

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ESTUDIO TÉCNICO DE RESERVORIO PARA LA AMPLIACIÓN DE
LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENA U INFERIOR DEL
CAMPO MDC**

**TRABAJO DE TITULACIÓN PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE
INGENIERO EN PETRÓLEOS**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

CRISTIAN PAÚL GUAMINGA PAUCAR

cristian_guaminga93@hotmail.com

DIRECTOR: MSc. RAÚL ARMANDO VALENCIA TAPIA

raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, junio 2019

DECLARACIÓN

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

A través de la presente declaración cedo 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.

Cristian Paúl Guaminga Paucar

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Cristian Paúl Guaminga Paucar, bajo mi supervisión.

MSc. Raúl Valencia Tapia
Director del Trabajo de Titulación

AGRADECIMIENTOS

A Dios por brindarme salud y vida para culminar con éxito todas mis metas propuestas.

A mi madre Josefa y a mi padre Pedro, por ser mi pilar fundamental y haberme apoyado incondicionalmente en cada etapa de mi vida. A mis hermanas Claudia y Jessica, que con sus consejos y cariño me han inspirado a no rendirme jamás y me han llenado de alegría cada día de mi vida.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero "ARCH", a los ingenieros que conforman la Coordinación de Control Técnico de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural, en especial a la ingeniera Carmen Miniguano y al ingeniero Edison Murminacho, muchas gracias por todo su apoyo, paciencia, enseñanzas y por el tiempo que se tomaron para ayudarme en el desarrollo de mi trabajo de titulación; de igual manera les agradezco por su confianza y amistad brindada durante mi estancia en la agencia.

A mi tutor MSc. Raúl Valencia quien con su experiencia, conocimiento y motivación me orientó en la elaboración de este trabajo de titulación, le expreso mis más sinceros agradecimientos.

A todos los docentes que conforman la Facultad de Ingeniería en Petróleos de la Escuela Politécnica Nacional, por brindarme sus conocimientos y experiencias para contribuir en mi formación profesional.

A mis amigos y compañeros de la universidad, les agradezco por su apoyo, consejos y amistad que me han brindado durante todos estos años.

DEDICATORIA

Este trabajo lo dedico con todo cariño y amor a mis padres, Josefa Paucar y Pedro Guaminga, quienes me han apoyado incondicionalmente y han puesto toda su confianza para lograr un objetivo más en mi vida.

A mis familiares y hermanas, quienes me han aconsejado y me han brindado cariño en los momentos difíciles para poder seguir adelante y luchar por mis sueños.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
CONTENIDO.....	VI
RESUMEN	XVII
PRESENTACIÓN	XVIII
CAPÍTULO 1: MARCO TEÓRICO.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO	1
1.1.1 ANTECEDENTES.....	1
1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA.....	2
1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO	3
1.1.3.1 Marco Geológico	3
1.1.3.2 Estratigrafía.....	3
1.1.3.3 Estructura del Campo MDC.....	3
1.1.3.4 Litología.....	5
1.1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA.....	6
1.1.4.1 Espesor neto	6
1.1.4.2 Porosidad (\emptyset).....	6
1.1.4.3 Volumen de arcilla	6
1.1.4.4 Saturación del fluido.....	8
1.1.4.5 Permeabilidad absoluta.....	8
1.1.4.6 Compresibilidad de la roca o formación	9
1.1.4.7 Propiedades petrofísicas de núcleo Arenisca U inferior	9
1.1.4.8 Resultado de las propiedades petrofísicas para la arenisca U inferior.....	11
1.1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	12
1.1.5.1 Factor volumétrico del petróleo (β_o).....	12
1.1.5.2 Relación de solubilidad (R_s).....	12
1.1.5.3 Viscosidad.....	12
1.1.5.4 Densidad	12
1.1.5.5 Compresibilidad del fluido	13
1.1.5.6 Presión de burbuja (P_b).....	13
1.1.5.7 Análisis PVT arenisca U inferior	13
1.1.6 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO.....	14
1.1.6.1 Permeabilidad efectiva	14

1.1.6.2	Permeabilidad relativa	14
1.1.6.3	Tensión superficial e interfacial	16
1.1.6.4	Humectabilidad.....	16
1.1.6.5	Presión capilar.....	17
1.1.6.6	Movilidad λ	18
1.1.7	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN.....	19
1.1.8	CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO (CAPs).....	19
1.1.9	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MDC	19
1.2	POES, RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO.....	21
1.2.1	MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS	21
1.2.1.1	Método Volumétrico.....	21
1.2.2	PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	21
1.2.3	FACTOR DE RECOBRO (FR).....	21
1.2.4	RESERVAS	22
1.2.4.1	Reservas Probadas.....	22
1.2.4.2	Reservas Probables	22
1.2.4.3	Reservas Posibles.....	22
1.2.4.4	Reservas Remanentes	22
1.2.5	POES Y RESERVAS DEL CAMPO MDC.....	22
1.3	TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	23
1.3.1	MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO	24
1.3.2	TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE.....	26
1.3.2.1	Ecuación de Flujo Fraccional	26
1.3.2.2	Ecuación de Avance Frontal.....	27
1.3.2.3	Distribución de la Saturación de Agua	28
1.3.3	MODELOS DE INYECCIÓN	30
1.3.3.1	Modelos Regulares	30
1.3.3.2	Modelos Irregulares.....	31
1.3.4	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA.....	33
1.3.4.1	Eficiencia de barrido areal (E_a).....	33
1.3.4.2	Eficiencia de barrido vertical (E_v).....	34
1.3.4.3	Eficiencia de desplazamiento (E_D).....	34
1.4	MÉTODOS DE MONITOREO	34
1.4.1	VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR).....	34
1.4.2	MÉTODO DE HALL	37
1.4.3	MÉTODO DE CHAN.....	39

1.4.3.1	Conificación.....	39
1.4.3.2	Canalización.....	40
1.4.3.3	Comunicación.....	40
1.4.3.4	Desplazamiento Normal.....	40
1.4.4	CURVAS DE PRODUCCIÓN.....	41
1.4.5	USO DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN COMO UN TRAZADOR NATURAL.....	42
1.5	MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	42
1.5.1	CLASIFICACIÓN.....	43
1.5.2	ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO.....	44
1.5.2.1	Etapa Inicial (Hasta la ruptura).....	44
1.5.2.2	Etapa Subordinada (Posterior a la ruptura).....	46
1.6	MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS.....	48
1.6.1	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	48
1.6.2	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	49
1.6.3	PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI).....	50
CAPÍTULO 2: EVALUACIÓN ACTUAL DEL PROYECTO.....		51
2.1	ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS.....	51
2.1.1	PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO MDC.....	51
2.1.2	HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR.....	52
2.1.3	PRESIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR.....	54
2.1.4	SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA.....	55
2.1.4.1	Salinidad del agua de formación e inyección.....	55
2.1.4.2	Facilidades de superficie.....	56
2.1.4.3	Calidad del agua de inyección.....	56
2.1.5	ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO.....	57
2.1.6	RELACIÓN VRR PARA LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS POZOS INYECTORES EN LA ARENISCA U INFERIOR.....	60
2.1.7	COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS INYECTORES A PARTIR DE LAS GRÁFICAS DE HALL.....	61
2.1.7.1	Análisis de la inyección del pozo MDC-12RE arenisca U inferior..	62
2.1.7.2	Análisis de la inyección del pozo MDC-2 arenisca U inferior.....	62
2.1.7.3	Análisis de la inyección del pozo MDC-7 arenisca U inferior.....	64
2.1.7.4	Análisis de la inyección del pozo MDC-23WIW (cerrado) arenisca U inferior.....	66

2.1.8	COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA U INFERIOR A PARTIR DE LAS CURVAS DE CHAN..	66
2.1.9	GRÁFICAS DE INYECCION Y PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS DE LA ARENISCA U INFERIOR.....	68
2.1.9.1	Zona de Influencia del pozo inyector MDC-12RE. Zona Norte - U inferior.....	68
2.1.9.2	Zona de Influencia del pozo inyector MDC-2. Zona Sur - U inferior.....	70
2.1.9.3	Zona de Influencia del pozo inyector MDC-7. Zona Centro - U inferior.....	72
2.1.9.4	Zona de Influencia del pozo inyector MDC-23WIW. Zona Oeste - U inferior.....	76
2.1.10	POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA U INFERIOR SIN INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA	78
2.1.11	INCREMENTO DE RECUPERACIÓN DE RESERVAS, CAMBIO DEL FACTOR DE RECOBRO Y AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN	79
2.1.11.1	Estimación de reservas remanentes y predicción de la producción mediante curvas de declinación.....	80
CAPÍTULO 3: ANÁLISIS DE RESERVORIO Y PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA		86
3.1	DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE LA ZONA CANDIDATA.....	86
3.1.1	SELECCIÓN DE LA ZONA CANDIDATA	86
3.2	ANÁLISIS DE LA GEOLOGÍA, PETROFÍSICA Y RESERVORIO DE LA ZONA OESTE.....	92
3.2.1	CONTINUIDAD Y ESPESOR DE LA ARENA EN LA ZONA OESTE	92
3.2.2	CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DENTRO DE LA ZONA OESTE	97
3.2.3	ANÁLISIS DE RESERVORIO DE LA ZONA OESTE	97
3.3	SELECCIÓN Y ÁREA DEL MODELO DE INYECCIÓN	101
3.4	CÁLCULO DEL POES	103
3.5	RESERVAS ANTES DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AGUA	104
3.6	RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO	105
3.6.1	PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA.....	105
3.6.1.1	Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A1.	109
3.6.1.2	Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A2.	116
3.6.1.3	Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A3.	119
CAPÍTULO 4: ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO		122

4.1	COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO	122
4.1.1	INSTALACIONES DE SUPERFICIE.....	122
4.1.1.1	Líneas de inyección.....	122
4.1.1.2	Sistema de bombeo.....	122
4.1.2	REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR.....	123
4.2	INGRESOS DEL PROYECTO	124
4.3	COSTOS DE PRODUCCIÓN.....	124
4.4	RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO	124
CAPÍTULO 5: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....		128
5.1	CONCLUSIONES.....	128
5.2	RECOMENDACIONES	130
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		132
GLOSARIO.....		135
ANEXOS		136

ÍNDICE DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Campañas de perforación del campo MDC a abril del 2018	2
1.2	Resultados petrofísica básica de la facie II	10
1.3	Resultados petrofísica básica de la facie III	10
1.4	Resultados petrofísica básica de la facie IV	11
1.5	Resumen petrofísica para la arenisca U inferior	11
1.6	Resultados del análisis PVT arenisca U inferior	14
1.7	Características de las curvas de permeabilidades relativas agua - petróleo para rocas hidrófilas y oleófilas	15
1.8	CAP inferido y límites inferiores usados para el campo MDC	19
1.9	Producción de los reservorios del campo MDC a abril del 2018	20
1.10	Parámetros de cálculo POES - campo MDC	23
1.11	Resumen de reservas por reservorio - campo MDC	23
1.12	Características de los arreglos de inyección	30
2.1	Historia de producción primaria de la arenisca U inferior	52
2.2	Historia de producción secundaria de la arenisca U inferior	53
2.3	Presiones del reservorio U inferior del campo MDC	54
2.4	Parámetros de control del agua de inyección	56
2.5	Volumen de agua inyectada en cada reservorio y pozos de producción dentro de cada una de las zonas influenciadas por los pozos inyectoros	59
2.6	Resultados del análisis de las curvas de Chan de los pozos productores de la arenisca U inferior	67
2.7	Resumen de resultados para los pozos productores de la zona norte influenciada por el pozo inyector MDC-12RE U inferior	70
2.8	Resumen de resultados para los pozos productores de la zona sur influenciada por el pozo inyector MDC-2 U inferior	72
2.9	Resumen de resultados para los pozos productores de la zona centro influenciada por el pozo inyector MDC-7 U inferior	75
2.10	Resumen de resultados para los pozos productores de la zona oeste arenisca U inferior	78
2.11	Resumen de resultados para los pozos productores del compartimento ÁREA NORTE arenisca U inferior	79
2.12	Predicción de la producción para la arenisca U inferior, caso base	81
2.13	Predicción de la producción para la arenisca U inferior, caso inversión	83
2.14	Reservas caso base al 2018 arenisca U inferior	84
2.15	Reservas caso inversión al 2018 arenisca U inferior	84
2.16	Reservas caso base al 2025 arenisca U inferior	84
2.17	Reservas caso inversión al 2025 arenisca U inferior	84
3.1	Características de los pozos dentro de la zona oeste, arenisca U inferior	97
3.2	Historia de producción del pozo MDC-16	98
3.3	Distancias entre pozos dentro del esquema de inyección	102

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
3.4	Áreas de inyección	103
3.5	Área afectada por la inyección a los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30	103
3.6	POES para las áreas de estudio	104
3.7	Reservas antes de iniciar la inyección de agua	104
3.8	Datos para la construcción de las curvas f_w vs S_w y $(\partial f_w / \partial S_w)$ vs S_w	106
3.9	Resultados para la etapa inicial en el área A1	110
3.10	Incrementos sucesivos de volumen inyectado de agua V_i en el área A1	111
3.11	Incrementos de producción de petróleo y agua de la zona virgen en el área A1	111
3.12	Volumen poroso nuevamente invadido, $(\partial f_w / \partial S_w)$, S_w , f_w , y producción de la zona previamente invadida, área A1	112
3.13	Volumen de agua inyectada, producción de petróleo y agua vs tiempo en el área A1	115
3.14	Resultados para la etapa inicial en el área A2	116
3.15	Volumen de agua inyectada, producción de petróleo y agua vs tiempo en el área A2	118
3.16	Resultados para la etapa inicial en el área A3	119
3.17	Volumen de agua inyectada, producción de petróleo y agua vs tiempo en el área A3	121
4.1	Costos de facilidades de superficie	123
4.2	Costos del reacondicionamiento N°5 y programa alterno N°1 del pozo MDC-16	123
4.3	Resultados de las predicciones por área y total	126
4.4	Resultados del análisis técnico - económico	127

ÍNDICE DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación del campo Mauro Dávalos Cordero	2
1.2	Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente	4
1.3	Mapa estructural al tope del reservorio U inferior	7
1.4	Perfil sedimentológico y petrofísica básica de la arenisca U inferior	9
1.5	Registro (GM) y parámetros petrofísicos del pozo MDC-12 de la arenisca U inferior	12
1.6	Permeabilidades relativas agua - petróleo	15
1.7	Curvas de permeabilidad relativa agua - petróleo arenisca U	16
1.8	Presión capilar agua - petróleo arenisca U	17
1.9	Historia de producción del campo MDC	20
1.10	Distribución de los fluidos antes de la inyección	24
1.11	Distribución de los fluidos a un cierto tiempo durante la inyección	25
1.12	Distribución de los fluidos en la etapa de ruptura	25
1.13	Distribución de los fluidos en el momento del abandono	26
1.14	Determinación de la saturación de agua en el frente y saturación promedia de agua	28
1.15	Saturación promedia de agua después de la ruptura	29
1.16	Diferentes arreglos de inyección	31
1.17	Típica inyección de agua periférica	32
1.18	Relación directa entre el VRR y la tasa de petróleo	36
1.19	Ejemplo de VRR, influencia directa de un acuífero	36
1.20	Ejemplo de VRR, influencia parcial de un acuífero	37
1.21	Gráfica de Hall o "Hall Plot"	38
1.22	Curva de Chan indicando conificación	39
1.23	Curva de Chan indicando canalización	40
1.24	Curva de Chan indicando comunicación mecánica	40
1.25	Curva de Chan indicando desplazamiento normal con alto corte de agua	41
1.26	Curva de Chan indicando canalización multicapa	41
1.27	Curvas del comportamiento del yacimiento	41
2.1	Historia de producción de la arenisca U inferior	53
2.2	Registro de presiones arenisca U inferior - Campo MDC	55
2.3	Ubicación de pozos y zonas de control	58
2.4	Hall Plot del pozo MDC-12RE arenisca U inferior	62
2.5	Hall Plot del pozo MDC-2 arenisca U inferior	63
2.6	Hall Plot del pozo MDC-7 arenisca U inferior	64
2.7	Hall Plot del pozo MDC-23WIW arenisca U inferior	66
2.8	Historial de inyección del pozo MDC-12RE U inferior	68
2.9	Historial de inyección del pozo MDC-2 U inferior	71
2.10	Historial de inyección del pozo MDC-7 U inferior	73
2.11	Historial de inyección del pozo MDC-23WIW U inferior	76

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.12	Curva de declinación de la producción de la arenisca U inferior, caso base hasta abril del 2018	80
2.13	Curva de declinación de la producción de la arenisca U inferior, caso base hasta diciembre del 2025	81
2.14	Curva de declinación de la producción de la arenisca U inferior, caso inversión hasta diciembre del 2025	82
2.15	Proyección de la producción y comparación de casos para la arenisca U inferior, período 2010 - 2025	85
3.1	Mapa de %BSW de la arenisca U inferior campo MDC, abril 2018	89
3.2	Mapa de salinidades de la arenisca U inferior campo MDC, abril 2018	90
3.3	Mapa isobárico de la arenisca U inferior campo MDC, diciembre del 2017	91
3.4	Mapa de espesores de la arenisca U inferior del campo MDC	94
3.5	Correlación estratigráfica sentido NE-SO	95
3.6	Correlación estratigráfica sentido O-E	96
3.7	Curva de declinación de la producción pozo MDC-16 arenisca U inferior	98
3.8	Ubicación de los pozos y límites del esquema de inyección en la zona oeste	101
3.9	Áreas de estudio en el esquema de inyección	102
3.10	Curva de flujo fraccional	107
3.11	Derivada del flujo fraccional	108
3.12	Efecto de la razón de movilidad y los volúmenes de fluidos inyectados sobre la eficiencia areal, para un arreglo en línea directa	108
3.13	Producción acumulada de petróleo en el área 1	113
3.14	Producción acumulada de agua en el área 1	114
3.15	Volumen de agua inyectada en el área 1	114
3.16	Producción acumulada petróleo en el área 2	116
3.17	Producción acumulada de agua en el área 2	117
3.18	Volumen de agua inyectada en el área 2	117
3.19	Producción acumulada de petróleo en el área 3	119
3.20	Producción acumulada de agua en el área 3	120
3.21	Volumen de agua inyectada en el área 3	120
4.1	VAN vs tiempo para el proyecto	125

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
A	Área del yacimiento	L^2
°API	Gravedad específica en grados API	
BAIPD	Barriles de agua inyectada por día	L^3/t
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/t
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/t
BN	Barriles normales o fiscales	L^3
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/t
Bls	Barriles	L^3
B_o	Factor volumétrico del petróleo	
B_w	Factor volumétrico del agua	
B_g	Factor volumétrico del gas	
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	
CAP	Contacto agua/petróleo	
EUR	Recuperación final estimada	
E_{asbt}	Eficiencia de barrido areal a la ruptura	
E_v	Eficiencia de barrido vertical	
E_D	Eficiencia de desplazamiento	
ft	Pies	L
FR	Factor de recobro	
F_w	Flujo fraccional de agua	
GOR	Relación gas petróleo producido	
h_o	Espesor neto saturado de petróleo	L
k	Permeabilidad absoluta	L^2
k_o	Permeabilidad efectiva al petróleo	L^2
k_w	Permeabilidad efectiva al agua	L^2
k_{ro}	Permeabilidad relativa al petróleo	
k_{rw}	Permeabilidad relativa al agua	
m	Metro	L
M	Razón de movilidad	
mD	Milidarcys	L^2
MD	Profundidad medida	L
MDC	Mauro Dávalos Cordero	
MMBN	Millones de barriles normales	L^3
NaCl	Cloruro de Sodio	
NNE	Nornoreste	
N_p	Producción de petróleo acumulado	L^3
P_b	Presión de burbuja	M/Lt^2
P_c	Presión capilar	M/Lt^2
PCN	Pies cúbicos normales	L^3
P_i	Presión inicial del yacimiento	M/Lt^2

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
P_{intake}	Presión de fluido en el intake	M/Lt ²
POES	Petróleo original en sitio	L ³
ppm	Partes por millón	
psi	Libras fuerza por pulgada cuadrada	M/Lt ²
PVT	Presión, Volumen y Temperatura	
P_{wf}	Presión de fondo fluyente	M/Lt ²
q_o	Caudal de petróleo	L ³ /t
q_w	Caudal de agua	L ³ /t
q_t	Caudal total de flujo	L ³ /t
RAP	Relación agua petróleo	
RAP'	Derivada de la relación agua petróleo	
R_s	Relación de solubilidad	
r_w	Radio del borde del pozo	
S_{wc}	Saturación de agua connata	
S_{wf}	Saturación de agua en el frente	
S_{wpbt}	Saturación promedia de agua por detrás del frente de inyección	
S	Factor de piel o de daño	
\$	Dólares de Estados Unidos de América	
SSO	Sursuroeste	
t	Tiempo	t
TVD	Profundidad vertical verdadera	L
TVDSS	Profundidad vertical bajo el nivel del mar	L
UTM	Universal Trans Meridian	
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/Lt
μ_w	Viscosidad del agua	M/Lt
VRR	Relación de reemplazo volumétrico	
W_i	Volumen de agua inyectada	L ³
W_p	Volumen de agua acumulada	L ³
1P	Reserva probada	L ³
2P	Reservas probadas + Reservas probables	L ³
3P	Reservas probadas + Reservas probables + Reservas posibles	L ³
\emptyset	Porosidad	
γ_o	Gravedad específica del petróleo	
θ	Ángulo de contacto	
σ	Tensión interfacial	M/t ²
λ	Movilidad (k/ μ)	L ³ /M
α	Ángulo de buzamiento entre la horizontal y la dirección del flujo	

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación, se realiza un estudio técnico de reservorio de la arenisca U inferior del campo MDC, considerando la situación actual, la caída de presión y la declinación de la producción, que hace necesario implementar la ampliación de la inyección de agua actual hacia zonas que presentan dichos problemas. El estudio se realiza en cinco capítulos.

El capítulo uno comprende la descripción general del campo MDC de ENAP SIPEC, así como: ubicación geográfica, descripción de su geología y estratigrafía, características de las rocas y fluidos, historia de producción y reservas. Además de un marco teórico sobre la teoría de la inyección de agua, métodos de monitoreo de la inyección y métodos analíticos para la predicción de inyección de agua.

En el capítulo dos se evalúa el proyecto de inyección de agua actual en la arenisca U inferior del campo MDC mediante los métodos de monitoreo de inyección de agua. A partir de ello se analiza las zonas de influencia de los pozos inyectoros y el comportamiento productivo de los pozos productores dentro de cada una de estas zonas. Además, se demuestra la efectividad de la inyección de agua actual en la arenisca U inferior, con el incremento de las reservas y factor de recobro. Gracias a este capítulo se demuestra la necesidad de implementar la ampliación de la inyección de agua hacia la zona oeste de la arenisca U inferior.

En el capítulo tres se determina la zona oeste como zona candidata para la ampliación de la inyección de agua y se realiza el análisis de geología, petrofísica y reservorio en esta zona. Se analiza las características de la arenisca y de los pozos en la zona oeste y se selecciona el modelo de inyección, además se aplica el método de predicción de inyección de agua más adecuado a las características de la zona.

En el capítulo cuatro se realiza un análisis técnico-económico del proyecto mediante los indicadores financieros VAN, TIR y PRI, determinando así la viabilidad del proyecto.

En el capítulo cinco se presentan las conclusiones finales y las recomendaciones necesarias del proyecto.

PRESENTACIÓN

El consumo de la energía primaria en un campo petrolero, se refleja en una disminución de la presión del yacimiento durante su vida productiva, lo cual a su vez ocasiona una declinación en la productividad de los pozos. Por ello surge la necesidad de suministrar energía adicional al yacimiento mediante algún procedimiento, que para el caso del campo MDC, es el método de recuperación secundaria por inyección de agua.

La inyección de agua implementada el 12 de mayo de 2010 en la arenisca U inferior del campo MDC, ha logrado incrementar y mantener la presión del reservorio en ciertas zonas del campo, mientras que en otras aún no se ha evidenciado su efecto por lo cual se ha presentado caídas de presión y declinación de la productividad en ciertos pozos.

Entonces con la consideración de este problema, se plantea en primera instancia una evaluación de los datos del proyecto de inyección de agua actual en la arenisca U inferior mediante los métodos de monitoreo como: VRR, curvas de Hall, curvas de Chan, curvas de producción de petróleo y agua, presiones de intake, mapa de corte de agua, mapa de salinidades de producción y mapa isobárico, los cuales contribuirán a obtener una idea clara del efecto de la inyección de agua en cada una de las zonas de la arenisca U inferior, destacando además que dichos métodos son muy importantes para la optimización de recursos y realizar mejoras en los proyectos de inyección de agua.

Una vez identificada y seleccionada la zona que presenta mayor disminución de presión y declinación de la producción, se procede a analizar la geología, petrofísica y reservorio de aquella zona, con el fin de describir las características de la arena y de los pozos en la zona de estudio y establecer bajo qué condiciones se podrá realizar la inyección de agua en el sitio. Después mediante la aplicación del método de predicción de inyección de agua adecuado a las características de la zona, se logrará determinar la recuperación esperada de petróleo durante el proceso de inyección de agua, mientras que, con el análisis económico, se demostrará la factibilidad económica de implementar la ampliación del proyecto de inyección de agua actual hacia la zona seleccionada.

CAPÍTULO 1

MARCO TEÓRICO

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO

1.1.1 ANTECEDENTES

El campo Mauro Dávalos Cordero (MDC) fue descubierto en 1997 por la empresa Petroproducción con la perforación del pozo MDC-1 (anteriormente llamado HUAMAYACU-1). El campo inició producción en febrero de 1998 y posteriormente en 1999 se perforaron los pozos MDC-2 y MDC-3 encontrando petróleo en los reservorios U inferior y T inferior de la formación Napo y en Hollín superior.

En octubre del 2002, Enap Sipec y el Estado Ecuatoriano firmaron el contrato de Prestación de Servicios Específicos para desarrollar y producir el campo MDC. A partir de enero del 2003 Enap Sipec tomó operación del campo y al inicio contó con 3 pozos de los cuales 2 estaban en producción con un total de 2100 BPPD.

En agosto del 2006 se firmó una ampliación del contrato previo, con la finalidad de producir 25,4 millones de barriles de petróleo adicionales. En noviembre del 2010 se firmó el Contrato Modificatorio a Contrato de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburo en el Bloque MDC (ENAP SIPEC, 2017).

A abril del 2018 se han perforado 32 pozos (ver tabla 1.1), de los cuales 24 pozos son productores de petróleo con bombeo electrosumergible (16 producen de U inferior, 7 de T inferior y 1 de Hollín superior), mientras que 4 pozos son inyectores de agua, 1 pozo fue productor de agua para abastecer al proyecto de recuperación secundaria, 2 pozos se encuentran cerrados y 1 pozo fue taponado para la perforación de un re-entry.

El proyecto de recuperación secundaria en los reservorios U inferior y T inferior inició el 12 de mayo de 2010 con la conversión a inyector del pozo MDC-12 (actualmente taponado). Debido a los resultados favorables en el año 2012 se amplió el proyecto con la incorporación de tres pozos inyectores adicionales: MDC-

2, MDC-23WIW y MDC-7 y con la perforación del pozo MDC-12RE como un re-entry del pozo MDC-12 original en junio de 2016.

Los principales reservorios productivos en el campo son las areniscas U inferior y T inferior, mientras que con un menor potencial la arenisca Hollín superior. A abril del 2018 el campo MDC produjo un promedio de 11983 BPPD, 13249 BAPD y tuvo una producción acumulada de petróleo de 60,48 MMBN (ARCH, 2018).

TABLA 1.1
CAMPAÑAS DE PERFORACIÓN DEL CAMPO MDC A ABRIL DEL 2018

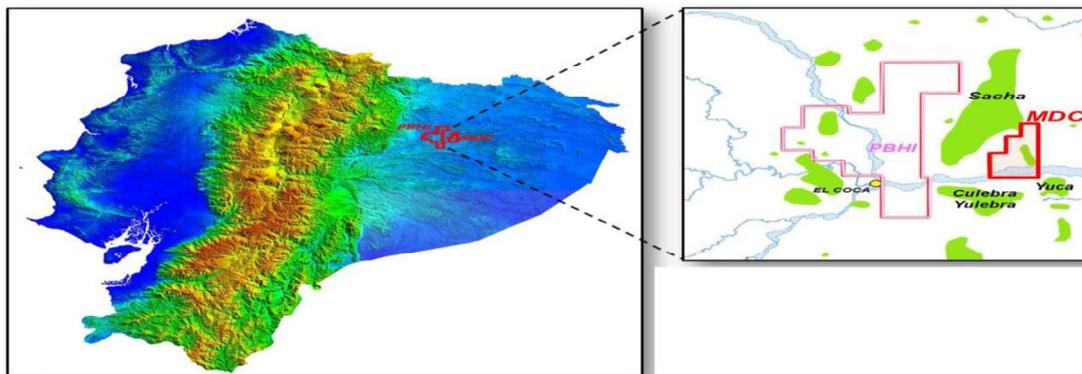
Campaña	Pozos
Año 2003	1 Pozo: MDC-4
Año 2004	6 Pozos: MDC-5H, MDC-5ST, MDC-6, MDC-7, MDC-8 y MDC-9
Año 2005	1 Pozo: MDC-10
Año 2006	1 Pozo: MDC-11ST
Año 2007	7 Pozos: MDC-12, MDC-13ST, MDC-14, MDC-15H, MDC-16, MDC-17H, MDC-18
Año 2008	1 Pozo: MDC-8ST
Año 2009	1 Pozo: MDC-4ST
Año 2011	5 Pozos: MDC-19, MDC-20, MDC-21, MDC-22, MDC-23WIW
Año 2012	1 Pozo: MDC-24
Año 2016	1 Pozo: MDC-12RE
Año 2017	7 Pozos: MDC-25, MDC-28, MDC-27, MDC-29, MDC-30, MDC-26 y MDC-31

Fuente: ARCH, 2018

1.1.2 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El campo MDC se encuentra ubicado en el centro norte de la Cuenca Oriente, aproximadamente a 20 Km al Este de la ciudad del Coca, al Sur-Este del Campo Sacha, al Norte del Campo Culebra-Yulebra-Anaconda y al Oeste de los campos Paka Norte y Paka Sur, en la provincia de Orellana dentro del Bloque 46. La ubicación del campo MDC se puede observar en la figura 1.1 (ENAP SIPEC, 2017).

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO MAURO DÁVALOS CORDERO



Fuente: ENAP SIPEC, 2017

1.1.3 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA DEL CAMPO

1.1.3.1 Marco Geológico

La Cuenca Oriente se empezó a desarrollar a finales del Cretácico y se configuró como tal por acción del levantamiento Andino. El campo MDC se encuentra localizado en la parte central del eje actual de la Cuenca Oriente dentro del corredor Sacha-Shushufindi (ENAP SIPEC, 2011).

1.1.3.2 Estratigrafía

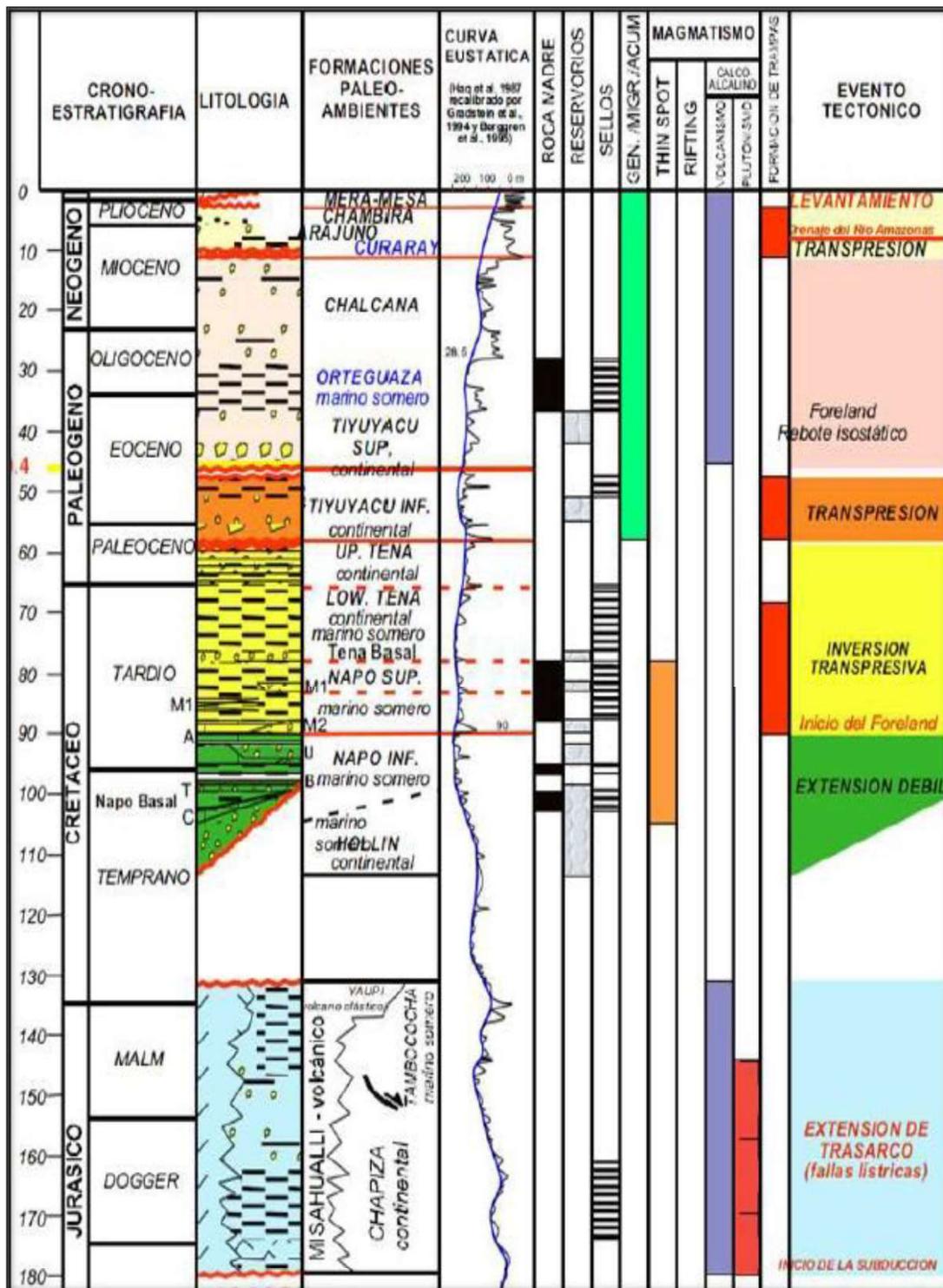
La secuencia estratigráfica está compuesta por aproximadamente 4000 metros de sedimentos del Mesozoico y Cenozoico como se puede observar en columna estratigráfica generalizada de la Cuenca Oriente en la figura 1.2, además, la unidad más antigua perforada es la Formación Chapiza del Jurásico en el Bloque MDC por el pozo MDC-1 (ENAP SIPEC, 2011).

La Formación Chapiza del Jurásico Medio consiste de una espesa secuencia de arcillolitas rojas, tobas y areniscas, además, está sobreyacida por las areniscas fluviales a transicionales de la Formación Hollín del Cretáceo Inferior. Sobre la Formación Hollín se depositaron las lutitas, calizas y areniscas de la Formación Napo, dichos depósitos predominantemente marino somero, han sido divididos en varias unidades de interés como son: la Arenisca Napo T, la Caliza B, la Arenisca Napo U, la Caliza A y la Caliza M-2, todos estos presentes en el área del Bloque MDC. Los sedimentos clásticos finos de la Formación Tena del Cretáceo tardío al Paleoceno temprano yacen sobre la Formación Napo (ENAP SIPEC, 2011).

1.1.3.3 Estructura del Campo MDC

La estructura MDC comenzó a generarse en el Cretáceo medio superior, constituye un anticlinal de bajo relieve orientado en sentido próximo N-S producto de la inversión de estructuras extensionales que controlaron el basamento. En el extremo norte, la estructura rota ligeramente hacia el Noreste en dirección al campo Paka Norte y en el sur, rota hacia el Sureste en dirección al campo Paka Sur (ENAP SIPEC, 2011).

FIGURA 1.2 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA GENERALIZADA DE LA CUENCA ORIENTE



Fuente: ENAP SIPEC, 2011

La estructura está controlada por fallas compresivas (extensionales invertidas) de orientación aproximada N-S. Este sistema de fallas está cortado por un sistema de rumbo dextral de orientación aproximada NNE-SSO con un componente de desplazamiento de rumbo que segmenta al sistema principal. El sistema secundario es responsable de la compartimentalización del bloque, dichos compartimentos uno al norte y otro al sur son denominados ÁREA NORTE (donde se encuentran los pozos MDC-3, MDC-21, MDC-24 y MDC-31) y ÁREA CENTRO SUR (donde se encuentran los demás pozos), el compartimento del ÁREA NORTE se considera a las fallas sellantes, lo que difiere del ÁREA CENTRO SUR que se las consideran como fallas no sellantes (ver Anexo 1) (ENAP SIPEC, 2017).

En la figura 1.3 se puede observar el mapa estructural al tope del reservorio U Inferior.

1.1.3.4 Litología

1.1.3.4.1 Formación Tena

Litológicamente está 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 (Jaillard et al., 1997).

1.1.3.4.2 Formación Napo

Está conformada del tope a la base por varias secuencias y consiste de alternancias de lutitas, calizas y areniscas.

Al tope se tiene 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) intercalado con pequeños niveles de lutitas. Bajo la caliza A se presenta una secuencia alternada de lutitas y areniscas, areniscas que corresponden a la zona de la Arenisca U (Cenomaniano Inferior a Medio). La Arenisca U se separa de la denominada Arenisca T, por una secuencia de lutitas basales y de la caliza "B". La Arenisca T está constituida básicamente de cuarzo,

feldespatos, glauconita, micas y materia orgánica carbonosa, esta arenisca tiene una edad Albiano Superior - Cenomaniano Inferior (Jaillard et al., 1997)

La zona de la Arenisca Napo U está subdividida en U superior y U inferior. La Arenisca U superior consiste de un depósito de barras arenosas cuarzo-glauconíticas englobadas en una secuencia arcilloso-calcáreo. La Arenisca U inferior está constituida por facies de relleno de valle de incisión (ENAP SIPEC, 2011).

La unidad Arenisca U inferior es la zona de interés donde se concentra el volumen de reservas del campo MDC. Las correlaciones de pozos permitieron identificar que en el campo existen dos áreas con diferente desarrollo del reservorio: una zona noroeste con un solo sistema de canales arenosos y la segunda zona en el sureste con un sistema de dos canales apilados verticalmente, lo cual se puede observar en el Anexo 2 (ENAP SIPEC, 2011).

1.1.3.4.3 Formación Hollín

Constituida de 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. La parte media e inferior corresponde en areniscas cuarzosas de origen continental. Esta arenisca corresponde a una edad Aptiano Medio a Albiano Medio – Tardío (Jaillard et al., 1997).

1.1.4 PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LA ROCA

1.1.4.1 Espesor neto

Es la parte del espesor bruto del yacimiento que contribuye al recobro de petróleo.

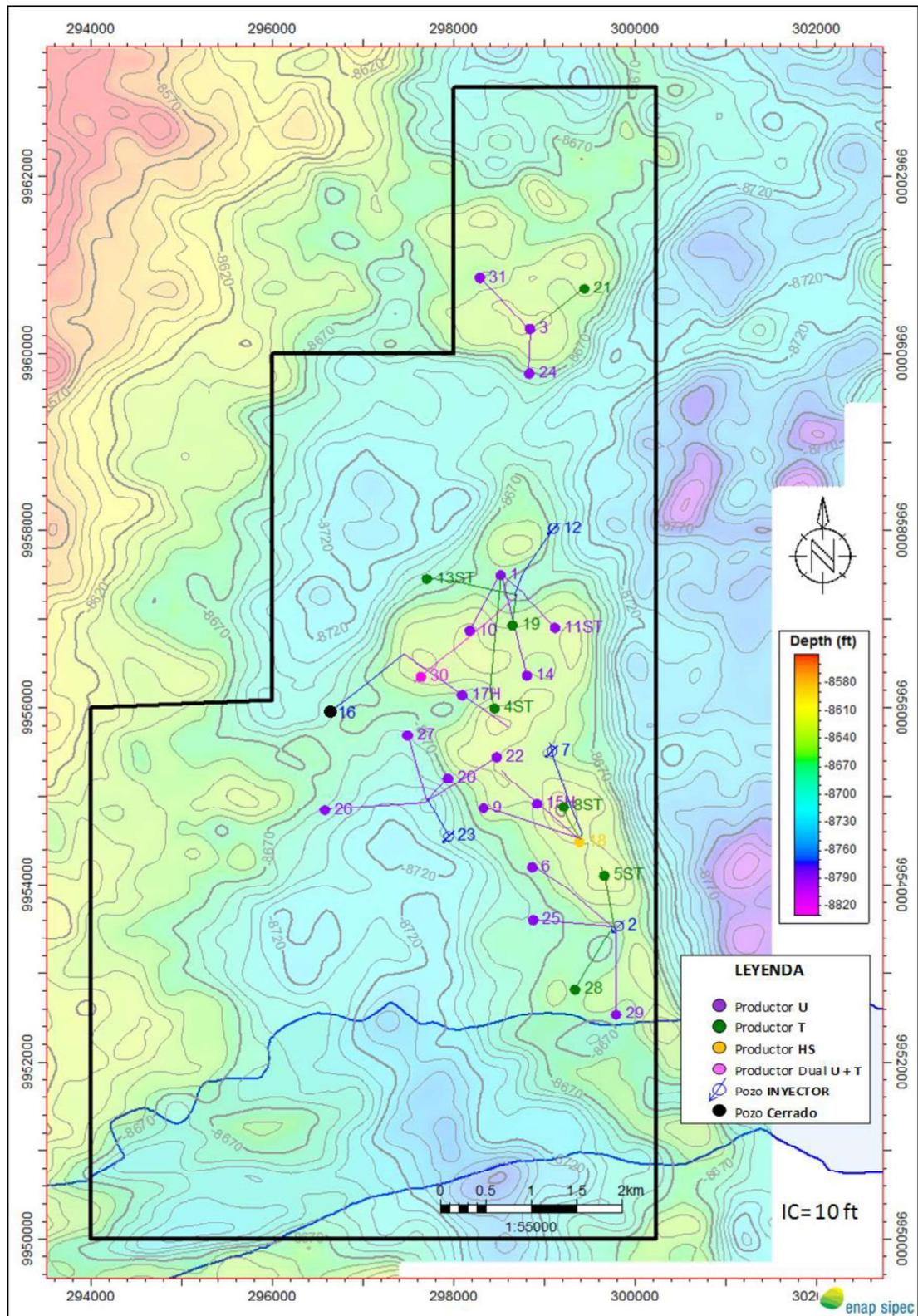
1.1.4.2 Porosidad (\emptyset)

Se refiere a la medida del espacio intersticial (espacio existente entre grano y grano). Por lo que se define como la relación entre el volumen poroso y volumen total de la roca (Rodríguez, 2007).

1.1.4.3 Volumen de arcilla

Se define como el porcentaje neto de arcilla presente en una formación. Dicho valor puede ser estimado mediante: Gamma Ray (GR) o Potencial Espontáneo (SP).

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DEL RESERVORIO U INFERIOR



Fuente: ENAP SIPEC, 2017

1.1.4.4 Saturación del fluido

Es la fracción del volumen poroso del yacimiento ocupado por cada uno de los fluidos presentes (petróleo, agua o gas). La saturación de cada fase individual se encuentra en el rango entre 0 y 100 %, por lo que la suma de estas saturaciones es igual al 100% (Paris de Ferrer, 2009).

Saturación de agua connata (Swc): Es la saturación de agua que quedó atrapada en los poros de la roca durante la formación de la roca. Generalmente la Swc se considera inmóvil, sin embargo, al inyectar agua a un yacimiento, el agua que primero se produce tiene composición diferente a la inyectada, lo que indica que el agua connata es desplazada por la inyectada (Paris de Ferrer, 2001).

Saturación crítica de petróleo (Soc): Conocida también como saturación de petróleo residual (Sor), constituye el petróleo que permanece en los poros y para todos los propósitos prácticos no se mueve. Para que se mueva, la saturación debe ser mayor que Soc (Paris de Ferrer, 2009).

Saturación de petróleo remanente: Es la cantidad de petróleo crudo que va quedando detrás de la zona de petróleo caracterizada por un valor de saturación mayor que la Soc, durante el proceso de desplazamiento del petróleo ya sea por agua o gas (Paris de Ferrer, 2009).

Saturación crítica de gas (Sgc): Es la mínima saturación requerida para que la fase de gas pueda moverse en el yacimiento.

Saturación crítica de agua (Swc): Los términos saturación crítica de agua, saturación de agua irreducible y saturación de agua connata son intercambiables, y se usan para definir la máxima saturación de agua a la cual la fase de agua permanecerá inmóvil (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.4.5 Permeabilidad absoluta

Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de un fluido (una sola fase) a través de sus poros interconectados, cuando éste lo satura al 100%. Se mide en el laboratorio sobre muestras de núcleos de pozos y dicha medida se usa para estimar indirectamente la permeabilidad absoluta a partir de datos obtenidos de registros de pozos (Escobar, 2012).

1.1.4.6 Compresibilidad de la roca o formación

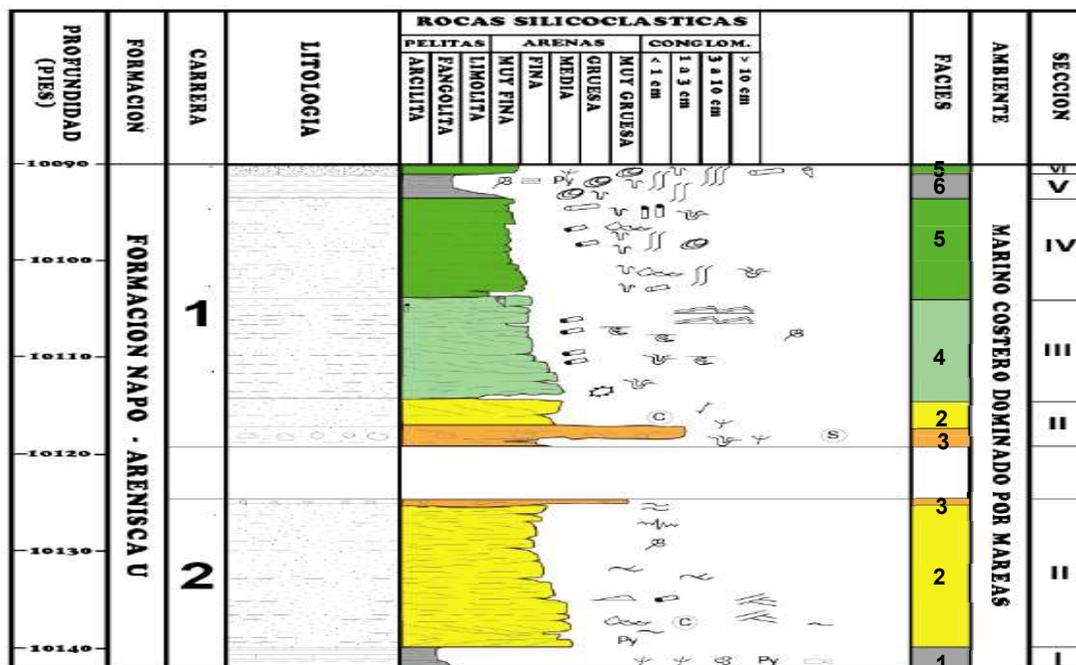
Se define como el cambio fraccional en el volumen del material sólido de la roca por cambio en la unidad de presión (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.4.7 Propiedades petrofísicas de núcleo Arenisca U inferior

El campo MDC dispone de un estudio convencional de núcleo del pozo MDC-12 realizado para la arenisca U inferior, con el cual se puede conocer las propiedades de la roca para esta arenisca. El intervalo analizado fue entre 10090 - 10142,69 ft (profundidad de perforación).

En la figura 1.4 se muestra el perfil sedimentológico de la arenisca U Inferior. El modelo depositacional en el pozo se interpretó como un ambiente de sedimentación marino costero, somero y localmente restringido, afectado por corrientes de mareas, postulándose, así como un “AMBIENTE ESTUARINO” (ENAP SIPEC, 2011).

FIGURA 1.4 PERFIL SEDIMENTOLÓGICO Y PETROFÍSICA BÁSICA DE LA ARENISCA U INFERIOR



Fuente: ENAP SIPEC, 2011

A continuación, se realiza una breve descripción de cada facies de la Arenisca U inferior y la presentación de las propiedades petrofísicas básicas de las facies

productivas de acuerdo al análisis de núcleos. Del estudio sedimentológico se distinguen 6 facies:

Facie 1: Son pelitas negras con bioclastos finamente interestratificadas y con abundante materia orgánica, son de color gris a negras (ENAP SIPEC, 2011).

Facie 2: Son areniscas entrecruzadas con escasas intercalaciones pelíticas. Son areniscas de grano medio a fino, bien seleccionadas con presencia de glauconita. Presentan buena porosidad y muy escasa matriz arcillosa, además se observa buena impregnación de hidrocarburo (ENAP SIPEC, 2011). En la tabla 1.2 se presenta las propiedades petrofísicas para esta facie productiva.

TABLA 1.2
RESULTADOS PETROFÍSICA BÁSICA DE LA FACIE II

Petrofísica Básica a condiciones estándar								
Plugs Horizontales						Plugs Verticales		
Porosidad (%)			Permeabilidad (mD)			Permeabilidad (mD)		
Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.
21,7	16,9	25,4	1290	360	2820	860	360	1710

Fuente: ENAP SIPEC, 2011

Facie 3: Son areniscas con clastos de siderita, se diferencia de la facie II por la presencia de clastos sideríticos. Las areniscas de esta facie se encuentran impregnadas de hidrocarburos, pero no los clastos de siderita (ENAP SIPEC, 2011). En la tabla 1.3 se presenta las propiedades petrofísicas para esta facie productiva.

TABLA 1.3
RESULTADOS PETROFÍSICA BÁSICA DE LA FACIE III

Petrofísica Básica a condiciones estándar								
Plugs Horizontales						Plugs Verticales		
Porosidad (%)			Permeabilidad (mD)			Permeabilidad (mD)		
Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.
13,9	10,2	17	150	60	330	140	140	140

Fuente: ENAP SIPEC, 2011

Facie 4: Son areniscas con intercalaciones heterolíticas (arenitas y pelitas) a varias escalas y con presencia de glauconita, se observa impregnación de hidrocarburo en las areniscas, pero no en las pelitas. Presentan características petrofísicas menores a las facies II y III (ENAP SIPEC, 2011). En la tabla 1.4 se presenta las propiedades petrofísicas para esta facie productiva.

TABLA 1.4
RESULTADOS PETROFÍSICA BÁSICA DE LA FACIE IV

Petrofísica Básica a condiciones estándar								
Plugs Horizontales						Plugs Verticales		
Porosidad (%)			Permeabilidad (mD)			Permeabilidad (mD)		
Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.	Prom.	Min.	Máx.
19,1	12,4	22,3	530	50	1480	65	1	167

Fuente: ENAP SIPEC, 2011

Facie 5: Son areniscas finas intercaladas con pelitas bioturbadas, las areniscas son de grano fino a muy fino y presentan glauconita, no se observa impregnación de hidrocarburo (ENAP SIPEC, 2011).

Facie 6: Son limolitas con subordinadas intercalaciones de areniscas muy finas y pelitas laminadas (ENAP SIPEC, 2011).

1.1.4.8 Resultado de las propiedades petrofísicas para la arenisca U inferior

El objetivo del análisis petrofísico es calcular los espesores saturados de petróleo de los diferentes reservorios, los mismos que son resultado de la combinación de varios parámetros obtenidos de la interpretación de los registros eléctricos convencionales. Se determina el volumen de arcilla a partir de las curvas de GR, una porosidad total y efectiva con las curvas de densidad, neutrónico y sónico de acuerdo a las que se tuvieron disponibles en cada pozo y el cálculo de la saturación de agua usando los diferentes modelos para areniscas limpias y arcillosas. Además, se realizó la calibración y ajuste de los parámetros obtenidos de registros y con los de núcleos (ENAP SIPEC, 2011).

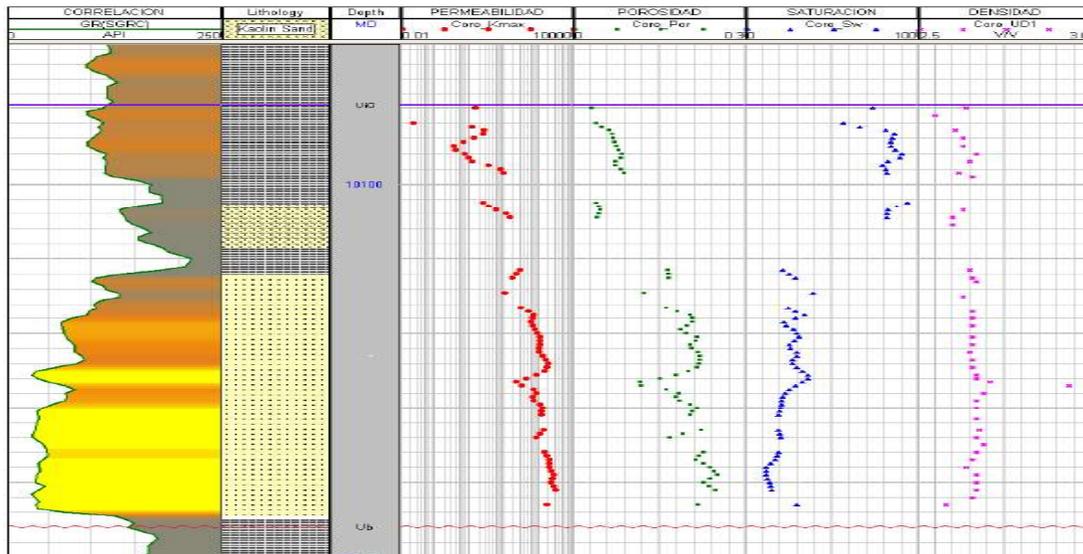
En la tabla 1.5 se presenta un resumen de los resultados promedios del cálculo petrofísico para la arenisca U inferior. En la figura 1.5 se puede observar el registro GR del pozo MDC-12 y los parámetros petrofísicos de núcleos para la U inferior.

TABLA 1.5
RESUMEN PETROFÍSICA PARA LA ARENISCA U INFERIOR

RESERVORIO	ESPESOR TOTAL (ft)	ESPESOR NETO (ft)	ESPESOR DE PAGO (ft)
U inferior	54,18	37,35	36,76
	V SHALE (%)	POROSIDAD (%)	SATURACIÓN (%)
	14	18	11

Fuente: ENAP SIPEC, 2011

FIGURA 1.5 REGISTRO (GM) Y PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO MDC-12 DE LA ARENISCA U INFERIOR



Fuente: ENAP SIPEC, 2011

1.1.5 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

1.1.5.1 Factor volumétrico del petróleo (β_o)

Es la relación entre el volumen de petróleo más su gas en solución a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, y el volumen de petróleo a condiciones de superficie (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.5.2 Relación de solubilidad (R_s)

Se define como los pies cúbicos normales de gas que se encuentran disueltos en un barril normal de petróleo a cierta presión y temperatura (Rodríguez, 2007).

1.1.5.3 Viscosidad

La viscosidad del petróleo μ_o , se define como la resistencia interna que ofrece el petróleo para moverse. Los principales factores que la afectan son: la composición del petróleo, la temperatura, el gas disuelto y la presión (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.5.4 Densidad

La densidad del petróleo ρ_o , es la relación de la masa de petróleo más su gas en solución, entre su volumen. Con respecto a la gravedad específica del petróleo, ésta se define como la relación entre la densidad del petróleo y la densidad del

agua, ambas a condiciones normales. La gravedad API del crudo está directamente relacionada con la gravedad específica como se muestra en la siguiente ecuación:

$$API = \left(\frac{141,5}{\gamma_{60^{\circ}F}} \right) - 131,5 \quad (1.1)$$

Donde:

API = Gravedad API, (°API).

$\gamma_{60^{\circ}F}$ = Gravedad específica del fluido medido @ 60°F, (adimensional).

1.1.5.5 Compresibilidad del fluido

Propiedad debido a la cual los fluidos disminuyen su volumen tras ser sometidos a una presión o compresión determinada, manteniendo otros parámetros constantes. El petróleo es un fluido ligeramente comprensible cuyo volumen varía con el cambio de presión.

1.1.5.6 Presión de burbuja (Pb)

Presión a la cual la primera burbuja de gas aparece cuando disminuye la presión en un yacimiento subsaturado. Llamado también presión de saturación (Ps), porque una ligera disminución de dicha presión, provocará que el petróleo empiece a liberar el gas disuelto que contiene (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.5.7 Análisis PVT arenisca U inferior

El análisis PVT consiste en un conjunto de pruebas realizadas en el laboratorio para determinar una serie de propiedades físicas de un fluido en el yacimiento (petróleo, agua o gas) que relacionan presión, volumen y temperatura (Escobar, 2012).

El campo MDC dispone del análisis PVT realizado al pozo MDC-3 que corresponde a la arenisca U inferior, dicho análisis fue realizado por la empresa Schlumberger en junio del 2003 y los resultados se resumen en la tabla 1.6.

A partir de esa fecha no se han realizado más estudios de este tipo debido a que las condiciones de los reservorios ya han sido alteradas tanto por efecto de la producción como por la inyección de agua que se realiza como parte del proyecto de recuperación secundaria (ENAP SIPEC, 2017).

TABLA 1.6
RESULTADOS DEL ANÁLISIS PVT ARENISCA U INFERIOR

Yacimiento	API @ 60°F	Pi (psia)	Pb (psia)	Uo @ Pb (cp)	Bo @ Pb (Bls/BN)	GOR @ Pb (CF/BL)
Napo U	18	3607	889	8,51	1,119	108,5

Fuente: ENAP SIPEC, 2011

Además, hay que tener muy en cuenta que debido a la compartimentalización del campo MDC, el análisis PVT realizado al pozo MDC-3 es más representativo para el ÁREA NORTE.

1.1.6 PROPIEDADES DEL SISTEMA ROCA-FLUIDO

1.1.6.1 Permeabilidad efectiva

Cuando se tiene más de una fase en el medio poroso, la permeabilidad efectiva k_i se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de cada una de las fases (petróleo, gas o agua) a través de dicho medio poroso (Escobar, 2012).

1.1.6.2 Permeabilidad relativa

La permeabilidad relativa k_{ri} , se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta, también es función de la saturación del fluido y siempre será menor o igual a la unidad. La ecuación es la siguiente:

$$k_{ri} = \frac{k_i}{k} \quad (1.2)$$

Donde:

k_{ri} = Permeabilidad relativa al fluido (i = petróleo, agua o gas).

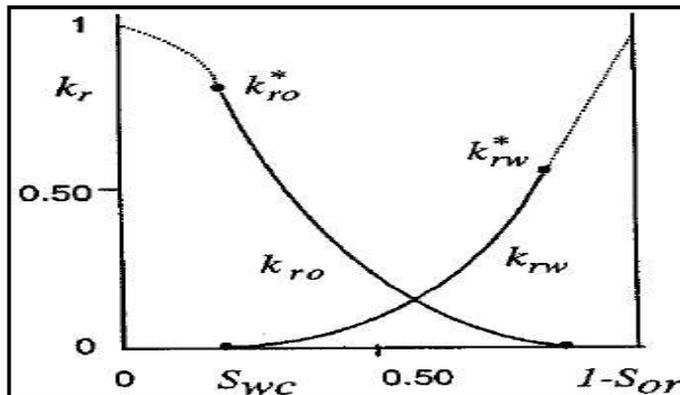
k_i = Permeabilidad efectiva del fluido, (mD).

k = Permeabilidad absoluta, (mD).

1.1.6.2.1 Curvas de Permeabilidad relativa

En la figura 1.6 se presenta un ejemplo de las curvas de permeabilidad relativa para el sistema agua petróleo, cuando el agua desplaza al petróleo.

FIGURA 1.6 PERMEABILIDADES RELATIVAS AGUA - PETRÓLEO



Fuente: Bidner, 2001

En un testigo rocoso o natural hay siempre una saturación de agua connata o irreducible, a esa saturación la permeabilidad relativa al agua es nula y la relativa al petróleo es máxima k_{ro}^* , por lo tanto, el tramo de curva $0 \leq S_w \leq S_{wc}$ es virtual y no medible durante el ensayo de permeabilidades relativa. A medida que la saturación de agua aumenta, la permeabilidad relativa al agua aumenta y la relativa al petróleo disminuye, además la relativa al petróleo se anula cuando todavía resta petróleo entrampado en el testigo, cuya saturación S_{or} se denomina saturación residual de petróleo (Bidner, 2001).

La forma de las curvas está influenciada por la mojabilidad de la roca, cuyas diferencias se muestran en la tabla 1.7.

