

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO ASOCIADOS CON PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de Ingeniero de  
Petróleo

Realizado por los Brs:  
Martínez Carrillo, Raúl E.  
Otaizo Zerpa, Irene Y.

Caracas, Noviembre 2007

## **TRABAJO ESPECIAL DE GRADO**

# **EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO ASOCIADOS CON PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

TUTOR ACADÉMICO: Ing. Lisbeth Miranda

Presentado ante la Ilustre  
Universidad Central de Venezuela  
para optar al Título de Ingeniero de  
Petróleo

Realizado por los Brs:  
Martínez Carrillo, Raúl E.  
Otaizo Zerpa, Irene Y.

Caracas, Noviembre 2007

*A Dios, por guiar cada uno de los pasos que he dado a lo largo de toda mi vida*  
*A mis padres, Arturo y Xiomara, por ser mi apoyo y enseñarme a crecer en un hogar*  
*lleno de amor*  
*A mi abuelo, Juan Pablo Zerpa, por ser la persona más constante que he conocido,*  
*desde donde quieras que estés, éste y todos mis logros son para ti*  
*A mi abuela, Adela de Zerpa, por ser mi ejemplo de espiritualidad*  
*A mis familiares, por ser símbolo de unión y armonía*  
*A mi amigo y compañero de tesis, Raúl Martínez, gracias por ser el hermano que*  
*nunca tuve*

*A todos y cada uno de ustedes, gracias de todo corazón*

***Irene Y., Otaizo Z.***

*Eres tú la luz de mi existir,  
faro sin igual en mi vivir.  
Eres tú canción de amor,  
que brota en flor,  
no se podrá nunca medir tu corazón.  
Madre como tú nadie jamás,  
mi dulce quietud tú lo serás,  
y por eso madrecita,  
hoy te vengo a dar gracias  
por tu amor y amistad.  
**Yayita-te***

*Tú, padre, que me diste  
Fuerza, paz, y esperanza  
y cuidaste que no se  
inclinara la balanza.  
**Manuel M.***

*Mí siempre amigo,  
compañero de juegos, sueños y aventuras,  
En tu sonrisa siempre dejas ver esperanza,  
y en tu alegría actitud. Gracias  
**Manuelito***

*Amigos siempre sobre todas las cosas  
como van unidos espinas y rosas  
sin que importe nunca distancia ni tiempo  
tú serás la lluvia... yo tal vez el viento.  
Viajaremos a un mundo distante  
para buscar con todo el empeño  
¡Y seremos como el caminante  
que cabalga buscando su sueño!  
**Irene O.***

*Mis 15 de Arlequín  
Aún ganando se puede ser un perfecto perdedor,  
y perdiendo se puede sacar de esa experiencia,  
una enseñanza que en el futuro puede convertir esa derrota en triunfo.  
Dentro de una cancha de Rugby  
no existen los amigos.  
Enfrente contrincantes, a tu lado HERMANOS.*

**Raúl E., Martínez C.**

## AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso, por hacer posible todo lo que hemos logrado en la vida.

A la Universidad Central de Venezuela, nuestra hermosa casa de estudios, por brindarnos todas las herramientas necesarias en nuestra formación profesional.

A nuestros padres y familiares, por estar siempre ahí y enseñarnos que con esfuerzo y dedicación, todas las metas propuestas se pueden lograr.

A los profesores Sandro Gasbarri y Lisbeth Miranda, por su colaboración brindada en la elaboración de este Trabajo Especial de Grado.

A nuestros amigos: Loyda Matos, Bricey Bolívar, Carlos Pérez, Richard Martínez, Roberto T. Zambrano, Rafael V. Ruiz, Betty Quintero, Bernardo Bohórquez y Ronald Pinto, por perseguir el mismo sueño: Ser Ingenieros de Petróleo.

A todas las personas que, de una u otra forma, han colaborado en la realización de esta y cada una de nuestras metas.

Muchas gracias.

**Irene Otaizo y Raúl Martínez**

Martínez C., Raúl E., Otaizo Z., Irene Y.

**EVALUACIÓN DE LA INFLUENCIA DE PARÁMETROS DE YACIMIENTO ASOCIADOS CON PRODUCCIÓN DE AGUA MEDIANTE SIMULACIÓN NUMÉRICA DE YACIMIENTOS**

**Tutor Académico: Ing. Lisbeth Miranda**

**Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo. 2007. 187p.**

**Palabras Claves:** Producción de Agua, Método de Luis Ramos, Metodologías de Chan, Canalización Matricial, Conificación, Simulador ECLIPSE 100.

**Resumen.** Este trabajo tiene como objetivo principal evaluar la influencia de parámetros de yacimiento asociados con producción de agua mediante simulación numérica de yacimientos.

Esto se realizó mediante la revisión bibliográfica que permitió la recolección de datos de roca y fluidos para la elaboración de un modelo de yacimiento, que luego se simuló y al cual se le realizó sensibilidad en el tipo de crudo, anisotropía de la formación, permeabilidad horizontal y número de estratos; para determinar la influencia de los mismos en la producción de agua.

Para identificar la causa de la producción de agua se utilizaron los métodos de diagnóstico de Chan, Luis Ramos y Gráfico del Corte de Agua en función del Tiempo. Asimismo, se generaron gráficas de la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado.

De la sensibilidad realizada a los parámetros de yacimiento, se obtuvo que la producción de agua es proporcional a la anisotropía de la formación y a la permeabilidad horizontal, originando la reducción en el tiempo de irrupción del agua. A medida que aumenta el ángulo de buzamiento el tiempo de irrupción se hizo mayor.

De los gráficos diagnóstico se obtuvo la causa de la producción de agua, asociándose conificación a altas anisotropías y permeabilidades horizontales; y canalización a ángulos de buzamiento y presencia de estratos interconectados, tanto para crudos pesados y livianos.

De las gráficas generadas se concluyó que para crudos pesados a medida que aumenta la relación Agua-Petróleo se reduce el factor de recobro de petróleo; y para crudos livianos el factor de recobro aumenta con el incremento de la Relación agua-Petróleo.

**INDICE GENERAL**

INTRODUCCIÓN ..... 1

CAPÍTULO I: CONSIDERACIONES GENERALES DEL ESTUDIO ..... 4

    1.1 Planteamiento del Problema..... 4

    1.2 Objetivos ..... 4

        1.2.1 Objetivo General ..... 4

        1.2.2 Objetivos Específicos..... 5

    1.3 Justificación..... 5

    1.4 Alcances ..... 6

CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO ..... 7

    2.1. Producción de Agua ..... 7

        2.1.1. Origen de la producción de agua ..... 7

            2.1.1.1. Agua de Barrido ..... 7

            2.1.1.2. Agua Buena..... 8

            2.1.1.3. Agua Mala ..... 8

        2.1.2. Causas de la producción de agua ..... 8

            2.1.2.1. Problemas asociados al pozo..... 9

            2.1.2.2. Problemas asociados al yacimiento..... 11

    2.2 Técnicas de diagnostico para la producción de agua ..... 22

        2.2.1 Curva de declinación..... 23

        2.2.2 Gráfico de historia de producción ..... 23

        2.2.3 Gráfico del corte del agua contra el tiempo ..... 24

        2.2.4 Método de Chan ..... 25

            2.2.4.1 Conificación ..... 26

            2.2.4.2 Comunicación Mecánica..... 27

            2.2.4.3 Canalización o Adedamiento ..... 28

            2.2.4.4 Barrido Normal ..... 28

2.2.5 Método de Luis Ramos .....	30
2.2.6 Prueba físico-química del agua .....	33
2.2.7 Secciones estructurales.....	33
2.2.8 Registro de producción o PLT .....	35
2.2.9 Registros de Cementación.....	37
2.2.9.1 CBL Registro Continuo de la Amplitud del primer Pulso Sónico que llega al receptor: .....	37
2.2.9.2 CET Registro Continuo de la Amplitud de las Reflexiones de un Pulso Ultrasónico (Pulso y Eco).....	37
2.2.9.3 USI Registro Continuo de la Amplitud de los las Reflexiones Sucesivas de un Pulso Ultrasónico.....	37
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA .....	39
3.1 Revisión Bibliográfica .....	40
3.2 Recolección y validación de datos de roca, fluidos y producción .....	40
3.2.1 Propiedades de la Roca y Fluidos .....	41
3.2.2 Parámetros de Producción.....	42
3.3 Selección de parámetros a sensibilizar.....	42
3.4 Simulación numérica.....	43
3.5 Elaboración de Gráficos Diagnósticos para determinar el origen de la producción de agua .....	45
3.5.1 Método de Chan .....	45
3.5.2 Método de Luís Ramos .....	47
3.5.3 Grafico de Corte de Agua .....	48
3.5.4 Generación de graficas de la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado .....	48
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE RESULTADOS .....	49
4.1 Influencia de los parámetros de yacimiento asociados a la producción de agua .....	49
4.1.1 Influencia del Número de Estratos en un Crudo de 12 API.....	49



4.1.2	Influencia de la Anisotropía en un Crudo de 12 API.....	52
4.1.4	Influencia del Ángulo de Buzamiento en un Crudo de 12 API .....	57
4.1.5	Influencia del Número de Estratos en un Crudo de 35 API.....	60
4.1.6	Influencia de la Anisotropía en un Crudo de 35 API.....	63
4.1.7	Influencia de la Permeabilidad Horizontal en un Crudo de 35 API.....	66
4.1.8	Influencia del Ángulo de Buzamiento en un Crudo de 35 API .....	68
4.2	Determinación de la Causas de la Producción de Agua por medio de la Elaboración de Gráficos Diagnósticos .....	71
4.2.1	Crudo de 12 API .....	71
4.3.1	Crudo de 12 API .....	90
4.3.2	Crudo de 35 API .....	92
	CONCLUSIONES .....	95
	RECOMENDACIONES .....	97
	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	98
	BIBLIOGRAFÍA .....	100
	NOMENCLATURA .....	103
	GLOSARIO .....	104
	APÉNDICE A: CARACTERÍSTICAS DEL CASO BASE.....	112
	APÉNDICE B: PROCESOS SEDIMENTARIOS.....	126
	APÉNDICE C: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN OBTENIDO EN LOS DIFERENTES ESCENARIOS DE ESTUDIO SIMULADOS	130
	APÉNDICE D: GRÁFICOS DIAGNÓSTICO DE LOS CASOS SIMULADOS....	138

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 3.1: Propiedades de la Roca. ....	41
Tabla 3.2: Parámetros de Producción. ....	42
Tabla 4.1: Comportamiento de producción, 12 API, variación en el número de estratos.....	50
Tabla 4.2: Comportamiento de producción, 12 API, variación en la anisotropía. ....	53
Tabla 4.3: Comportamiento de producción, 12 API, variación en la permeabilidad horizontal.....	56
Tabla 4.4: Comportamiento de producción, 12 API, variación en el buzamiento. ....	58
Tabla 4.5: Comportamiento de producción, 35 API, variación en el número de estratos.....	61
Tabla 4.6: Comportamiento de producción, 35 API, variación en la anisotropía. ....	64
Tabla 4.7: Comportamiento de producción, 35 API, variación en la permeabilidad horizontal.....	66
Tabla 4.8: Comportamiento de producción, 35 API, variación en el buzamiento. ....	69
Tabla 4.9: Causas de Producción de Agua, $K_h = 3 - 16$ d, buzamiento = $0^\circ$ . ....	82
Tabla 4.10: Causas de Producción de Agua, $K_h = 3 - 16$ d, buzamiento = $3^\circ$ . ....	83
Tabla 4.11: Causas de Producción de Agua, $K_h = 1 - 8$ d, buzamiento = $0^\circ$ . ....	84
Tabla 4.12: Causas de Producción de Agua, $K_h = 1 - 8$ d, buzamiento = $3^\circ$ . ....	85
Tabla 4.13: Causas de Producción de Agua, $K_h = 100 - 200$ md, buzamiento = $0^\circ$ . ....	86
Tabla 4.14: Causas de Producción de Agua, $K_h = 100 - 200$ md, buzamiento = $3^\circ$ . ....	87
Tabla 4.15: Causas de Producción de Agua, $K_h = 1000 - 2000$ md, buzamiento = $0^\circ$ . ....	88
Tabla 4.16: Causas de Producción de Agua, $K_h = 1000 - 2000$ md, buzamiento = $3^\circ$ . ....	89
Tabla A.1: Porosidad para el caso base, [adím]. ....	112

Tabla A.2: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 12 API [md].....	114
Tabla A.3: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 12 API [md]. .....	115
Tabla A.4: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 35 API [md].....	117
Tabla A.5: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 35 API [md]. .....	118
Tabla A.6: Datos PVT para crudo de 12 API.....	120
Tabla A.7: Datos PVT para crudo de 35 API.....	121
Tabla A.8: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo para los crudos de 12 y 35 API. ....	122
Tabla A.9: Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo para los crudos de 12 y 35 API..	122
Tabla A.10: Propiedades del Acuífero. ....	123
Tabla C.1: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API, Kh = 3 - 16 d, Ángulo de Buzamiento = 0°. ....	130
Tabla C.2: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API, Kh = 3 - 16 d, Ángulo de Buzamiento = 3°. ....	131
Tabla C.3: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API, Kh = 1 - 8 d, Ángulo de Buzamiento = 0°. ....	132
Tabla C.4: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API, Kh = 1 - 8 d, Ángulo de Buzamiento = 3°. ....	133
Tabla C.5: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API, Kh = 100 - 200 mdd, Ángulo de Buzamiento = 0°. ...	134
Tabla C.6: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API, Kh = 100 - 200 md, Ángulo de Buzamiento = 3°. ....	135
Tabla C.7: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API, Kh = 1000 – 2000 md, Ángulo de Buzamiento = 0°. ....	136
Tabla C.8: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API, Kh = 1000 – 2000 md, Ángulo de Buzamiento = 3°. ....	137

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1: Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaaduras. ....	10
Figura 2.2: Flujo detrás del revestidor. ....	11
Figura 2.3: Contacto dinámico agua-petróleo (CAP). ....	12
Figura 2.4: Capa inundada sin flujo transversal entre las capas. ....	13
Figura 2.5: Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor. ....	15
Figura 2.6: Fracturas o fallas en una capa de agua. (a) En un pozo vertical. (b) En un pozo horizontal. ....	16
Figura 2.7: Conificación o formación de cúspide (“cusping”). ....	17
Figura 2.8: Barrido areal deficiente. ....	19
Figura 2.9: Capa con segregación gravitacional. ....	20
Figura 2.10: Capa inundada con flujo transversal. ....	22
Figura 2.11: Gráfico de Declinación. ....	23
Figura 2.12: Gráfico de la Historia de Producción. ....	24
Figura 2.13: Gráfico del Corte de agua contra Tiempo. ....	24
Figura 2.14: Patrón tipo de conificación según Chan. ....	27
Figura 2.15: Patrón Tipo de Comunicación Mecánica según Chan. ....	27
Figura 2.16: Patrón Tipo de Canalización según Chan. ....	28
Figura 2.17: Patrón Tipo de Barrido Normal según Chan. ....	28
Figura 2.18: Diferentes Líneas de Corte, de Acuerdo al interés del Intérprete. ....	34
Figura 2.19: Sección Estructural. ....	35
Figura 2.20: Registro de Producción (PLT). ....	36
Figura 2.21: Registro de cementación CBL. ....	38
Figura 3.1: Esquema general de la metodología a seguir. ....	39
Figura 3.2: Canalización según el Método de Chan. ....	46
Figura 3.3: Conificación según el Método de Chan. ....	46
Figura 3.4: Agua Producida Acumulada en función del Petróleo Producido Acumulado. ....	47

Figura 3.5: Relación Agua-Petróleo en función del tiempo.....	48
Figura 4.1: Variación del Corte de Agua en función del Número de Estratos.....	51
Figura 4.2: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Número de Estratos.....	52
Figura 4.3: Variación del Corte de agua en función de la Anisotropía de la formación. ....	54
Figura 4.4: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Anisotropía de la Formación.....	54
Figura 4.5: Variación del Corte de Agua en función de la Permeabilidad Horizontal.....	56
Figura 4.6: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Permeabilidad Horizontal. ....	57
Figura 4.7: Variación del Corte de Agua en función del Ángulo de Buzamiento. ....	59
Figura 4.8: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Ángulo de Buzamiento.....	59
Figura 4.9: Variación del Corte de Agua en función del Número de Estratos.....	62
Figura 4.10: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Número de Estratos.....	63
Figura 4.11: Variación del Corte de agua en función de la Anisotropía de la formación. ....	65
Figura 4.12: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Anisotropía de la Formación.....	65
Figura 4.13: Variación del Corte de Agua en función de la Permeabilidad Horizontal.....	67
Figura 4.14: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Permeabilidad Horizontal. ....	68
Figura 4.15: Variación del Corte de Agua en función del Ángulo de Buzamiento. ....	70
Figura 4.16: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Ángulo de Buzamiento.....	70

Figura 4.17: Método de Chan para el escenario de estudio 1. ....	72
Figura 4.18: Agua Producida Acumulada en función del Petróleo Producido acumulado, escenario de estudio 1.....	73
Figura 4.19: Relación Agua-Petróleo en función del tiempo, escenario 1. ....	74
Figura 4.20: Corte de Agua en función del tiempo, escenario 1.....	75
Figura 4.21: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. Inicio de la producción. ....	76
Figura 4.22: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 3 años de producción. ....	76
Figura 4.23: Desplazamiento de los Fluidos en el yacimiento, crudo de 12 API. 5 años de producción.....	77
Figura 4.24: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 8 años de producción. ....	77
Figura 4.25: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 19 años de producción. ....	78
Figura 4.26: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. Inicio de la producción. ....	79
Figura 4.27: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 3 años de producción. ....	79
Figura 4.28: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 5 años de producción. ....	80
Figura 4.29: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 8 años de producción. ....	80
Figura 4.30: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 20 años de producción. ....	81
Figura 4.31: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 3 – 16 d, buzamiento = 0°.....	90
Figura 4.32: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 3 – 16 d, buzamiento = 3°.....	91

Figura 4.33: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 100 – 200 md, buzamiento = 0°. .....	92
Figura 4.34: Relación Agua Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 100 – 200 md, buzamiento = 3°. .....	94
Figura D.1: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°. .....	139
Figura D.2: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°. .....	139
Figura D.3: Curva 2 de Luis Ramos, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°. .....	140
Figura D.4: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°. .....	140
Figura D.5: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°. .....	141
Figura D.6: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°. .....	141
Figura D.7: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°. .....	142
Figura D.8: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°. .....	142
Figura D.9: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°. .....	143
Figura D.10: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°. ....	143
Figura D.11: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°. ....	144
Figura D.12: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°. .....	144
Figura D.13: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°. .....	145
Figura D.14: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°. .....	145
Figura D.15: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°. .....	146
Figura D.16: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°. .....	146
Figura D.17: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°. .....	147
Figura D.18: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°. .....	147
Figura D.19: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°. .....	148
Figura D.20: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°. .....	148
Figura D.21: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3°. .....	149

Figura D.22: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3° . . . .	149
Figura D.23: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3° . . . .	150
Figura D.24: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3° . . . . .	150
Figura D.25: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0° . . . . .	151
Figura D.26: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0° . . . . .	151
Figura D.27: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0° . . . . .	152
Figura D.28: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0° . . . . .	152
Figura D.29: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0° . . . . .	153
Figura D.30: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0° . . . . .	153
Figura D.31: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0° . . . . .	154
Figura D.32: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0° . . . . .	154
Figura D.33: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0° . . . . .	155
Figura D.34: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0° . . . . .	155
Figura D.35: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0° . . . . .	156
Figura D.36: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0° . . . . .	156
Figura D.37: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3° . . . . .	157
Figura D.38: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3° . . . . .	157
Figura D.39: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3° . . . . .	158
Figura D.40: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3° . . . . .	158
Figura D.41: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3° . . . . .	159
Figura D.42: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3° . . . . .	159
Figura D.43: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3° . . . . .	160
Figura D.44: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3° . . . . .	160



## INTRODUCCIÓN

La producción y desarrollo de los campos petroleros se ve afectada por la producción de agua que influye notablemente desde la etapa de exploración hasta el abandono del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores es producida junto con el petróleo. Este flujo de agua proveniente del yacimiento invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en superficie para luego ser extraída y desechada o ser utilizada en procesos de Recuperación Secundaria.

Actualmente, la producción del agua constituye un gran reto para los ingenieros ya que la disminución de los volúmenes de agua producida reduce los costos operativos y aumenta la producción de hidrocarburos. Si bien el ahorro potencial derivado del control del agua es primordial en sí mismo, tiene más valor el potencial aumento de la producción y de la recuperación del crudo.

En primer lugar, conocer el origen del agua producida constituye un factor de vital importancia en el diagnóstico del mecanismo asociado a la producción de agua. Asimismo, el diagnóstico o identificación del origen de la producción de agua que se presenta es la clave para determinar un método adecuado para el manejo del agua, ya que en el pasado la principal causa por la cual la industria petrolera no pudo lograr un mecanismo de control apropiado fue la falta de conocimiento de los diferentes problemas y la consiguiente aplicación de soluciones inapropiadas. Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua se han desarrollado varias técnicas analíticas que utilizan gráficos diagnósticos, como por ejemplo: Curva de Declinación, Gráfico de Historia de Producción, Gráfico del Corte de Agua contra el Tiempo, Método de Chan y Método de Luis Ramos. Además, estas técnicas se emplean para seleccionar los pozos que podrían necesitar un sistema de control del agua, determinar el origen

del agua, de manera que se pueda asociar un método de control conveniente y establecer el tratamiento adecuado.

El propósito de este Trabajo Especial de Grado es evaluar la influencia de parámetros de pozo y yacimiento asociados con producción de agua mediante simulación numérica de yacimientos. Para lograr dicho propósito se realizará una revisión del estado del arte de las causas de la producción de agua y de los métodos de diagnóstico así como también una recolección de datos PVT de diferentes yacimientos que presentan producción de agua. Luego, se definirá el caso base y los escenarios de estudio de los yacimientos representativos. Posteriormente, se simulará el comportamiento de producción de los escenarios de estudio seleccionados basados en sensibilidades a la Gravedad API del Crudo, Relación de las Permeabilidades Vertical-Horizontal, Ángulo de Buzamiento, Número de Estratos y Tipo de Pozo, donde se generarán curvas de la Relación Agua-Petróleo y su derivada en función del tiempo. Finalmente, se determinará la influencia de los parámetros sensibilizados en el comportamiento de la producción de agua y se generarán curvas diagnóstico de Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo recuperado.

El presente Trabajo Especial de Grado se ha dividido en las siguientes secciones:

- Capítulo I, Consideraciones Generales del Estudio: En este capítulo se especificará: el problema a tratar en este estudio, los objetivos propuestos, la justificación del estudio y los alcances en el desarrollo del mismo.
- Capítulo II, Marco Teórico: En esta sección se explicará de manera detallada el origen y causas de la producción de agua, así como las técnicas de diagnóstico y métodos de control de agua.
- Capítulo III, Metodología: En este capítulo se describirán cada una de las etapas a seguir para llevar a cabo el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado y dar cumplimiento a los objetivos planteados.

- Capítulo IV, Análisis de Resultados: En este capítulo se presentarán y discutirán los resultados obtenidos en la investigación, utilizando la metodología descrita en el capítulo III.
- Conclusiones: Tomando en consideración los resultados obtenidos, se determinará si se lograron o no los objetivos propuestos.
- Recomendaciones: En esta sección se incluirán algunas sugerencias que son de gran utilidad para la realización de trabajos posteriores.

## **CAPÍTULO I**

### **CONSIDERACIONES GENERALES DEL ESTUDIO**

En este capítulo se plantean: el problema a tratar en este Trabajo Especial de Grado, los objetivos propuestos, la justificación del estudio y los alcances en el desarrollo del mismo.

#### **1.1 Planteamiento del Problema**

Actualmente, la producción de agua es un desafío en la Industria Petrolera, debido a que en muchas ocasiones, el manejo de la misma en superficie requiere de una serie de equipos, lo que origina el incremento en los costos operacionales y la disminución en la producción de hidrocarburos. Por esta razón, surge la necesidad de realizar un estudio que permita determinar el comportamiento de la producción de agua bajo la influencia de ciertos parámetros de pozo y yacimiento, con el fin de aumentar la vida productiva de los pozos actuales y evitar dicho inconveniente en la explotación de nuevos pozos.

#### **1.2 Objetivos**

##### **1.2.1 Objetivo General**

Evaluar la influencia de parámetros de yacimiento asociados con producción de agua mediante simulación numérica de yacimientos.

**1.2.2 Objetivos Específicos**

- Realizar una revisión del estado del arte de las causas de la producción de agua y de los métodos de diagnóstico.
- Recolectar datos PVT de diferentes yacimientos que presentan producción de agua.
- Definir el caso base y los escenarios de estudio de los yacimientos representativos.
- Simular el comportamiento de producción de los escenarios de estudio seleccionados basados en sensibilidades a la Gravedad API del Crudo, Permeabilidad Horizontal, Anisotropía (Relación de las Permeabilidades Vertical-Horizontal), Ángulo de Buzamiento y Número de Estratos.
- Generar los gráficos diagnósticos de producción de agua: Método de Chan, Método de Luis Ramos y Gráfico del Corte de Agua en función del tiempo.
- Determinar la influencia de los parámetros sensibilizados en el comportamiento de la producción de agua.
- Generar curvas diagnóstico de Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo recuperado.

**1.3 Justificación**

La evaluación de la influencia de parámetros de yacimiento asociados con producción de agua mediante simulación numérica de yacimientos se realizará con la finalidad de determinar el impacto que los parámetros estudiados tienen en la producción de agua y generar curvas diagnóstico para caracterizar cada uno de los escenarios.

El aumento en la producción de agua sobrecarga los sistemas de tratamiento en superficie, el cual afecta: la eficacia, la productividad, y pone en riesgo la rentabilidad

del campo por los altos costos que implica el tratamiento y manejo en superficie, lo cual es un factor que afecta significativamente el recobro final y la vida productiva del pozo, tomando en cuenta que el conocimiento del origen del agua es necesario para su correcto y adecuado control.

#### **1.4 Alcances**

A través de este estudio se podrá determinar cómo la producción de agua es afectada por los siguientes parámetros: Gravedad API del Crudo, Permeabilidad Horizontal, Anisotropía (Relación de las Permeabilidades Vertical-Horizontal), Ángulo de Buzamiento y Número de Estratos; con el fin de predecir y controlar esta producción en la posterior explotación del yacimiento.

Asimismo, se generarán los gráficos diagnóstico de producción de agua: Método de Chan, Método de Luis Ramos y Gráfico del Corte de Agua en función del tiempo, y se caracterizará la gráfica de la Relación Agua-Petróleo en función del Factor de Recobro de Petróleo, como método de diagnóstico.

Para ello, se trabajará con el simulador comercial ECLIPSE 100<sup>®</sup>, donde se simulará toda la información recolectada para generar diferentes yacimientos tipo así como sus respectivas sensibilidades.

## CAPÍTULO II

### MARCO TEÓRICO

#### 2.1. Producción de Agua

##### 2.1.1. Origen de la producción de agua <sup>[1, 2, 3]</sup>

El agua se encuentra presente en todos los campos petroleros y es el fluido más abundante en ellos, lo cual afecta todas las etapas de la vida del campo, desde la exploración, hasta su abandono, pasando por el desarrollo y la producción del mismo. Cuando se extrae petróleo de un yacimiento, tarde o temprano el agua proveniente de un acuífero subyacente o de los pozos inyectores se mezcla y es producida junto con el petróleo. Este flujo de agua a través de un yacimiento, que luego invade la tubería de producción y las instalaciones de procesamiento en la superficie y, por último, se extrae y se desecha, o bien se inyecta para mantener la presión del yacimiento, recibe el nombre de “ciclo del agua”.

Si bien es cierto que ningún operador quiere producir agua, hay aguas que son mejores que otras. Con respecto a la producción de crudo, es fundamental distinguir entre el agua de barrido, el agua buena (aceptable) y el agua mala (o excesiva).

##### 2.1.1.1. Agua de Barrido

Proviene de un pozo inyector o de un acuífero activo que contribuye al barrido del petróleo del yacimiento. El manejo de este tipo de agua es una parte fundamental del manejo del yacimiento y puede constituir un factor determinante en la productividad de los pozos y de las reservas finales.

**2.1.1.2. Agua Buena**

Es el agua producida dentro del hoyo a una tasa inferior al límite económico de la relación agua/petróleo (RAP). Es una consecuencia inevitable del flujo de agua a través del yacimiento, y no se puede eliminar sin perder parte de las reservas. La producción del agua buena tiene lugar cuando existe un flujo simultáneo de petróleo y agua en toda la matriz de la formación. El flujo fraccional de agua está determinado por la tendencia natural de mezcla que provoca el aumento gradual de la relación agua/petróleo.

**2.1.1.3. Agua Mala**

Se puede definir como el agua producida dentro del hoyo, que no produce petróleo, o bien cuando la producción de petróleo no es suficiente para compensar el costo asociado con el manejo del agua, es decir, es agua producida y está por encima del límite económico de la RAP.

**2.1.2. Causas de la producción de agua <sup>[4]</sup>**

En los pozos individuales, el origen de la mayor parte de los problemas de agua mala se puede clasificar dentro de diez tipos básicos, los cuales a su vez pueden ser agrupadas en dos problemas generales. Estos son: problemas asociados al pozo y/o problemas asociados al yacimiento.



### 2.1.2.1. Problemas asociados al pozo

#### a. Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empacaduras

Las filtraciones a través del revestidor, la tubería de producción o las empacaduras permiten que el agua proveniente de zonas que no producen hidrocarburos ingrese en la columna de producción. La detección de estos problemas y la aplicación de las soluciones correspondientes dependen fundamentalmente de la configuración del pozo. Los registros básicos o perfiles de producción tales como la densidad del fluido, la temperatura y la velocidad del flujo pueden resultar suficientes para diagnosticar estos problemas.

En los pozos de mayor complejidad, puede ser necesario contar con registros de flujo de agua (WFL, por sus siglas en Inglés) o perfilaje multifásico de fluidos, como el registro de la fracción volumétrica (“holdup”) de cada una de las tres fases (TPHL, por sus siglas en Inglés).

Las soluciones habituales incluyen la inyección forzada de fluidos sellantes y el cegado mecánico por medio de tapones, cemento o empacaduras, aunque también se pueden utilizar remiendos. Cuando existe este tipo de problema, conviene aplicar la tecnología de cegado del agua dentro del revestidor, que es de bajo costo. En la figura 2.1 se muestra esquemáticamente el paso del agua de la formación al pozo por efectos de filtración a través del revestidor.

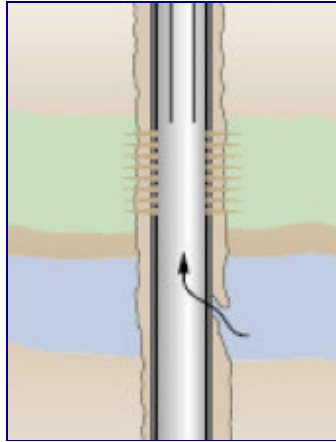


Figura 2.1: Filtraciones en el revestidor, tuberías de producción o empaquetadas. <sup>[4]</sup>

### b. Flujo canalizado detrás del revestidor

La existencia de fallas en la cementación primaria puede provocar la conexión de zonas acuíferas con zonas de hidrocarburos. Estos canales permiten que el agua fluya por detrás del revestidor e invada el espacio anular, como se muestra en la figura 2.2.

Una causa secundaria puede ser la creación de un vacío detrás del revestidor cuando se produce arena. Este flujo de agua se puede detectar mediante los registros de temperatura o los registros WFL basados en la activación del oxígeno. La solución principal consiste en el uso de fluidos de cegado, que pueden ser cementaciones forzadas de alta resistencia, fluidos a base de resinas colocados en el espacio anular, o fluidos a base de geles de menor resistencia colocados en la formación para detener el flujo dentro del espacio anular. El emplazamiento de los mismos es muy importante y, por lo general, se realiza con tubería flexible.

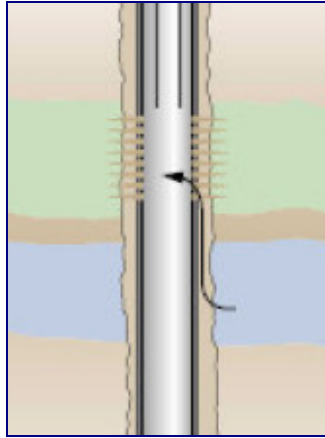


Figura 2.2: Flujo detrás del revestidor. <sup>[4]</sup>

### 2.1.2.2. Problemas asociados al yacimiento

#### a. Contacto dinámico agua-petróleo (CAP)

Si un contacto agua-petróleo uniforme asciende hacia una zona abierta de un pozo durante la producción normal por empuje de agua, puede existir producción de agua indeseada. Esto ocurre en aquellos lugares donde existe una permeabilidad vertical muy baja. Dado que el área de flujo es extensa y que el contacto asciende lentamente, puede incluso ocurrir en casos en que las permeabilidades verticales intrínsecas son sumamente bajas (menos de 0,01 mD). En los pozos con mayores permeabilidades verticales ( $K_v > 0,01 K_h$ ), es más probable encontrar conificación de agua y otros problemas que se describen más adelante.

En realidad, si bien este tipo de problema podría considerarse como un subgrupo dentro de la conificación, la tendencia a la conificación es tan baja que el cegado cerca del hueco resulta efectivo. El diagnóstico no se puede realizar únicamente sobre la base de la invasión de agua identificada en el fondo del pozo, ya que otros problemas también pueden provocar este mismo fenómeno. En un pozo vertical, este problema se puede resolver fácilmente por abandono del pozo desde el fondo

utilizando algún sistema mecánico, como un tapón de cemento o un tapón colocado por medio de cable de acero. Si el CAP se desplaza muy por encima de la parte superior del tapón, será necesario realizar un segundo tratamiento.

En los pozos horizontales, cualquier solución que se aplique en las cercanías del pozo se debe extender bastante en todas las direcciones con respecto al intervalo productor de agua para impedir que el flujo de agua horizontal supere los límites del tratamiento y retardar la consiguiente invasión de agua. Como alternativa se puede considerar una desviación de la trayectoria una vez que la RAP resulte intolerable desde el punto de vista económico.

En la figura 2.3 se muestra esquemáticamente el ascenso del contacto agua-petróleo a la zona productora de un pozo vertical.

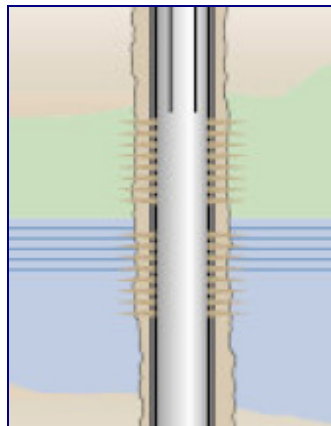


Figura 2.3: Contacto dinámico agua-petróleo (CAP).<sup>[4]</sup>

### **b. Capa inundada sin flujo transversal**

Un problema habitual en la producción proveniente de capas múltiples se produce cuando una zona de alta permeabilidad rodeada por una barrera de flujo (como una capa de arcilla) está inundada. En este caso, la fuente de agua puede ser un acuífero

activo o un pozo inyector de agua, como se muestra en la figura 2.4. Por lo general la capa inundada presenta el nivel de permeabilidad más elevado. Al no existir flujo transversal en el yacimiento, este problema se resuelve fácilmente mediante la aplicación de fluidos de cegado rígidos o de un cegado mecánico, ya sea en el inyector o el productor.

La decisión de colocar un fluido de cegado o utilizar un sistema de cegado mecánico depende de si se conoce cuál es el intervalo inundado. En este caso se pueden emplear fluidos selectivos para evitar el costo de obtener registros y seleccionar el emplazamiento. La ausencia de flujo transversal depende de la continuidad de la barrera de permeabilidad. Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Los problemas de agua en pozos sumamente inclinados completados en capas múltiples se pueden tratar de la misma forma que los pozos verticales.

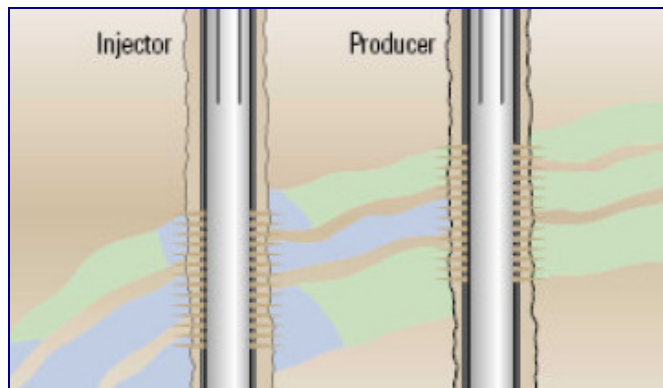


Figura 2.4: Capa inundada sin flujo transversal entre las capas. <sup>[4]</sup>

### c. Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor

En las formaciones naturalmente fracturadas bajo recuperación secundaria por inyección de agua, el agua inyectada puede invadir rápidamente los pozos productores. Este fenómeno se produce en forma habitual cuando el sistema de

fracturas es extenso o se encuentra fisurado y se puede confirmar mediante el uso de trazadores radioactivos y pruebas de presión transitoria. También se pueden utilizar registros de trazadores para cuantificar el volumen de las fracturas, valor que se utiliza para el diseño del tratamiento.

La inyección de un gel en el pozo inyector puede reducir la producción de agua sin afectar la producción de petróleo de la formación. Si se utiliza un flujo de geles reticulados, podría no resultar efectivo dado que su penetración en la matriz es limitada y, por lo tanto, penetra en las fracturas en forma selectiva. Por lo general, la mejor solución para este problema consiste en cegar la producción de agua.

Los pozos que presentan fracturas o fallas severas a menudo sufren una considerable pérdida de fluidos de perforación. Si se espera encontrar una falla conductora y fracturas asociadas con la misma durante la perforación, conviene bombear un gel dentro del pozo para resolver al mismo tiempo el problema de la perforación y los problemas consiguientes de producción de agua y barrido deficiente, en particular en las formaciones cuya matriz tiene poca permeabilidad.

En los pozos horizontales, puede existir el mismo problema cuando el pozo intercepta una o más fallas conductoras o que tienen fracturas conductoras asociadas. En la figura 2.5 se muestran dos esquemas donde el agua inyectada alcanza al pozo productor por la existencia de canales de flujo preferencial entre un pozo inyector y uno productor.

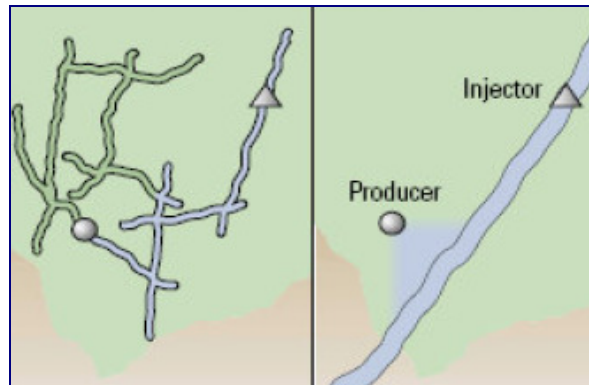


Figura 2.5: Fracturas o fallas entre un pozo inyector y uno productor. <sup>[4]</sup>

#### d. Fracturas o fallas de una capa de agua

El agua puede provenir de fracturas que interceptan una zona de agua más profunda. Estas fracturas pueden ser tratadas con un gel; lo cual resulta especialmente efectivo en los casos en que las fracturas no contribuyen a la producción de petróleo. Los volúmenes de tratamiento deben ser lo suficientemente grandes para cegar las fracturas a una distancia considerable del pozo. Sin embargo, el ingeniero de diseño se encuentra con tres dificultades.

En primer lugar, es difícil determinar el volumen del tratamiento porque se desconoce el volumen de la fractura. En segundo lugar, como el tratamiento puede cegar las fracturas productoras de petróleo conviene efectuar un tratamiento con sobredesplazamiento para mantener la productividad cerca del hoyo. Por último, si se utiliza un fluido gelificado, éste deberá ser capaz de resistir el flujo de retorno posterior al tratamiento.

En los casos de fracturas localizadas convendrá cegarlas cerca del hueco, sobre todo si el pozo se encuentra revestido y cementado. En forma similar, cuando las fracturas hidráulicas penetran una capa de agua se produce un deterioro de la producción. Sin embargo, en esos casos por lo general se conoce mejor el problema y el medio

circundante y resulta más fácil aplicar las soluciones adecuadas, como por ejemplo, los fluidos de cegado.

En muchos yacimientos de carbonatos, las fracturas suelen ser casi verticales y tienden a ocurrir en grupos separados por grandes distancias, en especial en las zonas dolomíticas cerradas, por lo cual es poco probable que estas fracturas intercepten un hueco vertical. Sin embargo, estas fracturas se observan con frecuencia en pozos horizontales donde la producción de agua a menudo ocurre a través de fallas conductoras o fracturas que interceptan un acuífero.

En la figura 2.6 se representa esquemáticamente las fracturas o fallas de una capa de agua, tanto en pozos verticales como en pozos horizontales.

