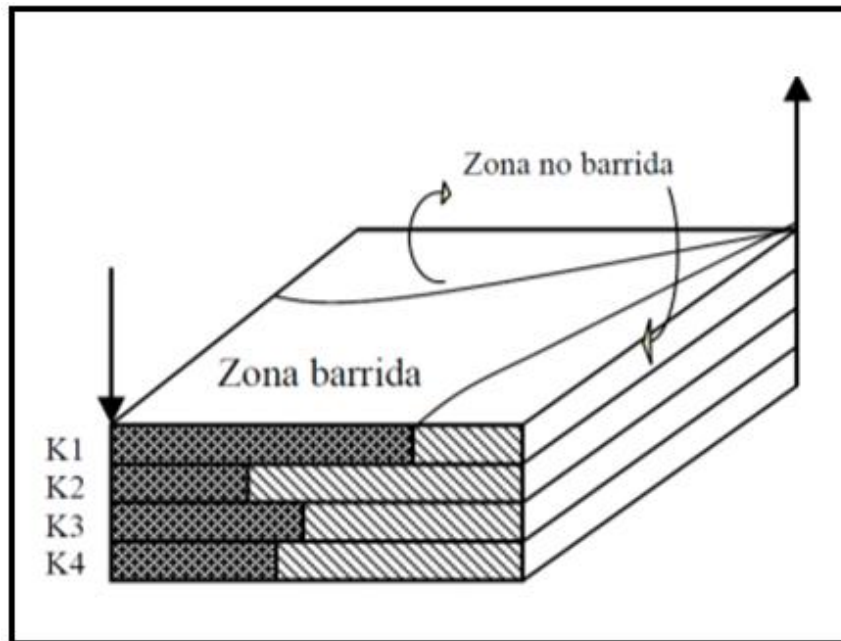
La eficiencia de barrido vertical E_V , se define como la fracción de la sección vertical que ha sido invadida por el fluido desplazante.

$$E_V = \frac{\text{área vertical invadida}}{\text{área vertical total invadible}} \quad (2.2)$$

Entre los factores que afectan la eficiencia vertical de barrido se tienen:

- Heterogeneidad del yacimiento (a mayor heterogeneidad de los estratos, menor será la eficiencia de barrido vertical).
- Razón de movilidad (al aumentar la razón de movilidad disminuye E_V).
- Volumen de fluido inyectado (E_V aumenta con el volumen de fluido inyectado, con el tiempo de inyección).
- Flujo cruzado entre capas.

En la Figura 2.3 se muestra de manera gráfica la distribución de las permeabilidades en las diferentes capas, así como las zonas dónde se produce el barrido por efecto de la eficiencia vertical de barrido.

FIGURA 2.3 Eficiencia vertical de barrido

FUENTE: "Oil Recovery Performance of Pattern Gas or Water Injection Operations from Model Tests". CRAIG, F.1955.

2.3.3 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (E_D)

Se define como la fracción del volumen de petróleo contactado movilizado y se representa a través de la siguiente ecuación:

$$E_D = \frac{\text{Volumen de Petróleo Contactado Movilizado}}{\text{Volumen de Petróleo Contactado}} \quad (2.3)$$

La eficiencia de desplazamiento continúa incrementándose durante el proceso de desplazamiento mientras se siga incrementando la saturación de agua promedia.

2.3.4 EFICIENCIA DE BARRIDO VOLUMÉTRICO (E_S)

Se define como la fracción del volumen total del yacimiento (o del arreglo) que es invadido o entra en contacto con el fluido desplazante.

Esta eficiencia se calcula a partir de la cobertura con la cual ocurre la invasión vertical (debido fundamentalmente a la estratificación) y de la cobertura areal (debido básicamente al arreglo y espaciamiento de los pozos).

$$E_S = \frac{\text{volumen invadido}}{\text{volumen total invadible}} \quad (2.4)$$

La eficiencia de barrido volumétrico también se puede expresar como:

$$E_S = E_A \times E_V \quad (2.5)$$

Para yacimientos homogéneos la eficiencia volumétrica es igual a la eficiencia de barrido areal.

La eficiencia volumétrica de barrido a su vez es afectada por:

- Cambios laterales y verticales en facies (porosidad, geometría, permeabilidad).
- Barreras estructurales (fallas, fracturas, buzamiento).

Como se puede observar, la eficiencia de barrido y de recobro son los principales factores que afectan la recuperación de petróleo durante el proceso de inyección; sin embargo, estos a su vez son afectados por otras variables entre las que se tiene:

A) Razón de Movilidad (M)

La razón de movilidad se define como la movilidad de la fase desplazante dividida entre la movilidad de la fase desplazada. Para el cálculo de la relación de movilidad se requiere de los valores de permeabilidad relativa y viscosidades del agua y del petróleo, como se indica en la ecuación 2.6.

$$M = \frac{K_{rw}@S_{or} \cdot \mu_o}{K_{ro}@S_{wc} \cdot \mu_w} \quad (2.6)$$

Los valores de saturación de petróleo irreductible (S_{or}) y saturación de agua connata (S_{wc}), así como las permeabilidades de petróleo y agua se obtuvieron de las Tablas 1.15 y 1.16; así como de las Figuras 1.18 y 1.19 de los datos de permeabilidad relativa.

La viscosidad del petróleo se obtuvo de los datos PVT promedio para cada arena de la Tabla 1.19 y la viscosidad del agua por medio de la ecuación en función de la temperatura de Gottfried de la Tabla 1.7 respectivamente.

$$M_{Arena U} = \frac{0,7021 \times 6,67}{0,6926 \times 0,304} = 22,23$$

$$M_{Arena T} = \frac{0,6884 \times 1,36}{0,5975 \times 0,299} = 5,24$$

En la Tabla 2.3 se presenta los valores utilizados y obtenidos en el cálculo de la relación de movilidades para las dos arenas

TABLA 2.3 Relación de Movilidades

Arena	S_{wc} (%)	S_{or} (%)	$K_{ro}@S_{wc}$	$K_{rw}@S_{or}$	μ_o (Cp)	μ_w (Cp)	M (Adimensional)
U	20	8,47	0,6926	0,7021	6,67	0,304	22,23
T	21	8,92	0,5975	0,6884	1,36	0,299	5,24

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La relación de movilidades es uno de los parámetros más importantes que caracterizan al desplazamiento:

- Si $M < 1$, la movilidad de los fluidos por detrás del frente será menor que la del petróleo y el desplazamiento será muy eficiente.
- Si $M = 1$ las movilidades son las mismas y el desplazamiento es eficiente.
- Si $M > 1$, la movilidad de los fluidos por detrás del frente supera a la del petróleo y el desplazamiento es ineficiente.

De los datos obtenidos para la relación de movilidad para cada arena en la Tabla 2.3, se puede determinar que ambos casos se cumple que $M > 1$, ambas arenas pueden ser objeto de estudio para un proceso de recuperación mejorada pues los valores obtenidos están dentro del rango como se indica en la Tabla 2.4.

TABLA 2.4 Factibilidad de Aplicación para procesos de Recuperación Mejorada

PROPIEDADES	VALORES
Grados API	> 25° API
Viscosidad del petróleo	< 150 cp (preferible < 100 cp)
Composición del petróleo	No crítica
Saturación de petróleo	< 10% del VP de petróleo móvil
Tipo de formación	Preferentemente areniscas pero puede usarse en carbonatos
Espesor del yacimiento	No crítica
Permeabilidad promedio	> 20 md
Factor de heterogeneidad	Entre 0,5 – 0,85
Profundidad	< 9.000 ft
Temperatura	< 229 °F (Preferentemente < 200°F)
Presión	No crítica
Relación de movilidad	Entre 2 – 40
Tamaño del bache de solución polimérica	Entre 7% y 33% del volumen de poros

FUENTE: Recuperación Secundaria y Mejorada – Inyección de Polímeros / Miguel Miranda Vázquez.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

A medida que la razón de movilidad aumenta, la eficiencia de desplazamiento, así como la eficiencia de barrido areal y vertical decrecen. En otras palabras, si el fluido desplazante fluye más rápido que el petróleo, el desplazamiento es ineficiente también desde el punto de vista macroscópico.

Este fenómeno, es conocido como canalización viscosa, provoca que el fluido desplazante no forme un frente uniforme a medida que avanza la inyección y tenderá a canalizarse (adedamamiento) hacia los estratos o áreas con mayor permeabilidad, ocasionando un recobro de petróleo menor.

B) Patrones de Inyección

La experiencia de campo ha demostrado que en muchos yacimientos homogéneos y continuos, la recuperación adicional de petróleo por inyección de agua es más efectiva cuando se mantiene la presión por inyección en la periferia. Cuando la inyección periférica falla por falta de continuidad entre la periferia y el centro del yacimiento, así como por la heterogeneidad o baja permeabilidad es conveniente inyectar y producir los fluidos en arreglos o modelos de inyección.

En general se recomienda lo siguiente:

- Usar la inyección en arreglos de 5, 7 y 9 pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad (han resultado más beneficiosos que los arreglos en línea).
- Utilizar arreglos en línea para yacimientos inclinados (permiten lograr un buen control del frente de barrido).
- De acuerdo con las movilidades de los fluidos desplazante y desplazado, resulta preferible:
 - Un arreglo de 7 pozos invertido, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 7 pozos normales, si es menor que la del petróleo.
 - Un arreglo de 5 pozos, si es igual a la del petróleo.
- Preferir el uso de los arreglos de 7 pozos a los de 5 pozos por las razones siguientes:
 - Mayor eficiencia de barrido areal.
 - Menor número de pozos inyectoros.

C) Tasa de Inyección

En yacimientos horizontales, las altas tasas de inyección disminuyen el efecto negativo de la segregación gravitacional sobre la eficiencia de barrido vertical, pero pueden producir inestabilidad viscosa del frente que se manifiesta por una rápida canalización del fluido desplazante.

En yacimientos inclinados y en los naturalmente fracturados es recomendable inyectar a tasas bajas por las siguientes razones:

- Favorecen la segregación gravitacional e impiden la inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- Favorecen la imbibición del agua en la matriz y su segregación gravitacional en las fracturas.

Sin embargo, debe tenerse presente que las tasas bajas de inyección pueden afectar negativamente la economía de un proyecto porque retardan la recuperación de la inversión.

2.4 PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMEROS

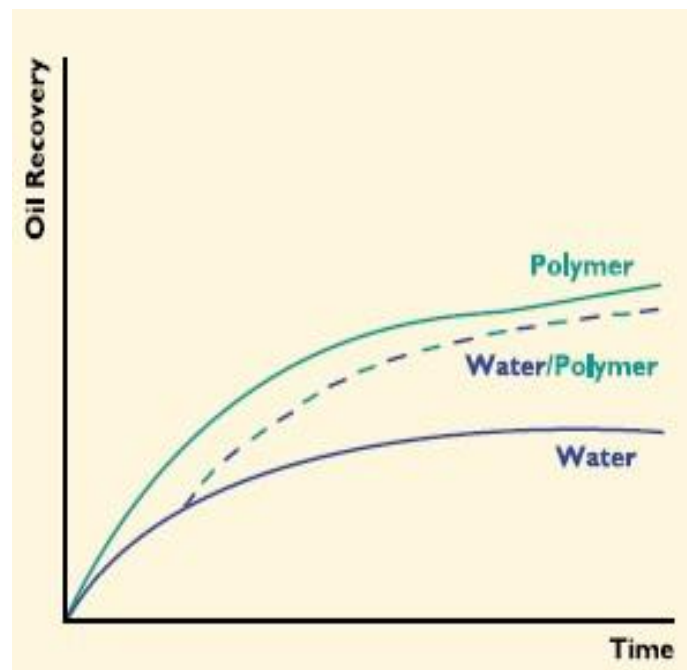
2.4.1 REFERENCIAS

La inyección de agua convencional sigue siendo el método de recuperación secundaria que con mayores posibilidades de éxito económico puede aplicarse a yacimientos con petróleo de viscosidades moderadas. Su principal desventaja es su alta movilidad en relación con la del crudo; por esta razón, despiertan el interés todos aquellos agentes que mejoran las propiedades de flujo del agua.

Tomando en cuenta estos aspectos en 1944 se inició la utilización de soluciones poliméricas como método de recuperación adicional de crudo, para mejorar la eficiencia de inyección de agua, aumentando su viscosidad mediante el uso de polímeros hidrosolubles.

La inyección de agua mejorada con polímeros tiene como objetivo principal disminuir la movilidad del agua inyectada al incrementar su viscosidad consiguiendo un mejor patrón de barrido de petróleo y menor digitación viscosa. La viscosidad de la solución de polímeros se incrementará al aumentar la concentración de polímero en el agua.

FIGURA 2.4 Procesos de Inyección



FUENTE: <http://www.pdo.co.om/pdoweb/tabid/278/Default.aspx>

Investigaciones actuales persiguen mejorar el proceso de inyección de polímeros reduciendo el costo de producción y buscando polímeros que tengan mejores propiedades en comparación con los sintéticos y los biopolímeros disponibles comercialmente.

Una de las recientes investigaciones ha reportado combinaciones de polímeros con otros productos químicos, tales como surfactantes y agentes alcalinos, las cuales han sido simuladas en 3D obteniendo mayor incremento en el recobro que un proceso de inyección de polímero convencional.

Se estima que para el año 2020, los procesos de Recuperación Mejorada representarán la mitad de la producción mundial de petróleo, con una participación del 55% para los proyectos térmicos, 35% para los procesos de inyección de gases y 10% para los químicos.¹¹

2.4.2 CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES DE LOS POLÍMEROS

2.4.2.1 Definición de Polímeros

Un polímero es una molécula de cadena larga formada por grupos repetidos llamados monómeros. La reacción por la cual ellos se combinan recibe el nombre de polimerización.

Por ejemplo, la siguiente expresión es una reacción de polimerización donde el monómero A se une con otro para formar el polímero:



Así, una poliacrilamida es un polímero resultante de la unión de n monómeros amidas. Los polímeros solubles en agua son aquellos capaces de formar soluciones acuosas.

2.4.2.2 Clasificación de los Polímeros

2.4.2.2.1 Polímeros Naturales o Biopolímeros

Son aquellos que se encuentran en la naturaleza. Los diversos tipos de biopolímeros disponibles en la actualidad, tanto los polisacáridos como los derivados de la celulosa, han recibido mucha atención en lo que respecta a su aplicación en la recuperación mejorada de petróleo.

¹¹ <http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2008/12/mtodos-derecuperacin-mejorada-eor.html>

Estos materiales son susceptibles a la biodegradación y, es preciso agregar productos químicos protectores a las soluciones para protegerlas contra el ataque de bacterias durante el almacenamiento y uso en el yacimiento. También han sido muy utilizados como componentes en los fluidos de perforación.

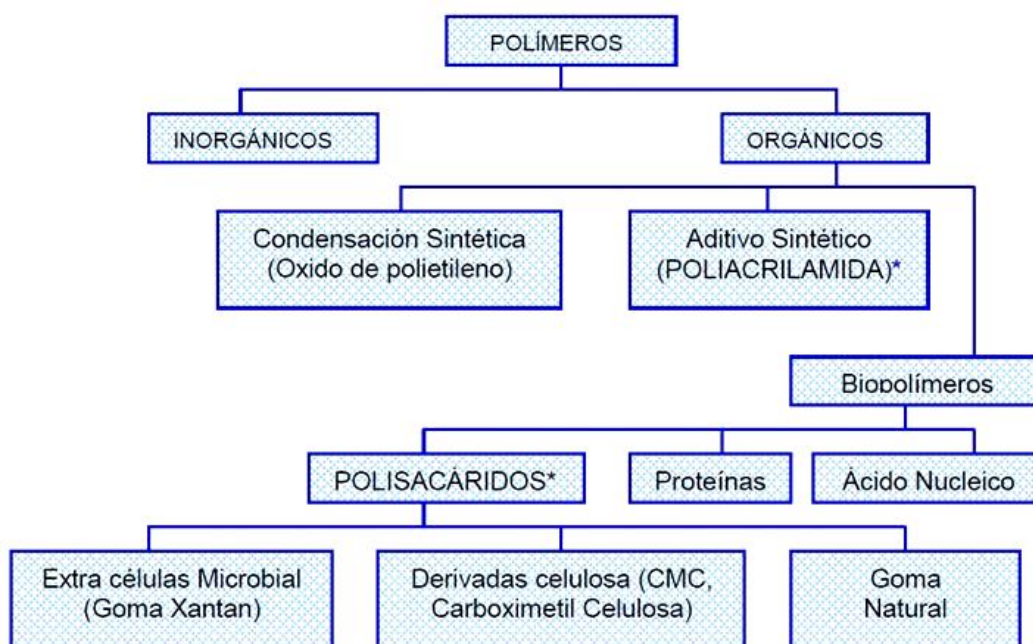
2.4.2.2.2 Polímeros Semi-Sintéticos

Son aquellos que se obtienen por el manejo químico de los biopolímeros. Por ejemplo: la carboximetilcelulosa (CMC) y la hidroxietilcelulosa (HEC).

2.4.2.2.3 Polímeros Sintéticos o Artificiales

Son aquellos sintetizados en el laboratorio. Por ejemplo: la poliácridamida parcialmente hidrolizada. Actualmente, sólo los polímeros orgánicos solubles en agua son los que se han estado usando para la aplicación en recuperación mejorada. En la Figura 2.5 se observa un resumen de la clasificación de los polímeros.

FIGURA 2.5 Clasificación de los Polímeros



* Polímeros potenciales para recuperar petróleo

FUENTE: "The use of polymers for enhanced oil recovery a Review". STRIGHT, J. 1976.

2.4.2.3 Propiedades Químicas de los Polímeros utilizados en Procesos de Recuperación Mejorada

El principal uso de las soluciones poliméricas en un proyecto de inyección de agua, como agentes desplazantes del petróleo en los yacimientos, es disminuir la relación de movilidad del agua, con vistas a obtener un mayor recobro de petróleo. Esto es posible ya que la solución polimérica permite aumentar la viscosidad del agua inyectada y en consecuencia disminuir la movilidad de la fase desplazante.

El proceso es engañosamente simple y tanto la selección del polímero como la concentración son los pasos cruciales en el diseño.

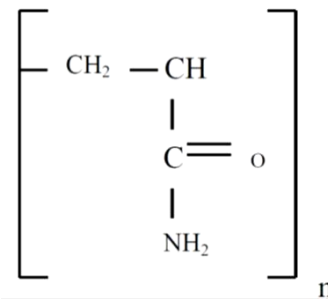
Sólo dos tipos de polímeros solubles en agua, de alto peso molecular, pueden producir incrementos sustanciales en la viscosidad del agua a concentraciones entre 200 ppm y 1000 ppm. Dichos polímeros pertenecen a las familias de los biopolímeros y polímeros sintéticos.

2.4.2.3.1 Las Poliacrilamidas

La molécula de las poliacrilamidas está compuesta por una cadena muy larga del monómero acrilamida, el cual al combinarse químicamente produce la cadena polimérica como se muestra en la Figura 2.6.

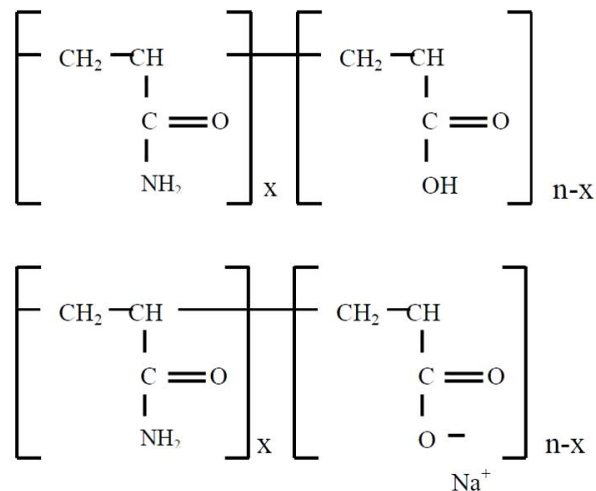
El peso molecular promedio de las poliacrilamidas que se define mediante la cantidad de monómeros que este contenga, se encuentra en el rango de 3×10^6 y 10×10^6 monómeros. Estas moléculas son muy flexibles y de un diámetro muy pequeño por lo que son muy sensibles a romperse por esfuerzos cortantes o mecánicos.

Además, el peso molecular es un parámetro que debe ser tomado en cuenta, y debe compararse con el tamaño de los poros de la formación a tratar para garantizar así un control efectivo de la movilidad.

FIGURA 2.6 Estructura Primaria de la Poliacrilamida

FUENTE: "Polymer-Improved Oil Recovery". SORBIE, K., and PHIL, D. 1991.00

Con objeto de modificar las propiedades del polímero, algunas de las amidas se substituyen químicamente por el grupo carboxyl, tal como se ilustra a continuación:

FIGURA 2.7 Estructura de la Poliacrilamida Parcialmente Hidrolizada

FUENTE: "Polymer-Improved Oil Recovery". SORBIE, K., and PHIL, D. 1991.

A este proceso de sustitución química se le conoce como "Hidrólisis", correspondiendo el grado de hidrólisis con el porcentaje de los grupos de amidas que han sido substituidas por grupos carboxyl. El grado de hidrólisis es una variable química que puede jugar un rol importante en el comportamiento y las propiedades reológicas de las soluciones de poliacrilamida.

La extensión de hidrólisis afecta la viscosidad de la solución, la adsorción del polímero sobre la roca y las propiedades de resistencia al flujo. La mayoría de los productos usados para procesos de recuperación mejorada presentan grados de hidrólisis entre 20 a 40%.

Se ha reportado en pruebas de laboratorio que las poliacrilamidas son térmicamente estables por largos períodos de tiempo, hasta 248°F de temperatura. Además, son relativamente inmunes al ataque bacterial.

El polímero tipo poliacrilamida se suministra en seco, formulado en polvo o concentrado en una emulsión de agua y petróleo.

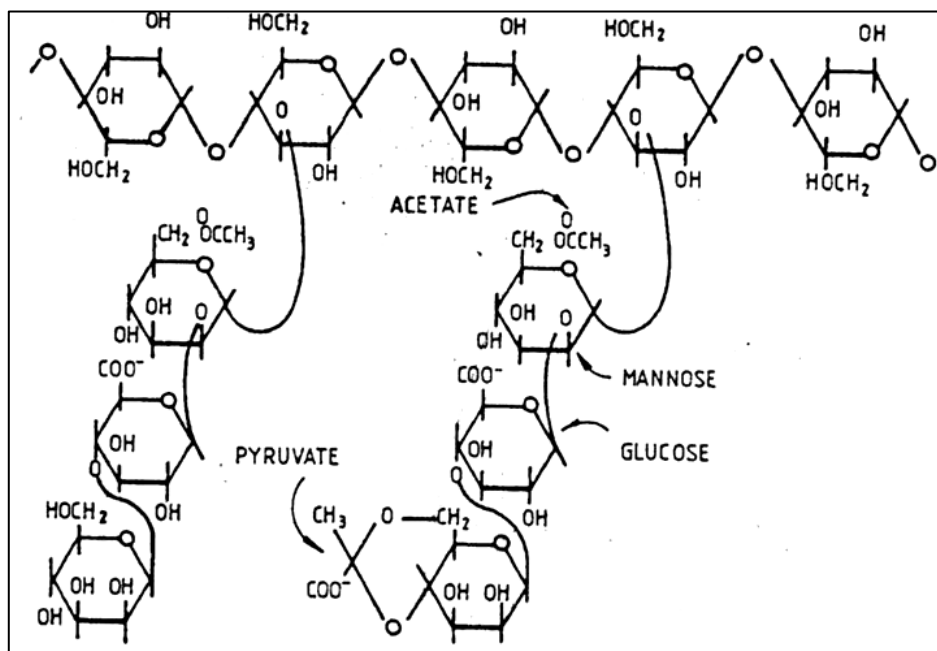
2.4.2.3.2 Los Polisacáridos

Se obtienen por medio de la fermentación de la goma Xantano, el cual es un producto colateral del proceso metabólico de la bacteria denominada *Xanthamons Campestris* para elaborar los polímeros Xantano o polisacáridos.

Los polisacáridos, según se muestra en la Figura 2.8, son polímeros lineales y menos sensibles que las poliacrilamidas a la salinidad, a la concentración de iones divalentes (Ca ++, Mg ++) y son mucho menos propensos a romperse por los esfuerzos cortantes.

Sin embargo, estos polímeros requieren ser filtrados a través de filtros micro poros para evitar taponamiento del pozo y normalmente requerirán bactericidas debido a que ellos también son susceptibles al ataque bacterial. Su efecto principal es el de incrementar la viscosidad aparente del fluido.

La reducción de la permeabilidad asociada a este polímero es mucho menos que a la asociada a las poliacrilamidas. Los polisacáridos resisten temperaturas cercanas a 200°F.

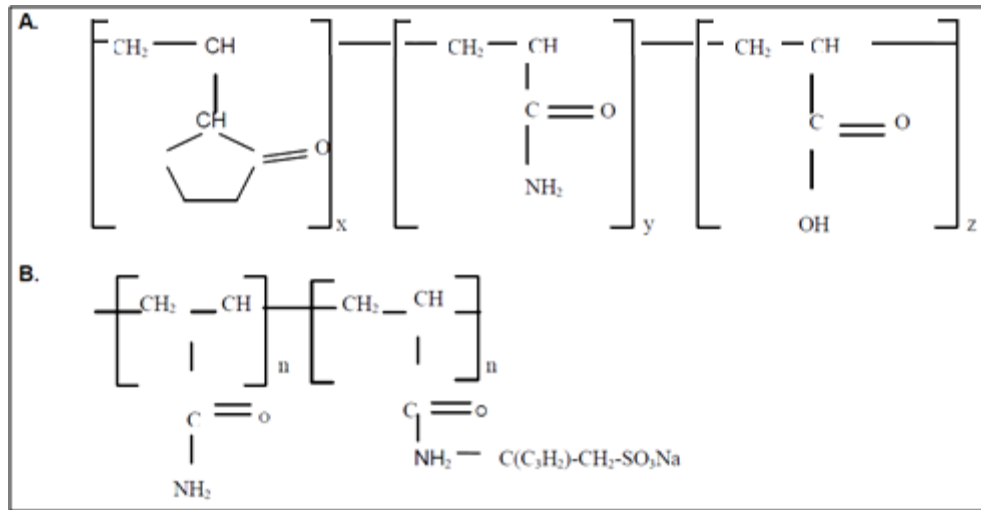
FIGURA 2.8 Estructura Primaria de la Molécula Xantano

FUENTE: CARCOANA, A. "Applied Enhanced Oil Recovery". 1992.

2.4.2.3.3 Nuevos Polímeros para la Aplicación en Recuperación Mejorada

A través del tiempo los investigadores han dedicado grandes esfuerzos para desarrollar polímeros con mejores propiedades y características a fin de hacerlos cada vez más resistentes a los ambientes severos a los que son sometidos en los yacimientos.

Entre ellos están el copolímero de N-vinil-2-pirrolidón (NVP) mostrado en la Figura 2.9A, el copolímero de acrilamida-co-2-metil propano sulfonato de sodio (AM/NaAMPS), mostrado en la Figura 2.9B, copolímero de acrilamida-co-2-sulfoetil metacrilato de sodio (AM/NaSEM) y los polímeros polianfolitos, entre otros.

FIGURA 2.9 Estructura molecular de nuevos Polímeros para EOR

FUENTE: SLIDE, H.C. "Worldwide Practical Petroleum Reservoir Engineering Methods".1983.

2.5 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LOS POLÍMEROS EN EL MEDIO POROSO

El flujo de soluciones de polímeros a través de medios porosos es mucho más complicado que el caso de flujo en capilares, ya que además del efecto de los cambios en la viscosidad del fluido con la velocidad, existe una modificación en la permeabilidad efectiva de la roca al paso de la fase acuosa, producida por la adsorción de las moléculas del polímero en las paredes de la matriz rocosa y/o entrapamiento de dichas macromoléculas.

Debido a esta situación tan compleja, es imposible separar y estudiar cada uno de los factores que contribuyen al comportamiento de las soluciones de polímeros en medios porosos. Se definió una variable que se llamó "Factor de Resistencia", R , el cual toma en cuenta todos los factores arriba mencionados y los expresa como una sola cantidad que nos permite conocer la efectividad con que una solución polimérica de una concentración dada reduce una relación adversa de movilidades. El factor de resistencia se define como el cociente de la movilidad del agua y la movilidad de la solución polimérica, ambas medidas a la misma saturación residual de petróleo.

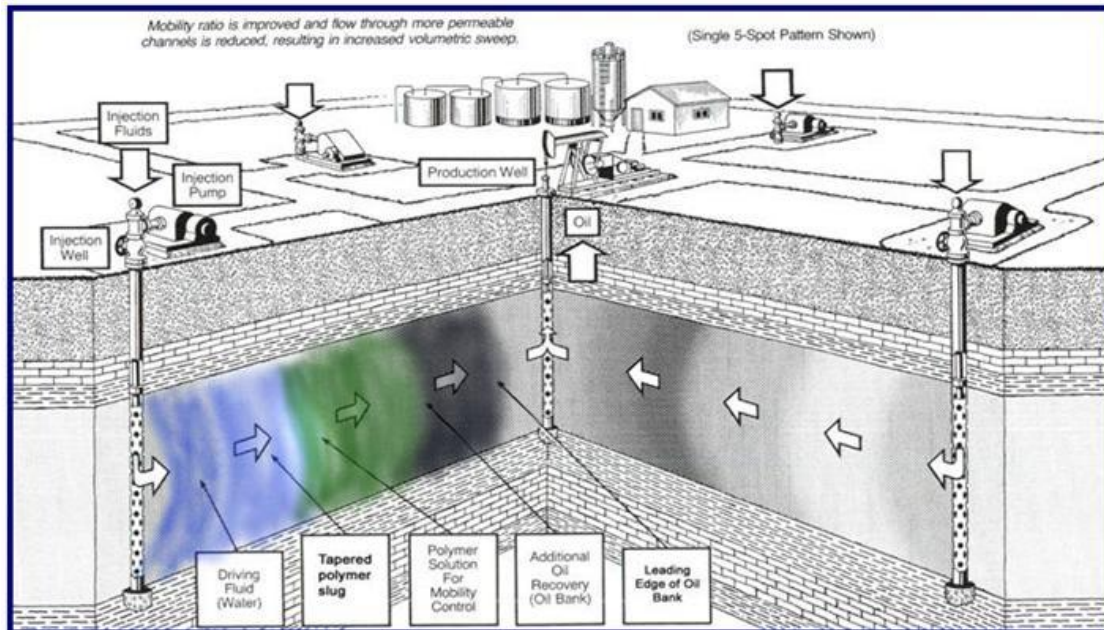
$$R = \frac{\lambda_w}{\lambda_p} \quad (2.7)$$

El factor de resistencia aumenta con el incremento de la concentración polimérica. Por encima de este incremento, la reducción de la permeabilidad comienza a independizarse de la concentración. Esta resistencia residual al paso del agua dejada en el medio poroso por la solución polimérica es de gran importancia económica debido a que no se necesitará inyectar una solución polimérica durante todo el proyecto, ya que el mayor de los efectos beneficiosos del polímero permanecerá por mucho tiempo después de que haya cerrado la inyección del bache de polímero y se encuentra caracterizada por el “Factor de Resistencia Residual”, R_r .

$$R_r = \frac{\lambda_w \text{ (antes del paso de la sol. polimérica)}}{\lambda_w \text{ (después del paso de la sol. polimérica)}} \quad (2.8)$$

Debido al alto costo de los polímeros, no es posible mantener una inyección continua de la solución polimérica, por lo que se recurre a inyectar un volumen finito de la solución, con un rango de concentración polimérica entre 200 a 1000 ppm, seguido por inyección de agua normal así como se muestra en la Figura 2.10.

Este bache de solución polimérica modifica la permeabilidad efectiva de la formación por donde fluye, tal como queda de manifiesto por el valor del factor de resistencia. Sin embargo, debido a las características hidrofílicas de las moléculas de polímero, parte de la disminución de la permeabilidad efectiva de la formación permanece aún después de que ha circulado por el medio poroso un volumen apreciable del agua que sigue y desplaza al bache de polímero.

FIGURA 2.10 Esquema del Proceso de Inyección de Polímeros

FUENTE: Recuperación de petróleo mediante la inyección de polímeros. Máximo Relling – Amaury Marín. SNF FLOERGER

2.5.1 MECANISMOS DE REDUCCIÓN DE LA RELACIÓN DE MOVILIDAD

El proceso de inyección de agua presenta una razón de movilidad mayor a uno, debido a que el agua se mueve más rápido que el petróleo. Esto no es deseable porque el agua fluiría sobrepasando el petróleo y, como consecuencia, producirá un desplazamiento ineficiente, fenómeno conocido como canalización viscosa (adedamamiento).

Para que ocurra un desplazamiento óptimo debe darse una razón de movilidad menor que uno, relación definida generalmente como razón de movilidad favorable, por esta razón se considera al proceso de inyección de polímero como una alternativa para disminuir la movilidad del agua, ya que el polímero, por tener una viscosidad superior a la del agua, tiene la capacidad de incrementar la viscosidad de la misma.

La movilidad decrece en una inundación por polímeros por la inyección de agua que contiene un gran peso molecular (polímero soluble en agua).

Sin embargo, la reducción de movilidad no se debe solo al hecho del incremento de la viscosidad del agua, sino también a mecanismos de retención de las moléculas de polímero en el medio poroso.

2.5.1.1 Retención de las moléculas de Polímeros

Cuando un polímero fluye a través de los poros de la roca, es medible la cantidad de polímero retenido. La retención es causada principalmente por la adsorción sobre la superficie del material poroso y el entrampamiento mecánico en poros que son relativamente pequeños en comparación con la molécula de polímero en solución. Este fenómeno, es instantáneo e irreversible. Sin embargo no es del todo cierto, ya que pequeñas cantidades de polímero pueden ser removidas del medio poroso. La retención causa pérdida de polímero de la solución, que a su vez provoca que la eficiencia en el control de la movilidad sea destruida y también genera retraso en la tasa de propagación del polímero.

2.5.1.1.1 Volumen Poroso Inaccesible

La fracción del espacio poroso que no está en contacto con la solución polimérica se denomina PV (Pore Volume) inaccesible y ha sido observado en todos los tipos de medio poroso tanto para policrilamidas como para biopolímeros y es considerado una característica general del flujo de polímeros.

Las moléculas de polímeros son más grandes que las moléculas de agua y son más grandes que algunos poros en el medio poroso. Debido a esto, los polímeros no fluyen a través de todo el espacio poroso en contacto con la salmuera.

Para hacer una comparación válida se recurre al parámetro $VP \times ppm$, que es muy utilizado en proyectos con polímeros, que varían tanto en la concentración como en el volumen poroso inyectado, y consiste en el volumen poroso inyectado (VP) por la concentración de polímero promedio en partes por millón (ppm).¹²

¹² Consideraciones Técnicas Para el Diseño de los Proyectos de Polímero y Microgeles. Chuck Norman & Jorge Romero. Notas Técnicas – Junio 2007.

2.5.1.1.2 Adsorción

La adsorción es un fenómeno físico-químico que consiste en la fijación de moléculas libres sobre una superficie rocosa, debido a la fuerza de atracción de los átomos o de la molécula sobre la superficie.

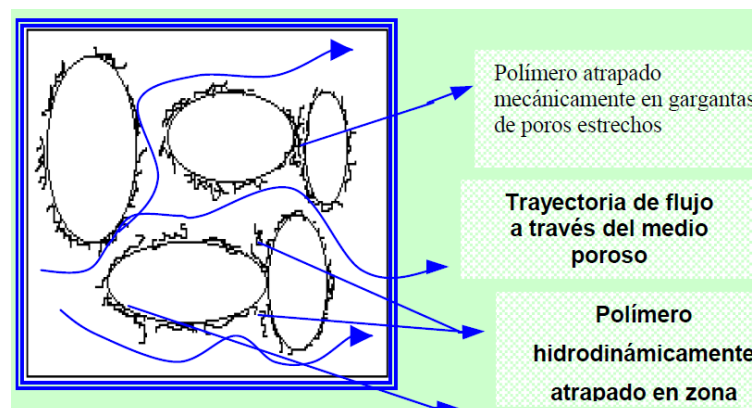
El proceso de adsorción causa una reducción en la permeabilidad de la roca al paso de la fase acuosa y es directamente correlacionada con la concentración de polímero adsorbido.

2.5.1.1.3 Entrampamiento

Este mecanismo se presenta en canales de flujo en el medio poroso cuya entrada es ligeramente mayor al tamaño medio de la molécula de polímero, de forma tal que esta puede entrar al poro, pero si la salida del canal posee un diámetro menor al de dicha molécula, entonces ésta no podrá salir, quedando atrapada en el canal.

En la Figura 2.11 se ilustran los lugares de retención de las moléculas de polímeros atrapadas debido a las fuerzas mecánicas y a la adsorción sobre la superficie de la roca.

FIGURA 2.11 Diagrama de los Mecanismos de Retención de Polímeros



FUENTE: SLIDE, H.C. "Worldwide Practical Petroleum Reservoir EngineeringMethods".1983.

2.6 PARÁMETROS QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO DE LAS SOLUCIONES POLIMÉRICAS EN EL MEDIO POROSO

Las soluciones poliméricas deben permanecer estables a condiciones de yacimiento por cierto tiempo para que puedan ser efectivas.

Son muchos los factores que pueden afectar las propiedades de las soluciones poliméricas y algunas de ellas, en casos extremos, pueden llegar a degradarlas.

2.6.1 TASA DE CORTE

Las soluciones poliméricas utilizadas en la recuperación mejorada de crudo están expuestas a deformaciones severas debido a la tasa de corte a la que se ven sometidas durante su preparación (agitación), transporte (tuberías, bombas, válvulas), inyección (a través de perforaciones de la tuberías del pozo) y flujo a través del medio poroso. Cuando estas deformaciones son lo suficientemente grandes como para romper las cadenas de polímeros sucede la degradación mecánica de las mismas.

Estos rompimientos causan una disminución de la viscosidad, la cual resulta incontrolable y se debe evitar. Además, la degradación mecánica de soluciones de poliacrilamida es más severa en formaciones de baja permeabilidad y de alta salinidad.

Sin embargo, a altas velocidades de deformación, algunos investigadores han indicado un comportamiento dilatante de las soluciones poliméricas a través del medio poroso.

Un incremento en la concentración de polímero aumentará la viscosidad aparente de la solución. Sin embargo, el incremento de la viscosidad aparente puede no ser proporcional al incremento en la concentración a baja velocidad de corte. Contrariamente, a concentraciones muy bajas de polímeros (< 50 ppm), la oportunidad de interactuar de los polímeros disminuye drásticamente.

2.6.2 EFECTO SALINO

La salinidad del agua afecta en gran medida las características de movilidad, adsorción y reducción de permeabilidad de las soluciones poliméricas cuando se utilizan poliacrilamidas, mientras que los biopolímeros son más resistentes a condiciones severas.

2.6.2.1 Efecto sobre la Viscosidad

Las soluciones de polímeros pueden ser afectadas por la presencia de determinadas sales presentes en el agua de formación. La viscosidad de soluciones de polímeros se ve afectada por la presencia de cloruro de sodio, razón por la cual es frecuentemente necesario realizar un pre-lavado con agua fresca en formaciones altamente salinas para evitar la exposición del polímero a las sales del agua de formación.

2.6.2.2 Efecto sobre la Adsorción del Polímero

La cantidad de polímero adsorbido depende de la naturaleza de éste y de la superficie de la roca. Se ha observado, entre otras cosas, que la presencia de sales también afecta directamente la extensión de la adsorción.

En términos generales, el grado de adsorción de moléculas sobre una superficie depende de dos factores básicos: la naturaleza química, tanto de las moléculas como de la superficie de la roca, y la proximidad de las moléculas a la superficie.

Si el concepto es aplicado en condiciones de flujo, el grado de adsorción dependerá de la naturaleza química del polímero, de la matriz porosa y además del tamaño de la molécula del polímero. Cuanto más grande es la concentración, mayor es el grado de adsorción.

2.6.2.3 Reducción de la Permeabilidad

La reducción de la permeabilidad no se ve tan influenciada por la concentración salina como la viscosidad.

2.7 POTENCIAL DE PRODUCCIÓN QUE SE OBTIENE DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

A través de la inyección de agua mejorada (solución polimérica) se tiene un gran potencial para el recobro de petróleo. Considerando la inyección de los aditivos de polímeros al comienzo del proyecto, la tasa de recobro de petróleo en los primeros años de operación no se incrementa más allá de lo que habría sido recuperado mediante una inyección de agua convencional. Sin embargo, el petróleo recuperado extra viene más tarde en la vida del proyecto.

El uso de polímeros como un método de recuperación mejorada incrementará en definitiva un 10% o más la producción acumulada de petróleo sobre una recuperación sólo por métodos primarios y secundarios.

Por ejemplo, para un yacimiento aplicando un proceso de inyección de agua convencional, se obtendría un recobro de 30% del POES, pero aplicando un proceso de inyección de polímero, el recobro podría ser de 33%, para un incremento de 3% del POES.

CAPÍTULO 3

APLICACIÓN DE LOS MODELOS DE SIMULACIÓN MATEMÁTICA EN LA RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

3.1 SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS

La simulación es una herramienta que le permite a la ingeniería de yacimientos un mayor entendimiento de los mecanismos de recuperación de petróleo presentes durante todas las etapas de desarrollo de un campo. El propósito de la simulación numérica de yacimientos es inferir el comportamiento real de un yacimiento a partir del comportamiento de un modelo matemático que lo represente.

Los procesos que ocurren en un yacimiento de petróleo son básicamente: flujo de fluidos en un medio poroso y transferencia de masa y energía, dentro de ese mismo medio.

Los métodos numéricos son bastante generales en su aplicación y han probado que son altamente eficientes para obtener soluciones bajo las condiciones complejas del yacimiento. Esto hace de los modelos numéricos de simulación la técnica más completa y flexible disponible hoy en día para los ingenieros de geociencias en el camino de comprender mejor los yacimientos, cotejar mejor su historia y analizar los pronósticos para elegir una modalidad de su explotación futura.

La simulación y programas computacionales son herramientas que ayudan a optimizar tiempo en las predicciones pero no suministran una respuesta exacta del comportamiento del mismo, ya que son sólo herramientas que cuando poseen datos adecuados del yacimiento pueden suministrar una predicción razonable del comportamiento general del mismo, bajo las condiciones dadas por el usuario.

De esta manera, los resultados de un estudio de simulación deben ser vistos como una aproximación al comportamiento esperado y no como una predicción exacta y sus resultados son reflejo de la calidad y cantidad de los datos así como de la bondad del modelo en representar los fenómenos físicos.

En la simulación se recomienda al usuario de las herramientas usar el modelo más simple (el más adecuado a la realidad del yacimiento) y la malla más gruesa, cuyos resultados sean suficientemente buenos que permitan al ingeniero tomar las decisiones apropiadas para el desarrollo del campo o yacimiento en estudio, con las limitaciones inherentes a la herramienta utilizada.

3.2 ASPECTOS BÁSICOS

La simulación numérica se ha convertido en una herramienta muy útil para el control de todas las etapas en la vida del yacimiento. Así como para comparar el rendimiento de los yacimientos bajo diferentes esquemas de producción.

En los últimos 18 años, los simuladores ayudan a evaluar la validez de los modelos y los resultados de las simulaciones son utilizadas para tomar decisiones con respecto a desarrollar planes de explotación en campos nuevos, evaluar planes que aumenten la productividad de los pozos, incrementar o acelerar la producción, reducir costos operacionales e incrementar recobro.

La utilidad de los modelos numéricos radica en que permiten atacar problemas complejos con soluciones simples. Un modelo realista de yacimiento puede ser una herramienta muy efectiva.

3.3 ANTECEDENTES

En 1949, Morris Muskat dio a conocer que estaba trabajando en una simulación por computadora para determinar el espaciamiento óptimo entre los pozos.

Los primeros simuladores de yacimientos simples aparecieron en la década de 1950 como soluciones de ecuaciones diferenciales para el flujo de fluidos en un material homogéneo con geometría sencilla. Más tarde, se programaron las computadoras para modelar los flujos a través de bloques del subsuelo. Durante la década de 1960, el avance en los algoritmos de cálculo permitió resolver las ecuaciones en forma más rápida y precisa.

Los modelos se hicieron más grandes y más complejos con el aumento de la velocidad y la memoria de las computadoras, y con la mayor sofisticación de los algoritmos. Se agregaron más elementos físicos, extendiendo las soluciones del flujo monofásico hasta el flujo de tres fases que permitió entonces tomar en cuenta los cambios de la composición del gas y el petróleo debidos a la presión y la temperatura.

Hasta hace poco, los simuladores resolvían el yacimiento en bloques de cientos de metros; significativamente más grandes que el equivalente a la resolución de la información sísmica y de registros de pozos utilizada en el modelado geológico. En la actualidad, los simuladores de yacimientos pueden manejar muchos más bloques y modelar una geología más compleja, permitiendo una mayor consistencia con los modelos geológicos.¹³

Actualmente muchos simuladores cuentan con paquetes de modelos complejos que se pueden evaluar como alternativas posibles a ser implantadas en el yacimiento para obtener mejores recobros. Estos paquetes contienen opciones que resuelven las ecuaciones fundamentales de conservación de masa de tres fases involucrando propiedades físicas inherentes a la opción en particular como en el proceso de inyección de polímero, como una de las opciones del simulador ECLIPSE. En esta opción el modelo sigue los mismos lineamientos generales de la inyección de agua, excepto que la complejidad del flujo de polímero agrega términos adicionales a las ecuaciones de balance de masa. También considera el comportamiento no-newtoniano de los polímeros.