TABLA 1.7
CARACTERÍSTICAS DE LAS CURVAS DE PERMEABILIDADES RELATIVAS
AGUA - PETRÓLEO PARA ROCAS HIDRÓFILAS Y OLEÓFILAS

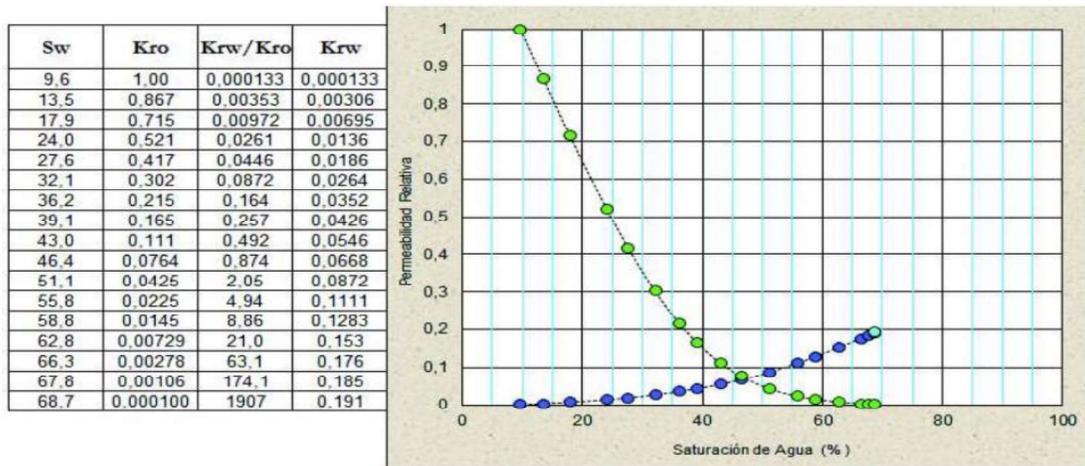
	Roca Hidrófila	Roca Oleófila
S_{wc}	> 0,2	< 0,15
Saturación en el cruce de las curvas	> 0,5	< 0,5
k_{rw}^*	< 0,3	> 0,5

Fuente: Bidner, 2001

1.1.6.2.2 Curvas de Permeabilidad relativa para la Arenisca U inferior

El campo MDC dispone de las curvas de permeabilidad relativa para Napo U, las mismas que fueron obtenidas de los análisis especiales de núcleos del pozo MDC-12, estas curvas se presentan en la figura 1.7.

FIGURA 1.7 CURVAS DE PERMEABILIDAD RELATIVA AGUA - PETRÓLEO ARENISCA U



Fuente: ENAP SIPEC, 2011

A partir de la figura 1.7 se puede interpretar que las curvas de permeabilidad relativa para la arenisca U inferior presentan características propias de un sistema humectado por agua, es decir, alto valor de la pendiente de k_{ro} con respecto al bajo valor de k_{rw} , bajo valor de k_{rw} a saturación de petróleo residual ($k_{rw}^* < 0,3$), intersección de las dos curvas igual al punto de 50% de saturación de agua.

1.1.6.3 Tensión superficial e interfacial

Entre dos fluidos inmiscibles siempre existe un desbalance de fuerzas moleculares en la interfase, cuyo resultado neto es una tendencia a reducir el área de contacto. Cuando se tiene un líquido y un gas se usa el término tensión superficial para especificar estas fuerzas; y cuando ambos fluidos son líquidos se denomina tensión interfacial. Ambas tensiones tienen las unidades dina/cm, se denotan comúnmente por σ , y varían fuertemente según la temperatura (Paris de Ferrer, 2009).

1.1.6.4 Humectabilidad

La humectabilidad o mojabilidad se define como la tendencia de un fluido a adherirse a la superficie de una roca en presencia de otros fluidos inmiscibles. Para una inyección de agua, las fases humectantes pueden ser el petróleo o el agua, mientras que el gas muchas veces estará presente pero no humectará la roca.

Es una propiedad que afecta directamente a la presión capilar, a la permeabilidad relativa, a la saturación irreductible de agua y a la saturación de petróleo residual.

El ángulo de contacto se usa como indicador de la mojabilidad y su valor está comprendido entre 0 y 180°. Cuando: $\theta < 90^\circ$ se tiene roca hidrófila (humectable al agua), $\theta = 90^\circ$ se tiene roca con humectabilidad neutra (ninguna preferencia) y $\theta > 90^\circ$ se tiene roca oleófila (humectable al petróleo) (Valencia, 2012).

1.1.6.5 Presión capilar

Es la diferencia de presión que existe a través de la interfase que separa dos fluidos inmiscibles, cuando se ponen en contacto en un medio poroso. Cuantitativamente se define como la presión en la fase no mojante menos la presión en la fase mojante (Valencia, 2012). Así se tiene la siguiente ecuación:

$$P_C = P_{nw} - P_w \quad (1.3)$$

Donde:

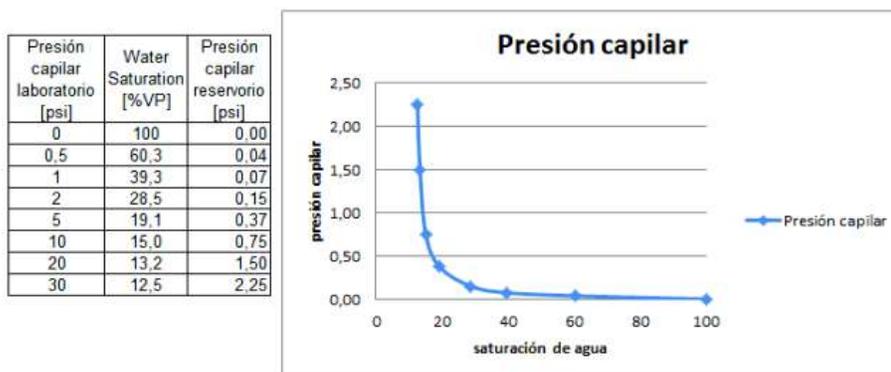
P_c = Presión capilar, (psi).

P_{nw} = Presión capilar fase no mojante, (psi).

P_w = Presión capilar fase mojante, (psi).

Del análisis especial de núcleos del pozo MDC-12 para la arena U, en la figura 1.8 se presenta la presión capilar reportada en el análisis especial de núcleos del pozo MDC-12 para la arena U, misma que fue calculada a condiciones estándar en un sistema gas-agua y posteriormente transformada a condiciones de reservorio, sistema agua-petróleo.

FIGURA 1.8 PRESIÓN CAPILAR AGUA - PETRÓLEO ARENISCA U



Fuente: ENAP SIPEC, 2011

1.1.6.6 Movilidad (λ)

Es la relación que existe entre la permeabilidad efectiva y la viscosidad de un fluido.

Matemáticamente se expresa así:

$$\lambda_i = \frac{k_i}{\mu_i} \quad (1.4)$$

Donde:

λ_i = Movilidad del fluido (i = petróleo, agua o gas).

k_i = Permeabilidad efectiva del fluido, (mD).

μ_i = Viscosidad del fluido, (cp).

Relación de movilidad (M): Es la relación de la movilidad de la fase desplazante (el agua) para la movilidad de la fase desplazada (el petróleo). Es una de las características más importantes de un modelo de inyección de agua (Valencia, 2012). Para un modelo de inyección de agua se tiene la siguiente ecuación:

$$M = \frac{\lambda_{Desplazante}}{\lambda_{Desplazada}} = \frac{k_w/\mu_w}{k_o/\mu_o} = \frac{k_w \times \mu_o}{k_o \times \mu_w} = \frac{k_{rw} \times \mu_o}{k_{ro} \times \mu_w} \quad (1.5)$$

En la ecuación 1.5 se puede observar que las permeabilidades relativas al agua y al petróleo están definidas en dos puntos diferentes en el yacimiento, es decir, k_{rw} en la zona invadida por el agua y k_{ro} en la zona no invadida del yacimiento, generalmente dicha ecuación es usada para desplazamiento tipo pistón perfecto. Para el caso de un desplazamiento tipo pistón con fugas se utilizará la ecuación 1.6 donde la k_{rw} debe evaluarse a la saturación promedio de agua a la ruptura y k_{ro} debe evaluarse a la saturación de agua connata (Paris de Ferrer, 2001).

$$M = \frac{\mu_o \times (k_{rw})_{Swp}}{\mu_w \times (k_{ro})_{Swc}} \quad (1.6)$$

Si se tiene: $M < 1$, significa que el petróleo se mueve más fácilmente que el agua y es fácil para el agua desplazar el petróleo, si $M = 1$ significa que ambos fluidos tienen igual movilidad y encuentran la misma resistencia a fluir dentro del reservorio y si $M > 1$, significa que el agua fluye mejor que el petróleo y no es muy efectivo en desplazar al petróleo (Valencia, 2012).

1.1.7 MECANISMOS DE PRODUCCIÓN

De acuerdo al análisis del comportamiento productivo, se ha determinado que el principal mecanismo de empuje para la arenisca U inferior en el campo MDC es la combinación de gas en solución y de un acuífero lateral moderado, que se manifiesta con la entrada de agua desde el flanco este de la estructura, mientras que, el principal mecanismo de empuje para la arenisca T inferior es la combinación de gas en solución y de un acuífero lateral muy limitado (ENAP SIPEC, 2017).

Considerando la presión inicial y la de burbuja, la areniscas U inferior y T inferior son yacimientos de petróleo subsaturados y para evitar producir por debajo del punto de burbuja se inyecta agua para mantener e incrementar la presión en los reservorios (ENAP SIPEC, 2017).

1.1.8 CONTACTOS AGUA-PETRÓLEO (CAPs)

En ninguno de los pozos perforados en el campo MDC se ha encontrado el contacto agua-petróleo (CAP) original de los reservorios U inferior y T inferior, por lo tanto, se ha inferido de pozos y campos vecinos. En algunos pozos se ha identificado solamente el CAP del reservorio Hollín (ENAP SIPEC, 2017). En la tabla 1.8 se muestran los contactos resultantes de este análisis.

**TABLA 1.8
CAP INFERIDO Y LÍMITES INFERIORES USADOS PARA EL CAMPO MDC**

CAMPO MDC	RESERVORIO		
	U inferior (ft TVDSS)	T inferior (ft TVDSS)	Hollín Sup. (ft TVDSS)
Área MDC-1	-8750	-9005	-9150
Área MDC-3	-8730	-8950	

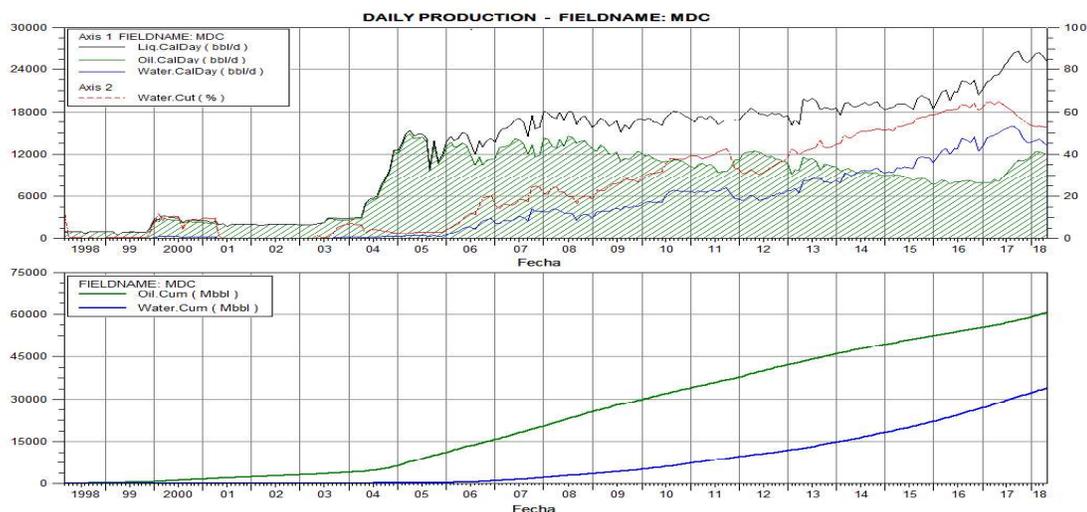
Fuente: ENAP SIPEC, 2017

1.1.9 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MDC

En el año 1998 Petroproducción inició la producción del campo MDC. En el año 2003 Enap Sipepec tomó operación del campo, incrementando la producción de 2100 BN/día a aproximadamente 6500 BN/día. Para el 2004 se incorporó 7 pozos con lo cual la producción subió a 12900 BN/día, terminando así la primera campaña de perforación. En el año 2007 se incorporó 6 pozos productores con la finalidad de mantener un promedio de producción de 12300 BN/día. La producción empezó a declinar desde el año 2009, debido a la disminución de la presión en las areniscas

U inferior y T inferior. Es así que en mayo del 2010 se inició el proyecto piloto de recuperación secundaria con el fin de mantener la presión e incrementar el factor de recobro del campo. En la figura 1.9 se puede observar el historial de producción del campo MDC.

FIGURA 1.9 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO MDC



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

En la tabla 1.9 se muestra la producción acumulada de cada uno de los reservorios productivos del campo MDC a abril del 2018. El campo MDC a abril del 2018 produjo un promedio de 11983 BPPD y 13249 BAPD, con un corte de agua del 52,51% y tuvo una producción acumulada de 60,48 MMBN de petróleo y 33,85 MMBN de agua.

**TABLA 1.9
PRODUCCIÓN DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO MDC A ABRIL DEL 2018**

CAMPO	RESERVORIO	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO AL 31-ABRIL-2018 (BN)	PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA AL 31-ABRIL-2018 (BN)
MDC	U superior	251349	191517
	U inferior	33996192	23853449
	T inferior	22694197	5645817
	Hollín superior	3542442	4162846
TOTAL	60484180	33853629	

Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

En el Anexo 3 se presenta el estado de producción de los pozos del campo MDC, arenas productoras, producción de fluido por día, °API y sistema de producción, de acuerdo a la última prueba de producción realizada en cada uno de los pozos.

1.2 POES, RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO

1.2.1 MÉTODOS PARA LA DETERMINACIÓN DE RESERVAS

Para la estimación de las reservas se tiene los siguientes métodos:

- Método Volumétrico
- Balance de Materiales
- Curvas de declinación de producción

1.2.1.1 Método Volumétrico

Permite la estimación del POES, el cual se basa en: información obtenida de registros y análisis de núcleos de donde se determina el volumen total, porosidad y saturación de fluidos, y del análisis de fluido de donde se determina el factor volumétrico del petróleo (Craft y Hawkins, 1977).

1.2.2 PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)

Es el volumen total de petróleo estimado que se presenta originalmente en los yacimientos. Se la determina con la siguiente ecuación:

$$POES = \frac{7758 \times A \times h_o \times \phi_e \times (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} \quad (1.7)$$

Donde:

A = Área del yacimiento, (acres).

h_o = Espesor neto saturado de petróleo, (ft).

ϕ_e = Porosidad efectiva, (fracción).

S_{wi} = Saturación de agua inicial, (fracción).

β_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo, (Bls/BN).

7758 = Factor de conversión de unidades, (Bls/acre-pie).

1.2.3 FACTOR DE RECOBRO (FR)

Es la relación que existe entre el petróleo recuperable de un yacimiento (N_p) y el petróleo original existente en el mismo yacimiento.

$$FR = \frac{N_p}{N} \quad (1.8)$$

1.2.4 RESERVAS

Se refiere a las cantidades estimadas de hidrocarburos que existen en un yacimiento y que pueden ser recuperados. Las reservas se clasifican de acuerdo a la incertidumbre en Reservas Probadas, Probables y Posibles (PDVSA, 1997).

1.2.4.1 Reservas Probadas

Son aquellos volúmenes de petróleo que, a partir del análisis de datos de geología e ingeniería, se estima son recuperables de yacimientos conocidos y bajo las condiciones técnicas y económicas actuales (PDVSA, 1997).

1.2.4.2 Reservas Probables

Son aquellas reservas no probadas, cuya información de geología y de ingeniería indican un grado menor de certeza de su recuperación en relación a las reservas probadas. No hay pozos exploratorios en el área evaluada (PDVSA, 1997).

1.2.4.3 Reservas Posibles

Son aquellos volúmenes de petróleo cuya información de geología y de ingeniería indican que es menos segura su recuperación que las reservas probables. Se cree que existen en áreas aún no exploradas y tienen una probabilidad de 10% de éxito.

1.2.4.4 Reservas Remanentes

Son aquellos volúmenes de petróleo que aún permanecen en el yacimiento y son recuperables. Son cuantificables a cualquier fecha posterior al inicio de la producción y son el resultado de la diferencia entre las reservas probadas y la producción acumulada a una determinada fecha (PDVSA, 1997).

1.2.5 POES Y RESERVAS DEL CAMPO MDC

Las áreas consideradas para el cálculo del POES han sido definidas para cada reservorio utilizando como criterios el límite inferior de los fluidos definido tanto para el reservorio U inferior como para T inferior, el cierre estructural y en algunos casos usando un radio de drenaje alrededor de los pozos (con base en el comportamiento de producción conocido). Además, se usaron valores promedios de las propiedades

de roca y fluido para cada uno de los reservorios (ENAP SIPEC, 2017). En la tabla 1.10 se muestran los resultados del cálculo volumétrico de POES a diciembre del 2017 para el campo MDC realizada por la empresa ENAP SIPEC.

TABLA 1.10
PARÁMETROS DE CÁLCULO POES - CAMPO MDC

Campo	Reservorio	Volumen Total de Roca (acre-ft)	Área Cero (acres)	Espesor Promedio Neto (ft)	Volumen Neto de Roca (acre-ft)	Ø (%)	Sw (%)	Boi (Bls / BN)	POES (BN)
MDC	U inferior	333350	6993	35,72	249820	15	20	1,18	197 105 085
	T inferior	360332	6993	29,97	209592	13,5	18	1,27	141 739 583
	Hollín Sup.	155831	3290	23	76304	15	15	1,13	67 063 646
TOTAL									405 908 313

Fuente: ENAP SIPEC, 2017

Las estimaciones de reservas fueron obtenidas principalmente con la aplicación de curvas de declinación (DCA siglas en inglés) hasta los límites de la producción o hasta la fecha de fin contractual del campo. En ciertos casos cuando el análisis DCA no pudo ser aplicado, las reservas se estimaron por analogía de pozos o yacimientos similares con información completa (ENAP SIPEC, 2017). En la tabla 1.11 se presentan un resumen de los resultados de las reservas por yacimiento para el campo MDC a diciembre del 2017 realizada por la empresa ENAP SIPEC.

TABLA 1.11
RESUMEN DE RESERVAS POR RESERVORIO - CAMPO MDC

RESERVORIO	FR Final Estimada (%)	Recuperación Final Estimada, EUR (BN)	Producción Acumulada al 31-Dic-2017 (BN)	Factor de recobro al 31-Dic-2017	Reservas Probadas (1P) (BN)	Reservas Probadas + Probables (2P) (BN)	Reservas Probadas + Probables + Posibles (3P) (BN)
U inferior	26,6	52 448 000	33 366 487	16,90	19 081 513	19 741 513	20 535 513
T inferior	25,0	35 474 000	22 138 817	15,60	13 335 183	13 566 183	13 757 183
Hollín Sup.	5,7	3 827 000	3 509 774	5,20	317 226	317 226	317 226
TOTAL		91 749 000	59 015 078		32 733 922	33 624 922	34 609 922

Fuente: ENAP SIPEC, 2017

1.3 TEORÍA DE INYECCIÓN DE AGUA

La recuperación secundaria por inyección de agua es el más conocido de los métodos de recuperación secundaria, por lo que constituye el proceso que más ha contribuido al recobro del petróleo extra, el factor de recobro puede llegar hasta un 60% (Paris de Ferrer, 2001).

Se inyecta agua en el yacimiento a través de pozos inyectores ubicados en la roca que tengan comunicación de fluidos con los pozos productores, con el propósito de mantener o incrementar la presión del yacimiento y desplazar los hidrocarburos hacia los pozos productores (Schlumberger, 2018).

1.3.1 MECANISMO DE DESPLAZAMIENTO

El desplazamiento de un fluido por otro fluido es un proceso de flujo no continuo, dado que las saturaciones de los fluidos cambian con el tiempo, lo cual ocasiona cambios en las permeabilidades relativas, en las presiones y en las viscosidades de las fases (Paris de Ferrer, 2001). El mecanismo de desplazamiento de una inyección de agua en un yacimiento homogéneo, se presenta en cuatro etapas:

- Condiciones iniciales (antes de la inyección).
- La invasión.
- La ruptura del agua.
- Posterior a la ruptura.

Condiciones iniciales

Consideramos un yacimiento homogéneo y que ha sido producido durante su primera fase de producción por agotamiento natural, y cuya presión actual será menor que la presión de burbuja en el yacimiento. Por lo que existe una fase de gas presente a través del yacimiento la cual es uniforme. Ver figura 1.10.

FIGURA 1.10 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS ANTES DE LA INYECCIÓN



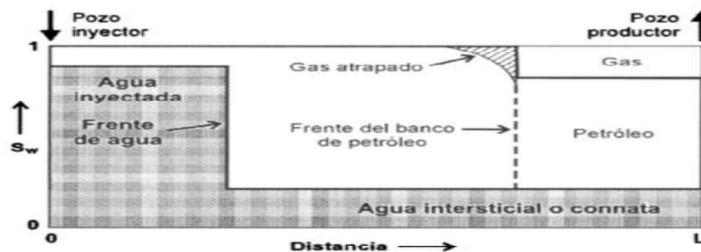
Fuente: Paris de Ferrer, 2001

La invasión a un determinado tiempo

Acompañado al inicio de la inyección de agua está un incremento de la presión en el reservorio, siendo mayor alrededor de los pozos inyectores y disminuye hacia los pozos productores. Con el desplazamiento del petróleo hacia adelante, se forma un

banco de petróleo el cual empuja hacia adelante el gas altamente móvil y parte del gas queda atrapado. En el banco de agua formado detrás del banco de petróleo, se encuentra el agua inyectada y el petróleo residual. Ver figura 1.11.

FIGURA 1.11 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS A UN CIERTO TIEMPO DURANTE LA INYECCIÓN



Fuente: Paris de Ferrer, 2001

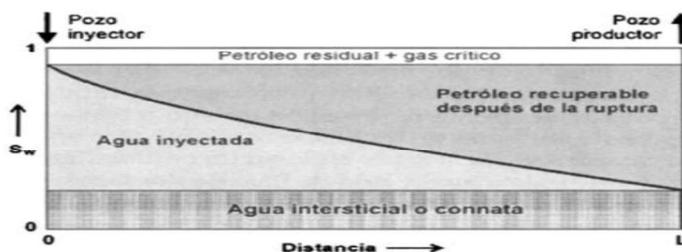
Llene

Se denomina llene, cuando todo el gas excepto el atrapado, se desplaza de la porción inundada antes de que se produzca el petróleo. Durante el llene parte del gas se redisuelve con el petróleo que va contactando y el gas remanente fluye hacia los pozos productores.

Ruptura

Alcanzado el llene, el avance del frente continúa y aumenta la tasa de producción petróleo. La ruptura se produce al comienzo de una producción significativa de agua en los pozos productores. Ver figura 1.12.

FIGURA 1.12 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN LA ETAPA DE RUPTURA

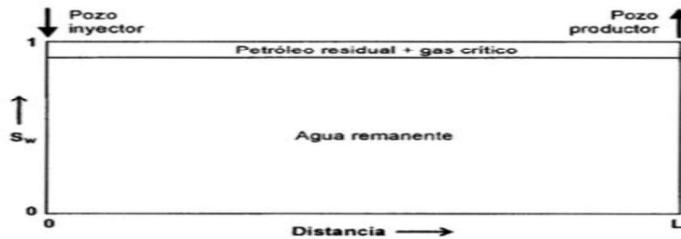


Fuente: Paris de Ferrer, 2001

Posterior a la ruptura

En esta etapa la producción de agua aumenta. Finalmente, la porción inundada del yacimiento contendrá solamente petróleo residual y agua. Ver figura 1.13.

FIGURA 1.13 DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN EL MOMENTO DEL ABANDONO



Fuente: Paris de Ferrer, 2001

1.3.2 TEORÍA DEL DESPLAZAMIENTO INMISCIBLE

1.3.2.1 Ecuación de Flujo Fraccional

La ecuación de flujo fraccional relaciona la fracción del fluido desplazante (agua) en la corriente de fluido total, en cualquier punto en el reservorio, con las propiedades del reservorio (Valencia, 2012).

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} \quad (1.9)$$

Donde:

q_w = Caudal de agua, (Bls/día).

q_o = Caudal de petróleo, (Bls/día).

Implementando la ecuación de flujo lineal de Darcy y luego de toda la parte matemática se obtiene:

$$f_w = \frac{1 + 0,001127 \frac{k k_{ro} A}{\mu_o q_t} \left[\frac{\partial p_c}{\partial x} - 0,00694(\rho_w - \rho_o) \text{sen} \alpha \right]}{1 + \frac{\mu_w k_{ro}}{\mu_o k_{rw}}} \quad (1.10)$$

Donde:

f_w = flujo fraccional de agua.

q_t = Caudal total de flujo, (Bls/día).

k = Permeabilidad absoluta, (mD).

A = Área de la sección transversal del yacimiento, (ft^2).

$\frac{\partial p_c}{\partial x}$ = Gradiente de presión capilar, (psi/ft).

ρ_w, ρ_o = Densidad del agua y petróleo a condiciones de reservorio, (lbm/ft^3).

k_{ro}, k_{rw} = Permeabilidades relativas de petróleo y agua a la S_w , (mD).

μ_w, μ_o = viscosidad del agua y del petróleo, (cp).

α = Ángulo de buzamiento del yacimiento, (grados).

Puesto que el desplazamiento se da a una temperatura constante, las viscosidades de petróleo y agua tienen valores fijos. Dado que los valores de permeabilidad relativa y presión capilar son únicamente función de la saturación de agua, el flujo fraccional de agua también lo será. Considerando un depósito horizontal $\text{sen } \alpha = 0$ y despreciando la presión capilar, la ecuación 1.11 es la forma más ampliamente usada de la ecuación de flujo fraccional.

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{\mu_w \times k_{ro}}{\mu_o \times k_{rw}}} \quad (1.11)$$

1.3.2.2 Ecuación de Avance Frontal

En 1942 Buckley y Leverett establecieron la ecuación que describe el desplazamiento inmiscible de petróleo por agua en una sola dimensión, la cual determina la velocidad de avance de un plano de saturación constante que se mueve a través de un sistema poroso lineal. Se aplica la ley de Conservación de la Masa al flujo de dos fluidos inmiscibles e incompresibles a través de un sistema homogéneo y continuo (Paris de Ferrer, 2001). Se obtiene la siguiente ecuación:

$$v_{S_w} = \left(\frac{\partial x}{\partial t} \right)_{S_w} = \frac{5,615 \times q_t}{A \times \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w} \right)_{S_w} \quad (1.12)$$

Donde:

v_{S_w} = Velocidad del frente de saturación, (ft/s).

A = Área de la sección transversal del yacimiento, (ft^2).

q_t = caudal de flujo total (igual al caudal de inyección), (Bls/día).

$\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}$ = Pendiente de la curva de f_w a la saturación S_w .

Integrando la ecuación 1.12 con el fin de determinar la distancia (x) recorrida por un plano de saturación constante, resulta la ecuación de avance frontal dada por:

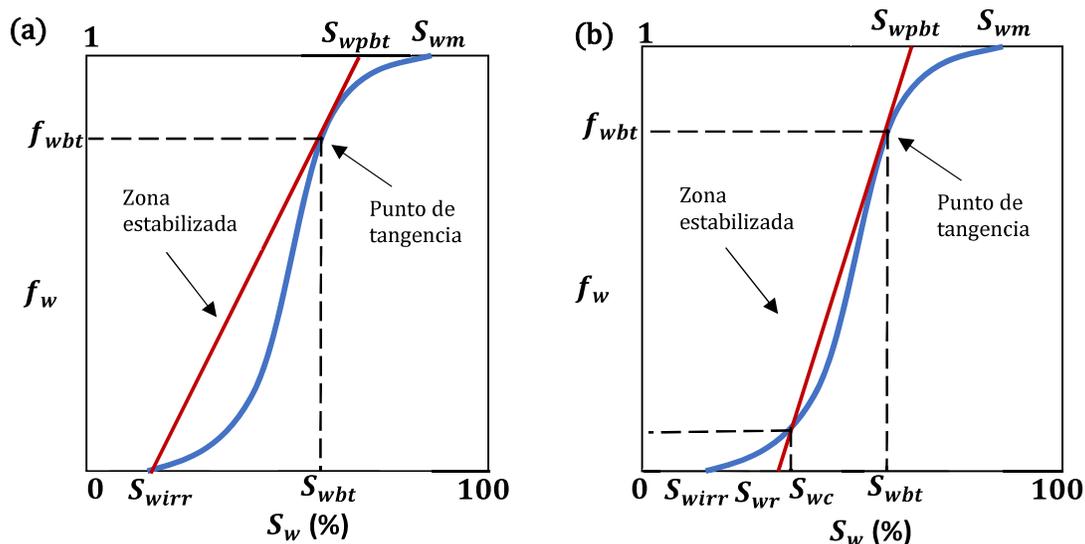
$$x = \frac{5,615 \times q_t \times t}{A \times \phi} \left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w} \quad (1.13)$$

1.3.2.3 Distribución de la Saturación de Agua

1.3.2.3.1 Antes de la ruptura

A partir de la curva de flujo fraccional (f_w vs S_w) mostrada en la figura 1.14 se puede obtener un punto de tangencia igual a (S_{wb}, f_{wb}) al trazar una línea tangente a dicha curva, aquel punto de tangencia define la saturación del frente de desplazamiento (Valencia, 2012). Si la S_{wi} es mayor a la S_{wirr} , la línea tangente no se origina desde la S_{wi} como se muestra en la parte (a), sino como en la parte (b) de la figura 1.14.

FIGURA 1.14 DETERMINACIÓN DE LA SATURACIÓN DE AGUA EN EL FRENTE Y SATURACIÓN PROMEDIA DE AGUA



Fuente: Valencia, 2012
Modificado por: Cristian Guaminga

El valor de la pendiente (m) para cualquier punto de coordenada (S_w, f_w) se la obtiene mediante la siguiente ecuación:

$$m = \frac{f_w - f_{wc}}{S_w - S_{wc}} \quad (1.14)$$

Donde:

f_{wc} = Flujo fraccional de agua a S_{wc} .

S_{wc} = Saturación de agua connata.

f_w = Flujo fraccional de agua a una determinada S_w .

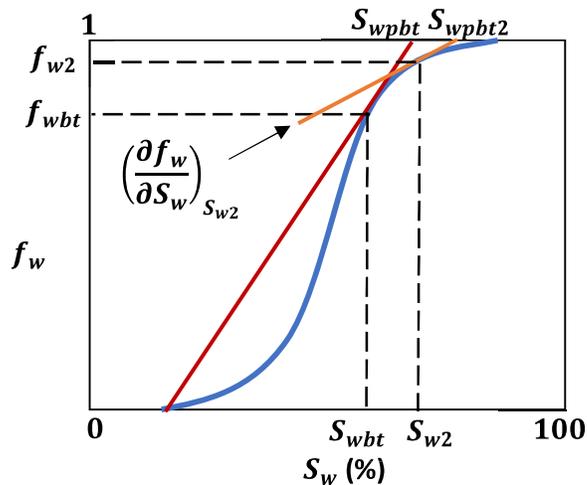
La saturación promedio de agua por detrás del frente de inyección se puede determinar extendiendo la línea tangente al punto donde $f_w = 1$ en la curva de flujo fraccional como se muestra en la figura 1.14, o mediante la siguiente ecuación:

$$S_{wpbt} = S_{wbt} + \frac{1 - f_{wbt}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{wbt}}} \quad (1.15)$$

1.3.2.3.2 Después de la ruptura

La saturación después de la ruptura es S_{w2} donde ($S_{wf} < S_{w2} < S_{wm}$). Gráficamente S_{wpbt2} se determina trazando una tangente a la curva de flujo fraccional a la saturación S_{w2} y extrapolándola a $f_w=1$, como se observa en la figura 1.15.

FIGURA 1.15 SATURACIÓN PROMEDIA DE AGUA DESPUÉS DE LA RUPTURA



Fuente: Valencia, 2012

Según Welge la saturación promedio de agua en el reservorio después de la ruptura está dada por la siguiente ecuación:

$$S_{wpt2} = S_{w2} + \frac{1 - f_{w2}}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_{w2}}} \quad (1.16)$$

1.3.3 MODELOS DE INYECCIÓN

Una correcta selección del modelo de inyección debe proporcionar al fluido de inyección el mayor contacto posible con el petróleo en el yacimiento. Los pozos de producción existentes pueden convertirse en inyectores (Ahmed, 2010). Al hacer la selección se debe considerar los siguientes factores:

- Proporcionar suficiente capacidad de inyección de agua para producir el caudal de producción de petróleo deseada.
- Maximizar el recobro de petróleo con un mínimo caudal de producción de agua.
- Tomar ventaja de las uniformidades del reservorio como: fracturas tendencias de permeabilidad, inclinación, etc.
- Ser compatible con el modelo de pozo existente y requerir un mínimo de pozos nuevos.
- Ser compatible con modelos de inyección ya existente en zonas adyacentes.

Los modelos de inyección se clasifican en:

1.3.3.1 Modelos Regulares

En este tipo de modelo, los pozos de producción e inyección se los ubica formando ciertas formas geométricas conocidas. En la figura 1.16 se observa los arreglos de pozos más comunes y en la tabla 1.12 ciertas características para dichos arreglos.

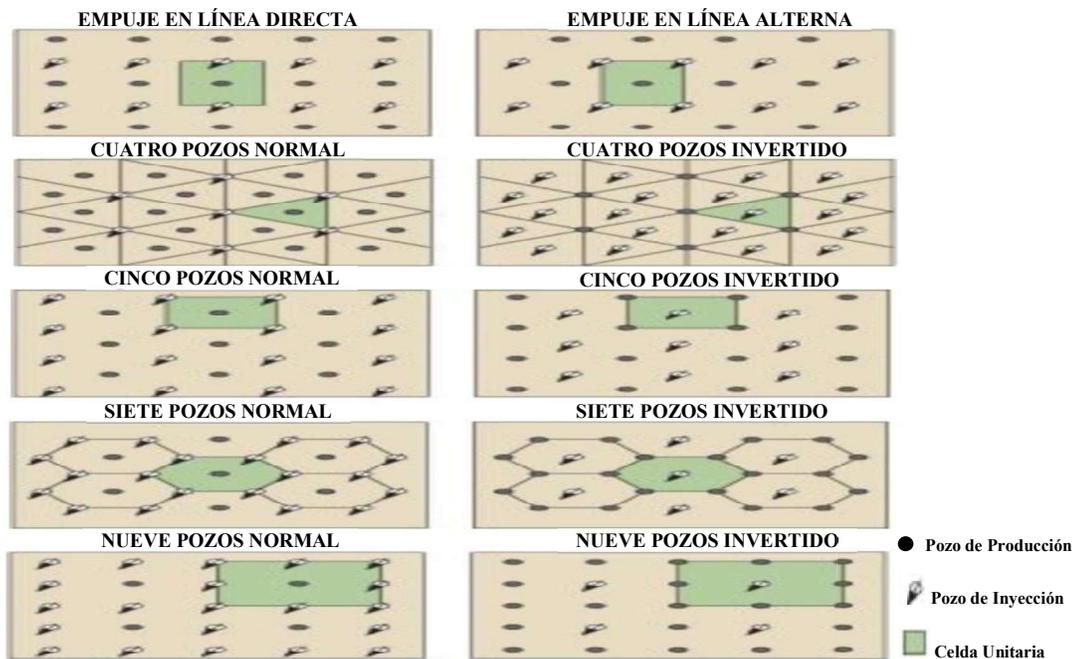
TABLA 1.12
CARACTERÍSTICAS DE LOS ARREGLOS DE INYECCIÓN

Arreglo	Relación entre pozos de producción y pozos de inyección	Patrón de perforación requerido
Empuje en línea directa	1	Rectángulo
Empuje en línea alterna	1	Líneas desfasadas de pozos
Cuatro pozos	2	Triángulo equilátero
Cuatro pozos invertido	2	Cuadrado
Cinco pozos	1	Cuadrado
Siete pozos	1/2	Triángulo equilátero
Siete pozos invertido	2	Triángulo equilátero
Nueve pozos	1/3	Cuadrado
Nueve pozos invertido	3	Cuadrado

Fuente: Craig, 1982

Existen ciertos parámetros que caracterizan los arreglos de pozos, así tenemos: d (distancia entre líneas de inyectores y productores); a (distancia entre pozos del mismo tipo); $R_{PI/PP}$ (razón pozos de inyección a pozos de producción); y unidad del arreglo (menor porción del arreglo, incluye 1 pozo inyector y 1 productor).

FIGURA 1.16 DIFERENTES ARREGLOS DE INYECCIÓN



Fuente: Schlumberger, 2018
Modificado por: Cristian Guaminga

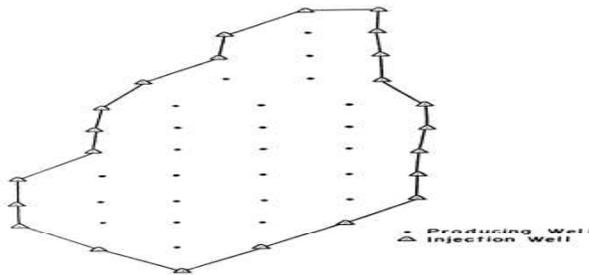
Se denomina “normal” cuando incluyen solamente un pozo productor por arreglo, mientras que, “invertido” cuando incluyen solamente un pozo inyector por arreglo.

1.3.3.2 Modelos Irregulares

La inyección irregular es debido a la topología de superficie o subsuperficie, así como también al uso de técnicas de perforación direccional que pueden dar lugar a pozos de producción o inyección que no están ubicados de manera uniforme en el yacimiento. En estas situaciones, la región afectada por el pozo de inyección podría ser diferente para cada pozo de producción (Ahmed, 2010).

1.3.3.2.1 Modelo de Inyección Periférica

En la inundación periférica, los pozos de inyección están ubicados en el límite externo del yacimiento (flancos) y el petróleo se desplaza hacia el interior del yacimiento, como se observa en la figura 1.17 (Ahmed, 2010).

FIGURA 1.17 TÍPICA INYECCIÓN DE AGUA PERIFÉRICA

Fuente: Ahmed, 2010

En una excelente inundación periférica, se señalan las siguientes características principales de la inundación (Ahmed, 2010):

- Generalmente produce una recuperación máxima de petróleo con un mínimo de agua producida.
- La producción de cantidades significativas de agua puede retrasarse hasta que solo quede la última fila de productores.
- Si existe saturación de gas inicial, el agua inyectada tarda mucho tiempo en llenar el espacio de gas, retardando así la respuesta a la inundación.
- La permeabilidad de la formación debe ser lo suficientemente grande como para permitir el movimiento del agua inyectada a la velocidad deseada.
- Para mantener los pozos de inyección lo más cerca posible del frente de inyección de agua sin pasar por alto ningún aceite móvil, los productores ya inundados pueden convertirse en inyectores.

La recuperación adicional de petróleo por inyección de agua en yacimientos homogéneos y continuos, es más efectiva cuando se mantiene la presión por inyección en la periferia, lo cual ha sido demostrado en campo (Paris de Ferrer, 2001).

La evaluación de un patrón de inyección periférica en un yacimiento homogéneo mediante el método de predicción de Buckley y Leverett, proyecta resultados cercanos a la data real (Loayza et al., 2012). La inyección periférica puede representarse de mejor manera al considerar el desplazamiento desde el pozo inyector al pozo productor como un empuje lineal (Herrera, 2018). En cada área de estudio se podría tratar al pozo inyector junto con el productor como un modelo lineal de inyección de agua (Hidalgo y Chamba, 2012).

1.3.4 EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO DEL PETRÓLEO POR AGUA

1.3.4.1 Eficiencia de barrido areal (E_a)

Se define como la fracción del área total del modelo de inyección que es contacta por el fluido desplazante. La eficiencia de barrido areal incrementa rápidamente desde el inicio de la inyección hasta la ruptura, luego continúa aumentando a un ritmo más lento (Ahmed, 2010). Depende de tres factores principales como son: Relación de la movilidad (M), modelo de inyección y acumulado de agua inyectada.

1.3.4.1.1 Eficiencia de barrido areal a la ruptura (E_{asbt})

Puede determinarse por la ecuación 1.17, la cual se aproxima mucho a la relación gráfica E_{asbt} vs M para un arreglo de 5 pozos (Ahmed, 2010).

$$E_{asbt} = 0,54602036 + \frac{0,03170817}{M} + \frac{0,30222997}{e^M} - 0,00509693M \quad (1.17)$$

1.3.4.1.2 Eficiencia de barrido areal después de la ruptura (E_a)

Puede determinarse a partir de la relación entre el volumen de agua inyectada después de la ruptura y el volumen de agua inyectada en la ruptura, esta correlación fue obtenida para un arreglo de 5 pozos (Ahmed, 2010).

$$E_a = E_{asbt} + 0,633 \log \left(\frac{W_{iny}}{W_{inybt}} \right) \quad (1.18)$$

Donde:

W_{iny} = Acumulado de agua inyectada.

W_{inybt} = Acumulado de agua inyectada a la ruptura.

Además, existen diferentes gráficas que relacionan el efecto de la razón de movilidad y los volúmenes de fluidos inyectados sobre la eficiencia areal para arreglos de 5 pozos y en línea directa, los cuales se encuentra en el capítulo 5 del libro de inyección de agua y gas a yacimientos petrolíferos de Magdalena Paris de Ferrer. A partir de estas gráficas se puede obtener la eficiencia de barrido areal a la ruptura y después de la ruptura para los modelos de inyección anteriormente nombrados.

1.3.4.2 Eficiencia de barrido vertical (E_v)

Se define como la fracción del área vertical del yacimiento que ha sido contactada por el agua. Depende de la relación de movilidad y el total de volumen inyectado.

1.3.4.3 Eficiencia de desplazamiento (E_D)

Es la fracción de petróleo móvil que se ha recuperado de la zona barrida en un tiempo dado (Ahmed, 2010). Su ecuación es la siguiente:

$$E_D = \frac{S_{wppbt} - S_{wi}}{1 - S_{wi}} \quad (1.19)$$

Donde:

S_{wppbt} = Saturación promedia de agua.

S_{wi} = Saturación de agua inicial.

E_D aumentará continuamente mientras se siga incrementando la saturación de agua promedia. Además alcanza su máximo cuando la saturación de petróleo promedia en el área de inyección se reduce a la S_{or} (Ahmed, 2010).

1.4 MÉTODOS DE MONITOREO

El monitoreo de la inyección de agua se realiza desde la planeación del proceso de inyección de agua, como también cuando dicho proceso se encuentra avanzado, probando técnicas para mejorar la producción y los resultados marginales del campo (Blanco y Delgadillo, 2006).

El monitoreo involucra todos los aspectos que impactan el día a día de las operaciones en el campo. Agrupa el comportamiento y optimización de las operaciones de producción, organización de la información y diagnóstico de los problemas potenciales. Dentro de los métodos de monitoreo se mencionan los siguientes:

1.4.1 VOIDAGE REPLACEMENT RATIO (VRR)

Voidage Replacement Ratio o Relación de Reemplazo Volumétrico se define como la relación de los barriles de fluido inyectado al reservorio sobre los barriles de fluidos producidos. El análisis VRR ayuda a identificar las partes de un campo

donde se debe inyectar más o menos agua para alcanzar o mantener los objetivos VRR (Temizel et al., 2016). Para el caso de inyección de agua, el VRR se puede expresar de la siguiente manera:

$$VRR = \frac{\beta_w (i_w)}{\beta_o(q_o) + \beta_w(q_w) + q_o(GOR - Rs)\beta_g} \quad (1.20)$$

Donde:

β_w = Factor volumétrico del agua, (Bl/BN).

i_w = Caudal de agua inyectada, (BAIPD).

β_o = Factor volumétrico del petróleo, (Bl/BN).

q_o : Caudal de petróleo producido, (BN/día).

q_w = Caudal de agua producida, (BN/día).

GOR = Relación gas petróleo, (PCS/BN).

Rs = Relación de solubilidad, (PCS/BN).

β_g = Factor volumétrico del gas, (Bl/PCS).

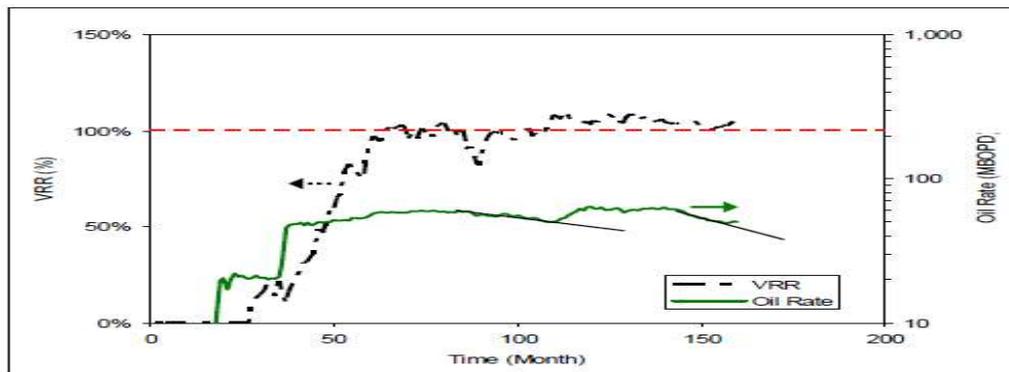
El VRR se puede calcular de forma instantánea utilizando fluidos inyectados y producidos en un período de tiempo específico (generalmente diario o mensual), también se puede calcular de forma acumulativa utilizando los fluidos acumulados inyectados y producidos. Si el VRR instantáneo para un mes dado es igual o mayor que 1, la presión del reservorio se mantiene o aumenta durante el mes, en cambio si la relación es menor a 1, la presión del reservorio disminuye durante el mes. La mayoría de las autoridades reguladoras requieren que el VRR esté cerca de un valor de 1 (Temizel et al., 2016).

La mayoría de proyectos de inyección de agua han reportado que el VRR es mayor que uno ($VRR > 1$), sin embargo, la presión de los reservorios ha declinado en el tiempo, junto con una disminución de las tasas de producción de petróleo y el recobro final, teniendo como causas que el fluido inyectado se canalice por arenas muy permeables, que se tenga reservorios altamente fracturados o que el fluido inyectado se fuga hacia otras arenas por comunicación en los pozos. Una forma de

mantener $VRR=1$ es realizando un balance de fluidos inyectados y producidos por arreglo, con el fin de minimizar la migración de petróleo a través de los límites de los arreglos. Los valores de $VRR < 1$ son muy comunes en inyección de agua en campos maduros (Temizel et al., 2016).

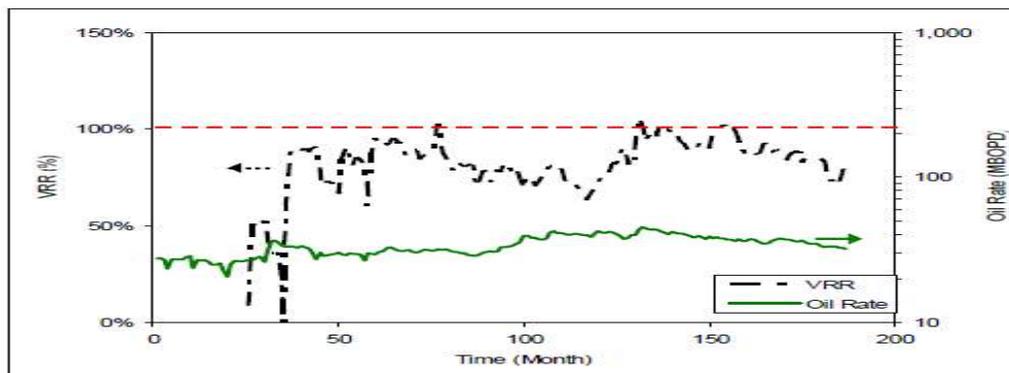
De acuerdo al paper de la SPE: Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice (Terrado et al., 2006), se presentan tres gráficas de ejemplos sometidos a inyección de agua, donde se puede observar la relación y no relación de las curvas de VRR con la tasa de petróleo. En la figura 1.18 se observa una relación directa entre el VRR y la tasa de producción de petróleo, la tasa de petróleo disminuye cuando el VRR cae por debajo del 100% y mejora cuando el VRR está cerca o por encima del 100%. En la figura 1.19 se observa que la tasa de petróleo no es tan dependiente de VRR como en el primer ejemplo, además existe el soporte de un acuífero.

FIGURA 1.18 RELACIÓN DIRECTA ENTRE EL VRR Y LA TASA DE PETRÓLEO



Fuente: Terrado et al., 2006

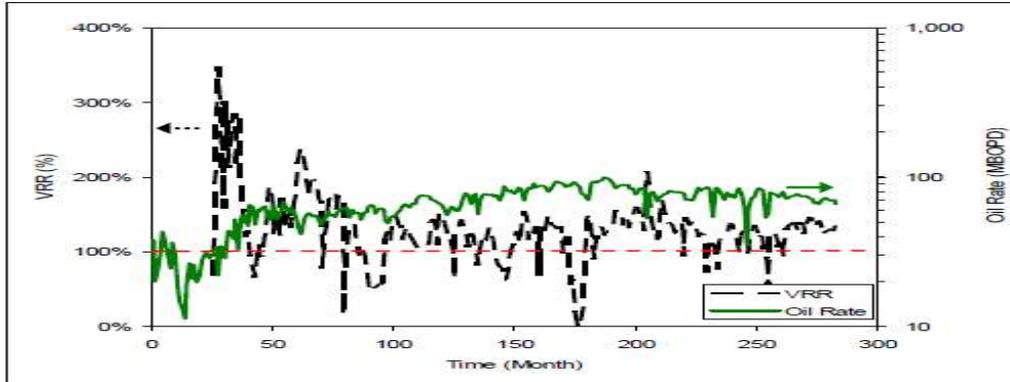
FIGURA 1.19 EJEMPLO DE VRR, INFLUENCIA DIRECTA DE UN ACUÍFERO



Fuente: Terrado et al., 2006

En la figura 1.20 existe la presencia de un acuífero más limitado.

FIGURA 1.20 EJEMPLO DE VRR, INFLUENCIA PARCIAL DE UN ACUÍFERO



Fuente: Terrado et al., 2006

1.4.2 MÉTODO DE HALL

El método de Hall sirve para analizar datos de los pozos inyectoros y evaluar el comportamiento de la inyección. La metodología presentada por Hall se basa en una gráfica de presión acumulada vs inyección acumulada, la misma que provee información referente a las características de los pozos inyectoros. Este método aplica para un fluido monofásico de flujo en estado estable y radial, y se ha desarrollado a partir de la relación de flujo Darcy (Mihcakan et al., 2005).

La ecuación 1.21 provee las bases de las gráficas de Hall:

$$\int_0^t [(p_{tf} - \Delta p_f + \rho gL) - p_e] dt = \frac{141,2 \times \beta_w \times \mu_w \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right] \times W}{k_w \times h} \quad (1.21)$$

Donde:

p_{tf} = Presión de cabeza del pozo (o cabeza del tubing), (psi).

Δp_f = Caída de presión debido a la fricción interna en el flujo, (psi).

ρgL = presión hidrostática, (psi).

p_e : Presión en el radio de drenaje externo, (psi).

β_w = Factor volumétrico del agua, (Bls/BN).

μ_w = Viscosidad del agua, (cp).

r_e = Radio de drenaje externo, (ft).

r_w = Radio del borde de pozo, (ft).

S = Daño, (adimensional).

h = Espesor de la formación (ft).

k_w = Permeabilidad efectiva del agua, (Md).

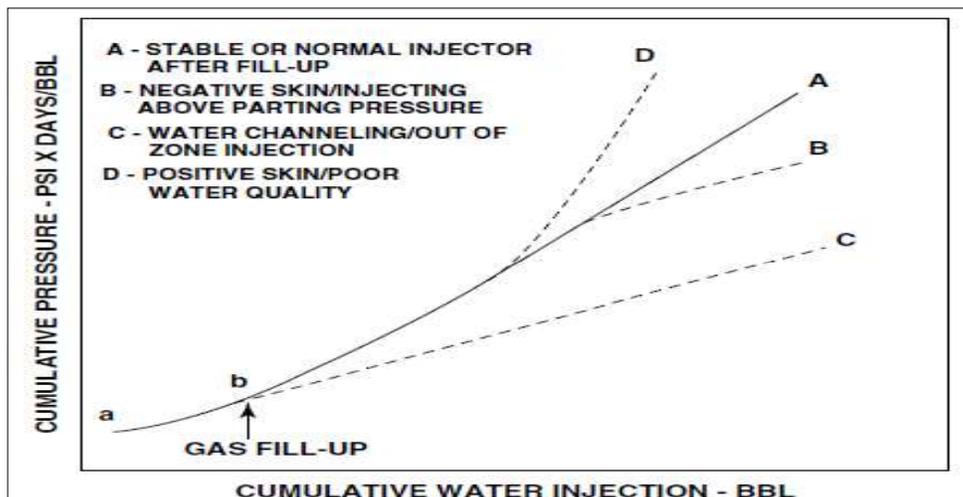
W = Agua acumulada inyectada, (Bls).

El método más común para preparar el gráfico de Hall es trazar la integral de la presión de la superficie vs la inyección acumulada. En situaciones de campo, se ha encontrado que trazar $\int_0^t p_{tf} dt$ o $\int_0^t p_{wf} dt$ vs la inyección acumulada funciona satisfactoriamente. Para el análisis cualitativo, un cambio en la capacidad de inyección de un pozo se reconoce por un cambio en la pendiente de la gráfica de Hall (Mihcakan et al., 2005).

$$m_H = \frac{141,2 \times \beta_w \times \mu_w \times \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + s \right]}{k_w \times h} \quad (1.22)$$

En la figura 1.21 se observa una típica gráfica de Hall para varias condiciones.

FIGURA 1.21 GRÁFICA DE HALL O “HALL PLOT”



Fuente: Ahmed, 2010

De la figura 1.21 se puede describir que, al principio de la vida de un pozo de inyección, el radio de la zona del agua aumentará con el tiempo, haciendo que la pendiente se curve cóncava hacia arriba, como se muestra por el segmento ab.

Después del llenado, la línea bA indica una inyección estable o normal. Una pendiente creciente que es cóncava hacia arriba generalmente indica un daño positivo o pobre calidad del agua de inyección (línea D). Se pueden producir pendientes similares si se diseña un pozo para mejorar el barrido volumétrico efectivo, sin embargo, dicha pendiente primero aumentará y luego se mantendrá constante. La línea B indica una pendiente decreciente, que indica daño negativo o inyección sobre de la presión de ruptura. Un valor de pendiente muy bajo, como se muestra en la línea bC, es una indicación de posible canalización o inyección fuera de zona (Ahmed, 2010).

1.4.3 MÉTODO DE CHAN

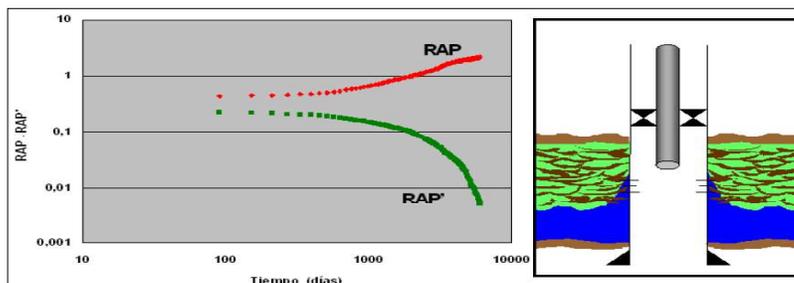
En 1995 K.S Chan desarrolla y publica un método para identificar tendencias de producción, problemas mecánicos y para diferenciar los diversos orígenes de la producción de agua. Las construcciones de las gráficas logarítmicas constan de las curvas de Relación Agua Petróleo (RAP) y la Derivada de la Relación Agua Petróleo (RAP') vs el tiempo acumulado de producción. Estas gráficas han sido demostradas mediante la simulación de yacimientos de diferentes características.

A continuación, se muestran los siguientes gráficos que representan ciertas tendencias para diferentes casos:

1.4.3.1 Conificación

Se refleja con el incremento gradual en la RAP es decir una pendiente positiva y la disminución de la RAP' o pendiente negativa. Este caso se visualiza en períodos pequeño de tiempo hasta que se estabiliza la formación del cono (ver figura 1.22).

FIGURA 1.22 CURVA DE CHAN INDICANDO CONIFICACIÓN

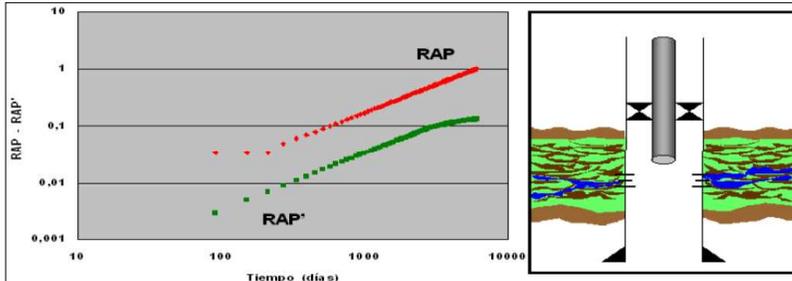


Fuente: Schlumberger, 2008
Modificado por: Cristian Guaminga

1.4.3.2 Canalización

Se refleja cuando ambas curvas RAP y RAP' aumentan, pero la RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente, como se observa en la figura 1.23.

FIGURA 1.23 CURVA DE CHAN INDICANDO CANALIZACIÓN

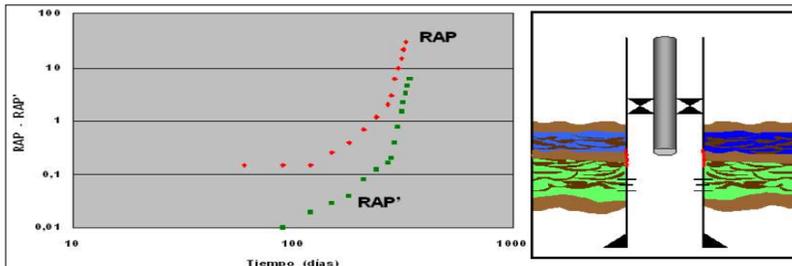


Fuente: Schlumberger, 2008
Modificado por: Cristian Guaminga

1.4.3.3 Comunicación

Se refleja en un aumento abrupto de ambas curvas RAP y RAP', seguido de una línea recta de pendiente positiva para ambas curvas (ver figura 1.24). Esto indica la existencia de flujo proveniente de las cercanías del pozo.

FIGURA 1.24 CURVA DE CHAN INDICANDO COMUNICACIÓN MECÁNICA

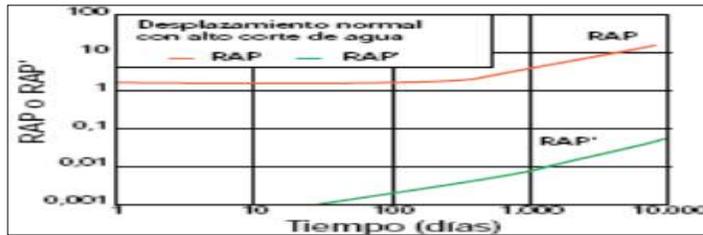


Fuente: Schlumberger, 2008
Modificado por: Cristian Guaminga

1.4.3.4 Desplazamiento Normal

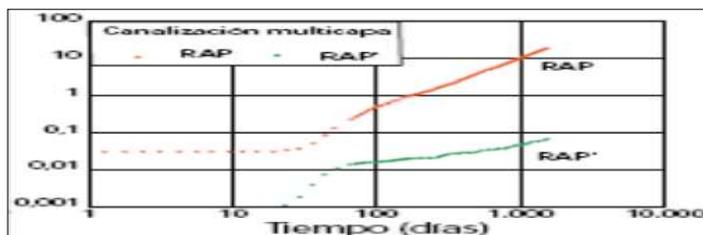
En la figura 1.25 se observa un barrido normal de un yacimiento por efecto del agua, aun al tratarse de un alto volumen de agua (corte de agua > 60%). En la figura 1.26 se observa una canalización en un sistema multicapa, donde cada capa es barrida de manera sucesiva y lleva un barrido de petróleo.

