

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

**ESTUDIO DEL MONITOREO DEL PROYECTO DE INYECCIÓN DE
AGUA EN EL CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO (MDC).**

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

ESTEBAN ALEXANDER SALGADO GALLO
tebanalex@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, mayo 2016

DECLARACIÓN

Yo Esteban Alexander Salgado Gallo, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentada 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 mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

Esteban Alexander Salgado Gallo

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Esteban Alexander Salgado Gallo, bajo mi supervisión.

Ing. Raúl Valencia, M.sc

DIRECTOR DEL PROYECTO

CONTENIDOS

¡Error! Marcador no definido.

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1: Ubicación del campo	1
Figura 1.2: Orientación de la estructura del campo MDC	3
Figura 1.3: Sección estructural estratigráfica.	4
Figura 1.4: Columna estratigráfica generalizada	5
Figura 1.5: Sedimentología MDC 12 arenisca U	9
Figura 1.6: Descripción de facies de la arena T	12
Figura 1.7: Registro del pozo MDC12 empate de la curva porosidad al núcleo	17
Figura 1.8: Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua, Arenisca U	18
Figura 1.9: Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua, Arenisca T	19

Figura 1.10: Presión Capilar Petróleo/Agua, Arenisca U.....	20
Figura 1.11: Presión Capilar Petróleo/Agua, Arenisca T	20
Figura 1.12: Presión vs tiempo arena U	23
Figura 1.13: Presión vs tiempo arena T	24
Figura 2.1: Tipos de empuje en los yacimientos	28
Figura 2.2: Diferentes tipos de arreglos de pozos	32
Figura 2.3: Perfil de saturación de agua.....	38
Figura 2.4: curva de flujo fraccional ampliada	38
Figura 2.5: Gráfico mostrando el área horizontal barrida a diferentes tiempos	41
Figura 2.6: Avance del agua en un sistema con permeabilidades orientadas en sentido decreciente de arriba abajo	42
Figura 2.7: Principales características de cada fase de inyección	43
Figura 2.8: Grafica de Hall que ilustra cambio de la pendiente.	57
Figura 2.9: Gráficas de Chang	59
Figura 2.10: Esquema del bombeo electrosumergible	60
Figura 2.11: Ejemplo de gráficos ABC	62
Figura 2.12: Representación del movimiento de los fluidos en el modelo streamline y en el modelo de diferencias finitas	68
Figura 2.13: Asignación de streamline entre pozos, pares de pozos y grupo de pozos	72
Figura 2.14: Cálculo de la eficiencia del pozo inyector P9-7	75
Figura 3.1: Zonas de referencia para aplicación del método homogéneo y heterogéneo	77
Figura 3.2: Curva de flujo fraccional para la arena U	78
Figura 3.3: Curva de flujo fraccional para la arena T.....	79
Figura 3.4: Cambio de salinidad en el pozo MDC-11U	79
Figura 3.5: Cambio de salinidad en el pozo MDC-1T.....	80
Figura 3.6: Comparación para la arena U MDC-12U y MDC-11U.....	82
Figura 3.7: Comparación para la arena T MDC-12U y MDC-1T.....	83
Figura 3.8: Ejemplo de un campo con influencia directa de la inyección	84
Figura 3.9: Ejemplo de un campo con influencia directa del acuífero	85

Figura 3.10: Ejemplo de un campo con influencia parcial del acuífero.....	86
Figura 3.11: Ubicación de pozos / Zona de influencia de los inyectores	87
Figura 3.12: ABC-PLOT ARENISCA U	104
Figura 3.13: ABC-PLOT ARENISCA U	105
Figura 3.14: WAF-PA setiembre 2015 arena U	111
Figura 3.15: WAF-PA setiembre 2015 arena T	112
Figura 3.16: WAF-IA setiembre 2015 arena U	114
Figura 3.17: WAF-IA setiembre 2015 arena T	115
Figura 3.18: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-2 reservorio U.....	117
Figura 3.19: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-2 reservorio T	118
Figura 3.20: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-7 reservorio U.....	119
Figura 3.21: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-7 reservorio T	120
Figura 3.22: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-12 reservorio U.....	121
Figura 3.23: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-12 reservorio T	122
Figura 3.24: Eficiencia de los pozos inyectores.....	123

INDICE DE TABLAS

Tabla 1.1: Análisis de núcleos.....	7
Tabla 1.2: Descripción de facie 1	10
Tabla 1.3: Descripción de facie 2	10
Tabla 1.4 : Descripción de facie 3	11
Tabla 1.5: Descripción de facie 4	11

Tabla 1.6: Descripción de facie 1	14
Tabla 1.7: Descripción de facie 2	14
Tabla 1.8: Descripción de facie 3	15
Tabla 1.9: Parámetros petrofísicos promedio para los reservorios U inferior y T inferior	16
Tabla 1.10: Resumen de resultados para arena U y T	18
Tabla 1.11: Resultado de los análisis PVT	21
Tabla 1.12: Cálculo de reservas y factor de recobro	25
Tabla 2.1: Método de predicción relacionados primordialmente con la heterogeneidad del yacimiento.....	46
Tabla 3.1: Pozos influenciados por cada inyector	88
Tabla 3.2: Análisis del gráfico de Chan en cada zona de influencia.....	91
Tabla 3.3: Salinidades de los pozos productores de la arenisca U según su zona de influencia	106
Tabla 3.4: Acumulados de la arena U	107
Tabla 3.5: Salinidades de los pozos productores de la arenisca U según su zona de influencia	108
Tabla 3.6: Acumulados de la arena T.....	108
Tabla 3.7: WAF-PA septiembre 2015 arena U	110
Tabla 3.8: WAF-PA septiembre 2015 arena T.....	110
Tabla 3.9: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-2U	117
Tabla 3.10: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-2T	118
Tabla 3.11: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-7U	119
Tabla 3.12: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-7U	120
Tabla 3.13: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-12U	121

Tabla 3.14: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-12T	122
Tabla 3.15: Criterios para controlar el índice de taponamiento	124
Tabla 5.1: Resumen de resultados de la arenisca U	137
Tabla 5.2: Resumen de resultados de la arenisca T	138

ÍNDICE DE ANEXOS

Anexo 1: Mapa Estructural Tope Arenisca U Inferior	143
Anexo 2: Mapa Estructural Tope Arenisca T Inferior	144
Anexo 3: Ensayos petrofísicos arena U	145
Anexo 4: Ensayos petrofísicos arena T	146
Anexo 5: Petrofísica por pozo arena U inferior	147
Anexo 6: Petrofísica por pozo arena T inferior canal inferior	148
Anexo 7: Petrofísica por pozo arena T inferior canal superior	149
Anexo 8: Ejemplo de presión Intake	150

Anexo 9: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 2U	151
Anexo 10: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 2T	152
Anexo 11: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 7U	153
Anexo 12: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 7T	154
Anexo 13: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 12U	155
Anexo 14: Petróleo producido vs VRR zona de influencia MDC- 12T	156
Anexo 15: Gráfico de Hall MDC-2U	157
Anexo 16: Gráfico de Hall MDC-2T	158
Anexo 17: Gráfico de Hall MDC-7U	159
Anexo 18: Gráfico de Hall MDC-7T	160
Anexo 19: Gráfico de Hall MDC-12U	161
Anexo 20: Gráfico de Hall MDC-12T	162
Anexo 21: Gráfico de Hall MDC-23U	163
Anexo 22: Gráfico de Hall MDC-23T	164
Anexo 23: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-2U	165
Anexo 24: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-2U y MDC-7U	166
Anexo 25: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-2T	167
Anexo 26: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-2T y MDC-7T	168
Anexo 27: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7U y MDC-12U	169
Anexo 28: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7U	170
Anexo 29: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7U y MDC-12U	171
Anexo 30: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7U	172
Anexo 31: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7U	173
Anexo 32: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7T	174
Anexo 33: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-7T y MDC-12T	175
Anexo 34: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-12U	176
Anexo 35: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-12U	177
Anexo 36: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-12U	178
Anexo 37: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-12T	179
Anexo 38: Gráfico de Chan pozo influenciado por MDC-12T	180

Anexo 39: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-2U	181
Anexo 40: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-2T	182
Anexo 41: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-7U	183
Anexo 42: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-7T	184
Anexo 43: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-12U.....	185
Anexo 44: PWF @ PROFUNDIDAD DE REFERENCIA ZONA DE INFLUENCIA DE MDC-12T	186
Anexo 45: Caudal y presión de inyección MDC-12 UI.....	187
Anexo 46: Comportamiento productivo pozo MDC-1 UI.....	188
Anexo 47: Comportamiento productivo pozo MDC-10 UI.....	189
Anexo 48: Comportamiento productivo pozo MDC-11 UI.....	190
Anexo 49: Comportamiento productivo pozo MDC-14 UI.....	191
Anexo 50: Caudal y presión de inyección MDC-02 UI.....	192
Anexo 51: Comportamiento productivo pozo MDC-06 UI.....	193
Anexo 52: Caudal y presión de inyección MDC-07 UI.....	194
Anexo 53: Comportamiento productivo pozo MDC-09 UI.....	195
Anexo 54: Comportamiento productivo pozo MDC-15 UI.....	196
Anexo 55: Comportamiento productivo pozo MDC-17 UI.....	197
Anexo 56: Comportamiento productivo pozo MDC-20 UI.....	198
Anexo 57: Comportamiento productivo pozo MDC-22 UI.....	199
Anexo 58: Caudal y presión de inyección MDC-12 TI	200
Anexo 59: Comportamiento productivo pozo MDC-13 TI	201
Anexo 60: Comportamiento productivo pozo MDC-19 TI	202
Anexo 61: Caudal y presión de inyección MDC-02 TI	203
Anexo 62: Comportamiento productivo pozo MDC-05 TI	204
Anexo 63: Caudal y presión de inyección MDC-07 TI	205

Anexo 64: Comportamiento productivo pozo MDC-04 TI	206
Anexo 65: Comportamiento productivo pozo MDC-08 TI	207
Anexo 66: Mapa de salinidades de la arenisca U campo MDC, septiembre 2015 ..	208
Anexo 67: Mapa de %BSW de la arenisca U campo MDC, septiembre 2015	209
Anexo 68: Mapa de burbuja de la arenisca U campo MDC, septiembre 2015	210
Anexo 69: Mapa isobárico de la arenisca U campo MDC, septiembre 2015	211
Anexo 70: Mapa de salinidades de la arenisca T campo MDC, septiembre 2015...	212
Anexo 71: Mapa % BSW de la arenisca T campo MDC, septiembre 2015	213
Anexo 72: Mapa de burbuja la arenisca T campo MDC, septiembre 2015	214
Anexo 73: Mapa isobárico de la arenisca T campo MDC, septiembre 2015	215
Anexo 74: Índice de taponamiento del agua de inyección MDC	216
Anexo 75: Facilidades de superficie para la inyección en MDC	217
Anexo 76: Diagrama de Completación Pozo Inyector – Areniscas U Inferior y T Inferior, MDC - 12	218
Anexo 77: Diagrama de Completación Pozo Inyector – Areniscas U Inferior y T Inferior, MDC – 2	219
Anexo 78: Diagrama de Completación Pozo Inyector – Areniscas U Inferior y T Inferior, MDC – 23	220
Anexo 79: Diagrama de Completación Pozo Inyector – Areniscas U Inferior y T Inferior, MDC - 7	221

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realiza un estudio integral del proyecto de inyección con el uso de los métodos convencionales y no convencionales como: relación VVR, gráficas de producción e inyección, gráficas de Hall y Chang, seguimiento de datos de presión de fondo, mapeos de propiedades de reservorio, estimación de eficiencias de barrido, simulación matemática de reservorios y simulación de líneas de flujo en el campo MDC que se encuentra ubicado al Sur-Este del campo Sacha en la región amazónica . Actualmente se encuentran perforados 24

pozos de los cuales 19 están en producción, 4 son pozos inyectoros y 1 pozo productor de agua para abastecer el sistema de inyección. Los principales yacimientos productores son Napo U, Napo T y en menor grado Hollín.

En el primer capítulo se describe el campo, los reservorios U y T, y la información general del campo como la geología, propiedades de la roca, petrofísica, propiedades del sistema roca y fluido, propiedades del fluido, POES y factor de recobro entre otras.

El segundo capítulo presenta la teoría de los métodos de monitoreo convencionales y de las líneas de flujo streamlines.

El tercer capítulo muestra la aplicación de los métodos antes mencionados en el campo MDC.

En el cuarto capítulo se analizan los resultados obtenidos del tercer capítulo, los cuales muestran que la inyección de agua en el campo MDC ayuda a mantener la presión en los yacimientos U y T y se implementa un plan de monitoreo para el campo.

Y, el último capítulo muestra las conclusiones y recomendaciones del estudio.

PRESENTACIÓN

La inyección de agua es un método de recuperación secundaria que tiene como objetivo mantener la energía del reservorio, y cuyo monitoreo ya sea por métodos convencionales como: gráficos de control de agua, relación VRR entre otros, o por métodos no convencionales como las streamlines, es importante para la optimización de recursos y la obtención de mejores resultados.

El sistema de inyección de agua implementado en el campo MDC en los yacimientos U y T a partir de mayo del 2010 ha logrado incrementar la presión de reservorio y recuperar hasta la fecha cerca de 1.5 MMBLS de petróleo. Estos buenos resultados son efecto de un adecuado monitoreo que constantemente requiere ser actualizado y optimizado. Este estudio permitirá mejorar el plan de monitoreo actual e incluir la aplicación de las técnicas no convencionales como la simulación de líneas de flujo.

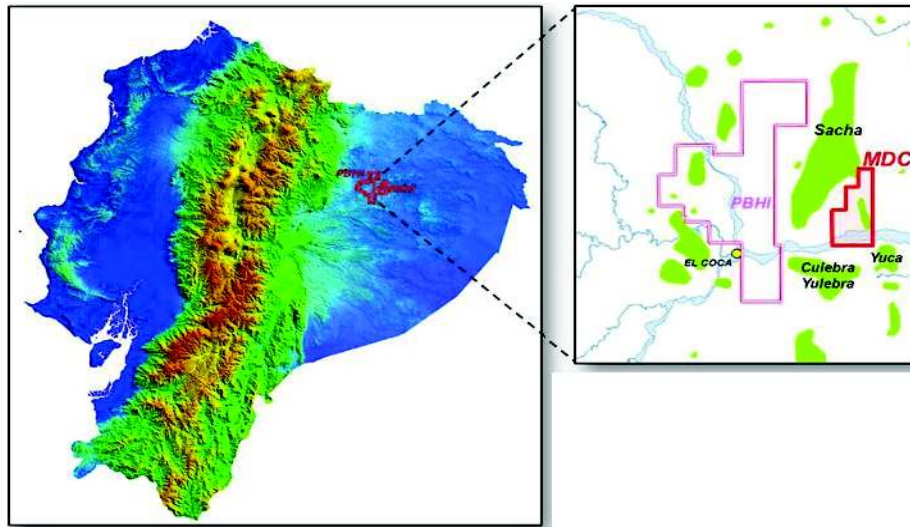
CAPÍTULO I

1. DESCRIPCIÓN DEL CAMPO Y DE LOS RESERVORIOS U Y T

El campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) está ubicado en el centro norte de la Cuenca Oriente, al Este del Campo Sacha, al norte del campo Culebra - Yulebra y aproximadamente a 20 Km al Este de la ciudad del Coca en la provincia de Francisco de Orellana en la región amazónica ecuatoriana (figura 1.1).

El campo MDC inició su producción en febrero de 1998 y actualmente produce 8600 barriles de petróleo por día, con una producción acumulada de 51,7 millones de barriles. Hasta septiembre del 2015 se han perforado un total de 24 pozos de los cuales 19 están en producción, 4 son pozos inyectoros y 1 es pozo productor de agua para abastecer el sistema de recuperación secundaria implementado en el campo. Los principales yacimientos productores son Napo U, Napo T y Hollín superior.

Figura 1.1: Ubicación del campo



Fuente: (Enap-Sippec, 2006)
Elaborado por: Departamento de Producción

1.1 GEOLOGÍA Y ESTRATIGRAFIA

Desde el punto de vista geológico, el Campo MDC constituye una estructura anticlinal alargada con un eje orientado en sentido próximo N-S, afectado por un sistema de fallamiento inverso principal de orientación aproximada N-S. Este sistema de fallas está cortado por un sistema de fallamiento de rumbo dextral de orientación aproximada NNE-SSW que segmenta al sistema principal (figura 1.2).

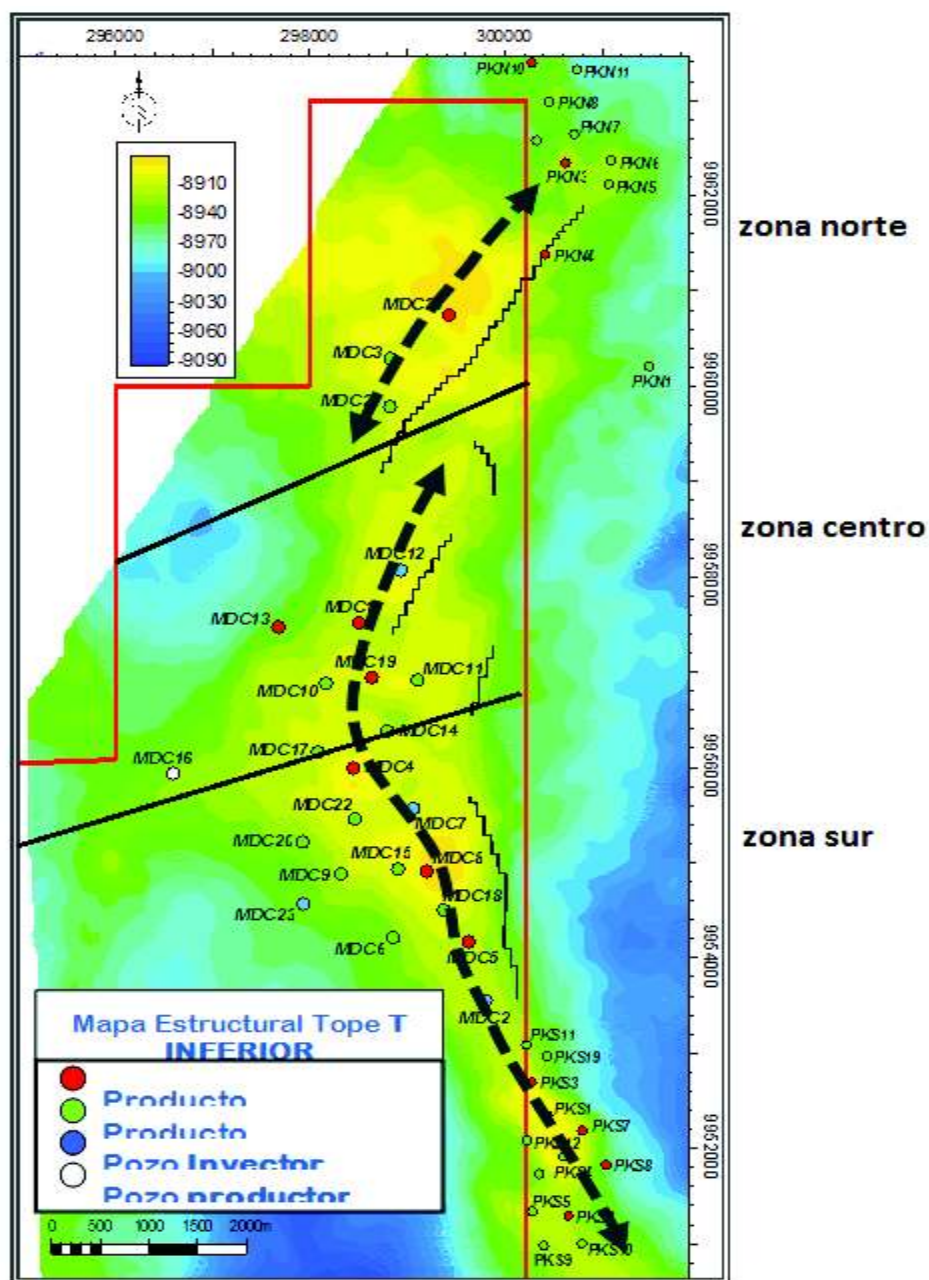
En base a la interpretación del cubo sísmico 3D y a la información de pozos perforados se obtuvieron los distintos mapas estructurales al tope de los principales reservorios, presentados en los (Anexos 1 y 2), los mapas corresponden a las Arenisca U Inferior y Arenisca T Inferior que son los reservorios de interés en este estudio.

En la fig. 1.3 Se muestran las correlaciones estructurales en sentido norte – sur y este – oeste del campo. Para un mejor análisis se ha dividido el campo en tres zonas: zona norte(MDC-3,MDC-21,MDC-24), zona centro (MDC-12,MDC-13,MDC-1,MDC-10,MDC-19,MDC-11,MDC-16,MDC-17,MDC-14) y zona sur (MDC-4,MDC-22,MDC-7,MDC-20,MDC-15,MDC-8,MDC-9,MDC-18,MDC-23,MDC-6,MDC-5 y MDC-2). Se puede observar que la arenisca U tiene un excelente desarrollo de arena y continuidad areal y vertical a lo largo del campo, especialmente en la zona centro, (MDC-12, 1,19, 4,22) y sur (MDC-5ST, MDC-2), perdiendo espesor hacia la zona norte (MDC-24).

Para el caso de la arenisca T, esta tiene un comportamiento menos continuo mostrando un comportamiento más estratigráfico y se puede identificar dos cuerpos arenosos dentro de la zona T inferior (TI1 y TI2) separados por una intercalación de lutitas presente a lo largo del campo. La arenisca TI1 es la de mayor potencial productivo, ubicada más hacia la base, muestra espesores bajos al norte (MDC-24), un buen desarrollo en la zona centro (MDC-12, 1, 19), pierde características en la zona centro sur (MDC-4, 22) y vuelve a mostrar desarrollo hacia el sur de la

estructura (MDC-5ST, 2). La arenisca TI2 de menores características no tiene desarrollo al norte (MDC-24) y sus mejores espesores están en la zona centro (MDC-12) y sur de la estructura (MDC-2).

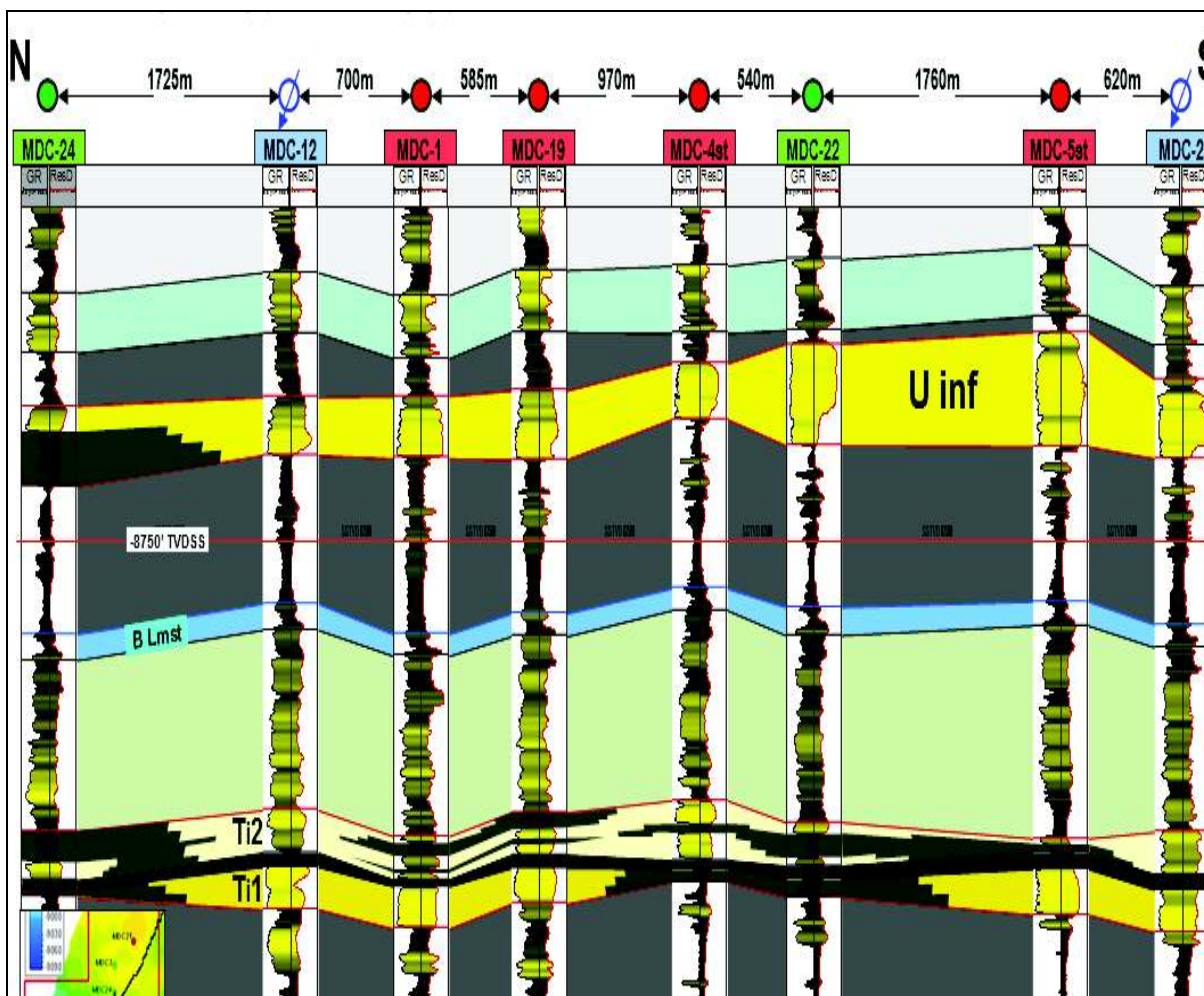
Figura 1.2: Orientación de la estructura del campo MDC



Fuente: (Enap-Sipac, 2006)

Elaborado por: Departamento de producción

Figura 1.3: Sección estructural estratigráfica.



Fuente: (Enap-Sipac, 2010)

Elaborado por: Departamento de producción

El campo MDC se ajusta a la columna estratigráfica generalizada para la cuenca (figura 1.4) y una descripción litológica de los principales reservorios del campo se muestra a continuación.

Figura 1.4: Columna estratigráfica generalizada

ERA	PERIODO	EPICA	FORMACION	MIEMBRO	LITOLOGIA	PROFUNDIDAD (ft)	DESCRIPCION LITOLOGICA		
C E N O Z O I C O	T E R C I A R I O	MIO - PLIOGENO	INDIFERENCIADO			1000'	ARENISCA DE GRAND FINO A MEDIO		
						2000'	ARCILLOLITAS DE COLOR CAFE ROJIZO		
						3600'	ARENISCA DE GRAND FINO		
				DLIGOCENO	DRTEGUAZA			5420'	ARCILLOLITAS DE COLOR ROJO VIOLETA LUTITAS GRIS VERDOSAS ARENISCA OZ. DE GRAND FINO
				EODCENO		TIYUYACU SUPERIOR		6340'	INTERCALACIONES DE ARENISCAS DE GRAND FINO A MEDIO
			TIYUYACU		TIYUYACU INFERIOR		6610'	LIMOLITA COLOR CAFE ROJIZO ARCILLOLITAS DE COLOR ROJO VIOLETA ARENISCA OZ. DE GRAND FINO	
				PALEOCENO	TENA			8000'	CONGLOMERADO CUARZOSO, CHERT DE COLOR GRIS ARCILLOLITA CAFE ROJIZA, CAFE OSCURO COLOR CHOCOLATE, CAFE AMARILLENTO CALIZAS
		M E S O Z O I C O	C R E T A C I O	CENOZOIC - MAESTRICH	NAPO	ARENISCA M1		8730'	ARENISCA OZ.
						CALIZA M1		8980'	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS
						CALIZA M2		9200'	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS
CALIZA A						9315'	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS		
U. SUPERIOR						9410'			
ARENISCA U. U. INFERIOR						9490'	ARENISCA OZ.		
CALIZA B						9550'			
T. SUPERIOR						9640'	CALIZA		
ARENISCA T. T. INFERIOR						9660'			
LUTITA NAPO BASAL						9750'	ARENISCA OZ.		
APT	HOLLIN	HOLLIN PRINCIPAL			9810'	LUTITAS GRISES OSCURAS Y CALIZAS			
					9910'	ARENISCA OZ. GLAUCONITICA			
					9970'	ARENISCA OZ.			
PRECRETACIO									

Fuente: (Enap-Sipac, 2006)
Elaborado por: Departamento de producción

1.1.1 DESCRIPCIÓN LITOLÓGICA DE LAS FORMACIONES TENA, NAPO, HOLLÍN

Formación Tena: Constituida por arcillolitas predominantemente de color café, gris amarillento, firmes a moderadamente duras, localmente sub-laminadas, micro-micáceas y con inclusiones de granos de cuarzo gradando a limolitas de color café oscuro, moderadamente firmes a firmes, micro-micáceas con inclusiones arenosas con cemento ligeramente calcáreo.

Son depósitos continentales correspondientes al Paleoceno. Hacia la base y en casi toda la cuenca oriental se ha formado una arenisca la llamada “Arenisca Basal Tena” producto de la erosión, depositación e irregularidad de la superficie de la formación Napo y corresponde a la edad: Maestrichiano Inferior-Paleoceno.

Formación Napo: Está conformada, del tope a la base, por varias secuencias y consiste de alternancias de lutitas, calizas y areniscas. Al tope lutitas de color gris claro, levemente calcárea, intercalada con calizas de color blanco a gris. Subyaciendo a la secuencia anterior se presenta un nivel calcáreo (caliza "A" del Turoniano inferior a medio) intercalada con pequeños niveles de lutitas. Bajo la caliza "A" se presenta una secuencia alternada de lutitas, areniscas que corresponden a la zona de la “Arenisca U” (Cenomaniano Inferior a Medio). La Arenisca U, está separada por una secuencia de lutitas basales y de la “Caliza B” de la denominada “Arenisca T”. La Arenisca T está constituida básicamente de cuarzo, feldespatos, glauconita, micas, materia orgánica carbonosa. Esta arenisca tiene una edad Albiano Superior - Cenomaniano Inferior (Jaillard et al, 1997).

Formación Hollín: Arenisca cuarzosa sub-translúcida a cristalina de grano fino a medio, con glauconita de origen marino en el tope e intercalaciones limosas hacia el techo. En la parte media e inferior corresponde en Areniscas cuarzosas de origen continental. Esta Formación corresponde a una edad Aptiano Medio a Albiano Medio -Tardío (Jaillard et al, 1997).

1.2 DESCRIPCIÓN PETROFÍSICA DE LOS RESERVORIOS

Para entender el comportamiento productivo del campo, es importante iniciar caracterizando los reservorios a través del análisis de las propiedades de la roca, fluidos y sistema roca – fluido, para lo cual se utiliza especialmente la información disponible de campo y de pozos (correlaciones, análisis de núcleos, registros eléctrico y evaluación petrofísica, estudios PVT, etc.). Es importante indicar que como el objetivo del presente estudio es analizar los reservorios U y T, la revisión de la información se enfocará en estos dos reservorios.

1.2.1 PROPIEDADES DE LA ROCA

Para el análisis de las propiedades de la roca se han revisado los estudios convencionales de núcleos disponibles para el campo (Tabla 1.1).

Tabla 1.1: Análisis de núcleos

Pozo	Reservorio	Fecha	Laboratorio
MDC-3	Napo U	jun-03	Schlumberger
MDC-1	Napo T	feb-00	Petro Producción
MDC-12	Napo U	feb-08	LCV
MDC-12	Napo T	feb-08	LCV

Fuente: (Enap-Sippec, 2007)

Elaborado por: Esteban Salgado

Para realizar un análisis más detallado, se ha considerado el estudio convencional de núcleos del pozo MDC-12, ya que constituye un pozo representativo del campo y posee información completa de estos análisis. A continuación se presenta un

resumen de los estudios sedimentológicos y petrofísicos realizado en el pozo MDC-12 para los reservorios Napo U y Napo T, para lo cual se analizará el perfil sedimentológico del reservorio, la descripción de las facies presentes y los ensayos petrofísicos realizados en cada muestra.

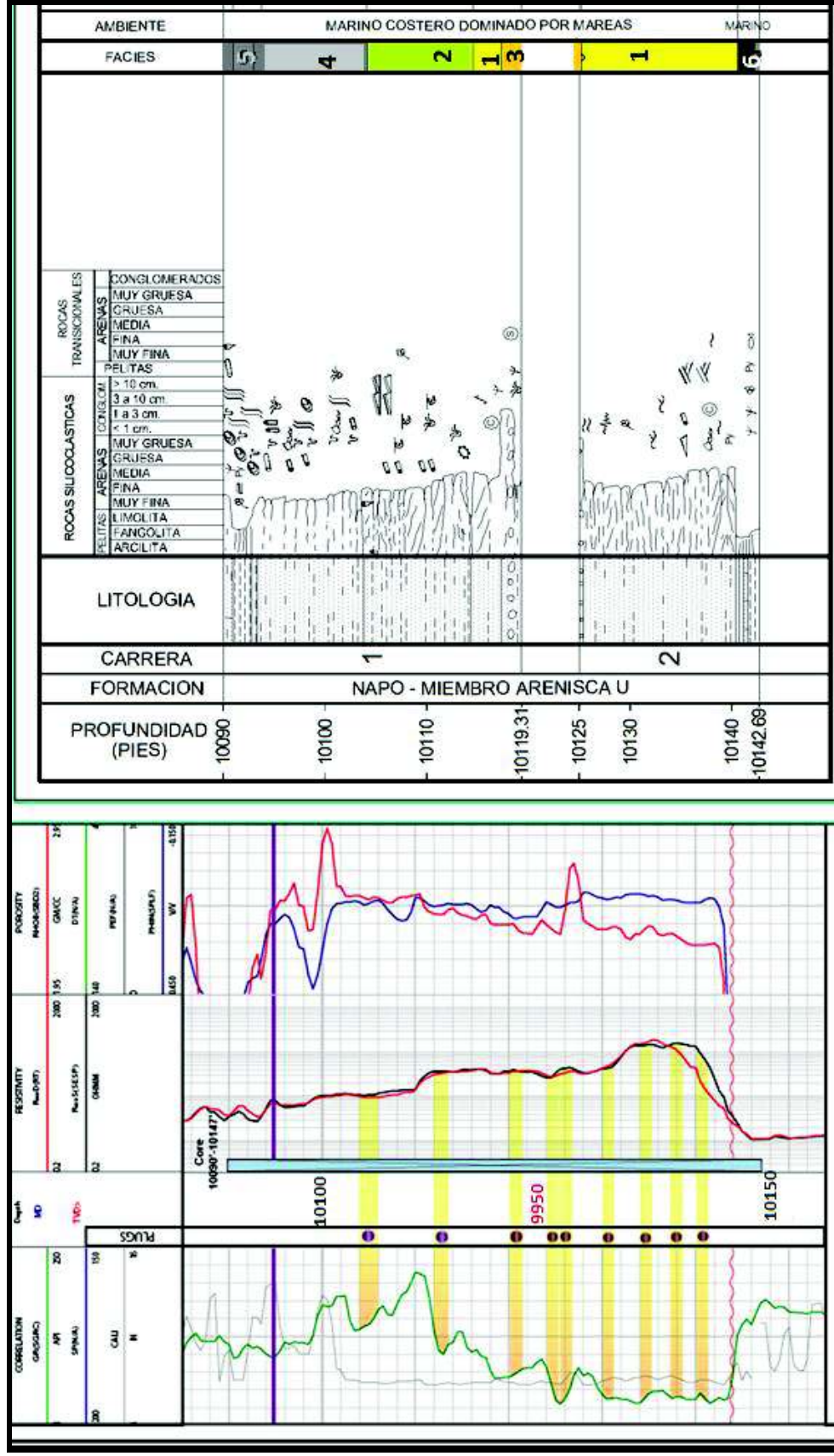
La figura 1.5 muestra el set de registros eléctricos y el perfil sedimentológico para de la arenisca U inferior. En el primer track se presenta el registro gamma ray en el segundo los registros de profundidad, en el tercero los registros de resistividad inductiva y en el último los registros de porosidad (densidad y neutrón). Adicionalmente, se presenta el perfil sedimentológico, que indica la edad de la formación, la litología, sedimentología y definición de facies para el núcleo de esta zona.

Por medio de registros eléctricos determinaron que el tope del reservorio U en el pozo MDC-12 es de 10110 MD / 9538 TVD pies y la base de 10143 MD / 9571TVD pies con un espesor total aproximado de 34 pies. El registro de resistividad y porosidad muestran hacia la base una arenisca de mejor calidad con valores bajos de gamma ray, una resistividad de 120Ω y una porosidad del 15 %.

El perfil sedimentológico indica que se trata de una arenisca cuarzosa con incrustaciones lutíticas con un ambiente de depositación marino costero dominado por mareas. Las facies identificadas en este intervalo serán clasificadas y descritas más adelante.

Durante la perforación la empresa encargada tomo dos cores a la profundidad de 10090 -10119(pies) y 1025-10142 (pies) y se realizaron ensayos petrofísicos en condiciones standard sobre 44 muestras horizontales (anexo 3) en las que se midieron densidad, porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos y 14 muestras verticales donde se midió la permeabilidad. Del estudio sedimentológico se distinguen 6 facies de las cuales para efecto de este estudio se definieron 3 como facies reservorio, (facie 1, facie 2, facie 3) y el resto se agrupo en una sola facie no reservorio (facie4). A continuación se presenta una descripción de las facies y los resultados de los estudios petrofísicos realizados sobre cada muestra tomada.

Figura 1.5: Sedimentología MDC 12 arenisca U



Fuente: (LCV, 2008)
 Elaborado por: Departamento de producción

Facie 1: Se encuentra a una profundidad de 10114-10117 pies MD y 10125-10140 pies MD se distinguen areniscas entrecruzadas de grano medio hasta fino con presencia de glauconita y escasas intercalaciones pelíticas con una porosidad promedio de 21,71 % y una permeabilidad horizontal de 1289 md y una permeabilidad vertical de 863 md, siendo considerada esta facie como una arena de buena calidad con una impregnación total de hidrocarburos.