¹³ <http://blog-petrolero.blogspot.com/2008/01/el-yacimiento-virtual-parte-i.html>

Para el presente proyecto se va a realizar la simulación matemática mediante la utilización de los programas PETREL y ECLIPSE, que permiten generar el modelo del área de estudio y simular el proceso de inyección de polímeros.

3.4 SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN EL MEDIO POROSO

Esta opción del ECLIPSE100 es una de las opciones de los paquetes de simulación de ECLIPSE en ambiente Office, la cual tiene como función simular el modelo de inyección de polímeros en yacimientos de petróleo.

Permite analizar el comportamiento de un proceso de inyección de polímero desde el comienzo hasta el final del proyecto. Los resultados se pueden observar a través de gráficos, tablas y mallas o por medio de reportes de salida de cada sección; generando resultados según requiera el ingeniero de simulación para su análisis.

También permite observar el efecto salino y disminución de la viscosidad por efecto de corte de la solución polimérica sobre la eficiencia de recobro de petróleo. Aunque este último realmente es factor incierto en el yacimiento, se pueden lograr buenos resultados si se tiene una gran certeza de las características geológicas del yacimiento y del fluido que contiene.

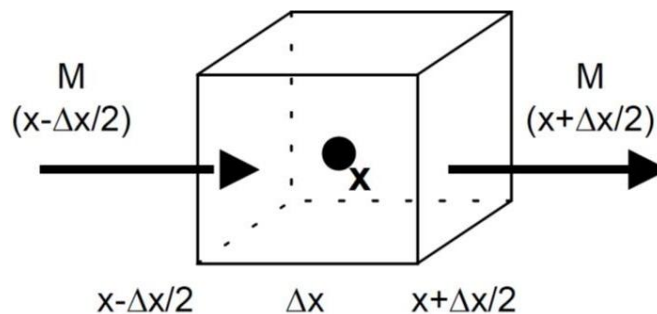
El ingeniero de simulación debe considerar el tamaño de poro y su distribución en el yacimiento, ya que éste varía de campo a campo y también dentro de cualquier campo en particular, por lo cual ha de esperarse que no pueda haber una sola solución de polímero óptima para cualquier arena. Más bien puede haber una relación entre las propiedades geométricas del medio poroso y las propiedades reológicas del polímero requerido para la eficiencia de flujo óptimo.

3.4.1 ECUACIONES MATEMÁTICAS FUNDAMENTALES DE SIMULACIÓN DEL PROCESO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO

El simulador en estudio se basa fundamentalmente en las ecuaciones de balance de masa similares a la inyección de agua. Estas ecuaciones se modifican para considerar la adición de términos relacionados al polímero y su efecto en la viscosidad efectiva del agua.

En el planteamiento del flujo de soluciones poliméricas en un medio poroso deben considerarse la concentración de polímero, la adsorción y el factor de resistencia residual, así como la concentración de sal y el efecto de la reducción del corte sobre la viscosidad de la solución polimérica. A continuación se procede a deducir la ecuación fundamental partiendo de un balance de masa en un elemento diferencial del medio poroso por el cual fluye una solución de polímero.

FIGURA 3.1 Flujo dentro de una celda



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

$$M_{x-\Delta x/2} - M_{x+\frac{\Delta x}{2}} = M_{t+\Delta t} - M_t \quad (3.1)$$

La ecuación 3.1 establece que la masa que entra menos la masa que sale en un elemento diferencial definido es igual a lo que se acumula desde un tiempo t hasta $t+\Delta t$. Definiendo a M como ρV (densidad x volumen), entonces:

$$(\rho V)_{x-\Delta x/2} - \rho V_{x+\frac{\Delta x}{2}} = \rho V_{t+\Delta t} - \rho V_t \quad (3.2)$$

Se sabe que $V = q \cdot \Delta t$ (caudal x tiempo) y que $q = v \cdot A$ (velocidad por área), luego $V = v \cdot A \cdot \Delta t$; sustituyendo V , sólo en el lado izquierdo de la ecuación, resulta:

$$(\rho v A)_{x-\Delta x/2} - \rho v A_{x+\Delta x/2} \Delta t = \rho V_{t+\Delta t} - \rho V_t \quad (3.3)$$

Dividiendo entre $\Delta x \Delta t$ y tomando el límite cuando Δx , Δt tiende a cero se tiene:

$$-\frac{\partial}{\partial x} \rho v A = \frac{\partial}{\partial t} \rho V \quad (3.4)$$

De la ley de Darcy, cuando fluyen dos fases y considerando el agua como la fase desplazante, se tiene:

$$v_w = -\frac{K K_{rw} \partial P}{\mu_w \partial x} \quad (3.5)$$

Luego, sustituyendo la ecuación 3.5 en la ecuación 3.4, se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{\rho_w A K K_{rw} \partial P}{\mu_w \partial x} = \frac{\partial}{\partial t} \rho_w V S_w \quad (3.6)$$

Considerando la densidad del agua constante y tomando en cuenta la profundidad y los términos fuentes (pozos inyectores y productores) se tiene:

$$\frac{\partial}{\partial x} \frac{A K K_{rw} \partial}{\mu_w \partial x} P_w - \rho_w g h + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} V S_w \quad (3.7)$$

Considerando el elemento diferencial como una celda y agrupando todas las celdas cercanas se tiene:

$$\frac{Akk_{rw}}{\Delta_x \mu_w} \frac{\partial}{\partial x} P_w - \rho_w gh + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} VS_w \quad (3.8)$$

Dividiendo entre el factor volumétrico del agua para considerar condiciones de superficie y conociendo que la transmisibilidad $T = \frac{AK}{\Delta_x}$, la ecuación 3.8 resulta:

$$\frac{Tk_{rw}}{\mu_w \beta_w} \frac{\partial}{\partial x} P_w - \rho_w gh + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} \frac{VS_w}{\beta_w} \quad (3.9)$$

Considerando que ciertas celdas ya han estado en contacto con la solución polimérica, y sabiendo que ésta reduce la permeabilidad relativa al agua en el medio poroso se debe dividir entre el factor de reducción de permeabilidad en esas celdas.

Con respecto a la viscosidad del agua el simulador utiliza un factor multiplicador, el cual está en función de la concentración de polímero y un parámetro de mezcla entre el agua y el polímero, por lo cual en la ecuación 3.9 se emplea la viscosidad efectiva del agua (μ_{eff}). Luego la ecuación 3.9 se transforma en:

$$\frac{TK_{rw}}{\beta_w \mu_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} P_w - \rho_w gh + Q_w = \frac{\partial}{\partial t} \frac{VS_w}{\beta_w} \quad (3.10)$$

En el balance de masa para considerar solamente el polímero se procede de igual manera que para el agua. La ecuación establece que la entrada menos la salida de soluto en un elemento diferencial definido es igual a la acumulación de soluto más la ganancia de soluto debido a la adsorción de polímero a la roca. Es decir que en lado derecho de la ecuación 3.11 existe una acumulación de masa adicional debido a la adsorción de polímero.

$$\frac{TK_{rw} C_p}{\beta_w \mu_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} P_w - \rho_w gh + Q_w C_p = \frac{\partial}{\partial t} \frac{V S_w - S_{dpv} C_p}{\beta_w} + \frac{\partial}{\partial t} V \rho_r C_a \frac{1 - \phi}{\phi} \quad (3.11)$$

Dónde:

- $V S_w - S_{dpv}$, representa el volumen poroso efectivo para el polímero donde S_{dpv} , es el espacio de poro inaccesible.
- $V \rho_r C_a \frac{1-\phi}{\phi}$, representa la masa de roca que absorbe polímero.
- C_p , es la concentración de polímero en la fase acuosa.
- C_a , es la adsorción isotérmica como función de la concentración de la solución de polímero local.
- ρ_r , es la densidad de masa de la roca de formación.
- $\mu_{w,eff}$, $\mu_{p,eff}$, $\mu_{s,eff}$, viscosidad efectiva de los componentes: agua, polímero, y sal respectivamente.

El mismo tratamiento matemático se sigue para el balance de masa con la sal, resultando la siguiente ecuación:

$$\frac{TK_{rw}C_n}{\beta_w \mu_{w,eff} R_k} \frac{\partial}{\partial x} P_w - \rho_w g h + Q_w C_n = \frac{\partial}{\partial t} \frac{VS_w C_n}{\beta_w} \quad (3.12)$$

Dónde:

C_n , representa la concentración local de cloruro de sodio.

Los principales efectos del polímero y de la salmuera en el flujo de la fase acuosa están representados por las ecuaciones 3.10 hasta 3.14. Las viscosidades del fluido ($\mu_{w,eff}$, $\mu_{p,eff}$, $\mu_{s,eff}$) dependen de las concentraciones de sal y de la solución de polímeros. El término adsorción requiere que se especifique la adsorción isotérmica, C_a como una función de la concentración local de polímero para cada tipo de roca.

El efecto de taponamiento de poro y adsorción en la permeabilidad relativa de la fase acuosa es considerado a través del término R_k , que requiere la entrada de un factor de resistencia residual para cada tipo de roca.

La ecuación resuelta por el modelo de polímero de ECLIPSE está en una forma discretizada en las ecuaciones diferenciales: 3.10 a 3.14 para evitar problemas de estabilidad numérica que pueden ocasionarse por los cambios fuertes en las propiedades de la fase acuosa durante un paso de tiempo (resultando de grandes cambios en las concentraciones locales de polímero / sal) se usa una discretización completamente implícita del tiempo. El modelo ECLIPSE es por lo tanto libre de este tipo de inestabilidad.

3.4.1.1 Tratamiento de Viscosidad de los Fluidos

Los términos de viscosidad usados en las ecuaciones del flujo de fluidos contienen los efectos de un cambio en la viscosidad de la fase acuosa debida a la presencia de polímero y sal en la solución. Se debe considerar el término de viscosidad efectiva del polímero, el cual debe ser ingresado tomando en cuenta que es una función creciente de la concentración de polímeros en la solución, denotada por: $\mu_m (C_{polímero})$.

También necesita ser especificada la viscosidad de la solución a la concentración máxima de polímero y es denotado por la concentración de polímero inyectado a la solución (μ_p). La viscosidad efectiva del polímero se obtiene de la siguiente ecuación:

$$\mu_{p,eff} = \mu_m C_{polímero}^{\omega} \cdot \mu_w^{1-\omega} \quad (3.13)$$

Donde ω es el parámetro de mezcla de Todd-Longstaff. Este parámetro es útil en el modelo para considerar el grado de segregación entre el agua y la solución de polímero inyectada. Si $\omega=1$, entonces la solución de polímero y el agua se mezclan completamente en cada bloque; si $\omega= 0$, la solución de polímero es completamente segregada en el agua.

La viscosidad del agua parcialmente mezclada, es calculada de una manera análoga, usando la viscosidad de toda la mezcla de polímero y la viscosidad del agua pura (μ_w).

$$\mu_{w,e} = \mu_m C_p^\omega \cdot \mu_w^{1-\omega} \quad (3.14)$$

Para calcular la viscosidad efectiva resultante del agua se escribe como la suma de las contribuciones de la solución de polímeros y el agua pura. Las siguientes expresiones, entonces dan la viscosidad efectiva del agua que se ha de utilizar en la ecuación 3.10:

$$\frac{1}{\mu_{w,eff}} = \frac{1-C}{\mu_{w,e}} + \frac{1-C}{\mu_{p,eff}} \quad (3.15)$$

$$C = \frac{C_{polímero}}{C_{polímero,max}} \quad (3.16)$$

Donde C , es la saturación efectiva para la solución polimérica inyectada dentro de la fase acuosa resultante en la celda.

Los términos $\mu_{w,eff}$, $\mu_{p,eff}$, $\mu_{w,e}$ determinan el grado de mezcla en las ecuaciones de conservación, y sus valores de viscosidad dependen de las concentraciones locales de sal y polímero en solución.

Si se activa la opción SALT-SENSITIVE, las expresiones anteriores se mantienen para los términos de viscosidad efectiva del agua y polímero. La concentración de sal inyectada debe ser especificada para evaluar la viscosidad de la solución de polímero máxima, μ_p .

La viscosidad efectiva del componente de sal a ser usada en la ecuación 3.12 da la viscosidad efectiva del agua.

3.4.1.2 Tratamiento de Adsorción del Polímero

La adsorción es tratada como un efecto instantáneo en el modelo. El efecto de adsorción de polímero crea un banco de agua despejado en el borde del frente del bache. Luego del paso del bache pueden ocurrir el efecto contrario, el modelo puede manejar ambos efectos (adsorción y desadsorción) y se debe especificar la adsorción isotérmica en forma de tabla, la concentración de polímero en solución versus la concentración de polímero adsorbido por la roca.

Se puede seleccionar dos modelos de adsorción, uno de ellos asegura volver a calcular en cada celda de malla la adsorción isotérmica cuando la concentración de polímero aumenta o baja en la celda; el otro, asume que la concentración de polímero adsorbido en la roca no puede disminuir con el tiempo y no permite el efecto opuesto.

3.4.1.3 Tratamiento de Reducción de Permeabilidad y Volumen Poroso muerto

El proceso de adsorción causa una reducción en la permeabilidad de la roca después del paso de la fase acuosa y esa reducción está directamente relacionada con la concentración de polímero adsorbido. Para cuantificar la reducción en la permeabilidad de la roca, debe especificarse el factor de resistencia residual (*RRF*) para cada tipo de roca (segundo argumento del keyword *PLYROCK*). El factor de resistencia real puede calcularse a través de la siguiente ecuación:

$$R_k = 1.0 + RRF - 1.0 \frac{C_a}{C_{a,max}} \quad (3.17)$$

El valor de concentración máxima adsorbido $C_{a,max}$, depende del tipo de roca y requiere ser especificado como el quinto argumento del keyword *PLYROCK*, dicho valor no debe ser cero. El espacio poroso muerto (primer argumento del keyword *PLYROCK*), es especificado para cada tipo de roca como una fracción del espacio poroso total en cada celda de la malla que es inaccesible a la solución de polímero.

El efecto del espacio poroso muerto dentro de cada celda es lo que causa que la solución de polímero viaje a una velocidad mayor que el agua. El modelo en ECLIPSE asume que el espacio poroso muerto para cada tipo de roca no excede al valor de la saturación de agua irreducible.

3.4.1.4 Tratamiento de Reducción de la Viscosidad por Corte

El efecto de corte produce la reducción de la viscosidad del polímero a altas tasas de flujo. ECLIPSE asume que la tasa de corte (shear rate), es proporcional a la viscosidad del flujo. En general, esta suposición no es válida ya que, por ejemplo, un flujo en una zona de baja permeabilidad tendrá que atravesar canales porales pequeños y ese mismo flujo, en una zona de alta permeabilidad tendrá que atravesar canales porales más grandes, y consecuentemente la tasa de corte será mayor en una zona de baja permeabilidad. Sin embargo, para un solo yacimiento ésta suposición probablemente es razonable.

La velocidad de flujo v_w , se determina a través de la siguiente ecuación:

$$v_w = \beta_w \frac{F_w}{\phi A} \quad (3.18)$$

Dónde:

F_w , es la tasa de flujo de agua en unidades de superficie.

β_w , es el factor volumétrico del agua de formación.

ϕ , es la porosidad promedio de las dos celdas.

A, es el área transversal de flujo entre dos celdas.

La reducción de la viscosidad del polímero es asumido reversible como una función de la velocidad del agua. La viscosidad de corte resultante de la solución del polímero está dada por la siguiente ecuación:

$$\mu_{sh} = \mu_{w,eff} \frac{P - 1}{P} \frac{M + 1}{1} \quad (3.19)$$

Dónde:

μ_{sh} , es la viscosidad de corte de la solución de polímero (agua+polímero)

$\mu_{w,eff}$, es la viscosidad efectiva del agua (ver ecuación 3.15)

P, es el multiplicador de viscosidad sin asumir los efectos de esfuerzo cortante (ingresado usando los keywords PLYVISC o PLYVISCs)

M, es la multiplicador de reducción por corte (suplicado en el keyword PLYSHEAR)

Los influjos en el pozo son tratados de una manera similar al entrampamiento de flujos de celda a celda. La viscosidad de la solución de polímero fluyendo dentro del pozo es calculado asumiendo una velocidad en un radio representativo desde el pozo. El radio representativo R_r , se puede tomar como:

$$R_r = \sqrt{R_w R_a} \quad (3.20)$$

Dónde:

R_w , es el radio del pozo (Tomado de los datos de entrada del diámetro en COMPDAT).

R_a , es el radio equivalente de la celda en que se completó el pozo.

3.4.2 ETAPAS DE LA SIMULACIÓN MATEMÁTICA

Un simulador realiza cálculos a tiempo cero y cálculos en el transcurso del tiempo. Por tal motivo, se pueden distinguir tres etapas: la inicialización, el ajuste histórico y las predicciones.

3.4.2.1 Inicialización

El modelo de flujo es considerado inicializado cuando este posee la data necesaria para el cálculo de fluidos en sitio. El reservorio debe ser caracterizado en un formato que pueda ser usado en el simulador. Esto incluye la selección de la malla y la distribución de las propiedades del reservorio en ella. Todas las correcciones de los datos del fluido deben ser realizados en el proceso de inicialización.¹⁴

Al seleccionar un tipo de modelo también se va a adoptar el simulador que mejor se acople al yacimiento (composicional, térmico, blackoil).

3.4.2.2 Ajuste Histórico

Una vez definido el objetivo del estudio, se puede continuar en tres fases: ajuste histórico, calibración y predicción.

El ajuste histórico consiste en cotejar ciertas propiedades (geológicas o de fluidos), a un modelo para simular el comportamiento histórico del mismo y compararlos con la data histórica real.¹⁵

La preparación y adquisición de la data es necesaria ya que posibilita la selección del tipo de modelo que se necesitará para el estudio. Este modelo puede ser: conceptual, de una zona o modelo de todo el campo.

Además, el problema del ajuste histórico es resuelto buscando varios parámetros razonables del reservorio que minimicen la diferencia entre el desempeño del modelo y el comportamiento histórico del campo. Los problemas principales que se presentan son: datos del campo limitados o poco fiables, errores de interpretación, y efectos numéricos.

¹⁴ FANCHI, J. Principles of Applied Reservoir Simulation. Tercera Edición. Cap. 17. Pag. 327.

¹⁵ SPE. Methodological Approach for Reservoir Simulation. 2002. Paper 23616.

3.4.2.3 Predicciones

El primer paso en la predicción es la calibración del modelo. En la calibración es necesario asegurar la continuidad en el caudal del pozo cuando el modelo cambia del control de caudal al control de presión durante el ajuste histórico y la etapa de predicción de un estudio, respectivamente.

El siguiente paso consiste en preparar el caso base de predicción, que es un pronóstico que asume las condiciones de funcionamiento de la aplicación.

Además, establece una base a la cual se puede comparar los cambios en el desempeño del campo resultado de los cambios en las condiciones de operación existentes.

3.4.3 TIPOS DE SIMULADORES

Depende de la naturaleza de los fluidos originales y de los procesos de producción o recobro predominantes en el reservorio. Los tipos de simuladores básicos son: Black-Oil, Composicional y Termal.

3.4.3.1 Simulador Black-Oil

Modelo isotérmico para yacimientos que contienen petróleo de baja volatilidad, gas (seco y húmedo) y agua inmiscible, estudia a los hidrocarburos como componentes de masas donde sólo permiten al gas para disolverse en el petróleo y agua, con una solubilidad del gas dependiente de la presión, y que no permiten variaciones de las composiciones de gas o petróleo en función de la presión o el tiempo.

Estos modelos pueden ser usados para modelar los distintos mecanismos del yacimiento, incluyendo empuje por gas, capa de gas, inyección de agua e inyección de gas inmiscible.

3.4.3.2 Composicional

El Modelo composicional e isotérmico es considerado como una generalización del modelo Black Oil. Las fases de hidrocarburos están representados por N componentes, el mismo que involucra en su configuración la aplicación de una ecuación de estado que toma en cuenta los cambios en su composición por el comportamiento de las fases de los fluidos o por la variación de presión por debajo del punto de burbuja.

El número de componentes N de hidrocarburos está relacionado con los resultados del estudio del yacimiento y limitado por el tiempo computacional que se requiere para la simulación. Se aplican para depleción de yacimientos de gas condensado, y en proyectos de inyección cíclica de CO₂.

3.4.3.3 Modelo Térmico

Usado cuando la temperatura varía en el yacimiento. Este modelo se utiliza para procesos de recuperación mejorada como inyección de vapor en el cual su objetivo es reducir la viscosidad del petróleo pesado o un proceso de combustión in situ, donde parte del petróleo es quemada para ayudar a expulsar el petróleo del sistema. Sus componentes usuales son: el agua e hidrocarburos volátiles y pesados. Comúnmente aplicados a estudios de yacimientos fracturados naturalmente. Para el presente proyecto se va a utilizar el simulador Black Oil.

3.5 HERRAMIENTAS UTILIZADAS

3.5.1 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PETREL

Petrel es un software de la Compañía Schlumberger, desarrollado por geocientistas en 1996 y comercializada en 1998, es una herramienta computacional integrada que combina a través de módulos, los campos de la geofísica, la geología y la ingeniería de yacimientos.

El flujo de trabajo dentro de PETREL constituye la solución completa desde la sísmica hasta la simulación, disminuyendo las limitaciones de flujo de información que existían entre las distintas disciplinas técnicas.

En general, PETREL® es una solución computacional para: interpretación sísmica 2D y 3D, generación y extracción de volúmenes sísmicos, generación de mapas de atributos sísmicos, modelado estructural, conversión de escalas de tiempo a profundidad, modelaje de velocidad, correlación de pozos, construcción de mapas y graficación de datos, escalamiento de propiedades tomadas de registros de pozos, análisis de datos, modelado de facies, modelado petrofísico, cálculos de volumen, análisis de sellos por fallas, diseño de mallas de simulación, escalamiento, pre y post-procesamiento de simulaciones de yacimiento, cotejo de casos y simulación de yacimientos, ajuste de la historia de producción, diseño de pozos y análisis de incertidumbre. En la Figura 3.2, se muestra la ventana de inicio de PETREL.

FIGURA 3.2 Ventana de inicio de PETREL



FUENTE: PETREL Simulation Software.

3.5.1.1 Interface del Usuario

La interface de petrel está diseñada para dar al usuario un aspecto amigable con la herramienta (Figura 3.3). La ventana de petrel se compone de dos partes principales.

3.5.1.1.1 Exploradores de Petrel

Los paneles tienen el mismo aspecto que el explorador de Windows. Cada uno tiene un icono asociado, y estos se pueden asociar en carpetas y subcarpetas, según sea necesario. Hay ocho paneles en el explorador.

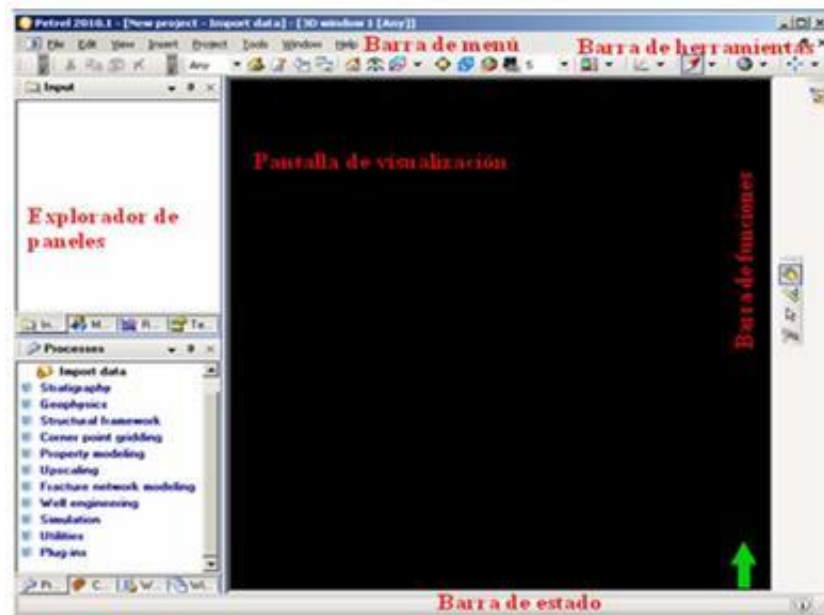
- **Input:** para los datos de entrada, tales como: pozos, sísmica, superficies y otros.
- **Models:** donde se encuentran los modelos generados en 3D, los modelos de velocidad, los modelos de fractura y los modelos de simulación.
- **Results:** para los resultados de los cálculos de volumen y simulaciones.
- **Templates:** para las tablas de colores que se utiliza para mostrar los datos.
- **Processes:** contiene una lista de todos los procesos en Petrel. La activación de un proceso en particular relacionará las herramientas que aparezcan en la barra de funciones.
- **Cases:** da acceso a todos los casos definidos para la simulación y el cálculo del volumen.
- **Workflows:** permite el acceso del administrador al flujo de trabajo y cualquier flujo de trabajo que se han creado en el proyecto actual.
- **Windows:** proporciona acceso a las ventanas y a los gráficos que se han creado en el proyecto abierto. Los archivos o carpetas se pueden activar haciendo clic en ellos en el explorador de Petrel.

3.5.1.1.2 Ventana de visualización

Muestra los elementos seleccionados de los paneles de Petrel. Una serie de ventanas están disponibles para la visualización de datos 3D, 2D.

Así como secciones del pozo, interpretación, intersecciones, mapa, gráficos, histogramas, entre otros.

FIGURA 3.3 Interface de Usuario



FUENTE: PETREL Simulation Software.

3.5.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE BLACK OIL (ECLIPSE 100)

Eclipse 100 es un simulador de la Compañía Schlumberger completamente implícito, tres fases, tres dimensiones, su propósito general es simular petróleo negro con la opción de condensado de gas.

Puede ser usado para simular 1, 2 ó 3 sistemas de fases. Las opciones de dos fases (petróleo/agua, petróleo/gas, gas/agua) son resueltas como un sistema de dos componentes ahorrando capacidad de almacenamiento del computador.

3.5.2.1 Cómo trabaja ECLIPSE

Los datos con información completa del modelo, descripción del reservorio y los fluidos, propiedades de la roca, condiciones iniciales, pozos, caudales de flujo y facilidades de superficie son ingresados.

Eclipse lee sección por sección los archivos de datos entrantes y procesa cada sección a su vez que esta ha sido examinada. Antes de proceder a la siguiente etapa, los datos son consistentemente revisados.

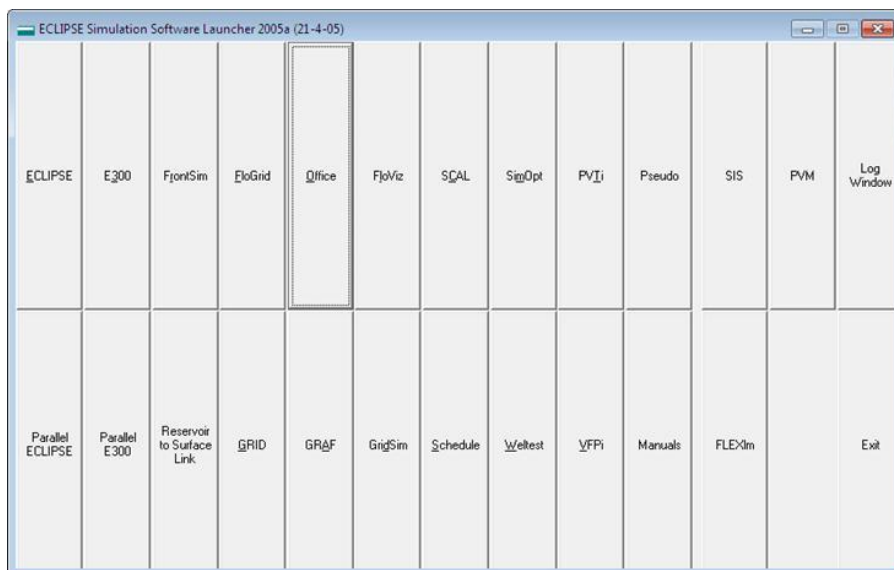
3.5.2.2 Launcher de ECLIPSE

El manejo de cada uno de los software disponibles en la familia de Simuladores Numéricos ECLIPSE, se realiza a través del “LAUNCHER DE ECLIPSE” (Plataforma de Lanzamiento de ECLIPSE) mostrado en la Figura 3.4.

Este programa permite el acceso a cada uno de los otros programas existentes para la realización de una Simulación o Modelaje Numérico de Yacimientos.

Para tener acceso a la opción de inyección de polímero es necesario hacer un “clic” con el “mouse” sobre el programa Office en dicho “Launcher”, Una vez hecho esto, el programa solicitará una dirección en la computadora donde se ejecutará el mismo.

FIGURA 3.4 Launcher o Plataforma de Eclipse



FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

3.6 MODELO DE SIMULACIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

El área comprendida para el estudio es un corte del modelo del Campo en la arena U, y comprende los pozos X-04, X-13, X-15 y X-17, con lo cual se tiene un modelo de inyección de cuatro pozos.

Además, el estudio sólo se realizará a la arena U, debido a que este yacimiento cumple con los requerimientos necesarios en cuanto a parámetros litológicos, geológicos, petrofísicos, etc., así como condiciones apropiadas para la inyección de polímeros, lo que no sucede en la arena Hollín ni en la arena T.

La construcción del modelo de simulación se realizó mediante la aplicación de programas computacionales (Petrel y Eclipse). La identificación y recuperación de hidrocarburos requiere de un modelo geológico, preciso y de alta resolución, de la estructura del yacimiento.

3.6.1 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO ESTÁTICO

El modelo estático constituye la integración del modelo estructural, geológico, sedimentológico y petrofísico cuyo resultado final es la malla fina geológica con la distribución de las propiedades.

3.6.1.1 Recopilación de la Información

La información requerida para la elaboración del modelo estático fue recopilada en forma física y digital de informes técnicos e información proporcionada por técnicos de la empresa. En la Tabla 3.1 se presenta la información disponible.

Para la construcción del modelo estático se utilizó el programa Petrel. La importación de los datos en Petrel se la realizó en formato ASCII. El primer paso fue importar coordenadas, trayectorias, topes y bases y registros eléctricos de porosidad efectiva y saturación de agua de cada pozo.

TABLA 3.1 Información disponible para la construcción del Modelo Estático

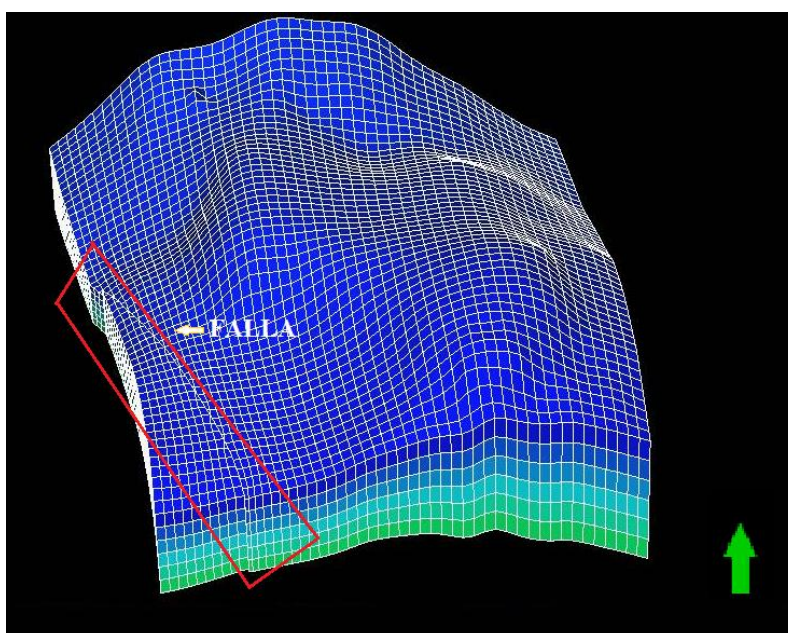
POZOS	Coordenadas de cada pozo seleccionado. Trayectorias de los pozos direccionales. Registros eléctricos de cada pozo seleccionado. Topes y bases formacionales. Intervalos perforados de cada pozo seleccionado.
UNIDAD	Mapas de contorno estructural de la arena U y al tope de la formación. Ubicación de fallas estructurales de la arena U y al tope de la formación.

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.1.2 Modelo Estructural y Geológico

El dimensionamiento original de la malla geológica fue de 50x50 metros, para tener una mejor resolución areal del yacimiento. Este tipo de dimensionamiento garantiza que existan más de tres celdas entre pozo y pozo, y que la distancia entre pozos varíe de 500 a 700 metros.

FIGURA 3.5 Distribución espacial de la Falla

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La creación del modelo de fallas se realiza en Petrel utilizando el proceso Fault Modeling que sirve para crear intersecciones en los horizontes, para la grilla 3D. Posteriormente esta intersección se la visualizará en la malla geológica.

En la Figura 3.5 se observa la falla que atraviesa al campo en dirección SE – NO, la cual separa a una pequeña parte de su estructura principal.

3.6.1.2.1 Distribución vertical

La división vertical de celdas se lo hace tomando en consideración el espesor promedio de la arena y se debe tratar de conservar la información de los registros eléctricos en las celdas correspondientes.

En la Tabla 3.2 se observa la división vertical de las celdas de la malla geológica, la cual tiene 6 celdas en distribución vertical (NZ) que se dividen en 6 capas para la arena U que fue seleccionada para el presente estudio, así como el espesor promedio, y el tamaño de cada una de ellas (DZ).

TABLA 3.2 División vertical de las celdas

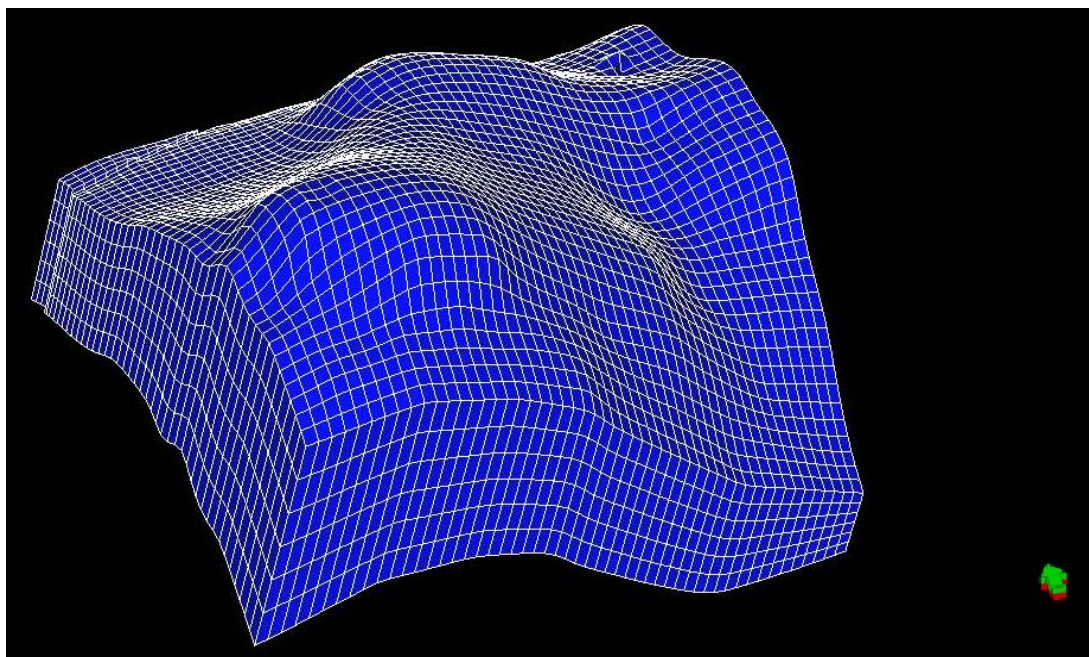
Arena	Espesor Promedio (pies)	NZ	DZ (pies)
U	50	6	8,3

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

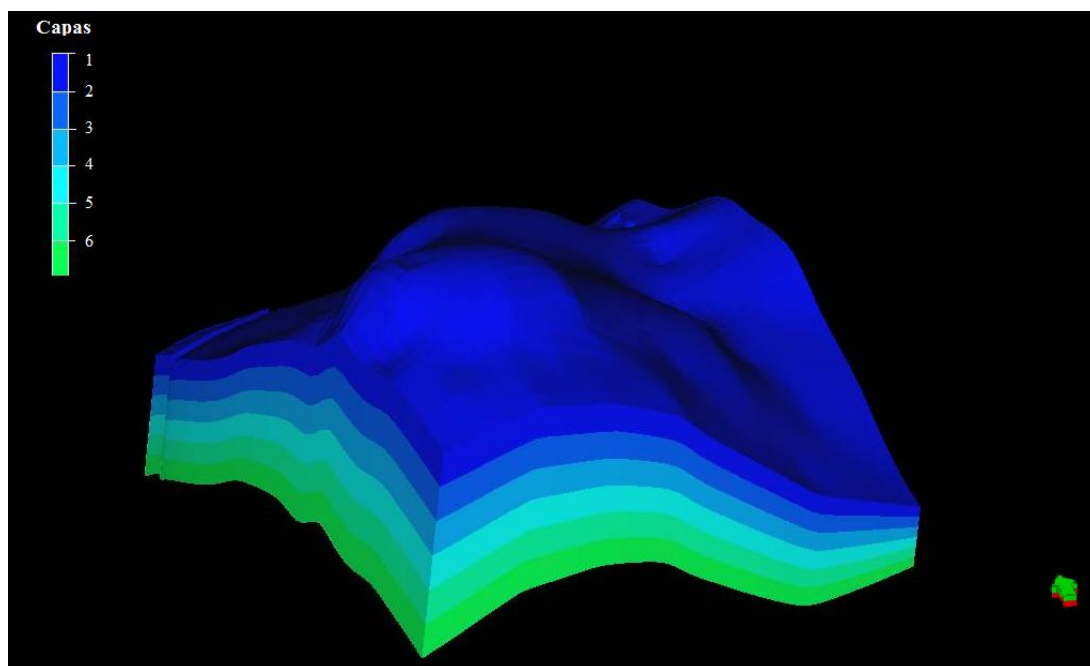
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.1.2.2 Zonas y capas

La malla geológica tiene las dimensiones 60x55x6 que corresponden al número de celdas en las direcciones X, Y y Z respectivamente. Estas dimensiones corresponden al modelo de inyección seleccionado, que es un corte del modelo global de la Arena U.

FIGURA 3.6 Malla Geológica del Modelo

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.7 Distribución de las capas generadas en 3D

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La Figura 3.6 y 3.7 muestran la malla geológica utilizada, así como la distribución de las diferentes capas en 3D para el presente estudio. El dimensionamiento de cada celda se indica en la Figura 3.8. En la Tabla 3.3 se observa la distribución de la malla, así como el total de celdas del modelo.

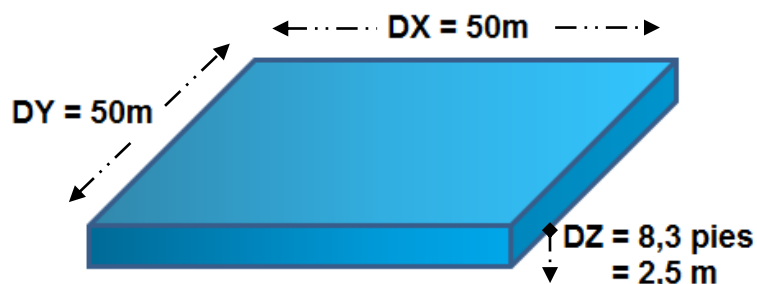
TABLA 3.3 Distribución de la Malla Geológica

Arena	X	Y	Z	Número de celdas totales
U	60	55	6	19.800

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.8 Dimensionamiento de Celda



ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.1.3 Continuidad de las Arenas

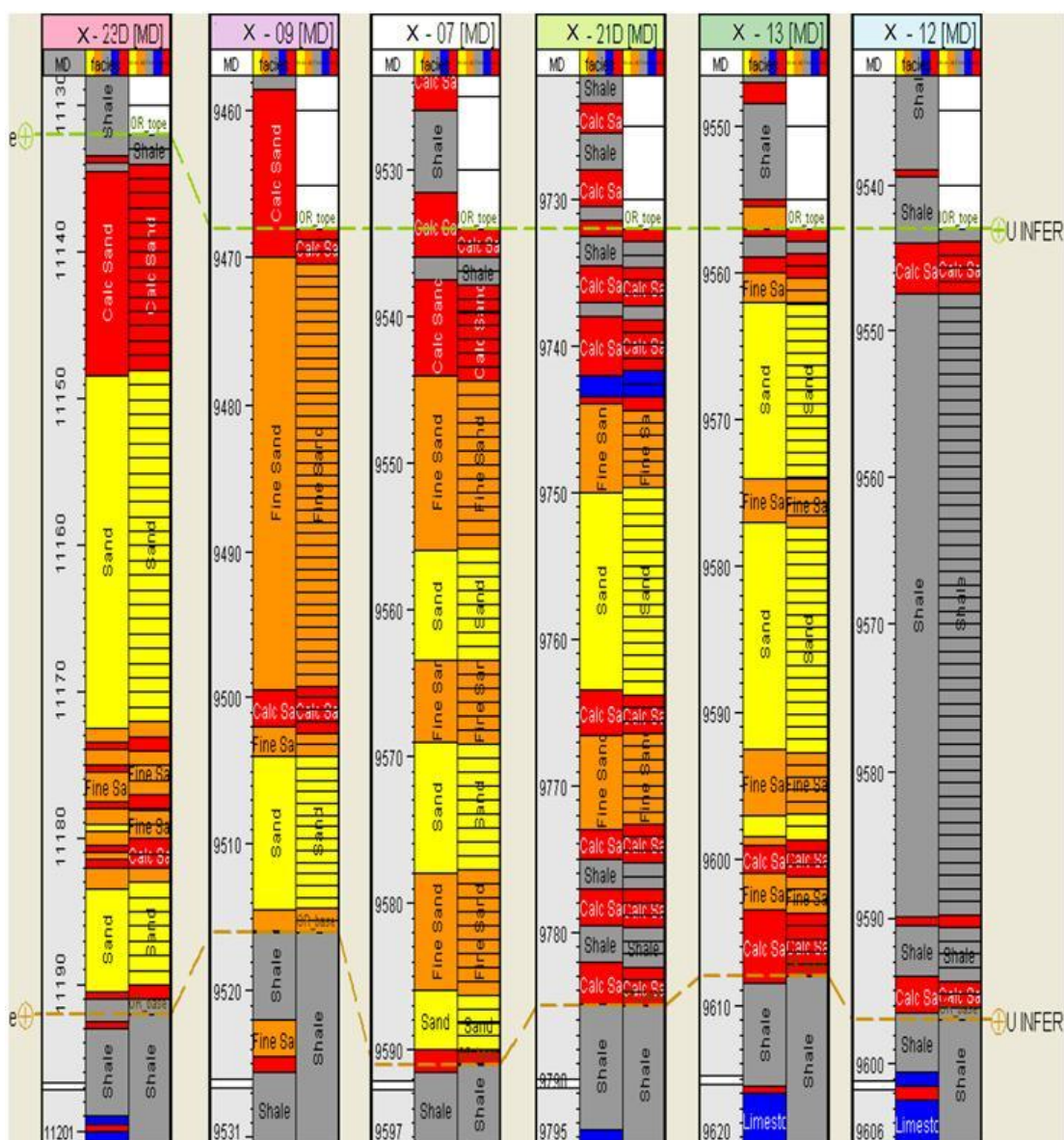
La base del modelo estático es la construcción del modelo de facies, este modelo es la identificación de la continuidad de las arenas para cada pozo. La caracterización de los tipos de roca se definió en base a las curvas de los registros de Gamma Ray, RHOB, RESD de cada pozo. Se debe realizar el escalamiento de facies, que consiste en distribuir en cada celda de cada capa las propiedades petrofísicas.¹⁶

¹⁶ Petrel Introduction Course V.2004 (course ed. 2).

Una vez realizado el control de calidad de los litotipos, se procede a llevar el registro de facies cada 8,3 pies a las celdas del modelo geoestadístico. Para escalar el registro de facies se utiliza el método “Most off”, que se utiliza para datos discretos que consiste en ponderar el mayor porcentaje de un tipo de roca y asignarlo a cada celda.

La Tabla 3.4 indica los litotipos definidos para el modelo de facies, los mismos que se pueden visualizar en el corte estructural de la arena U de la Figura 3.9.