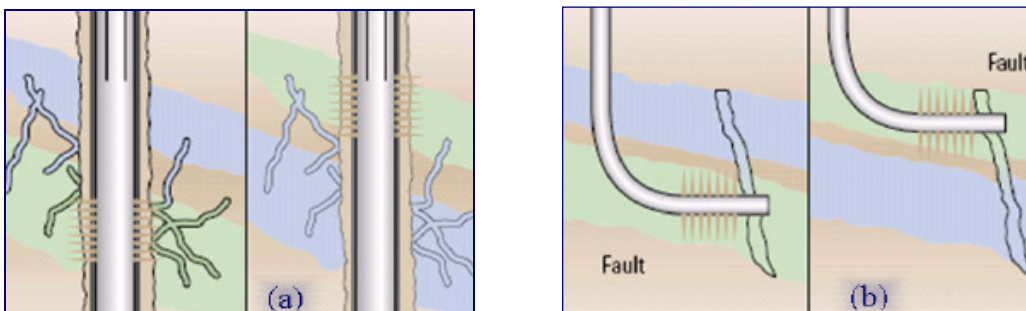


Figura 2.6: Fracturas o fallas en una capa de agua. (a) En un pozo vertical. (b) En un pozo horizontal. <sup>[4]</sup>

#### e. Conificación o formación de cúspide (“cusping”)

En un pozo vertical se produce conificación cuando existe un CAP cerca de los disparos en una formación cuya permeabilidad vertical es relativamente elevada. La tasa crítica de conificación, que es la tasa máxima a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, a menudo es demasiado baja para que resulte económica.



En algunos casos, se propone colocar una capa de gel por encima del contacto agua-petróleo estacionario. Sin embargo, este método difícilmente podrá detener la conificación, ya que se necesita un gran volumen de gel para provocar una reducción significativa de la RAP. Por ejemplo, para duplicar la tasa crítica de conificación, se necesita un radio gelificado efectivo de por lo menos 50 pies. Sin embargo, resulta difícil colocar un gel en forma económica tan adentro de la formación. Cuando se realizan tratamientos de menor volumen, por lo general, se produce una rápida reinvasión del agua a menos que, por casualidad, el gel se conecte con láminas de lutitas.

En lugar de colocar un gel, una alternativa conveniente consiste en perforar uno o más huecos laterales de drenaje cerca del tope de la formación para aprovechar la mayor distancia con respecto al CAP y la disminución de la caída de presión, que reducen el efecto de conificación.

En los pozos horizontales, este problema se puede asociar con la formación de una duna (“duning”) o de una cúspide. En dichos pozos, puede ser posible al menos retardar la formación de la cúspide con una operación de cegado cerca del hueco que se extienda lo suficiente hacia arriba y hacia abajo, como en el caso de un CAP ascendente. En la figura 2.7 se muestran esquemáticamente los problemas de conificación.

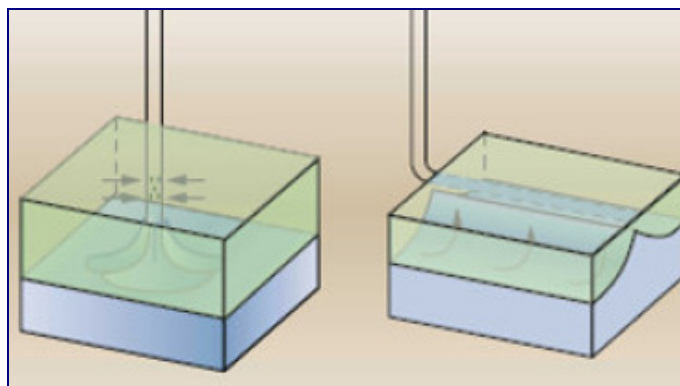


Figura 2.7: Conificación o formación de cúspide (“cuspings”).<sup>[4]</sup>

**f. Barrido areal deficiente**

Muchas veces el agua marginal o subyacente de un acuífero o de un pozo inyector de agua en una zona productiva, provoca un barrido areal deficiente. Por lo general, la anisotropía areal de la permeabilidad origina este problema, que es especialmente serio en los depósitos de canales de arena. La solución consiste en desviar el agua inyectada fuera del espacio de los poros, que ya han sido barridos por agua. Esto requiere un tratamiento de gran volumen o una inyección continua de un elemento viscoso, lo que normalmente resulta poco económico.

En este tipo de situaciones, con frecuencia se logra mejorar la recuperación mediante la perforación de pozos de relleno, si bien los tramos laterales de drenaje se pueden utilizar para llegar al petróleo no barrido en forma más económica.

Los pozos horizontales pueden atravesar zonas con diferentes valores de permeabilidad y presión dentro de la misma capa, lo cual provoca un barrido areal deficiente. También puede suceder que el agua invada sólo una parte del pozo simplemente debido a su proximidad horizontal a la fuente de agua. En cualquiera de los dos casos, es posible controlar el agua por medio del cegado en las cercanías del hueco y con una extensión vertical lo suficientemente amplia respecto del agua.

En la figura 2.8 se muestra el efecto de un barrido areal deficiente que en la literatura también se conoce como adedamiento, interdigitación o “fingering”.

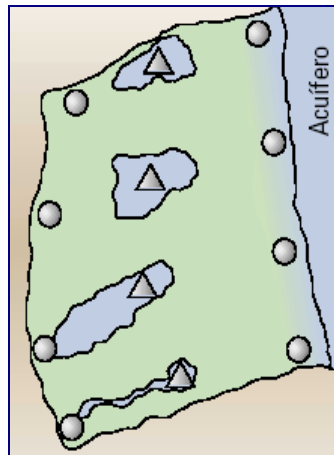


Figura 2.8: Barrido areal deficiente. <sup>[4]</sup>

#### g. Segregación gravitacional

Cuando en un yacimiento existe una capa de gran espesor con buena permeabilidad vertical, la segregación gravitacional, denominada a veces barrido de agua en el fondo de la arena (“water under-run”), puede provocar la invasión de agua no deseada en un pozo en producción, como se muestra en la figura 2.9. El agua, ya sea que provenga de un acuífero o de un proceso de recuperación secundaria por inyección de agua, se escurre hacia abajo en la formación permeable y barre sólo la parte inferior del yacimiento.

Cuando existe una relación de movilidad petróleo-agua desfavorable el problema puede agravarse, incluso más en las formaciones con texturas sedimentarias que se vuelven más finas hacia arriba, dado que los efectos viscosos junto con la segregación gravitacional fomentan el flujo en la base de la formación.

Cualquier tratamiento realizado en el inyector con el fin de cegar los disparos inferiores tendrá sólo un efecto marginal en el barrido de un mayor volumen de petróleo antes de que la segregación gravitacional vuelva a ser dominante. En el pozo

productor existe conificación local y, como ocurrió en el caso de conificación descrito anteriormente, es poco probable que los tratamientos con geles produzcan resultados duraderos. Los tramos laterales de drenaje pueden resultar efectivos para alcanzar al hidrocarburo no barrido y los fluidos de inyección viscosos y gasificados también pueden mejorar el barrido vertical.

En los pozos horizontales, la segregación gravitacional puede ocurrir cuando el hueco se encuentra cercano al fondo de la zona productiva, o bien cuando se supera la tasa crítica de conificación local.

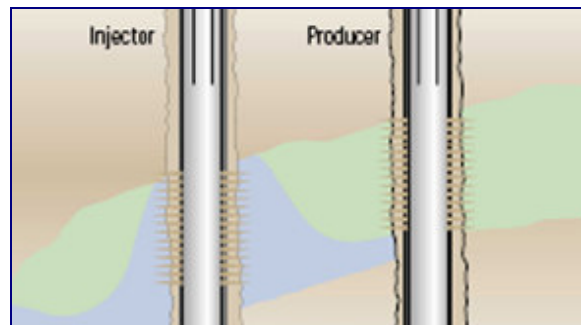


Figura 2.9: Capa con segregación gravitacional. <sup>[4]</sup>

#### h. Capa inundada con flujo transversal

El flujo transversal de agua puede existir en capas de alta permeabilidad que no se encuentran aisladas por barreras impermeables. El problema de la producción de agua a través de una capa sumamente permeable con flujo transversal es similar al de una capa inundada sin flujo transversal, pero se diferencia de éste en el hecho de que no existe una barrera para detener el flujo en el yacimiento. En estos casos, los intentos realizados para modificar los perfiles de producción o de inyección cerca del hueco están condenados al fracaso debido a la existencia de flujo transversal lejos del hueco.

Es fundamental poder determinar si existe flujo transversal en el yacimiento, puesto que ésta es la única diferencia entre los dos problemas. Cuando no existe flujo transversal, el problema se puede solucionar fácilmente, mientras que cuando existe flujo transversal es menos probable encontrar un tratamiento exitoso. Sin embargo, en casos aislados, puede ser posible colocar un gel muy penetrante en forma económica en la capa permeable ladrona, siempre que ésta sea delgada y tenga alta permeabilidad comparada con la zona de petróleo.

Aún bajo estas condiciones óptimas, antes de iniciar el tratamiento es necesario realizar una cuidadosa operación de ingeniería. En muchos casos, la solución consiste en perforar uno o más tramos laterales de drenaje para alcanzar las capas no drenadas.

Los pozos horizontales completados en una sola capa no son proclives a este tipo de problema. Si un pozo sumamente inclinado está completado en múltiples capas, este problema puede ocurrir al igual que en un pozo vertical.

Para poder tratar un problema de control del agua es esencial conocer el problema específico. Los primeros cuatro problemas se controlan con relativa facilidad en el hueco o en las cercanías del mismo. En el caso de los dos problemas siguientes, fracturas entre inyectores y productores, o fracturas de una capa de agua, es necesario colocar geles muy penetrantes en las fracturas o las fallas. Los cuatro últimos problemas no admiten soluciones simples y de bajo costo cerca del hueco, y requieren modificaciones en la completación o la producción como parte de la estrategia de manejo del yacimiento.

Todo operador que desee lograr un cegado del agua en forma efectiva, rápida y con bajo nivel de riesgo debería comenzar por aplicar las tecnologías comprobadas en los primeros seis tipos de problemas. En la figura 2.10 se muestra de manera esquemática el aporte de agua originado por la canalización con flujo cruzado desde un pozo inyector hasta uno productor.

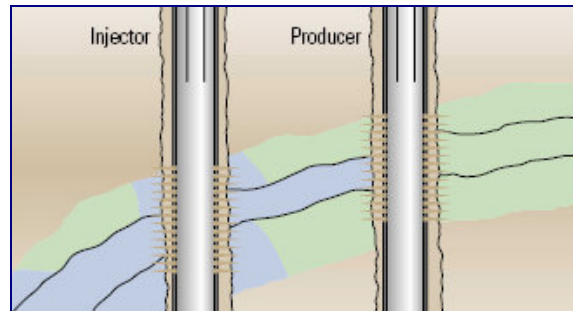


Figura 2.10: Capa inundada con flujo transversal. <sup>[4]</sup>

## 2.2 Técnicas de diagnóstico para la producción de agua <sup>[4]</sup>

Este es un proceso que tiene como propósito realizar de una manera rápida diagnósticos del origen de la producción de agua perjudicial en los pozos, cuya producción excesiva se puede reducir si se logra identificar su procedencia. Como se sabe el origen de esta agua puede estar dado por ciertas condiciones intrínsecas del yacimiento o por problemas existentes en las cercanías del pozo.

Por lo general, el flujo proveniente de las cercanías del pozo es la causa más crítica pero, sin embargo, por el hecho de estar relacionado con la completación del pozo no deja de ser una de las causas con más oportunidades de tratamiento. El mismo es de suma importancia, ya que en algunos casos se han realizado interpretaciones erróneas, como por ejemplo diagnosticar la elevación del contacto agua-petróleo, lo que puede conducir a abandonar prematuramente un yacimiento; es por ello, que esta metodología puede ser utilizada para realizar un rápido diagnóstico y evaluación de los mecanismos de producción existentes en el yacimiento.

Para poder distinguir las diferentes fuentes de agua no aceptable se han desarrollado varias técnicas analíticas que utilizan, por ejemplo, las relaciones agua/petróleo, los datos de producción y las mediciones de los registros.

2.2.1 Curva de declinación

La figura 2.11, es un gráfico semilogarítmico de la tasa de producción de petróleo con respecto al petróleo acumulado. El agotamiento normal produce una curva cuya tendencia es rectilínea, mientras que una declinación pronunciada puede indicar la existencia de algún otro problema, como por ejemplo la disminución severa de la presión o el aumento del daño. Cualquier cambio brusco en la pendiente de la típica recta de declinación de la tasa de producción de petróleo, constituye una advertencia de que el exceso de agua, junto con otros problemas, puede estar afectando la producción normal.

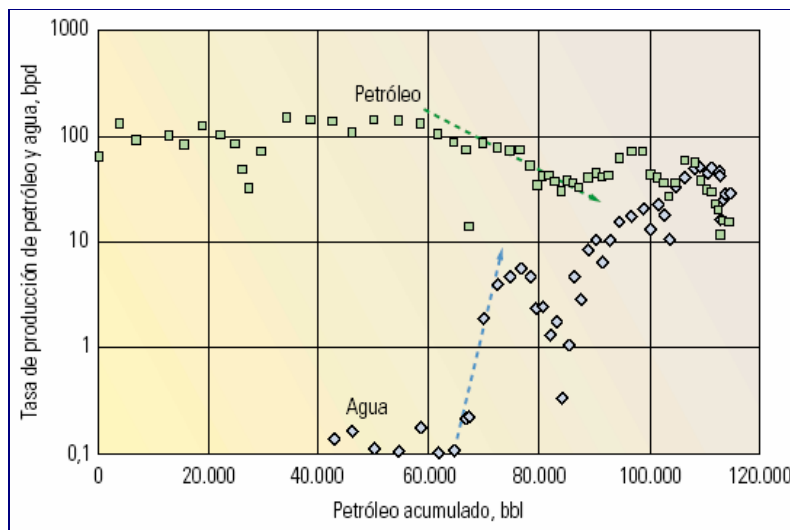


Figura 2.11: Gráfico de Declinación. [4]

2.2.2 Gráfico de historia de producción

Este gráfico es un gráfico doble logarítmico de tasas de petróleo y agua con respecto al tiempo. Por lo general, los pozos en los que conviene aplicar un sistema de control del agua muestran un aumento de la producción de agua y una disminución de la producción de petróleo en forma casi simultánea. Cualquier cambio brusco y

simultáneo que indique un aumento del agua con una reducción del petróleo es señal de que se podría necesitar un tratamiento de control de agua (ver figura 2.12).

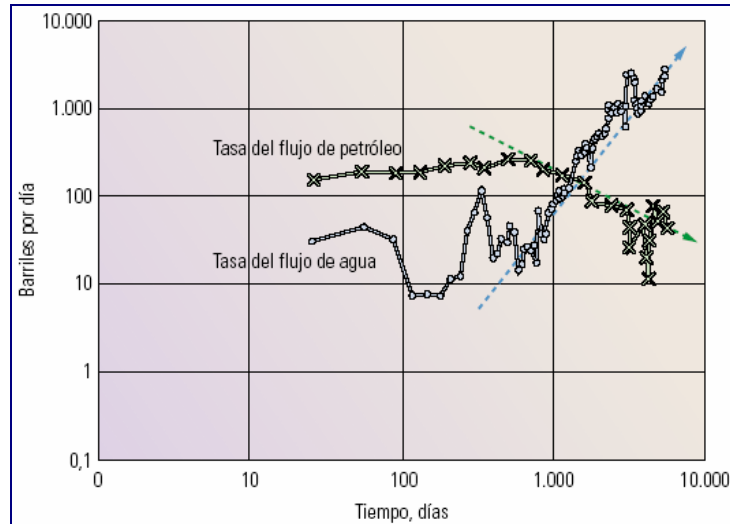


Figura 2.12: Gráfico de la Historia de Producción. <sup>[4]</sup>

### 2.2.3 Gráfico del corte del agua contra el tiempo <sup>[5]</sup>

Los eventos y gráficos de producción del pozo pueden ayudar a tener una idea del tipo de problema presente (Figura 2.13).

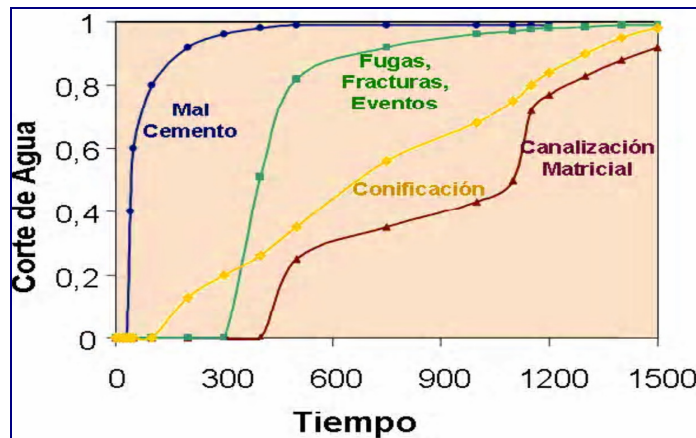


Figura 2.13: Gráfico del Corte de agua contra Tiempo. <sup>[5]</sup>



Dependiendo del tipo de problema, este gráfico presenta distintos comportamientos. La irrupción temprana del agua con un crecimiento acelerado es representativo de problemas en las cercanías del pozo, principalmente de comunicación a través del cemento.

Si este tipo de aumento abrupto del corte de agua se presenta luego de transcurrido cierto tiempo desde la apertura del pozo, entonces, por lo general, se asocia a problemas de fugas en los elementos mecánicos del pozo como tapones, empacaduras, separadores, etc. También puede ocurrir como consecuencia de una rotura en las tuberías revestidora o de producción debido a problemas de corrosión.

Otros de los problemas que presentan un comportamiento de este tipo es la comunicación a través de fracturas, ya sea con un pozo inyector o con el acuífero, por el cañoneo en zonas de agua, o producto de trabajos de estimulación que ponen en contacto directo al pozo con la fuente del agua.

Cuando el comportamiento de la producción de agua se manifiesta como una irrupción temprana, pero con un crecimiento progresivo entonces el problema por lo general se asocia a conificación o “crestring”.

Finalmente, si el corte de agua aumenta de forma abrupta durante un tiempo y luego se mantiene aumentando progresivamente, entonces el problema puede estar relacionado con la irrupción del agua en la arena de mayor permeabilidad o lo que es lo mismo la canalización matricial.

#### **2.2.4 Método de Chan <sup>[6]</sup>**

Chan en el año de 1995 basándose en la construcción de gráficos que incluyen la producción histórica por períodos completos de flujo de agua, gas y petróleo; la

Relación Agua Petróleo (RAP) y su derivada (RAP'); la producción acumulada de petróleo o su eficiencia de recobro y las declinaciones de la tasa de agua y gas integra todos estos gráficos que proporcionan una figura compuesta del comportamiento de producción y además el potencial de producción remanente en el pozo.

Un conjunto de gráficos diagnóstico fueron generados por K. S. Chan para conducir una serie de estudios de simulación numérica y sistemática del control de agua, utilizando para ello un simulador de petróleo negro. Este simulador tridimensional y trifásico es capaz de modelar el comportamiento de flujo del yacimiento, los diferentes mecanismos de producción y esquemas de flujo de agua.

Los gráficos Log-Log de la derivada (RAP') pueden ser muy efectivos a la hora de identificar tendencias de producción, problemas mecánicos y para diferenciar los diversos orígenes de la producción de agua como lo son: conificación, comunicación mecánica, canalización y adedamiento.

Generalmente, los gráficos de corte de agua pueden ser utilizados para visualizar el avance de los problemas de excesiva producción de agua, sin embargo esto tiene sus limitaciones, ya que no es práctico desde el punto de vista de distribuciones de saturación del yacimiento, ya que estas cambian con el tiempo.

#### **2.2.4.1 Conificación**

La conificación de agua ocurre cuando un pozo es completado cerca del contacto agua-petróleo y la formación posee suficiente permeabilidad vertical que sea capaz de lograr que el agua migre hacia las perforaciones por efecto de un diferencial de presión alrededor de este. En la figura 2.14 se observa una conificación donde la gráfica muestra el logaritmo de la relación agua petróleo (RAP) y el logaritmo de la derivada (RAP'), donde la RAP' disminuye con el logaritmo del tiempo.

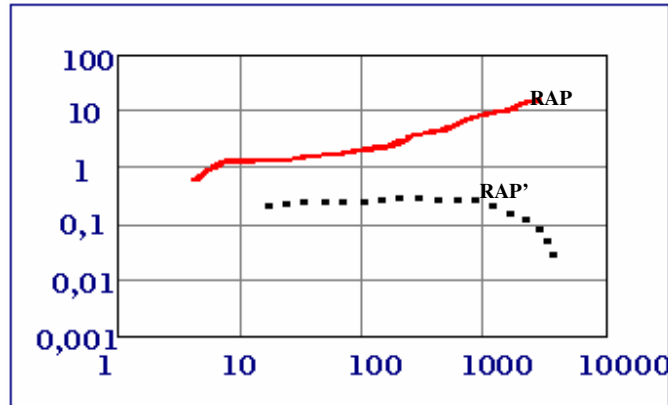


Figura 2.14: Patrón tipo de conificación según Chan. <sup>[6]</sup>

### 2.2.4.2 Comunicación Mecánica

La comunicación mecánica es causada por condiciones pobres del cemento generalmente por detrás del revestidor. Existen registros (“Cement Bond” o Ultrasonic Pulse-Echo”) que son capaces de detectar los canales que se forman a través del cemento detrás del revestimiento (ver figura 2.15).

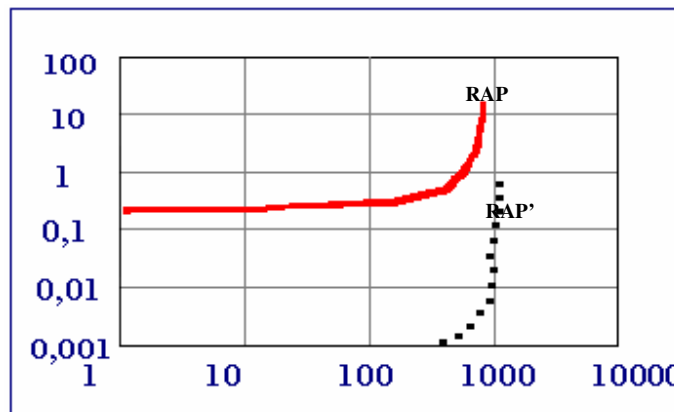


Figura 2.15: Patrón Tipo de Comunicación Mecánica según Chan. <sup>[6]</sup>

**2.2.4.3 Canalización o Adedamiento**

La canalización es una consecuencia del flujo preferencial del agua a través de capas de mayor permeabilidad. Puede ser localizado por medio de perfiles de producción. En la figura 2.16 se observa una canalización, donde ambas curvas aumentan, pero la RAP' en su parte final tiende a disminuir su pendiente.

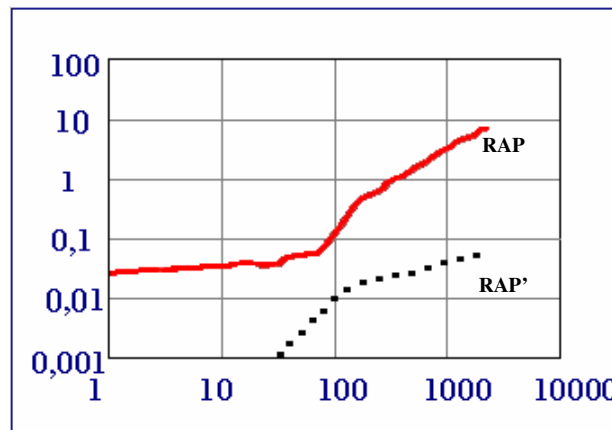


Figura 2.16: Patrón Tipo de Canalización según Chan. <sup>[6]</sup>

**2.2.4.4 Barrido Normal**

En la figura 2.17 se observa un barrido normal del yacimiento por efecto del agua.

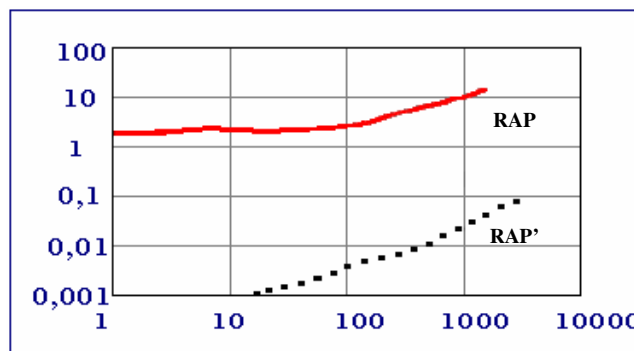


Figura 2.17: Patrón Tipo de Barrido Normal según Chan. <sup>[6]</sup>

Para optimizar este tipo de análisis se debe tener una larga historia de producción, donde se pudieran identificar los diferentes mecanismos de producción para los diferentes períodos de tiempo, y así también poder seleccionar algún período de interés especial, además se debe acompañar este análisis de diagnóstico con otros tipos de análisis, tales como registros de cementación, revisiones geológicas, y procesos de monitoreos, a fin de reforzar las conclusiones que se generen del mismo.

A continuación se observa una lista de posibles causas en los cambios de producción y trabajos que pueden ocasionar un cambio en la historia de producción:

- Declinación de la presión del yacimiento.
- Ajustes en el tamaño del estrangulador o del Levantamiento Artificial.
- Declinación de la producción debido a daños en la formación.
- Cementación forzada.
- Inyección de Agua y/o gas.
- Adición o alteración de las perforaciones.
- Estimulación del yacimiento y del pozo.

Esto no solamente se puede llevar a cabo en los pozos en los cuales se tiene conocimiento de la existencia de producción de agua sino también en aquellos buenos pozos del yacimiento; para esto es conveniente efectuar los siguientes pasos:

- Realizar un seguimiento del comportamiento normal de producción.
- Determinar las declinaciones normales de RAP, RGP, RAG.
- Chequear la tendencia de sus derivadas de RAP.
- Ampliar los gráficos en aquellos períodos que resulten de interés.

Es importante señalar que estos gráficos Log-Log proporcionan gran comprensión y esto puede ser aplicado en toda la vida del pozo o en algún período de inyección, además con una historia de rehabilitación detallada del pozo el resultado del análisis

proporciona mayor entendimiento del comportamiento de flujo del yacimiento; además de ello, esta técnica proporciona otras grandes ventajas como son: relacionar los mejores principios de la ingeniería de yacimientos con la práctica. Esta técnica puede ser utilizada para proyectar un gran número de pozos, generar resultados fundamentales que conducen a reconocer los mecanismos de producción, se pueden comparar con otros pozos adyacentes, buenos vs. pozos con problemas de producción y por arena, además poder seleccionar pozos candidatos para tratamientos de control de agua.

**2.2.5 Método de Luis Ramos <sup>[6]</sup>**

Ha sido propuesto como una forma alternativa a las curvas de Chan para distinguir entre conificación y canalización, basado en el mismo criterio, es un método que ajusta los datos dispersos de la derivada de RAP. Esto se logra, ya que el agua producida acumulada,  $W_p$ , esta relacionada con el petróleo producido acumulado,  $N_p$ . Una derivada de esta función contra  $N_p$  genera una función más sencilla de la RAP, que se puede derivar con respecto al tiempo.

Para un período de tiempo, las producciones acumuladas de petróleo y agua son definidas como:

$$N_p = \int_{t_{Bt}}^t qt(1 - fw)dt \dots\dots\dots (ec. 2.1)$$

$$W_p = \int_{t_{Bt}}^t qt \cdot fw \cdot dt \dots\dots\dots (ec. 2.2)$$

Despejando,

$$qt \frac{dt}{dN_p} = \frac{1}{1 - fw} \dots\dots\dots (ec. 2.3)$$

Y,

$$W_p = \int_{t_{Et}}^t q_t \cdot dt - N_p \dots\dots\dots (ec. 2.4)$$

Por lo tanto, la derivada del agua producida acumulada con respecto al petróleo producido genera una RAP, como:

$$\frac{dW_p}{dN_p} = \frac{d\left(\int q_t \cdot dt - N_p\right)}{dN_p} = \frac{1}{1 - f_w} - 1 = RAP \dots\dots\dots (ec. 2.5)$$

La RAP se puede representar como una función potencial del tiempo. Así,

$$\frac{dW_p}{dN_p} = RAP = a \cdot t^n \dots\dots\dots (ec. 2.6)$$

Donde, n = Define el exponente diferentemente para conificación o canalización.

Siguiendo la ecuación anterior:

$$dW_p = a \left(\frac{N_p}{q_{av}}\right)^n dN_p \dots\dots\dots (ec. 2.7)$$

Integrando la ecuación anterior, da como resultado que la producción de agua acumulada es una función potencial del petróleo producido acumulado. Una derivada de esta función contra Np resulta una ecuación más sencilla de RAP que puede ser derivada después con respecto al tiempo. Esta aproximación elimina la dispersión del comportamiento de la derivada de la RAP y permite el reconocimiento más fácil del diagrama. El procedimiento siguiente se plantea para distinguir la conificación de agua de la canalización:

1. Graficar el agua acumulada ( $W_p$ ) contra producción de petróleo acumulada ( $N_p$ ).
2. Usando el procedimiento de la curva estimada, encuentre una ecuación potencial de  $W_p$  como una función de  $N_p - N_{p(BT)}$ . La producción de petróleo a partir del momento de la irrupción de agua  $N_{p(BT)}$  puede también ser estimado en este paso. El valor puede ser calculado de la formula, que da el más alto valor del coeficiente de correlación,  $R^2$ .

$$W_p - W_{p(BT)} = \frac{a}{(n + 1) \cdot q_{av}} (N_p - N_{p(BT)})^{n+1} \dots\dots\dots (ec. 2.8)$$

Donde,  $n$ = exponente que resulta de la adaptación del gráfico  $W_p$  vs.  $N_p$ .

3. Calcule los valores de la RAP a partir de la derivada de la función potencial:

$$RAP = \frac{dW_p}{dN_p} = \frac{a}{q_{av}} \cdot (N_p - N_{p(BT)})^n \dots\dots\dots (ec. 2.9)$$

4. Realice un gráfico de la RAP calculada vs. Tiempo en días a partir del momento de la irrupción de agua, nuevamente hacer un ajuste de tipo potencial y obtener la función  $RAP(t - t_{BT})$ , como sigue:

$$RAP = a'(t - t_{BT})^m \dots\dots\dots (ec. 2.10)$$

Donde,  $m$  = exponente resultado de la curva ajustada de la RAP vs. Tiempo.

Teóricamente, para el caso de una tasa de producción constante,  $m = n$ , esto puede ser demostrado.

Si  $m$  es menor que la unidad entonces el mecanismo de producción de agua es conificación; si  $m$  es mayor o igual a uno, entonces es la canalización la causa de la producción de agua. Si se deriva la ecuación RAP ( $t - t_{BT}$ ) para obtener



RAP' se tiene que si  $m$  es mayor a 1 esta derivada será creciente en el tiempo y de acuerdo con Chan este comportamiento corresponde a una canalización. Por el contrario si este valor es menor a 1, la derivada será decreciente, lo que correspondería con una conificación según Chan.

### **2.2.6 Prueba físico-química del agua <sup>[6]</sup>**

Se refiere a una prueba que define un conjunto de parámetros físico-químicos necesarios para caracterizar cualquier tipo de agua. Esta prueba permite comparar las diferentes características físico-químicas del agua como lo son la cantidad de sodio, calcio, magnesio, pH, gravedad específica, entre otras, con la finalidad de descifrar el origen del agua, es decir, esta prueba puede ser utilizada como un medio de comparación para descifrar si el agua que se esta produciendo posee características similares a la del agua de formación, al agua de inyección, al agua de un acuífero cercano o al agua perteneciente a cualquier otra arena. Por lo cual teniendo la prueba físico-química de las aguas cercanas al pozo se puede inferir la procedencia del agua de producción.

### **2.2.7 Secciones estructurales <sup>[7]</sup>**

Una sección estructural ilustra características estructurales tales como, buzamientos, fallamientos, plegamientos, estas son preparadas para estudiar problemas relacionados a formaciones del subsuelo, geometría de la falla, y correlaciones en general vistas en un plano vertical. Las secciones estructurales son preparadas a partir de datos de registros de pozos sobre todo de los litológicos, tomando como base los topes de las unidades estratigráficas.

Una sección estructural puede ser realizada en la dirección de más interés para el intérprete (figura 2.18), puede ser perpendicular, paralela u oblicua al rumbo de la estructura. Esto depende de lo que se quiera resolver, por lo que para realizar una sección del subsuelo en general deben elaborarse primero los mapas estructurales.

Las secciones estructurales nos dan una idea de la estructura del subsuelo, estas se construyen bajando y/o pegando datos de los registros eléctricos (Gamma ray y Resistividad, figura 2.19).

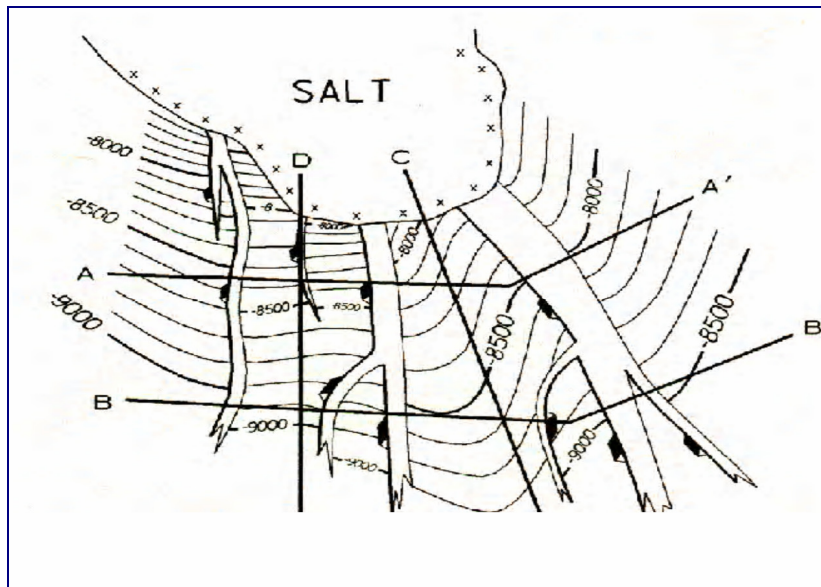


Figura 2.18: Diferentes Líneas de Corte, de Acuerdo al interés del Intérprete. <sup>[7]</sup>

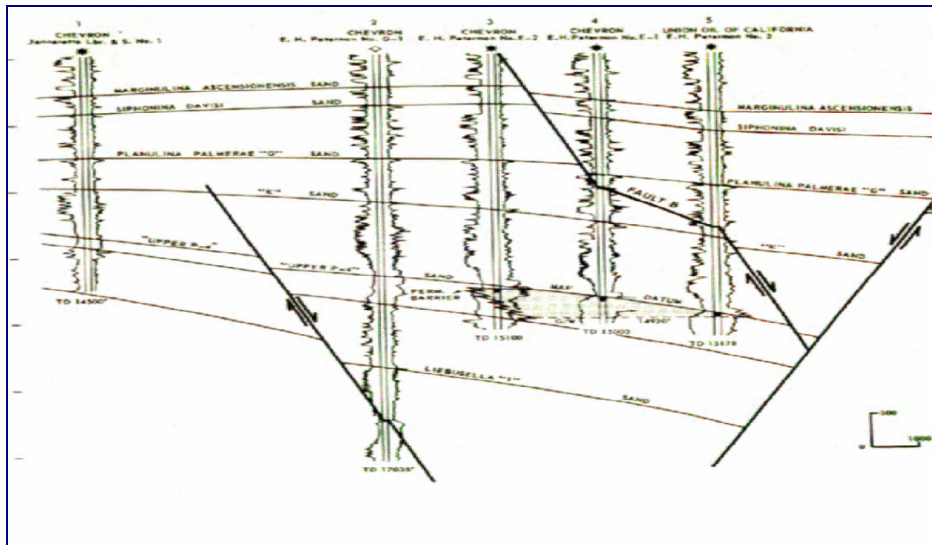


Figura 2.19: Sección Estructural. [7]

### 2.2.8 Registro de producción o PLT [6]

Se realiza con el fin de conocer qué fluido y en qué cantidad está produciendo cada intervalo abierto en el pozo.

El PLT no es más que una medida continua de la velocidad de flujo, presión, temperatura, densidad y capacitancia dentro del hoyo en condiciones estáticas y dinámicas. Esta información una vez interpretada, puede aportarnos la siguiente información:

- Perfil de producción e inyección.
- Presencia de flujo cruzado dentro de la tubería.
- Identificación de roturas en la tubería y filtración de tapones.
- Presencia de canales por detrás del revestidor.

Un registro PLT debe diseñarse de acuerdo con las condiciones del pozo y con los objetivos del trabajo. Desde la selección de los sensores a correr y las características de las herramientas hasta el número y profundidad de las paradas estacionarias a

realizar, es información que debe estar completamente orientada a resolver una incertidumbre específica. Por ejemplo, si se desea verificar si un tapón está filtrando entonces debería planificarse una parada estacionaria unos cuantos pies por debajo del último intervalo abierto. Con este tipo de herramienta es importante tener en cuenta que la misma no mide directamente tasas, sino parámetros que luego de ser procesados nos dan una idea de la producción de cada intervalo (figura 2.20).

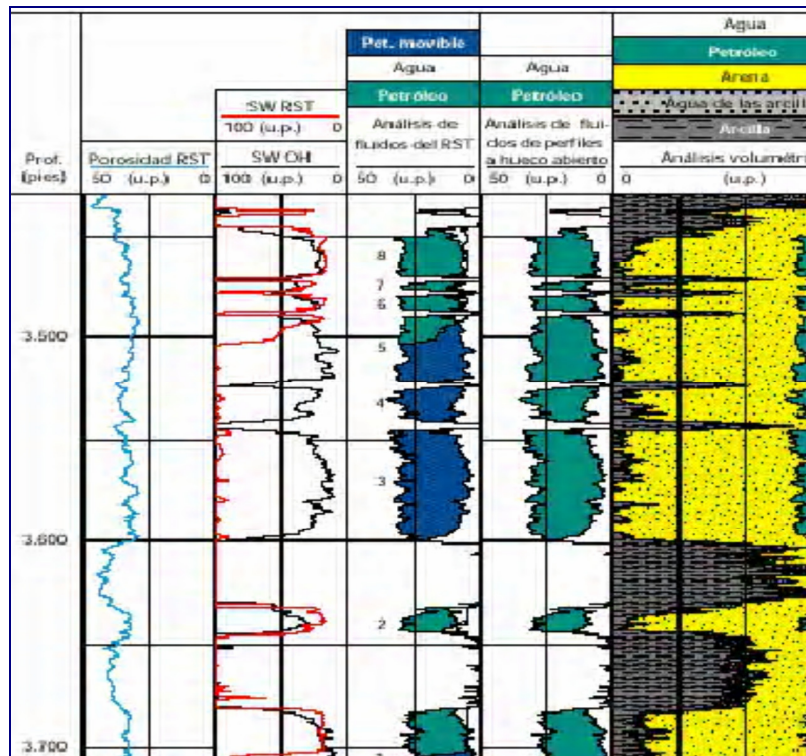


Figura 2.20: Registro de Producción (PLT).<sup>[6]</sup>

### **2.2.9 Registros de Cementación <sup>[6]</sup>**

#### **2.2.9.1 CBL Registro Continuo de la Amplitud del primer Pulso Sónico que llega al receptor:**

Es la herramienta de evaluación de cemento más común, es unidireccional. La respuesta de la herramienta es un promedio de la calidad del cemento en toda la circunferencia del hoyo, se ve severamente afectada por micro-anillos y por el revoque formado en formaciones de alta permeabilidad (figura 2.21).

#### **2.2.9.2 CET Registro Continuo de la Amplitud de las Reflexiones de un Pulso Ultrasónico (Pulso y Eco)**

Tiene 8 transductores y cada uno evalúa un arco de 45° de la circunferencia del hoyo. Puede identificar pequeños canales en el cemento y distingue entre el tipo de fluido en el canal (líquido o gas) - Mapa de cemento. Permite evaluar el estado del casing (corrosión). Se ve menos afectado por micro- anillos.

#### **2.2.9.3 USI Registro Continuo de la Amplitud de los las Reflexiones Sucesivas de un Pulso Ultrasónico**

Este registro tiene 1 transductor rotativo que permite evaluar los 360° de circunferencia del hoyo, por ello permite identificar con mayor precisión, la presencia de canales sólo entre la tubería y el cemento. La calidad de la adherencia es representada a través de un mapa de cemento y además permite evaluar el estado del casing (corrosión). No se ve afectado por micro-anillos.

Esta herramienta se basa en el mismo principio que el CET sólo que registra únicamente la amplitud de las reflexiones sucesivas que ocurren en las paredes internas y externas del revestidor. Por lo tanto sólo brinda información sobre el nivel de adherencia casing-cemento.