Tabla 1.2: Descripción de facie 1

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio (md)		DENSIDAD PROMEDIO
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL	
1-10-37	10118,51	10114,68	10117,32	1	21,71	1289,10	863,86	2,66
2-3-10	10131,89	10125,17	10140,45	1	21,71	1289,10	863,86	2,66
2-4-14	10134,91							
2-5-20	10138,81							

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Facie 2: Se encuentra a una profundidad de 10104-10114 pies MD, los análisis indican areniscas con intercalaciones heterolíticas (arenitas y pelitas) con una porosidad promedio de 19% y una permeabilidad horizontal de 526 md y una permeabilidad vertical de 64 md, considerada como una arenisca regular con impregnación de hidrocarburos en las capas de arenitas y no en las de pelitas.

Tabla 1.3: Descripción de facie 2

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio (md)		DENSIDAD PROMEDIO
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL	
1-6-19	10105,19	10104,14	10114,68	2	19,09	526,63	64	2,66
1-8-27	10111,26							
1-9-31	10114,61							

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Facie 3: Se encuentra a una profundidad de 10117-10119 pies MD y 10125-10125,17 pies MD, los análisis indican areniscas con clastos de siderita, podría definirse como un conglomerado de tipo matriz- soportado con una porosidad de 13,9%, una permeabilidad horizontal de 146 md y una permeabilidad vertical de 140 md, considerada como una facie de arenisca pobre, donde las arenitas presentan impregnación total de hidrocarburos mientras los clastos no se encuentran impregnados.

Tabla 1.4 : Descripción de facie 3

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio (md)		DENSIDAD PROMEDIO
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL	
1-10-37	10118,51	10117,32	10119,31	3	13,9	146,54	140,51	2,77
2-1-1	10125,16	10125	10125,17					

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Facie 4: Se encuentra a un profundidad de 10090- 1004 (pies) MD y 10140- 10142 (pies) MD, se distinguen pilita negras, pelitas con bioclastos, pelitas laminadas, considerada por su baja porosidad y permeabilidad como una facie no reservorio

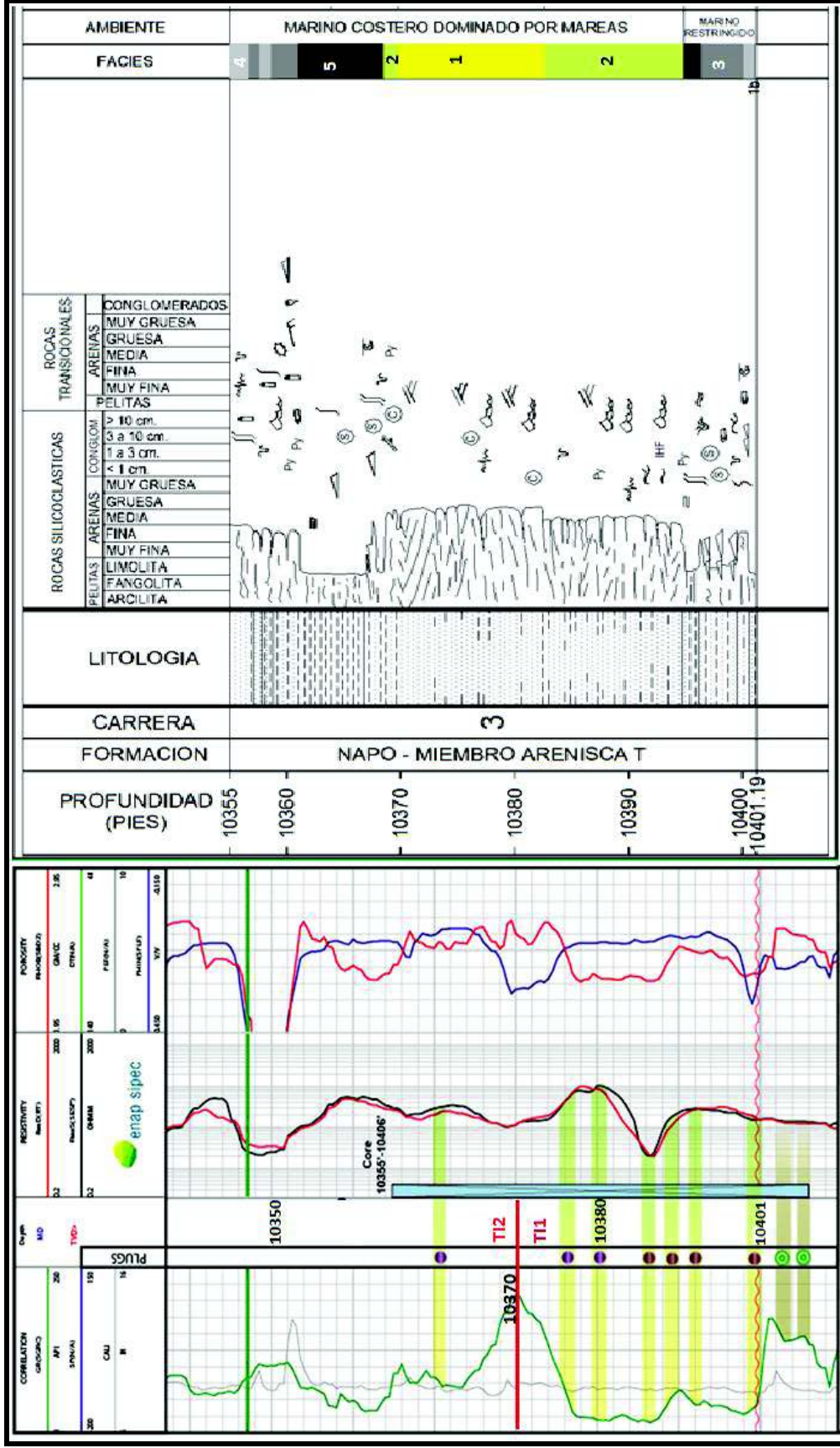
Tabla 1.5: Descripción de facie 4

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM.%	permeabilidad promedio (md)		DENSIDAD PROMEDIO
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL	
		10090	10091,2	4	6,78	13,49	0,11	2,63
	10092,90	10091,20	10093,10		SIN DATOS			
		10093,10	10093,76		4,10	0,03	SIN DATOS	2,61
1-5-15	10102,30	10093,76	10104,14		6,78	13,49	0,108	2,63
	10141,96	10140,45	10142,46	4	SIN DATOS			
	10142,65	10142,46	10142,69					

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 1.6: Descripción de facies de la arena T



Fuente: (LCV, 2008)
Elaborado por: Departamento de producción

La figura 1.6 muestra el set de registros eléctricos y el perfil sedimentológico de la **arenisca T inferior**.

Por registros eléctricos se determinó el tope del reservorio a una profundidad de 10343 MD/9769 TVD y la base a una profundidad de 10399 MD/9825 TVD y un espesor total de 56 pies. El registro de resistividad y porosidad muestran dos cuerpos una TI1 y TI2 con una mejor calidad de arenisca en TI1 con valores de resistividad de 100 Ω y de porosidad del 12 %.

El perfil sedimentológico muestra areniscas cuarzosas bastante limpias de grano grueso con estructura homogénea con un ambiente de depositación marino costero dominado por mareas. Las facies identificadas en este intervalo serán clasificadas y descritas más adelante.

Durante la perforación LCV tomó únicamente un core a una profundidad de 10355 - 10402 pies MD y se realizaron ensayos petrofísicos en condiciones standard sobre 30 muestras horizontales (anexo 4), en las que se midieron densidad, porosidad, permeabilidad y saturación (esta última sobre 23 muestras) y sobre 7 muestras verticales donde se midió la permeabilidad. La metodología utilizada es la misma que para la arenisca U.

Del estudio sedimentológico se distinguen 5 facies de las cuales para efecto de este estudio se definieron 2 como facies reservorio (facie 1, facie2) y el resto se la agrupo como una sola facie no reservorio (facie 3). A continuación se presenta una descripción de las facies y los resultados de los estudios petrofísicos realizados sobre cada muestra tomada.

Facie 1: Se encuentra a una profundidad de 10369-10382 pies MD y se distinguen areniscas entrecruzadas con pelíticas, areniscas predominantemente de grano fino superior y eventualmente medio con una porosidad de 21,82% , una permeabilidad horizontal de 1355md y una permeabilidad vertical de 1155 md considerada como una arenisca de buena calidad con impregnación total de hidrocarburos.

Tabla 1.6: Descripción de facie 1

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio(md)	
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL
3-7-11	10372,59	10369,80	10382,60	1	21,82	1535	1155,70
3-9-19	10378,36						
3-10-22	10381,41						

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Facie 2: Se encuentra a una profundidad de 10355-10356 pies MD, 10368-10369 pies MD y 10382-10394 pies MD. Presenta areniscas entrecruzadas de mediana y gran escala, de grano medio, con presencia de glauconita, con una porosidad de 13,63%, una permeabilidad horizontal de 211 md y una permeabilidad vertical de 2,68 md considerada como una arenisca regular con impregnación de hidrocarburos en las arenitas, no así en las pelitas.

Tabla 1.7: Descripción de facie 2

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio(md)	
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL
		10355	10356,70	2	13,63	211,55	2,69
3-6-6	10368,55	10368,50	10369,76	2	13,63	211,55	2,68
3-11-26	10384,30	10382,60	10394,86	2	13,63	211,55	2,68
3-14-37	10392,57						

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

Facie 3: Se encuentra a una profundidad de 10356 - 1368 pies MD y 1394 - 10442 pies MD, se distinguen pilita negras, pelitas con bioclastos, pelitas laminadas considerada por sus propiedades como una facie no reservorio donde no se observa impregnación de hidrocarburos.

Tabla 1.8: Descripción de facie 3

MUESTRA	PROF. MUESTRA	PROFUNDIDAD DE PERFORACIÓN (PIES)		# FACIE	POROSIDAD PROM. %	permeabilidad promedio(md)	
		TOPE	BASE			k HORIZONTAL	K VERTICAL
		10356,70	10357,56	3	7,38	28,38	SIN DATOS
3-2-3F	10358,05	10357,60	10358,64		9,45	47,86	SIN DATOS
		10358,60	10361		7,38	28,38	SIN DATOS
	10366,16	10361	10366,70		SIN DATOS		
		10366,70	10368,50		SIN DATOS		
	10395,30	10394,90	10396,41	3	SIN DATOS		
3-15-40F	10396,77	10396,40	10400,06		7,38	28,38	SIN DATOS
3-16-41F	10398,80				9,45	47,86	SIN DATOS
		10400,10	10401		7,38	28,38	SIN DATOS
		10401	10401,19				

Fuente: (LCV, 2008)

Elaborado por: Esteban Salgado

1.2.2 PETROFÍSICA

Para el presente análisis se recopiló las evaluaciones petrofísicas realizada a todos los pozos y que fueron determinadas a partir de los set de registros eléctricos disponibles para cada pozo, en donde se calcularon parámetros como: volumen de arcilla (vshl), porosidad efectiva (Φ), saturación de agua (sw), espesor neto y la relación espesor neto/ espesor total (NTG).

En el anexo 5, 6, y7 se indica un resumen de los resultados por pozo y en la tabla 1.9 se muestra un promedio por arena.

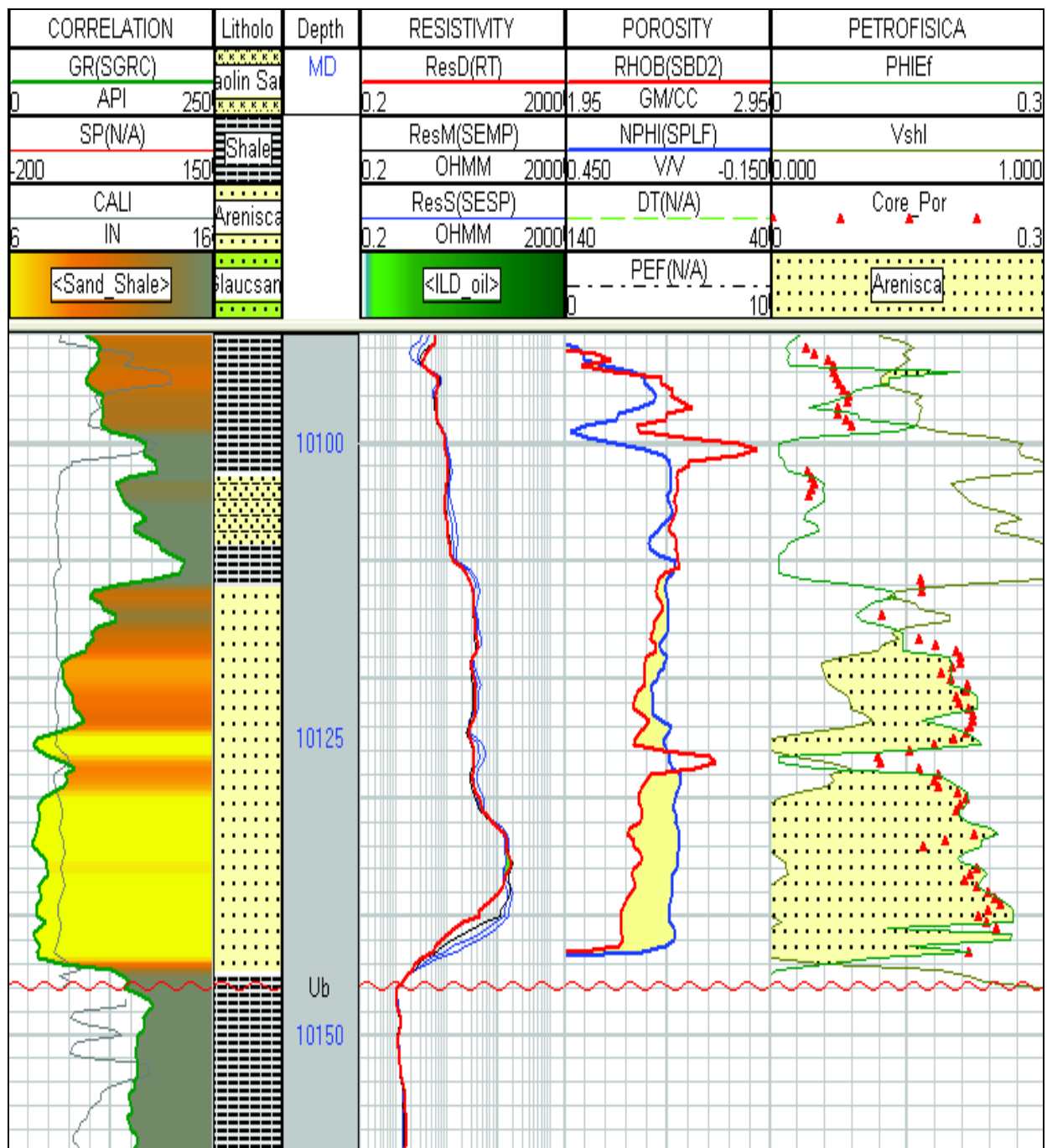
Es importante indicar que para calibrar el cálculo de los parámetros petrofísicos, se ajustaron los resultados de la evaluación del pozo MDC-12 con los valores obtenidos a partir de los núcleos tomados en el pozo para la arenisca U y T. La figura 1.7 presenta un ejemplo en donde se puede observar que los resultados obtenidos de análisis de núcleos para la porosidad (puntos rojos), muestran una buena correlación con el calculado especialmente hacia la base de la arena.

Tabla 1.9: Parámetros petrofísicos promedio para los reservorios U inferior y T inferior

Reservorio	TopeTVDSS (pies)	Espesor total (pies)	vshl	Porosidad (Φ)	Espesor neto (pies)	NTG	Sw
U inferior	-8645	55	0,14	0,18	37	0,72	0,12
T inferior	-8925	55	0,1	0,18	28	0,7	0,15

Fuente: (Enap-Sipepec, 2006)
Elaborado por: Departamento de producción

Figura 1.7: Registro del pozo MDC12 empate de la curva porosidad al núcleo



Fuente: (Enap-Sippec, 2006)
 Elaborado por: Departamento de producción

1.2.3 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA Y FLUIDO

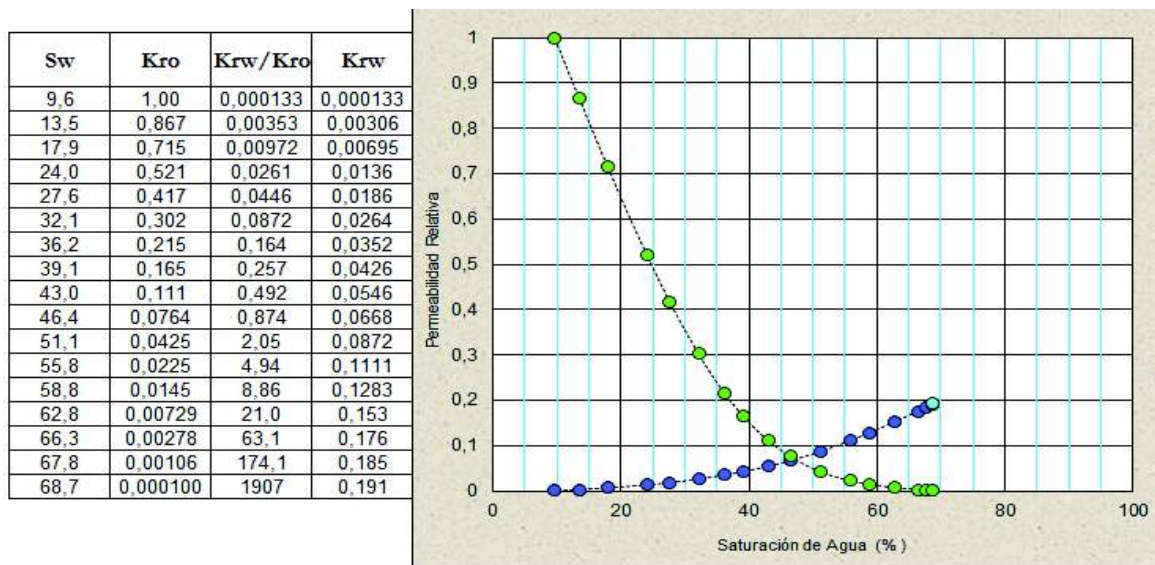
Para fines de este estudio se presentan las gráficas del comportamiento de las curvas de permeabilidad relativa (Figuras 1.8 y 1.9) y un resumen con los puntos finales en la tabla 1.10; información obtenida a partir de los Estudios Especiales de Núcleos del pozo MDC-12 para las arenas U y T.

Tabla 1.10: Resumen de resultados para arena U y T

Muestra	PROF PIES	Φ %	Swi %	Sor %	Scg %	Ko(Swi) mD	Ko(Scg) mD	Kg(Sor) mD
3-10-21'P (Capa T)	10381	19,3	9,7	36,5	13,4	2728	1715	872
2-4-16'P (Capa U)	10136	23,2	12,2	30,3	16,6	1843	1030	593

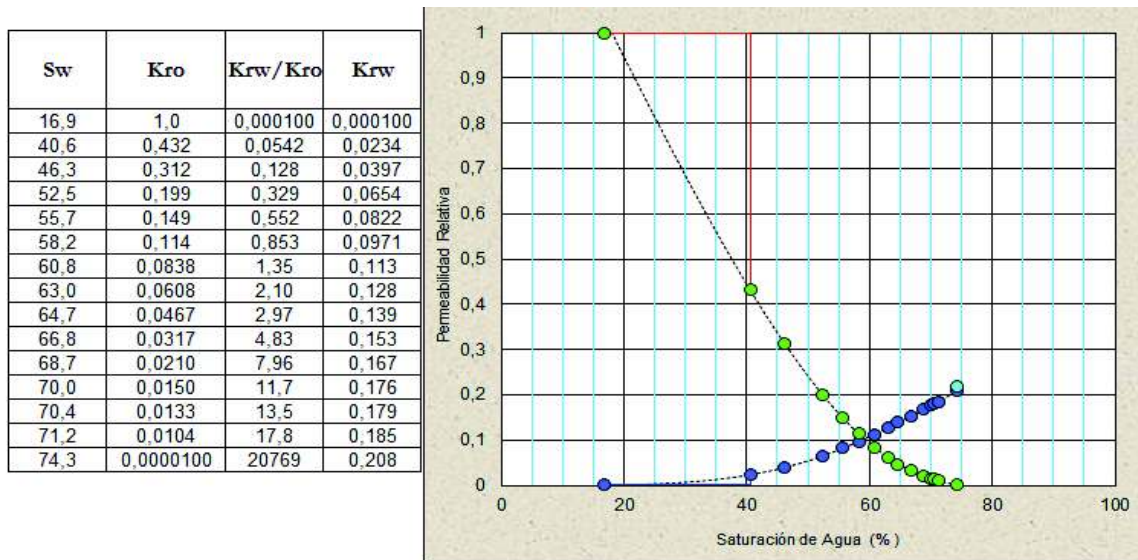
Fuente: (Enap-Sipepec, 2010)
Elaborado por: Departamento de producción

Figura 1.8: Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua, Arenisca U



Fuente: (Enap-Sipepec, 2010)
Elaborado por: Departamento de producción

Figura 1.9: Permeabilidad Relativa Petróleo/Agua, Arenisca T



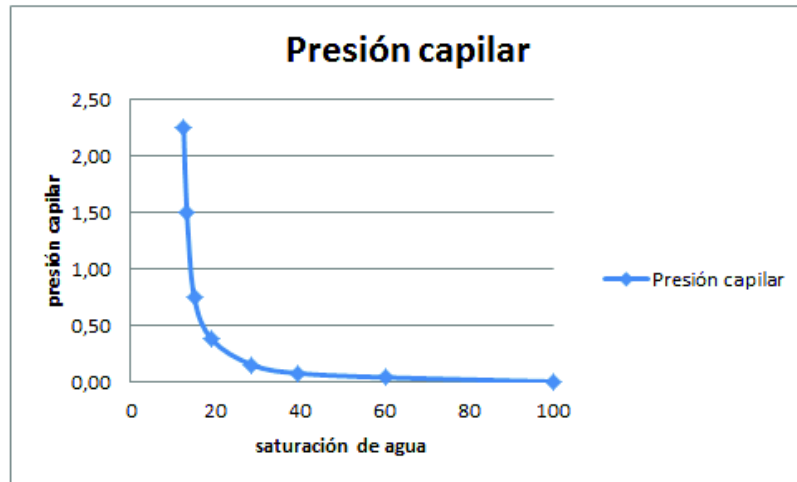
Fuente: (Enap-Sipepec, 2006)
Elaborado por: Departamento de producción

Es importante notar que las curvas de Kr presentan características propias de un sistema humectado por agua, esto es: alto valor de Kro para saturación de agua residual, alto valor de la pendiente de Kro con respecto al bajo valor de Krw, bajo valor de Krw a saturación de petróleo residual, además de que la intersección de las dos curvas es igual o mayor al punto de 50% de saturación de agua.

Al igual que para el cálculo de las permeabilidades relativas, se utilizó la presión capilar reportada en los análisis especial de núcleos del pozo MDC 12 para las arenas U y T, esta fue calculada a condiciones estándar en un sistema gas-agua y posteriormente transformada a condiciones de reservorio, sistema agua-petróleo, los resultados se presentan en la figura 1.10 y figura 1.11.

Figura 1.10: Presión Capilar Petróleo/Agua, Arenisca U

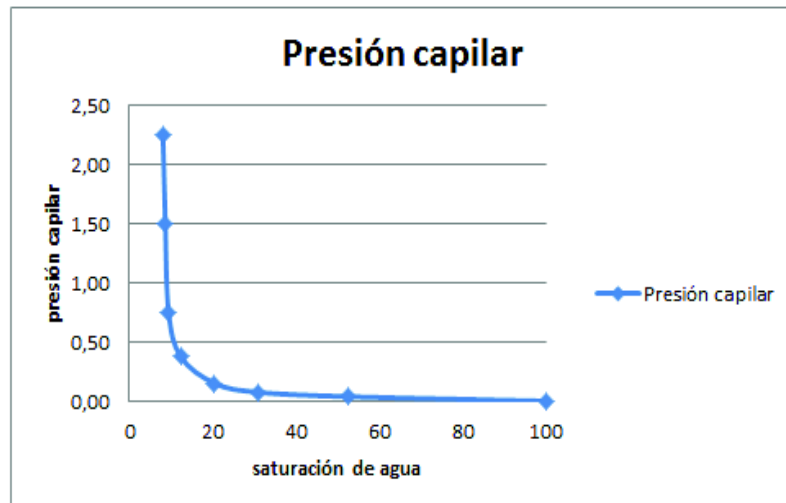
Presión capilar laboratorio [psi]	Water Saturation [%VP]	Presión capilar reservorio [psi]
0	100	0,00
0,5	60,3	0,04
1	39,3	0,07
2	28,5	0,15
5	19,1	0,37
10	15,0	0,75
20	13,2	1,50
30	12,5	2,25



Fuente: (Enap-Sippec, 2006)
Elaborado por: Departamento de producción

Figura 1.11: Presión Capilar Petróleo/Agua, Arenisca T

Presión capilar laboratorio [psi]	Water Saturation [%VP]	Presión capilar reservorio [psi]
0	100	0,00
0,5	52,4	0,04
1	30,9	0,07
2	20,4	0,15
5	12,3	0,37
10	9,36	0,75
20	8,56	1,50
30	8,00	2,25



Fuente: (Enap-Sippec, 2006)
Elaborado por: Departamento de producción

1.2.4 PROPIEDADES DEL FLUIDO

Los análisis PVT son un conjunto de pruebas que se hacen en el laboratorio a diferentes presiones, volúmenes y temperaturas para determinar las propiedades de los fluidos de un yacimiento, las principales pruebas son:

Liberación diferencial: representa la depletación de presión en el reservorio, la presión decrece gradualmente y el gas liberado es removido del petróleo, con este tipo de liberación se calcula el factor volumétrico B_o y la solubilidad del gas R_s .

Liberación instantánea o flash: En este tipo de separación todo el gas permanece en contacto con el líquido, es decir, la composición total del sistema permanece constante durante el agotamiento de presión. La disminución de presión se obtiene retirando el pistón de la celda, obtenemos la presión de burbuja P_b .

Existen dos ensayos PVT realizados en los pozos MDC-1 y MDC-3 que corresponden a las arenas T inferior y U inferior respectivamente cuyos resultados se muestran en la tabla 1.11

Tabla 1.11: Resultado de los análisis PVT

Yacimiento	API @ 60 F	P_i , Psia	P_b , Psia	$U_o @ P_b$, cp	$B_o @ P_b$, RB/STB	GOR @ P_b , CF/BL
Napo U	18	3607	889	8,51	1,119	108,5
Napo T	28	3083	954	1,464	1,254	240

Fuente: (Enap-Sipepec, 2007)
Elaborado por: Departamento de producción

1.2.5 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

Del análisis del comportamiento productivo de los reservorios U y T, se ha determinado que se trata de reservorios subsaturados e identificando como los principales mecanismos de producción primarios el gas en solución y un empuje lateral y parcial de agua. Para evitar la producción por debajo del punto de saturación se inyecta agua para mantener e incrementar la presión en los reservorios.

1.2.6 CONTACTOS DE AGUA

No se han identificados contactos agua - petróleo en las arenas U inferior y T inferior en ningún pozo perforado. Sin embargo, se ha inferido de pozos y campos vecinos valores de -8750 pies y -9005 pies bajo el nivel del mar para U inferior y T inferior respectivamente.

1.2.7 PRESIÓN DE RESERVORIO

Yacimiento U

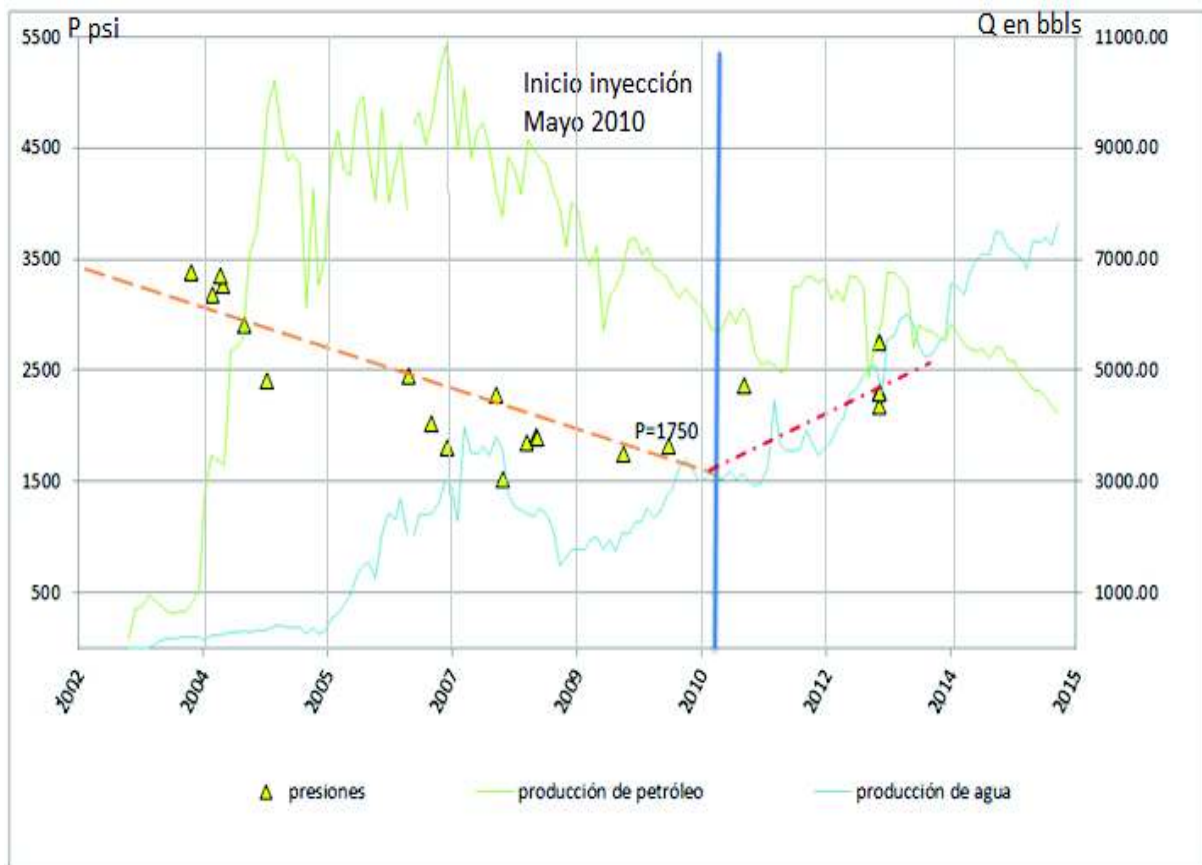
En la Figura 1.12 se muestra el comportamiento histórico de la presión y de la producción de fluidos de este reservorio, observándose una caída fuerte de la presión al inicio de la producción y que se atenúa cuando se manifiesta el acuífero con la producción de agua en el campo. La presión bajó de un valor de 3500 psi hasta un valor de 1750 psi antes de iniciar la inyección de agua en mayo del 2010, posteriormente la presión se incrementa hasta un valor actual estimado de 2400 psi.

Yacimiento T

En la Figura 1.13 se muestra el comportamiento histórico de la presión y de la producción de fluidos de este reservorio, observándose una caída sostenida de la presión desde una presión inicial de 3000 psi hasta un valor de 1200 psi antes de

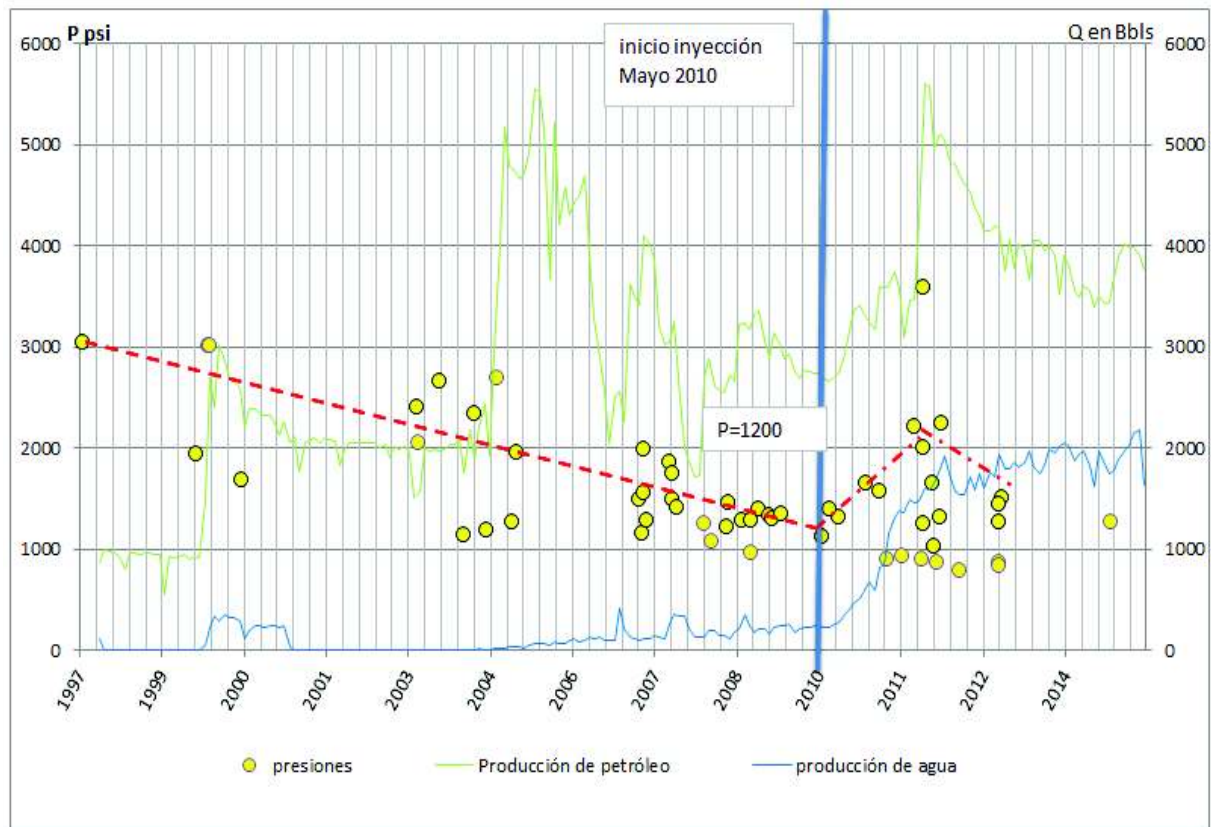
iniciar la inyección de agua en mayo del 2010. A diferencia del reservorio U el efecto del acuífero es menor por esto su poca producción de agua y caída de la presión. Posteriormente la presión se incrementa hasta un valor actual estimado de 1500 psi. El efecto de la inyección es más notorio en los pozos del centro del campo (MDC-1, MDC-12, MDC-13) porque se presenta mayor desarrollo de la arena T, mientras que hacia el sur el efecto es menor.

Figura 1.12: Presión vs tiempo arena U



Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 1.13: Presión vs tiempo arena T



Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Departamento de producción

1.2.8 POES Y FACTOR DE RECOBRO (FR)

Las reservas estimadas para el campo MDC se presentan en la tabla 1.12. Es importante indicar que estas reservas se encuentran calculadas hasta el 31 de diciembre del 2025, fecha de culminación del contrato de producción de ENAP – SIPEC con el Estado Ecuatoriano. Estos valores son para todo el campo MDC tomando en cuenta que la recuperación secundaria solo se la realiza en las arenas U y T mientras que en Hollín superior el cálculo de reservas es de recuperación primaria.

Tabla 1.12: Cálculo de reservas y factor de recobro

CAMPO MDC				
YACIMIENTO	POES (MMBLS)	RESERVAS PROBADAS (MMBLS)	FACTOR DE RECOBRO (%)	ACUMULADO DE PREÓLEO(MMBLS)
U INFERIOR	147,7	42,9	29,1	29,4
T INFERIOR	105,6	27,5	26,0	18,9
HOLLIN SUP.	67,1	3,8	5,7	3,3
TOTAL	320,4	74,2	23,2	51,6

Fuente: (Enap-Sippec, 2007)
Elaborado por: Esteban Salgado

CAPÍTULO II

2. PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA INYECCIÓN DE AGUA Y DE LOS MÉTODOS DE MONITOREO INCLUYENDO LAS LINEAS DE FLUJO (STREAMLINES)

2.1 PRINCIPIOS FUNDAMENTALES DE LA INYECCIÓN DE AGUA

2.1.1 INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de un campo de petróleo, llega un momento en donde el empuje natural asociado al mecanismo de producción presente en los reservorios disminuye, por lo que se necesita energía adicional para mantener las tasas de producción de los pozos.

Una de las técnicas más usadas es la inyección de agua, que es el proceso mediante el cual inyectamos agua con la finalidad de incrementar la presión en los reservorios y desplazar petróleo desde áreas no drenadas hacia los pozos productores, mejorando de esta manera el recobro final de petróleo.

Las primeras consideraciones en la planificación de un proyecto de inyección de agua es localizar una fuente accesible de agua para la inyección, su compatibilidad con la de la formación, que exista continuidad en el reservorio y una baja viscosidad del crudo a recuperar.

2.1.1.1 Métodos de recuperación

Los métodos de recuperación en campos de petróleo se clasifican en: convencionales y mejorados. Los primeros están referidos a la producción de

petróleo como consecuencia de la energía propia del reservorio (mediante flujo natural o usando sistemas de levantamiento artificial) o asistida con energía adicional usando para ello elementos propios del reservorio como agua o gas y cuyo objetivo es mejorar el recobro del petróleo móvil en los reservorios.

Los métodos mejorados Enhanced Oil Recovery (EOR) en cambio usan además elementos que no están presentes en el reservorio como polímeros, surfactantes, etc., con la finalidad de modificar las propiedades interfaciales entre roca y fluido para recuperar a más de petróleo móvil parte del petróleo residual en los reservorios.