FIGURA 3.9 Corte Estructural – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

TABLA 3.4 Litotipos para el Modelo de Facies

Código	Tipo de roca	Color	Porosidad (%)
0	Arena Tipo A	Amarelo	> 8
1	Arena Tipo B	Amarelo claro	> 8
2	Lutita	Grigio	< 2
3	Caliza	Azul	< 2
4	Arena Calcárea	Rojo	$2 < \Phi < 8$

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.1.4 Modelo Petrofísico

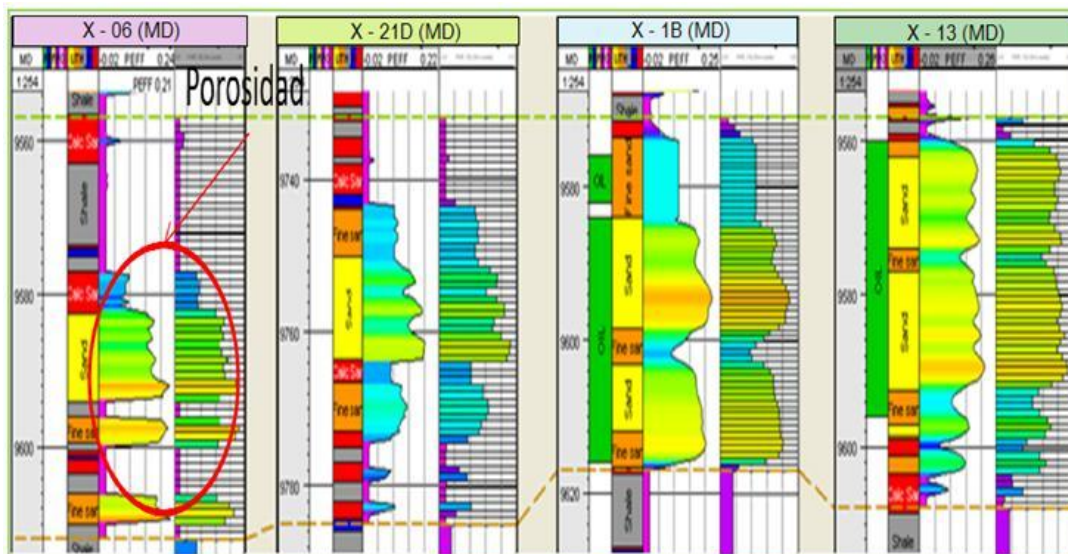
Como primer paso es necesario realizar una comparación de las propiedades petrofísicas con el registro de facies, esta revisión se debe realizar con el único fin de obtener una buena distribución vertical.

Éste modelaje geoestadístico de las propiedades petrofísicas como la porosidad y saturación de agua, se genera y condiciona al modelo de facies por medio del análisis de datos.

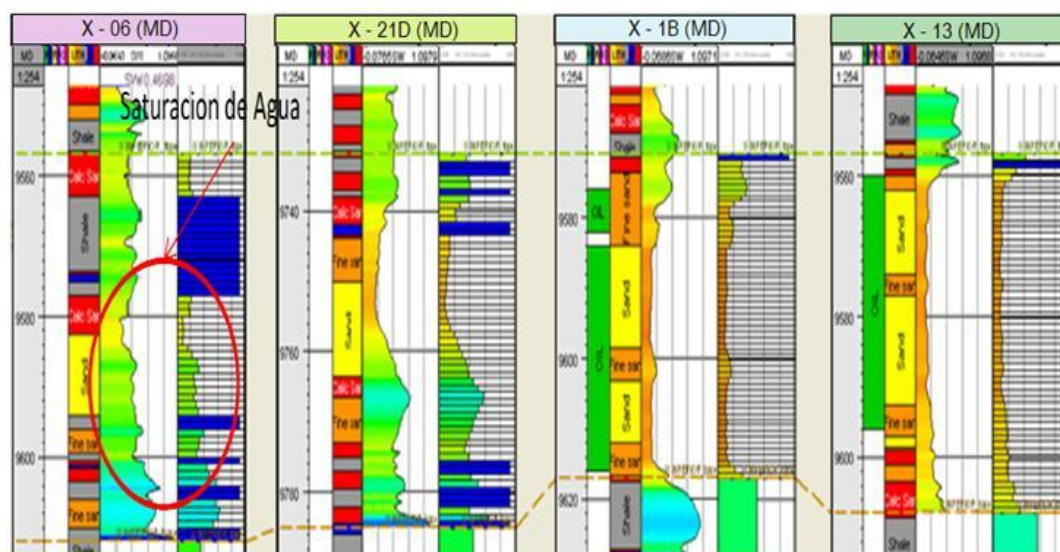
Una vez realizado el control de calidad de los litotipos, se procede a llevar el registro de porosidad y saturación de agua cada 8,3 pies a las celdas del modelo geoestadístico.

Para realizar el escalamiento de estos registros se utiliza el método aritmético, que es utilizado para datos continuos.

En las Figuras 3.10 y 3.11 se aprecia que no se pierde información de porosidad y saturación de agua al momento de escalar los registros originales a las celdas de distribución vertical. La distribución espacial de las propiedades de porosidad, saturación de agua y permeabilidad se presenta en las Figuras 3.12, 3.13 y 3.14.

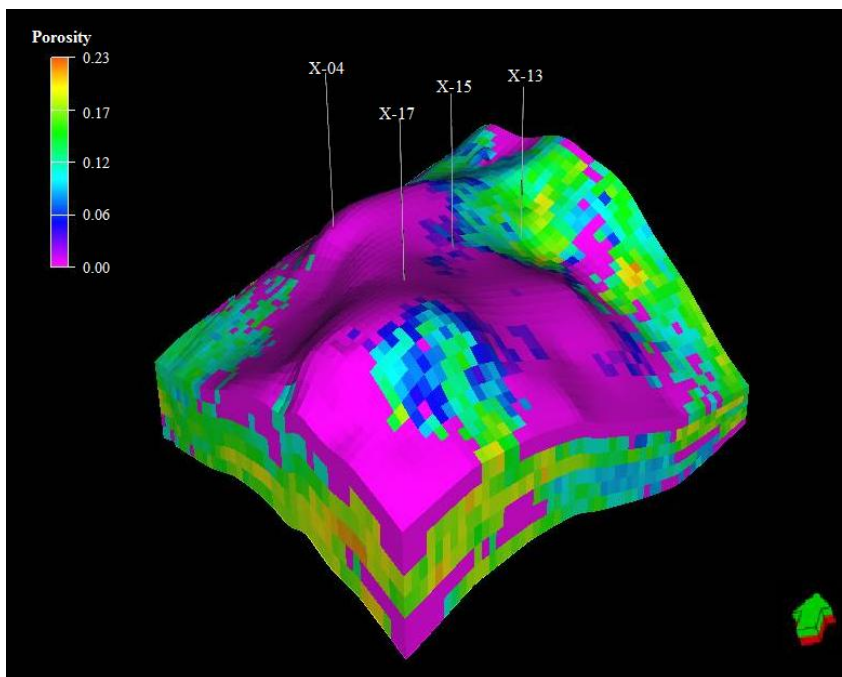
FIGURA 3.10 Escalamiento del Modelo de Porosidad

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

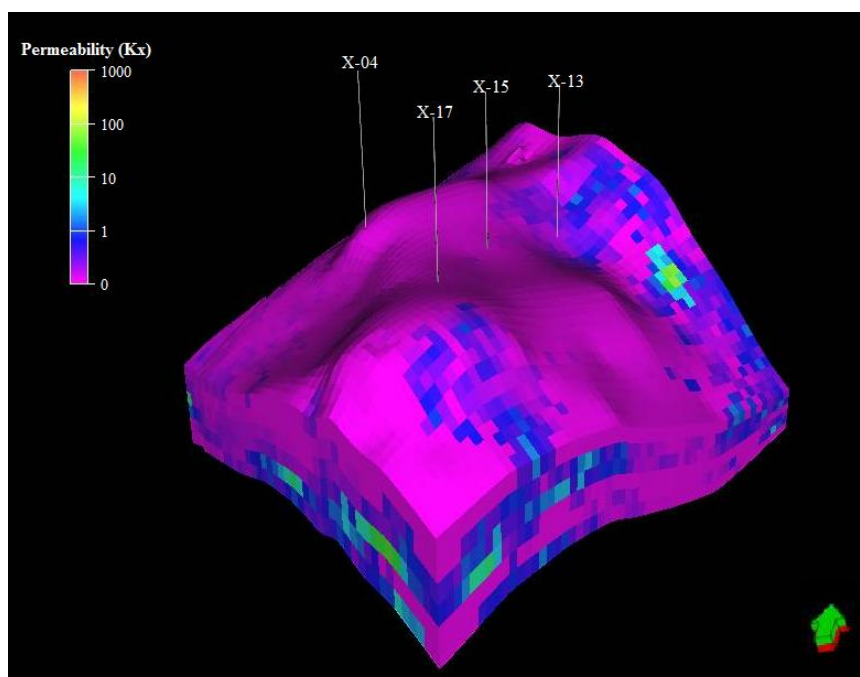
FIGURA 3.11 Escalamiento del Modelo de Saturación de Agua

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

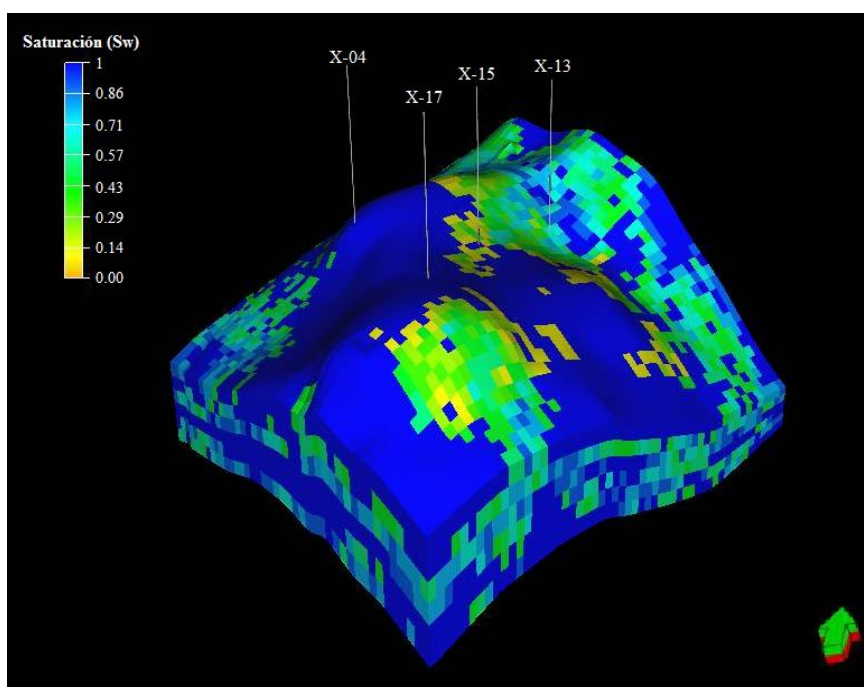
El modelo de permeabilidad fue generado en base a información de análisis convencionales del pozo X-13. Además, el modelo tiene mayor incertidumbre y es un parámetro a ser modificado posteriormente al generar el modelo dinámico.

FIGURA 3.12 Distribución espacial de la Porosidad

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.13 Distribución espacial de la Permeabilidad

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.14 Distribución espacial de la Saturación de Agua

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En base a los modelo se calcula el POES mediante el cálculo de PETREL. La Tabla 3.5 muestra el valor correspondiente para el presente modelo. El factor volumétrico de petróleo utilizado, fue tomado de los estudios PVT, para la unidad U del pozo X-07.

TABLA 3.5 Cálculo del POES

Yacimiento	Boi (BY/BCN)	POES (MMBIs)
*U	1,136	20,6

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

* El valor del POES calculado corresponde al modelo de inyección que comprende el área seleccionada. El POES de la Arena U es de 90,62 MMBIs (Tabla 1.25 – Capítulo I).

3.6.2 CONSTRUCCIÓN DEL MODELO DINÁMICO

Los principales datos requeridos para ser ingresados en el simulador están referidos a aquellos relacionados a propiedades de la roca, propiedades del sistema roca-fluido, propiedades de los fluidos, presiones y datos del estado y producción de los pozos.

3.6.2.1 Recolección de la Información

La información requerida para la generación del modelo dinámico se obtuvo de estudios físicos de laboratorio de los archivos de los pozos: X-07, X-13 y X-17. En las Tablas 3.6 y 3.7 se observa la información de análisis PVT, convencionales y especiales de núcleos disponibles del área seleccionada para el estudio.

TABLA 3.6 Información PVT

ANÁLISIS PVT			
POZO	ARENA	DESCRIPCIÓN	FECHA
X-07	U	Análisis PVT	Mar – 95

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 3.7 Información Núcleos

ANÁLISIS PVT			
POZO	ARENA	DESCRIPCIÓN	FECHA
X-13	U	Análisis Convencional núcleos de corona	Sep – 06
X-17	U	Análisis Convencional núcleos de corona	Abr – 03

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Los eventos que son trabajos realizados en los pozos e influyen en su producción, especialmente los relacionados con apertura y cierre de intervalos, trabajos de aislamiento de la entrada de agua (squeeze, tapones, etc).

La información requerida para la elaboración de los eventos se muestra en la Tabla 3.8.

TABLA 3.8 Información Eventos y Producción

DESCRIPCIÓN
Historial de reacondicionamientos y Pruebas iniciales del Campo.
Diagramas de completaciones de pozos.
Historial de Producción del Campo hasta el 31 de Mayo del 2013.
Estudios de Pruebas de Presión.

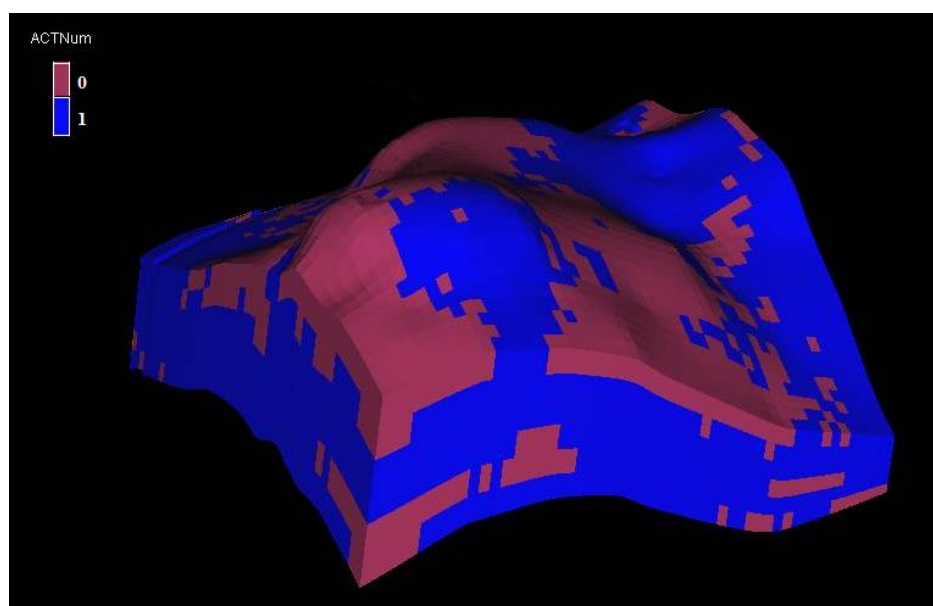
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.2.2 Inicialización del Modelo Dinámico

La malla de simulación generada anteriormente se la importa al programa de simulación Eclipse. Se visualiza las diferentes propiedades como porosidad, permeabilidad para verificar la malla importada con la generada en Petrel. En la malla de simulación la distribución areal es igual a la generada en la malla geoestadística.

FIGURA 3.15 Distribución de celdas – Keyword ACNUM



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la distribución vertical se definen 6 celdas con un tamaño promedio de cada celda de 8,3 pies y mientras que en la areal 60x55. La malla areal mantiene celdas de dimensionamiento 50x50 metros. Además, en el modelo dinámico se utiliza el keyword ACNUM para inactivar las celdas que no son de mucha importancia, con el fin de disminuir el tiempo de simulación. El valor para celdas activas es de 1 y para celdas inactivas es 0 como se indica en la Figura 3.15.

3.6.2.2.1 Presiones Iniciales

Cuando las presiones son ajustadas en un estudio, las presiones calculadas y observadas deben ser comparadas a un nivel de referencia común. La Tabla 3.9 indica tanto el nivel de referencia y la presión inicial registrada para la unidad seleccionada idónea para el estudio, la arena U.

TABLA 3.9 Presiones Iniciales a un Datum

Unidad	Nivel de Referencia Datum (pies TVD)	Presión Inicial (Psi)
U	-8710	4000

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.2.2.2 Contacto Agua – Petróleo

El contacto agua petróleo se estableció en función de los registros eléctricos de los pozos seleccionados del Campo. Para ello se analizó los registros de aquellos pozos que muestren la presencia de un contacto agua-petróleo. Los valores del CAP para la arena U se indican en la Tabla 3.10.

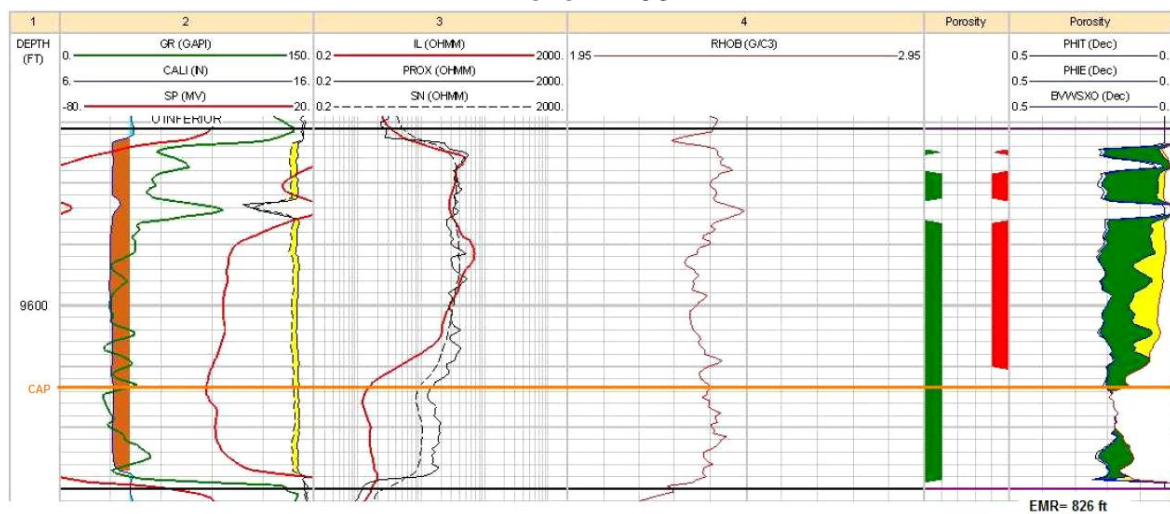
TABLA 3.10 CAP para la Arena U

Unidad	Nivel de Referencia Datum (Pies TVD)	CAP
U	-8710	-8787

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.16 Contacto Agua – Petróleo / Registro eléctrico
Pozo X - 03



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

En la Figura 3.16 se observa el CAP de los registros eléctricos del pozo X-03 con el cual se inició el modelo, para el ajuste este valor tiende a variar hasta llegar a un valor aceptable.

3.6.2.2.3 Análisis PVT

Nos permiten calcular la densidad de cada fase, lo que es a su vez es usado para crear las condiciones iniciales de la simulación y calcular la masa de cada fase en cada bloque de la grilla para propósitos de balance de materiales.

Las presiones iniciales del reservorio son mayores a las presiones de punto de burbuja, por lo que el reservorio es inicialmente subsaturado, razón por la que no se espera la existencia de saturación de gas libre en el reservorio.

Para la simulación se requiere información de: factor volumétrico de cada fase (β_o , β_w y β_g), viscosidades (μ_o , μ_w y μ_g) y la relación Gas/Petróleo (R_s) a una determinada presión.

3.6.2.2.4 Análisis de las Propiedades de la Roca (SCAL)

La data de roca es el resultado de análisis especiales de núcleos. Esta información es requerida para establecer las saturaciones máximas y mínimas de cada fase de flujo. Esta información es importante para definir la extensión y propiedades de la zona de transición y describir el comportamiento del flujo de distintos fluidos con el fin de calcular el flujo de las fases entre los bloques de la grilla.

3.6.2.2.5 Datos de Completación y Producción (SCHEDULE)

El Schedule está conformado por eventos y producción de los pozos del área seleccionada. Es de mucha importancia en la generación del modelo dinámico ya que especifica las operaciones de los pozos a ser simuladas y las fechas de los eventos. La información de eventos fue obtenida del historial de cada pozo.

FIGURA 3.17 Carga de eventos de Producción

```
-- SCHEDULE      events file      written 14-jun-13
-- Written by    SCHEDULE
-- Typical event layout
-- DATE         EVENT          TOP      BOTTON  WELLDIA SKIN

WELLNAME      X - 13
01/10/1994    perforation     9824     9850    0.5835  0
01/10/1994    perforation     9860     9870    0.5835  0
01/01/1996    squeeze        9824     9850
01/01/1996    squeeze        9860     9870
01/04/1996    perforation     9560     9596    0.5835  0
01/12/2003    squeeze        9560     9596
01/12/2003    perforation     9560     9572    0.5835  0
01/04/2005    squeeze        9560     9572

WELLNAME      X - 14
01/03/1996    perforation     9762     9796    0.5835  0
01/02/2003    squeeze        9762     9796
01/03/2003    perforation     9762     9796    0.5835  0
01/02/2004    squeeze        9762     9796
01/03/2004    perforation     9762     9796    0.5835  0

WELLNAME      X - 15
01/12/1995    perforation     9586     9616    0.5835  0
01/12/1995    perforation     9586     9616    0.5835  0
01/08/2002    squeeze        9586     9616
01/08/2002    perforation     9586     9602    0.5835  0
01/07/2003    squeeze        9586     9606
01/07/2003    perforation     9586     9602    0.5835  0
01/03/2009    squeeze        9586     9602
```

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.18 Producción del Campo

```

-- Monthly oil Production ( bbl )
-- Monthly Gas Production ( Mcf )
-- Monthly water Production ( bbl )
--
*FIELD
--
*Date *oil *Gas *water

*Name X - 04
01/12/1980      15722      2437      155
01/01/1981      44993      4879      157
01/02/1981      30138      2501      121
01/03/1981      34343      2849      206
01/04/1981      29222      2424      143
01/05/1981      27052      2245      125
01/06/1981      22221      1848      77
01/07/1981      21038      1780      201
01/08/1981      66877      5575      674
01/09/1981      55280      4589      559
01/10/1981      52263      4338      2332
01/11/1981      44377      3684      9374
01/12/1981      23989      1990      9990
01/01/1982      0          0          0
01/02/1982      6739      560      3554
01/03/1982      14871     1233     17730
01/04/1982      15430     1283     16944
01/05/1982      2970      246      3358
01/06/1982      0          0          0

```

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 3.17 y 3.18 se observa dos ejemplos del formato de los archivos que se importan para registrar los eventos y producción de cada pozo.

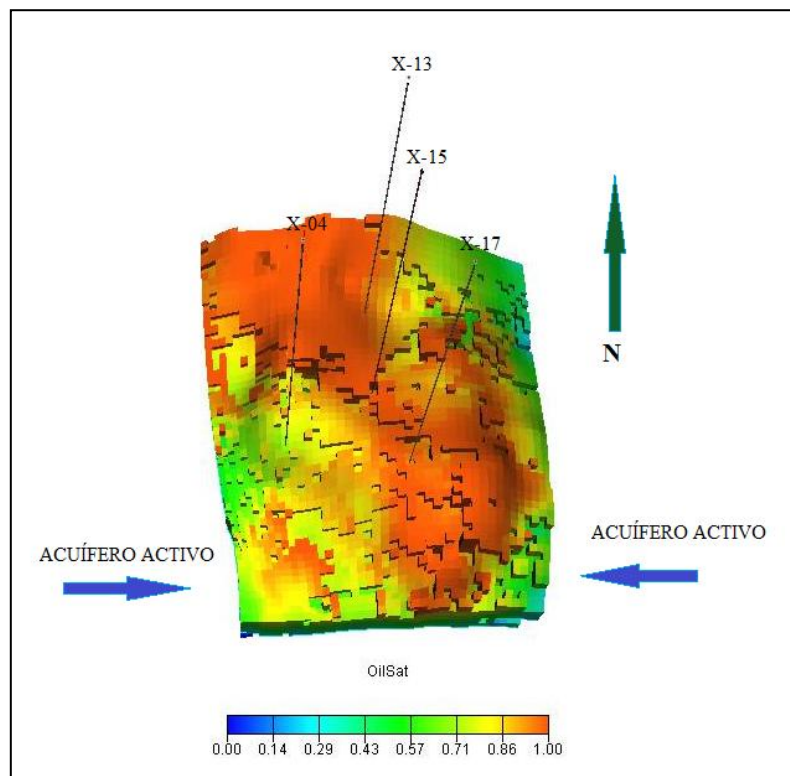
3.6.2.3 Ajuste del Modelo

El objetivo principal del ajuste es lograr que el modelo de simulación mantenga la tendencia de las curvas de producción y presión observadas durante la vida histórica de los campos. Para lograr esto, es necesario realizar un análisis de las propiedades del modelo de simulación para determinar la sensibilidad presentada por cada una de estas y poder efectuar los correspondientes ajustes o cambios.

El proceso de ajuste consiste en determinar los parámetros a ser cambiados o corregidos, crear una nueva estrategia de desarrollo y realizar una corrida. Si la corrida no es satisfactoria de acuerdo al objetivo de ajuste, entonces se repite el proceso; caso contrario si cumple lo establecido históricamente, se acepta el modelo como válido.

En el modelo se confirmó la existencia de un acuífero muy activo, el mismo que se manifiesta a través del mantenimiento de las presiones a un nivel alto y del comportamiento histórico de la producción de agua, este se encuentra ubicado al lado Este y Oeste del campo. En la Figura 3.19 se visualiza la saturación de petróleo y de agua para el modelo.

FIGURA 3.19 Saturación de Agua y Petróleo (Inicial)



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.2.3.1 Ajuste de la Tasa líquida

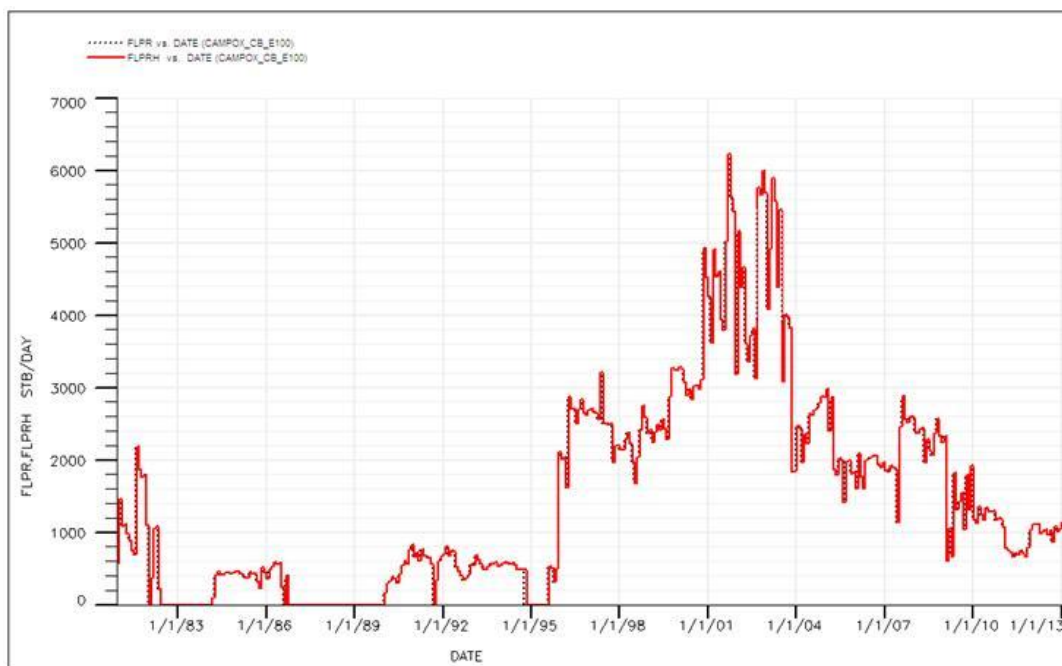
Los pozos están controlados por la tasa líquida histórica pero algunos de ellos inicialmente no logran producir dicha tasa. Para garantizar que estos pozos sean capaces de extraer la producción histórica del modelo se realizan las siguientes variaciones:

- Aumentar la fuerza del acuífero analítico

- Mejorar el índice de productividad del pozo respectivo
- Mejorar la calidad del yacimiento (modelo) alrededor del pozo respectivo

Las primeras corridas se las realiza con la finalidad de ajustar la tasa líquida del modelo con la tasa líquida histórica del campo, para garantizar que todos los fluidos sean extraídos sin diferenciar si es petróleo o agua.

FIGURA 3.20 Tasa líquida del Modelo Ajustado a la Tasa líquida Histórica



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 3.20 se muestra la tasa líquida del modelo ajustado (línea negra no continua) a la tasa líquida histórica del campo (línea roja continua).

3.6.2.3.2 Ajuste de Presiones

Para este ajuste a historia se debe modificar las presiones promedias del modelo con las presiones registradas en las pruebas estáticas a lo largo del tiempo. Uno de los factores que afectan la caída de presión dentro del yacimiento es la cantidad de líquido producido históricamente.

Los parámetros principales que se varían para logra este ajuste a historia son:

- *Los puntos de conexión del acuífero analítico con el modelo*
- *El Volumen del acuífero analítico*
- *El índice de productividad del acuífero (IP)*

El parámetro más sensible en relación con la presión es el volumen del acuífero analítico el cual se modifica para lograr un ajuste satisfactorio.

Los datos de las Tabla 3.11 y 3.12 indican las propiedades del acuífero analítico y los puntos de conexión respectivamente, del modelo dinámico global de toda la arena U que fueron utilizados para realizar el ajuste con las presiones estáticas.

La Figura 3.21 muestra los puntos de conexión del acuífero analítico en color verde, que afectan al modelo del área de estudio, y en la Figura 3.22 se observa el ajuste de presión para la arena U del modelo dinámico.

TABLA 3.11 Propiedades del Acuífero del Modelo Dinámico

Yacimiento	Acuífero	Datum (pies)	Volumen Inicial (Bls)	Compresibilidad (1/psi)	IP ((Bls/día)/psi)	Tabla PVT del agua
U	1	8790	3.00E+10	3.60E-06	100	1

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

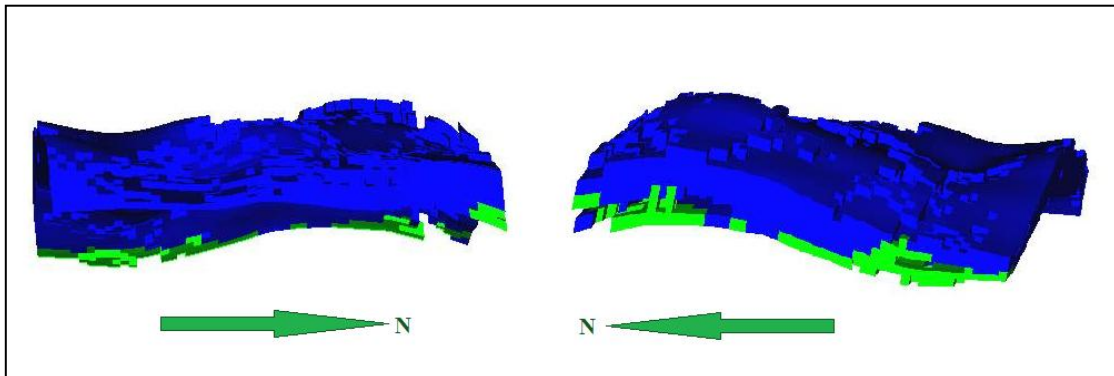
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 3.12 Puntos de conexiones del Acuífero del Modelo Dinámico

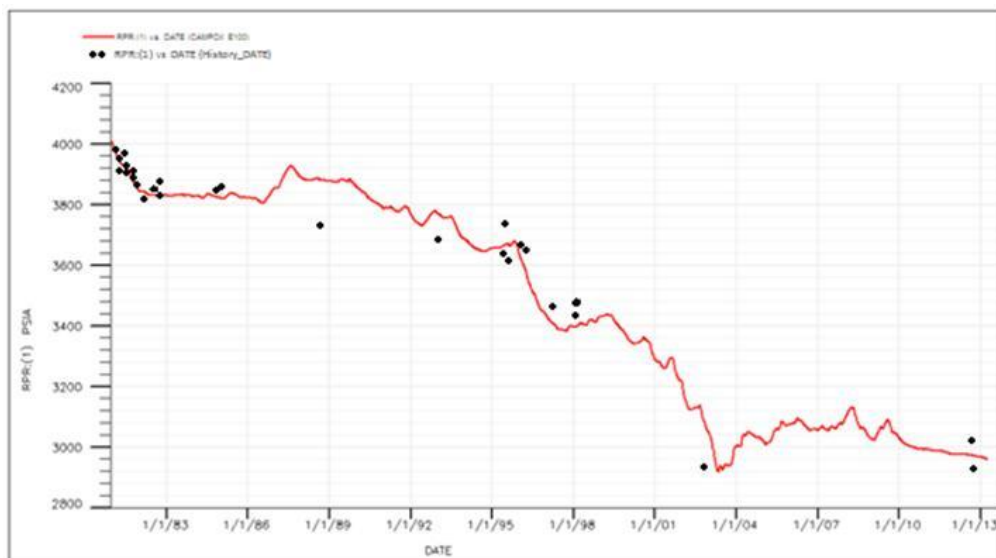
Yacimiento	Aquifer Id	Lower I Con	Upper I Con	Lower J Con	Upper J Con	Lower K Con	Upper K Con	Connection Face
U	1	12	15	62	86	4	6	I-
U	1	27	36	102	124	4	6	I-
U	1	48	80	124	133	4	6	J+
U	1	1	9	15	53	4	6	I-
U	1	74	80	13	53	4	6	I+

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.21 Puntos de Conexión del Acuífero Analítico del área de estudio

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.22 Ajuste de Presión de la unidad U

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

De la Figura 3.22 se puede evidenciar que las presiones registradas históricamente (puntos negros) se mantienen a un nivel alto (4000 – 3000 psi) a pesar de la alta producción, lo cual indica la presencia de un acuífero muy activo (de fondo) para la arena U. Las presiones calculadas por el simulador son representadas por una línea continua roja, las mismas que tienden a nivelarse con las presiones históricas.

En base a las modificaciones (variación del índice de productividad, volumen inicial del acuífero y activación de celdas) que fueron necesarias para lograr el ajuste de presión del modelo dinámico, se obtuvieron los parámetros necesarios para el cálculo del POES, que se restringió a la variación de los mismos y de la producción de agua del campo.

3.6.2.3.3 Ajuste de la Presión de Fondo fluyente (P_{wf})

La cantidad histórica de fluido que se puede extraer del reservorio en algunos casos está controlada por las presiones de fondo fluyente, la misma que al ser modelada cae por debajo de los límites operacionales.

Cuando esto sucede significa que los índices de productividad no son suficientemente altos. Para ajustar las presiones de fondo fluyente a las pruebas de presión se modifica los índices de productividad (IP) y la permeabilidad efectiva (Kh) de los pozos, un aumento de la permeabilidad incrementará la presión de fondo del pozo al activar la opción del simulador que permite calcular nuevos valores de presión, a fin de poder realizar el cotejo y obtener un ajuste aceptable.

3.6.2.3.4 Ajuste Global/Regional de las Producciones Históricas del petróleo y agua

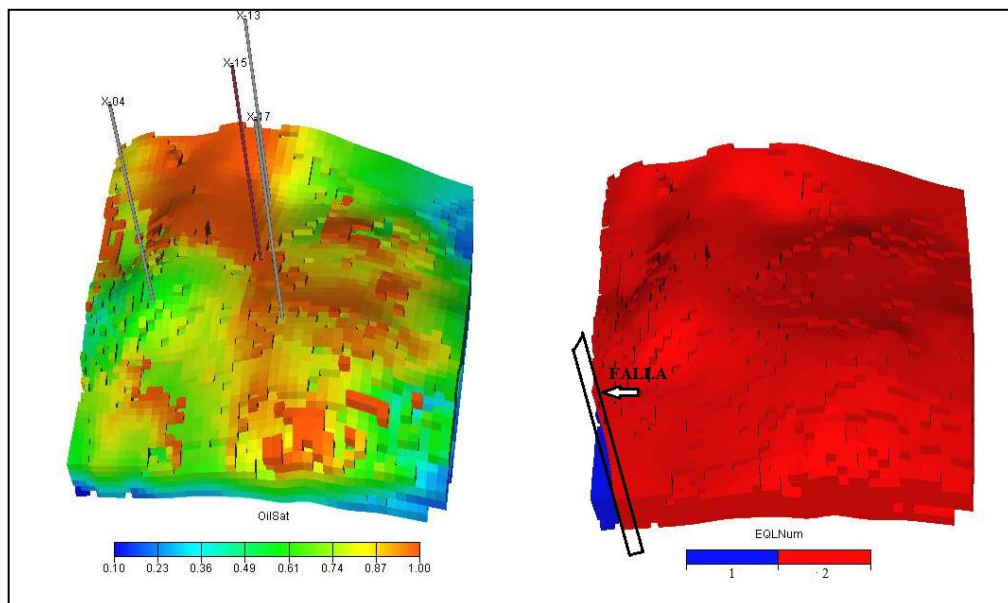
Para lograr un ajuste de las producciones históricas del petróleo y del agua a nivel del campo y a nivel de cada pozo se efectúan las siguientes variaciones:

- *Variación de los contactos / crear regiones de equilibrio aparte.*
- *Variar las permeabilidades relativas / presión capilar.*
- *Aplicar multiplicadores regionales para las transmisibilidades horizontales / verticales e introducir "fallas" (barreras estratigráficas).*
- *Aplicar multiplicadores para el volumen de poro.*
- *Modificar el esquema de completación inicial.*

Se definió dos zonas de equilibrio debido a la falla estratigráfica que divide la estructura en dos regiones por lo que se modeló con diferentes CAP. En la Figura 3.23 se muestra diferenciadas las dos zonas.

- **Región 1: (azul)** se encuentra a -8787 pies (TVD)
- **Región 2: (rojo)** se encuentra a -8802 pies (TVD)

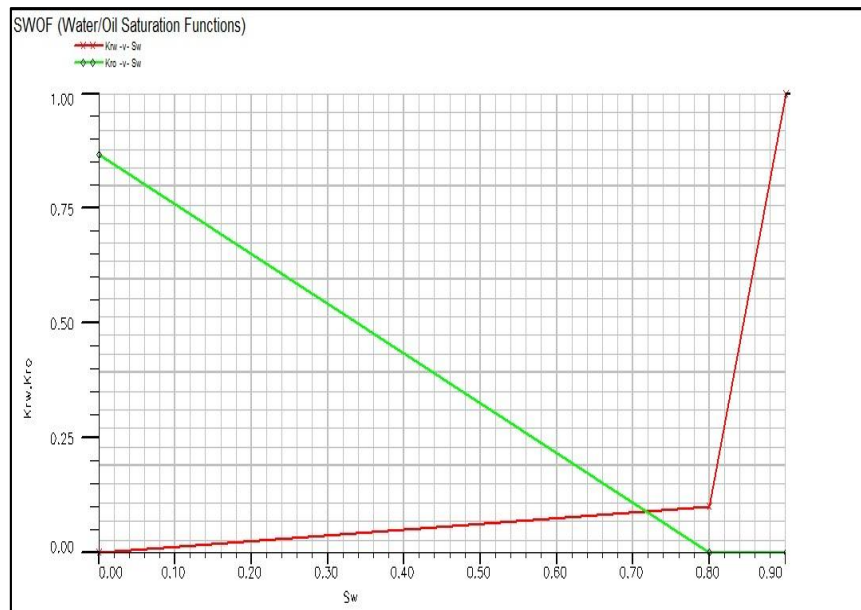
FIGURA 3.23 CAP – Regiones de Equilibrio



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 3.24 se muestra la curva de permeabilidades finales que fue modificada en el transcurso del ajuste a historia a partir de las inicialmente establecidas para aumentar la relación agua-petróleo mediante pseudo-permeabilidades. Esto influirá en el tiempo de ruptura del agua (llegada del agua) a cada uno de los pozos. Los puntos extremos de las curvas de permeabilidad relativa del agua (S_{wc} , S_{or}) se los modificó dentro de los parámetros permisibles, aumentando relativamente la producción de petróleo móvil recuperable, retardando la llegada de agua a los pozos y disminuyendo la caída de presión.

FIGURA 3.24 Curvas de Permeabilidades Relativas Agua – Petróleo Finales

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

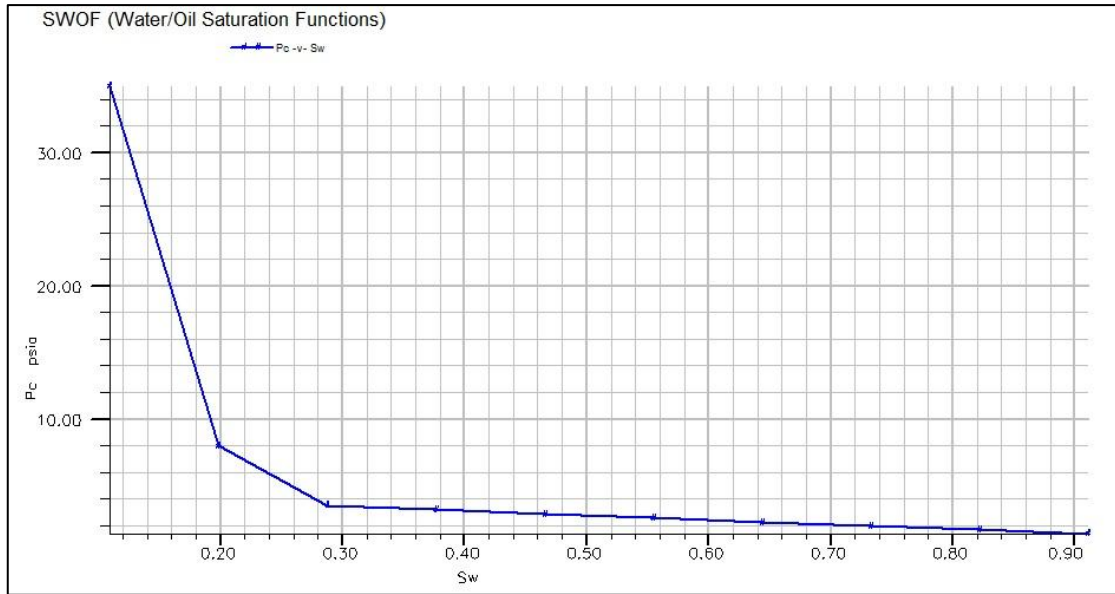
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Se realizó correcciones a los datos de presión capilar a fin de disminuir el espesor de la zona de transición y ajustar con el espesor de la zona de transición del registro del pozo X-03. En la Figura 3.25 se muestra los nuevos valores de presión capilar.

De igual forma se utilizó transmisibilidades reducidas para el modelamiento de la falla, a fin de disminuir el flujo de fluidos, este factor determina la cantidad de flujo y la caída de presión entre 2 bloques aplicando fundamentalmente la Ley Darcy.¹⁷

También se utilizó multiplicadores de transmisibilidad a fin de ayudar a acelerar o retardar la llegada del agua a los alrededores de los pozos, estos parámetros se los varía dentro de un rango de 0,01 a 10. Para el estudio se modeló a la permeabilidad absoluta vertical en un rango de 5% a 10% del valor de la permeabilidad absoluta horizontal, ya que estas varían entre 10 a 1000 md lo que justifica su modificación en el ajuste.

¹⁷ Simulación Numérica del Campo Atacapi, Geoconsult. Agosto 2009.

FIGURA 3.25 Curva de Presión Capilar Final

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La calidad del ajuste global también va a depender de las completaciones oficiales que se realizaron a cada pozo. La producción conjunta genera incertidumbre al momento de empatar la tasa de petróleo con la histórica, otros factores que afectan son:

- Cambio de completaciones no reportados.
- Cambio de completaciones no exitosos.
- Arena supuestamente aislada a través de una cementación mala o deteriorada.

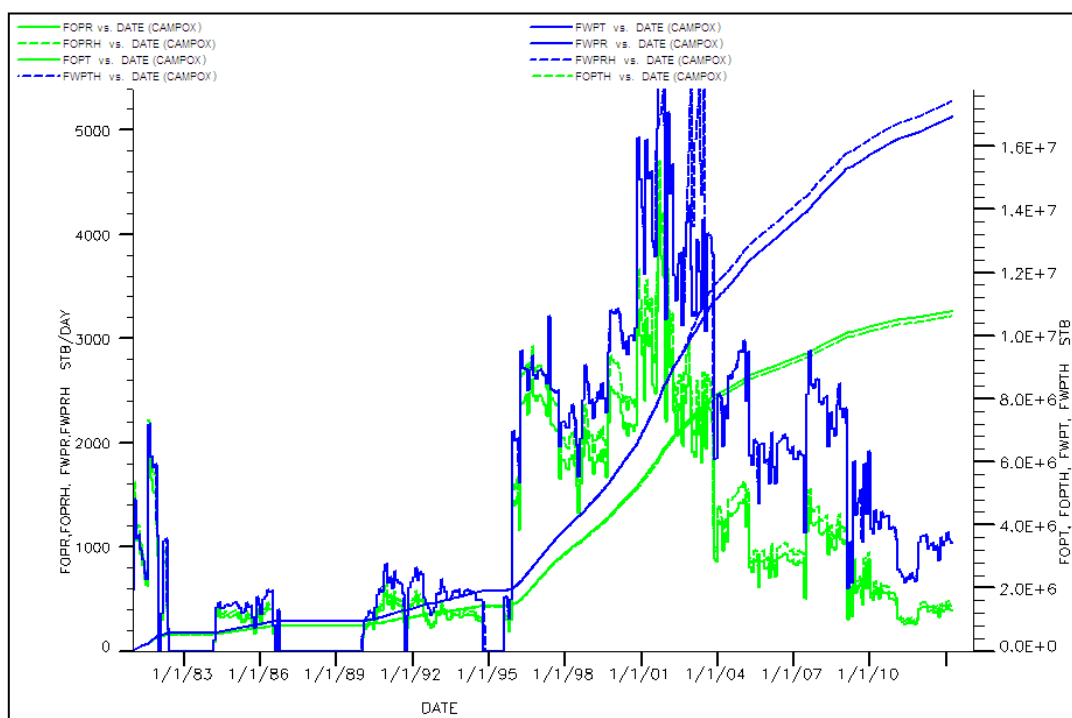
En el presente estudio se procuró registrar todos estos eventos a fin de obtener un mínimo margen de error.