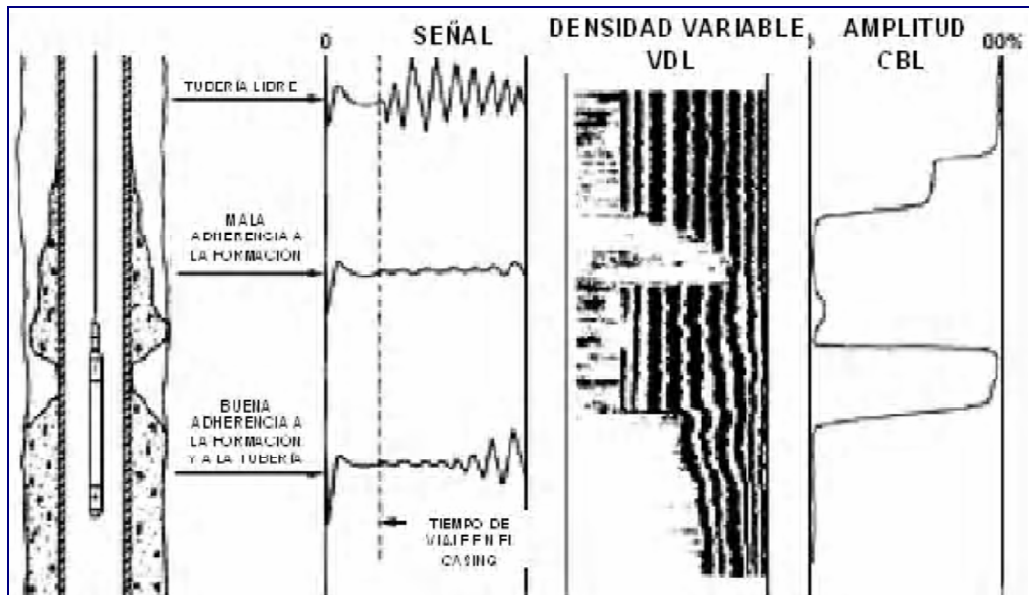


Figura 2.21: Registro de cementación CBL. [6]

## CAPÍTULO III METODOLOGÍA

En este capítulo se describe detalladamente cada una de las etapas a seguir para llevar a cabo el desarrollo del presente Trabajo Especial de Grado y dar cumplimiento a los objetivos planteados, las cuales pueden ser esquematizadas como se indica a continuación:

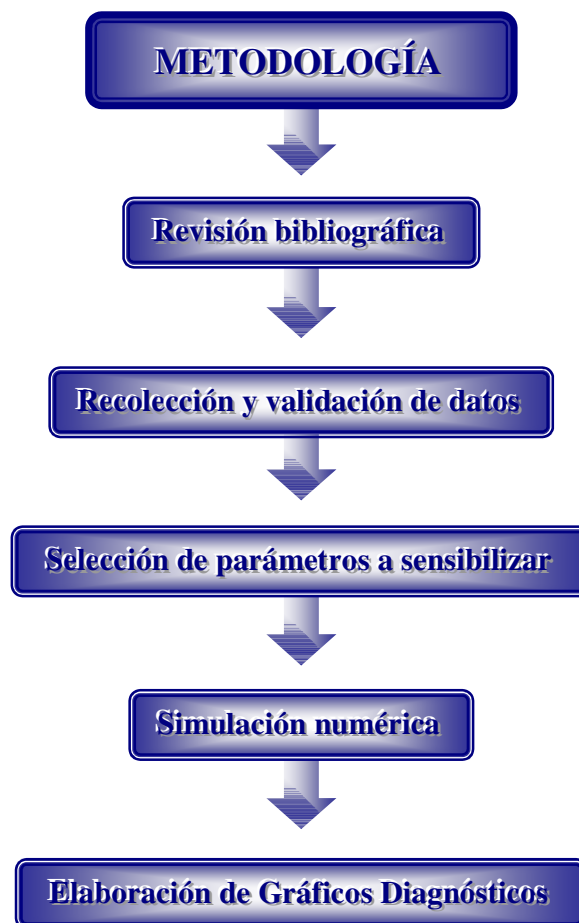


Figura 3.1: Esquema general de la metodología a seguir.

### 3.1 Revisión Bibliográfica

La primera etapa de la investigación consistió en la revisión bibliográfica de temas referentes a la producción de agua: origen y causas de la producción de agua, técnicas de diagnóstico y métodos de control de agua; los cuales permitieron ampliar y profundizar los conocimientos relacionados al tema de estudio.

La recopilación de información se logró a través de la revisión, lectura y análisis de libros de texto, publicaciones, artículos SPE, investigaciones y guías técnicas. Asimismo, se realizaron revisiones a los diferentes Trabajos Especiales de Grado realizados anteriormente, pertenecientes a la Escuela de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela.

### 3.2 Recolección y validación de datos de roca, fluidos y producción

Durante esta etapa se realizó una revisión de los diferentes artículos de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE, siglas en inglés) así como de los Trabajos de Grado realizados en la Escuela de Petróleo, de donde se extrajo la siguiente información: datos de roca, fluidos y producción de yacimientos de la Faja Petrolífera del Orinoco, con el fin de crear un modelo que representara las características de dichos yacimientos. Asimismo, se revisaron los tutoriales de ECLIPSE 100<sup>®</sup>, de donde se obtuvo información respectiva a los datos de fluidos para la creación del segundo modelo, correspondiente a un crudo de 35 API.

Una vez obtenidos los datos referentes a las propiedades PVT para ambos modelos, se procedió a validarlos haciendo uso del paquete “Black Oil Proprieties”, propiedad de Amoco Corporation 1995-1997.



### 3.2.1 Propiedades de la Roca y Fluidos

Para definir las propiedades de la roca se consideró un yacimiento con un área de 1000000 pies<sup>2</sup>, el cual representa el área de drenaje de un pozo; y un espesor de 360 pies. Se crearon dos modelos iniciales, crudo pesado y liviano, de 12 API y 35 API respectivamente (ver Apéndice A).

Los valores asociados a cada una de las propiedades del yacimiento corresponden a los datos obtenidos de los artículos SPE N° 53888 y 69697; y trabajos de investigación realizados anteriormente, los cuales se encuentran sintetizados en la siguiente tabla:

**Tabla 3.1: Propiedades de la Roca.**

PROPIEDAD	CRUDO 12 API	CRUDO 35 API
Porosidad [%]	30 – 35	30 – 35
Permeabilidad en dirección X [md]	3000 - 16000	100 – 200
Permeabilidad en dirección Y [md]	3000 - 16000	100 – 200
Permeabilidad en dirección Z [md]	300 - 1600	10 – 20
Presión inicial [psia]	1500	1500
Profundidad del tope de la formación [pies]	2500	2500
Compresibilidad de la roca [1/psi]	$8 \times 10^{-5}$	$8 \times 10^{-5}$
Compresibilidad del agua [1/psi]	$3,1 \times 10^{-6}$	$3,1 \times 10^{-6}$
Saturación de agua inicial [%]	10	10

Por ser un modelo que representa las características de la Faja Petrolífera del Orinoco, el arreglo de las permeabilidades de las capas se realizó siguiendo una Secuencia Depositacional Transgresiva, es decir, el valor más alto de permeabilidad se localiza en la base de la formación, seguido por una disminución progresiva de la misma hacia el tope. Esta secuencia depositacional es propia de un Ambiente

Sedimentario Fluvial, específicamente caracterizado por canales meandriformes y entrelazados (Apéndice B).

### 3.2.2 Parámetros de Producción

De la misma manera que en las propiedades de la roca y fluidos, los parámetros de producción utilizados para la construcción de los modelos iniciales fueron obtenidos de la información consultada, cuyos valores son los siguientes:

**Tabla 3.2: Parámetros de Producción.**

PARÁMETRO DE PRODUCCIÓN	CRUDO 12 API	CRUDO 35 API
Diámetro del pozo [pies]	0,5	0,5
Mecanismo de control de la Producción	Tasa de Líquido	Tasa de Líquido
Tasa de líquido [BPD]	200	2000
Presión de Fondo Fluyente mínima [psia]	100	500

### 3.3 Selección de parámetros a sensibilizar

El conocimiento de la producción de agua bajo diferentes condiciones es un factor de fundamental importancia para la optimización de la producción de petróleo en yacimiento. El comportamiento de la producción de agua, bajo distintas condiciones de operación, está asociado a diferentes parámetros. Por una parte se encuentran los parámetros petrofísicos que caracterizan el yacimiento, como por ejemplo la permeabilidad, la porosidad, número de estratos, etc. Por otra parte están los parámetros asociados con las condiciones de operación, como lo son la tasa de producción, presión de fondo fluyente, zona cañoneada, etc. También están los que describen la estructura del yacimiento, como por ejemplo los espesores de las capas de petróleo y agua, la presión y la temperatura. El tipo de petróleo también puede variar, lo que se traduce en un cambio en el factor de volumen, gas disuelto,

---

permeabilidades relativas, presiones capilares etc. Es decir, la cantidad de parámetros involucrados en el estudio es considerable.

En la práctica, no es posible analizar la producción de agua en función de todos estos parámetros, ya que ésto implicaría una enorme cantidad de simulaciones y de tiempo. Para lograr el objetivo principal de este estudio, se redujo el número de parámetros a sensibilizar en función de aquellos que, según los trabajos de investigación anteriores, tuvieran mayor influencia sobre la producción de agua.

Por esta razón, los parámetros a sensibilizar que se seleccionaron fueron los que se muestran a continuación:

- ◆ Gravedad API del crudo: 12 API y 35 API.
- ◆ Relación de la Permeabilidades Vertical-Horizontal ( $K_v/K_h$ ): 0,1; 0,5 y 0,01.
- ◆ Ángulo de Buzamiento:  $0^\circ$  y  $3^\circ$ .
- ◆ Número de Estratos: 1, 2 y 3.
- ◆ Permeabilidad en dirección X: para el crudo de 12 API se tomaron en cuenta dos rangos de permeabilidad en X: el primero estuvo comprendido entre 3 y 16 darcy; mientras que el segundo estuvo entre 1 y 8 darcy. Asimismo, para el crudo de 35 API los rangos de permeabilidad fueron: 100 – 200 md, 1000 – 2000 md y 20 – 40 md.

### 3.4 Simulación numérica

Una vez seleccionados los parámetros a sensibilizar, se procedió a la construcción del modelo de simulación numérica en el paquete comercial ECLIPSE 100<sup>®</sup>. Para lograr los objetivos de este estudio se crearon dos casos bases, con gravedades de 12 API y 35 API. Todos los datos referidos a la simulación se presentan en el Apéndice A. Se

comenzó abriendo la opción OFFICE, donde se introdujeron los datos recolectados de la información bibliográfica consultada.

Una vez dentro de OFFICE, se seleccionó la pestaña DATA MANAGER que permitió crear, insertar, editar y revisar todos los datos. Las secciones dentro de DATA MANAGER son: Case Definition, Grid, PVT, Scal, Initialization, Schedule y Summary. A través de cada una de las secciones antes nombradas, se manipularon todos los “keywords” y opciones del simulador con el fin de reproducir los modelos deseados.

La simulación fue realizada con propiedades de petróleo negro, con una distribución de 20 celdas en dirección “X”, 20 celdas en dirección “Y” y 15 celdas en dirección “Z”. Cada celda posee un tamaño de 50 pies en “X”, 50 pies en “Y” y 24 pies en “Z”.

En los modelos simulados se definió un yacimiento trifásico: agua, petróleo y gas disuelto, en la sección PVT. Se utilizó un mallado tridimensional de geometría cartesiana, de tipo “Block Centred” y se definió un acuífero analítico.

En la ventana “Grid”, se cargaron los valores correspondientes a: dimensiones, permeabilidades en dirección X, Y y Z, porosidad y profundidad para cada una de las celdas que conforman el mallado de la simulación.

Los valores obtenidos en la recolección de datos de roca y fluidos fueron cargados en la ventana PVT, sección “Keywords”.

De las curvas de permeabilidades relativas correspondientes a los yacimientos hidrófilos simulados, se obtuvieron los valores cargados en la ventana “Scal”, sección “Keywords”.

En la ventana: “Initialization”, se cargaron los datos de la profundidad datum y su respectiva presión, así como también los datos de profundidad de los contactos de las fases presentes en el yacimiento (agua, petróleo y gas).

Las condiciones de completación y producción del pozo fueron definidas en la ventana Schedule sección “Well Specification”, donde se señala el nombre del pozo y su ubicación en el plano X,Y la profundidad datum y la fase asociada.

### **3.5 Elaboración de Gráficos Diagnósticos para determinar el origen de la producción de agua**

Para determinar el origen de la producción de agua se utilizaron tres metodologías, el Método de Chan, Método de Luís Ramos y el Gráfico del Corte de Agua.

#### **3.5.1 Método de Chan**

Los gráficos de Chan se utilizaron para identificar el origen de la producción de agua, basados en un método comparativo entre las graficas de la RAP y RAP’ generadas mediante simulación y las obtenidas en los estudios de Chan permitiendo discernir entre las causas conocidas como: conificación, comunicación mecánica, canalización y adedamiento.

En las figuras 3.2 y 3.3 se observa el patrón tipo correspondiente a canalización y conificación respectivamente, según el Método de Chan.

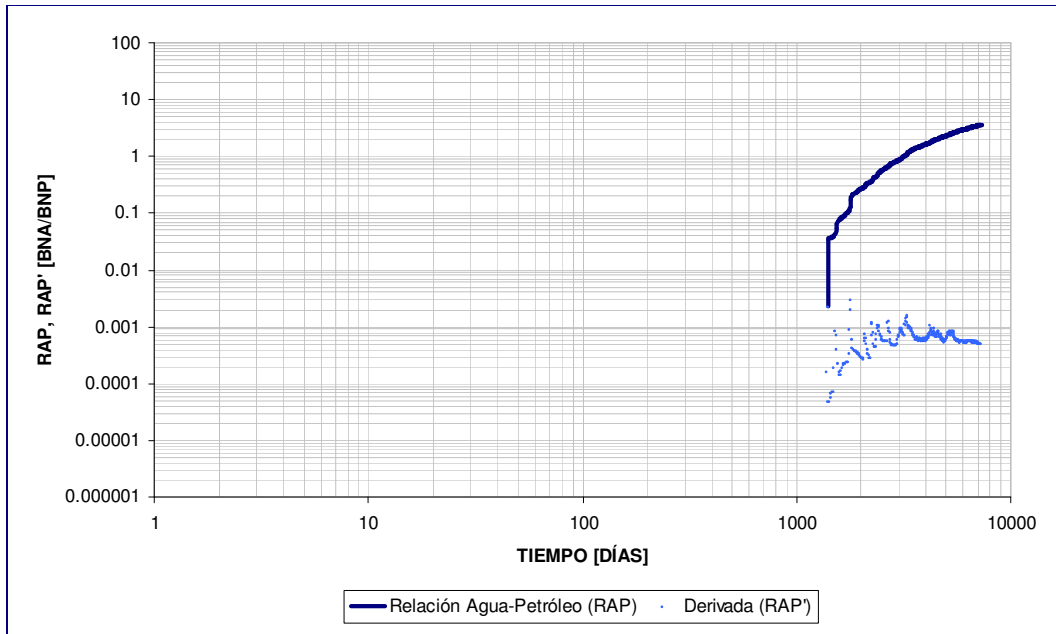


Figura 3.2: Canalización según el Método de Chan.

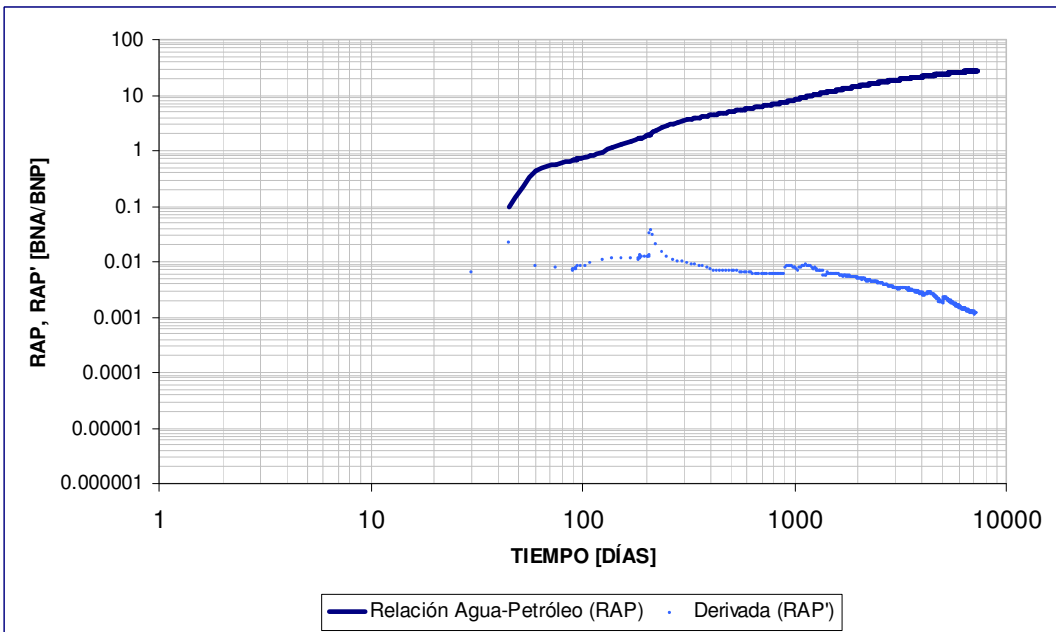


Figura 3.3: Conificación según el Método de Chan.

3.5.2 Método de Luís Ramos

Esta metodología al igual que la de Chan se utilizó para determinar los mecanismos de entrada de agua al pozo. La misma se realizó graficando los datos de agua producida acumulada (Wp) contra el petróleo producido acumulado (Np), para los periodos post-irrupción del agua, mostrado en la figura 3.4.

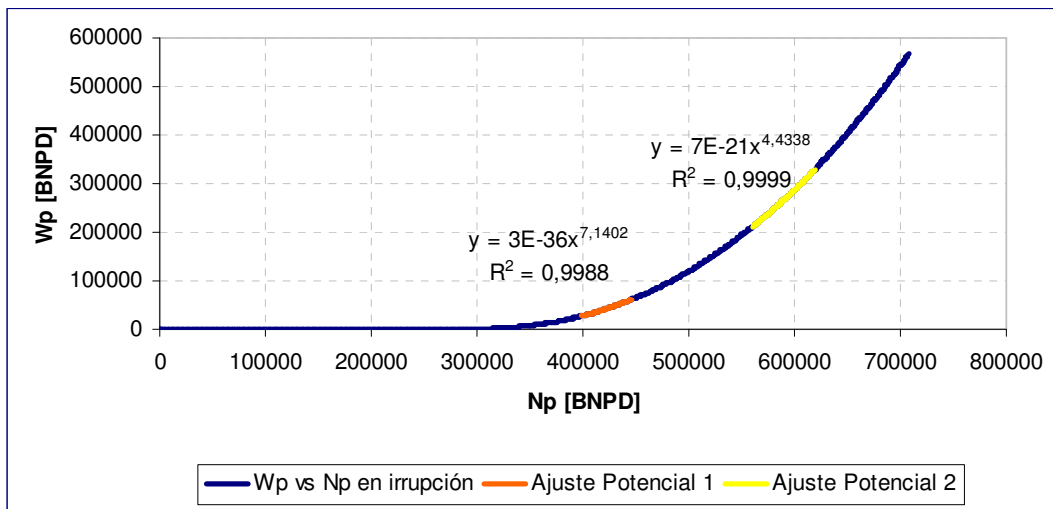


Figura 3.4: Agua Producida Acumulada en función del Petróleo Producido Acumulado.

Una vez seleccionados y graficados los períodos de producción se ajustaron las curvas a una función potencial. Estas funciones potenciales se derivaron, obteniéndose así la ecuación de la Relación Agua-Petróleo en función del petróleo producido.

Con la ecuación de la RAP hallada en el paso anterior, se evaluó la ecuación para cada valor de petróleo producido durante el tiempo seleccionado, generándose así valores de RAP para cada Np. Una vez hallados estos datos se procedió a graficar RAP con respecto al tiempo acumulado (figura 3.5). Se ajustó RAP en contra del tiempo a una función potencial y se obtuvieron los exponentes que posteriormente fueron clasificados según la magnitud de los mismos.

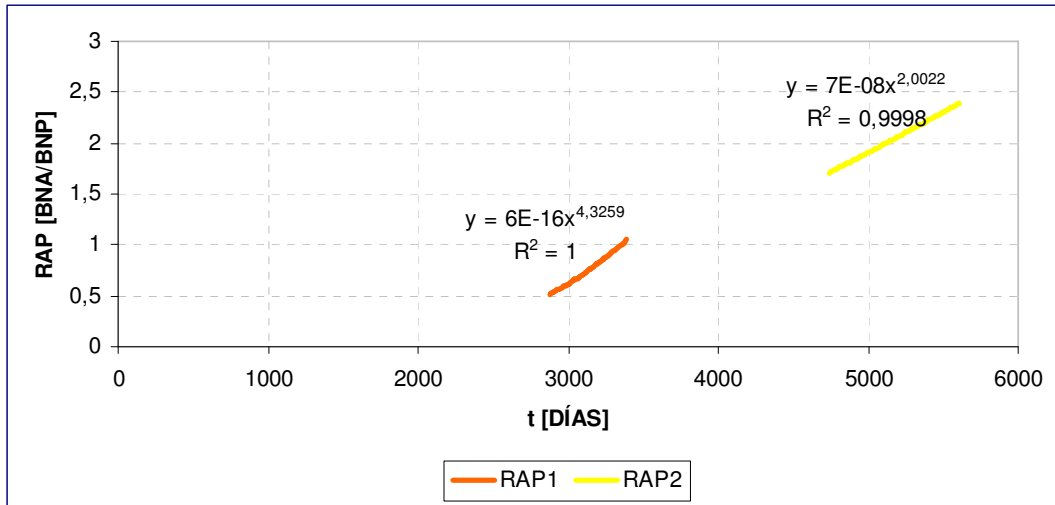


Figura 3.5: Relación Agua-Petróleo en función del tiempo.

De acuerdo a la figura 3.5, los valores de “m” obtenidos son: 4.3259 y 2.0022, lo que quiere decir que es un caso de canalización.

### 3.5.3 Grafico de Corte de Agua

En este método se utilizaron los gráficos de Corte de agua obtenidos por simulación y se compararon con el grafico teórico, donde se determinó nuevamente la causa de producción de agua para cada escenario simulado.

### 3.5.4 Generación de graficas de la Relación Agua-Petróleo en función del Petrónimo Recuperado

Este tipo de gráficos se generaron con la finalidad de conseguir otra manera de caracterizar las causas de la producción de agua, utilizando diferentes parámetros a los que se emplean en los procedimientos de diagnósticos conocidos en la literatura.



## CAPÍTULO IV

### ANÁLISIS DE RESULTADOS

#### 4.1 Influencia de los parámetros de yacimiento asociados a la producción de agua

Los efectos de la anisotropía, permeabilidad horizontal, ángulo de buzamiento y número de estratos se evaluaron en los siguientes parámetros de producción: Corte de agua, tasa de producción de petróleo, tasa de producción de agua, presión de fondo fluyente, producción acumulada de agua, producción acumulada de petróleo, producción acumulada de gas, y relación gas petróleo, obteniéndose los siguientes resultados:

##### 4.1.1 Influencia del Número de Estratos en un Crudo de 12 API

Los estratos se forman por la presencia de capas de baja permeabilidad creando una división en un área del yacimiento. La presencia de estratos modifica el trayecto del fluido a producir, lo cual favorece el desplazamiento del fluido que presente mayor movilidad.

Al aumentar el número de estratos disminuye la producción de petróleo y aumenta la producción de agua, estas variaciones son pequeñas, reduciéndose el tiempo de irrupción.

En la tabla 4.1 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) a 7200 días de producción donde se pueden observar las variaciones en el Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ),

Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para 1, 2, y 3 estratos.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ ) = 3 – 16 d.

Angulo de Buzamiento =  $0^\circ$ .

Anisotropía = 0.1.

**Tabla 4.1: Comportamiento de producción, 12 API, variación en el número de estratos.**

Número de Estratos	1 (IC)	2 (IC)	3 (IC)	2 (SC)
Corte de agua ( $W_c$ ) [ADIM]	0.783	0.757	0.788	0.951
Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ) [BNPD]	43	48	42	9
Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ) [BNPD]	156	151	157	190
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) [PSIA]	842	753	844	1427
Producción acumulada de agua ( $W_p$ ) [MBN]	636.71	559.35	662.51	1176.42
Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) [MBN]	656.32	705.52	640.16	263.57
Producción acumulada de gas ( $G_p$ ) [MMPCN]	59.28	63.54	57.63	23.89
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	90	90	91

\*(IC): Interconectados. (SC): Sin conexión.

Se puede observar que el modelo que produjo mayor porcentaje de agua fue el que consistía en dos estratos aislados completamente. Esto es debido a que para este caso, el estrato que se situaba encima de la capa impermeable quedó sin los efectos del acuífero y por lo tanto la producción de petróleo de este estrato fue casi nula.

Por otra parte, el estrato que se encontraba por debajo de la capa impermeable, fue el que recibió toda la energía que aportaba el acuífero, originándose de esta manera un incremento en el corte de agua.

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En la figura 4.1 se muestra el corte de agua en función de la sensibilidad realizada en el número de estratos sobre el caso base, donde se aprecia claramente que el corte de agua es similar cuando los estratos se encuentran separados por capas de baja permeabilidad dispuestas como lentes impermeables, donde existen interconexiones entre las mismas; lo que influye en la movilidad de las fases presentes.

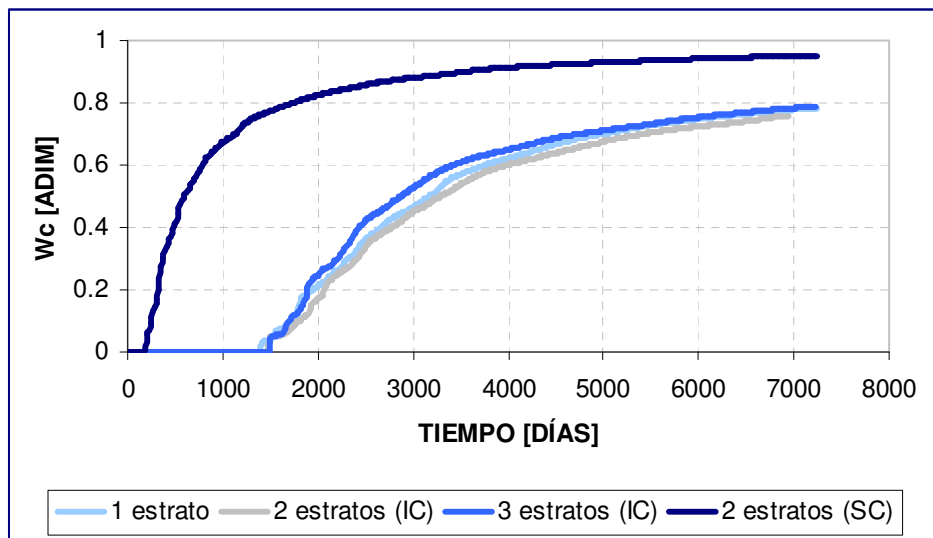


Figura 4.1: Variación del Corte de Agua en función del Número de Estratos.

La tasa de producción de petróleo, teniendo un efecto contrario al de la producción de agua, es mostrada en la figura 4.2.

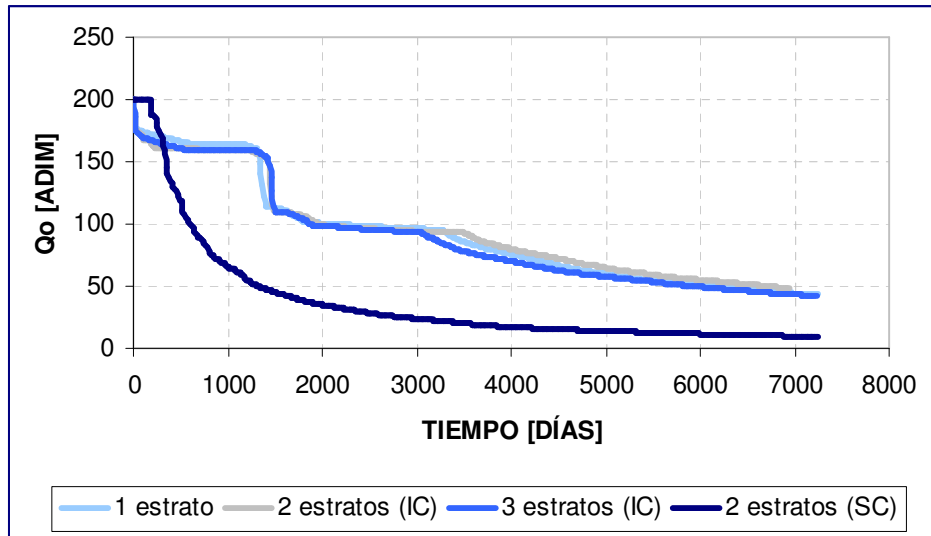


Figura 4.2: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Número de Estratos.

#### 4.1.2 Influencia de la Anisotropía en un Crudo de 12 API

La anisotropía es una relación que se establece entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal. Su variación afecta significativamente la producción de agua.

El corte de agua se incrementa proporcionalmente con el aumento de la anisotropía, siendo una de las variables de mayor influencia en el origen de la producción de agua. Para una anisotropía mayor que 0.01 se estima que el origen de la producción de agua sea conificación. Sin embargo, en crudos pesados no siempre se presenta este fenómeno debido a la gran diferencia de viscosidad entre el crudo y el agua, lo que origina un efecto de canalización del agua a través del crudo.

Asimismo, el aumento de la anisotropía reduce el tiempo de irrupción, lo que conlleva a un aumento en el agua producida acumulada y una disminución de la tasa de producción de petróleo.

La RGP depende de la tasa de producción de petróleo ya que este yacimiento no presenta capa de gas. El gas producido proviene del gas disuelto en el crudo.

En la tabla 4.2 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) a 7200 días de producción donde se observan las variaciones en el Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para anisotropías de 0.1, 0.5 y 0.01.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ ) = 3-16 d.

Angulo de Buzamiento =  $0^\circ$ .

Número de Estratos = 1.

**Tabla 4.2: Comportamiento de producción, 12 API, variación en la anisotropía.**

Anisotropía ( $K_v/K_h$ )	[ADIM]	0.01	0.1	0.5
Corte de agua ( $W_c$ )	[ADIM]	0.094	0.783	0.922
Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ )	[BNPD]	84	43	15
Tasa de producción de agua ( $Q_w$ )	[BNPD]	8	156	184
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ )	[LPCA]	100	842	1278
Producción acumulada de agua ( $W_p$ )	[MBN]	2.47	636.71	1147.10
Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ )	[MBN]	898.64	656.32	282.40
Producción acumulada de gas ( $G_p$ )	[MMPCN]	79.53	59.28	25.64
Relación gas petróleo (RGP)	[PCN/BN]	89	91	91

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En la figura 4.3 se observa que el mayor porcentaje de corte de agua corresponde a la anisotropía de 0.5, por ser ésta la que genera una mayor permeabilidad vertical para

un mismo valor de permeabilidad horizontal, originando un mejor flujo de fluidos en dirección vertical.

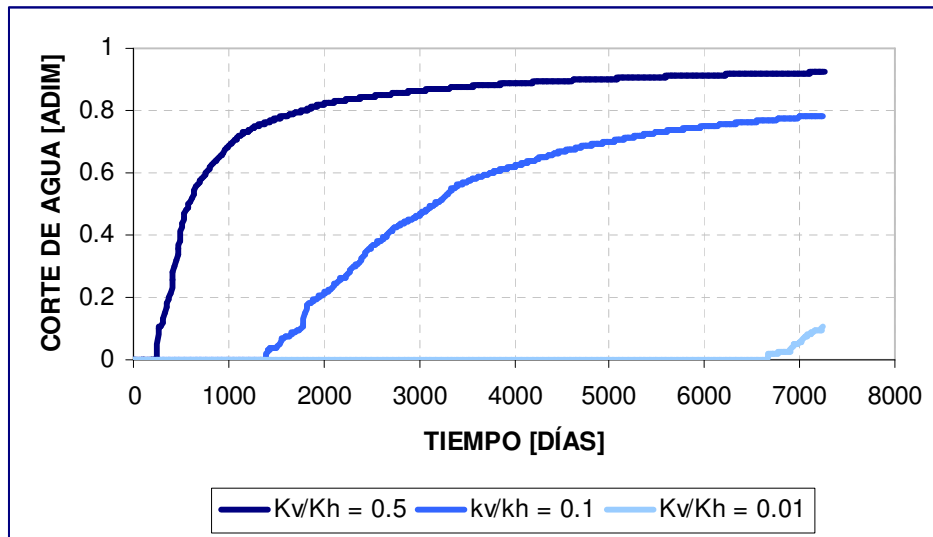


Figura 4.3: Variación del Corte de agua en función de la Anisotropía de la formación.

Por su parte, en la figura 4.4, se aprecia la variación de la tasa de petróleo como consecuencia de la anisotropía de la formación.

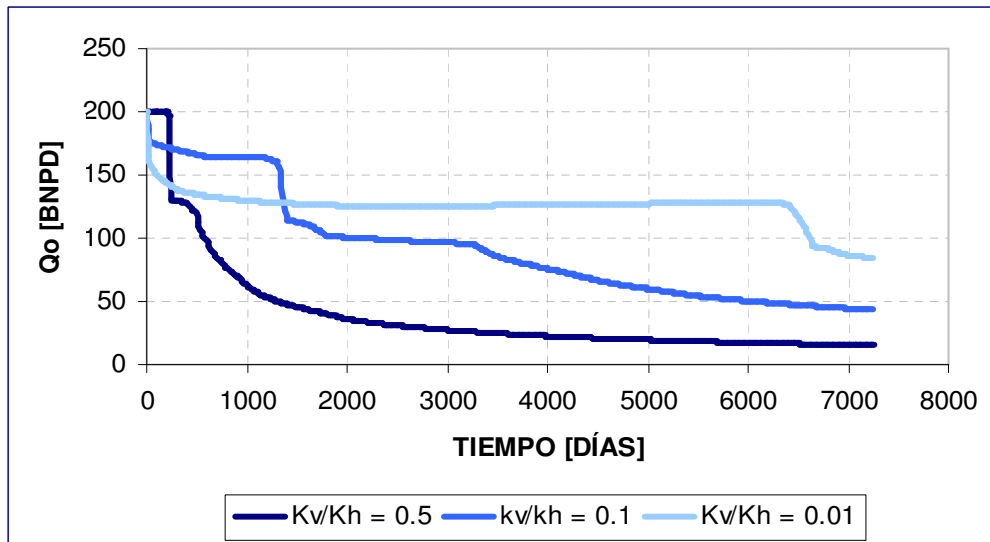


Figura 4.4: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Anisotropía de la Formación.

### 4.1.3 Influencia de la Permeabilidad Horizontal en un Crudo de 12 API

El corte de agua se incrementa proporcionalmente con el aumento de la Permeabilidad Horizontal siendo ella una de las variables de mayor influencia en el origen de la producción de agua.

Asimismo, el incremento de la permeabilidad horizontal disminuye el tiempo de irrupción, lo que conlleva a un aumento en el agua producida acumulada y una disminución de la tasa de producción de petróleo.

En la tabla 4.3 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) a 7200 días de producción donde se pueden observar las variaciones en el Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para permeabilidades horizontales entre los rangos 1-8 d y 3-16 d.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Anisotropía ( $K_h/K_v$ ) = 0.1.

Angulo de Buzamiento =  $0^\circ$ .

Número de Estratos = 1.

Tabla 4.3: Comportamiento de producción, 12 API, variación en la permeabilidad horizontal.

Permeabilidad Horizontal (Kh)	1 – 8 d	3 – 16 d
Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.587	0.783
Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	47	43
Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	67	156
Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	842
Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	129.29	636.71
Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	450.21	656.32
Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	40.58	59.28
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	90	91

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En las figuras 4.5 y 4.6 se pueden observar las variaciones en las tasas de petróleo así como el corte de agua en presencia de una permeabilidad horizontal entre los rangos 1-8 d y 3-16 d, permitiendo detallar que ambos son proporcionales a la permeabilidad horizontal.

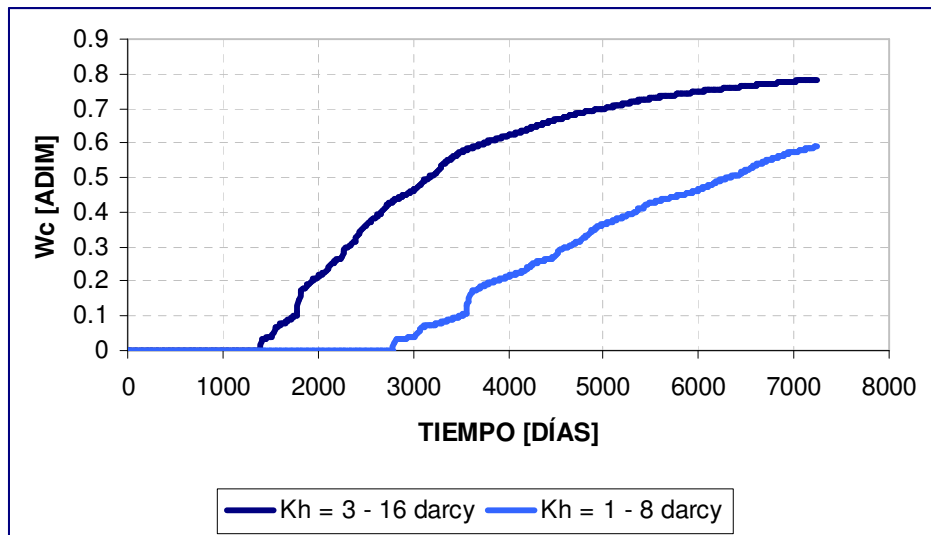


Figura 4.5: Variación del Corte de Agua en función de la Permeabilidad Horizontal.



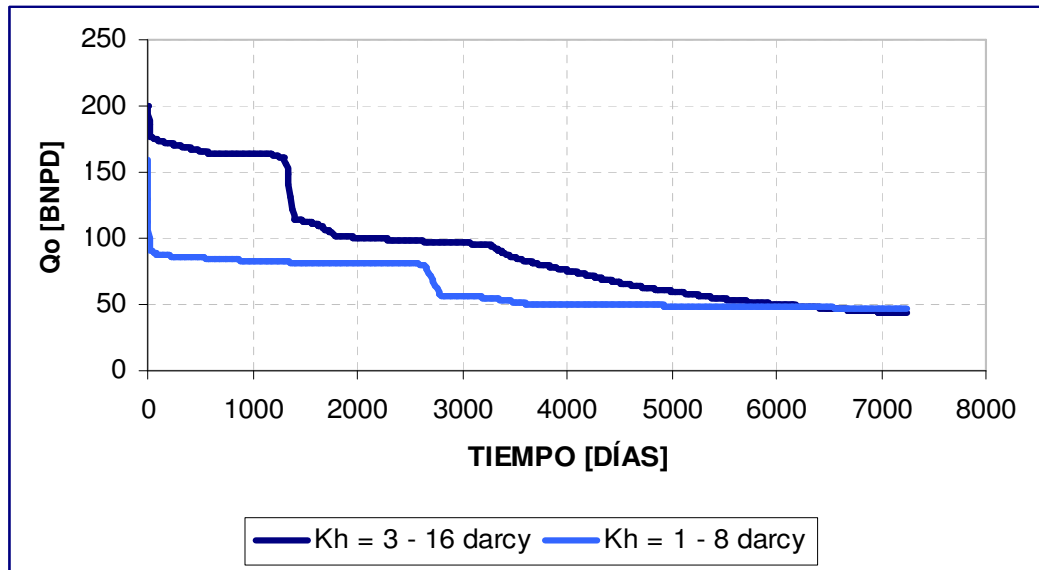


Figura 4.6: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Permeabilidad Horizontal.

#### 4.1.4 Influencia del Ángulo de Buzamiento en un Crudo de 12 API

El buzamiento es el ángulo de inclinación del yacimiento respecto al norte geográfico. Esta propiedad influye en las tasas de producción y comportamiento de los fluidos en el yacimiento.

El corte de agua disminuye proporcionalmente con el aumento del ángulo de buzamiento, así como la tasa de producción de agua, mientras que la tasa de producción de petróleo y el petróleo acumulado aumentan.

En la tabla 4.4 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) a 7200 días de producción donde se observan las variaciones en el Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ),

Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para ángulos de Buzamiento de  $0^\circ$  y  $3^\circ$ .

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Anisotropía ( $K_v/K_h$ ) = 0.1.

Permeabilidad Horizontal = 3 – 16 d.

Número de Estratos = 1.

**Tabla 4.4: Comportamiento de producción, 12 API, variación en el buzamiento.**

Ángulo de Buzamiento	$0^\circ$	$3^\circ$
Corte de agua ( $W_c$ ) [ADIM]	0.783	0.707
Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ) [BNPD]	43	58
Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ) [BNPD]	156	141
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) [PSIA]	842	599
Producción acumulada de agua ( $W_p$ ) [MBN]	636.71	414.92
Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) [MBN]	656.32	814.83
Producción acumulada de gas ( $G_p$ ) [MMPCN]	59.28	73.50
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	90

En las figuras 4.7 y 4.8 se pueden observar las variaciones en las tasas de petróleo así como el corte de agua en presencia de un buzamiento de  $0^\circ$  y  $3^\circ$ , apreciándose claramente el aumento del corte de agua y la respectiva disminución en la tasa de petróleo para un buzamiento de  $0^\circ$ , los cuales cambian su comportamiento al ser evaluados con un buzamiento de  $3^\circ$ .

El desplazamiento de los fluidos en la dirección del buzamiento favorece la producción de petróleo, ya que mejora la relación de movilidades entre los fluidos. Para un yacimiento con ángulo de buzamiento de cero grados, la diferencia de densidades entre el agua y el crudo origina el pronto incremento de la producción de agua.