FIGURA 1.25 CURVA DE CHAN INDICANDO DESPLAZAMIENTO NORMAL CON ALTO CORTE DE AGUA



Fuente: Chan, 1995

FIGURA 1.26 CURVA DE CHAN INDICANDO CANALIZACIÓN MULTICAPA

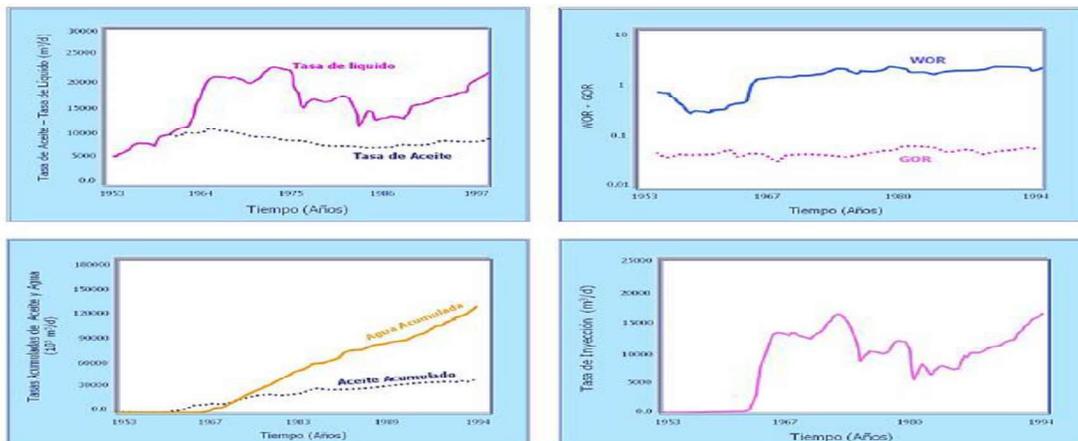


Fuente: Chan, 1995

1.4.4 CURVAS DE PRODUCCIÓN

Los datos de producción como volúmenes, tasas y tiempos, permiten realizar curvas de tendencia, las cuales representan los procesos desarrollados en el reservorio. Estas curvas ayudan a evaluar el comportamiento histórico de la producción de fluidos en cada uno de pozos o a nivel de campo (Blanco y Delgadillo, 2006). En la figura 1.27 se puede observar diferentes curvas que describen el comportamiento del yacimiento.

FIGURA 1.27 CURVAS DEL COMPORTAMIENTO DEL YACIMIENTO



Fuente: Blanco y Delgadillo, 2006

1.4.5 USO DE LA SALINIDAD DEL AGUA DE FORMACIÓN COMO UN TRAZADOR NATURAL

Las propiedades del agua de formación varían entre un yacimiento y otro, como también dentro de un mismo yacimiento, su composición depende de parámetros como: el ambiente depositacional, la mineralogía de la formación, su historia de presión y temperatura, y el influjo o la migración de los fluidos, por lo tanto, las propiedades del agua pueden variar a lo largo del tiempo debido a la interacción entre el agua y la roca, con la producción y el reemplazo de los fluidos del yacimiento por agua de otras formaciones, acuíferos y fluidos inyectados (Schlumberger, 2011).

El agua de formación contiene información referente a la roca en la que reside, por lo que provee de datos significativos para los análisis en todas las etapas de la vida productiva de un yacimiento. Es así que la comparación de la composición isotópica natural del agua de formación con la del agua de inyección, se utiliza para el monitoreo de los proyectos de inyección de agua (Schlumberger, 2011).

Es importante señalar, que la ruptura del agua de inyección se puede detectar mediante el monitoreo del contenido de cloruros en el agua producida si existen diferencias significativas en la salinidad con el agua de formación (Ferrer, 2017). Además, los mapas de salinidad del agua de formación permiten visualizar cualitativamente la distribución del agua de inyección en el yacimiento.

1.5 MÉTODOS DE PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Un método de predicción de inyección consiste en la aplicación de un conjunto de ecuaciones que simulan el comportamiento esperado del yacimiento, permitiendo pronosticar información sobre su futuro, tales como: tiempo de ruptura, petróleo recuperado, producción de petróleo en función de tiempo, esquema de inyección y producción de agua o gas, antes y después de la ruptura (Paris de Ferrer, 2001).

Los diferentes métodos propuestos distinguen en: la manera como consideran la estratigrafía del yacimiento, el comportamiento de inyección de los pozos, la eficiencia de barrido areal, la relación de movilidad, el mecanismo de desplazamiento y cualquier otra variable que pueda afectar el proceso de inyección de agua (Paris de Ferrer, 2001).

1.5.1 CLASIFICACIÓN

Generalmente se clasifica de acuerdo con las variables que más afectan el problema que se desea simular (Craig, 1982). Así tenemos los siguientes:

Métodos relacionados al tipo de desplazamiento:

Son relacionados con los empujes frontales, y reflejan la posible presencia de un gradiente de saturación y de petróleo móvil detrás del frente de invasión.

- Buckley y Leverett.
- Craig, Geffen y Morse.
- Roberts.
- Higgins y Leighton.
- Rapoport, Carpenter y Leas.

Métodos relacionados a la heterogeneidad del yacimiento:

En esta categoría se tiene tres tipos básicos de métodos de predicción, como son:

1. Métodos relacionados a los efectos de la variación de la inyectividad capa por capa, en la porción radial del yacimiento que rodea al pozo inyector.
2. Métodos relacionados a la recuperación de petróleo capa por capa.
3. Métodos que caracterizan las heterogeneidades del yacimiento por su distribución de permeabilidad y que calculan un efecto general.

Dentro de estos métodos se encuentran los siguientes autores:

- Dykstra y Parsons.
- Johnson.
- Stiles.
- Yuster y Calhoun, Suder y Calhoun, entre otros.

Métodos relacionados a la eficiencia de barrido areal:

- Muskat.
- Hurst.
- Caudle y Witte, Slobod y Caudle, Caudle, Hickman y Silberberg, entre otros.

Métodos relacionados con modelos matemáticos:

- Douglas, Blair y Wagner.
- Douglas, Peaceman y Rachford, entre otros.

Métodos empíricos:

- Guthrie y Greenberger.
- Schauer, entre otros.

1.5.2 ECUACIONES EMPLEADAS PARA UN YACIMIENTO HOMOGÉNEO

Para realizar la predicción del comportamiento de un proceso de inyección de agua se tiene las siguientes ecuaciones.

1.5.2.1 Etapa Inicial (Hasta la ruptura)

Volumen poroso

$$V_p = 7758 \times A \times \emptyset \times h \quad (1.23)$$

Donde:

V_p = Volumen poroso, (Bls).

h = Espesor de la arena, (ft).

Producción de agua

$$W_{pbt} = E_{asbt}(S_{wc} - S_{wr})V_p \quad (1.24)$$

Donde:

W_{pbt} = Producción de agua hasta la ruptura, (Bls).

E_{asbt} = Eficiencia de barrido areal a la ruptura.

S_{wc} = Saturación de agua connata.

S_{wr} = Saturación de agua residual.

Producción de petróleo

$$N_{pbt} = E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wc})V_p/\beta_o \quad (1.25)$$

Donde:

N_{pbt} = Petróleo producido hasta la ruptura, (BN).

S_{wpbt} = Saturación promedio de agua por detrás del frente de inyección.

β_o = Factor volumétrico del petróleo, (Bls/BN).

Volumen inyectado de agua

$$W_{inybt} = E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wr})Vp \quad (1.26)$$

Donde:

W_{inybt} = Volumen de agua inyectada hasta la ruptura, (Bls).

Tiempo de ruptura

$$t_{bt} = \frac{W_{inybt}}{q_t} \quad (1.27)$$

Donde:

q_t = Caudal total de fluido (caudal de inyección), (Bls/día).

Caudal de petróleo

$$q_o = \frac{N_{pbt}}{t_{bt}} \quad (1.28)$$

Donde:

q_o = Caudal de petróleo hasta el momento de la ruptura, (BN/día).

Caudal de agua

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} \quad (1.29)$$

Donde:

q_w = Caudal de agua hasta el momento de la ruptura, (Bls/día).

Corte de agua

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} \quad (1.30)$$

Recuperación de petróleo hasta el momento de la ruptura

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{N_{pbt}}{\frac{V_p(1 - S_{wc})}{\beta_o}} \quad (1.31)$$

Donde:

N: Petróleo original en sitio o POES, (BN).

1.5.2.2 Etapa Subordinada (Posterior a la ruptura)

Volumen desplazable

$$V_D = V_p (S_{wpbt} - S_{wr}) \quad (1.32)$$

Donde:

V_D = Volumen desplazable, (Bl).)

Producciones de petróleo y agua de la zona virgen

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as} (S_{wbt} - S_{wc}) V_p \quad (1.33)$$

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as} (S_{wc} - S_{wr}) V_p \quad (1.34)$$

Donde:

$$\Delta E_{as} = E_{as_{n+1}} - E_{as_n}$$

$E_{as_{n+1}} : E_{as_n}$ = Eficiencias areales de barrido en los instantes t_n y t_{n+1} (mayores a t_r).

ΔN_{pn} y ΔW_{pn} en (Bl).

Fracción del volumen poroso nuevamente invadido

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_{iny}}{E_{as} \times V_p} \quad (1.35)$$

Donde:

ΔV_{iny} = Variación de volúmenes inyectados, (Bls).

E_{as} = Eficiencia de barrido areal después de la ruptura.

Pendiente de la curva de flujo fraccional

$$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i} \quad (1.36)$$

Producciones de petróleo y agua de la zona previamente invadida

$$\Delta N_{pp} = (1 - f_w)[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})] \quad (1.37)$$

$$\Delta W_{pp} = f_w[\Delta V_i - (\Delta N_{pn} + \Delta W_{pn})] \quad (1.38)$$

Donde:

f_w = Corte de agua correspondiente a determinada S_w .

ΔV_i = Volumen incremental de agua inyectada en el intervalo de t_n y t_{n+1} .

ΔN_{pp} y ΔW_{pp} en (Bls).

Tiempo incremental

$$\Delta t = \frac{\Delta V_i}{q_t} \quad (1.39)$$

Donde:

Δt en (días)

Producciones totales incrementales de petróleo y agua en el intervalo t_n y t_{n+1}

$$\Delta N_p = \frac{(\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp})}{\beta_o} \quad (1.40)$$

$$\Delta W_p = (\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}) \quad (1.41)$$

Donde:

ΔN_p en (BN) y ΔW_p en (Bls).

WOR a condiciones de superficie

$$WOR = \frac{\Delta W_p}{\Delta N_p} \quad (1.42)$$

Producciones acumuladas de petróleo y agua en la etapa subordinada

$$N_{ps} = \Sigma \Delta N_p \quad (1.43)$$

$$W_{ps} = \Sigma \Delta W_p \quad (1.44)$$

Donde:

N_{ps} en (BN) y W_{ps} en (BlS).

Caudales de petróleo y agua después de la ruptura

$$q_o = \frac{\Delta N_p}{\Delta t} \quad (1.45)$$

$$q_w = \frac{\Delta W_p}{\Delta t} \quad (1.46)$$

1.6 MÉTODOS DE EVALUACIÓN DE PROYECTOS

Existen diversos métodos para la evaluación de proyectos, los cuales posibilitan la aceptación o el rechazo de los mismos, sin embargo, para el presente estudio se utilizará métodos objetivos tales como:

1.6.1 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

Se define como la sumatoria de los flujos netos de caja futuros, actualizados a la tasa de interés del inversionista, menos la inversión inicial. Es así que se conoce el valor de dinero actual que va a recibir el proyecto en un futuro, a una tasa de interés y un período determinado, a fin de comparar este valor con la inversión inicial (Moix, 2014). Para hallar el VAN es necesario conocer ciertas variables que intervienen en su definición, como son:

Inversión inicial: Es el desembolso en los que incurrirá la empresa al inicio del proyecto.

Flujo neto de caja: Es la diferencia entre los ingresos y los egresos que tiene una empresa o proyecto, en un período determinado.

Tasa de interés: La tasa de interés que se usa para actualizar se denomina “tasa de descuento”, misma que representa la rentabilidad media que un inversor exigiría a un proyecto, actualizando a valor de hoy los flujos netos de caja estimados para un proyecto.

El VAN se obtiene con la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_k}{(1+i)^k} \quad (1.47)$$

Donde:

VAN = Valor Actual Neto, (\$).

I_o = Inversión inicial, (\$).

FNC_k = Flujo Neto de Caja del período k, (\$).

n = Número de períodos de duración del proyecto.

i = tasa de descuento, (fracción).

Para la toma de decisiones a través del VAN, los criterios a considerar son:

- Si $VAN > 0$: El proyecto es rentable.
- Si $VAN = 0$: El proyecto es indiferente.
- Si $VAN < 0$: El proyecto no es rentable.

Mientras mayor sea el valor del VAN, mayor será la rentabilidad del proyecto.

1.6.2 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Representa la tasa de interés que gana el dinero que se invierte en el proyecto, es decir mide la rentabilidad de un proyecto en términos porcentuales. La TIR se define como la tasa que hace que el VAN sea igual a cero (Moix, 2014). La TIR se obtiene con la siguiente ecuación:

$$VAN = -I_o + \sum_{k=1}^n \frac{FNC_k}{(1 + TIR)^k} = 0 \quad (1.48)$$

Donde:

VAN = Valor Actual Neto, (\$).

lo = Inversión inicial, (\$).

FNC_k = Flujo Neto de Caja del período k, (\$).

n = Número de períodos de duración del proyecto.

TIR = Tasa Interna de Retorno, (fracción).

Para la toma de decisiones a través del TIR, los criterios a considerar son:

- Si $TIR > i$: El proyecto es factible.
- Si $TIR = i$: El proyecto es indiferente.
- Si $TIR < i$: El proyecto no es factible.

Mientras mayor sea el TIR de un proyecto a la tasa exigida por el inversor, más deseable será llevar a cabo dicho proyecto.

1.6.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN (PRI)

Es el tiempo en el que se recupera la inversión inicial. Mientras menor sea el PRI se recuperará más rápidamente la inversión y el proyecto será económicamente más rentable (Moix, 2014). El PRI se obtiene con la siguiente ecuación:

$$\sum_{n=0}^{PRI} FNCk_n = 0 \quad (1.49)$$

Donde:

PRI: Período de Recuperación de la Inversión, (meses o años).

$FNCk_n$: Flujo Neto de Caja a un año k, (\$).

n: número de años en el que se calcula la inversión.

CAPÍTULO 2

EVALUACIÓN ACTUAL DEL PROYECTO

2.1 ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE DATOS

2.1.1 PROYECTO DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA DEL CAMPO MDC

Enap Sipec implementó el 12 de mayo del 2010 el Proyecto Piloto de Recuperación Secundaria por inyección de agua en el pozo inyector MDC-12 a las areniscas U inferior y T inferior. Debido a los resultados positivos obtenidos con el Plan Piloto, en el año 2012 se extendió el Proyecto de Recuperación Secundaria a nivel de campo incorporando tres pozos inyectores adicionales: MDC-2, MDC-23WIW y MDC-7. Para el año 2016 se decidió perforar el pozo MDC-12RE como reemplazo del pozo MDC-12 que tuvo problemas mecánicos relacionados con el revestidor.

A abril del 2018, 3 pozos se encuentran en operación con inyección continua a las areniscas U inferior y T inferior, los cuales son: MDC-12RE, MDC-2 y MDC-7. La inyección en el pozo MDC-23WIW fue suspendida en julio del 2014, luego se la realizó periódicamente y finalmente se dejó de inyectar en diciembre del 2016.

El pozo MDC-16 fue un pozo reinjector a la arenisca Hollín inferior desde diciembre del 2007 hasta mayo del 2010, reinyectándose un volumen total de agua en el pozo de aproximadamente 3,6 MMBIs. Debido a la ampliación de la inyección de agua a nivel de campo, en noviembre del 2011 este pozo fue completado con un equipo BES para producir aproximadamente 13000 BIs de agua de la formación Hollín inferior y ayudar a abastecer el volumen de agua necesario para la recuperación secundaria a nivel de campo. Dicha producción de agua se realizó hasta junio del 2015 y posteriormente el pozo fue cerrado, debido a que las condiciones actuales de inyección se abastecen con el agua producida por el campo.

El acumulado de agua inyectada al 30 de abril del 2018 fue de 35,11 MMBIs de agua, de los cuales 18,19 MMBIs corresponden a la arenisca U inferior y 16,92 MMBIs a la arenisca T inferior.

La respuesta de la inyección de agua se controla desde el inicio del proyecto y se monitorea mediante el análisis de los datos de presión de fondo obtenidos a partir de medidas de echometer o de los sensores de fondo instalados en los equipos BES de los pozos productores, además del comportamiento productivo de los pozos dentro de las zonas de influencia de los pozos inyectoros. En lo referente al monitoreo del avance del agua inyectada se analiza el %BSW y el contraste entre la salinidad del agua de formación y la del agua de producción.

2.1.2 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR

La producción primaria de la arenisca U inferior inició en el año 2003 con una producción promedio diario anual de petróleo de 517 BN/día incrementándose hasta 9650 BN/día en el año 2007. Para el año 2009 se evidenció una clara declinación de la producción de petróleo a un promedio de 7021 BN/día, con un corte de agua de 21,28% y una producción acumulada de 17,12 MMBN de petróleo y 3,57 MMBN de agua.

En la tabla 2.1 se muestra el historial de producciones anuales promedio y acumuladas de la arenisca U inferior del campo MDC a diciembre de 2009.

TABLA 2.1
HISTORIA DE PRODUCCIÓN PRIMARIA DE LA ARENISCA U INFERIOR

Fecha	Producción promedio diario de Petróleo (BN/día)	Producción promedio diario de Agua (BN/día)	%BSW Anual	Producción Acumulada de Petróleo (MMBN)	Producción Acumulada de Agua (MMBN)
31/12/2003	517,59	68,93	11,75	0,189	0,025
31/12/2004	3 868,01	246,30	5,99	1,601	0,115
31/12/2005	8 412,10	363,20	4,14	4,671	0,248
31/12/2006	8 872,11	1 629,33	15,52	7,909	0,842
31/12/2007	9 650,82	2 901,91	23,12	11,432	1,902
31/12/2008	8 560,94	2 673,25	23,80	14,557	2,877
31/12/2009	7 021,45	1 898,59	21,28	17,120	3,570

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

La producción secundaria en la arenisca U inferior inició el 12 de mayo del 2010 debido a la declinación de la producción de petróleo mostrada en los años posteriores. En la tabla 2.2 se muestra el historial de producciones anuales promedio y acumuladas de la arenisca U inferior del campo MDC a diciembre de 2017. En la figura 2.1 se puede observar la historia de producción de la arenisca U inferior.

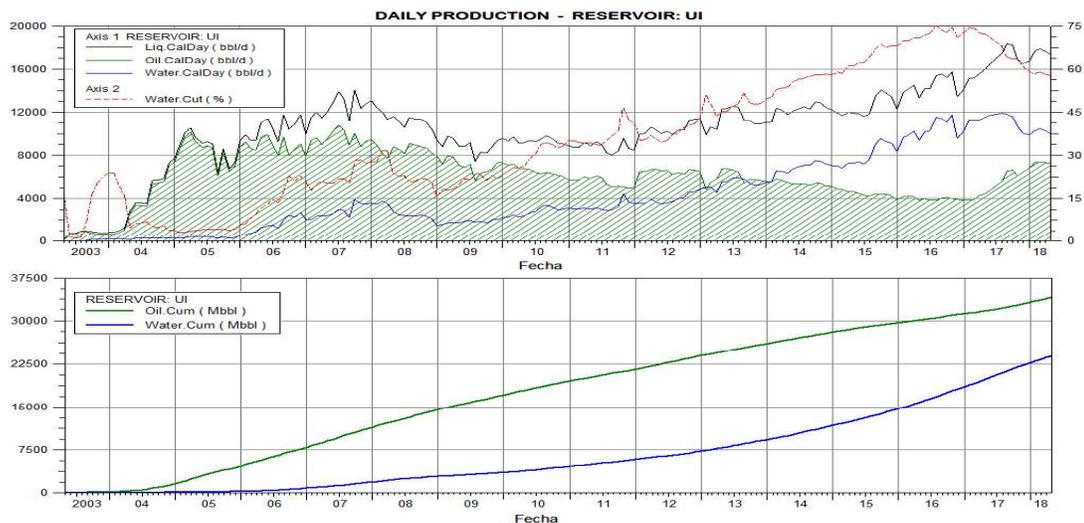
TABLA 2.2
HISTORIA DE PRODUCCIÓN SECUNDARIA DE LA ARENISCA U INFERIOR

Fecha	Producción promedio diario de Petróleo (BN/día)	Producción promedio diario de Agua (BN/día)	%BSW Anual	Producción Acumulada de Petróleo (MMBN)	Producción Acumulada de Agua (MMBN)
31/12/2010	6 504,65	2 860,13	30,54	19,494	4,614
31/12/2011	5 513,14	3 282,46	37,32	21,506	5,812
31/12/2012	6 555,67	3 996,09	37,87	23,899	7,271
31/12/2013	5 923,38	5 423,48	47,80	26,061	9,250
31/12/2014	5 414,40	6 859,16	55,89	28,037	11,754
31/12/2015	4 465,30	8 030,46	64,27	29,667	14,685
31/12/2016	4 042,84	10 487,97	72,18	31,143	18,513
31/12/2017	5 403,95	11 249,11	67,55	33,115	22,619

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 2.1 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Como se puede observar en la figura 2.1, a partir de la inyección de agua implementada en la arenisca U inferior, se logró mantener estable la producción de petróleo entre 5500 y 6500 BN/día hasta finales del 2014, tiempo después y hasta finales del 2016 se evidenció una pequeña declinación y producción estable a un promedio de 4000 BN/día.

Durante el año 2017 se observó un incremento de la producción de petróleo debido a la última campaña de perforación y puesta en producción de los pozos nuevos en la arenisca U inferior como son: MDC-25 (enero), MDC-27 (marzo), MDC-29 (junio), MDC-30 (octubre), MDC-26 (noviembre) y MDC-31 (diciembre), estos pozos aportaron tasas de petróleo considerables especialmente el pozo MDC-29 cuya

producción promedio es de 1800 BPPD, para el año 2018 en cambio se observa una ligera tendencia de declinación de la producción de petróleo.

A abril del 2018 la arenisca U inferior ha producido un promedio de 7311 BPPD y 10004 BAPD, con un corte de agua del 57,78% y ha alcanzado una producción acumulada de 33,99 MMBN de petróleo y 23,85 MMBN de agua.

2.1.3 PRESIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR

Las presiones iniciales para este reservorio se han tomado de datos históricos de los primeros pozos perforados y su estado actual se ha estimado con mediciones de pruebas de presión, es así que en la tabla 2.3 se muestra el histórico de las presiones del reservorio U inferior. Para la arenisca U inferior se estimó una presión inicial de 3607 psi a una profundidad de -8690 ft de Datum, dicha medición se realizó en el pozo MDC-1 en pruebas iniciales el 31 de octubre de 1997.

En la figura 2.2 se puede observar el comportamiento de la presión con respecto al tiempo. Entre 2003 y 2004 no se observa una caída significativa de la presión de reservorio, debido a que solo el pozo MDC-3 se encontraba produciendo de esta arenisca. A partir del 2004 empezó a declinar la presión, dicha declinación se estimó en 1 psi por cada 10000 Bls de fluido producido.

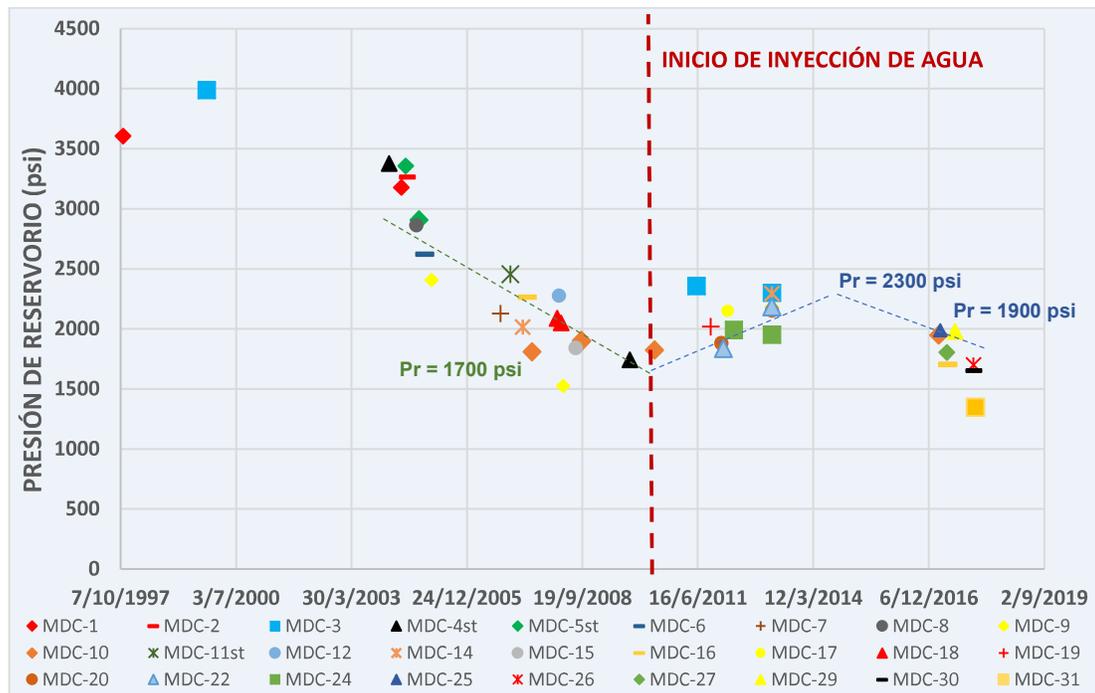
TABLA 2.3
PRESIONES DEL RESERVORIO U INFERIOR DEL CAMPO MDC

POZO	FECHA	PRESIÓN (psi)	POZO	FECHA	PRESIÓN (psi)	POZO	FECHA	PRESIÓN (psi)	
MDC-1	31/10/1997	3607	MDC-10	10/7/2007	1809	MDC-20	7/1/2012	1881	
	4/6/2004	3177		11/9/2008	1904		20/3/2013	2152	
MDC-2	26/7/2004	3264		14/9/2008	1895	MDC-22	23/1/2012	1836	
MDC-3	24/10/1999	3987		6/6/2010	1823		20/3/2013	2185	
	5/6/2011	2358		4/3/2017	1949	23/4/2012	1991		
	20/3/2013	2301		MDC-11ST	5/1/2007	2454	MDC-24	20/3/2013	1951
MDC-4ST	20/2/2004	3377		MDC-12	1/3/2008	2277		MDC-25	15/3/2017
	5/11/2009	1741		MDC-14	21/4/2007	2015	MDC-26	29/12/2017	1700
MDC-5ST	12/7/2004	3356			20/3/2013	2293	MDC-27	12/5/2017	1804
	4/11/2004	2908		MDC-15H	24/7/2008	1841	MDC-29	21/7/2017	1978
MDC-6	24/12/2004	2621	MDC-16	30/5/2007	2265	MDC-30	31/12/2017	1653	
MDC-7	12/10/2006	2129		19/5/2017	1704	MDC-31	14/1/2018	1347	
MDC-8	12/10/2004	2863	MDC-17H	28/2/2012	2151				
MDC-9	22/2/2005	2408	MDC-18	15/2/2008	2088				
	5/4/2008	1524		19/3/2008	2051				
	20/3/2013	2183	MDC-19	6/10/2011	2019				

Fuente: ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 2.2 REGISTRO DE PRESIONES ARENISCA U INFERIOR - CAMPO MDC



Fuente: ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Antes de la inyección se tenía una presión de reservorio de 1700 psi, después incrementó a un promedio de 2300 psi y a abril del 2018 se ha estimado una presión promedio cercana a los 1900 psi, la cual representa una declinación en comparación con las presiones de años anteriores. Considerando la presión inicial, la actual y la de burbuja (889 psi) la arenisca U inferior es un yacimiento de petróleo subsaturado, cuyo principal mecanismo de empuje es la combinación de gas en solución y de un acuífero lateral moderado, que avanza desde el lado este del campo. Dichas características del reservorio han provocado una caída de la presión a partir del inicio de su producción, sin embargo, por efecto del acuífero y de la inyección de agua se ha evidenciado la recuperación y mantenimiento de la presión.

2.1.4 SISTEMA DE INYECCIÓN DE AGUA

2.1.4.1 Salinidad del agua de formación e inyección

La salinidad del agua de formación para la arenisca U inferior esta entre 82000 a 86000 ppm NaCl y para la T inferior entre 65000 a 70000 ppm NaCl. La salinidad del agua de inyección ha variado en el transcurso del tiempo, al inicio de la

inyección de agua estos valores estuvieron alrededor de 50000 ppm NaCl, luego durante el tiempo que el pozo MDC-16 fue productor de agua de Hollín inferior la salinidad de la mezcla bajó aproximadamente a 35000 ppm NaCl. Con el cierre del pozo MDC-16 y el aumento del agua de formación en los pozos productores, la salinidad del agua de inyección en la actualidad se encuentra en 58500 ppm NaCl, este valor es utilizado en la evaluación para compararlo con la salinidad del agua producida y determinar si aquella corresponde o no al agua inyectada (ruptura).

2.1.4.2 Facilidades de superficie

Dentro de las facilidades para la inyección de agua en la CPF (Estación Central de Producción) de MDC se tiene: tanque de desnatado (skimmer), bombas de transferencia, planta de filtración (consta de filtros de cáscara de nuez y filtros de arenisca), tanque de almacenamiento de agua, bombas booster, bombas HPS, líneas de inyección (6"), manifold y cabezales en los 4 pozos inyectoros.

Los pozos inyectoros tienen completación doble paralela, en donde se inyecta de forma directa a la arenisca T inferior y por el anular casing-tubing a la arenisca U inferior (ARCH, 2018).

2.1.4.3 Calidad del agua de inyección

Los resultados obtenidos de los análisis de muestras tomadas en puntos de control como: tanque de lavado, tanque de almacenamiento y en la cabeza de los pozos inyectoros, son comparados con los parámetros de control del agua de inyección mostrados en la tabla 2.4.

TABLA 2.4
PARÁMETROS DE CONTROL DEL AGUA DE INYECCIÓN

Crterios para controlar el índice de taponamiento	Crterios para evitar la corrosión	Velocidades críticas
<ul style="list-style-type: none"> • Aceite en agua, lo recomendable es que no sea mayor a 5 ppm. • TSS (Total de Sólidos en Suspensión), lo recomendable es que no sea mayor a 15 ppm. • Turbidez, lo recomendable es que no sea mayor a 5 NTU, 10 micras. • RPI (Índice de Taponamiento Relativo): RPI ≤ 3 (Excelente) 3 < RPI ≤ 10 (Aceptable) 10 < RPI < 15 (Cuestionable) RPI ≥ 15 (No aceptable) 	<ul style="list-style-type: none"> • O₂ disuelto, lo recomendable es que no sea mayor a 50 ppb. • CO₂ 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 (milésimas de pulgada por año). 	<ul style="list-style-type: none"> • Arena U MDC, 35 ft/día. • Arena T MDC, 80 ft/día.

Fuente: ARCH, 2018

Se han reportado a lo largo del tiempo valores históricos de contenido de oxígeno de 10 ppb y contenido de aceite en agua de 4 ppm, los cuales demuestran un apropiado proceso para el tratamiento de agua de inyección y por ende una buena admisión de agua a las areniscas U inferior y T inferior.

2.1.5 ANÁLISIS DE LA SITUACIÓN ACTUAL DEL CAMPO

Con la finalidad de controlar y monitorear de mejor manera el efecto de la inyección y la producción, se ha sectorizado el campo en 4 zonas de acuerdo a la influencia de los pozos inyectoros sobre los productores. Estas zonas son tanto para la arenisca U inferior como para la T inferior y están definidas de la siguiente manera:

- Zona Norte, alrededor del pozo MDC-12RE
- Zona Sur, alrededor del pozo MDC-2
- Zona Oeste, alrededor del pozo MDC-23WIW
- Zona Centro, alrededor del pozo MDC-7

En la figura 2.3 se puede observar la ubicación de los pozos productores del campo MDC dentro de cada una de las zonas influenciadas por los pozos inyectoros. En la tabla 2.5, se muestra el volumen de agua inyectada en cada reservorio por cada pozo inyector a abril del 2018, así mismo se menciona los pozos productores dentro de cada una de las zonas influenciadas por los pozos inyectoros.

De acuerdo a la tabla 2.4, al 30 de abril del 2018 se ha inyectado 35,11 MMBIs de agua, de los cuales 18,19 MMBIs corresponden a la arenisca U inferior y 16,92 MMBIs a la arenisca T inferior.

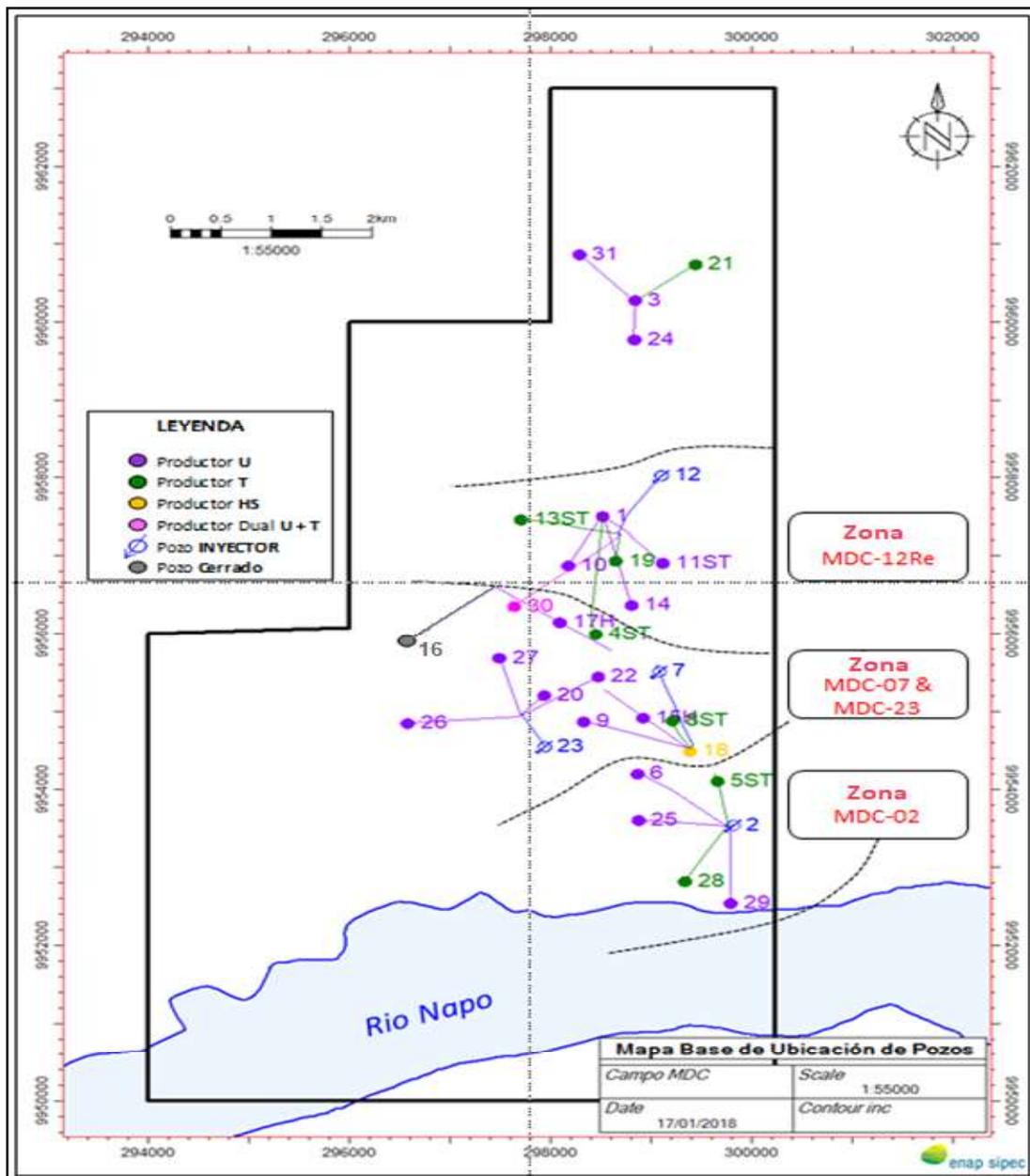
De acuerdo al Anexo 3, en la tabla 2.5 para el caso de la arenisca U inferior los pozos productores cerrados a abril del 2018 son los pozos MDC-1 y el MDC-24, mientras que los demás se encuentran produciendo. Para el caso de la arenisca T inferior el único pozo productor cerrado a abril del 2018 es el MDC-4ST, mientras que los demás se encuentran produciendo.

En la tabla 2.5 para el caso de la arenisca U inferior, los pozos productores MDC-6, MDC-9 y MDC-20 dentro de la zona de influencia del pozo inyector MDC-23WIW, estuvieron influenciados por la inyección de dicho pozo hasta su cierre en diciembre del 2016, mientras que los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30 que también se

encuentran ubicados en la zona oeste, al ser pozos nuevos productores perforados durante el 2017 nunca estuvieron influenciados por dicho pozo inyector, pero igualmente se mencionan dentro de esta zona.

En el Anexo 4 se encuentra un resumen de los volúmenes de agua inyectada y presiones de inyección en la arenisca U inferior, cuyos valores servirán para el análisis de cada zona de inyección que se presentará más adelante.

FIGURA 2.3 UBICACIÓN DE POZOS Y ZONAS DE CONTROL



Fuente: ARCH, 2018

**TABLA 2.5
VOLUMEN DE AGUA INYECTADA EN CADA RESERVORIO Y POZOS DE PRODUCCIÓN DENTRO DE CADA UNA DE LAS
ZONAS INFLUENCIADAS POR LOS POZOS INYECTORES**

POZOS INYECTORES	ESTADO	ARENISCA U INFERIOR						ARENISCA T INFERIOR					
		VOLUMEN INYECTADO EN EL MES DE ABRIL DEL 2018 (Bis)	PROMEDIO DEL CAUDAL DE INYECCIÓN A ABRIL DEL 2018 (BAIPD)	VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA INYECTADA A ABRIL DEL 2018 (Bis)	% DEL VOLUMEN TOTAL INYECTADO	ZONAS	POZOS PRODUCTORES DENTRO DE LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN	VOLUMEN INYECTADO EN EL MES DE ABRIL DEL 2018 (Bis)	PROMEDIO DEL CAUDAL DE INYECCIÓN A ABRIL DEL 2018 (BAIPD)	VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA INYECTADA A ABRIL DEL 2018 (Bis)	% DEL VOLUMEN TOTAL INYECTADO	ZONAS	POZOS PRODUCTORES DENTRO DE LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN
MDC-12	Cerrado	0	0	5 003 980	35,31%	Norte	MDC-1 MDC-10 MDC-11ST MDC-14	0	0	7 422 072	52,75%	Norte	MDC-13ST MDC-19
MDC-12RE	En Inyección	56 854	1895	1 420 319				66 269	2209	1 504 253			
MDC-2	En Inyección	58 464	2339	5 006 666	27,51%	Sur	MDC-6 MDC-25 MDC-29	97 496	3362	3 535 155	20,89%	Sur	MDC-5ST MDC-28
MDC-7	En Inyección	111 954	3732	5 688 437	31,26%	Centro	MDC-9 MDC-15H MDC-17H MDC-20 MDC-22	58 890	1963	4 017 042	23,74%	Centro	MDC-4ST MDC-8ST MDC-30
MDC-23WIW	Cerrado	0	0	1 077 266	5,92%	Oeste	MDC-6 MDC-9 MDC-20 MDC-26 MDC-27 MDC-30	0	0	443 841	2,62%	Oeste	No existen pozos productores dentro de la zona oeste
		TOTAL		18 196 668						16 922 363			

Fuente: OFM - ARGH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.6 RELACIÓN VRR PARA LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE LOS POZOS INYECTORES EN LA ARENISCA U INFERIOR

Se realizó las gráficas de VRR en conjunto con la producción de fluido y petróleo, para analizar el comportamiento de las zonas de influencia de los pozos inyectores en la arenisca U inferior, y comprender el equilibrio de la inyección y la producción en dichas zonas. Las gráficas se presentan en el Anexo 5 tomando como referencia la tabla 2.4 y para el análisis se consideró los criterios descritos en la sección 1.4.1 del capítulo 1.

Análisis de resultados de la relación VRR, para las zonas influenciadas por la inyección en la arenisca U inferior

Zona de Influencia del pozo inyector MDC-12RE. Zona Norte - U inferior

Del análisis de la zona de influencia del pozo MDC-12 (cerrado actualmente) y MDC-12RE (inyectando actualmente), para el caso del MDC-12 se aprecia de manera general que existió un comportamiento similar entre el VRR y la tasa de petróleo, en el cual un promedio de $VRR=1$ ayudó a mantener estable el caudal de petróleo al inicio de la inyección, para después declinar el VRR entre 0,8 - 0,65 y junto a una pequeña declinación de la producción de petróleo. Para el caso del MDC-12RE se alcanzó un promedio de $VRR=0,7$ y de igual manera se mantiene un comportamiento similar entre el VRR y la tasa de petróleo, la tasa de petróleo en esta zona declina en los últimos meses debido al cierre del pozo MDC-1 en octubre del 2017.

La producción alta de agua en comparación con la tasa de petróleo en esta zona se debe en parte a la influencia directa del acuífero lateral moderado, como también a la irrupción del agua de inyección en ciertos pozos de producción en la zona.

Zona de Influencia del pozo inyector MDC-2. Zona Sur - U inferior

Del análisis de la zona de influencia del pozo MDC-2, se puede observar un promedio de $VRR=1$ y una tendencia ligeramente superior a lo largo de la mayoría del tiempo de inyección, logrando que la tasa de petróleo se mantenga estable y evidenciando un comportamiento similar entre estos dos parámetros. El incremento de fluido a partir de febrero y julio del 2017 se debe a la incorporación de los pozos

nuevos MDC-25 y MDC-29 a producción en esta zona, y por ende el VRR disminuye menor a 1, es decir a un promedio de $VRR=0,6$ por un mayor fluido producido que el inyectado, pero se sigue manteniendo un comportamiento similar entre el VRR y la tasa de petróleo. Durante el mes de abril se suspendió la inyección en esta zona y se volvió a inyectar a finales de mayo.

La producción alta de agua en esta zona se debe en mayor parte a la influencia directa del acuífero lateral moderado, ya que en ninguno de los pozos productores en esta zona se ha evidenciado aún la irrupción de agua inyectada, aunque presentan una tendencia considerable.

Zona de Influencia del pozo inyector MDC-7. Zona Centro - U inferior

Del análisis de la zona de influencia del pozo MDC-7, se puede observar que el VRR se mantuvo siempre menor a 1 durante todo el período de inyección analizado, sin embargo, se observa una cierta tendencia entre el VRR y la tasa de fluido producido, lo cual ha permitido que la tasa de petróleo se haya estabilizado durante los últimos años. El incremento de la tasa de agua producida en comparación con la tasa de petróleo en esta zona, se debe al acuífero lateral moderado y a la ya irrupción de agua en todos los pozos de producción.

Zona de Influencia del pozo inyector MDC-23WIW. Zona Oeste - U inferior

No se realizó el VRR para la zona oeste porque el pozo inyector MDC-23WIW está cerrado desde diciembre del 2016, debido al incremento abrupto del corte de agua en el pozo productor más cercano MDC-9, el mismo que se ha estabilizado después del cierre de la inyección del MDC-23WIW.

2.1.7 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS INYECTORES A PARTIR DE LAS GRÁFICAS DE HALL

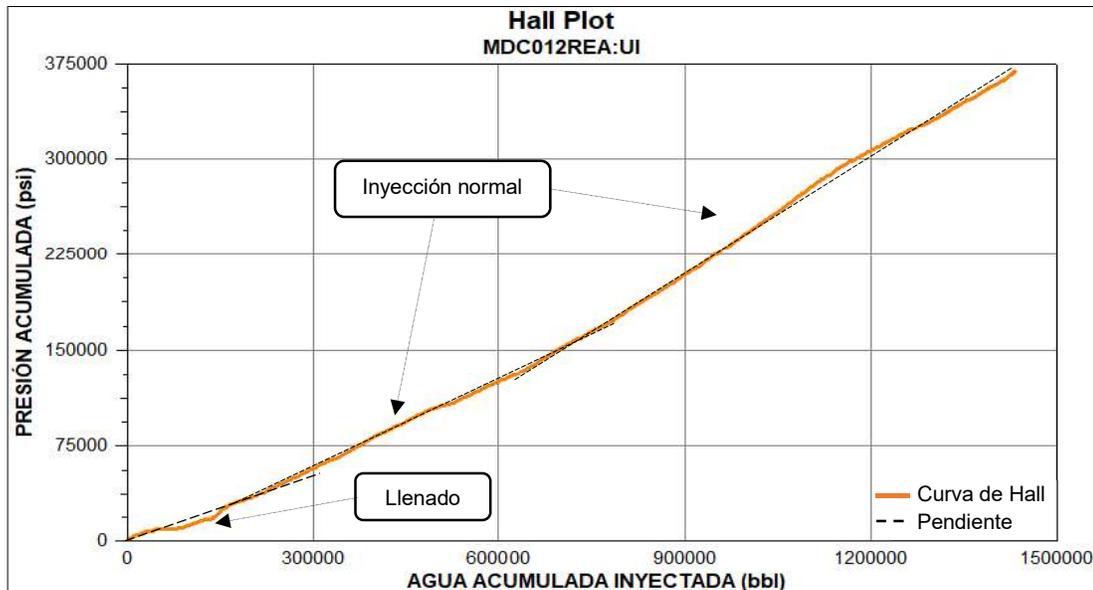
Se realizó las gráficas de Hall utilizando los datos de la presión de inyección acumulada y del agua acumulada inyectada en los pozos inyectores a la arenisca U inferior a abril del 2018 en el software OFM, con la finalidad de diagnosticar el comportamiento de dichos pozos.

Para el análisis de cada gráfico de Hall se consideró la figura 1.21, el cambio de pendiente y los resultados de las tendencias para estas gráficas descritas en la

sección 1.4.2 del capítulo 1. Se sobrepuso líneas entrecortadas en cada gráfica de Hall para representar de mejor manera el cambio de pendiente de la curva y realizar un mejor análisis.

2.1.7.1 Análisis de la inyección del pozo MDC-12RE arenisca U inferior

FIGURA 2.4 HALL PLOT DEL POZO MDC-12RE ARENISCA U INFERIOR



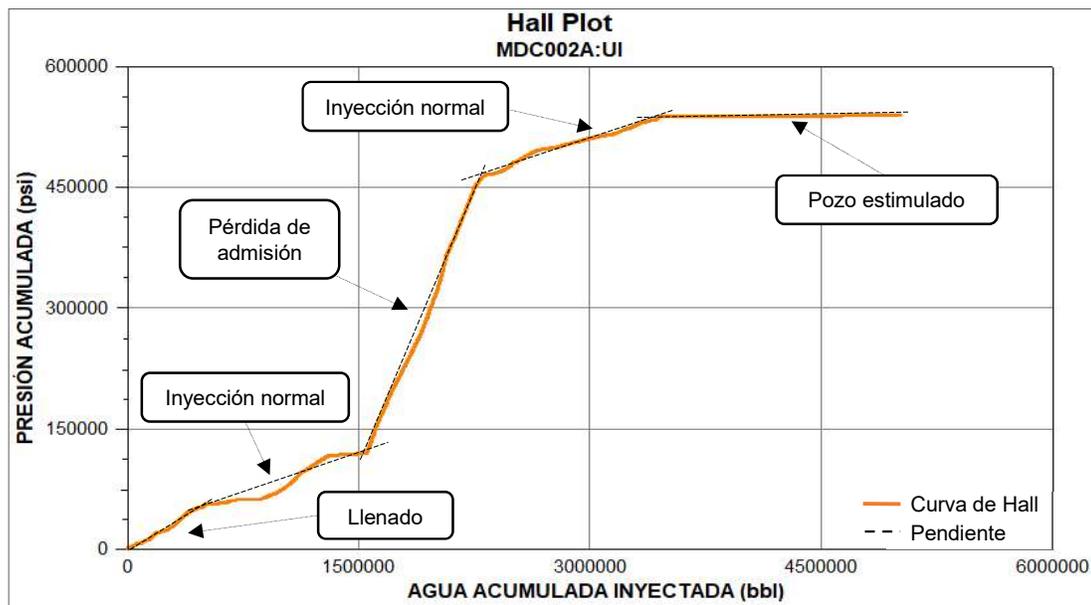
Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

Del análisis de la figura 2.4 se interpretó que existe una fase inicial de llenado y seguido un cambio normal de la pendiente de la curva, que muestra claramente una inyección de agua normal durante todo el período de inyección.

Al no existir una desviación notable de la curva se descartó cualquier situación de daño positivo o negativo, taponamiento, canalización, talvez debido a que este pozo fue el último incorporado al proceso de inyección de agua en el campo tras realizarse el Re-entry al pozo MDC-12 para seguir manteniendo la inyección de agua a los reservorios U inferior y T inferior.

2.1.7.2 Análisis de la inyección del pozo MDC-2 arenisca U inferior

El pozo MDC-2 inició siendo productor de petróleo de los reservorios U inferior, T inferior y Hollín superior, fue reconvertido a inyector en diciembre del año 2011 con el fin de mantener las presiones en las areniscas U inferior y T inferior.

FIGURA 2.5 HALL PLOT DEL POZO MDC-2 ARENISCA U INFERIOR

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Del análisis de la figura 2.5 se interpretó que existe una fase inicial de llenado y seguido un cambio de pendiente de la curva que indica una inyección con admisión normal, inicialmente la inyección se mantuvo con altas tasas y bajas presiones de inyección, es decir la arenisca admitió evidentemente el agua inyectada. Seguido el gran incremento de la pendiente de la curva, indica una tendencia de daño positivo (pérdida de admisión o taponamiento) debido a la pobre calidad del agua, llegando a un período donde no se inyecta mayores volúmenes, pero se incrementa la presión de inyección. Después la disminución de la pendiente indica nuevamente una recuperación de la inyección normal, pero finalmente se observa una pendiente de la curva muy baja que indica una zona estimulada con buena capacidad de admisión, misma que se verificó con la disminución y valores nulos de presiones de inyección registradas en superficie durante 2017 y hasta marzo del 2018 en la cabeza del pozo.

A abril del 2018 se ha realizado 12 reacondicionamientos al pozo MDC-2, dos después de haberse convertido a pozo inyector (reacondicionamiento N°11 y N°12). El reacondicionamiento N°11 (27/10/2016 al 05/11/2016) fue con la finalidad de reparar la comunicación tubing casing, para lo cual se bajó una nueva completación para continuar la inyección de agua a los reservorios U inferior y T inferior, después

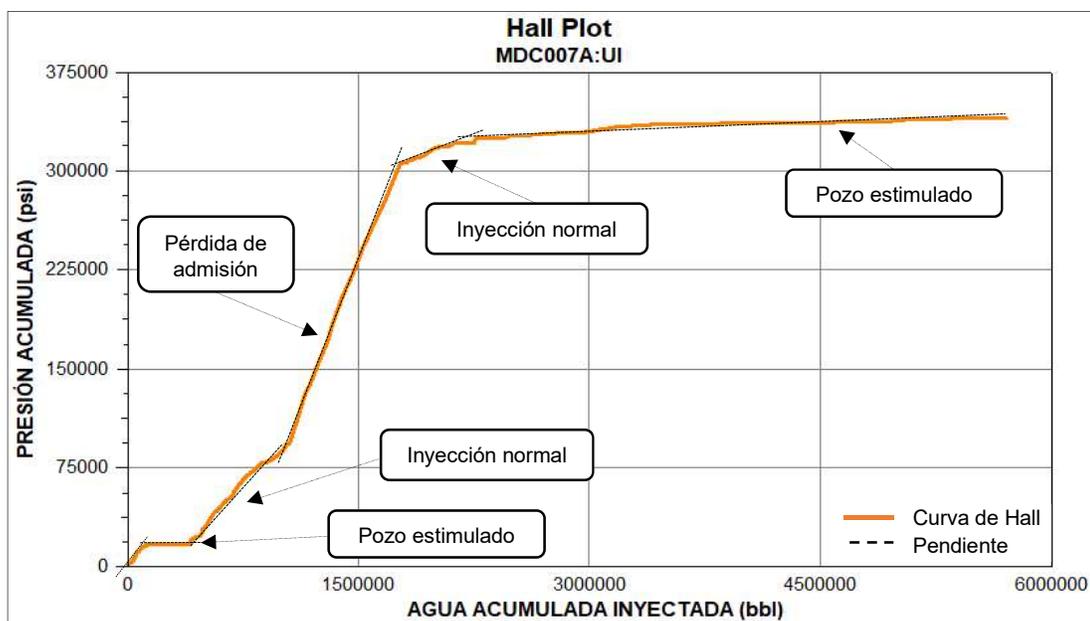
de este reacondicionamiento y de acuerdo al historial de inyección es desde donde se mantiene la mayoría de las presiones de inyección en cabeza igual a cero, mismas que fueron confirmados por los propios ingenieros de la empresa ENAP SIPEC.

Además, se concluye que el agua ingresada a la arenisca U inferior durante los últimos años es debido a la presión diferencial generada por el peso de la columna de agua desde la cabeza del pozo hasta la cara de la arenisca U Inferior (4123 psi). En abril del 2018 se dejó de inyectar para poner en revisión el pozo y tiempo después se realizó el reacondicionamiento N°12 (22/05/2018 al 27/05/2018) debido nuevamente a un problema de comunicación tubing casing (corrosión y huecos en diferentes tubos), para lo cual se recuperó la completación existente y se bajó una nueva completación para continuar con la inyección en ambas arenas.

Además, se descartó cualquier tipo de fracturamiento durante todo el período de inyección, ya que la presión de inyección máxima alcanzada en la cabeza del pozo fue igual a 1825 psi (presión dinámica de fondo igual a 5948 psi), siendo este último valor inferior a la presión de fracturamiento de la arenisca U inferior (7959 psi).

2.1.7.3 Análisis de la inyección del pozo MDC-7 arenisca U inferior

FIGURA 2.6 HALL PLOT DEL POZO MDC-7 ARENISCA U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

El pozo MDC-7 inició siendo productor de petróleo de los reservorios U inferior, T inferior y Hollín superior, fue reconvertido a inyector en diciembre del año 2012 con el fin de mantener las presiones en las areniscas U inferior y T inferior.

Del análisis de la figura 2.6 se interpretó que existe una fase inicial rápida de llenado, seguido de una abrupta disminución de la pendiente de la curva que indica una zona estimulada, apreciándose el incremento del agua acumulada inyectada y más no el incremento de presión de inyección.

A continuación, el corto incremento de la pendiente de la curva indica una admisión normal, pero después un mayor incremento de la pendiente muestra una tendencia de daño positivo (pérdida de admisión o taponamiento) debido también a la pobre calidad del agua, por lo que se incrementa la presión de inyección. Luego se apreció nuevamente una pendiente de la curva que indica la recuperación de una inyección normal, y finalmente se observa una pendiente de la curva muy baja que indica una zona estimulada con buena capacidad de admisión, el cual se ha corroborado con la disminución y valores nulos de presiones de inyección registrados en los últimos años hasta abril del 2018 en la superficie.

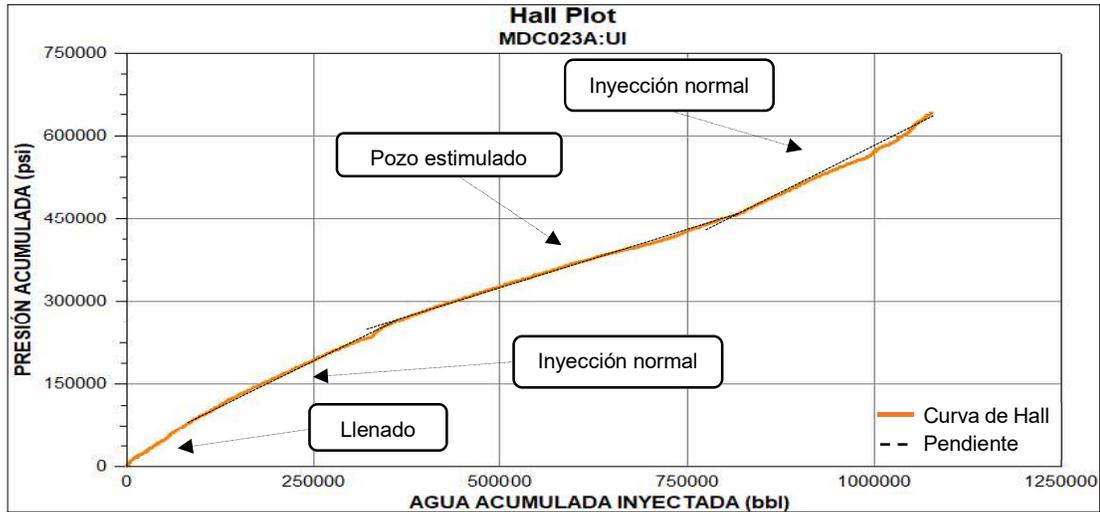
A abril del 2018 se ha realizado 10 reacondicionamientos al pozo MDC-7, pero solo un único reacondicionamiento (reacondicionamiento #10 del 7/11/2016 al 16/12/2016) después de haberse convertido a pozo inyector, donde se recuperó la completación dual paralela de inyección, se corrió un BHA de limpieza dentro del pozo y se bajó una nueva completación para continuar la inyección de agua en los reservorios U inferior y T inferior. Después del reacondicionamiento y de acuerdo al historial de inyección es desde donde se visualiza la mayoría de las presiones de inyección en cabeza igual a cero y el agua que ingresa a la arenisca U inferior durante los últimos años se da también debido a la presión diferencial generada por el peso de la columna de agua desde la cabeza del pozo hasta la cara de la arenisca (4120 psi).

También se descartó cualquier tipo de fracturamiento durante todo el período de inyección, ya que la presión de inyección máxima alcanzada en la cabeza del pozo fue igual a 1600 psi (presión dinámica de fondo igual a 5720 psi), siendo este último valor inferior a la presión de fracturamiento de la U inferior (7959 psi).

2.1.7.4 Análisis de la inyección del pozo MDC-23WIW (cerrado) arenisca U inferior

Este fue perforado en enero del 2012 como pozo inyector de agua a las areniscas U inferior y T inferior.

FIGURA 2.7 HALL PLOT DEL POZO MDC-23WIW ARENISCA U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Del análisis de la figura 2.7 se interpretó que existe una fase inicial de llenado, seguido de un pequeño cambio de pendiente que indica una inyección con admisión normal. Después se observó una disminución de la pendiente de la curva que indica una zona estimulada, en este caso presencia de una canalización que luego se corroboró con el incremento del corte de agua en el pozo MDC-9. Finalmente, hasta la suspensión de la inyección de agua en este pozo, se observó nuevamente una recuperación de la pendiente con tendencia a una inyección normal.

2.1.8 COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA U INFERIOR A PARTIR DE LAS CURVAS DE CHAN

Se realizó las curvas de Chan utilizando los datos de la RAP, la RAP' y el tiempo acumulado de producción de los pozos productores de la arenisca U inferior en el software OFM, con la finalidad de analizar el avance del agua de formación.

En el Anexo 6 se pueden observar las Curvas de Chan para cada uno de los pozos que se encuentran produciendo de la arenisca U inferior hasta abril del 2018. Para el análisis de cada Curva de Chan se consideraron las figuras 1.22 a la 1.26 y los

resultados de las tendencias para este tipo de curvas descritas en la sección 1.4.3 del capítulo 1. En la tabla 2.6 se muestran los resultados del análisis para cada pozo productor de la arenisca U Inferior.

TABLA 2.6
RESULTADOS DEL ANÁLISIS DE LAS CURVAS DE CHAN DE LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA U INFERIOR

Zona de influencia	POZO	ESTADO
NORTE	MDC-10	El pozo produce con un avance normal del agua, se observa mayor influencia del pozo inyector MDC-12RE.
	MDC-11	El pozo produce con un avance normal de agua. Se tiene un empuje lateral eficiente.
	MDC-14	El pozo produce con un avance normal de agua y se tiene un arribo tardío de agua proveniente del acuífero.
SUR	MDC-6	El pozo produce con un avance normal de agua.
	MDC-25	El pozo produce en condiciones normales.
	MDC-29	El pozo produce en condiciones normales, presenta bajo corte de agua (BSW=1%).
ESTE	MDC-9	El pozo tiene producción de agua proveniente de las cercanías del pozo, arribo temprano del frente de invasión desde el MDC-23WIW.
	MDC-15	El pozo produce con un avance normal de agua.
	MDC-17	El pozo produce con un avance normal de agua.
	MDC-20	El pozo produce con un avance normal del agua, se observa influencia cercana del acuífero.
	MDC-22	El pozo produce con un desplazamiento normal y un alto corte de agua (BSW=93%).
OESTE	MDC-26	Se tiene pocos datos para su análisis, pero se deduce que producirá con un desplazamiento normal. BSW=1,23%.
	MDC-27	El pozo produce en condiciones normales, presenta muy bajo corte de agua (aproximadamente BSW=0,3%).
	MDC-30	Se tiene pocos datos para su análisis, pero se podría deducir que producirá con un desplazamiento normal. BSW=0,24%.
Zona sin influencia de la inyección de agua	MDC-3	El pozo produce con un avance normal de agua. Se tiene un empuje lateral eficiente.
	MDC-31	Se tiene muy pocos datos para realizar su análisis. Cabe mencionar que presenta muy bajo corte de agua (BSW=0,16%).