3.6.2.4 Modelo Dinámico Ajustado

En la Figura 3.26 se muestra un buen ajuste del modelo ya que cumple con los requerimientos antes establecidos, su margen de error es <10%.

Se puede observar que las curvas de producción acumulada de petróleo – FOPT y FOPTH (línea verde continua – modelo / línea verde no continua – historia), la producción acumulada de agua – FWPT y FWPTH (línea azul continua – modelo / línea azul no continua – historia), las tasas de producción de petróleo – FOPR y FOPRH (línea verde continua – modelo / línea verde no continua – historia) y las tasas de producción de agua – FWPR y FWPRH (línea azul continua – modelo / línea azul no continua – historia) mantienen la misma tendencia, lo que evidencia que el ajuste es aceptable.

FIGURA 3.26 Ajuste del Global de la Producción Petróleo – Agua



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Cabe mencionar que solamente se mantendrán activas las celdas correspondientes al área en las que se realizará el estudio a fin de minimizar el tiempo de ejecución de las corridas. Esto no afectará ninguna de las propiedades en relación con el modelo global de la Arena U.

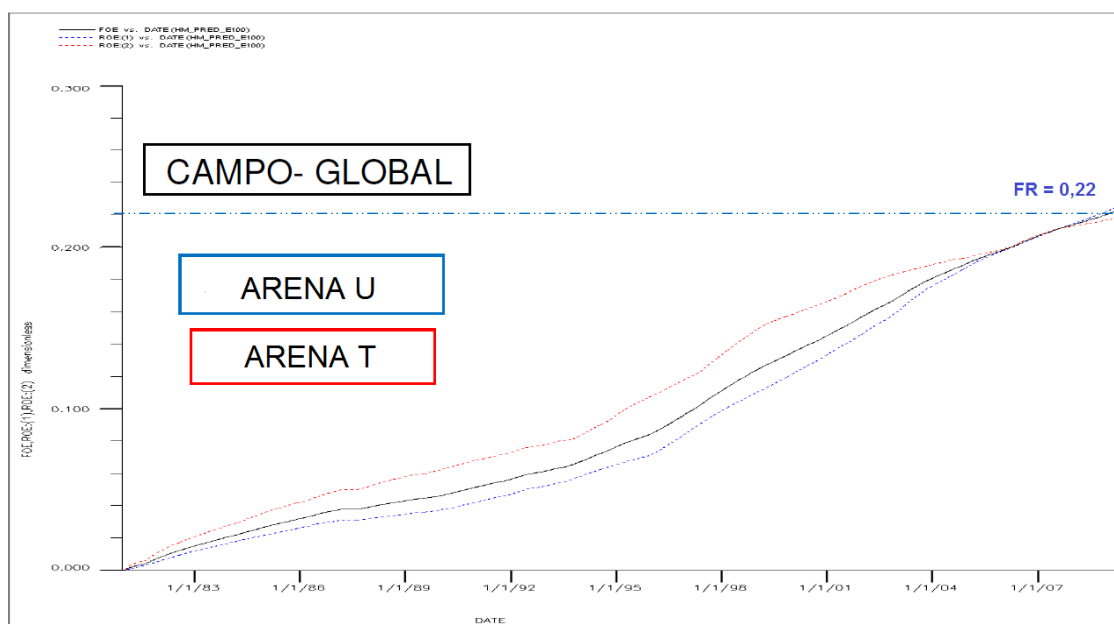
Los valores del POES y factor de recobro (FR) de la arena U fueron proporcionados por la empresa, como se muestran en las Figuras 3.27 y 3.28

FIGURA 3.27 POES – Arena U

Region	Oil (stb)	Water (stb)
Field	1.8958874E+8	1.4993364E+8
1	1.2178794E+8	73402299
2	67800798	76531342

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

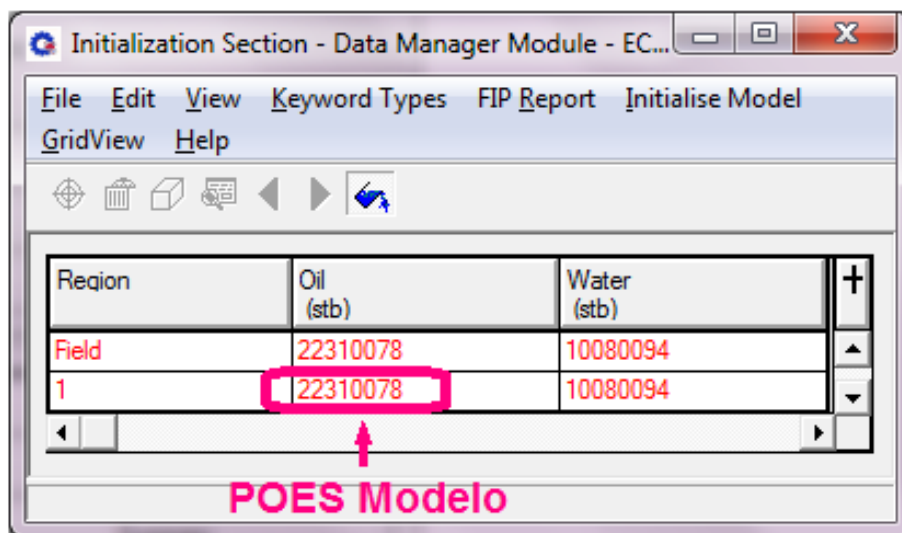
FIGURA 3.28 Factor de Recobro – Arena U



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Para el modelo los datos del POES y FR, son los que arroja el simulador y se presentan en la Figura 3.29 y 3.30.

FIGURA 3.29 POES – Modelo Dinámico

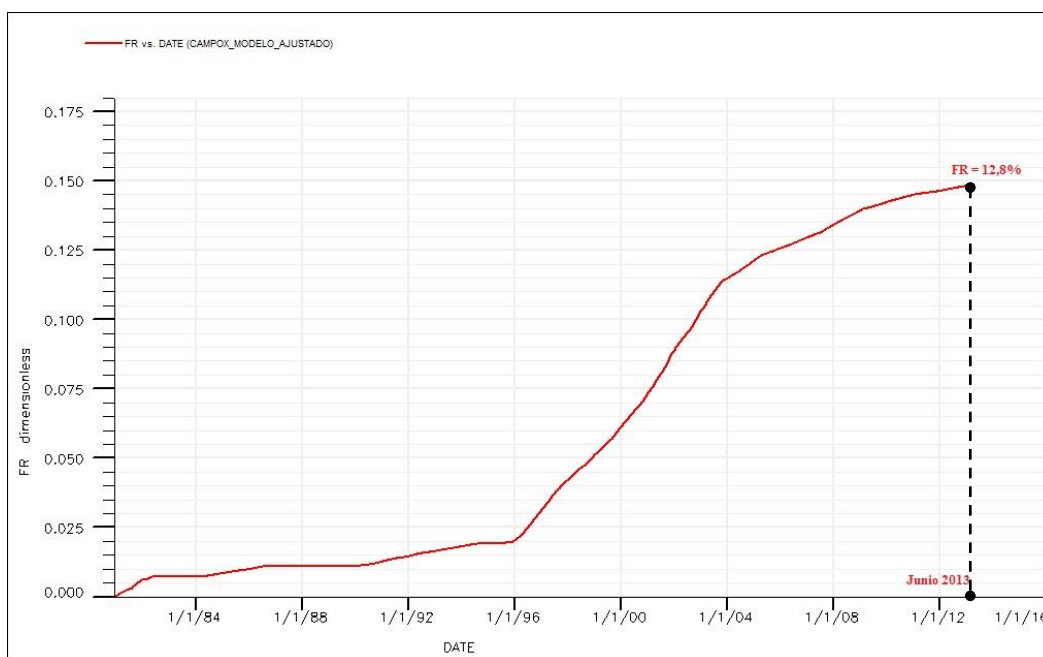


Region	Oil (stb)	Water (stb)
Field	22310078	10080094
1	22310078	10080094

POES Modelo

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 3.30 Factor de Recobro del Modelo



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

El valor del POES oficial para la Arena U (Tabla 1.25) y del Modelo fueron proporcionados por la empresa. (A continuación en la Tabla 3.14 se explica con mayor detalle). Los valores obtenidos se presentan en la Tabla 3.13.

TABLA 3.13 POES y FR – Arena U y Modelo de Inyección

UNIDAD	POES (OFICIAL) MMBIs	POES (MODELO DINÁMICO) MMBIs	FR (%)
U	90,62	121,7	22
*Modelo	16,3	22,3	12,8

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.6.2.5 Límites para el pozo productor

En la etapa de predicción los pozos del campo están controlados por la presión de fondo (P_{wf}), se estableció un valor de presión mayor a la del punto de burbuja y basado en el historial de presiones. El valor establecido es de 1200 psi.

Los límites establecidos para el pozo productor del modelo fueron fijados en función de los límites utilizados en la simulación de otros campos. Se estableció un límite de tasa de petróleo mínimo y un límite de corte de agua máximo. En la Tabla 3.14 se observa los límites utilizados en las predicciones del modelo.

TABLA 3.14 Límites en las Predicciones para el pozo productor

DESCRIPCIÓN	Límites
Tasa mínima de petróleo	30 BFPD
Corte máximo de agua	95%

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

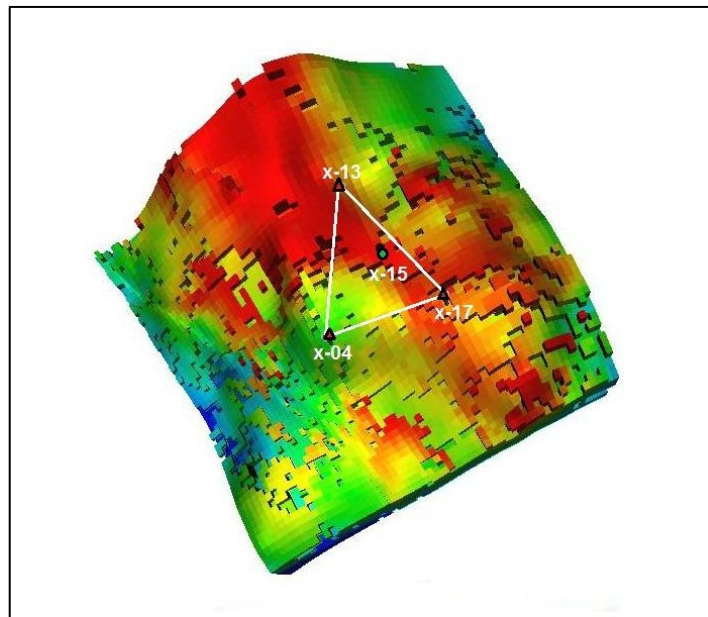
Al fijar estos límites se establece que los pozos que producen con una tasa de petróleo muy baja o con un corte demasiado alto, excediendo los límites sean cerrados.

Cabe mencionar que estos límites se mantienen para el pozo productor en todos los casos, incluido el caso base. Posteriormente, luego de establecidos los límites de los pozos se crea un caso base, que es un pronóstico de la producción del campo utilizando las condiciones existentes. Para ello se crea un restart del ajuste histórico, en este se establece el tiempo que va a tener la predicción.

3.7 ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS PARA EL ÁREA DE INYECCIÓN

En la Figura 3.31 se observa la ubicación de los pozos y área seleccionada para el desarrollo del proyecto.

FIGURA 3.31 Ubicación de los pozos – Modelo de Inyección



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Las reservas remanentes y el POES para los pozos: X-04, X-13, X-15 y X-17 que fueron seleccionados, fueron datos proporcionados por la empresa que se determinaron con el programa OFM, mientras que las reservas disponibles por simple diferencia entre el POES y la producción acumulada.

Las condiciones actuales en las que se encuentran los pozos se determinaron a partir de los análisis de los historiales de reacondicionamiento, en la Tabla 3.15, se presenta un resumen para cada uno de los pozos.

TABLA 3.15 Condiciones Actuales de los Pozos seleccionados

Descripción	X-04	X-13	X-15	X-17
Fecha inicial de producción	dic-80	abr-96	dic-95	ago-01
Fecha final de producción	may-96	mar-05	jun-13	feb-11
Observaciones	Cerrado	Cerrado	Produciendo	Cerrado
Petróleo BPPD	206	223	248	66
GOR PC/Bbls	76	44	143	132
BSW %	50	75	75	85
POES (Bls)	1'894.231	5'151.100	7'848.090	1'370.185
* Producción Acumulada Bbls	1'309.185	2'253.804	6'611.611	706.293
Reservas disponibles Bbls	585.046	2'897.296	1'236.479	663.892
POES OFICIAL Total (Bls)	16'263.606			

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

* La producción acumulada para cada pozo corresponde a la producción desde la fecha en la que cada pozo comenzó a producir de la Arena U hasta la fecha de cierre que corresponde a la fecha final de producción. Para el pozo X-15 que se encuentra produciendo actualmente, se tomó en cuenta la producción hasta Junio del 2013.

Tomando en cuenta los valores de la Tabla anterior, se determinó que el POES oficial del área seleccionada es de 16,26 MMBls al sumar los valores individuales por pozo.

Para determinar la superficie areal se procede a calcular el número de celdas totales y multiplicar por 50x50 m², que es la dimensión areal por celda del modelo. Los valores obtenidos son presentados en la Tabla 3.16.

TABLA 3.16 Distribución areal del Modelo de Inyección

DISTRIBUCIÓN AREAL					
No. Celdas		Area de celda (m ²)	No. Total de Celdas	AREA TOTAL (m ²)	AREA TOTAL (Acre)
X	Y				
60	55	2500	3300	8'250.000	2.038,66

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Para determinar el área de drenaje afectado por el modelo de inyección y el volumen poroso, se utiliza las ecuaciones 3.21 y 3.22. El primer valor del POES utilizado es el Oficial, proporcionado por la empresa y el otro valor que se obtuvo del simulador, como se indica en la Tabla 3.13 y 3.15 respectivamente.

$$POES = \frac{7758 * \phi * h * A_{drenaje} * 1 - S_{wi}}{\beta_o} \quad (3.21)$$

$$V_p = \phi * h * A_{drenaje} \quad (3.22)$$

Los valores de porosidad y factor volumétrico tomados del análisis PVT (Tabla 1.19 y 1.25 – Capítulo I); así como el espesor definido en el dimensionamiento de las celdas (Tabla 3.2), y la saturación de agua inicial corresponde al primer valor de saturación definido en las curvas de permeabilidades relativas (Tabla 1.15 y Figura 1.18). Los valores de las áreas de drenaje obtenidos, se presentan a continuación en la Tabla 3.17 con los respectivos cálculos.

$$22'310.078 = \frac{7.758 * 0,185 * 50 * A_{drenaje1} * 1 - 0,1539}{1,136}$$

$$A_{drenaje1} = 417,41$$

$$16'263.606 = \frac{7.758 * 0,185 * 50 * A_{drenaje2} * 1 - 0,1539}{1,136}$$

$$A_{drenaje2} = 304,29$$

TABLA 3.17 Áreas de Drenaje

	POES (MMBIs)	Porosidad (fracción)	Espesor (pies)	S _w inicial (fracción)	β _o (BIs/BF)	A _{drenaje} (Acre)
Modelo	22,31	0,185	50	0,1539	1,136	417,41
Oficial	16,26					304,29

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Con los valores obtenidos del área de drenaje y la ecuación 3.22 se calcula el volumen poroso, utilizando el factor de conversión de 7757,79 BY/Acre-pie. Ver Tabla 3.18.

$$V_{p1} = 0,185 * 50 * 417,41 * \frac{43.560}{5,615} = 29,95 \text{ MMBY}$$

$$V_{p2} = 0,185 * 50 * 304,29 * \frac{43.560}{5,615} = 21,84 \text{ MMBY}$$

TABLA 3.18 Volumen Poroso

	Porosidad (fracción)	Espesor (pies)	A _{drenaje} (Acre)	Factor (BY/Acre-pie)	Volumen Poroso (MMBY)
Modelo	0,185	50	417,41	7757,79	29,95
Oficial			304,29		21,84

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

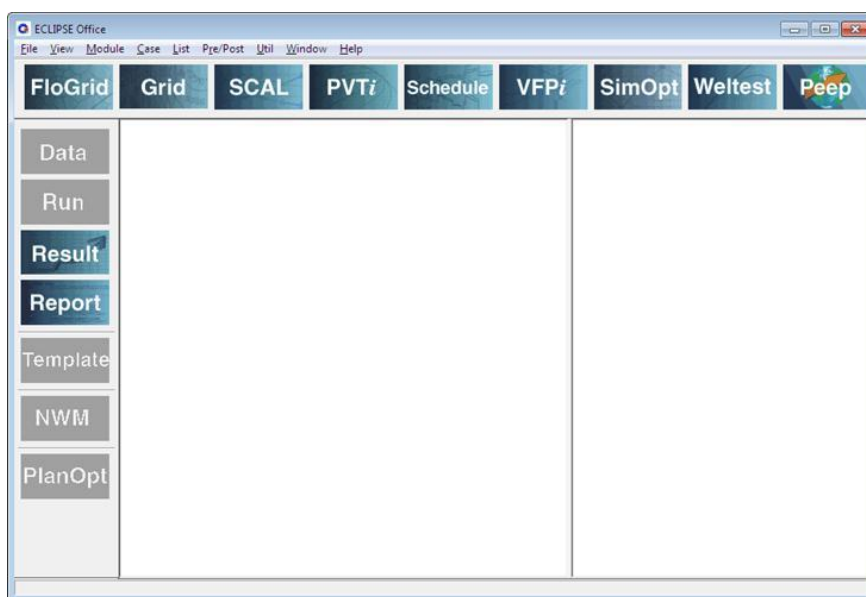
Los valores obtenidos de volumen poroso y área de drenaje para el Modelo, serán los utilizados en la definición del caso base, que no es nada más que la reproducción del campo sin realizar cambio alguno, es decir, continuando la producción en las últimas condiciones registradas.

3.8 USO DE LA OPCIÓN DE INYECCIÓN DE POLÍMERO EN ECLIPSE

3.8.1 CARGA DE DATA EN OFFICE

Office es un programa que permite la creación de los archivos de datos en un ambiente de trabajo tipo Windows. Permite crear archivos de datos para cualquiera de los simuladores de la familia ECLIPSE y también permite de una manera integrada observar los datos de las corridas de simulación realizadas. Para la utilización de este programa se cuenta con una ventana de trabajo tal como se muestra en la Figura 3.32.

FIGURA 3.32 Ventana principal Office

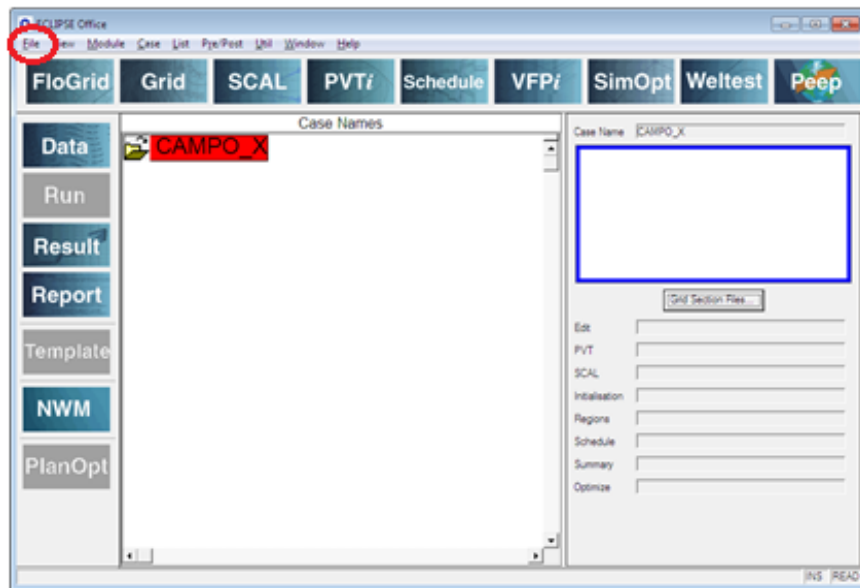


FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Para la realización de una simulación, se debe tener toda la data necesaria cargada en este programa, para lo cual es necesario crear un nuevo proyecto. Este proyecto se crea utilizando el menú superior FILE. Una vez que se crea un proyecto el nombre del mismo aparece en la pantalla central del programa y el mismo pasa a ser el nombre del archivo de datos que se utilizará en la simulación.

En el caso que se muestra en la Figura 3.33, se ha cargado todos los datos generados del modelo antes realizado. El proyecto fue nombrado “Campo_X”. Se debe destacar que cuando el nombre del proyecto se encuentra resaltado de color rojo, indica que el proyecto se encuentra seleccionado y activo.

FIGURA 3.33 Proyecto creado en Office



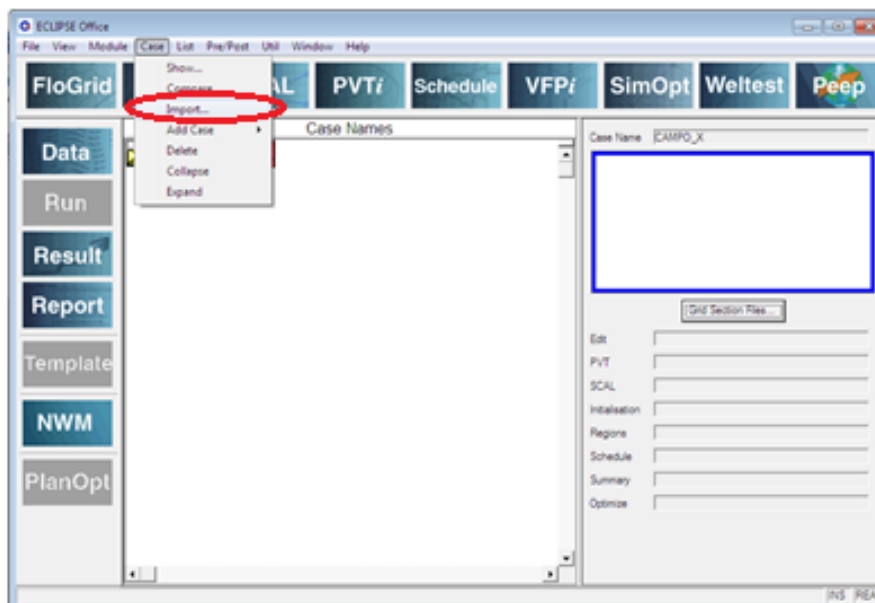
FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Existen dos formas de introducir los datos necesarios para la realización de una simulación numérica de yacimientos en un proyecto creado en Office:

- Llenar cada uno de los datos necesarios en cada ventana disponible del programa. Esto se realiza una vez que se entra en la opción “DATA” de la ventana anterior.
- Importar un archivo de datos existentes al proyecto creado en Office.

En este caso, se importaron los archivos correspondientes al modelo antes desarrollado, se debe utilizar la opción que se encuentra en el menú superior, la opción denominada “CASE” y seleccionar “Import”. Esto se puede ver en la siguiente Figura 3.34.

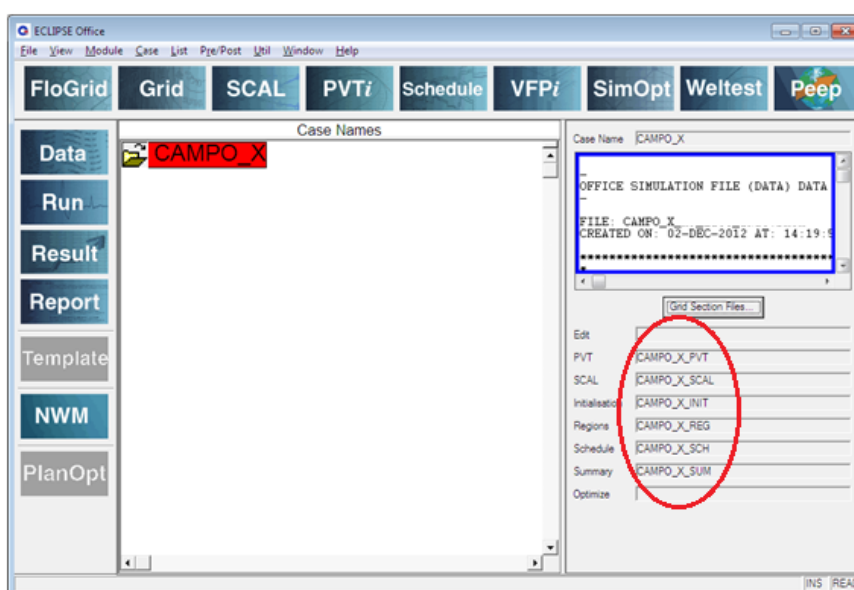
FIGURA 3.34 Importando un archivo de datos en Office



FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Una vez cargados los datos, se muestran las direcciones o rutas donde se puede encontrar los archivos tipo “include” que forman el nuevo archivo de datos (ver Figura 3.35).

FIGURA 3.35 Archivo de datos cargado en Office



FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Este archivo de datos es manejado y creado por el programa Office y cualquier cambio que se desee realizar en el mismo, debe realizarse en las ventanas respectivas dentro de la opción “DATA” del programa Office.

3.8.2 INTRODUCCIÓN DE DATOS CORRESPONDIENTES A LA OPCIÓN

Una vez cargada la data en Office, el archivo de texto, como se puede observar en la figura anterior, está dividido en secciones, en las cuales existen palabras clave (“Keywords”) con las cuales se le indica al simulador el tipo y el formato de la información a utilizar. Cada una de las secciones del archivo de datos, que son necesarias para realizar una simulación de inyección de polímero en ECLIPSE, se describe a continuación:

Sección Runspec: En esta sección se incluye el título de la simulación, las dimensiones de la malla, las fases presentes en el yacimiento a simular y cierta cantidad de comandos que permiten establecer características especiales a la simulación.

Sección Grid: El propósito principal de la sección GRID es proveer a eclipse la información necesaria para el cálculo de volumen poroso de celdas y transmisibilidad en todas las direcciones. Esta sección se introduce mediante una serie de “Keywords”, los cuales permiten incorporar las características estructurales del yacimiento al simulador (Modelo Estático de Simulación).

Sección Props: Esta es una de las secciones más importantes pues aquí se introducen al simulador los parámetros PVT, las presiones capilares, permeabilidades relativas y densidades de los fluidos, SCAL.

Sección Solution: En esta sección se especifican las condiciones iniciales del yacimiento para el cálculo de la distribución de los fluidos presentes originalmente en el yacimiento. Estas condiciones iniciales son: Presión, saturación de las fases, caudales iniciales, propiedades del fluido dependientes de la profundidad, razón gas-petróleo, condiciones iniciales de acuífero.

Sección Schedule: Permite organizar la data de completación y producción de cada pozo en formato Eclipse. Aquí se incluyen los datos de producción del yacimiento para realizar el cotejo histórico y las predicciones de cada uno de los pozos presentes en el yacimiento.

Sección Summary: Aquí se especifican qué parámetros, requiere que sea salida del simulador, para su futura utilización en la interpretación de los resultados de la simulación. Los parámetros colocados en esta sección pueden ser luego visualizados en forma de gráficos. A continuación se presenta en las Tablas 3.19 y 3.20 un resumen de los Keyword de cada sección de la opción “Polymer Flood Model”.

TABLA 3.19 Resumen de los keyword

Resumen de los keyword	
Sección RUNSPEC	BRINE , se usa cuando la solución polimérica es sensible a la sal.
	MISCIBLE , número de miscibilidad de la región para el parámetro de mezcla.
	POLYMER , está disponible para el modelo de inyección de polímero
Sección GRID	RPTGRID , reporte de salida de la sección GRID.
	Mnemonic POLYMER , para general un mapa de $1/(\Phi.A)$, para determinar el adelgazamiento del polímero por corte.
Sección PROPS	PLYADS , función de adsorción del polímero.
	PLYMAX , concentraciones del polímero/sal para cálculos de la mezcla
	PLYROCK , propiedades específicas de la roca-polímero.
	PLYSHEAR , datos para el efecto del adelgazamiento por corte del polímero.
	PLYVISC , función de la viscosidad de la solución polimérica.
	PIYVISC , función de la viscosidad de la solución polimérica con sal.
	RPTPROPS , reporte de salida de la sección PROPS.
	SALTNODE , nodos de concentración de sal para la viscosidad de la solución polimérica.
	TLMIXPAR , parámetro de mezcla de Todd – Longstaff
Sección REGIONS	MISCNUM , números de miscibilidad de la región.
	RPTREGS , reporte de salida de la sección REGIONS
Sección SOLUTION	RPTSOL , reporte de salida de la sección SOLUTION.
	Mnemonic FIPPLY , para generar reportes de polímero / sal en sitio.
	Mnemonic PBLK o POLYMER , valores de concentración inicial del polímero.
	Mnemonic PLYADS , concentración del polímero adsorbido por la roca de formación.
	Mnemonic RK , para el factor de reducción de la permeabilidad relativa del agua.
	Mnemonic SALT , concentración de sal inicial.
	Mnemonic SALTVD , para la tabla de concentración de sal inicial vs. Profundidad.

FUENTE: ECLIPSE Technical Description Manual.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

CONTINUACIÓN

Resumen de los keyword	
Sección SCHEDULE	RPTSCHEM, reporte de salida de la sección SCHEDULE.
	WPOLYMER, Fija las concentraciones de polímero/sal para los pozos de inyección.

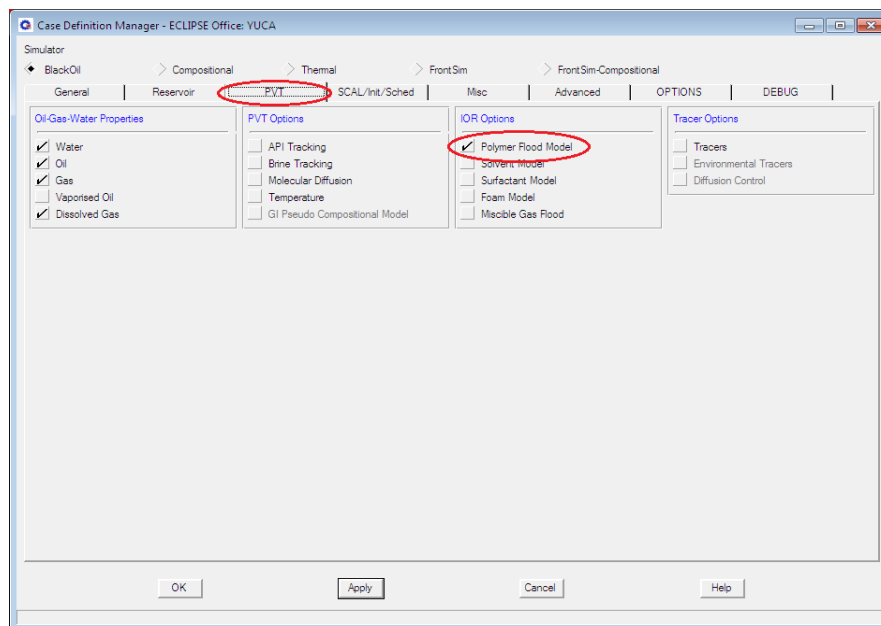
TABLA 3.20 Controles de salida para la sección SUMMARY

CAMPO	GRUPO	POZO	CONEXIÓN	REGIÓN	BLOQUE	INFORMACIÓN
			CCFR			Tasa de flujo de polímero
FCPR	GCPR	WCPR				Tasa de producción de polímero
FCPT	GCPT	WCPT	CCPT			Producción total de polímero
FCIR	GCIR	WCIR				Tasa de inyección de polímero
FCIT	GCIT	WCIT	CCIT			Inyección total de polímero
					BCCN	Concentración de polímero en la celda
FCIP				RCIP	BCIP	Polímero en solución
				RCFT		Flujo Total de polímero
					BCAD	Concentración de adsorción de polímero
FCAD				RCAD		Adsorción total de polímero
			CSFR			Tasa de flujo de sal
FSPR	GSPR	WSPR				Tasa de producción de sal
FSPT	GSPT	WSPT	CSPT			Producción total de sal
FSIR	GSIR	WSIR				Tasa de inyección de sal
FSIT	GSIT	WSIT	CSIT			Inyección total de sal
					BSCN	Concentración de sal en la celda
FSIP				RSIP	BSIP	Sal en sitio
				RSFT		Flujo total de sal

FUENTE: ECLIPSE Technical Description Manual.

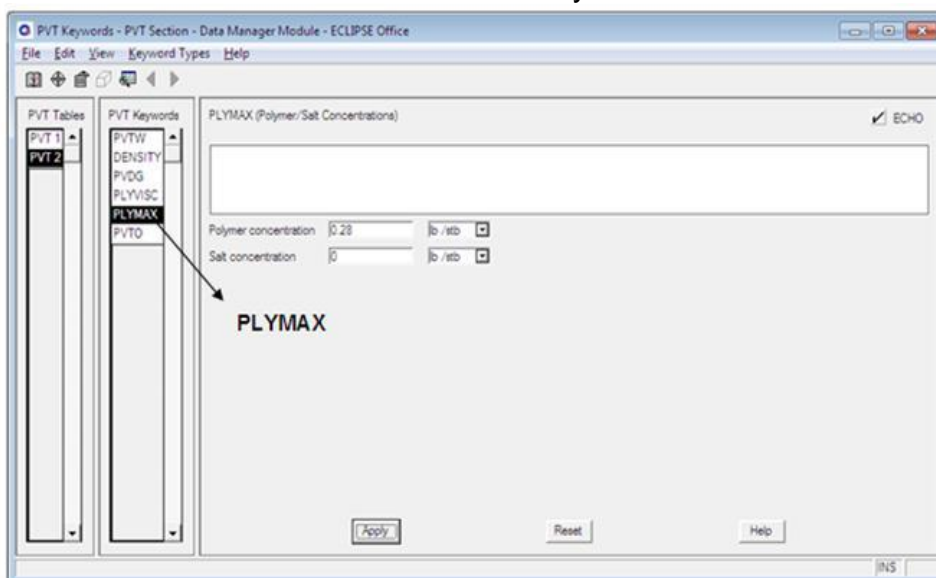
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La opción “**POLYMER FLOOD MODEL**” es activada por el keyword POLYMER en la sección RUNSPEC, como se muestra en la Figura 3.36. Se puede usar el keyword BRINE en la sección RUNSPEC para especificar que la sal es un componente activo en el modelo (es decir, que las propiedades del polímero son sensibles a la sal).

FIGURA 3.36 Ventana para activar la opción Polymer Flood Model

FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Para introducir los valores de concentración máxima de polímero y sal a ser usados en el cálculo de las viscosidades efectivas de las fases presentes se debe utilizar el keyword PLYMAX de la sección PVT, ver Figura 3.37.

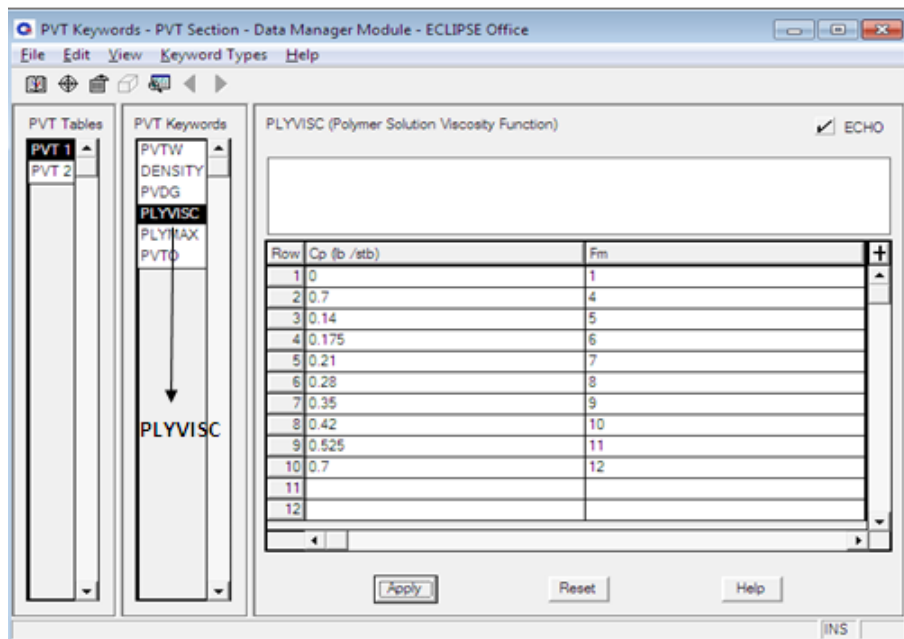
FIGURA 3.37 Ventana del keyword PLYMAX

FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Esta opción consta de dos datos, el valor de la concentración del polímero en la solución, el cual debe ser utilizado en el cálculo de la viscosidad efectiva del agua (solución polimérica) y el valor de la concentración del componente de la sal en la solución que debe ser utilizada para el cálculo de la viscosidad efectiva del agua.

Cuando no es activada la opción BRINE, la viscosidad de la solución polimérica se define usando el keyword PLYVISC. Este keyword describe el efecto de la viscosidad del agua pura con el aumento de la concentración de polímero, es decir, se obtiene la verdadera viscosidad de la solución polimérica o viscosidad efectiva del agua. La tabla consiste de dos columnas de datos, la concentración de la solución polimérica (C_p) en unidades de campo y el factor multiplicador de la viscosidad del agua pura (F_m), como se muestra en la Figura 3.38.

FIGURA 3.38 Ventana del keyword PLYVISC



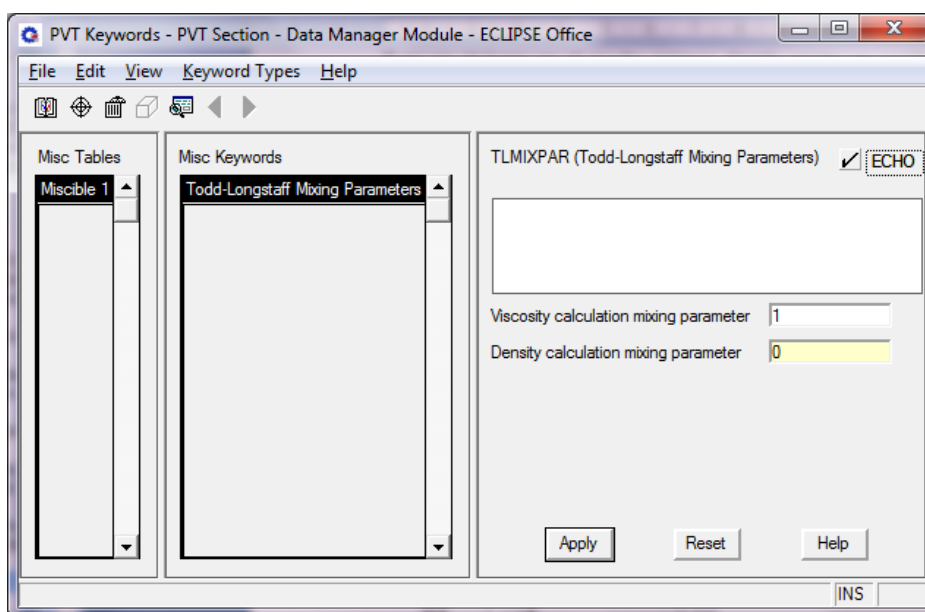
FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

El parámetro de mezcla de Todd-Longstaff (ω) se define usando el keyword TLMIXPAR en la sección PVT, ver Figura 3.39.

El keyword consiste de una tabla de dos datos, uno para el cálculo de viscosidad de cada región de miscibilidad y está comprendido en un rango de 0 a 1. Este dato no tiene ninguna unidad asociada. El segundo, es para el cálculo de la densidad y se ignora cuándo se utiliza el modelo de inyección de polímeros por ser un desplazamiento inmisible.

Se asume generalmente que el desplazamiento inmisible desarrolla un frente. Este es el lugar en el medio poroso donde existe un cambio abrupto de la saturación desde el fluido desplazante al fluido desplazado. El frente puede ser visualizado como una forma de límite en movimiento, delante del cual fluye petróleo, pero detrás fluyen petróleo y la fase desplazante. Es posible tener dos fases inmiscibles (tal como petróleo y gas libre) fluyendo delante del frente de desplazamiento.

FIGURA 3.39 Ventana del keyword Todd- Longstaff



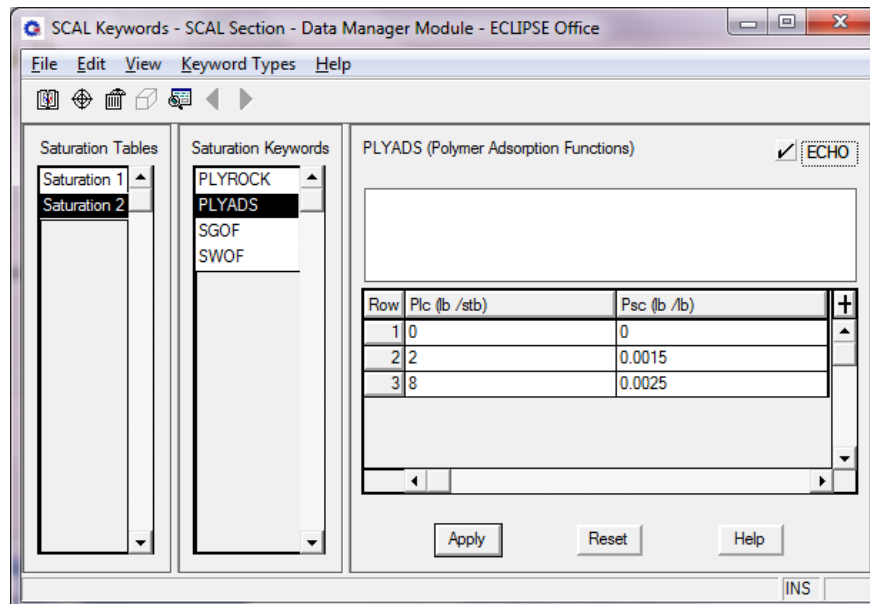
FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Se debe especificar la miscibilidad para cada celda de la malla asociada usando el keyword MISCNUM (Número de Miscibilidad de la región). La miscibilidad se especifica con el valor de Todd-Longstaff.

El término de miscibilidad debe ser utilizado para calcular eficientemente características de PVT de los componentes del agua y del petróleo.

Para los valores de adsorción isotérmica del polímero (C_a) se utiliza el keyword PLYADS de la sección PROPS. Este keyword consta de una tabla de dos columnas de datos, concentración de la solución polimérica en equilibrio local y la concentración del polímero adsorbido por la roca de la formación. Es importante destacar que en la primera fila de la tabla, debe tener valores de cero. (Ver Figura 3.40)

FIGURA 3.40 Ventana del keyword PLYADS



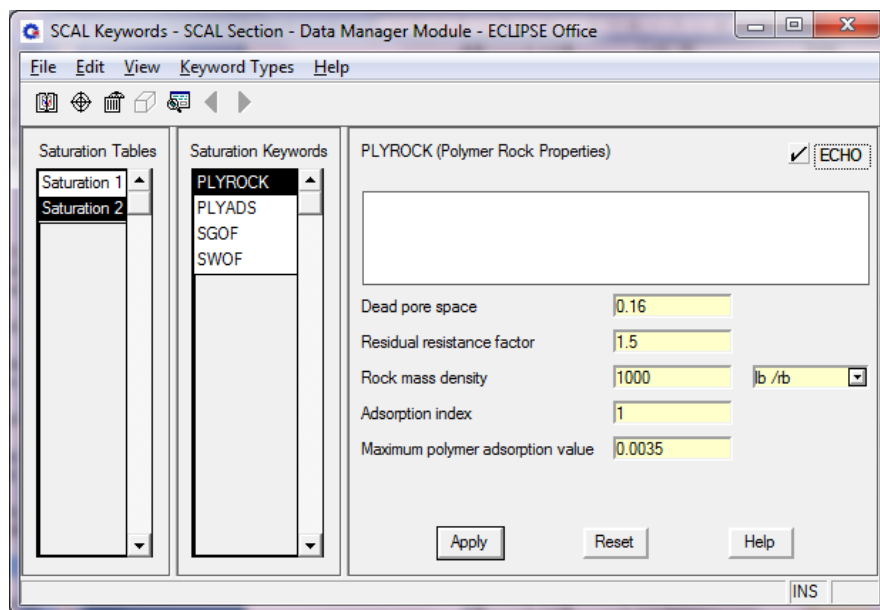
FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

Para las características específicas de la roca-polímero se entra usando el keyword PLYROCK (ver Figura 3.41), que consta de cinco datos como se describen a continuación:

- Volumen poroso inaccesible de la roca. El valor especificado debe ser mayor o igual a cero, pero no debe exceder la saturación irreducible del agua de la formación.

- Factor de resistencia residual de la roca (FFR). Debe ser mayor o igual a 1 y representa la reducción de la permeabilidad de la roca a la fase acuosa cuando la cantidad máxima de polímero se ha adsorbido.
- La densidad total de la roca del yacimiento. Esta cantidad se utiliza en el cálculo de la pérdida de polímero debido a la adsorción.
- El índice de adsorción que se utiliza para la roca. Los valores posibles para el índice de la adsorción son 1 ó 2.
- Valor de máxima adsorción de concentración de polímero que debe ser utilizado en el cálculo del Factor de Resistencia actual (R_k) de la fase acuosa.