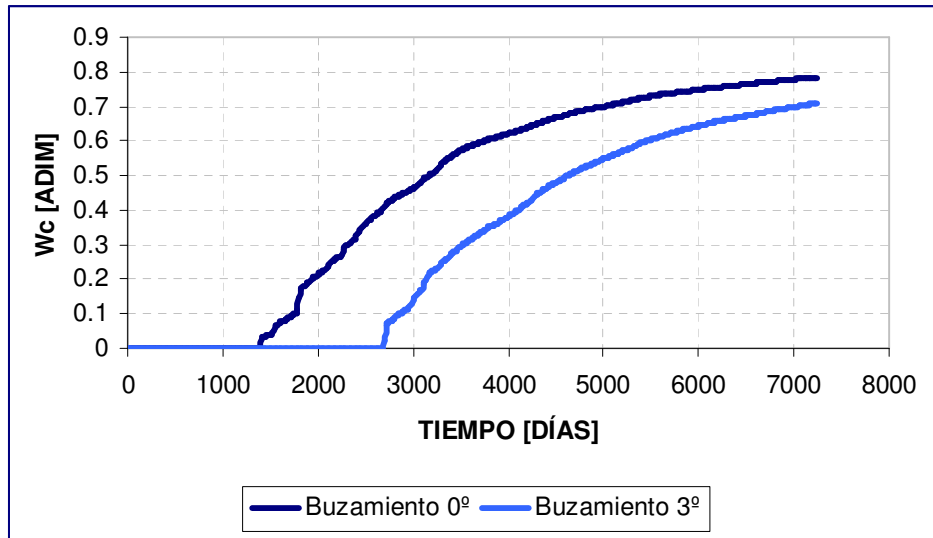


Figura 4.7: Variación del Corte de Agua en función del Ángulo de Buzamiento.

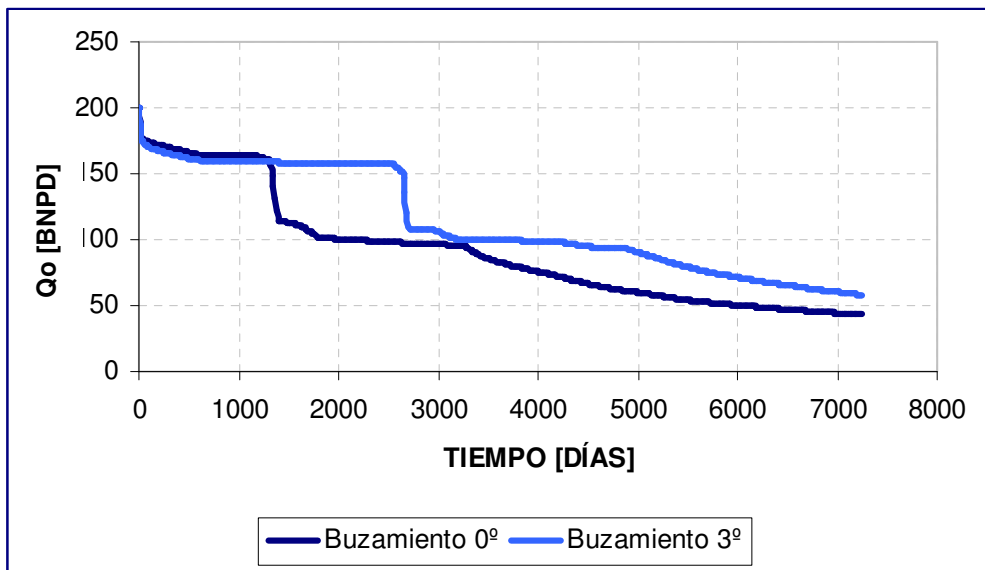


Figura 4.8: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Ángulo de Buzamiento.

#### 4.1.5 Influencia del Número de Estratos en un Crudo de 35 API

Los estratos se forman por la presencia de capas de baja permeabilidad creando una división de un área del yacimiento. La presencia de estratos modifica el trayecto del fluido a producir, lo cual favorece el desplazamiento del fluido que presente mayor movilidad.

Al aumentar el número de estratos disminuye la producción de petróleo y aumenta la producción de agua, estas variaciones son pequeñas, reduciéndose el tiempo de irrupción.

En la tabla 4.5 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) evaluados en 80% de Corte de Agua donde se pueden observar las variaciones en el Tiempo para el cual se alcanza este porcentaje, Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para 1, 2, y 3 estratos.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ ) = 100 – 200 md.

Angulo de Buzamiento = 0°.

Anisotropía = 0.1.

**Tabla 4.5: Comportamiento de producción, 35 API, variación en el número de estratos.**

Número de Estratos	1 (IC)	2 (IC)	3 (IC)	2 (SC)
Días de Producción (d) [días]	3500	3383	3278	3672
Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	405	391	399	438
Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	1594	1608	1600	561
Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1362	1359	1356	1454
Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1217.48	1222.17	1190.67	765.26
Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	4834.84	4853.16	4710.10	3470.03
Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	2171.16	1912.83	1845.89	201.96
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	215	214	213	214

\*(IC): Interconectados. (SC): Sin conexión.

Se puede observar que los modelos que produjeron mayores tasas de agua fueron los que consistían en dos y tres estratos interconectados. Esto es debido a que para este caso, la razón de movilidad facilita la producción de agua respecto a la producción de petróleo.

De igual manera estos efectos se evidencian en la notable reducción del tiempo para el cual es alcanzado un porcentaje de 80% en el corte de agua, que para el caso con tres estratos es obtenido 222 días antes.

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En la figura 4.9 se muestra el corte de agua en función de la sensibilidad realizada en el número de estratos sobre el caso base, donde se aprecia claramente que el corte de agua en función del tiempo tiene un comportamiento similar cuando los estratos se encuentran separados por capas de baja permeabilidad dispuestas como lentes impermeables, donde existen interconexiones entre las mismas; el cual influye en la movilidad de las fases presentes, para este caso, resultó ser favorable para el agua que para el petróleo, por ser el mismo más pesado que el agua.

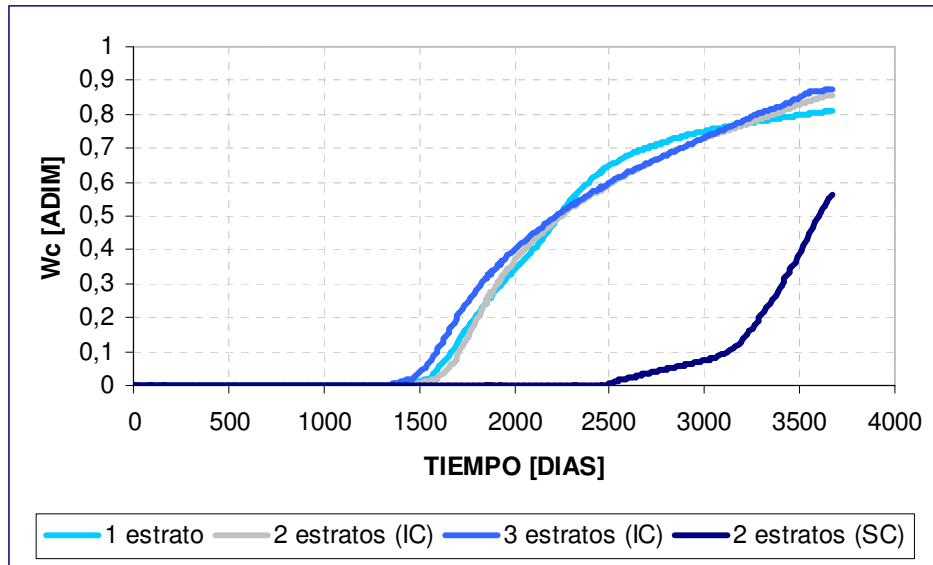


Figura 4.9: Variación del Corte de Agua en función del Número de Estratos.

Para el caso de dos estratos sin conexión el corte de agua se incrementa en menor tiempo debido a que, al ser la zona de petróleo dividida en dos estratos aislados, el efecto de empuje del acuífero solo será ejercido sobre el estrato que se encuentra debajo de la capa impermeable, y por ende el volumen de petróleo a drenar es menor, originando una reducción en el petróleo acumulado y en la tasa de producción de petróleo (Tabla 4.10)

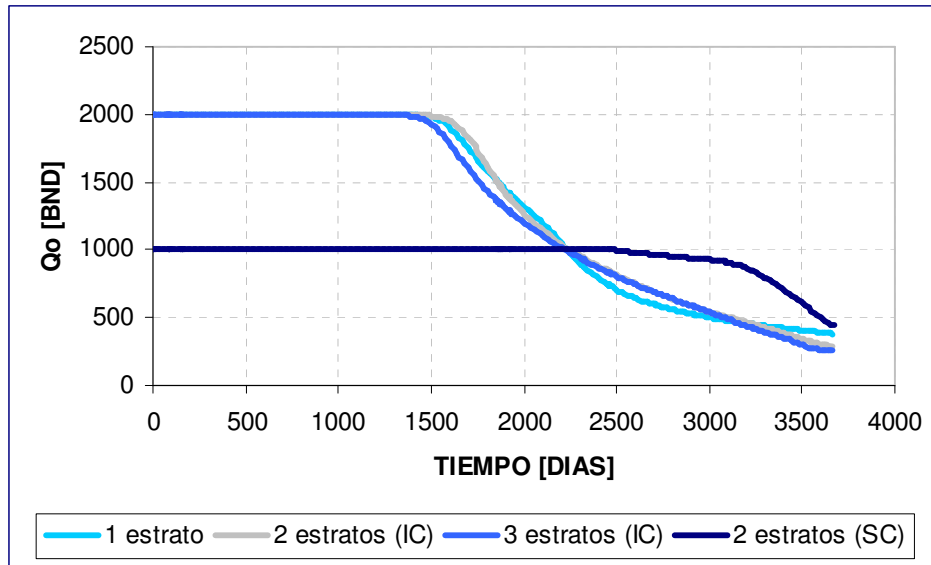


Figura 4.10: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Número de Estratos.

#### 4.1.6 Influencia de la Anisotropía en un Crudo de 35 API

La anisotropía es una relación que se establece entre la permeabilidad vertical y la permeabilidad horizontal. Su variación afecta significativamente la producción de agua.

El corte de agua se incrementa proporcionalmente con el aumento de la anisotropía, siendo una de las variables de mayor influencia en el origen de la producción de agua. Para una anisotropía mayor que 0.01 se estima que el origen de la producción de agua sea conificación.

Asimismo, el aumento de la anisotropía reduce el tiempo de irrupción, lo que conlleva a un aumento en el agua producida acumulada y una disminución de la tasa de producción de petróleo. La RGP depende de la tasa de producción de petróleo y de la producción de gas de la capa presente en el yacimiento.

En la tabla 4.6 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) evaluados en 80% de Corte de Agua donde se pueden observar las variaciones en el Tiempo (Días) para el cual se alcanza este porcentaje, Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para anisotropías de 0,01, 0,1 y 0,5.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ ) = 200 md.

Angulo de Buzamiento = 0°.

Número de Estratos = 1.

**Tabla 4.6: Comportamiento de producción, 35 API, variación en la anisotropía.**

Anisotropía ( $K_v/K_h$ )	0.01	0.1	0.5
Días de Producción (d) [días]	3008	3500	3674
Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ) [BNPD]	401	405	418
Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ) [BNPD]	1598	1594	1581
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) [PSIA]	1463	1362	965
Producción acumulada de gas ( $G_p$ ) [MMPCN]	1182.86	1217.48	1080.09
Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) [MBN]	5403.24	4834.84	4160.08
Producción acumulada de agua ( $W_p$ ) [MBN]	612.75	2171.16	3187.91
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	211	215	220

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En la figura 4.11 se observa que la mayor producción acumulada de agua corresponde a la anisotropía de 0.5, por ser ésta la que genera una mayor permeabilidad vertical para un mismo valor de permeabilidad horizontal, originando un mejor flujo de fluidos en dirección vertical.



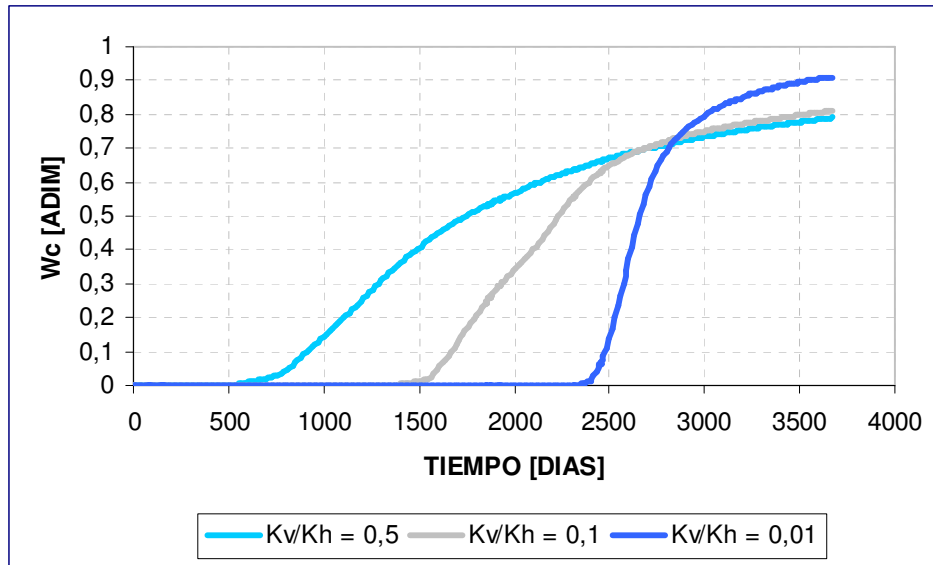


Figura 4.11: Variación del Corte de agua en función de la Anisotropía de la formación.

Por su parte, en la figura 4.12, se aprecia la variación de la tasa de petróleo como consecuencia de la anisotropía de la formación cuyo comportamiento es inverso al de la tasa de producción de agua.

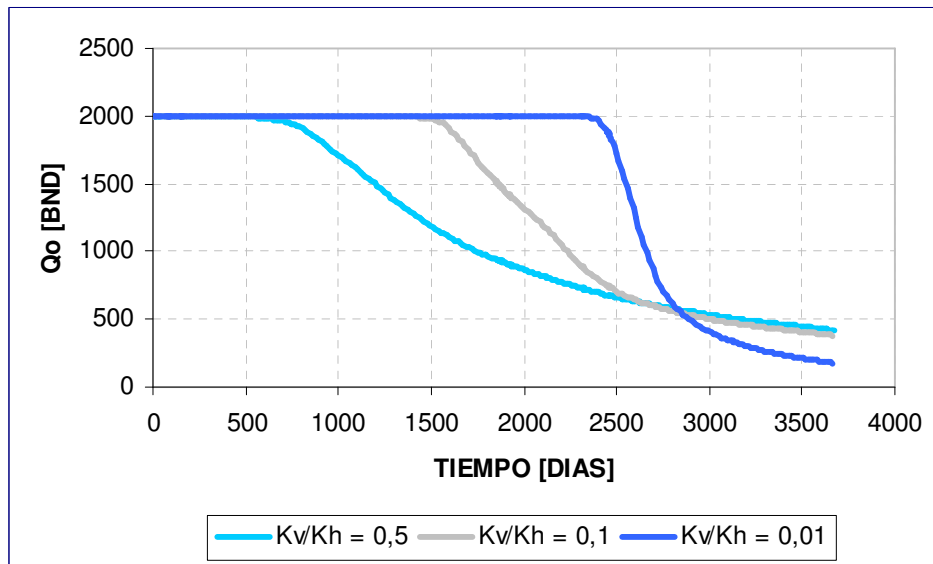


Figura 4.12: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Anisotropía de la Formación.

**4.1.7 Influencia de la Permeabilidad Horizontal en un Crudo de 35 API**

El tiempo de producción a un corte de agua de 80% se incrementa proporcionalmente con el aumento de la Permeabilidad Horizontal siendo ella una de las variables de mayor influencia en el origen de la producción de agua.

En la tabla 4.7 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) evaluados en 80% de Corte de Agua donde se pueden observar las variaciones en el Tiempo (Días) para el cual se alcanza este porcentaje, Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para permeabilidades horizontales entre los rangos 20 – 40, 100 – 200 y 1000 – 2000 md.

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Anisotropía ( $K_v/K_h$ ) = 0,1

Angulo de Buzamiento = 0°.

Número de Estratos = 1.

**Tabla 4.7: Comportamiento de producción, 35 API, variación en la permeabilidad horizontal.**

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ )	100-200 md	1000-2000 md
Días de Producción (d) [días]	3500	3398
Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ) [BNPD]	402	398
Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ) [BNPD]	1597	1601
Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ) [PSIA]	1373	1308
Producción acumulada de gas ( $G_p$ ) [MMPCN]	1148.40	1157.11
Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ) [MBN]	4499.68	4641.85
Producción acumulada de agua ( $W_p$ ) [MBN]	1348.31	2154.15
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	218	208

En el resto de los escenarios de estudio se obtuvieron resultados similares y son presentados en el Apéndice C.

En las figuras 4.13 y 4.14 se pueden observar las variaciones en las tasas de petróleo así como el corte de agua en presencia de una permeabilidad horizontal entre los rangos 20 – 40, 100 – 200 y 1000 – 2000 md, permitiendo detallar que ambas propiedades son proporcionales a la permeabilidad horizontal.

Al reducir la permeabilidad horizontal el fluido es estimulado a desplazarse verticalmente lo cual favorece la producción de fluidos retardando la llegada del agua a las perforaciones produciéndose mayor cantidad de petróleo en el tiempo.

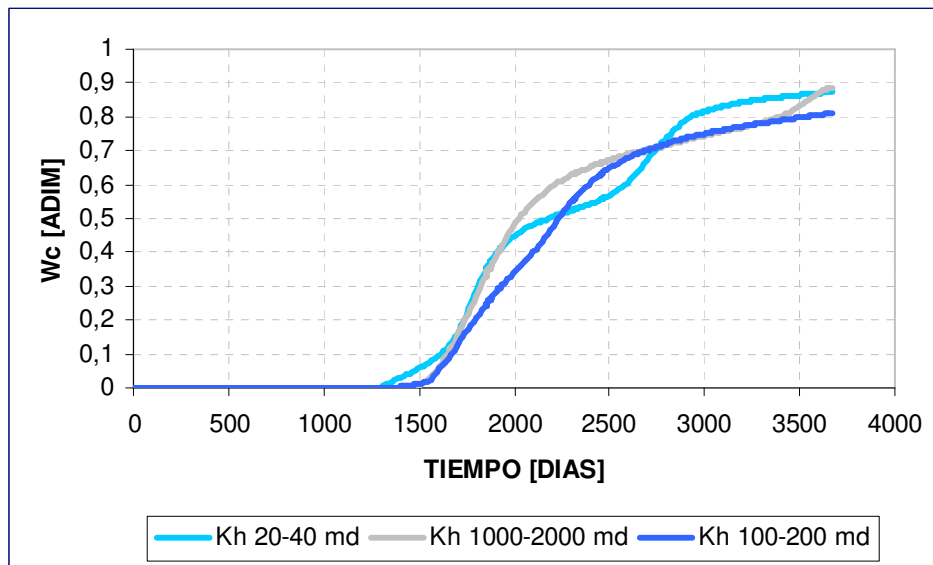


Figura 4.13: Variación del Corte de Agua en función de la Permeabilidad Horizontal.

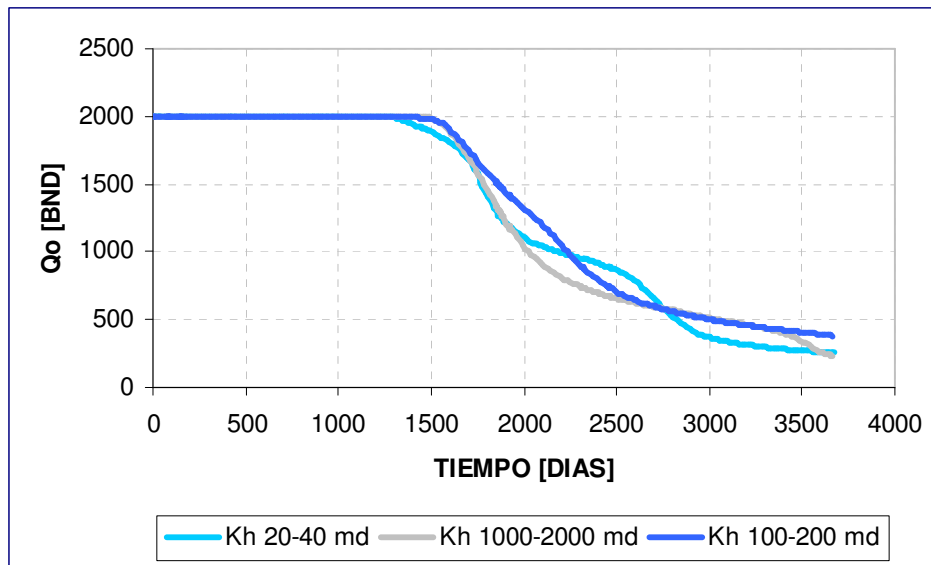


Figura 4.14: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función de la Permeabilidad Horizontal.

#### 4.1.8 Influencia del Ángulo de Buzamiento en un Crudo de 35 API

El tiempo de producción para alcanzar 80% de corte de agua disminuye proporcionalmente con el aumento del ángulo de buzamiento, así como la tasa de producción de petróleo, pero en el transcurso del tiempo de producción la tasa de petróleo acumulado aumenta.

En la tabla 4.8 se muestran los resultados de simulación del escenario de estudio 1 (caso base) a 3500 y 3140 días de producción para un buzamiento de cero y tres grados respectivamente, donde se observan las variaciones en el Corte de agua ( $W_c$ ), Tasa de producción de petróleo ( $Q_o$ ), Tasa de producción de agua ( $Q_w$ ), Presión de fondo fluyente ( $P_{wf}$ ), Producción acumulada de agua ( $W_p$ ), Producción acumulada de petróleo ( $N_p$ ), Producción acumulada de gas ( $G_p$ ), Relación gas petróleo (RGP) para ángulos de Buzamiento de  $0^\circ$  y  $3^\circ$ .

Este modelo presenta las siguientes propiedades:

Anisotropía ( $K_h/K_v$ ) = 0.1.

Permeabilidad Horizontal = 100 – 200 md.

Número de Estratos = 1.

**Tabla 4.8: Comportamiento de producción, 35 API, variación en el buzamiento.**

Buzamiento	0°	3°
Días de Producción (d) [días]	3500	3140
Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	405	392
Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	1594	1607
Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1362	1351
Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	1217.48	1182.55
Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	4834.84	5510.22
Producción acumulada de gas (Gp) [MMMPCN]	2171.16	769.77
Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	215	209

En las figuras 4.15 y 4.16 se pueden observar las variaciones en las tasas de petróleo así como el corte de agua en presencia de un buzamiento de 0° y 3°, apreciándose claramente el aumento del corte de agua y la respectiva disminución en la tasa de petróleo para un buzamiento de 3°, los cuales cambian su comportamiento al ser evaluados con un buzamiento de 0°.

El efecto que el ángulo de buzamiento ejerce sobre la producción de fluidos no evidencia grandes variaciones, pudiéndose observar una reducción en el tiempo de irrupción.

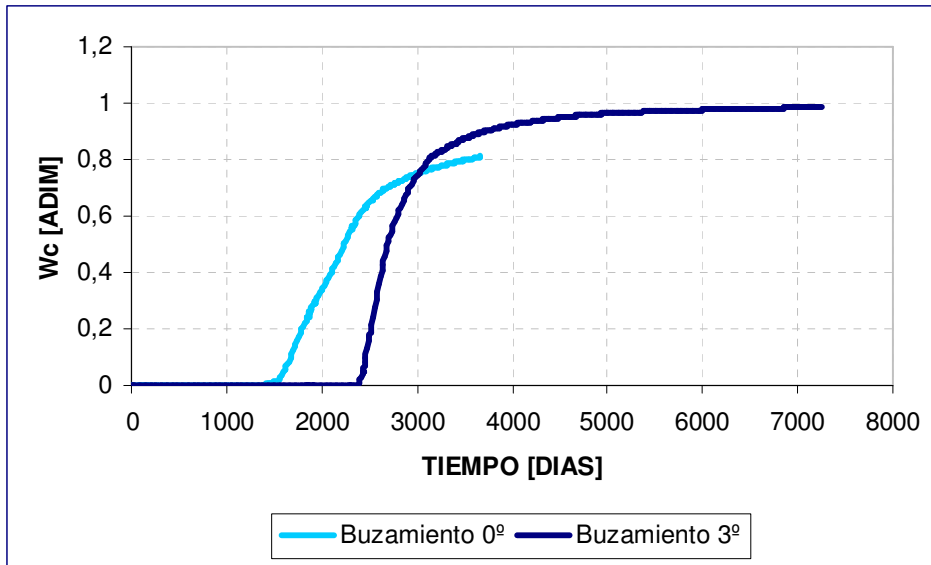


Figura 4.15: Variación del Corte de Agua en función del Ángulo de Buzamiento.

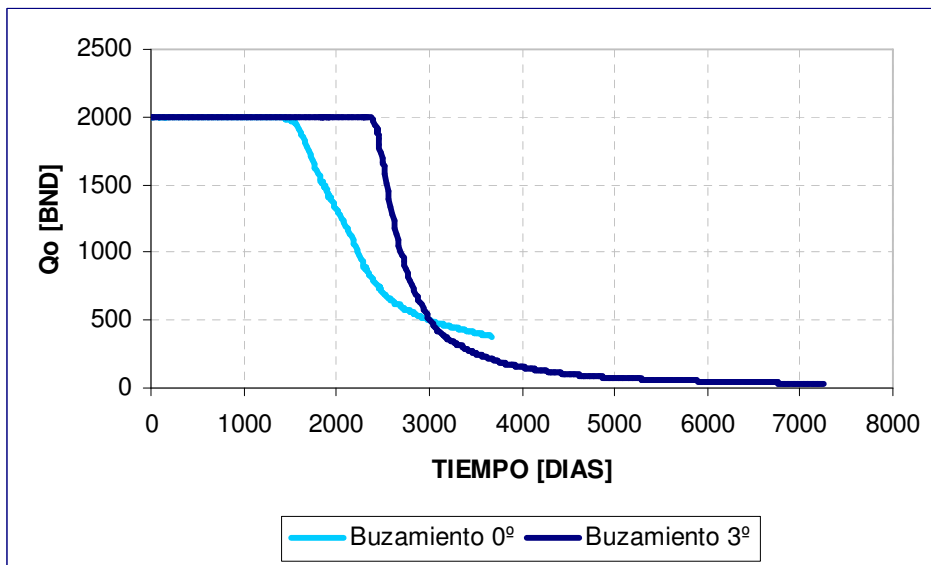


Figura 4.16: Variación de la Tasa de Producción de Petróleo en función del Ángulo de Buzamiento.

## 4.2 Determinación de las Causas de la Producción de Agua por medio de la Elaboración de Gráficos Diagnósticos

La presencia de altos porcentajes de agua en los escenarios de estudio simulados repercute de manera desfavorable en la producción de hidrocarburos. Por esta razón es necesario identificar la causa de producción de agua para cada caso simulado, con el propósito de asociar las mismas a las sensibilidades realizadas.

El procedimiento utilizado para la determinación de la causa de agua fue la comparación de tres métodos de diagnóstico: Chan, Luis Ramos y Gráfico de Corte de Agua, donde se cotejaron las tendencias de las curvas obtenidas por simulación con las teóricas para establecer la fuente de producción de agua.

### 4.2.1 Crudo de 12 API

La metodología de diagnóstico para determinar la causa de la producción de agua fue realizada en todos los escenarios simulados. Para efectos de análisis de resultados, las figuras que se muestran a continuación corresponden al escenario 1 (caso base), cuyas características son:

Permeabilidad Horizontal ( $K_h$ ) = 3 – 16 d.

Angulo de Buzamiento = 0°.

Anisotropía = 0.1.

Número de Estratos: 1.

Las figuras correspondientes al resto de los casos simulados se encuentran disponibles en el Apéndice D.

En la figura 4.17 se muestran las curvas de la Relación Agua-Petróleo y su derivada en función del tiempo para el escenario de estudio 1, las cuales corresponden al Método de Chan.

Se aprecia claramente que la tendencia de ambas curvas es ascendente. Al comparas la tendencia de las curvas obtenidas por simulación, con la tendencia de grupo de curvas elaboradas por Chan o curvas teóricas (ver figura 2.16) se obtiene que para este caso la causa de producción de agua es canalización.

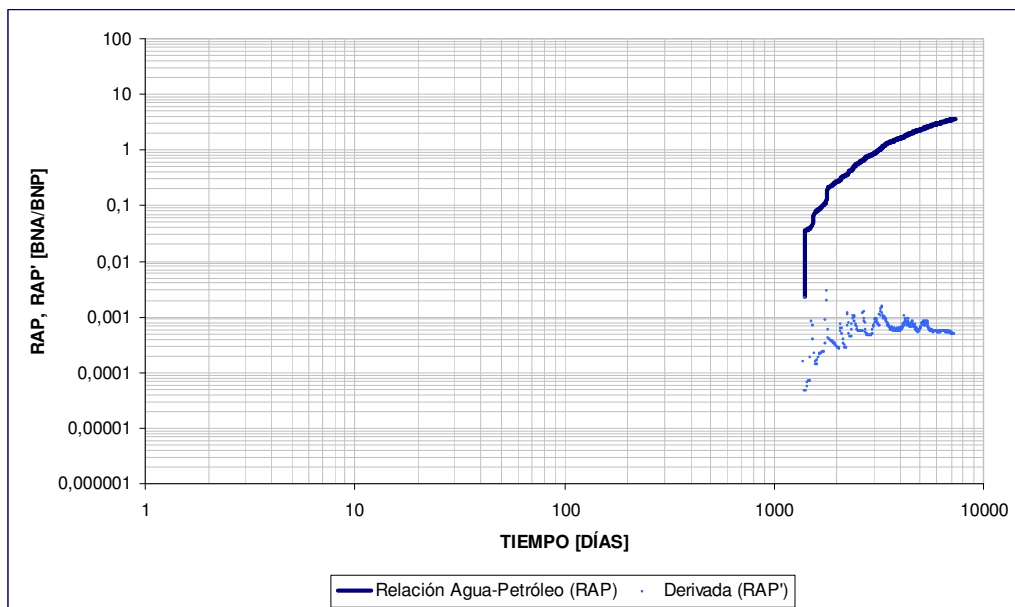


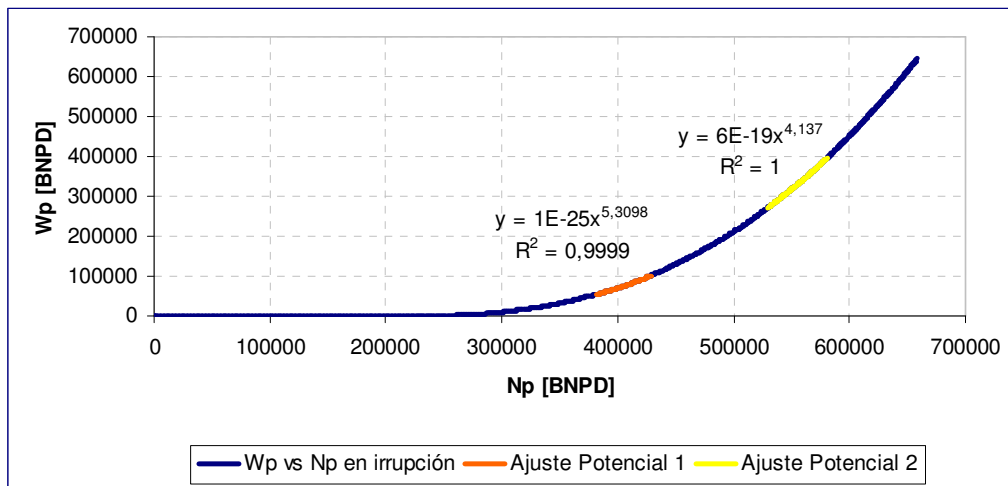
Figura 4.17: Método de Chan para el escenario de estudio 1.

Para comprobar el mecanismo de producción de agua obtenido por Chan, se utilizó un segundo método de diagnóstico: Método de Luis Ramos.

La figura 4.18 muestra la curva del Agua Producida Acumulada ( $W_p$ ) en función del Petróleo Producido Acumulado ( $N_p$ ) para el escenario 1, la cual forma parte del procedimiento utilizado por Luis Ramos para determinar la causa de la producción del agua.



Con el propósito de conseguir el mejor ajuste, se realizó un ajuste potencial de la curva en dos períodos de tiempo post-irrupción.



**Figura 4.18: Agua Producida Acumulada en función del Petróleo Producido acumulado, escenario de estudio 1.**

Los ajustes potenciales realizados a la curva pueden ser escritos de la siguiente manera:

$$Wp_1 = 1 \times 10^{-25} * Np^{5,3096} \dots\dots\dots (ec. 4.1)$$

$$Wp_2 = 6 \times 10^{-19} * Np^{4,137} \dots\dots\dots (ec. 4.2)$$

Al derivar la ecuación con respecto a Np, se obtiene la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Producido Acumulado, mostradas a continuación:

$$RAP_1 = 5,3096 \times 10^{-25} * Np^{4,3096} \dots\dots\dots (ec. 4.3)$$

$$RAP_2 = 2,4822 \times 10^{-18} * Np^{3,137} \dots\dots\dots (ec. 4.4)$$

Al calcular la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Acumulado, se grafica contra el tiempo, y se obtiene la figura 4.19.

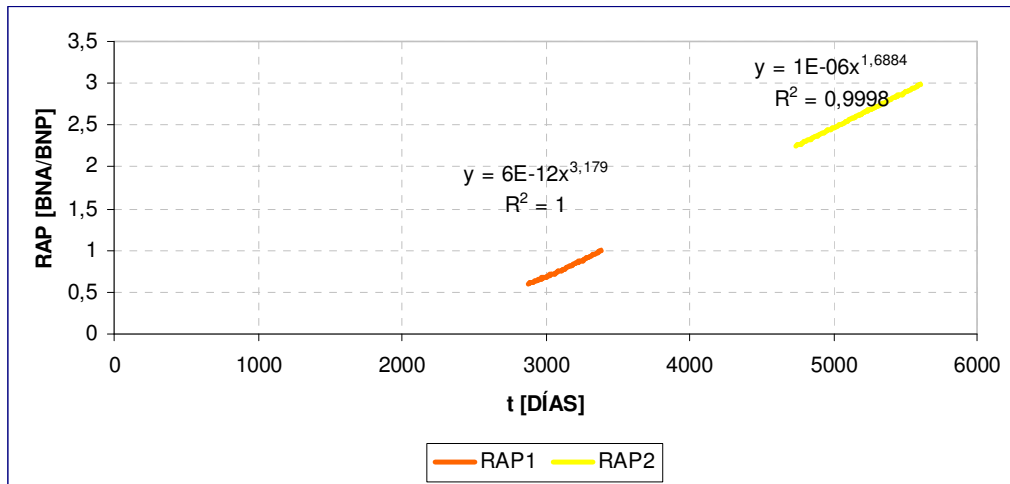


Figura 4.19: Relación Agua-Petróleo en función del tiempo, escenario 1.

Realizando nuevamente un ajuste potencial en ambas curvas, se obtienen las siguientes ecuaciones de la Relación Gas-Petróleo, pero en este caso son en función del tiempo:

$$RAP_1 = 6x10^{-12} * t^{3,179} \dots\dots\dots (ec. 4.5)$$

$$RAP_2 = 1x10^{-6} * t^{1,6884} \dots\dots\dots (ec. 4.6)$$

De las ecuaciones 4.5 y 4.6 se obtienen dos valores de m, m1 = 3,179 y m2 = 1,6884. Por ser ambos valores mayores que 1, se obtiene por la metodología de Luis Ramos que para el escenario de estudio 1, la causa de producción de agua es canalización; coincidiendo con el resultado obtenido con el procedimiento de Chan.

Utilizando como tercer método de diagnóstico el Grafico de Corte de Agua en función del tiempo se obtiene el mismo resultado: canalización, el cual es mostrado en la figura 4.20.

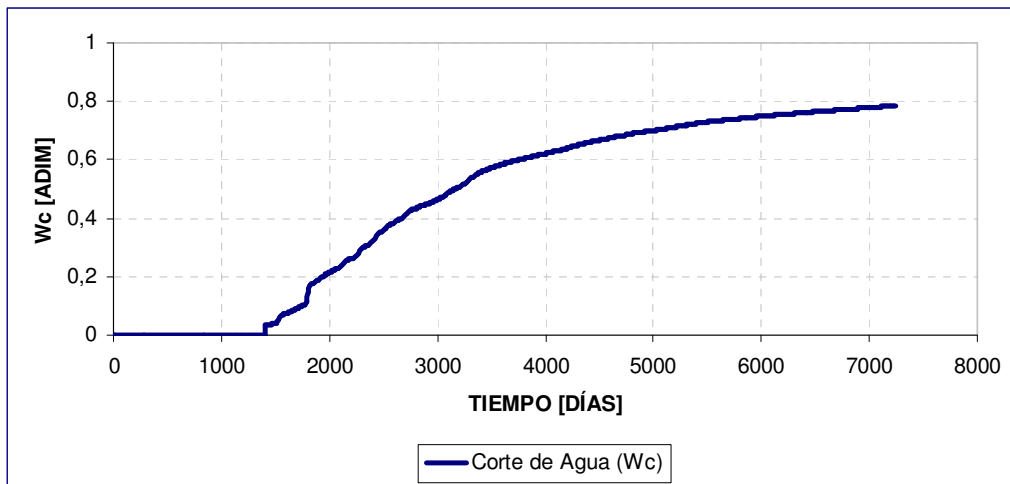


Figura 4.20: Corte de Agua en función del tiempo, escenario 1.

Utilizando el programa Petrel para visualizar el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento, se obtuvieron los siguientes resultados:

En el caso de 12 API, ángulo de buzamiento de 0°, un estrato, anisotropía 0.5, se obtuvo la siguiente secuencia para el inicio de la producción, 3, 5, 8 y 19 años de producción. (Ver figuras 4.21 – 4.25).

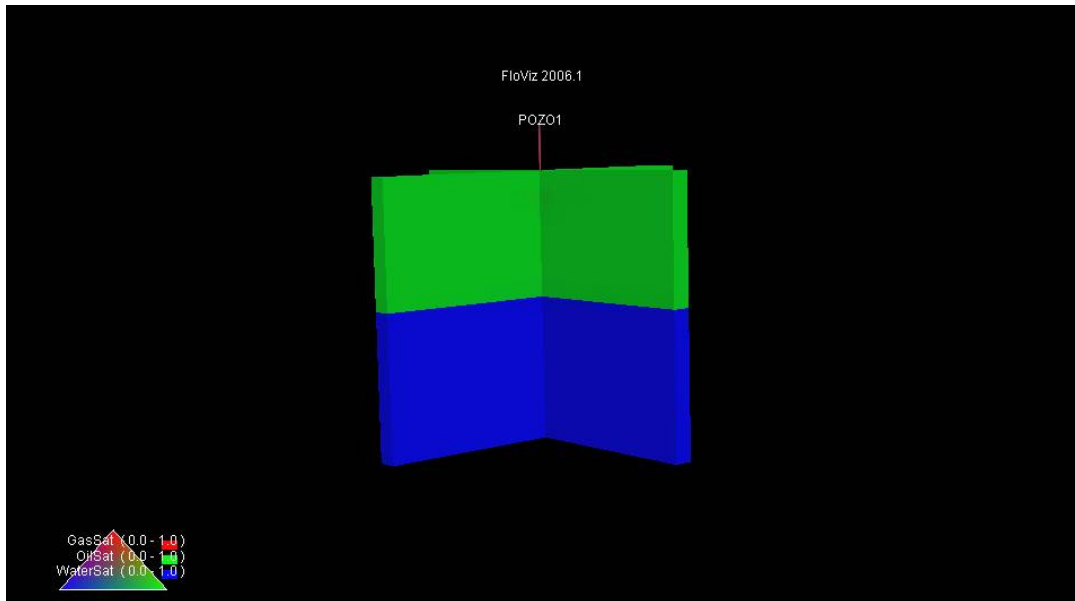


Figura 4.21: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. Inicio de la producción.