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Se identifica 2 zonas de avance del agua en la U inferior, al NORTE del campo se presenta un avance normal influenciado por un acuífero lateral muy eficiente y de alto recobro proveniente del noreste, mientras que hacia el CENTRO SUR de la estructura se observa un avance del agua proveniente de un acuífero desde el este, cuyo arribo a los pozos productores es más tardío debido a que también existe la influencia de la inyección de agua.

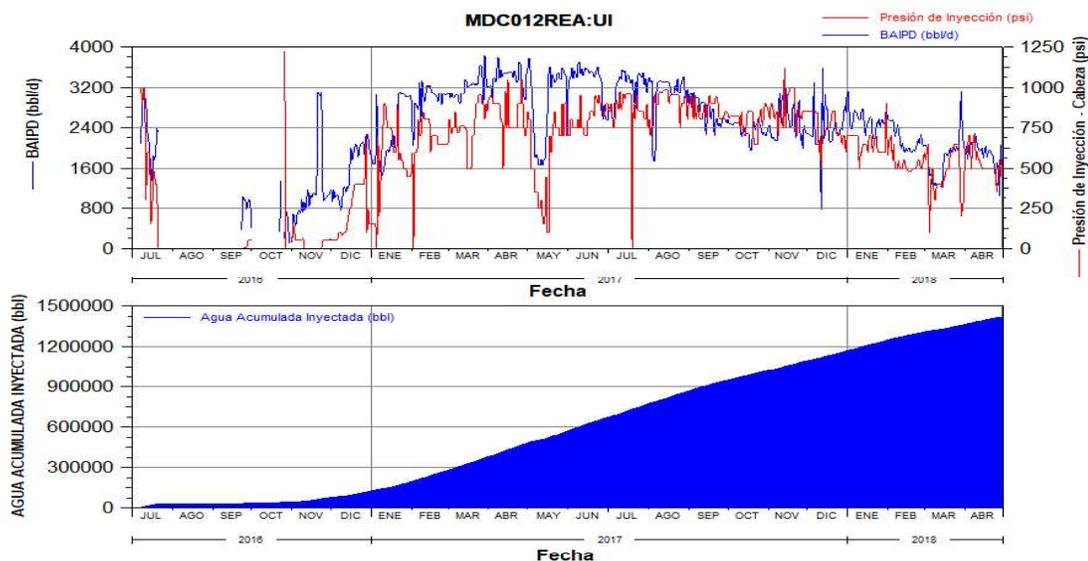
2.1.9 GRÁFICAS DE INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN PARA LOS POZOS DE LA ARENISCA U INFERIOR

Para el análisis de la influencia de los pozos inyectoros sobre los pozos productores, se realizó e interpretó las gráficas de inyección y producción de los pozos de la arenisca U inferior en el software OFM. Se tomó como referencia la descripción de la tabla 2.4. Las gráficas del comportamiento productivo para todos los pozos productores de la arenisca U inferior se encuentran en el Anexo 7.

2.1.9.1 Zona de Influencia del pozo inyector MDC-12RE. Zona Norte - U inferior.

En la figura 2.8 se muestra el histórico de la tasa de inyección de agua, la presión de inyección y el agua acumulada inyectada en el pozo MDC-12RE para la arenisca U Inferior. La inyección en este pozo inició el 8 de julio del 2016.

FIGURA 2.8 HISTORIAL DE INYECCIÓN DEL POZO MDC-12RE U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

A abril del 2018 se inyecta a un promedio de 1895 BAIPD y una presión en cabeza del pozo igual a 542 psi. En este pozo más el pozo original (MDC-12) se han inyectado 6,42 MMBIs de agua a la arenisca U inferior, que corresponde al 35,31% del volumen total inyectado en este reservorio.

Los pozos productores que se encuentran influenciados por la inyección del pozo MDC-12RE son: MDC-1, MDC-10, MDC-11 y MDC-14, referencia la tabla 2.4.

POZO MDC-1

Es el pozo más cercano (789 m) al pozo MDC-12RE y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7. En julio de 2015 el pozo dejó de producir de la arenisca T inferior y pasó a la arenisca U inferior. Hasta el cierre del pozo en octubre del 2017, este pozo recuperó un acumulado aproximado de 157 MBN de petróleo, 1,36 MMBN de agua y su producción fue de 65 BPPD y 1382 BAPD, con un corte de agua del 96% y una presión intake de 2019 psi ($P_{wf} = 2074$ psi).

Las medidas en superficie de la salinidad del agua producida para el pozo fueron entre 60000 a 12000 ppm NaCl, por lo que se evidenció la producción de agua de inyección y de alguna zona con salinidades más bajas que el agua inyectada. Actualmente está cerrado y bajo estudio para determinar oportunidades de mejora.

POZO MDC-10

Ubicado a 1562 m de distancia del MDC-12RE y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 1,04 MMBN de petróleo y 1,40 MMBN de agua. Se tiene una producción de 64 BPPD, 468 BAPD, un corte de agua del 88% y la presión intake es de 1584 psi ($P_{wf} = 1633$ psi). La tasa de petróleo tiende a declinar y la presión intake tiende a mantenerse estable. La salinidad medida en superficie ha disminuido desde mediados del 2011 y a abril del 2018 es de 38775 ppm NaCl, lo cual indica que parte de los fluidos producidos corresponden al agua de inyección.

POZO MDC 11ST

Ubicado a 1176 m de distancia del MDC-12RE y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 3,24 MMBN de petróleo y 3,40 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 309 BPPD, 1237 BAPD, un corte de agua del 80% y la presión intake es de 648 psi ($P_{wf} = 775$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad medida en superficie es de 51550 ppm NaCl, es decir que el agua de inyección ya se produce en este pozo.

POZO MDC-14

Ubicado a 1753 m de distancia del MDC-12RE y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7. Dada su ubicación a nivel de reservorio recibe también la influencia del pozo inyector MDC-7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 1,11 MMBN de petróleo y 1,76 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 94 BPPD, 752 BAPD, un corte de agua del 89% y la presión intake es de 1253 psi ($P_{wf}=1354$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad promedia medida en superficie es de 85246 ppm NaCl, lo que indica que el agua producida en este pozo corresponde íntegramente a la proveniente del acuífero y que el agua de inyección aún no ha llegado a este pozo.

La tabla 2.7 muestra un resumen de los resultados del análisis de la influencia del pozo inyector MDC-12RE sobre los pozos productores en la zona norte.

TABLA 2.7
RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ZONA NORTE INFLUENCIADA POR EL POZO INYECTOR MDC-12RE U INFERIOR

POZO PRODUCTOR	Fecha	Estado Actual	BPPD	BAPD	BFPD	%BSW	P_{wf} (psi)	SALINIDAD (ppm NaCl)
MDC-1	Oct-17	Cerrado	65	1382	1447	96	2074	12540
MDC-10	Abr-18	En producción	64	468	532	88	1633	38775
MDC-11ST	Abr-18	En producción	309	1237	1546	80	775	51550
MDC-14	Abr-18	En producción	94	752	846	89	1354	85246

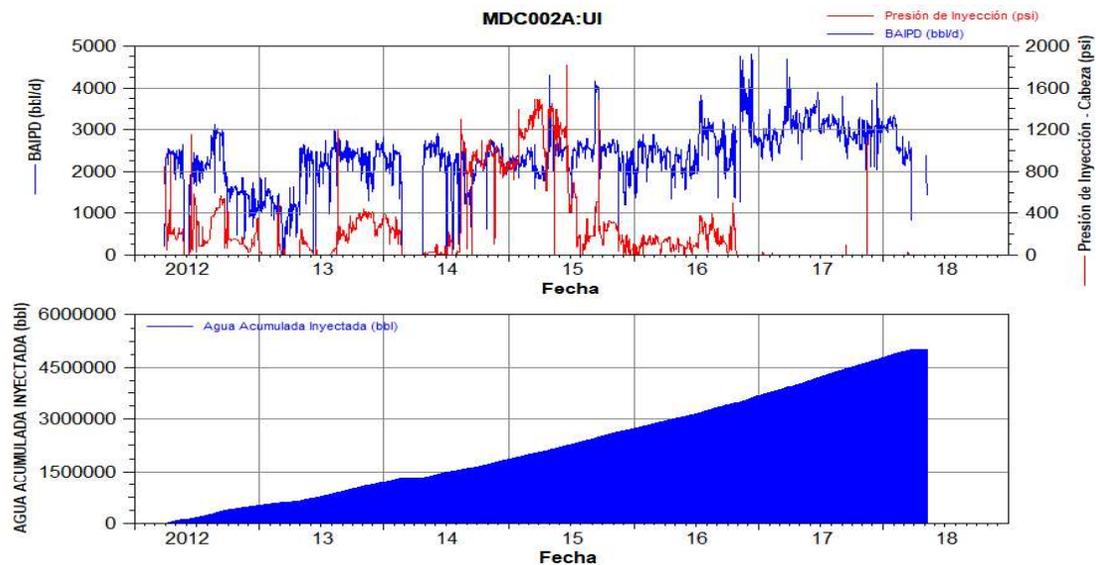
Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.9.2 Zona de Influencia del pozo inyector MDC-2. Zona Sur - U inferior.

En la figura 2.9 se muestra el historial de inyección del pozo MDC-2 para la arenisca U Inferior. La inyección de agua en este pozo inició el 30 de marzo del 2012.

Hasta marzo del 2018 la inyección se mantuvo entre 2200 y 2500 BAIPD, y la presión de inyección en la cabeza del pozo fue igual a cero debido a que existe una zona estimulada alrededor del pozo y el agua inyectada ingresa por la presión diferencial del peso de la columna de agua. Se volvió a inyectar en mayo del 2018.

FIGURA 2.9 HISTORIAL DE INYECCIÓN DEL POZO MDC-2 U INFERIOR

Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

A abril del 2018 en este pozo se ha inyectado 5 MMBIs de agua a la arenisca U inferior, que corresponde al 27,51% del volumen total inyectado en este reservorio. Los pozos productores que se encuentran dentro de la zona de influencia del pozo inyector MDC-2 son: MDC-6, MDC-25 y MDC-29, referencia la tabla 2.4.

POZO MDC-6

Ubicado a 1158 m de distancia del MDC-2 y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 4,42 MMBN de petróleo y 3,95 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 576 BPPD, 2005 BAPD, un corte de agua del 78% y la presión intake es de 706 psi ($P_{wf} = 889$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad medida en superficie es de 68200 ppm NaCl y de acuerdo a mediciones anteriores el agua de inyección estaría llegando a este pozo.

POZO MDC-25

Ubicado a 944 m de distancia del MDC-2 y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7. Este pozo se perforó entre enero y febrero del 2017.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 169 MBN de petróleo y 94,5 MBN de agua. El pozo tiene una producción de 239 BPPD, 540 BAPD, un corte de agua del 69% y la presión intake es de 248 psi ($P_{wf} = 375$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a declinar gradualmente. La salinidad medida en superficie es de 60225 ppm NaCl, valor que anteriormente ha tendido a disminuir, por lo que se creería que el agua de inyección estaría iniciando a producirse en este pozo.

POZO MDC-29

Ubicado a 1028 m de distancia del MDC-2 y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7. Este pozo se perforó entre junio y julio del 2017.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 500 MBN de petróleo y 1,55 MBN de agua. El pozo tiene una producción de 1846 BPPD, 19 BAPD, un corte de agua del 1,02% y la presión intake es de 1243 psi ($P_{wf} = 1308$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad lograda medir en mayo del 2018 igual a 74250 ppm NaCl, indica que el agua inyectada no ha llegado aún a este pozo y la muy baja producción de agua correspondería íntegramente a la proveniente del acuífero.

La tabla 2.8 muestra un resumen de los resultados del análisis de la influencia del pozo inyector MDC-2 sobre los pozos productores en la zona sur.

TABLA 2.8
RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ZONA SUR INFLUENCIADA POR EL POZO INYECTOR MDC-2 U INFERIOR

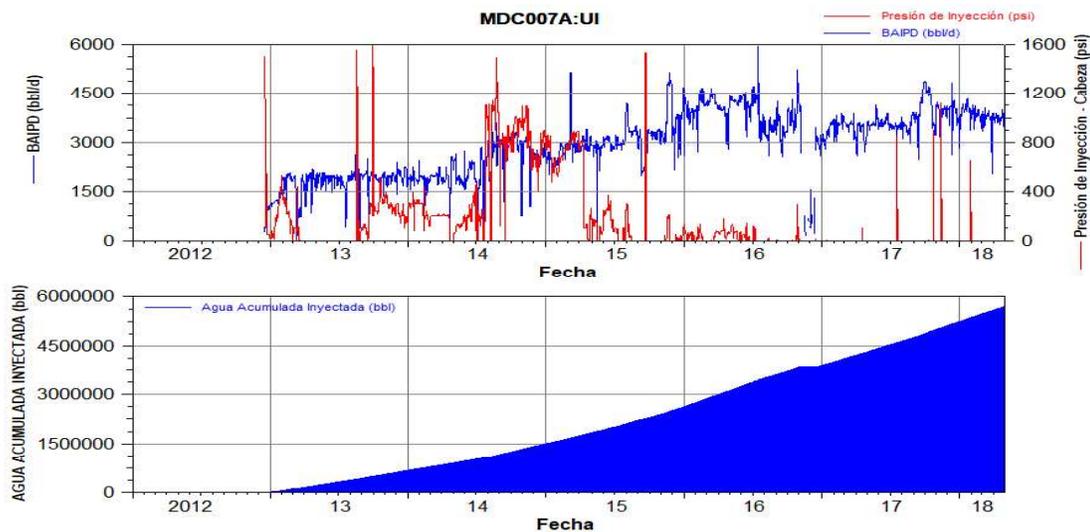
POZO PRODUCTOR	Fecha	Estado Actual	BPPD	BAPD	BFPD	%BSW	P_{wf} (psi)	SALINIDAD (ppm NaCl)
MDC-6	Abr-18	En producción	576	2005	2581	78	889	68200
MDC-25	Abr-18	En producción	239	540	779	69	375	60225
MDC-29	Abr-18	En producción	1846	19	1865	1,02	1308	74250

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.9.3 Zona de Influencia del pozo inyector MDC-7. Zona Centro - U inferior.

En la figura 2.10 se muestra el historial de inyección del pozo MDC-7 para la U Inferior. La inyección de agua en este pozo inició el 18 de diciembre del 2012.

FIGURA 2.10 HISTORIAL DE INYECCIÓN DEL POZO MDC-7 U INFERIOR

Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

A abril de 2018 se inyecta a un promedio de 3732 BAIPD y una presión de inyección en la cabeza del pozo igual a cero, debido a que existe una zona estimulada alrededor del pozo y el agua inyectada ingresa por la presión diferencial generada por el peso de la columna de agua. En este pozo se ha inyectado 5,68 MMBIs de agua a la arenisca U inferior, que corresponde al 31,26% del volumen total inyectado en este reservorio.

Los pozos productores que se encuentran dentro de la zona de influencia directa del pozo inyector MDC-7 son: MDC-9, MDC-14, MDC-15, MDC-17, MDC-20 y MDC-22, referencia la tabla 2.4.

POZO MDC-9

Ubicado a 994 m de distancia del MDC-7, también recibía influencia del pozo inyector MDC-23WIW y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

De acuerdo al análisis de su comportamiento productivo se pudo determinar que la influencia del pozo inyector MDC-23WIW hacia este pozo no era completamente beneficiosa, ya que a pesar de incrementarse la presión intake y mantenerse el aporte de fluidos, el corte de agua se incrementó rápidamente del 3% al 33% de mayo a octubre del 2013 ocasionando gran pérdida de producción de petróleo, por

lo que se decidió suspender la inyección de agua en el MDC-23WIW en octubre del mismo año y aumentarla en el inyector MDC-7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 4,69 MMBN de petróleo y 897 MBN de agua. El pozo tiene una producción de 609 BPPD, 922 BAPD, un corte de agua del 60%, la presión intake es de 633 psi ($P_{wf} = 705$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad medida en superficie es de 56100 ppm NaCl, es decir que el agua de inyección ya se está produciendo en este pozo.

POZO MDC-15H

Ubicado a 619 m de distancia del MDC-7 y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 2,23 MMBN de petróleo y 1,53 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 125 BPPD, 771 BAPD, un corte de agua del 86% y la presión intake es de 998 psi ($P_{wf} = 1298$ psi). La tasa de petróleo tiende a declinar y la presión intake tiende a mantenerse estable. La salinidad medida en superficie es de 53075 ppm NaCl, lo cual indica que parte de los fluidos producidos corresponden al agua de inyección.

POZO MDC-17H

Ubicado a 1176 m de distancia del MDC-7 y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 615 MBN de petróleo y 679 MBN de agua. El pozo tiene una producción de 293 BPPD, 434 BAPD, un corte de agua del 60% y la presión intake es de 428 psi ($P_{wf} = 531$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad medida en superficie es de 61050 ppm NaCl, valor ha disminuido desde 2017 y por ende parte de la producción de agua corresponde al agua inyectada.

POZO MDC-20

Ubicado a 1193 m (más lejano) de distancia del MDC-7 y sus gráficas de producción están en el Anexo 7. También recibía influencia del pozo inyector MCD-23WIW.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 2,76 MMBN de petróleo y 2,03 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 897 BPPD, 1780 BAPD, un corte de agua del 66% y la presión intake es de 917 psi ($P_{wf} = 963$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad medida en superficie es de 49500 ppm NaCl, es decir que el agua producida corresponde en gran parte al agua de inyección.

POZO MDC-22

Es el pozo más cercano al MDC-7, ubicado a 616 m de distancia y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este aproximadamente 470 MBN de petróleo y 1,55 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 48 BPPD, 626 BAPD, un corte de agua del 93% y la presión intake es de 1075 psi ($P_{wf} = 1339$ psi). La tasa de petróleo está bajo el límite económico (50 BPPD) por lo que debería ser cerrado. La presión intake se ha mantenido estable. La salinidad medida en superficie es de 53900 ppm NaCl, lo cual afirma que el agua de inyección ya se produce en este pozo y la alta producción de agua se debe a que el barrido del agua inyectada ya inundó todo el alrededor de este pozo.

La tabla 2.9 muestra un resumen de los resultados del análisis de la influencia del pozo inyector MDC-7 sobre los pozos productores en la zona centro.

**TABLA 2.9
RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES DE LA ZONA CENTRO INFLUENCIADA POR EL POZO INYECTOR MDC-7 U INFERIOR**

POZO PRODUCTOR	Fecha	Estado Actual	BPPD	BAPD	BFPD	%BSW	P_{wf} (psi)	SALINIDAD (ppm NaCl)
MDC-9	Abr-18	En Producción	609	922	1531	60	705	56100
MDC-15H	Abr-18	En producción	125	771	896	86	1298	53075
MDC-17H	Abr-18	En producción	293	434	727	60	531	61050
MDC-20	Abr-18	En producción	897	1780	2677	66	963	49500
MDC-22	Abr-18	En producción	48	626	674	93	1339	53900

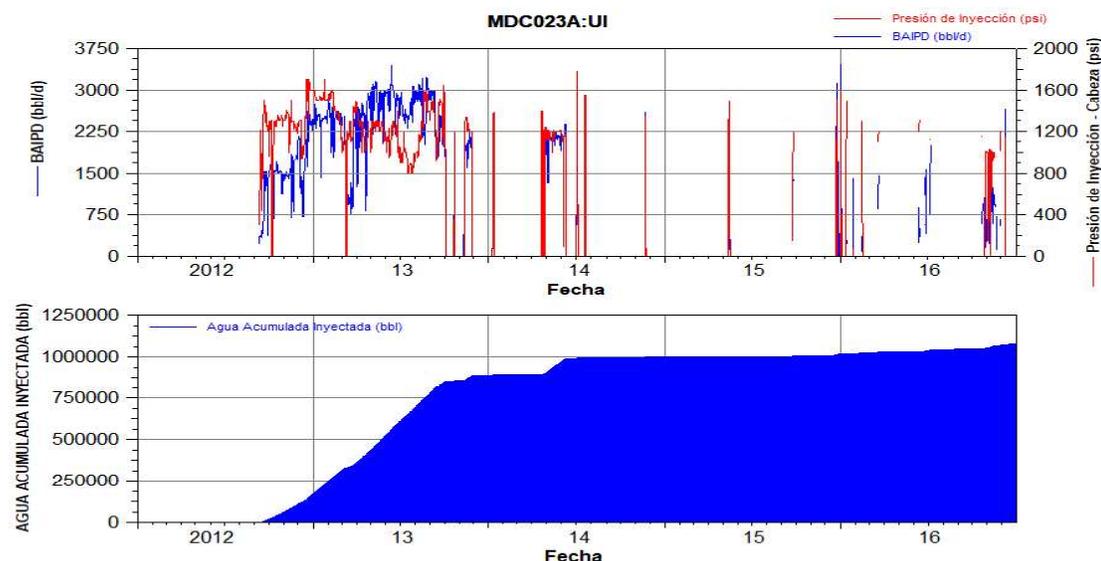
Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.9.4 Zona de Influencia del pozo inyector MDC-23WIW. Zona Oeste - U inferior.

En la figura 2.11 se muestra el historial de inyección del pozo MDC-23WIW para la arenisca U Inferior. La inyección en este pozo inició el 10 de septiembre del 2012.

FIGURA 2.11 HISTORIAL DE INYECCIÓN DEL POZO MDC-23WIW U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

Se suspendió la inyección en julio del 2014 por evitar incrementos abruptos en el corte de agua vistos en el pozo cercano MDC-9. Después la inyección se realizó eventualmente y con el objetivo específico de ayudar a mantener la presión en esta zona, se dejó de inyectar definitivamente en diciembre del 2016.

Al cierre del pozo en diciembre del 2016 se inyectó 1,07 MMBIs de agua a la arenisca U Inferior, que corresponde al 5,92% del volumen total inyectado en este reservorio. Los pozos productores influenciados por el pozo inyector MDC-23WIW durante su tiempo de inyección fueron: MDC-6, MDC-9 y MDC-20, referencia la tabla 2.4, cuyos comportamientos productivos ya fueron analizados anteriormente.

A continuación, se procede a realizar el análisis de los pozos puestos en producción durante el 2017 en la zona oeste como son: MDC-26, MDC-27 y MDC-30.

POZO MDC-26

Este pozo fue perforado en noviembre del 2017 e inició su producción en diciembre del mismo año, sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 55848 BN de petróleo y 885 BN de agua. El pozo tiene una producción de 397 BPPD, 5 BAPD, un corte de agua del 1,24% y la presión intake es de 358 psi ($P_{wf} = 421$ psi). La tasa de petróleo tiende a mantenerse estable y la presión intake tiende a declinar paulatinamente. La salinidad medida en superficie es de 44826 ppm NaCl y siempre se han mantenido en valores bajos, lo cual indica una posible zona de afectación provocada por la inyección de agua cuando el pozo MDC-23WIW estaba activo.

POZO MDC-27

Este pozo fue perforado entre marzo - abril del 2017 e inició su producción en mayo del mismo año, sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 157665 BN de petróleo y 1040 BN de agua. El pozo tiene una producción de 549 BPPD, 2 BAPD, un corte de agua del 0,36% y la presión intake es de 521 psi ($P_{wf} = 604$ psi). La tasa de petróleo tiende a mantenerse estable y la presión intake tiende a declinar gradualmente. La salinidad no ha sido posible ser medida por el bajo volumen de agua producida por lo que no se puede dar una conclusión acertada de ello.

POZO MDC-30

Este pozo fue perforado entre septiembre - octubre del 2017 y produce con una completación dual concéntrica para U inferior y T inferior, sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 42003 BN de petróleo y 933 BN de agua. El pozo tiene una producción de 270 BPPD, 1 BAPD, un corte de agua del 0,37% y la presión intake es de 304 psi ($P_{wf} = 354$ psi). La tasa de petróleo se mantiene estable. La presión intake tiene valores muy bajos, pero se mantiene estable. La salinidad medida es de aproximadamente 25300 ppm NaCl, lo cual indica una posible zona de afectación provocada por la inyección de agua en el período donde se usó el agua de Hollín inferior (MDC-16).

La tabla 2.10 muestra un resumen del comportamiento productivo de los pozos nuevos productores en la zona oeste.

**TABLA 2.10
RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES DE LA
ZONA OESTE ARENISCA U INFERIOR**

POZO PRODUCTOR	Fecha	Estado Actual	BPPD	BAPD	BFPD	%BSW	Pwf (psi)	SALINIDAD (ppm NaCl)
MDC-26	Abr-18	En producción	397	5	402	1,24	421	44826
MDC-27	Abr-18	En producción	549	2	551	0,36	604	-----
MDC-30	Abr-18	En producción	270	1	271	0,37	354	25300

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.10 POZOS PRODUCTORES DE LA ARENISCA U INFERIOR SIN INFLUENCIA DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Los pozos MDC-3, MDC-24 y MDC-31 también son productores de la arenisca U inferior en el campo MDC, pero se encuentran fuera de las zonas de influencia de los pozos inyectoros activos, debido a la compartimentalización del campo revisado en el capítulo 1 y como se observa en el Anexo 1.

La información y las gráficas del comportamiento productivo de estos pozos también fueron analizados con la finalidad de conocer su estado actual.

POZO MDC-3

Este pozo fue uno de los pozos perforados en 1999 por Petroproducción y sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 3,53 MMBN de petróleo y 1,72 MMBN de agua. El pozo tiene una producción de 385 BPPD, 442 BAPD, un corte de agua del 53% y la presión intake es de 453 psi (Pwf = 520 psi). La tasa de petróleo ha tendido a declinar en los últimos años y la presión intake ha disminuido y a la fecha se mantiene estable. La salinidad medida es de 80575 ppm NaCl y siempre se ha mantenido en valores altos, lo cual indica que el agua producida es íntegramente del yacimiento.

POZO MDC-24

Sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7. Producía de la U superior, luego se cambió a producir de la U inferior. Mantuvo una producción de petróleo

considerable hasta que disminuyó a 48 BPPD, con una producción de agua de 7 BAPD y un corte de agua del 13%, por lo que se cerró en febrero del 2018.

Hasta febrero del 2018 se recuperó de este pozo aproximadamente 20133 BN de petróleo y 2459 BN de agua. La presión intake fue de 319 psi ($P_{wf} = 349$ psi). La salinidad medida fue de 69300 ppm NaCl y siempre se mantuvo en valores altos, lo cual indica que el agua producida fue íntegramente del yacimiento.

POZO MDC-31

Este pozo fue perforado entre noviembre - diciembre del 2017 e inició su producción en enero del 2018, sus gráficas de producción se encuentran en el Anexo 7.

A abril del 2018 se han recuperado de este pozo aproximadamente 61439 BN de petróleo y 2469 BN de agua. El pozo tiene una producción de 608 BPPD, 1 BAPD, un corte de agua del 0,16% y la presión intake es de 508 psi ($P_{wf} = 542$ psi). Tanto la tasa de petróleo y la presión intake tienden a mantenerse estables. La salinidad es de 54120 ppm NaCl, lo cual indica que exista posiblemente el aporte de una zona con salinidades bajas, tomando en cuenta que está cerca al campo Sacha.

La tabla 2.11 muestra un resumen del comportamiento productivo de los pozos productores del compartimento ÁREA NORTE del campo MDC.

**TABLA 2.11
RESUMEN DE RESULTADOS PARA LOS POZOS PRODUCTORES DEL
COMPARTIMENTO ÁREA NORTE ARENISCA U INFERIOR**

POZO PRODUCTOR	Fecha	Estado Actual	BPPD	BAPD	BFPD	%BSW	P_{wf} (psi)	SALINIDAD (ppm NaCl)
MDC-3	Abr-18	En producción	385	442	827	53	520	80575
MDC-24	Feb-18	En producción	48	7	55	12,72	349	69300
MDC-31	Abr-18	En producción	608	1	609	0,16	542	54120

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.11 INCREMENTO DE RECUPERACIÓN DE RESERVAS, CAMBIO DEL FACTOR DE RECOBRO Y AUMENTO DE LA PRODUCCIÓN

Para realizar la estimación de las reservas remanentes y predicción de la tasa de producción de petróleo a futuro del reservorio U inferior se empleó el software OFM,

considerando dos casos: caso base (sin la implementación de la inyección de agua) y caso inversión (con la implementación de la inyección de agua).

2.1.11.1 Estimación de reservas remanentes y predicción de la producción mediante curvas de declinación

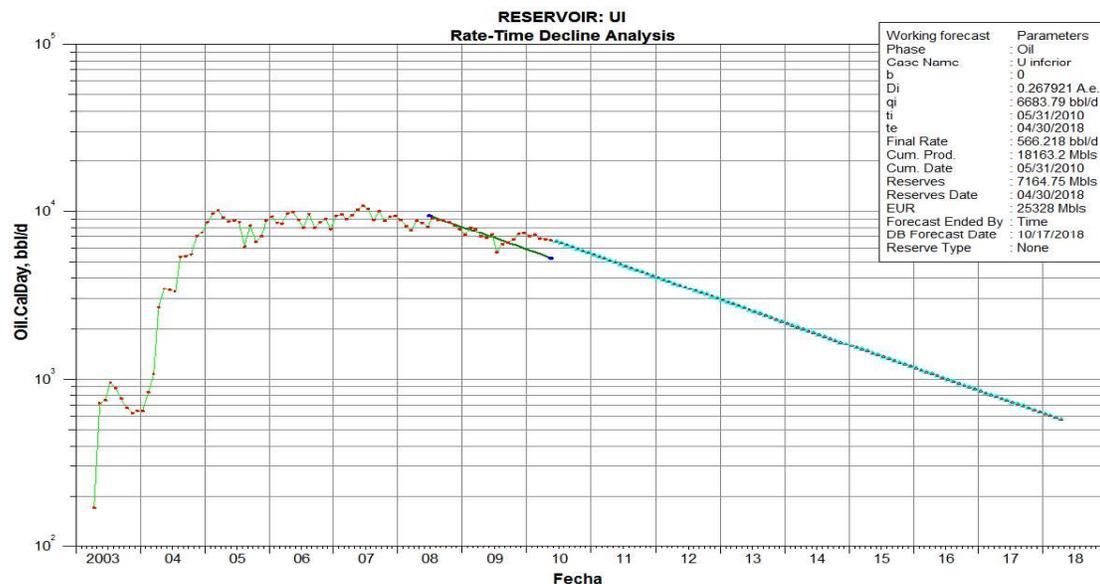
2.1.11.1.1 Caso Base

En este caso se consideró la declinación natural que venía presentando la arenisca U inferior hasta mayo del 2010 sin haber implementado la inyección de agua.

De acuerdo a las figuras 2.12 y 2.13 se observa una marcada tendencia declinatoria de la U inferior desde mediados del 2008 hasta finales del 2009 (declinación exponencial); por tal motivo se ha considerado la declinación de ese período para el cálculo de las reservas remanentes y la predicción de la producción.

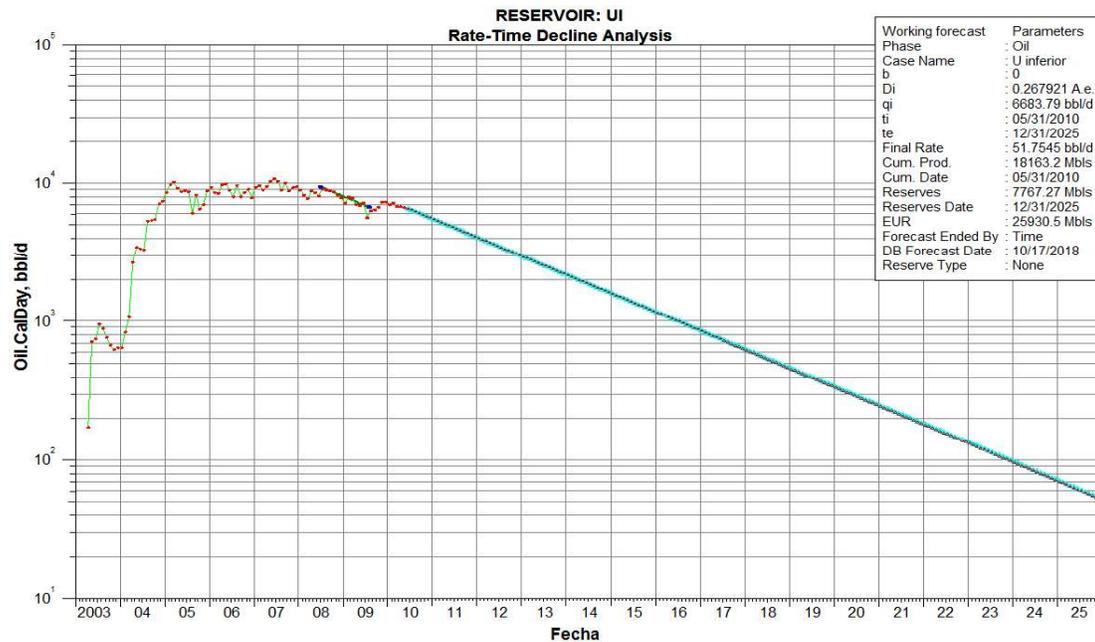
En la tabla 2.12 se muestra la predicción de la producción para el case base.

FIGURA 2.12 CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR, CASO BASE HASTA ABRIL DEL 2018



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 2.13 CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR, CASO BASE HASTA DICIEMBRE DEL 2025



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

TABLA 2.12
PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA ARENISCA U INFERIOR, CASO BASE

U INFERIOR	
Di	0,267921
q_i (BPPD)	6683,79
FECHA	PRODUCCIÓN (BPPD)
31/12/2010	5567,59
31/12/2011	4076,79
31/12/2012	2982,62
31/12/2013	2183,98
31/12/2014	1599,19
31/12/2015	1170,98
31/12/2016	856,71
31/12/2017	627,31
30/04/2018	566,22
31/12/2018	459,34
31/12/2019	336,34
31/12/2020	246,07
31/12/2021	180,18
31/12/2022	131,94
31/12/2023	96,61
31/12/2024	70,68
31/12/2025	51,75

Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

2.1.11.1.2 Caso Inversión

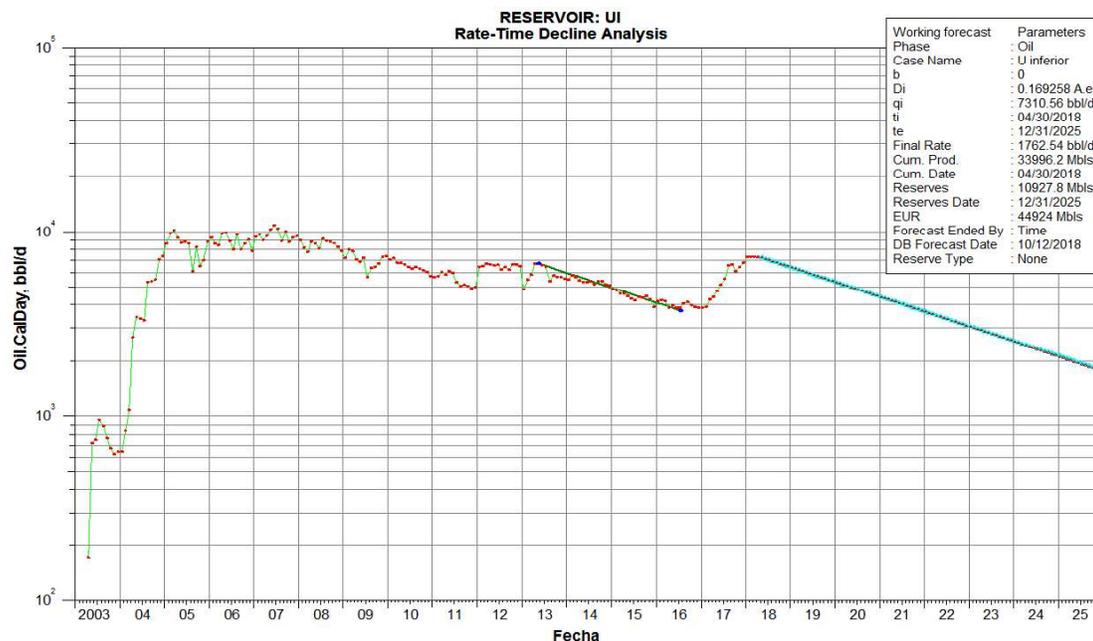
En este caso se consideró la recuperación secundaria por inyección de agua implementada desde mayo del 2010. La inyección lleva más de 8 años y continúa.

De acuerdo a la figura 2.14 se observa una marcada tendencia declinatoria del reservorio U inferior desde mediados del 2013 hasta finales del 2016 (declinación exponencial); por tal motivo se ha considerado la declinación de ese período para el cálculo de las reservas remanentes y la predicción de la producción.

El incremento de la producción de petróleo que se observa durante el 2017 es debido a la puesta en producción de los pozos nuevos de la última campaña de perforación que se realizó durante el mismo año, los cuales producen con tasas de petróleo considerables y muy baja producción de agua, principalmente gracias al aporte del pozo MDC-29.

En la tabla 2.13 se muestra la predicción de la producción para el case inversión.

FIGURA 2.14 CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE LA ARENISCA U INFERIOR, CASO INVERSIÓN HASTA DICIEMBRE DEL 2025



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 2.13
PREDICCIÓN DE LA PRODUCCIÓN PARA LA ARENISCA U INFERIOR, CASO
INVERSIÓN**

U INFERIOR	
Di	0,169258
q_i (BPPD)	7310,56
FECHA	PRODUCCIÓN (BPPD)
31/12/2018	6455,51
31/12/2019	5363,55
31/12/2020	4454,03
31/12/2021	3700,62
31/12/2022	3074,65
31/12/2023	2554,56
31/12/2024	2121,37
31/12/2025	1762,54

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

A continuación, en las tablas 2.14, 2.15, 2.16 y 2.17 se resumen y comparan los resultados obtenidos de las curvas de declinación de producción para ambos casos.

Por lo tanto, de acuerdo a los resultados de las tablas 2.14 y 2.15, se restó las reservas probadas del caso inversión con las del caso base y se determinó que el incremento de las reservas por inyección de agua en la arenisca U inferior a abril del 2018 fue de **8 668 211 BN**, mientras que el incremento del factor de recobro a la misma fecha fue de **4,4%**.

De igual manera comparando los resultados de las tablas 2.16 y 2.17, se determinó que el incremento de las reservas por inyección de agua para diciembre del 2025 sería de **18 993 522 BN**, mientras que el incremento del factor de recobro a la misma fecha sería de **9,64%**, ambos resultados obtenidos también a partir del inicio de la inyección en mayo del 2010.

En la figura 2.15 se puede observar gráficamente los resultados de la proyección de la producción de petróleo para ambos casos, y la diferencia en sus curvas si se hubiese mantenido la declinación natural de sus pozos en mayo del 2010 (caso base), con respecto a la inyección de agua y perforación de pozos a partir de mayo del 2010 (caso inversión). Por lo tanto, se aprecia notablemente en la producción de petróleo y en el incremental de las reservas, lo beneficioso que ha resultado la inyección de agua en la arenisca U inferior.

2.1.11.1.3 Incremento de Reservas y Factor de Recobro

- RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO AL 2018

TABLA 2.14
RESERVAS CASO BASE AL 2018 ARENISCA U INFERIOR

Arenisca	POES (BN)	Producción Acumulada al 31/05/2010 (BN)	Reservas Probadas o EUR al 30/04/2018 (BN)	Reservas Remanentes al 30/04/2018 (BN)	Factor de Recobro al 30/04/2018 (%)
U inferior	197 105 085	18 163 234	25 327 981	7 164 747	12,85

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

TABLA 2.15
RESERVAS CASO INVERSIÓN AL 2018 ARENISCA U INFERIOR

Arenisca	POES (BN)	Producción Acumulada al 31/05/2010 (BN)	Reservas Probadas (Acumulado de Petróleo) al 30/04/2018 (BN)	Reservas Remanentes al 30/04/2018 (BN)	Factor de Recobro al 30/04/2018 (%)
U inferior	197 105 085	18 163 234	33 996 192	15 832 958	17,25

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

- RESERVAS Y FACTOR DE RECOBRO AL 2025

TABLA 2.16
RESERVAS CASO BASE AL 2025 ARENISCA U INFERIOR

Arenisca	POES (BN)	Producción Acumulada al 31/05/2010 (BN)	Reservas Probadas o EUR al 31/12/2025 (BN)	Reservas Remanentes al 31/12/2025 (BN)	Factor de Recobro al 31/12/2025 (%)
U Inferior	197 105 085	18 163 234	25 930 508	7 767 274	13,15

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

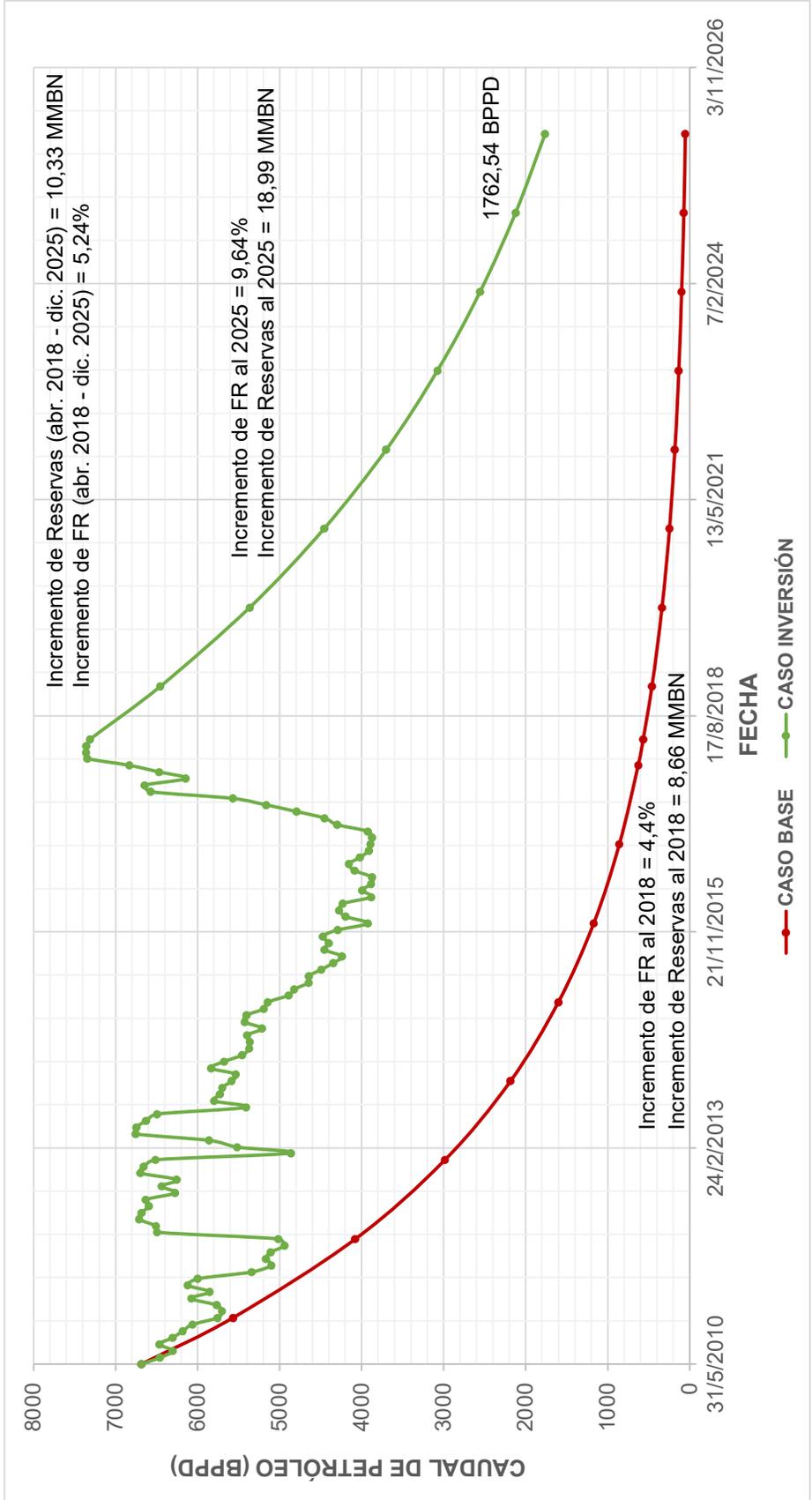
TABLA 2.17
RESERVAS CASO INVERSIÓN AL 2025 ARENISCA U INFERIOR

Arenisca	POES (BN)	Producción Acumulada al 30/04/2018 (BN)	Reservas Probadas o EUR al 31/12/2025 (BN)	Reservas Remanentes al 31/12/2025 (BN)	Factor de Recobro al 31/12/2025 (%)
U Inferior	197 105 085	33 996 192	44 924 030	10 927 838	22,79

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 2.15 PROYECCIÓN DE LA PRODUCCIÓN Y COMPARACIÓN DE CASOS PARA LA ARENISCA U INFERIOR, PERÍODO 2010 – 2025



Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE RESERVORIO Y PREDICCIÓN DE LA INYECCIÓN DE AGUA

3.1 DETERMINACIÓN Y ANÁLISIS DE LA ZONA CANDIDATA

3.1.1 SELECCIÓN DE LA ZONA CANDIDATA

En base a los resultados de la evaluación actual del proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arenisca U inferior realizada en el capítulo 2, se procedió a determinar la zona más idónea para implementar la ampliación de la inyección de agua.

ÁREA NORTE

En esta área del campo MDC no se evidenció el efecto la inyección de agua por las razones descritas en el capítulo 1 y 2. La producción de petróleo se mantiene estable para el pozo MDC-31, declina paulatinamente para el MDC-3 y declinó mucho para el MDC-24 (cerrado). Las presiones dinámicas de fondo fluyente (convertidas a partir de las presiones intake) se mantienen estables durante los últimos años para todos los pozos productores, recalcando que para el MDC-3 se tenía anteriormente una gran disminución. Todos los pozos presentan salinidades propias de la arenisca U inferior y de zonas con baja salinidad, pero que no corresponden al agua de inyección del ÁREA CENTRO SUR.

Por lo tanto, debido a que en esta área se encuentra solamente dos pozos produciendo a abril del 2018 y presentan buenas condiciones de producción, el ÁREA NORTE queda descartada.

ÁREA CENTRO SUR

- **Zona Norte**

De acuerdo a la medida de las salinidades en superficie en los pozos MDC-1, MDC-10 y MDC-11 se está produciendo agua inyectada, excepto en el MDC-14. Las

presiones dinámicas de fondo fluente para todos los pozos de la zona se mantienen estables y con los valores más altos con respecto a las demás zonas. La producción de petróleo se mantiene estable para los pozos MDC-11 y MDC-14, excepto para el MDC-10 el cual ha alcanzado el límite económico. Los cortes de agua de todos los pozos dentro de esta zona presentan valores altos y se mantienen estables. El VRR = 0,7 en esta zona ha sido eficiente para mantener estable la producción de petróleo.

Por lo tanto, considerando que el pozo inyector MDC-12RE se encuentra inyectando de manera continua a abril del 2018 y la mayoría de los pozos productores en esta zona presentan buenas condiciones de producción, a excepción del MDC-10 que debería ser suspendido para determinar oportunidades de mejora, la zona norte queda descartada.

- **Zona Sur**

Tanto la producción de petróleo y las presiones dinámicas de fondo fluente en los pozos productores MDC-6 y MDC-29 se mantienen estables, mientras que en el pozo MDC-25 se ha presentado una disminución de ambos parámetros. Los cortes de agua han aumentado en los pozos MD-6 y MDC-25, y sus salinidades medidas en superficie indican que el agua de inyección se encuentra arribando. El bajo corte de agua en el pozo MDC-29 y de acuerdo a la salinidad medida, se determina que el agua producida correspondería íntegramente a la proveniente del acuífero. El VRR = 0,6 ha ayudado a mantener estable la producción de petróleo en esta zona.

Por lo tanto, considerando que el pozo inyector MDC-2 inyectó de manera continua hasta marzo del 2018 y luego continuó desde mayo del 2018, y también que la mayoría de los pozos productores en esta zona presentan buenas condiciones de producción, a excepción del MDC-25 que debería tomarse en consideración para evitar una mayor declinación en su producción de petróleo, la zona sur queda descartada.

- **Zona Centro**

La producción de petróleo es estable en los pozos más alejados MDC-9, MDC-17 y MDC-20, mientras que la misma ha declinado gradualmente en el MDC-15 y en el MDC-22 se ha alcanzado el límite económico por la alta producción de agua. Las

presiones dinámicas de fondo fluyente son altas en los pozos cercanos MDC-15 y MDC-22, mientras que en los pozos más alejados presentan valores menores, pero con tendencias estables. Las salinidades medidas en superficie para todos los pozos de esta zona indican que el agua inyectada ya se está produciendo en cada uno de ellos. El $VRR=0,6$ en esta zona ha ayudado a mantener estable la producción de petróleo en los últimos años.

Por lo tanto, considerando que el pozo inyector MDC-7 se encuentra inyectando de manera continua a abril del 2018 y la mayoría de los pozos productores en esta zona presentan buenas condiciones de producción, a excepciones del MDC-15 que debería tomarse en consideración para evitar una mayor declinación en su producción de petróleo y el MDC-22 que debería ser suspendido para determinar oportunidades de mejora, la zona centro queda descartada

- **Zona Oeste**

El pozo inyector MDC-23WIW suspendió su inyección en julio del 2014, debido al incremento abrupto del corte de agua ocurrido en el pozo MDC-9, que es el pozo productor más cercano al pozo inyector. Se realizó eventualmente la inyección de agua en esta zona después de la suspensión, con el objetivo específico de ayudar a mantener la presión en esta zona, siendo finalmente suspendida la inyección en diciembre del 2016.

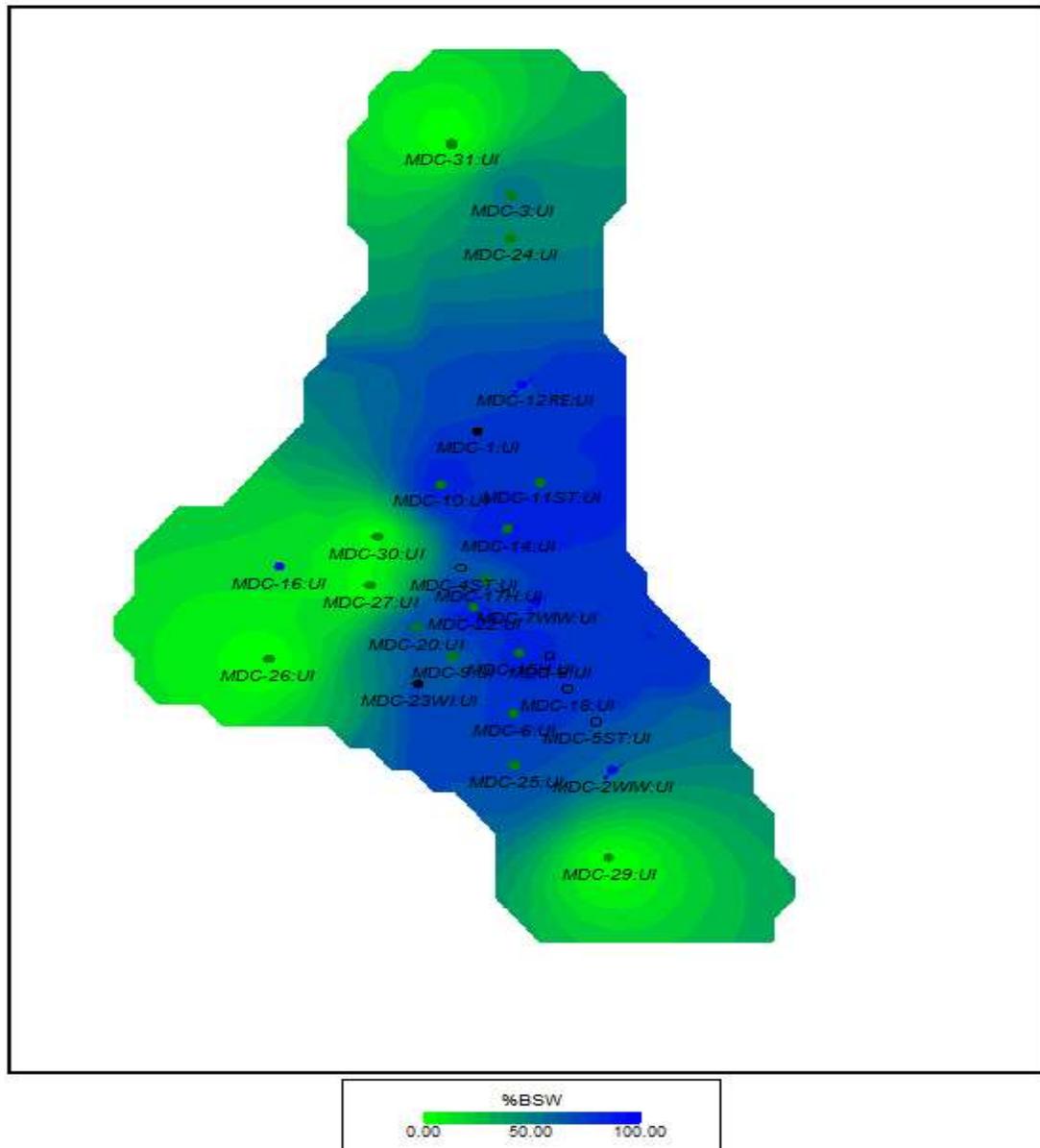
Los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30, perforados y puestos en producción durante 2017 en esta zona, presentaron una producción de petróleo estable, pero las presiones dinámicas de fondo fluyente tienden a disminuir y son las más bajas en comparación con las demás zonas, además sus valores están debajo del valor de la presión de burbuja ($P_b = 889$ psi), por lo que se determinó que si se mantienen estas tendencias en las presiones, podría ocurrir la caída de la producción de petróleo y aumentar la producción de gas liberado en los pozos de la zona oeste en los años siguientes.

Además, de acuerdo a los mapas de malla (Grid Map) del corte de agua (ver figura 3.1) y la de salinidades de producción (ver figura 3.2) realizados en el software OFM para la arenisca U inferior, se puede tener una mejor visualización de estos parámetros de manera general.

FIGURA 3.1 MAPA DE %BSW DE LA ARENISCA U INFERIOR CAMPO MDC, ABRIL 2018

Date:30/04/2018

Grid Map

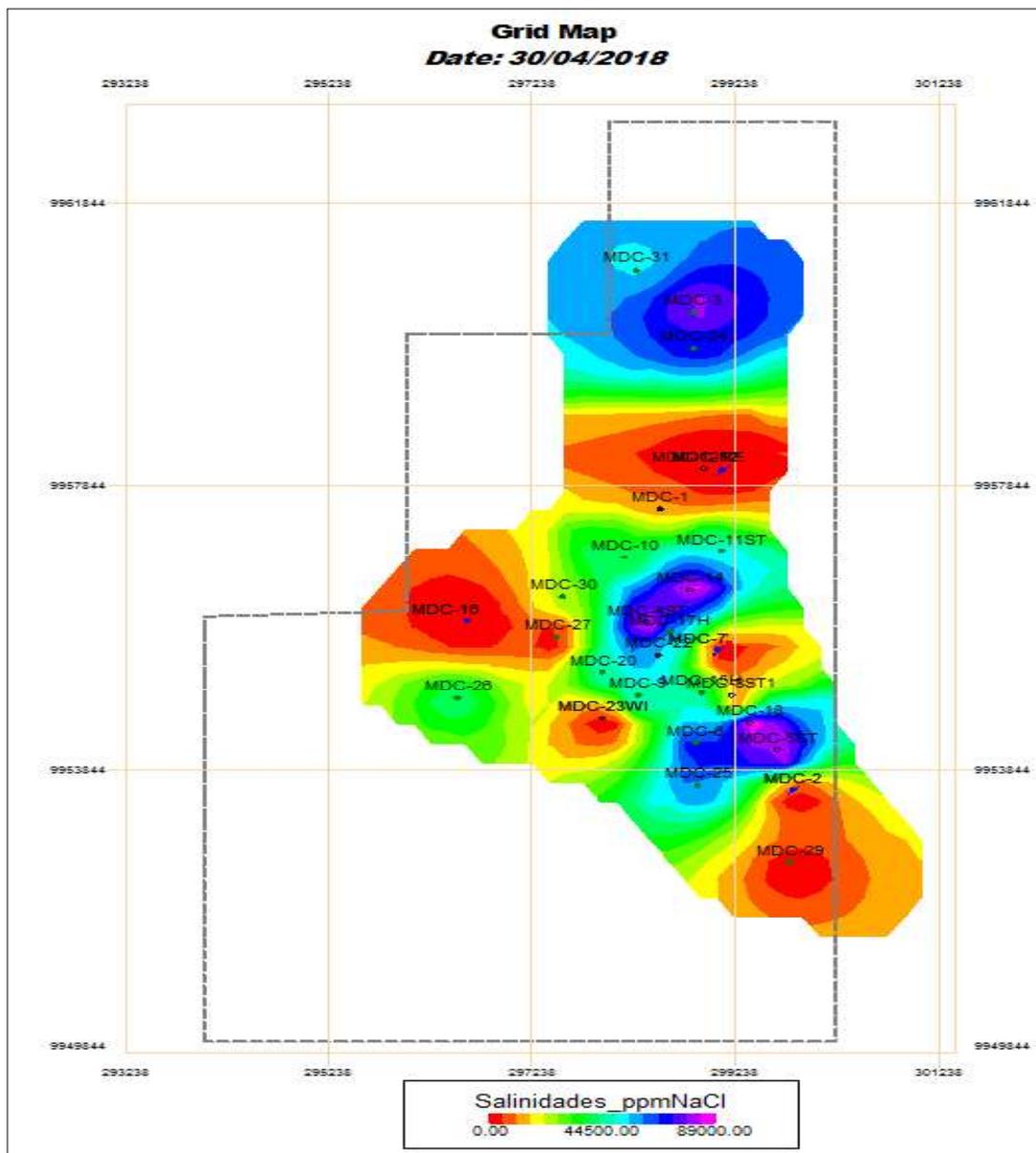


Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

En la figura 3.1 se observa que la zona oeste tiene valores bajos de corte de agua en comparación con el resto de zonas en la U inferior, debido a que los pozos productores en esta zona están produciendo poca agua, a diferencia de las demás zonas que presentan una mayor producción de agua debido al acuífero lateral moderado y al agua de inyección.

FIGURA 3.2 MAPA DE SALINIDADES DE LA ARENISCA U INFERIOR CAMPO MDC, ABRIL 2018



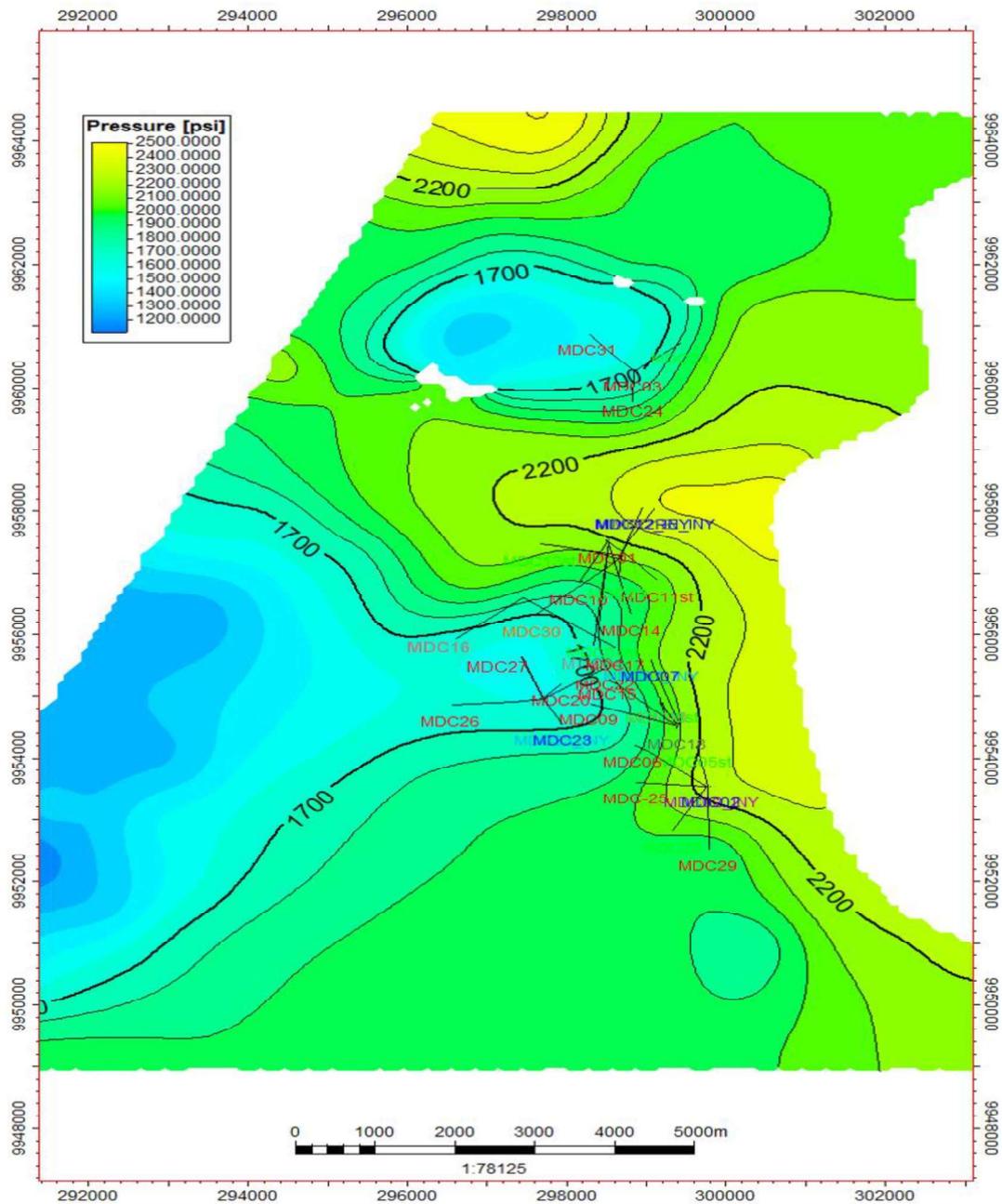
Fuente: OFM - ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

En la figura 3.2 se observa que la zona oeste presenta salinidades menores a la del agua de inyección debido posiblemente a que se tiene zonas afectadas por la inyección cuando el MDC-23WIW estaba inyectando. Además, dada baja producción de agua en la zona oeste se determina que el avance de agua inyectada desde los pozos inyectoros MDC-12RE, MDC-2, MDC-7 y la acción del acuífero lateral desde la parte este (E) no tienen ningún efecto en esta zona. Mientras que

en las zonas norte y centro se presentan salinidades iguales a la del agua de inyección y en la zona sur salinidades cercanas a la del agua de inyección.