FIGURA 3.41 Ventana del keyword PLYROCK



FUENTE: ECLIPSE Simulation Software Launcher.

El radio representativo que se usa para el cálculo de flujo del pozo se encuentra relacionado con los datos de producción del pozo productor, dados en la sección SCHEDULE.

La definición del pozo inyector para las concentraciones de polímero/sal se puede establecer usando el keyword WPOLYMER en la sección SCHEDULE. La lista de keywords del archivo SUMMARY se mantiene activa para el modelo de inyección de polímero/sal que se usará para generar las gráficas y reportes.

Cada reporte generado, también pueden dar información de la concentración de polímero, concentración de sal, concentración de polímero adsorbido y la reducción del factor de permeabilidad de la fase acuosa para un momento dado.

3.9 DEFINICIÓN DEL CASO BASE

El caso base representa el punto de partida para la realización de la simulación y para este caso se asume que en el área del modelo se continuó produciendo con las condiciones actuales de producción, sin que exista ningún tipo de proceso de recobro adicional que involucre algún tipo de intervención, ya sea esta recuperación secundaria o mejorada, sobre éste se realizaran variaciones que intervienen en el proceso y que son de importancia para la evaluación del mismo.

El modelo representa el corte de la Arena U que es un yacimiento subsaturado (sin capa de gas) con una superficie areal de 2038,6 Acres; de 16,9° API y con presencia de un acuífero activo. La presión del yacimiento medida al datum de 8710 pies (tope del yacimiento) es de 4000 psi. Se ha determinado un modelo homogéneo, con porosidad de 18,5%; permeabilidad promedio de 368 md. La compresibilidad de la roca es 3×10^{-6} psia⁻¹. El volumen poroso del yacimiento es de 29,95 MMBY, con una saturación de agua connata del 20% y saturación de petróleo irreductible del 8,47%. El yacimiento cuenta con un POES oficial de 16,3 MMBIs, y el POES del modelo dinámico obtenido del simulador es de 22,3 MMBIs. La temperatura del yacimiento es de 199°F.

El área de drenaje del modelo es de 417,41 Acres; y el espesor es de 50 pies. En el simulador estas medidas fueron representadas con el dimensionamiento de cada celda. En la Tabla 3.21 se indica las distancias correspondientes entre cada pozo proporcionadas por la empresa y calculadas con el programa OFM.

TABLA 3.21 Distancia entre pozos

Pozos	Distancia (metros)	Distancia (pies)
X 04-13	1117,305	3665,7
X 04-17	860,5418	2823,3
X 13-17	1143,64	3752,1

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Con las distancias entre los pozos, se puede calcular el área comprendida entre los pozos por simple geometría conociendo los tres lados de un triángulo y es de 111,09 Acres.

Los datos PVT fueron tomados de las Tablas 1.19 y 1.25 que considera los valores promedios de la arena U, los valores de saturación de la Tabla y gráfica de las permeabilidades relativas (Tabla 1.15 y Figura 1.18). Los valores de POES; así como la superficie areal, área de drenaje y volumen poroso de las Tablas 3.16, 3.17 y 3.18 respectivamente.

Como se mencionó anteriormente, los límites del pozo productor X-15, definidos en la Tabla 3.14 se mantienen en todos los casos.

3.10 CASO I (INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL)

El modelo de inyección cuenta con un arreglo de 4 pozos (3 inyectores – 1 productor). La Tabla 3.22, indica la ubicación espacial de cada pozo en la malla de simulación del modelo que será utilizado para las variaciones.

El Caso I, es un modelo de inyección inicial con agua convencional, a una tasa mínima de 200 BAPD por pozo con un máximo de presión de inyección de 5000 psi, son los límites operacionales fijados para los tres pozos inyectores. Para el pozo productor se mantienen los límites fijados anteriormente. Este caso se realizó con la finalidad de analizar el comportamiento efectivo del polímero.

TABLA 3.22 Ubicación y Completación de los pozos seleccionados

Pozos	Celda (X,Y)	Capa (Z)	DESCRIPCIÓN
X-04	45,31	3 – 6	Inyector
X-13	35,49	1 – 5	Inyector
X-17	30,27	3 – 6	Inyector
X-15	34,38	4 – 6	Productor

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Tabla 3.23 se observa los límites operacionales utilizados tanto para el pozo productor como para los inyectores. La fecha en la que inició el proceso fue a partir del 01/07/2014 hasta culminar la simulación.

TABLA 3.23 Límites en las Predicciones para el CASO I

DESCRIPCIÓN	Límites
POZO PRODUCTOR X-15	
Tasa mínima de petróleo	30 BFPD
Corte máximo de agua	95%
Presión de fondo fluyente	1200 psi
POZOS INYECTORES: X-04, X-13 y X-17	
Tasa mínima de inyección de agua por pozo	200 BAPD
Máxima presión de inyección	5000 psi

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

3.11 CASO II (INYECCIÓN DE POLÍMEROS)

El Caso II, considera la inyección de polímeros y para ello se comenzó con la inyección de un bache de solución polimérica de concentración igual a 0,28 lb/Bls (800 ppm) desde la fecha 01/01/2014 hasta el 30/06/2014, Los límites operacionales se muestran en la Tabla 3.24. Posteriormente, el programa calculará diferentes tasas de inyección de solución polimérica para las sensibilidades de concentración de polímero y tamaño del bache.

TABLA 3.24 Límites en las Predicciones para el CASO II

DESCRIPCIÓN	Límites
POZO PRODUCTOR X-15	
Tasa mínima de petróleo	30 BFPD
Corte máximo de agua	95%
Presión de fondo fluyente	1200 psi
POZOS INYECTORES: X-04, X-13 y X-17	
Tasa mínima de inyección de solución polimérica	300 Bls/día
Máxima presión de inyección	7000 psi

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Finalmente, se utilizaron los valores de las propiedades del polímero encontrados en las tablas de los parámetros característicos que intervienen en la opción “Polymer Flood Model” como lo son: viscosidad de la solución polimérica (PLIVISC), función de la adsorción del polímero (PLYADS) con efecto de desadsorción al paso del agua desplazante, propiedades específicas de la roca-polímero (PLYROCK), concentración máxima de polímero (PLIMAX) y el parámetro de mezcla Todd-Longstaff (TLMIXPAR).

Estos valores se obtienen de pruebas de laboratorios, pero para este caso se tomaron según la referencia de la base de datos del simulador así como los utilizados en proyectos de simulación de polímeros realizados en otros países, y que fueron modificados para obtener una mejor representación del proceso. (Ver Anexos 3.1 a 3.5).

3.12 CASO III (INYECCIÓN DE POLÍMEROS + POZOS PERFORADOS)

El Caso III tiene como variante la incorporación de dos pozos productores a fin de extender el área de drenaje y así captar petróleo adicional al que se obtiene simplemente con la inyección de polímeros. Los límites fijados para los pozos productores adicionales fueron los mismos utilizados en el pozo productor inicial X-15.

3.13 EVALUACIÓN DE LOS CASOS MEDIANTE EL SIMULADOR

Luego de establecerse el modelo de referencia o CASO BASE en el simulador, se hizo la corrida. El tiempo de estudio que se fijó para la corrida de todos los casos fue de quince años, generando resultados de producción con el tiempo. Posteriormente se realizó el modelo de inyección de agua convencional (CASO I) para establecer comparaciones con el modelo de inyección de polímero (CASO II) y el que involucra la perforación de pozos productores (CASO III). Seguidamente se hicieron variaciones de aquellas propiedades más relevantes que afectan el proceso de inyección de polímero, se estableció comparaciones entre los modelos para comprobar el aumento del factor de recobro mediante este proceso.

Las sensibilidades que se tomaron en cuenta para las corridas del CASO II, incluyeron un análisis de las sensibilidades para la identificación de las variables que tienen mayor impacto sobre la eficiencia del proceso, tomando como base los datos existentes para el modelamiento fluido – fluido y fluido – roca; los cuales son una parte fundamental para representar el comportamiento de la inyección de polímeros en un yacimiento. Entre las sensibilidades a las que se sometió este caso fueron las siguientes: Concentración de polímero (C_p), tamaños de baches de polímero inyectado y completación de dos pozos productores.

Para la sensibilidad de tamaños de baches, se expresó el volumen inyectado de polímero como una fracción del volumen poroso (VP) y el porcentaje respectivo para hacer una comparación válida entre las corridas presentadas a continuación, el trabajo introdujo el concepto de $VPxppm$, el cual es el volumen poroso inyectado por la concentración del polímero promedio. La introducción de este parámetro nos ayuda a la evaluación de los mismos.

Finalmente, se corroboró que esta tecnología es la más factible para el campo. Según el modelo numérico, se obtienen factores de recobro incrementales de alrededor del 5% en relación al CASO BASE (3,65 MMBIs) con tiempos de respuesta inicial que oscilan entre 6 y 9 meses.

CAPÍTULO 4

PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

En este capítulo se discuten los resultados generados por las corridas del simulador ECLIPSE 100 con la opción “Polymer Flood Model”.

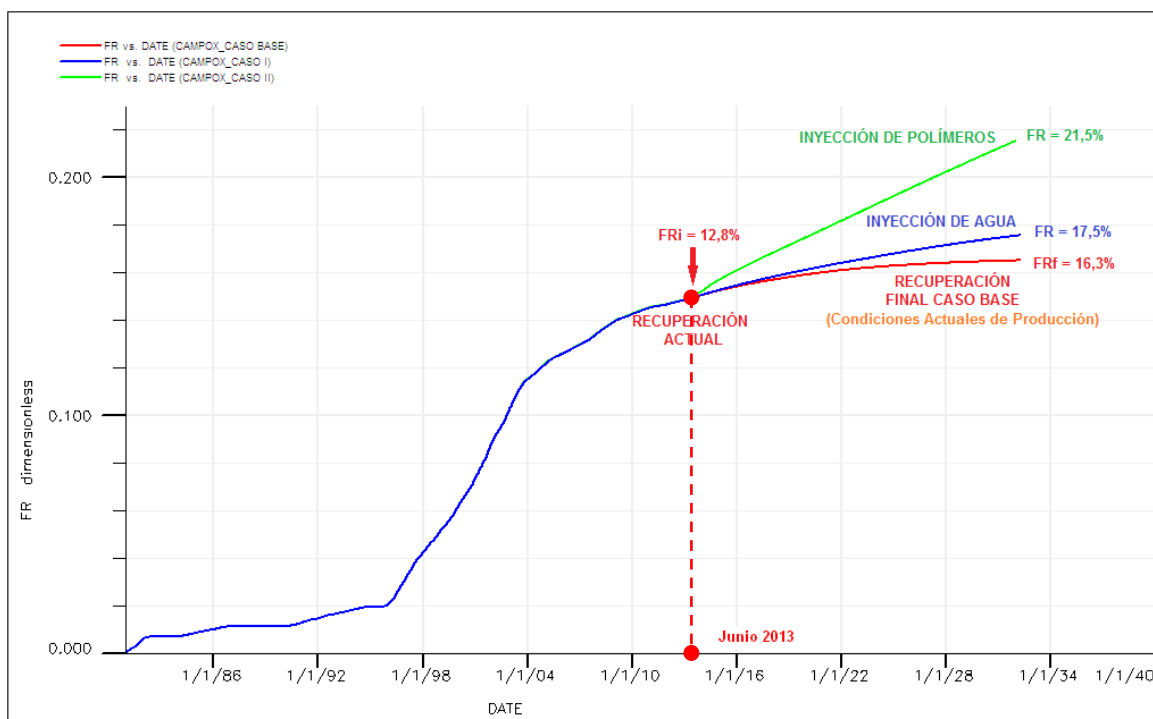
4.1 COMPARACIÓN ENTRE EL CASO DE MANTENER LAS CONDICIONES ACTUALES DE PRODUCCIÓN (CASO BASE) CON LOS MODELOS DE INYECCIÓN DE AGUA CONVENCIONAL (CASO I) Y EL MODELO DE INYECCIÓN DE POLÍMERO (CASO II)

En la Figura 4.1 se puede apreciar que en los primeros años del proceso los dos modelos de inyección mantienen el mismo comportamiento, es decir, la misma producción acumulada de petróleo que el caso actual de producción, pues el modelo se encuentra ajustado hasta el 30/06/2013 que es el punto de partida de todos los casos; la diferencia se observa casi al final del proceso, como se esperaba cada caso tiene un comportamiento diferente. El factor de recobro para el caso base en el que se mantiene las condiciones actuales de producción que inicialmente es de 12,8%, al final de la corrida de predicción en la que se mantienen las condiciones actuales de producción sin realizar cambio alguno, llega a incrementarse al valor de 16,3%.

Para la inyección de agua convencional el factor de recobro obtenido en la corrida alcanzó un valor considerable (FR = 17,5%), en relación al caso base debido a la homogeneidad del yacimiento que hace que disminuya el efecto de adedamiento y se forme un frente uniforme de inyección, generando un buen barrido de petróleo, por lo que se obtuvo un recobro mayor.

Sin embargo, cuando se observa el proceso de inyección de polímero a una concentración de 800 ppm por un período de seis meses a partir del 01/01/2014, el factor de recobro en esta corrida se incrementó en un 4% en relación al proceso de inyección de agua convencional, obteniéndose un factor de recobro adicional de petróleo (FR = 21,5%) al final del proceso, lo que comprueba que el polímero mejora la eficiencia de barrido areal y vertical, desviando el fluido inyectado hacia áreas del yacimiento que no habían sido barridas por la inyección de agua convencional. (Ver Figura 4.1).

FIGURA 4.1 Producción acumulada de petróleo de la inyección de agua convencional, inyección de polímero y caso base



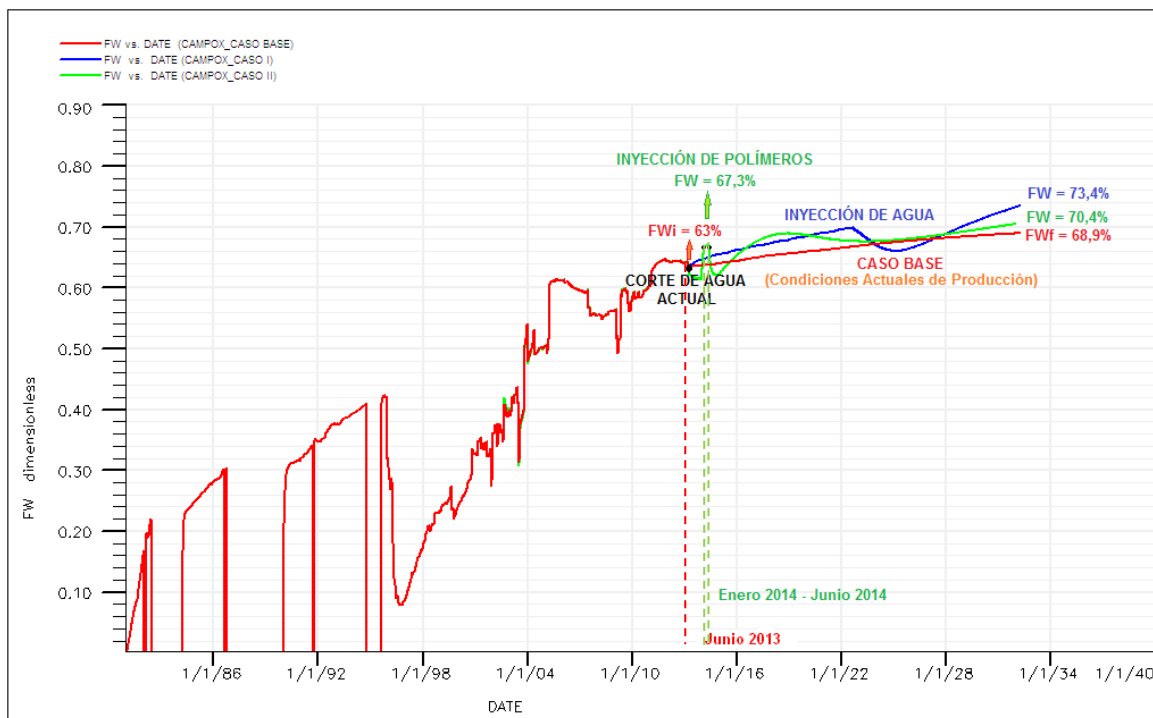
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 4.2, se puede observar que la intrusión de agua en el pozo productor ocurre más tarde cuando se utiliza una solución polimérica, aunque al inicio del proceso se observa un alto corte (FW = 67%), luego se estabiliza y el corte final es inclusive menor que el obtenido por un proceso continuo de inyección de agua convencional.

El efecto principalmente ocurre en un proceso de este tipo, lo que se traduce en un aumento de la viscosidad del agua que reduce la movilidad de la misma, evitando que el banco de agua se desplace tan rápido hacia el pozo productor.

FIGURA 4.2 Corte de agua de la inyección de agua convencional, inyección de polímero y condiciones actuales



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

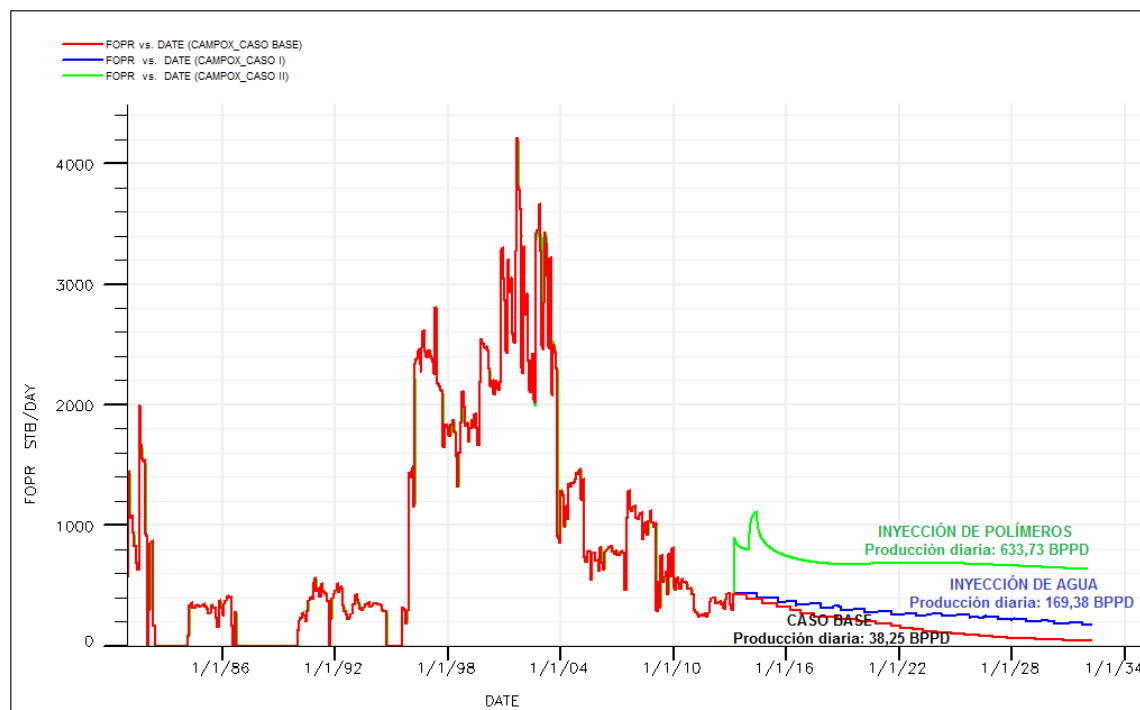
Como se puede observar en la figura anterior, el corte de agua al 30/06/2013 del modelo en el que se mantiene las condiciones actuales de producción (CASO BASE) es de 63% y al final de la simulación este valor se incrementa a 68,9%. De igual manera, al comparar los modelos con el caso base, se puede observar que el corte de agua al final de la simulación es de 73,4% para el proceso de inyección de agua convencional (CASO I) y de 70,4% en el proceso de inyección de polímeros (CASO II).

Por otra parte, durante el proceso también ocurre el efecto de adsorción, el cual a su vez reduce la permeabilidad relativa al agua, contribuyendo también al desplazamiento uniforme del agua inyectada, es decir, reduce el efecto de adedamiento.

El comportamiento de la producción de petróleo que se obtiene en el simulador de estos tres casos, se muestra en la Figura 4.3. Es evidente que el mayor recobro se obtiene para los modelos del CASO II y CASO III que involucran la inyección de agua convencional y polímeros respectivamente.

En las Tablas de los Anexos 4.1 y 4.2 constan los valores de producción de petróleo y agua, así como los factores de recobro obtenidos en los tres casos.

FIGURA 4.3 Producción de petróleo en la inyección de agua convencional, inyección de polímero y condiciones actuales



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

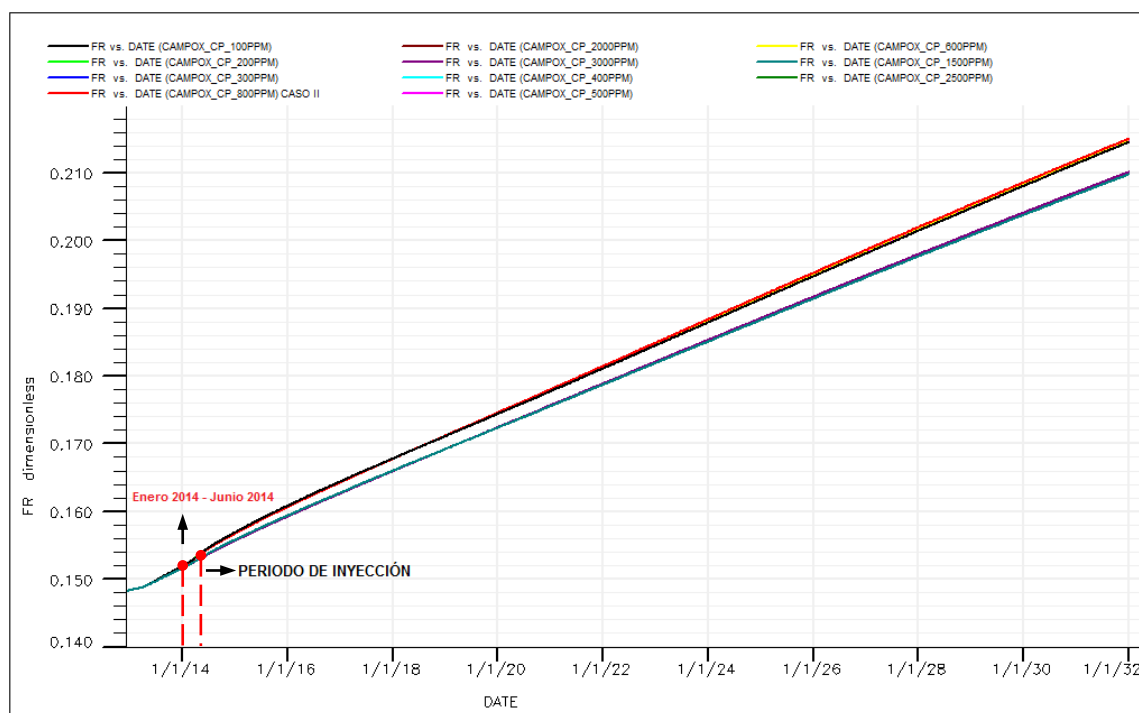
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

4.2 SENSIBILIDADES DE PARÁMETROS EN LA INYECCIÓN DE POLÍMEROS (CASO II)

4.2.1 CONCENTRACIÓN DE POLÍMERO (CP)

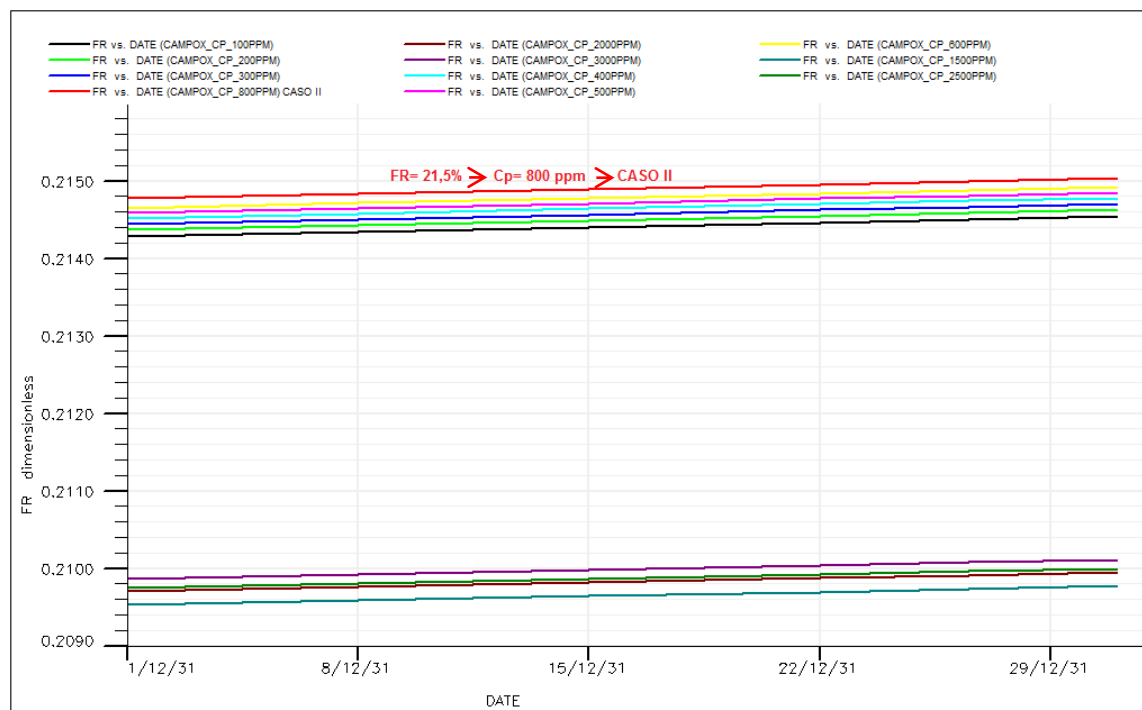
Para los incrementos de concentración de polímero estudiados, se observó que el factor de recobro no aumentó significativamente. Incrementando la concentración del CASO II de 800 ppm a 1500 ppm, se observó que el factor de recobro disminuyó del 21,5% a 20,98%. Para valores de concentración entre 2000-3000 ppm la recuperación de petróleo no se incrementó, tal como se puede observar en la Figuras 4.4. En la Figura 4.5 se puede observar de mejor manera la tendencia del factor de recobro para cada concentración.

FIGURA 4.4 Factor de recobro para diferentes concentraciones de Polímero



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 4.5 Factor de recobro para diferentes concentraciones de Polímero

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

TABLA 4.1 Factor de recobro y corte de agua a diferentes concentraciones

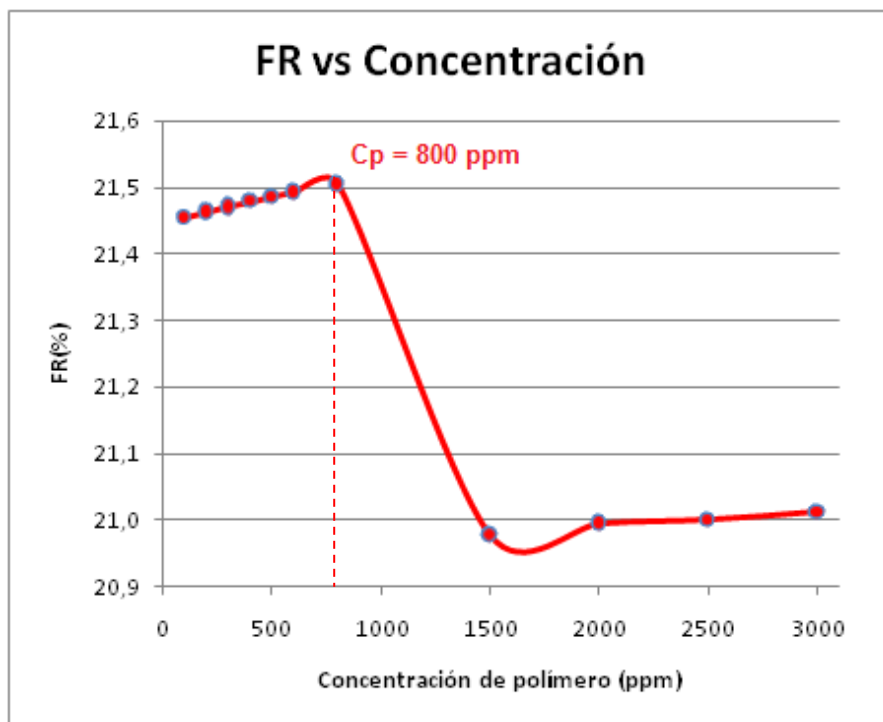
Concentración (PPM)	FR (%)	FW (%)
100	21,454	70,478
200	21,463	70,482
300	21,471	70,483
400	21,478	70,481
500	21,485	70,482
600	21,491	70,480
800	21,503	70,472
1500	20,977	69,818
2000	20,994	69,756
2500	20,999	69,673
3000	21,011	69,623

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Tabla 4.1 y Figura 4.6, podemos observar el comportamiento del factor de recobro con las concentraciones de polímero en el modelo de inyección que se utilizó en el estudio, el cual indica que por encima de la concentración de 2000 ppm de polímero, el proceso no es favorable y tiende a disminuir. En la literatura se indica que esto ocurre a concentraciones por encima de los 1000 ppm.

FIGURA 4.6 Comportamiento del factor de recobro a diferentes concentraciones de Polímero

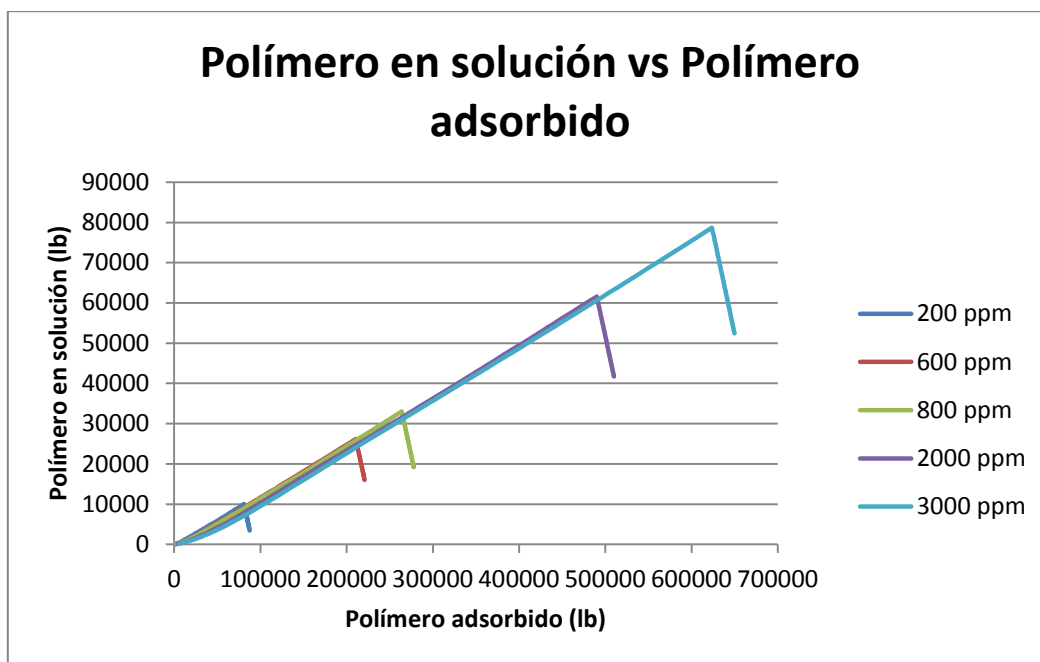


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Los incrementos casi nulos en el recobro se deben a que las altas concentraciones de polímero no minimizan el efecto negativo de la adsorción debido a la dilución (la concentración de polímero no permanece en condiciones estables para darle viscosidad a la solución); no es notablemente la disminución de la movilidad del agua por el aumento de la viscosidad de la solución en parte debido a que existe presencia de un acuífero activo, por lo que no se obtiene un mejor barrido en el yacimiento.

La Figura 4.7 evidencia la alta cantidad de libras de polímero adsorbido por la roca en relación con el total de polímero en solución para diferentes concentraciones del mismo, este factor incide directamente en la recuperación de petróleo.

FIGURA 4.7 Adsorción del Polímero vs Polímero en solución

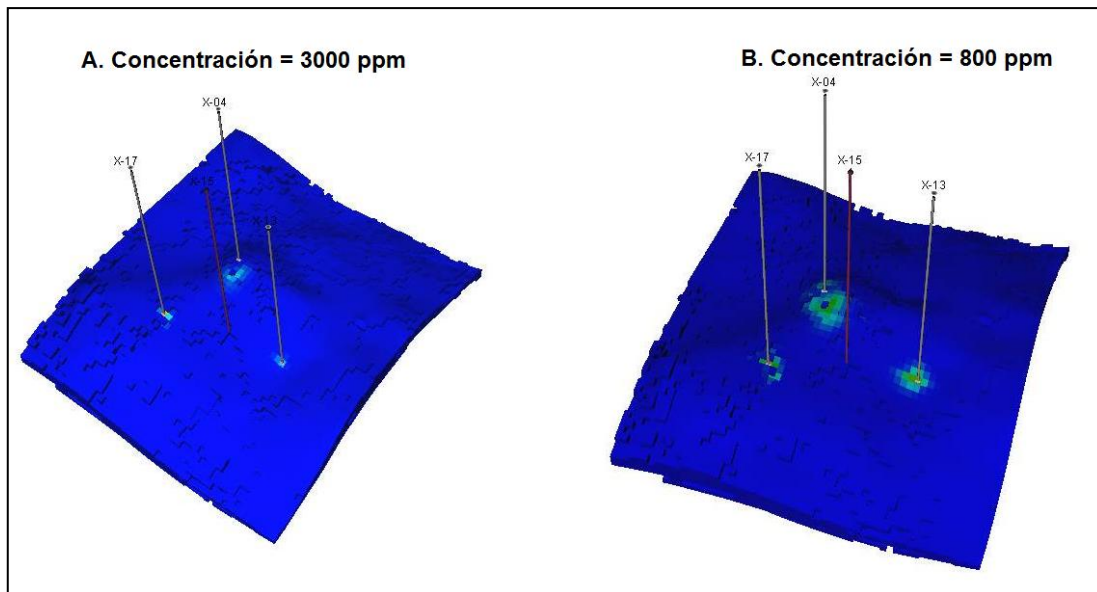


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

A mayor concentración de polímero ocurre mayor adsorción en el medio poroso, debido a que existe mayor cantidad de moléculas de polímero expuestas a ser adheridas por la superficie de la roca.

De igual manera, en la Figura 4.8 se ilustra la distribución de la viscosidad efectiva del agua en el área durante el proceso de inyección para diferentes concentraciones. Se puede apreciar en la Figura 4.8A, que la distribución es mínima, ya que ocurrió mayor adsorción al comienzo de la inyección del bache de polímero, evitando que el polímero ejerza su función de darle viscosidad al agua. En cambio, en la Figura 4.8B la viscosidad de la solución polimérica se extendió en mayor área debido a que el efecto de la adsorción es muy bajo en concentraciones menores.

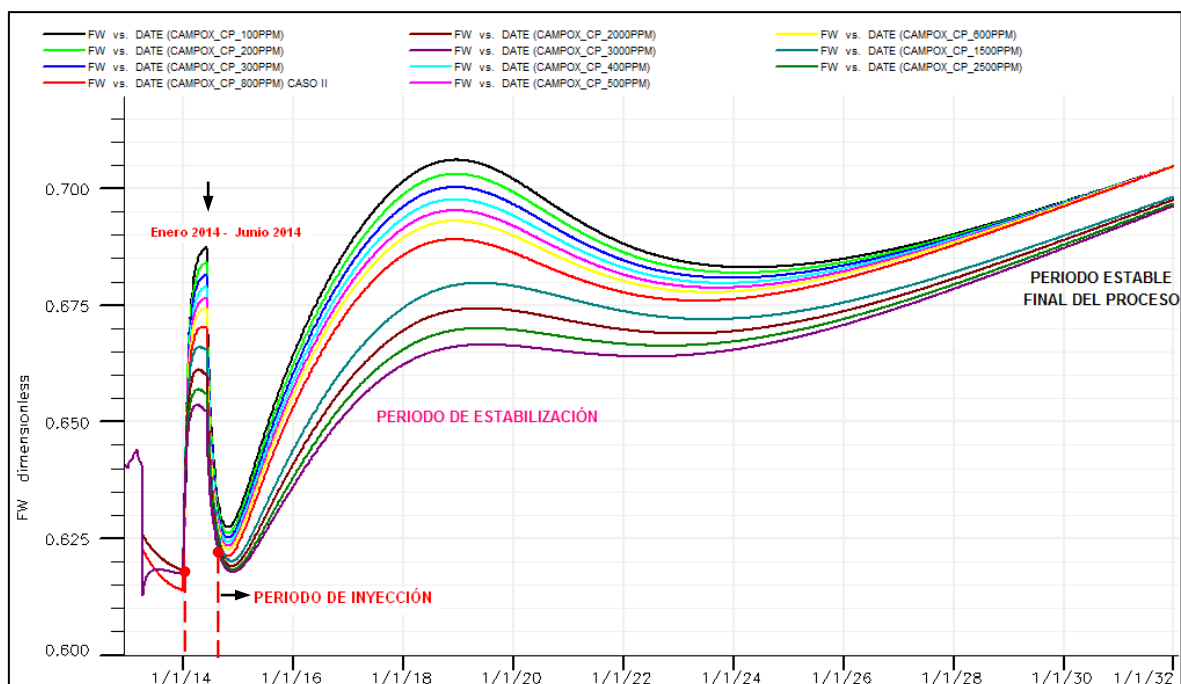
FIGURA 4.8 Efectos de la adsorción del Polímero a diferentes concentraciones

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

El comportamiento de la producción de agua se observa en la Figura 4.9, la cual muestra que existe una pequeña diferencia entre cada caso, la intrusión de agua en el pozo productor ocurre más tarde para mayores concentraciones de polímeros como se puede observar de mejor manera en la Figura 4.10 que es una ampliación a fin de poder visualizar de mejor manera las variaciones. Los cortes de agua durante el período de inyección de solución polimérica, así como los del período de estabilización y los obtenidos al final del proceso son menores comparados con los que se obtuvieron a concentraciones menores a los 800 ppm, como se muestra en la Figura 4.11. Esto se debe a que la viscosidad efectiva del agua es mayor, por lo que reduce la velocidad de desplazamiento del agua, es decir, reduce su movilidad.

Podemos afirmar, que el aumento en la concentración de polímero no incide mayormente, y con ello se confirma que la concentración seleccionada inicialmente para el CASO II, pues se obtiene el mayor factor de recobro y un corte de agua promedio; para concentraciones mayores no se produce ningún incremento en el factor de recobro.

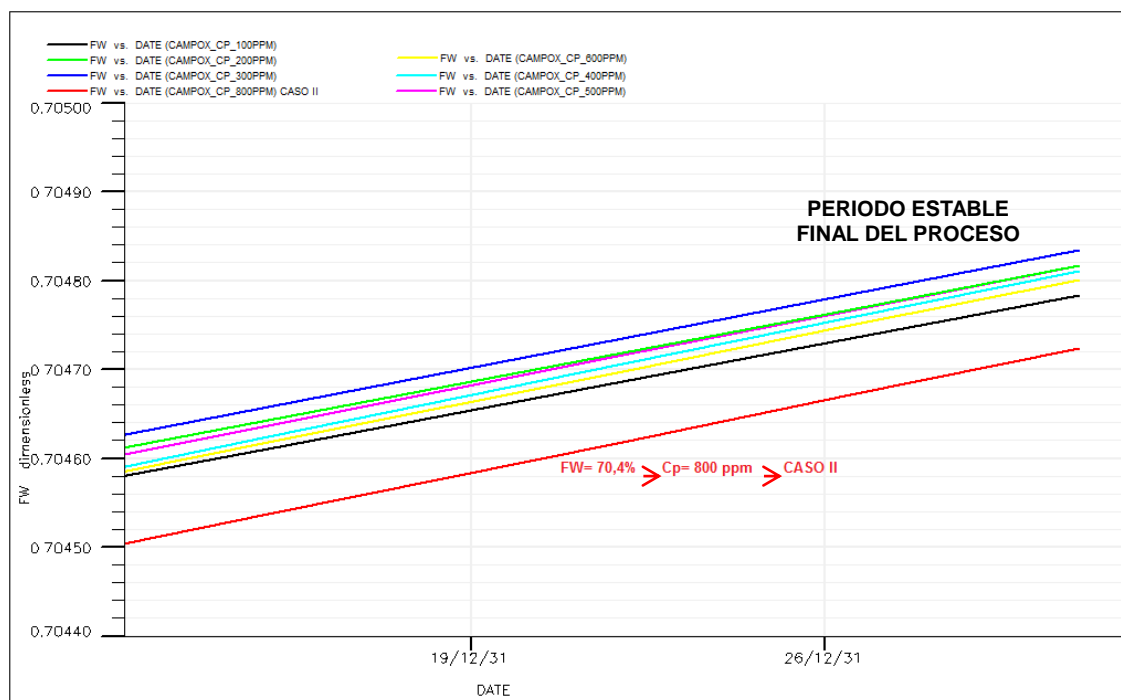
FIGURA 4.9 Corte de agua para diferentes concentraciones de Polímero



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

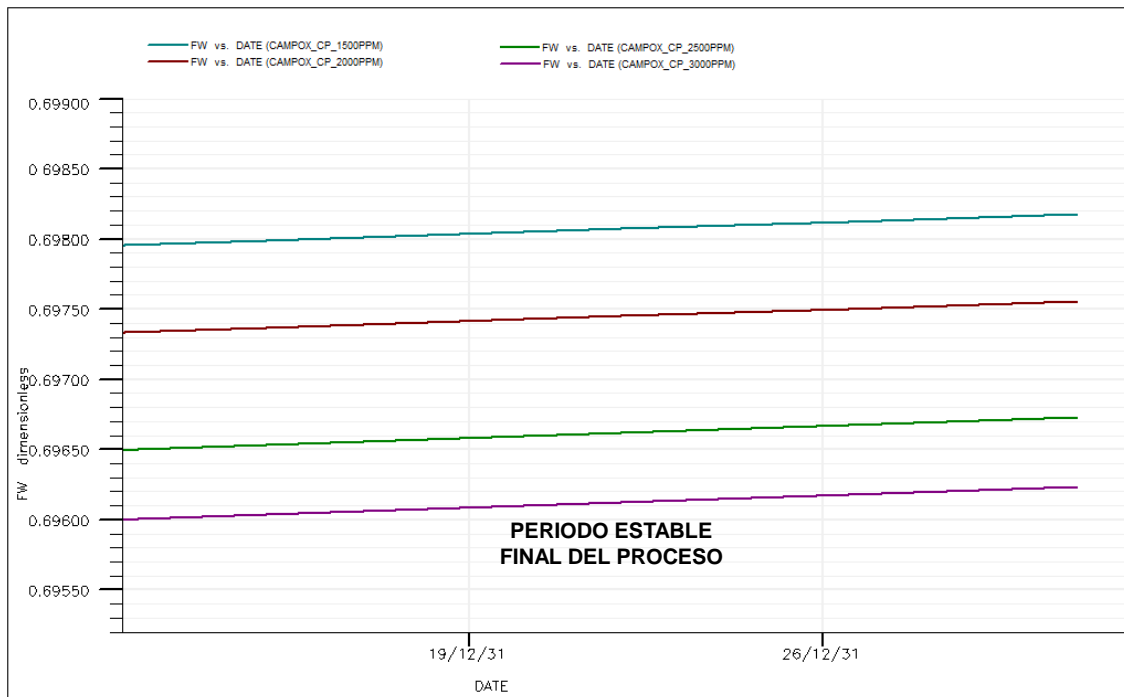
FIGURA 4.10 Corte de agua para concentraciones de solución polimérica menores a 800 ppm



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 4.11 Corte de agua para concentraciones de solución polimérica mayores a 800 ppm



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

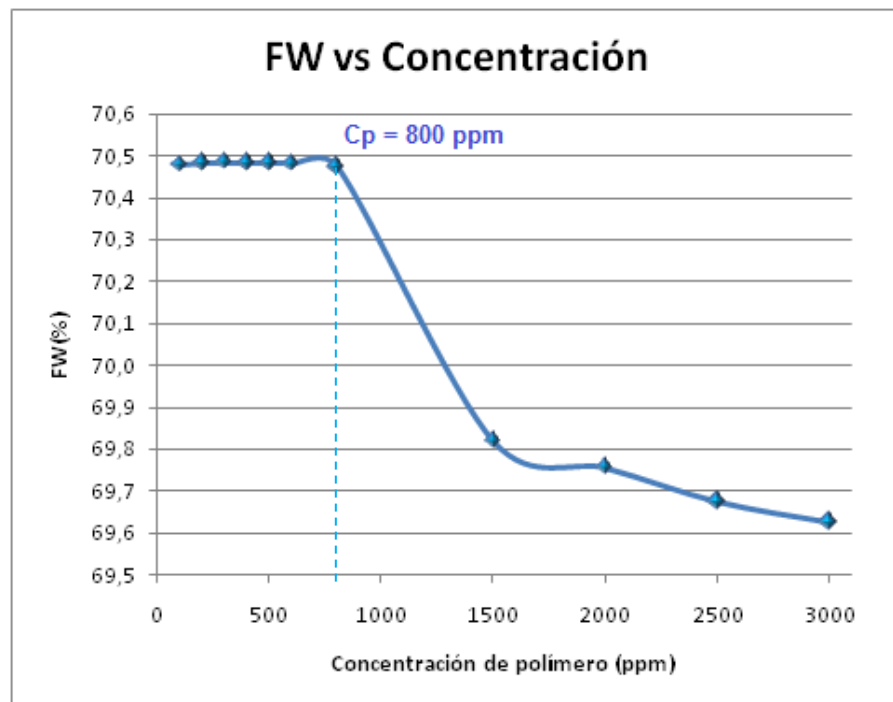
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Las Figuras 4.10 y 4.11 son consecuencia de la Figura 4.9, se puede apreciar de mejor manera los diferentes cortes de agua obtenidos para las diferentes concentraciones de polímero en la etapa final del proceso, es decir, cuando los diferentes cortes de agua se han estabilizado.