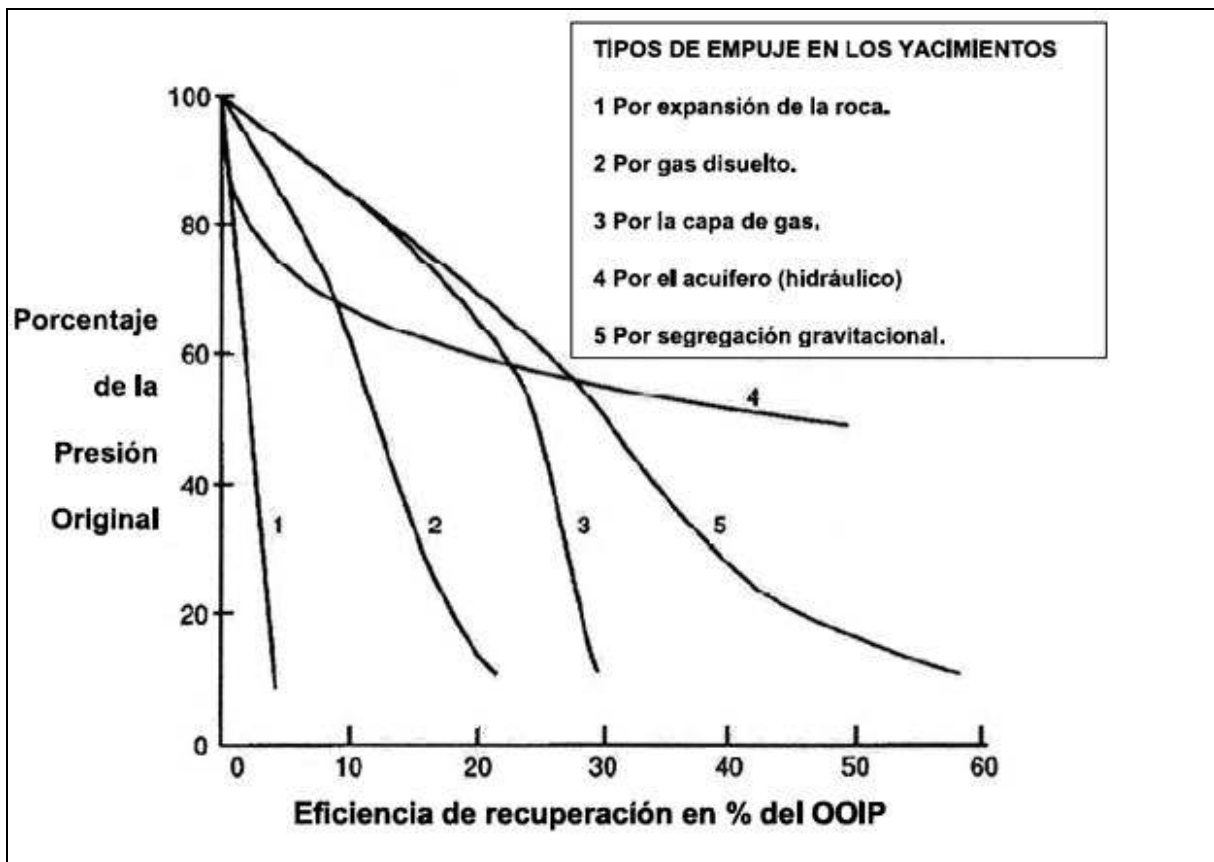
Los métodos de recuperación avanzada Improved Oil Recovery (IOR) engloban a la recuperación convencional y mejorada así como nuevas tecnologías en la perforación y producción de pozos, manejo y control inteligente de yacimientos, control de agua, etc.

2.1.1.1.1 Recuperación Primaria

La recuperación primaria comprende la producción debida a la energía natural del yacimiento que es suficiente para llevar los fluidos del yacimiento a los pozos y después a la superficie. En esta etapa, el movimiento de fluidos está regido por las fuerzas viscosas, gravitacionales y capilares. La eficiencia de desplazamiento depende principalmente de los mecanismos de empuje o de producción que se presentan en el yacimiento y son los mostrados en la figura 2.1.

Es importante indicar que en esta etapa se considera la producción con sistemas de levantamiento artificial como bombeo hidráulico, bombeo mecánico y electrosumergible, etc.

Figura 2.1: Tipos de empuje en los yacimientos



Fuente: (Abdus Satter, 1994)
Elaborado por: Satter and Thakur

2.1.1.1.2 Recuperación Secundaria.

El objetivo de estos procesos es mantener o restablecer la energía del yacimiento con el fin de proveer un empuje adicional a los fluidos del yacimiento mediante la inyección de fluidos en forma inmiscible que no afectan las propiedades físicas y químicas de los fluidos, por lo tanto se inyectan fluidos propios del reservorios como: gas, agua y combinación agua-gas (Paris de Ferrer, 2001).

Normalmente, el gas se inyecta en el casquete de gas y el agua se inyecta en la zona de producción para barrer el petróleo del yacimiento. La etapa de recuperación secundaria alcanza su límite cuando el fluido inyectado (agua o gas) se produce en cantidades considerables de los pozos productores y la producción deja de ser económica. El uso sucesivo de la recuperación primaria y la recuperación secundaria en un yacimiento de petróleo produce alrededor del 15% al 40% del petróleo original existente en el lugar.

2.1.1.1.3 Recuperación Terciaria (EOR).

Los métodos de recuperación Enhanced Oil Recovery (EOR) están enfocados a producir el petróleo no movible mediante la inyección de elementos que normalmente no están presentes en el yacimiento, pero que son inyectados a condiciones específicas con el fin de alterar considerablemente el comportamiento físico-químico de los fluidos del yacimiento.

Los métodos de recuperación mejorada utilizados actualmente incluyen: surfactantes-micelares, inyección de vapor, polímeros, hidrocarburos miscibles, CO₂ y métodos térmicos. Los métodos EOR no están restringidos como una recuperación secundaria o terciaria, algunos campos requieren la aplicación de alguno de los métodos mencionados incluso desde la recuperación inicial.

2.1.1.2 Tipos de inyección

2.1.1.2.1 Inyección periférica o externa

Se basa en inyectar agua fuera del lugar donde se ubica el crudo, desde la periferia del yacimiento. Este método es conocido como inyección tradicional, en donde el agua se inyecta en el acuífero que se encuentra junto al contacto agua-petróleo, las principales ventajas de este método son:

- Se utilizan pocos pozos.
- No requiere necesariamente de la perforación de pozos adicionales, ya que se pueden usar pozos cerrados con bajo potencial como inyectores. Esto disminuye la inversión en áreas donde se tienen pozos perforados en forma irregular o donde el espaciamiento de los pozos es muy grande.
- No se requiere una descripción muy detallada del yacimiento para iniciar el proceso de inyección.

En general permite un recobro alto de petróleo con una menor producción de agua. En este tipo de proyecto, la producción de agua puede ser retrasada hasta que el agua llegue a la última fila de pozos productores. Esto disminuye los costos de las facilidades de producción de superficie para la separación agua – petróleo.

Las desventajas de este método de inyección son:

- Parte del agua inyectada no se utiliza para desplazar el petróleo.
- Dificulta lograr un seguimiento detallado del frente de invasión, como es posible hacerlo en la inyección de agua en arreglos.
- En algunos yacimientos, la inyección periférica de agua no es capaz de mantener la presión de la parte central del mismo y es necesario efectuar una inyección en arreglos en esa parte del yacimiento.
- La inyección periférica puede fallar por no existir una buena comunicación entre la periferia y el centro del yacimiento.
- El proceso de invasión y desplazamiento es lento y, por lo tanto, la recuperación de la invasión es a largo plazo.
- Generalmente, se sustituye por una inyección de agua en arreglos a medida que se conoce mejor el yacimiento.

2.1.1.2.2 Inyección en arreglos o dispersa

Se encarga de inyectar agua en el lugar donde se encuentra el crudo. Esto trae como consecuencia que los fluidos existentes en el yacimiento sean desplazados hasta el pozo productor. También se conoce como inyección interna.

En el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, en el campo se podrá definir arreglos regulares donde los pozos inyectores y productores forman figuras geométricas conocidas y variadas.

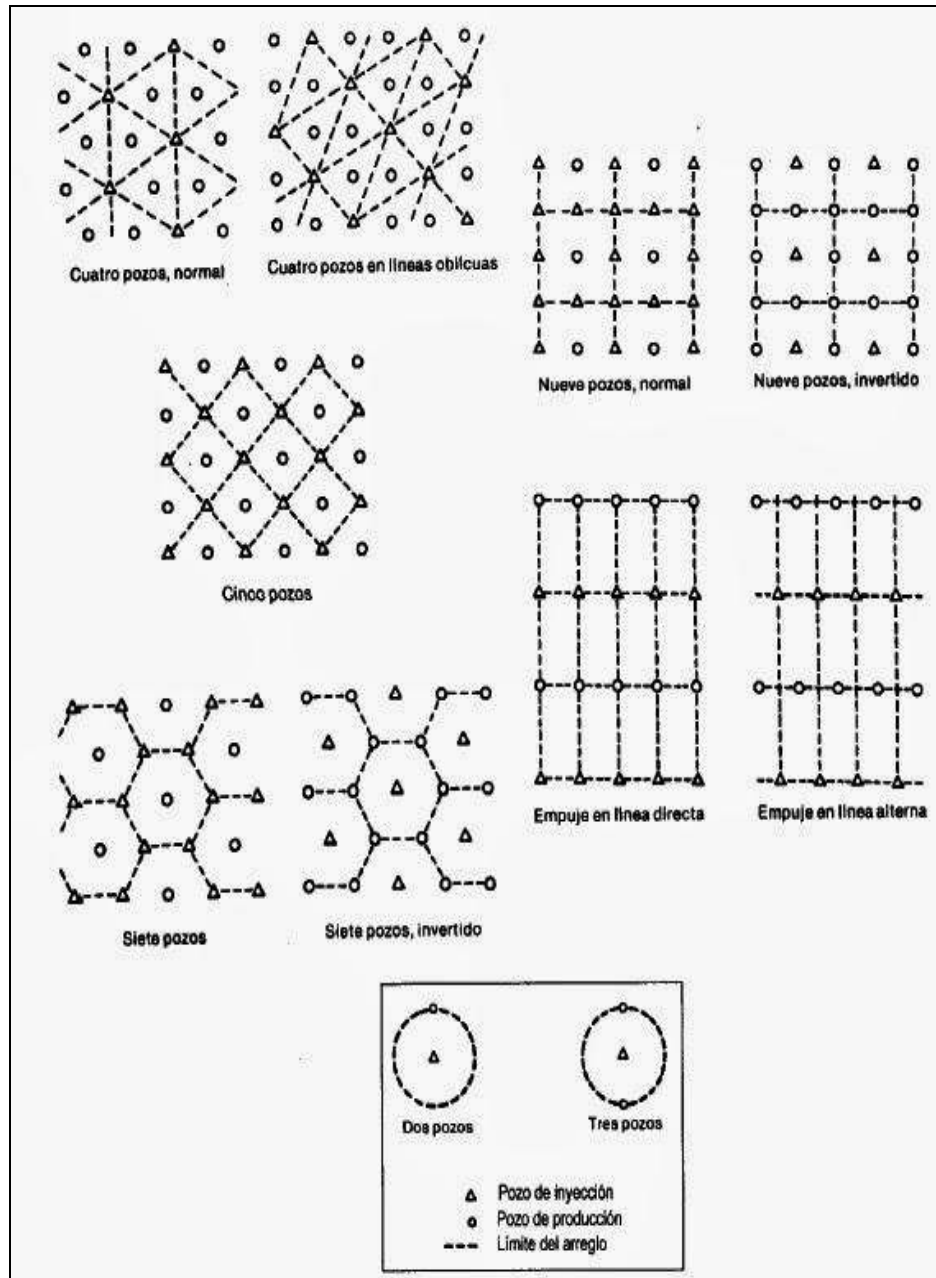
La selección del arreglo depende de la estructura y límites del yacimiento, de la continuidad de las arenas, permeabilidad (K), porosidad (ϕ), número y posición de los pozos existentes.

Se emplea particularmente en yacimientos con bajo buzamiento y una gran extensión de área. Para obtener un barrido uniforme del yacimiento, los pozos inyectores se distribuyen entre los pozos productores. Esto se lleva a cabo convirtiendo los pozos productores existentes a inyectores o perforando pozos inyectores ínter espaciados.

Los principales arreglos son:

- Línea directa
- Línea alterna
- Arreglos de 5, 7, y 9 pozos.

Figura 2.2: Diferentes tipos de arreglos de pozos



Fuente: (Craig, 1982)
Elaborado por: Forrest F. Craig Jr.

Las ventajas de usar modelos de inyección con arreglos son entre otras:

- Rápida respuesta del yacimiento.
- Elevadas eficiencias areales de barrido.
- Permite un buen control del frente de invasión y del factor de recuperación.
- Disminuye el efecto negativo de las heterogeneidades sobre la recuperación.
- Rápido incremento en presiones.
- El volumen recuperado de la zona de aceite es grande en un período de tiempo corto.

Y las desventajas son:

- Requiere mayor seguimiento y control que la inyección externa y, por lo tanto, mayor requerimiento de recursos humanos.
- En comparación con la inyección externa, este método requiere una mayor inversión, debido al alto número de pozos inyectoros.
- Requiere mejor descripción del yacimiento.
- El número de pozos inyectoros es alto.
- Más riesgosa que la externa.

2.1.2 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO

Se define la eficiencia al desplazamiento de petróleo por un agente desplazante, agua o gas, por:

$$E_D = \frac{\text{volumen de petróleo desplazado}}{\text{volumen de petróleo contactado por agua o gas}} \quad (2.1)$$

$$E_D = \frac{1 - S_{wc} - S_{om}}{1 - S_{wc}} \quad (2.2)$$

Dónde:

S_{om} = saturación de petróleo promedio en el medio poroso, variable en el tiempo.

S_{wc} = saturación de agua con nata.

La eficiencia al desplazamiento teórica variaría entre 0 y 1. El valor 1 corresponde a la saturación nula de petróleo en el medio poroso. En la práctica, aun barriendo el reservorio por largo tiempo, queda una saturación de petróleo atrapada. Por eso, la eficiencia está limitada por la saturación residual de petróleo, S_{om}=S_{or}, para E_D máximo. La eficiencia al desplazamiento está influenciada por las condiciones iniciales, el agente desplazante, el volumen de agente inyectado y las propiedades de la roca, de los fluidos y de la interacción roca-fluido. Durante el barrido de un reservorio, la eficiencia al desplazamiento coincidiría con la eficiencia en la recuperación, E_R, si hipotéticamente el fluido inyectado contactara todo el petróleo del reservorio.

$$E_D = E_R = \frac{N_p}{N} \quad (2.3)$$

Dónde:

N_p= petróleo producido

N= petróleo original en sitio (poes)

2.1.2.1 Ecuación de flujo fraccional

Según (Leverett, 1941) se define el flujo fraccional Como la cantidad de agua que hay en el flujo total del líquido en condiciones de reservorio.

$$f_w = \frac{Q_w}{Q_t} = \frac{Q_w}{Q_o + Q_w} \quad (2.4)$$

Se debe tener en cuenta que los Q representan caudales en condiciones de reservorio. Reemplazando estos caudales por sus expresiones según Darcy en la ecuación (2.4) para un reservorio inclinado se tiene.

$$f_w = \frac{1 + \frac{K_o}{u_o * v_t} \left(\frac{dP_c}{dl} + g \cdot \Delta\rho \cdot \text{sen}\theta \right)}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad (2.5)$$

Reemplazando los caudales por sus expresiones según Darcy en la ecuación (2.4) para un reservorio horizontal y despreciando el gradiente de presión capilar cuando no existe término gravitacional se tiene:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{u_w \cdot k_o}{u_o \cdot k_w}} \quad (2.6)$$

Dónde:

l = distancia en la dirección de flujo

θ = ángulo entre el reservorio y la horizontal

P_c = presión capilar (petróleo-agua)

$\Delta\rho$ = diferencia de densidades entre agua y petróleo

g = gravedad

v_t = velocidad total

μ_w = viscosidad del agua

μ_o = viscosidad del petróleo

K_o = permeabilidad del petróleo

K_w = permeabilidad del agua

K_{ro} y K_{rw} están definidas al mismo valor de S_w y por esto el cociente del denominador no representa una relación de movilidades.

2.1.2.2 Ecuación de avance frontal

Buckley y Leverett (1942) dedujeron que la velocidad de avance de un punto de saturación constante, es igual a la velocidad del flujo total por la variación del flujo fraccional a un tiempo dado.

$$\left(\frac{dL}{dt}\right)_{sw} = \frac{QT}{A \cdot \phi} \cdot \left(\frac{df_w}{dS_w}\right)_t \quad (2.7)$$

Dónde:

$\frac{df_w}{dS_w} = f'_w$, La pendiente de la curva de flujo fraccional a una saturación dada.

QT=iw es el caudal total (igual al caudal de inyección iw)

dL/dt= es la velocidad de avance del punto de saturación especificado.

Integrando la ecuación 2.7 resulta:

Wi= (iw.t) y el producto L.A. $\phi = V_p$ (volumen poral)

$$\frac{V_p}{W_i} = \frac{L.A. \phi}{iw.t} = \frac{1}{W_{id}} = f'_w \quad (2.8)$$

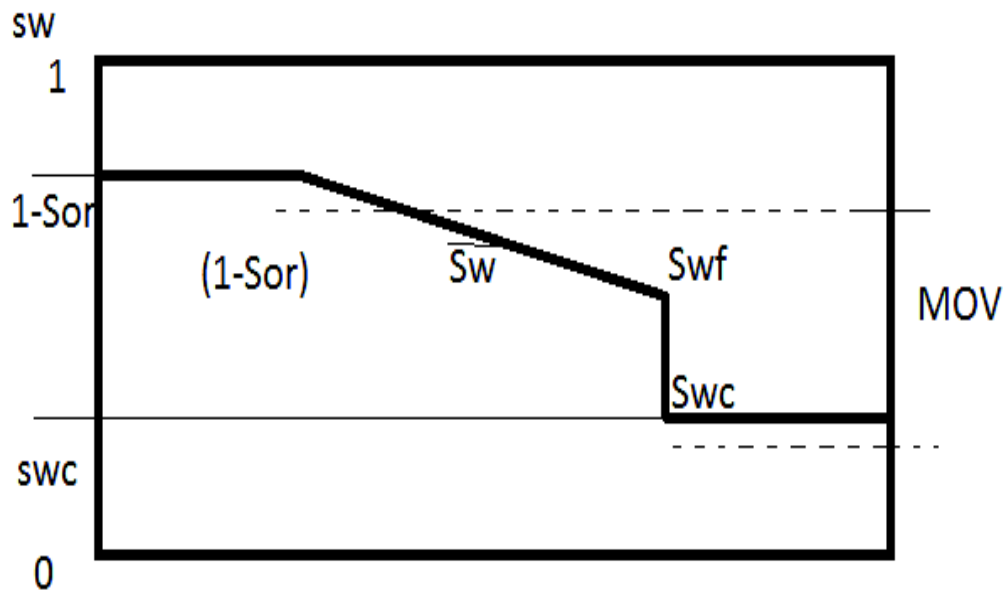
Entonces $W_{id} = W_i/V_p$ (volúmenes porales acumulados de agua inyectada)

$$\frac{1}{W_{id}} = f'_w \quad (2.9)$$

La figura 2.3 ilustra un perfil esquemático de saturación de agua a lo largo de una longitud dada. La saturación S_w simboliza a la del frente de agua, por detrás del cual, la saturación varía gradualmente hasta el valor $(1-S_{or})$ y puede ser representada por una saturación promedio. Figura 2.3.

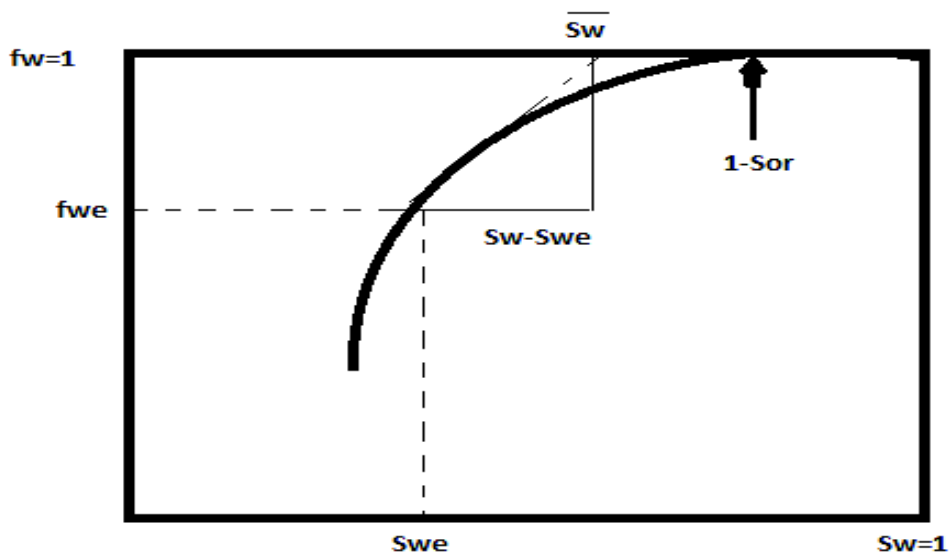
Representando las relaciones anteriores sobre una curva de flujo fraccional ampliada y sabiendo que S_{we} es el valor de la saturación del frente en la salida del sistema se tiene la figura 2.4:

Figura 2.3: Perfil de saturación de agua



Fuente: (Paradiso, 2004)
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 2.4: curva de flujo fraccional ampliada



Fuente: (Paradiso, 2004)
Elaborado por: Esteban Salgado

(Welge, 1952) Dedujo:

$$Npd = (Swe - Swc) + (1 - fwe).Wid \quad (2.10)$$

Donde:

Npd y Wpd representan volúmenes porales acumulados

Se puede diferenciar cuatro etapas en el proceso de desplazamiento:

- Inicio de la inyección y formación de un frente de agua
- Arribo del frente de agua al pozo productor
- Desplazamiento y producción de petróleo acompañado de una producción de agua creciente.
- Etapa final , con alta proporción de agua en la producción

El método de Buckley y Leverett no tiene en cuenta la geometría del desplazamiento ni los cambios de espesor del reservorio, tampoco las heterogeneidades del mismo, solo explica el desplazamiento de petróleo en una sola dimensión y no sirve para explicar el fenómeno de la estabilidad del frente y la canalización del agua a través del petróleo cuando se supera cierta velocidad de desplazamiento a la que se denomina velocidad crítica.

2.1.2.3 Relación de movilidad

Se define como el cociente entre la movilidad de las fases por detrás del frente y la movilidad del petróleo por delante del frente.

El modelo de desplazamiento frontal (flujo difuso): supone que por detrás del frente la saturación de agua es menor que $(1-S_{or})$ y por lo tanto fluyen agua y petróleo. Entonces la relación de movilidades (M) resulta:

$$M = \frac{(k_w@S_w/\mu_w) + (K_o@S_w/\mu_o)}{(K_o@S_{wc}/\mu_o)} \quad (2.11)$$

$k@S$ = Indica a que valor de saturación se define K

En el modelo de desplazamiento tipo pistón o segregado, se supone que por detrás del frente la saturación de agua es igual a $(1-S_{or})$ y por lo tanto solo fluye agua, entonces la relación de movilidad resulta:

$$M = \frac{K_w}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{K_o} = \frac{K_{rw}}{\mu_w} * \frac{\mu_o}{K_{ro}} \quad (2.12)$$

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.

2.1.2.4 Cálculo de eficiencia de desplazamiento

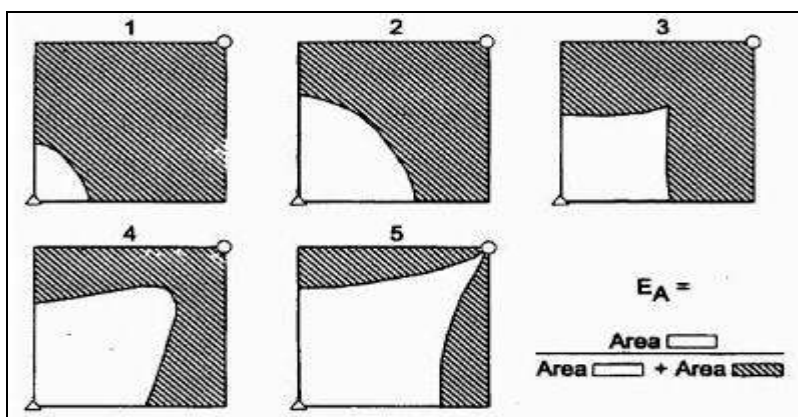
Los cálculos realizados por medio de los modelos de flujo lineal en reservorios homogéneos, no explican los problemas vinculados con la verdadera geometría del flujo. Tampoco explican lo que sucede en reservorios de cierto espesor y verticalmente homogéneos. Por ese motivo, es usual corregir los cálculos de desplazamiento obtenidos por los modelos lineales por eficiencias que los adaptan a otras situaciones diferentes para las que fueron ideados, estas eficiencias son conocidas como areal y vertical.

2.1.2.4.1 Eficiencia areal

Representa la fracción barrida del área total disponible, en función del volumen acumulado inyectado de agua.

La eficiencia areal aumenta con el volumen de fluidos inyectados y, por lo tanto, con el tiempo. Así, se habla de eficiencia areal en el momento de la ruptura y de eficiencia areal después de la ruptura, relacionándola con determinado volumen de fluidos inyectados.

Figura 2.5: Gráfico mostrando el área horizontal barrida a diferentes tiempos



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001).
Elaborado por: Magdalena París de Ferrer

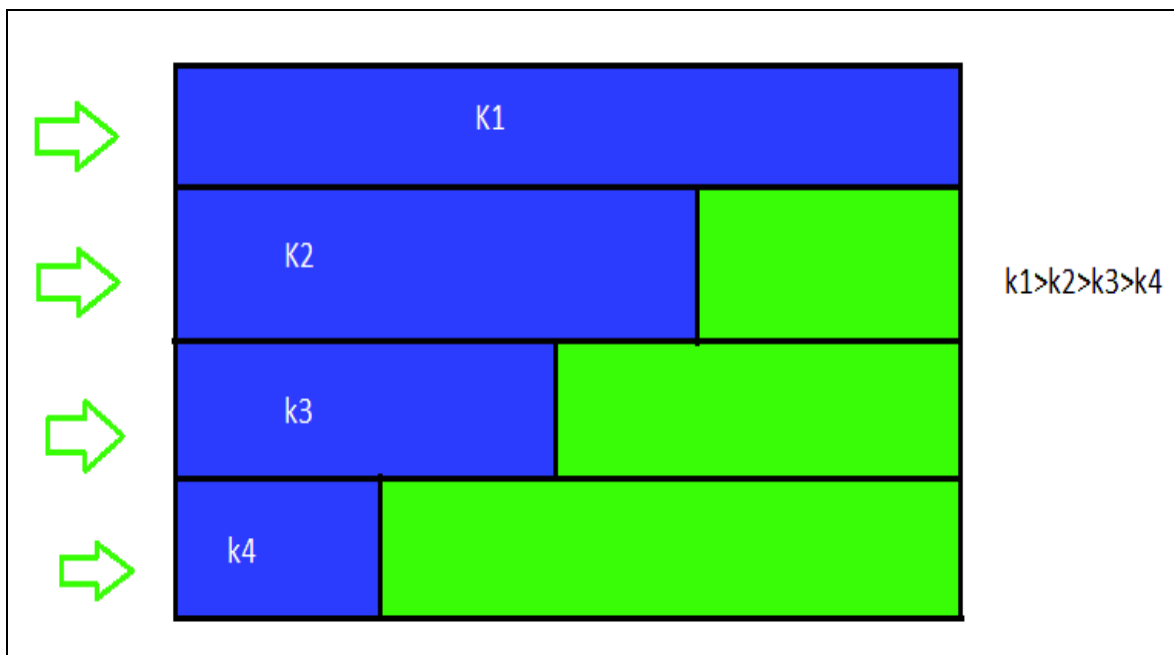
Debe tenerse en cuenta que tal como está definida esta eficiencia, no considera el efecto que deben tener sobre ella la anisotropía (permeabilidades diferentes en distintas direcciones horizontales), fisuramientos o fracturas que puedan cambiar drásticamente la geometría del flujo entre el punto de inyección y el de producción.

2.1.2.4.2 Eficiencia Vertical

No es más que la fracción vertical del yacimiento contactada por el fluido desplazante. También es conocida como intrusión fraccional.

En reservorios verticalmente heterogéneos y en total ausencia de equilibrio vertical la eficiencia de desplazamiento vertical depende fuertemente de parámetros, tales como la relación de movilidad y el volumen total del fluido inyectado. La permeabilidad no uniforme puede causar un frente irregular que afecta la eficiencia de desplazamiento vertical debido a que el fluido inyectado circula más rápido en zonas de alta permeabilidad que en zonas de baja permeabilidad.

Figura 2.6: Avance del agua en un sistema con permeabilidades orientadas en sentido decreciente de arriba abajo



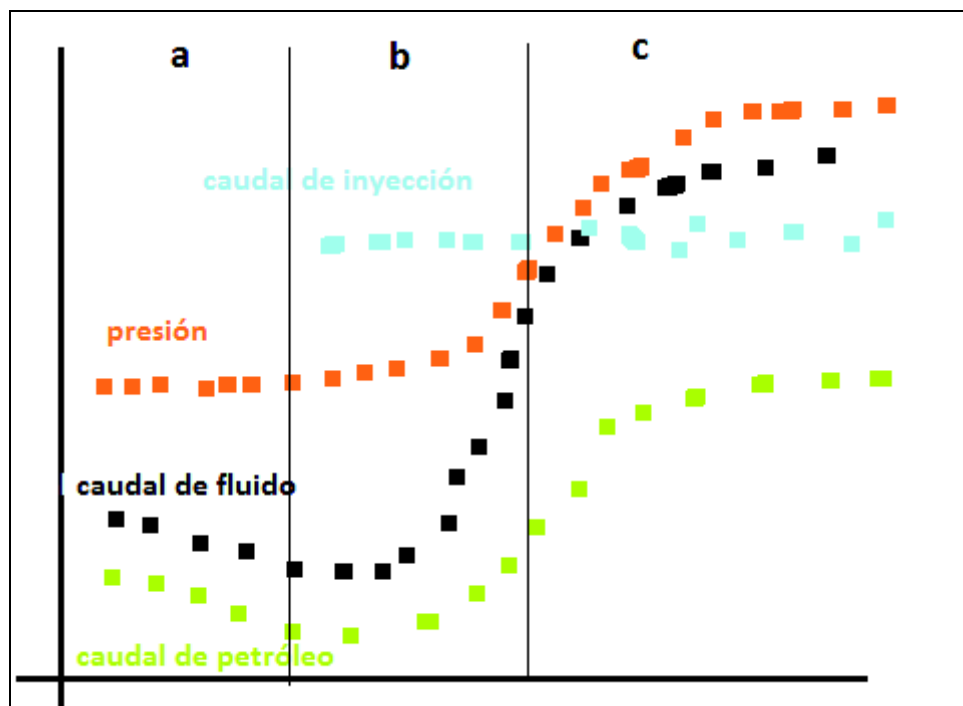
Fuente: (Paradiso, 2004)
Elaborado por: Esteban Salgado

2.1.2.5 Caracterización de las etapas de un proyecto de inyección de agua

Desde el punto de vista de reservorios y producción, existen tres fases bien distintivas en la vida de un proyecto de inyección iniciado después que la presión de los reservorios sea inferior a las originales de burbuja.

- Inyección sin respuesta
- Comienzo de respuesta e incremento de producción
- Mantenimiento y balance de producción e inyección

Figura 2.7: Principales características de cada fase de inyección



Fuente: (Paradiso, 2004)
Elaborado por: Esteban Salgado

En la figura 2.7 se describe las principales características de cada fase:

Fase a): Este periodo es característico de los reservorios en los que la explotación previa ocasiono una caída más o menos importante de presión por debajo del punto original de burbuja y existe un espacio poral considerable ocupado por el gas liberado y no producido.

El agua inyectada empuja a los líquidos móviles (petróleo y agua), los que a su vez empujan el gas, que es desplazado hacia zonas de menores presiones.

Mientras la mayor parte del gas está siendo desplazada, no se observara la resaturación con líquidos en el entorno de los pozos productores y entonces no se incrementara la productividad. Sin embargo, debido a la geometría del flujo y a la heterogeneidad de los reservorios no es necesario que se desplace todo el gas para que esto ocurra.

En general se puede esperar el inicio de la respuesta cuando se ha inyectado entre un 20 y un 30 % del volumen poral saturado con gas. Por ser los parámetros cambiantes, esta fase contara con una duración variable capa a capa, pozo a pozo.

A veces se puede percibir un incremento importante del GOR inmediatamente antes que se produzca la primera respuesta. Este efecto es más notable cuanto mayor sea la proporción de producción de los reservorios inundados respecto de la producción total del pozo. Transcurrido este periodo y después de comenzada la respuesta, se producirá un descenso notable del GOR.

Fase b): Mientras dura el llenado del espacio ocupado por el gas, se produce la restauración de los reservorios con líquido y en consecuencia el incremento de la productividad. Además, según sea el balance entre la inyección y la erogación total del reservorio, se producirá o no un incremento efectivo de presión en los mismos.

En general se espera que los que los pozos productores alcancen su máxima producción entre 1 y 1,5 años después de comenzada la inyección.

Debe advertirse además que cuanto más anticipadas sean algunas respuestas aisladas y más rápidos sean los incrementos subsiguientes de producción, mas probablemente ocurrirán las canalizaciones prematuras de agua.

Fase c): En esta fase el GOR permanece constante y su magnitud debe corresponder a la cantidad de gas que había en solución a la presión del inicio de la inyección.

Debe notarse sin embargo, que en un yacimiento complejo, con multiplicidad de reservorios, las respuestas suelen estar enmascaradas o viceversa, lo que puede aparentar ser una respuesta puede en realidad corresponder a otros trabajos de perforación. En cada caso un análisis detallado permitirá encontrar y evaluar la verdadera respuesta.

2.1.3 MÉTODOS DE PREDICCIÓN

Los métodos de predicción de inyección de agua se categorizan en grupos que consideran principalmente:

- Heterogeneidad del yacimiento
- Efecto de área barrida
- Métodos numéricos
- Soluciones empíricas

Según (Craig, 1982) los métodos de predicción incluirán todos los efectos pertinentes del flujo de fluidos, del arreglo de pozos y de la heterogeneidad, también considera la influencia los efectos de viscosidad, capilaridad y la gravedad sobre el movimiento de los fluidos.

Un método de predicción de este género producirá una concordancia entre el comportamiento predicho y el real .Pero un método de predicción perfecto requeriría también información detallada de la estructura del yacimiento, probablemente más de la que actualmente tenemos en cualquier yacimiento.

En este estudio se utilizara el método de predicción de Dykstra Parsons. La tabla 2.1 presenta los métodos de predicción relacionados primordialmente con la heterogeneidad del yacimiento.

Tabla 2.1: Método de predicción relacionados primordialmente con la heterogeneidad del yacimiento

Método de Yuster-Suder-Calhoun	<p>Consideraron que la inyección de agua se desarrolla a través de tres etapas:</p> <p>El movimiento radial del agua hacia el exterior, con una reducción de la infectividad a medida que se llena el espacio de gas.</p> <p>Un periodo intermedio de reducción de la inyectividad del agua después de la interferencia de los pozos de inyección de agua adyacentes, hasta el llenado completo.</p> <p>Un periodo final de inyectividad de agua constante.</p> <p>Se supuso un desplazamiento tipo pistón con fugas.</p>
Método de Prats-Matthews-Jewett-Baker	<p>La inyectividad inicial de agua se controla mediante las movilidades del agua inyectada y de los bancos de aceite. Después de la surgencia del agua, se aplica una correlación que relaciona la inyectividad con la parte radial del pozo productor, invadida por agua. Se supone desplazamiento tipo pistón con fugas .La producción de cualquier capa es únicamente de gas en la etapa de llenado, de petróleo durante el periodo que transcurre entre el llenado y la irrupción de agua y posteriormente agua y petróleo.</p>
Método de Stiles	<p>Considera diferentes posiciones del frente de invasión en las capas areales llenas de líquido, con diferentes permeabilidades, considerando cada capa aislada de las demás.</p>
Método de Dykstra-Parsons	<p>Supone un barrido lineal, existe una fácil técnica gráfica para utilizar el método de Dykstra Parson.</p> <p>Relaciona la recuperación a una relación de producción agua petróleo de 1,5,25,100 con respecto a la variación de permeabilidad , la relación de movilidad y las saturaciones de agua congénita y de agua al término de la inyección.</p>

--	--

Fuente: (Craig, 1982)
Elaborado por: Esteban Salgado

2.1.4 ASPECTOS OPERATIVOS

Son varios los aspectos que se deben tomar en cuenta en los proyectos de inyección de agua. Estos pueden ser de tipo operativo y de tipo logístico o de infraestructura que conjuntamente con los de geología y reservorios, permiten definir o corregir el o los sistemas de funcionamiento más convenientes.

2.1.4.1 Características y calidad de agua para la inyección

Es necesario definir cuánta agua ha de necesitarse para los mismos y simultáneamente investigar si el agua que podría utilizarse no presentará problemas de compatibilidad ni con las aguas de los reservorios ni con los propios reservorios.

El suministro de agua debe tener un tamaño tal que alcance para llenar el espacio saturado con el gas al comienzo de la inyección, más el volumen de petróleo (en condiciones de reservorio) que se ha de producir durante la vida del proyecto.

Actualmente prácticamente todos los yacimientos en inyección reciclan el agua producida en sus mismas instalaciones o en las de sus proyectos vecinos esto ayuda a suplir el volumen extra de agua requerida para el llenado de los proyectos de inyección más nuevos.

La fuente de suministro de agua determina las características de la misma. Lagos, ríos y algunas fuentes subterráneas poco profundas (hasta unos 300 ó 400)m, contienen típicamente agua dulce. Debido a su bajo contenido de sales en solución, estas aguas generalmente ocasionan pocos problemas al ser mezcladas con otra que originalmente saturaba un reservorio petrolífero. Sin embargo puede haber importantes excepciones, especialmente si son sulfatadas.

Por otra parte están las aguas producidas, que son salobres y cuyas características pueden cambiar considerablemente entre distintos yacimientos y también su profundidad, las aguas producidas arrastran típicamente sólidos insolubles en suspensión (partículas de arcilla, arena y diversos minerales), también conservan cantidades pequeñas de hidrocarburos líquidos en suspensión.