En la figura 3.3 se muestra el mapa isobárico de la arenisca U inferior a diciembre del 2017, donde se puede constatar la baja presión del reservorio en la zona oeste.

FIGURA 3.3 MAPA ISOBÁRICO DE LA ARENISCA U INFERIOR CAMPO MDC, DICIEMBRE DEL 2017



Fuente: ENAP SIPEC, 2017

En la figura 3.3 los bajos valores de las presiones de reservorio, muestran un reservorio depletado por el efecto de la producción histórica del campo MDC y posiblemente también por influencia del campo Sacha. La zona oeste bajo estas condiciones de reservorio constituye un yacimiento subsaturado ($P_{yac} > P_b$), es decir, la presión del yacimiento en esta zona es aún mayor a la presión de burbuja, pero muy bajo en comparación al resto de zonas donde se está inyectando agua.

En base a los resultados de la evaluación actual de la inyección de agua en la arenisca U inferior y de acuerdo a lo descrito anteriormente a partir de las gráficas, la zona oeste se considera la más idónea para implementar la ampliación del proyecto de inyección de agua, con la finalidad de mantener o incrementar la presión.

3.2 ANÁLISIS DE LA GEOLOGÍA, PETROFÍSICA Y RESERVORIO DE LA ZONA OESTE

3.2.1 CONTINUIDAD Y ESPESOR DE LA ARENA EN LA ZONA OESTE

Para la ampliación de la inyección de agua a la zona oeste, es necesario conocer la existencia de la continuidad de la arena y acerca del espesor en dicha zona.

Además de los pozos productores MDC-26, MDC-27 y MDC-30, el pozo MDC-16 (cerrado desde el 23 de junio del 2015) también se encuentra ubicado dentro de la zona oeste, por lo que también se analiza dentro del grupo de pozos nombrados anteriormente.

De acuerdo a la información general del campo MDC, la arenisca U inferior presenta un espesor total promedio de 55 ft, un espesor neto promedio de 37 ft y está constituido por canales arenosos apilados verticalmente. Litológicamente la arenisca U inferior está constituida por areniscas de cuarzo de color gris clara friable, sub-angular a sub-redondeada, de grano fino, cemento levemente calcáreo, matriz caolinítica, con intercalaciones de lutita gris oscura predominantemente laminar, ligeramente calcárea. En base a los análisis de las correlaciones estratigráficas realizadas a la arenisca U inferior por la empresa, se tiene que hacia la parte del ÁREA NORTE la curva de gamma ray presenta forma tipo campana, típica de un canal arenoso grano-decreciente, donde en la base se tiene el mejor

desarrollo arenoso y hacia el tope gradan a arenisca finas, limolitas y lutitas negras a grises. Mientras que, hacia el ÁREA CENTRO SUR, la curva de gamma ray presenta forma tipo caja, indicando que los depósitos tienen un mejor desarrollo arenoso.

Cabe señalar que el reservorio U inferior está aislado hacia el tope por más de 150 ft de lutitas y calizas correspondientes a los niveles U superior y Caliza A, y hacia la base por aproximadamente 90 ft de las lutitas de Napo medio, mismas que constituyen sellos impermeables para la arenisca U inferior e impiden que en un proceso de inyección de agua esta se dirija hacia otras formaciones.

De acuerdo al mapa estructural del tope de la U inferior en la figura 1.3 del capítulo 1, en la zona oeste los pozos MDC-16, MDC-26 y MDC-27 tienen cercanos el mismo nivel de profundidad del tope de la arenisca U inferior, mientras que el pozo MDC-30 por estar ubicado al borde del anticlinal tiene una menor profundidad del tope de la U inferior en relación a los demás pozos.

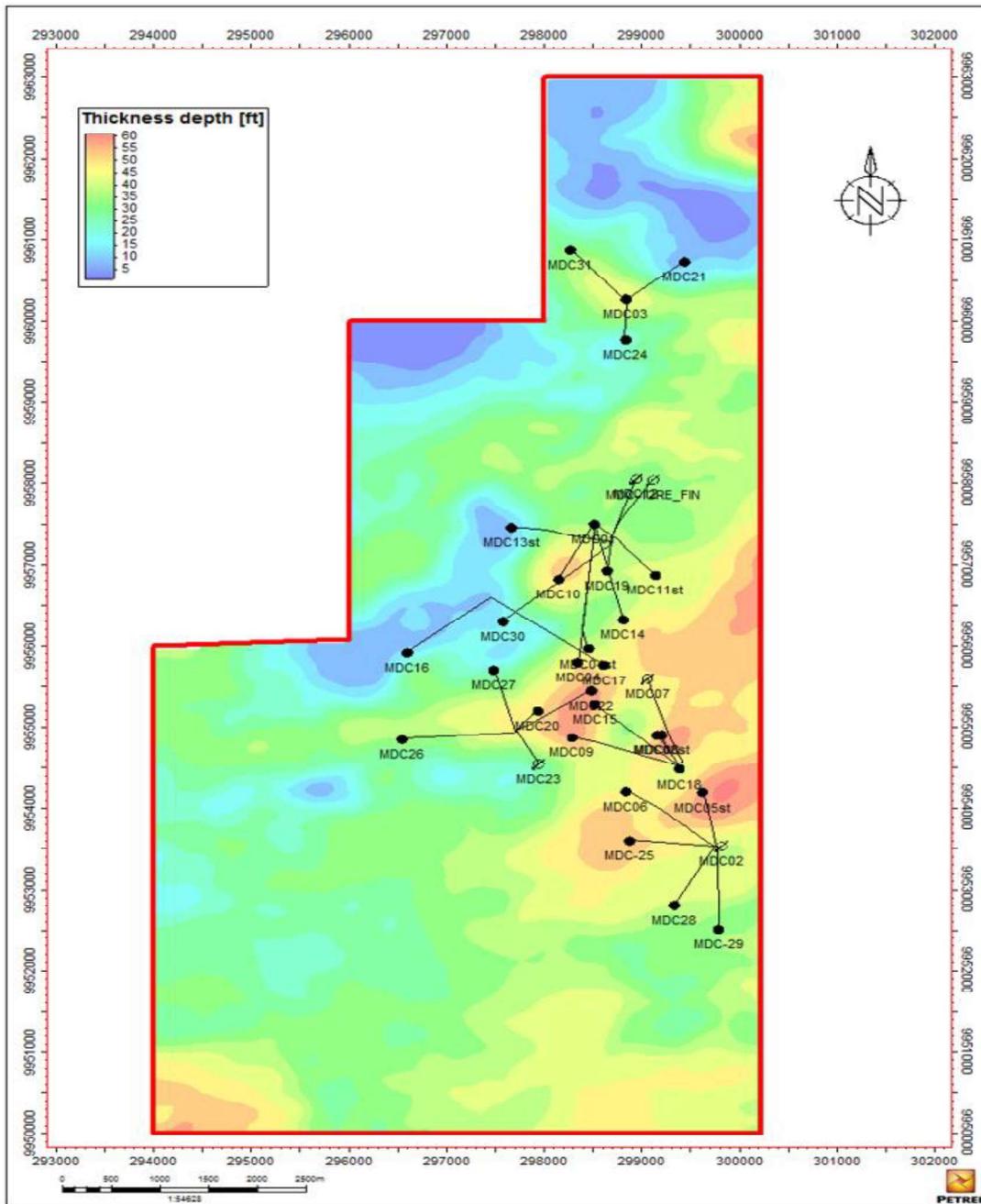
En la figura 3.4 se muestra el mapa de espesores de la arenisca U inferior del campo MDC, donde se observa que el espesor varía entre 10 ft a 60 ft, el mayor espesor está hacia la parte este y sureste de la estructura, es decir en el anticlinal de la estructura. Con respecto a la zona oeste, en la ubicación del pozo MDC-16 se tiene un bajo espesor de la arena, el cual va aumentando significativamente hacia los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30.

Las correlaciones estratigráficas para la zona oeste fueron realizadas en el software Petrel usando los registros eléctricos, topes y bases de la arenisca U inferior que se encontraron cargados para los pozos en el modelo estático - dinámico del campo MDC a diciembre del 2017.

En la figura 3.5 se observa la correlación estratigráfica en sentido NE-SO entre los pozos MDC-13st, MDC-30, MDC-16 y MDC-26. En la dirección noreste se observa una buena continuidad de la arenisca U inferior, la cual aumenta desde el pozo MDC-16 hacia el MDC-30, mientras que luego disminuye hacia el pozo MDC-13st que está más al norte. De igual manera desde el pozo MDC-16 hacia el MDC-26 se observa una buena continuidad de la arena, la cual va incrementando.

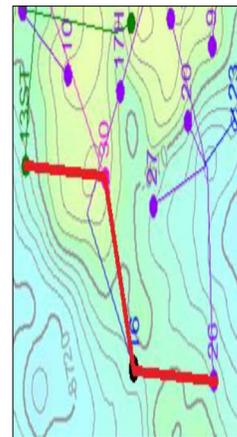
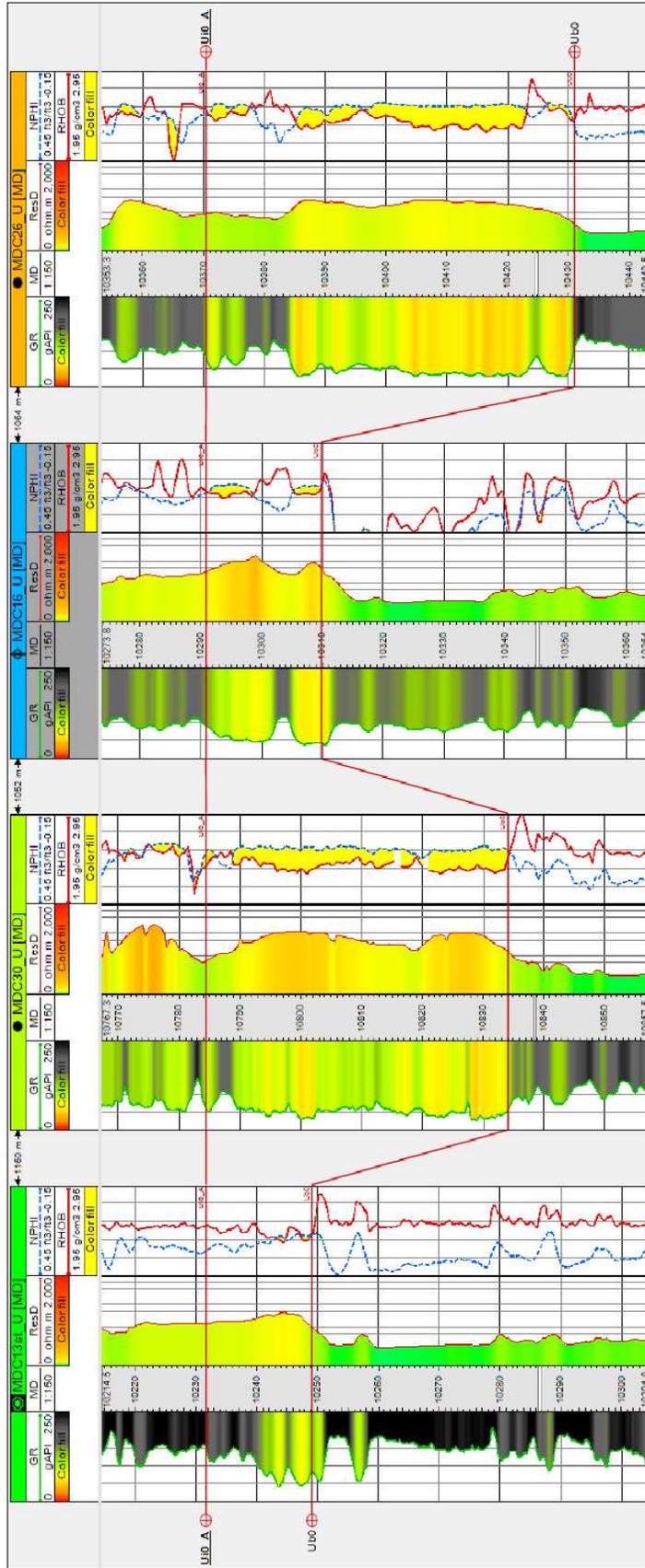
En la figura 3.6 se observa la correlación estratigráfica en sentido O-E entre los pozos MDC-16, MDC-27, MDC-20 y MDC-22. En dirección oeste (O) a este (E) la continuidad de la arenisca U inferior va aumentando y además se observa la tendencia a una zona homogénea hacia la dirección este (E).

FIGURA 3.4 MAPA DE ESPEORES DE LA ARENISCA U INFERIOR DEL CAMPO MDC



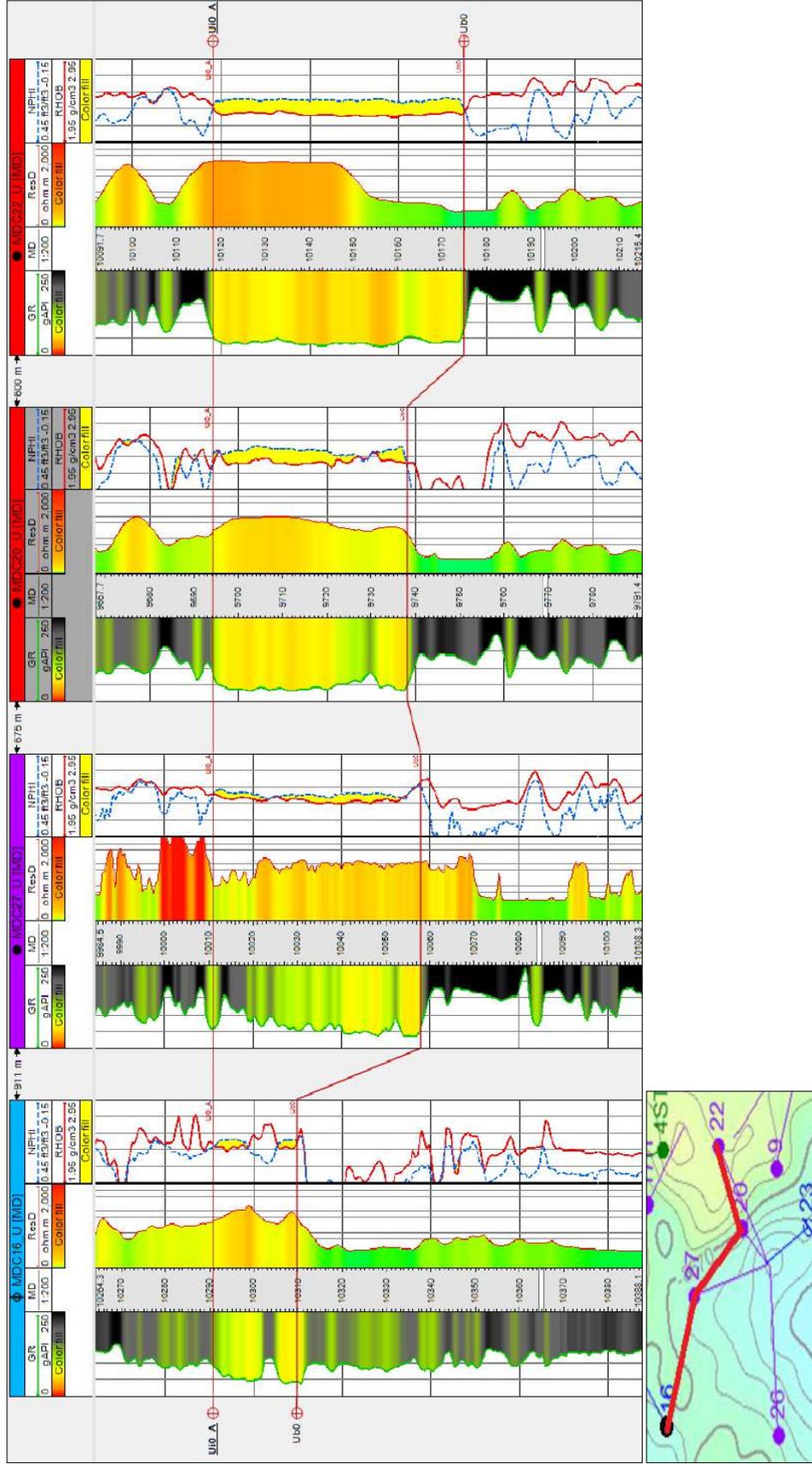
Fuente: ARCH, 2018

FIGURA 3.5 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA SENTIDO NE-SO



Fuente: Modelo Estático Dinámico Campo MDC - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.6 CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA SENTIDO O-E



Fuente: Modelo Estático Dinámico Campo MDC - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

3.2.2 CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS SELECCIONADOS DENTRO DE LA ZONA OESTE

En el Anexo 8 se encuentran los registros eléctricos de los pozos MDC-16, MDC-26, MDC-27 y MDC-30 respectivamente, cuya información fue leída y comparada con las evaluaciones petrofísicas disponibles para estos pozos. Se utilizó el software Petrel para visualizar e interpretar los registros eléctricos cargados en los pozos en el modelo estático - dinámico del campo MDC.

En el Anexo 9, se encuentra un resumen de las propiedades petrofísicas y un resumen de las pruebas de presión para los pozos de la zona oeste.

Para el estudio de las características de los pozos dentro de la zona oeste, se analiza la porosidad, permeabilidad, saturación de agua, espesor saturado de hidrocarburo y el ángulo de buzamiento, los cuales se muestran en la tabla 3.1. Los valores de permeabilidad y efecto pelicular son de las pruebas de presión, mientras que los valores de porosidad, espesor saturado de hidrocarburo y saturación de agua son de las propiedades petrofísicas para esta zona.

**TABLA 3.1
CARACTERÍSTICAS DE LOS POZOS DENTRO DE LA ZONA OESTE,
ARENISCA U INFERIOR**

POZO	K (mD)	Ø (fracción)	Vshl (fracción)	ho (ft)	Swi (fracción)	Ángulo (grados)	S (adim.)
MDC-16	29	0,15	0,178	17,5	0,17	0	0,259
MDC-26	77	0,16	0,12	34	0,22	359,79	-1,98
MDC-27	165	0,14	0,084	41	0,14	0,038	0,42
MDC-30	53,5	0,13	0,208	39	0,15	0,618	2

Fuente: ARCH; 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

Los datos de la tabla 3.1 no presentan una gran variación entre ellos a través de la zona oeste, por lo que existe condiciones favorables para la aplicación de la recuperación secundaria por inyección de agua en esta zona.

3.2.3 ANÁLISIS DE RESERVORIO DE LA ZONA OESTE

Dentro de la zona oeste, los comportamientos productivos de los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30 ya fueron analizados en el capítulo 2, por lo que se necesita ahora conocer información del pozo MDC-16.

Pozo MDC-16

Las pruebas iniciales de producción de los reservorios U inferior, T inferior y Hollín superior del pozo MDC-16 mostraron muy bajo potencial en los tres reservorios, el pozo produjo durante un solo mes y luego fue cerrado. Los resultados de la producción del pozo MDC-16 para cada uno de los reservorios se resumen en la tabla 3.2, y en la figura 3.7 se observa que no existen reservas de petróleo remanentes en la arenisca U inferior que puedan ser recuperadas de este pozo.

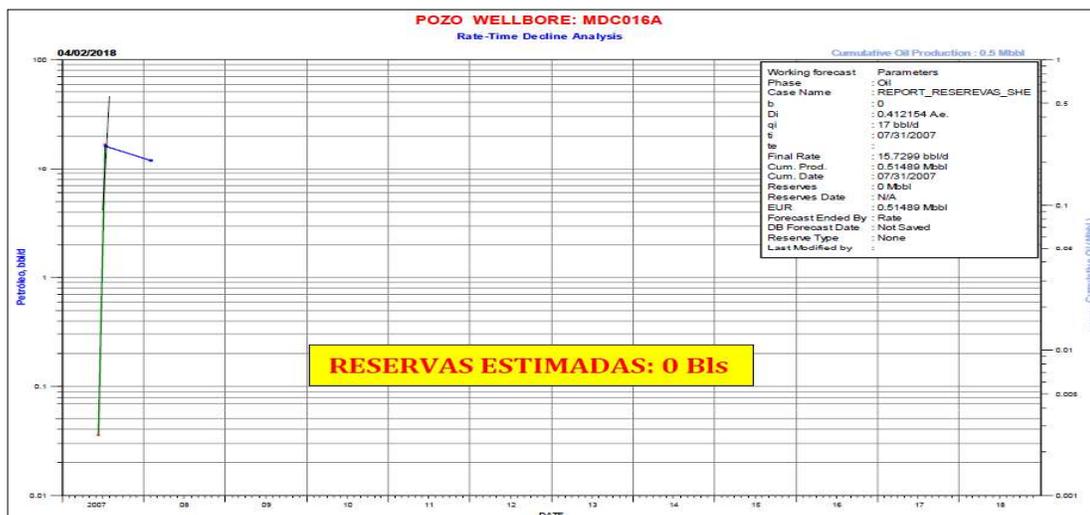
TABLA 3.2
HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL POZO MDC-16

Reservorio	Fecha	Intervalo (ft)	Tasa de cierre	BSW	Petróleo Acumulado
U inferior	31-Jul-2007	10288 – 10301 10303 – 10312	17 BPPD	100%	514,89 BIs
T inferior	30-Jun-2007	10516 – 10520 10532 – 10537 10545 – 10555	0 BPPD	100%	1 BIs
Hollín Sup.	31-May-2007	10701 – 10718	0 BPPD	100%	0 BIs

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.7 CURVA DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN POZO MDC-16 ARENISCA U INFERIOR



Fuente: ARCH, 2018

En diciembre del 2007 se decidió utilizar el pozo como disposal (pozo sumidero) para reinyectar agua de formación proveniente de la central de proceso en MDC, por lo que se profundiza el pozo para llegar al nivel de Hollín inferior (81 ft más debajo de PT-10883 ft), esta reinyección de agua fue hasta marzo del 2011.

En noviembre del 2011 se realizó la conversión del pozo MDC-16 de pozo reinjector a productor de agua de Hollín inferior, debido a la ampliación del proyecto de inyección de agua, esta producción de agua fue hasta junio del 2015.

Durante el 2017 se buscó dar nuevamente uso al pozo MDC-16 por lo que se han realizado: una prueba de producción a la arenisca U inferior desde el 6 de febrero al 21 de marzo del 2017 y cuyos resultados fueron una producción promedio de 250 BFPD y BSW=100%; además también se han realizado dos pruebas de inyectividad a la misma arenisca, el 21 de julio y entre el 15 al 16 de septiembre del 2017. Las pruebas de inyectividad (ver Anexo 10) se las realizó como un programa alterno al reacondicionamiento N°5 y en busca de dar utilidad a este pozo para años siguientes.

En ambas pruebas de inyectividad se pudo comprobar la capacidad de admisión del yacimiento U inferior. En base a los resultados de la última prueba de inyectividad con unidad MTU (Anexo 10) se muestra una buena admisión del yacimiento U inferior, ya que la presión de inyección (cabeza del pozo) requerida para tasas de inyección entre 2000 y 3000 BAIPD estabilizó entre 1800 y 2000 psi. Por lo tanto, un valor promedio igual a 2500 BAIPD podría ser utilizado como caudal de inyección en el pozo MDC-16. La completación actual del pozo MDC-16 se encuentran en el Anexo 10.

Por lo tanto, dada la conveniente ubicación del pozo MDC-16, su historial de producción, la no existencia de reservas remanentes, completación actual diseñada para inyección de agua y sumado a que cuenta con pruebas de inyectividad que confirman la admisión de agua a la arenisca U inferior, es el pozo idóneo para inyectar agua en la zona oeste.

Resultados del análisis de reservorio de la Zona Oeste

Los pozos de producción dentro de la zona oeste producen muy poca agua, es decir con cortes de agua muy bajos, por lo que se determina que el avance de agua inyectada desde los pozos inyectores MDC-12RE, MDC-2, MDC-7 y la acción del acuífero lateral desde la parte este (E) no tienen ningún efecto en esta zona.

La gravedad API tanto para los pozos de la zona oeste y el resto de pozos de producción en la arenisca U inferior están en un promedio de 18°API, además producen con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible.

De acuerdo a las pruebas de presión para los pozos dentro de la zona oeste, se ha determinado que las presiones del reservorio U inferior son 1700, 1804, 1653 y 1704 psi, para los pozos MDC-26, MDC-27, MDC-30 y MDC-16 respectivamente según el Anexo 9, por lo que se tiene un promedio de 1715 psi para la zona oeste, dichas presiones están sobre la presión de burbuja ($P_b = 889$ psi) pero sin embargo son menores a las presiones medidas en otras zonas del campo MDC.

Además de acuerdo a los valores de factor skin (S) determinados para estos pozos, se tiene que los pozos MDC-16, MDC-27 y MDC-30 presentan valores de S positivos, los cuales indican presencia de daño en las zonas cercanas a los pozos, mientras que para el pozo MDC-26 su valor de S negativo indica posiblemente una estimulación en la zona aledaña al pozo.

Las pruebas PVT para la arenisca U inferior que dispone la empresa ENAP SIPEC y que fueron descritas en el capítulo 1, fueron realizadas en el pozo MDC-3 que se encuentra ubicado en el ÁREA NORTE del campo MDC, las mismas describen propiedades de fluido que son más representativas para dicha área y más no para el ÁREA CENTRO SUR debido a la compartimentalización del campo. La empresa ENAP SIPEC trabaja en la zona oeste con propiedades de fluido que han determinado por correlaciones y son las siguientes:

- μ_o = Viscosidad del petróleo = 6,2 (cp).
- μ_w = Viscosidad del agua = 0,34 (cp).
- β_o = Factor volumétrico del petróleo = 1,18 (Bls/BN).
- β_w = Factor volumétrico del agua = 1,027 (Bls/BN).

Además, se pudo verificar que estos valores han sido utilizados como datos para las pruebas de Build Up de los pozos dentro de la zona oeste, es decir, se encuentran en los reportes de restauración de presión. También la empresa señala estos valores dentro de las especificaciones de los pozos de la zona oeste, en los formularios de fijación de tasa de producción que envían al Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables con copia a la ARCH.

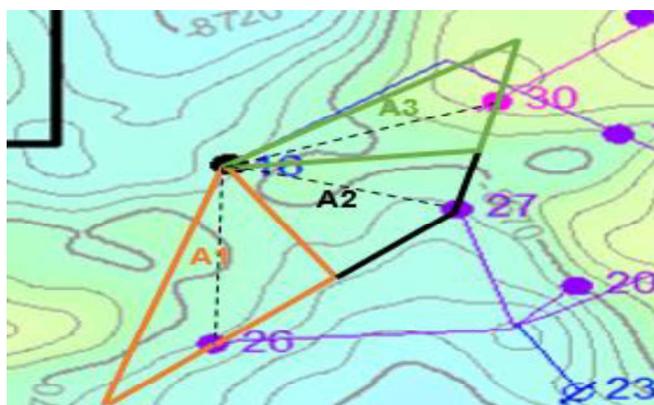
Los pozos MDC-26 y MDC-30 no presentan historial de reacondicionamiento después de sus completaciones iniciales, solamente al pozo MDC-27 se le realizó un reacondicionamiento sin torre entre el 5 y 6 de abril del 2018, que consistió en la limpieza de incrustaciones adheridas en el housing del motor, mediante tratamiento químico con solventes.

3.3 SELECCIÓN Y ÁREA DEL MODELO DE INYECCIÓN

A partir del estudio de continuidad de la arena, características de los pozos y análisis de reservorio dentro de la zona oeste en la arenisca U inferior, se define al pozo MDC-16 como pozo inyector hacia los pozos más cercanos MDC-26, MDC-27 y MDC-30.

Además, debido a la localización del pozo inyector con respecto a los pozos productores, la inyección de agua se debe llevar a cabo de manera periférica, es decir bajo un modelo irregular. En la figura 3.8 se observa la ubicación del pozo inyector y los pozos productores en la zona oeste del mapa, y además se agrega los límites del esquema propuesto y las áreas a barrer entre el pozo inyector y cada pozo productor en la misma figura.

FIGURA 3.8 UBICACIÓN DE LOS POZOS Y LÍMITES DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN EN LA ZONA OESTE



Fuente: ARCH, 2018
Elaboración: Cristian Guaminga

Para calcular las áreas de estudio se calcula las distancias entre los pozos mediante las coordenadas UTM de los pozos tomadas del Anexo 9. En la tabla 3.3 se muestran los resultados de las distancias calculadas entre los pozos y con las cuales se procede a calcular las demás líneas mediante la ley de cosenos.

TABLA 3.3
DISTANCIAS ENTRE POZOS DENTRO DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN

POZOS	Distancia (m)	Distancia (ft)
MDC-16 a MDC-26	1081,24	3547,37
MDC-16 a MDC-27	908,49	2980,59
MDC-16 a MDC-30	1107,75	3634,34
MDC-26 a MDC-27	1239,85	4067,76
MDC-27 a MDC-30	680,17	2231,54

Fuente: ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

La fórmula de Herón se emplea para calcular las áreas a barrer entre el pozo inyector y cada pozo productor. Las ecuaciones 3.1 y 3.2 presentan las fórmulas de Herón para calcular el área de triángulos irregulares:

$$\text{Área} = \sqrt{[sp(sp - a)(sp - b)(sp - c)]} \quad (3.1)$$

$$sp = \frac{(a + b + c)}{2} \quad (3.2)$$

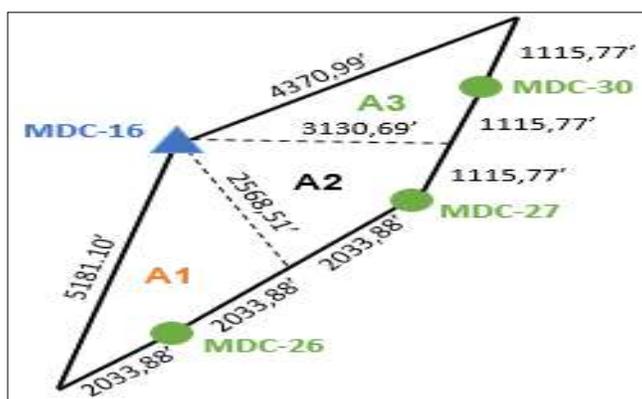
Donde:

sp = Semiperímetro, (ft).

a, b, c = Lados de un triángulo, (ft).

En la figura 3.9 se representa de mejor manera el esquema de inyección y cada una de las áreas a barrer entre el pozo inyector y cada pozo productor.

FIGURA 3.9 ÁREAS DE ESTUDIO EN EL ESQUEMA DE INYECCIÓN



Elaboración: Cristian Guaminga

A continuación, se presenta un ejemplo de cálculo para el área A1:

$$sp = \frac{2568,51 + 4067,76 + 5181,10}{2} = 5908,685 \text{ ft}$$

$$\text{Área1} = \sqrt{[5908,685 (5908,685 - 2568,51)(5908,685 - 4067,76)(5908,685 - 5181,10)]}$$

$$\text{Área} = 5\,141\,501,25 \text{ ft}^2$$

La tabla 3.4 presenta las áreas calculadas para el esquema de inyección.

TABLA 3.4
ÁREAS DE INYECCIÓN

ÁREAS DE ESTUDIO	ft^2	m^2	Acres
A1	5 141 501,25	477 661,096	118,032
A2	4 231 557,697	393 124,574	97,143
A3	3 321 622,769	308 588,853	76,254
Total	12 694 681,72	1 179 374,523	291,429

Elaboración: Cristian Guaminga

Considerando el caudal de inyección al pozo MDC-16 igual a 2500 BAIPD y a partir del esquema de inyección, se determinó que el caudal de inyección para el área A1 (entre el pozo MDC-16 y MDC-26) es igual a 351 BAIPD, para el área A2 (entre el pozo MDC-16 y MDC-27) es igual a 438 y para el área A3 (entre el pozo MDC-16 y MDC-30) es igual a 202 BAIPD.

También se determinó por cálculos geométricos el porcentaje de la influencia de la inyección del pozo MDC-16 a los pozos productores MDC-26, MDC-27 y MDC-30, los cuales se muestran en la tabla 3.5.

TABLA 3.5
ÁREA AFECTADA POR LA INYECCIÓN A LOS POZOS MDC-26, MDC-27 Y MDC-30

POZO	Ángulo del área afectada por la inyección	% de influencia de la inyección
MDC-26	180	50
MDC-27	145,19	40,33
MDC-30	180	50

Elaboración: Cristian Guaminga

3.4 CÁLCULO DEL POES

Se procede a calcular el POES, considerando los promedios de los datos de la tabla 3.1 para cada área de estudio. Para la saturación de agua se obtuvo un promedio

de todos los valores de saturación de agua inicial obtenidas para cada pozo dentro de la zona oeste que se muestran en la tabla 3.1 y se determinó un valor de 0,17, el cual se considera como la saturación de agua para el desarrollo del proyecto de inyección de agua en esta zona, es decir, se considera como saturación de agua connata.

Ejemplo de cálculo para el área A1:

$$POES_{A1} = \frac{7758 \times 118,032 \times 25,75 \times 0,155 \times (1 - 0,17)}{1,18} = 2\,570\,718,708 \text{ BN}$$

La tabla 3.6 presenta los valores de POES para cada área de estudio.

TABLA 3.6
POES PARA LAS ÁREAS DE ESTUDIO

ÁREAS DE ESTUDIO	POES (BN)
A1	2 570 718,708
A2	2 248 284,386
A3	1 645 716,329
TOTAL	6 464 719,423

Elaboración: Cristian Guaminga

3.5 RESERVAS ANTES DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AGUA

En la tabla 3.7 se muestran las reservas en la zona oeste antes de iniciar la inyección de agua.

TABLA 3.7
RESERVAS ANTES DE INICIAR LA INYECCIÓN DE AGUA

POZO	POES (BN)	FR Final Estimada U inferior (%)	RESERVAS (BN)	ACUMULADO DE PETRÓLEO ANTES DE LA INYECCIÓN (BN)	RESERVAS REMANENTES (BN)	FR PRIMARIO
MDC-26	2570718,708	26,6	683811,18	27924,00	655887,18	6,54
MDC-27	2248284,386	26,6	598043,65	63586,29	534457,35	
MDC-30	1645716,329	26,6	437760,54	21001,50	416759,04	

Elaboración: Cristian Guaminga

Se observa en la tabla 3.7 que existen aún reservas que pueden ser recuperadas, las cuales además pueden incrementar por la inyección de agua en esta zona.

3.6 RECUPERACIÓN DE PETRÓLEO

Luego de haber caracterizado la zona de estudio se procede a determinar cuál será la recuperación esperada de petróleo durante el proceso de inyección de agua. En cada área de estudio se tratará al pozo inyector junto con el productor como un modelo lineal de inyección de agua, debido a que en este caso se tiene una inyección periférica.

3.6.1 PREDICCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA INYECCIÓN DE AGUA

Para el desarrollo de la predicción se aplica el procedimiento del modelo lineal desarrollado por Buckley - Leverett para un yacimiento homogéneo, donde además se considera la eficiencia de barrido areal.

A continuación, se muestra el desarrollo de los cálculos y resultados para el área A1, mientras que para el área A2 y área A3 se presentarán únicamente los resultados.

Procedimiento

1. A partir de los datos de permeabilidad relativa y saturación de agua para la arenisca U inferior que se presenta en la figura 1.7 se calcula f_w utilizando la ecuación 1.11, y los resultados se presentan en la tabla 3.8. Se desprecia los efectos gravitatorios debido a los valores bajos de ángulo de buzamiento, así como los efectos de la presión capilar.

Con los resultados de la tabla 3.8 se realizan las curvas de flujo fraccional y derivada del flujo fraccional respecto a la saturación de agua, las cuales se presentan en las figuras 3.10 y 3.11.

TABLA 3.8
DATOS PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS CURVAS f_w VS S_w Y $(\partial f_w / \partial S_w)$
VS S_w

S_w	krw	kro	fw	$\partial fw / \partial S_w$	m
0,096	0,000133	1	0,0024		
0,135	0,00306	0,867	0,0605	1,785	2,04
0,179	0,00695	0,715	0,1506	2,496	2,05
0,24	0,0136	0,521	0,3225	3,072	2,72
0,276	0,0186	0,417	0,4485	3,605	2,99
0,321	0,0264	0,302	0,6145	3,495	3,19
0,362	0,0352	0,215	0,7491	3,004	3,21
0,391	0,0426	0,165	0,8248	2,215	3,13
0,43	0,0546	0,111	0,8997	1,591	2,95
0,464	0,0668	0,0764	0,9410	0,917	2,75
0,511	0,0872	0,0425	0,9740	0,511	2,47
0,558	0,1111	0,0225	0,9890	0,258	2,21
0,588	0,1283	0,0145	0,9938	0,120	2,06
0,628	0,153	0,00729	0,9974	0,071	1,89
0,663	0,176	0,00278	0,9991	0,046	1,76
0,678	0,185	0,00106	0,9997	0,035	1,71
0,687	0,191	0,0001	0,9999	0	1,68

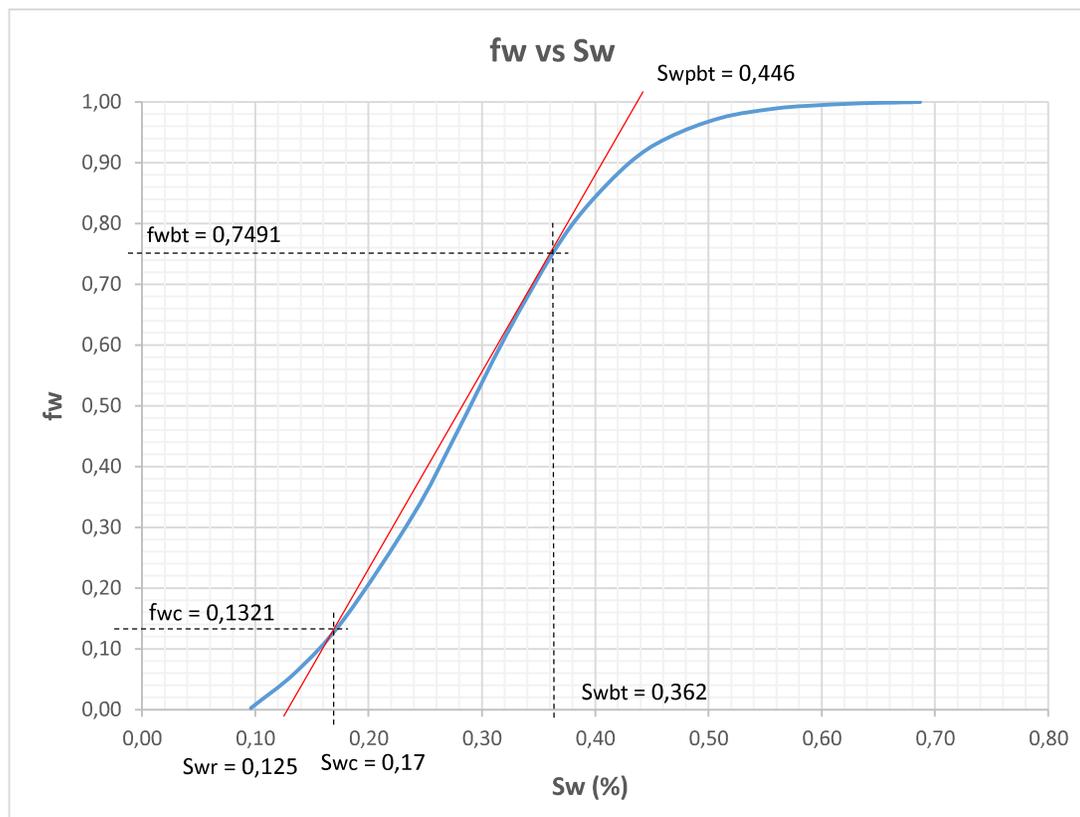
Elaboración: Cristian Guaminga

2. Para calcular S_{wbt} se debe trazar una tangente en la curva de flujo fraccional, dicha tangente debe pasar por el valor de la saturación de agua connata igual a 0,17, y el punto de tangencia será S_{wbt} . También se puede obtener de la tabla 3.8, cuyo valor de S_w es el que corresponde a m máximo.

A partir de los valores de $(\partial f_w / \partial S_w)$ que se muestran en la tabla 3.8 se determina el valor de S_{wpbt} utilizando la ecuación 1.15.

$$S_{wpbt} = S_w + \frac{1 - f_w}{\left(\frac{\partial f_w}{\partial S_w}\right)_{S_w}} = 0,362 + \frac{1 - 0,7491}{3,004} = 0,446$$

FIGURA 3.10 CURVA DE FLUJO FRACCIONAL



Elaboración: Cristian Guaminga

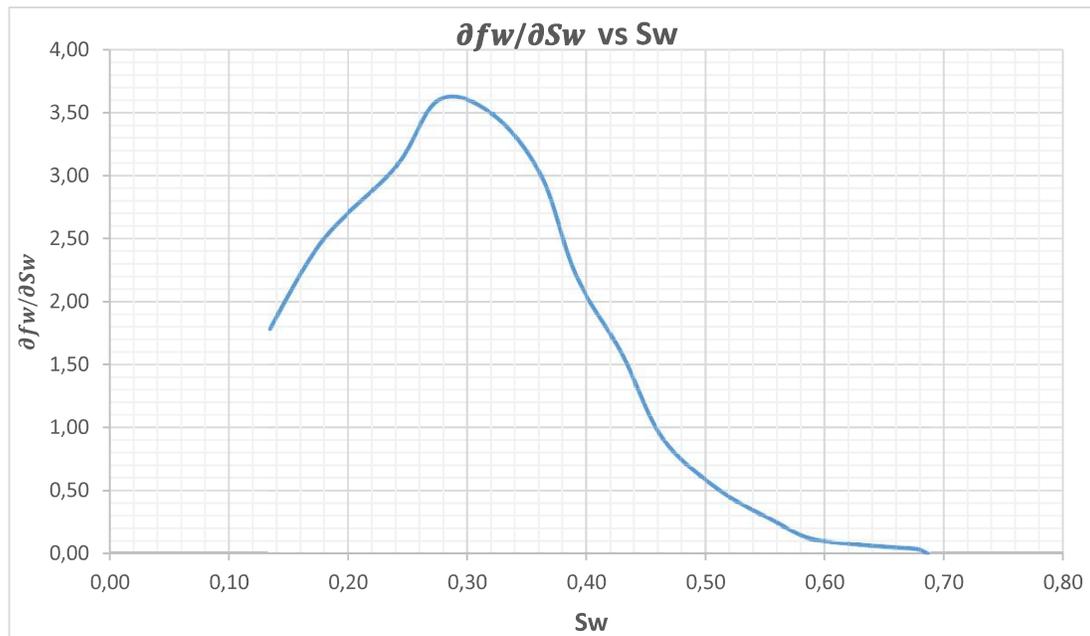
3. Utilizando la ecuación 1.6 se calcula la relación de movilidad (M). La permeabilidad relativa al petróleo en el banco de petróleo, es decir, delante del frente de desplazamiento donde $S_w = S_{wc}$, y la permeabilidad relativa al agua detrás del frente de desplazamiento, en la zona invadida donde $S_w = S_{wpbt}$.

$$M = \frac{(k_{rw})_{S_{wpbt}} \times \mu_o}{(k_{ro})_{S_{wc}} \times \mu_w} = \frac{0,0602 \times 6,2}{0,746 \times 0,34} = 1,472$$

4. Aplicando la figura 3.12 para un arreglo lineal de pozos, ingresamos con el valor de $1/M = 0,6796$ y obtenemos para el momento de la ruptura:

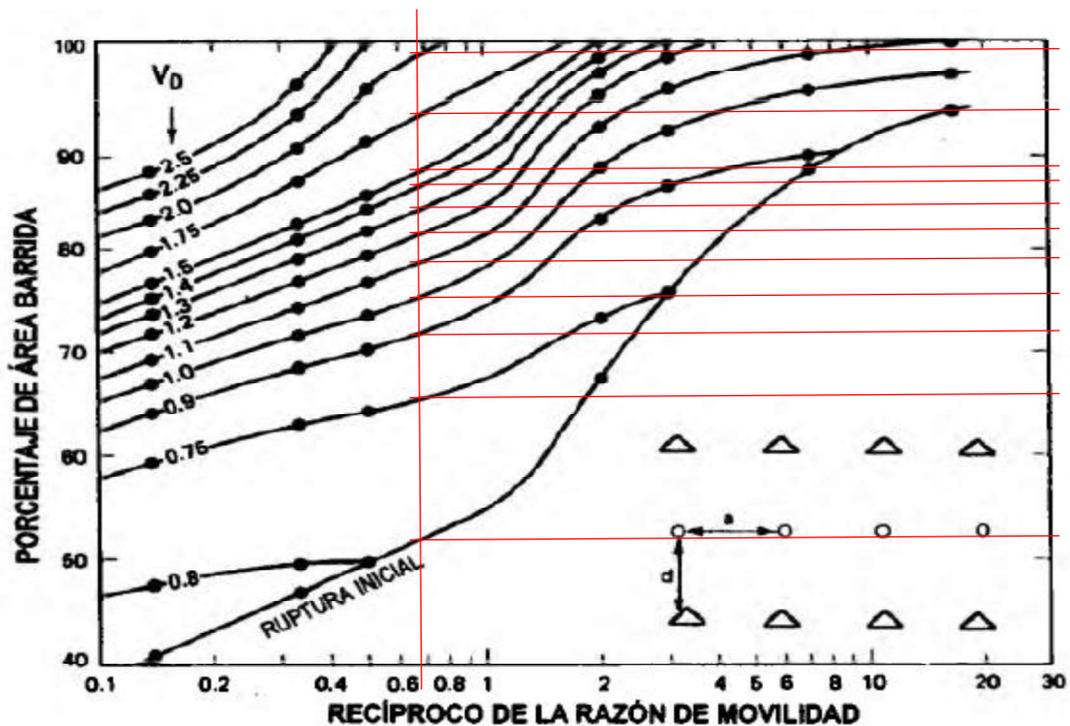
$$E_{asbt} = 0,53$$

FIGURA 3.11 DERIVADA DEL FLUJO FRACCIONAL



Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.12 EFECTO DE LA RAZÓN DE MOVILIDAD Y LOS VOLÚMENES DE FLUIDOS INYECTADOS SOBRE LA EFICIENCIA AREAL, PARA UN ARREGLO EN LÍNEA DIRECTA



Fuente: Paris de Ferrer, 2001

3.6.1.1 Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A1

Etapa inicial

1. Se utiliza la ecuación 1.23 para determinar el volumen poroso dentro del área.

$$V_p = 7758 \times A \times \emptyset \times h = 7758 \times 118,032 \times 0,155 \times 25,75 = 3654756,717 \text{ Bls}$$

2. Para determinar el volumen de agua producida y petróleo producido se utiliza las ecuaciones 1.24 y 1.25. La saturación de agua residual S_{wr} , se obtiene al extrapolar la tangente en la curva de flujo fraccional hasta el eje de las abscisas en la figura 3.10.

$$W_{pbt} = E_{asbt}(S_{wc} - S_{wr})V_p = 0,53 \times (0,17 - 0,125) \times 3654756,717 = 87165,948 \text{ Bls}$$

$$N_{pbt} = \frac{E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wc})V_p}{\beta_o} = \frac{0,53 \times (0,446 - 0,17) \times 3654756,717}{1,18} = 453065,943 \text{ BN}$$

3. Se utiliza la ecuación 1.26 para determinar el volumen de agua inyectada al momento de la ruptura W_{inybt} .

$$W_{inybt} = E_{asbt}(S_{wpbt} - S_{wr})V_p = 0,53 \times (0,446 - 0,125) \times 3654756,717$$

$$W_{inybt} = 621783,760 \text{ Bls}$$

4. Se utiliza la ecuación 1.27 para determinar el tiempo de ruptura. El caudal de inyección para el área A1 es igual a 351 BAIPD.

$$t_{bt} = \frac{W_{inybt}}{q_t} = \frac{621783,760}{351} = 1771,464 \text{ días}$$

5. Se utilizan las ecuaciones 1.28 y 1.29 para determinar los caudales de petróleo y agua.

$$q_o = \frac{N_{pbt}}{t_{bt}} = \frac{453065,943}{1771,464} = 255,758 \frac{\text{BN}}{\text{día}}$$

$$q_w = \frac{W_{pbt}}{t_{bt}} = \frac{87165,948}{1771,464} = 49,206 \frac{\text{Bls}}{\text{día}}$$

6. Se utiliza la ecuación 1.30 para determinar el corte de agua en superficie.

$$f_w = \frac{q_w}{q_t} = \frac{\frac{49,206}{1,027}}{\frac{49,206}{1,027} + 255,758} = 0,1578$$

7. Se utiliza la ecuación 1.31 para determinar la recuperación de petróleo al momento de la ruptura.

$$RP_{bt} = \frac{N_{pbt}}{N} = \frac{453065,943}{2570718,708} = 0,1762$$

En la tabla 3.9 se muestra un resumen de los resultados para la etapa inicial.

TABLA 3.9
RESULTADOS PARA LA ETAPA INICIAL EN EL ÁREA A1

V_p (Bls)	3654756,717
N_{pbt} (BN)	453065,943
W_{pbt} (Bls)	87165,948
W_{inybt} (Bls)	621783,760
t_{bt} (días)	1771,464
q_o (BN/día)	255,76
q_w (BN/día)	47,91
f_w (%)	15,78
N (BN)	2570718,708
R_{pbt} (%)	17,62

Elaboración: Cristian Guaminga

Etapa subordinada

1. Se determina el volumen desplazable con la ecuación 1.32.

$$V_D = V_p(S_{wpbt} - S_{wr}) = 3654756,717 \times (0,446 - 0,125) = 1173176,906 \text{ Bls}$$

2. Para incrementos sucesivos del volumen inyectado de agua V_i en función del volumen desplazable V_D , a partir de la ruptura del frente se utiliza la figura 3.12 para determinar los valores de la eficiencia areal de barrido E_{as} para la relación de movilidad. A continuación, elaboramos la siguiente tabla:

TABLA 3.10
INCREMENTOS SUCESIVOS DE VOLUMEN INYECTADO DE AGUA Vi EN EL
ÁREA A1

Relación Vd	Eas	ΔEas	Vi (Bls)	ΔVi (Bls)
0,53	0,53		621783,76	621783,76
0,75	0,65	0,12	879882,68	258098,92
0,9	0,72	0,07	1055859,22	175976,54
1	0,75	0,03	1173176,91	117317,69
1,1	0,78	0,03	1290494,60	117317,69
1,2	0,81	0,03	1407812,29	117317,69
1,3	0,84	0,03	1525129,98	117317,69
1,4	0,86	0,02	1642447,67	117317,69
1,5	0,88	0,02	1759765,36	117317,69
1,75	0,93	0,05	2053059,59	293294,23
2	0,98	0,05	2346353,81	293294,23

Elaboración: Cristian Guaminga

3. Se utilizan las ecuaciones 1.33 y 1.34 para determinar las producciones de petróleo y agua de la zona virgen. En la tabla 3.11 se muestran los resultados.

Ejemplos de cálculo:

$$\Delta N_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wbt} - S_{wc})V_p = 0,12 \times (0,362 - 0,17) \times 3654756,717 = 84205,59 \text{ Bls}$$

$$\Delta W_{pn} = \Delta E_{as}(S_{wc} - S_{wr})V_p = 0,12 \times (0,17 - 0,125) \times 3654756,717 = 19735,69 \text{ Bls}$$

TABLA 3.11
INCREMENTOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA DE LA ZONA
VIRGEN EN EL ÁREA A1

ΔEas	ΔNpn (Bls)	ΔWpn (Bls)	ΔNpn+ΔWpn (Bls)
0,12	84205,59	19735,69	103941,28
0,07	49119,93	11512,48	60632,41
0,03	21051,40	4933,92	25985,32
0,03	21051,40	4933,92	25985,32
0,03	21051,40	4933,92	25985,32
0,03	21051,40	4933,92	25985,32
0,02	14034,27	3289,28	17323,55
0,02	14034,27	3289,28	17323,55
0,05	35085,66	8223,20	43308,87
0,05	35085,66	8223,20	43308,87

Elaboración: Cristian Guaminga

8. Se utiliza la ecuación 1.35 para determinar la fracción de volumen poroso nuevamente invadido. Ejemplo de cálculo:

$$\Delta Q_i = \frac{\Delta V_i}{E_{as} \times V_p} = \frac{258098,92}{0,65 \times 3654756,717} = 0,10865$$

Se utiliza la ecuación 1.36 para hallar $(\partial f_w / \partial S_w)$. Con los valores de $(\partial f_w / \partial S_w)$ calculados, se ingresa a la figura 3.11 y se determina S_w , luego con los valores de S_w se ingresa a la figura 3.10 y se determina f_w . Además, se calcula la producción de petróleo y agua provenientes de la zona ya invadida, utilizando las ecuaciones 1.37 y 1.38. En la tabla 3.12 se muestran los resultados. Ejemplos de cálculo:

$$\Delta N_{pp} = (1 - 0,814) \times [258098,92 - (103941,28)] = 28673,32 \text{ Bls}$$

$$\Delta W_{pp} = 0,814 \times [258098,92 - (103941,28)] = 125484,32 \text{ Bls}$$

TABLA 3.12
VOLUMEN POROSO NUEVAMENTE INVADIDO, $(\partial f_w / \partial S_w)$, S_w , f_w , Y PRODUCCIÓN DE LA ZONA PREVIAMENTE INVADIDA, ÁREA A1

Eas	ΔV_i (Bls)	ΔQ_i	Q_i	$\frac{\partial f_w}{\partial S_w} = \frac{1}{Q_i}$	S_w	f_w	ΔN_{pp} (Bls)	ΔW_{pp} (Bls)
0,53	621783,76	0,32100	0,32100	3,12	0,36	0,74		
0,65	258098,92	0,10865	0,42965	2,33	0,387	0,814	28673,32	125484,32
0,72	175976,54	0,06688	0,49652	2,01	0,404	0,850	17301,62	98042,50
0,75	117317,69	0,04280	0,53932	1,85	0,414	0,869	11964,54	79367,83
0,78	117317,69	0,04115	0,58048	1,72	0,422	0,884	10594,55	80737,82
0,81	117317,69	0,03915	0,61963	1,61	0,429	0,898	9315,90	82016,47
0,84	117317,69	0,03821	0,65784	1,52	0,434	0,905	8676,58	82655,80
0,86	117317,69	0,03733	0,69516	1,44	0,438	0,909	9099,47	90894,68
0,88	117317,69	0,03648	0,73164	1,37	0,441	0,913	8699,49	91294,65
0,93	293294,23	0,08537	0,81701	1,22	0,449	0,923	19248,87	230736,49
0,98	293294,23	0,08189	0,89890	1,11	0,454	0,929	17748,96	232236,40

Elaboración: Cristian Guaminga

9. Se calcula el tiempo incremental con la ecuación 1.39. Ejemplo de cálculo:

$$\Delta t = \frac{\Delta V_i}{q_t} = \frac{258098,92}{351} = 735,32 \text{ días}$$

10. Se calcula la producción de petróleo y agua en el intervalo Δt con las ecuaciones 1.40 y 1.41. Ejemplos de cálculo:

$$\Delta N_p = \frac{(\Delta N_{pn} + \Delta N_{pp})}{\beta_o} = \frac{84205,59 + 28673,32}{1,18} = 95660,10 \text{ BN}$$

$$\Delta W_p = (\Delta W_{pn} + \Delta W_{pp}) = 19735,69 + 125484,32 = 145220 \text{ Bls}$$

11. Se calcula la relación agua petróleo en superficie (WOR) con la ecuación 1.42.

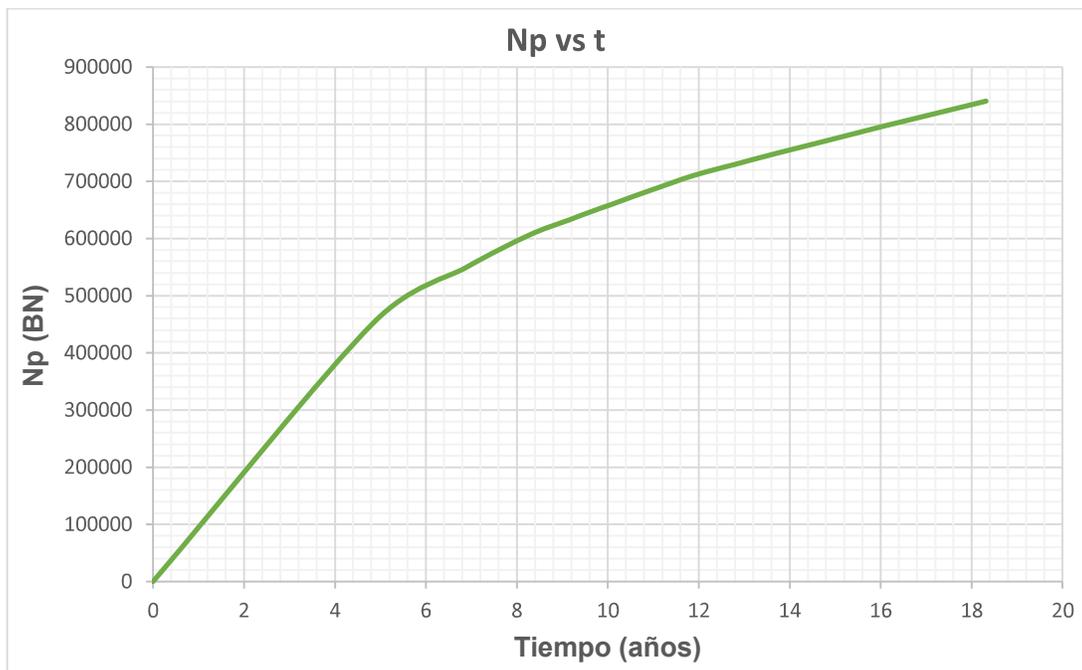
Ejemplo de cálculo:

$$WOR = \frac{\Delta W_p}{\Delta N_p} = \frac{\frac{145220}{1,027}}{95660,10} = 1,48$$

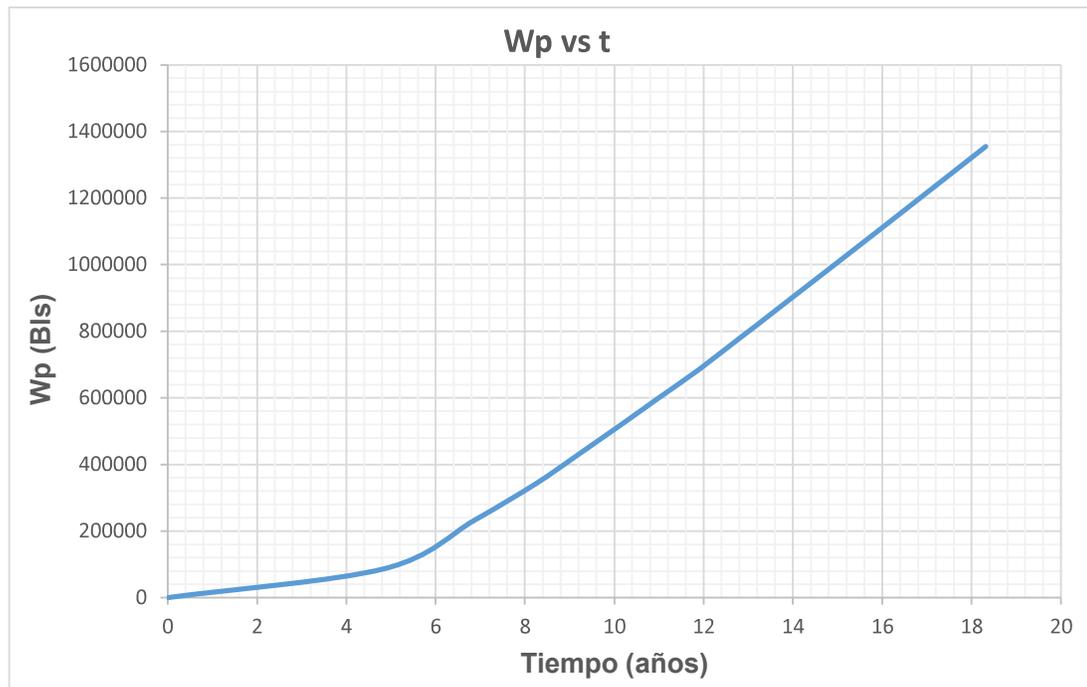
En la tabla 3.13 se muestra un resumen de los resultados del volumen de agua inyectada y de la producción con respecto al tiempo obtenidos para la inyección de agua en el área A1.