El comportamiento de los diferentes cortes de agua, tanto para las concentraciones menores como para las mayores a las del CASO II (800 ppm) tienen tendencias definidas. A menores concentraciones se obtiene altos cortes de agua y factores de recobro de alrededor del 21,4%

Para concentraciones mayores, se tiene menores cortes de agua y factores de recobro de alrededor del 20,9%. La Figura 4.12 representa la tendencia del corte de agua a las diferentes concentraciones que se tiene en la Tabla 4.1.

FIGURA 4.12 Comportamiento del corte de agua a diferentes concentraciones de Polímero



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En el Anexo 4.8 se puede observar los valores de agua y petróleo producido que se obtiene a diferentes concentraciones de solución polimérica, así como las libras de polímero adsorbido, tasa de inyección e inyección total de solución polimérica para cada caso. La producción adicional es contabilizada desde el 30/06/2013 (fecha de ajuste del modelo) hasta la fecha que comienza la inyección (01/01/2014) y desde la fecha en la que culminó el proceso (01/07/2014) hasta el 31/12/2031, fecha en la que finaliza la simulación.

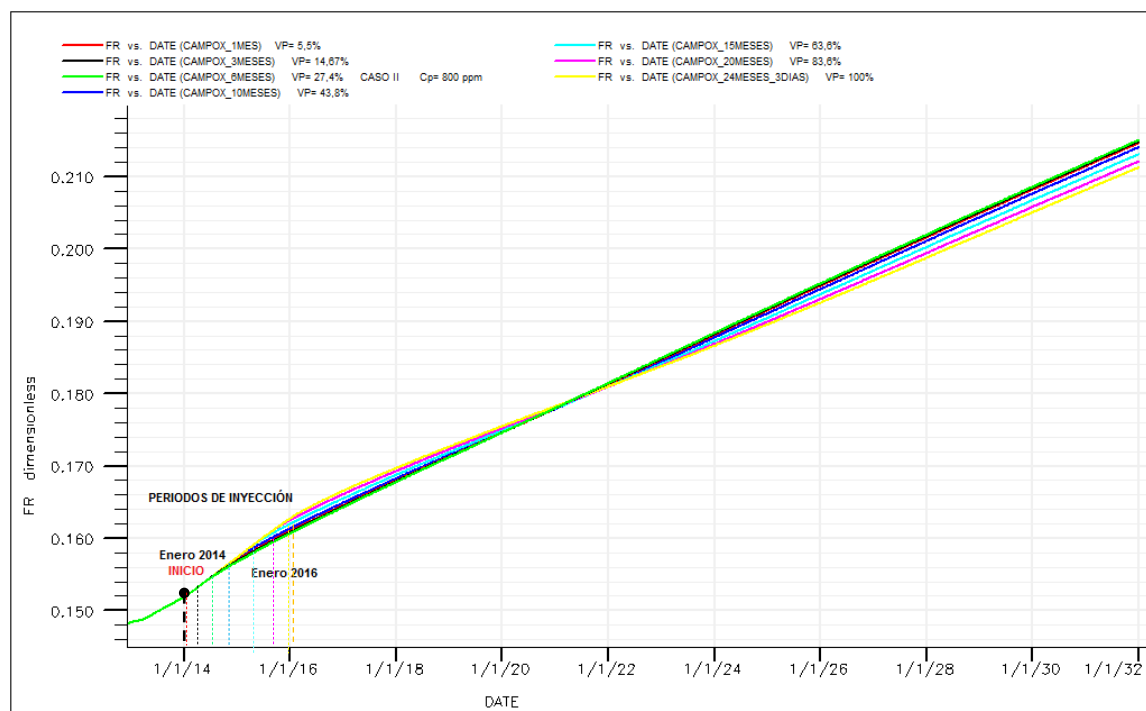
4.2.2 TAMAÑOS DE BACHES DE POLÍMERO

Los factores de recobro obtenidos para diferentes tamaños de baches de polímero se muestran en la Figura 4.13, se observó que para tamaños de baches pequeños (menores al 25% del volumen poroso), la recuperación de petróleo comparado con el proceso de inyección de agua resultó pobre, lo cual es lógico debido a que la concentración de polímero se pierde por la adsorción y por la cantidad de polímero que se diluye en el agua desplazante.

Para tamaños de baches entre el 25% y el 40% del volumen poroso, la recuperación adicional de petróleo es apreciable. Pero, se observó que para inyecciones de baches por encima del 40% del volumen poroso el factor de recobro decrece, ya que el efecto beneficioso del polímero pierde su efecto debido a que la roca alcanza su máxima saturación de adsorción y produce disminución en la viscosidad de la solución polimérica provocando que las corridas correspondientes realizadas para este parámetro, se aproximen a la inyección de agua convencional. Además al final del proceso la viscosidad se degrada debido a la cantidad de agua producida, resultando deficiente.

Se puede observar que la producción de petróleo, en los primeros años de operación para el proceso de inyección de polímero, no se incrementó más allá de lo que se recuperó por inyección de agua convencional, porque la tasa de producción de petróleo es casi la misma para ambos casos. El petróleo recuperado extra vino más tarde en la vida del proyecto, por el incremento de la eficiencia de barrido en el yacimiento.

FIGURA 4.13 Factor de recobro de petróleo para diferentes tamaños de baches de Polímero

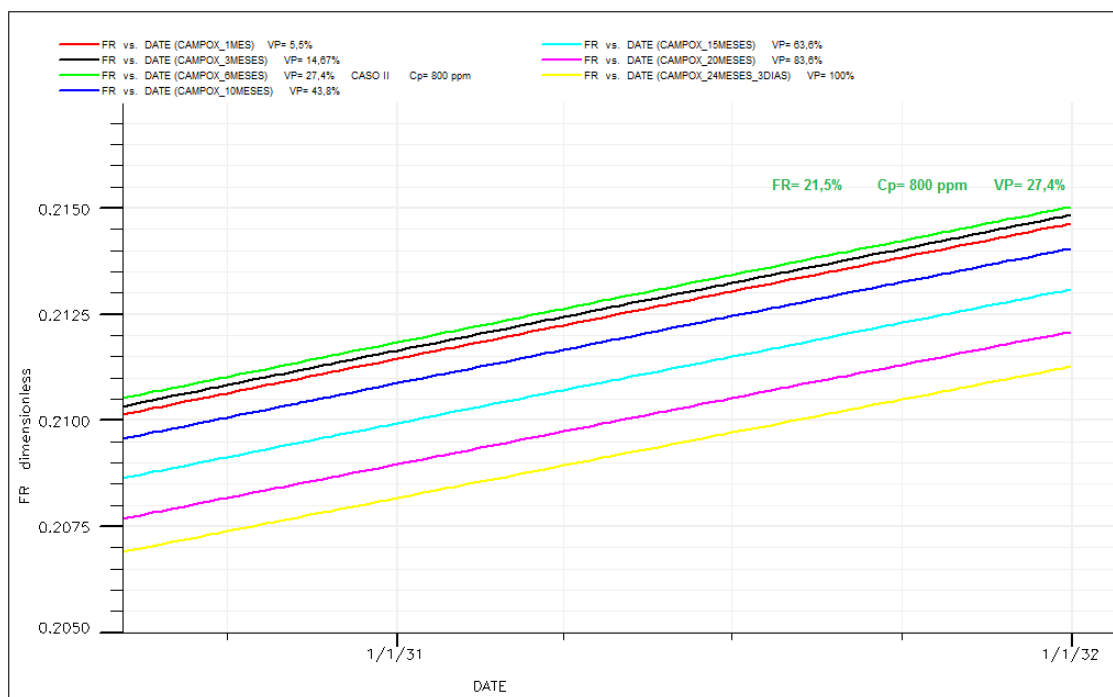


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La Figura 4.14 es un modelo ampliado de la figura anterior para mejor apreciación.

FIGURA 4.14 Factor de recobro de petróleo para diferentes tamaños de baches de Polímero



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Altos volúmenes de inyección (> 40% del volumen poroso con tiempos de inyección mayores a nueve meses), implican que se produzca el efecto de que altas cantidades de libras de polímero sean adsorbidas por la roca, esto incide directamente en la recuperación de petróleo.

La Figura 4.15 se obtiene de los datos expuestos en la Tabla 4.2 que contiene los datos correspondientes a los factores de recobro y corte de agua de las corridas realizadas para los diferentes tamaños de bache de polímero, se evidencia que no se necesita inyectar grandes tamaños de baches para incrementa el factor de recobro. Podemos observar, que la corrida para el CASO II (27,4% del volumen poroso, con un tiempo de inyección de seis meses) fue elegida acertadamente ya que se obtiene el mayor factor de recobro en comparación a tiempos prolongados.

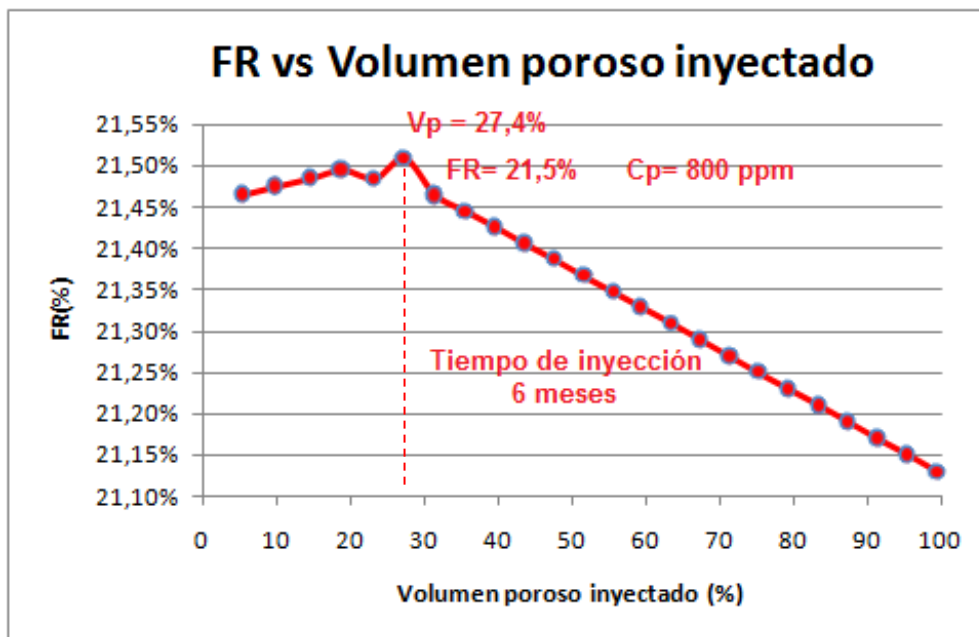
TABLA 4.2 Factor de recobro y corte de agua a diferentes tamaños de baches de Polímero

Meses	Período de Inyección	Concentración Polímero (ppm)	Polímero inyectado (LB)	Total de solución polimérica (Bbls)	VP (fracción)	VP (%)	FR(%)	FW (%)
1	01/01/2014 - 31/01/2014	800	70206,664	250738,08	0,055	5,514	21,464%	70,460%
2	01/01/2014 - 28/02/2014		127707,44	456097,97	0,100	10,030	21,474%	70,461%
3	01/01/2014 - 31/03/2014		186844,84	667303,06	0,147	14,674	21,485%	70,461%
4	01/01/2014 - 30/04/2014		241734,25	863336,63	0,190	18,985	21,494%	70,468%
5	01/01/2014 - 31/05/2014		296765,78	1059877,80	0,233	23,307	21,483%	70,472%
6	01/01/2014 - 30/06/2014		348950,84	1246253,00	0,274	27,406	21,508%	70,481%
7	01/01/2014 - 31/07/2014		402165,03	1436303,60	0,316	31,585	21,464%	70,490%
8	01/01/2014 - 31/08/2014		454862,34	1624508,40	0,357	35,724	21,444%	70,502%
9	01/01/2014 - 30/09/2014		505500,56	1805359,10	0,397	39,701	21,425%	70,516%
10	01/01/2014 - 31/10/2014		557568,44	1991315,90	0,438	43,790	21,405%	70,532%
11	01/01/2014 - 30/11/2014		607784,31	2170658,30	0,477	47,734	21,386%	70,548%
12	01/01/2014 - 31/12/2014		659535,88	2355485,30	0,518	51,799	21,366%	70,569%
13	01/01/2014 - 31/01/2015		711196,38	2539987,00	0,559	55,856	21,346%	70,591%
14	01/01/2014 - 28/02/2015		757816,88	2706489,00	0,595	59,518	21,328%	70,613%
15	01/01/2014 - 31/03/2015		809409,44	2890748,00	0,636	63,570	21,308%	70,640%
16	01/01/2014 - 30/04/2015		859336,06	3069057,30	0,675	67,491	21,289%	70,668%
17	01/01/2014 - 31/05/2015		910943,63	3253370,00	0,715	71,544	21,269%	70,701%
18	01/01/2014 - 30/06/2015		960915,31	3431840,50	0,755	75,469	21,249%	70,734%
19	01/01/2014 - 31/07/2015		1012596,50	3616416,00	0,795	79,528	21,229%	70,771%
20	01/01/2014 - 31/08/2015		1064334,60	3801195,00	0,836	83,591	21,209%	70,812%
21	01/01/2014 - 30/09/2015		1114463	3980224,70	0,875	87,528	21,189%	70,853%
22	01/01/2014 - 31/10/2015		1166326,70	4165452,50	0,916	91,601	21,169%	70,900%
23	01/01/2014 - 30/11/2015		1216586,30	4344951,00	0,955	95,549	21,149%	70,948%
24	01/01/2014 - 31/12/2015		1268596,50	4530701,50	0,996	99,633	21,129%	71,001%
24 + 3 días	01/01/2014 - 03/01/2016	1273633,40	4548690,50	1,000	100,029	21,127%	71,007%	

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 4.15 Comportamiento del factor de recobro en función de tamaños de baches de Polímero

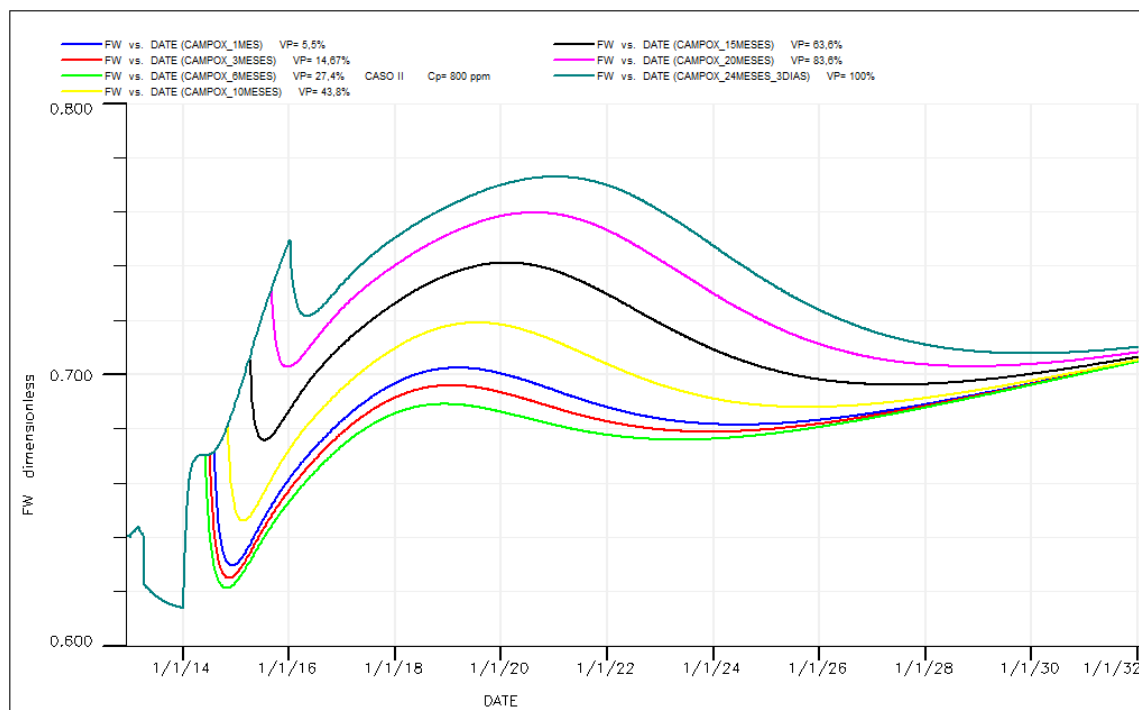


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

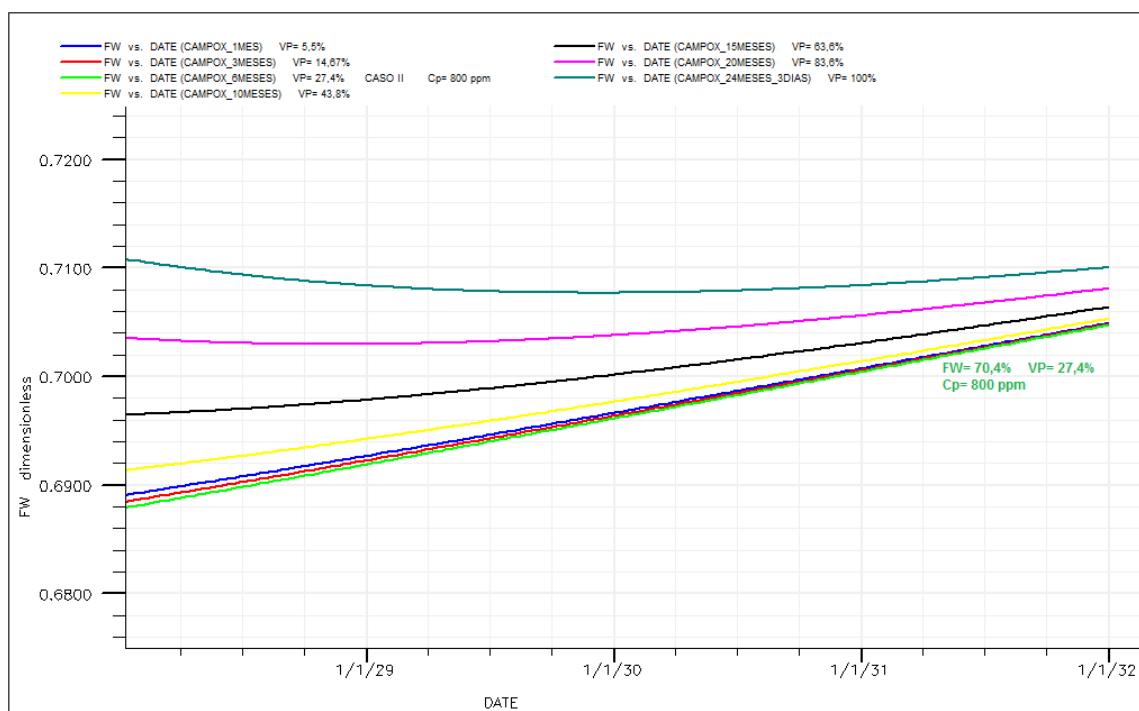
En la Figura 4.16 se muestra el corte de agua para siete de los casos más significativos, ya que los datos no distan mucho uno del otro en la gráfica si se toma un intervalo de tiempo de inyección similar al que se muestra en la tabla anterior. Se observa que el agua invade más tarde en el pozo productor cuando se incrementaron los tamaños de baches de polímero, aunque los tiempos de inyección son muy cercanos, se puede evidenciar que las propiedades del polímero permanecen por mucho tiempo, debido a que el bache es suficientemente grande para mantener baja movilidad del agua en el frente hasta después de finalizar la inyección de solución polimérica, sólo se necesita realizar este proceso una sola vez por un corto periodo (el periodo óptimo obtenido en la simulación es de seis meses, en el que se obtiene el mayor factor de recobro), y continuar con las mismas condiciones de producción. Lo que resulta más conveniente ya que no se requiere inyectar durante largos periodos de tiempo como sucede en un proceso de inyección de agua convencional. En la Figura 4.17 es un acercamiento de la figura anterior, se puede apreciar de mejor manera la variación del corte de agua para los casos seleccionados.

FIGURA 4.16 Corte de agua para diferentes tamaños de baches de Polímero



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 4.17 Corte de agua para diferentes tamaños de baches de Polímero

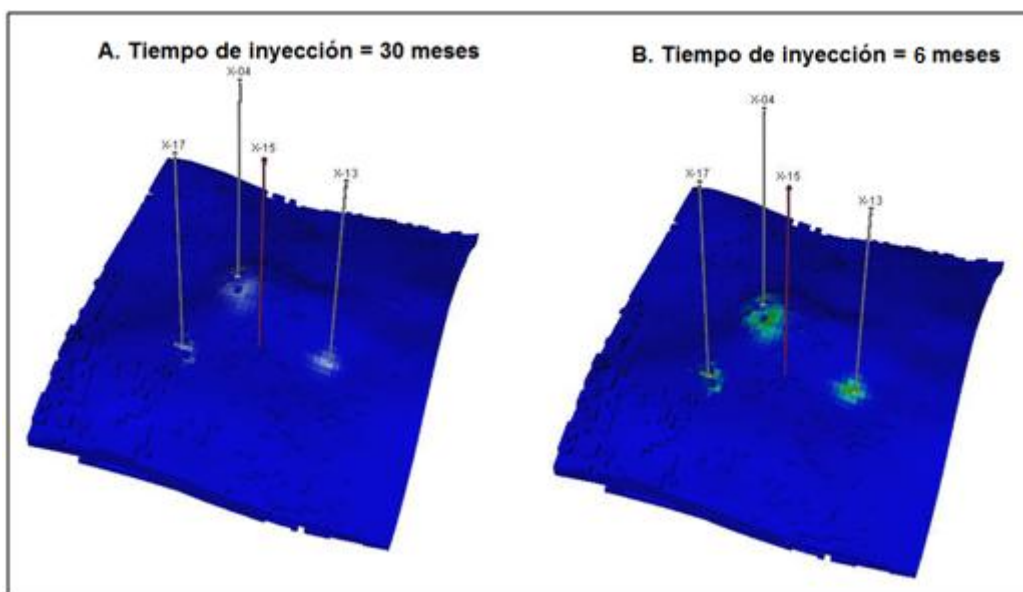


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 4.18 se observa la distribución de la solución polimérica para un tiempo de tres y treinta meses respectivamente.

Para un tiempo prolongado de inyección se convierte el proceso en deficiente, pues al final se produce la degradación completa de la solución polimérica evitando así que cumpla con la función de aumentar la viscosidad del agua, como se muestra en la Figura 4.18B, lo que no sucede para un tiempo menor como se indica en la Figura 4.18A.

FIGURA 4.18 Distribución de la Solución Polimérica a diferentes tiempos de inyección



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Tabla 4.2, se puede observar que el tiempo en el que se cubre el 100% del volumen poroso es en un lapso de 2 años y 3 días. Para el caso seleccionado (CASO II), se determinó un tiempo de inyección de seis meses que corresponde al 27,4% del volumen poroso. El producto de la fracción de volumen poroso por concentración se muestra en la Tabla 4.3, así como el total de polímero en solución para cada diferente periodo de inyección.

TABLA 4.3 VPxppm para diferentes tamaños de baches de Polímero

Meses	Período de Inyección	Concentración Polímero (ppm)	VP (fracción)	VPxppm	Polímero inyectado (LB)	Total de solución polimérica (Bbls)
1	01/01/2014 - 31/01/2014	800	0,055	44,11	70206,664	250738,08
2	01/01/2014 - 28/02/2014		0,100	80,24	127707,44	456097,97
3	01/01/2014 - 31/03/2014		0,147	117,40	186844,84	667303,06
4	01/01/2014 - 30/04/2014		0,190	151,88	241734,25	863336,63
5	01/01/2014 - 31/05/2014		0,233	186,46	296765,78	1059877,80
6	01/01/2014 - 30/06/2014		0,274	219,25	348950,84	1246253,00
7	01/01/2014 - 31/07/2014		0,316	252,68	402165,03	1436303,60
8	01/01/2014 - 31/08/2014		0,357	285,79	454862,34	1624508,40
9	01/01/2014 - 30/09/2014		0,397	317,61	505500,56	1805359,10
10	01/01/2014 - 31/10/2014		0,438	350,32	557568,44	1991315,90
11	01/01/2014 - 30/11/2014		0,477	381,87	607784,31	2170658,30
12	01/01/2014 - 31/12/2014		0,518	414,39	659535,88	2355485,30
13	01/01/2014 - 31/01/2015		0,559	446,85	711196,38	2539987,00
14	01/01/2014 - 28/02/2015		0,595	476,14	757816,88	2706489,00
15	01/01/2014 - 31/03/2015		0,636	508,56	809409,44	2890748,00
16	01/01/2014 - 30/04/2015		0,675	539,93	859336,06	3069057,30
17	01/01/2014 - 31/05/2015		0,715	572,35	910943,63	3253370,00
18	01/01/2014 - 30/06/2015		0,755	603,75	960915,31	3431840,50
19	01/01/2014 - 31/07/2015		0,795	636,22	1012596,50	3616416,00
20	01/01/2014 - 31/08/2015		0,836	668,73	1064334,60	3801195,00
21	01/01/2014 - 30/09/2015		0,875	700,22	1114463	3980224,70
22	01/01/2014 - 31/10/2015		0,916	732,81	1166326,70	4165452,50
23	01/01/2014 - 30/11/2015		0,955	764,39	1216586,30	4344951,00
24	01/01/2014 - 31/12/2015		0,996	797,07	1268596,50	4530701,50
24 + 3 días	01/01/2014 - 03/01/2016	1,000	800,00	1273633,40	4548690,50	

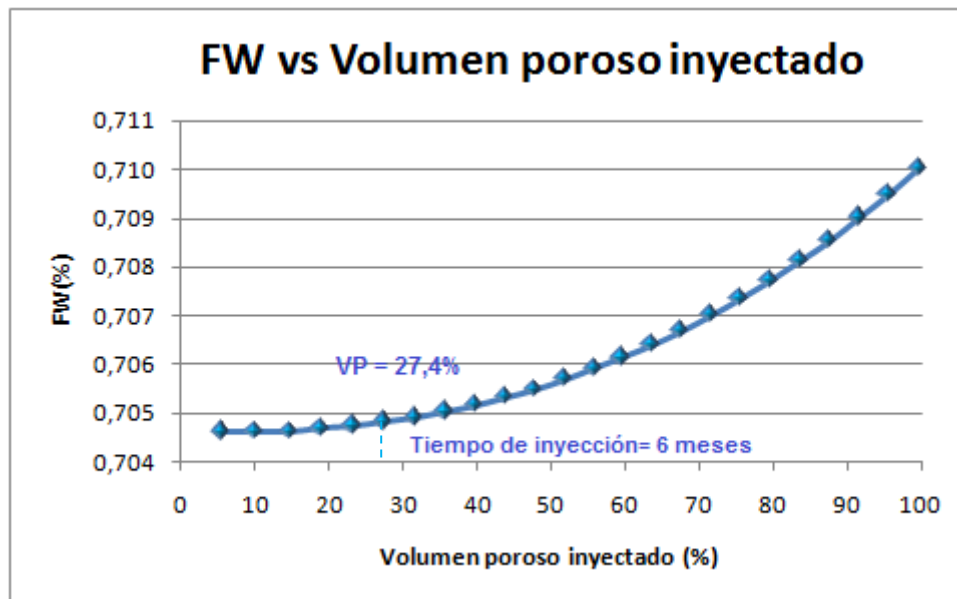
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

El comportamiento del corte de agua a los diferentes valores de volumen poroso inyectado que involucran diferentes tiempos de inyección de solución polimérica de la Tabla anterior, se muestran en la Figura 4.19, a mayores tamaños de baches se obtiene mayores cortes de agua.

En el Anexo 4.8 se muestra las producciones obtenidas de petróleo y agua para cada tiempo de inyección expresado en porcentaje de volumen poroso, factor de recobro, corte de agua, inyección total de solución polimérica y cantidad de polímero para cada variación en intervalos de un mes.

FIGURA 4.19 Comportamiento del corte de agua en función de tamaños de baches de Polímero



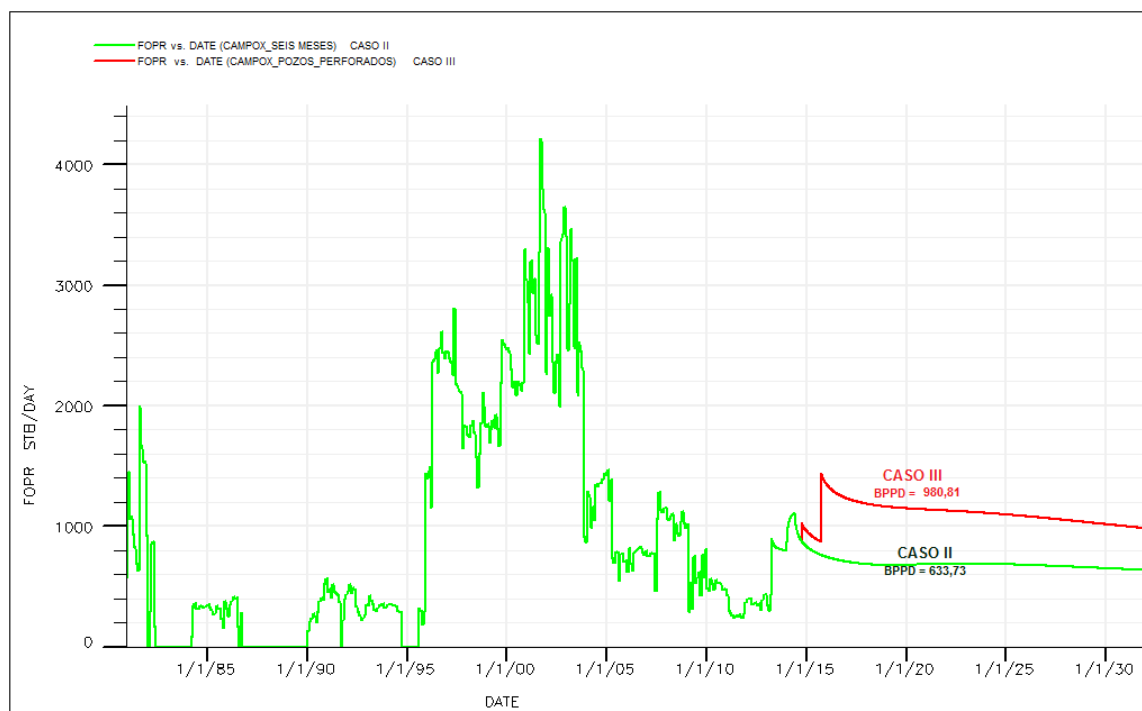
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

4.3 COMPLETACIÓN DE POZOS PERFORADOS (CASO III)

En la Figura 4.20 se observa que, para el área seleccionada en este yacimiento en particular, el efecto de variar la completación de dos pozos productores de petróleo de iguales características que el pozo productor X-15, se evidencia el efecto en el factor de recobro, ya que con ello se puede asimilar el petróleo que no es captado por un sólo pozo productor como en el CASO II.

Al comienzo del proceso se hizo dificultoso poder inyectar una tasa de 300 Bls/día de solución polimérica cuando se completaron los pozos productores en las dos primeras capas (POZOA) y en las dos últimas capas (POZOB). Esta leve caída en la tasa de inyección se debe a la dificultad que tiene la presión de inyección para vencer la presión del yacimiento, debido a la producción de agua y la presencia del acuífero. Podemos observar que al principio se obtuvo una producción alrededor de 2000 BPPD y luego este valor declinó hasta mantenerse en un valor promedio de 980 BPPD.

FIGURA 4.20 Producción Acumulada de petróleo CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Se observa variación en la producción desde el momento en que empiezan a operar dichos pozos hasta el final del proceso, tomando en cuenta que los pozos se completaron de la misma forma que el pozo productor existente. En la Tabla 4.4 consta la ubicación y completación de los pozos productores propuestos.

TABLA 4.4 Ubicación y Completación de los pozos

Pozos	Celda (X,Y)	Capa (Z)	DESCRIPCIÓN	Fecha Completación
POZOA	47,52	3 – 5	Productor	01/10/2014
POZOB	46,63	4 – 6	Productor	01/10/2015

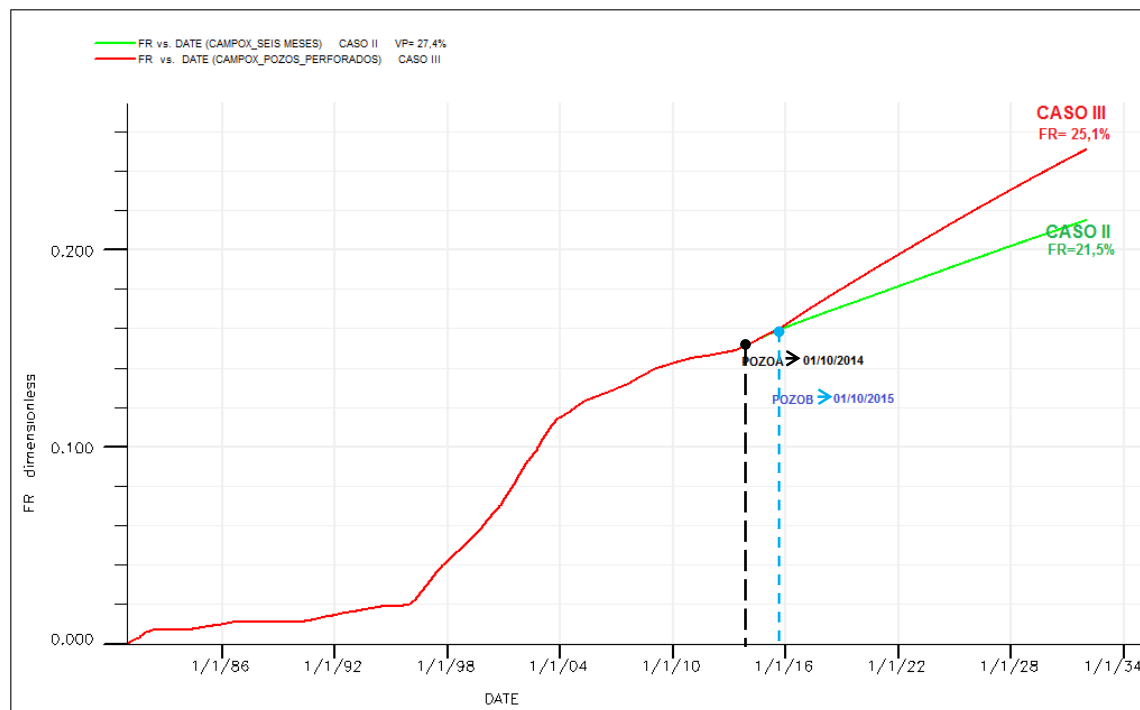
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

La corrida de este modelo permite incrementar el factor de recobro aún más que el modelo CASO II que involucra la inyección de solución polimérica de concentración 800 ppm con un periodo de inyección de seis meses, este CASO III hace que en particular el frente de desplazamiento tenga prácticamente un comportamiento diferente a todos los casos estudiados para las diferentes sensibilidades.

El factor de recobro se incrementó de 21,5% a 25,1%, lo que representa un recobro de 2,61MMBls de petróleo adicional. (Ver Figura 4.21).

FIGURA 4.21 Factor de recobro CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III



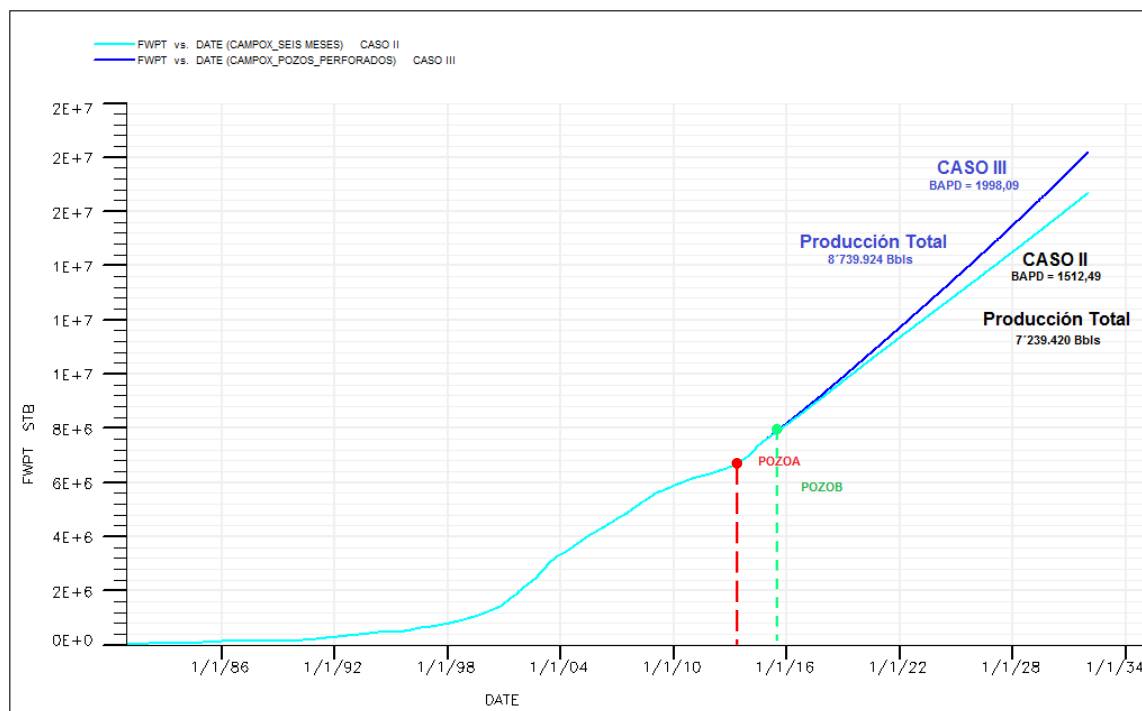
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

En la Figura 4.22, se muestra claramente que el frente de agua para el proceso de inyección polímero (CASO II), es menor comparado con el caso de POZOS PERFORADOS (CASO III), pues existe un incremento de 1,5 MMBA adicionales.

Se demuestra efectivamente que la permeabilidad relativa al agua se redujo considerablemente, tomando en cuenta que el incremento no fue excesivo y no es necesaria una inyección posterior de solución polimérica como consecuencia de la completación de los pozos productores pues los efectos se mantienen. Los valores obtenidos se presentan en los Anexo 4.11 y 4.12.

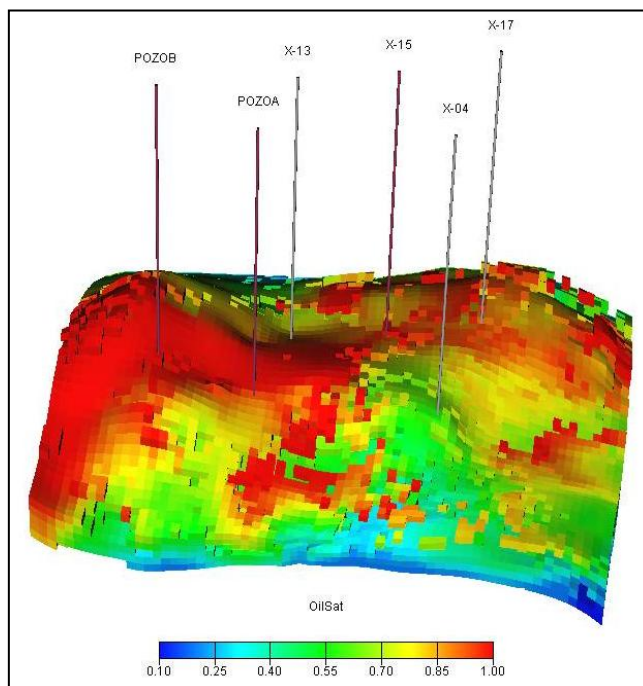
FIGURA 4.22 Producción acumulada de agua CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

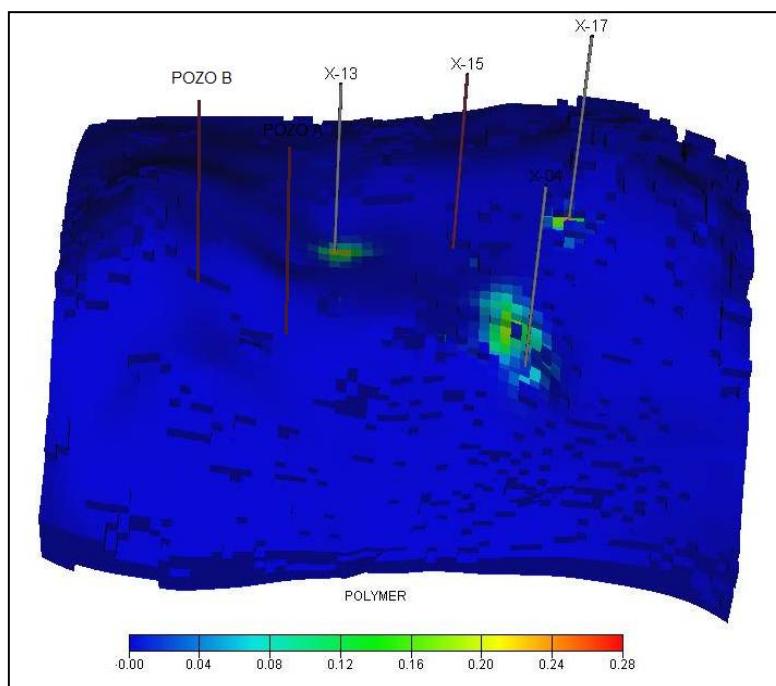
Las Figuras 4.22, 4.23 y 4.24 muestran la producción acumulada de agua del CASO II y CASO III, así como la distribución de la saturación de petróleo y distribución de la solución polimérica en el área del modelo de inyección en 3D y la respectiva ubicación de los pozos A y B.

FIGURA 4.23 Modelo de Saturación de petróleo 3D – CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

FIGURA 4.24 Modelo de Distribución del Polímero 3D – CASO II + POZOS PERFORADOS → CASO III



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El Campo “X”, es un campo maduro del cual se posee poca información, durante su vida productiva existió algunos periodos en los que se produjo simultáneamente de dos yacimientos por lo que no se tiene datos exactos de su producción, y lo más grave es que se puede haber ocasionado daños a los yacimientos al poner en contacto yacimientos que tienen diferente presión y condiciones de equilibrio entre las fases de petróleo y agua.
- El Campo a lo largo de treinta años y variaciones significativas en la producción diaria de petróleo, mantiene una producción estabilizada en los últimos años de 3800 BPPD, aunque los reservorios del campo han disminuido significativamente la presión de fondo, manteniéndose por encima del punto de burbuja, esto se debe principalmente a la existencia de un acuífero de fondo actuante en ciertos sectores del reservorio en la arena U, con una presión promedio de 2460 psi.
- Los datos oficiales del estudio de reservas muestran que el Campo tiene una producción acumulada de 31,52 MM BF para la arena U con un factor de recobro del 35%, para la arena T la producción acumulada es de 26,89 MMBF con el 45% de factor de recobro. Las reservas probadas originalmente, son de 59,43 MMBF y 6,95 MMBF como reservas remanentes al 31 de diciembre del 2012.

- La arena U, fue seleccionada como la más idónea para la aplicación de la recuperación mejorada de petróleo por inyección de polímeros. Además, el modelo de cuatro puntos normal es el que se ajusta al área seleccionada.
- El dimensionamiento de la malla geológica es de 50x50 metros, este dimensionamiento en la de simulación es para tener una mejor resolución areal del área seleccionada del yacimiento. El dimensionamiento nos garantiza exista más de tres celdas entre pozo y pozo, ya que la distancia entre pozos varia de 500 a 700 metros. El número de celdas distribuidas arealmente es de 55x60 en las direcciones x y y respectivamente. Se tiene 6 celdas en distribución vertical, las cuales se dividen en 6 capas para la arena U, con un tamaño promedio de cada celda de 8,3 pies.
- Los resultados en el cálculo del POES del modelo dinámico posterior al ajuste, de la arena U del Campo en general y del modelo seleccionado para el estudio, así como el factor de recobro se lo muestra en la Tabla 5.1 a continuación:

TABLA 5.1 POES – Modelo de Inyección

UNIDAD	POES (OFICIAL) MMBIs	POES (MODELO DINÁMICO) MMBIs	FR (%)
U	90,62	121,7	22
*Modelo	16,3	22,3	12,8

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

- * Por modelo se comprende al área seleccionada para el proceso de inyección del presente estudio. Este modelo comprende al área comprendida entre los pozos: X-04, X-13. X-15 y X-17.

- El área de estudio presenta una saturación de agua actual de 75,0 % y aunque sea alta, con esta nueva tecnología se obtiene muy buenos resultados, la Tabla 5.2 presenta el factor de recobro adicional que se obtuvo en la corrida de cada uno de los casos y el petróleo que se espera recuperar hasta la etapa de ruptura.