Si las aguas de cualquier fuente arrastran sólidos insolubles en suspensión, es necesario filtrarlas antes de inyectarlas a los pozos. De la misma manera, el petróleo en suspensión puede actuar como taponante y debe ser separado en filtros, coalescedores, flotadores, desnatadores (skimmers) u otra instalación adecuada.

La corrosividad es otra característica adversa de las aguas de inyección. Si el agua a inyectar es corrosiva, puede disolver partes de las instalaciones formando hidróxido férrico ($\text{Fe}(\text{OH})_3$), que actúa como taponante del reservorio. Pequeñas cantidades de oxígeno, sulfuro de hidrógeno (H_2S) y/o anhídrido carbónico (CO_2) disueltos ayudan a acelerar la corrosión de las instalaciones y deben ser removidos o inhibidos.

Finalmente, es muy común que proliferen bacterias en cualquier tipo de aguas, las que además de actuar como taponantes pueden producir serios problemas de corrosión. Este es el caso de las bacterias sulfo-reductoras, que forman sulfuro con el hierro de las instalaciones.

2.1.4.2 Compatibilidad entre aguas

Si las aguas ya sea de fuentes externas (dulces o salobres) han de mezclarse con las del yacimiento es necesario asegurarse que sean compatibles. La incompatibilidad se manifiesta por la formación y precipitación de sólidos insolubles. Los ejemplos más característicos son los de la formación de carbonato de calcio (CaCO_3), sulfato de calcio (CaSO_4), sulfato de bario (BaSO_4) y de estroncio (SrSO_4). La solubilidad de estas sales en el agua son muy bajas y varía mayormente con la temperatura y la presión.

Si las aguas de la posible fuente de suministro y la del reservorio no son compatibles, no deben ser mezcladas en cualquier parte del sistema, porque se corre riesgo de la formación de incrustaciones y del taponamiento de las instalaciones y/o los reservorios. Si son mezcladas, debe permitirse la formación, crecimiento y decantación o filtrado de las sales insolubles formadas, en instalaciones especialmente diseñadas para el efecto.

2.1.4.3 Instalaciones de superficie e infraestructura

Una vez en marcha el proyecto de inyección, las instalaciones de producción deben ser acondicionadas para la medición, separación y movimiento de grandes volúmenes de agua.

Para volúmenes de agua muy variados (o muy elevados), el control adecuado de los pozos requiere una medición en tanque de los fluidos producidos. Esto suele implicar modificaciones adicionales a las instalaciones.

El petróleo separado es conducido a la planta de tratamiento y el agua separada ingresa al circuito de tratamiento de inyección.

Si el proyecto se alimenta de una fuente externa de agua dulce, contará con las instalaciones típicas del suministro: pozos y/o acueducto hacia la planta de tratamiento e inyección. Generalmente, un sistema de aprovisionamiento de agua dulce no requiere de tratamiento ni filtrado si los pozos de suministro de agua están adecuadamente terminados.

Los sólidos en suspensión se separan en procesos de flotación, por flotado o ambos. En la flotación, se hace que las partículas de sólidos y petróleo floten gracias al agregado de químicos que ayudan a retener aire adherido a las partículas, las que de esta manera adquieren menor densidad que la del agua. El material flotante se elimina en equipos especiales, por rebase del líquido sobrenadante.

El filtrado separa mayor cantidad de sólidos y se selecciona cual es el diámetro máximo de partículas que se requiere separar. El diámetro de partículas que finalmente queda en el agua no debe ocasionar problemas de taponamiento y en ese caso es útil conocer la distribución de los tamaños porales de los reservorios.

Es común disponer de instalaciones para dosificación de inhibidores de corrosión, inhibidores de incrustaciones o bactericidas en cualquier sistema.

En beneficio de la economía del proyecto, es necesario que el tratamiento y el filtrado suministren un agua adecuada, pero que no exceda los requerimientos de las instalaciones ni de los reservorios. Los gastos en instalaciones, de productos químicos y de operación aumentan considerablemente con la complejidad del proceso.

2.1.4.4 Equipamiento de pozos

El equipamiento de los pozos inyectores y productores es fundamental para el éxito de cualquier proyecto de inyección de agua.

Pozos inyectores: principalmente debe contar con una sarta de tubería aislada en fondo con un packer de forma que le permita focalizar la inyección a la arena que se requiere. En caso de existir dos arenas, a través de la tubería se inyecta a la arena ubicada a mayor profundidad, y por medio del anular a la arena menos profunda.

Pozos productores: Los pozos productores de un proyecto de inyección de agua deben estar equipados con sistemas de bombeo (levantamiento artificial) para permitir la extracción del caudal de líquido que deban producir, compatible con la inyección de agua.

Si la cantidad de reservorios en producción es elevada y estos cuentan con buenas productividades de líquidos, podría ocurrir que la capacidad de producción del pozo supere a la capacidad del mayor sistema de extracción que se pueda bajar en el mismo. Si este fuera el caso, la producción de algunas capas (al menos permeables

o las de petróleo más viscoso), estará siendo interferida por la contrapresión de las otras y su petróleo no será barrido adecuadamente.

Los pozos productores no deberán producir más líquidos que los que toman los inyectores y si estos están siendo controlados, también lo estará la producción. De hecho, para evitar contrapresiones elevadas entre capas de un mismo pozo, no conviene que se encuentren verticalmente separadas por más de 600 ó 900 pies entre sí. La distancia máxima estará relacionada con sus presiones y productividades respectivas.

En general, cualquier sistema de extracción puede ser útil y se utilizan con éxito tanto bombeo mecánico, como bombas de cavidades progresivas o el gas lift, aunque en general, por debajo de los 6000 pies de profundidad y cuando se trata de extraer caudales por encima de los 1000 bls/día, se recurre al bombeo electgrosumergible como es el caso del campo MDC.

2.1.4.5 Mediciones y monitoreo

En superficie, es importante que se midan diariamente los caudales de petróleo, gas y agua. Además, durante el mes, es conveniente que cada pozo productor sea probado suficiente cantidad de veces como para asegurar que la producción es correcta. La frecuencia de las pruebas se relaciona con la estabilidad de la producción del pozo.

Es importante verificar que las mediciones de volúmenes de los líquidos producidos sean compatibles con la de los volúmenes de agua inyectados. Muy frecuentemente corresponden a distintos circuitos y no necesariamente son comparables. Esta redundancia es importante para verificar que no existen errores de medición y que hay un balance efectivo entre inyección y producción.

También es importante controlar la presión de inyección en boca de los inyectores esto sirve para verificar indirectamente que no existan anomalías en el sistema de

inyección ni el pozo en cuestión. Por ese motivo, con tomar un valor semanal es suficiente, si el caudal de admisión diario del pozo no muestra anomalías.

Los gases en solución son muy nocivos y causan corrosión por lo que necesitan ser eliminados del sistema o mejor, se deben eliminar las causas que lo producen. La medición de sus concentraciones debe siempre ser realizada en situ y la frecuencia de las mediciones depende de los problemas que genere su presencia. Si los problemas son severos, deberían monitorearse semanalmente.

La frecuencia de las determinaciones de los sólidos en suspensión y curvas de filtrado también deben ser realizadas con la frecuencia que sea necesaria según la calidad del agua. En este sentido, la calidad del agua debe ser proporcionada a la de los reservorios en los que ha de inyectarse.

2.2 MÉTODOS DE MONITOREO

El comportamiento de la inyección de agua, suele ser diferente al proyectado por los métodos de predicción; por medio del monitoreo, se pueden detectar los problemas existentes y mejorar el proceso.

El monitoreo de la inyección de agua involucra todos los aspectos que impactan el día a día de las operaciones de campo, agrupa el comportamiento y optimización de este, las operaciones de producción, organización de información y diagnóstico de los problemas potenciales. Algunos métodos de monitoreo son:

2.2.1 RELACIÓN VRR

Relación VRR por sus cifras en inglés (Voidage replacement ratio) o tasa de reemplazo de porosidad se refiere a la sustitución del volumen de petróleo, gas y agua producida desde el reservorio por los fluidos inyectados. VRR es la relación de barriles de fluido inyectado al reservorio sobre los barriles de fluido producido. Matemáticamente (para la inyección de agua) se puede expresar como:

$$VRR = \frac{Bw(iw)}{Bo(qo) + Bw(qw) + qo(GOR - Rs)Bg} \quad (2.13)$$

Dónde:

Bw= factor volumétrico del agua

Bo= factor volumétrico del petróleo

Rs= relación de solubilidad

GOR= relación agua petróleo

Bg= factor volumétrico del gas

Iw= agua inyectada

qo= caudal de petróleo producido

qw= caudal de agua producido

Vrr= voidage replacement ratio

La tasa de reemplazo de porosidad se puede calcular de forma instantánea utilizando fluidos inyectados y producidos en un período de tiempo determinado (normalmente a diario o mensual) o en forma acumulada mediante el uso de los fluidos inyectados y producidos acumulativos. En el caso de la relación VRR acumulativa, es común para iniciar los números de producción acumulativos al comienzo de inyección de agua. Algunos autores han utilizado datos acumulados a partir de fillup (el punto en el que se inyecta el agua se estima que han llenado la saturación de gas disponible en el depósito).

Los valores de la relación VRR de menos de la unidad son muy comunes en inyección de agua en campos maduros. En esos casos, también es típico observar la disminución de las tasas de producción de petróleo, el aumento de los cortes de agua y el aumento del GOR, junto con la disminución de las presiones del

yacimiento. Muchos procesos de inyección de agua operan muy por encima de la tasa de reemplazo de porosidad de 1,0 (algunas de hasta 2,0 o superior) durante años. Invariablemente esto implica salir de la inyección de la zona y, a menudo se asocia con depósitos altamente fracturados, mala calidad en la unión de cemento o que el agua inyectada se direcciona a cualquier otro lugar que no sea el reservorio deseado.

Si la relación VRR se mantiene en 1,0 no significa que el reservorio está siendo operado a presión constante. La presión no se conserva en el sentido de que los balances de materiales de fluidos se conservan. Más importante aún, una tasa de de 1.0 no significa que la inundación se está gestionando con eficacia. La relación VRR debe ser seguida no sólo a nivel de campo, sino por reservorio, por bloque de falla e incluso por el patrón. Racionalizar modelos suelen ser particularmente útil para complementar el seguimiento de reemplazo de porosidad.

2.2.2 GRÁFICAS DE HALL

Los gráficos de Hall fueron originalmente propuestos como un método para analizar los datos de inyectividad de estado estable para pozos de inyección de agua. El método está basado en la integración de la ecuación de flujo radial en estado estacionario con el tiempo. Según Earlougher y Buell *et al*; La ecuación 2.14 provee las bases de las gráficas de Hall.

$$\int p_{tf} dt - (pe - \Delta p_{tw})t = \frac{141,1u \left(\ln \left(\frac{re}{rw} \right) + s \right) Wi}{Kh} \quad (2.14)$$

Dónde:

h = espesor de la formación, ft

K = permeabilidad, md

p_e = presión de reservorio, psi

p_{tf} =presión del flujo en la cabeza del pozo, psi

Δp_{tw} =diferencia de presión entre la cabeza de pozo y el fondo, psi

r_e = radio externo, ft

r_w = radio del pozo, ft

s = daño

t = tiempo, días

W_i = inyección acumulada, bbl

u = viscosidad, cp

En las gráficas de Hall, la integral, $\int p_{td}$ o $\sum p_{tf} \Delta t$ es graficada vs. La inyección acumulada W_i . Como se muestra en la figura 2.8.

Entonces bajo condiciones de estado estable, la gráfica de Hall debe dar una línea recta con una pendiente ecuación 2.15.

$$m_H = \frac{141.2 u (\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S)}{Kh} \quad (2.15)$$

La inyectividad se define como la tasa de inyección en bbl/d dividido por la caída de presión de inyección, una disminución o un aumento en la inyectividad resulta en un cambio de la pendiente de la gráfica ver figura 2.8 donde:

Segmento ab: Inicio de la inyección, el radio de invasión de agua se incrementa con el tiempo curva cóncava hacia arriba.

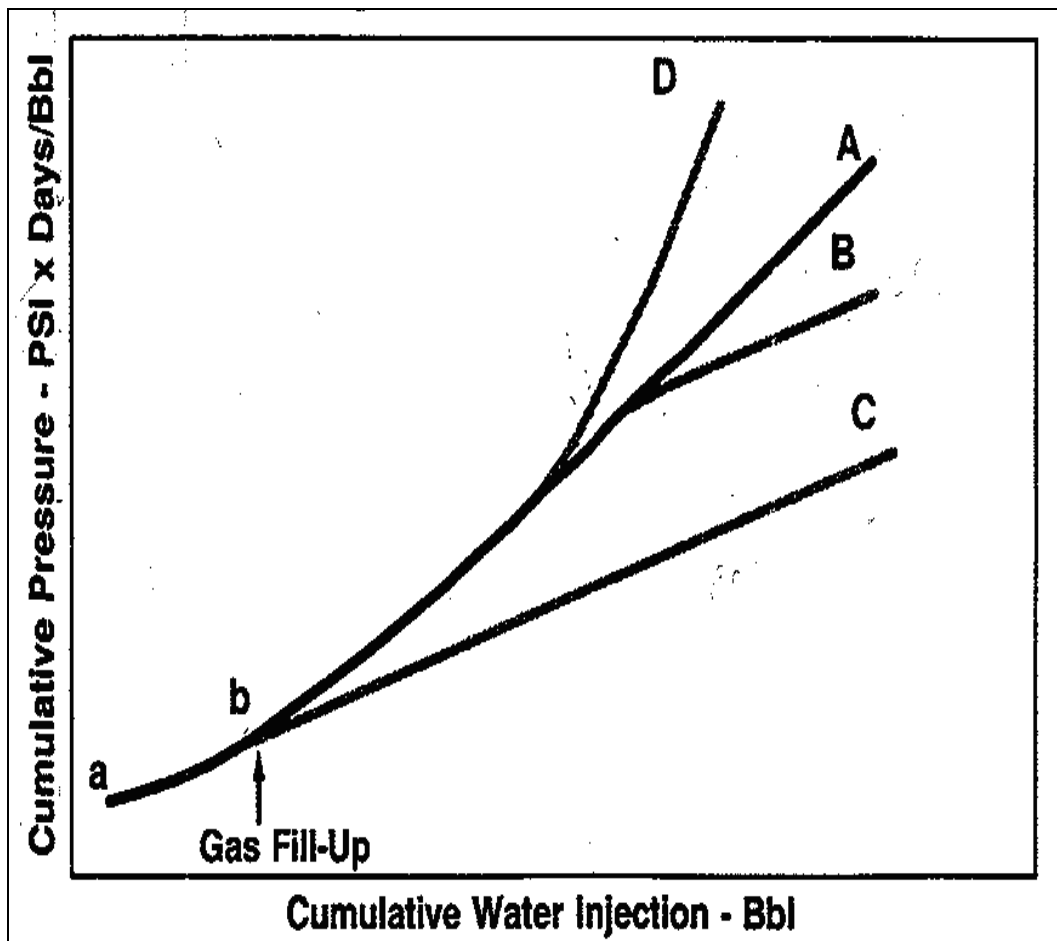
Segmento bA: Indica Inyección normal o estable.

Segmento bD: Indica daño positivo o pobre calidad del agua.

Segmento bB. El decrecimiento de la pendiente indica daño negativo o inyección sobre la presión de ruptura.

Segmento bC. Pendiente muy baja indica posible canalización o inyección fuera de la zona.

Figura 2.8: Grafica de Hall que ilustra cambio de la pendiente.



Fuente: (Buell, 1986)
Elaborado por: R. Scot Buell

La gráfica de Hall es un método de seguimiento a largo plazo; es decir, las propiedades del yacimiento se miden durante un período de semanas y meses. El gráfico de Hall, por lo tanto puede ayudar a identificar cuando algún cambio se ha producido en la inyectividad, tales como taponamiento o daño cerca del pozo o fractura.

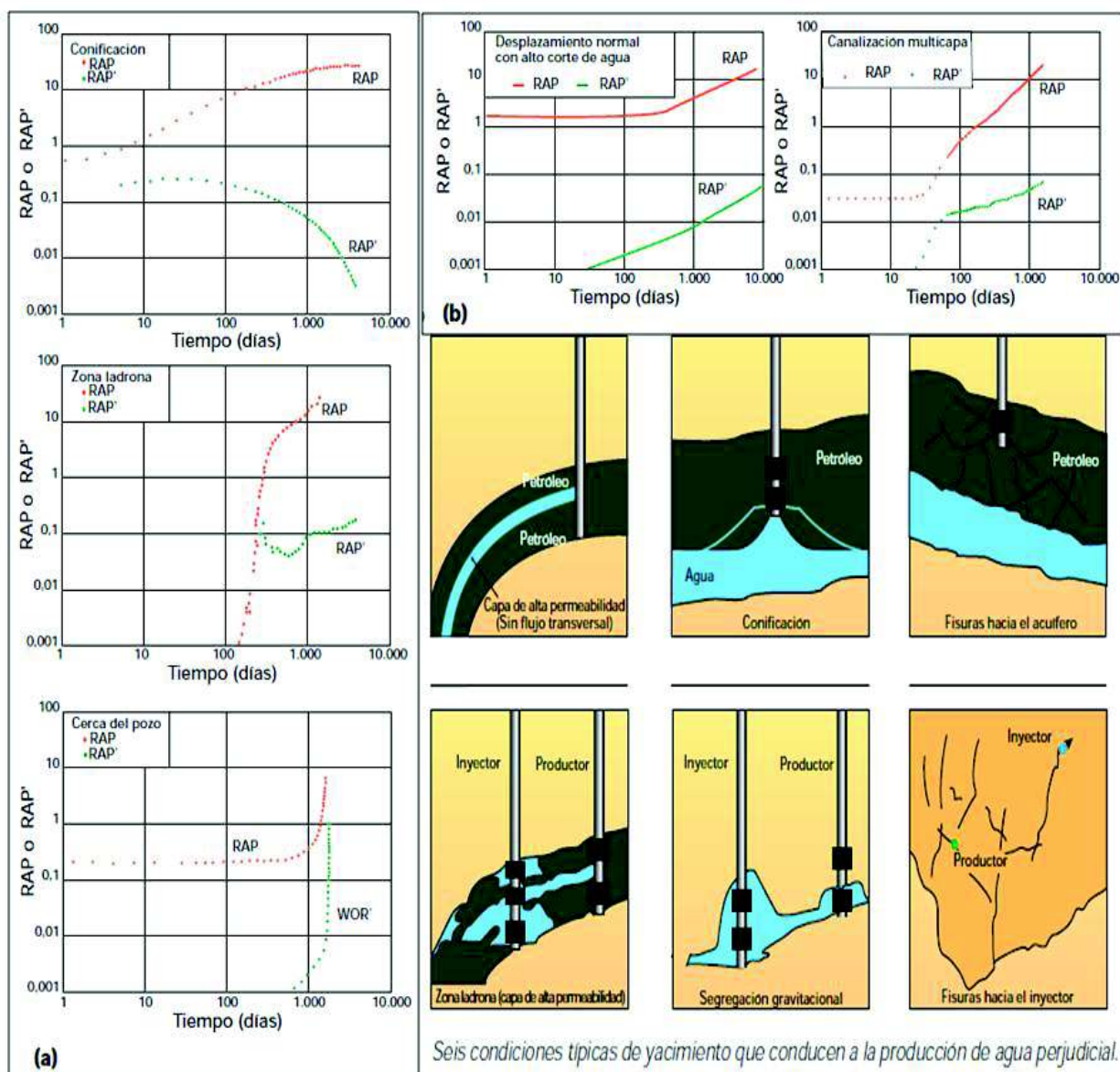
El gráfico de Hall se puede utilizar para cualitativamente interpretar lo que está sucediendo en el pozo inyector cuando se produzcan cambios en la pendiente de la gráfica. La mayor desventaja del Hall es que el daño y la transmisibilidad se

agrupan en la pendiente obtenida de la gráfica, que puede hacer dificultoso el cálculo cuantitativo. Es por eso que es necesario ejecutar una prueba de inyección periódica para determinar la transmisibilidad y el daño.

2.2.3 GRÁFICAS DE CONTROL DE AGUA

Las Curvas de Chan, ayudan a entender la procedencia del agua de los pozos productores. La metodología es muy sencilla y solo requiere de datos de producción: relación agua-petróleo (RAP). Se procede a graficar la RAP y la derivada de RAP (RAP') versus el tiempo en un gráfico log-log. En la figura 2.9 a Se observa la respuesta simulada de tres casos comunes de agua perjudicial y el método para distinguirlos. Si se observa que el RAP' disminuye con el tiempo, podría tratarse de un caso de conificación; un aumento súbito seguido de una meseta, es típico de una zona ladrona de alta permeabilidad en el pozo inyector; mientras que un aumento abrupto de la RAP y RAP' indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo. Asi mismo en la figura 2.9 b se observan dos casos típicos de agua beneficiosa. El primer caso consiste en el barrido normal de un yacimiento por efecto del agua, aun cuando se trata de un elevado volumen de agua (el corte de agua es siempre > 60%). En el segundo caso se observa una canalización en un sistema pero que lleva un barrido de crudo.

Figura 2.9: Gráficas de Chang



Fuente: (Chan, 1995)
Elaborado por: K.S. Chan

Las curvas de Chan no solo sirven para detectar la procedencia del agua en los pozos, sino también para el gas, simplemente graficando la RGP y la pendiente de la RGP versus el tiempo. Estas graficas permiten determinar de cierta manera la conificación del gas (mucho más problemática que el agua, ya que el gas es una fase

no continua) y una evaluación superficial de la eficiencia de barrido del gas sobre el petróleo.

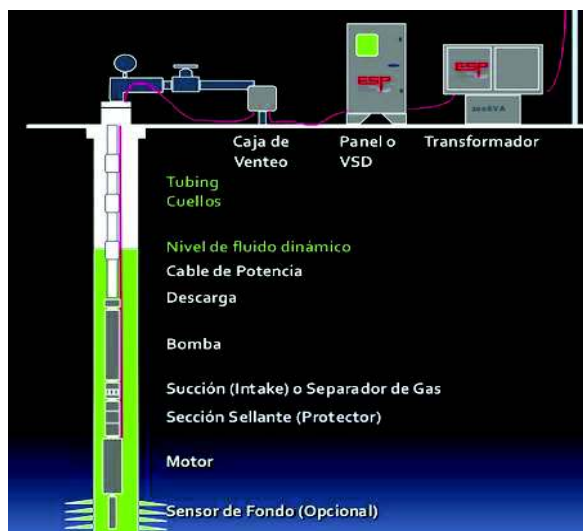
2.2.4 SEGUIMIENTO DE DATOS DE PRESIÓN DE FONDO

El bombeo electrosumergible (BES) normalmente presenta un sensor de fondo como se muestra en la figura 2.10 que mide presión y temperatura, dicha presión es conocida como presión de intake y básicamente es la presión de la columna hidrostática que existe sobre el sensor de fondo.

El seguimiento de la presión de fondo ayuda a monitorear la inyección porque, si la eficiencia de la bomba electrosumergible se mantiene y la presión de intake aumenta entonces quiere decir que el nivel de fluido dinámico aumento y por ende la columna hidrostática que significaría que el pozo fue afectado por la inyección recibiendo un mayor aporte de fluido (agua y petróleo) del yacimiento.

Este método de monitoreo en especial debe ser corroborado con el análisis de los otros métodos.

Figura 2.10: Esquema del bombeo electrosumergible



Fuente: Sumersible pump Handbook
Elaborado por: Vargas Edilasic

2.2.5 GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

En un gráfico de producción e inyección se puede incluir la producción de fluidos (petróleo, agua, gas), el W_{cut} y el G_{or} en el tiempo para poder analizar como varían dichas variables según el comportamiento del reservorio, si en el momento que inicia la inyección aumenta el W_{cut} y la producción de agua y petróleo se puede analizar como afecto la inyección al pozo o a la zona de influencia de la inyección.

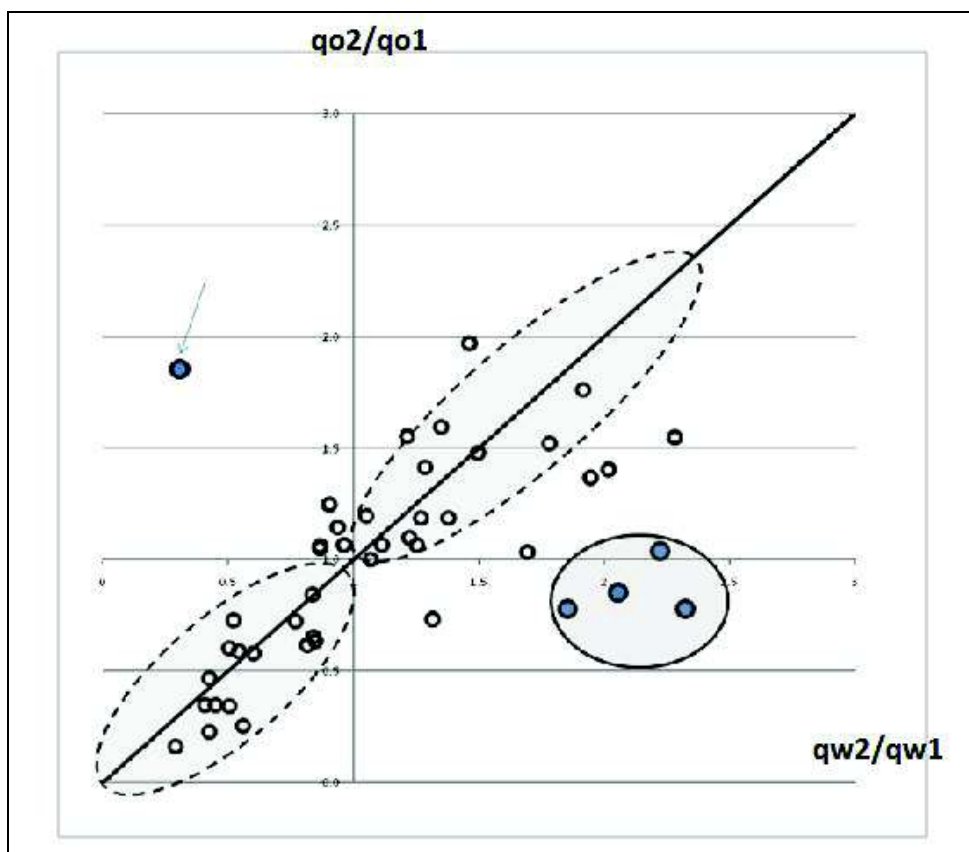
Adicionalmente se pueden añadir gráficas para los pozos inyectoros que incluyen el caudal de inyección y la presión de inyección, el análisis de este tipo de gráfico junto con las gráficas de Hall ayudan a identificar posibles taponamientos o canalizaciones.

Los gráficos ABC (After-Before-Compare) sólo requieren conocer la tasa de producción de petróleo y agua para un grupo determinado de pozos en dos fechas diferentes. Se selecciona un periodo de tiempo diferente y se grafica la relación de la tasa de petróleo en el tiempo de 2 dividido por la tasa de petróleo en el momento 1 y se representa en el eje de abscisas, mientras que la tasa de agua en el tiempo de 2 dividido por la tasa de agua en el momento 1 se representa en la ordenada como se muestra en el ejemplo figura 2.11.

En la figura 2.11 los valores de tiempo 2 son tres meses después de los valores de hora 1. En una inyección estable debería haber muchos puntos de datos cerca de la pendiente de la recta que pasa por (1,1). En este ejemplo hay una gran cantidad de puntos de datos con la mayoría de los puntos de datos caen con cortes de agua aproximadamente constantes (como se indica por estar cerca de la pendiente que pasa por (1,1)). Los puntos en el cuadrante superior derecho, indican tanto el aumento del agua como la producción de petróleo (aumento de líquido total) y cortes de agua más o menos constantes. Esto puede indicar una respuesta positiva a la inyección de agua o el cambio de las condiciones de levantamiento artificial. En cambio puntos en el cuadrante inferior izquierdo indican una disminución de la producción total de líquidos y cortes de agua casi constantes, estos pozos deben ser

examinados para determinar si la disminución se debe a los cambios en el levantamiento artificial, daño del pozo u otro tema. Estos pozos pueden indicar un blanco fácil para aumentar la producción. Datos en la parte inferior derecha muestra la producción creciente de agua con tasas de petróleo constante o decreciente. Cambios repentinos de las tasas de agua podrían indicar la canalización. Puntos en el cuadrante superior izquierdo indica aumento de las tasas de petróleo y la disminución de las tasas de agua. En los campos maduros puede que no haya muchos pozos con este comportamiento; en proyectos de EOR, esto puede indicar respuesta positiva a la inyección.

Figura 2.11: Ejemplo de gráficos ABC



Fuente: Introduction to waterflood surveillance
Elaborado por: Nathan Meehan

2.2.6 MAPEO DE PROPIEDADES DE RESERVORIO

Para un adecuado control y seguimiento de la inyección de agua utilizamos el mapeo de propiedades de reservorios, algunos de los principales mapas de propiedades de reservorio son:

- Mapas de wáter cut
- Mapas de acumulado de petróleo, agua, fluido (mapas de burbuja)
- Mapas de salinidades
- Mapas de PWF
- Mapas isobáricos

Uno de los mapas que nos ayudan a visualizar el avance del frente de agua es el mapa de salinidad. Los mapas en el tiempo de corte de agua (wcut), presiones dinámicas y estáticas son extremadamente útiles también. En ellos se deben analizarse las siguientes características:

- Áreas de bajo Wcut (<70%), bajas presiones estáticas, deben priorizarse. Las soluciones para estos casos incluyen el aumento incremental de las tasas de inyección, la perforación de inyectores nuevos o conversión de productores a inyectores.
- Áreas de alto Wcut (>95%) y altos niveles dinámicos de fluido en los pozos deben ser revisados para bajar la sumergencia y, si es necesario, disminuir la inyección de agua, especialmente si el agua es un recurso escaso.
- El análisis del mapa de presión de fondo dinámica indica si la sumergencia en los productores es eficiente. Es importante mantener los niveles de fluido bajos para maximizar el gradiente de presión y por lo tanto, maximizar el flujo entre los inyectores y productores. Además, una baja presión dinámica minimiza los efectos del flujo cruzado entre capas.

2.3 LINEAS DE FLUJO (STREAMLINES)

2.3.1 INTRODUCCIÓN

La simulación numérica de líneas de flujos (streamlines) es la mejor herramienta para la realización de análisis de inyección de agua ya que incorpora campos de presión, que determinan líneas de flujo como la forma más probable de movimiento de fluidos, en este sentido, y siempre en el campo de presión, hay dos niveles de trabajo bien diferenciados en los proyectos de inyección de agua.

El primer nivel, llamado “vigilancia de producción-inyección” basado en el análisis histórico de la inyección de agua, permite examinar pozos productores e inyectores identificando áreas bien y mal barridas.

El segundo nivel, “simulación basada en las líneas de flujo”, parte de un modelo geológico detallado, física de fluidos y el ajuste de historia, que permite, además, un rediseño integral y previsión de la inyección de agua hacia su optimización.

Es bien conocido que el fluido en el yacimiento es impulsado por diferencias de presión, fuerzas gravitacionales y diferencias de densidad debido a una diferencia de composición o temperatura. Teniendo esto presente se pueden determinar desde líneas isóbaras del yacimiento hasta superficies de contorno a lo largo de las cuales el fluido es impulsado. El fluido se desplaza desde una superficie de contorno de alta energía hasta una de baja energía. La simulación streamline, ha sido manejada por el hecho de que la heterogeneidad controla los factores de recobro de muchos campos, esto causo la derivación de modelos más complejos, dando lugar a la tecnología streamline que incluye factores como:

- Gravedad
- Efectos 3D
- Cambio en las condiciones del pozo

- Flujo multifásico

La tecnología streamline incluye efectos de gravedad y permite cambios en la tasa de los pozos. Esto permite realizar un proceso sencillo que evalúa tanto la eficiencia areal como la vertical y permite cambios en los pozos, resaltándose el trabajo de (Thiele R, 2001).

2.3.2 BASE TEÓRICA

2.3.2.1 Matemática del método streamline

Las ecuaciones matemáticas subyacentes para flujo multifásico incomprensible, tomando como referencia los estudios de Batycky et al., y Blunt et al. Se presentan a continuación.

La ecuación que rige la presión, P, para flujo incomprensible multifásico sin efectos de capilaridad viene dada por la ecuación 2.16. (Batycky, 2011)

$$\nabla \cdot \sum_{j=1}^{n_p} \frac{\bar{K} \cdot k_{rj}}{u_j} (\nabla \cdot P + \rho_j \cdot g \cdot D) = 0 \quad (2.146)$$

Donde

D= Profundidad por debajo del datum

g= aceleración de la gravedad

K= tensor de permeabilidad

K_{rj}= Permeabilidad relativa

u_j = viscosidad

ρ_j = densidad de la fase

∇ = potencial a largo plazo

G = velocidad de la fase

ϕ = porosidad

P = presión

Subíndices:

j = número de fase

La velocidad total, se deriva de la solución 3D a la ecuación de la presión y la aplicación de la ley de Darcy. La ecuación de balance de material explícito para cada fase j incompresible entonces dada por la ecuación 2.17.

$$\phi \frac{\partial S_j}{\partial t} + \vec{u}_t \cdot \nabla f_j + \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (2.17)$$

Cada fase de flujo fraccional, f_j , está dada por la ecuación 2.18.

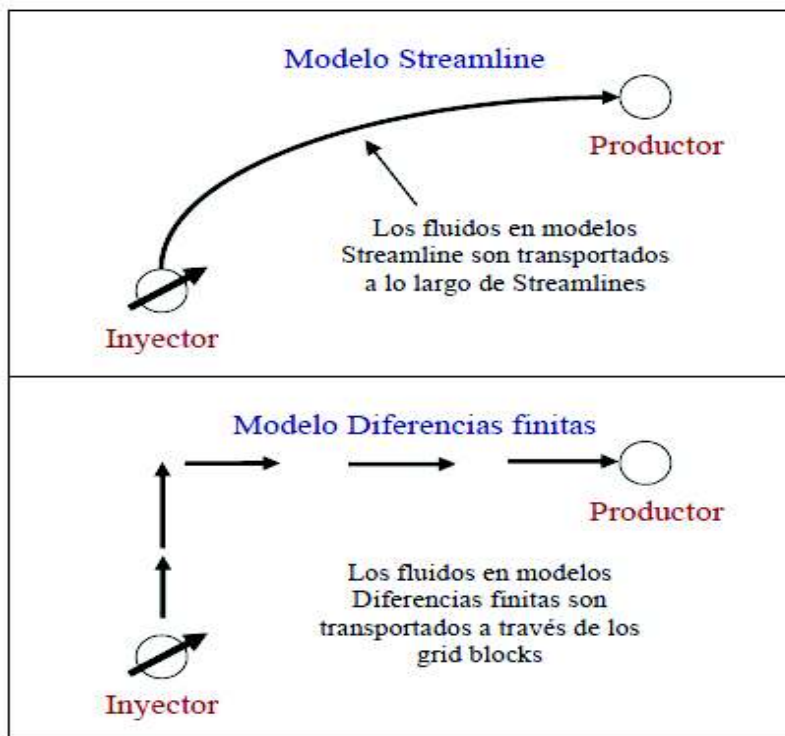
$$f_j = \frac{k_{rj}}{u_j} \frac{1}{\sum_{j=1}^{np} \frac{k_{rj}}{u_j}} \quad (2.158)$$

Y la velocidad de la fase resultante de efectos de la gravedad debido a la diferencia de densidad de la fase está dada por la ecuación 2.19.

$$\vec{G}_j = \bar{k} \cdot g f_j \cdot \nabla D \sum_{i=1}^{n_p} K r_i (\rho_i - \rho_j) / u_i \quad (2.1916)$$

En una simulación convencional en diferencias finitas, hay un segmento tanto de presión como de saturaciones a resolver. En diferencias finitas se resuelve para la presión y entonces se calcula el flujo basado en la distribución de presión determinada (formulación IMPES), pero el transporte de flujo se hace bloque a bloque, mientras en un modelo de simulación streamline, los fluidos son transportados a lo largo de streamlines como se muestra en la figura 2.12.

Figura 2.12: Representación del movimiento de los fluidos en el modelo streamline y en el modelo de diferencias finitas



Fuente: Tesis de postgrado de Vargas, José A.
Elaborado por: Méndez A, Abril H.

En el método estándar de diferencias finitas la ecuación 2.17 es resuelta en la grid subyacente en el que se calcula el campo de presión. La solución de dicha ecuación es gobernada por la grid Courant-Friedrichs-Lewy (CFL) condición, que puede conducir a pequeños timestep, sobre todo para los modelos con contrastes de permeabilidad alta y/o altas velocidades de flujo. Con streamline esta grid limitada CFL se evita por completo mediante la resolución de la ecuación 2.17 a lo largo de cada línea de flujo usando un tiempo de vuelo (TOF) por sus siglas en ingles.

Las streamlines son trazadas desde fuentes de drenaje basadas en la velocidad total del campo subyacente. Para calcular cada línea de flujo se calcula el tiempo de vuelo TOF y se define como ecuación 2.20:

$$\tau = \int_0^s \frac{\phi(\delta)}{|\vec{u}_t(\delta)|} d\delta \quad (2.170)$$

Y conduce a la definición

$$|\vec{u}_t| \frac{\partial}{\partial \delta} = \vec{u}_t \cdot \nabla = \phi \frac{\partial}{\partial \tau} \quad (2.181)$$

Usando la ecuación 2.16, se escribe la ecuación 2.17 como

$$\frac{\partial S_j}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (2.192)$$

Debido a que el termino gravedad no está alineada a lo largo de una streamline, la ecuación 2.22 se divide en dos partes (operator splitting), obteniendo como resultado dos ecuaciones 1D. La parte convectiva de la ecuación de balance de material a lo largo de líneas de corriente está dada por la ecuación 2.23.

$$\frac{\partial S_j^c}{\partial t} + \frac{\partial f_j}{\partial \tau} = 0 \quad (2.203)$$

Mientras que la parte que resulta de las diferentes densidades de la fase resuelta a lo largo de las líneas de gravedad está dada por la siguiente ecuación.

$$\frac{\partial S_j^g}{\partial t} + \frac{1}{\phi} \nabla \cdot \vec{G}_j = 0 \quad (2.24)$$

Ambas ecuaciones 2.23 y 2.24 representan ecuaciones 1D que se resuelven mediante técnicas numéricas estándar es decir diferencias finitas. Todavía hay límites CFL que restringen tamaños timestep en estas ecuaciones, pero estas son localizadas en cada streamline o línea de gravedad, dando lugar a una grid 3D.