Las figuras 3.13, 3.14 y 3.15 presentan la producción acumulada de petróleo, producción acumulada de agua y volumen de agua inyectada para el área A1.

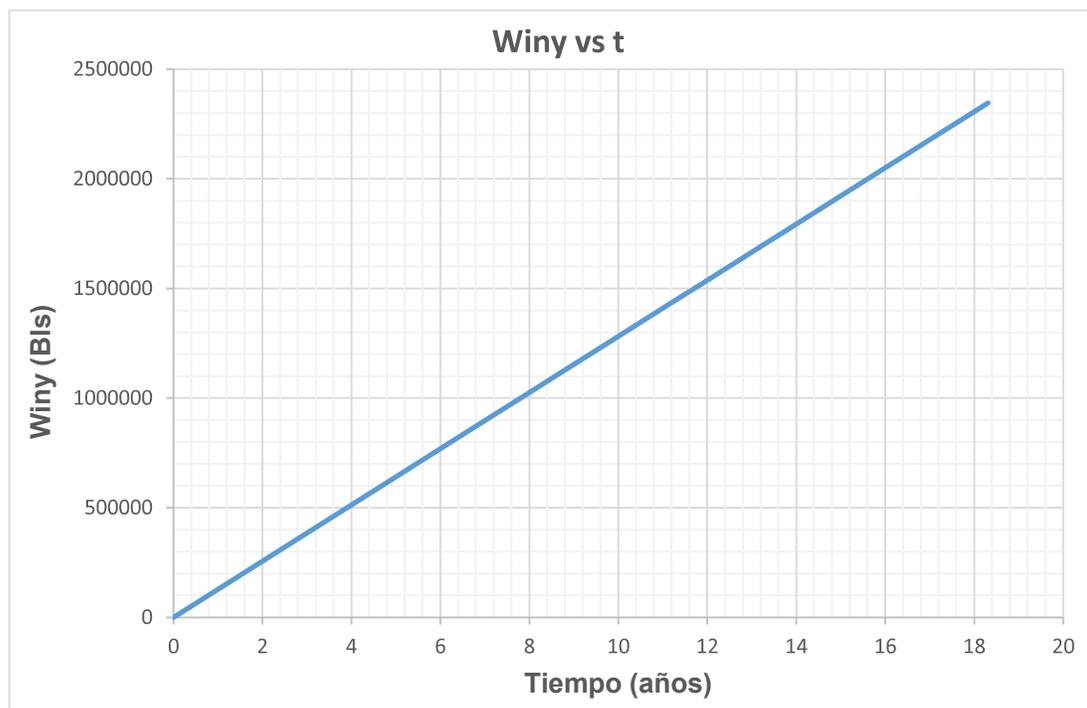
FIGURA 3.13 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO EN EL ÁREA 1



Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.14 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN EL ÁREA 1

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.15 VOLUMEN DE AGUA INYECTADA EN EL ÁREA 1

Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 3.13
VOLUMEN DE AGUA INYECTADA, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS TIEMPO EN EL ÁREA A1**

Wi (Bls)	Δt (días)	ΔNp (BN)	ΔWp (Bls)	t (días)	t (años)	Np (BN)	Wp (Bls)	qo (BN/día)	qw (BN/día)	FR (%)	fws (%)	WOR
621783,76	1771,46	453065,94	87165,948	1771,46	4,85	453065,94	87165,95	255,76	47,91	17,62	15,78	0,19
879882,68	735,32	95660,10	145220,00	2506,79	6,87	548726,04	232385,95	130,09	192,30	21,35	59,65	1,48
1055859,22	501,36	56289,45	109554,99	3008,15	8,24	605015,49	341940,94	112,27	212,77	23,53	65,46	1,90
1173176,91	334,24	27979,61	84301,75	3342,38	9,16	632995,10	426242,69	83,71	245,59	24,62	74,58	2,93
1290494,60	334,24	26818,60	85671,74	3676,62	10,07	659813,70	511914,43	80,24	249,58	25,67	75,67	3,11
1407812,29	334,24	25735	86950,39	4010,86	10,99	685548,70	598864,82	77	253,31	26,67	76,69	3,29
1525129,98	334,24	25193,20	87589,72	4345,10	11,90	710741,90	686454,53	75,37	255,17	27,65	77,20	3,39
1642447,67	334,24	19604,86	94183,96	4679,34	12,82	730346,76	780638,49	58,66	274,38	28,41	82,39	4,68
1759765,36	334,24	19265,90	94583,93	5013,58	13,74	749612,66	875222,43	57,64	275,54	29,16	82,70	4,78
2053059,59	835,60	46046,22	238959,69	5849,17	16,03	795658,87	1114182,12	55,11	278,46	30,95	83,48	5,05
2346353,81	835,60	44775,11	240459,60	6684,77	18,31	840433,98	1354641,72	53,58	280,20	32,69	83,95	5,23

Elaboración: Cristian Guaminga

3.6.1.2 Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A2

En la tabla 3.14 se muestra los resultados para la etapa inicial en el área A2.

TABLA 3.14
RESULTADOS PARA LA ETAPA INICIAL EN EL ÁREA A2

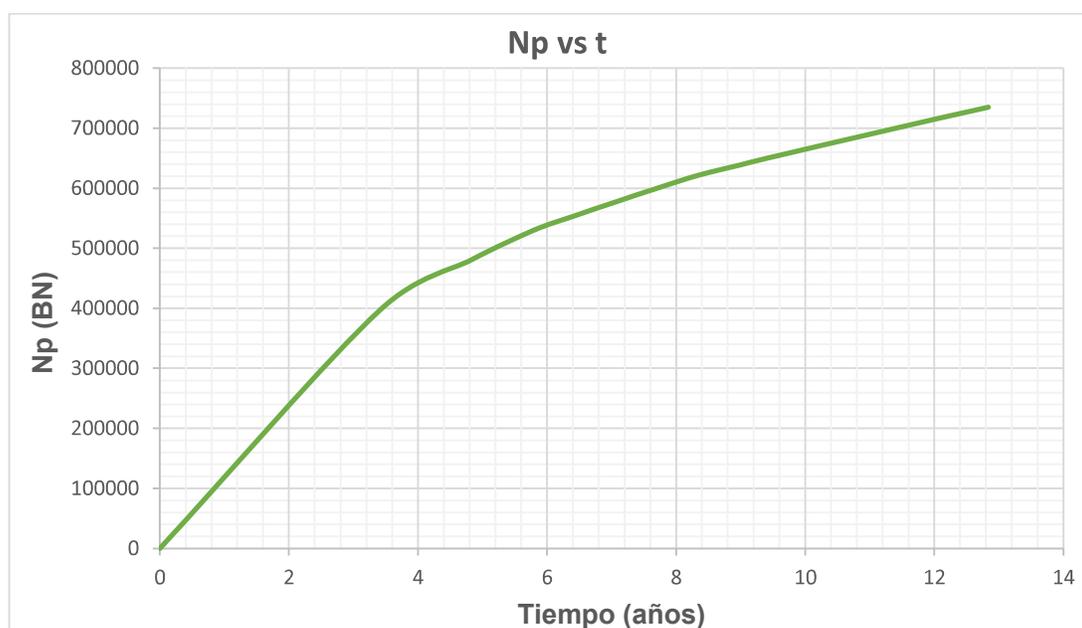
V_p (Bls)	3196356,11
N_{pbt} (BN)	396239,807
W_{pbt} (Bls)	76233,093
W_{inybt} (Bls)	543796,066
t_{bt} (días)	1241,54
q_o (BN/día)	319,15
q_w (BN/día)	59,79
f_w (%)	15,78
N (BN)	2248284,386
R_{pbt} (%)	17,62

Elaboración: Cristian Guaminga

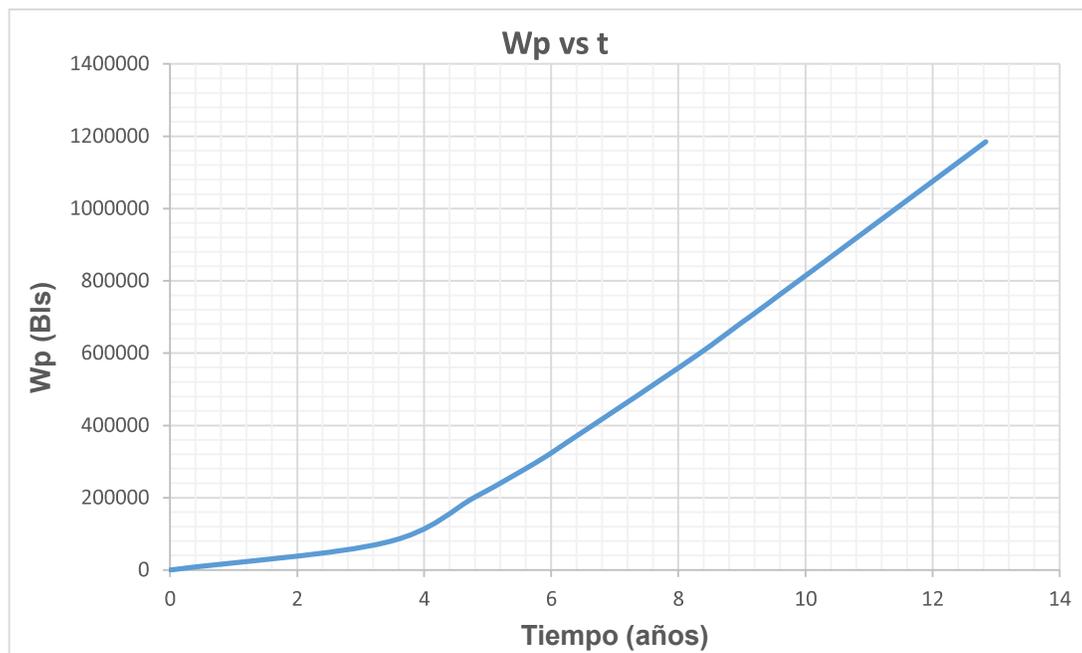
En la tabla 3.15 se muestra un resumen de los resultados del volumen de agua inyectada y de la producción con respecto al tiempo obtenidos para el área A2.

Las figuras 3.16, 3.17 y 3.18 presentan la producción acumulada de petróleo, producción acumulada de agua y volumen de agua inyectada para el área A2.

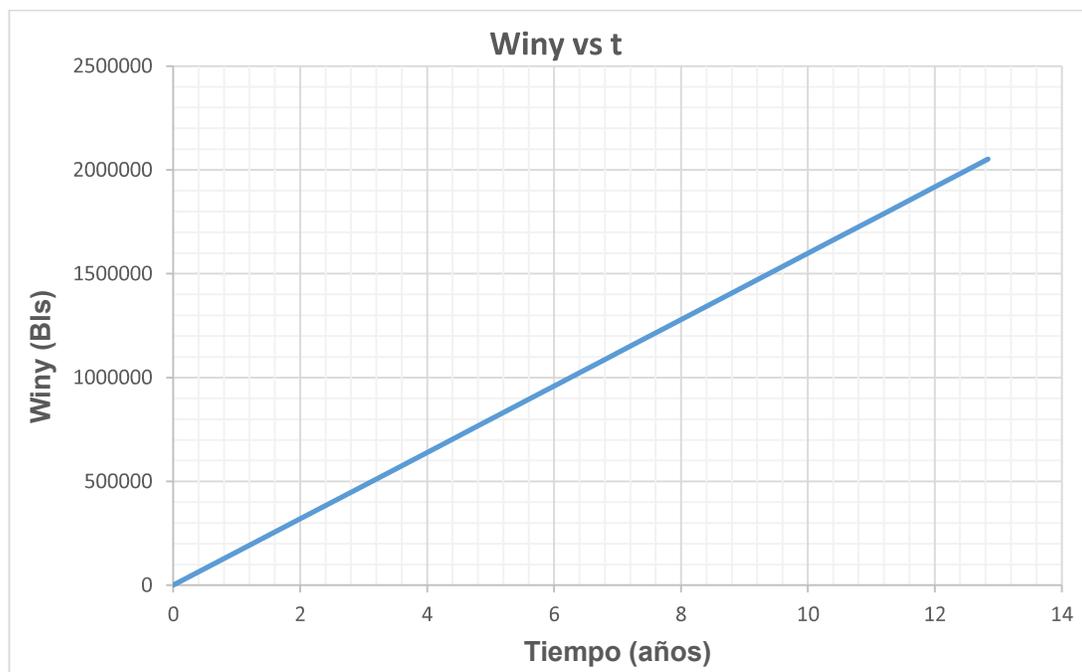
FIGURA 3.16 PRODUCCIÓN ACUMULADA PETRÓLEO EN EL ÁREA 2



Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.17 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN EL ÁREA 2

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.18 VOLUMEN DE AGUA INYECTADA EN EL ÁREA 2

Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 3.15
VOLUMEN DE AGUA INYECTADA, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS TIEMPO EN EL ÁREA A2**

Wi (Bls)	Δt (días)	ΔNp (BN)	ΔWp (Bls)	t (días)	t (años)	Np (BN)	Wp (Bls)	qo (BN/día)	qw (BN/día)	FR (%)	fws (%)	WOR
543796,07	1241,54	396239,81	76233,09	1241,54	3,40	396239,81	76233,09	319,15	59,79	17,62	15,78	0,19
769522,73	515,36	83661,86	127005,68	1756,90	4,81	479901,67	203238,77	162,34	239,96	21,35	59,65	1,48
923427,28	351,38	49229,30	95813,97	2108,28	5,78	529130,97	299052,74	140,10	265,51	23,53	65,46	1,90
1026030,31	234,25	24470,25	73728,14	2342,53	6,42	553601,21	372780,88	104,46	306,46	24,62	74,58	2,93
1128633,34	234,25	23454,86	74926,30	2576,79	7,06	577056,07	447707,18	100,13	311,44	25,67	75,67	3,11
1231236,38	234,25	22507,17	76044,57	2811,04	7,70	599563,24	523751,75	96,08	316,09	26,67	76,69	3,29
1333839,41	234,25	22033,32	76603,71	3045,30	8,34	621596,57	600355,46	94,06	318,41	27,65	77,20	3,39
1436442,44	234,25	17145,90	82370,86	3279,55	8,99	638742,47	682726,32	73,19	342,39	28,41	82,39	4,68
1539045,47	234,25	16849,46	82720,67	3513,80	9,63	655591,93	765447	71,93	343,84	29,16	82,70	4,78
1795553,05	585,63	40270,84	208987,99	4099,44	11,23	695862,76	974434,99	68,76	347,48	30,95	83,48	5,05
2052060,63	585,63	39159,15	210299,78	4685,07	12,84	735021,92	1184734,76	66,87	349,66	32,69	83,95	5,23

Elaboración: Cristian Guaminga

3.6.1.3 Predicción del comportamiento de la inyección para el Área A3

En la tabla 3.16 se muestra los resultados para la etapa inicial en el área A3.

TABLA 3.16
RESULTADOS PARA LA ETAPA INICIAL EN EL ÁREA A3

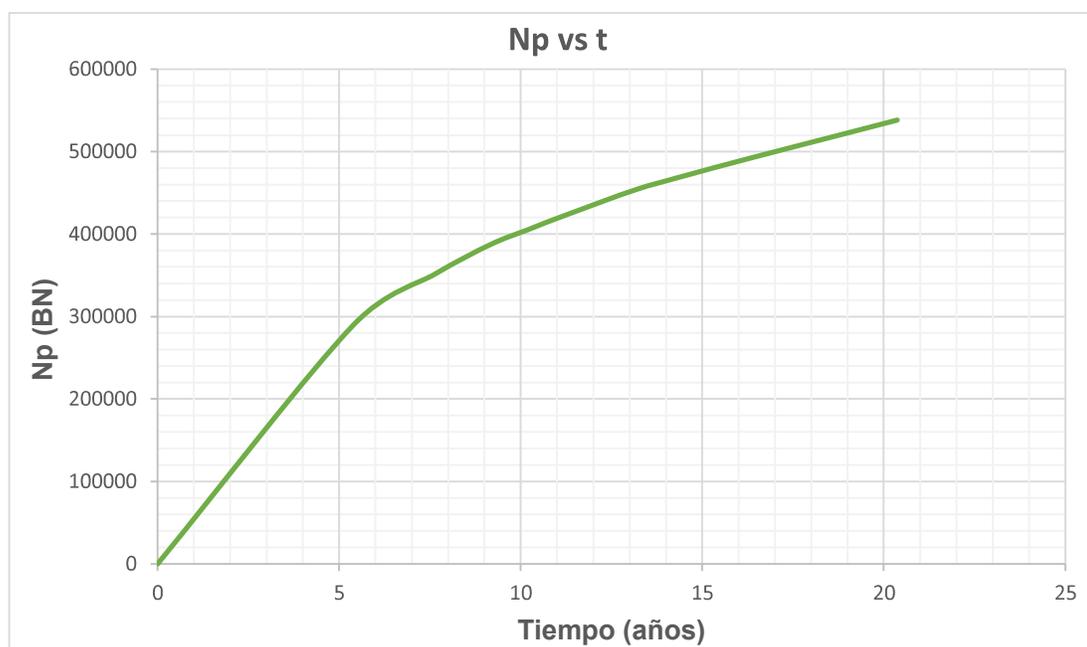
V_p (Bls)	2339693,094
N_{pbt} (BN)	290042,632
W_{pbt} (Bls)	55801,680
W_{inybt} (Bls)	398051,986
t_{bt} (días)	1970,554
q_o (BN/día)	147,19
q_w (BN/día)	27,57
f_w (%)	15,78
N (BN)	1645716,329
R_{pbt} (%)	17,62

Elaboración: Cristian Guaminga

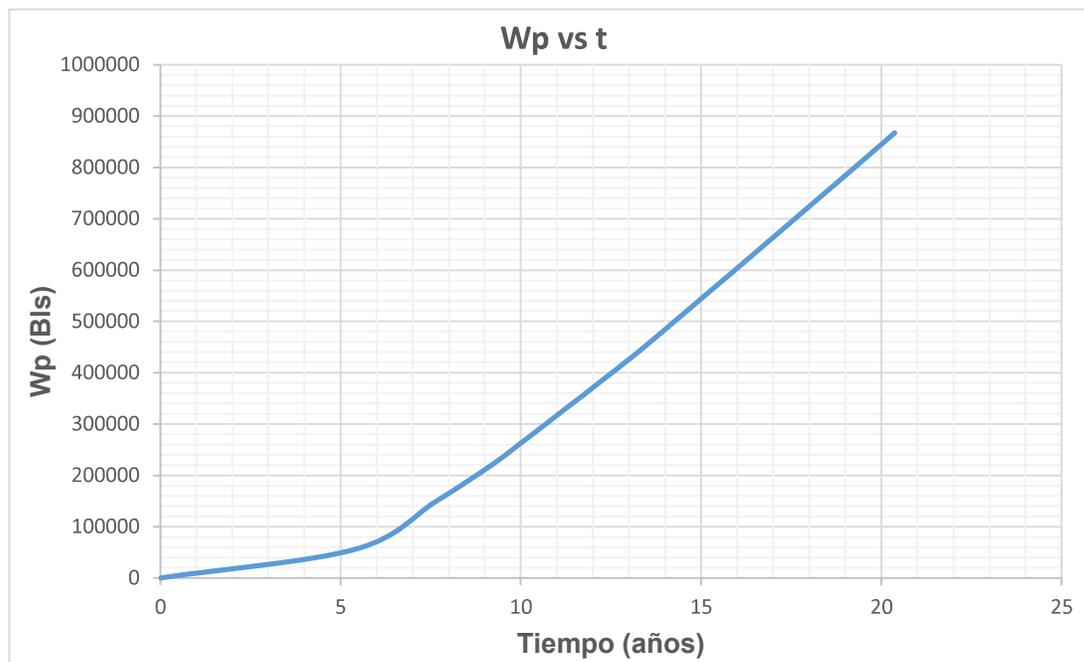
En la tabla 3.17 se muestra un resumen de los resultados del volumen de agua inyectada y de la producción con respecto al tiempo obtenidos para el área A3.

Las figuras 3.19, 3.20 y 3.21 presentan la producción acumulada de petróleo, producción acumulada de agua y volumen de agua inyectada para el área A3.

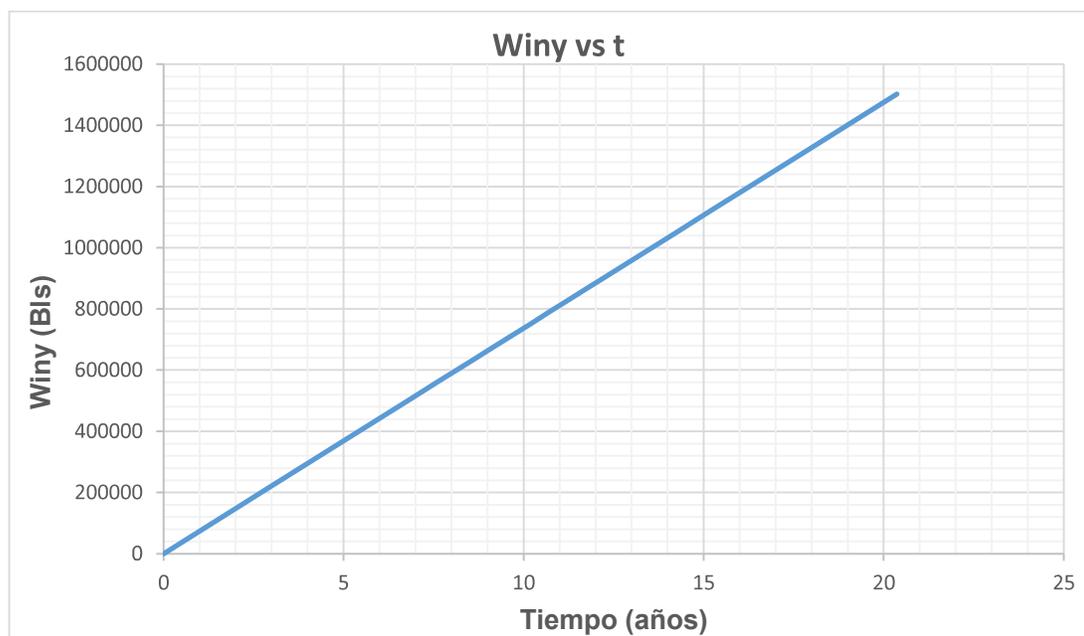
FIGURA 3.19 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE PETRÓLEO EN EL ÁREA 3



Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.20 PRODUCCIÓN ACUMULADA DE AGUA EN EL ÁREA 3

Elaboración: Cristian Guaminga

FIGURA 3.21 VOLUMEN DE AGUA INYECTADA EN EL ÁREA 3

Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 3.17
VOLUMEN DE AGUA INYECTADA, PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS TIEMPO EN EL ÁREA A3**

Wi (Bis)	Δt (días)	ΔNp (BN)	ΔWp (Bis)	t (días)	t (años)	Np (BN)	Wp (Bis)	qo (BN/día)	qw (BN/día)	FR (%)	fws (%)	WOR
398051,99	1970,55	290042,63	55801,68	1970,55	5,40	290042,63	55801,68	147,19	27,57	17,62	15,78	0,19
563281,11	817,97	61239,44	92966,58	2788,52	7,64	351282,08	148768,26	74,87	110,67	21,35	59,65	1,48
675937,33	557,70	36035,24	70134,64	3346,22	9,17	387317,32	218902,90	64,61	122,45	23,53	65,46	1,90
751041,48	371,80	17911,92	53968,09	3718,03	10,19	405229,23	272870,99	48,18	141,34	24,62	74,58	2,93
826145,63	371,80	17168,67	54845,12	4089,83	11,21	422397,90	327716,11	46,18	143,63	25,67	75,67	3,11
901249,78	371,80	16474,97	55663,69	4461,63	12,22	438872,87	383379,79	44,31	145,78	26,67	76,69	3,29
976353,93	371,80	16128,12	56072,97	4833,44	13,24	455000,99	439452,76	43,38	146,85	27,65	77,20	3,39
1051458,08	371,80	12550,59	60294,45	5205,24	14,26	467551,58	499747,21	33,76	157,90	28,41	82,39	4,68
1126562,22	371,80	12333,59	60550,51	5577,04	15,28	479885,17	560297,72	33,17	158,58	29,16	82,70	4,78
1314322,60	929,51	29477,75	152976,62	6506,55	17,83	509362,92	713274,34	31,71	160,25	30,95	83,48	5,05
1502082,97	929,51	28664,02	153936,83	7436,05	20,37	538026,94	867211,18	30,84	161,26	32,69	83,95	5,23

Elaboración: Cristian Guaminga

CAPÍTULO 4

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO

Previo a implementar la ampliación del proyecto de inyección de agua en la zona oeste de la arenisca U inferior del campo MDC, es necesario realizar un estudio económico a fin de determinar si la ejecución del proyecto es rentable. El análisis económico para este proyecto abarca los criterios de evaluación VAN, TIR y PRI mencionados en el capítulo 1.

4.1 COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

En un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua se debe considerar los costos de inversión, los cuales incluyen: costos de las instalaciones y equipos de superficie, reacondicionamiento de un pozo para que sea inyector y costos de producción.

4.1.1 INSTALACIONES DE SUPERFICIE

4.1.1.1 Líneas de inyección

Para el proyecto se requiere la implementación de nuevas líneas de inyección desde el pozo MDC-16 hacia el CPF de MDC, ya que la existente tubería implementada para la reinyección y posterior producción de agua de formación para el mismo trayecto tiene alrededor de 8 años de uso continuo y 10 años de existencia, esto de acuerdo más por el tema preventivo y por evitar paralizaciones por temas de corrosión que se han presentado.

El costo estimado de las líneas de inyección de 6" es de 80942,34 \$/km. Considerando la distancia de la CPF de MDC al pozo MDC-16, se tiene una longitud total de tubería de 1,2 km, por lo que el costo estimado de las líneas de inyección será de \$ 97130,81.

4.1.1.2 Sistema de bombeo

Para el sistema de bombeo se incluye: costos de una bomba booster, una bomba centrífuga y el correspondiente sistema de instrumentación hacia el tanque. Se

añade este sistema de bombeo adicional ya que se agrega el pozo MDC-16 como pozo inyector al sistema de inyección de agua en el campo.

En lo que respecta a la planta de tratamiento de agua de formación para obtener el agua de inyección, se mantiene el mismo diseño existente en la CPF de MDC, ya que la infraestructura y las condiciones actuales proveen la cantidad de agua necesaria para abastecer la inyección. En la tabla 4.1 se resumen los costos de las facilidades de superficie a utilizarse en el proyecto.

**TABLA 4.1
COSTOS DE FACILIDADES DE SUPERFICIE**

EQUIPOS	COSTO (\$)
Líneas de inyección	97130,81
Sistema de bombeo	500000
Instalaciones eléctricas	100000
TOTAL	697130,81

Fuente: ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

4.1.2 REACONDICIONAMIENTO DE UN POZO PARA SER INYECTOR

En la tabla 4.2 se describe los costos del reacondicionamiento N°5 y el programa alternativo N°1 que se realizó al pozo MDC-16 con la finalidad de convertirlo en pozo inyector de agua.

**TABLA 4.2
COSTOS DEL REACONDICIONAMIENTO N°5 Y PROGRAMA ALTERNO N°1
DEL POZO MDC-16**

COMPañIA	SERVICIO	MATERIAL	COSTO (\$)
SHE	Autorización Reacondicionamiento		1250
ARCH	Control y Fiscalización		1250
TUSCANY	Movimiento de Torre		21000
TUSCANY	Servicio de Torre y Equipo		67150
PETROELF	Supervisión de pozo		5400
TRANSCARGO	Agua potable / Tanker		2200
TRANSCARGO	Montacarga		4950
TRANSCARGO	Camiones varios		2600
SIPEC	Rig and camp Fuel		5855,5
SUMMA PET	Servicios Slickline. Registradores de presión		2432
SIPEC	Productos químicos de terminación / fluidos (KCL) y filtros		9502
CPVEN	Productos químicos para controlar		2678,33
CPVEN	Pruebas de Inyectividad		9255,67
GYRO DATA	Registro de Corrosión del Casing		32358,8
WEATHERFORD/BAKER	Equipo de pesca		19310
MISSIONPETROLEUM	Cabeza de pozo y accesorios		5818,93
	TOTAL		193011,23

Fuente: ARCH, 2018

Además, la conversión del pozo MDC-16 de productor a inyector tuvo un costo de \$ 55593.

Por lo tanto, el costo total de la inversión para la inyección de agua es igual a \$ 945735,04.

4.2 INGRESOS DEL PROYECTO

Los ingresos del proyecto se obtienen multiplicando la producción anual por el precio referencial para Enap Sipec. Enap Sipec mantiene Contratos de Prestación de Servicios para la Exploración y Explotación de Hidrocarburos, estos contratos establecen tarifas (precios) para cada barril de petróleo producido. Para el bloque MDC, Enap Sipec recibe una tarifa de petróleo de 20,62 \$/Bl por parte del Estado. Cabe mencionar que las Operadoras bajo el esquema Contractual de Prestación de Servicios no se benefician por incrementos en el precio del crudo ecuatoriano (ENAP SIPEC, 2017).

4.3 COSTOS DE PRODUCCIÓN

Los costos de producción representan la suma de los costos de operación y mantenimiento. Se hace referencia al capital que se invierte para la producción de petróleo para el proyecto.

En los costos de operación se consideran los costos de los equipos, de personal, consumo de energía, el tratamiento químico, transporte y entre otros. En los costos de mantenimiento se consideran los gastos para mantener en buen funcionamiento las instalaciones, bombas y demás equipos de superficie necesarios en el proyecto.

El costo de producción por barril de petróleo considerando Recuperación Secundaria para el campo MDC de ENAP SIPEC es de \$12 y el costo del tratamiento de agua es de \$0,56.

4.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO

La tasa de descuento utilizada por la empresa ENAP SIPEC es del 11,9% anual. Mediante las ecuaciones 1.47, 1.48 y 1.49 se procede a realizar los cálculos concernientes al VAN, TIR y PRI. Para los cálculos se consideran el precio del barril de petróleo producido y los costos mencionados anteriormente.

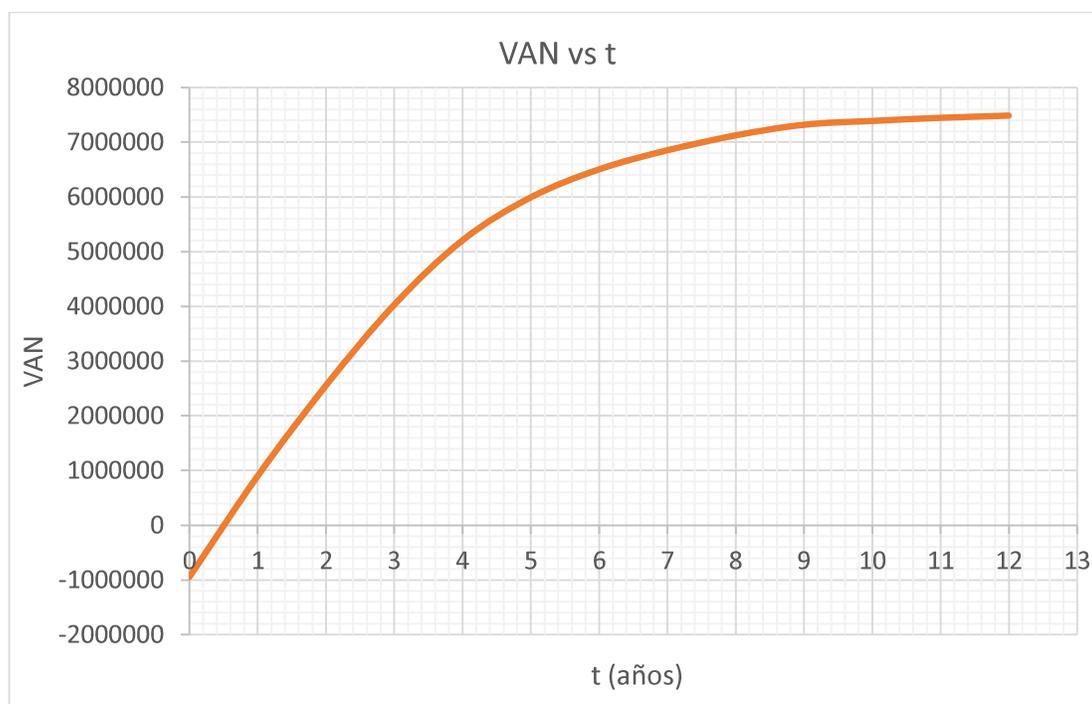
En la tabla 4.3 se muestran los resultados de las predicciones por área de estudio y el total de producción del proyecto, con los cuales se efectúa el cálculo de los indicadores económicos.

Para el caso particular del proyecto de inyección de agua en la zona oeste se considera como límite un corte de agua del 80%, por lo que el tiempo de vida del proyecto se estima en un promedio de 12 años.

En la tabla 4.4 se presentan los resultados del análisis económico. En base a los resultados, la inversión inicial se recupera en 0,51 años, además se tiene un valor de VAN = \$ 7 488 678,34 el cual es mayor a cero, y un TIR = 217%. Estos resultados indican que es factible la implementación de este proyecto en la zona oeste de la arenisca U inferior del campo MDC.

En la figura 4.1 se presenta el VAN vs el tiempo para el proyecto, en el cual además se puede observar el PRI = 0,51 años cuando la línea que representa el VAN cruza con la horizontal igual a cero.

FIGURA 4.1 VAN VS TIEMPO PARA EL PROYECTO



Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 4.3
RESULTADOS DE LAS PREDICCIONES POR ÁREA Y TOTAL**

t (años)	ÁREA 1			ÁREA 2			ÁREA 3			TOTAL		
	Np (Bls/año)	Wp (Bls/año)	Wi (Bls/año)									
1	93351,66	17487,87	128115	116490,10	21822,48	159870	53723,74	10064,25	73730	263565,50	49374,60	361715
2	93351,66	17487,87	128115	116490,10	21822,48	159870	53723,74	10064,25	73730	263565,50	49374,60	361715
3	93351,66	17487,87	128115	116490,10	21822,48	159870	53723,74	10064,25	73730	263565,50	49374,60	361715
4	93351,66	17487,87	128115	90529,70	61182,91	159870	53723,74	10064,25	73730	237605,10	88735,03	361715
5	79659,32	19236,66	128115	49442,48	89326,16	159870	53723,74	10064,25	73730	182825,55	118627,07	361715
6	54448,37	69151,36	128115	48224,84	100257,72	159870	37853,35	28298,97	73730	140526,57	197708,06	361715
7	46624,66	70428,89	128115	37207,15	112916,80	159870	27326,81	40393,74	73730	111158,62	223739,43	361715
8	40980,02	85427,88	128115	34937,09	115525,05	159870	25978,56	41942,84	73730	101895,68	242895,77	361715
9	33072,38	86747,42	128115	29322,98	121975,54	159870	23583,95	44694,20	73730	85979,30	253417,16	361715
10	29486,18	90867,88	128115				18590,58	50431,47	73730	48076,76	141299,34	361715
11	28183,12	92365,06	128115				16990,53	52269,89	73730	45173,65	144634,95	361715
12	26928,33	93806,79	128115				16313,15	53048,18	73730	43241,48	146854,97	361715

Elaboración: Cristian Guaminga

**TABLA 4.4
RESULTADOS DEL ANÁLISIS TÉCNICO - ECONÓMICO**

t (años)	Inversión (\$)	Np (Bis/año)	Wi (Bis/año)	Costo producción de petróleo (\$)	Costo tratamiento de agua (\$)	Costos Totales de Producción (\$)	Ingresos (\$)	Flujo de Caja (\$)	Flujo de caja actualizado	VAN
0	945735,04	0	0					-945735,04	-945735,04	-945735,04
1		263565,50	361715	3162786	202560,4	3365346,4	5434720,61	2069374,21	1849306,71	903571,67
2		263565,50	361715	3162786	202560,4	3365346,4	5434720,61	2069374,21	1652642,28	2556213,95
3		263565,50	361715	3162786	202560,4	3365346,4	5434720,61	2069374,21	1476892,12	4033106,06
4		237605,10	361715	2851261,21	202560,4	3053821,61	4899417,17	1845595,57	1177107,68	5210213,74
5		182825,55	361715	2193906,61	202560,4	2396467,01	3769862,86	1373395,85	782790,05	5993003,79
6		140526,57	361715	1686318,82	202560,4	1888879,22	2897657,84	1008778,62	513825,14	6506828,93
7		111158,62	361715	1333903,38	202560,4	1536463,78	2292090,65	755626,86	343951,16	6850780,10
8		101895,68	361715	1222748,10	202560,4	1425308,50	2101088,82	675780,32	274893,74	7125673,84
9		85979,30	361715	1031751,60	202560,4	1234312	1772893,17	538581,17	195785,44	7321459,27
10		48076,76	361715	576921,08	202560,4	779481,48	991342,73	211861,25	68825,70	7390284,98
11		45173,65	361715	542083,77	202560,4	744644,17	931480,61	186836,44	54241,37	7444526,34
12		43241,48	361715	518897,73	202560,4	721458,13	891639,26	170181,13	44152,00	7488678,34

VAN =	\$ 7 488 678,34
TIR =	217 %
PRI =	0,51

Elaboración: Cristian Guaminga

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El proyecto actual de recuperación secundaria por inyección de agua, muestra un efecto positivo en el mantenimiento de la presión de la arenisca U inferior, antes de la inyección de agua se tenía una presión de reservorio de 1700 psi, después se logró un incremento a un valor promedio de 2300 psi y a abril del 2018 se estabilizó en un promedio de 1900 psi, como se observa en la figura 2.2 realizada a partir de los datos de la tabla 2.3.
- Con base en los análisis de VRR realizados en las zonas de influencia de la inyección en la arenisca U inferior, se han determinado valores de VRR menores a 1 durante los últimos años debido a un mayor fluido producido que el inyectado, destacando que aún con esos valores se ha logrado mantener estable la producción de petróleo en todas las zonas de influencia.
- A partir de las curvas de Chan realizadas a los pozos productores de la arenisca U inferior, se determinó que todos los pozos producen con un avance normal de agua, identificando así que en el ÁREA NORTE del campo se presenta un avance normal de agua influenciado por un acuífero lateral muy eficiente proveniente del noreste, mientras que en el ÁREA CENTRO SUR se presenta un avance de agua proveniente de un acuífero lateral desde el este y cuyo arribo a los pozos productores es más tardío debido a que también existe la influencia de la inyección de agua.
- De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 2.7, en la Zona Norte de la arenisca U inferior influenciada por el inyector MDC-12RE, se ha evidenciado la ruptura del frente de invasión de agua en los pozos MDC-1, MDC-10 y MDC-11ST, excepto en el MDC-14. En estos pozos las presiones dinámicas de fondo son las más altas en comparación a las demás zonas y

los cortes de agua son altos y se mantienen estables. La producción de petróleo se mantiene estable en los pozos MDC-11ST y MDC-14, y ha declinado en los demás pozos debido al alto corte de agua.

- De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 2.8, en la Zona Sur de la arenisca U inferior, la inyección en el pozo MDC-2 ha ayudado a mantener estable la presión dinámica de fondo y la producción de petróleo en los pozos MDC-6 y MDC-29, las cuales han declinado en el pozo MDC-25. El incremento del corte de agua y la variación de la salinidad en los pozos MDC-6 y MDC-25 indican que el agua inyectada se encuentra arribando, mientras que en el pozo MDC-29 aún se produce únicamente agua del acuífero.
- De acuerdo con los resultados mostrados en la tabla 2.9, en la Zona Centro de la arenisca U inferior, la inyección en el pozo MDC-7 ha colaborado a mantener estable la producción de petróleo en los pozos MDC-9, MDC-17H y MDC-20, la cual ha declinado en los pozos MDC-15H y MDC-22 debido al incremento del corte de agua. Las presiones dinámicas de fondo se mantienen estables y se ha evidenciado la ruptura del frente de invasión de agua en todos los pozos, cabe destacar que el pozo MDC-22 ya se encuentra inundado completamente.
- En la Zona Oeste de la arenisca U inferior, debido al incremento abrupto del corte de agua de 3% a 44% en 15 meses en el pozo más cercano MDC-9, se suspendió la inyección de agua en el pozo MDC-23WIW en julio del 2014.
- A través de la implementación de la inyección de agua en la arenisca U inferior, a abril del 2018 se ha logrado un incremento de reservas de 8,66 MMBN y un factor de recobro adicional de 4,4%. Manteniendo las operaciones dentro del pronóstico a diciembre del 2025 se alcanzaría un incremental de reservas de 18,99 MMBN y un FR adicional de 9,64%.
- La zona oeste de la arenisca U inferior ha sido seleccionada como zona candidata para la inyección de agua debido principalmente a la baja presión del yacimiento que presenta en comparación con las presiones medidas en

otras zonas, dado que el avance de agua inyectada desde los pozos inyectoros MDC-12RE, MDC-2, MDC-7 y la acción del acuífero lateral desde la parte este (E) no tienen ningún efecto en la zona oeste. Además, se ha seleccionado como pozo inyector al pozo MDC-16, el cual influenciará la producción de los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30 dentro de esta zona.

- Del análisis de geología, petrofísica y reservorio de la zona oeste de la arenisca U inferior, se observa una buena continuidad de la arena y espesor neto saturado de petróleo, las cuales incrementan desde el pozo MDC-16 hacia los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30, además los valores de porosidad, permeabilidad y saturación de agua no presentan una gran variación entre los pozos y aún existen reservas remanentes en esta zona. Por lo tanto, se concluye que es posible la inyección de agua en la zona oeste de la arenisca U inferior y bajo un modelo de inyección periférica debido a la ubicación de los pozos.
- La predicción mediante el método de Buckley-Leverett para los pozos MDC-26, MDC-27 y MDC-30 dentro de la zona oeste de la arenisca U inferior dan los siguientes resultados hasta la etapa de ruptura: tiempos de ruptura de 1771 días, 1241 días y 1970 días respectivamente, recuperación de petróleo de 453066 BN, 396240 BN y 290043 BN respectivamente, acumulado de agua inyectada de 621784 Bls, 543796 Bls y 398052 Bls respectivamente, factor de recobro adicional de 17,62% para todos los pozos productores, y unas eficiencias de desplazamiento de 0,33 y areal de 0,53.
- El valor actual neto de \$ 7 488 678,34, la tasa interna de retorno de 217% anual y el período de recuperación de la inversión de 0,51 años, muestran la rentabilidad de la implementación del proyecto de inyección de agua en la zona oeste de la arenisca U inferior del campo MDC.

5.2 RECOMENDACIONES

- Mantener el monitoreo constante de los parámetros de superficie y de fondo en los pozos productores, con la finalidad de poder identificar cualquier

cambio en el comportamiento productivo que perjudique los objetivos de la inyección de agua.

- Mantener la relación VRR entre 0,6 - 0,7 como se ha venido realizando durante los últimos años en todas las zonas de influencia de la inyección de agua en la arenisca U inferior, con la finalidad de continuar manteniendo estable la producción de petróleo en todas las zonas de influencia.
- Realizar el monitoreo constante de la producción de agua de los pozos de la arenisca U inferior mediante las curvas de Chan, a fin de determinar y poder evitar posibles canalizaciones del agua de inyección desde los pozos inyectoros hacia los pozos productores por posibles canales de alta permeabilidad, así como también poder evitar comunicaciones mecánicas y conificaciones en las cercanías de los pozos de producción.
- Planificar trabajos de control de corrosión en tubing en los pozos inyectoros MDC-7 y MDC-12RE, con la finalidad de realizar un mantenimiento preventivo y evitar problemas de corrosión.
- Desarrollar la parte del ÁREA NORTE de la arenisca U inferior del campo MDC, para posteriores proyectos de recuperación secundaria.
- Utilizar programas de simulación numérica que trabajen con los modelos estáticos y dinámicos del yacimiento, a fin de obtener resultados más aproximados a la realidad y poder validar los resultados obtenidos con el procedimiento de Buckley-Leverett desarrollados en este proyecto.
- Realizar un análisis de compatibilidad (físico-químico) de fluidos, entre el agua inyectada desde la CPF del campo MDC y el agua de formación producida por algún pozo en la zona oeste de la arenisca U inferior, a fin de tener una correcta admisión en la arenisca U inferior al inyectar desde el pozo MDC-16 (considerado como pozo inyector) y evitar taponamientos.
- Considerar las instalaciones de superficie existentes en el campo MDC, con el fin de asegurar la accesibilidad del proyecto y evitar gastos innecesarios.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Ahmed, T. (2010). *Reservoir Engineering Handbook*. USA: Editorial Elsevier.
- ARCH. (2018). *Archivos técnicos del campo MDC. Coordinación de Control Técnico de Exploración y Explotación de Hidrocarburos y Gas Natural*. Quito, Ecuador.
- Bidner, M. (2001). *Propiedades de la Roca y los Fluidos en Reservorios de Petróleo*. Buenos Aires, Argentina: Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Blanco, J. y Delgadillo, C. (2006). *Metodología Integrada para el Diseño de un Monitoreo de Inyección de Agua Desarrollado en un Campo Petrolero (Tesis de Pregrado)*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.
- Chan, K. (1995). *Water Control Diagnostic Plots*. Society of Petroleum Engineers, 1-9.
- Craft, B. y Hawkins, M. (1977). *Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos*. Madrid, España: Editorial Tecnos.
- Craig, F. (1982). *Aspectos de Ingeniería de la Inyección de Agua*. Society of Petroleum Engineers of AIME. Dallas, New York.
- ENAP SIPEC. (2011). *Plan de Desarrollo del Campo MDC*. Quito, Ecuador.
- ENAP SIPEC. (2017). *Estudio de Ingeniería de Yacimientos Bloque MDC*. Quito, Ecuador.
- ENAP SIPEC. (2017). *Informe de Reserva y Recursos (IRR) Hidrocarburíferos*. Quito, Ecuador.
- ENAP SIPEC. (2018). *Reportes Finales de Geología y Reportes Finales de Survey*. Quito, Ecuador.
- Escobar, F. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Neiva, Colombia: Editorial Universidad Surcolombiana.
- Ferrer, J. (2017). *El Seguimiento a Proyectos de Inyección de Agua*. PGE PETRÓLEO&GAS, 19.
- Herrera, C. (2018). *Evaluación de la Recuperación Secundaria por Inyección de Agua en el Campo Oso Arena T utilizando diferentes Métodos de*

Predicción (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.

- Hidalgo, J. y Chamba, A. (2012). *Estudio de Pre-Factibilidad de la Recuperación Mejorada de Petróleo mediante Estímulos Vibracionales en el Campo Paraíso-Biguno-Huachito (Tesis de Pregrado)*. Escuela Politécnica Nacional. Quito, Ecuador.
- Jaillard, E., et al. (1997). *Síntesis Estratigráfica Sedimentológica del Cretáceo y Paleógeno de la Cuenca Oriente del Ecuador. Informe Final del Convenio Orstom-Petroproducción*. Orstom, París.
- Loayza, J., Cusme, J., Zavala, J. y Gallegos, R. (2012). *Análisis y Cálculos detallados del Trabajo de Inyección de Agua en el Campo Little Creek por C. Cronquist e Inyección Periférica de Agua en el Campo SAFBEU por R. Denham, para ser usado como material didáctico en los cursos de recobro secundario de petróleo (Tesis de Pregrado)*. Escuela Superior Politécnica del Litoral. Guayaquil, Ecuador.
- Mihcakan, M., Altinay, E. y Kasap, I. (2005). *The Hall Plot Analysis of a Water Injection Test Affected by Geothermal Reservoir Response*. Proceedings World Geothermal Congress. Antalya, Turquía.
- Moix, R. (2014). *Evaluación Económica de Proyectos Petroleros*. Bogotá, Colombia: Editorial Hipergraph.
- Paris de Ferrer, M. (2001). *Inyección de Agua y Gas en Yacimientos Petrolíferos*. Maracaibo, Venezuela: Editorial Astro Data S.A.
- Paris de Ferrer, M. (2009). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*. Maracaibo, Venezuela: Editorial Astro Data S.A.
- PDVSA. (1997). *Estimación y Cálculo de Reservas de Hidrocarburos*. Zulia, Venezuela: Editorial CIED.
- Rodríguez, J. (2007). *Ingeniería Básica de Yacimientos*. Barcelona, Venezuela: Universidad de Oriente Núcleo de Anzoátegui.
- Schlumberger. (2008). *OILFIELD MANAGER 2005 Procesos en OFM*. Schlumberger Information Solutions.
- Schlumberger. (2011). *Valor del agua de formación*. Oilfield Review. Recuperado de:

https://www.slb.com/~media/Files/resources/oilfield_review/spanish11/spr11/03_valor.pdf

- Schlumberger. (2018). *Recuperación Secundaria*. Oilfield Glossary. Recuperado de:
https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/s/secondary_recovery.aspx
- Schlumberger. (2018). *Patrón de Inyección*. Oilfield Glossary. Recuperado de: https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/i/injection_pattern.aspx
- Temizel, C., Kirmaci, H., Wijaya, Z., Balaji, K., Suhag, A., Ranjith, R., Tran, M., Al-Otaibi, B., Al-Kouh Ahmad., Zhu, Y., Cengiz, Y. y Aminzadeh, F. (2016). *Production Optimization through Voidage Replacement using Triggers for Production Rate*. Society of Petroleum Engineers, 1-43.
- Terrado, R., Yudono, S. y Thakur, G. (2006). *Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles into Practice*. Society of Petroleum Engineers, 1-10.
- Valencia, R. (2012). *Recuperación Secundaria por Inyección de Agua*. Quito, Ecuador.

GLOSARIO

Acuífero Lateral: Es el acuífero situado en la periferia de la formación productora del yacimiento, el agua avanza por los lados del yacimiento y generalmente su migración se dirige a las partes altas de la estructura.

Anticlinal: Es un pliegue que tiene forma de arco y las capas de roca son convexas hacia arriba, en el centro afloran los estratos más antiguos y en los flancos los estratos más jóvenes. Forman trampas de hidrocarburos excelentes.

Arenisca: Roca sedimentaria la cual está formada por pequeños granos de arena compactados.

Basamento: Constituye la capa de roca, abajo de la cual no se espera que haya reservorios de hidrocarburos económicos.

Compartimentalización: Es la segmentación geológica de yacimientos continuos en compartimentos aislados, requieren métodos de interpretación y producción diferentes de los yacimientos continuos.

Compartimento: Es el segmento productivo de un campo de petróleo o gas en el que los fluidos no se encuentran comunicados con el resto del campo. Estos pueden aislarse en el momento de la acumulación como resultado de los procesos depositacionales o aislarse después de la depositación y el sepultamiento como resultado de la diagénesis o de cambios estructurales, como la formación de fallas.

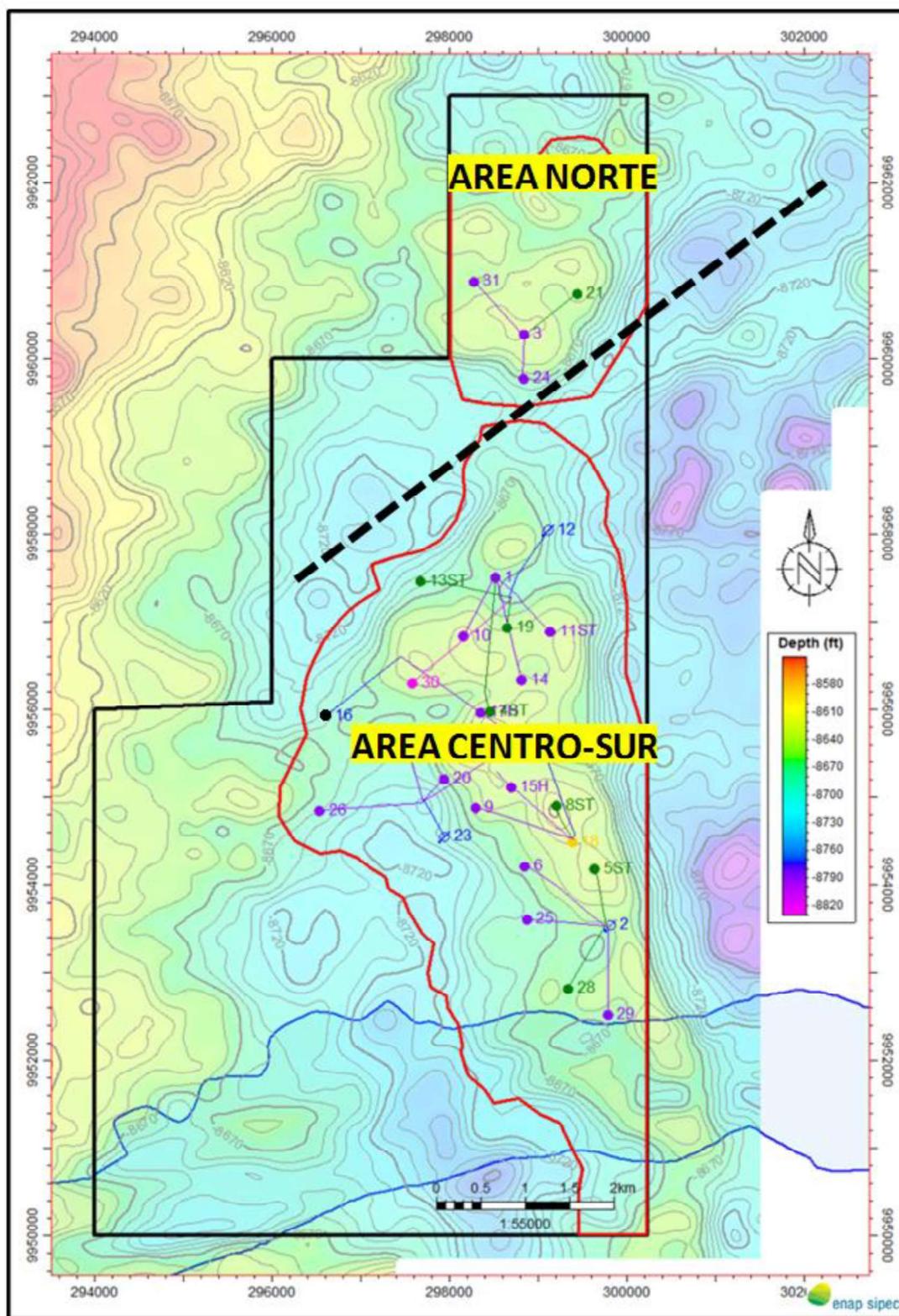
Falla: Es una fractura a lo largo de la cual ha ocurrido un desplazamiento relativo de los bloques paralelos a la fractura.

Pruebas de inyectividad: Procedimiento que se realiza con la finalidad de determinar la tasa y la presión a la cual se pueden bombear los fluidos hacia dentro de la formación sin fracturar la misma.

Sistema de Bombeo Electrosomergible: Es un sistema de levantamiento artificial, el cual levanta el fluido del yacimiento a la superficie mediante la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergidas en el pozo y accionada por energía eléctrica proporcionada desde la superficie. Maneja altos cortes de agua generados por las operaciones de mantenimiento de la presión y recuperación secundaria.