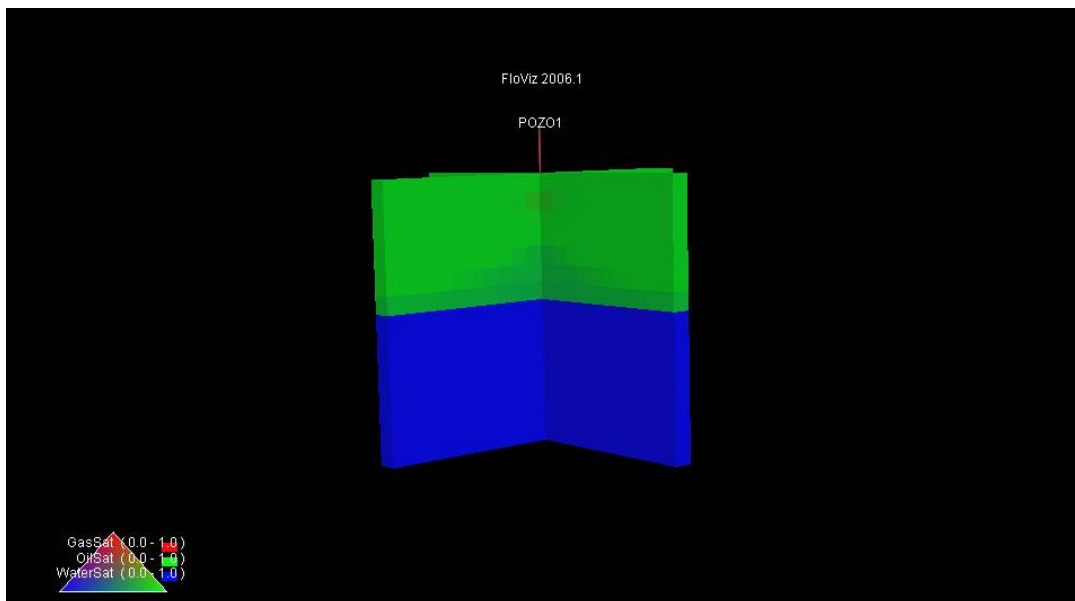
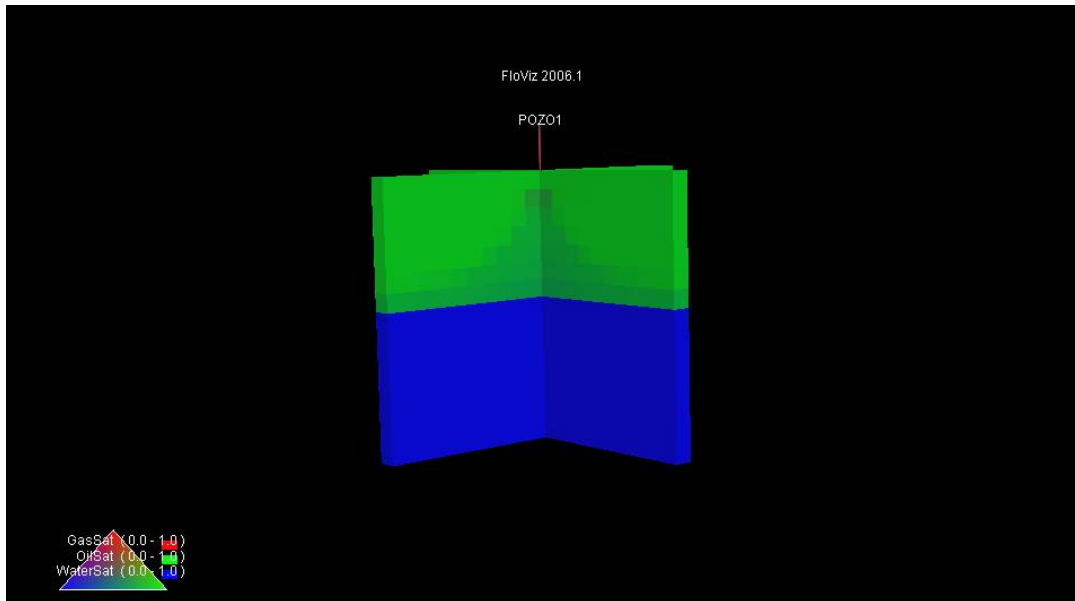
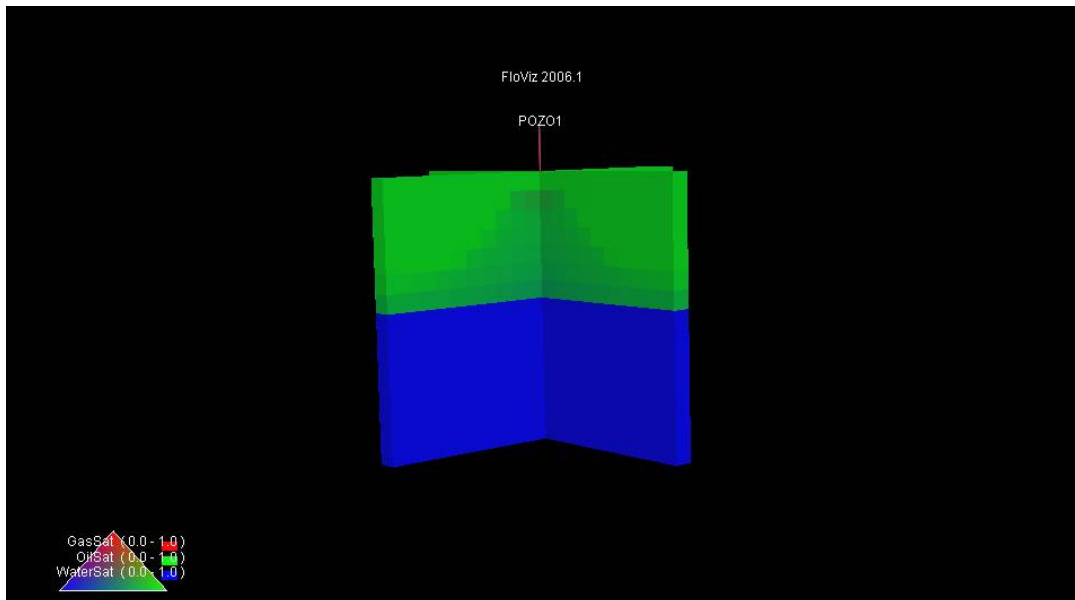


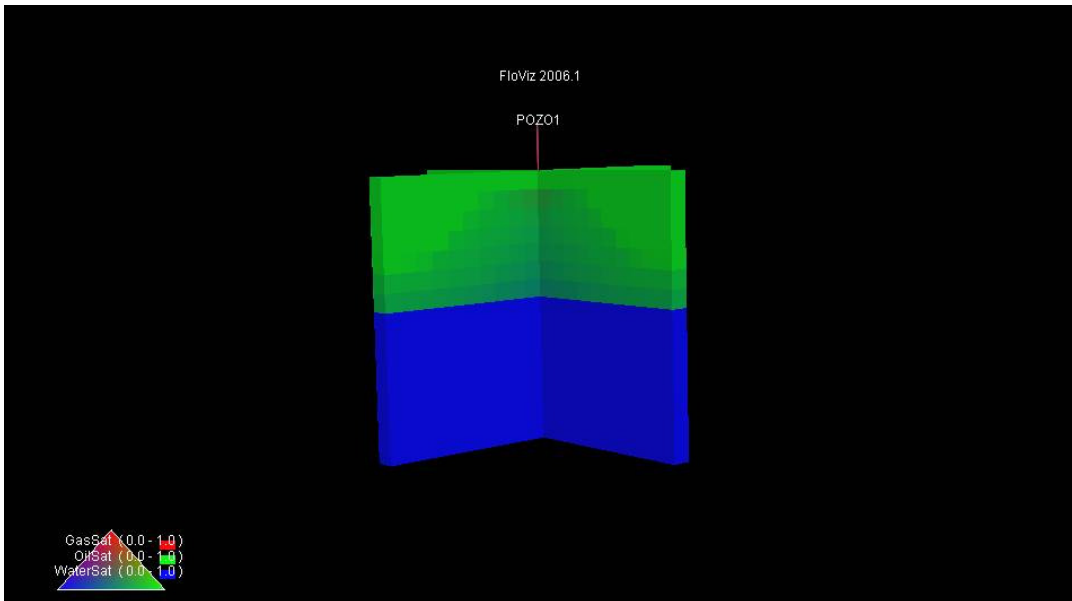
Figura 4.22: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 3 años de producción.



**Figura 4.23: Desplazamiento de los Fluidos en el yacimiento, crudo de 12 API. 5 años de producción.**



**Figura 4.24: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 8 años de producción.**



**Figura 4.25: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 12 API. 19 años de producción.**

Tal y como es observado en las figuras 4.21- 4.25, al comenzar el período de producción se nota el avance del frente de agua a través de las capas que conforman la zona de petróleo, originando el incremento de la saturación de agua en la misma, y por tratarse de un yacimiento con anisotropía de 0.5 y buzamiento de cero grados, el patrón de flujo apreciado en las figuras es conificación.

En el caso de 35 API, ángulo de buzamiento de 3°, un estrato, anisotropía 0.5, se obtuvo la siguiente secuencia para el inicio de la producción, 3, 5, 8 y 20 años de producción. (Ver figuras 4.26 – 4.30).

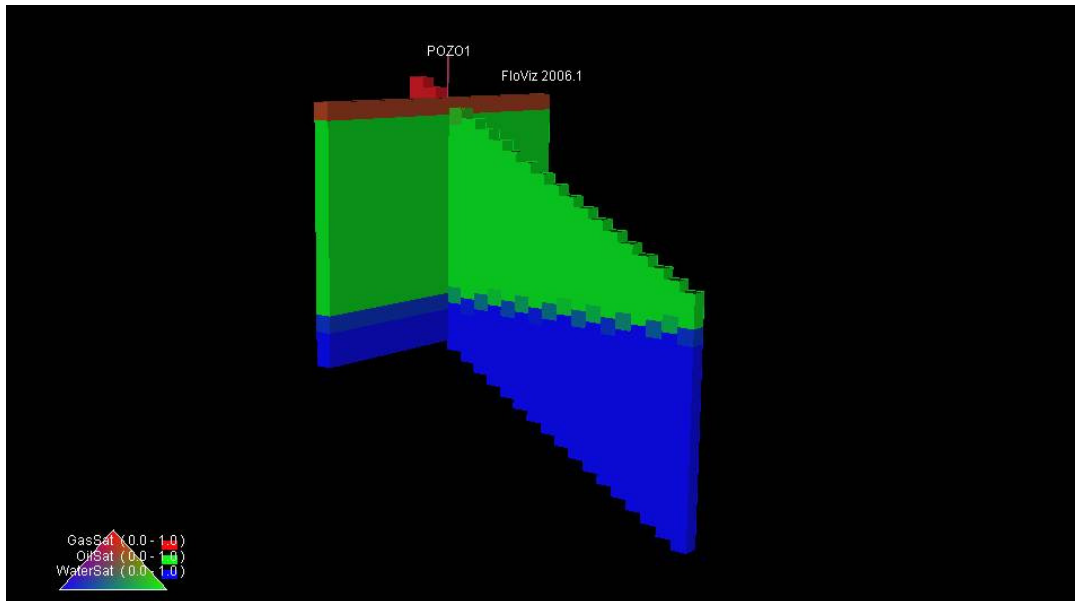


Figura 4.26: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. Inicio de la producción.

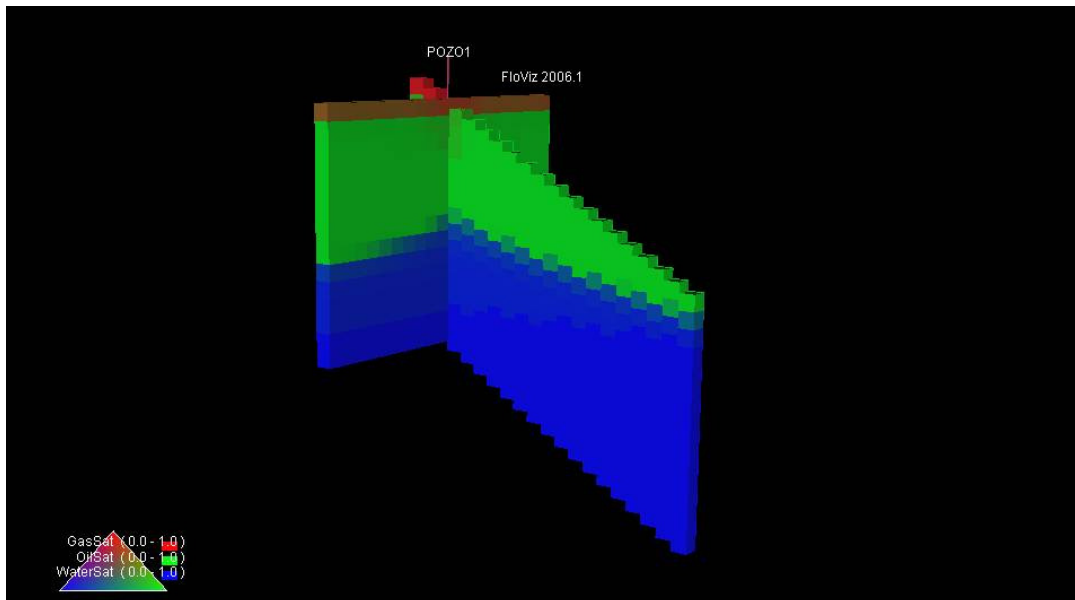


Figura 4.27: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 3 años de producción.

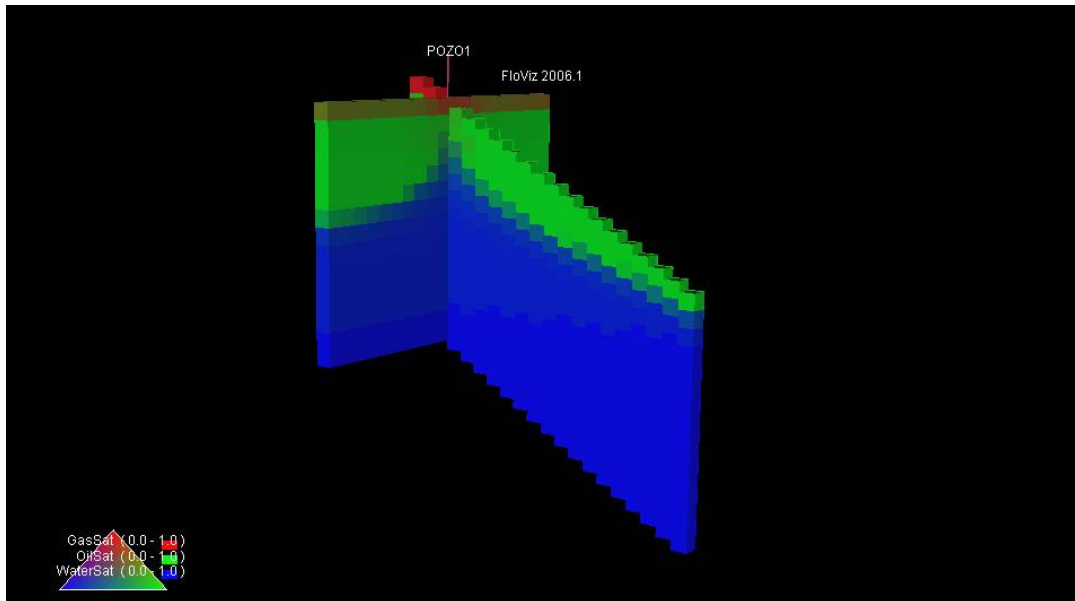


Figura 4.28: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 5 años de producción.

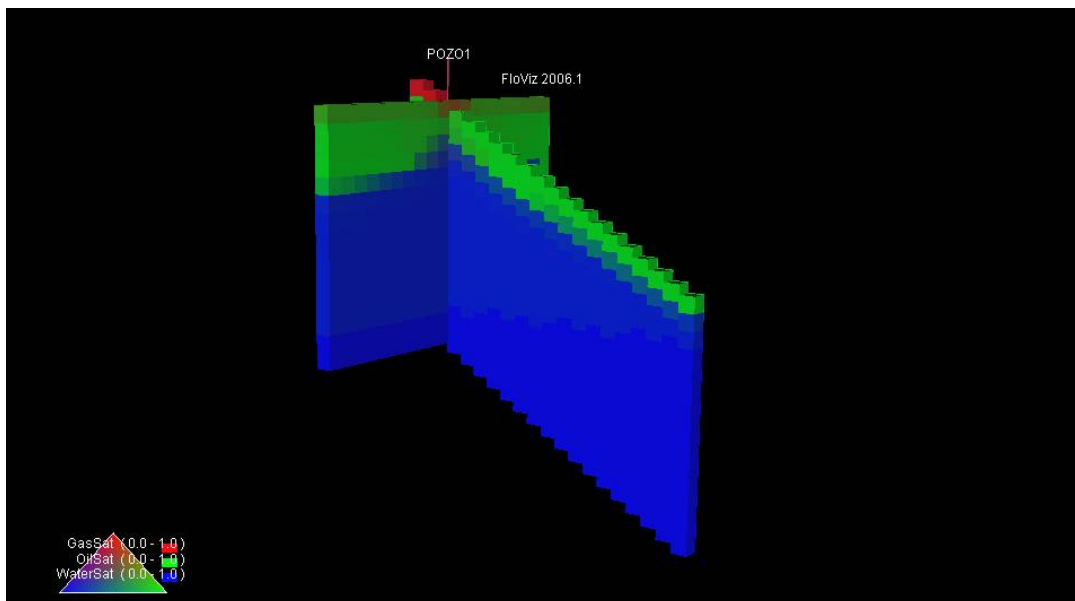
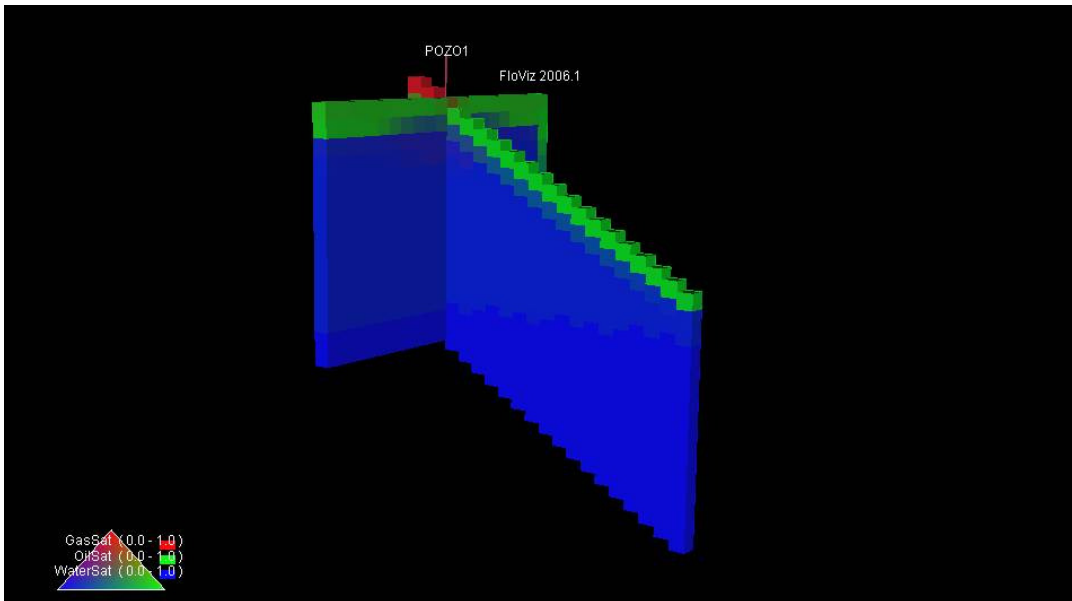


Figura 4.29: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 8 años de producción.





**Figura 4.30: Desplazamiento de los Fluidos presentes en el yacimiento, crudo de 35 API. 20 años de producción.**

En las figuras 4.26 – 4.30 se aprecia la dinámica de los fluidos, donde se observa que cuando el yacimiento posee un buzamiento de tres grados, el avance del frente de agua sigue la dirección del buzamiento, y por ende se produce una canalización matricial.

Las curvas de Chan, Luis Ramos y Corte de Agua en función del tiempo para los escenarios de estudio simulados, cuyas propiedades son: gravedad de 12 y 35 API,  $K_h = 3 - 16$  d y  $100 - 200$  md,  $K_v/K_h = 0.1, 0.5$  y  $0.01$ , buzamiento de  $0^\circ$  y  $3^\circ$ , número de estratos = 1; se encuentran en el Apéndice D. Las causas de producción de agua obtenidas en los otros casos simulados para cada metodología empleada, son mostradas en la tabla 4.9.

Tabla 4.9: Causas de Producción de Agua, Kh = 3 – 16 d, buzamiento = 0°.

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luis Ramos	Corte de Agua vs. Tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Conificación	Conificación	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, conificación	Canalización, conificación	Canalización, conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, conificación	Canalización, conificación	Canalización, conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Conificación	Conificación	Conificación
	0.5	Conificación	Conificación	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

La mayoría de los escenarios presentados en la tabla 4.9 dan como resultado canalización, a excepción de los casos de 2 y 3 estratos interconectados con anisotropía 0.5 que resultaron en canalización en el primer período y conificación en el segundo período de tiempo. Esto es debido a que por presentar lentes impermeables, el agua por ser más liviana que el crudo, primero canaliza a través del mismo y luego por efectos de la anisotropía se conifica. Los casos 1 estrato con anisotropía 0.5, 2 estratos sin conexión con anisotropías de 0.1 y 0.5; dan como resultado conificación ya que para estos escenarios la anisotropía es mayor o igual que 0.1 lo que hace que el agua se conifique por efectos de la movilidad.

Al incrementar el ángulo de buzamiento de 0° a 3°, los resultados de los casos, se obtiene como resultado canalización en los tres métodos de diagnóstico (tabla 4.10) debido a que el agua va a seguir la dirección del ángulo de buzamiento. La excepción ocurre en el caso de 2 estratos sin conexión con anisotropía de 0.5, ya que para este escenario, a pesar de que el agua canaliza en el primer período de tiempo, luego se conifica por la energía del acuífero sobre el estrato inferior combinada con el efecto de la anisotropía al ser esta mayor que 0.1.

**Tabla 4.10: Causas de Producción de Agua, Kh = 3 – 16 d, buzamiento = 3°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luis Ramos	Corte de Agua vs. Tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, conificación	Canalización, conificación	Canalización, conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

Al reducir el rango de la permeabilidad horizontal (Kh) de las capas a la mitad, los casos con anisotropía de 0.01 no producen agua durante el período de tiempo simulado (tabla 4.11), debido a que para un crudo pesado con dicho rango de Kh, al presentar un valor de anisotropía menor que 0.1, el agua no irrumpe, lo que da origen a producción de petróleo solamente. La excepción se origina en el caso de 2 estratos sin conexión con anisotropía de 0.01, ya que para estas condiciones, el pozo si produce agua por medio de la canalización ya que el efecto del acuífero solo es percibido por el estrato inferior.

**Tabla 4.11: Causas de Producción de Agua, Kh = 1 – 8 d, buzamiento = 0°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luis Ramos	Corte de Agua vs. tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	No produce	No produce	No produce
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	No produce	No produce	No produce
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	No produce	No produce	No produce
2 (SC)	0.1	Conificación	Conificación	Conificación
	0.5	Conificación	Conificación	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

Tal como se observa en la tabla 4.12, el efecto del ángulo de buzamiento sobre los escenarios estudiados es la producción de agua por medio de canalización en la dirección del buzamiento. La excepción para este grupo, al igual que los grupos anteriores, es el caso con 2 estratos sin conexión y anisotropía 0.5, cuya causa de producción de agua es conificación debido al efecto del acuífero combinado con la alta anisotropía de la formación.

**Tabla 4.12: Causas de Producción de Agua, Kh = 1 – 8 d, buzamiento = 3°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luis Ramos	Corte de Agua vs. tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	No produce	No produce	No produce
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Conificación	Conificación	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

4.2.2 Crudo de 35 API

Los escenarios presentados en la tabla 4.13 predomina la canalización como principal origen de producción de agua, a excepción de los casos de 2 estratos interconectados y sin conexión y 3 estratos interconectados con anisotropía 0.5 que resultaron en canalización en el primer período y conificación en el segundo período de tiempo. Esto es debido a que por presentar lentes impermeables, el agua por ser mas liviana que el crudo canaliza a través del mismo y luego por efectos de la anisotropía se conifica, pudiéndose comprobar que para anisotropías mayores que 0,1 el origen de la producción es conificación, conclusión a la que llegaron los estudios realizados por Chan y que se corrobora en este trabajo de investigación.

Tabla 4.13: Causas de Producción de Agua, Kh =100 – 200 md, buzamiento = 0°.

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luís Ramos	Corte de Agua vs. Tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Conificación	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, ,conificación	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Conificación
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

Al incrementar el ángulo de buzamiento de 0° a 3°, los resultados de los casos dan canalización en los tres métodos de diagnostico (tabla 4.14) debido a que el agua va a seguir la dirección del ángulo de buzamiento pro lo cual a pesar de presentar anisotropías superiores a 0,1 la disposición del estrato tiene mayor inherencia en el origen de la producción de agua.

**Tabla 4.14: Causas de Producción de Agua, Kh = 100 – 200 md, buzamiento = 3°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luís Ramos	Corte de Agua vs. tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización,	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

Al aumentar el rango de la permeabilidad horizontal (Kh) de las capas del yacimiento el fluido tiene mayor facilidad para desplazarse en esa dirección, por lo cual deja de ser común el efecto de la canalización como principal origen de producción de agua para dar cabida a la conificación, presentándose sin acepción para valores de anisotropía mayores o iguales a 0,1 (tabla 4.15). Por efecto del número de estratos es común que el origen de producción de agua comience en un primer período de tiempo como canalización y luego las gráficas indiquen que el origen es conificación. Este efecto se obtiene debido a que el agua se canaliza entre los estratos interconectados y luego se conifica al llegar a las perforaciones.

**Tabla 4.15: Causas de Producción de Agua, Kh = 1000 - 2000 md, buzamiento = 0°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luís Ramos	Corte de Agua vs. tiempo
1	0.1	Conificación	Canalización	Conificación
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización, conificación	Canalización	Conificación
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Canalización, conificación
	0.01	Canalización, conificación	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización, conificación	Canalización	Canalización, conificación
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Canalización, conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización, conificación	Canalización	Canalización, Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.



Tal como se observa en la tabla 4.16, el efecto del ángulo de buzamiento sobre los escenarios estudiados origina canalización como origen de la producción de agua, debido a que el frente de agua sigue la dirección del ángulo de buzamiento a pesar de la variación existente en la anisotropía de la formación. La presencia de estratos interconectados origina el efecto de canalización del fluido más liviano a través del más pesado.

**Tabla 4.16: Causas de Producción de Agua, Kh = 1000 - 2000 md, buzamiento = 3°.**

Estratos	Kv/Kh	Chan	Luís Ramos	Corte de Agua vs. tiempo
1	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
3 (IC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Canalización
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización
2 (SC)	0.1	Canalización	Canalización	Canalización
	0.5	Canalización	Canalización	Conificación
	0.01	Canalización	Canalización	Canalización

\*(IC): Interconectados. \*(SC): Sin Conexión.

### 4.3 Generación de Gráficos de la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado de los escenarios de estudio simulados

#### 4.3.1 Crudo de 12 API

Para generar las gráficas de la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado para el crudo de 12 API se toma en consideración el escenario de estudio con 3 – 16 d de permeabilidad horizontal y 1 estrato.

Tal y como se observa en la figura 4.31, el comportamiento de las curvas con la variación de la anisotropía es el esperado. Para crudos pesados la Relación Agua-Petróleo incrementa con el aumento de la anisotropía, generando tendencias características de conificación o canalización según el valor de la anisotropía, lo cual se traduce en una reducción del recobro de petróleo.

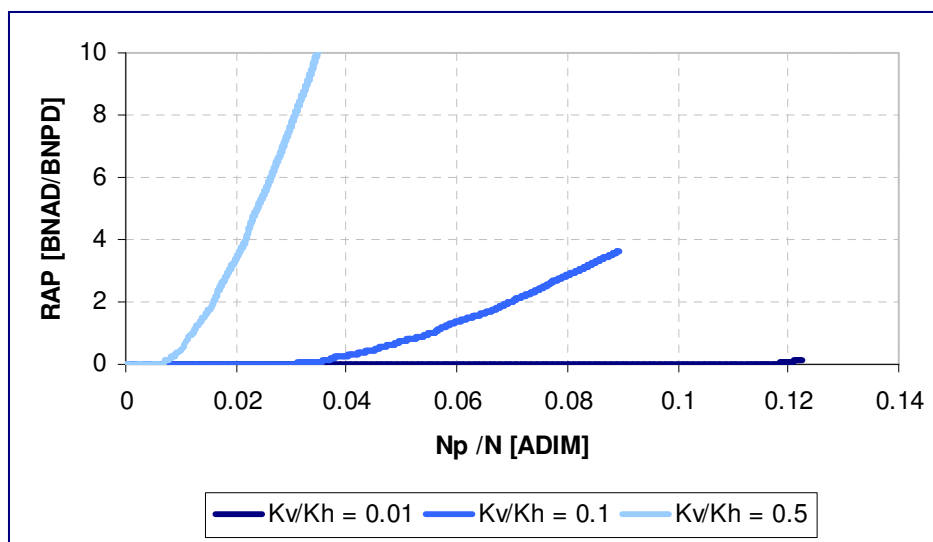


Figura 4.31: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado,  $K_h = 3 - 16$  d, buzamiento =  $0^\circ$ .

Al estar inclinadas las capas que conforman el estrato, el comportamiento de las curvas varía debido a que el movimiento de los fluidos será en este caso en la dirección del buzamiento, originando el mayor factor de recobro para la anisotropía de 0.1 y la mayor Relación Agua-Petróleo para la anisotropía de 0.5. En la figura 4.32 se detalla claramente el efecto del ángulo de buzamiento sobre en la variación de la anisotropía.

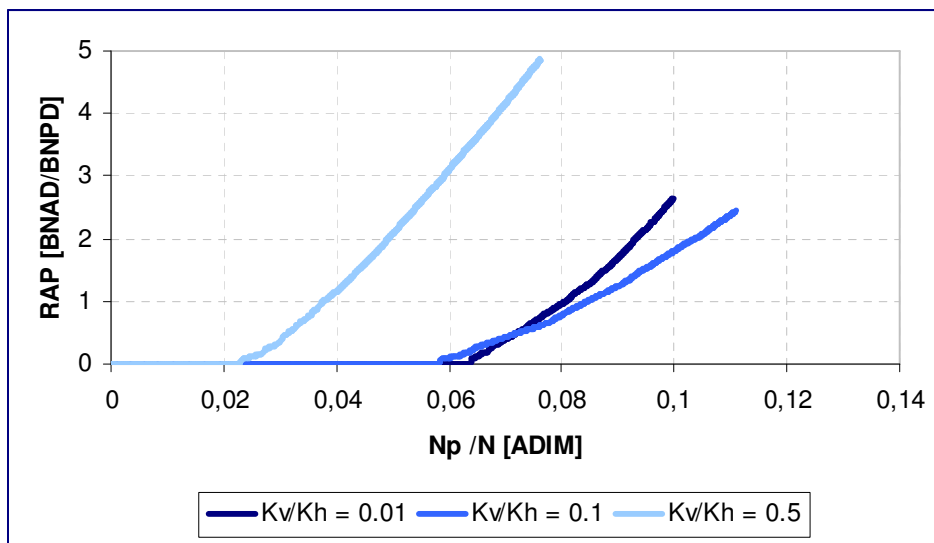


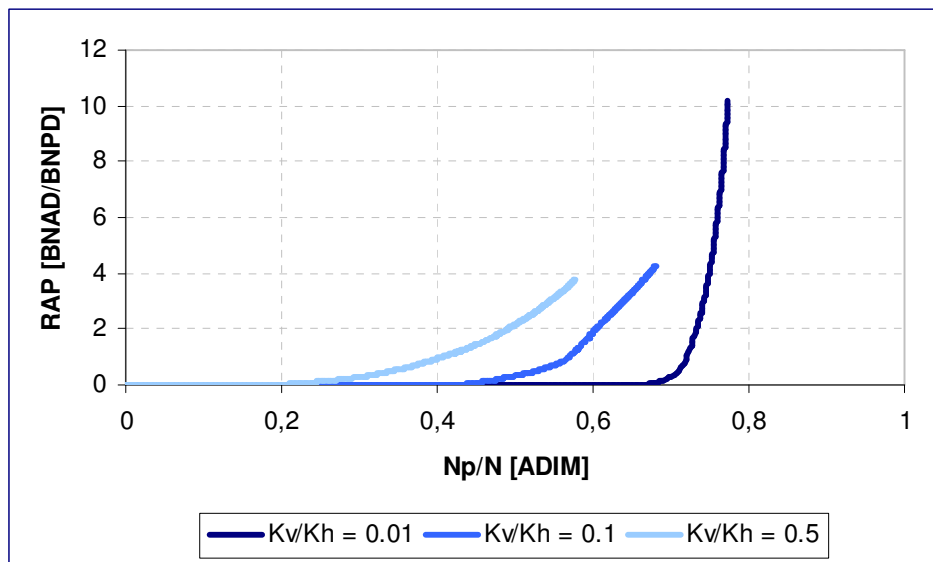
Figura 4.32: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 3 – 16 d, buzamiento = 3°.

**4.3.2 Crudo de 35 API**

Para los casos de estudio generados se construyeron gráficas diagnóstico de la relación agua petróleo contra el factor de recobro y se cotejaron estos resultados con los obtenidos en los métodos diagnósticos de Chan, Luís Ramos y Corte de Agua permitiendo caracterizar las gráficas de la Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado.

Analizando las tendencias obtenidas se observó que la tendencia de estas gráficas responde directamente a variaciones de anisotropía.

En la figura 4.33 se aprecia el efecto que ejerce, en la tendencia de la curva, una variación de anisotropía de 0.01, 0.1, 0.5 para un caso de estudio de 35° API, con un estrato, ángulo de buzamiento cero y permeabilidad horizontal de 100 - 200 md.



**Figura 4.33: Relación Agua-Petróleo en función del Petróleo Recuperado,  $K_h = 100 - 200$  md, buzamiento = 0°.**

Para valores de menor anisotropía se obtiene una relación agua petróleo que aumenta a un elevado ritmo en comparación con el incremento en el factor de recobro lo cual es un comportamiento, según los métodos diagnósticos estudiados, característicos de canalización como origen de producción de agua.

Caso contrario se obtiene al aumentar los valores de anisotropía donde el aumento de la relación agua petróleo es proporcional al incremento en el factor de recobro siendo este comportamiento típico de una conificación, según los métodos diagnósticos estudiados.

De igual manera se puede apreciar que la relación agua petróleo deja de ser cero a menor factor de recobro para valores altos de anisotropía, obteniéndose este resultado tanto para un buzamiento de cero grados como para uno de tres grados, con la diferencia que en este último la relación Agua-Petróleo tiene un incremento mucho mayor que el factor de recobro, comportamiento característico de una canalización.

En la figura 4.34 se muestra el caso presentado anteriormente modificándole el ángulo de buzamiento a tres grados.

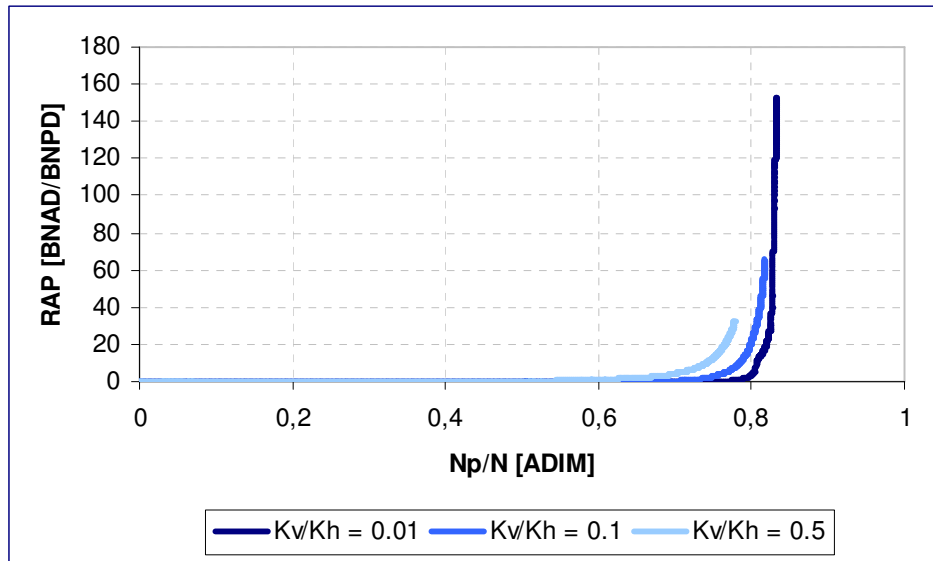


Figura 4.34: Relación Agua Petróleo en función del Petróleo Recuperado, Kh = 100 – 200 md, buzamiento = 3°.

## CONCLUSIONES

1. Para crudos pesados, el mayor corte de agua se obtiene en el escenario con dos estratos sin conexión; mientras que para crudos livianos la mayor tasa de producción de agua se produce en los escenarios de dos y tres estratos interconectados.
2. La producción de agua es inversamente proporcional a la permeabilidad vertical en crudos pesados, reduciendo el tiempo de irrupción, lo cual se traduce a mayor agua acumulada y menor petróleo acumulado. Este mismo efecto se produce en crudos livianos.
3. Para crudos pesados, el corte de agua es proporcional a la permeabilidad horizontal, disminuyendo el tiempo de irrupción al aumentar la misma. Por el contrario, en crudos livianos, la permeabilidad horizontal es inversamente proporcional a la producción de agua, es decir, a menor permeabilidad horizontal mayor agua producida acumulada.
4. El tiempo de irrupción es inversamente proporcional al ángulo de buzamiento, originando mayor agua producida acumulada tanto en crudos pesados como livianos.
5. Los métodos de diagnóstico utilizados para determinar el origen de la producción de agua funcionaron en la totalidad de los escenarios de estudio simulados.
6. El ángulo de buzamiento influye en el origen de la producción de agua. Al ser mayor que cero grados el origen de la producción de agua es canalización.

7. Altos valores de anisotropía ( $K_v/K_h = 0,5$ ) están asociados a conificación, mientras que bajos valores de anisotropía ( $K_v/K_h \leq 0,1$ ) están asociados con canalización.
8. Altos valores de permeabilidad horizontal están asociados a conificación.
9. La presencia de estratos interconectados origina canalización.
10. Para crudos pesados, bajos valores de relación Agua-Petróleo y altos porcentajes de factor de recobro están asociados a canalización.
11. Para crudos livianos, altos incrementos en la relación Agua-petróleo y bajos incrementos en el factor de recobro están asociados a canalización.



## **RECOMENDACIONES**

- Se recomienda la investigación y estudio de este tema en pozos horizontales.
- Realizar sensibilidades en parámetros de producción para determinar la influencia de los mismos en el origen de la producción de agua.
- Sustituir el acuífero por un pozo inyector como mecanismo de empuje.
- Incrementar el número de sensibilidades en el tipo de crudo.
- Incrementar el número de sensibilidades en el ángulo de buzamiento.
- Analizar la influencia de las completaciones sobre la conificación del agua.
- Utilizar otro tipo de mallado en la simulación de los casos de estudio.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [<sup>1</sup>] Harris, P. et. al. (1994). “*The Use of Production Logs to Evaluate Completion and Stimulation Effectiveness*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 29178, presentado en 1994 Eastern Regional Conference & Exhibition Held Charleston, WV, U.S.A), p.p 8-10.
- [<sup>2</sup>] Kuchuk, F. et. al. (1999). “*Water Watching*”. Middle East Well Evaluation Review 22.
- [<sup>3</sup>] Kuchuk, F. y Sengul, M. (1999). “*The Challenge of Water Control*”. Middle East Well Evaluation Review 22, p.p 24-43.
- [<sup>4</sup>] Elphick, J. y Serigth, R. (1997). “*A Classification of Water Problem Types*”. Presentado en Petroleum Network Education Conference’s 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Houston, Texas, USA, p.p 6-8.
- [<sup>5</sup>] Chan, K. S. (1995). “*Water Control Diagnostic Plots*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 30775).
- [<sup>6</sup>] Montero, A. y Sequera, J. (2006). “*Origen y Control de la Producción de Agua en el Campo Socororo*”. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [<sup>7</sup>] Aular, D. y Mendoza, E. (2003). “*Factibilidad de Recuperación Secundaria de Crudo en el Campo Socororo Oeste, para el Yacimiento UIM, L (ES-417) del*

*Mioceno*". Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

- [8] Mora, P. (2001). "*Optimización del esquema de producción de yacimientos de crudos pesados a través de la aplicación de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) y de la perforación de Pozos Interespaciados*". Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.
- [9] ECLIPSE 100<sup>®</sup>, Versión 2006. Tutoriales: ejemplo número 6.
- [10] Corrales, I. et. al. (1977). "*Estratigrafía*". Editorial Rueda, Madrid.

## BIBLIOGRAFÍA

Aular, D. y Mendoza, E. (2003). “*Factibilidad de Recuperación Secundaria de Crudo en el Campo Socororo Oeste, para el Yacimiento UIM, L (ES-417) del Mioceno*”. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Buscaglia, G., Dari, E. y Zamonsky, O. (2004). “*Análisis de sensibilidad de la producción de agua a parámetros clave de reservorio y operacionales utilizando un modelo de simulación de pozo*”. Universidad Argentina de la Empresa.

Caicedo, V., Cole, T., Copley, J., Curtis, C., Dorn-López, R., et. al (2001). “*Reservoir Characterization of the Orinoco Heavy Oil Belt: Miocene Oficina Formation, Zuata Field, Eastern Venezuela Basin*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 69697).

Calderón, P., Fuenmayor, M., Granado, A., Nalsen, M., Ramos, C. y Rojas, B. (1999). “*Integrated Reservoir Characterization Incorporating Horizontal Well Data. Bare Field (Seismic 3D Area) Orinoco Oil Belt. Venezuela*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 53888).

Chan, K. S. (1995). “*Water Control Diagnostic Plots*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 30775).

Chappelear, J. E., Nolen, J. S. y Weinstein, H. G (1986). “*Second Comparative Solution Project: A Three-Phase Coning Study*”. Journal of Petroleum Technology, p.p. 345 – 353.

Corrales, I. et. al. (1977). “*Estratigrafía*”. Editorial Rueda, Madrid.

Dave, V. (1999). “*Downhole Oil-Water Separation*”. Baker Hughes.

ECLIPSE 100<sup>®</sup>, Versión 2006. Tutoriales: ejemplo número 6.