Debido a que el problema del transporte tiene un comportamiento altamente no lineal, el método de solución en diferencias finitas puede ser muy sensible al tamaño y a la orientación de las celdas, afectando la simulación. En una simulación streamline, la ecuación de presión es resuelta sobre una grid de simulación, similar al método de una simulación convencional. Después, las streamlines son calculadas ortogonalmente a los contornos de presión.

Por lo tanto, una red de transporte natural es construida y el fluido es transportado a lo largo de cada streamline, rastreando el movimiento del gas, el petróleo y el agua en el yacimiento.

Las streamlines tienen por lo tanto una ventaja ante el método de simulación de diferencias finitas ya que los fluidos son transportados a lo largo de las streamlines y no entre grid-blocks como sucede en diferencias finitas y se observa en la figura 2.12.

2.3.2.2 Ventajas de la simulación streamline

Los modelos de simulación streamline presentan ventajas sobre los modelos de simulación convencionales algunas de estas son:

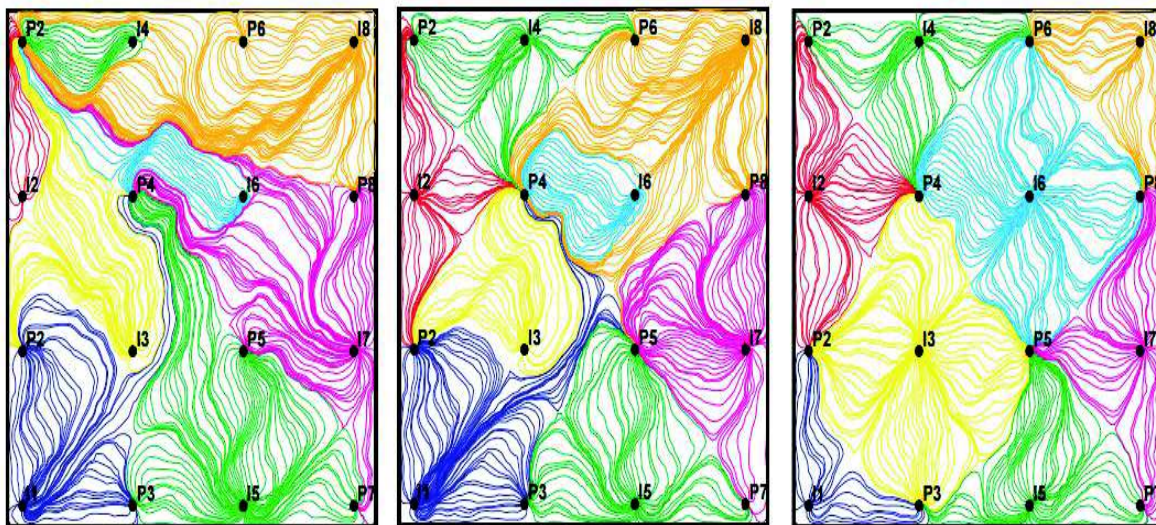
- Eficiencia computacional

- El trazado de las streamlines y la solución del problema del transporte son hechos de una forma secuencial. Solo se guarda una streamline en memoria a un tiempo dado
- Las soluciones numéricas 1D a lo largo de las streamlines no se ven afectadas por los criterios de estabilidad geológica del grid, permitiendo de esta forma largos pasos de tiempo.
- Las streamlines no necesitan ser actualizadas frecuentemente.
- El número de streamlines incrementa linealmente con el número de celdas activas. Para desplazamientos dominados por heterogeneidades, el tiempo de cálculo a menudo se mide casi linealmente con el número de grid-blocks, haciendo de este el método preferido para simulaciones geológicas a pequeña escala.
- Una simulación streamline puede ser 100 veces más rápida que una simulación convencional.

2.3.2.3 Análisis de datos obtenidos por streamline

Debido a que las líneas de corriente comienzan a partir de una fuente y el final en un pozo o un punto de baja presión, es posible determinar que los inyectores son (o qué parte de un acuífero es) el que soporta un productor en particular, y exactamente en qué medida. Por tanto, un alto corte de agua en un pozo productor se remonta a los pozos de inyección o límites específicos de afluencia de agua. Por lo tanto, es posible determinar hasta qué punto el volumen de una inyección en particular también está contribuyendo a los productores como se muestra en la figura 2.13 donde los pozos productores se representan con la letra P y los inyectores con la letra I. Esto constituye información valiosa cuando se trata de equilibrar los patrones u optimizar la inyección de agua sobre un campo.

Figura 2.13: Asignación de streamline entre pozos, pares de pozos y grupo de pozos



Fuente: (Thiele R, 2001)
Elaborado por: Marco R. Thiele

2.3.2.4 Aplicación de streamlines

Las streamlines se pueden usar principalmente para:

- Visualizar flujo
- Determinar patrones de equilibrio
- Optimizar y administrar la inyección y producción del campo
- Vigilar la conducta del reservorio
- Establecer los mejores escenarios y modelos geológicos
- Ayuda en el ajuste histórico

Según (Thiele R, 2001) es importante subrayar que la teoría sobre la simulación streamline está firmemente arraigado en la formulación incompresible de Voidage replacement o reemplazo de la porosidad. Por lo tanto, la simulación streamline es especialmente potente para los sistemas que no están en función de modelar la

presión absoluta, sino que se rige por un gradiente de presión. Además, los fuertes supuestos de independencia entre líneas de corriente favorecen desplazamientos de modelado que no son una fuerte función de los fenómenos difusivos, tales como la presión capilar, la difusión transversal, o compresibilidad.

2.3.2.5 Well allocation factor (WAF)

El (WAF) o factor de distribución del pozo se subdivide en producer allocation (PA) e injector allocation (IA). Estos factores son calculados mediante las streamlines conectadas entre el inyector, el productor y el acuífero. Las streamlines son proporcionales al flujo es decir pueden representar una rata de flujo.

El PA es igual al número de líneas de flujo del productor asociadas al inyector sobre el total de líneas de flujo del productor ecuación 2.25.

$$PA = \frac{\text{número de streamlines conectadas entre productor e inyector}}{\text{número de streamlines del productor}} \quad (2.215)$$

El IA es igual al número de líneas de flujo del productor asociadas al inyector sobre el total de líneas de flujo del inyector ecuación 2.26.

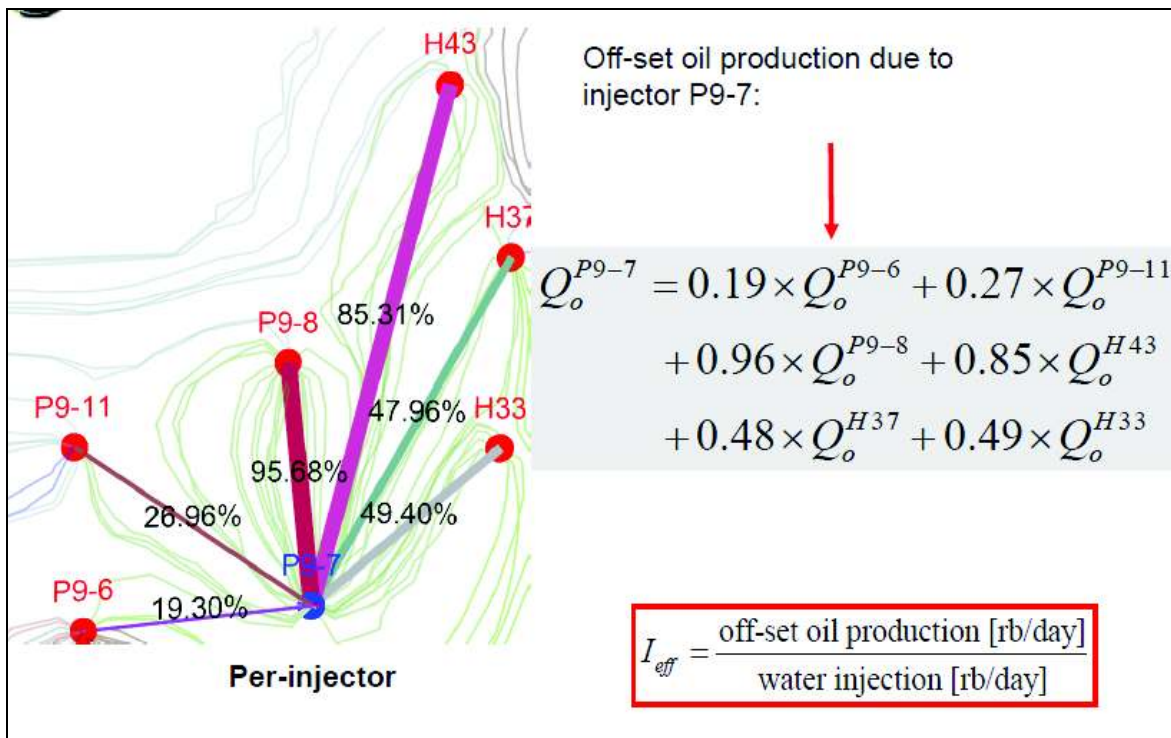
$$IA = \frac{\text{número de streamlines conectadas entre productor e inyector}}{\text{número de streamlines del inyector}} \quad (2.226)$$

Para el cálculo de la eficiencia del pozo inyector es necesario utilizar el PA como se muestra la figura 2.14, donde se observa las líneas de flujo de cada pozo productor relacionadas al inyector P9-7. Al multiplicar estas líneas de flujo por el caudal de petróleo de cada pozo productor (Q_o) y sumarlos se obtiene el petróleo producido asociado a las líneas de flujo del inyector (off-set oil production), esto dividido para el caudal inyectado se obtiene la eficiencia del inyector.

Es decir la eficiencia del inyector es igual a la ecuación 2.27:

$$\text{Eficiencia inyector} = \frac{\text{off - set oil production}}{\text{Water injection}} \quad (2.237)$$

Figura 2.14: Cálculo de la eficiencia del pozo inyector P9-7



Fuente: (Batycky, 2011)
Elaborado por: Rod Batycky

2.3.3 SIMULADOR FRONTSIM

El simulador Frontsim es un software de simulación 3D, que modela el fluido multifásico a lo largo de las streamlines y permite visualizar las vías de flujo dominantes y describir el comportamiento de flujo de fluido dentro de la geología compleja, con capacidad de transferir este conocimiento en el software ECLIPSE para los modelos más fiables y una mejor capacidad de predicción.

La simulación streamline se está usando cada vez más para la gestión de las operaciones de inyección de agua en algunos de los campos más grandes del mundo, que sustentan el análisis de la inyección de agua y la relación entre los

pozos productores e inyectores, esta relación se puede cuantificar directa y completamente en los modelos de simulación de streamlines.

Frontsim utiliza las propiedades de simulación streamline para determinar la cantidad de agua para asignar a los inyectores con el fin de mejorar el rendimiento de una inyección de agua. Dado un modelo de simulación con ajuste histórico, un conjunto de pozos activos y un límite global de la inyección, el simulador Frontsim recomienda tasas de producción e inyección, estas tasas ayudan a administrar el reservorio de tal manera que el petróleo sea arrastrado con la mayor eficiencia, la producción de agua suprimida en lo posible y la eficiencia volumétrica y recuperación final se incrementen.

Para utilizar el simulador frontsim se debe:

- explorar el concepto y la aplicación de la simulación
- entender cómo un simulador inicializa y ejecuta
- comprender la estructura de archivos ECLIPSE FrontSim
- entender las reglas de entrada
- especificar y editar los datos de entrada y de salida
- entender seguimiento frente y soluciones de tiempo de vuelo
- definir la geometría rejilla bloque centrado y rincón de punto
- describir propiedades de las rocas y fluidos
- determinar la asignación de la presión inicial y la distribución de la saturación
- definir los acuíferos
- pozos de control establecidas en juego la historia y los regímenes de producción
- construir y ejecutar un modelo de simulación
- analizar los resultados a través de postprocesado .

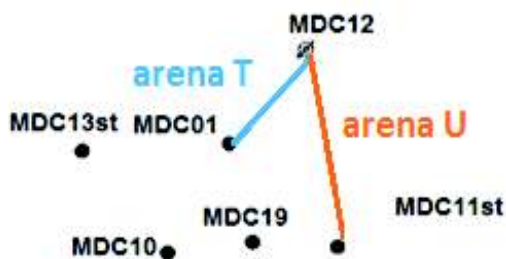
CAPÍTULO III

3. APLICACIÓN DE LOS MÉTODOS DE MONITOREO EN EL CAMPO MDC

3.1 APLICACIÓN DE LOS METODOS DE PREDICCIÓN HOMOGENEO Y HETEROGENEO (DYKSTRA PARSON)

Los métodos de predicción pueden ser homogéneos y heterogéneos, según la resolución vertical de los reservorios y la variación de la permeabilidad. Homogéneo en el caso de considerar un permeabilidad constante y heterogéneo en el caso de tener varias permeabilidades (varias facies). Para el análisis y aplicación de estos métodos en el campo MDC se tomaron dos zonas de referencia: para la arena U el sistema entre el pozo inyector MDC-12U y el pozo productor MDC-11U y para la arena T el pozo inyector MDC-12T con el pozo productor MDC-1T (Figura 3.1).

Figura 3.1: Zonas de referencia para aplicación del método homogéneo y heterogéneo

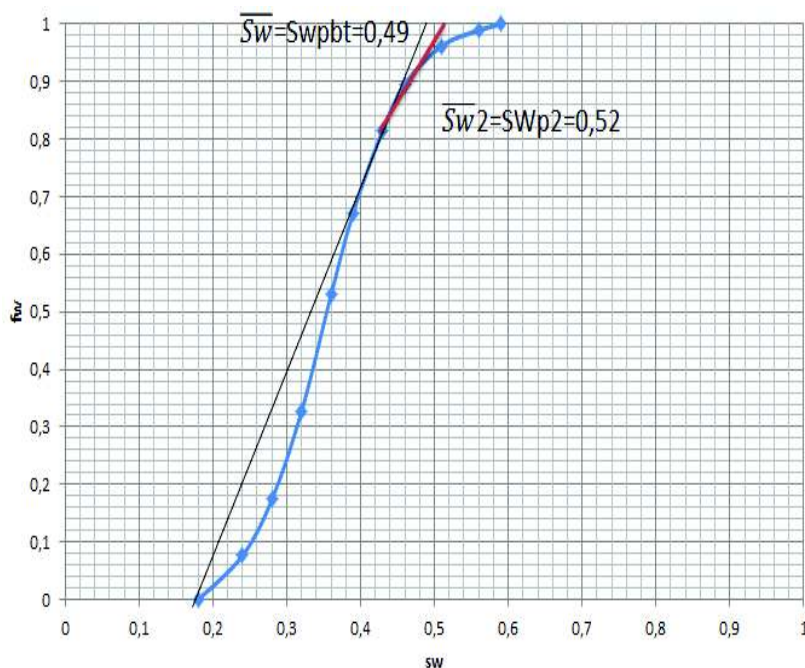


Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Para estos análisis se definieron inicialmente las curvas de flujo fraccional para ambos reservorios (figura 3.2 y 3.3), donde se calcula la saturación de agua promedio a la ruptura $\bar{S}_{w_{pbt}}$ y la saturación de agua promedio en la etapa subordinada (después de la ruptura) \bar{S}_{w_2} .

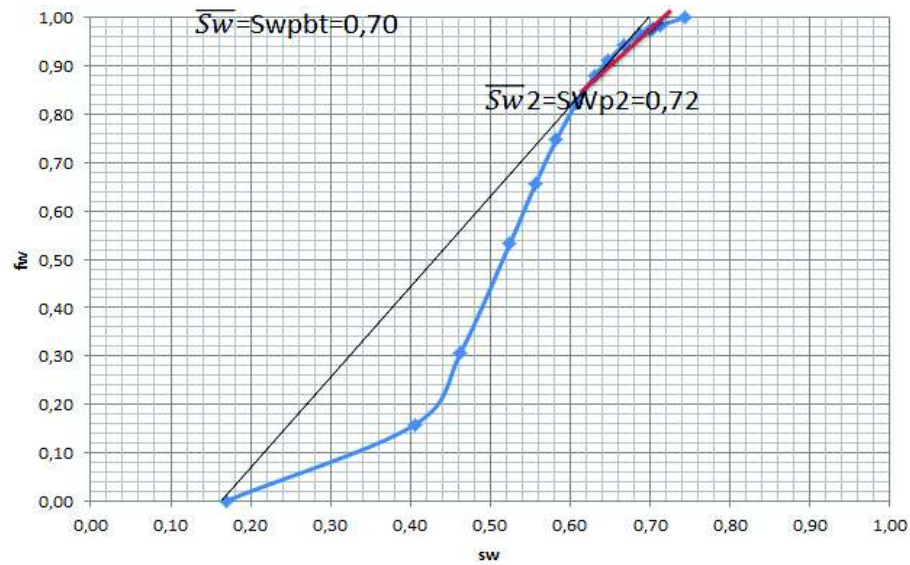
Una vez obtenidas las curvas de flujo fraccional y siguiendo el procedimiento, se calculó la movilidad y la eficiencia areal de barrido. Para el caso de la arenisca U se obtuvo un valor de 0.806 y 0.42 respectivamente. Con estos valores se calculó un tiempo de ruptura (tbt) teórico de 30 meses. Para compararlo con el tiempo de ruptura observado de acuerdo al comportamiento productivo del pozo, se utilizó el contraste de valores de salinidad entre el agua de formación (+/- 80000 ppm NaCl) y el agua inyectada (+/- 35000 ppm NaCl). De este análisis se estima que el tiempo de ruptura es de 18 meses como se observa en la figura 3.4.

Figura 3.2: Curva de flujo fraccional para la arena U



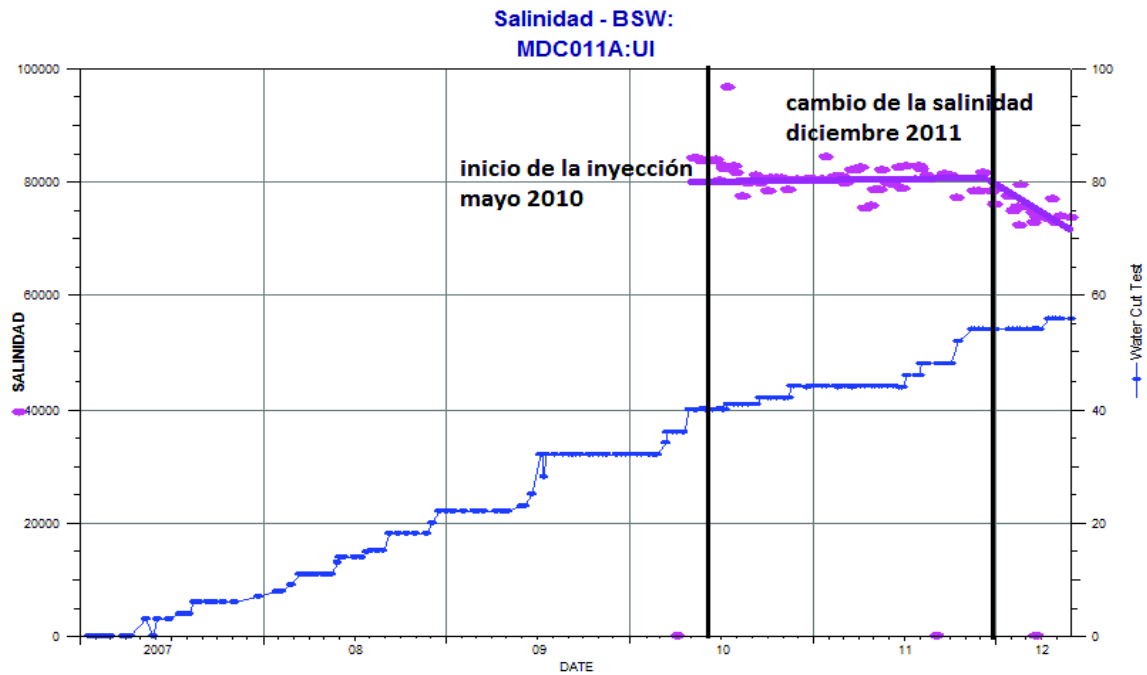
Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.3: Curva de flujo fraccional para la arena T



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)
Elaborado por: Esteban Salgado

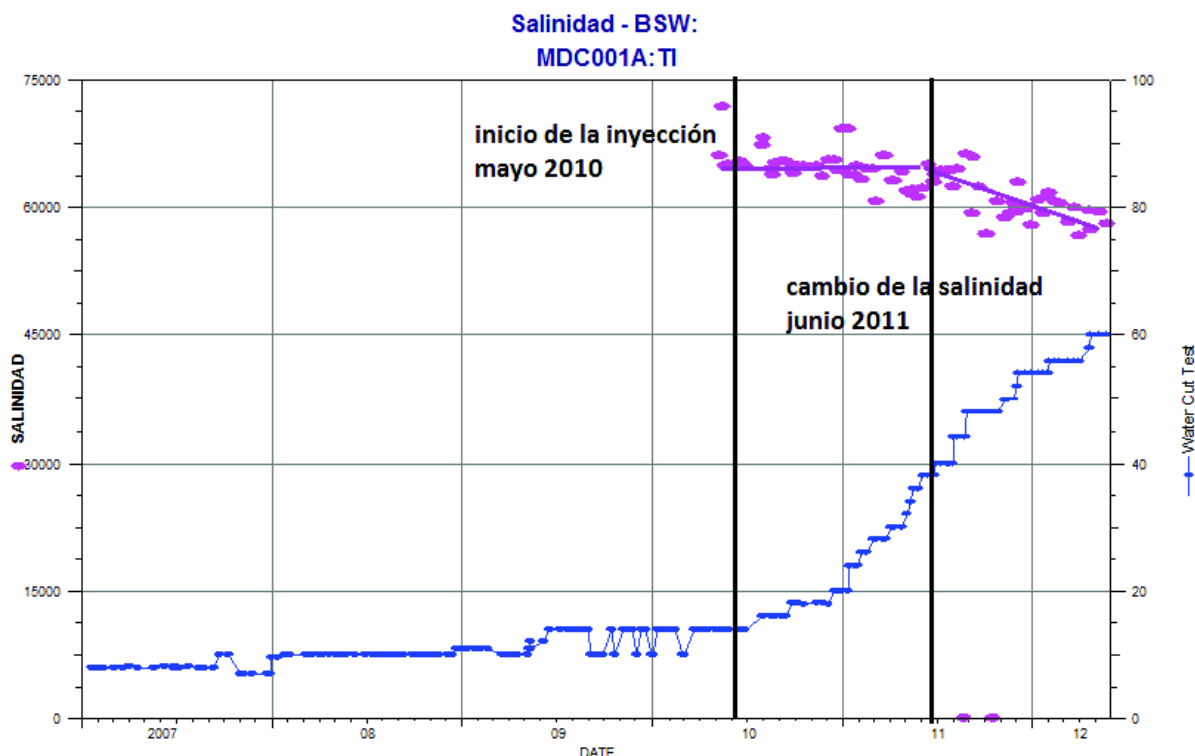
Figura 3.4: Cambio de salinidad en el pozo MDC-11U



Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Para la arenisca T se realizó el mismo análisis obteniendo un valor de movilidad de 0.62 y una eficiencia areal de barrido de 0.47. El cálculo del tiempo de ruptura teórico (tbt) fue de 18 meses, mientras que en la figura 3.5 se observa que este es definido en aproximadamente 13 meses.

Figura 3.5: Cambio de salinidad en el pozo MDC-1T



Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

Los resultados sugieren que el cálculo teórico tiene una buena correlación para el caso de la arenisca T, mientras que para el caso de la arenisca U la diferencia en los tiempos de ruptura puede ser consecuencia de la presencia de capas de mayor permeabilidad o debido a la diferencia de movilidades entre agua y petróleo que generó posibles canalizaciones y la llegada más rápida de agua al pozo productor.

Adicionalmente, el reservorio T presenta una mejor eficiencia de desplazamiento ya que el valor de movilidad es mucho menor que 1.

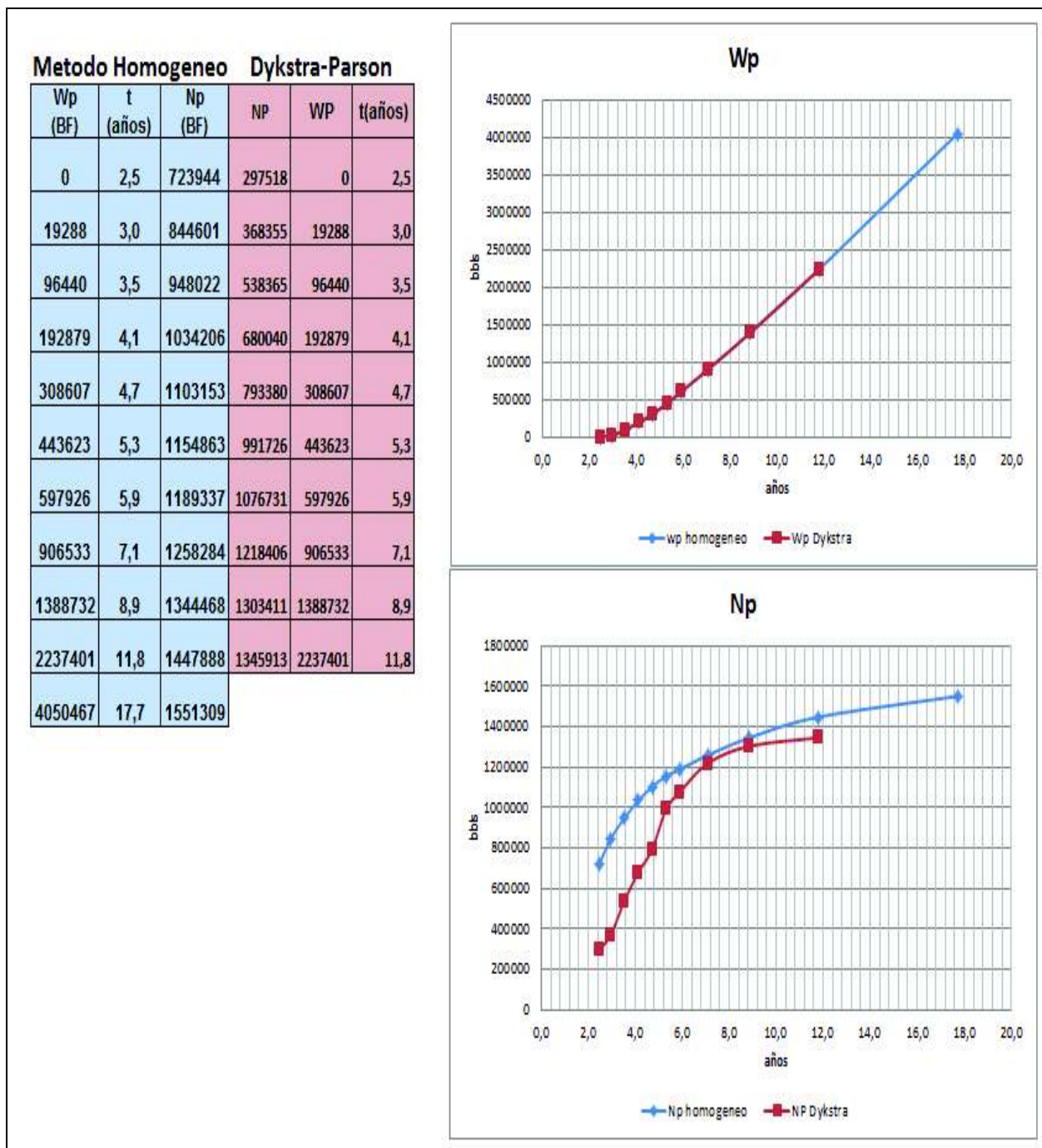
3.1.1 ANÁLISIS DE RESULTADOS DE LOS MÉTODOS DE PREDICCIÓN

Utilizando los métodos homogéneo y heterogéneo se obtuvieron pronósticos del agua producida (WP) y de petróleo producido (NP). Los datos requeridos fueron obtenidos de interpretaciones petrofísicas, análisis de núcleos y estudios PVT disponibles para los reservorios.

El método de predicción heterogéneo que se usó para este análisis fue el de Dyskstra-Parson, que considera que el reservorio está constituido por facies que tienen diferentes permeabilidades y variación vertical. Esta información fue obtenida a partir de las ecuaciones de correlación K vs ϕ de los análisis de núcleos.

Cuando se comparan los resultados en las figuras 3.6 y 3.7 para U y T respectivamente, obtenidos por los métodos homogéneo y heterogéneo, se puede concluir que la arena U es mucho más homogénea que la arena T, ya que los resultados de ambos métodos son similares, mientras que en la arena T existen significativas diferencias.

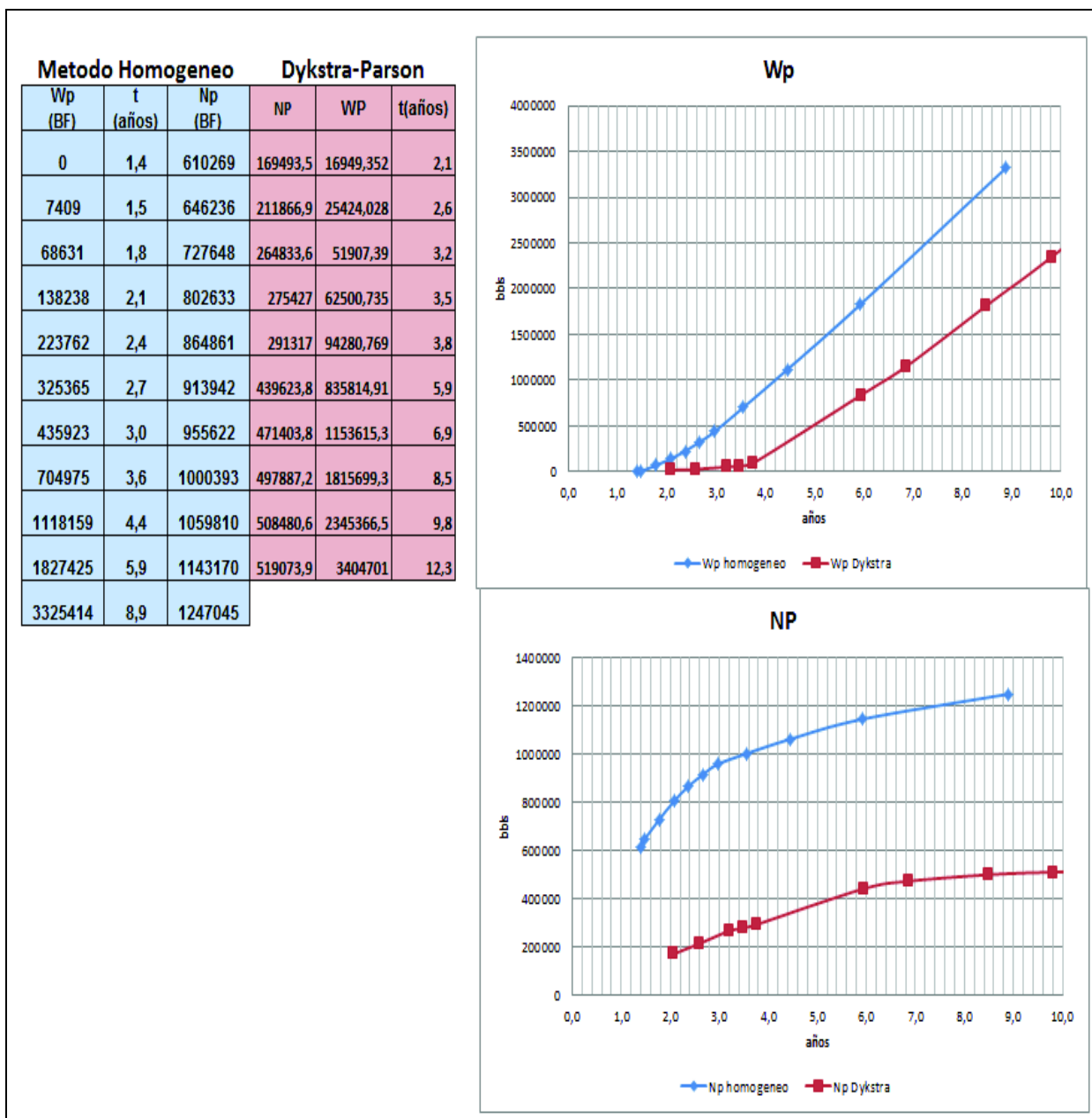
Figura 3.6: Comparación para la arena U MDC-12U y MDC-11U



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.7: Comparación para la arena T MDC-12U y MDC-1T



Fuente: (Paris de Ferrer, 2001)

Elaborado por: Esteban Salgado

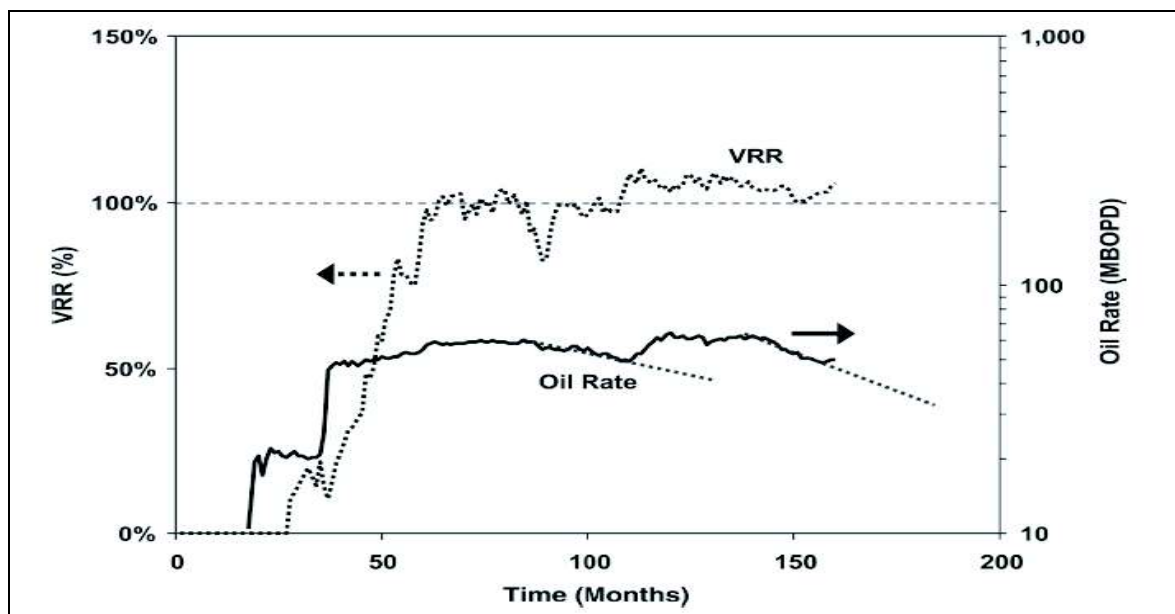
3.2 APLICACIÓN DE LOS METODOS CONVENCIONALES DE MONITOREO

3.2.1 RELACIÓN VRR

Para analizar el VRR se consideró el paper de la SPE: Waterflooding Surveillance and - Monitoring (Martin Terrado, 2007), en donde se presentan tres ejemplos de campos sometidos a inyección de agua. Al graficar el VRR y la tasa de petróleo se puede observar las tendencias de las curvas y analizar el efecto directo o no de la inyección sobre la producción de petróleo.

Un primer ejemplo mostrado en la figura 3.8 presenta una relación directa entre estos parámetros, ya que la tasa de petróleo mejora cuando el VRR es mayor o cercano al 100% y disminuye cuando tiene un valor menor. Adicionalmente se menciona que este ejemplo no tiene un soporte de ningún acuífero.

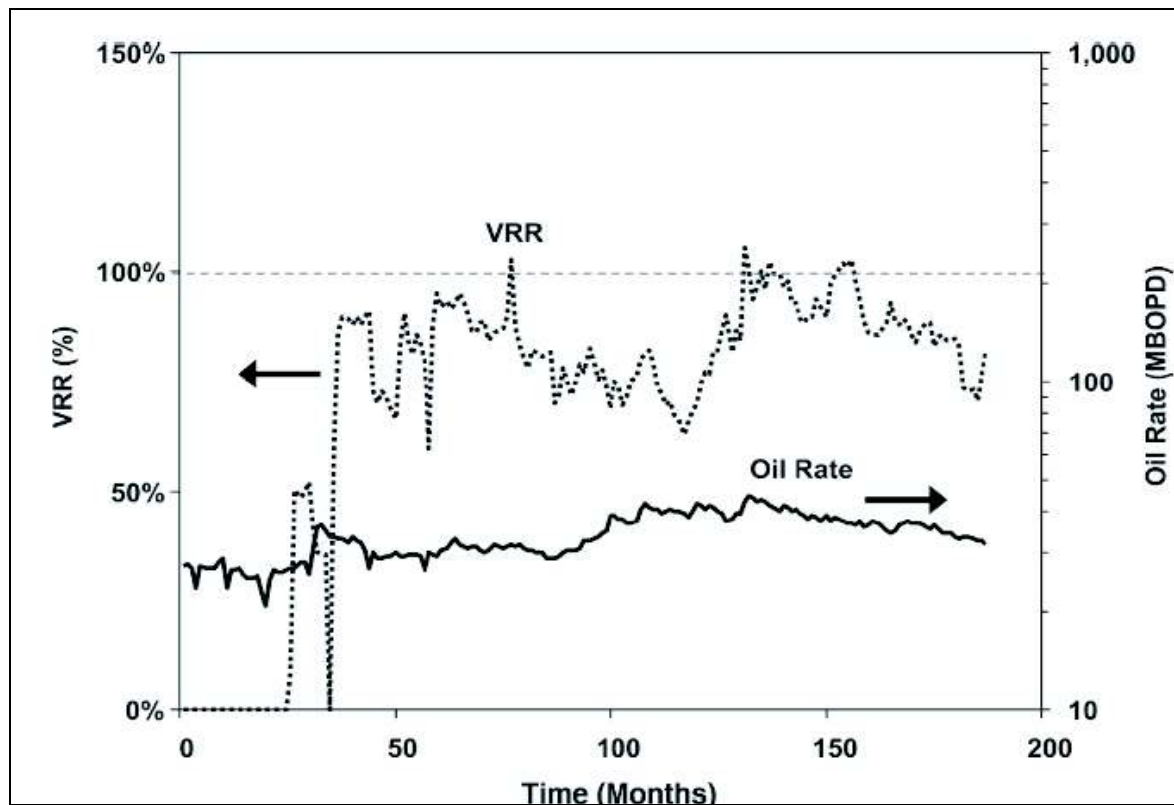
Figura 3.8: Ejemplo de un campo con influencia directa de la inyección



Fuente: (Martin Terrado, 2007)
Elaborado por: Esteban Salgado

En otro caso, se observa que las tendencias de la tasa de petróleo y el VRR no tienen ninguna relación (figura 3.9) y a pesar de que el VRR es menor a 1 la tasa de petróleo no disminuye significativamente. Se señala además que en este ejemplo existe un soporte importante de un acuífero.