ANEXOS

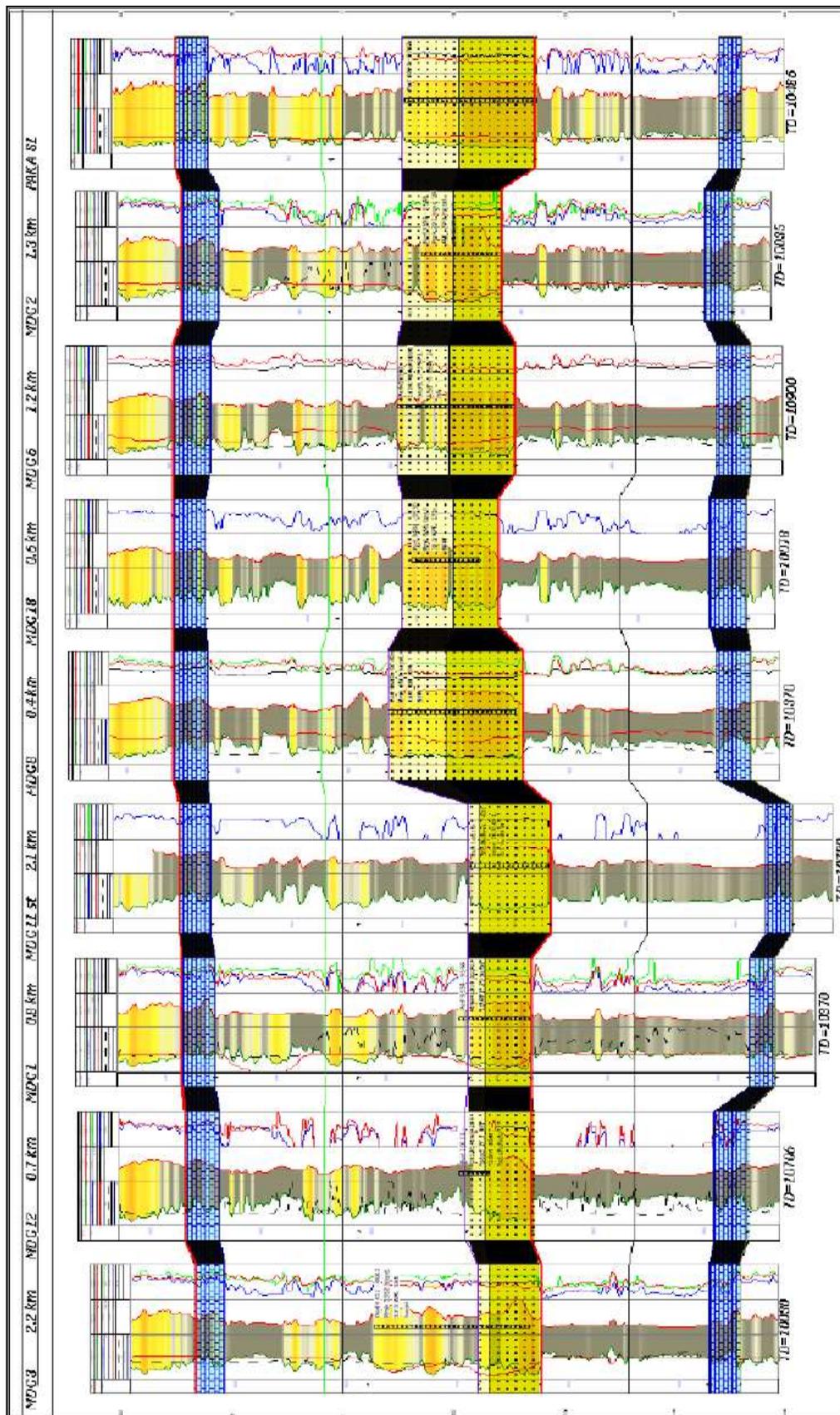
ANEXO No 1
COMPARTIMENTALIZACIÓN DEL BLOQUE MDC



Fuente: ENAP SIPEC, 2017

ANEXO No 2

**CORRELACIÓN ESTRATIGRÁFICA NORTE-SUR POZOS
ARENISCA NAPO U DEL CAMPO MDC**



Fuente: ENAP SIPEC, 2017

ANEXO No 3

**HISTORIALES DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS DEL
CAMPO MDC**

POZO	ESTADO ACTUAL	ARENA PRODUCTORA	FECHA	BFPD	BPPD	BAPD	%BSW	°API	METODO DE PRODUCCIÓN
MDC-1	Cerrado	U inferior	25-oct-2017	1605	61	1544	96,2	18,2	BES
	Cerrado	T inferior	2-jul-2015	1037	218	819	78,98	25,9	BES
MDC-2	Inyector	U inferior	10-nov-2008	1233	197	1036	84,02	18,1	BES
	Inyector	T inferior	15-feb-2009	146	134	12	8,22	28,2	BES
MDC-3	Cerrado	Hollín Sup.	7-oct-2011	142	135	7	4,93	26,2	BES
	Producción	U inferior	23-abr-2018	825	394	431	52,24	17,6	BES
MDC-4ST	Cerrado	T inferior	15-abr-2001	378	174	204	53,97	27,7	FN
	Cerrado	U inferior	26-ene-2012	575	219	356	61,91	16,7	BES
MDC-5ST	Cerrado	T inferior	4-sep-2017	643	275	368	57,23	27,5	BES
	Cerrado	U inferior	16-oct-2010	403	81	322	79,9	18,2	BES
MDC-6	Producción	T inferior	25-abr-2018	590	100	490	83,05	28	BES
	Cerrado	Hollín Sup.	4-mar-2011	429	51	378	88,11	25,2	BES
MDC-7	Producción	U inferior	30-abr-2018	2636	573	2063	78,26	17,2	BES
	Inyector	U inferior	22-oct-2007	120	30	90	75	18,6	BES
MDC-8	Inyector	T inferior	7-nov-2012	140	140	0	0	27,1	BES
	Cerrado	Hollín Sup.	27-dic-2010	598	78	520	86,96	26	BES
MDC-8ST	Cerrado	U inferior	9-sep-2006	809	249	560	69,22	18,2	BES
MDC-9	Producción	T inferior	9-abr-2018	1388	1211	177	12,75	27,5	BES
MDC-10	Producción	U inferior	8-abr-2018	1570	633	937	59,68	17,8	BES
MDC-11ST	Producción	U inferior	29-abr-2018	868	64	804	92,63	17,4	BES
	Cerrado	T inferior	19-nov-2011	152	61	91	59,87	24,2	BES
MDC-12	Producción	U inferior	22-abr-2018	1562	330	1232	78,87	17,1	BES
MDC-13ST	Cerrado	U inferior	23-oct-2009	163	65	98	60,12	18	BES
	Cerrado	T inferior	4-dic-2007	170	85	85	50	28,1	BES
MDC-14	Producción	T inferior	13-abr-2018	794	476	318	40,05	26,1	BES
MDC-15H	Producción	U inferior	24-abr-2018	848	95	753	88,8	17,9	BES
	Cerrado	T inferior	20-jun-2009	103	102	1	0,97	27,8	BES
MDC-16	Producción	U inferior	20-abr-2018	908	129	779	85,79	17,4	BES
	Cerrado	Hollín Sup.	24-jun-2008	155	141	14	9,03	28,4	BES
MDC-17H	Cerrado	U inferior	15-jul-2007	64	47	17	26	-	BH
	Cerrado	T inferior	27-jun-2007	22	0	22	100	-	BH
MDC-18	Cerrado	Hollín Sup.	22-may-2007	750	0	750	100	-	BH
	Cerrado	Hollín Inf.	23-jun-2015	3162	0	3162	100	-	BES
MDC-19	Producción	U inferior	20-abr-2018	742	303	439	59,16	17	BES
	Cerrado	T inferior	6-dic-2008	446	227	219	49,1	25,7	BES
MDC-20	Cerrado	Hollín Sup.	26-sep-2011	2262	90	2172	96,02	25,3	BES
	Cerrado	U inferior	1-nov-2014	1095	249	846	77,26	18,2	BES
MDC-21	Producción	Hollín Sup.	21-abr-2018	1088	236	852	78,31	26	BES
MDC-22	Producción	T inferior	27-abr-2018	1440	744	696	48,33	28,8	BES
MDC-23	Producción	U inferior	15-abr-2018	2726	927	1799	65,99	17,2	BES
	Cerrado	T inferior	4-ago-2013	112	90	22	19,64	23,9	BES
MDC-24	Producción	T inferior	14-abr-2018	842	386	456	54,16	28,3	BES
MDC-25	Producción	U inferior	26-abr-2018	675	50	625	92,59	18,9	BES
	Inyector	U inferior	17-jul-2012	50	30	20	40	17	BH
MDC-26	Inyector	T inferior	20-mar-2012	67	67	0	0	25,3	BH
	Cerrado	U superior	6-ago-2017	164	146	18	10,98	19,2	BES
MDC-27	Cerrado	U inferior	12-feb-2018	125	110	15	12	19,2	BES
MDC-28	Producción	U inferior	5-abr-2018	796	248	548	68,84	17,3	BES
MDC-29	Producción	U inferior	4-abr-2018	426	421	5	1,17	18	BES
	Cerrado	T inferior	3-dic-2017	105	1	104	99,05	0	BES
MDC-30	Producción	U inferior	13-abr-2018	633	631	2	0,32	18,3	BES
MDC-31	Producción	T inferior	23-abr-2018	1179	1175	4	0,34	28,4	BES
MDC-32	Producción	U inferior	10-abr-2018	1928	1909	19	0,99	18,9	BES
	Producción	U inferior	21-abr-2018	282	281	1	0,35	18,6	BES
MDC-33	Producción	T inferior	19-abr-2018	531	428	103	19,4	26	BES
	Producción	U inferior	5-abr-2018	629	628	1	0,16	17,9	BES
MDC-34	Cerrado	T inferior	16-ene-2018	4,6	1	3,6	78,26	25,6	BH

Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

ANEXO No 4

**VOLÚMENES DE AGUA DE INYECCIÓN Y PRESIONES
DE INYECCIÓN DE LOS POZOS INYECTORES A LA
ARENISCA U INFERIOR**

POZO MDC-12 ARENISCA U INFERIOR

VOLÚMENES DE INYECCIÓN MDC-12 : U inferior (BlS)						
MESES	AÑO					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ENERO	-	84713	89002	80965	73199	76451
FEBRERO	-	83182	85444	70154	66440	74564
MARZO	-	88643	89478	54686	78191	73014
ABRIL	-	82626	86556	71422	74347	68416
MAYO	57574	88039	93734	76281	73883	68975
JUNIO	97954	93312	90587	76659	74404	44321
JULIO	106684	89596	98171	80681	71716	180
AGOSTO	103164	94661	95914	83630	61411	-
SEPTIEMBRE	89145	96989	86491	76519	65585	-
OCTUBRE	93908	92233	77288	74414	82589	-
NOVIEMBRE	82488	81613	68635	68744	76864	-
DICIEMBRE	90277	98525	74687	78462	75500	-
TOTAL	721194	1074132	1035987	892617	874129	405921

PRESIONES PROMEDIO DE INYECCIÓN EN CABEZA MDC-12 : U inferior (psi)						
MESES	AÑO					
	2010	2011	2012	2013	2014	2015
ENERO	-	790,33	762,58	1417,74	1615,87	1726,45
FEBRERO	-	747,14	911,03	1488,57	1584,6	1735
MARZO	-	647,42	969,68	1273,39	1580	1790,32
ABRIL	-	486	959,33	1445,33	1599,67	1842
MAYO	665,4	410,97	942,26	1450,97	1639,35	1849,68
JUNIO	417,33	533,67	1129,67	1465,67	1609,01	1847,32
JULIO	514,52	639,03	1148,06	1497,42	1690,32	1800
AGOSTO	190,26	677,74	1185,97	1474,19	1670,65	-
SEPTIEMBRE	591,37	774	1272,67	1493,67	1642,53	-
OCTUBRE	577,28	726,45	1319,35	1524,84	1662,26	-
NOVIEMBRE	579,67	585	1360	1541,33	1656,33	-
DICIEMBRE	822,9	621,29	1302,26	1650,97	1684,84	-

POZO MDC-12RE ARENISCA U INFERIOR

VOLÚMENES DE INYECCIÓN MDC-12RE : U inferior (BlS)			
MESES	AÑO		
	2016	2017	2018
ENERO	-	70332	79504
FEBRERO	-	83155	60832
MARZO	-	99650	55495
ABRIL	-	101844	56854
MAYO	-	87758	-
JUNIO	-	101272	-
JULIO	31388	98917	-
AGOSTO	-	96304	-
SEPTIEMBRE	6929	81395	-
OCTUBRE	4252	73747	-
NOVIEMBRE	33340	75230	-
DICIEMBRE	48651	73470	-
TOTAL	124560	1043074	252685

PRESIONES PROMEDIO DE INYECCIÓN EN CABEZA MDC-12RE : U inferior (psi)			
MESES	AÑO		
	2016	2017	2018
ENERO	-	532,26	658,06
FEBRERO	-	669,64	537,14
MARZO	-	775,48	470,32
ABRIL	-	840	542,33
MAYO	-	551,61	-
JUNIO	-	809,67	-
JULIO	535,71	855,16	-
AGOSTO	-	904,52	-
SEPTIEMBRE	50	869,33	-
OCTUBRE	1220	795,16	-
NOVIEMBRE	50	866	-
DICIEMBRE	223,55	751,61	-

POZO MDC-2 ARENISCA U INFERIOR

VOLÚMENES DE INYECCIÓN MDC-2 : U inferior (Bls)							
MESES	AÑO						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENERO	-	42770	69849	69799	69415	86025	96342
FEBRERO	-	33937	47790	64690	71397	78330	76463
MARZO	2156	21123	-	68052	73348	98272	58464
ABRIL	71177	31724	12364	62309	64410	99045	-
MAYO	52923	72445	79879	83076	68917	98263	-
JUNIO	41203	49970	74242	73608	68122	104108	-
JULIO	65564	68696	49539	73032	88960	97192	-
AGOSTO	80008	78577	59848	79024	90707	95101	-
SEPTIEMBRE	71784	72506	46819	91629	77043	88191	-
OCTUBRE	46667	74066	68583	79969	62215	88243	-
NOVIEMBRE	43577	59621	76215	70675	94445	87568	-
DICIEMBRE	37062	76998	70557	63263	104478	92237	-
TOTAL	512121	682433	655685	879126	933457	1112575	231269

PRESIONES PROMEDIO DE INYECCIÓN EN CABEZA MDC-2 : U inferior (psi)							
MESES	AÑO						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENERO	-	0	292,92	895,48	105,91	0	0
FEBRERO	-	0	167,03	1179,64	127,66	0	0
MARZO	575	50	-	1336,45	125,17	0	0
ABRIL	232,17	0	13	1162	104	0	-
MAYO	199,57	112,81	21,35	1276,33	82,42	0	-
JUNIO	264,09	52	19,35	1059,67	84,31	0	-
JULIO	160,97	20	97,06	388,62	238,39	0	-
AGOSTO	315,48	150,23	610,97	131,10	225,48	0	-
SEPTIEMBRE	377,83	219,33	846,21	377,67	129	0	-
OCTUBRE	155,65	322,42	909,03	269,03	206,4	0	-
NOVIEMBRE	91,5	394,17	978,33	212,83	0	0	-
DICIEMBRE	138,06	273,65	863,87	89,13	0	0	-

POZO MDC-7 ARENISCA U INFERIOR

VOLÚMENES DE INYECCIÓN MDC-7 : U inferior (Bls)							
MESES	AÑO						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENERO	-	39774	59581	76761	121398	101125	121083
FEBRERO	-	53251	50959	77815	122237	99642	108007
MARZO	-	38617	61202	94070	129227	108960	114866
ABRIL	-	54415	57436	88716	114776	98558	111954
MAYO	-	59633	62091	85219	133567	110826	-
JUNIO	-	57252	63426	90107	125299	108594	-
JULIO	-	53866	53916	93614	126616	106001	-
AGOSTO	-	59819	79575	108304	104945	108496	-
SEPTIEMBRE	-	58523	79866	82363	102764	119655	-
OCTUBRE	-	58499	90649	100904	122030	129703	-
NOVIEMBRE	-	58025	83130	116076	27181	118275	-
DICIEMBRE	13303	62621	81937	109441	56045	121851	-
TOTAL	13303	654295	823768	1123390	1286085	1331686	455910

PRESIONES PROMEDIO DE INYECCIÓN EN CABEZA MDC-7 : U inferior (psi)							
MESES	AÑO						
	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
ENERO	-	198,71	301,74	704,52	64,84	0	0
FEBRERO	-	249,81	225,61	677,14	57,5	0	0
MARZO	-	115,71	201,61	836,45	60,9	0	0
ABRIL	-	0	208	377,50	68,00	105	0
MAYO	-	0	121,97	136,37	66,76	0	-
JUNIO	-	0	244,23	217,67	40,42	0	-
JULIO	-	0	489,58	97,77	110	0	-
AGOSTO	-	359,58	995,51	135,5	0	0	-
SEPTIEMBRE	-	215,51	802,71	1073,33	0	0	-
OCTUBRE	-	313,87	918,55	0	105	0	-
NOVIEMBRE	-	293	863	165	0	0	-
DICIEMBRE	196	214,58	721,94	54,16	0	0	-

POZO MDC-23WIW ARENISCA U INFERIOR

VOLÚMENES DE INYECCIÓN MDC-23WIW : U inferior (Bls)					
MESES	AÑO				
	2012	2013	2014	2015	2016
ENERO	-	76078	8850	-	5184
FEBRERO	-	69094	-	-	4186
MARZO	-	48972	-	-	3243
ABRIL	-	72805	8704	-	1321
MAYO	-	88487	64895	1130	-
JUNIO	-	85888	20905	-	6975
JULIO	-	82187	8504	-	8436
AGOSTO	-	87050	-	-	312
SEPTIEMBRE	18143	72503	-	3698	1053
OCTUBRE	41210	8380	-	-	5458
NOVIEMBRE	47210	31035	2610	-	17797
DICIEMBRE	58203	-	-	10902	5858
TOTAL	164766	722479	114468	15730	59823

PRESIONES PROMEDIO DE INYECCIÓN EN CABEZA MDC-23WIW : U inferior (psi)					
MESES	AÑO				
	2012	2013	2014	2015	2016
ENERO	-	1529,03	1370	-	1061,66
FEBRERO	-	1434,29	-	-	1280
MARZO	-	1222,85	-	-	1150
ABRIL	-	1212,33	1262	-	1300
MAYO	-	1242,26	1176,13	1450	-
JUNIO	-	1152	1041	-	733,44
JULIO	-	934,84	1010,33	-	1166,67
AGOSTO	-	1244,84	-	-	1220
SEPTIEMBRE	1085,33	1314,00	-	1200	1150
OCTUBRE	1270,71	980,00	-	-	1036,66
NOVIEMBRE	1301,17	1177,06	1350	-	956,13
DICIEMBRE	1367,74	-	-	1530	1150,00

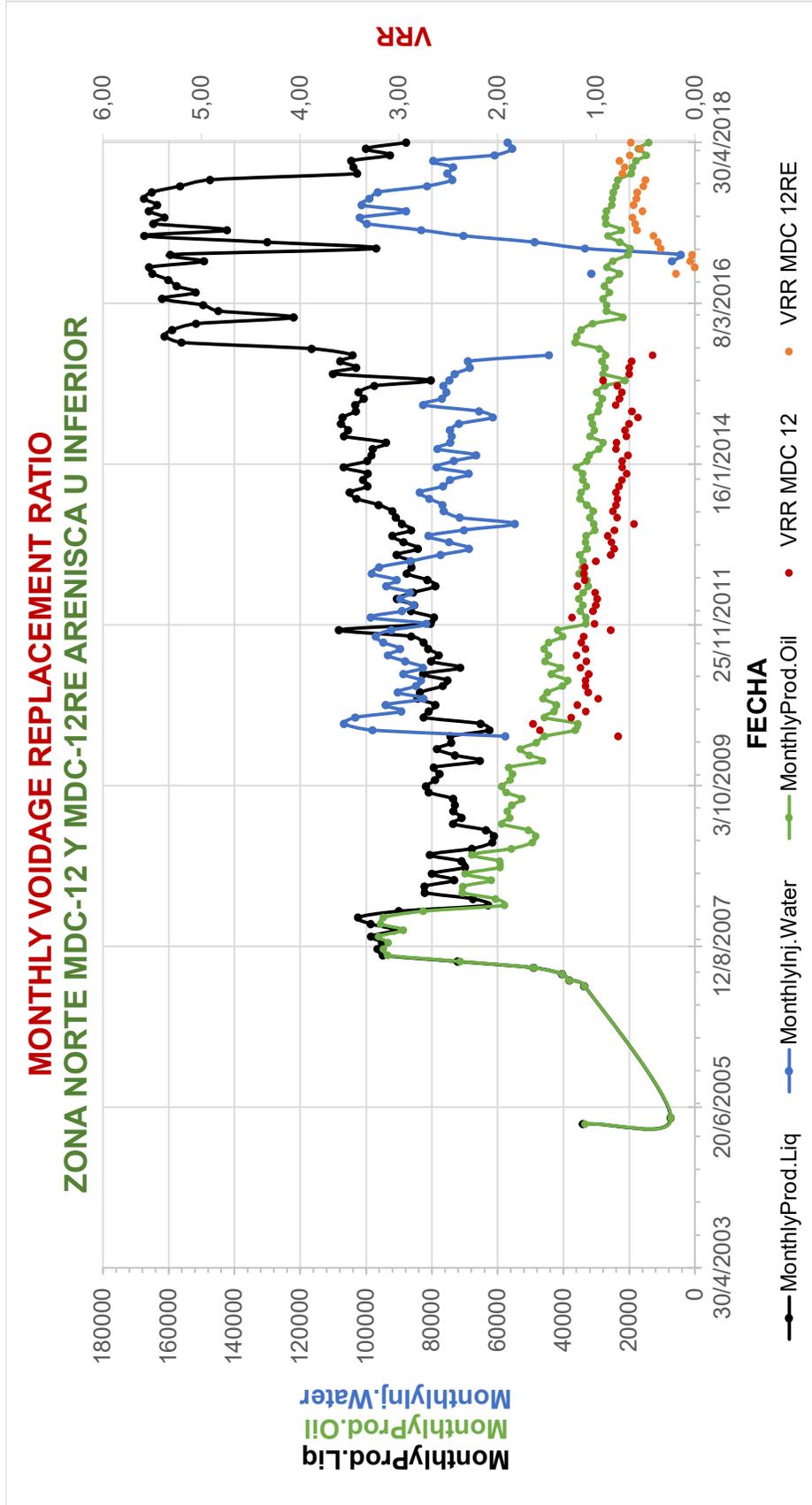
Fuente: OFM - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

ANEXO No 5

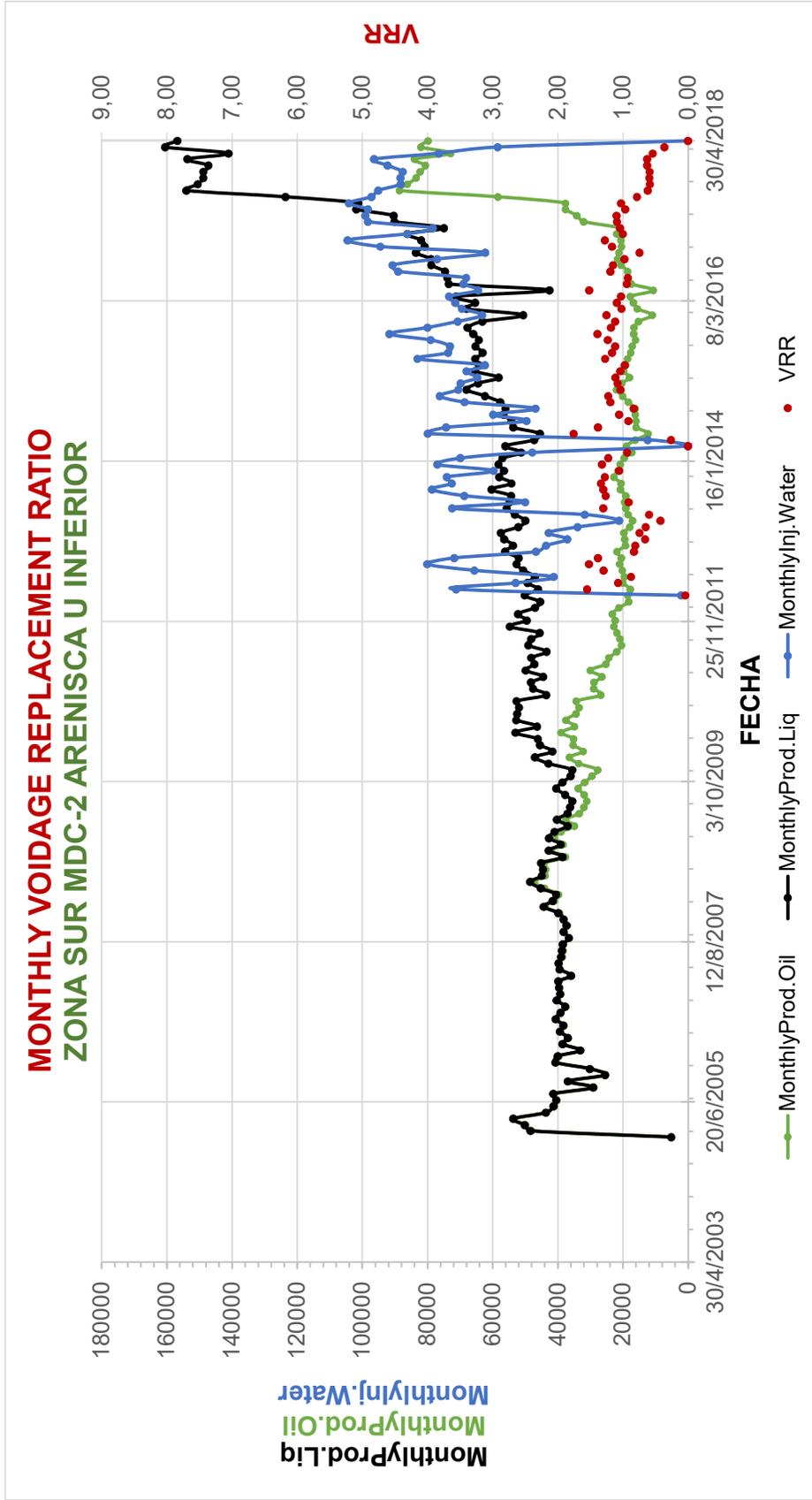
**RELACIÓN VRR PARA LAS ZONAS DE INFLUENCIA DE
LA INYECCIÓN DE AGUA EN LA ARENISCA U INFERIOR**

VRR PARA LA ZONA DE INFLUENCIA DEL POZO INYECTOR MDC-12RE ARENISCA U INFERIOR



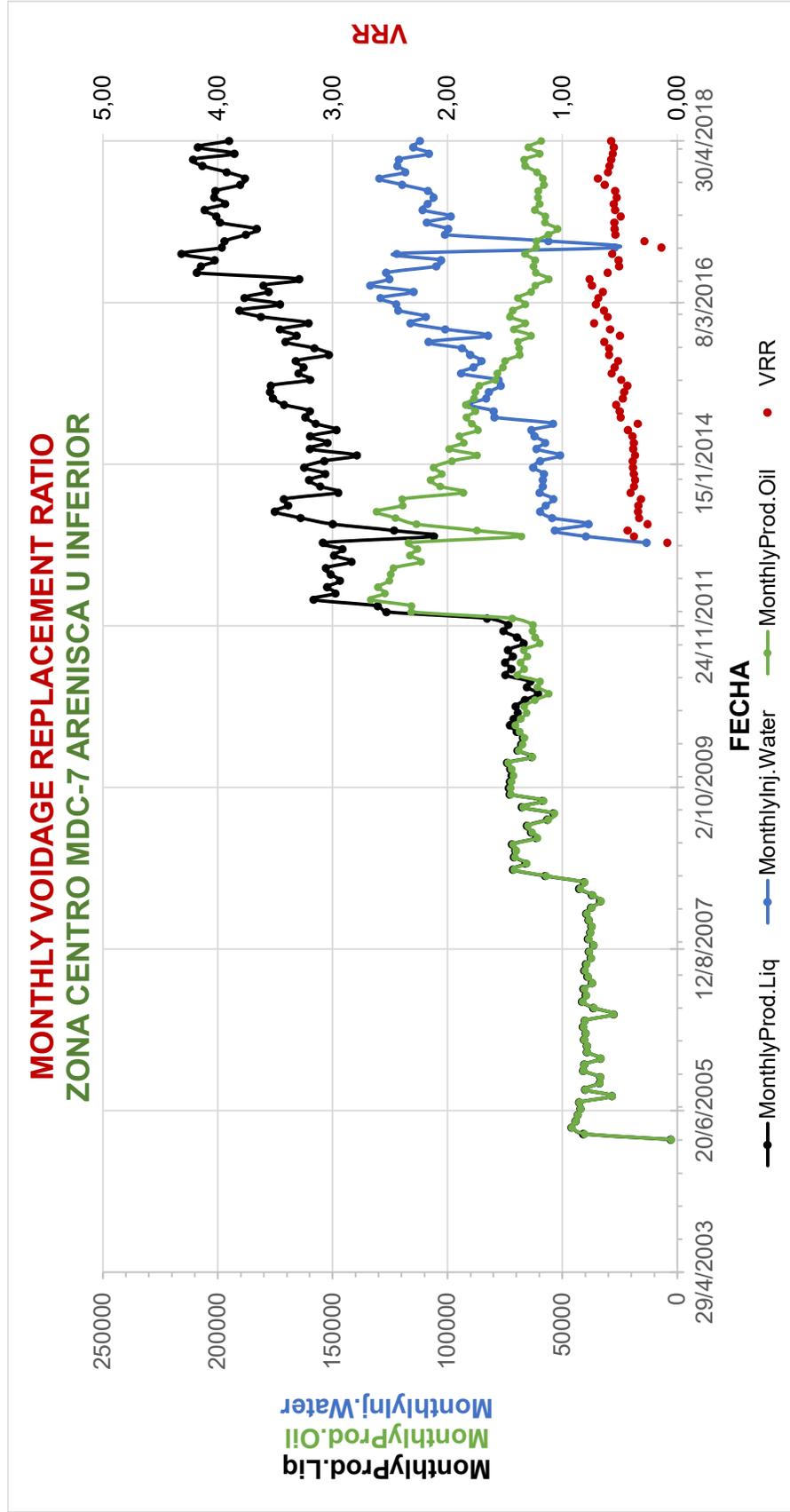
Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

VRR PARA LA ZONA DE INFLUENCIA DEL POZO INYECTOR MDC-2 ARENISCA U INFERIOR



Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

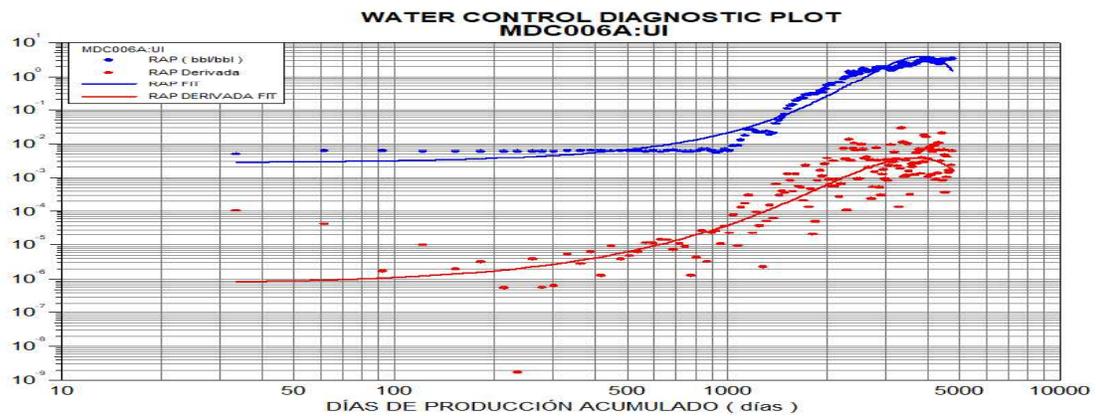
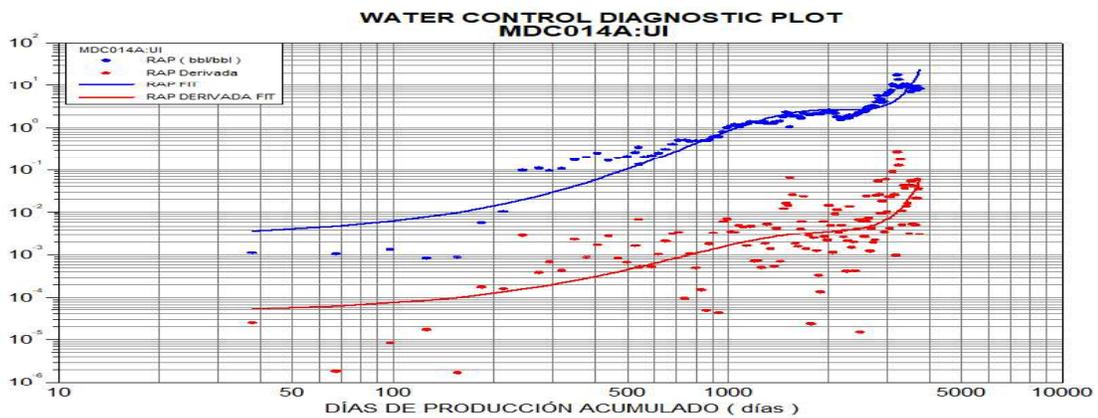
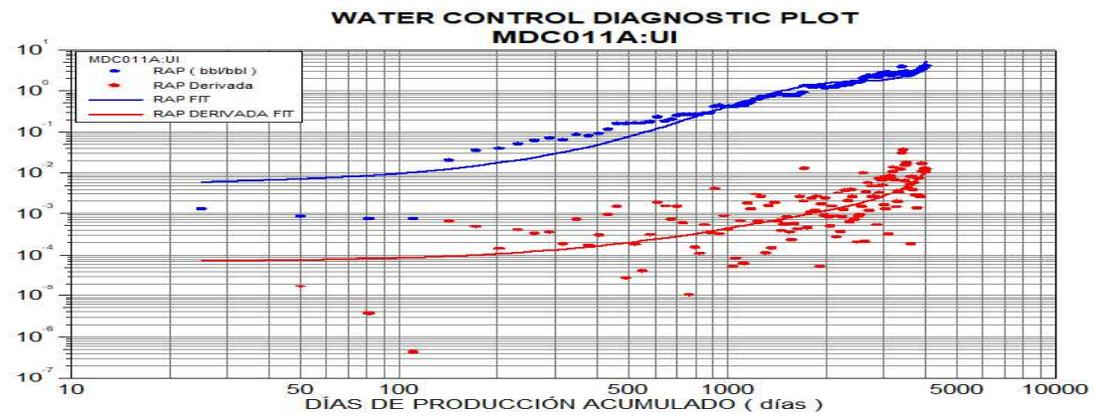
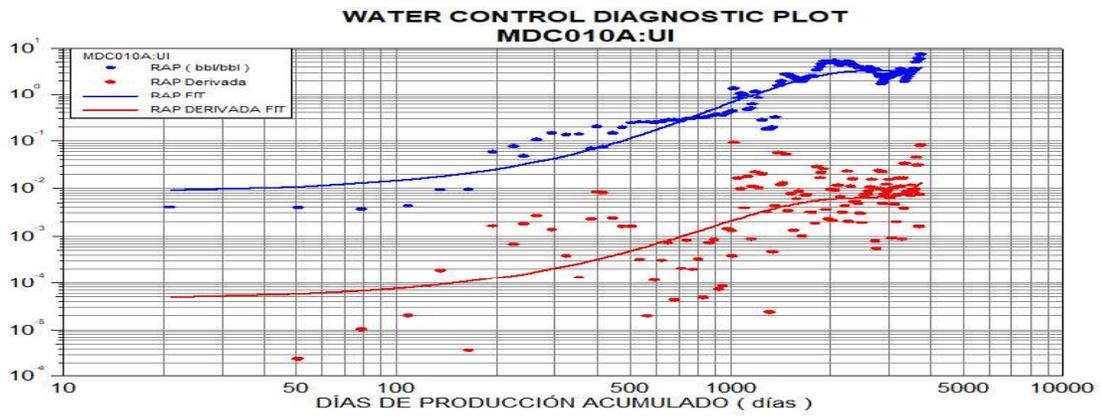
VRR PARA LA ZONA DE INFLUENCIA DEL POZO INYECTOR MDC-7 ARENISCA U INFERIOR

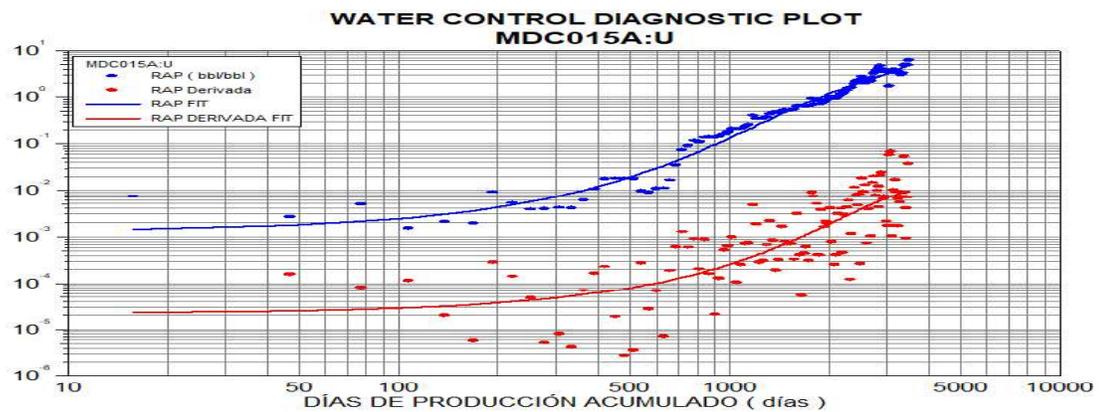
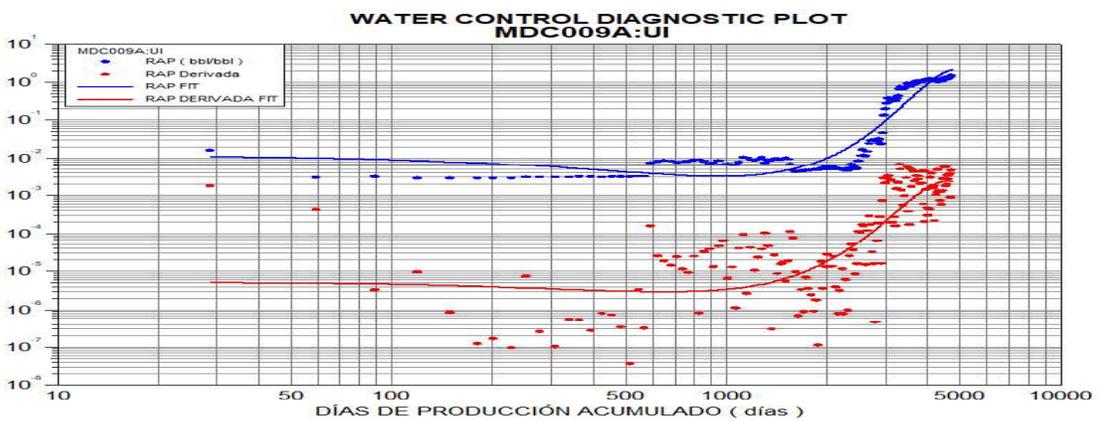
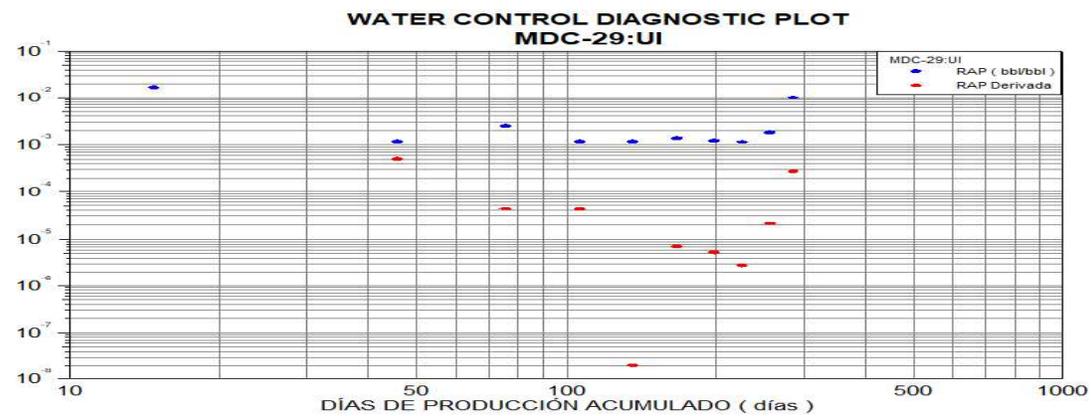
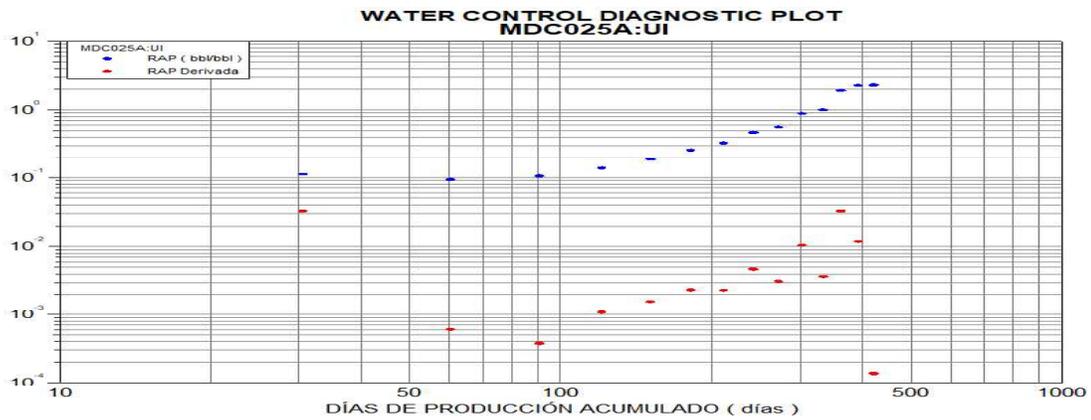


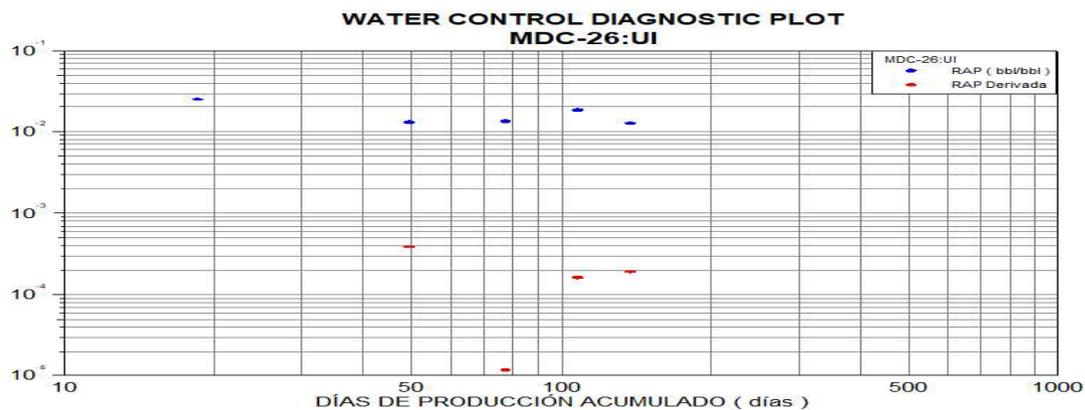
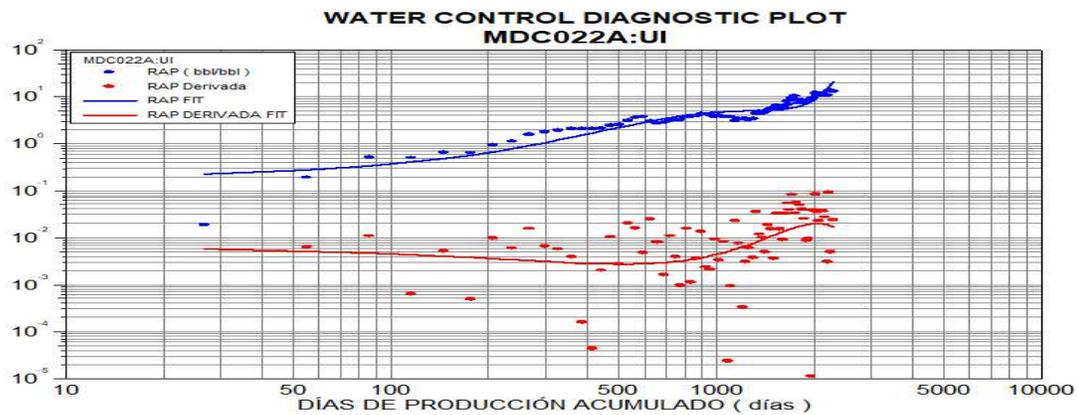
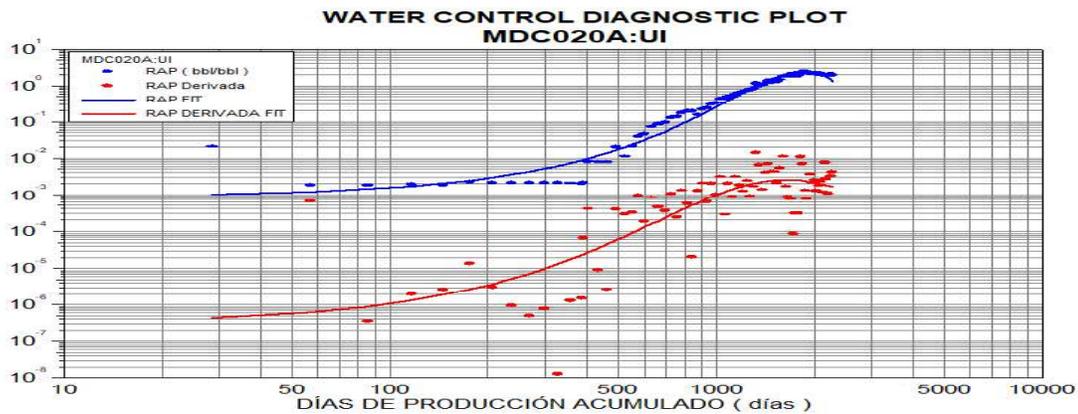
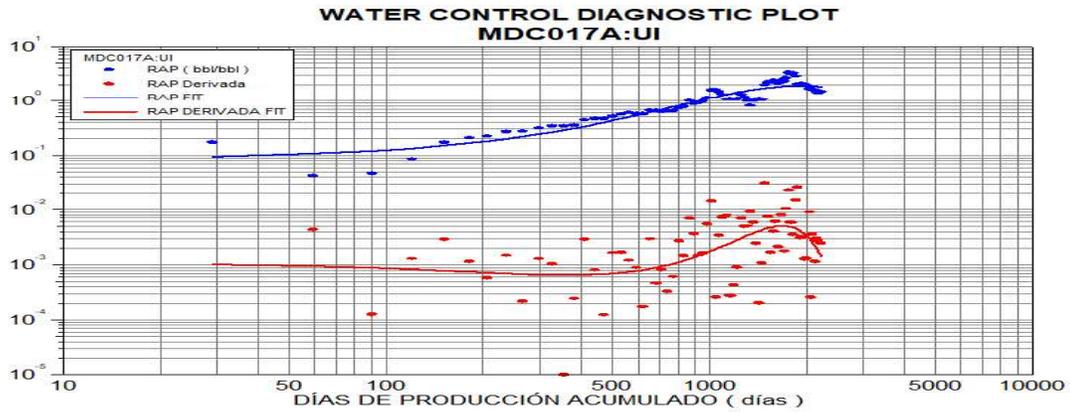
Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

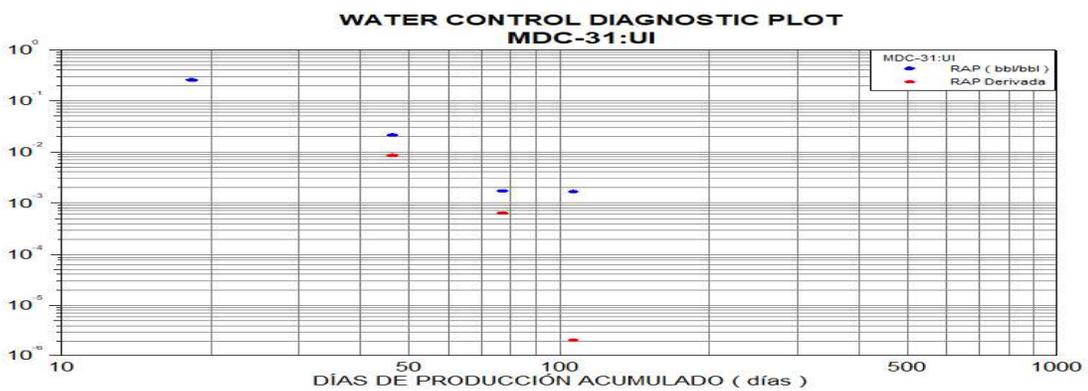
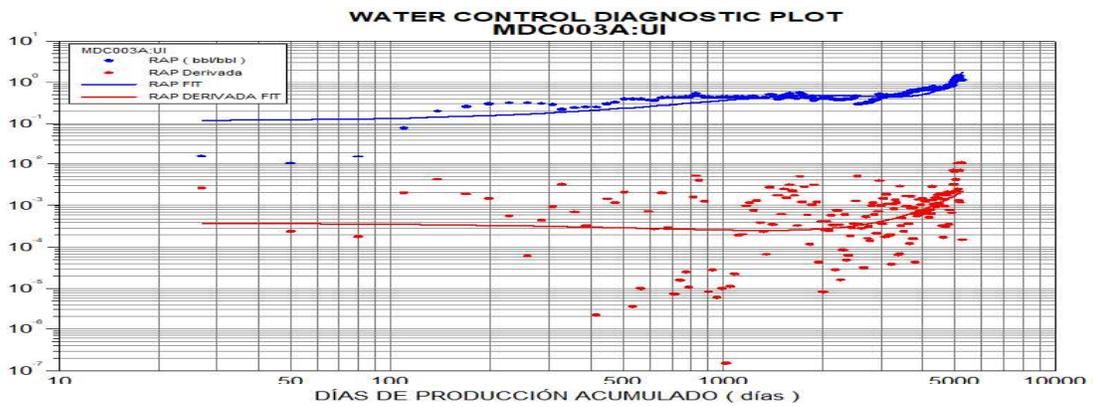
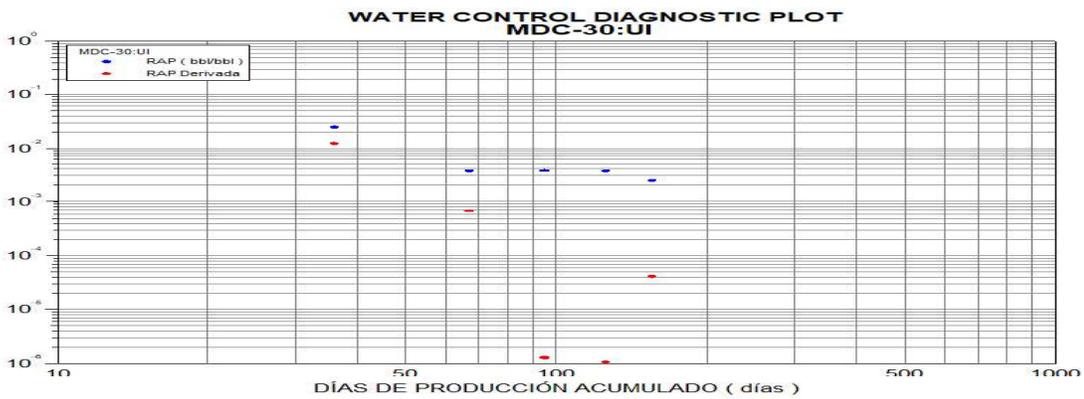
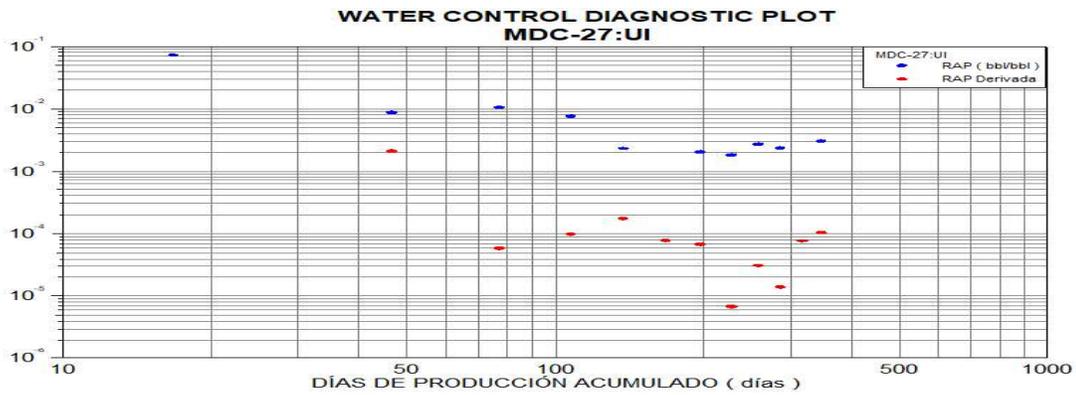
ANEXO No 6

**CURVAS DE CHAN PARA LOS POZOS PRODUCTORES
DE LA ARENISCA U INFERIOR**







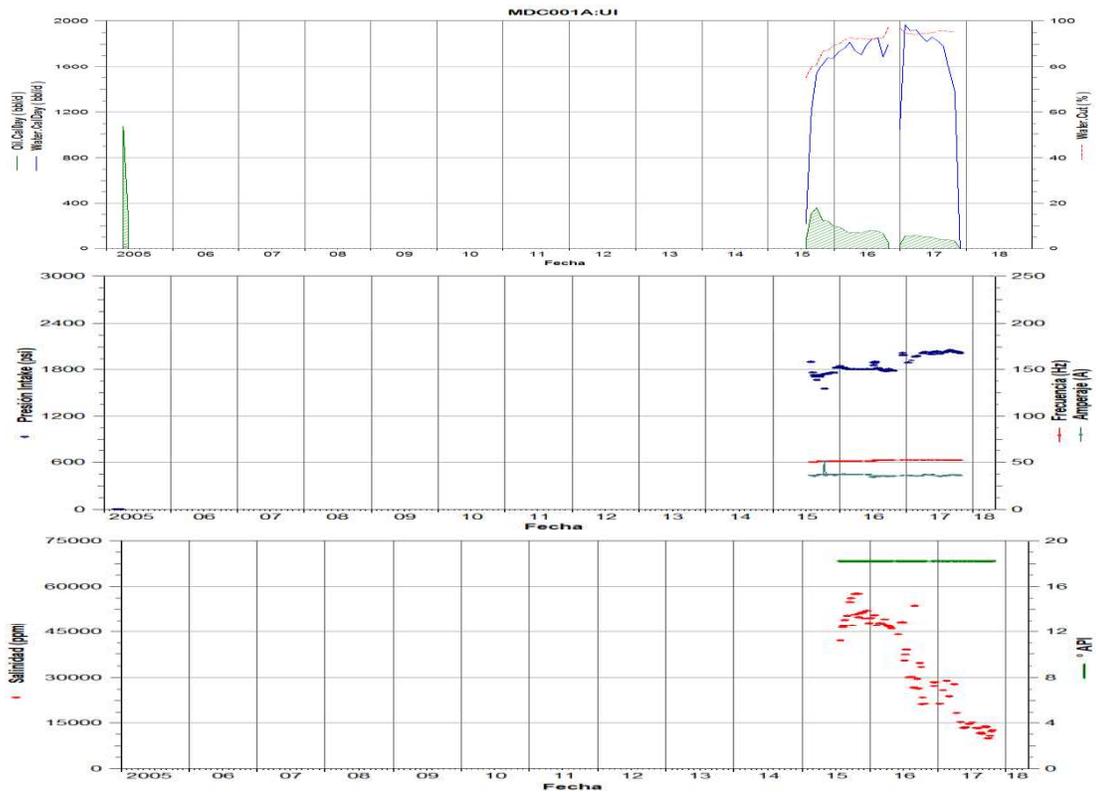


Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

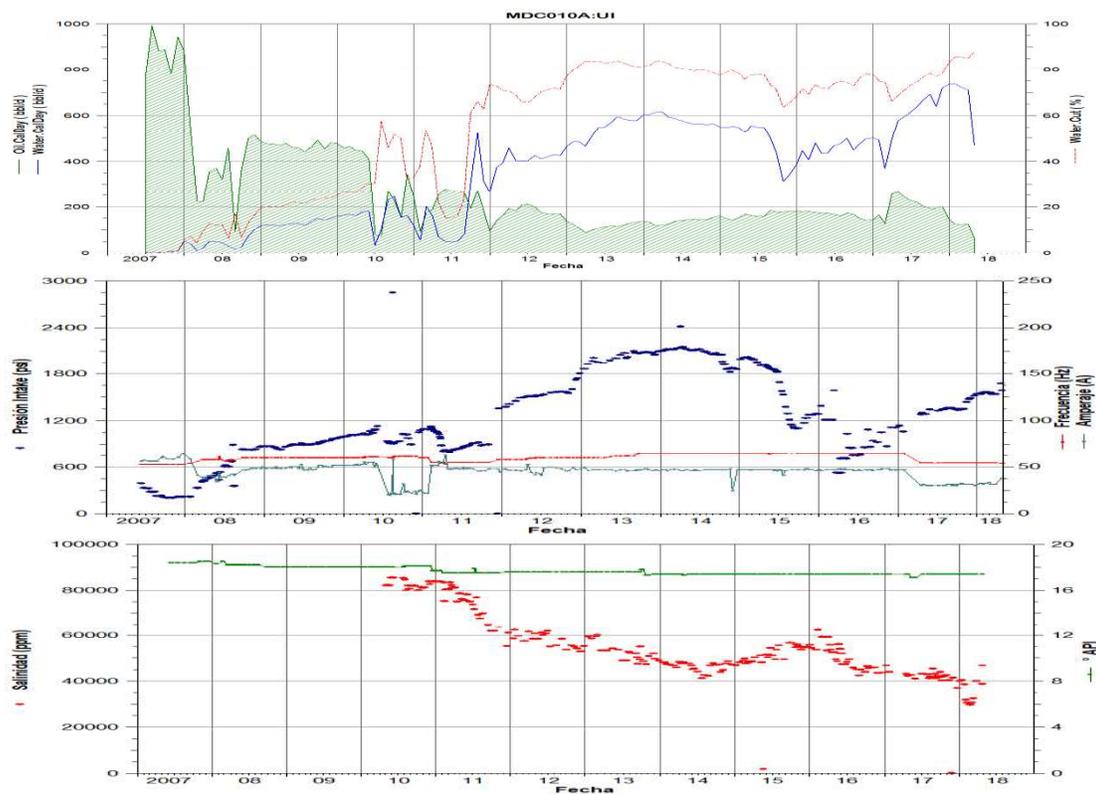
ANEXO No 7

**COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DE LOS POZOS DE
LA ARENISCA U INFERIOR**

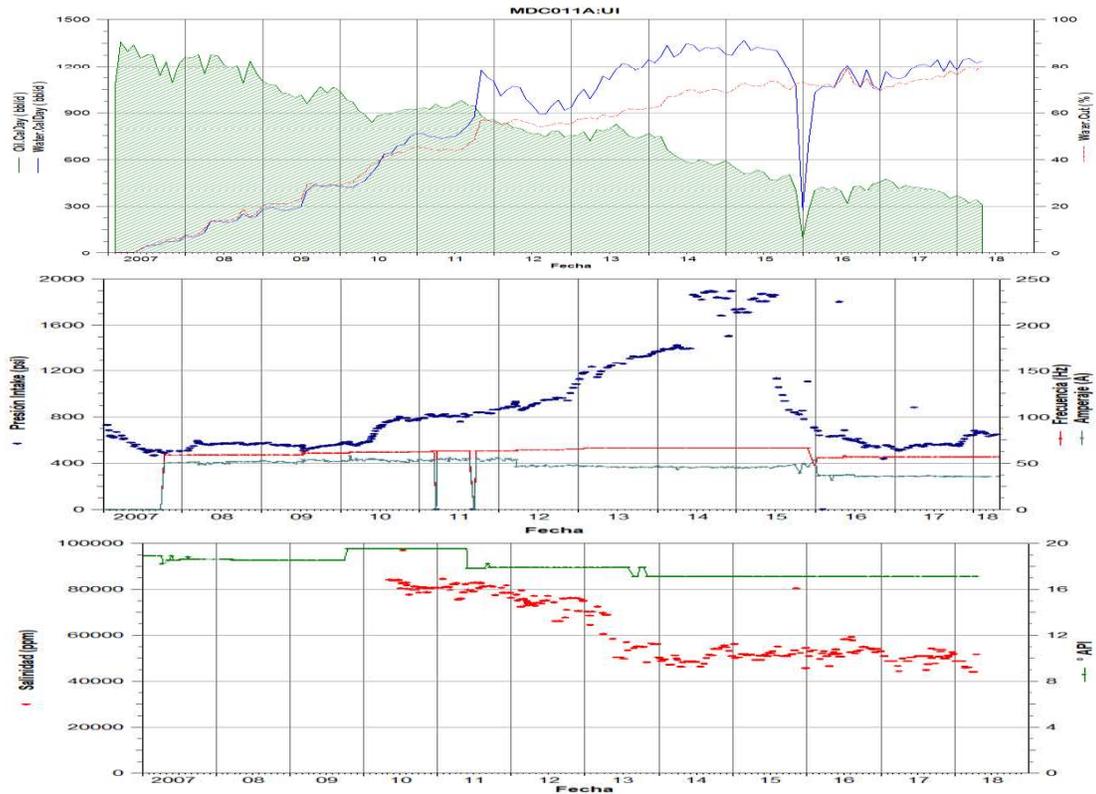
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-1



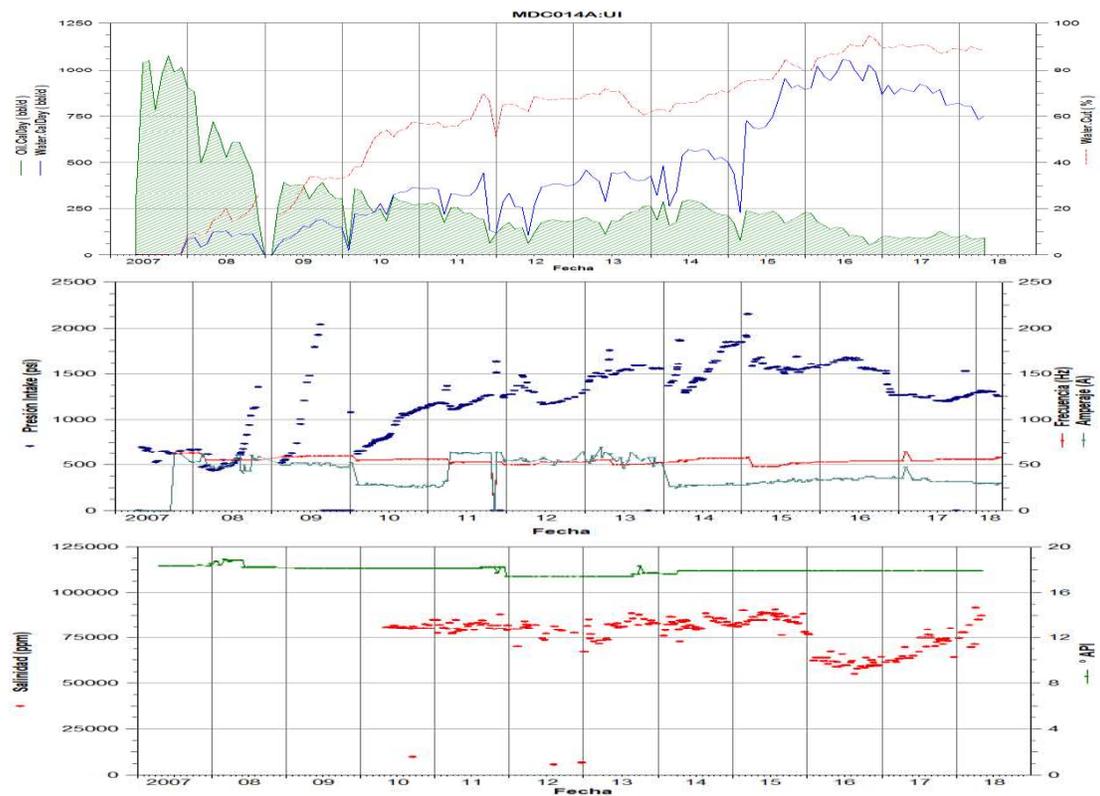
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-10



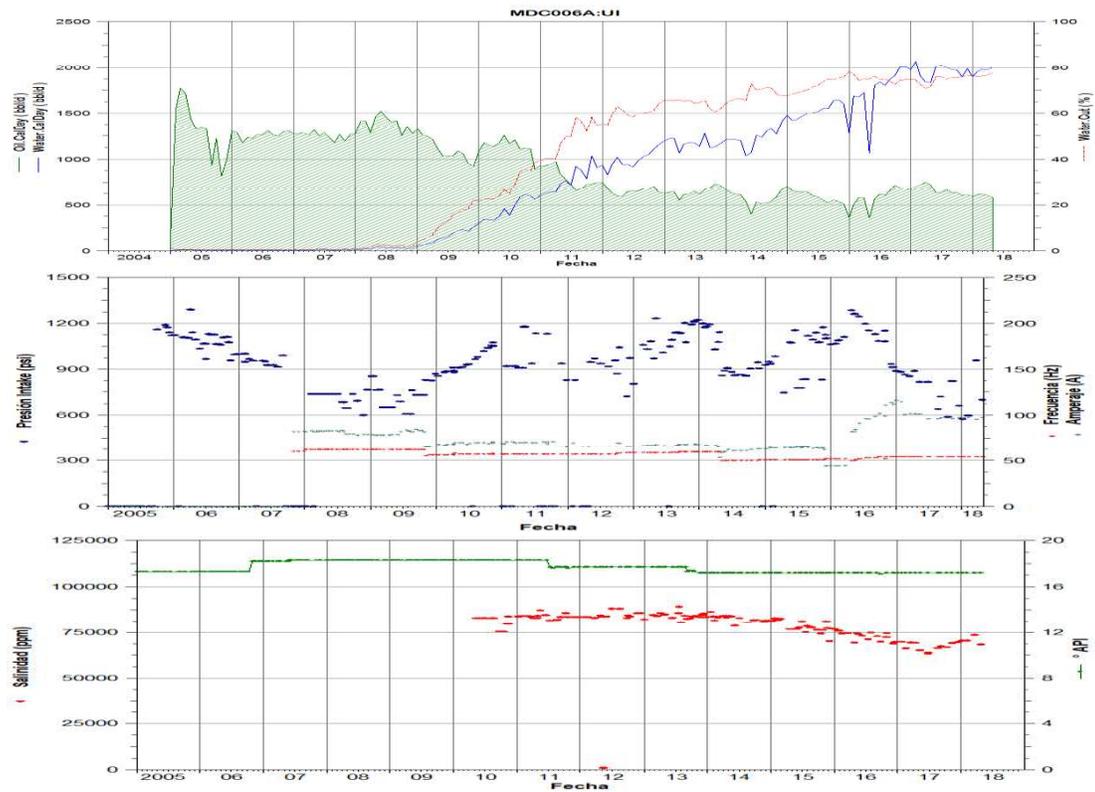
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-11ST