Elphick, J. y Serigth, R. (1997). “*A Classification of Water Problem Types*”. Presentado en Petroleum Network Education Conference’s 3rd Annual International Conference on Reservoir Conformance Profile Modification, Water and Gas Shutoff, Houston, Texas, USA, p.p 6 – 8.

Ershaghi, I. y Yang, Z. (2005). “*A Method for Pattern Recognition of WOR Plots in Waterflood Management*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 93870).

Gross, S. J., y Poston, S. W. (1986). “*Numerical Simulation of Sandstone Reservoir Models*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 13135).

Harris, P. et. al. (1994). “*The Use of Production Logs to Evaluate Completion and Stimulation Effectiveness*”. (Artículo publicado en la SPE, N° 29178, presentado en 1994 Eastern Regional Conference & Exhibition Held Charleston, WV, U.S.A), p.p 8-10.

Kuchuk, F. et. al. (1999). “*Water Watching*”. Middle East Well Evaluation Review 22.

Kuchuk, F. y Sengul, M. (1999). “*The Challenge of Water Control*”. Middle East Well Evaluation Review 22, p.p 24-43.

Montero, A. y Sequera, J. (2006). “*Origen y Control de la Producción de Agua en el Campo Socororo*”. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Mora, P. (2001). “*Optimización del esquema de producción de yacimientos de crudos pesados a través de la aplicación de Segregación Gravitacional Asistida por Vapor (SAGD) y de la perforación de Pozos Interespaciados*”. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Mota F., M. G. (2000). “*Identificación, Procedencia y Control de la Producción de Agua en yacimientos del Campo Guafita Norte*”. Trabajo Especial de Grado no publicado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

PDVSA. INTEVEP. (2003). “*Tecnología Multigel*”. [Informe].

## NOMENCLATURA

- N<sub>p</sub>**: petróleo producido [BN].
- N<sub>p(BT)</sub>**: producción de petróleo desde el momento de la irrupción de agua [BPPD]
- OFM**: Oil Field Manager.
- PVT**: presión, volumen y temperatura. P: presión [lpca].
- P<sub>i</sub>**: presión inicial [lpca].
- P<sub>b</sub>**: presión de burbujeo [lpca]
- P<sub>wf</sub>**: presión de fondo fluyente [lpca]
- Q<sub>o</sub>**: tasa de petróleo, [BPPD].
- Q<sub>t</sub>**: tasa de Líquido, [BPPD]
- r<sub>e</sub>**: radio del yacimiento [pies].
- r<sub>p</sub>**: radio de penetración [pies]
- RAP**: relación agua- petróleo [BNA/BNP].
- RAP'**: derivada de la RAP
- RGP**: relación gas petróleo [PCNIBN].
- Sw**: saturación de agua
- T**: temperatura [°F].
- t**: tiempo [días]
- t<sub>BT</sub>**: tiempo a partir de la irrupción del agua [días]
- W<sub>p</sub>**: Producción acumulada de agua [BN].
- W<sub>p(BT)</sub>** : producción de agua desde el momento de la irrupción [BPPD]
- Φ**: porosidad
- °F: Grados Fahrenheit
- ΔP**: Diferencial de presión [lpca].
- μ<sub>o</sub>** : viscosidad del petróleo [cp].
- μ<sub>w</sub>** : viscosidad del agua [cp].
- % A<sub>y</sub>S**: porcentaje de agua y sedimento.

## GLOSARIO

**Acuífero:** Es el nombre que se le da a una capa de roca capaz de almacenar gran cantidad de agua.

**Anular:** Espacio que rodea a la tubería en el pozo. La pared externa del espacio anular puede ser la formación o el revestidor.

**API:** American Petroleum Institute, formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera con gobiernos y otros.

**Área:** división geográfica de mayor escala, donde se realizan operaciones de exploración y/o producción.

**Arenisca:** roca sedimentaria clástica formada por granos de arena cuyo tamaño varía entre 2-0,0625 mm.

**Buzamiento:** mide el ángulo entre el plano a estudiar y el plano horizontal.

**Campo:** proyección en superficie del conjunto de yacimientos de hidrocarburos con características similares y asociado al mismo rasgo geológico.

**Cañoneo:** método que consisten en perforar la tubería de revestimiento para hacer fluir gas natural y/o petróleo desde el yacimiento hacia el pozo.

**Corte de agua:** representa el porcentaje de agua que se produce con un barril de petróleo.



**Densidad del fluido:** Dimensión de la materia según su masa por unidad de volumen. En la terminología petrolera la densidad de los fluidos se denomina con frecuencia “peso” y se expresa en libras por galón (lpg), libras por pie cúbico (lb/pe<sup>3</sup>) o en gramos por centímetro cúbicos (g/cm<sup>3</sup>) principalmente.

**Diferencial de Presión o “Drawdown”, (Pe-Pwf):** Es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

**Estratigrafía:** rama de la geología que se ocupa del estudio de las roca estratificadas o en capas. La estratigrafía describe y correlaciona las sucesiones locales de estratos; a partir de estas descripciones puede inferirse la historia geológica local.

**Factor de Recobro:** representa la fracción de volumen de petróleo original en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento. Este depende en forma general de los mecanismos de producción y de las propiedades físicas de las rocas y de los fluidos del yacimiento.

**Formación:** se refiere a estratos rocosos homogéneo de cualquier tipo, usado particularmente para describir zonas de rocas penetradas durante la perforación.

**Fracturamiento:** es una forma de permitir el acceso a los poros de la formación que contiene hidrocarburo. Se dirige fluido a alta presión hacia la roca, causando su ruptura. Para mantener la ruptura abierta se emplean aditivos (agentes de sostén)

**Gas asociado:** hidrocarburos gaseosos que ocurren como gas libre en un yacimiento a condiciones iniciales, en contacto con petróleo crudo comercialmente explotable.

**Gas disuelto o en solución:** son hidrocarburos gaseosos que ocurren en solución con petróleo crudo bajo condiciones iniciales, en un yacimiento de petróleo comercialmente explotable.

**Gas libre:** cuando determinada cantidad de gas se introduce a un yacimiento de petróleo, cierta cantidad puede entrar en solución en el petróleo y cierta cantidad permanece como gas. El gas que existe como tal en el yacimiento se la denomina gas libre.

**Grado API:** clasificación para petróleo con propósitos particulares en función de su densidad.

**Intrusión de agua:** agua que entra a la zona de petróleo de un yacimiento proveniente de formaciones que rodean al yacimiento, denominadas acuíferos.

**Lutita:** roca sedimentaria laminada, de grano fino, hechas de partículas de limo y arcillas.

**Modelado de yacimientos:** es la interpretación y procesamiento de la información de las Geociencias e Ingeniería de Yacimiento para la reproducción del comportamiento histórico de los elementos dinámicos, con el propósito de definir un plan óptimo de explotación.

**Modelo dinámico:** Es el análisis convencional del yacimiento en el cual se describe el movimiento de los fluidos en el yacimiento, partiendo del modelo estático, el análisis de los datos dinámicos (la historia de producción, presión, inyección y reparación), datos PVT, composición, permeabilidades relativas, presiones capilares, para definir: los mecanismos de producción, validación de los fluidos originales en sitio, eficiencia de extracción, las reservas totales y factibilidad de realizar la simulación y ejecución de la misma.

**Modelo estático:** Se refiere al procesamiento de la información geológica del yacimiento, con la finalidad de establecer la representación gráfica de los parámetros de ubicación, distribución, forma y variaciones internas de los elementos litológicos y fluidos en condiciones originales que conforman el área e interés.

**Modelo estratigráfico:** se refiere a la interpretación e identificación de las unidades cronoestratigráficas, continuidad lateral de las arenas, extensión areal, mediante toma núcleos, perfiles de pozos y análisis sismoestratigráfico, para definir la geometría interna de los yacimientos y su incidencia en la caracterización de los mismos.

**Modelo estructural:** se refiere a la interpretación y procesamiento de los datos sísmicos, mapas estructurales y evaluación de registros de pozos, a fin de establecer la geometría de los elementos estructurales y los límites del área del yacimiento.

**Modelo sedimentológico:** Se refiere a la interpretación y procesamiento de la litología observada a través de los perfiles de pozos, núcleos, muestra de pared y de canal, a fin de determinar el ambiente, geometría, orientación, distribución y calidad de los depósitos de las unidades sedimentarias, los límites laterales y barreras verticales.

**Permeabilidad:** Es la propiedad que posee la roca de permitir el movimiento de fluidos a través de su red de poros interconectados. La permeabilidad es una propiedad dinámica para una muestra dada y para un fluido homogéneo siempre que el fluido no interactúe con la roca misma. La permeabilidad se mide en milidarcys (mD).

**Permeabilidad Relativa:** Es la relación que se establece entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta.

**Petróleo:** una mezcla líquida de muchas sustancias principalmente compuestas de hidrógeno y oxígeno. El petróleo crudo varía en apariencia desde incoloro hasta completamente negro, tiene una capacidad calorífica entre 18.300 a 19.500 Btu por libra y una gravedad específica entre 0,78 y 1 (correspondiente a 50°API y 10°API respectivamente). De acuerdo a su gravedad se clasifican en:

Crudo liviano > 30°API

Crudo medio 22-30 °API

Crudo pesado < 22 °API

**Pozo:** hoyo que ha sido terminado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un yacimiento.

**Pozo Direccional:** Es un pozo cuyo grado de inclinación, rumbo y desplazamiento lateral, son desviados con respecto a la vertical, de manera controlada e intencional para llegar el objetivo.

**Pozo Horizontal:** son aquellos pozos perforados desde la superficie formando un ángulo de desviación mayor o igual a 86° con respecto a la vertical o paralelamente a los planos de estratificación o buzamiento de un yacimiento. Este tipo de pozo permite establecer un mayor contacto con el yacimiento, originando una mayor área de exposición al flujo y permitiendo alcanzar altas tasa de producción, aumentando el recobro y la productividad en comparación a los pozos verticales.

**Pozo vertical:** Un hoyo es razonable y convencionalmente vertical cuando su trayecto no rebasa el parámetro de un cilindro imaginario, que se extiende desde la superficie hasta la profundidad total.

**Porosidad:** La porosidad se refiere a la capacidad de almacenamiento que posee una roca, y expresada cuantitativamente por la relación del volumen de poros entre el

volumen total de la roca. La porosidad es una de las propiedades más importantes de la roca, debido a que su capacidad de almacenamiento determina los volúmenes de fluidos que pueden estar presentes en el yacimiento.

**Presión de Formación:** La presión de formación es la presión a la cual están sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de los fluidos.

**Presión hidrostática:** Presión ejercida por una columna de fluido; se expresa habitualmente en libras por pulgada cuadrada (lpc).

**Presión de un Acuífero:** es la presión a la cual hay una mayor actividad de un acuífero y va a existir un menor recobro de gas porque hay que abandonar los pozos por alta producción de agua cuando todavía la presión es alta. Una gran cantidad de gas a alta presión queda atrapada en la zona invadida por el agua.

**Presión de yacimiento:** Es la presión ejercida por los fluidos contenidos en los poros de la roca.

**RAP (Relación Agua- Petróleo):** Es la proporción que existe entre la tasa de producción de agua y la tasa de producción de petróleo bajo condiciones de presión y temperatura dadas.

**Revestidores:** Son cuerpos tubulares de diferentes diámetros, los cuales son cementados y han sido diseñados para evitar el derrumbe de estratos someros deleznable. Tiene el múltiple fin de proteger los estratos productores de hidrocarburos contra los derrumbes, de evitar mediante la adecuada cementación la comunicación entre el intervalo petrolífero y estratos gasíferos suprayacentes o estratos acuíferos subyacentes.

**RGP:** es la proporción de petróleo y gas obtenida en un pozo productor bajo condiciones de presión y temperatura dada.

**Roca Hidrófila:** también se denomina roca humectada por agua cuyas superficies de los granos entran preferencialmente en contacto con el agua.

**Saturación de un Fluido:** Se refiere a la relación que existe entre el volumen de los fluidos contenidos en su espacio poroso y su volumen poroso total, de acuerdo al tipo de fluido, la saturación puede ser de petróleo, agua y gas.

**Tasa crítica de conificación:** máxima tasa a la cual se puede producir petróleo sin producir agua por conificación, casi siempre es demasiado baja para que resulte económica.

**Terminación:** Es la preparación de un pozo para ponerlo en producción económicamente. Después que un pozo es entubado y cementado, cada horizonte productivo es puesto en contacto permanente con el pozo, permitiendo el flujo de fluidos del reservorio hacia la superficie a través de la tubería de producción y el equipo apropiado para controlar la tasa de flujo. El contacto con cada horizonte puede ser alcanzado directamente (a hueco abierto) o por cañoneo a través de la tubería de revestimiento.

**Viscosidad:** la resistencia de un líquido al movimiento o flujo; normalmente se abate al elevar la temperatura.

**Volumen de control:** Es una arbitraria del espacio que se erige en objeto de estudio, y es seleccionado mediante una superficie de control.

**Yacimiento:** acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes.

## APÉNDICE A

### CARACTERÍSTICAS DEL CASO BASE

#### Sección “Grid”

- Tamaño de la celda en dirección X: 50 pies.
- Tamaño de la celda en dirección Y: 50 pies.
- Tamaño de la celda en dirección Z: 24 pies.
- Profundidad del tope de la formación: 2500 pies.
- Permeabilidad en dirección X = Permeabilidad en dirección Y.
- $K_v/K_h = 0.1$ .

**Tabla A.1: Porosidad para el caso base, [adim].**

Capa	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7
1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337
3	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371
4	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179
5	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238
6	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104
7	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026
8	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168
9	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234
10	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539
11	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096
12	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467
13	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456
14	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016
15	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183



Tabla A.1: Porosidad para el caso base, [adim] (continuación).

Capa	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14
1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337
3	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371
4	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179
5	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238
6	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104
7	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026
8	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168
9	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234
10	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539
11	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096
12	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467
13	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456
14	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016
15	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183

Tabla A.1: Porosidad para el caso base, [adim] (continuación).

Capa	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 18	Celda 19	Celda 20
1	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09	0,09
2	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337	0,3337
3	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371	0,3371
4	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179	0,3179
5	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238	0,3238
6	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104	0,3104
7	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026	0,3026
8	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168	0,3168
9	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234	0,3234
10	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539	0,3539
11	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096	0,3096
12	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467	0,3467
13	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456	0,3456
14	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016	0,3016
15	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183	0,3183

Crudo de 12 API

Tabla A.2: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 12 API [md].

Capa	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7
1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5
3	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2
4	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3
5	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1
6	7322	7322	7322	7322	7322	7322	7322
7	8262	8262	8262	8262	8262	8262	8262
8	9720	9720	9720	9720	9720	9720	9720
9	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3
10	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5
11	11242	11242	11242	11242	11242	11242	11242
12	12600	12600	12600	12600	12600	12600	12600
13	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4
14	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1
15	15675	15675	15675	15675	15675	15675	15675

Tabla A.2: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 12 API (continuación).

Capa	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14
1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5
3	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2
4	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3
5	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1
6	7322	7322	7322	7322	7322	7322	7322
7	8262	8262	8262	8262	8262	8262	8262
8	9720	9720	9720	9720	9720	9720	9720
9	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3
10	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5
11	11242	11242	11242	11242	11242	11242	11242
12	12600	12600	12600	12600	12600	12600	12600
13	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4
14	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1
15	15675	15675	15675	15675	15675	15675	15675

**Tabla A.2: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 12 API (continuación).**

Capa	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 18	Celda 19	Celda 20
1	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8	2,8
2	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5	3847,5
3	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2	4419,2
4	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3	5530,3
5	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1	7217,1
6	7322	7322	7322	7322	7322	7322
7	8262	8262	8262	8262	8262	8262
8	9720	9720	9720	9720	9720	9720
9	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3	10341,3
10	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5	10658,5
11	11242	11242	11242	11242	11242	11242
12	12600	12600	12600	12600	12600	12600
13	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4	13451,4
14	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1	14852,1
15	15675	15675	15675	15675	15675	15675

**Tabla A.3: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 12 API [md].**

Capa	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7
3	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9
4	553	553	553	553	553	553	553
5	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7
6	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2
7	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2
8	972	972	972	972	972	972	972
9	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1
10	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8
11	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2
12	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260
13	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1
14	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2
15	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5

Tabla A.3: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 12 API [md] (continuación).

Capa	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7
3	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9
4	553	553	553	553	553	553	553
5	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7
6	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2
7	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2
8	972	972	972	972	972	972	972
9	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1
10	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8
11	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2
12	1260	1260	1260	1260	1260	1260	1260
13	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1
14	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2
15	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5

Tabla A.3: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 12 API[md] (continuación).

Capa	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 18	Celda 19	Celda 20
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7	384,7
3	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9	441,9
4	553	553	553	553	553	553
5	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7	721,7
6	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2	732,2
7	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2	826,2
8	972	972	972	972	972	972
9	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1	1034,1
10	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8	1065,8
11	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2	1124,2
12	1260	1260	1260	1260	1260	1260
13	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1	1345,1
14	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2	1485,2
15	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5	1567,5

Crudo de 35 API

Tabla A.4: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 35 API [md].

Capa	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7
1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3
4	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
5	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
6	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3
7	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9
8	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
9	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2
10	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9
11	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6
12	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2
13	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
14	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5
15	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2

Tabla A.4: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 35 API [md] (continuación).

Capa	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14
1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3
4	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
5	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
6	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3
7	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9
8	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
9	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2
10	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9
11	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6
12	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2
13	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
14	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5
15	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2

Tabla A.4: Permeabilidad en dirección X para el caso base, 35 API [md] (continuación).

Capa	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 18	Celda 19	Celda 20
1	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3	2,3
2	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6	106,6
3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3	113,3
4	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9	119,9
5	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6	126,6
6	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3	133,3
7	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9	139,9
8	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6	146,6
9	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2	153,2
10	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9	159,9
11	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6	166,6
12	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2	173,2
13	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9	179,9
14	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5	186,5
15	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2	193,2

Tabla A.5: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 35 API [md].

Capa	Celda 1	Celda 2	Celda 3	Celda 4	Celda 5	Celda 6	Celda 7
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
4	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
6	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
7	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
8	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
9	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
11	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
12	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
13	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
14	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
15	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3

Tabla A.5: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 35 API [md] (continuación).

Capa	Celda 8	Celda 9	Celda 10	Celda 11	Celda 12	Celda 13	Celda 14
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
4	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
6	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
7	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
8	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
9	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
11	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
12	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
13	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
14	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
15	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3

Tabla A.5: Permeabilidad en dirección Z para el caso base, 35 API [md] (continuación).

Capa	Celda 15	Celda 16	Celda 17	Celda 18	Celda 19	Celda 20
1	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2	0,2
2	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6	10,6
3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3	11,3
4	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9
5	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6	12,6
6	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3	13,3
7	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9	13,9
8	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6	14,6
9	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3	15,3
10	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9	15,9
11	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6	16,6
12	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3	17,3
13	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9	17,9
14	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6	18,6
15	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3	19,3

Sección “PVT”

Crudo de 12 API

- Gravedad del Petróleo: 12 API.
- Gravedad del Agua: 1,0096.
- Gravedad del Gas: 0,75.

Tabla A.6: Datos PVT para crudo de 12 API. <sup>[8]</sup>

P (lpca)	Rs (MPCN/BN)	$\beta_o$ (bbl/BN)	$\mu_o$ (cp)	$\beta_g$ (rb/Mscf)	$\mu_g$ (cp)
200	0,0448	1,0494	752	70,68	0,0123
238	0,0537	1,0503	741	59,89	0,01239
300	0,0589	1,0514	727	48,04	0,0125
375	0,0653	1,0528	709	38,84	0,01259
470	0,0741	1,0529	707	31,33	0,01267
500	0,0775	1,0533	701	29,53	0,0127
596	0,0776	1,0534	699	24,99	0,01282
650	0,0787	1,0535	698	23,01	0,01291
715	0,0793	1,0537	695	21,01	0,01303
800	0,0806	1,0539	685	18,88	0,01322
808		1,0537	686		

- Propiedades del Agua:
  - Presión de referencia: 800 lpca.
  - $\beta_w$ : 1,0231 bbl/BN.
  - Compresibilidad:  $3,10E-06$  lpc<sup>-1</sup>.
  - $\mu_w$ : 0,94 cp.
- Compresibilidad de la roca:  $8E-5$ .



Crudo de 35 API

- Gravedad del Petróleo: 35 API.
- Gravedad del Agua: 1,0096.
- Gravedad del Gas: 0,75.

Tabla A.7: Datos PVT para crudo de 35 API. <sup>[9]</sup>

P (lpca)	Rs (MPCN/BN)	$\beta_o$ (bbl/BN)	$\mu_o$ (cp)	$\beta_g$ (rb/Mscf)	$\mu_g$ (cp)
1214,7	0,137	1,172	1,97	13,947	0,0124
1414,7	0,195	1,2	1,556	7,028	0,0125
1614,7	0,241	1,221	1,397	4,657	0,0128
1814,7	0,288	1,242	1,28	3,453	0,013
2214,7	0,375	1,278	1,2	2,24	0,0139
2614,7	0,465	1,32	1,198	1,638	0,0148
3014,7	0,558	1,36	1,187	1,282	0,0161
3414,7	0,661	1,402	1,158	1,052	0,0173
3814,7	0,77	1,447	1,128	0,89	0,0187
4214,7		1,4425	1,19		

- Propiedades del Agua:
  - Presión de referencia: 3814,7 lpca.
  - $\beta_w$ : 1,0231bbl/BN.
  - Compresibilidad:  $3,10E-06$  lpc<sup>-1</sup>.
  - $\mu_w$ : 0,94 cp.
- Compresibilidad de la roca: 8E-5.

Sección “Scale”

Permeabilidades Relativas

Tabla A.8: Permeabilidad Relativa Agua-Petróleo para los crudos de 12 y 35 API. <sup>[9]</sup>

Sw	Krw	Kro
0,1	0	1
0,2	0	0,62
0,3	0,01	0,36
0,4	0,02	0,2
0,5	0,05	0,1
0,6	0,1	0,05
0,7	0,2	0,02
0,8	0,36	0,01
0,9	0,62	0
1	1	0

Tabla A.9: Permeabilidad Relativa Gas-Petróleo para los crudos de 12 y 35 API <sup>[9]</sup>.

Sg	Krg	Kro
0	0	1
0,1	0	0,7
0,2	0,01	0,46
0,3	0,04	0,3
0,4	0,1	0,18
0,5	0,18	0,1
0,6	0,3	0,04
0,7	0,46	0,01
0,8	0,7	0
0,84	1	0

**Sección “Initialization”**

*Crudo de 12 API*

- Profundidad datum: 2500 pies.
- Profundidad del contacto agua-petróleo: 2668 pies.

*Crudo de 35 API*

- Profundidad datum: 2548 pies.
- Profundidad del contacto agua-petróleo: 2716 pies.
- Profundidad del contacto gas-petróleo: 2548 pies.

**Tabla A.10: Propiedades del Acuífero.**

Propiedades	
Identificación	Acuífero 1
Celdas conectadas en I	Desde I= 1 hasta I=20
Celdas conectadas en J	Desde J= 1 hasta J=20
Celdas conectadas en K	Desde K= 15 hasta K=15
Profundidad datum [pies]	2860
Permeabilidad [md]	8000
Porosidad [%]	30
Compresibilidad total [ $lpc^{-1}$ ]	$3E-5$
Extensión [pies]	10000
Espesor [pies]	720

POES

- Crudo 12 API: 7.37 MMBN.
- Crudo 35 API: 7.21 MMBN.

## Sección “Schedule”

### *Crudo de 12 API*

- Especificaciones del Pozo (Well Specification):
  - Pozo: pozo1.
  - Profundidad datum: 2548 pies.
  - Localización en I: 10.
  - Localización en J: 10.
- Conexión del pozo (Well Conexion Data):
  - Perforación en K: 2.
  - Diámetro del pozo: 0,5 pies.
  - Factor de daño: 0.
  - Dirección: Z.
- Control de la producción (Well Production Control):
  - Control: tasa de líquido.
  - Tasa de líquido: 200 BNPD.
  - Presión de fondo Fluyente mínima: 100 lpc.

### *Crudo de 35 API*

- Especificaciones del Pozo (Well Specification):
  - Pozo: pozo1.
  - Profundidad datum: 2572 pies.
  - Localización en I: 10.
  - Localización en J: 10.
- Conexión del pozo (Well Conexion Data):
  - Perforación en K: 3.
  - Diámetro del pozo: 0,5 pies.
  - Factor de daño: 0.
  - Dirección: Z.

- Control de la producción (Well Production Control):  
Control: tasa de líquido.  
Tasa de líquido: 2000 BNPD.  
Presión de fondo Fluyente mínima: 500 lpca.

## APÉNDICE B

### PROCESOS SEDIMENTARIOS

El mecanismo fundamental que rige el transporte de sedimentos es el movimiento de un fluido, ya sea el agua o el aire, lo que provoca una puesta en movimiento (erosión), un transporte y finalmente la sedimentación de las partículas, esto puede ocurrir de diferentes maneras según la velocidad y el tipo de transporte, a la variedad de formas en que esto puede ocurrir se le denominan Procesos Sedimentarios.

Se consideran procesos sedimentarios los principales tipos de transporte, puesto que en último término estos son los que determinan las facies y la geometría de los depósitos. Algunos de los principales agentes de transporte son: las corrientes fluviales, el oleaje y las corrientes de densidad. Para la finalidad de este trabajo sólo se definirán las corrientes fluviales.

#### **Ambiente Sedimentario Fluvial** <sup>[10]</sup>

Constituye uno de los medios continentales de mayor importancia estratigráfica, puesto que en ellos se han acumulado gran cantidad de sedimentos, a lo largo de toda la historia de la Tierra, habiendo quedado conservados en la columna geológica. Por otra parte, dada la universalidad de las corrientes fluviales, sus depósitos tienen una amplia distribución geográfica.

Los cursos de agua pueden dividirse, fundamentalmente, en tres grupos, de acuerdo con las características de su trazado: *rectos*, en los que la sinuosidad del cauce, en épocas de inundación, es despreciable; son los menos frecuentes y además en ellos se depositan pequeñas cantidades de sedimentos; *ramificados o anastomosados*, en los cuales se produce una serie sucesiva de divisiones y reuniones de la corriente,

originándose así una serie de canales, de importancia análoga generalmente, que bordean islas aluviales glaciares; *meandriiformes*, cuando la corriente presenta una serie de inflexiones a lo largo de su dirección.

### **Tipos de depósitos fluviales**

Los sedimentos de un medio fluvial presentan características diversas según la zona en que se hayan depositado; unos representan la acumulación en el canal; otros, la que tuvo lugar en sus márgenes; finalmente, existen sedimentos correspondientes a zonas alejadas del cauce.

Entre los depósitos de canal se encuentran los siguientes:

#### *Depósitos de “clastos basales”*

Son los que se sitúan en la parte más profunda del canal, son discontinuos, presentando forma lenticular. El material que los constituye es grueso, pudiendo también encontrarse fragmentos de madera, cantos blandos, etc. Están recubiertos por sedimentos de grano más fino, que corresponde a las islas de arena o barras de canal.

#### *Depósitos de islas (barras de canal)*

Son depósitos típicos de ríos anastomosados. Su granulometría varía según se trate, de corrientes montañosas, en cuyo caso estarán formados por material grueso, o de tramos en los cursos bajos de los ríos que transportan una cantidad de sedimentos, siendo entonces la granulometría fina. Estas barras pueden desplazarse originando estratificación cruzada tabular.

*Depósitos de “barras de meandros”*

Son aquellos que se acumulan en la parte interna de los meandros; contienen los sedimentos más gruesos de los transportados por la corriente, observándose en ellos una granoselección con disminución del tamaño de grano hacia la parte superior. Pueden presentar estratificación cruzada curva, debido a migración de rizaduras, tanto pequeñas como grandes (la de mayor escala se encontraría hacia la base de la unidad); sobre ésta puede encontrarse estratificación cruzada plana, laminación paralela y rizaduras. En la parte superior de una secuencia de barra de meandro suelen depositarse limos y arcillas, que representan condiciones de régimen muy tranquilas.

Cuando la barra de meandro está formada por materiales gruesos no parece presentar granoselección y a secuencia de estructuras difiere de la anterior. De muro a techo se encuentran: estratificación cruzada o sedimento homogéneo, estratificación cruzada planar y curva, ambas de pequeña escala. Es frecuente la existencia, en estos depósitos, de restos de plantas, conchas de moluscos, generalmente fracturadas, así como restos de vertebrados.

Los depósitos de márgenes del cauce comprenden:

*Depósitos de relleno de depresiones en las “barras de meandro”*

La superficie de una barra de meandro presenta una serie de crestas y depresiones; estas últimas reciben sedimentos finos, limos y arcillas, durante épocas de inundación. Comparables a éstos son los depósitos que se forman en algunos canales de ríos anastomosados, que pueden quedar total o parcialmente cerrados en su extremo superior. Los sedimentos que en ellos se acumulan son arenas finas y limos, en la porción aguas arriba del canal, y arcillas en el extremo inferior (aguas abajo); en



los sedimentos arenoso-limosos pueden encontrarse rizaduras de gran tamaño; en las arcillas se forman grietas de desecación.

### *Depósitos de diques*

Forman bandas que bordean los cauces. Sus sedimentos están entre los más gruesos de los depositados fuera de aquellos: arenas finas, limos y arcillas, generalmente, disminuyendo el tamaño de grano hacia la llanura de inundación, así como aguas abajo. Suelen presentar interestratificación de los sedimentos más gruesos con los más finos, debido a las inmersiones que sufren durante épocas de inundación. Pueden estar recubiertos por vegetación.

### *Depósitos enraizados en grietas*

En épocas de inundación pueden producirse fisuras en los diques, a través de las cuales el agua circulará hacia la llanura de inundación. En estas zonas se produce, entonces, un depósito de sedimentos cuyo grosor puede ser incluso superior al del material de los diques; suelen ser arenas de grano medio a fino, que alternan con limos arenosos y arcillosos.

### *Depósitos de llanura de inundación*

Se encuentran en las zonas más alejadas del cauce. Están formados por sedimentos de grano fino, que han sido transportados en suspensión: limos y limos arcillosos. Puesto que durante largos periodos de tiempo quedan expuestos al aire presentan grietas de desecación, y si el clima es suficientemente seco pueden mostrar costras calcáreas y ferruginosas. Fundamentalmente están formados por limos y arcillas, aunque en ocasiones pueden contener también algo de arena fina; algunos presentan laminación, estratificación cruzada y grietas de desecación.

**APÉNDICE C**  
**COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN OBTENIDO EN LOS**  
**DIFERENTES ESCENARIOS DE ESTUDIO SIMULADOS**

**Crudo de 12 API**

**Tabla C.1: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API,**  
**Kh = 3 - 16 d, Ángulo de Buzamiento = 0°.**

<b>Kv/Kh</b>	<b>Número de Estratos</b>	<b>1</b>	<b>2 (IC)*</b>	<b>3 (IC)*</b>	<b>2 (SC)*</b>
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.783	0.757	0.788	0.951
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	43	48	42	9
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	156	151	157	190
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	842	753	844	1427
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	636.71	559.35	662.51	1176.42
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	656.32	705.52	640.16	263.57
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	59.28	63.54	57.63	23.89
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	90	90	91
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.922	0.897	0.892	0.965
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	15	20	21	7
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	184	179	178	192
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1278	1202	1187	1478
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	1147.10	1057.23	1023.94	1327.40
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	282.40	359.77	389.83	111.99
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	25.64	32.55	35.24	10.20
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	91	91	91
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.094	0.140	0.385	0.831
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	84	81	78	33
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	8	13	49	166
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	100	100	1189
	Producción acumulada de agua (Np) [BN]	2.47	3.01	806.26	653.90
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [BN]	898.64	862.36	42.57	786.09
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	79.53	75.75	70.87	70.34
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	89	88	90	91

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Tabla C.2: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API,  
Kh = 3 - 16 d, Ángulo de Buzamiento = 3°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.707	0.674	0.693	0.782
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	58	65	61	43
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	141	134	138	156
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	599	477	523	1287
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	414.92	344.19	354.77	688.04
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [BN]	814	836	826	751
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	73.50	75.08	74.11	68.11
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	90	90	90	91
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.828	0.803	0.777	0.854
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	34	39	44	29
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	165	160	155	170
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1041	952	878	1392
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	844.96	745.22	668.41	925.97
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	560.57	621.23	686.37	514.02
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	50.93	56.23	62.3	46.71
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	91	91	91
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.722	0.781	0.792	0.782
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	55	43	41	43
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	144	156	158	156
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	471	634	675	1260
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	307.46	432.86	446.67	724.26
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	733.68	663.13	654.21	715.73
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	65.18	58.66	57.85	64.11
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	89	88	89	90

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Tabla C.3: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API,  
Kh = 1 - 8 d, Ángulo de Buzamiento = 0°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.587	0.503	0.621	0.939
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	47	46	45	12
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	67	47	75	187
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	100	100	1328
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	129.29	79.93	150.96	1155.10
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	450.21	466.72	444.87	284.89
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	40.58	41.92	39.94	25.68
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	90	90	90	91
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.927	0.896	0.883	0.970
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	14	20	23	5
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	185	179	176	194
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1051	873	800	1440
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	1027.89	855.69	784.05	1325.70
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	260.84	324.29	352.47	113.69
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	23.63	29.26	31.78	10.30
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	91	90	91
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0	0	0	0.764
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	63	59	59	47
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	0	0	0	152
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	100	100	827
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	0	0	0	556.23
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	466.20	450.34	445.24	826.18
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	41.13	39.56	39.05	731.54
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	88	87	87	89

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Tabla C.4: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 12 API,  
Kh = 1 - 8 d, Ángulo de Buzamiento = 3°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.314	0.228	0.252	0.788
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	49	49	48	42
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	22	14	16	157
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	100	100	1044
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	23.37	12.11	13.65	688.98
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [BN]	523.29	520.94	517.14	747.62
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	47.06	46.63	46.22	67.06
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	90	90	90	90
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.801	0.718	0.626	0.847
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	39	50	50	30
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	160	128	85	169
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	415	100	100	1260
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	480.02	274.35	177.42	949.90
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	461.12	470.95	489.61	490.09
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	41.83	42.53	44.14	44.29
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	91	90	90	90
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0	0.458	0.335	0.786
	Tasa de producción de petróleo (Qo) [BNPD]	62	41	41	42
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	0	19	20	157
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	100	100	100	983
	Producción acumulada de agua (Np) [MBN]	0	11.24	13.02	690.45
	Producción acumulada de petróleo (Wp) [MBN]	453.06	426.13	423.98	712.09
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	40.08	37.50	37.30	62.85
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	88	89	89	89

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Crudo de 35 API**

**Tabla C.5: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API,  
Kh = 100 - 200 mdd, Ángulo de Buzamiento = 0°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.6
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	405	391	399	438
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1594	1608	1600	561
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1362	1359	1356	1454
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1217.48	1222.17	1190.67	765.26
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	4834.84	4853.16	4710.10	3470.03
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	2171.16	1912.83	1845.89	201.96
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	215	214	213	214
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.7
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	401	395	391	301
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1598	1604	1608	698
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1463	1464	1464	1478
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1182.86	1079.13	1026.17	777.20
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5403.24	4999.54	4753.81	3581.33
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	612.75	626.45	842.18	86.66
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	211	211	211	225
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.7
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	401	395	391	301
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1598	1604	1608	698
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1463	1464	1464	1478
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1182.86	1079.13	1026.17	777.20
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5403.24	4999.54	4753.81	3581.33
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	612.75	626.45	842.18	86.66
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	211	211	211	225

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Tabla C.6: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API,  
Kh = 100 - 200 md, Ángulo de Buzamiento = 3°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	392	402	394	196
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1607	1597	1605	803
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1351	1346	1346	1461
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1182.55	117.96	1180.17	1006.15
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5510.22	5489.80	5490.91	4713.36
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	769.77	840.19	873.08	2216.63
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	209	209	209	210
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.76
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	387	397	394	215
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1612	1602	1605	784
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1011	1034	1037	1418
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1093.68	1088.19	1088.73	1052.90
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5055.15	5028.39	5031.34	4919.11
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	2028.84	2349.60	2398.65	2401.88
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	212	212	212	206
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	251	410	407	199
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1748	1589	1592	800
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1459	1457	1457	1468
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1248.47	1235.70	1233.17	965.60
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5840.81	5781.67	5770.09	4511.50
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	529.18	408.32	419.90	2363.49
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	210	210	210	211

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

**Tabla C.7: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API,  
Kh = 1000 – 2000 md, Ángulo de Buzamiento = 0°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	392	402	394	196
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1607	1597	1605	803
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1351	1346	1346	1461
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1182.55	1179.61	1180.17	1006.15
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5510.22	5489.80	5490.91	4713.36
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	769.77	840.19	873.08	2216.63
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	209	209	209	210
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	402	400	403	405
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1597	1599	1596	1594
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1373	1372	1371	1371
	Producción acumulada de gas (Gp) [MPCN]	1148.40	1235.42	1243.98	1243.49
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	4499.68	4902.46	4944.13	4941.40
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	1348.31	2305.53	2403.86	2416.59
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	218	211	798	211
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	398	393	383	401
	Tasa de producción de Petróleo (Qo) [BNPD]	1601	1606	1616	1598
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1308	1290	1287	1290
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1157.11	1090.59	1014.65	1087.51
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	4641.85	4303.26	3956.83	4288.52
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	2154.15	1772.73	1789.16	1757.47
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	208	204	202	204

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.



**Tabla C.8: Comportamiento de la producción con la variación del Número de Estratos, 35 API,  
Kh = 1000 – 2000 md, Ángulo de Buzamiento = 3°.**

Kv/Kh	Número de Estratos	1	2 (IC)*	3 (IC)*	2 (SC)*
0,1	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	392	402	394	196
	Tasa de producción de Petroleo (Qo) [BNPD]	1607	1597	1605	803
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1351	1346	1346	1461
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1182.55	1179.61	1180.17	1006.15
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5510.22	5489.80	5490.91	4713.36
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	769.77	840.19	873.08	2216.63
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	209	209	209	210
0,5	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	395	383	395	215
	Tasa de producción de Petroleo (Qo) [BNPD]	1604	1616	1604	784
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1365	1362	1362	1418
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1192.29	1196.82	1195.06	1052.90
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5563.85	5581.59	5573.46	4919.11
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	890.14	1016.40	986.53	2401.88
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	209	209	209	206
0,01	Corte de agua (Wc) [ADIM]	0.8	0.8	0.8	0.8
	Tasa de producción de agua (Qw) [BNPD]	391	389	404	199
	Tasa de producción de Petroleo (Qo) [BNPD]	1608	1610	1595	800
	Presión de fondo fluyente (Pwf) [PSIA]	1318	1308	1302	1468
	Producción acumulada de gas (Gp) [MMPCN]	1159.61	1138.38	1117.14	965.60
	Producción acumulada de petróleo (Np) [MBN]	5393.117	5294.71	5197.52	4511.50
	Producción acumulada de agua (Wp) [MBN]	916.88	835.28	812.47	2363.49
	Relación gas petróleo (RGP) [PCN/BN]	207	209	209	211

\*(IC): Interconectados.

\*(SC): Sin conexión.

## APÉNDICE D

### GRÁFICOS DIAGNÓSTICO DE LOS CASOS SIMULADOS

En esta sección se mostrarán las figuras correspondientes a los métodos de Chan, Luis Ramos y Gráfico del Corte de agua en función del tiempo para los casos simulados que presentan las siguientes propiedades:

Crudo de 12 API:

Permeabilidad Horizontal (Kh): 3 – 16 d.

Anisotropía de la Formación (Kv/Kh): 0.1, 0.5 y 0.01.

Ángulo de Buzamiento: 0° y 3°.

Número de Estratos: 1.

Crudo de 35 API:

Permeabilidad Horizontal (Kh): 100 – 200 md.

Anisotropía de la Formación (Kv/Kh): 0.1, 0.5 y 0.01.

Ángulo de Buzamiento: 0° y 3°.

Número de Estratos: 1.