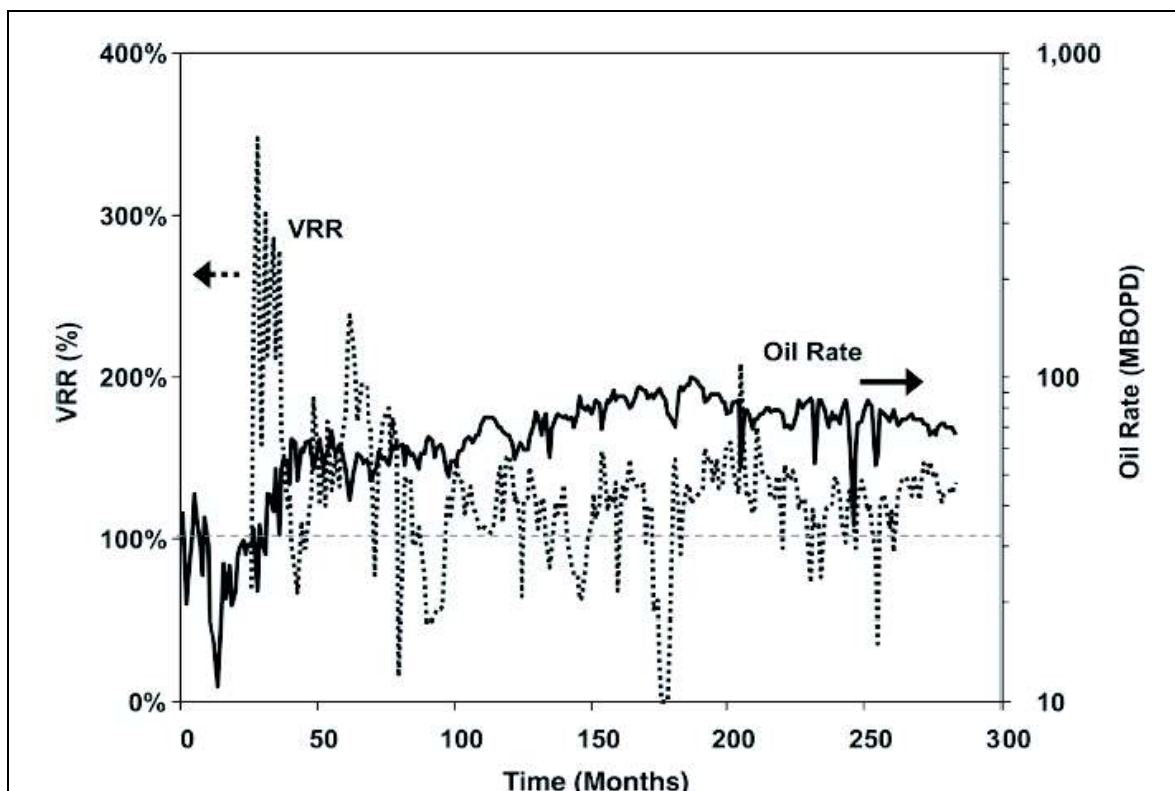
Figura 3.9: Ejemplo de un campo con influencia directa del acuífero



Fuente: (Martin Terrado, 2007)
Elaborado por: Esteban Salgado

Un último ejemplo indica un comportamiento similar al anterior pero con la presencia de un acuífero más limitado (figura 3.10).

Figura 3.10: Ejemplo de un campo con influencia parcial del acuífero



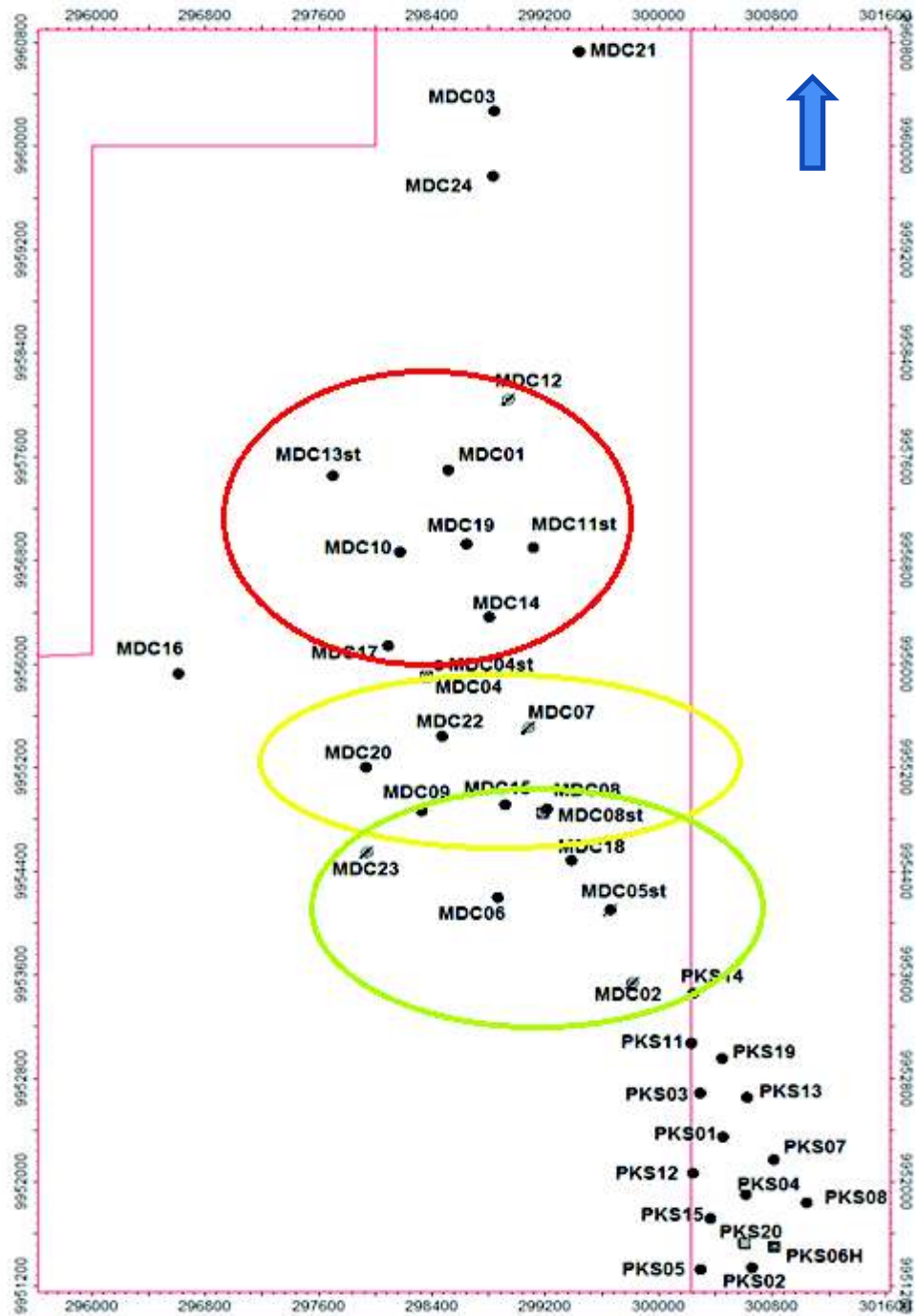
Fuente: (Martin Terrado, 2007)

Elaborado por: Esteban Salgado

Para analizar el comportamiento en las áreas de influencia de los pozos inyectoros del campo MDC, guiados por los criterios anteriores, es necesario calcular el VRR definiendo los pozos productores que sienten el efecto de la inyección de agua, para lo cual se analizaron las curvas de producción, datos de salinidad, presión intake y adicionalmente las líneas de flujo que conectan los pozos inyectoros y productores y cuyo procedimiento será analizado más adelante.

La figura 3.11 y la tabla 3.1 muestran los pozos identificados. Cabe indicar, que para este análisis no se consideró el pozo inyector MDC-23 ya que tuvo poco tiempo de inyección en los reservorios U y T.

Figura 3.11: Ubicación de pozos / Zona de influencia de los inyectores



Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Tabla 3.1: Pozos influenciados por cada inyector

INYECTORES	ZONA DE INFLUENCIA					
MDC-2U	MDC 6	MDC 9				
MDC-7U	MDC 9	MDC14	MDC 15	MDC 17	MDC 20	MDC 22
MDC-12U	MDC 1	MDC 10	MDC 11			
MDC-2T	MDC 5	MDC 8				
MDC-7T	MDC 4	MDC 8				
MDC-12T	MDC 13	MDC 19	MDC 1			

Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

Las gráficas de VRR en conjunto con la producción de fluido y petróleo de las áreas de influencia se presentan en los anexos 9, 10, 11, 12, 13, 14.

Análisis de resultados de la relación VRR

Zona de influencia MDC- 2U: en esta zona el VRR se mantiene menor a 1 y no se nota una relación directa entre el VRR y la tasa de petróleo, pero si existe la presencia de un acuífero por la producción de agua que genera la diferencia entre la curva de fluido y de petróleo. (Anexo 9).

Zona de influencia MDC- 2T: En esta zona tampoco se observa una relación directa entre el VRR y la tasa de petróleo, sobre todo porque la producción histórica del pozo cercano MDC-5 no ha sido normal porque producía con un alto daño. (Anexo 10).

Zona de influencia MDC- 7U en esta zona en el anexo 11 se observa que el VRR es menor a 1 durante todo el periodo de análisis, sin embargo, se puede observar una cierta tendencia entre el VRR y la tasa de fluido lo que ha permitido una estabilización durante varios años en la tasa de petróleo. La presencia en esta zona de un acuífero se ha evidenciado también ya que la producción de petróleo ha disminuido ligeramente por la producción de agua que no corresponde aún a la de inyección.

Zona de influencia MDC- 7T en esta zona el VRR se ha incrementado a 1 en el último periodo, sin embargo, la producción de fluidos ha permanecido constante (anexo 12) por lo que no se nota una relación directa.

Zona de influencia MDC- 12U en el anexo 13 se puede ver que en general existe un comportamiento similar entre el VRR y la tasa de petróleo, sugiriendo una relación bastante importante de la inyección de agua. En esta zona del campo existe la influencia directa del acuífero por su alta producción de agua pero también se ha evidenciado la irrupción de agua de inyección en los pozos del área.

Zona de influencia MDC- 12T en esta zona en el anexo 14 se puede observar que mientras el VRR permanece por encima de 1 la producción de petróleo es relativamente estable, mientras que en el último periodo que ha disminuido el VRR la tasa de petróleo y de fluido han disminuido también, lo que indicaría una relación entre estos parámetros, ya que también se ha evidenciado la llegada de agua de inyección a los pozos productores.

3.2.2 GRAFICOS DE HALL

Los gráficos de Hall a septiembre del 2015 de cada pozo inyector se presentan en el anexo 15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22. Para analizar de mejor manera se han identificado los cambios de pendiente y se ha sobrepuesto el comportamiento de cada pozos sobre el gráfico teórico.

El análisis de cada gráfico se basa en la figura 2.8 del capítulo 2 y se puede observar que:

- **MDC-2U.** Se observa claramente el cambio de pendiente de la primera de fill up. La tendencia de la curva no muestra claramente la tendencia, sin embargo, se acerca más a una inyección normal (anexo15).
- **MDC-2T.** La primera fase de fill up es corta después se observa un cierre temporal, y la tendencia de la curva muestra una inyección estable (anexo16).

- **MDC-7U.** Existe un cambio de pendiente después del fill up y su comportamiento presenta una inyección normal o estable (anexo 17).
- **MDC-7T.** Muestra una corta fase de fill up, posteriormente se observa una fase muy corta de un cierre temporal o una disminución del caudal de inyección. La tendencia de la curva es de una inyección normal o estable.(anexo 18)
- **MDC-12U.** Se puede identificar claramente la primera fase de relleno, después una tendencia de la curva que muestra claramente un daño positivo, taponamiento o pobre calidad de agua y posterior cierre del pozo (anexo 19).
- **MDC-12T.** Presencia de cambio de pendiente de fill up, y comportamiento de daño positivo, taponamiento o pobre calidad del agua después de la primera fase, y un cierre de la inyección posterior (anexo 20).
- **MDC-23U.** Después de la primera fase de fill up se observa una tendencia de la curva que muestra canalización que se corroboró por el aumento del corte de agua en el pozo MDC-9 , al poco tiempo de iniciada la inyección se cerró el pozo (anexo 21).
- **MDC-23T.** Después de la fase de fill up la tendencia de la curva indica canalización por lo cual se cerró al poco tiempo de iniciada la inyección.(anexo 22)

3.2.3 GRAFICOS DE CONTROL DE AGUA

Los gráficos de Chan se realizan en los pozos productores de cada zona de influencia hasta septiembre del 2015 como se muestran desde el anexo 23 hasta el anexo 38 y se realiza un análisis para definir el origen del agua y su comportamiento. Los resultados del análisis se muestran en la tabla 3.2. Tomando en cuenta los casos positivos y negativos mostrados en la figura 2.9.

Tabla 3.2: Análisis del gráfico de Chan en cada zona de influencia

INYECTORES	ZONA DE INFLUENCIA					
MDC-2U	MDC 6	MDC 9				
análisis gráfico Chan	desplazamiento normal con alto corte de agua	flujo proveniente de las cercanías del pozo				
MDC-2T	MDC 5	MDC 8				
análisis gráfico Chan	Pocos datos para el análisis	Posible presencia de zona ladrona				
MDC-7U	MDC 9	MDC14	MDC 15	MDC 17	MDC 20	MDC 22
análisis gráfico Chan	flujo proveniente de las cercanías del pozo	desplazamiento normal con alto corte de agua	canalización multicapa	desplazamiento normal con alto corte de agua	canalización multicapa	desplazamiento normal con alto corte de agua
MDC-7T	MDC 4	MDC 8				
análisis gráfico Chan	flujo proveniente de las cercanías del pozo	canalización multicapa				
MDC-12U	MDC 1	MDC 10	MDC 11			
análisis gráfico Chan	Pocos datos para el análisis	canalización multicapa	desplazamiento normal con alto corte de agua			
MDC-12T	MDC 13	MDC 19	MDC 1			
análisis gráfico Chan	desplazamiento normal con alto corte de agua	canalización multicapa	flujo proveniente de las cercanías del pozo			

Fuente: (Chan, 1995)

Elaborado por: Esteban Salgado

3.2.4 SEGUIMIENTO DE DATOS DE PRESIÓN DE FONDO

Para analizar el comportamiento de los datos históricos de presión de fondo (PWF) registrados en cada pozo, es necesario llevar la PWF a un nivel de referencia común para poder compararlos, para lo cual se consideró el datum del reservorio 8690 pies TVD para la arena U y 8940 pies TVD para la arena T.

Desde el anexo 39 hasta el anexo 44 se muestran las gráficas de PWF a la profundidad de referencia de los pozos en cada zona de influencia.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 2U

Los pozos influenciados en esta zona son principalmente el MDC-6 y el MDC-9. En el anexo 39 se puede observar que la presión de fondo fluyente del pozo MDC-6 se mantuvo estable hasta inicios de la inyección donde empezó a incrementarse ligeramente. En el caso del MDC-9 tiene un efecto compartido pues también recibe la inyección del pozo MDC-7 y es de este último del cual se observa un mayor efecto.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 2T

La presión de fondo fluyente del pozo MDC-5 se mantenía constante y en valores bajos antes y después del inicio de la inyección, hasta que se realizó una estimulación en la formación para remover daño y empezó a notarse un incremento producto del efecto de la inyección. Con respecto al pozo MDC-8 no se observa un cambio de la PWF asociado a la inyección del pozo MDC-2, pero este pozo tiene influencia del inyector MDC-7 y será analizado más adelante (Anexo 40).

Zona de influencia pozo inyector MDC – 7U

En general se observa una respuesta positiva de la inyección de agua a los pozos del área, con incrementos en la PWF en los pozos MDC-9, MDC-14, MDC-15, MDC-17, MDC-20 y MDC-22. Cabe señalar que el pozo MDC-14 tenía un tendencia anterior a incrementar la PWF posiblemente como resultado de una pequeña influencia de la inyección del MDC-12 (anexo 41).

Zona de influencia pozo inyector MDC – 7T

El anexo 42 muestra la variación de la PWF de los pozos influenciados en esta zona. No se aprecia una respuesta favorable a la inyección de agua en el pozo MDC-4 posiblemente porque no se tiene una buena comunicación, mientras que hacia el pozo MDC-8 el aumento de presión puede ser un efecto combinado con la inyección del pozo MDC-2.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 12U

En esta zona es muy notorio el efecto e incremento de la PWF de los pozos del área(MDC-10 y MDC-11) desde el inicio de la inyección, lo que ha favorecido también en la presión del reservorio. Sin embargo por problemas mecánicos el pozo fue cerrado a mediados del 2015, e inmediatamente se observa la caída de presión de fondo fluyente en los pozos del área (anexo 43).

Zona de influencia pozo inyector MDC – 12T

El efecto en la zona tuvo una respuesta rápida a partir del inicio de la inyección, especialmente en el pozo MDC-1, sin embargo, con el ingreso a producción del pozo MDC-19 en octubre del 2011, la inyección no ha sido la suficiente como para contrarrestar la caída de presión como consecuencia de la producción de fluidos del área (anexo 44).

3.2.5 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN

3.2.5.1 Análisis de los pozos de la arena U

Zona de influencia pozo inyector MDC – 12U

En este pozo se han inyectado 4.9 MMBLS a la arenisca U Inferior, que corresponde al 46% del volumen total inyectado en este reservorio e inicio su inyección en mayo del 2010.

El anexo 45 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua, la presión de inyección y el acumulado en el pozo MDC – 12 para el reservorio U. Cabe indicar que a finales del mes de junio del 2015 se cerró el pozo por problemas operativos.

La tasa de inyección inicial de este pozo fue de 3200 BAIPD, en octubre del 2012 bajo a 2800 BAIPD hasta junio de 2015 donde fue cerrado.

Con respecto a la presión de inyección esta se mantuvo constante en un valor promedio de 600 psi hasta finales del 2011 donde empezó a incrementar constantemente debido a un taponamiento y se decidió cerrar el pozo en junio del 2015.

Pozo MDC – 1

En julio de 2015 el pozo MDC – 01 dejó de producir de la arenisca T y pasó a la arenisca U, aumentando la producción en 100 BLS aproximadamente. Es el pozo más cercano al pozo inyector MDC – 12 y se encuentra a aproximadamente a 701 metros de distancia en dirección sur. A septiembre del 2015 se han recuperado de este pozo aproximadamente 63.1 MBLS de petróleo y 91.0 MBLS de agua,

Estado actual del pozo.- Produce 357 BPPD con un corte de agua del 81%. La presión de intake ha mantenido una tendencia estable en el trimestre y su valor actual es de 1,724 psi ($P_{wf}=1785$ psi), como se puede observar en el anexo 46. De acuerdo a los datos de salinidad medidos en superficie (56100 ppm NaCl) se puede evidenciar que la producción de agua está muy influenciada por la proveniente del pozo inyector.

Pozo MDC – 10

Este pozo inicio su producción en el 2007 con una tasa de petróleo de 900 BPPD y un corte de agua insignificante, paulatinamente el corte de agua se incrementó al mismo tiempo que el aporte de petróleo disminuía. En mayo del 2010 cuando comenzó la inyección se estabilizo la tasa de petróleo y el corte de agua hasta septiembre del 2015.

La salinidad medida inicialmente en este pozo fue de 85000 ppm de NaCl correspondiente a la salinidad de formación y se observa un cambio de salinidad a mediados del 2011 por motivo del arribo de la inyección a este pozo. (Anexo 47)

Estado actual del pozo.- produce 178 BPPD con un 71% de corte de agua y la presión de fondo es de 1102 psi. Es importante indicar que debido al cierre del pozo inyector la presión de fondo ha disminuido pero no ha valores críticos que comprometan su productividad. Adicionalmente el corte de agua ha bajado mejorando la producción de petróleo.

Pozo MDC – 11

Este pozo empezó su producción con una tasa de petróleo de 1000 BPPD aproximadamente y se observa claramente la influencia de la inyección de agua al disminuir la declinación de producción de petróleo. Adicionalmente el corte de agua se ha ido incrementando para estabilizarse en +/- 75%.

La salinidad cambio de 85000 ppm de NaCl a 65000 ppm de NaCl en enero del 2012 como consecuencia de la irrupción de agua de inyección.

Estado actual del pozo.- El corte de agua ha disminuido ligeramente de 74% a 72% y la producción es de 491 BPPD. La presión de intake ha caído desde el cierre del pozo inyector, sin embargo, se ha mantenido estable durante el mes de septiembre y actualmente es de 837 psi ($P_{wf}=1502$ psi) como se puede observar en la anexo 58.

En resumen se puede mencionar que el pozo inyector MDC – 12 ha sido beneficioso para el comportamiento productivo de los pozos del área, ya que se ha evidenciado un cambio en sus declinaciones y en la presión del reservorio, un último dato de presión tomado en el pozo MDC-1 en julio del 2015 mostró un valor de Pr de 2450 psi mucho mayor al valor de 1800 psi que se estimó antes de la inyección, sin embargo, por presentar problemas en su completación de fondo fue cerrado en junio del 2015 a la espera de ser rehabilitado.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 2U

Se han inyectado 2.5 MMBLS de agua a la arenisca U Inferior que representa el 23% del volumen total inyectado a este reservorio. El pozo MDC – 6 se encuentra dentro del área de influencia de la inyección en el pozo MDC – 2.

El anexo 50 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua la presión de inyección y el acumulado en el pozo MDC-2 para el reservorio U.

Este pozo inicio la inyección en marzo del 2012 con una tasa de 2400 BAIPD, en octubre del mismo año la inyección se redujo a un promedio de 1000 BAIPD hasta mayo del 2013 donde la tasa de inyección volvió a su tasa inicial. En el 2014 se dejo de inyectar de febrero a abril, y en mayo del mismo año la tasa de inyección se estabilizo en un promedio de 2400 BAIPD hasta la fecha.

Con respecto a la presión de inyección se mantuvo baja hasta mediados del 2014 cuando empezó a incrementar llegando a un tope de 1200 psi, mostrando un posible taponamiento, sin embargo, el trimestre de julio a septiembre del 2015 la presión de inyección bajo a valores promedios de 300 psi debido a que se realizó un trabajo de limpieza en las líneas de inyección.

Pozo MDC – 6

Este pozo empezó con una tasa promedio de petróleo de 800 BPPD y un corte de agua nulo en 2005, este comportamiento se mantuvo constante hasta inicios del 2008 cuando la producción de petróleo empezó a declinar y el corte de agua a incrementarse, la salinidad no ha cambiado de un valor de +/- 85000 ppm de NaCl.

Estado actual del pozo.- Produce 555 BPPD y el corte de agua es del 75%. La presión de fondo es de 1092 psi (anexo 51). La presión se ha mantenido estable y la salinidad medida en superficie es de 76390 ppm NaCl valor que parece empieza a variar posiblemente por la presencia de agua de inyección que se encuentra arribando al pozo.

El pozo MDC-9 recibe aporte del inyector MDC-2 pero mayormente del MDC-7 y será analizado más adelante.

Debido a que no existen muchos pozos productores en el área no se ha podido evaluar adecuadamente el efecto de la inyección en esta zona.

Zona de influencia Pozo inyector MDC – 7U

Se han inyectado 2.3 MMBLS de agua que representa el 21% del volumen total inyectado en este reservorio.

El anexo 52 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua presión de inyección y acumulado en el pozo MDC – 7 para el reservorio U. A Septiembre del 2015 la tasa promedio de inyección es de 2745 BAPD.

Este pozo empezó la inyección en diciembre del 2012 con una tasa de inyección promedio de 2000 BAIPD hasta mediados del 2014 donde se incrementó a un promedio de 2800 BAIPD. Actualmente se tiene una tasa de inyección promedio de 3500 BAIPD.

La presión de inyección se mantuvo baja excepto durante un periodo de un año desde junio de 2104 hasta junio del 2015, donde se incrementó a un valor promedio de 800 psi, después de lo cual volvió a estabilizarse en valores bajos.

Pozo MDC – 9

A través del análisis de su comportamiento productivo fue posible determinar que la influencia de la inyección del pozo MDC – 23 hacia este pozo no era completamente beneficiosa; porque aunque se incrementaba la presión de fondo y se mantenía el aporte de fluidos el corte de agua se incrementó rápidamente de 3% a 33% de mayo a octubre del 2013 (con la consecuente pérdida de producción) por lo que se decidió en octubre de ese mismo año suspender la inyección en el pozo MDC – 23 y aumentar la inyección en el MDC – 7. El efecto fue beneficioso pues el aporte de fluidos se mantuvo constante y la presión de fondo se comportó con una tendencia a

incrementarse. Por su parte el %BSW dejó de subir un +/-5% mensual y pasó a un 1% mensual.

Estado actual del pozo.- Tiene una producción de 484 BPPD y el corte de agua es de 50%. La presión de intake es de 1189 psi (Pwf= 1261 psi) como se aprecia en el anexo 53. La salinidad medida es de alrededor de 75735 ppm NaCl valor que se acerca a la salinidad del agua de formación después de haber llegado a valores bajos provenientes de la inyección del pozo MDC – 23.

Pozo MDC – 14

En el anexo 49 se puede observar que la salinidad no ha variado durante el tiempo de producción, indicando que no existe arribo de agua de inyección al pozo, sin embargo, el efecto de la inyección sobre la producción es evidente ya que la declinación del reservorio cambió estabilizando la producción de petróleo y el corte de agua se ha ido incrementando hasta llegar al 80 % aproximadamente.

Estado actual del pozo.- Produce 170 BPPD con un corte de agua del 85%. La presión de intake es de 1514 psi (Pwf=1617 psi) como se puede observar en el anexo 49. La salinidad promedio es de 84700 ppm NaCl, lo que indica que el agua producida en el pozo corresponde íntegramente a la proveniente del acuífero y que el agua de inyección no ha llegado aún a éste pozo.

Pozo MDC – 15

La tasa promedio de producción de este pozo fue de 900 BPPD que se mantuvo hasta el 2011, el siguiente año y hasta septiembre del 2015 la producción de petróleo ha declinado paulatinamente y el corte de agua se ha incrementado, la salinidad empezó a cambiar a partir de julio del 2014 indicando el arribo al pozo de agua de inyección. En agosto del 2015 se observa un incremento en el fluido y el petróleo debido a un reacondicionamiento de cambio de bomba.

Estado actual del pozo.- Produce 400 BPPD con un corte de agua del 67% y la presión de intake es de 1360 psi (Pwf= 1630 psi) parámetro que tiende a mantenerse

como beneficio de la inyección de agua (anexo 54). La salinidad medida en superficie es de aproximadamente 64020 ppm NaCl.

Pozo MDC – 17

La producción de petróleo de este pozo disminuía paulatinamente hasta agosto del 2013 cuando empezó a estabilizarse y a partir de junio del 2015 empezó a incrementarse, el corte de agua presenta también un comportamiento estable durante los dos últimos años.

Estado actual del pozo.- Actualmente el pozo produce 364 BPPD y un corte de agua del 54%. La presión de intake es de 758 psi ($P_{wf}= 861$ psi) con una tendencia estable (anexo 55). La salinidad medida en superficie es de 86295 ppm NaCl lo que indica una producción solamente de agua de la formación.

Pozo MDC – 20

La producción de petróleo de este pozo ha tenido una pequeña tendencia a incrementarse (1300 BPPD) desde su inicio hasta finales del 2014 cuando empezó la producción de agua. EL corte de agua se incrementa paulatinamente y la salinidad se ha mantenido constante en un valor promedio de 80000 ppm de NaCl.

Estado actual del pozo.- El pozo produce 798 BPPD y el corte de agua es de 55% con tendencia a disminuir posiblemente por problemas en la completación de fondo por lo que está previsto un trabajo de reacondicionamiento para reparar el equipo BES dañado. La presión intake es de 1444 psi ($P_{wf}= 1499$ psi) manteniendo una tendencia estable (anexo 56). La salinidad del pozo es de 84480 ppm lo que indica que el agua producida corresponde a la de la formación.

Pozo MDC – 22

En este pozo la producción de fluido y petróleo se ha mantenido constante desde el inicio de la inyección, el corte de agua subió rápidamente pero se ha mantenido en +/- 80% durante casi toda la vida productiva del pozo.

La salinidad medida en este pozo comenzó a disminuir a mediados del 2015, como consecuencia del arribo del agua de inyección.

Estado actual del pozo.- Produce 174 BPPD y un corte de agua de 83% (como beneficio de la inyección de agua el aporte de fluido y petróleo se ha mantenido constante desde junio 2013). La presión de intake es de 1633 psi ($P_{wf}= 1898$ psi) y ha presentado un comportamiento estable (anexo 57). La salinidad medida en superficie es de aproximadamente 72600 ppm NaCl.

Como conclusión se puede decir que la inyección de agua ha permitido mejorar la productividad de los pozos como es el caso del MDC-14 y MDC-17 y mantener el potencial como en los pozos MDC-9 y 22. Adicionalmente la presión del reservorio se incrementó y en marzo del 2013 se midió un dato de presión de 2300 psi en el pozo MDC-14.

3.2.5.2 Análisis de los pozos de la arena T

Zona de influencia pozo inyector MDC – 12T

Este pozo inició la inyección el 12 de mayo del 2010 y a la fecha se han inyectado 7.4 MMBLS de agua a la arenisca T Inferior que corresponde al 65% del volumen total inyectado en este reservorio.

El anexo 58 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua y la presión de inyección en el pozo MDC – 12 para el reservorio T donde se observa que ha inyectado un promedio de 4800 BAIPD declinando a partir de finales del 2014 por posibles problemas de taponamiento, por lo que a finales del mes de junio del 2015 el pozo fue cerrado.

Pozo MDC – 1

La respuesta a la inyección de agua en este pozo fue inmediata, así previamente producía aproximadamente 1400 BPPD y posterior a la inyección se incrementó a cerca de 1900 BPPD, sin embargo, por la irrupción de agua de inyección y la puesta

en producción del pozo vecino MDC-19, hicieron que su productividad disminuya. Este efecto también se observa en el comportamiento de la PWF que se incrementó significativamente y posteriormente disminuyó debido a estos eventos.

Estado actual del pozo.- Para optimizar la producción del área, en julio del 2015 se dejó de producir del reservorio T y se cambió de zona para producir de U.

Pozo MDC – 13

En este pozo se puede observar una caída constante de la producción de petróleo posiblemente por problemas mecánicos ya que al realizar un trabajo de reacondicionamiento en marzo del 2011 mejora la producción de fluidos, con una producción posterior estable. Los datos de PWF no han evidenciado un efecto claro de la inyección de agua, lo que supone que el mayor efecto del pozo inyector está hacia los pozos MDC-1 y 19.

Estado actual del pozo.- Su producción es de 254 BPPD con un corte de agua del 28%. La presión de intake es de 285 psi ($P_{wf}= 425$ psi) y se mantiene constante debido a que el pozo trabaja con su equipo BES en modo presión (anexo 59). La producción de este pozo también se comporta estable y la salinidad medida es de 70951 ppm NaCl asociada a producción de agua de formación.

Pozo MDC – 19

La producción de este pozo ha mantenido un comportamiento estable durante su vida productiva, sin evidenciar aún una irrupción del agua de inyección (anexo 60).

Estado actual del pozo.- Produce 1262 BPPD y el corte de agua se mantiene en 30%. La presión de intake es de 656 psi ($P_{wf}= 904$ psi). Este pozo inició su producción en septiembre del 2011 y como respuesta a la presurización del área por la inyección de agua realizada durante varios años por el pozo MDC – 12, la presión de reservorio medida a esa fecha fue de 2200 psi, mayor a los 1200 psi estimados como Pr antes del inicio de la inyección.

En resumen se puede mencionar que la inyección en el pozo MDC-12 ha tenido un efecto significativo en la producción especialmente de los pozos MDC-1 y MDC-19, evidenciado también por la presurización del área ya que al perforar el pozo MDC-19 se encontró una presión de reservorio de 2200 psi. El pozo MDC-13 en cambio no muestra que haya sido afectado directamente por el pozo inyector.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 2T

El pozo MDC – 2 inició la inyección el 30 de marzo del 2012 y a la fecha se han inyectado a la arenisca T Inferior 1.5 MMBLS de agua que representa el 13% del volumen total inyectado en este reservorio. El anexo 61 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua presión de inyección y acumulado en el pozo MDC – 2 para el reservorio T. A septiembre del 2015 la tasa promedio de inyección es de 1583 BAPD.

La tasa de inyección inicial en este pozo fue de 2800 BAIPD que disminuyó al cabo de tres meses y se estabilizó en un valor promedio de 1500 BAIPD, hasta febrero del 2014 donde se cerró la inyección y volvió a inyectar en enero del 2015.

Pozo MDC – 5ST

Este pozo se encontraba cerrado por bajo aporte, baja presión del yacimiento y alto daño. Con el propósito de recuperar la producción se realizó un tratamiento ácido a la arenisca T en diciembre 2014 con resultados positivos.

Estado actual del pozo.- La producción es de 502 BPPD con un corte de agua de 47%. Como beneficio de la inyección la presión de intake se ha mantenido y el valor actual es de 770 psi ($P_{wf} = 1011$) como se aprecia en el anexo 62. Los datos de salinidad (52500 ppm NaCl) indican que el agua producida corresponde a la inyectada desde el pozo MDC – 2. Adicionalmente se puede mencionar que al realizar una prueba de presión en diciembre del 2014 se obtuvo una $P_r = 1265$ psi, cuando la presión de reservorio antes de la inyección se estimó en 865 psi.

El MDC-8 recibe mayor aporte del MDC-7 y será analizado posteriormente.

Zona de influencia pozo inyector MDC – 7T

Este pozo inició la inyección el 17 de diciembre del 2012 y a septiembre del 2015 se han inyectado a la arenisca T Inferior 2.0 MMBLS de agua que representa el 18% del volumen total inyectado en este reservorio.

Inicialmente se inyectaba en este pozo un promedio de 1500 BAIPD hasta junio de 2014 cuando la inyección aumento a un promedio de 3200 BAIPD.

El anexo 63 muestra el histórico de la tasa de inyección de agua la presión de inyección y el acumulado en el pozo MDC – 7 para el reservorio T. A septiembre del 2015 la tasa promedia de inyección es de 4058 BAPD.

Pozo MDC – 4ST

La producción de este pozo ha sido muy variable durante todo el tiempo de producción, en el mes de marzo del 2015 la producción se ha estabilizado con bajo corte de agua.

Estado actual del pozo.- Tiene una producción de 222 BPPD con un corte de agua del 6%. La presión de intake es de 320 psi ($P_{wf}= 641$ psi) y se mantiene constante debido a que el pozo trabaja con su equipo BES en modo presión (anexo 64). Los datos de salinidad (59070 ppm NaCl) indican que posiblemente parte del agua producida corresponde al agua que ha empezado a irrumpir desde el inyector MDC – 7.

Pozo MDC – 8ST

La producción de este pozo ha sido muy estable después de la inyección con una tendencia de incrementar la producción de fluido manteniendo la producción de petróleo.

Estado actual del pozo.- Mantiene una producción de 1250 BPPD con un corte de agua del 15%. La presión de intake es de 1082 psi ($P_{wf}=1187$) con un

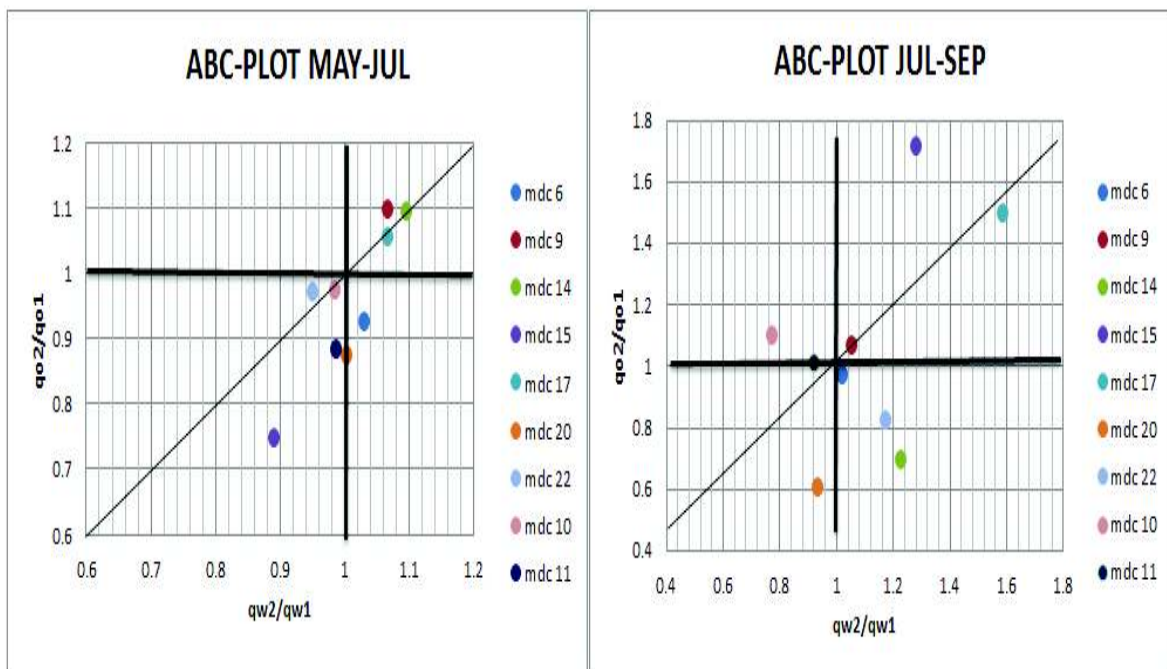
comportamiento estable (anexo 65). La salinidad actual del agua producida es de 70125 ppm NaCl sin evidenciar irrupción de agua desde el inyector MDC – 7.