TABLA 5.2 Producción estimada y factor de recobro

	Ajuste al 30/06/2013		Al 31/12/2031			
	FR (%)	FW (%)	FR Adicional (%)	FR Final (%)	FW Final (%)	Petróleo (Bis)
CASO BASE	12,8	63,0	3,5	16,3	68,9	3'964.024
CASO I			4,7	17,5	73,4	4'716.187
CASO II			8,7	21,5	70,4	7'613.991
CASO III			12,3	25,1	65,9	10'227.968

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas

- En la simulación se sabe que la producción disminuirá paulatinamente hasta alcanzar un límite de producción recomendado, por ello se estableció como límites operacionales en las corridas de cada caso, el corte de agua del 95% y la producción mínima de 30 BPPD, debido a que es antieconómico manejar alta producción de agua.
- Al final de la corrida para el caso en el que se mantiene las condiciones actuales de producción (CASO BASE), el factor de recobro final que se obtiene es del 16,3% con un corte de agua del 68,9%. La recuperación adicional de petróleo estimada es de 3,96 MMBIs, obteniéndose un 3,5% de incremento en el factor de recobro desde la fecha en la que se realizó el ajuste (30/06/2013) hasta la fecha en la que culminó la simulación (31/12/2031), a una tasa promedio de 38,5 BPPD.

- En el modelo de inyección de agua convencional se obtuvo un incremento del 4,7% en el factor de recobro, alcanzando un valor de 17,5% al final de la simulación con un corte de agua del 73,4%. Se debe tomar en cuenta, que para este caso (CASO I), la inyección de agua se considera desde el inicio de simulación (01/07/2014) hasta la fecha que terminó la misma (31/12/2031). La producción adicional de petróleo se estima en 4,72 MMBIs con una tasa promedio de producción de 169,38 BPPD.
- A partir de la simulación, mediante las diferentes corridas realizadas para cada parámetro de sensibilidad del proceso, se determinó que el tiempo de inyección óptimo es de seis meses con una concentración del polímero de 800 ppm, con lo cual se inyecta el 27,4% del volumen poroso y se consigue una mejor distribución de la solución polimérica logrando así que el efecto sea prolongado y no sea necesario repetir el proceso, al mantenerse las condiciones actuales de producción posterior a la intervención se obtiene un factor de recobro y un corte de agua aceptable. Para este caso, (CASO II) se consiguió incrementar el factor de recobro a 21,5%, obteniéndose un incremento del 8,7% con un corte de agua del 70,4%. La producción adicional se estimó en 7,61 MMBIs con una tasa promedio de 633,73 BPPD.
- Finalmente, para en el que se considera la completación de dos pozos productores de similares características del pozo productor X-15, (CASO III) se logró incrementar el factor de recobro en un 12,3% adicional con un corte de agua menor que los casos anteriores de 65,9%; debido a que se logró una mejor distribución de la solución polimérica en el área de inyección y se logró captar mayor producción que la obtenida con un solo pozo productor. Mediante los datos simulados, se obtuvo una producción adicional de 10,23 MMBIs a una rata promedio de 980,81 BPPD.

- Además se puede concluir teóricamente, que la recuperación mejorada mediante inyección de polímeros “rejuvenece” los campos maduros de petróleo mejorando la eficiencia de barrido lo que se traduce en un mejor recobro de petróleo. Este mecanismo, resulta ser más eficiente que la inyección de agua a largo plazo, ya que solamente se requiere inyectar agua convencional durante seis meses o máximo dos años para un volumen poroso inyectado al 100% (este caso en particular), de un bache de solución polimérica, ya que con esto el reservorio posteriormente puede seguir produciendo a las mismas condiciones de producción, debido a que el efecto es prolongado y no es necesario otro tipo de intervención.
- De acuerdo a los escenarios planteados en el análisis de resultados se puede evidenciar la ventaja de la recuperación mejorada mediante inyección de polímeros sobre la inyección de agua convencional, concluyendo así la factibilidad de proceder a aplicar el proyecto al siguiente nivel, el cual consiste en realizar pruebas de laboratorio, con la finalidad de recrear el proceso a condiciones de yacimiento y determinar de esta manera, la concentración y tiempo de inyección óptimo de manera más precisa. Esto se realiza antes de dar paso al diseño de un piloto de inyección de polímeros, ya sea este a largo o mediano plazo.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar análisis de núcleos, pruebas PVT, mapas de espesores de arena, mapas de depositación de las arenas, para obtener un mayor grado de confiabilidad del modelo petrofísico generado.
- Se recomienda realizar una campaña de toma de pruebas B' up, para la actualización de presiones en el Campo.

- Perforar 2 pozos nuevos verticales a fin de recuperar el petróleo que no puede ser producido a través del único pozo productor, a continuación se detalla la ubicación e intervalos a disparar (capas en el modelo de simulación, cada capa con un espesor promedio de 8,3 pies).

TABLA 5.3 Ubicación y Completación de los pozos

Pozos	Celda (X,Y)	Coordenada X	Coordenada Y	Intervalos a disparar
POZOA	47,52	301.305	7'462.326	3 – 5
POZOB	46,63	300.956	7'461.963	4 – 6

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

El cierre de los pozos productores para el modelo está limitado por un control de producción en base a una presión mínima de 1200 psi y un límite económico en base a la tasa de producción de petróleo mínima de 30 Bls así como también a un BSW máximo de 95 BAPD.

- La recuperación mejorada por inyección de polímeros tiene una efectividad de incrementar entre 5 – 12% el recobro en relación con la inyección de agua convencional, lo que se ha demostrado en proyectos realizados, por lo que se recomienda un análisis más detallado de las ventajas y desventajas que proporcionaría esta tecnología para implementarla en el Campo, posterior a un análisis a nivel de laboratorio.
- Cabe mencionar que el análisis actual, es esencial y netamente teórico pero es indispensable realizar un estudio técnico-económico detallado a futuro, que permita escoger la mejor opción para poner en marcha proyectos pilotos de recuperación mejorada de petróleo.

- La descomposición de un modelo geométrico en modelos más pequeños sectoriales en un modelo de simulación, es una alternativa cuando no se dispone de información sobre los volúmenes desplazados en ciertos modelos de inyección de agua. Se debería comprobar con los resultados de otros modelos de inyección y con la realidad en un proyecto de recuperación por inyección de agua convencional para determinar el modelo de inyección a seguir.
- Se recomienda desarrollar la parte norte del Campo, para posteriores proyectos de recuperación mejorada de petróleo pues es notable que existe petróleo que no se ha podido recuperar por falta de desarrollo.
- Se recomienda realizar sísmica 3D para un mejor estudio del Campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- AHMED TAREK, "Reservoir Engineering Handbook", Tercera Edición, USA, 2006.
- ANGULO CRUZ, MILTON EDUARDO, "Recuperación Secundaria por Inyección de Agua a los Yacimientos U y T del campo Yuca", Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional, Tesis Pregrado, Quito, Diciembre, 2007.
- CARCOANA, A. "Applied Enhanced Oil Recovery". Prentice Hall, Englewood Cliffs, New Jersey. 1992.
- CARRILLO BARANDIARIAN LUCIO, "Ingeniería de Reservorios", Primera Edición, Lima - Perú, 2006.
- FANCHI, J. Principles of Applied Reservoir Simulation. Tercera Edición. Cap.17. Pag. 327.
- Glosario de la industria Hidrocarburífera. Petroecuador. 2001.
- Green, D. W. y Willhite, G. P. ENHANCED OIL RECOVERY. SPE textbook serie, Vol 6. Richardson, Texas, 1998. Pag 100-120
- JEAN – LOUIS SALAGER, "Recuperación Mejorada de Petróleo". Mérida – Venezuela. 2005.
- MAIQUIZA PALATE KLEVER ORLANDO, "Estudio de Recuperación Mejorada de Petróleo por Inyección de Agua Caliente en un Yacimiento de Crudos Pesados de un campo del Oriente Ecuatoriano", Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, Escuela Politécnica Nacional. Quito, Diciembre, 2007.

- PARÍS DE FERRER MAGDALENA, “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos”, Primera Edición, Maracaibo - Venezuela, 2009.
- PARÍS DE FERRER MAGDALENA, “Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos”, Primera Edición, Maracaibo - Venezuela, 2001.
- RUBÉN CALAGARI, Lecciones Aprendidas en Proyectos de Recuperación Mejorada. SPE, Noviembre 2011.
- Simulación Numérica de los campos Atacapi y Parahuaco, Geoconsult, 2009
- SALAGER J. L., Recuperación Mejorada del Petróleo, Cuaderno FIRP S357-C, Universidad de Los Andes, 2005
- Schlumberger. Principios / Aplicaciones de la interpretación de registros. 2002.
- SPE 77963, “New Insights into Water Control – A Review of the State of the Art”. Gino Di Lullo, Phil Rae, BJ Services. 2002.
- YUGAL KISHORE MAHESHWARI, A Comparative Simulation Study of Chemical EOR Methodologies (Alkaline, Surfactant and/or Polymer) Applied to Norne Field E-Segment. 2011

ANEXOS

ANEXO 1

ANEXO 1.1 Propiedades Petrofísicas

POZO X-04

Arena	Gross	Net	Phi	Sw	Vcl
Basal Tena	31,0	0,0	-----	-----	-----
U Superior	72,0	1,5	0,166	0,463	0,453
U Inferior	31,0	22,5	0,167	0,228	0,155
T Superior	65,5	7,3	0,142	0,461	0,333
T Inferior	44,0	38,0	0,149	0,275	0,144
Hollin Superior	27,0	0,0	-----	-----	-----
Hollin Inferior	119,5	1,0	0,089	0,417	0,352

POZO X-13

Arena	Gross	Net	Phi	Sw	Vcl
Basal Tena	36,5	0,0	-----	-----	-----
U Superior	63,5	0,0	-----	-----	-----
U Inferior	50,0	43,5	0,129	0,130	0,147
T Superior	67,5	0,0	-----	-----	-----
T Inferior	20,0	12,5	0,097	0,259	0,062
Hollin Superior	30,0	0,0	-----	-----	-----
Hollin Inferior	257,5	3,5	0,087	0,333	0,186

POZO X-15

Arena	Gross	Net	Phi	Sw	Vcl
Basal Tena	33,5	0,0	-----	-----	-----
U Superior	66,0	0,0	-----	-----	-----
U Inferior	33,0	33,0	0,197	0,071	0,115
T Superior	70,5	25,0	0,143	0,278	0,194
T Inferior	19,5	0,0	-----	-----	-----
Hollin Superior	42,0	17,5	0,126	0,340	0,241
Hollin Inferior	73,0	17,0	0,186	0,327	0,067

* Para el Pozo X-17 no se tiene datos de las propiedades petrofísicas.

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 1.2 Pruebas Iniciales de pozos seleccionados

POZO X-04

Fecha inicio de la Perforación: 05 de Septiembre de 1979

Fecha fin de Perforación: 23 de Septiembre de 1979

Fecha de Completación: 2 de Octubre de 1979

No.	Fecha	Yacimiento Intervalo	Tiempo Prueba	Petróleo BPPD	Agua BAPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API A 60°F	OBSERVACIONES
1	02/10/1979	T: 9836 - 9866 9870 - 9880	3,5H	3783,0	19,0	0,5	-----	27,5	Flujo Natural
2	02/10/1979	U: 9550 - 9571 9574 - 9578 T: 9836 - 9866 9870 - 9880	3H	4052,0	20,4	0,5		25,2	Flujo Natural

POZO X-13

Fecha inicio de la Perforación: 12 de Agosto de 1994

Fecha fin de Perforación: 07 de Septiembre de 1994

Fecha de Completación: 5 de Octubre de 1994

No.	Fecha	Yacimiento Intervalo	Tiempo Prueba	Petróleo BPPD	Agua BAPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API A 60 °F	OBSERVACIONES
1	27/09/1994	T: 9978 - 10034	35H	315,0	1654,0	84,0	-----	-----	Evaluando con Bomba JET
2	30/10/1994	T: 9824 - 9850 9860 - 9870	51H	1093,0	11,0	1,0	-----	30,1	Evaluando con Bomba JET

POZO X-15

Fecha inicio de la Perforación: 30 de Agosto de 1995

Fecha fin de Perforación: 05 de Octubre de 1995

Fecha de Completación: 26 de Noviembre de 1995

No.	Fecha	Yacimiento Intervalo	Tiempo Prueba	Petróleo BPPD	Agua BAPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API A 60 °F	OBSERVACIONES
1	20/11/1995	U: 9586 - 9616	26H	2388,0	12,0	0,5	-----	18	Evaluando con Bomba JET
2	16/11/1995	T: 9832 - 9852	16H	-----	-----	100,0	-----	-----	Evaluando con Bomba JET
3	12/11/1995	HS: 10030 - 10050	15H	470,0	201,0	30,0	-----	14	Evaluando con Bomba JET
4	23/11/1995	U: 9586 - 9619	15H	-----	-----	100,0	-----	-----	Flujo Natural

POZO X-17

Fecha inicio de la Perforación: 27 de Mayo del 2001

Fecha fin de Perforación: 24 de Junio del 2001

Fecha de Completación: 23 de Agosto del 2001

No.	Fecha	Yacimiento Intervalo	Tiempo Prueba	Petróleo BPPD	Agua BAPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API A 60 °F	OBSERVACIONES
1	09/08/2001	HS: 9962 - 9994	47H	129,0	95,0	42,0	-----	-----	Se aísla arena con tapón de cemento de 9944 - 10065 por alto BSW
2	16/08/2001	U: 9520 - 9550	29H	629,0	5,0	100,0	-----	22,2	

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 1.3 Trabajos de reacondicionamiento de pozos seleccionados

POZO X-04

W.O. #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
1	10/07/1981	Instalar BES para la formación Napo T.	Anteriormente cerrado U. Programa otro WO para instalación BES.	ANTES	08/06/1981	T	PPF	853,0	0,3	-----	27,6
				DESPUES	21/06/1981	MUERTO					
2	23/07/1981	Inspección de instalación BES por alto amperaje.	Se instala BES.	ANTES		MUERTO					
				DESPUES	08/08/1981	T	PPS	2087,0	1,2	-----	28,2
3	22/02/1982	Chequeo de instalación BES.	Sqz, y re-disparan en T: 9836, 9854-9866; BSW 100%. Aislan T y se produce en U.	ANTES	01/01/1982	T	PPS	0,0	100	-----	28,2
				DESPUES	26/02/1982	U	PPS	594,0	45	-----	20
4	03/09/1982	Evaluar y aislar entrada de agua. Bajar BES.	Trabajo no exitoso. El pozo tiene alto corte de agua, 100%.	ANTES	22/03/2001	MUERTO					
				DESPUES	01/08/1982	MUERTO					
5	23/03/1984	Cementación forzada arena U. Bajar BES.	Sqz a U. Cañonean 9550-9565, Cañonean T: 9836-9854; Pistonean T. Bajan REDA D-13.	ANTES	01/05/1982	MUERTO BSW 100%					
				DESPUES	24/03/1982	T	PPS	324,0	19	-----	25
6	15/10/1985	Reparar BES.	Acidificación a T, Pistonean T y acidifican nuevamente a T.	ANTES	23/09/1985	BOMBA FUERA DE SERVICIO					
				DESPUES	30/10/1985	T	PPS	396,0	16	-----	24,7
7	18/08/1986	Cementación forzada a arena T.	Punzonan 9860-9862,	ANTES		SIN PRODUCIR					
				DESPUES	04/09/1986	U+T	PPS	283,0	60	-----	13
8	13/10/1991	Cambio de completación, (liqueo en el TBG).	Limpieza con ácido por presencia de escala en válvula.	ANTES	25/08/1991	U+T	BES FUERA DE SERVICIO				
				DESPUES	05/09/1986	U+T	PPS	232,0	60	-----	11,5
9	02/08/1995	Reparar BES. Correr registro CIT. Evaluar U y T por separado. Asentar CIBP.	Limpieza con ácido por presencia de escala en válvula.	ANTES	16/09/1981	U+T	BES FUERA DE SERVICIO				
				DESPUES	27/09/1976	U+T	PPS	232,0	60	-----	12,5
10	09/09/1996	Estimulación con solventes Napo U. Evaluar	Evalúan U. Bajan tubería punta libre. Se suspenden las operaciones.	ANTES	17/05/1996	BOMBA FUERA DE SERVICIO					
				DESPUES	20/10/1966	----	OPERACIONES SUSPENDIDAS				
11	13/05/2006	Recuperar tubería punta libre de 31/2 N-80 (279 tubos)	Presencia de escala parte exterior tubería de acuerdo al registro de corrosión.	ANTES	NR						
				DESPUES	NR						

CONTINUACIÓN

W.O. #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
12	17/05/2008	Tomar Reg. Saturación a U y T. Determinar intervalos de arena U a punzonar y evaluar (alternativa T).	Sqz a U y T. Repunzonan U:9550-9557, T:9838-9844, Punzonan U:9576-9579, T:9813-9818.	ANTES	NR						
				DESPUES	COMPLETADO PARA EVALUAR SIN TORRE ARENA T						
13	16/07/2008	Bajar BES.	Se cierra U y a producir en T.	ANTES	17/07/2007	T	PPS	10,0	98,0	-----	18,0
				DESPUES	23/07/2008	T	PPS	112,0	64,0	-----	18,0
14	10/02/2009	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG.	Trabajo no exitoso.	ANTES	29/01/2009	T	PPS	105,0	72,0	-----	18,0
				DESPUES	03/03/2009	T	PPS	120,0	66,0	-----	18,0
15	07/06/2009	Reparar BES.	No se recuperar la producción ya que BSW luego de WO se mantiene 100%.	ANTES	29/03/2009	BES OFF fase a tierra					
				DESPUES	BSW 100% no se recupera producción.						

POZO X-13

W.O. #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
1	28/03/1996	Evaluar Napo T y rediseñar BES.	Sqz @ T:9824-9850, 9860-9870. CIBP @ 9650. Punzonan T @ 9824-9840; 9560-9596.	ANTES	30/12/1995	T	BES OFF				
				DESPUES	01/04/1996	U	PPS	1215,0	1,0	-----	18,4
2	11/04/1996	Reparar BES.	Se recupera producción.	ANTES	03/04/1996	BES OFF					
				DESPUES	12/04/1996	U	PPS	1044,0	12,0	-----	18,4
3	09/04/1999	Cambio de completación eléctrica (fases a tierra).	Se recupera producción.	ANTES	26/08/1999	U	BES OFF				
				DESPUES	18/09/1999	U	PPS	1191,0	18,0	-----	18,0
4	09/04/2001	Evaluar U y rediseñar BES.	Se recupera producción. Se realiza estimulación con solventes y HCL al 12,5%.	ANTES	22/03/2001	Ui	PPS	740,0	35,0	-----	18,0
				DESPUES	01/04/2001	Ui	PPS	773,0	40,0	-----	18,0
5	17/05/2002	Reparar BES.	Trabajo satisfactorio.	ANTES	03/04/2002	Ui	PPS	636,0	40,0	-----	18,0
				DESPUES	25/05/2002	Ui	PPS	622,0	40,0	-----	18,0

CONTINUACIÓN

W.O. #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
6	19/05/2003	Rediseñar BES.	Se recupera producción.	ANTES	05/05/2003	U	PPS	298,0	55,0	-----	18,5
				DESPUES	23/05/2003	U	PPS	745,0	55,0	-----	18,5
7	23/12/2003	Realizar cementación forzada en arena U, punzonar, evaluar y rediseñar BES.	Repunzonan U @ 9560-9572	ANTES	BES OFF						
				DESPUES	27/12/2003	U	PPS	786,0	75,0	-----	18,5
8	26/05/2004	Realizar cementación forzada en arena U, punzonar, evaluar y rediseñar BES.	Repunzonan U @ 9560-9573	ANTES	26/05/2004	U	PPS	371,0	60,0	-----	18,5
				DESPUES	10/06/2004	U	PPS	130,0	85,0	-----	18,5
9	06/06/2005	Reparar BES.	Sqz @ Hs 10010-10034, T @ 9840-9850, 9860-9870. CIBP Hs @ 9900, U @ 9650. Punzona Hs @ 9978-10010. Produciendo Hs.	ANTES	29/03/2005	U	PPS	124,0	85,0	-----	18,5
				DESPUES	11/06/2005	Hs	PPS	364,0	10,0	-----	23,5
10	20/03/2006	Reparar BES.	Pescado @ 9191 (Equipo BES) acondicionar. Colapso a 9050.	ANTES	11/06/2005	Hs	PPS	365,0	10,0	-----	23,5
				DESPUES	28/03/2006	Hs	PPS	364,0	10,0	-----	23,5
11	17/04/2006	Reparar BES.	Trabajo satisfactorio.	ANTES	03/04/2006	Hs	PPS	148,0	10,0	-----	18,5
				DESPUES	26/04/2006	Hs	PPS	378,0	10,0	-----	18,5
12	22/05/2006	Bajar completación de fondo, evaluar. Reparar BES.	Trabajo satisfactorio.	ANTES	12/05/2006	BES OFF (Posible eje roto)					
				DESPUES	24/05/2006	Hs	PPS	373,0	10,0	-----	28,5
13	16/05/2009	Reparar BES.	Trabajo satisfactorio.	ANTES	27/03/2009	BES OFF (Eje roto)					
				DESPUES	24/05/2009	Hs	PPS	114,0	40,0	-----	28,5
14	16/11/2010	Cambio de completación. (comunicación TBG-CSG)	Trabajo satisfactorio.	ANTES	10/11/2010	Hs	PPS	96,0	54,0	-----	28,5
				DESPUES	20/11/2010	Hs	PPS	153,0	60,0	-----	28,5
15	05/09/2012	Taponamiento y abandono.	Se cierra.	ANTES	02/05/2012	Hs	PPS	41,0	54,0	-----	24,5
				DESPUES	20/09/2012	----	OPERACIONES SUSPENDIDAS				
16	22/10/2012	Completación y pruebas iniciales.	Esperando evaluación.	ANTES	NR						
				DESPUES	29/10/2012	Hs	PPS	121,0	40,0	-----	19,5

POZO X-15

W.O #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
1	02/04/1996	Reparar BES.	Se realiza tratamiento microencapsulado antiescala.	ANTES	24/03/1996	BES OFF					
				DESPUES	05/04/1996	U	PPS	1783,0	12,0	-----	21,8
2	06/07/1998	Reparar BES.	Se recupera producción.	ANTES	24/03/1996	BES OFF					
				DESPUES	14/08/1998	U	PPS	943,0	50,0	-----	21,8
3	26/10/2000	Reparar BES.	Se incrementa producción.	ANTES	20/10/2000	BES OFF					
				DESPUES	29/10/2000	U	PPS	1461,0	60,0	-----	21,8
4	08/02/2001	Reparar BES.	Se baja BES con cable capilar. Alta corrosión.	ANTES	02/08/2001	BES OFF					
				DESPUES	20/09/2001	U	PPS	1181,0	60,0	-----	19,2
5	17/07/2001	Reparar BES. (Con cable capilar).	Se incrementa producción.	ANTES	07/07/2001	BES OFF					
				DESPUES	17/12/2001	U	PPS	1115,0	70,0	-----	19,2
6	15/12/2001	Reparar BES. (Con cable capilar).	Trabajo no exitoso, con pescado parte inferior del standing valve completación similar al WO # 5.	ANTES	03/12/2001	BES OFF					
				DESPUES	17/12/2001	U	PPS	876,0	70,0	-----	19,2
7	30/10/2000	Reparar BES. (Con cable capilar).	Se baja equipo REDA con variador de voltaje.	ANTES	24/12/2001	BES OFF					
				DESPUES	05/10/2002	U	PPS	1287,0	70,0	-----	19,2
8	08/08/2002	Reparar BES. (Con cable capilar).	Sqz @ 9586-9616. Punzona @ 9586-9606, 9606-9616.	ANTES	04/08/2002	BES OFF					
				DESPUES	26/08/2002	U	PPS	763,0	0,5	-----	19,2
9	21/07/2003	Aislar entrada de agua en arena U. Repunzonar, evaluar y rediseñar.	Sqz @ 9602-9616, 9586-9606. Punzona @ 9586-9602.	ANTES	29/07/2003	U	PPS	484,0	65,0	-----	19,2
				DESPUES	23/08/2003	U	PPS	514,0	65,0	-----	19,2
10	09/02/2005	Reparar BES.	Trabajo satisfactorio.	ANTES	10/02/2005	U	PPS	604,0	65,0	-----	19,2
				DESPUES	04/03/2005	U	PPS	705,0	65,0	-----	19,2
11	23/07/2003	Aislar entrada de agua en arena U. Repunzonar, evaluar y rediseñar.	Sqz @ 9602-9616, 9586-9606. Punzona @ 9586-9602.	ANTES	01/01/2006	U	PPS	284,0	65,0	-----	19,2
				DESPUES	26/01/2006	U	PPS	620,0	70,0	-----	19,2
12	22/04/2006	Reparar BES.	Trabajo no satisfactorio. Baja producción y aumenta BSW.	ANTES	10/02/2005	U	PPS	562,0	72,0	-----	19,2
				DESPUES	04/03/2005	U	PPS	503,0	75,0	-----	19,2

CONTINUACIÓN

W.O #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
13	25/07/2003	Aislar entrada de agua en arena U. Repunzonar, evaluar y rediseñar.	Presencia de escala en protector y separador de gas de BES.	ANTES	22/06/2007	U	PPS	155,0	80,0	-----	19,2
				DESPUES	04/07/2007	U	PPS	414,0	80,0	-----	19,2
14	26/07/2003	Aislar entrada de agua en arena U. Repunzonar, evaluar y rediseñar.	Se incrementa BSW.	ANTES	14/04/2008	U	PPS	381,0	80,0	-----	19,2
				DESPUES	08/05/2008	U	PPS	291,0	85,0	-----	19,2
15	06/06/2008	Reparar BES.	Se baja equipo BES, 2 bombas P22X.	ANTES	07/07/2008	BES OFF					
				DESPUES	27/08/2008	U	PPS	237,0	88,0	-----	19,2
16	06/07/2009	Reparar BES.	Realizan Sqz, repunzonan arena U de 9598-9602 (4').	ANTES	18/01/2009	U	PPS	182,0	90,0	-----	19,2
				DESPUES	17/07/2009	U	PPS	403,0	60,0	-----	19,2
17	26/11/2009	Cambio de completación por comunicación TBG-CSG	Trabajo satisfactorio. Se recupera producción de 285 BPPD.	ANTES	18/11/2009	U	PPS	120,0	75,0	-----	19,2
				DESPUES	07/12/2009	U	PPS	285,0	75,0	-----	19,2

POZO X-17

W.O #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
1	06/03/2009	Repunzonar U. Reparar BES.	CIBP a 9880. Punzona U:9520-9540, 9500-9514. Sqz a U:9540-9556.	ANTES	18/12/2002	BES OFF fase a tierra					
				DESPUES	29/03/2003	U	PPS	429,0	54,0	-----	-----
2	25/02/2006	Punzonar T. Evaluar T. Diseñar BES.	Punzona T:9780-9794, 9810-9826. Trabajo parcialmente exitoso.	ANTES	30/10/2003	U	PPS	91,0	90,0	-----	17,5
				DESPUES	20/03/2006	U	PPS	167,0	78,0	-----	25,0
3	19/07/2007	Sqz a T. Correr registros. Repunzonar arena T. Evaluar. Rediseñar BES.	Repunzona T:9780-9794, 9816-9824. CIBP a 9720. Punzona U:9500-9514, 9514-9520, 9520-9530, 9534-9540. Estimulación matricial en U.	ANTES	08/06/2007	T	PPH	76,0	88,0	-----	25,0
				DESPUES	21/07/2007	T	PPS	118,0	80,0	-----	17,5

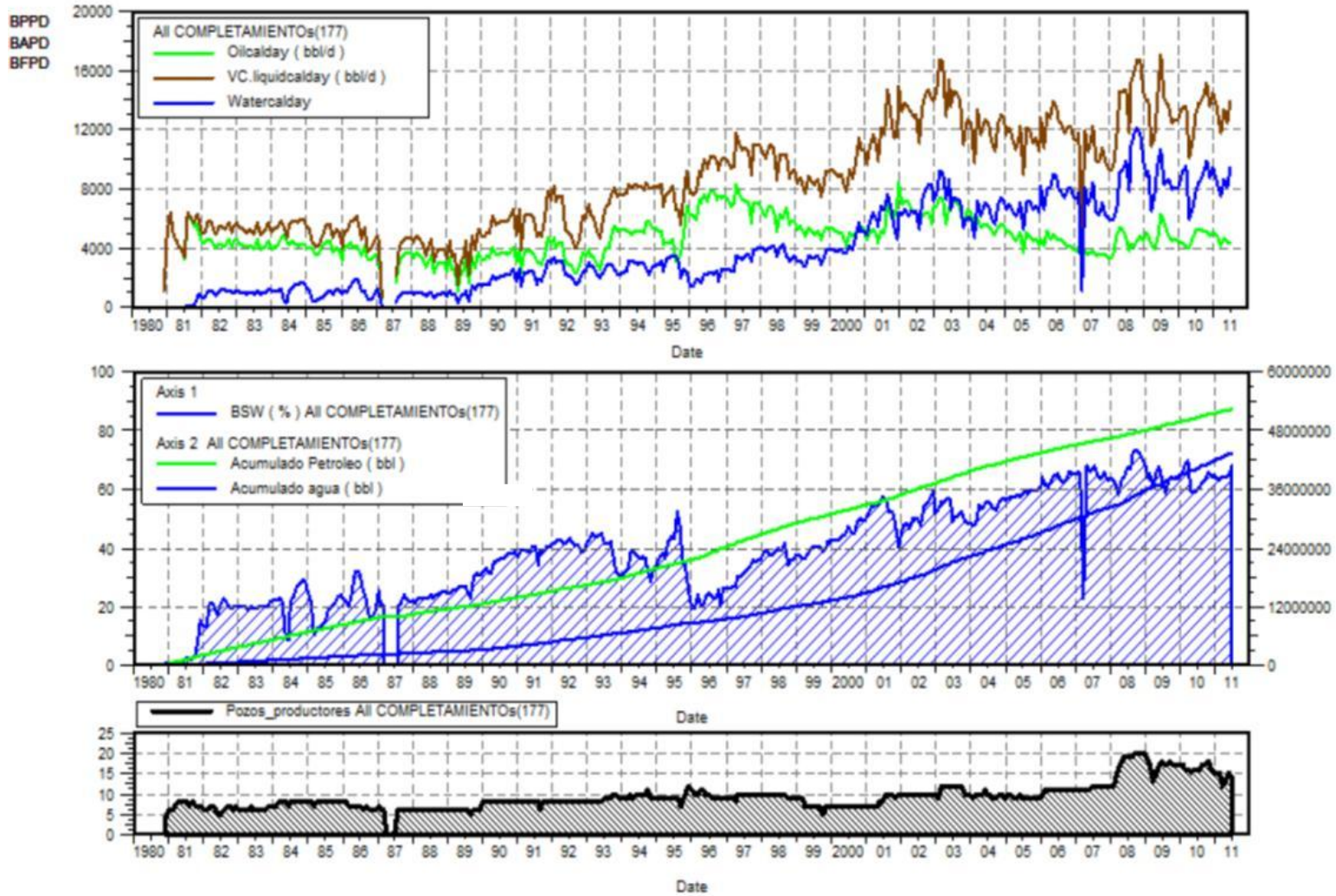
CONTINUACIÓN

W.O #	Fecha	Objetivo	Comentario	Prueba	Fecha	Yac.	Método	Petróleo BPPD	BSW %	R.G.P PCN/BN	°API
4	22/03/2009	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG.	Produciendo.	ANTES	21/03/2009	U	COMUNICACIÓN TBG-CSG				
				DESPUES	15/10/2007	U	PPS	170,0	75,0	-----	17,5
5	13/11/2009	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG.	Se recupera producción.	ANTES	25/10/2009	U	PPS	159,0	75,0	-----	17,5
				DESPUES	14/11/2009	U	PPS	213,0	70,0	-----	17,5
6	07/03/2010	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG.	Se recupera producción.	ANTES	28/02/2010	U	PPS	71,0	80,0	-----	17,0
				DESPUES	28/03/2010	U	PPS	122,0	80,0	-----	17,0
7	14/06/2010	Cambio completación BES por comunicación TBG-CSG.	Se recupera producción.	ANTES	18/05/2010	U	PPS	80,0	80,0	-----	17,0
				DESPUES	18/06/2010	U	PPS	122,0	80,0	-----	17,0
8	09/02/2011	Sacar BES. Recuperar tubería de 31/2".	Recuperan 301 juntas de TBG de 31/2" SEC para ser inspeccionadas. Pozo cerrado.	ANTES	NR						
				DESPUES	Arena U inundada.						

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

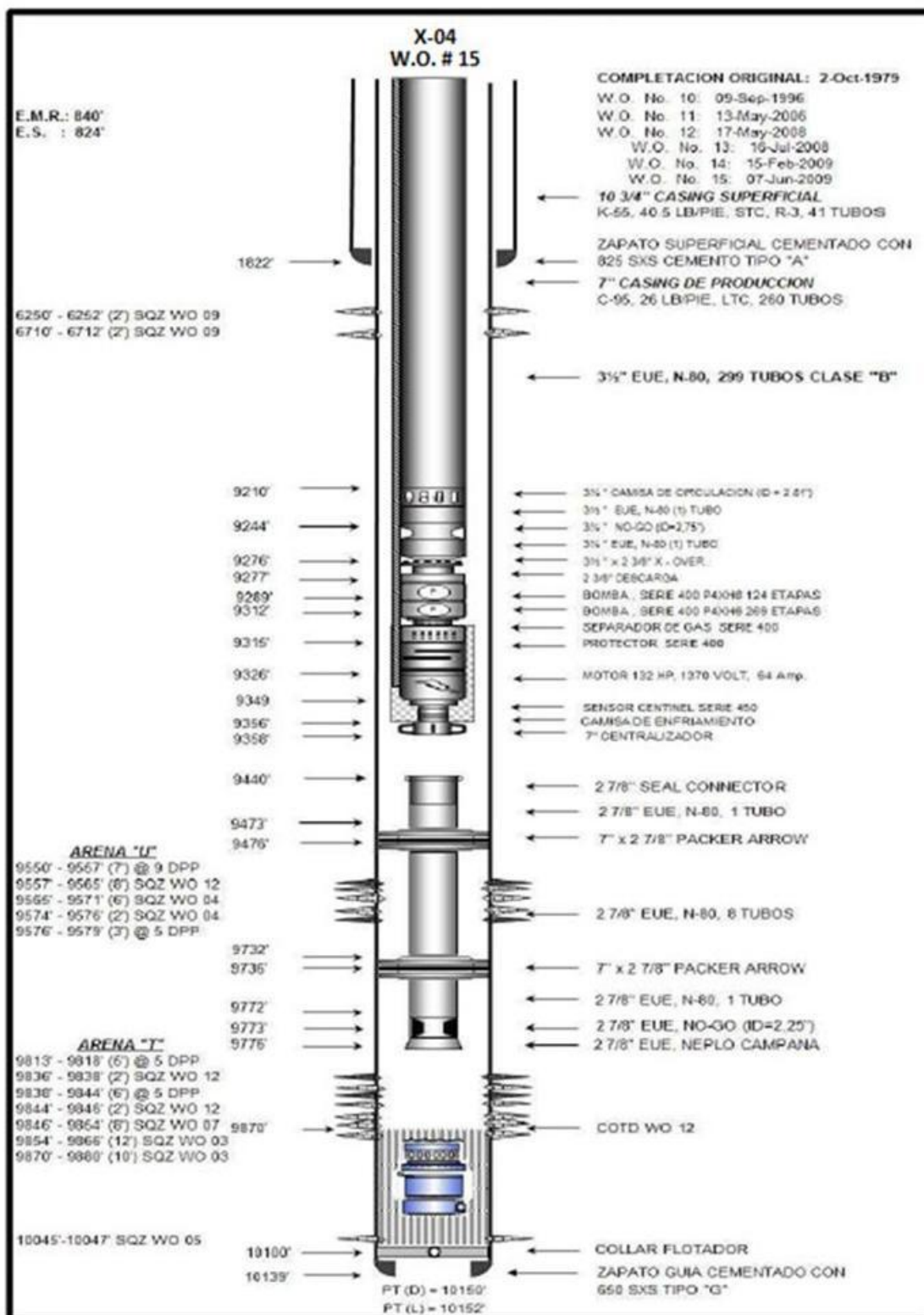
ANEXO 1.4 Historial de Producción del Campo



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

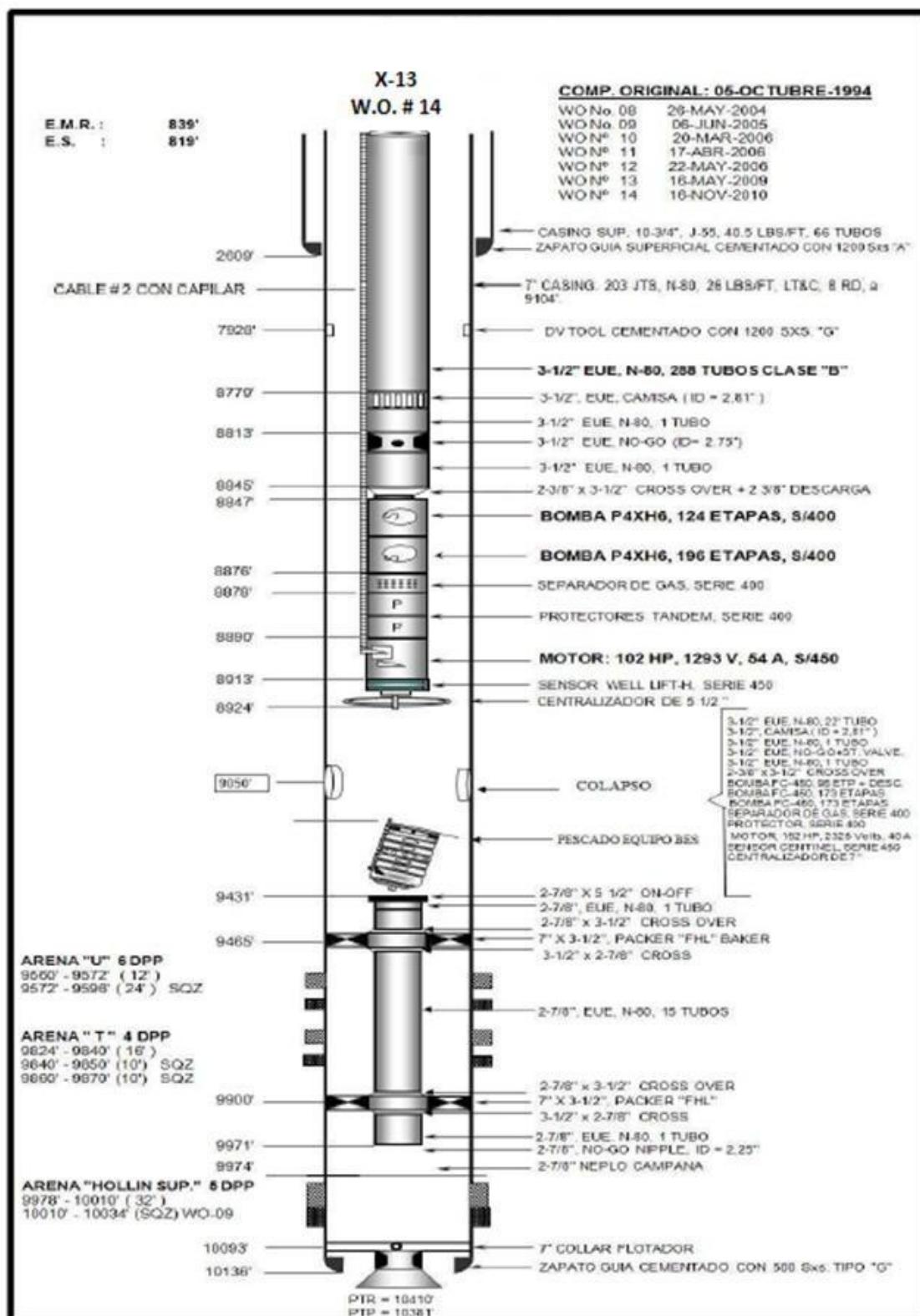
ANEXO 1.5 Diagramas de Completaciones de los pozos seleccionados

DIAGRAMA DEL POZO X - 04



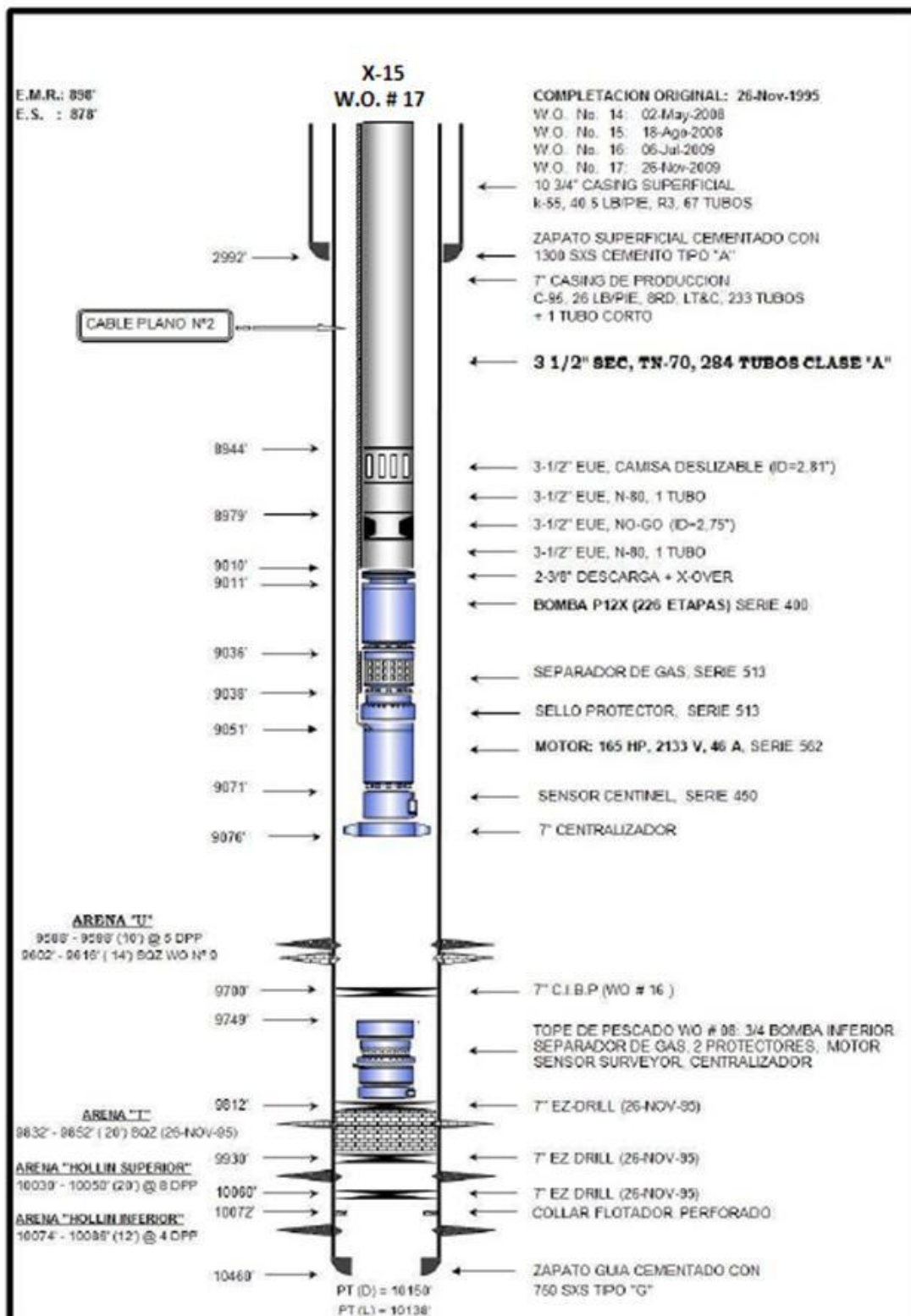
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Ingeniería en Petróleos.