Crudo de 12 API

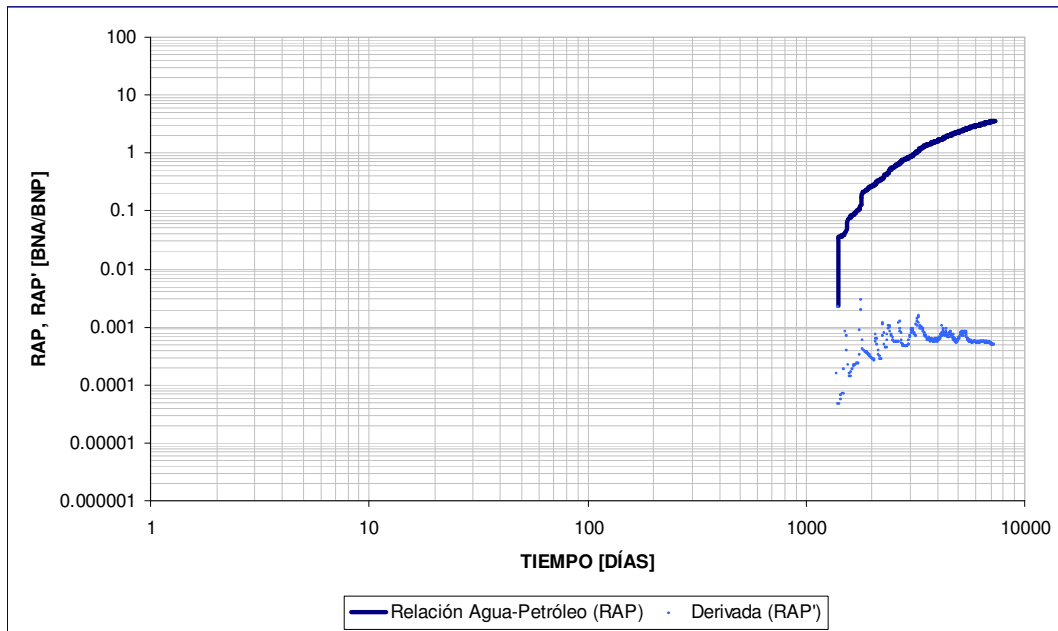


Figura D.1: Curva de Chang, 12 API,  $K_v/K_h = 0.1$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

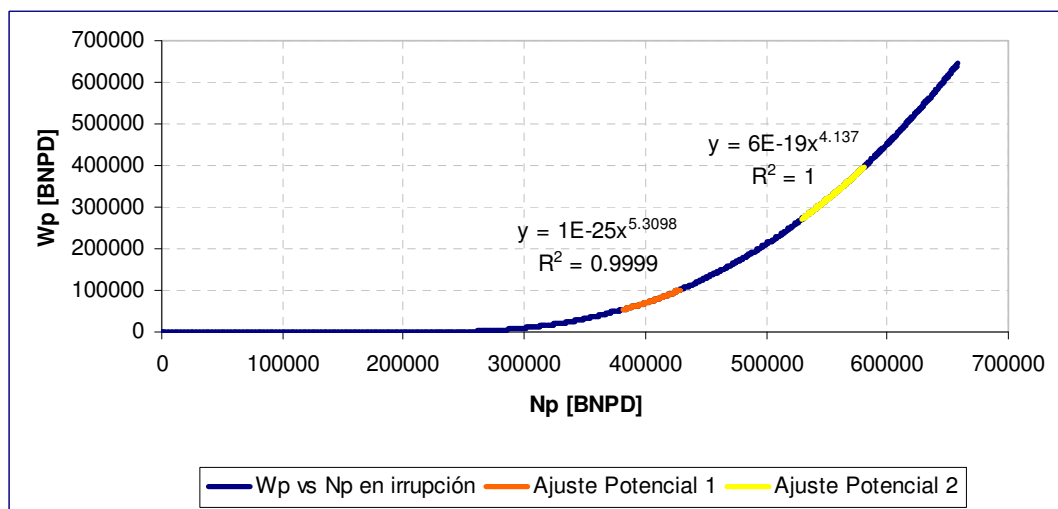


Figura D.2: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API,  $K_v/K_h = 0.1$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

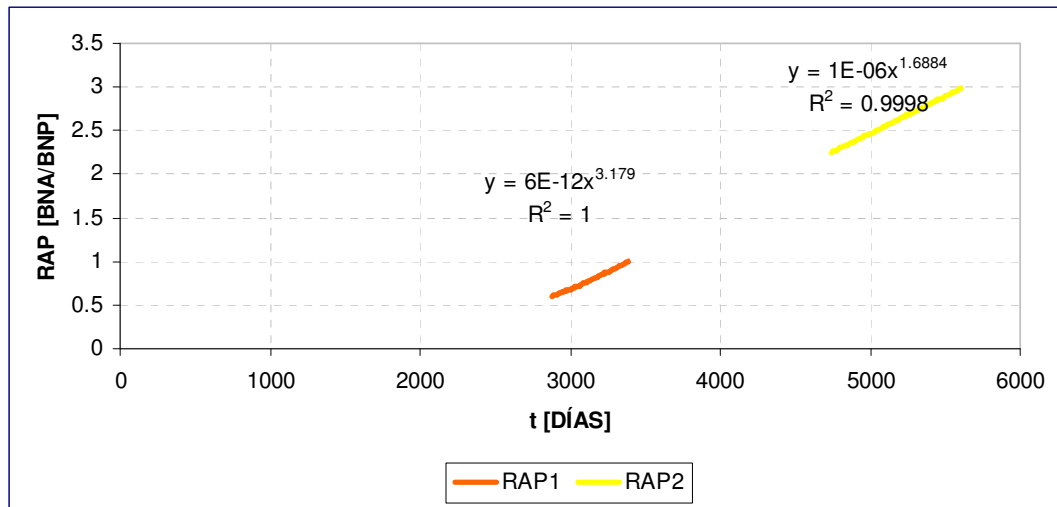


Figura D.3: Curva 2 de Luis Ramos,  $K_v/K_h = 0.1$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

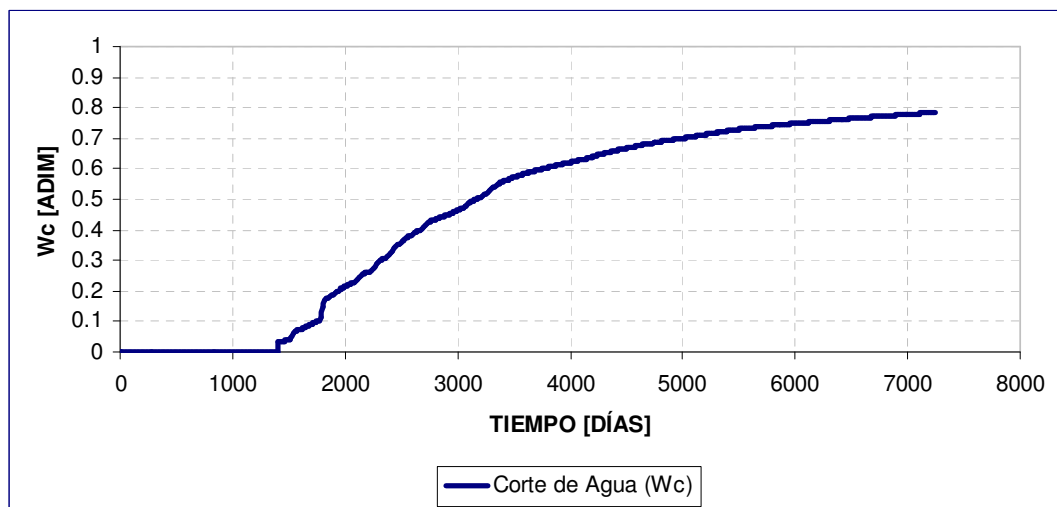


Figura D.4: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API,  $K_v/K_h = 0.1$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

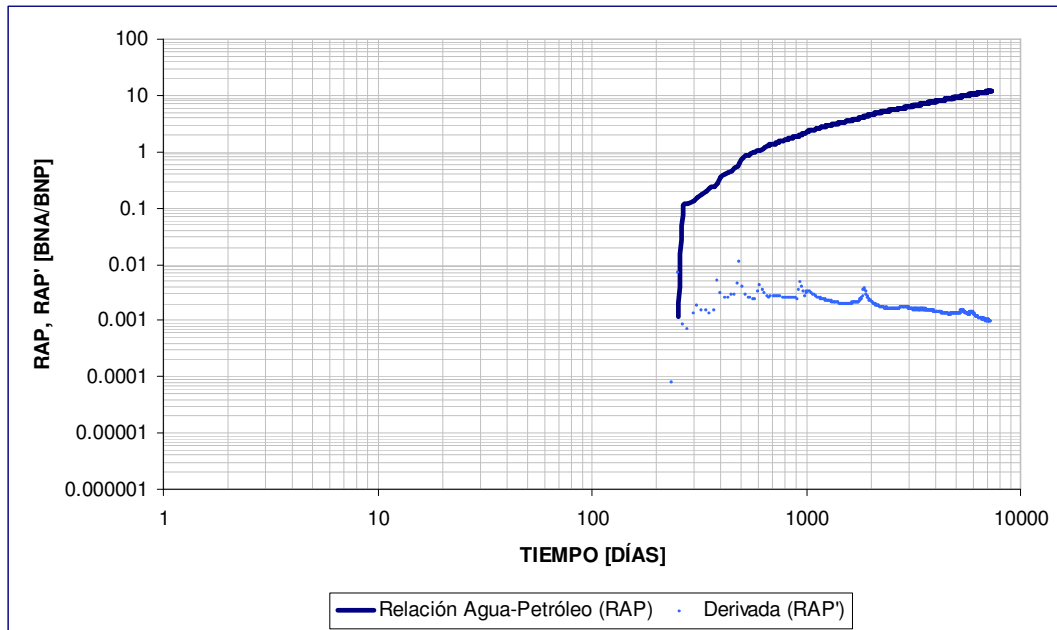


Figura D.5: Curva de Chang, 12 API,  $K_v/K_h = 0.5$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

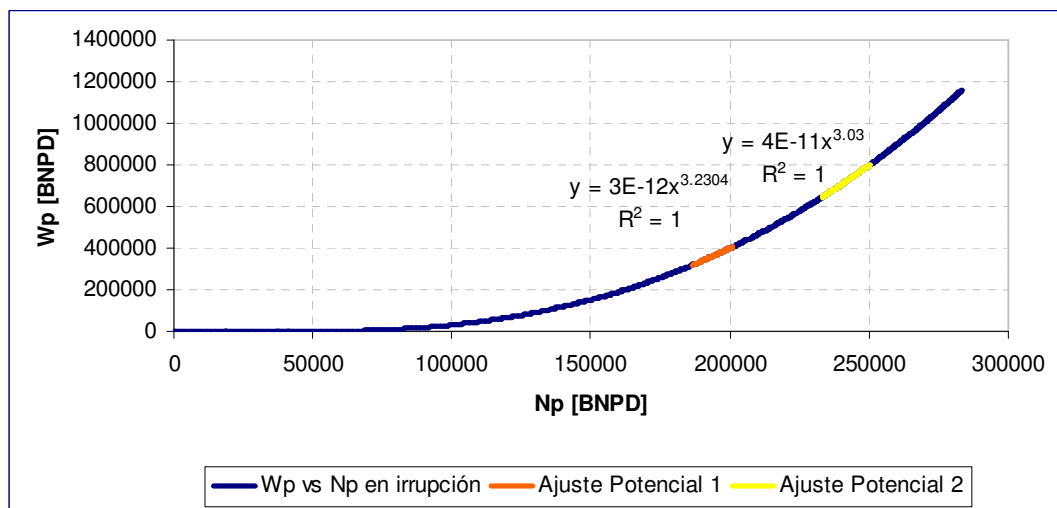


Figura D.6: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API,  $K_v/K_h = 0.5$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

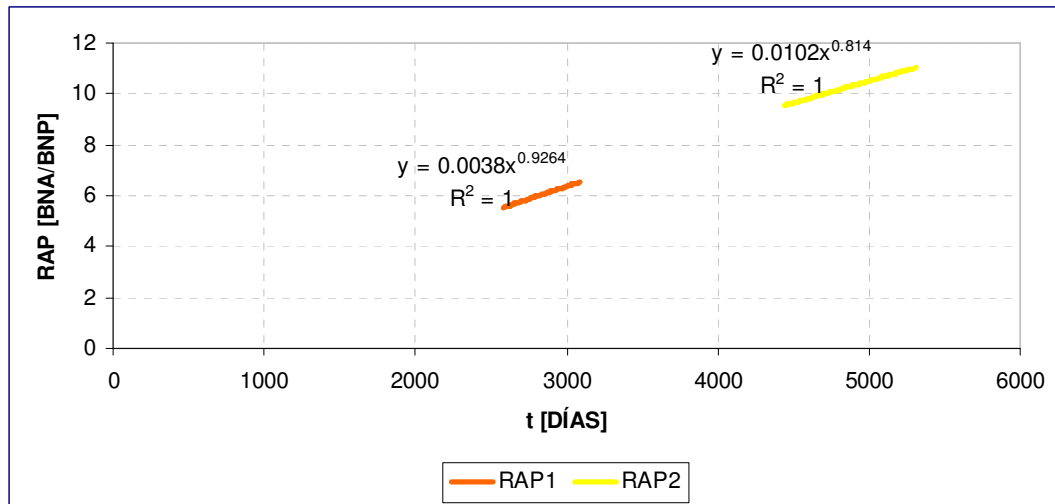


Figura D.7: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

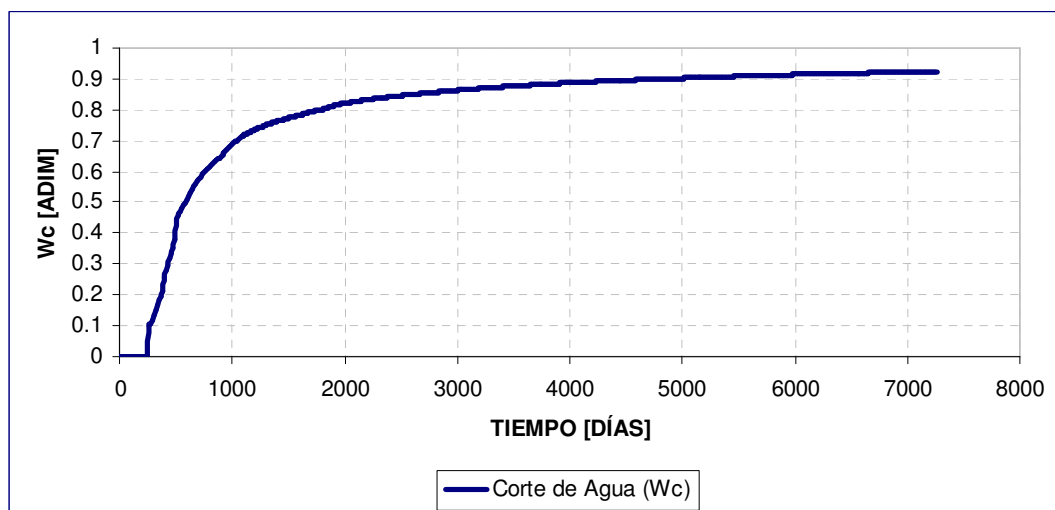


Figura D.8: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

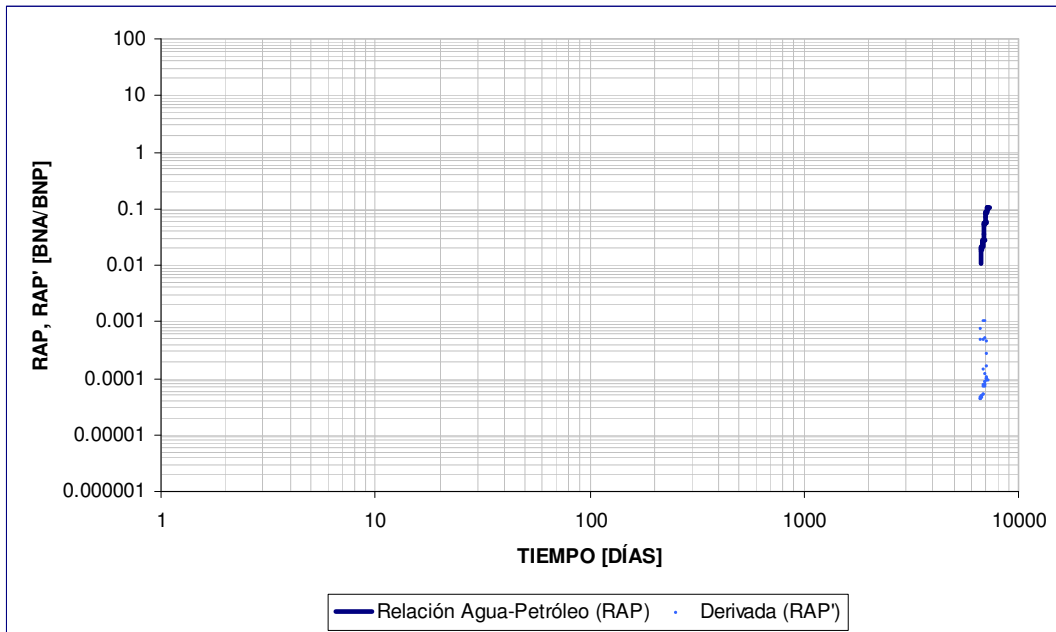


Figura D.9: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.

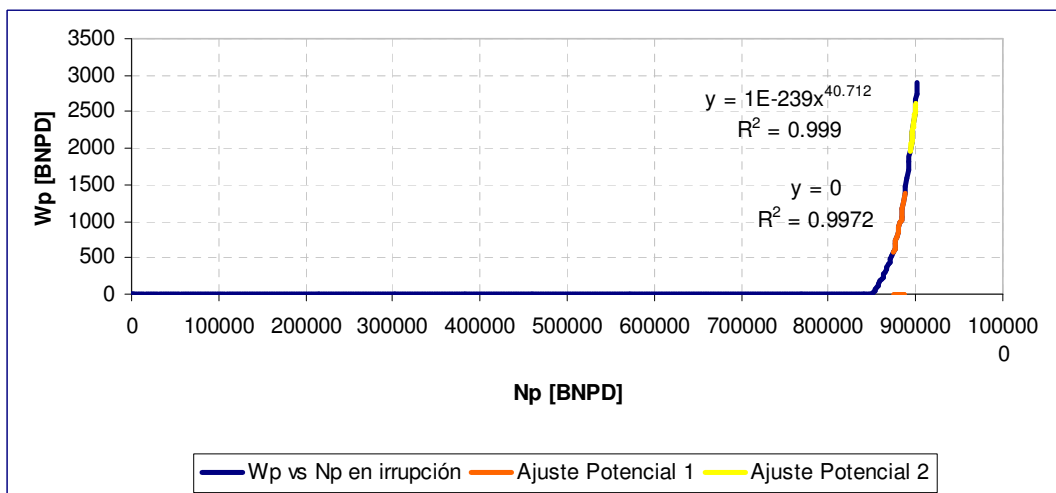


Figura D.10: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.

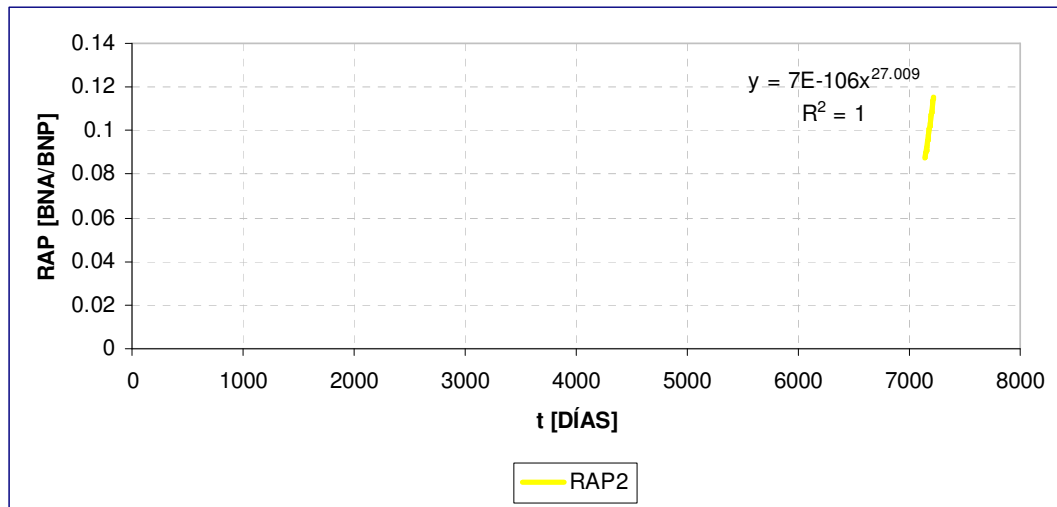


Figura D.11: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.

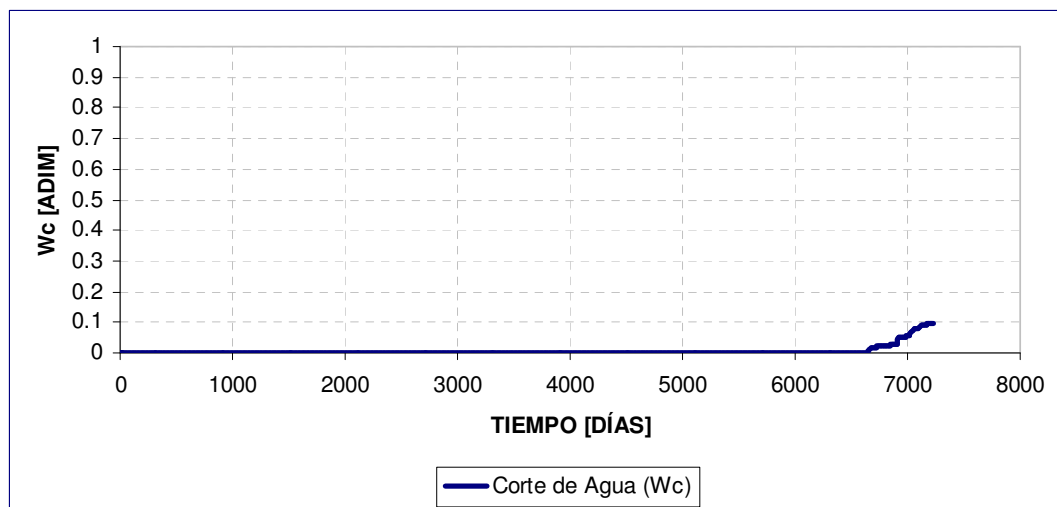


Figura D.12: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.



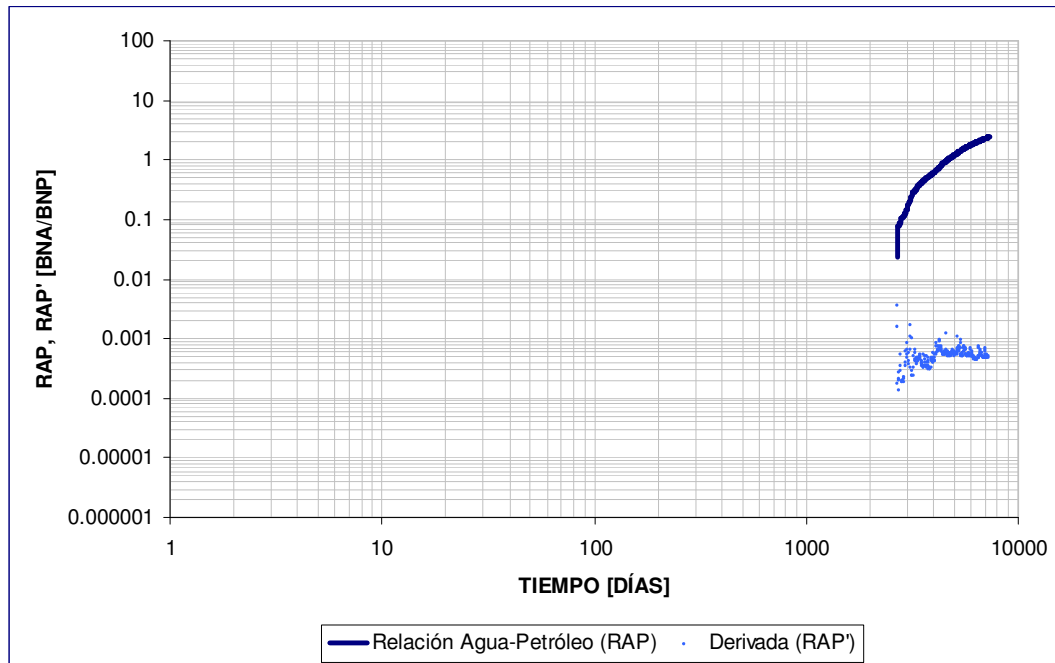


Figura D.13: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

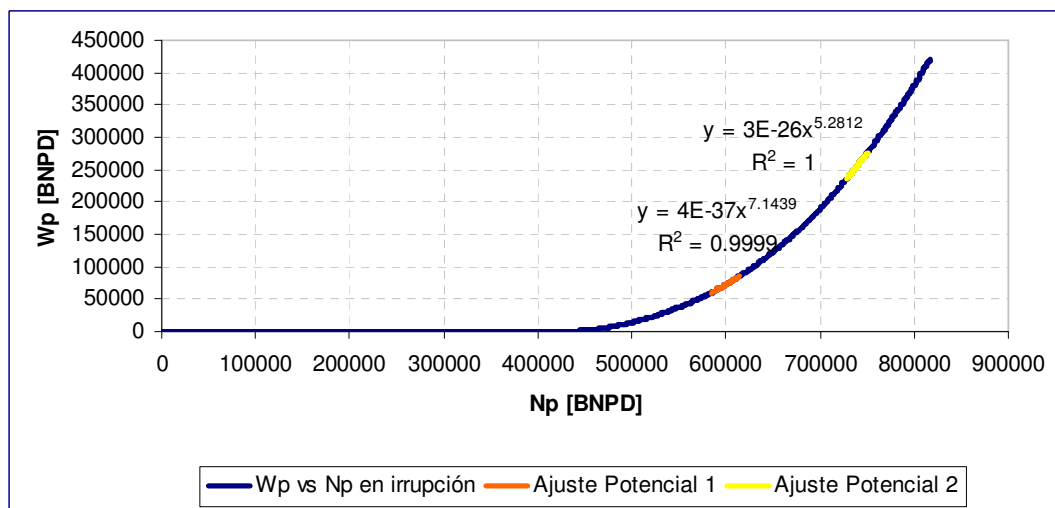


Figura D.14: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

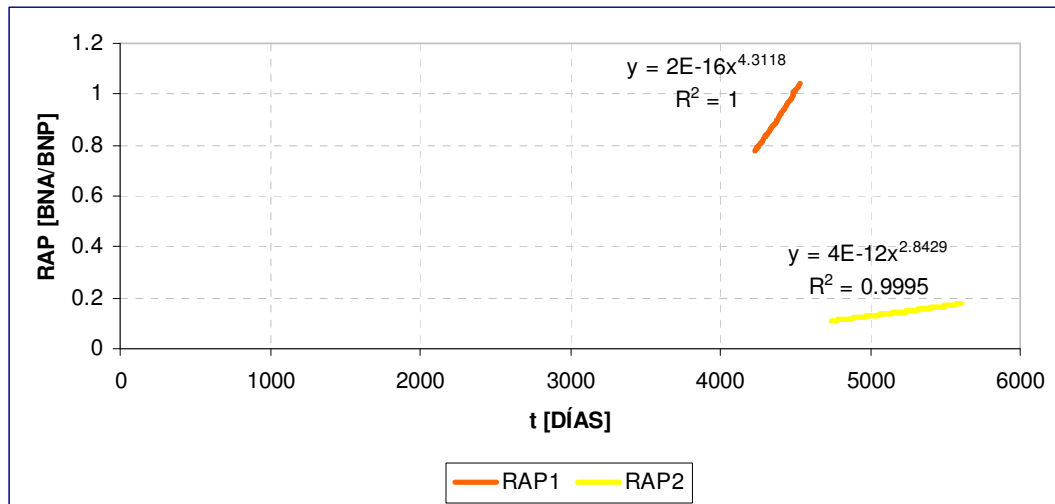


Figura D.15: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

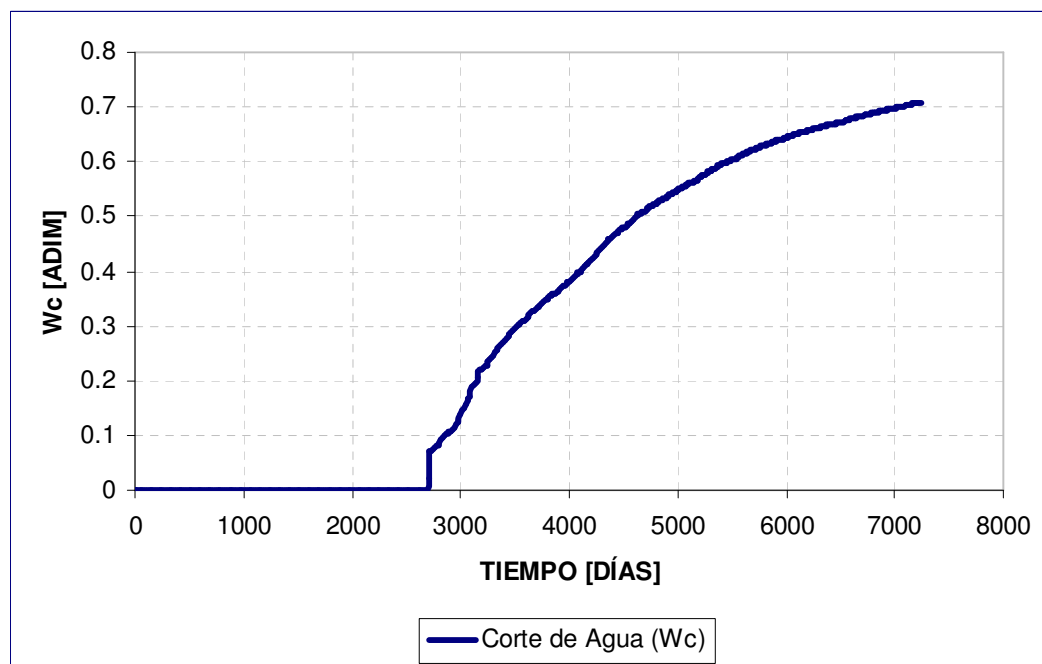


Figura D.16: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

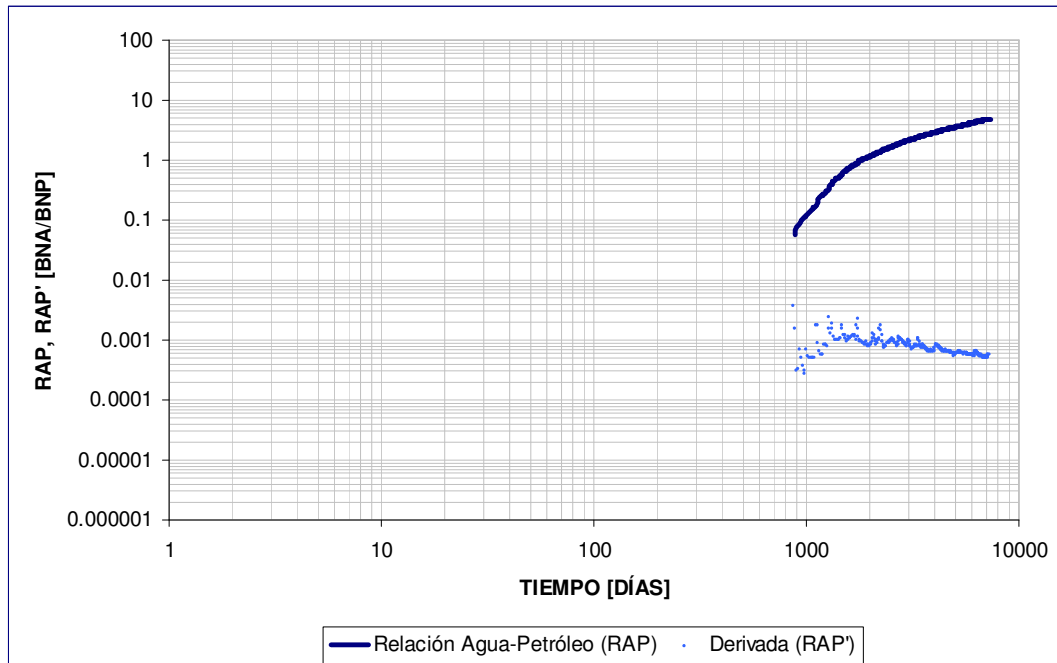


Figura D.17: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

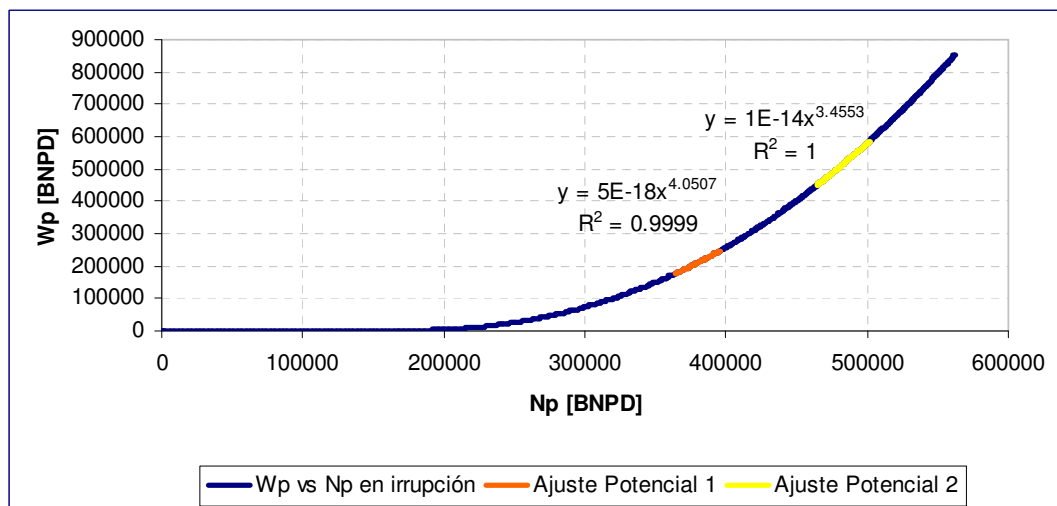


Figura D.18: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

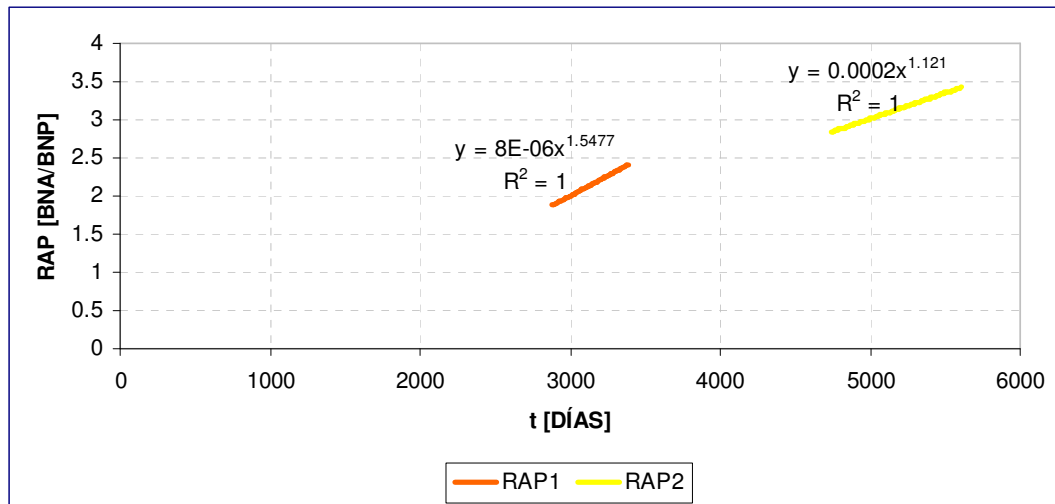


Figura D.19: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

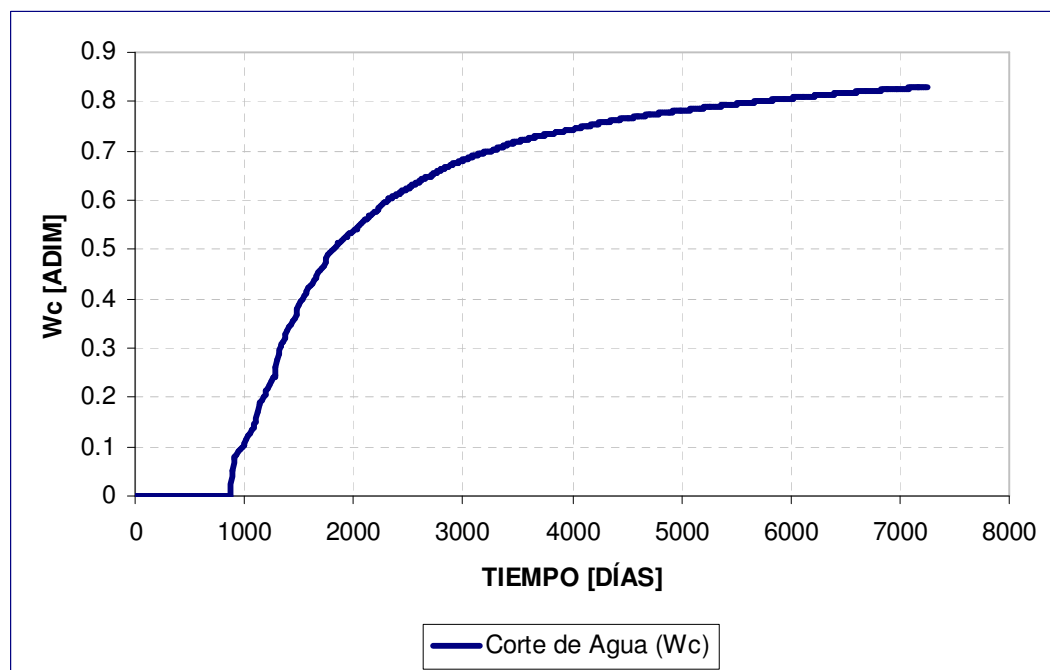


Figura D.20: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

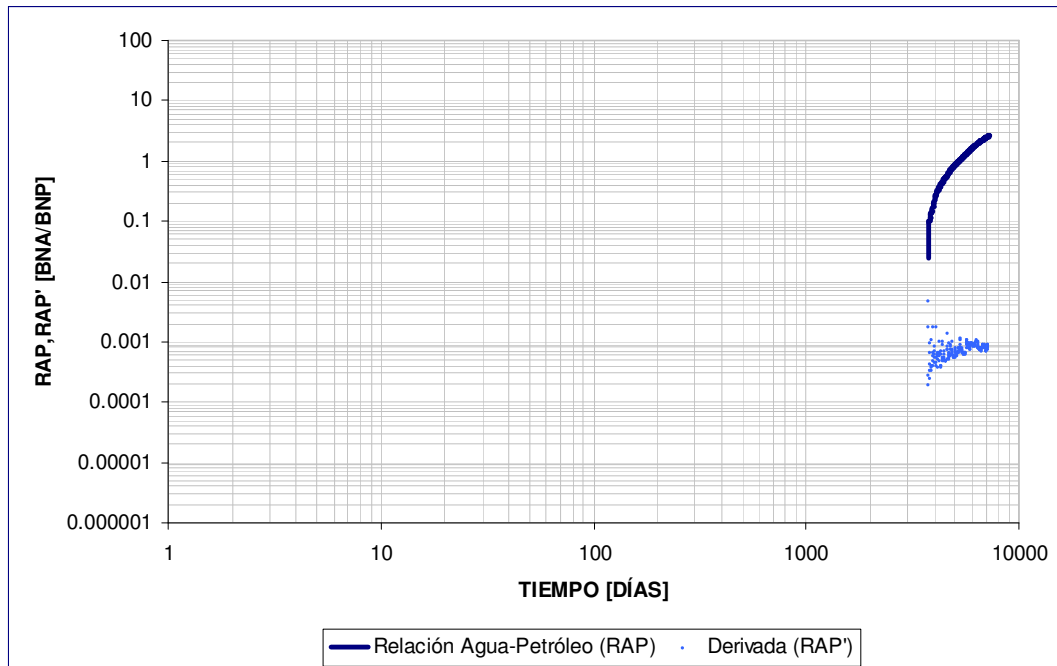


Figura D.21: Curva de Chang, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3°.

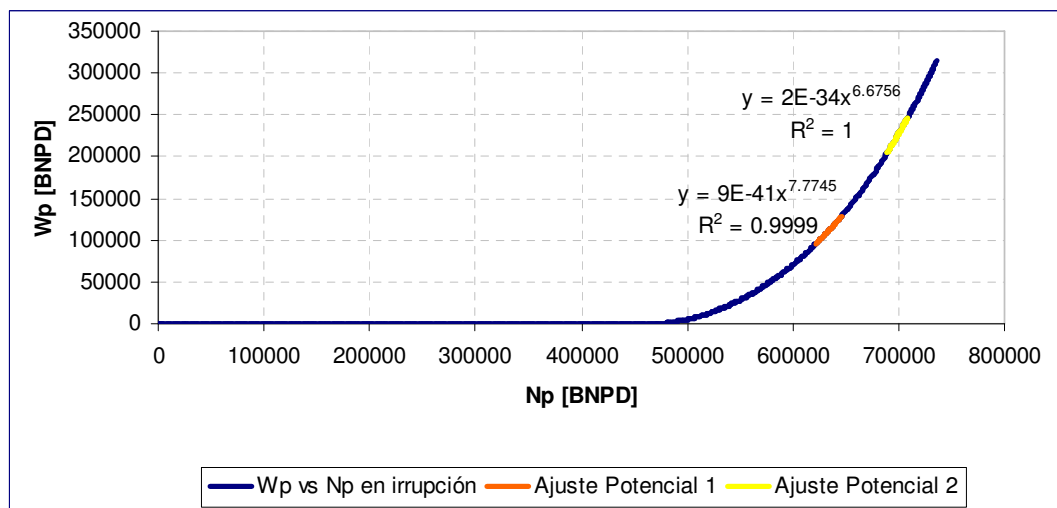


Figura D.22: Curva 1 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3°.