En conclusión la inyección desde el pozo MDC-7 es un poco más restringida y sus efectos menores posiblemente por la falta de continuidad de la arena desde el inyector a los pozos productores.

3.2.6 GRÁFICA ABC

En la figura 3.12 se puede observar que durante el período de tiempo de mayo a septiembre del 2015 los pozos que han aumentado producción de fluido son MDC-17 y MDC-15, mientras que los pozos con problemas son MDC-14, 22 y 20.

Figura 3.12: ABC-PLOT ARENISCA U

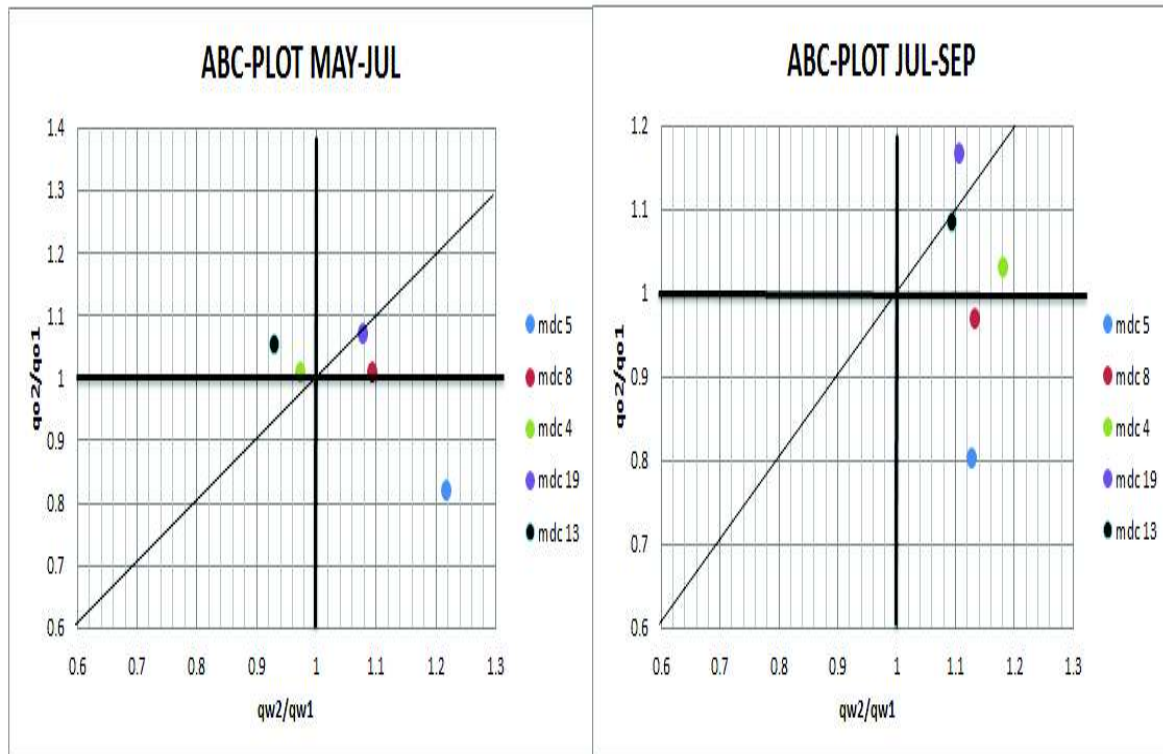


Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

En la figura 3.13 se puede observar que durante el período de tiempo de mayo a septiembre del 2015 los pozos que han aumentado producción de fluido son MDC-19 y 13, mientras que los pozos con problemas son MDC-4 y 5.

Figura 3.13: ABC-PLOT ARENISCA T



Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

3.2.7 MAPEO DE PROPIEDADES DE RESERVORIO

En los anexos 66, 67, 68, 69,69 se presentan los mapas de salinidad, % de BSW, burbuja, e isobárico respectivamente para la arenisca U a septiembre del 2015.

Análisis de mapas U

El mapa de salinidad muestra el contraste con los valores propios de la salinidad del agua de formación del reservorio U que es de 85000 ppm NaCl y los valores

históricos del agua de inyección que oscilan entre 44000 y 48000 ppm NaCl (Anexo 66). Actualmente se observa que los pozos que producen con salinidades afectadas por las del agua de formación son:

Tabla 3.3: Salinidades de los pozos productores de la arenisca U según su zona de influencia

INYECTOR	PRODUCTOR	RESERVORIO	SALINIDAD (PPM NaCl)
MDC-2	MDC-6	U	78,000
MDC-7	MDC-22	U	74,300
	MDC-9		79,300
	MDC-15		73,000
MDC-12	MDC-10	U	51,800
	MDC-11		51,500

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

El mapa de BSW indica claramente que los pozos con mayor corte de agua están ubicados al flanco este de la estructura evidenciando la presencia de un acuífero lateral en esta dirección (Anexo 67). Este análisis se corrobora con lo observado en el mapa de acumulados de agua del Anexo 68 y tabla 3.4.

El mapa de presiones muestra que la mayoría de los pozos se encuentra entre valores de 2000 y 2200 psi, es decir, que el efecto de la inyección de agua sobre la presión del reservorio ha sido positivo especialmente porque se trata de un reservorio bastante homogéneo y continuo (Anexo 69).

Tabla 3.4: Acumulados de la arena U

pozos	cum.oil Mbbbl	cum.water Mbbbl	cum.liquid Mbbbl
MDC-9	4210	326	4537
MDC-6	3847	2212	6059
MDC-4	3131	287	3417
MDC-3	3061	1298	4359
MDC-11	2872	2349	5221
MDC-5	2049	1024	3073
MDC-15	2032	853	2885
MDC-20	1850	378	2228
MDC-14	996	910	1906
MDC-10	881	900	1782
MDC-22	385	867	1252
MDC-17	354	209	563
MDC-8	281	41	323
MDC-24	188	167	355
MDC-1	63	91	154

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

Análisis de mapas T

Para la arena T los mapas de salinidad, % de BSW, burbuja e isobárico se muestran en los anexos 70, 71, 72, 73.

El mapa de salinidad muestra el contraste con los valores propios de la salinidad del agua de formación del reservorio T que es de 65000 ppm NaCl y los valores históricos del agua de inyección que oscilan entre 44000 y 48000 ppm NaCl (Anexo 70). Actualmente se observa que los pozos que producen con salinidades afectadas por las del agua de formación son:

Tabla 3.5: Salinidades de los pozos productores de la arenisca U según su zona de influencia

INYECTOR	PRODUCTOR	RESERVORIO	SALINIDAD (PPM NaCl)
MDC-2	MDC-5	T	52,500
MDC-7	MDC-4 ST	T	54,400
MDC-12	MDC-1	T	58,400

Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

El mapa de BSW indica un rango de bajos cortes de agua en los pozos productores a excepción del pozo MDC-1 en donde irrumpió el agua tempranamente. (Anexo71).

Los bajos acumulados de agua muestran además un efecto muy limitado del acuífero lateral hacia el flanco este de la estructura. (Anexo72).

Al ser un reservorio más discontinuo los efectos de la inyección son más limitados a lo largo del campo y los incrementos de presión se observan especialmente en la zona alrededor del pozo MDC-12, mientras que hacia el norte las presiones siguen siendo bajas.

Tabla 3.6: Acumulados de la arena T

Pozos	cum.oil Mbbbl	cum.water Mbbbl	cum.liquid Mbbbl
MDC-21	531	409	939
MDC-3	248	123	371
MDC-1	6285	1947	8231
MDC-13	1070	223	1292
MDC-10	578	84	662
MDC-19	1809	435	2244
MDC-14	44	0	44
MDC-4	365	4	369
MDC-17	22	10	32
MDC-20	18	5	23
MDC-8	4889	147	5035
MDC-5	264	79	343

Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

3.3 APLICACIÓN DE LAS STREMLINES

3.3.1 CÁLCULO DE WELL ALLOCATION FACTOR (WAF)

Aplicando lo enunciado en el punto 2.3.2.5, se calculó el WAF de inyección (IA) y producción (PA) a partir de los resultados obtenidos del simulador FRONTSIM. Cabe indicar que las líneas de flujo varían con el tiempo y su distribución depende también de eventos que modifique la conexión entre los pozos inyector y productor, como por ejemplo: cambio en el caudal de inyección, cierre de un pozo, trabajos de workover o algún problema mecánico.

Calculo de Production allocation (WAF-PA)

EL PA es el número de líneas de flujo que llega a cada productor, la tabla 3.7 y la figura 3.14 muestra un resumen de donde proviene las líneas de flujo (WAF-PA). Se presenta el análisis realizado al mes de septiembre del 2015 de las arenas U y T, señalando que a esta fecha los pozos MDC-12 y MDC-23 no se encuentran operando. Las líneas azules representan las líneas de flujo provenientes del acuífero, las líneas rojas representan las líneas de flujo provenientes del inyector MDC-12U, las líneas verdes las líneas de flujo que salen del inyector MDC-7U y las líneas anaranjadas las líneas de flujo que salen del MDC-2U.

De igual manera para el caso de la arena T los datos de WAF-PA a septiembre del 2015 se muestran en la tabla 3.8 y en la figura 3.15.

Tabla 3.7: WAF-PA septiembre 2015 arena U

POZOS	FECHA	MDC-2U	MDC-7U	MDC-12U	ACUIFERO
MDC-1	sep-15				
MDC-3	sep-15				100%
MDC-6	sep-15	30%			70%
MDC-9	sep-15	12%	55%		33%
MDC-10	sep-15				100%
MDC-11	sep-15				100%
MDC-14	sep-15		57%		43%
MDC-15	sep-15		66%		34%
MDC-17	sep-15		79%		21%
MDC-20	sep-15		90%		10%
MDC-22	sep-15		100%		
MDC-24	sep-15				100%

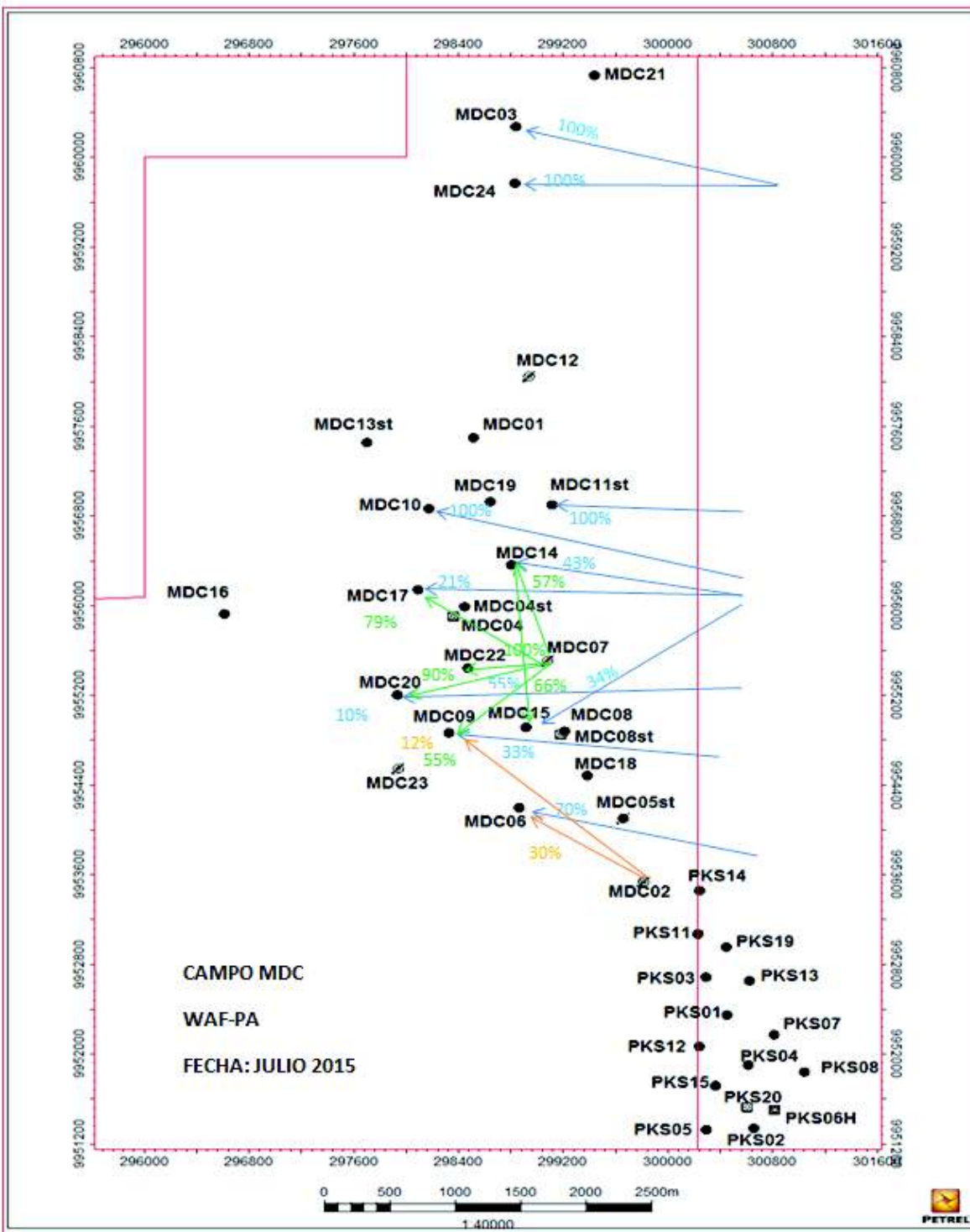
Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

Tabla 3.8: WAF-PA septiembre 2015 arena T

POZOS	FECHA	MDC-2T	MDC-7T	MDC-12T	ACUIFERO
MDC-1	sep-15				
MDC-4	sep-15		100%		
MDC-5	sep-15	100%			
MDC-8	sep-15	20%	36%		44%
MDC-13	sep-15				100%
MDC-19	sep-15		38%		62%
MDC-21	sep-15				100%

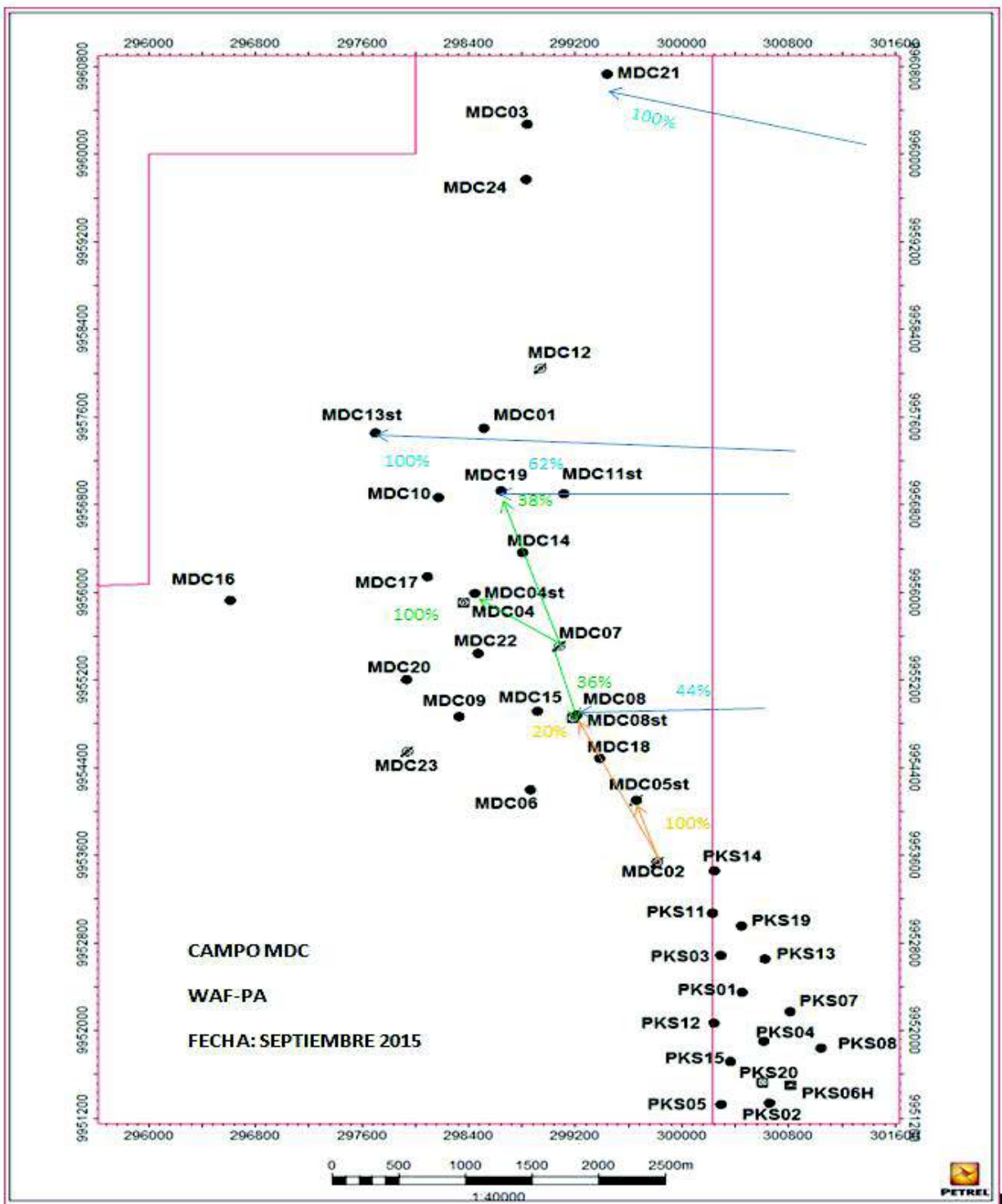
Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.14: WAF-PA septiembre 2015 arena U



Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.15: WAF-PA septiembre 2015 arena T



Fuente: Enap-Sipac
 Elaborado por: Esteban Salgado

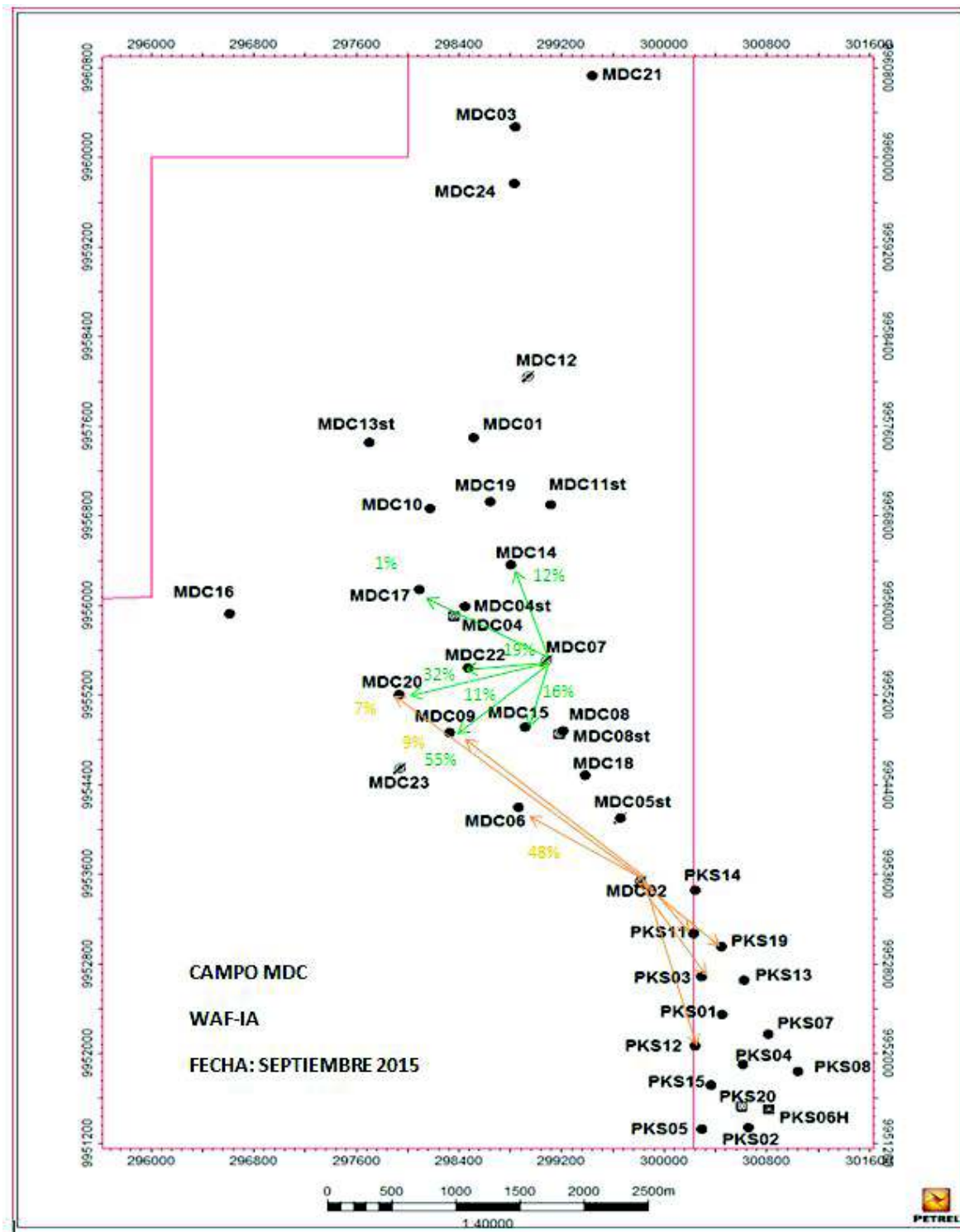
Estas figuras permiten realizar un seguimiento en el tiempo del comportamiento de los porcentajes de aporte de las líneas de flujo a cada pozo productor y adicionalmente analizar la influencia o no de los pozos inyectoros.

Calculo de Injection allocation (WAF-IA)

El IA es el porcentaje de líneas de flujo que sale de cada inyector. La figura 3.16 muestra un resumen de WAF-IA de cada inyector para la arena U en septiembre del 2015 y la figura 3.17 muestra un resumen de WAF-IA de cada inyector en la arena T en la misma fecha. Cabe señalar que parte de la inyección en el pozo MDC-2 arenisca U afecta algunos pozos del campo Paka.

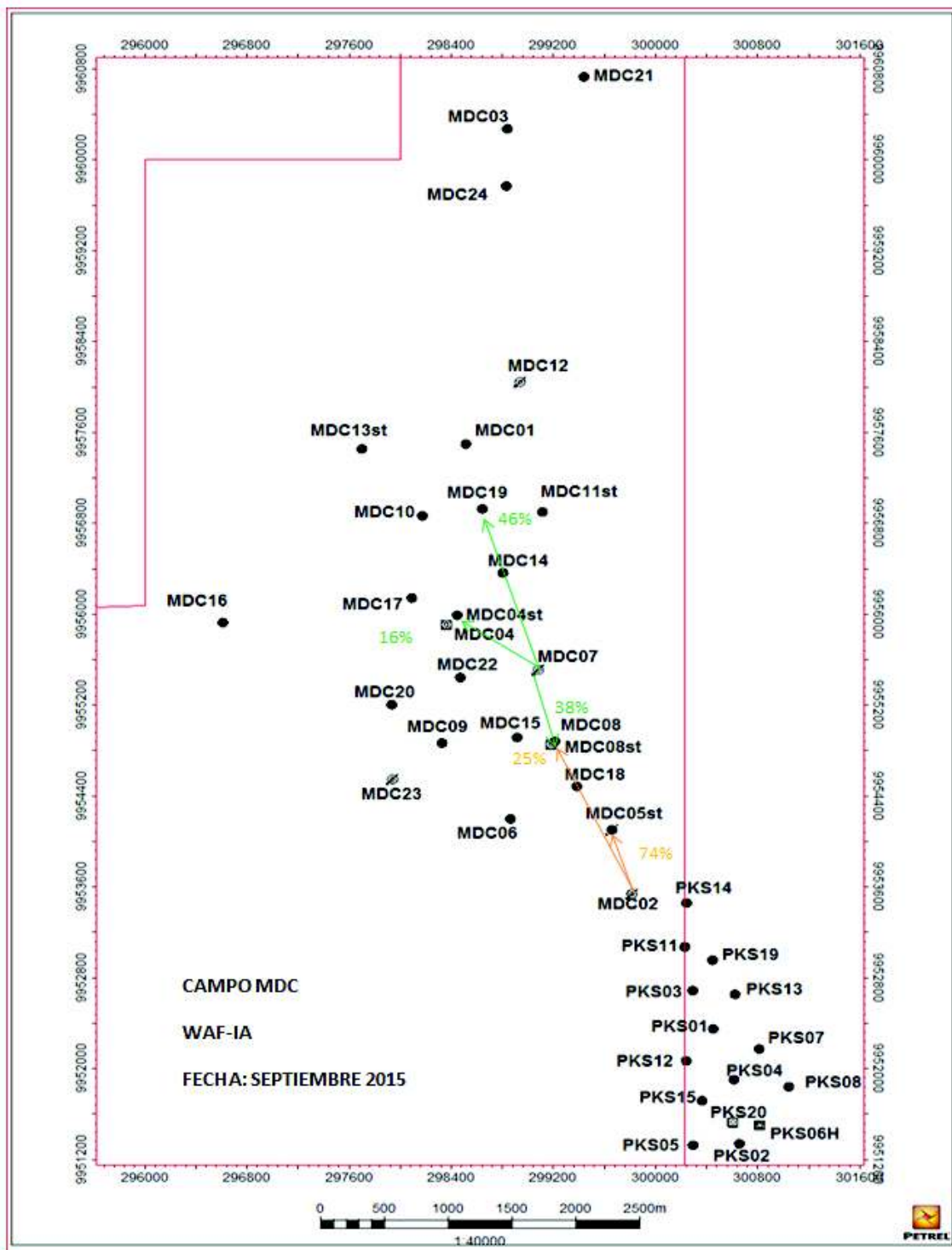
Estas figuras permiten realizar un seguimiento en el tiempo del comportamiento de las direcciones preferenciales y porcentajes de aporte de flujo desde el pozo inyector hacia los pozos productores.

Figura 3.16: WAF-IA septiembre 2015 arena U



Fuente: Enap-Sipac
 Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.17: WAF-IA septiembre 2015 arena T



Fuente: Enap-Sipec
 Elaborado por: Esteban Salgado

3.3.2 CÁLCULO DE RENDIMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES Y EFICIENCIA DE POZOS INYECTORES

3.3.2.1 Rendimiento de los pozos productores

Los análisis anteriores permiten calcular también el rendimiento de los pozos productores respecto al aporte de la inyección de agua, para lo cual se grafica el histórico de agua inyectada acumulada vs el petróleo producido acumulado asociado a las líneas de flujo WAF-PA tomando como fecha inicial el comienzo de la inyección y el final el mes de septiembre del 2015, así se puede diferenciar a un mismo acumulado de inyección que pozo productor recupera más petróleo en la zona de influencia.

POZO MDC-2U

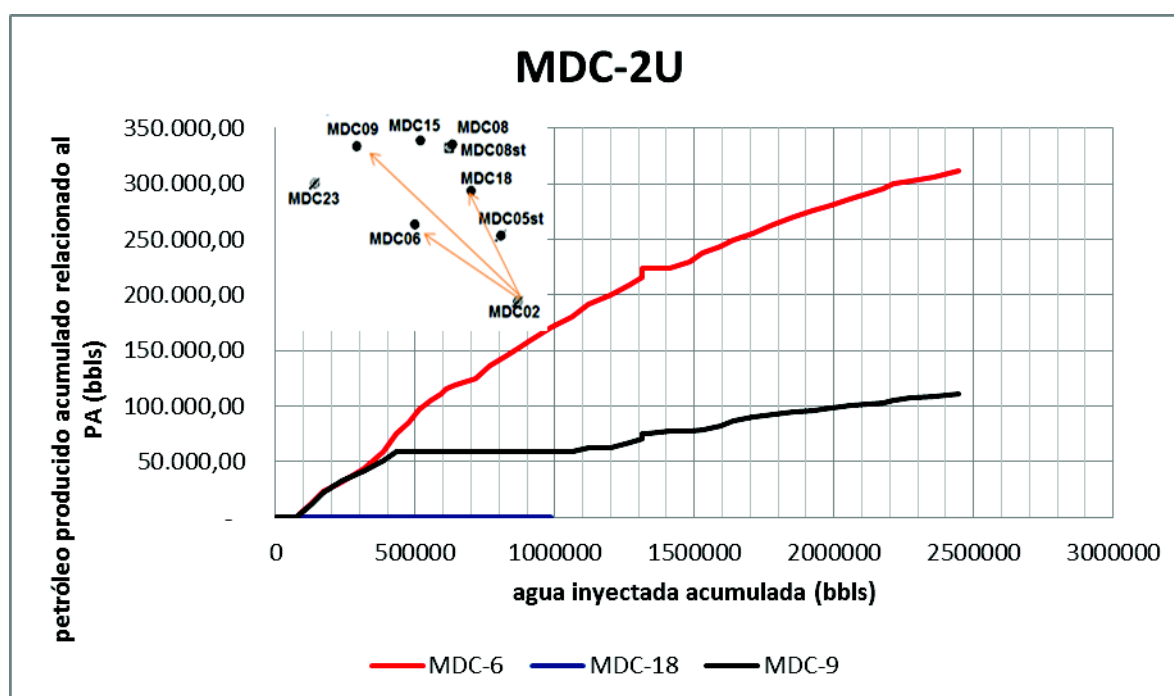
En esta zona los pozos influenciados son el MDC-6 y en menor grado el MDC-9, en la figura 3.18 se observa claramente que el pozo MDC-6 es el que más siente la inyección en esta zona. La tabla 3.9 muestra el acumulado de petróleo total, el petróleo producido acumulado asociado a WAF-PA, y que porcentaje del petróleo se produjo gracias a la inyección de cada pozo de esta zona, se observa que el 38% del petróleo producido acumulado hasta septiembre del 2015 del pozo MDC-6 es debido a la inyección y solamente un 11% para el pozo MDC-9, el resto es efecto del acuífero lateral o de otros pozos inyectoros.

Tabla 3.9: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-2U

POZOS PRODUCTORES	MMBBLs			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC 6	0.81	0.31	0.50	38.6
MDC 18	0.19	0.00	0.19	0.3
MDC 9	1.02	0.11	0.91	10.9

Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.18: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-2 reservorio U



Fuente: Enap-Sipac
Elaborado por: Esteban Salgado

POZO MDC-2T

En el caso de la zona de influencia del pozo MDC-2T, el pozo que tiene mayor acumulado de petróleo es el pozo MDC-8 (figura 3.19), sin embargo, el aporte propio

de la inyección representa solamente un 16% del acumulado total, mientras que en el caso del pozo MDC-5 el 69% del petróleo producido es debido a la inyección.

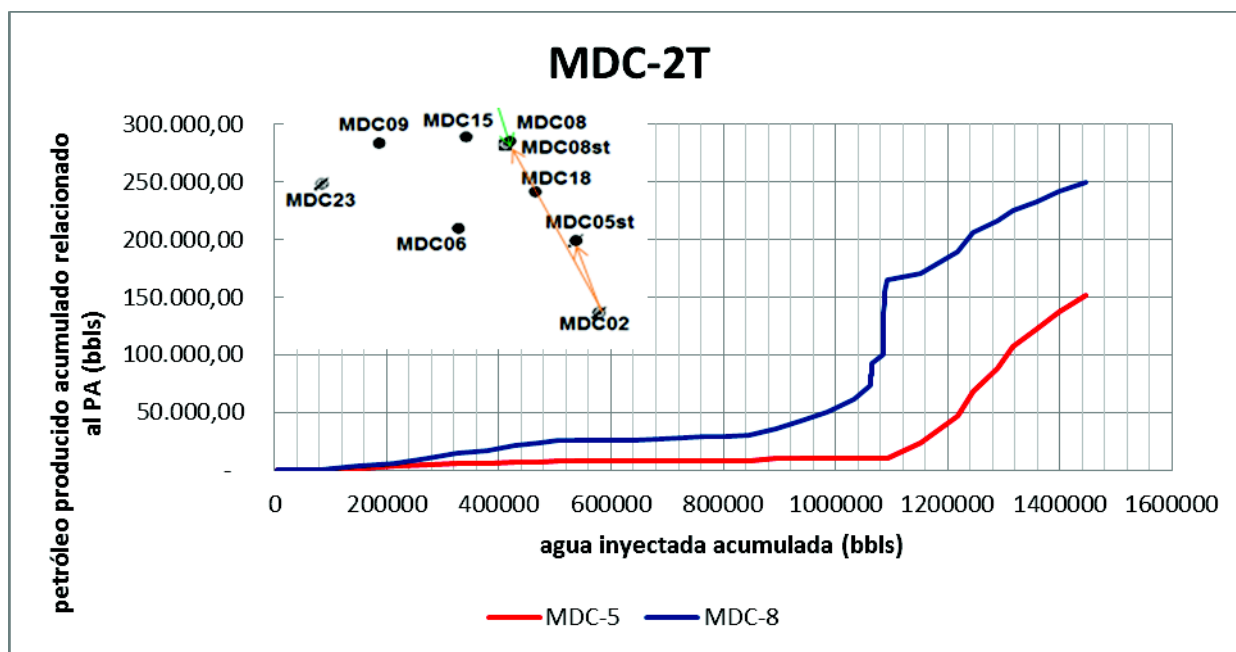
Tabla 3.10: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-2T

POZOS PRODUCTORES	MMBBLs			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC 5	0.22	0.15	0.07	69
MDC 8	1.59	0.25	1.34	16

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.19: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-2 reservorio T



Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

POZO MDC-7U

Los pozos con mayor acumulado de petróleo producido asociado al WAF-PA en esta zona de inyección son el MDC-20 y el MDC-22. (Figura 3.20). Otros pozos cuyo

porcentaje de petróleo recuperado debido a la inyección es importante son el MDC-15 y el MDC-9.

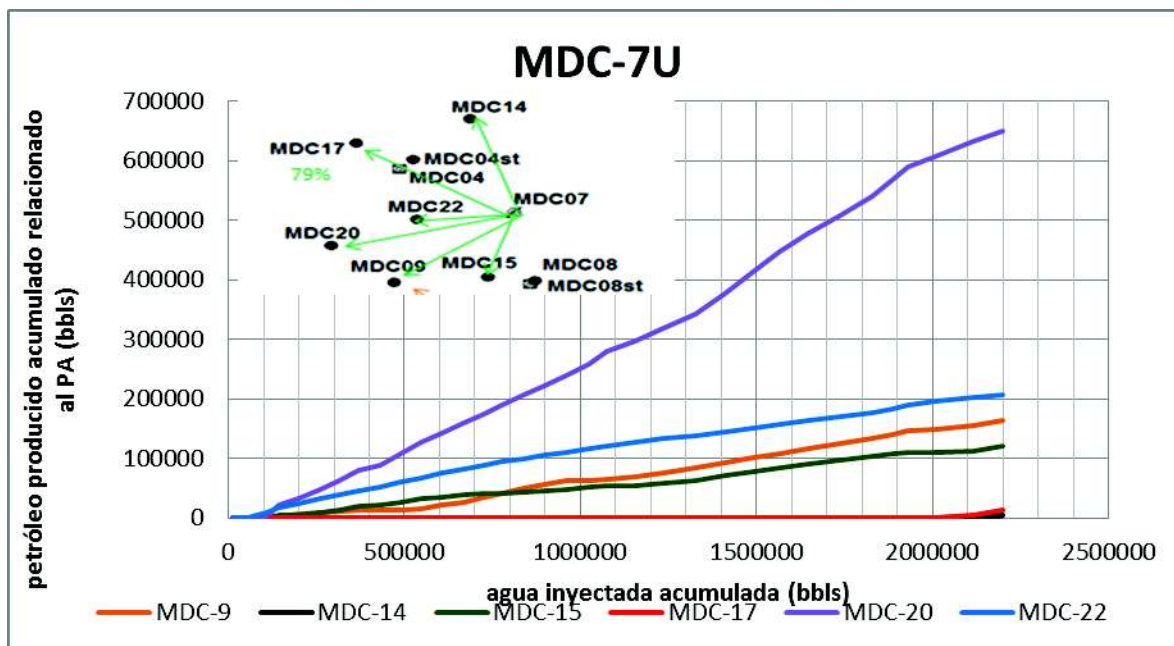
Tabla 3.11: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-7U

POZOS PRODUCTORES	MMBLS			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC 9	0.72	0.16	0.56	23
MDC14	0.22	0.004	0.22	2
MDC 15	0.55	0.12	0.43	22
MDC 17	0.25	0.01	0.24	5
MDC 20	1.40	0.65	0.75	46
MDC 22	0.23	0.21	0.02	90

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.20: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-7 reservorio U



Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

POZO MDC-7T

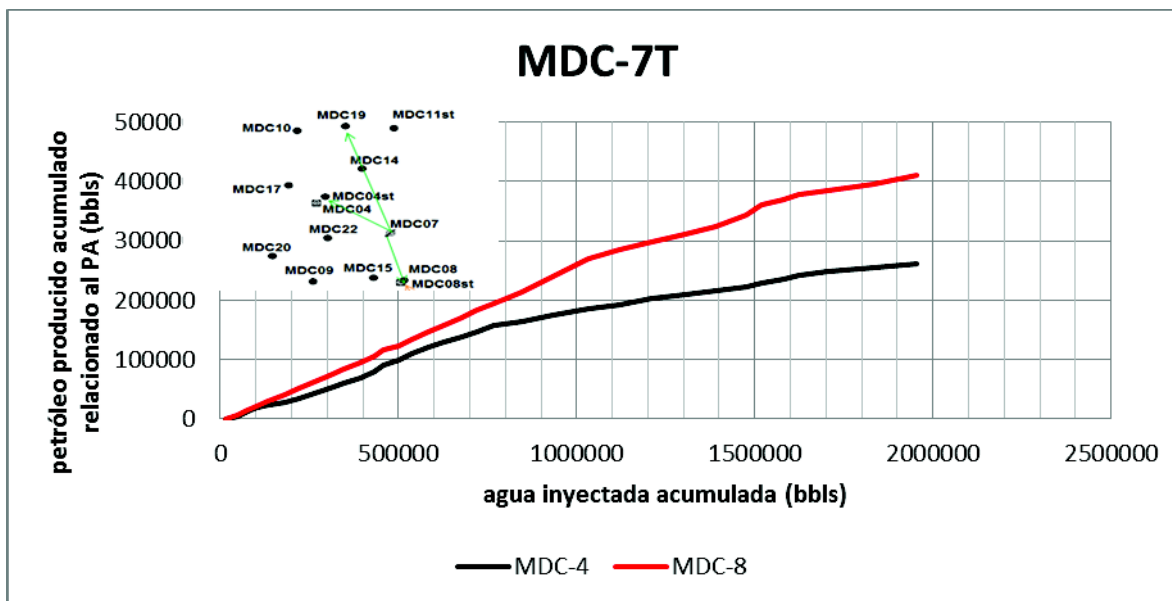
En esta zona de influencia se puede observar dos pozos productores beneficiados de la inyección y son el MDC-4 con un 88% y el MDC-8 con un 33% (ver tabla 3.12 y figura 3.21).