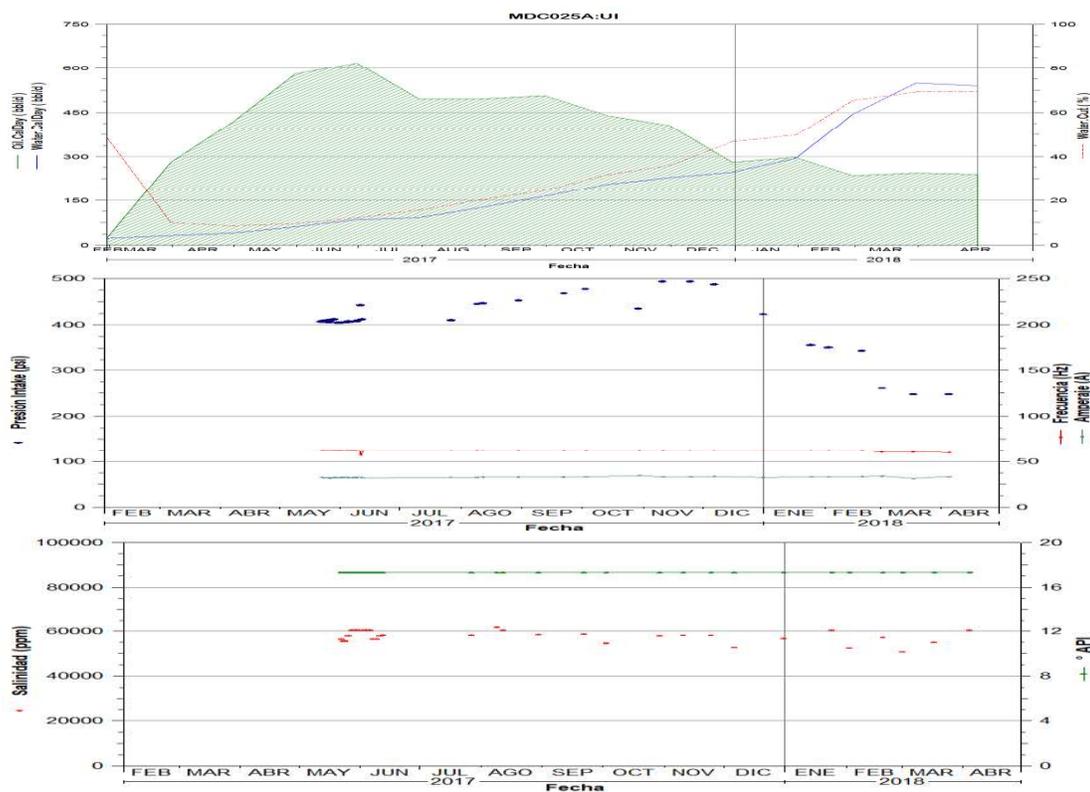
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-14



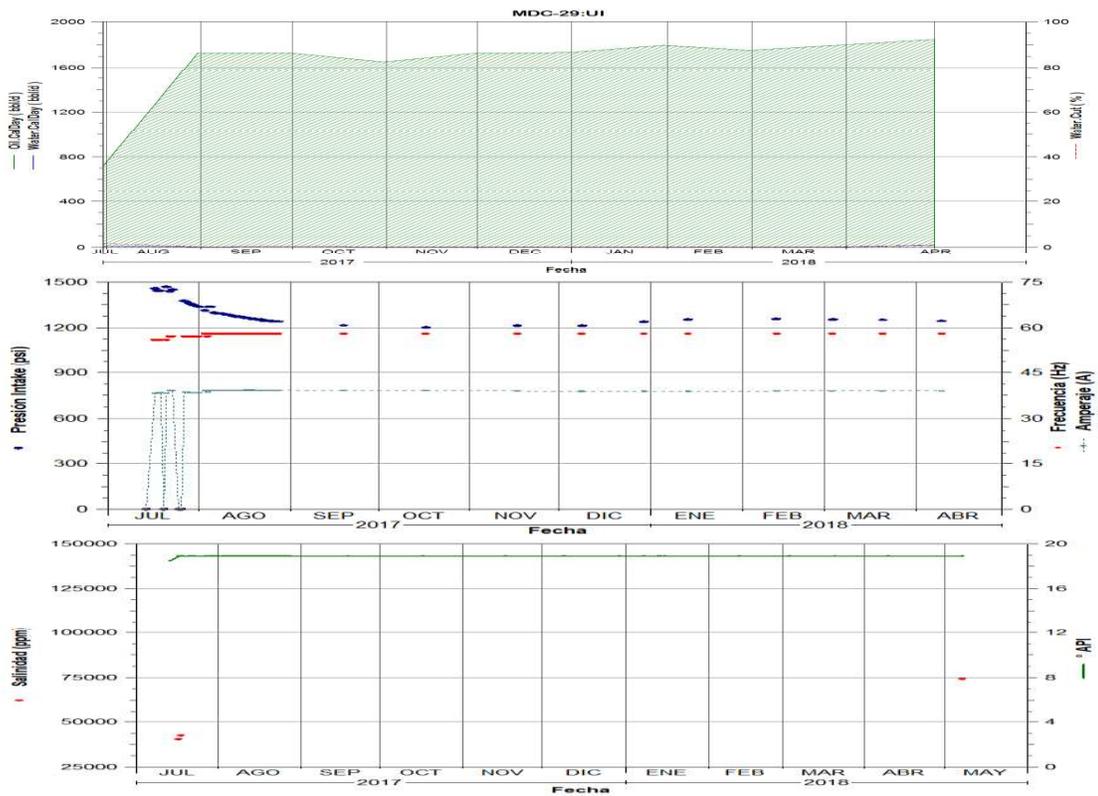
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-6



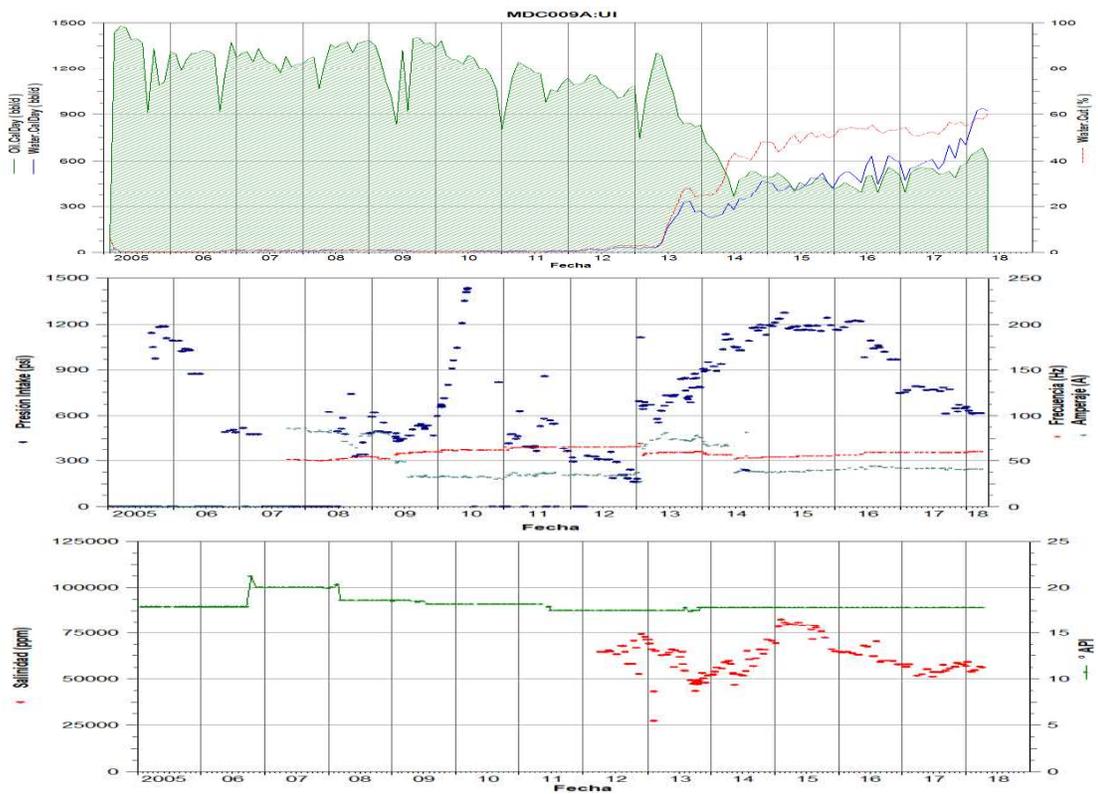
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-25



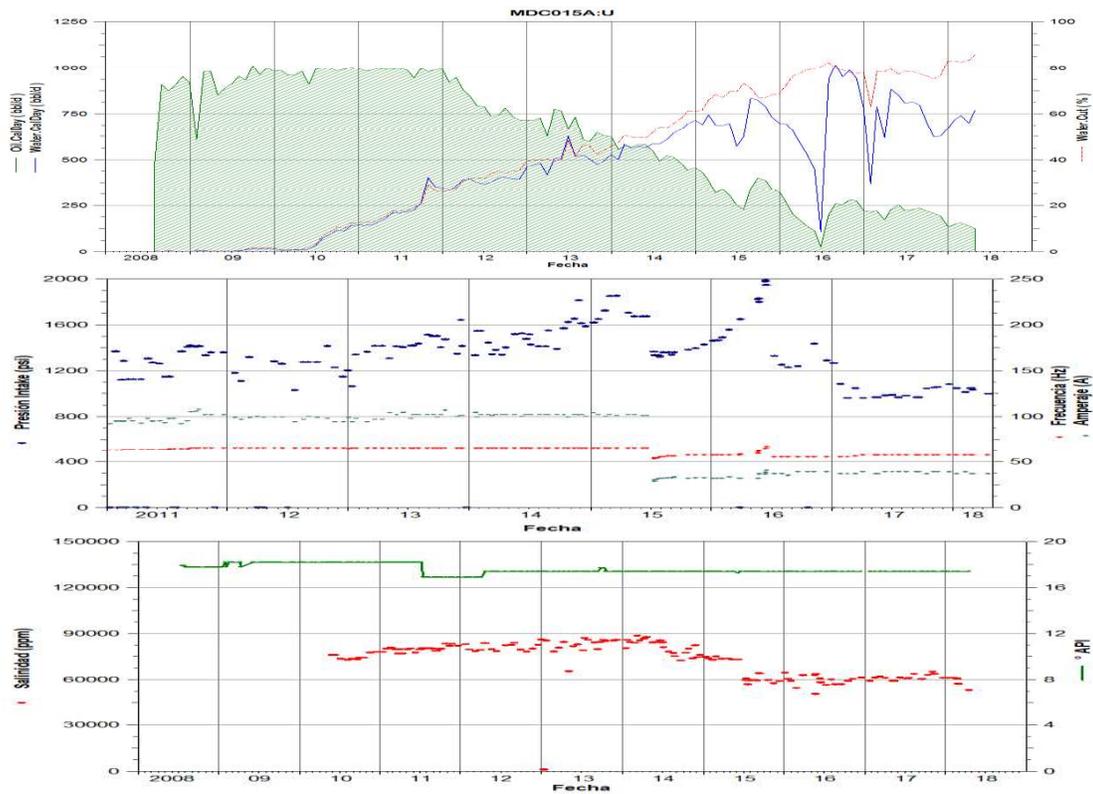
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-29



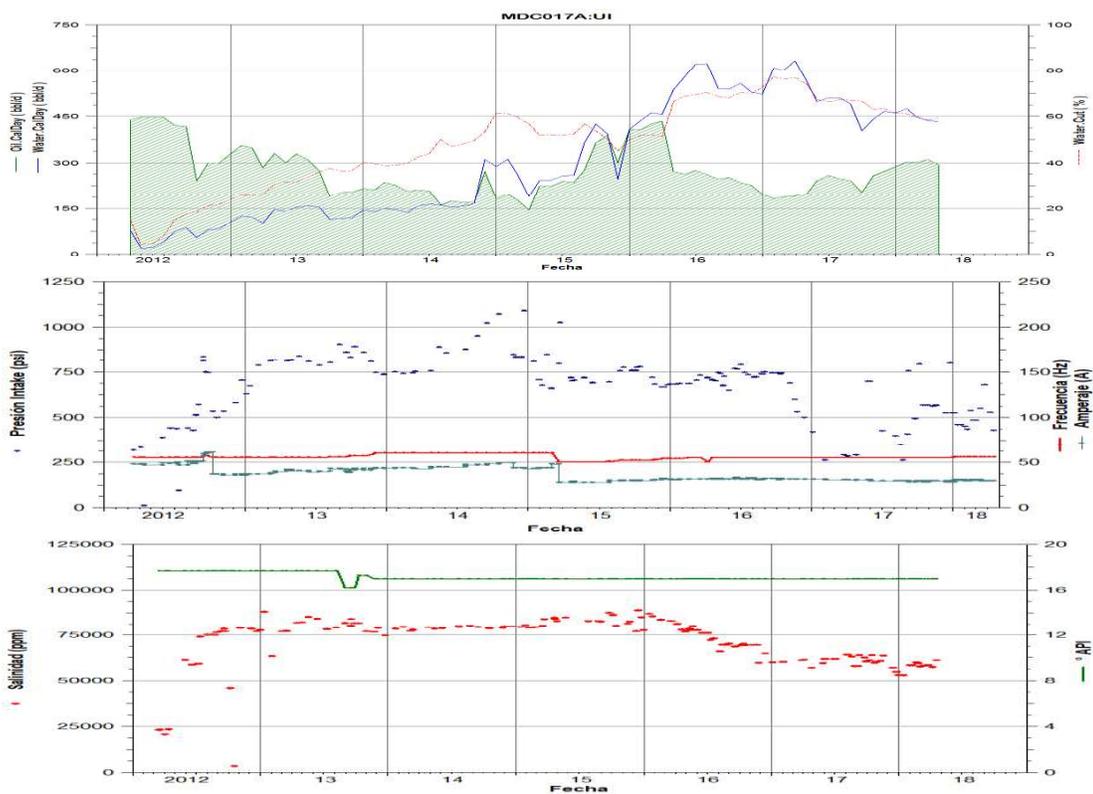
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-9



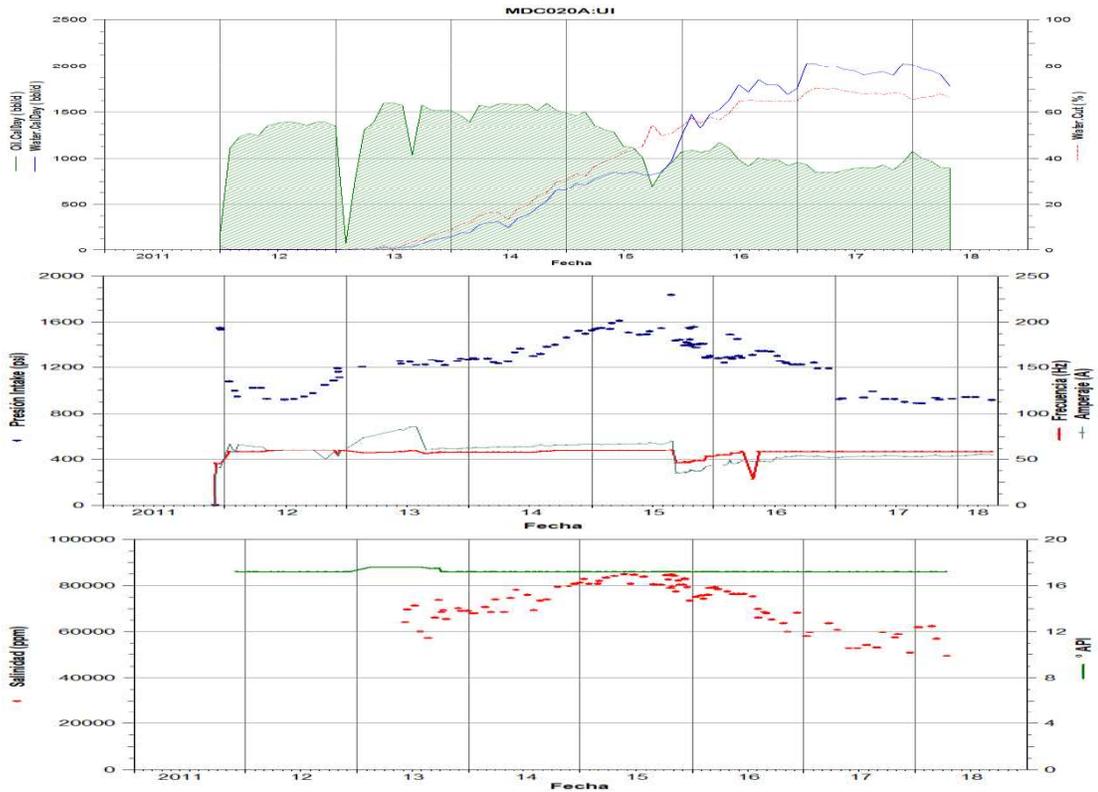
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-15H



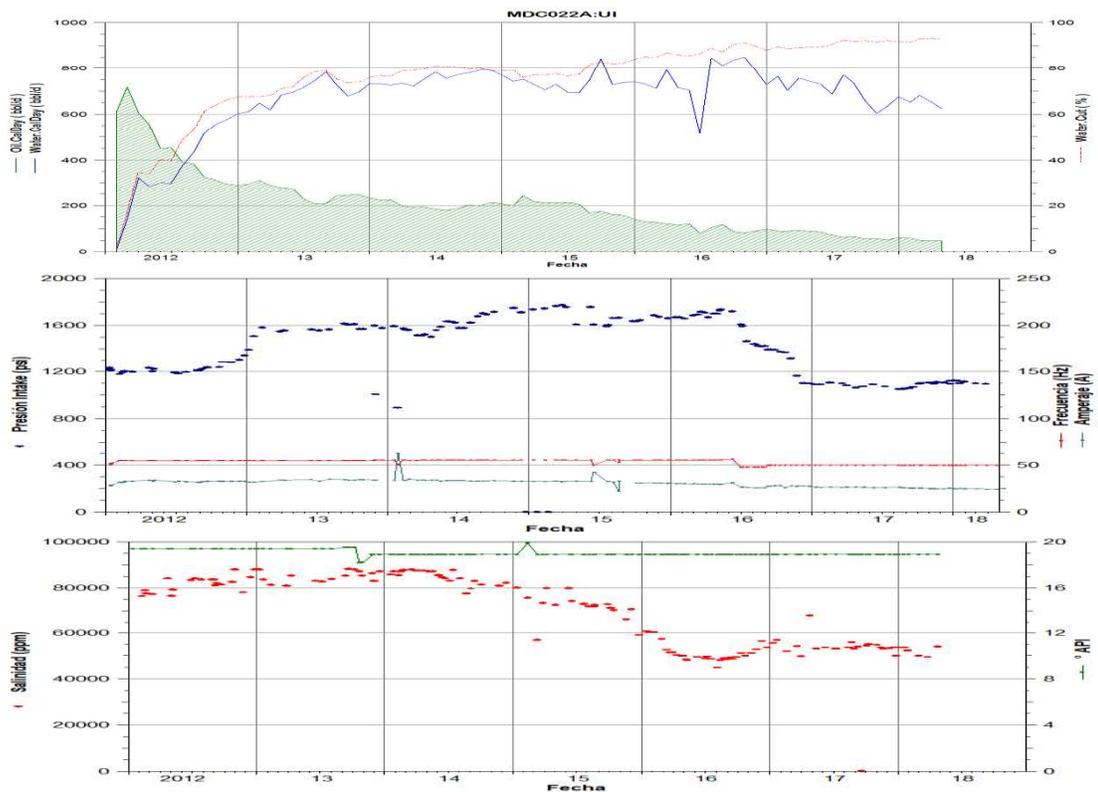
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-17H



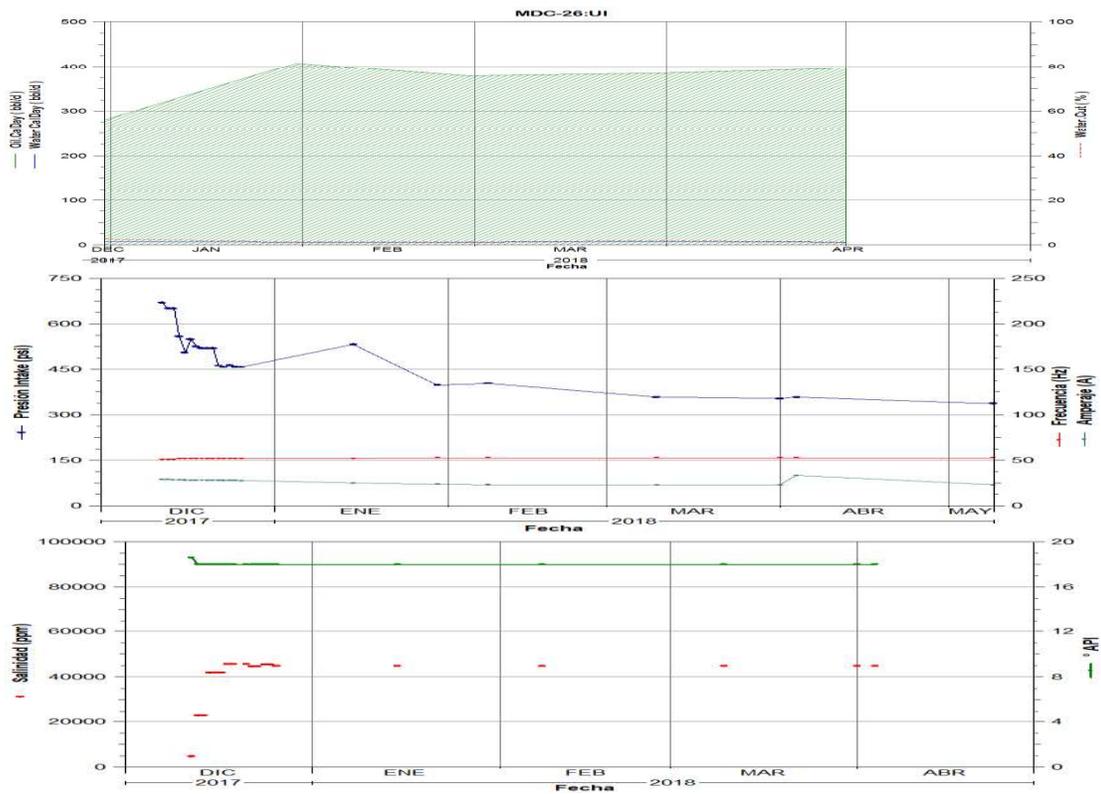
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-20



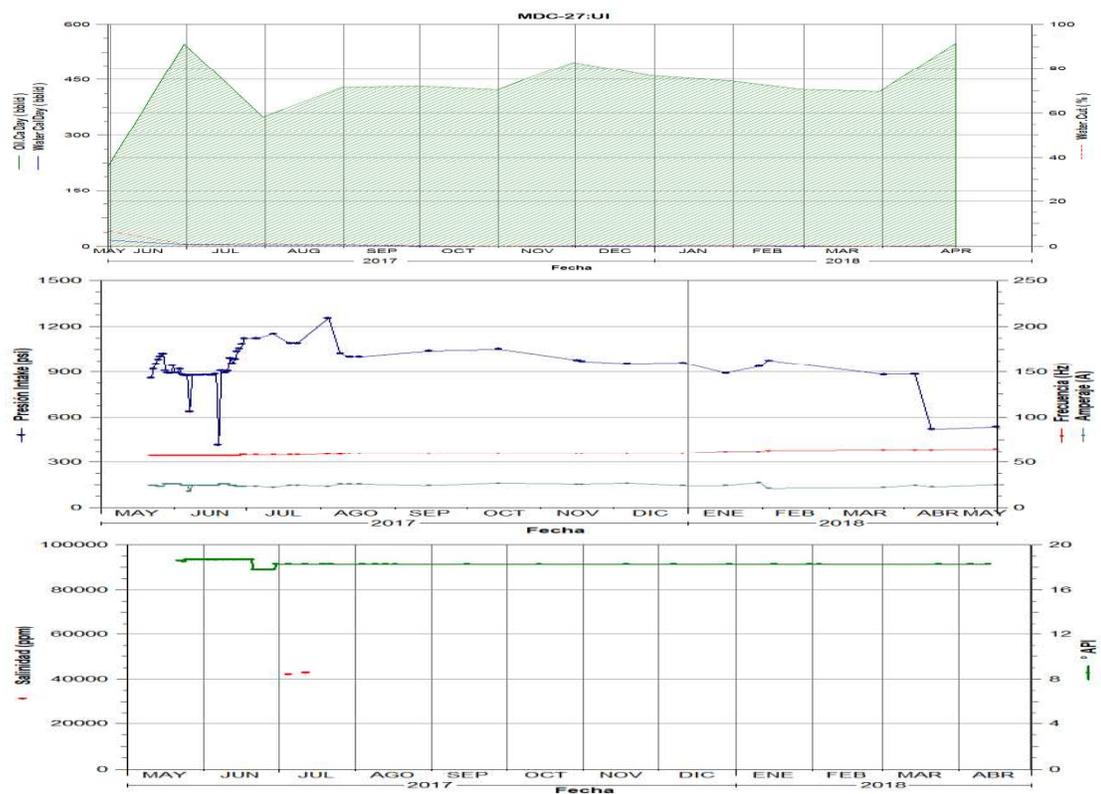
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-22



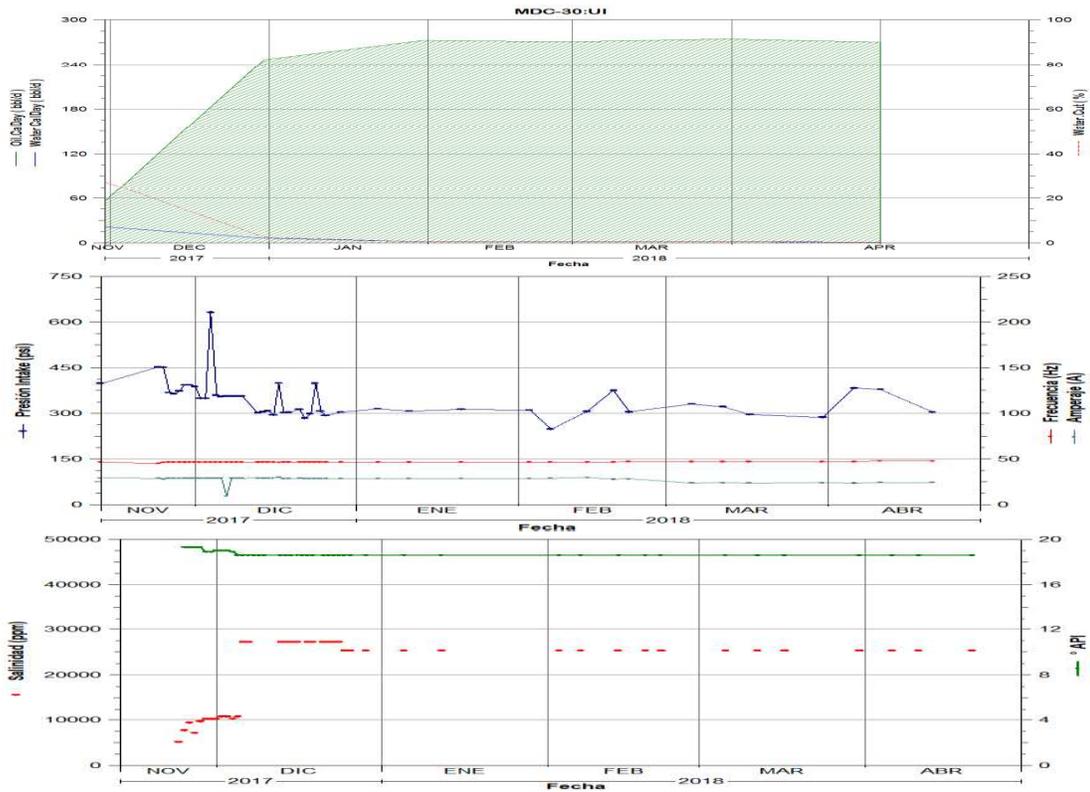
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-26



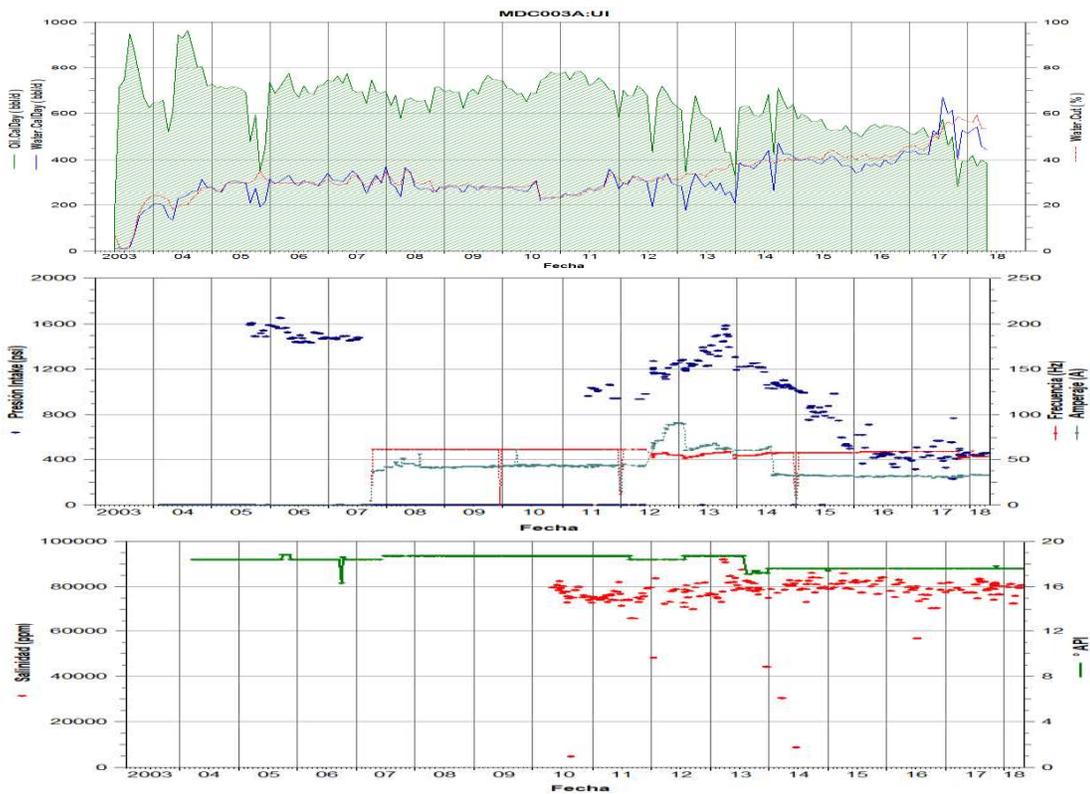
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-27



COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-30



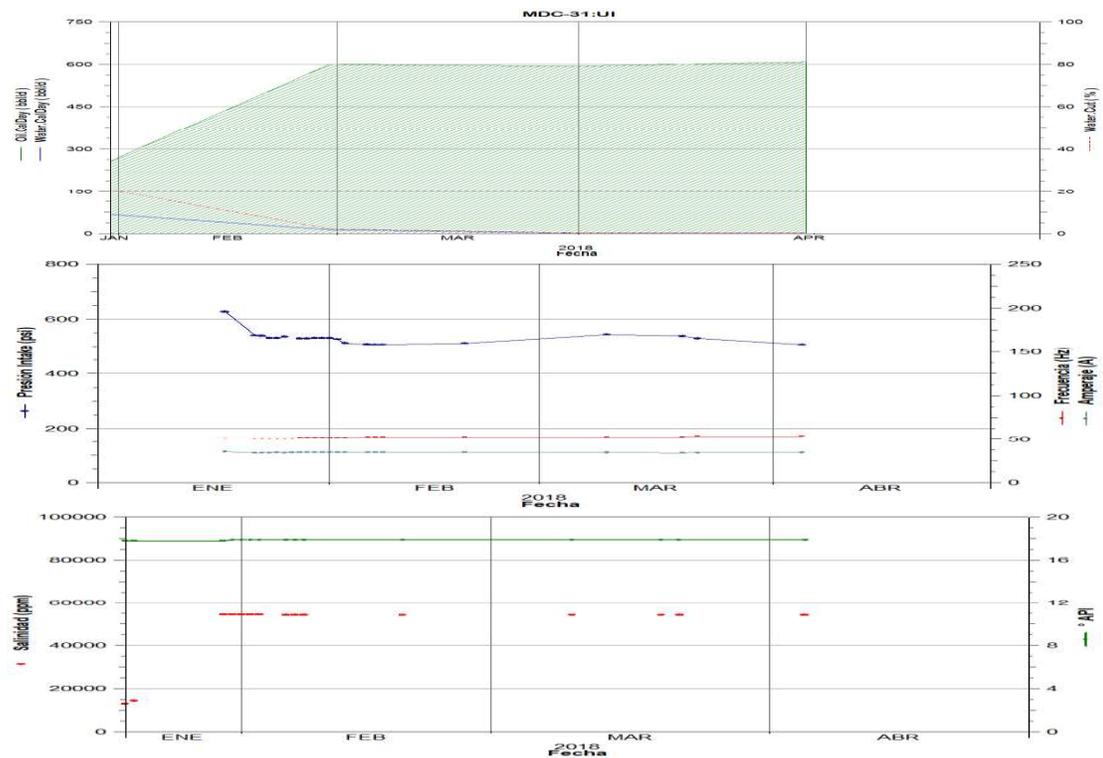
COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-3



COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-24



COMPORTAMIENTO PRODUCTIVO DEL POZO MDC-31

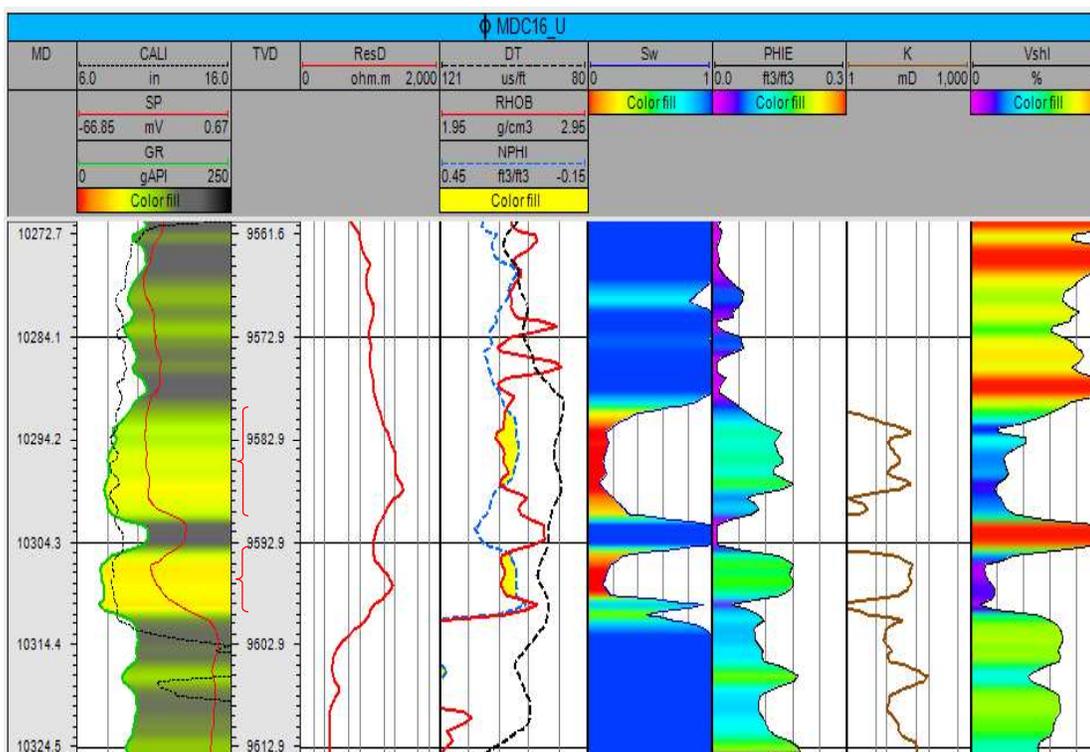


Fuente: OFM - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

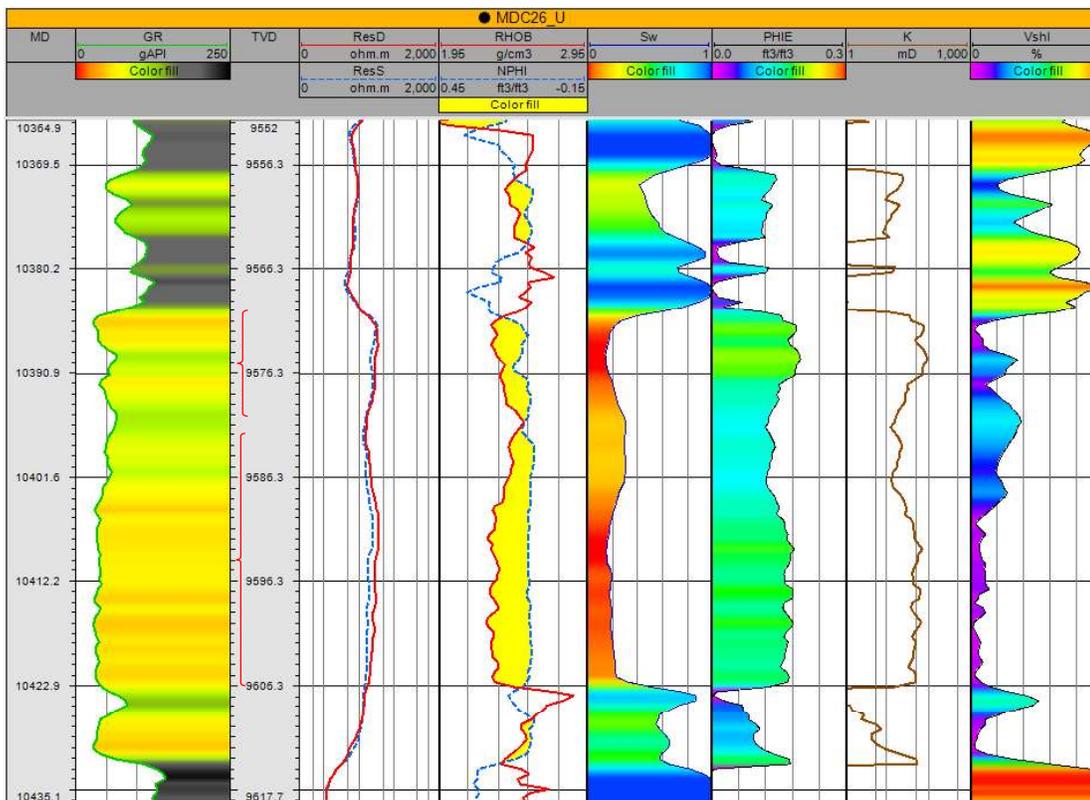
ANEXO No 8

**REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS DENTRO DE
LA ZONA OESTE ARENISCA U INFERIOR**

REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO MDC-16 U INFERIOR

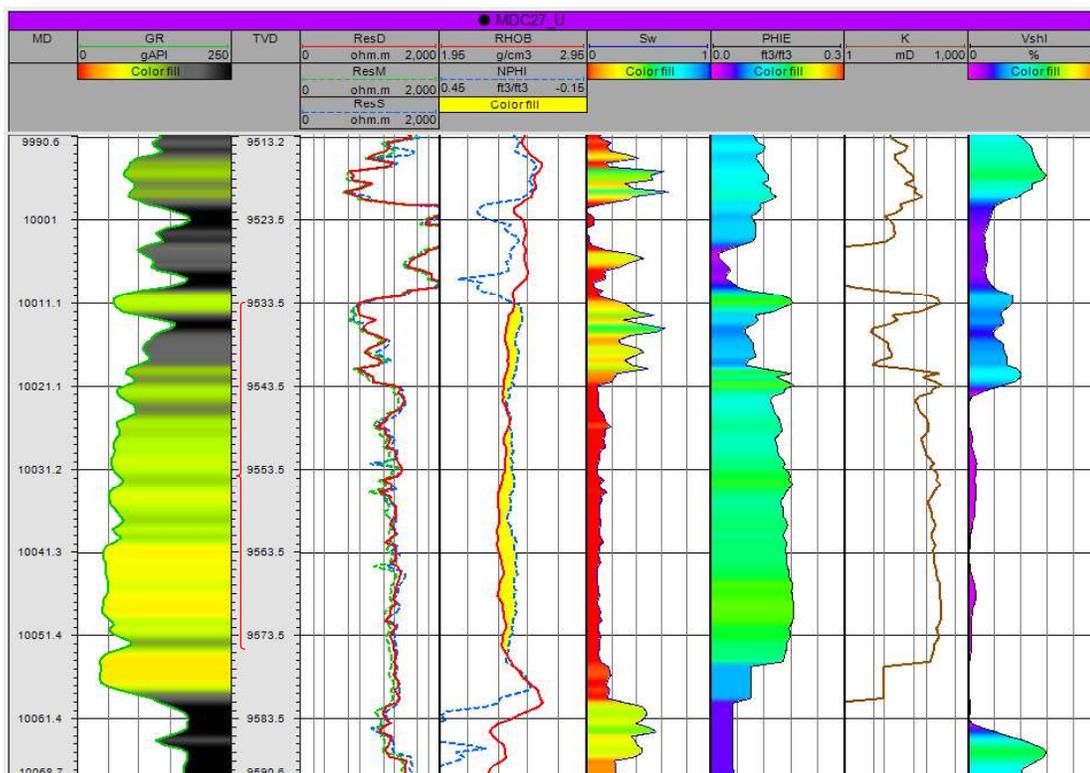


REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO MDC-26 U INFERIOR

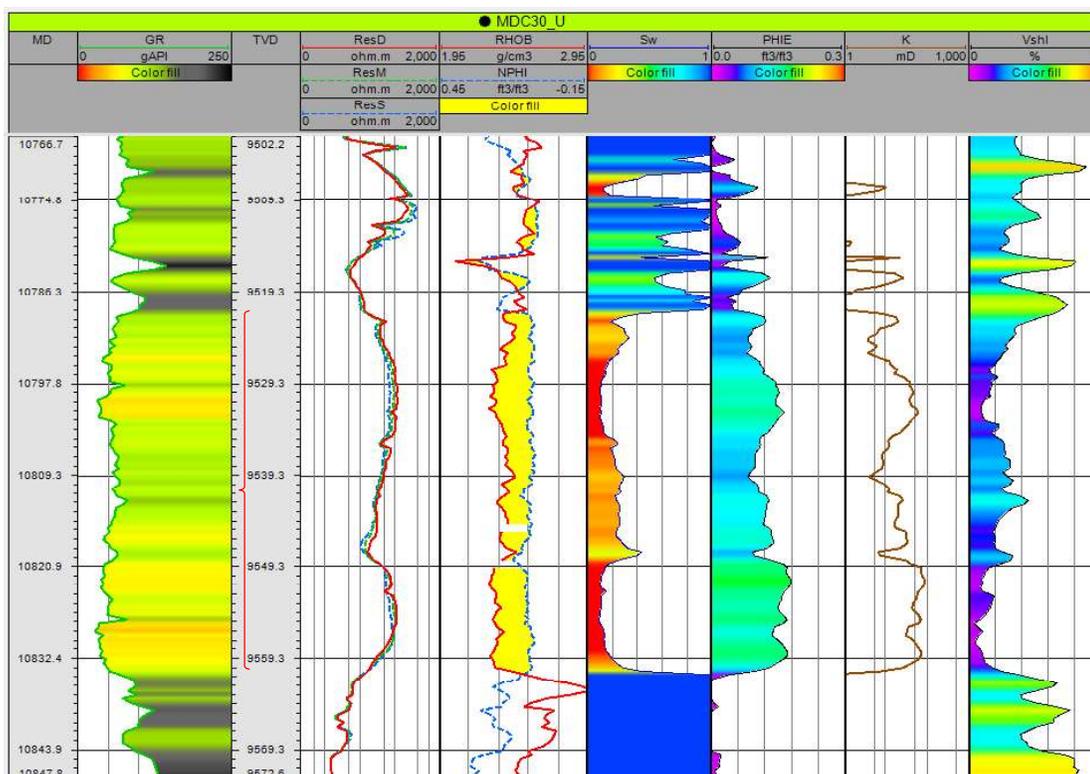


Fuente: Modelo Estático Dinámico Campo MDC - ARCH, 2018
 Elaboración: Cristian Guaminga

REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO MDC-27 U INFERIOR



REGISTRO ELÉCTRICO DEL POZO MDC-30 U INFERIOR



Fuente: Modelo Estático Dinámico Campo MDC - ARCH, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

ANEXO No 9

**RESUMEN DE LAS PROPIEDADES PETROFÍSICAS Y
RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE PRESIÓN DE LOS
POZOS EN LA ZONA OESTE, ARENISCA U INFERIOR**

PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS EN LA ZONA OESTE, ARENISCA U INFERIOR

Los topes, bases y posiciones de cada uno de los pozos en la arenisca U inferior dentro de la Zona Oeste fueron obtenidos de los Reportes Finales de Geología y Reportes Finales de Survey que la empresa Enap Sipeec dispone. Las propiedades petrofísicas fueron leídas de los registros eléctricos y comparadas con las evaluaciones petrofísicas que cuenta ENAP Sipeec para los pozos.

Pozo	X (UTM)	Y (UTM)	TopMD (ft)	BaseMD (ft)	Net Pay TVD (ft)	Phi Pay (%)	Vshl Pay (%)	Sw Pay (%)
MDC-16	296611,11	9955931,95	10269	10312	17,5	0,15	0,178	0,17
MDC-26	296574,49	9954851,33	10370	10431	34	0,16	0,12	0,22
MDC-27	297486,99	9955690,73	10010	10059	41	0,14	0,084	0,14
MDC-30	297635,06	9956354,58	10784	10834	39	0,13	0,208	0,15

Fuente: ENAP Sipeec, 2018

Elaboración: Cristian Guaminga

RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE BUILD UP DE LOS POZOS EN LA ZONA OESTE, ARENISCA U INFERIOR

Los resultados de las pruebas de presión fueron obtenidas y analizadas de los informes que la empresa ENAP Sipeec realiza y entrega a la ARCH.

POZO	YACIMIENTO	Build Up (Fecha)	Qo (BPPD)	Qt (BFPD)	BSW (%)	K (mD)	S (adimensional)	P reservorio (psi)
MDC-16	U inferior	21-Mar-2017	0	240	100	29	0,259	1704
MDC-26	U inferior	29-Dic-2017	477	484	1	77	-1,98	1700
MDC-27	U inferior	12-May-2017	372	400	7	165	0,42	1804
MDC-30	U inferior	31-Dic-2017	254	256	0,7	53,5	2	1653

Fuente: ARCH, 2018

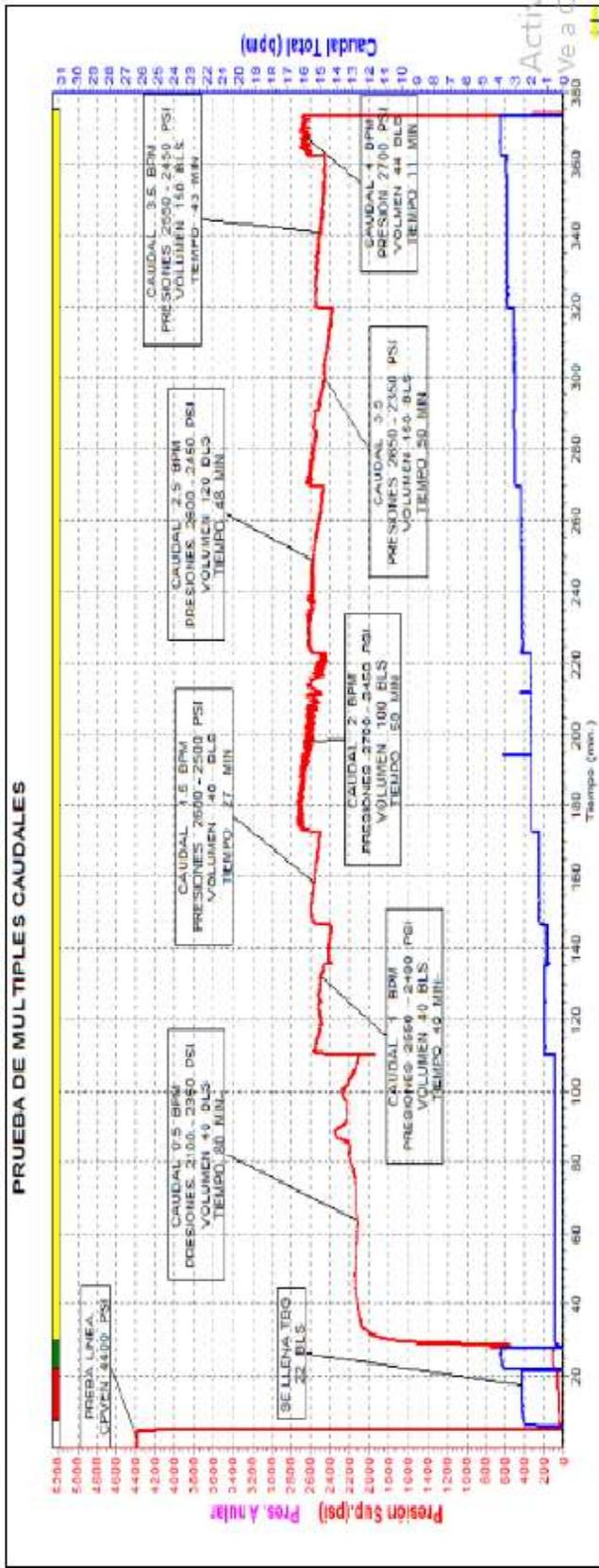
Elaboración: Cristian Guaminga

ANEXO No 10

**PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y COMPLETACIÓN
ACTUAL DEL POZO MDC-16**

PRUEBAS DE INYECTIVIDAD ARENISCA U INFERIOR CON CAMIÓN BOMBA (CPVEN)

PRUEBA	CAUDAL (bpm)	VOLUMEN (bls)	PRESIÓN (psi)	TIEMPO (min)	ESTADO
1	4	22	100		Se llena capacidad de tbg
2	0.5	40	2100-2350	80	Existe variación de presión
3	1	40	2550-2400	40	Presión tiende a bajar
4	1.5	40	2600-2500	27	Presión tiende a bajar
5	2	100	2700-2450	50	Presión tiende a bajar
6	2.5	120	2600-2450	48	Presión tiende a bajar
7	3	150	2650-2350	50	Presión tiende a bajar
8	3.5	150	2550-2450	43	Presión tiende a bajar
9	4	4.4	2700	11	Presión se mantiene estable

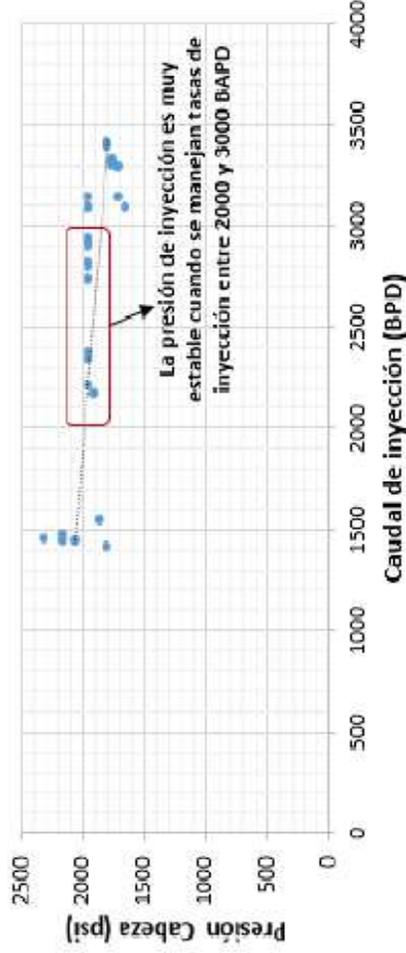
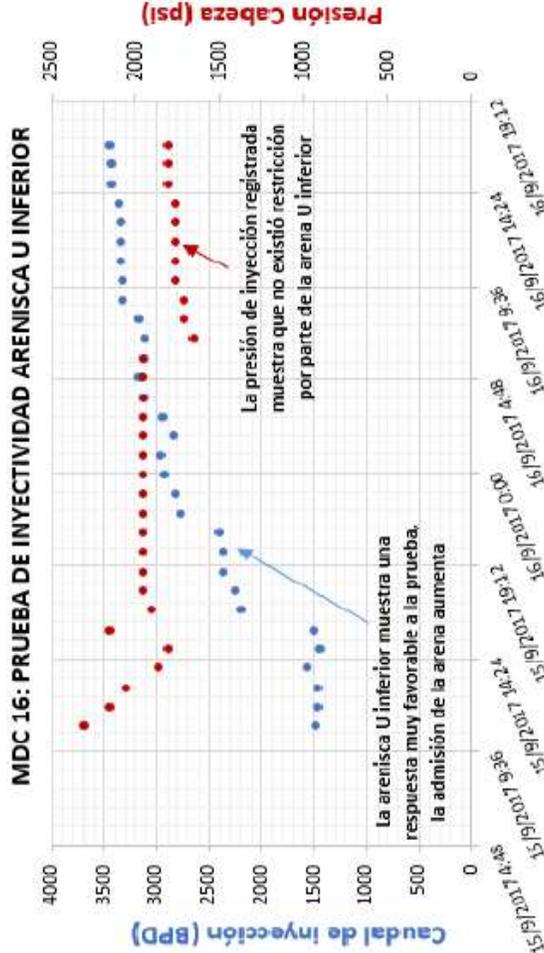


Fuente: ARCH, 2018

REPORTE PRUEBAS DE INYECTIVIDAD ARENISCA U INFERIOR CON UNIDAD MTU

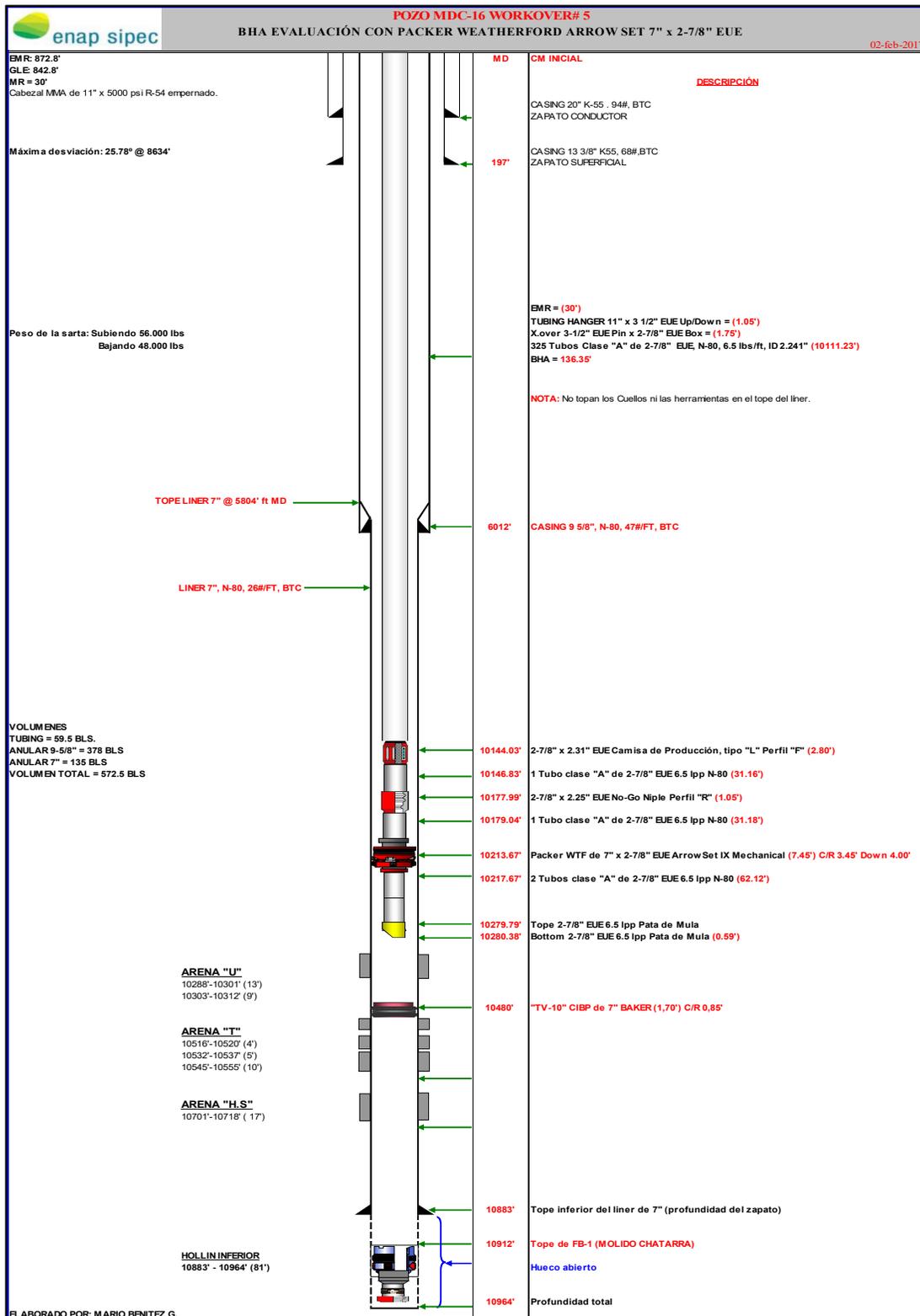
INTERVALO :	10288 - 10291 (13')
PROFUNDIDAD DE CAMISA:	10303 - 10312 (8')
	-10144,03 ft.

HORAS	FECHA / HORA	PRESIONES		CAUDALES	
		PLANTA PSI	PRE CABEZA PSI	CAUDAL BLS	TOTAL INYECTADO POR MINUTO BARRILES
1	15/09/2017 11:00	2600	2300	1468	108
2	15/09/2017 12:00	2300	2150	1457	170
3	15/09/2017 13:00	2300	2050	1458	237
4	15/09/2017 14:00	2100	1850	1558	310
5	15/09/2017 15:00	1900	1800	1428	377
6	15/09/2017 16:00	1850	2150	1485	436
7	15/09/2017 17:00	2200	1900	2181	520
8	15/09/2017 18:00	1950	1950	2230	607
9	15/09/2017 19:00	2000	1950	2353	703
10	15/09/2017 20:00	2100	1950	2360	800
11	15/09/2017 21:00	2100	1950	2580	891
12	15/09/2017 22:00	2150	1950	2750	1002
13	15/09/2017 23:00	2100	1950	2811	1164
14	16/09/2017 0:00	2100	1950	2814	1250
15	16/09/2017 1:00	2100	1950	2850	1349
16	16/09/2017 2:00	2100	1950	2830	1474
17	16/09/2017 3:00	2100	1950	2833	1585
18	16/09/2017 4:00	2100	1950	3100	1710
19	16/09/2017 5:00	2100	1950	3150	1835
20	16/09/2017 6:00	2100	1950	3100	1960
21	16/09/2017 7:00	2100	1850	3100	2101
22	16/09/2017 8:00	1800	1700	3150	2220
23	16/09/2017 9:00	1800	1700	3309	2349
24	16/09/2017 10:00	1850	1750	3318	2487
25	16/09/2017 11:00	1850	1750	3337	2625
26	16/09/2017 12:00	1850	1750	3324	2764
27	16/09/2017 13:00	1850	1750	3328	2902
28	16/09/2017 14:00	1850	1750	3347	3039
29	16/09/2017 15:00	1900	1800	3412	3180
30	16/09/2017 16:00	1900	1800	3422	3314
31	16/09/2017 17:00	1900	1800	3431	3452
FINALIZA PRUEBA DE INYECTIVIDAD					



Fuente: ARCH, 2018

COMPLETACIÓN ACTUAL DEL POZO MDC-16



Fuente: ARCH, 2018