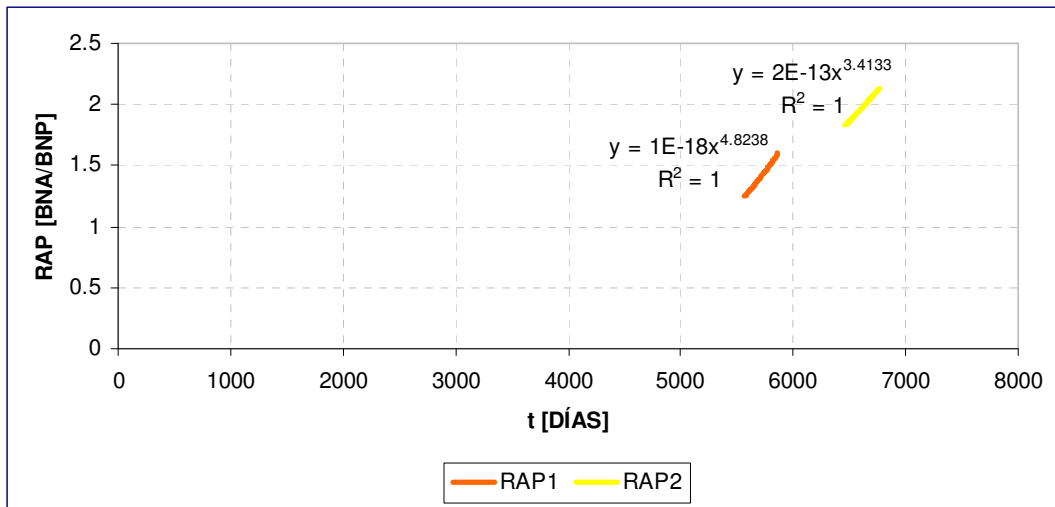


Figura D.23: Curva 2 de Luis Ramos, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3°.

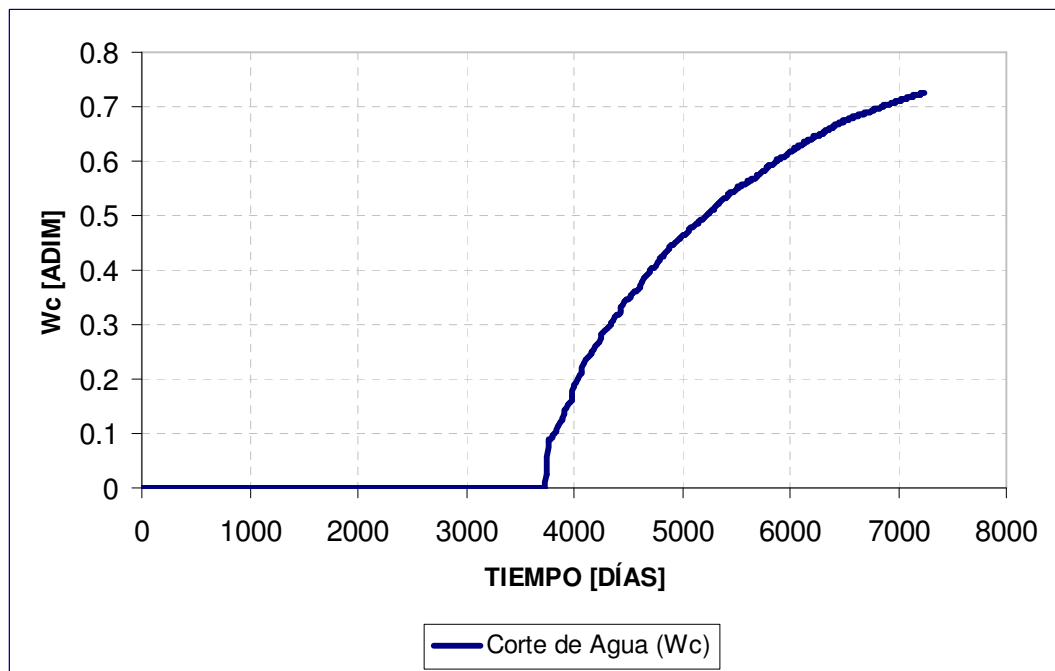


Figura D.24: Corte de Agua en función del tiempo, 12 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 3°.

Crudo de 35 API

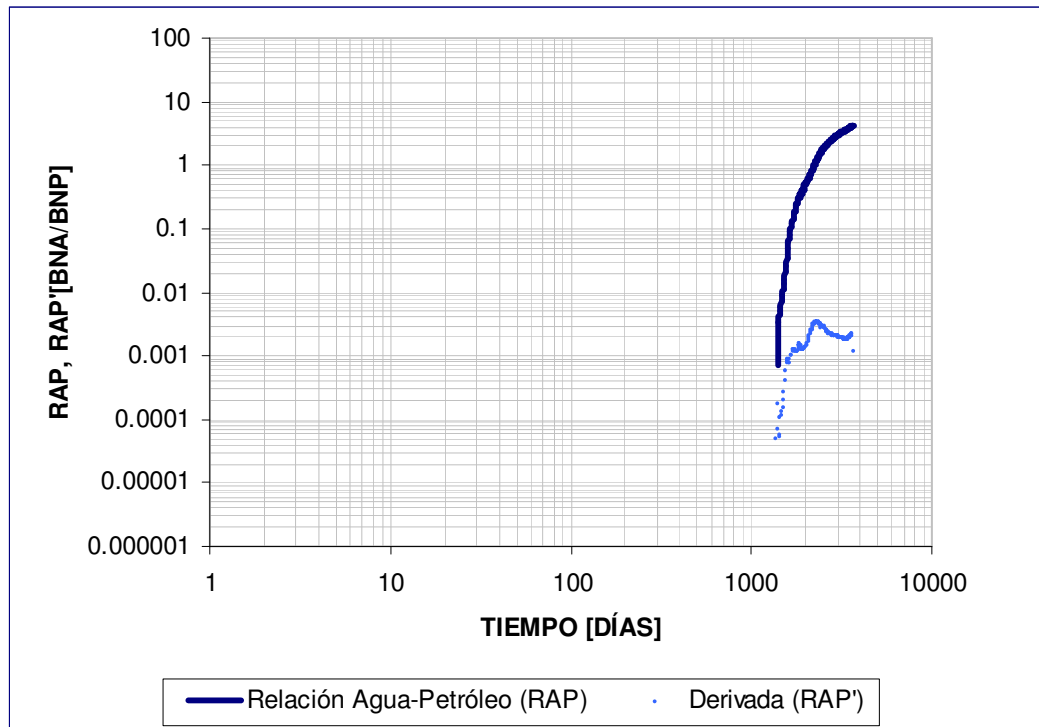


Figura D.25: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°.

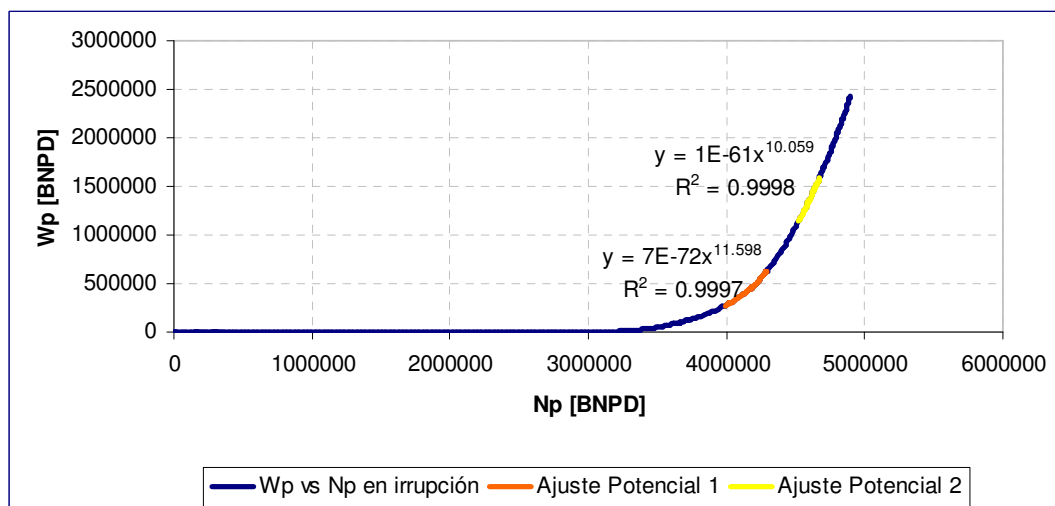


Figura D.26: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°.

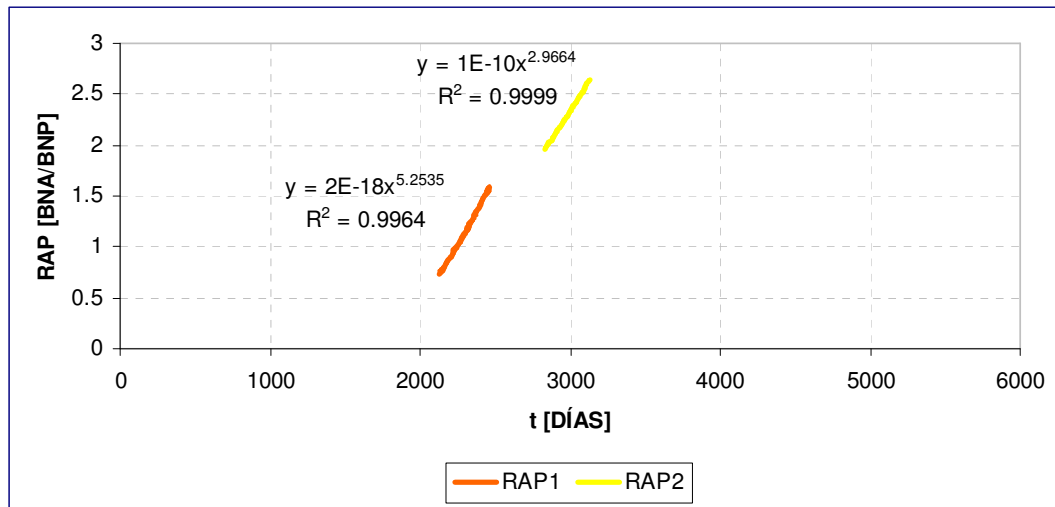


Figura D.27: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°.

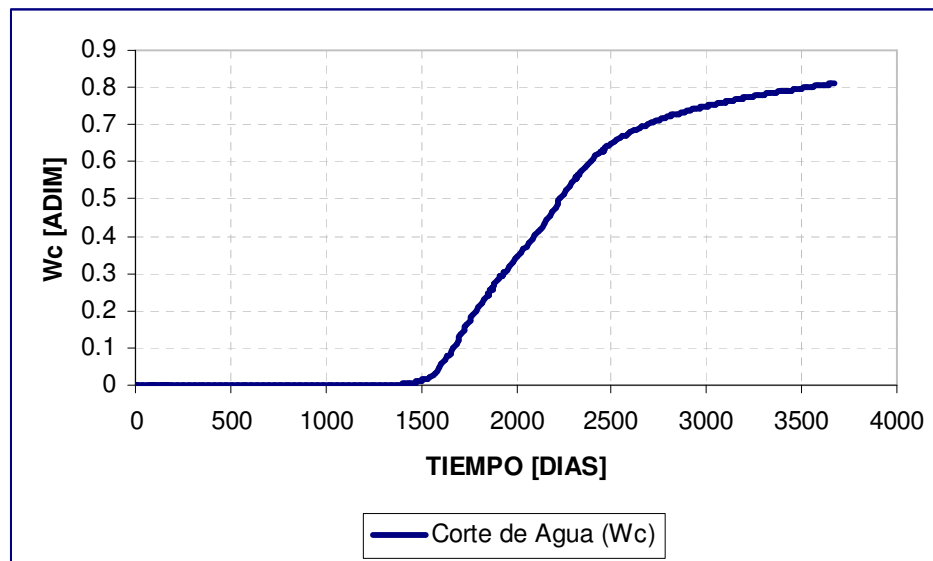


Figura D.28: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 0°.



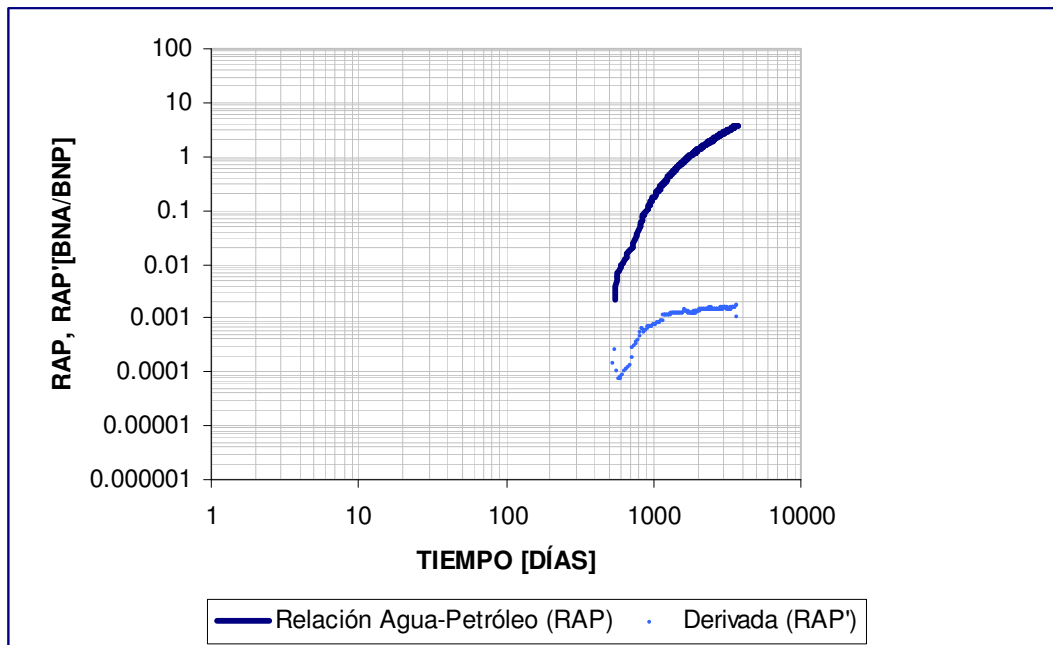


Figura D.29: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

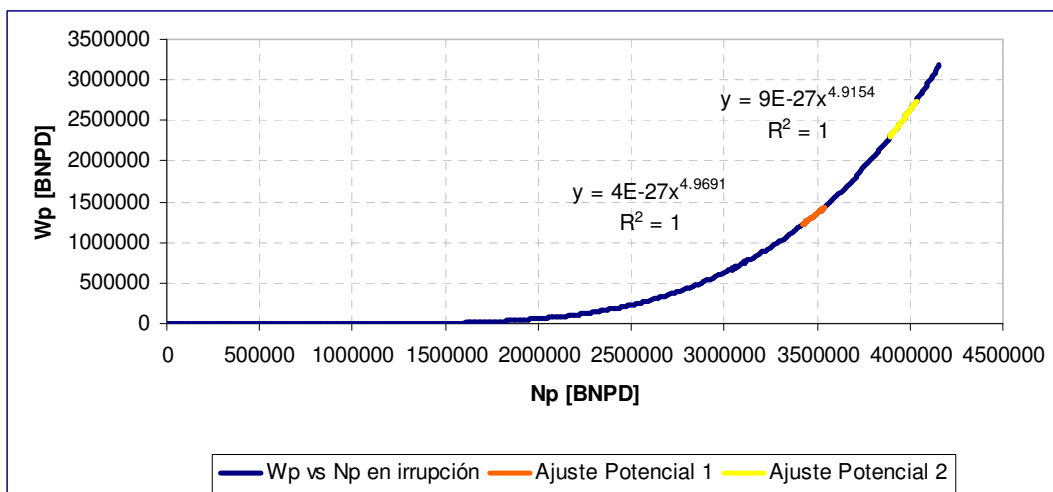


Figura D.30: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

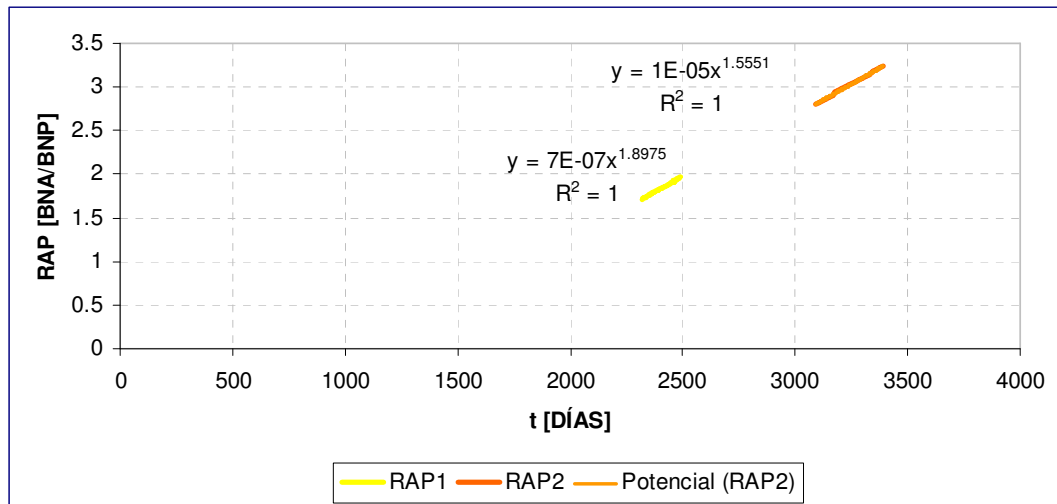


Figura D.31: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

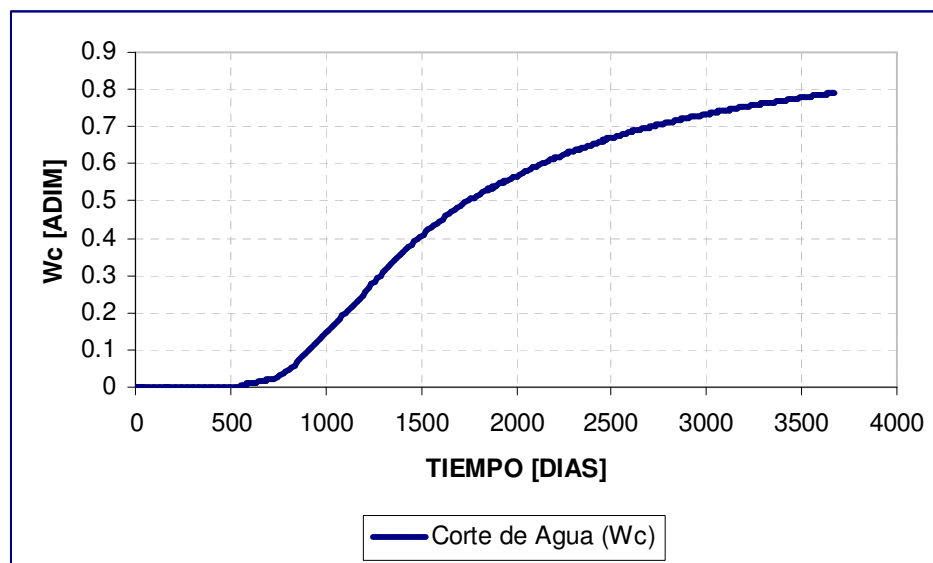


Figura D.32: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 0°.

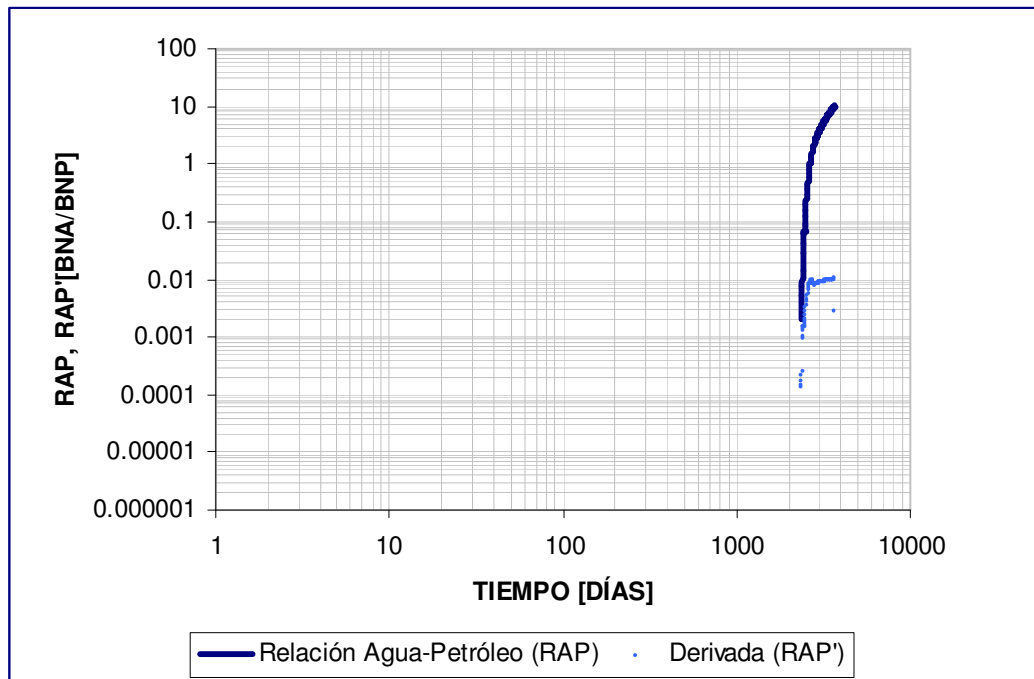


Figura D.33: Curva de Chang, 35 API,  $K_v/K_h = 0.01$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

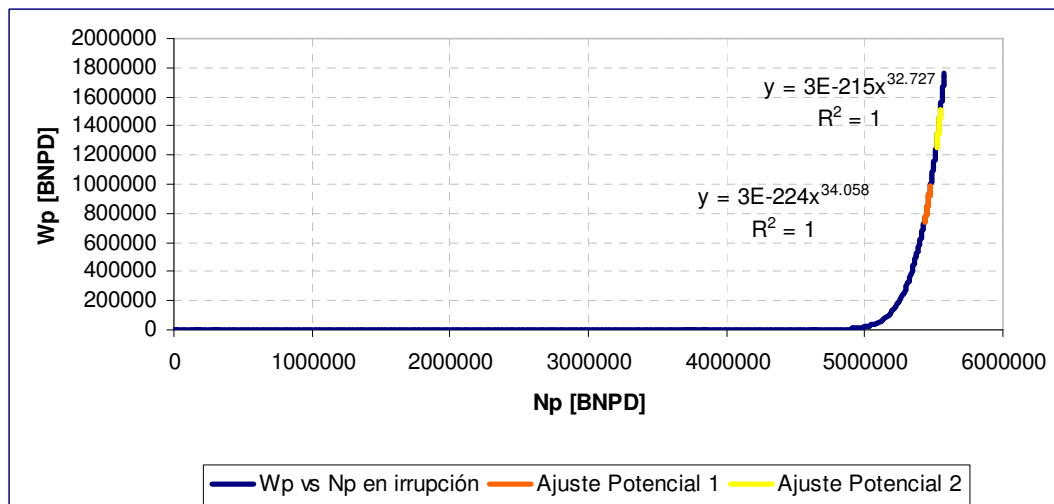


Figura D.34: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API,  $K_v/K_h = 0.01$ , buzamiento =  $0^\circ$ .

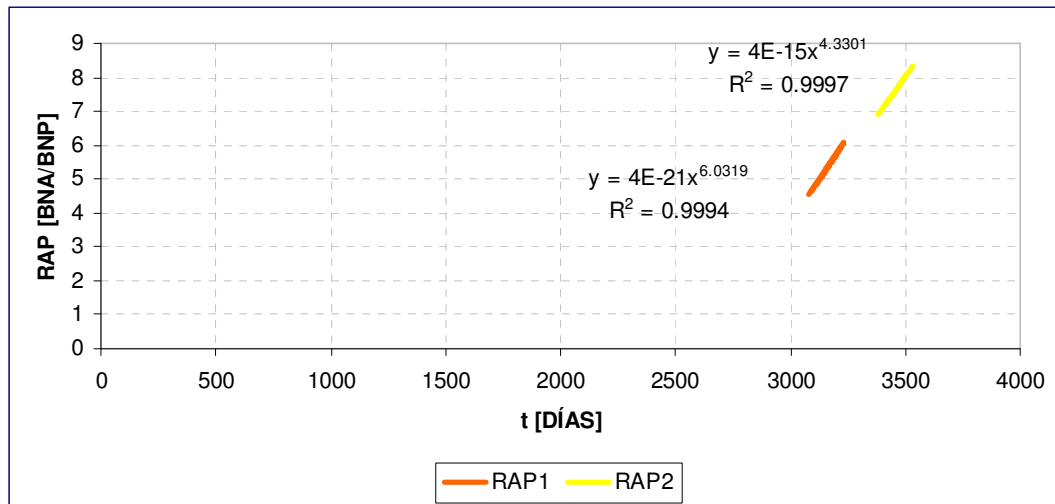


Figura D.35: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.

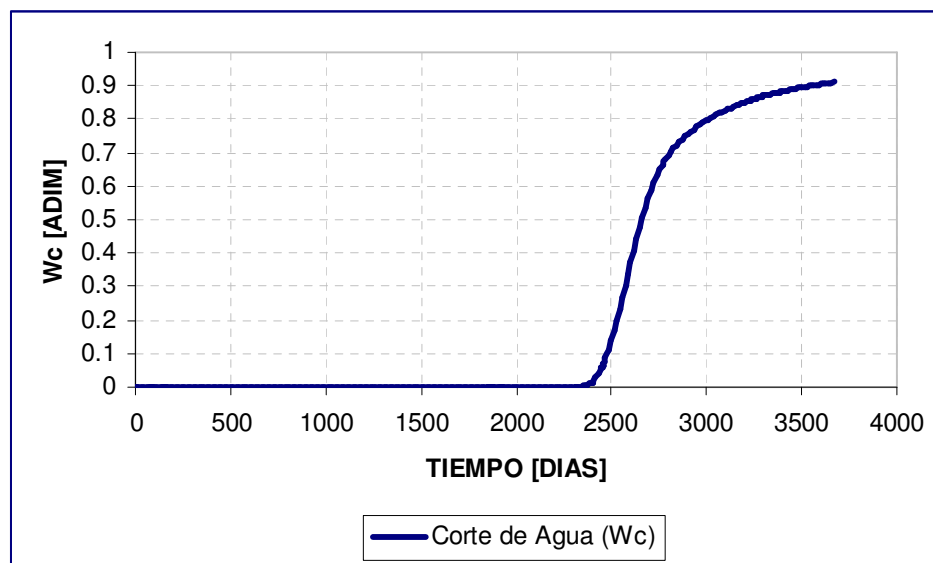


Figura D.36: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.01, buzamiento = 0°.

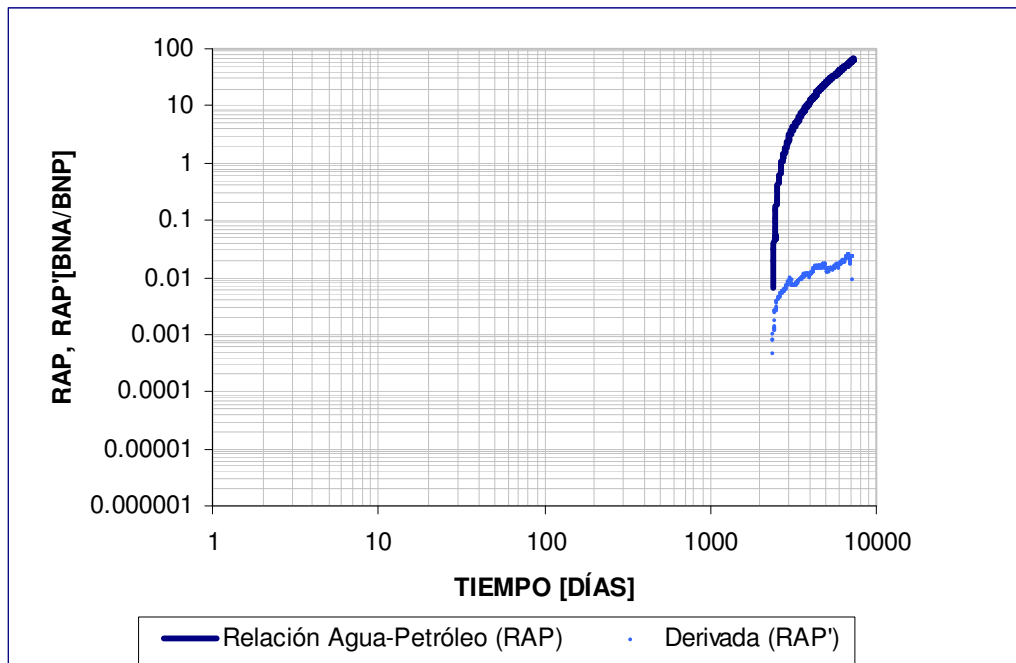


Figura D.37: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

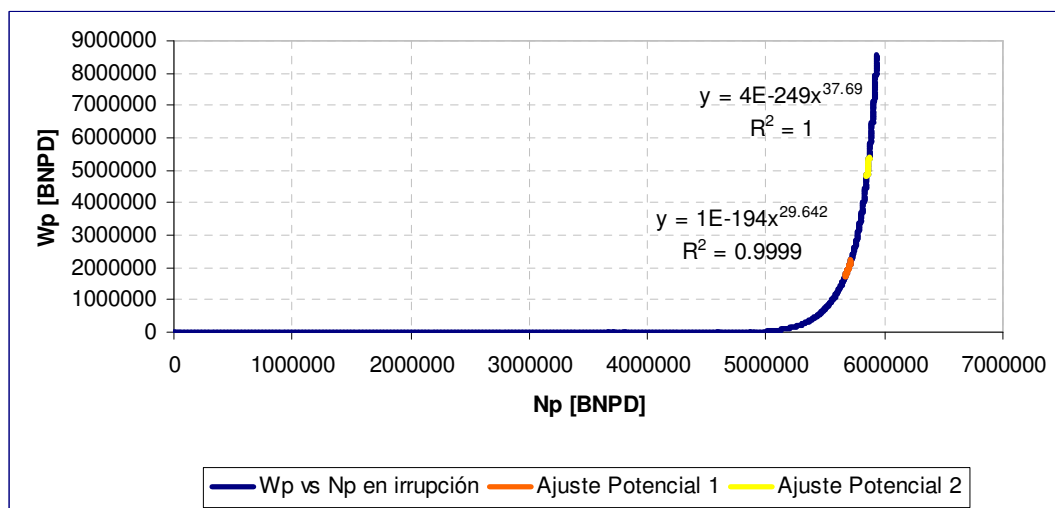


Figura D.38: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

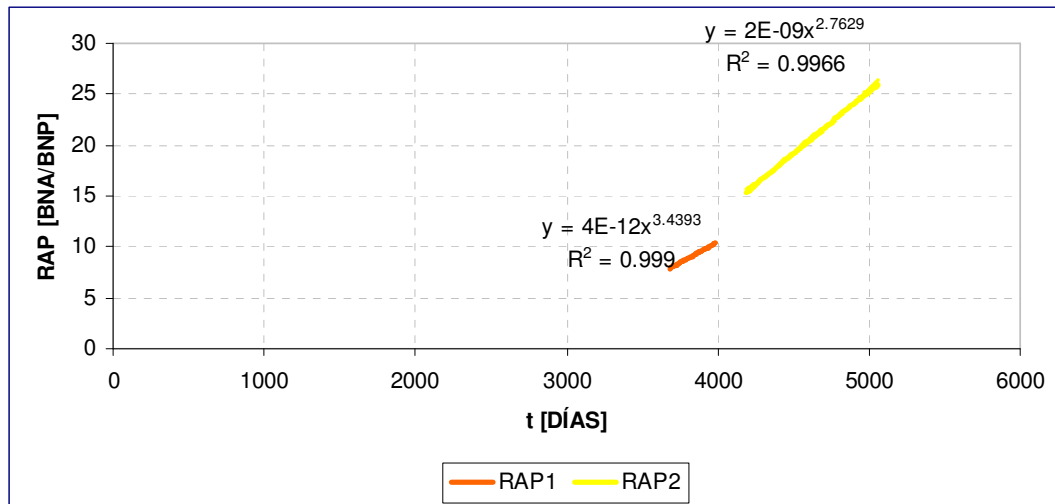


Figura D.39: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

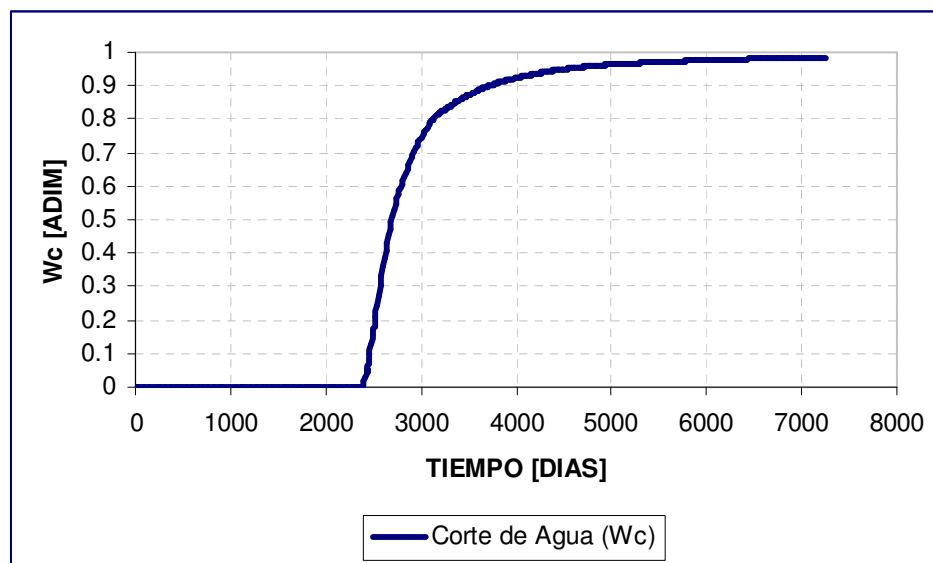


Figura D.40: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.1, buzamiento = 3°.

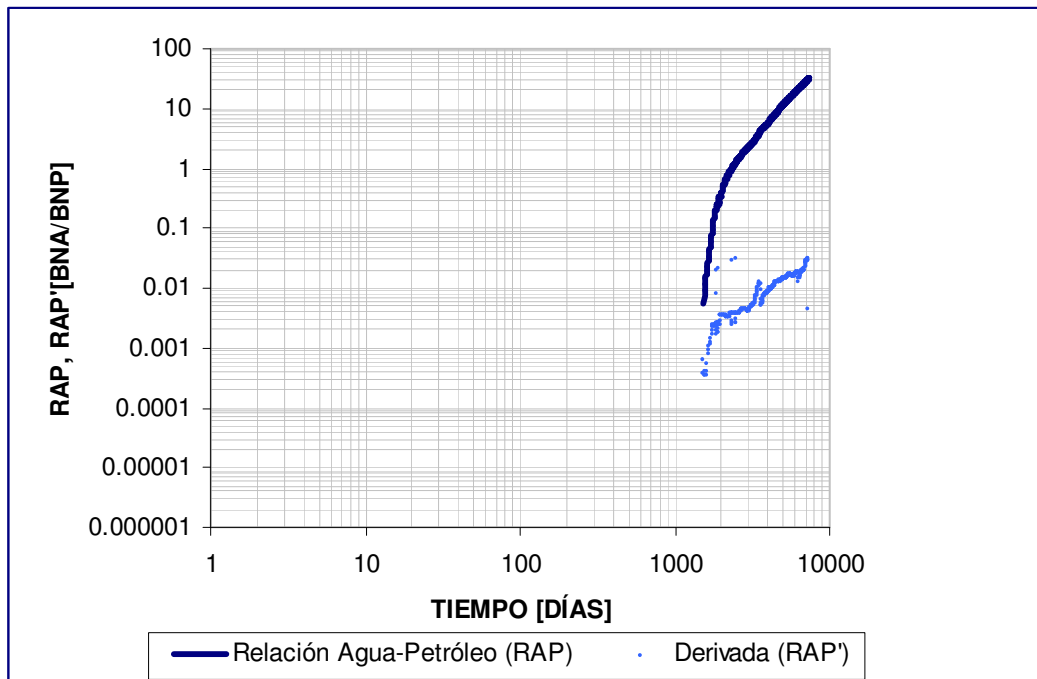


Figura D.41: Curva de Chang, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

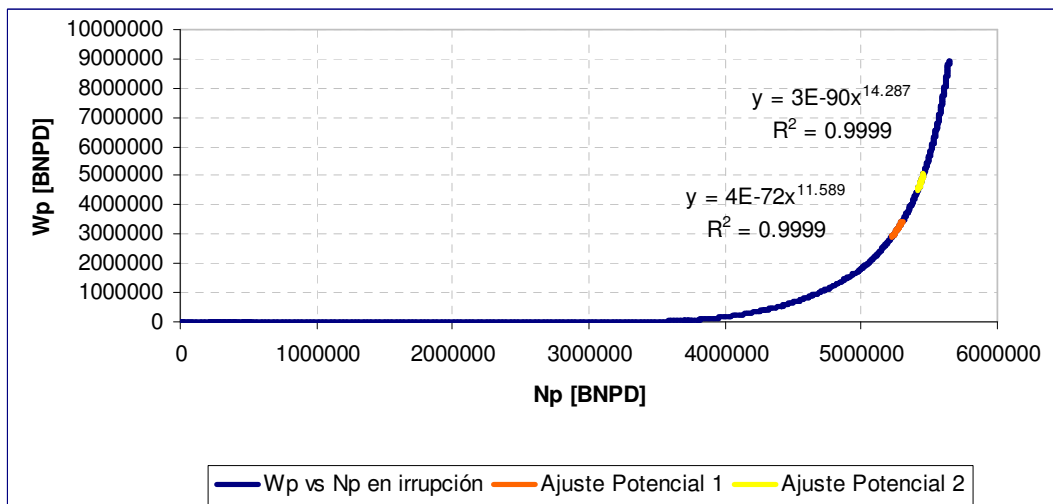


Figura D.42: Curva 1 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

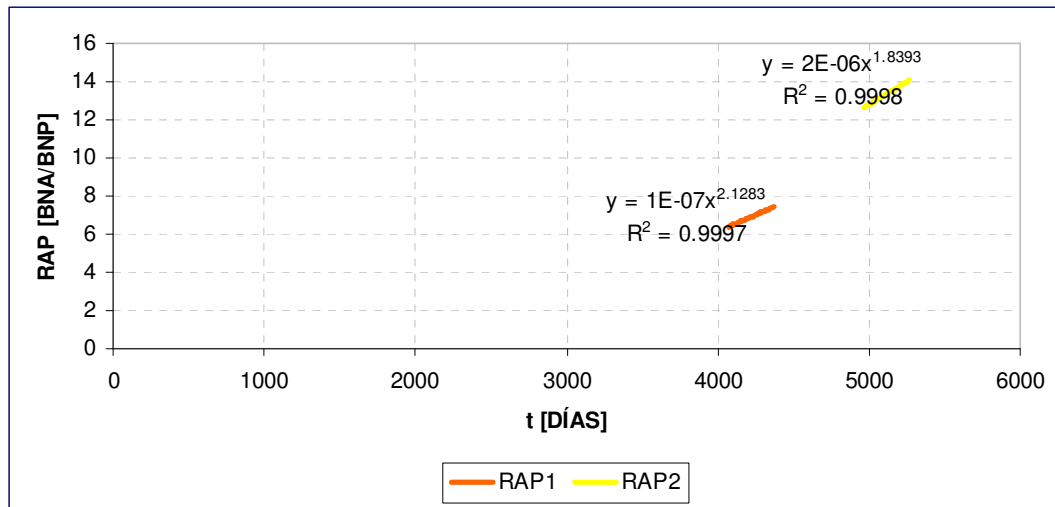


Figura D.43: Curva 2 de Luis Ramos, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.

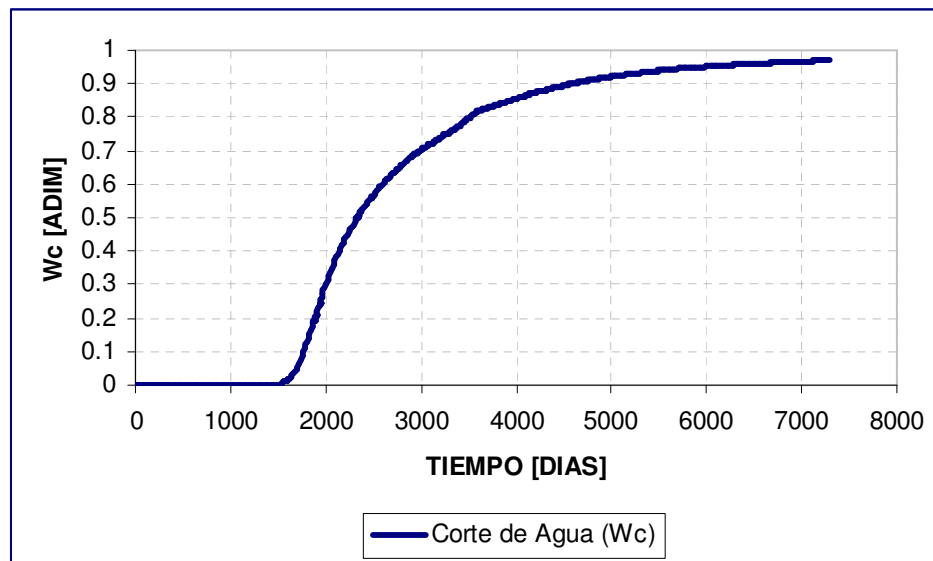


Figura D.44: Corte de Agua en función del tiempo, 35 API, Kv/Kh = 0.5, buzamiento = 3°.