DIAGRAMA DEL POZO X – 13



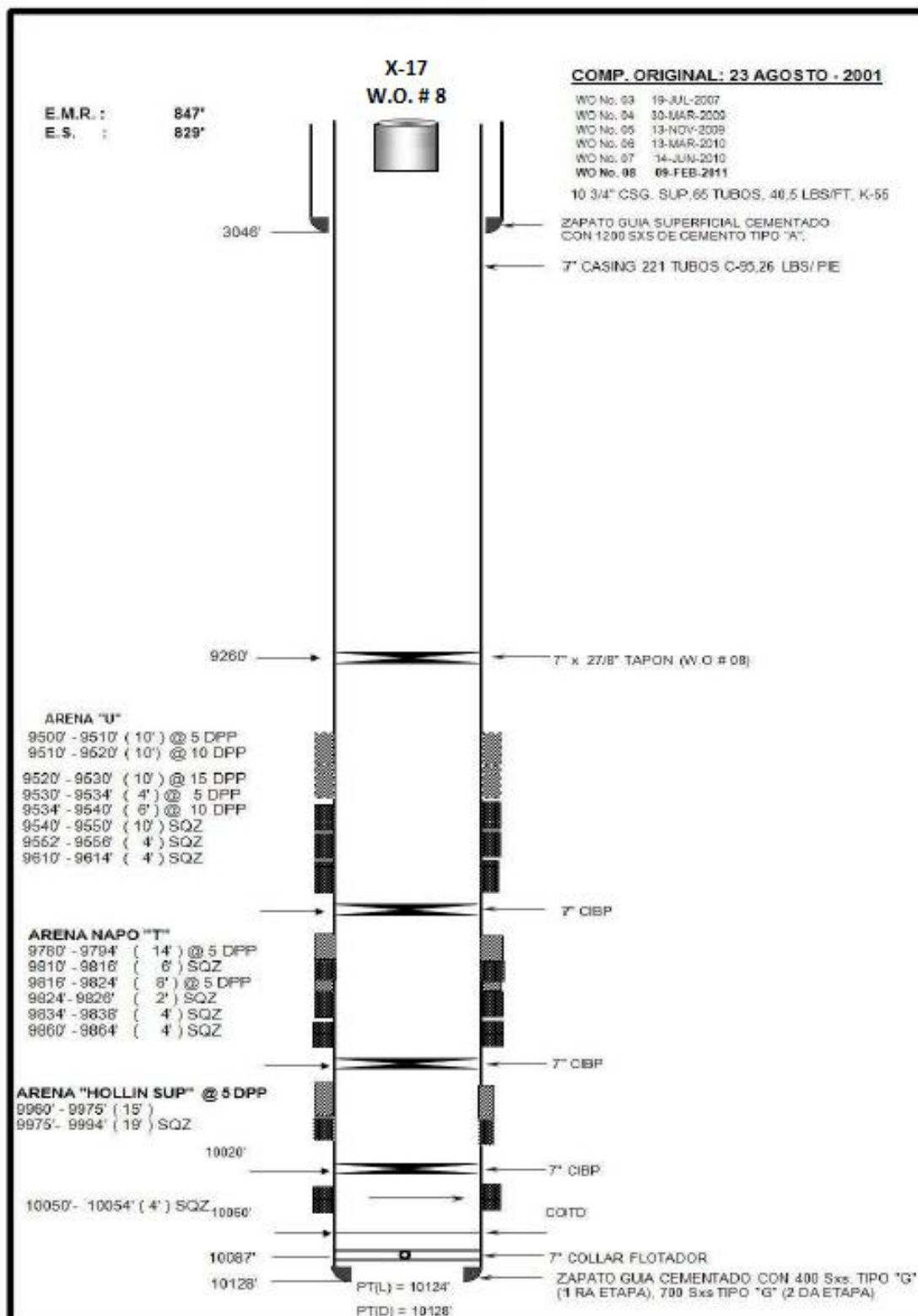
FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Ingeniería en Petróleos.

DIAGRAMA DEL POZO X - 15



FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Ingeniería en Petróleos.

DIAGRAMA DEL POZO X - 17

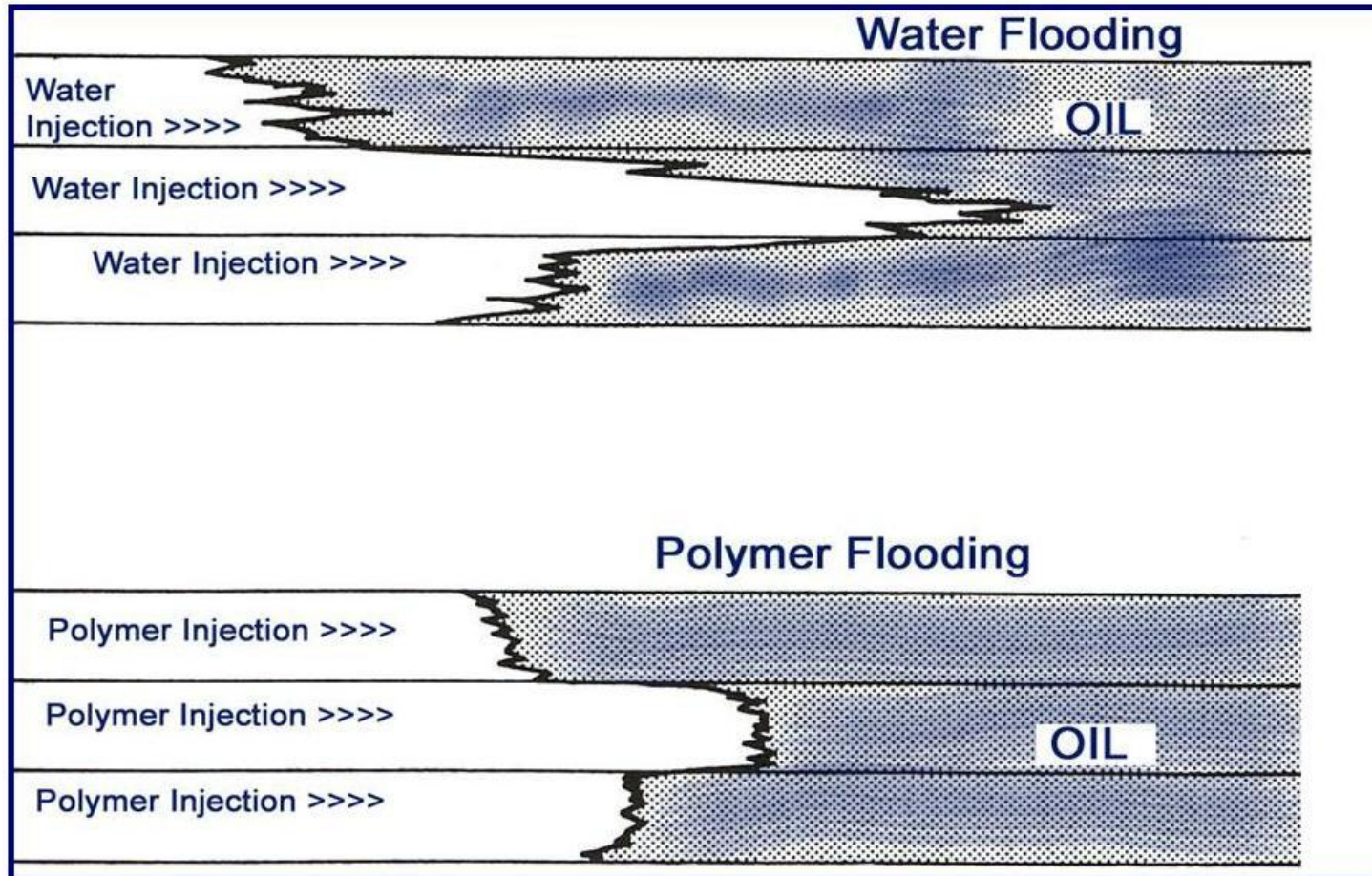


FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Ingeniería en Petróleos.

ANEXO 2

ANEXO 2.1 Eficiencia vertical de barrido en la Inyección de Polímeros

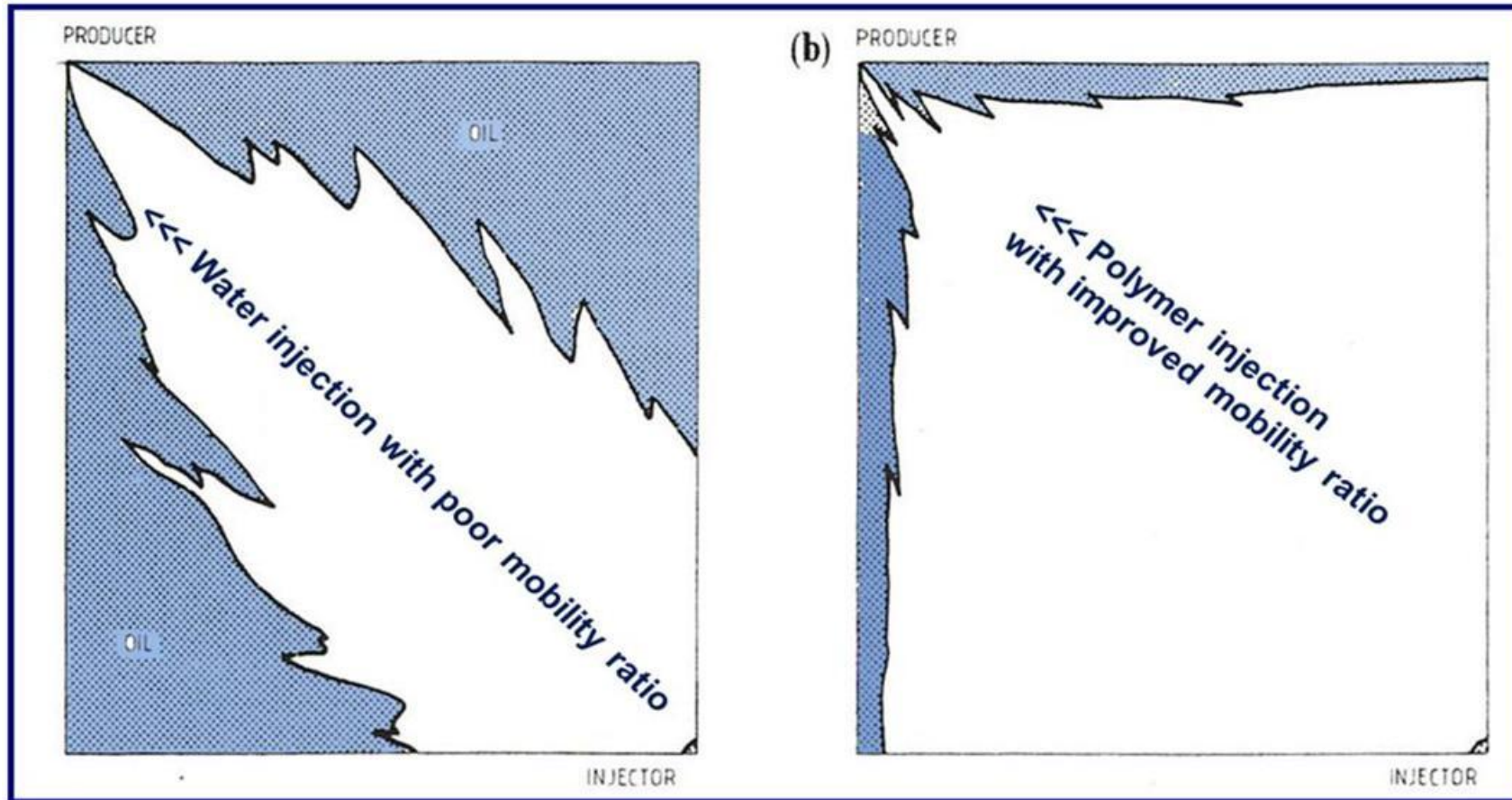
La inyección de polímeros incrementa la eficiencia volumétrica de barrido en reservorios heterogéneos



FUENTE: Recuperación de petróleo mediante la inyección de polímeros. Máximo Relling – Amaury Marín. SNF FLOERGER

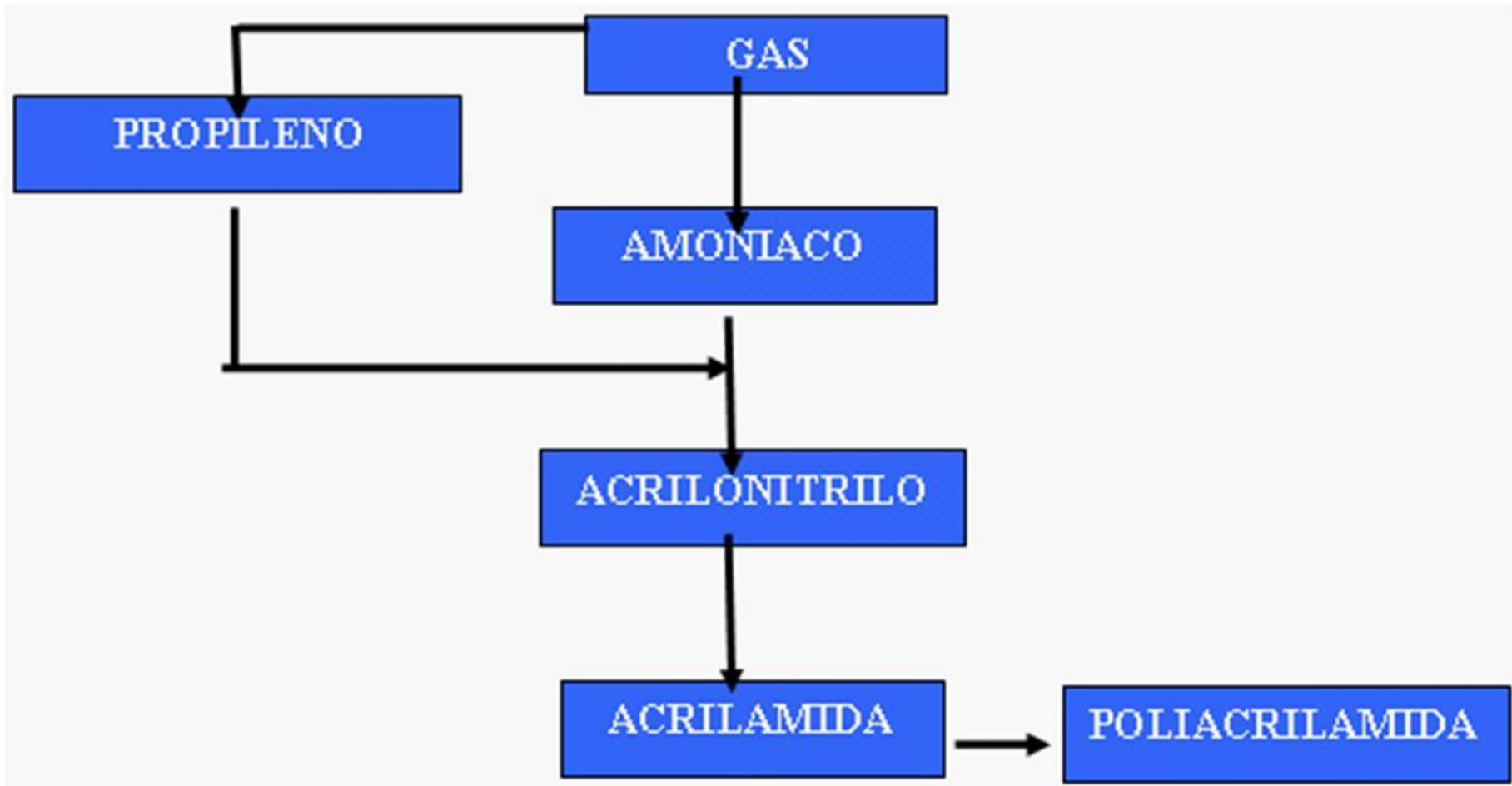
ANEXO 2.2 Eficiencia areal de barrido en la Inyección de Polímeros

La inyección de polímeros incrementa la eficiencia de barrido areal al viscosificar el agua y reducir el adedamiento.



FUENTE: Recuperación de petróleo mediante la inyección de polímeros. Máximo Relling – Amaury Marín. SNF FLOERGER

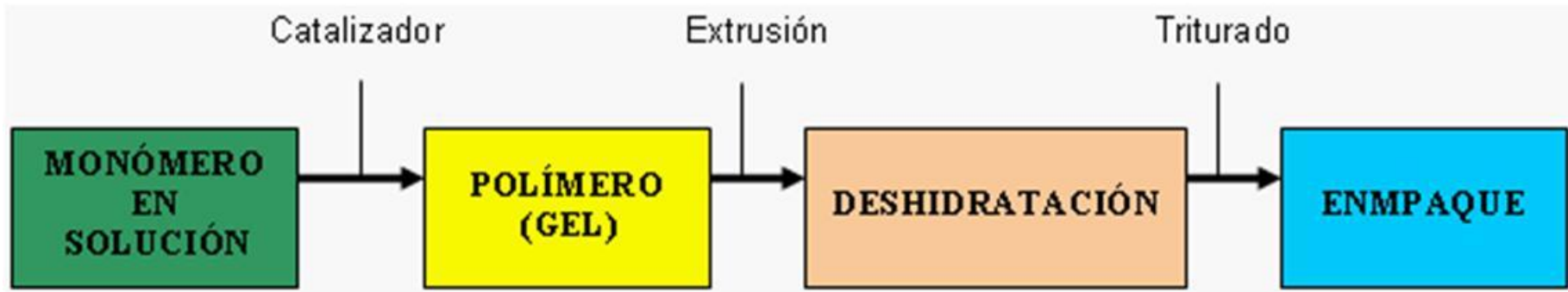
ANEXO 2.3 Infraestructura de Poliacrilamidas



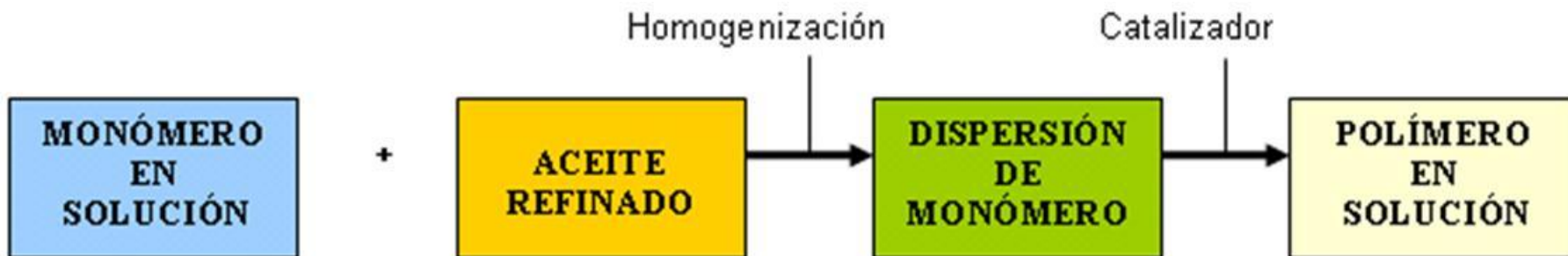
FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 2.4 Vías de Producción de Poliacrilamidas

Sólido

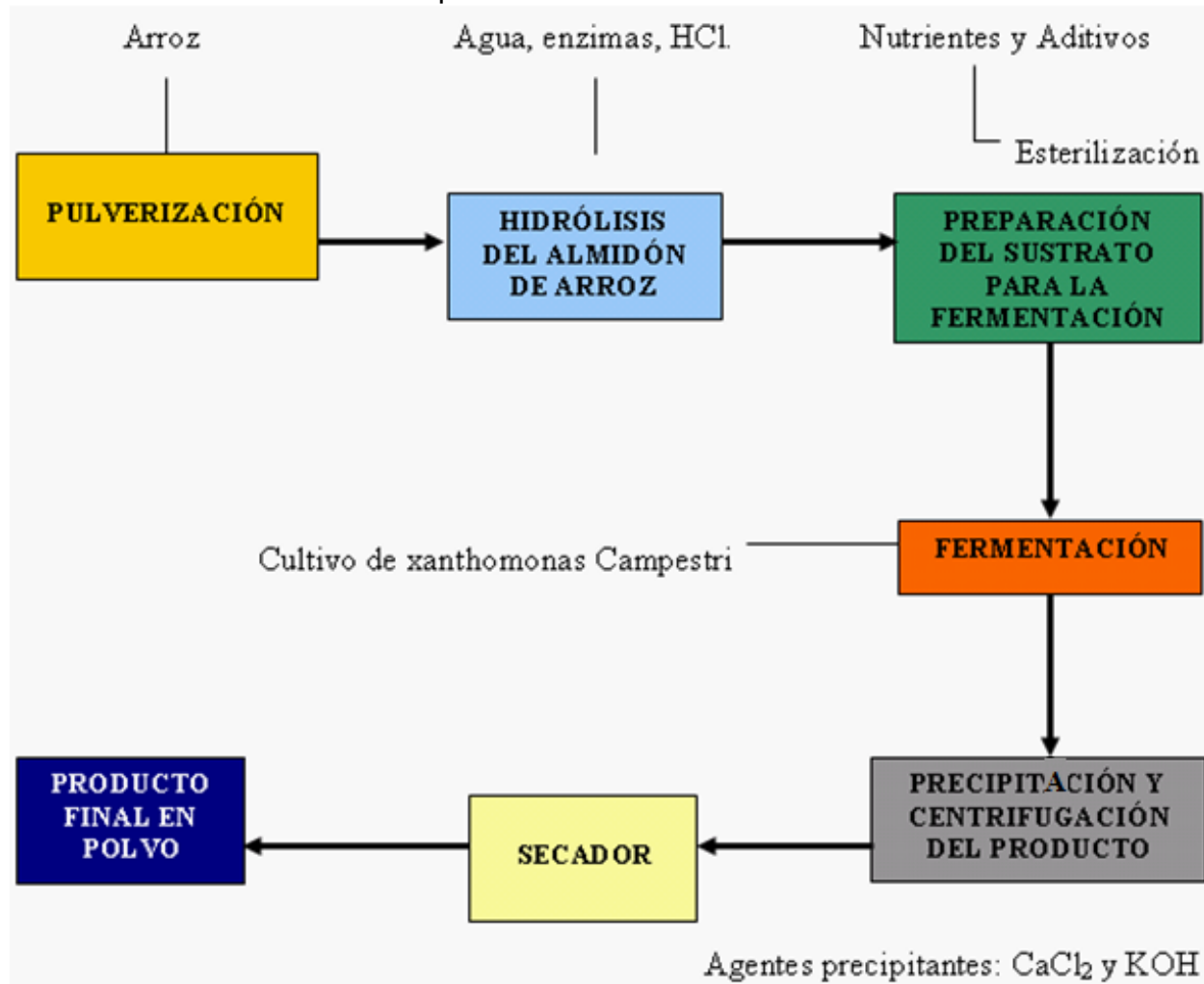


Líquido



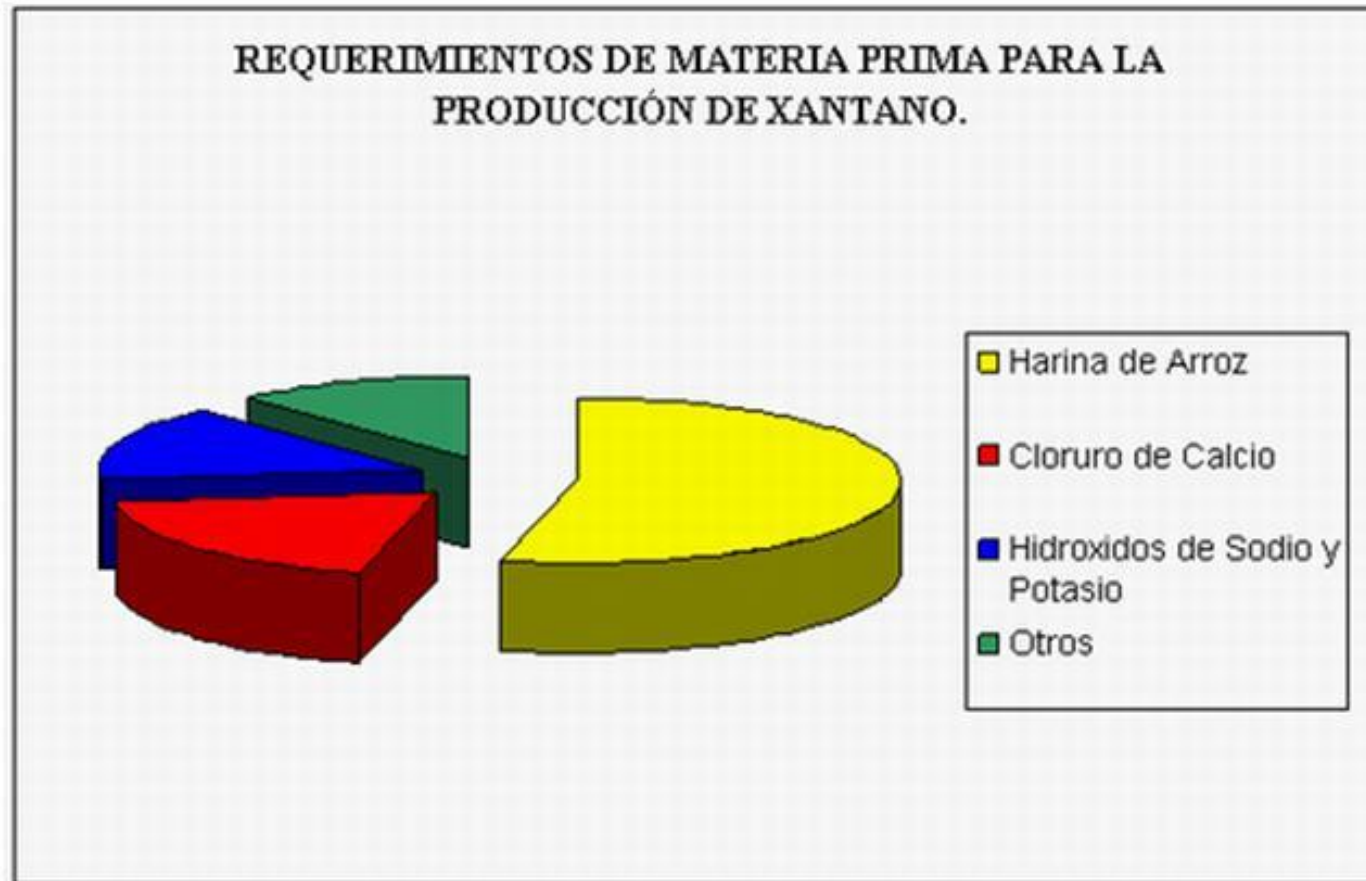
FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 2.5 Etapas en la Manufactura de Goma Xantano



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 2.6 Requerimientos de Materia prima para la Producción de Xantano



FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 2.7 Materia Prima para la Producción de Xantano

MATERIA	ESPECIFICACIÓN	PROCEDENCIA
Arroz	Tipo I Tipo II Tipo III Filipino	Turén Guanare Acarigua Calabozo
Xanthomonas Campestri	-----	Venezuela
Amilasa	-----	Dinamarca U.S.A. Curazao
Glucosa	Dextosa	Alemania China Contin U.S.A.
KOH	Sólido	U.S.A.
MgSO ₄	Cristalino 17 % Técnico monohidratado	U.S.A. Alemania Puerto Cabello
NO ₃ NH ₄	33.5 % de N grado de fertilizante	U.S.A. Canadá
CaCl ₂	-----	U.S.A.

FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 2.8 Materias Primas Necesarias para la producción de Acrilamida

MATERIAL	ESPECIFICACIÓN	PROCEDENCIA
Propileno	-----	El Tablazo
Amoníaco	Anhidro Grado refrigerado	Morón El Tablazo
Hidróxido de Sodio	Solución (50%) Escamas	El Tablazo
Archilamida	Sólida	U.S.A.
Urea	Técnica	Morón
Persulfato de Potasio	Técnico	U.S.A.
Bisulfito de sodio	Anhidro Solución (38%)	U.S.A.

ANEXO 2.9 Materias Primas Necesarias para la producción de Poliacrilamida

MATERIA	CANTIDAD REQUERIDA (%)
Persulfato de Potasio	0.2
Hidróxido de Sodio	10.1
Urea	0.6
Sulfato de Sodio	0.1
Nitrógeno	26
Archilamida	63

FUENTE: <http://www.monografias.com/trabajos44/inyeccion-polimeros/inyeccion-polimeros2.shtml>

ANEXO 3

A continuación se presentan las Tablas con las propiedades del polímero que fueron usadas en el CASO BASE.

ANEXO 3.1 Concentración del polímero en función del factor multiplicador de viscosidad

PLYVISC	
Cp (lb/Bls)	Fm
0	1
0,07	4
0,14	5
0,175	6
0,21	7
0,28	8
0,35	9
0,42	10
0,525	11
0,7	12

ANEXO 3.2 Adsorción del polímero para valores de concentración

PLYADS	
Pcl (lb/Bls)	Psc (lb/Bls)
0	0
0,07	0,00001
0,14	0,00001
0,175	0,00001
0,21	0,00001
0,28	0,00001
0,35	0,00001
0,42	0,00001
0,525	0,00001
0,7	0,00001

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 3.3 Concentración máxima de polímero y sal

PLYMAX	
Polymer (lb/Bls)	Sal (lb/Bls)
0,28	0

ANEXO 3.4 Propiedades Roca - Polímero

PLYMAX				
Sdpv (VP muerto)	RRF	ρ_r (lb/Bls)	Índice de Adsorción	$Ca_{m\acute{a}x}$ (lb/Bls)
0,16	1,5	1000	1	0,01

ANEXO 3.5 Valor del parámetro de mezcla

TLMIXPAR
Todd-Longstaff (ω) = 1

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4

A continuación se indican los valores de producción adicional de petróleo, agua y FR obtenidos para los tres casos: CASO BASE, CASO I, CASO II y CASO III.

ANEXO 4.1 Incrementos de producción

	Producción al 30/06/2013		Producción al 31/12/2031				
	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	BPPD	BAPD	Producción Adicional		Total de Agua inyectada (Bls)
					Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	
CASO BASE	10'880.893	9'755.039,5	38,25	84,83	3'964.024	2'227.511	-----
CASO I			169,38	464,88	4'716.187	1'218.532	2'079.849
CASO II			633,73	1512,49	7'613.991	7'239.420	10'598.778
CASO III					10'227.968	8'739.924	10'598.778

ANEXO 4.2 Factor de Recobro y Corte de Agua

	Ajuste al 30/06/2013		Al 31/12/2031			
	FR (%)	FW (%)	FR Adicional (%)	FR Final (%)	FW Final (%)	Petróleo (Bls)
CASO BASE	12,8	63,0	3,5	16,3	68,9	3'964.024
CASO I			4,7	17,5	73,4	4'716.187
CASO II			8,7	21,5	70,4	7'613.991
CASO III			12,3	25,1	65,9	10'227.968

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

Las siguientes Tablas especifican las variaciones más relevantes de las propiedades del polímero utilizadas en el análisis de sensibilidades.

ANEXO 4.3 Concentraciones del polímero (Cp)

Concentración del polímero (Cp)	
Cp (lb/Bls)	Ppm
0,035	100
0,070	200
0,105	300
0,140	400
0,175	500
0,210	600
0,280	800
0,350	1000
0,525	1500
0,700	2000
0,875	2500
1,050	3000

ANEXO 4.4 Adsorción isotérmica (Ca)

Adsorción Isotérmica Ca (lb/Bls)
0
0,00001
0,0001
0,01

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.5 Factor de resistencia residual (RRF)

Factor de resistencia residual (RRF)	
	4
	10

ANEXO 4.6 Parámetros de mezcla (ω)

TLMIXPAR	
	Todd-Longstaff (ω) = 0
	Todd-Longstaff (ω) = 1

ANEXO 4.7 Producción de petróleo y agua a diferentes concentraciones de polímero

Concentración (PPM)	FR (%)	FW (%)	Producción al 31/12/2031			
			Producción al 30/06/2013		Producción Acumulada	
			Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)
100	21,454	70,478	10'880.893	9'755.039,5	7'578.253	7'527.390
200	21,463	70,482			7'584.386	7'474.754
300	21,471	70,483			7'590.130	7'426.822
400	21,478	70,481			7'595.648	7'382.852
500	21,485	70,482			7'600.590	7'342.650
600	21,491	70,480			7'605.325	7'305.476
800	21,503	70,472			7'613.991	7'239.420
1500	20,977	69,818			7'231.627	6'202.667
2000	20,994	69,756			7'244.431	6'118.944
2500	20,999	69,673			7'248.167	6'030.278
3000	21,011	69,623			7'256.551	5'976.462

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.8A Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua a diferentes concentraciones

Producción al 30/06/2013				Inyección de solución Polimérica del 01/01/2014 al 30/06/2014						
Producción diaria		Producción Acumulada		Concentración (PPM)	Polímero Total utilizado (lb)	Polímero en solución (lb)		Total de solución polimérica (Bls)	Total de polímero adsorbido (lb)	
Petróleo (BPPD)	Agua (BAPD)	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)			Inicial	Final		Inicial	Final
822,65	1.313,360	10'880.893	9'755.039,5	100	47.232,94	8,04	5.063,45	1'349512,8	197,67	42.336,89
				200	90.742,32	16,03	9.755,57	1'296318,9	394,64	81.212,60
				300	131.017,02	23,98	14.114,10	1'247781,3	590,90	117.156,40
				400	168.477,58	31,89	18.147,85	1'203411,3	786,47	150.810,63
				500	203.531,47	39,76	21.980,16	1'163037	981,35	181.893,81
				600	236.411,13	47,59	20.418,14	1'125767,3	1.175,56	211.205,33
				800	296.765,78	63,13	32.217,94	1'059877,8	1.561,99	264.740,03
				1500	457.656,69	114,44	49.912,41	871.727,06	2.848,13	407.797,31
				2000	551.754,19	150,81	60.283,77	788.220,31	3.767,58	491.420,69
				2500	631.985,75	186,26	69.138,25	722.269,44	4.670,47	562.596,94
				3000	702.707,94	221,08	76.992,21	669.245,69	5.563,31	625.366,50

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.8B Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua para diferentes tamaños de baches

Concentración (PPM)	Inyección de solución Polimérica del 01/01/2014 al 30/06/2014				Producción durante desde el 01/01/2014 al 30/06/2014					
	Tasa de inyección de polímero (lb/día)		Tasa de inyección solución polimérica (Bls/día)		Producción de Petróleo (BPPD)		Producción de Agua (BAPD)		Producción Acumulada	
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)
100	293,67	292,19	8.390,58	8.348,43	796,75	1.031,62	1.262,83	2.008,40	342.248	648.775
200	586,25	557,89	8.375,13	7.969,87	803,17	1.023,82	1.268,40	1.969,37	340.507	640.618
300	877,78	800,65	8.359,83	7.625,30	817,12	1.016,56	1.283,88	1.935,91	338.932	633.291
400	1.168,25	1.023,82	8.344,69	7.313,00	819,27	1.009,51	1.318,21	1.907,36	337.480	626.768
500	1.457,69	1.228,70	8.329,69	7.021,19	822,15	1.003,47	1.378,64	1.881,69	336.123	620.696
600	1.746,11	1.418,53	8.314,85	6.754,94	794,39	1.009,86	1.268,35	1.857,79	334.851	607.080
800	2.319,96	1.757,36	8.285,59	6.276,31	796,72	999,31	1.262,83	1.816,26	332.543	597.477
1500	4.229,22	2.591,01	8.055,65	4.935,26	719,07	867,61	1.165,52	1.536,90	284.094	512.462
2000	5.593,74	3.041,56	7.991,06	4.345,09	717,12	854,79	1.165,49	1.494,51	281.377	501.772
2500	6.933,35	3.400,73	7.923,83	3.886,55	716,92	842,40	1.160,75	1.460,84	279.538	488.762
3000	8.257,74	3.697,23	7.864,52	3.521,17	716,59	833,43	1.160,71	1.433,74	277.794	482.071

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.8C Parámetros de la Solución Polimérica, Producción de petróleo y agua para diferentes tamaños de baches

Concentración (PPM)	Comportamiento de la solución polimérica del 01/07/2014 al 31/12/2031				Producción del 01/07/2014 al 31/12/2031						FR (%)	FW (%)
	Polímero en solución (lb)		Total de polímero adsorbido (lb)		Producción de Petróleo (BPPD)		Producción de Agua (BAPD)		Producción Acumulada			
	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Inicial	Final	Petróleo (BIs)	Agua (BIs)		
100	5.046,69	1.438,51	42.353,60	40.204,94	1.013,05	637,59	1.881,69	1.522,15	4'353704	9'569169,5	21,45	70,48
200	9.724,00	2.815,73	81.244,13	77.318,37	1.005,93	636,79	1.912,39	1.520,48	4'361578	9'524691	21,46	70,48
300	14.069,29	4.148,03	117.201,13	112.013,29	999,20	636,09	1.883,58	1.518,94	4'368897	9'484086	21,47	70,48
400	18.090,67	5.410,86	150.867,70	145.264,31	992,70	635,58	1.857,05	1.517,54	4'375867	9'446638,5	21,48	70,48
500	21.911,11	6.660,88	181.962,72	175.455,63	1.003,47	634,96	1.833,05	1.516,12	4'382166	9'412508,5	21,48	70,48
600	25.476,14	7.877,14	211.285,53	203.829,36	997,55	634,48	1.810,88	1.514,86	4'388173	9'388950,5	21,49	70,48
800	32.116,66	10.180,45	264.841,06	257.260,48	987,51	633,72	1.772,10	1.512,49	4'399147	9'332497,5	21,51	70,47
1500	49.765,46	17.303,36	407.944,19	412.898,59	859,09	588,53	1.536,90	1.361,38	4'065232	8'380759,5	20,98	69,82
2000	60.104,62	21.786,49	491.599,56	499.974,69	846,87	588,58	1.494,51	1.357,52	4'080753	8'307727	20,99	69,76
2500	68.931,48	25.953,60	562.803,25	577.219,31	834,98	588,16	1.460,84	1.351,27	4'086328	8'232070,5	21,00	69,67
3000	76.760,68	29.910,65	625.597,38	637.691,56	826,27	588,39	1.433,74	1.348,61	4'096456	8'184946	21,01	69,62

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.9A Producción de petróleo y agua a diferentes tamaños de baches

Meses	Período de Inyección	VP (fracción)	VPxppm	Polímero inyectado (LB)	Total de solución polimérica (Bls)	VP (fracción)	VP (%)	FR (%)	FW (%)
1	01/01/2014 - 31/01/2014	0,055	44,11	70206,664	250738,08	0,055	5,514	21,464%	70,460%
2	01/01/2014 - 28/02/2014	0,100	80,24	127707,44	456097,97	0,100	10,030	21,474%	70,461%
3	01/01/2014 - 31/03/2014	0,147	117,40	186844,84	667303,06	0,147	14,674	21,485%	70,461%
4	01/01/2014 - 30/04/2014	0,190	151,88	241734,25	863336,63	0,190	18,985	21,494%	70,468%
5	01/01/2014 - 31/05/2014	0,233	186,46	296765,78	1059877,80	0,233	23,307	21,483%	70,472%
6	01/01/2014 - 30/06/2014	0,274	219,25	348950,84	1246253,00	0,274	27,406	21,508%	70,481%
7	01/01/2014 - 31/07/2014	0,316	252,68	402165,03	1436303,60	0,316	31,585	21,464%	70,490%
8	01/01/2014 - 31/08/2014	0,357	285,79	454862,34	1624508,40	0,357	35,724	21,444%	70,502%
9	01/01/2014 - 30/09/2014	0,397	317,61	505500,56	1805359,10	0,397	39,701	21,425%	70,516%
10	01/01/2014 - 31/10/2014	0,438	350,32	557568,44	1991315,90	0,438	43,790	21,405%	70,532%
11	01/01/2014 - 30/11/2014	0,477	381,87	607784,31	2170658,30	0,477	47,734	21,386%	70,548%
12	01/01/2014 - 31/12/2014	0,518	414,39	659535,88	2355485,30	0,518	51,799	21,366%	70,569%
13	01/01/2014 - 31/01/2015	0,559	446,85	711196,38	2539987,00	0,559	55,856	21,346%	70,591%
14	01/01/2014 - 28/02/2015	0,595	476,14	757816,88	2706489,00	0,595	59,518	21,328%	70,613%
15	01/01/2014 - 31/03/2015	0,636	508,56	809409,44	2890748,00	0,636	63,570	21,308%	70,640%
16	01/01/2014 - 30/04/2015	0,675	539,93	859336,06	3069057,30	0,675	67,491	21,289%	70,668%
17	01/01/2014 - 31/05/2015	0,715	572,35	910943,63	3253370,00	0,715	71,544	21,269%	70,701%
18	01/01/2014 - 30/06/2015	0,755	603,75	960915,31	3431840,50	0,755	75,469	21,249%	70,734%
19	01/01/2014 - 31/07/2015	0,795	636,22	1012596,50	3616416,00	0,795	79,528	21,229%	70,771%
20	01/01/2014 - 31/08/2015	0,836	668,73	1064334,60	3801195,00	0,836	83,591	21,209%	70,812%
21	01/01/2014 - 30/09/2015	0,875	700,22	1114463	3980224,70	0,875	87,528	21,189%	70,853%
22	01/01/2014 - 31/10/2015	0,916	732,81	1166326,70	4165452,50	0,916	91,601	21,169%	70,900%
23	01/01/2014 - 30/11/2015	0,955	764,39	1216586,30	4344951,00	0,955	95,549	21,149%	70,948%
24	01/01/2014 - 31/12/2015	0,996	797,07	1268596,50	4530701,50	0,996	99,633	21,129%	71,001%
24 + 3 días	01/01/2014 - 03/01/2016	1,000	800,23	1273633,40	4548690,50	1,000	100,029	21,127%	71,007%

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.
ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

ANEXO 4.9B Producción de petróleo y agua a diferentes tamaños de baches

Producción al 30/06/2012		Producción al 31/12/2031				Total de Agua inyectada (Bls)	meses	Período de Inyección
Producción Acumulada		BPPD	BAPD	Producción Adicional				
Petróleo (Bls)	Agua (Bls)			Petróleo (Bls)	Agua (Bls)			
10'880.893	9'755.039,5	627,82	1518,76	7542967,50	6752129,00	250738,08	1	01/01/2014 - 31/01/2014
		629,00	1517,21	7557119,00	6877342,00	456097,97	2	01/01/2014 - 28/02/2014
		630,18	1515,33	7571297,05	7004572,00	667303,06	3	01/01/2014 - 31/03/2014
		631,36	1514,98	7585501,70	7122392,00	863336,63	4	01/01/2014 - 30/04/2014
		632,54	1513,3	7599733,00	7109054,57	1040791,82	5	01/01/2014 - 31/05/2014
		633,73	1512,49	7613991,00	7239420,00	1059877,8	6	01/01/2014 - 30/06/2014
		632,97	1510,10	7585195,00	7462662,00	1436303,60	7	01/01/2014 - 31/07/2014
		632,19	1509,03	7570742,00	7573846,00	1624508,40	8	01/01/2014 - 31/08/2014
		631,38	1508,18	7556849,00	7680576,00	1805359,10	9	01/01/2014 - 30/09/2014
		630,60	1507,29	7542466,00	7790106,00	1991315,90	10	01/01/2014 - 31/10/2014
		629,74	1506,52	7528598,00	7895586,00	2170658,30	11	01/01/2014 - 30/11/2014
		628,93	1505,89	7514212,00	8004360,00	2355485,30	12	01/01/2014 - 31/12/2014
		628,03	1505,27	7499783,00	8112776,00	2539987,00	13	01/01/2014 - 31/01/2015
		627,12	1504,87	7486746,00	8210714,00	2706489,00	14	01/01/2014 - 28/02/2015
		625,33	1504,54	7472260,00	8319066,00	2890748,00	15	01/01/2014 - 31/03/2015
		624,39	1504,30	7458209,00	8423932,00	3069057,30	16	01/01/2014 - 30/04/2015
		623,37	1504,21	7443631,00	8532306,00	3253370,00	17	01/01/2014 - 31/05/2015
		622,36	1504,20	7429479,00	8637232,00	3431840,50	18	01/01/2014 - 30/06/2015
		621,29	1504,33	7414818,00	8745726,00	3616416,00	19	01/01/2014 - 31/07/2015
		620,17	1504,56	7400091,00	8854324,00	3801195,00	20	01/01/2014 - 31/08/2015
		619,06	1504,91	7385798,00	8959514,00	3980224,70	21	01/01/2014 - 30/09/2015
		617,87	1505,41	7370992,00	9068310,00	4165452,50	22	01/01/2014 - 31/10/2015
		616,68	1505,99	7356613,00	9173688,00	4344951,00	23	01/01/2014 - 30/11/2015
		615,40	1506,76	7341736,00	9282694,00	4530701,50	24	01/01/2014 - 31/12/2015
615,27	1506,86	7340293,00	9293248,00	4548690,50	24 + 3 días	01/01/2014 - 03/01/2016		

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.

A continuación se indica la ubicación, los valores de producción adicional de petróleo, agua y FR obtenidos para los casos: CASO II y CASO III (POZOS PERFORADOS).

ANEXO 4.10 Completación usada para celdas de los pozos perforados

Pozos	Celda (X,Y)	Capa (Z)	DESCRIPCIÓN
POZOA	47,52	3 – 5	Productor
POZOB	46,63	4 – 6	Productor

ANEXO 4.11 Incrementos de producción – CASO II y CASO III

	Producción al 31/05/2013		Producción al 31/12/2031				
	Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	BPPD	BAPD	Producción Adicional		Total de Agua inyectada (Bls)
					Petróleo (Bls)	Agua (Bls)	
CASO II	10'880.893	9'755.039,5	980,81	1.998,09	7'613.991	7'239.420	10'598.778
CASO III			633,73	1.512,49	10'227.968	8'739.924	10'598.778

ANEXO 4.12 Factor de Recobro y Corte de Agua– CASO II y CASO III

	FR Modelo Ajustado (%)	FW Modelo Ajustado (%)	FR Adicional (%)	FR Final (%)	FW Final (%)
CASO II	12,8	63,0	8,7	21,5	70,4
CASO III			12,3	25,1	65,9

FUENTE: Archivo Técnico de la Empresa. Departamento de Yacimientos.

ELABORADO POR: J. Jessenia Rojas.



ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEOS

ORDEN DE EMPASTADO

De acuerdo a lo estipulado en el artículo 83 del Reglamento del Sistema de Estudios de las Carreras de Formación Profesional y de Postgrados, aprobado por el Consejo Politécnico en sesión del 16 de agosto del 2011 y una vez verificado el cumplimiento del formato de presentación establecido, se autoriza la impresión y encuadernación final del Proyecto de Titulación presentado por la señorita JESÚS JESSENIA ROJAS CASTILLO.

Fecha de autorización: Quito, 21 de Octubre del 2013


.....
ING. VINICIO MELO
DECANO DE LA FACULTAD