Tabla 3.12: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-7U

POZOS PRODUCTORES	MMBLS			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC 4	0.30	0.26	0.04	88
MDC 8	1.26	0.41	0.85	33

Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.21: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-7 reservorio T



Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Esteban Salgado

POZO MDC-12U

En la tabla 3.13 se puede observar que los pozos cuyo porcentaje de producción acumulada de petróleo debido a la inyección es importante son el MDC-10 con un 93%, el MDC-11 con un 87%.

Esto se puede corroborar con la figura 3.22 en donde sus diferencias de acumulado son por la tasa de producción diaria de cada pozo.

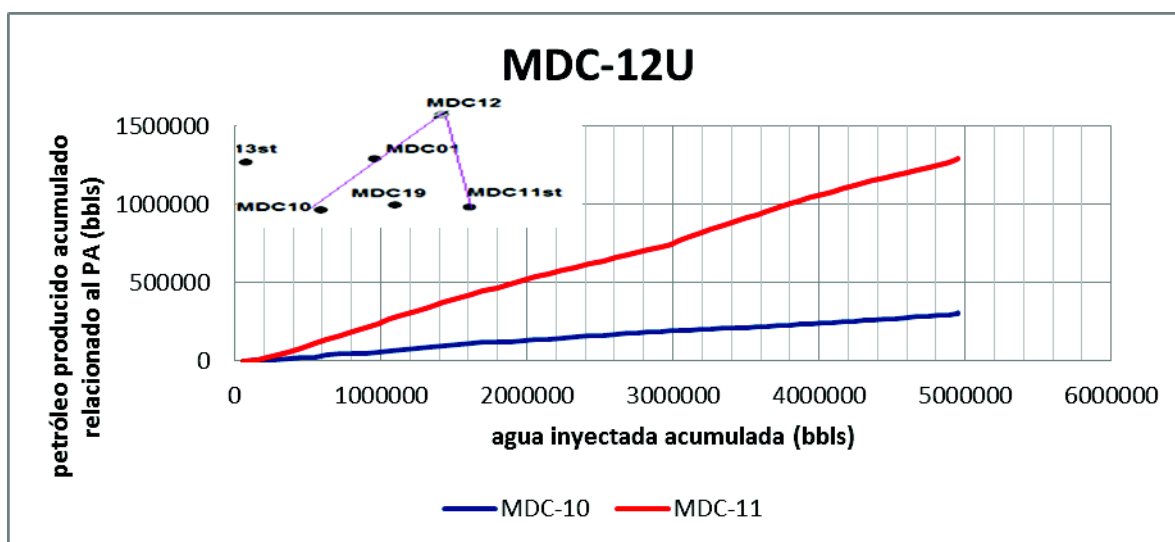
Tabla 3.13: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-12U

POZOS PRODUCTORES	MMBLS			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC 10	0.33	0.309	0.02	93
MDC 11	1.49	1.294	0.20	87

Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.22: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-12 reservorio U



Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

POZO MDC-12T

En la figura 3.23 se puede observar que los pozos cuyo acumulado de petróleo es mayor debido a la inyección son el MDC-1, MDC-19, y en menor grado el MDC-13.

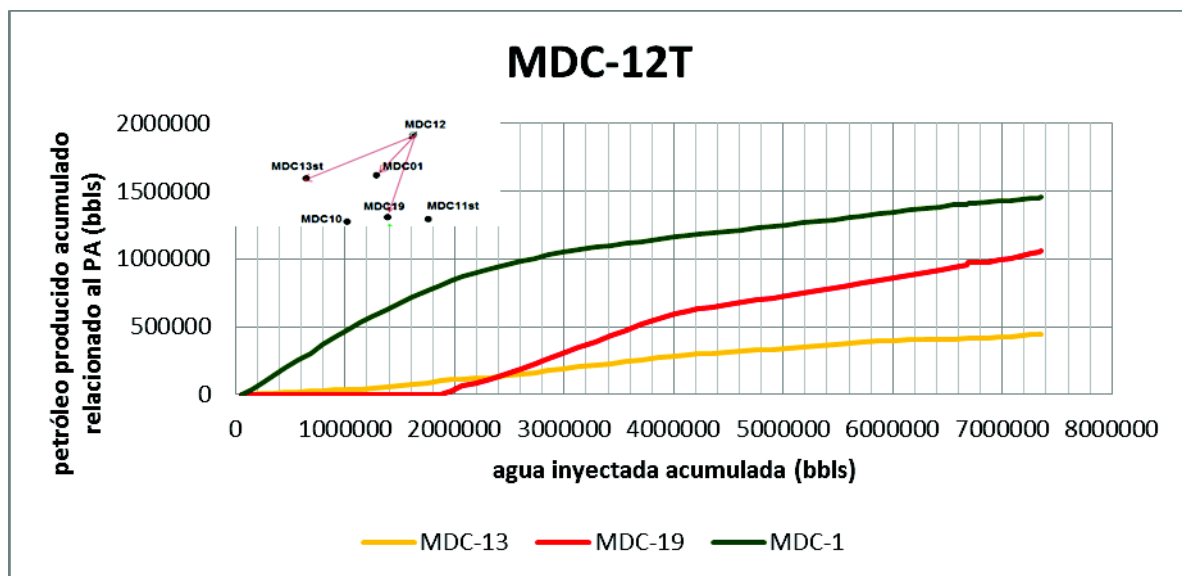
Tabla 3.14: Porcentaje de petróleo producido asociado a la inyección en la zona de inyección del pozo MDC-12T

POZOS PRODUCTORES	MMBLS			% RECUPERADO DEBIDO A LA INYECCIÓN
	ACUM. TOTAL	ACUM. INYEC	DIFERENCIA	
MDC-1	1.60	1.40	0.20	88
MDC-19	1.80	1.05	0.75	58
MDC-13	0.57	0.45	0.12	79

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

Figura 3.23: Gráfica de rendimiento de los pozos productores en el área de influencia del pozo MDC-12 reservorio T



Fuente: Enap-Sipac

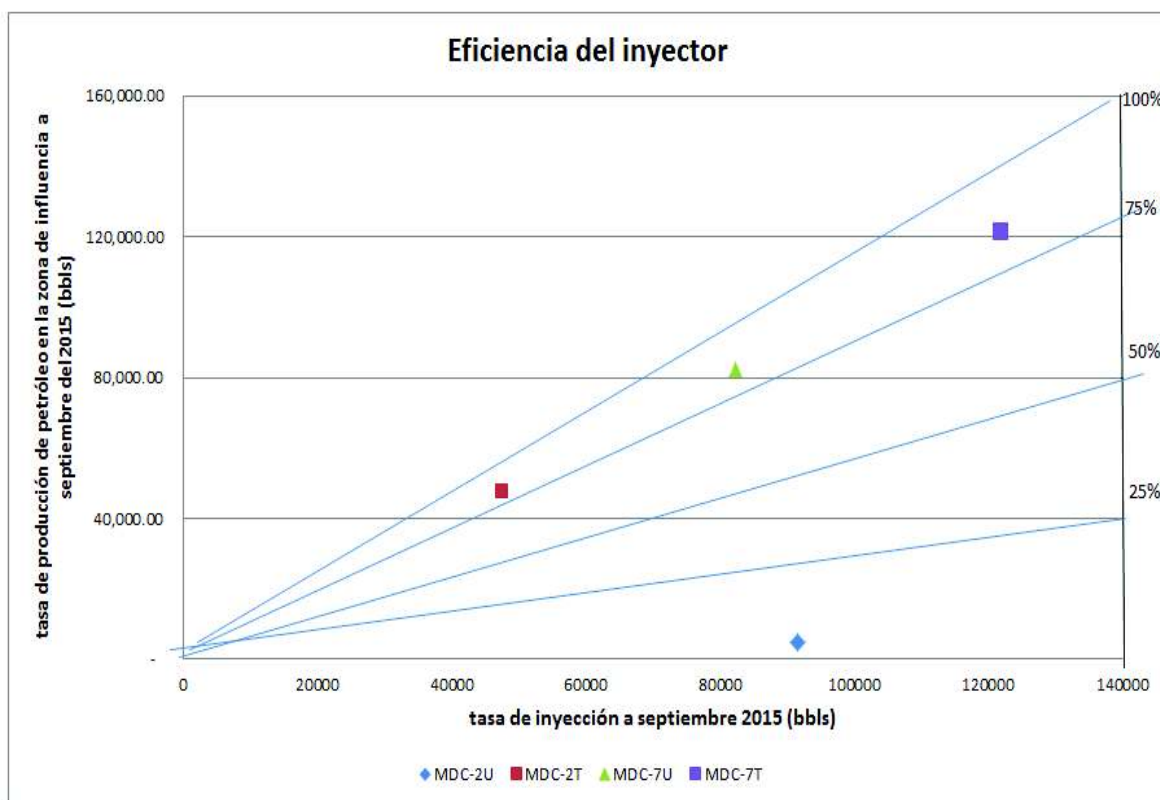
Elaborado por: Esteban Salgado

3.3.2.2 Eficiencia de los pozos Inyectores

Para el cálculo de la eficiencia de los pozos inyectores se calcula el petróleo producido asociado al WAF-PA y la tasa de inyección como se presentó en el capítulo 2. La figura 3.24 muestra la eficiencia de los pozos inyectores de acuerdo a su producción asociada y se observa que la eficiencia de los pozos MDC7 U y T, el MDC-2T es de más del 75%, el MDC-2U tiene una baja eficiencia, esto se debe a que la tasa de producción de los pozos en su zona de influencia es menor a la del resto de pozos productores influenciados por la inyección de los demás inyectores.

La eficiencia del pozo MDC-12 U y T después del cierre es cero por lo cual se debe preparar un plan de remediación para dicho pozo.

Figura 3.24: Eficiencia de los pozos inyectores



Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

3.4 ASPECTOS OPERATIVOS

3.4.1 CARACTERÍSTICAS Y CALIDAD DEL AGUA DE INYECCIÓN

Los resultados obtenidos de los análisis en los puntos de control (tanque de lavado, tanque de almacenamiento TK 203^a y del agua en la cabeza de los pozos) (anexo 74), son comparados con los parámetros recomendados a cumplirse. (Tabla 3.15). El contenido de oxígeno presenta valores históricos de 10 ppb, lo cual indica que la calidad del agua de inyección está dentro del parámetro recomendado (máximo 50 ppb), demostrando el eficiente trabajo del gas blanketing. Un parámetro importante y de control periódico es el contenido de aceite en agua. Los resultados muestran valores de 4 ppm en el año 2015 (máximo 5 ppm), lo cual muestra el apropiado funcionamiento del sistema de deshidratación y filtración.

Tabla 3.15: Criterios para controlar el índice de taponamiento

<u>Criterios para controlar el índice de taponamiento</u>
Aceite en agua, lo recomendable es que no sea mayor a 5 ppm
Sólidos en suspensión, lo recomendable es que no sea mayor a 15 ppm (existen criterios que indican que debe ser menor a 5 ppm)
Turbidez, lo recomendable es que no sea mayor a 5 NTU, 10 micras
RPI (índice de taponamiento relativo) = TSS - MTSN < 3 excelente 3 - 10 buena a mediana 10 - 15 cuestionable > 15 mala calidad
<u>Criterios para evitar la corrosión</u>
O ₂ disuelto, lo recomendable es que no sea mayor a 50 ppb
CO ₂ disuelto, lo recomendable es que no sea mayor a 25 ppm
Bacterias, de 100@1000 colonias/ml
Baja alcalinidad, menor a 80 ppm, tendencia a la corrosión
La tasa recomendada de corrosión, menor a 15 mpy (milesimas de plg por año)
<u>Velocidades críticas</u>
Arena T MDC, 80 pies/día
Arena U MDC, 35 pies/día

Fuente: Enap-Sipec
Elaborado por: Enap-Sipec

3.4.2 INSTALACIÓN DE SUPERFICIE E INFRAESTRUCTURA

Además de los equipos requeridos para la producción y tratamiento del crudo producido, están las facilidades necesarias para la inyección de agua. Estas consisten en una planta de tratamiento, tanque de almacenamiento de agua, tanque de desnatado, unidades de filtración, bombas booster, bombas HPS, líneas de inyección, manifold y cabezales en los 4 pozos inyectoros (anexo 75).

El agua proveniente del tanque de lavado TK – 109 y el agua proveniente del pozo MDC – 16, ingresan al tanque skimmer TK – 203B, pero actualmente los pozos productores producen suficiente agua por lo que el pozo MDC-16 se encuentra cerrado, de este tanque, mediante 3 bombas de transferencia, P – 203A, P – 203B y P – 203E se lleva el agua por la planta de filtración que consta de 2 filtros de cáscara de nuez, F – 520A y F – 520B y 2 filtros de arenisca V – 500A y V – 500B, diseñados para obtener agua que se encuentre dentro de los parámetros adecuados para inyectar, esto es: 15 ppm de sólidos totales, 5 ppm de aceite en agua y menos de 50 ppb de O₂. Una vez filtrada el agua, se dirige hacia las bombas booster que alimentan a las bombas HPS, las mismas que están diseñadas para bombear 60,000 Barriles de agua por día hacia los pozos inyectoros MDC – 2, MDC 07, MDC – 12 y MDC – 23.

3.4.3 EQUIPAMIENTO DE POZOS

En el pozo MDC – 12 inició la inyección de agua el 12 de mayo 2010 mediante una completación dual paralela (anexo 76). Los volúmenes de agua inyectados son medidos en la cabeza del pozo mediante contadores tipo turbina y su caudal se regula mediante válvulas VRF.

Para el pozo MDC – 2 se ha instalado una línea de inyección de 6” desde la CPF de MDC hasta la Plataforma MDC – 2. Este pozo se encuentra completado como se

muestra en la anexo 77, en donde se inyecta por directa a la arenisca T inferior y por el anular casing – tubing a la arenisca U inferior. Los volúmenes de inyección son medidos a través de medidores sónicos. El pozo inició su inyección el 30 de marzo del 2012.

El pozo inyector MDC – 23I, tiene una completación doble paralela (anexo 78). El agua se transporta por una línea de inyección de 6”, desde la CPF hasta la plataforma MDC – 20 donde se encuentra el pozo inyector. Este pozo inició la inyectar el 10 de septiembre del 2012 y actualmente se encuentra cerrado.

El pozo inyector MDC – 7, tiene una completación doble paralela (anexo 79), para inyectar a las areniscas U inferior y T inferior. El agua se transporta por una línea de inyección de 6” desde la CPF hasta la plataforma MDC – 7 y los volúmenes de inyección son medidos a través de medidores sónicos. Este pozo inició a inyectar el 17 de diciembre del 2012.

Las mediciones y monitoreo de la inyección de agua se la realiza periódicamente en el campo MDC , mediante el BSW, la medición de la salinidad usando pruebas de laboratorio y la medición de la presión intake mediante los sensores de fondo de las bombas electrosumergibles , que están colocadas en todos los pozos del campo MDC , cuando los sensores de fondo se han dañado para obtener la presión de intake se realiza un ecometer que consiste en producir una onda sonora en el pozo y mediante la reflexión del sonido se puede obtener el nivel al que se encuentra el fluido obteniendo así la presión de intake mediante el gradiente de presión y la profundidad medida.

CAPÍTULO IV

4. ANÁLISIS DE RESULTADOS Y DISEÑO DE UN PLAN DE MONITOREO

4.1 POZO MDC-2U Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El pozo MDC-2U según el análisis de gráfico de Hall presenta una inyección estable, el gráfico VRR de esta zona no muestra una relación directa con la tasa de petróleo, posiblemente a la falta de pozos productores en el área y a la lejanía del pozo MDC-6 y 9. La producción de agua en esta zona corresponde preferentemente a la proveniente del acuífero de acuerdo a los mapas de salinidad, corte de agua y distribución de líneas WAF-PA. La presión de fondo fluyente del pozo MDC-6 se mantuvo estable hasta inicios de la inyección donde empezó a incrementarse ligeramente.

Los gráficos de Chan del MDC-6U indican un desplazamiento normal con alto corte de agua, los gráficos de producción de este pozo indican un incremento en la producción de fluidos y una producción estable de petróleo después del inicio de la inyección, y la salinidad actual medida en superficie es de 76390 ppm NaCl la cual ha variado respecto a los medidos anteriormente posiblemente por la presencia de agua de inyección que se encuentra arribando al pozo.

En el caso del pozo MDC-9 el efecto es menor como y tiene mayor influencia de otros pozos inyectoros.

Se recomienda continuar con la inyección en este pozo con las actuales tasas de inyección +/- 2400 BAIPD para mantener el comportamiento productivo del área, hasta que se genere una mayor producción de fluidos en el pozo MDC-6 o con la incorporación de más pozos productores. Adicionalmente y cuando las condiciones

operativas lo permitan tomar una prueba de presión en el pozo MDC-6 para conocer la presión del reservorio en esa zona.

4.2 POZO MDC-2T Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El pozo MDC-2T presenta actualmente una inyección estable según el gráfico de Hall. El gráfico VRR no muestra una relación directa con la tasa de petróleo posiblemente porque el pozo MDC-5 producía con un alto daño. Sin embargo, es importante indicar que de acuerdo al mapa de salinidades, corte de agua y distribución de líneas WAF-PA el agua producida en el pozo corresponde a la que proviene del inyector. Adicionalmente se puede mencionar que al realizar una prueba de presión en diciembre del 2014 se obtuvo una $Pr = 1265$ psi, cuando la presión de reservorio antes de la inyección se estimó en 862 psi.

No se tiene mucha información para analizar el gráfico de Chan, los gráficos de producción muestran que el corte de agua ha venido incrementándose rápidamente y los datos de salinidad (525000 ppm NaCl) indican que el agua producida corresponde a la inyectada.

Se recomienda modificar la tasa de inyección para mantener un VRR de 1 (+/- 1000 BPPD) y evitar así una mayor canalización del agua de inyección que perjudique a la producción de petróleo.

4.3 POZO MDC-7U Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El gráfico de Hall muestra una inyección normal. El gráfico VRR muestra una cierta tendencia con la producción de petróleo, pero la presencia en esta zona de un acuífero se ha evidenciado también ya que la producción de petróleo ha disminuido ligeramente por la producción de agua que no corresponde aún a la de inyección de acuerdo a los mapas de salinidad y corte de agua, aunque en pozos como el MDC-22, 15 y 9 presentan ciertas variaciones en la salinidad que podrían indicar el arribo

de la inyección en estos pozos, además de que son de los más afectados por el inyector según la distribución de líneas WAF-PA. En general se observa una respuesta positiva de la inyección de agua en la PWF de todos los pozos del área. Adicionalmente la presión del reservorio se incrementó y en marzo del 2013 se midió un dato de presión de 2300 psi en el pozo MDC-14.

De las gráficas de Chan se puede mencionar que en los pozos MDC-20, 15 y 9 se ha detectado problemas de canalización que han generado entradas de agua rápida en los pozos, y en el caso de los dos últimos con salinidades más bajas a las de formación.

Se recomienda continuar con la inyección en este pozo con las actuales tasas de inyección +/- 3500 BAIPD para mantener el comportamiento productivo del área. Adicionalmente y cuando las condiciones operativas lo permitan tomar una prueba de presión en algún pozo del área para conocer la presión actual del reservorio.

4.4 POZO MDC-7T Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El análisis del gráfico de Hall muestra una inyección normal o estable. El análisis del VRR no muestra una relación directa posiblemente por una limitada comunicación entre pozos que se puede observar en correlaciones. Los mapas de salinidad, corte de agua y distribución de líneas WAF-PA indican que la influencia en la producción de agua es íntegramente de la inyección para el pozo MDC-4 y combinado con la del acuífero para el MDC-8. No se tiene una respuesta directa en la PWF de los pozos.

En el gráfico de Chan del pozo MDC-4T no se aprecia una tendencia por el poco historial de producción y bajo corte de agua. El gráfico de Chan del pozo El MDC-8 muestra una posible canalización multicapa. La salinidad actual del agua producida es de 70125 ppm NaCl sin evidenciar irrupción de agua desde el inyector.

Se recomienda modificar la tasa de inyección para mantener un VRR de 1 (+/- 2000 BPPD) y evitar así una mayor canalización del agua de inyección a futuro y que perjudique a la producción de petróleo.

4.5 POZO MDC-12U Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El análisis del gráfico de Hall del pozo MDC-12U muestra un taponamiento o daño positivo, lo que provocó una baja admisión y motivó la intervención del pozo pero que por problemas con el estado del casing fue suspendido por lo que al momento se encuentra cerrado a espera de su reparación. El análisis del VRR muestra una relación directa entre inyección y producción de petróleo aunque también se ha identificado que en esta zona existe la influencia de un acuífero lateral.

Los mapas de salinidad, corte de agua y distribución de líneas WAF-PA indican que la producción de agua está fuertemente influenciada por el agua de inyección en los pozos MDC-10 y MDC-11. Esta influencia directa también se la puede observar en el incremento de las PWF durante el periodo de inyección en los pozos del área y que disminuyeron significativamente con el cierre del pozo. Adicionalmente la presión del reservorio se incrementó y en julio del 2015 se midió un dato de presión de 2450 psi en el pozo MDC-1.

Los gráficos de Chan muestran que una tendencia a un desplazamiento normal con altos cortes de agua para los pozos MDC-10 y 11, aunque el primero muestra una posible canalización multicapa. Para el pozo MDC-1 los datos son insuficientes como para este análisis.

Con estos antecedentes se recomienda remediar el problema mecánico del pozo MDC – 12 y continuar con la inyección aunque modificando su tasa (+/- 4200 BAIPD) ya que se debe considerar el ingreso del nuevo pozo productor MDC-1 en esta área.

4.6 POZO MDC-12T Y SU ZONA DE INFLUENCIA

El MDC-12T en su gráfico de Hall muestra un taponamiento o daño positivo lo que provocó una baja admisión y motivó también la intervención del pozo MDC-12. La gráfica VRR no muestra una relación directa entre la inyección y producción de

petróleo. Los mapas de salinidad, corte de agua y distribución de líneas WAF-PA indican que el mayor efecto ha sido sobre el pozo MDC-1 ya que su producción de agua es íntegramente de la inyección. Las PWF se incrementaron con la inyección de agua pero luego fueron disminuyendo posiblemente por los problemas de taponamiento identificados en el pozo inyector.

Los gráficos de Chan muestran en el pozo MDC-1 un comportamiento de producción de agua de las cercanías del pozo producto de la irrupción rápida del agua desde el pozo inyector MDC-12, efecto que no se aprecia en los gráficos de los pozos MDC-19 y MDC-13.

Se recomienda remediar el problema mecánico del pozo MDC – 12 y mantener la inyección en el pozo inyector (+/- 3000 BAIPD) para optimizar el efecto de la inyección especialmente sobre el pozo MDC-19 y MDC-13. Adicionalmente y cuando las condiciones operativas lo permitan tomar una prueba de presión en algún pozo del área para conocer la presión actual del reservorio.

4.7 DISEÑO DE UN PLAN DE MONITOREO

El monitoreo continuo y estructurado de los diferentes parámetros que muestran el comportamiento de los reservorios y de los pozos es indispensable para un adecuado control y seguimiento de los procesos de inyección de agua. A continuación se describirá algunas recomendaciones obtenidas de la teoría así como de la práctica para poder aplicarlas en un plan de monitoreo para el Campo MDC de acuerdo a la disponibilidad de información y recursos técnicos.

Objetivos: Implementar un equipo técnico multidisciplinario para realizar el seguimiento del proceso de inyección de agua del campo mediante la interpretación de parámetros y análisis técnicos que permitan entender el comportamiento de los reservorios y pozos productores e inyectores para detectar desviaciones, prevenir problemas, y proponer y aplicar correctivos que incrementen la producción y recuperación final de petróleo.

MONITOREO POR RESERVORIO

Información requerida:

- Mapas estructurales, de espesores totales y netos, de porosidad y permeabilidades, correlaciones de pozos.
- Producciones totales y volúmenes acumulados de fluidos producidos e inyectados
- Datos de salinidad
- Presiones de fondo fluyente (PWF)
- Presiones de reservorio a partir de estimaciones o pruebas de presión
- Proyecciones de producción realizadas previo a la inyección

Análisis a realizarse

- Mapas de BSW y de salinidades
- Mapas Isobáricos y de PWF
- Relación VRR
- Gráfica ABC

Periodicidad

Para el análisis de esta información y para poder identificar variaciones en los parámetros se debe actualizar estos análisis trimestralmente.

Entregables

Realizar una reunión del equipo técnico y analizar avances de frente de agua, zonas de baja presión, comparación de datos de proyección proyectados con reales e identificar pozos con problemas de pérdida de producción. Realizar un reporte con las conclusiones y recomendaciones que serán revisadas en la siguiente reunión para determinar si se realizaron correctivos.

MONITOREO POR ÁREA DE INFLUENCIA

Información requerida:

- Producciones por área y volúmenes acumulados de fluidos producidos e inyectados
- Datos de salinidad
- Presiones de fondo fluyente (PWF)
- Saturación promedio de petróleo
- WAF / PA / IA

Análisis a realizarse

- Relación VRR
- Comparación de datos de salinidad
- Gráficas de PWF de todos los pozos del área de influencia
- Cálculo de la Eficiencia de barrido volumétrico
- Gráficas WAF / PA / IA
- Cálculo de eficiencia del inyector

Periodicidad

Para el análisis de esta información se debe actualizar estos análisis mensualmente.

Entregables

Realizar una reunión del equipo técnico y definir tasas de inyección, comportamiento anómalo de algún pozo respecto a los del área de influencia, identificar áreas barridas, distribución y cambios en la dirección de las líneas de flujo (streamlines), relación del petróleo producido y el agua inyectada. Realizar un reporte con las conclusiones y recomendaciones que serán revisadas en la siguiente reunión para determinar si se realizaron correctivos.

MONITOREO POR POZO

Información requerida:

- Producciones por pozo y volúmenes acumulados de fluidos producidos e inyectados

- Datos de salinidad
- Presiones de fondo fluyente (PWF)
- Historial de reacondicionamiento
- Análisis de calidad de agua

Análisis a realizarse

- Comparación de datos de salinidad por pozo
- Gráficas de PWF
- Gráficos de control de agua (Chan)
- Gráficos de Hall
- Gráfica ABC
- Gráficas de comportamiento productivo y de inyección
- Análisis de estado mecánico de los pozos

Periodicidad

Para el análisis de esta información se debe actualizar estos análisis mensualmente.

Entregables

Realizar una reunión del equipo técnico y definir posibles irrupciones del agua de inyección, incrementos de PWF por inyección o por problemas mecánicos, incrementos repentinos de corte de agua debido a canalizaciones, posibles taponamientos en pozos inyectoros, pérdidas de producción de fluidos o petróleo. Realizar un reporte con las conclusiones y recomendaciones que serán revisadas en la siguiente reunión para determinar si se realizaron correctivos.

CAPÍTULO V

5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- La presión de los yacimientos también se recuperó por efecto de la inyección de agua, En la arenisca U antes de la inyección se tenía una presión de reservorio de 1900 psi y a la fecha se estima que se ha estabilizado en aproximadamente 2400 psi, En la arenisca T en mayo del 2010 se tenía una presión de yacimiento de 1450 psi, actualmente se estima que se ha estabilizado en un valor promedio de 1350 psi.
- El avance y producción del agua de inyección a los pozos productores se lo realiza mediante el análisis de los métodos de monitoreo convencionales más el análisis de las líneas de flujo, el método es efectivo porque nos ha permitido establecer las tendencias de flujo dentro de los reservorios.

ARENISCA U

- Desde enero 2011, fecha posterior al inicio del plan piloto, se han producido en la arenisca U un total de 9.9 MMbbls. Se estima que aproximadamente 3.3 MMbbls de esta producción son por beneficio del proyecto de recuperación secundaria (inyección de agua y perforación de pozos).
- En la zona de influencia del pozo inyector MDC – 12 presentó problemas en su completación de fondo y fue cerrado en junio del 2015 a la espera de ser rehabilitado. Sin embargo, el monitoreo realizado a los pozos productores del área muestra que si bien las presiones de fondo han disminuido, estas han mantenido una tendencia a estabilizarse durante el último mes, los cortes de agua también han disminuido ligeramente y la producción de petróleo se ha recuperado.

- En la zona de influencia del inyector MDC – 7 se ha observado una estabilización en producción de petróleo y en las presiones de intake en los pozos dentro del área de influencia. Se ha identificado una mayor producción de agua de inyección en los pozos MDC – 15 y MDC – 22.
- En la zona de influencia del inyector MDC – 2 la inyección ha colaborado satisfactoriamente a mantener los niveles de presión y producción en el pozo MDC – 6. Se aprecia un ligero incremento del corte de agua y la salinidad medida en superficie ha variado respecto a los medidos en el anterior trimestre, posiblemente por una mayor presencia de agua de inyección que se encuentra arribando al pozo.
- Debido a que el BSW del pozo MDC – 9 se incrementó de 3% a 44% en 15 meses, se suspendió la inyección en el pozo MDC – 23 en julio del 2014. Se continúa monitoreando el comportamiento productivo del pozo productor ya que se ha identificado una influencia beneficiosa de la inyección desde el pozo MDC – 7.
- Como se observa en la tabla 5.1 la variación de la presión es pequeña con respecto a la presión inicial , esto se debe a la inyección de agua , con una depletación promedio de 300 Psi .

Tabla 5.1: Resumen de resultados de la arenisca U

POZOS DE LA ARENA U IMFLUENCIADOS POR LA INYECCIÓN							
POZO PRODUCTOR	BFPD	BPPD	BAPD	%BSW	Pi @ 2015	Pf @ 2015	variación de la presión(psi)
					(psi)	(psi)	
MDC - 1	1,898	357	1,541	81%	2150	2000	-150
MDC - 10	615	178	437	71%	1809	1500	-309
MDC - 11	1,738	491	1,247	72%	2000	1800	-200
MDC - 14	1,123	170	953	85%	2293	2000	-293
MDC-9	968	484	484	50%	2408	2100	-308
MDC-15	1,225	400	825	67%	1841	1500	-341
MDC-17	790	364	426	54%	2100	1800	-300
MDC-20	1,522	696	826	54%	1881	1500	-381
MDC-22	1,017	174	843	83%	1836	1700	-136

Fuente: Enap-Sipec

Elaborado por: Esteban Salgado

ARENISCA T

- Desde enero del 2011, fecha posterior al inicio del plan piloto, se han producido en la arenisca T un total de 6.6 MMBLS. Aproximadamente 3.2 MMBLS de esta producción son por beneficio del proyecto de recuperación secundaria (inyección de agua y perforación de pozos).
- El pozo inyector MDC – 12 presentó problemas en su completación de fondo y fue cerrado en junio del 2,015 a la espera de ser rehabilitado. Adicionalmente el pozo MDC – 1 dejó de producir de T y pasó a producir de la arenisca U. El monitoreo realizado a los pozos productores del área muestra que a pesar de no inyectar actualmente en el pozo MDC – 12, la zona se encuentra aún presurizada y no ha afectado en la productividad de los pozos MDC – 13 y MDC – 19.
- En la zona Centro se ha notado un beneficio continuo de la inyección del pozo MDC – 7, manteniendo la producción de los pozos MDC – 4ST y MDC – 8ST.

Adicionalmente se ha observado una posible entrada de agua en el pozo MDC – 4ST.

- En la zona de influencia del pozo MDC-2 se observa que la respuesta en el pozo MDC – 5ST es favorable ya que la presión de intake se ha mantenido constante. Se han revisado la tasas de inyección del pozo MDC – 2 para evitar un aumento en la producción de agua de inyección en el pozo MDC – 5ST.
- En la zona Oeste, en el pozo MDC – 23 la inyección fue suspendida desde octubre del 2,013 hasta la actualidad, debido a que no existen pozos productores en el área de influencia.
- Como se observa en la tabla 5.2 la variación de la presión es pequeña con respecto a la presión inicial , esto se debe a la inyección de agua , con una depletación de presión promedio de 200 Psi .

Tabla 5.2: Resumen de resultados de la arenisca T

POZOS DE LA ARENA T IMFLUENCIADOS POR LA INYECCIÓN							
POZO PRODUCTOR	BFPD	BPPD	BAPD	%BSW	Pi @ 2015	Pf @ 2015	variación de la presión(psi)
					(psi)	(psi)	
MDC 13	352	254	98	28%	1546	1100	-446
MDC 19	1,783	1,262	521	29%	1437	1400	-37
MDC 5ST	955	502	453	47%	1077	800	-277
MDC 4ST	236	222	13	6%	1133	1350	217
MDC 8ST	1,475	1,25	225	15%	1242	750	-492

Fuente: Enap-Sipac

Elaborado por: Esteban Salgado

5.2 RECOMENDACIONES

- Reparar el pozo inyector MDC-12 para continuar con la inyección en la arenisca U y la arenisca T, pues la inyección en este pozo representa un mayor recobro de petróleo y presión en esta zona.

- Tomar en cuenta las streamlines y la zona de influencia para controlar la tasa de inyección en los pozos, sobre todo cuando se perfora un pozo nuevo cerca de la zona de influencia o entre en workover algún pozo de la zona para mantener la eficiencia del inyector y mantener o mejorar la producción.
- Implementar un plan de monitoreo que controle y regule la inyección en el campo MDC.
- Controlar la calidad de agua de inyección para evitar taponamientos o daños mecánicos en la tubería a causa de la corrosión.
- Continuar con el monitoreo permanente de los parámetros de superficie y de fondo en los pozos productores para identificar posibles cambios de comportamiento y que perjudiquen con el objetivo de la inyección de agua.
- Una vez que el pozo inyector MDC – 23 permanece cerrado desde junio 2014, se recomienda evaluar las areniscas U y T para analizar la posibilidad de convertir a este pozo de inyector a productor.
- Es conveniente planificar los trabajos de reacondicionamiento en los inyectores MDC – 2, MDC – 7 y MDC – 12; con el objetivo de realizar un mantenimiento preventivo y evitar la corrosión de la tubería, acumulación de escalas, acumulación de sedimentos; y, otros efectos causados por el agua de inyección.
- Para aprovechar el incremento en la presión de los yacimientos y el mejor barrido de petróleo, los pozos deberían producir sin restricción de tasa. Esto permitirá mejorar el factor de recobro de los yacimientos y optimizar los resultados del proyecto de Recuperación Secundaria (RS).

6. BIBLIOGRAFÍA

- Abdus Satter, G. C. (1994). Integrated Petroleum Reservoir Managment. Tulsa, Oklahoma: Pennwell Books.*
- Batycky, R. (2011). Streamline-Based Workflows for Brown Field Flood Managment.*
- Buell, R. S. (1986). Analyzing Inyectivity of Non-Newtonian Fluids: An Application of the Hall Plot. Colorado.*
- Chan, K.-S. (1995). Wather Control Diagnostic Plots. Society of Petroleum Engineers.*
- Craig, F. F. (1982). Aspectos de Ingenieria de la Inyección de agua. New York: Society of Petroleum Engineers of AIME.*
- Emanuel A, A. G. (1989). Reservoir Performance Prediction Methods on Fractal Geostatistics. SPE Reservoir Engineering.*
- Enap-Sipac. (2006). Estudio Del Modelo Geológico y Simulación Matemática Del Campo Mauro Davalos Cordero.*
- Enap-Sipac. (2007). Reservas Probadas y Probables.*
- Enap-Sipac. (2010). Plan de Desarrollo del Campo MDC.*
- Galancho M. Vázquez P. Laiz G. et al. Streamline-Based -Integral Modeling for Waterflooding Design Optimization Surveillance and Monitoring. SPE-107831-PP.*
- LCV. (2008). Estudio Sedimentológico y Petrofísico Miembro arenisca U y T.*
- Leverett, M. (1941). Capillary Behavior in Porous Solids. AIME.*
- Martin Terrado, S. Y. (2007). Watherflooding Surveillance and Monitoring: Puting Principles Into Practice. Society of Petroleum Engineers.*

Onkuma H. (2008). Reservoir Analysis. Japan Oil Engineering Co.ltd.

Paradiso, A. (2004). Watherflooding. Buenos Aires: VYP Consultores.

Paris de Ferrer, M. (2001). Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petroliferos. Maracaibo Venezuela: Astro Dala S.A.

Thiele R, M. (2001). Streamline Simulation. Austria: Schlooss Fusch.

Universidad de América. (2012). Análisis de Problemas de Pozos. Recuperado de:
HYPERLINK "http://es.slideshare.net/gabosocorro/reacondicionamiento-de-pozos-12880354?next_slideshow=1"
http://es.slideshare.net/gabosocorro/reacondicionamiento-de-pozos-12880354?next_slideshow=1

Welge. (1952). A Simplified Method for Computing Oil Recovery by Gas or Wather Drive. AIME.

ANEXOS

Anexo 1